

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»**

Навчально-науковий інститут механічної інженерії і транспорту

Кафедра гідравлічних машин ім. Г. Ф. Проскури

Спеціальність: 133 Галузеве машинобудування

Освітня програма: Машини і обладнання для технологічних процесів

До захисту допускаю

Завідувач кафедри

Андрій РОГОВИЙ

12.06.2026 р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

першого (бакалаврського) рівня вищої освіти

Тема роботи «Компоновка обладнання бурової установки для буріння на
глибину 3100 м»

Шифр роботи

МІТ-422зв.01

Виконавиця

Арестова Марина Юріївна

Керівниця

професорка Фатєєва Надія Миколаївна

Харків 2026

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»

Навчально-науковий інститут механічної інженерії і транспорту
Кафедра гідравлічних машин ім. Г. Ф. Проскури
Рівень вищої освіти перший (бакалаврський)
Спеціальність: 133 Галузеве машинобудування
Освітня програма: Машини і обладнання для технологічних процесів

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

Андрій РОГОВИЙ

03.03.2026 р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧЦІ

Арестовій Марині Юріївні

1 Тема роботи Компоновка обладнання бурової установки для буріння на глибину 3100 м

Керівниця роботи Фатєєва Надія Миколаївна, канд. техн. наук, доцентка

затверджені наказом закладу вищої освіти від «20» квітня 2026 р. № 517 СТ

2 Термін подання здобувачем роботи 12.06.2026 р.

3 Вихідні дані до роботи: умовний діаметр експлуатаційної колони 168,3 мм; глибина свердловини 3100 м; глибина залягання ґрунтових вод 300 м; глибина, на якій можливі ускладнення 2300 м.

4 Перелік питань, які потрібно розробити в кваліфікаційній роботі. Проектування конструкції свердловини. Конструювання бурильної колони. Вибір бурової установки. Компоновка обладнання бурової установки. Економічне обґрунтування. Охорона праці та навколишнього середовища.

5 Перелік графічного матеріалу: складальний кресленик установки бурової – 1 аркуш формату А1, складальний кресленик вишки бурової – 1 аркуш формату А1, складальний кресленик лебідки – 2 аркуша формату А1.

6 Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Економічне обґрунтування	Мехович С. А., професор		
Охорона праці та навколишнього середовища	Мезенцева І. О., професорка		

7 Дата видачі завдання 05.03.2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Номер етапу	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітки
1	Вибір і обґрунтування теми, постановка проблем і завдань	05.03.2026	
2	Добір і опрацювання джерел інформації	11.03.2026	
3	Виконання пояснювальної записки	14.05.2026	
4	Виконання графічної частини	26.05.2026	
5	Складання відомості документів	02.06.2026	
6	Подання роботи на рецензію	05.06.2026	
7	Подання роботи на допуск до захисту	12.06.2026	
8	Захист роботи	19.06.2026	

Здобувачка

Марина АРЕСТОВА

Керівниця роботи

Надія ФАТЄЄВА

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»**

Навчально-науковий інститут механічної інженерії і транспорту

Кафедра гідравлічних машин ім. Г. Ф. Проскури

Спеціальність: 133 Галузеве машинобудування

Освітня програма: Машини і обладнання для технологічних процесів

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної роботи

першого (бакалаврського) рівня вищої освіти

на тему «Компоновка обладнання бурової установки для буріння на глибину
3100 м»

Виконала здобувачка 4 курсу, групи МІТ-422зв

Марина АРЕСТОВА

Керівниця

Надія ФАТЄЄВА

Рецензентка

Ольга ДМИТРІЄНКО

Нормоконтролерка

Надія ФАТЄЄВА

Харків 2026

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка до КР: 86 с., 38 рис., 20 табл., 30 джерел інформації

Ключові слова: СВЕРДЛОВИНА, ОБСАДНА КОЛОНА, КОЛОНА БУРИЛЬНИХ ТРУБ, БУРОВА УСТАНОВКА, РОТОР, ЛЕБІДКА, БУРОВИЙ НАСОС, БУРОВА ВИШКА.

Метою роботи є: обґрунтований вибір та компонування обладнання бурового комплексу для ефективного та безпечного буріння свердловини на глибину 3100 м з урахуванням сучасних технічних вимог, стандартів і практичного досвіду галузі.

Виходячи з поставленої мети, в роботі було виконано:

- проектування свердловини глибиною 3100 м;
- підібрано обсадні труби та долота;
- обрано режим буріння;
- здійснено вибір бурової установки та комплексу наземного бурового обладнання (ротатор, лебідка, буровий насос, бурова вишка).

Методи дослідження – аналіз літератури (довідників, технічної документації, каталогів нафтового обладнання), аналіз розрахунків бурового устаткування.

Об'єктом дослідження дипломної роботи є бурова установка та її основна комплектація.

Предметом дослідження є процес вибору та компоновки обладнання бурової установки, а також визначення параметрів конструкції свердловини і бурильної колони для забезпечення ефективного та безпечного буріння.

THE ABSTRACT

The explanatory note of QW: 86 p., 38 fig., 20 tabl., 30 sources

Keywords: WELL, CASING, DRILL PIPE STRING, DRILLING RIG, ROTOR, WINCH, DRILLING PUMP, DRILLING DERRICK.

The purpose of work is to justify the selection and layout of drilling equipment for efficient and safe drilling of a well to a depth of 3100 m, taking into account modern technical requirements, standards and practical experience of the industry.

Based on the set goal, *the work included:*

- designing a well with a depth of 3100 m;
- selection of casing and bits;
- drilling mode was selected;
- selection of a drilling rig and a set of surface drilling equipment (rotor, winch, drilling pump, drilling derrick).

Research methods: analysis of literature (reference books, technical documentation, catalogues of oil equipment), analysis of drilling equipment calculations.

The object of research is a drilling rig and its main equipment.

The subject of the research is the process of selecting and configuring drilling rig equipment, as well as determining the design parameters of the well and the drill string to ensure efficient and safe drilling.

ЗМІСТ

Вступ.....	3
1 Проектування конструкції свердловини.....	4
1.1 Загальні положення.....	4
1.2 Розрахунок діаметра колон і доліт.....	4
2 Конструювання бурильної колони.....	9
2.1 Вибір елементів бурильної колони.....	9
2.2 Визначення параметрів конструкції обважнених бурильних труб.....	9
3 Вибір бурової установки.....	14
3.1 Загальні відомості про бурову установку.....	14
3.2 Визначення класу і вантажопідйомності бурової установки	16
3.3 Призначення і область застосування бурової установки.....	18
4 Компоновка обладнання бурової установки.....	21
4.1 Бурова вежа.....	21
4.2 Бурова лебідка.....	33
4.3 Верхній привод.....	42
4.4 Буровий насос.....	50
4.5 Буровий ротор.....	60
4.6 Бурові лебідки.....	33
4.7 Бурові насоси.....	36
5 Економічне обґрунтування.....	65
5.1 Розрахунок собівартості НДР.....	66
5.2 Розрахунок матеріальних витрат на НДР.....	66
5.3 Визначення транспортно-заготівельних витрат.....	67
5.4 Витрати на оплату праці.....	67
5.5 Відрахування на соціальні заходи.....	67
5.6 Розрахунок амортизації основного обладнання.....	68
5.7 Розрахунок загальновиробничих витрат.....	68
5.8 Калькуляція собівартості НДР.....	69
6 Охорона праці та навколишнього середовища.....	71
6.1 Загальні питання охорони праці.....	71
6.2 Організація управління охороною праці на конкретному підприємстві або установі, що вивчається.....	71
6.3 Організація безпечних умов праці на робочому місці.....	73
6.3.1 Шкідливі і небезпечні виробничі фактори.....	73
6.3.2 Метеорологічні умови.....	74
6.3.3 Вентиляція.....	76
6.3.4 Освітлення.....	77
6.3.5 Шум та вібрація.....	77
6.4 Електробезпека.....	79
6.5 Пожежна безпека.....	79
6.6 Охорона навколишнього середовища.....	80
Висновки.....	82
Список джерел інформації.....	84
Додаток А.....	87

ВСТУП

Нафтогазова галузь є однією з базових складових паливно-енергетичного комплексу будь-якої держави. Ефективне освоєння родовищ вуглеводнів значною мірою залежить від рівня технічного оснащення бурових підприємств. Одним із ключових факторів успішного спорудження свердловин є правильний вибір і компоновка обладнання бурової установки. Особливого значення набуває підбір обладнання для свердловин середньої глибини, до яких належать свердловини глибиною близько 3100 м.

Бурова установка являє собою складний комплекс взаємопов'язаних машин, механізмів і систем, призначених для виконання основних і допоміжних операцій під час будівництва свердловин. До її складу входять бурова вежа, бурова лебідка, верхній привід, бурові насоси, система очищення бурового розчину, роторне обладнання та противикидні пристрої.

Актуальність теми дипломної роботи зумовлена необхідністю обґрунтованого вибору обладнання бурової установки для спорудження свердловини глибиною 3100 м. Сучасні вимоги до бурових робіт передбачають підвищення рівня механізації та автоматизації технологічних процесів, забезпечення високої надійності обладнання й дотримання вимог промислової безпеки. Водночас важливим завданням залишається зниження матеріальних і енергетичних витрат під час буріння.

Метою дипломної роботи є розроблення компоновки обладнання бурової установки для буріння свердловини глибиною 3100 м з урахуванням технологічних, технічних та експлуатаційних вимог.

У роботі розглядаються конструктивні особливості бурової вежі, бурової лебідки, системи верхнього привода, бурових насосів, системи очищення бурового розчину, роторного та противикидного обладнання. Аналіз технічних характеристик зазначених механізмів дає можливість обрати найбільш раціональне рішення для заданих умов буріння.

1 ПРОЄКТУВАННЯ КОНСТРУКЦІЇ СВЕРДЛОВИНИ

1.1 Загальні положення

Бурове обладнання використовується для спорудження нафтових і газових свердловин. До його складу входять бурова установка, бурильна колона та засоби герметизації гирла свердловини.

Бурова установка являє собою сукупність машин, агрегатів і механізмів, які забезпечують виконання певних технологічних операцій під час буріння свердловин різної конструкції.

Свердловиною називають циліндричну гірничу виробку в земній корі, що має значне співвідношення глибини до діаметра та закріплена металевими трубами. У верхній частині, яку називають гирлом, обсадні труби підносяться над поверхнею землі та оснащуються фланцями, пристроями для підвішування обсадних колон і кріплення герметизуючого обладнання. Нижня частина свердловини – це вибій. Привибійну зону обсадної колони перфорують для забезпечення припливу нафти або газу.

Конструкція свердловини визначається її глибиною, початковим і кінцевим діаметрами буріння, кількістю, діаметрами та довжиною спущених обсадних колон, товщиною їхніх стінок, діаметрами різних ділянок стовбура, а також кутом нахилу або відхиленням від вертикалі. Вибір конструкції залежить від цілей буріння, геологічних умов, глибини, техніки проходки, методу розробки родовища та інших чинників.

Свердловини споруджують для розвідки корисних копалин, вивчення властивостей порід та характеру залягання пластів (розвідувальні), а також для видобування з надр нафти, газу, води (експлуатаційні). Більшість експлуатаційних нафтових і газових свердловин бурять вертикальними або похилими, зазвичай глибиною від 1000 до 4000 метрів [1–3].

1.2 Розрахунок діаметра колон і доліт

Вихідні дані для розрахунку конструкції свердловини [4; 5] приведені в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Вихідні дані для розрахунку конструкції свердловини

Технічне завдання		
Назва параметра	Позначення	Величина
Умовний діаметр експлуатаційної колони, мм	d_e	168,3
Глибина свердловини, м	L	3100
Глибина залягання ґрунтових вод, м	L_k	300
Глибина, на якій можливі ускладнення, м	$L_{пр}$	2300
Розрахувати двоколонну конструкцію свердловини		

1) Зовнішній діаметр з'єднувальної муфти, що використовується в експлуатаційній колоні за ДСТУ 632-80 (табл. 1.2):

$$d_e^M = 187,7 \text{ мм.}$$

2) Обчислений калібр породоруйнівного інструменту для проходки свердловини під обсадну колону експлуатаційного типу:

$$D_e^{DP} = d_e^M + 2\delta,$$

де $2\delta = 25$ мм (табл. 1.3) – різниця діаметра стовбура свердловини і муфти обсадної колони.

$$D_e^{DP} = 212,7 \text{ мм.}$$

3) Підбір зі стандартного ряду найближчого за значенням нормалізованого калібру бурового долота, призначеного для буріння свердловини під експлуатаційну колону ДСТУ 20692-2003: $D_e^{DH} = 212,7$ мм.

4) Розрахункова величина діаметра усередині проміжної колони труб:

$$d_{пр}^{BH} = D_e^{DH} + 2\Delta,$$

де $\Delta = (5 \div 10)$ мм – радіальний зазор між долотом і стінкою обсадної труби (нижня межа – для труб малого діаметра).

$$d_{пр}^{BH} = 212,7 + 2 \cdot 8 = 228,7 \text{ мм.}$$

Таблиця 1.2 – Основні розміри (в мм) обсадних труб і з'єднувальних муфт до них за ДСТУ 632-80

Зовнішній діаметр обсадної труби	Товщина стінки труби		Діапазон варіювання внутрішнього діаметра		Зовнішній діаметр сполучної муфти		Товщини стінок обсадних труб
	мін	макс	від	до	нормальний	зменшений	
1	2	3	4	5	6	7	8
114,3	5,2	10,2	103,9	93,9	127,0 (133,0)	123,8	5,2; 5,7; 6,4; 7,4; 8,6; 10,2
127,0	5,6	10,7	115,8	105,6	141,3 (146,0)	136,5	5,6; 6,4; 7,5; 9,2; 10,2
139,7	6,2	10,5	127,3	118,7	153,7 (159,0)	149,2	6,2; 7,0; 7,7; 9,2; 10,5
146,1	6,5	10,7	133,1	124,7	166,0	156,0	6,5; 7,0; 7,7; 8,5; 9,5; 10,7
168,3	7,3	12,1	153,7	144,1	187,7	177,8	7,3; 8,0; 8,9; 10,6; 12,1
177,8	5,9	15,0	166,0	147,8	194,5 (198,0)	187,3	5,9; 6,9; 8,1; 9,2; 10,4; 11,5; 12,7; 13,7; 15,0
193,7	7,6	15,1	178,5	163,5	215,9	206,4	7,6; 8,3; 9,5; 10,9; 12,7; 15,1
219,1	6,7	14,2	205,7	190,7	244,5	231,8	6,7; 7,7; 8,9; 10,2; 11,4; 12,7; 14,2
244,5	7,9	15,9	228,7	212,7	269,9	257,2	7,9; 8,9; 10,0; 11,1; 12,0; 13,8; 15,9
273,1	7,1	16,5	258,9	240,1	298,5	285,8	7,1; 8,9; 10,2; 11,4; 12,6; 13,8; 15,1; 16,5
298,5	8,5	14,8	281,5	268,9	323,9	–	8,5; 9,5; 11,1; 12,4; 14,8
323,9	8,5	14,0	306,9	295,9	351,0	–	8,5; 9,5; 11,0; 12,4; 14,0
339,7	8,4	15,4	322,9	308,9	365,1	–	8,4; 9,7; 10,9; 12,2; 13,1; 14,0; 15,4
351,0	9,0	12,0	333,0	327,0	376,0	–	9,0; 10,0; 11,0; 12,0
377,0	9,0	12,0	359,0	353,0	402,0	–	9,0; 10,0; 11,0; 12,0
406,4	9,5	16,7	387,4	373,0	431,8	–	9,5; 11,1; 12,6; 16,7
426,0	10,0	12,0	406,0	402,0	451,0	–	10,0; 11,0; 12,0
473,1	11,1	–	450,9	–	508,0	–	11,1
508,0	11,1	16,1	485,8	475,8	533,4	–	11,1; 12,7; 16,1

Примітка. В дужках вказано зовнішній діаметр муфт для труб виконання Б.

Таблиця 1.3 – Мінімальна допустима різниця діаметрів стовбура свердловини і муфти обсадної колони

Номінальний діаметр обсадної колони, мм	Різниця діаметрів 2 δ , мм	Номінальний діаметр обсадної колони, мм	Різниця діаметрів 2 δ , мм
114,3	15,0	244,5	25,0
127,0	15,0	273,1	35,0
139,7	20,0	298,5	35,0
146,1	20,0	323,9	35,0÷45,0
168,3	25,0	426,0	35,0÷45,0

5) Стандартизований типорозмір обсадної труби згідно з нормативом. ДСТУ 632-80 (табл. 1.2): $d_{\text{пр}} = 244,5$ мм з максимальною допустимою товщиною стінки $b_{\text{пр}} = 7,9$ мм зовнішній діаметр муфти: $d_{\text{пр}}^{\text{М}} = 269,9$ мм.

6) Обчислений калібр породоруйнівного інструменту для проходки стовбура під проміжну обсадну колону:

$$D_{\text{пр}}^{\text{ДР}} = d_{\text{пр}}^{\text{М}} + 2\delta,$$

де $2\delta = 25$ мм (табл. 1.3).

$$D_{\text{пр}}^{\text{ДР}} = 294,9 \text{ мм.}$$

7) Підбір зі стандартного ряду типорозмірів того найближчого нормалізованого калібру долота, який відповідає умовам буріння під проміжну колону ДСТУ 20692-2003:

$$D_{\text{пр}}^{\text{ДН}} = 295,3 \text{ мм} > 294,9 \text{ мм.}$$

8) Обчислене значення внутрішнього перерізу кондуктора:

$$d_{\text{к}}^{\text{ВН}} = D_{\text{пр}}^{\text{ДН}} + 2\Delta = 295,3 + 2 \cdot 8 = 311,3 \text{ мм.}$$

9) Стандартизований типорозмір кондуктора ДСТУ 632-80 (табл. 1.2): $d_{\text{к}} = 339,7$ мм з максимальною допустимою товщиною стінки $b_{\text{к}} = 14$ мм; зовнішній діаметр муфти: $d_{\text{к}}^{\text{М}} = 365,1$ мм.

10) Обчислений калібр породоруйнівного інструменту для проходки стовбура під

кондуктор:

$$D_{\kappa}^{\text{дп}} = d_{\kappa}^{\text{м}} + 2\delta,$$

де зазор $2\delta = 45$ мм (табл. 1.3).

$$D_{\kappa}^{\text{дп}} = 410,1 \text{ мм.}$$

11) Найбільш наближений стандартизований калібр бурового долота з переліку типових розмірів, призначеного для буріння стовбура під кондуктор ДСТУ 20692-2003:

$$D_{\kappa}^{\text{дн}} = 444,5 \text{ мм} > 410,1 \text{ мм.}$$

12) Внутрішній розрахунковий діаметр напрямку:

$$d_{\text{н}}^{\text{вн}} = D_{\kappa}^{\text{дн}} + 2\Delta = 444,5 + 2 \cdot 8 = 460,5 \text{ мм.}$$

13) Нормалізований діаметр обсадних труб для напрямку за ДСТУ 632-80 (табл. 1.2): $d_{\text{н}} = 508$ мм з максимально допустимою товщиною стінки: $b_{\text{н}} = 16,1$ мм; зовнішній діаметр муфти: $d_{\text{н}}^{\text{м}} = 533,4$ мм.

14) Розрахунковий діаметр долота для буріння під напрям:

$$D_{\text{н}}^{\text{дп}} = d_{\text{н}}^{\text{м}} + 2\delta,$$

де зазор $2\delta = 45$ мм (табл. 1.3).

$$D_{\text{н}}^{\text{дп}} = 578,4 \text{ мм.}$$

15) Найближчий нормалізований діаметр долота для буріння під напрям з типорозмірів ДСТУ 20692-2003: $D_{\text{н}}^{\text{дн}} = 609,6$ мм $> 578,4$ мм.

Дані по розрахунку конструкції свердловини зведемо в табл. 1.4.

Таблиця 1.4 – Зведені данні по розрахунку конструкції свердловини

Назва обсадної колони	Діаметр колони, мм	Товщина стінок, мм	Діаметр долота, мм	Глибина спуску, м	Вага 1 м колони q, Н / м	БТ, мм
Напрямок	508	16,1	609,6	7	1918,8	168
Кондуктор	339,7	14	444,5	300	1100,7	140
Проміжна колона	244,5	7,9	295,3	2300	453,2	127
Експлуатаційна колона	168,3	8	212,7	3100	310	89

2 КОНСТРУЮВАННЯ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ

2.1 Вибір елементів бурильної колони

До складу бурильної колони входять такі компоненти: обважені бурильні труби (ОБТ), сталеві бурильні труби (СБТ) або легкосплавні бурильні труби (ЛБТ), провідна бурильна труба, різьбові перевідники, центратори та калібратори.

За конструкцією бурильні колони поділяються на такі типи:

однорозмірні (або одноступінчасті) – скомпоновані з труб однакового зовнішнього діаметра;

багаторозмірні (багатоступінчасті) – складені з труб різних зовнішніх діаметрів (двох-, трьох- або чотирирозмірні);

багатосекційні — утворені кількома ділянками труб однієї групи міцності, однакового зовнішнього діаметра, з однаковою товщиною стінки та однаковим типом різьбових з'єднань.

Нижню частину бурильної колони формують із ОБТ, які встановлюють безпосередньо над долотом або над вибійним двигуном.

Гладкі гарячекатані ОБТ по всій довжині рекомендують використовувати лише під час буріння з вибійними двигунами; ОБТС – при бурінні в ускладнених умовах (з проточкою під елеватор); ОБТ з квадратним перерізом по периметру — при проходці інтервалів, схильних до мимовільного викривлення; а ОБТ зі спіральними та поздовжніми канавками – в умовах підвищеного ризику затягувань і прихоплень бурильної колони [6].

2.2 Визначення параметрів конструкції обважених бурильних труб

Калібр нижньої (першої) секції ОБТ підбирають, виходячи з конструктивних особливостей свердловини, а також з умов забезпечення максимальної жорсткості та міцності. Для стандартних режимів буріння доцільно дотримуватись певних рекомендованих співвідношень між діаметрами ОБТ та типорозмірами доліт. ($d_{\text{ОБТ}} / D_{\text{д}}$)

(табл. 2.1).

Таблиця 2.1 – Співвідношення між діаметрами ОБТ і доліт

Діаметр долота, мм	$\leq 295,3$	$\geq 295,3$
Співвідношення $d_{\text{ОБТ}} / D_{\text{д}}$	$0,80 \div 0,85$	$0,70 \div 0,80$

Для ускладнених умов це співвідношення зменшується. Сполучення рекомендованих діаметрів нижньої секції ОБТ і доліт наведені в табл. 2.2.

В ускладнених умовах: при бурінні долотами $D > 250,8$ мм допускається застосування ОБТ найближчого меншого діаметру з одночасним встановленням опорно-центруючих пристроїв. При бурінні забійні двигуни діаметр нижньої секції ОБТ повинен бути не більше діаметра забійного двигуна, тобто $d_{\text{ОБТ}} \leq d_{\text{з.д}}$ [4; 5].

Таблиця 2.2 – Діаметри, мм, нижній секції ОБТ і доліт

Долото	ОБТ (нижня секція)	Долото	ОБТ (нижня секція)
139,7÷146,0	$\frac{114;120}{108}$	269,9	$\frac{219;229}{178;203}$
149,2÷158,7	$\frac{120;133}{108;114}$	195,3÷311,1	$\frac{229;245}{203;219}$
161,0÷171,4	$\frac{133;146}{120;133}$	320,0	$\frac{245}{229}$
187,3÷200,0	$\frac{165}{146}$	349,2	$\frac{254}{229}$
212,7÷228,6	$\frac{178}{165}$	$\geq 374,6$	$\frac{273}{254}$
244,5÷250,8	$\frac{203}{178}$	–	–
Примітка. У верхньому рядку наведено діаметр ОБТ для нормальних умов буріння, в нижній – для ускладнених.			

Рівень жорсткості нижньої привибійної ділянки ОБТ (наддолотної частини) має

бути не нижчим за жорсткість обсадної колони, для якої ведеться буріння. Щоб дотримати цю вимогу, у табл. 2.3 наведено співвідношення діаметрів обсадних труб та мінімально допустимих діаметрів ОБТ.

Співвідношення діаметрів бурильних труб, що розташовані вище ОБТ, до діаметра ОБТ ($d_{\text{ОБТ}}$) повинно відповідати умові: $d_{\text{БТ}}/d_{\text{ОБТ}} \geq 0,7$. Якщо це співвідношення не виконується, то комплект ОБТ має складатися з труб кількох діаметрів, які поступово зменшуються у напрямку до бурильних труб. При цьому відношення діаметра кожної наступної секції до попередньої повинно бути $\geq 0,8$. Рекомендовані поєднання діаметрів бурильних труб і діаметрів обсадних колон наведено в табл. 2.4.

Зазвичай число секцій багаторозмірної конструкції ОБТ $n_c \leq 3$.

Таблиця 2.3 – Діаметри обсадних труб і мінімально допустимі діаметри ОБТ, мм

Обсадна труба	ОБТ	Обсадна труба	ОБТ
114,3	108	244,5	203
127	120	273,1	219
139,7; 146,1	146	298,5	229
168,3	165	323,9; 339,7	229; 254
177,8; 193,7	178	351	254
219,1	178	377	254
244,5	203	≥ 406	273

Таблиця 2.4 – Рекомендовані діаметри бурильної і обсадної колони

Обсадна колона	Бурильна колона	Обсадна колона	Бурильна колона
139,7; 146,1	73	244,5	114; 127 (129)
168,3	89 (90)	273,1	127 (129); 140 (147)
177,8	89 (90); 102 (103)	298,5; 323,9	140 (147)
193,7	102 (103); 114	339,7; 377	140 (147)
219,1	114; 127 (128)	406 та більше	140 (147); 168 (170)
Примітка. У дужках вказані діаметри труб з легких сплавів			

Загальна довжина ОБТ для одно-, дво- і трьохрозмірних конструкцій в залежності від P_d і $\rho_{б.р}$ визначається з рівняння:

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{1,15 \cdot P_d}{\left[\lambda_1 \cdot q_1 + \frac{1}{n_c - 1} \cdot (1 - \lambda_1) \cdot (q_2 + q_3) \right] \cdot k_1 \cdot \cos \theta}, \quad (2.1)$$

де P_d – навантаження на долото в кН;

$\lambda_1 = l_1 / l_{\text{ОБТ}}$; l_1 – довжина нижньої частини (першої) секції, що створює основну частину навантаження. Для визначення l_1 слід спочатку задатися відношенням λ_1 :

- при нормальних умовах буріння – $l_1 = (0,7 \div 0,8) \cdot l_{\text{ОБТ}}$;

- при ускладнених умовах буріння – $l_1 = (0,4 \div 0,6) \cdot l_{\text{ОБТ}}$;

q_1, q_2, q_3 – вага 1 м відповідно, першої, другої і третьої секцій ОБТ, кН/м;

$k_1 = 1 - \rho_{б.р} / \rho_m$ – коефіцієнт, що враховує вплив бурового розчину;

θ – кут відхилення ОБТ від вертикалі.

Якщо $n_c = 3$, то $l_1 = \lambda_1 \cdot l_{\text{ОБТ}}$; $l_2 = l_3 = (l_{\text{ОБТ}} - l_1) / 2$;

якщо $n_c = 2$, то $l_1 = \lambda_1 \cdot l_{\text{ОБТ}}$; $l_2 = l_{\text{ОБТ}} - l_1$; $q_3 = 0$;

якщо $n_c = 1$, то $\lambda_1 = 1$; $q_2 = q_3 = 0$.

Визначаємо параметри конструкції ОБТ для буріння свердловини роторним способом долотом $D_d = 212,7$ мм; $P_d = 0,22$ МН = 220 кН; $\rho_{б.р} = 1300$ кг/м³; $\theta = 0^\circ$.

Буріння ведеться трубами $d_{\text{БТ}} = 89$ мм під обсадну колону $d_{\text{ОК}} = 168,3$ мм.

За табл. 2.3 приймаємо діаметр першої секції рівним 178 мм, оскільки $d_{\text{БТ}} / d_{\text{ОБТ}} = 89 / 178 = 0,5 < 0,7$, то $l_{\text{ОБТ}}$ повинна бути багаторозмірною. Приймаємо трьохрозмірну конструкцію 178x146x120. Для верхньої секції задовольняється умова $d_{\text{БТ}} / d_{\text{ОБТ}} = 89 / 120 = 0,74 > 0,7$.

При нормальних умовах буріння: $l_1 = (0,7 \div 0,8) \cdot l_{\text{ОБТ}}$. Приймаємо $\lambda_1 = 0,75$ і за даними табл. 2.5: $q_1 = 1,53$ кН/м; $q_2 = 1,01$ кН/м; $q_3 = 0,635$ кН/м, за формулою (2.1):

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{1,15 \cdot P_d}{\left[\lambda_1 \cdot q_1 + \frac{1}{n_c - 1} \cdot (1 - \lambda_1) \cdot (q_2 + q_3) \right] \cdot k_1 \cdot \cos \theta} =$$

$$= \frac{1,15 \cdot 220}{\left[0,75 \cdot 1,53 + \frac{1}{3-1} \cdot (1 - 0,75) \cdot (1,01 + 0,635)\right] \cdot \left(1 - \frac{1300}{7850}\right) \cdot 1} = 224 \text{ м.}$$

Довжина першої секції $l_1 = \lambda_1 \cdot l_{\text{ОБТ}} = 0,75 \cdot 224 = 168 \text{ м}$; з урахуванням фактичної довжини труб ОБТ $d_{\text{ОБТ}} = 178 \text{ мм}$ та $l_{\phi} = 6 \text{ м}$ приймаємо $l_1 = 168 \text{ м}$; $l_2 = l_3 = (l_{\text{ОБТ}} - l_1) / 2 = (224 - 168) / 2 = 28 \text{ м}$. З урахуванням фактичної довжини труб ОБТ $d_{\text{ОБТ}} = 146 \text{ мм}$ та $d_{\text{ОБТ}} = 120 \text{ мм} - l_{\phi} = 6 \text{ м}$ відповідно, приймаємо $l_2 = l_3 = 30 \text{ м}$.

Таблиця 2.5 – Основні розміри і маса ОБТ

Шифр	Зовнішній діаметр, мм	Внутрішній діаметр, мм	Довжина, м	Маса/вага 1 м труби, кг/м і кН/м	Різьба
ОБТ-95	95	38	6; 8	47/0,461	3-77
ОБТ-108	108	46	6; 8	59/0,579	3-88
ОБТ-146	146	74	6; 8	98/0,958	3-121
ОБТ-178	178	90	12; 8	145/1,42	3-147
ОБТ-203	203	100	8; 12	192/1,88	3-171
ОБТ-219	219	110	8	220/2,16	3-171
ОБТ-245	245	135	7	258/2,53	3-201
ОБТС2-120	120	64	6	65/0,635	3-101
ОБТС2-133	133	64	6	84/0,824	3-108
ОБТС2-146	146	68	6	103/1,01	3-121
ОБТС2-178	178	80	6	156/1,53	3-147
ОБТС2-203	203	80	6	215/2,10	3-161
ОБТС2-229	229	90	6	273/2,68	3-171
ОБТС2-254	254	100	6	336/3,30	3-201
ОБТС2-254	254	127	6	296/2,90	3-201
ОБТС2-273	273	100	6	398/3,90	3-201
ОБТС2-273	273	127	6	360/3,53	3-201

Примітка. ОБТ (гарячекатані) поставляються без проточки під елеватор, ОБТС – з проточкою під елеватор.

3 ВИБІР БУРОВОЇ УСТАНОВКИ

3.1 Загальні відомості про бурову установку

На спеціально відведеному майданчику у місці спорудження свердловини для проведення робіт розміщують бурову установку та зводять необхідні наземні об'єкти.

Бурова установка (БУ) – це сукупність різноманітних функціонально пов'язаних між собою машин, механізмів та конструкцій, призначених для виконання основних і допоміжних операцій під час будівництва свердловини.

Конструкція бурової установки, її оснащення, розміри та технічні характеристики визначаються багатьма чинниками, насамперед – способом буріння, глибиною та конструкцією свердловини.

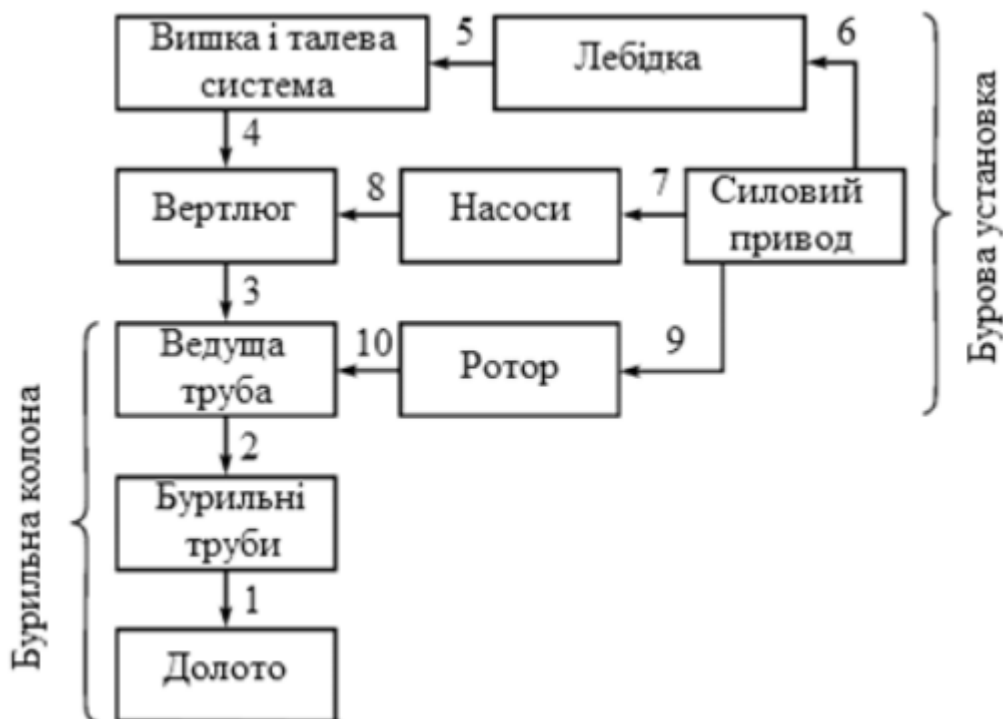
При механічному бурінні установка має забезпечувати виконання трьох головних функцій, які умовно можна поділити на вантажну, приводну та циркуляційну.

До вантажної функції належать усі операції, пов'язані з переміщенням інструментів у стовбурі свердловини або їх утриманням у підвішеному стані. Це включає: спуск або підйом бурильної колони (спуско-підймальні операції), підтримання колони на вазі під час поглиблення стовбура, спуск обсадних колон, а також опускання у свердловину та витягування різноманітного допоміжного обладнання, зокрема інструменту для ліквідації аварій.

Приводна функція передбачає передачу потужності обертального руху на бурильну колону, а через неї – на породоруйнівний інструмент на вибої або на різні пристрої, спущені в свердловину для допоміжних робіт.

Циркуляційна функція реалізується шляхом створення безперервного потоку агента (бурового розчину) по стовбуру свердловини. До цієї ж категорії відносять усі роботи з регулювання та підтримання необхідних властивостей циркулюючого бурового розчин.

Функціональна схема бурової установки представлена на рис. 3.1.



1 – перевідник і центратор; 2, 3 – перевідники ведучої труби та вертлюга; 4 – гак;
5 – ведуча гілка каната; 6, 7, 9 – трансмісії лебідки та ротора; 8 – лінія високого тиску;
10 – затискачі ротора

Рисунок 3.1 – Функціональна схема бурової установки

Відповідно до трьох зазначених функцій у структурі бурової установки виокремлюють три технологічні лінії, кожна з яких включає силовий агрегат, трансмісію з редуктором, головний робочий орган, а також допоміжне обладнання та інструмент.

До технологічної лінії для реалізації вантажної функції входять: бурова лебідка (головний робочий орган), силовий привод, трансмісія, редуктор (як складова лебідки або окремий елемент), а також бурова вишка та талева система.

Технологічна лінія приводу складається з ротора (головний робочий орган), його силового приводу, трансмісії та редуктора (у бурових установках окремих типів використовується редуктор бурової лебідки).

Технологічна лінія для забезпечення циркуляції у стовбурі свердловини об'єднує буровий насос (головний робочий орган), його силовий привод, трансмісію, а також механізми та апарати для приготування, очищення й обробки промивальної рідини, а

також елементи поверхневої циркуляційної системи: жолоби, трубопроводи, стояк, шланг, вертлюг, ємності. Якщо виконавчим органом є компресор, він також входить до цієї лінії.

Окрім обладнання, згрупованого в технологічні лінії, бурова установка містить засоби механізації допоміжних робіт та автоматизації процесів; органи керування агрегатами; прилади для контролю роботи окремих вузлів установки та апаратуру технологічного контролю за процесом буріння; а також засоби пожежної, протипожежної безпеки та безпеки життєдіяльності.

Поблизу бурової установки, на безпечній відстані, розташовують побутові приміщення для відпочинку та обслуговування персоналу бурової бригади, контору бурового майстра, підсобні кімнати для зберігання матеріалів та інструментів, резервні ємності для води, хімічних реагентів і пально-мастильних матеріалів.

Таким чином, сучасна установка для глибокого буріння разом з усім допоміжним обладнанням являє собою виробничий об'єкт, призначений для виконання бурових робіт у польових умовах за будь-якої погодно-кліматичної обстановки [7].

3.2 Визначення класу і вантажопідйомності бурової установки

Проектна глибина свердловини $L = 3100$ м, а необхідні дані для визначення класу і вантажопідйомності бурової установки наведені в табл. 1.4.

- 1) Вага напряму: $G_H = l_H \cdot q_H = 7 \cdot 1918,8 = 13431,6 \text{ Н} \approx 0,0134 \text{ МН}$.
- 2) Вага кондуктора: $G_K = l_K \cdot q_K = 300 \cdot 1100,7 = 330210 \text{ Н} \approx 0,33 \text{ МН}$.
- 3) Вага проміжної колони: $G_{\text{пр.к.}} = l_{\text{пр.к.}} \cdot q_{\text{пр.к.}} = 2300 \cdot 453,2 = 1041900 \text{ Н} \approx 1,0419 \text{ МН}$.
- 4) Вага експлуатаційної колони: $G_{\text{ек.к.}} = l_{\text{ек.к.}} \cdot q_{\text{ек.к.}} = 3100 \cdot 310 = 961000 \text{ Н} \approx 0,961 \text{ МН}$.
- 5) Вага бурильної колони ОБТ: $G_{\text{б.к.}} + G_{\text{ОБТ}} = l_{\text{б.к.}} \cdot q_{\text{б.к.}} + l_{\text{ОБТ}}^{178} \cdot q_{\text{ОБТ}}^{178} + l_{\text{ОБТ}}^{146} \cdot q_{\text{ОБТ}}^{146} + l_{\text{ОБТ}}^{120} \cdot q_{\text{ОБТ}}^{120} = 2872 \cdot 175 + 168 \cdot 1530 + 30 \cdot 1010 + 30 \cdot 635 = 808990 \text{ Н} \approx 0,81 \text{ МН}$.

$$l_{\text{б.к.}} = L - l^{178}_{\text{ОБТ}} - l^{146}_{\text{ОБТ}} - l^{120}_{\text{ОБТ}} = 3100 - 168 - 30 - 30 = 2872 \text{ м.}$$

З розрахунку випливає, що найбільше навантаження БУ буде відчувати під час спуску 244,5-мм проміжної колони.

б) Максимальні навантаження з урахуванням ходіння:

- від ваги бурильної колони:

$$G^{\text{х.}}_{\text{б.к.}} = 1,25 \cdot (G_{\text{б.к.}} + G_{\text{ОБТ}}) = 1,25 \cdot 0,81 = 1,0125 \text{ (МН)} - \text{збільшуємо на } 25 \% ;$$

- від ваги найбільш важкої обсадної колони (проміжної):

$$G^{\text{х.}}_{\text{пр.к.}} = 1,15 \cdot G_{\text{пр.к.}} = 1,15 \cdot 1,0419 = 1,2 \text{ (МН)} - \text{збільшуємо на } 15 \% .$$

Перевіряємо ваги за декількома класами БУ:

$$G_{\text{б.к. max}} \leq (H_{\text{рек}} + 0,1H_{\text{рек}}) \cdot 310 = G_{\text{кр}},$$

де $G_{\text{б.к. max}}$ – максимальна вага бурильної колони;

$H_{\text{рек}}$ – рекомендована глибина буріння;

310 – вага 1м бурильних труб, Н/м.

$$1) \quad \text{Клас 5: } G^{3200}_{\text{кр}} = (3100 + 0,1 \cdot 3100) \cdot 310 = 1,057 \text{ МН} < [G^{3200}_{\text{кр}}] = 2,0 \text{ МН.}$$

$$\text{Клас 6: } G^{4000}_{\text{кр}} = (4000 + 0,1 \cdot 4000) \cdot 310 = 1,36 \text{ МН} < [G^{4000}_{\text{кр}}] = 2,5 \text{ МН.}$$

2) Вага бурильної колони з урахуванням ходіння:

$$G^{\text{х.}}_{\text{б.к.}} = 1,01 \text{ МН} < [G^{3200}_{\text{кр}}] = 2,0 \text{ МН.}$$

3) Вага найбільш важкої обсадної колони з урахуванням ходіння:

$$G^{\text{х.}}_{\text{пр.к.}} = 1,04 \text{ МН} < [G^{3200}_{\text{кр}}] = 2,0 \text{ МН.}$$

4) Визначаємо запас вантажопідйомності для проміжної обсадної колони за формулою:

$$n = \frac{[G_{\text{кр}}]}{G_{\text{пр.к.}}} \geq [n] = 1,67 \div 2,0.$$

$$n = \frac{G^{3200}_{\text{кр}}}{G_{\text{пр.к.}}} = \frac{2,0}{1,2} = 1,67 \geq [n] = 1,67 \div 2,0 - \text{умова виконується.}$$

$$n = \frac{G^{4000}_{\text{кр}}}{G_{\text{пр.к.}}} = \frac{2,5}{1,2} = 2,1 \geq [n] = 1,67 \div 2,0 - \text{умова виконується.}$$

Обираємо бурову установку 5 класу. Для буріння даної свердловини раціональніше використовувати бурову установку з електричним приводом, тому що навантаження від найбільш важкої обсадної колони менше максимальної: $1,2 \text{ MN} < 2,0 \text{ MN}$.

На основі проведеного аналізу світового ринку та враховуючи позитивний досвід експлуатації в Україні, для буріння свердловини проектною глибиною 3100 м обираємо бурову установку NOV 2000HP DC (Drawworks D2000 UEDB). Дана модель забезпечує необхідний запас вантажопідйомності (454 т), оснащена електричним приводом, що дозволяє реалізувати безступінчасте регулювання швидкості лебідки та ротора, а також має підтверджену репутацію надійного обладнання для буріння свердловин глибиною понад 3300 метрів у складі парку компанії «Укрбурсервіс».

3.3 Призначення і область застосування бурової установки

Нафтові та газові свердловини споруджують у найрізноманітніших гірничо-геологічних і кліматичних умовах, при цьому їхня глибина може становити від кількох сотень до кількох тисяч метрів. Саме тому існує кілька типів бурових установок, кожен із яких відповідає специфічним вимогам буріння в тих чи інших умовах.

Головним параметром, що характеризує бурову установку, є її вантажопідйомність. Саме цей показник визначає конструктивні особливості та технічні характеристики всього бурового й енергетичного обладнання, яке входить до її складу.

Чинним стандартом, який регламентує глибоке розвідувальне та експлуатаційне буріння обертовим способом, передбачено виготовлення бурових установок із вантажопідйомністю 800, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500, 3200, 4000, 5000, 6300, 8000 та 10000 кН.

Світова промисловість випускає бурові установки, здатні бурити свердловини глибиною від 1250 до 16000 метрів.

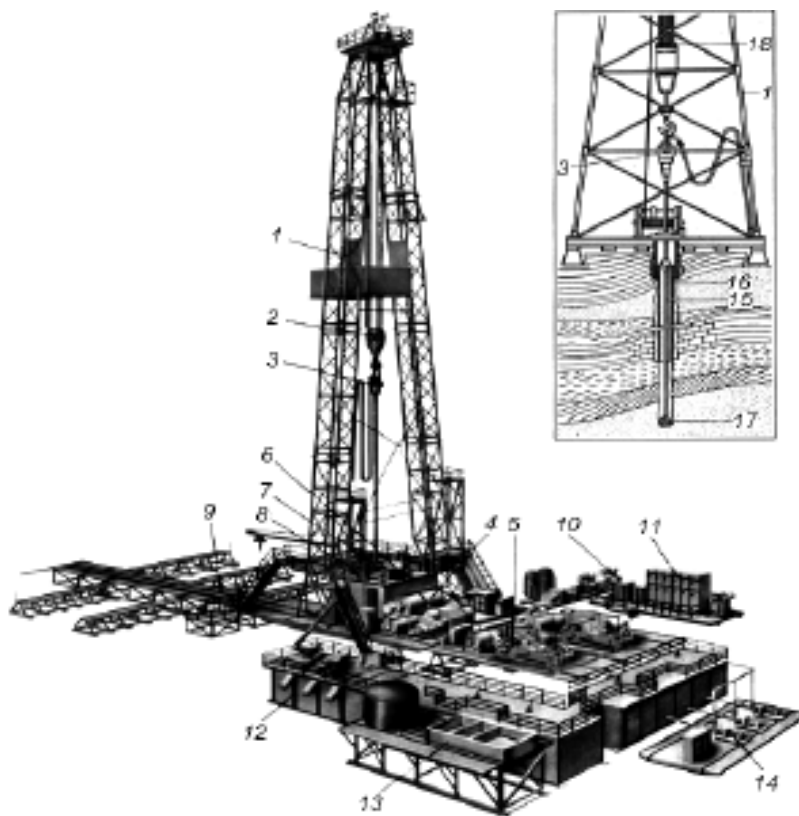
Усі бурові установки мають однаковий набір функціональних вузлів, однак їхні

характеристики можуть суттєво відрізнятись залежно від призначення.

На рис. 3.2 зображено типову бурову установку, до складу якої входять такі основні елементи: ротор, лебідка, талева система, бурові насоси та вежа.

До комплектації бурової установки також належить циркуляційна система, яка включає жолоби, приймальні ємності для промивальної рідини, здвоєне вібросито, гідроциклони, центрифугу, а також нагнітальні трубопроводи зі стояком.

Талева система призначена для спуску та підйому бурильної колони, спуску обсадної колони, подачі долота на вибій, а також для виконання низки допоміжних операцій (наприклад, при згинанні вузлів або розгвинчуванні бурильних і обсадних труб). До її складу входять лебідка, кронблок, талевий блок, гак і талевий канат.



- 1 – бурова вежа; 2 – талевий блок; 3 – вертлюг; 4 – бурова лебідка; 5 – буровий насос;
 6 – допоміжна лебідка; 7 – ротор; 8 – буровий ключ; 9 – приймальні містки;
 10 – компресор; 11 – електророзподільний пристрій; 12 – циркуляційна система;
 13 – блок приготування промивальної рідини; 14 – підпірний насос; 15 – бурильна
 колона; 16 – обсадна колона; 17 – долото; 18 – талева система

Рисунок 3.2 – Бурова установка

4 КОМПОНОВКА ОБЛАДНАННЯ БУРОВОЇ УСТАНОВКИ

4.1 Бурова вежа

Бурова вежа являє собою металеву споруду, яка встановлюється над гирлом свердловини та призначена для забезпечення виконання основних технологічних операцій під час буріння. Її конструкція використовується для розміщення елементів спуско-підіймального комплексу, сприйняття навантажень, що виникають у талевій системі, та передачі цих зусиль на основу бурової установки. Також вежа забезпечує встановлення бурильних свічок на підсвічнику і створює можливість підвішування бурильної колони на гаку талевої системи.

Висоту бурової вежі визначають з урахуванням необхідності розміщення в її межах талевої системи та бурильних свічок у робочому стані. За конструктивним виконанням вежі поділяють на щоглові та баштові. До щоглового типу належать однощоглові конструкції, щогли з відкритою передньою гранню та двощоглові А-подібні вежі. Під час буріння свердловин глибиною понад 5000 м перевагу надають конструкціям із А-подібними нижніми секціями, оскільки вони забезпечують необхідну міцність і здатні витримувати значні навантаження.

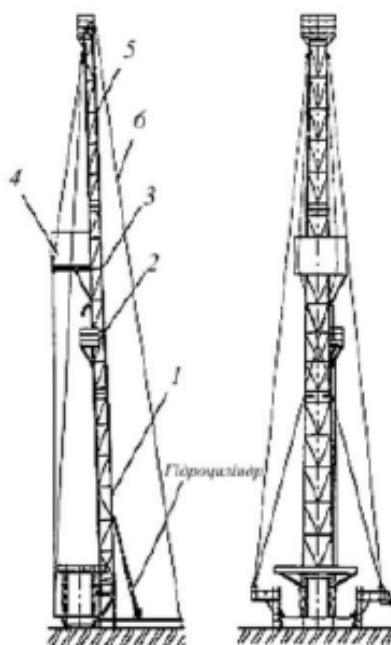
Баштові вежі відрізняються підвищеною стійкістю та жорсткістю порівняно зі щогловими аналогами. Завдяки цим характеристикам їх використовують у складі бурових установок, призначених для спорудження свердловин великої глибини, а також на морських бурових платформах, де до надійності обладнання висуваються особливо високі вимоги.

Щоглові вежі з відкритою передньою стороною переважно застосовують на мобільних бурових установках, що використовуються для буріння свердловин глибиною до 2500 м. У зв'язку з обмеженою стійкістю такі конструкції під час монтажу додатково оснащують розтяжками, які забезпечують вертикальне положення вежі та необхідний нахил у бік роторного майданчика. З метою полегшення транспортування та прискорення монтажних-демонтажних робіт щогли часто виготовляють

телескопічного типу. Зазвичай вони мають дві або три секції та комплектуються буровим майданчиком і балконом верхового робітника.

Буровий майданчик конструктивно інтегрується зі щоглою та приводиться у робоче положення за допомогою механізму паралелограмної схеми або системи підкосів. Піднімання та встановлення вежі у вертикальне положення здійснюється із застосуванням гідроциліндрів або бурової лебідки. У верхній частині конструкції розташовується кронблок, який входить до складу талевої системи бурової установки.

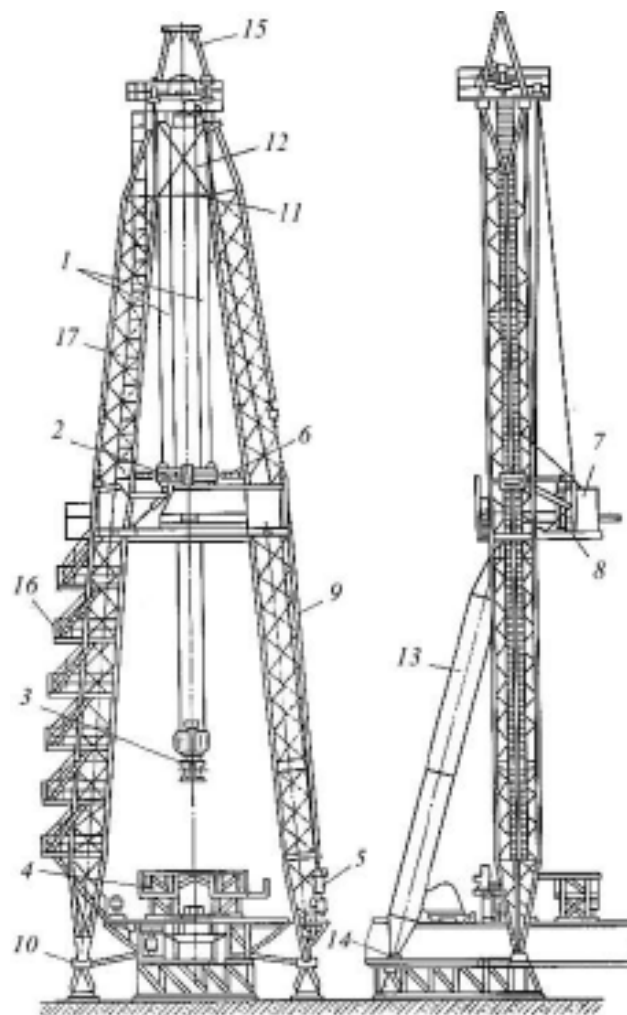
Приклад бурової вежі такого типу представлено на рис. 4.1. Двощоглові А-подібні вежі використовують на бурових установках, призначених для спорудження свердловин глибиною до 8000 м. Основу їхньої конструкції становлять дві опорні щогли, які прийнято називати «ногами» вежі. У верхній частині вони об'єднані кронблочною рамою, а необхідну просторову жорсткість забезпечують горизонтальні пояси та діагональні тяги. Нижня частина конструкції має розширення, у межах якого обидві опори з'єднані спільною основою.



1 – модуль нижньої секції; 2 – майданчик стояка; 3 – модуль середньої секції; 4 – платформа (балкон) верхового; 5 – модуль верхньої секції; 6 – відтяжка

Рисунок 4.1 – Вежа-щогла бурової установки БУ 2500/160 ДП-БМ

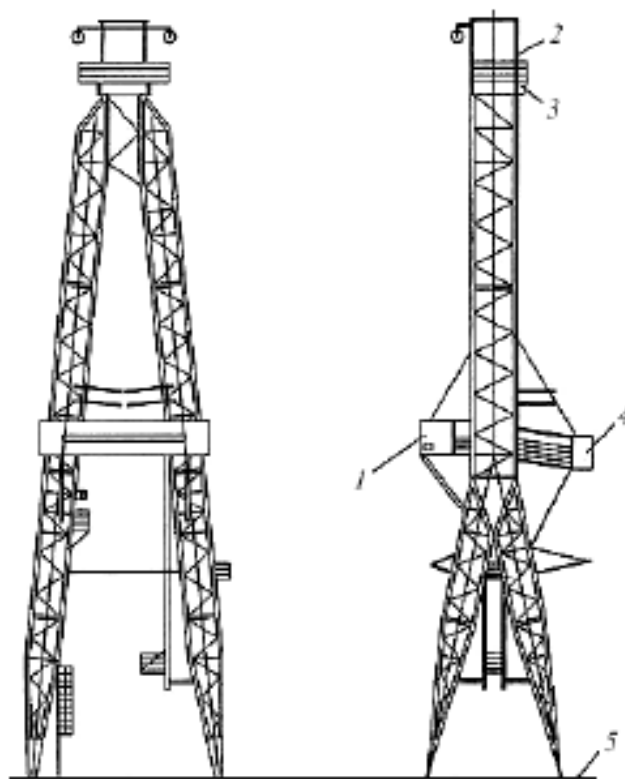
Стійкість А-подібної вежі в площині, що є перпендикулярною до площини розташування її «ніг», забезпечується додатковими елементами жорсткості. На бурових установках, розрахованих на буріння свердловин глибиною до 5000 м, із цією метою застосовують порталні А-подібні стійки (рис. 4.2). Їх монтують на основу до початку операції піднімання вежі. У деяких конструктивних рішеннях замість порталних стійок використовують підкоси, які також сприяють підвищенню стійкості та надійності бурової споруди під час експлуатації.



1 – направляючі канати; 2 – рухомий центратор; 3 – автоматичний елеватор;
 4 – підсвічник; 5 – механізм підйому свічки; 6 – верхній магазин; 7 – балкон механізму розстановки свічок; 8 – механізм захоплення свічки; 9 – вертикальні ферми; 10 – опора вежі; 11 – горизонтальна розтяжка; 12 – діагональна розтяжка; 13 – підкоси; 14 – нижня опора підкосу; 15 – козли; 16 – маршові сходи; 17 – сходи кільцевого типу

Рисунок 4.2 – Двощоголова вежа бурової установки ВА-45-185

На бурових установках, призначених для спорудження свердловин умовною глибиною 5000 м і більше, необхідна стійкість вежі забезпечується завдяки А-подібному розташуванню її опор у нижній частині конструкції. Такі споруди отримали назву чотириопорних щоглових веж (рис. 4.3).



1 – платформа ручної розстановки свічок; 2 – козли; 3 – кронблок; 4 – механізм розстановки свічок; 5 – підлога бурового майданчика

Рисунок 4.3 – Вежа щоглова чотириупорна УМ4-45/ 00-АР

Кожна з опорних «ніг» вежі формується з трьох–п'яти секцій, довжина яких становить приблизно 10 м. Під час монтажу окремі секції з'єднують між собою за допомогою болтових фланцевих з'єднань, пальців, що встановлюються у спеціальні вушка, або швидкознімних хомутів спеціальної конструкції.

Верхні секції щогл шарнірно приєднуються до підкронблочної рами, яка виконує функцію сполучного елемента між верхніми частинами опор вежі. Додатково у верхній зоні конструкції щогли з'єднуються між собою двома поясами та двома гвинтовими

стяжками, розташованими навхрест, що забезпечує необхідну просторову жорсткість системи.

Нижні секції опорних елементів шарнірно закріплюються у спеціальних стійках, установлених на підвежовій основі. Таке конструктивне рішення сприяє надійному сприйняттю навантажень, що виникають у процесі буріння, та підвищує експлуатаційну надійність бурової вежі.

Технічний рівень виконання бурової вежі значною мірою визначає зручність монтажу, можливість транспортування бурової установки, а також впливає на продуктивність і безпечність процесу буріння. Пошкодження або вихід з ладу вежі можуть призвести до серйозних аварійних ситуацій, тому до таких конструкцій висуваються підвищені вимоги щодо міцності та надійності. Водночас бурові вежі повинні відзначатися технологічністю виготовлення та відносно невеликою масою, що сприяє скороченню термінів монтажних робіт і зменшенню витрат на їх виконання.

Відповідно до вимог безпеки, конструкція вежі та спосіб її закріплення на підвежовій основі або фундаменті мають забезпечувати стійкість і безпечну експлуатацію без застосування додаткових відтяжок. У складі вежі необхідно передбачати кронблочний майданчик, верхній робочий майданчик, а також перехідні площадки зі сходовими маршами, які забезпечують доступ від підлоги бурової установки до кронблока. Верхній робочий майданчик обладнується пересувною люлькою, що використовується верховим робітником під час установлення бурильних свічок у процесі виконання спуско-підймальних операцій.

Пристрої, призначені для демонтажу та заміни кронблока, зокрема козли й монтажний ролик, розташовані у верхній частині вежі, повинні бути розраховані на сприйняття навантаження, яке перевищує масу кронблока в 1,5 рази. Геометричні параметри самої вежі та її окремих конструктивних елементів мають забезпечувати мінімальний аеродинамічний опір, що дає змогу знизити вплив вітрових навантажень під час експлуатації.

У баштових конструкціях передавання навантаження здійснюється більш ніж на

дві опори, розміщені у вершинах багатокутника. Для щоглових веж характерна передача зусиль на одну або дві основні опори. Залежно від рівня механізації спуско-підіймальних операцій розрізняють вежі, обладнані пристроями для ручного або механізованого розставлення бурильних свічок.

Баштові вежі можуть виготовлятися з гнучкою або жорсткою решітчастою системою (рис. 4.4, а, б). Їхні опорні елементи виконують у вигляді зварних чотиригранних ферм (рис. 4.4, в) або з труб великого діаметра (рис. 4.4, г). Такі конструкції отримали назву пілонних веж. Незалежно від обраної конструктивної схеми, баштові вежі характеризуються значною просторовою жорсткістю та високою стійкістю до дії крутних моментів, які виникають унаслідок натягу ходової та нерухомої віток талевого каната. Разом із тим наявність великої кількості болтових з'єднань ускладнює процес їх складання та підвищує трудомісткість монтажних робіт. Водночас відсутність додаткових зв'язків між опорами пілонних веж позитивно впливає на їхню монтажну придатність і спрощує виконання монтажно-демонтажних операцій.

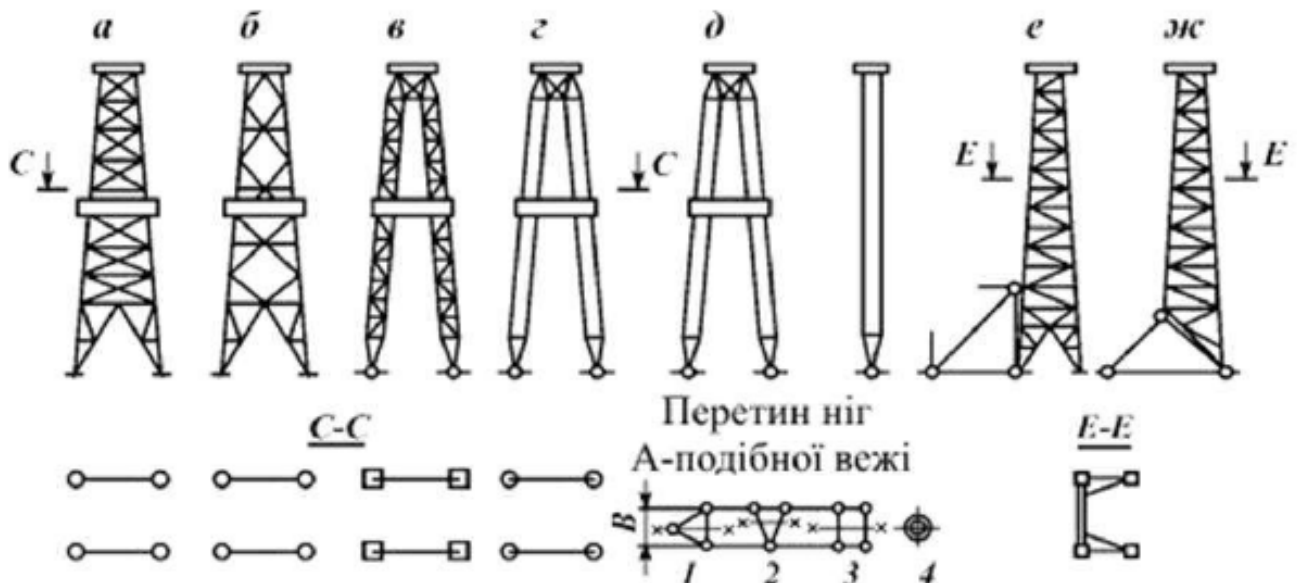


Рисунок 4.4 – Конструктивні схеми бурових веж

Щоглові бурові вежі (рис. 4.4, д) характеризуються А-подібною конструкцією та

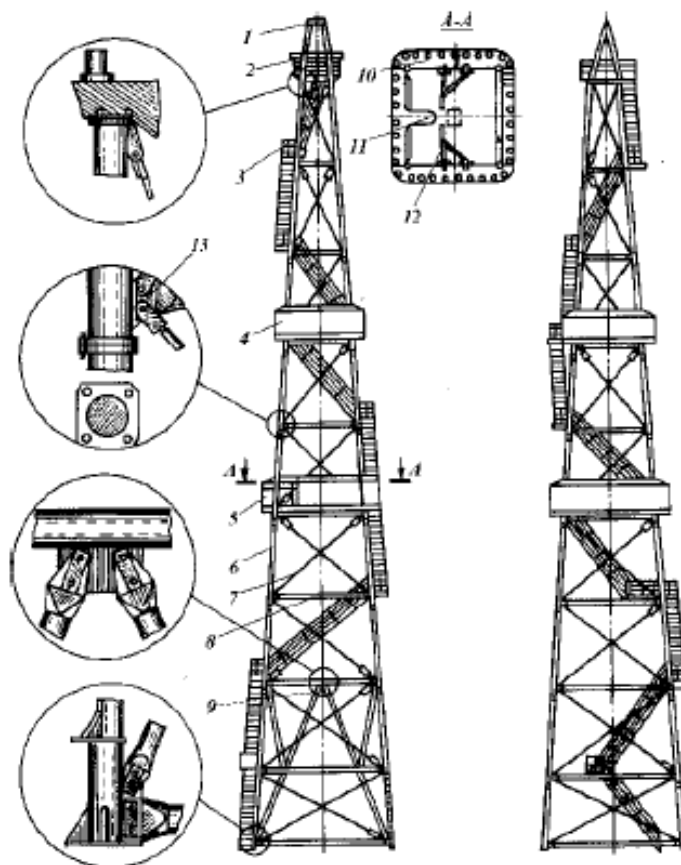
завдяки зварному виконанню секцій опор відзначаються високою монтажною придатністю. Поперечний переріз ніг таких веж може бути трикутної форми (позиції 1 і 2), чотирикутної (позиція 3) або кільцевої (позиція 4). За однакових значень ширини B та площі поперечного перерізу найбільшою стійкістю до дії згинальних і крутильних навантажень володіють вежі з чотирикутним перерізом опор. Це пояснюється тим, що моменти інерції перерізів 1, 2 і 3 відносно осі x співвідносяться як 1:1,35:1,50. Разом із тим конструкції з чотирикутними ногами потребують більшої витрати металу. Вежі з кільцевим перерізом виготовляють із труб значного діаметра, що призводить до збільшення їхньої маси.

Раціональне поєднання жорсткості конструкції та зручності монтажу забезпечують щоглові вежі з відкритою передньою гранню, які можуть мати чотири опори (рис. 4.4, *е*) або дві опори (рис. 4.4, *ж*). Для них характерною є П-подібна форма поперечного перерізу. Під час виготовлення бурових веж застосовують труби, кутники, швелери та круглий прокат. Найбільш доцільним є використання трубчастих профілів для несучих елементів, оскільки вони мають більший радіус інерції та кращі аеродинамічні властивості. Це сприяє зменшенню впливу вітрових навантажень на конструкцію.

Баштова бурова вежа (рис. 4.5) являє собою зрізану чотиригранну піраміду, утворену чотирма похило встановленими ногами 6. Між собою вони з'єднані поясами 8 та гнучкими діагональними тягами 7. У даному конструктивному виконанні ноги й пояси виготовлені з трубчастих елементів, тоді як для діагональних тяг використовується круглий сталевий прокат. У верхній частині вежі, на наголовнику, розташовують суцільнозварну підкронблочну раму, монтажні козли 1 та підкронблочний майданчик 2. Козли оснащуються блоком, який застосовують під час монтажних робіт, заміни кронблока та підймання допоміжних вантажів.

Для забезпечення роботи верхового робітника при ручному встановленні бурильних свічок довжиною 36 і 27 м передбачені балкони 4 та 5. Конструкція кожного балкона включає чотири робочі майданчики 10, каркас укриття, пальці 12 із

шарнірними головками для встановлення свічок та люльку 11. Люлька розміщується відносно осі свердловини на такій відстані, яка забезпечує безперешкодне проходження талевого блоку. Надмірне віддалення люльки може негативно впливати на умови праці верхового робітника.



1 – козли; 2 – підкронблочний майданчик; 3 – металеві сходи; 4, 5 – балкони; 6 – нога;
7 – гнучка діагональна тяга; 8 – пояс; 9 – ворота; 10 – майданчик; 11 – люлька;
12 – палець; 13 – косинка

Рисунок 4.5 – Баштова вежа

На висоті приблизно 15 м обладнують спеціальний майданчик для обслуговування стояка маніфольда бурових насосів і бурового рукава. Відповідно до вимог охорони праці ширина робочих майданчиків бурової вежі повинна становити не менше 750 мм. Їх облаштовують металевим настилом із просічно-витяжного листа, що запобігає ковзанню. Крім того, майданчики обладнуються перильним огородженням висотою щонайменше 1200 мм із поздовжніми планками та бортовими елементами

висотою 150 мм, які прилягають до настилу.

Вежа оснащується маршовими металевими сходами з шириною не менше 650 мм. Сходові марші мають перехідні містки та захисні перила висотою від 1000 мм. На двох протилежних сторонах конструкції передбачені ворота 9, призначені для затягування та подавання необхідного обладнання.

Ноги баштової вежі формуються зі стійок, які під час монтажу з'єднують між собою за допомогою болтових фланців, приварених до торцевих частин елементів. Використання фланцевих стиків із болтами нормальної точності забезпечує надійність з'єднань та запобігає послабленню посадок. Для полегшення процесу складання та забезпечення точного центрування торці стійок оснащуються конусними напрямними. Нижні секції ніг мають опорні плити й спеціальні кронштейни для встановлення домкратів, які застосовують під час центрування вежі.

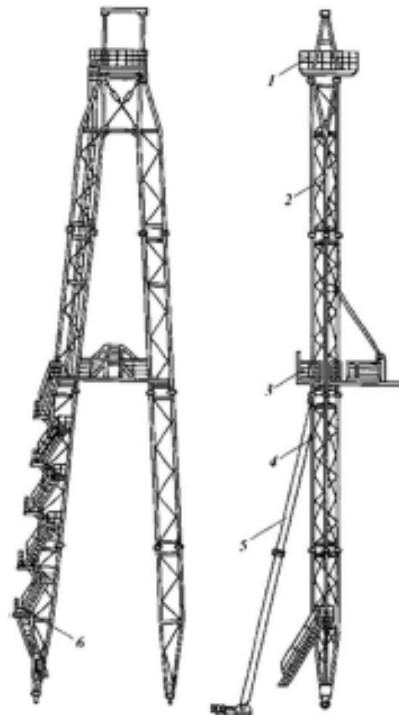
Окрім традиційних фланцевих стиків, у конструкціях бурових веж застосовують й інші способи з'єднання стійок опор. До них належать фланцеві вузли з використанням напівхомутів і відкидних болтів, стики типу «торець у торець», а також з'єднання за допомогою стяжних болтів та інші конструктивні рішення.

Пояси та діагональні елементи гратчастої конструкції кріпляться болтами до косинок 13, попередньо приварених до ніг вежі. Для виготовлення стійок і поясів зазвичай використовують трубчастий прокат, тоді як діагональні тяги виконують із великорозмірних металопрокатних профілів. В окремих конструктивних варіантах застосовуються жорсткі комбіновані хрестові ґрати. У такому випадку ноги вежі формують із двох косинців, розташованих хрестоподібно, а пояси та розкоси виготовляють із косинців меншого перерізу.

У пілонних вежах, що мають аналогічні показники висоти та вантажопідйомності, опорні стійки виконують із труб значного діаметра. Їх стикування здійснюється за допомогою литих сталевих фланців, які приварюють до торцевих частин труб. Верхні ділянки ніг пілонної конструкції шарнірно з'єднуються з підкронблочною рамою. Просторову жорсткість і взаємне положення опор

забезпечують діагональні гвинтові стяжки, встановлені між верхніми секціями, а також горизонтальні тяги, розміщені в середній та нижній частинах вежі. Опорні вузли таких веж мають конічну форму з провушинами, за допомогою яких вони фіксуються у спеціальних стійках фундаменту. Монтаж баштових веж здебільшого виконують зверху вниз із використанням спеціальних підйомних пристроїв.

Щоглова А-подібна вежа (рис. 4.6) складається з двох основних ніг, що сприймають робочі навантаження, та підкосів 5, які забезпечують стійкість конструкції під час експлуатації. Залежно від загальної висоти вежі кожна нога формується із трьох–п'яти зварних секцій 2, виготовлених із труб або профільного прокату. З'єднання окремих секцій здійснюється переважно за допомогою фланцевих вузлів, хоча для скорочення тривалості монтажних робіт можуть застосовуватись напівхомути.



1 – майданчик; 2 – зварна секція; 3 – балкон; 4 – нога вежі; 5 – підкоси; 6 – маршові сходи

Рисунок 4.6 – Щоглова А-подібна вежа

У верхній частині секцій передбачені провушини, призначені для їх приєднання до підкронблочної рами, що сприяє підвищенню жорсткості всієї конструкції. На

підкронблочній рамі встановлюють козли та майданчик 1, який використовується для технічного обслуговування і ремонту кронблока.

Розміщення підкосів 5 визначається конструктивною схемою вежі та способом її піднімання. Вони можуть встановлюватися як з боку містків, так і з протилежної сторони. Підкоси з'єднуються з ногами вежі та підшвами через провущини, а самі підшви закріплюються на основі бурової установки. Ноги 4 вежі шарнірно приєднуються до опорного вузла, який забезпечує центрування конструкції відносно осі ротора.

Балкон 3 для верхового робітника та магазин для розміщення бурильних свічок монтується на ногах вежі за допомогою спеціальних кронштейнів. Стояк маніфольда бурових насосів, як правило, прокладається всередині однієї з опорних ніг. Там само може розташовуватися невеликий майданчик, призначений для проведення робіт з обслуговування та заміни бурового рукава.

Маршові сходи 6 встановлюються на зовнішній грані однієї з ніг вежі та забезпечують доступ до балкона верхового робітника. Усередині опорної ноги додатково передбачаються сходи тунельного типу.

Монтаж А-подібних та інших щоглових веж здійснюється у горизонтальному положенні на спеціально підготовленому майданчику. Після завершення складання конструкцію переводять у вертикальне положення за допомогою стріли та системи блоків із канатом, ходовий кінець якого приєднується до барабана бурової лебідки або до трактора-підйомника.

У бурових установках універсальної монтажно-придатності для піднімання вежі використовують спеціальний підйомний механізм, виконаний у вигляді жорсткої П-подібної рами, оснащеної двома підкосами та поліспастом. Під дією бурової лебідки, яка працює від регулятора подачі долота, та поліспасти підйомного механізму вежу встановлюють у робоче положення, після чого закріплюють підкосами для забезпечення її стійкості під час експлуатації.

Під час спуско-підйомних операцій витягнуті зі свердловини бурильні свічки

4.2. Бурова лебідка

Призначення бурових лебідок – виконання спуско-підймальних операцій, подавання бурового інструменту до вибою свердловини, а також інших допоміжних завдань (рис. 4.8; 4.9). За допомогою бурової лебідки здійснюється спуск і підйом бурильної колони, подання долота до вибою, опускання обсадних труб, передавання потужності на ротор, а також піднімання та опускання бурової вежі [6–10].

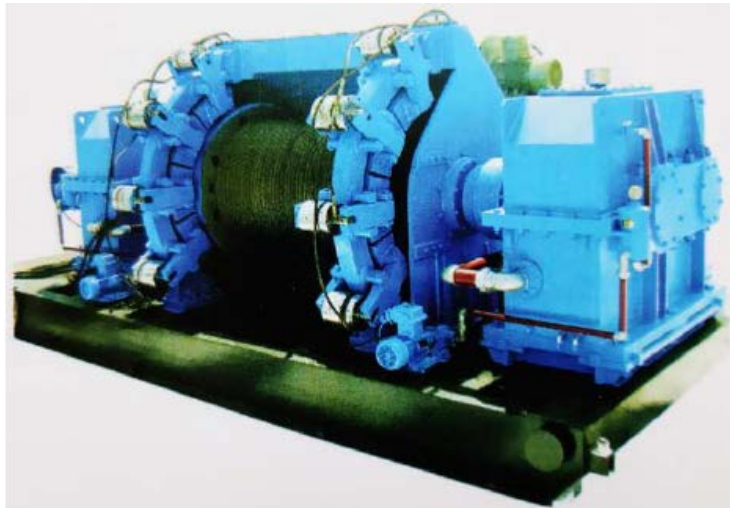
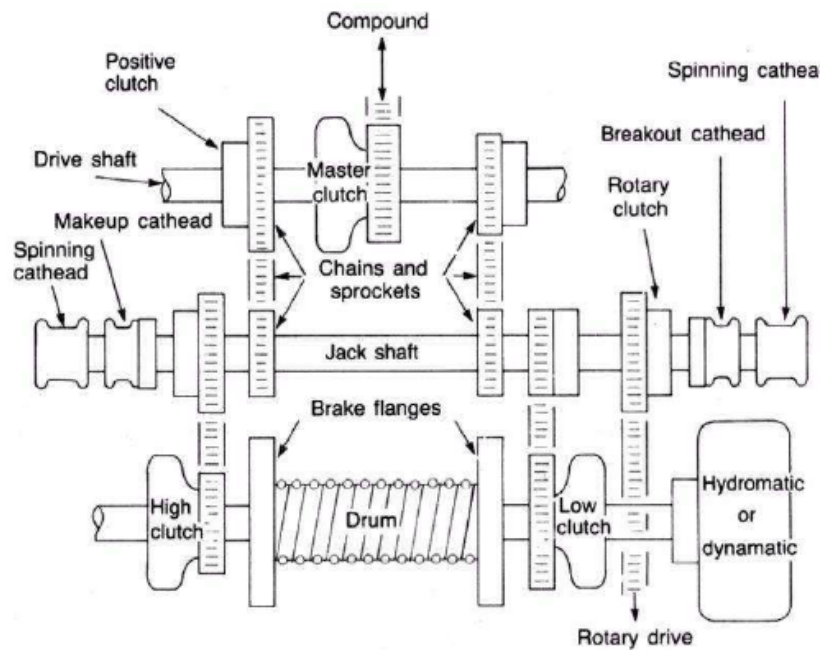


Рисунок 4.8 – Загальний вигляд бурової лебідки

Конструкція бурової лебідки передбачає наявність двох головних складових – підйомної та трансмісійної. До першої входять барабанний вал, стрічкове гальмо, допоміжне гальмівне обладнання та механізм для роторного приводу. Друга складова охоплює ланцюгову коробку передач, проміжний вал і вузол регулювання подачі долота до вибою.

Сьогоднішні бурові лебідки мають відмінності за потужністю, конструктивними особливостями та кінематикою. Потужність цих пристроїв залежить від умов роботи та глибини буріння, варіюючись у межах від 200 до 2950 кВт.

За кількістю швидкостей підйому виділяють двошвидкісні, трьохшвидкісні, чотиришвидкісні, шестишвидкісні, восьмишвидкісні та навіть десятишвидкісні моделі лебідок. Перемикання швидкостей відбувається через зміну передач між валами механізму або за допомогою окремо розташованої коробки передач.



1 Compound – трансмісія; 2 Master clutch – головна муфта зчеплення; 3 Positive clutch – жорстка муфта; 4 Drive shaft – привідний вал; 5 Chais and sprockets – цепні передачі з шестернями; 6 Jack shaft – проміжний вал; 7 Spinning cathead – шпильова котушка для згвинчування / розгвинчування труб; 8 Makeup cathead – шпильова котушка для згвинчування труб; 9 Breakout cathead – шпильова котушка для розгвинчування труб; 10 Rotary drive – привод обертання; 11 Rotary clutch – муфта для передачі обертання; 12 Rotary drive – привод обертання; 13 Low clutch – муфта низької швидкості; 14 High clutch – муфта високої швидкості; 15 Break flanges – фланці гальмівні; 16 Drum – барабан; 17 Hidromatic or dynamatic – гідродинамічне або електродинамічне гальмо

Рисунок 4.9 – Принципова схема бурової лебідки:

За типом приводу бурові лебідки класифікують на установки зі ступінчастим, неперервно-ступінчастим і безступінчастим регулюванням швидкості підйому. Ступінчаста регуляція притаманна лебідкам з механічними трансмісіями від ДВЗ або електромоторів змінного струму. Якщо застосовуються гідромеханічні передачі, то регулювання стає неперервно-ступінчастим. А найплавніша зміна швидкості досягається завдяки приводам на основі електродвигунів постійного струму – саме для них характерне безступінчасте регулювання.

За принципом реалізації швидкохідного режиму бурові лебідки бувають двох типів: з незалежним або залежним увімкненням «швидкої» передачі. У процесі спуско-підіймальних операцій, як правило, задіюються дві швидкості: нижча – для стартового

підйому трубної колони та вивільнення клинів чи елеватора, а також вища – для переміщення порожнього елеватора до наступної свічки. У конструкціях із незалежною схемою швидкість руху елеватора не залежить від швидкості підйому бурильної колони.

Для залежної ж схеми характерний прямий зв'язок: швидкість незавантаженого елеватора змінюється пропорційно до швидкості піднімання труб.

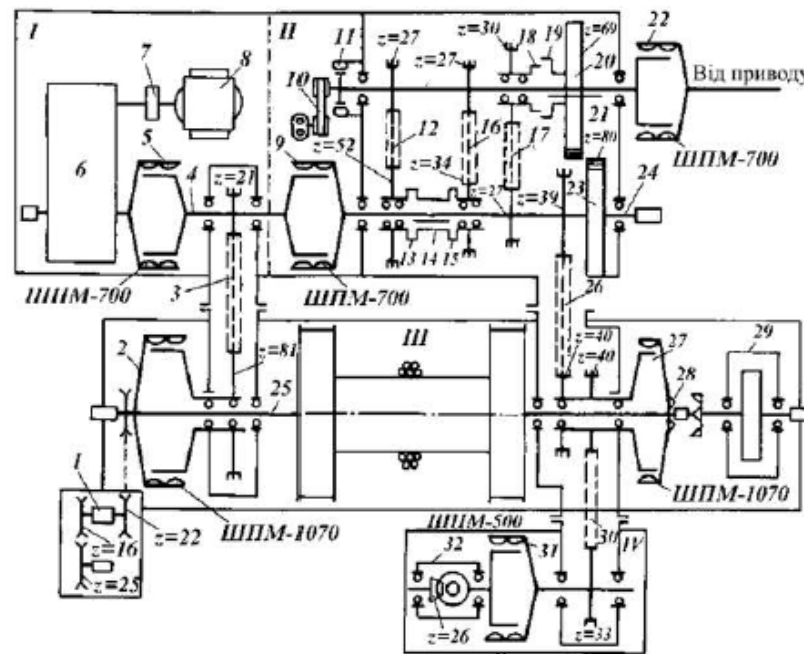
За архітектурою бурові лебідки поділяються на одновальні, двовальні та тривальні. В одновальних і двовальних варіантах перемикання передач забезпечується окремою коробкою. У тривальних моделях зміна режимів відбувається за рахунок системи передач, змонтованих між валами. Для допоміжних робіт двовальні й тривальні лебідки оснащуються фрикційними катушками, тоді як одновальні зазвичай мають додаткову допоміжну лебідку.

Класифікація бурових лебідок також враховує кількість швидкостей, що подаються на ротор, а також особливості кінематики приводу. За типом керування подачею долота виділяють лебідки з ручним або автоматизованим керуванням (через спеціальний регулятор).

Окрім того, лебідки різняться системами змащення й охолодження. Для ланцюгових передач застосовують краплинне або струминне змащення. Охолодження гальмівних шківів буває повітряним чи водяним. Як допоміжні гальма використовують гідродинамічні та електромагнітні пристрої. За способом керування розрізняють моделі з місцевим ручним або дистанційним керуванням, що підвищує безпеку й зручність експлуатації.

На рис. 4.10 подано кінематичну схему одновальної бурової лебідки III, до складу якої входять коробка передач II, регулятор подачі долота I та трансмісія IV ротора. Така схема є типовою для сучасних аналогів. Підйомний вал 25 лебідки отримує обертання через ланцюгові передачі 3 та 26 від приводного валу 4 та проміжного валу 24 коробки зміни передач II. Трансмісійний вал 21 цієї коробки з'єднується з приводною муфтою 22 і забезпечує три прямі швидкості (ланцюгові передачі 12, 16, 17) та одну зворотну

(зубчаста передача 20, 23). Ланцюгова передача 3 (з відношенням 81/21) активується шинно-пневматичними муфтами 2 та 9. Завдяки цій передачі підйомний вал отримує I, II, III «тихі» швидкості залежно від частоти обертання вала 24 коробки, яка перемикається кулачковими муфтами 18, 19, 13, 14 та 15. Ланцюгова передача 26 (40/39) вмикається шинно-пневматичною муфтою 27. У такому разі швидкості IV, V, VI («швидкі») вала 24 передаються на підйомний вал.



I – регулятор подачі долота; II – коробка передач; III – одновальна лебідка;
 IV – трансмісія ротора; 1 – тахогенератор; 2, 5, 9, 27 – шинно-пневматичні муфти;
 3, 12, 16, 17, 26, 31; 30 – ланцюгові передачі; 4 – приводний вал; 13, 14, 15, 18,
 19, 28 – кулачкові муфти; 6 – редуктор; 7 – муфта; 8 – електродвигун; 10 – клинопасова
 передача; 11 – пневматичне гальмо; 20, 23 – зубчасті передачі; 21 – трансмісійний вал;
 22 – приводна муфта; 24 – проміжний вал; 25 – підйомний вал лебідки;
 29 – електромагнітне гальмо; 32 – ротор

Рисунок 4.10 – Кінематична схема одновальної бурової лебідки

У конструкції лебідки передбачено дві зворотні швидкості, які надходять на піднімальний вал через ланцюгові передачі 3 і 26, а також зубчасте зачеплення 20, 23 коробки перемикання передач. Для гальмування використовується електромагнітне гальмо 29, яке з'єднується з підйомним валом за допомогою кулачкової муфти 28.

Привід ротора 32 здійснюється від піднімального вала лебідки через ланцюгову передачу 30.

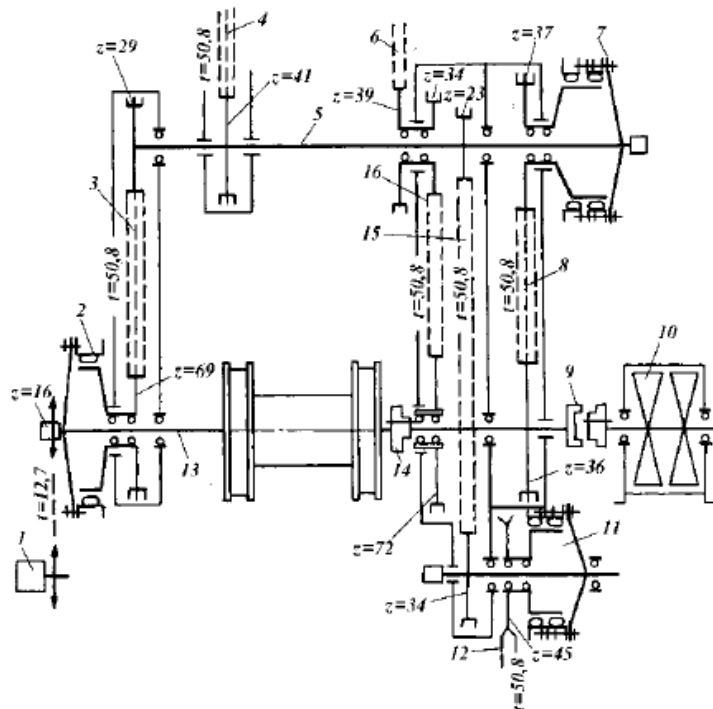
У цій моделі лебідки подача долота відбувається в автоматичному режимі завдяки регулятору подачі долота I, який під час буріння підключається до підйомного вала лебідки через шинно-пневматичну муфту 5 та ланцюгову передачу 3. Регулятор подачі долота, до складу якого входять електродвигун 8, муфта 7 і редуктор 6, також застосовується для піднімання колони труб у разі виходу з ладу основного приводу. Клинопасова передача 10 забезпечує обертання масляного насоса. Фіксацію положення вала, необхідного для вмикання кулачкових муфт і зубчастої передачі, виконує пневматичне гальмо 11.

На рис. 4.11 зображено кінематичну схему двовальної бурової лебідки. Така схема застосовується в установках із приводом від коробки передач, яка через одну ланцюгову передачу 4 передає обертання на трансмісійний вал 5. Із цього вала за допомогою ланцюгових передач 3 «тихої» швидкості (69/29) та 8 «швидкої» швидкості (36/37) через шинно-пневматичні муфти обертання надходить на піднімальний вал 13 лебідки. Якщо використовується привід від електродвигунів постійного струму, кінематична схема стає простішою: коробка передач відсутня, а підйомний вал через еластичні та шинно-пневматичні муфти з'єднується з двома зустрічно розташованими двигунами.

Трансмісійний вал лебідки потрібен для передачі обертання на піднімальний вал у разі виходу одного з двигунів з ладу. Завдяки майже триразовому зниженню частоти обертання потужності одного двигуна вистачає для проведення спуско-підйомальних операцій. Під час буріння цей вал використовується для передачі обертання від регулятора подачі долота до барабана лебідки. Гальмування лебідки при спуску трубної колони відбувається за рахунок електродвигунів (які переходять у генераторний режим) та звичайного стрічкового гальма.

Тривальна лебідка (рис. 4.12) включає підйомний вал 15, трансмісійний вал 5, котушковий вал 3 та додатковий вал 9 для приводу ротора. Привід лебідки здійснюється

від зубчастої коробки передач, яка має вихідні ведучі та ведені вали. Ведучий вал коробки з'єднується карданним валом 6 із трансмісійним валом 5 і через ланцюгову передачу (28/25) передає на підйомний вал «швидку» швидкість. Ведений вал коробки передач має чотири швидкості. Через карданний вал 8 цей вал з'єднується із зубчастим редуктором, який також має два вихідних вали: один з'єднується з підйомним валом лебідки через шинно-пневматичну муфту 7, а другий – з валом 9 привода ротора 11. Лебідка забезпечує п'ять швидкостей (чотири «тихі» та одну незалежну «швидку»), а ротор – чотири частоти обертання.

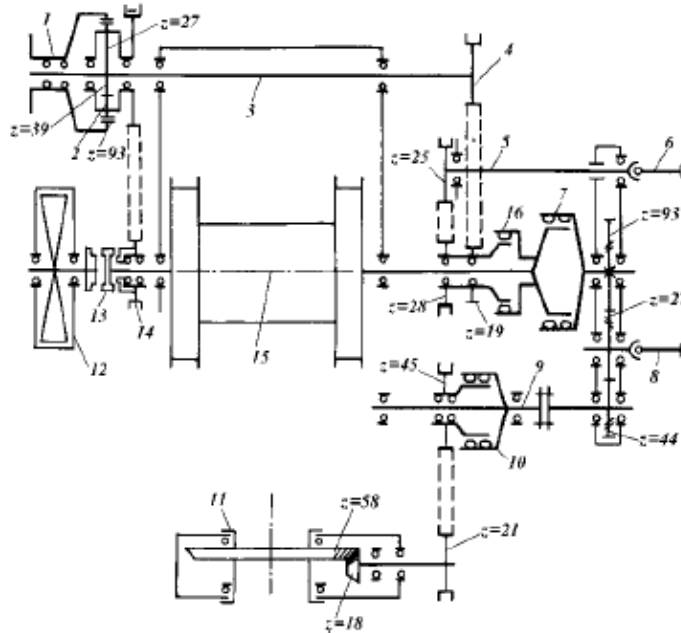


1 – тахогенератор; 2, 7, 11 – шинно-пневматичні муфти; 3, 4, 6, 8, 12, 15, 16 – ланцюгові передачі; 5 – трансмісійний вал; 9, 14 – кулачкові муфти; 10 – гідродинамічне гальмо; 13 – піднімальний вал

Рисунок 4.11 – Кінематична схема двовальної бурової лебідки

Котушковий вал 3 отримує привід через ланцюгову передачу 4, ведуче колесо $Z = 19$ якої на підйомному валу 15 заблоковане з вільно встановленим ланцюговим колесом $Z = 28$ «швидкої» швидкості. Таким чином, катушковий вал 3 постійно зачеплений із швидкохідним валом коробки передач. На консолі катушкового вала

змонтовано фрикційну котушку 1 із планетарною зубчастою передачею 2, яка використовується для допоміжних робіт на буровій. Недоліком цієї кінематичної схеми є вимушене холосте обертання котушкового вала через його нероз'ємне з'єднання зі швидкохідним валом коробки передач.



1 – фрикційна котушка; 2 – планетарна зубчаста передача; 3 – котушковий вал;
 4 – ланцюгова передача; 5 – трансмісійний вал; 6, 8 – карданний вал; 7, 10 – шинно-пневматичні муфти; 9 – вал привода ротора; 11 – ротор; 12 – гідродинамічне гальмо;
 13 – двостороння кулачкова муфта; 14 – ланцюгове колесо регулятора подачі долота;
 15 – піднімальний вал

Рисунок 4.12 – Кінематична схема тривальної бурової лебідки

Привід ротора реалізується через ланцюгову передачу зі співвідношенням 21/45. Гідродинамічне гальмо 12 та ланцюгове колесо 14 регулятора подачі долота підключаються до підйомного вала лебідки за допомогою двосторонньої кулачкової муфти 13.

У бурових лебідках, що випускаються згідно зі стандартом API Spec 7K (рис. 4.13, табл. 4.1), передбачені варіанти з одним або двома барабанами, а також багатовальні конструкції [11].

Привод таких лебідок може бути механічним або електричним. Усі підшипники

цих лебідок – роликів типу, вали виготовляють із легованої сталі, а ланцюги мають примусове змащення, виконані з високою точністю та здатні витримувати значні навантаження.

Таблиця 4.1 – Технічні характеристики бурових лебідок, виготовлених за стандартом API Spec 7K

Модель		JC40	JC50	JC70
Номінальна глибина, м	114 мм	2500 – 4000	3500 – 5000	4500 – 7000
	127 мм	2000 – 3200	2800 – 4500	4000 – 6000
Номінальна потужність, кВт		735	1100	1470
Максимальна тяга на ходовому кінці, кН		275	340	485
Діаметр бурового каната, мм		32	35	38
Розміри барабана (діаметр×довжина), мм		640×1235	685×1245	770×1436
Розмір гальма барабана (довжина×ширина), мм		1168×265	1270×267	1370×267
Гальмівний диск (довжина×ширина), мм		1500×76	1600×76	1600×76
Розмір тартального барабана (довжина×ширина), мм		356×1245	356×1430	356×1430
Вмістимість тартального барабана (канат 14,5 мм), м		3500	4500	6000
Допоміжне гальмо		DS40	DS50	DS70
Розміри Д×Ш×В, мм		6450×2560×2482	7000×2955×2780	7930×3194×2930



Рисунок 4.13 – Загальний вид бурових лебідок виготовлених за стандартом API Spec 7K

Випускаються лебідки наступних моделей: JC14, JC18/11, JC21/11, JC28/11, JC20, JC30, JC40, JC50, JC60, JC70, JC30DB, JC40DB, JC40DJ, JC40DZ, JC50DB, JC50D, JC70DB, JC70D та інші.

В роботі був виконан складальний кресленик одновальної бурової лебідки, яка використовується при бурінні на 3100 м (рис. 4.14).

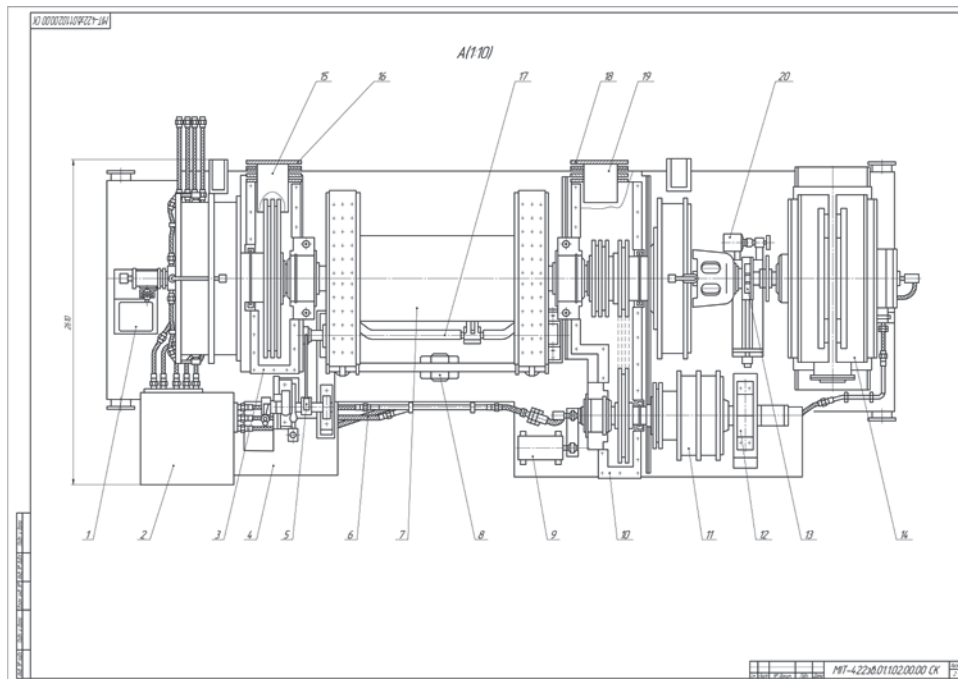
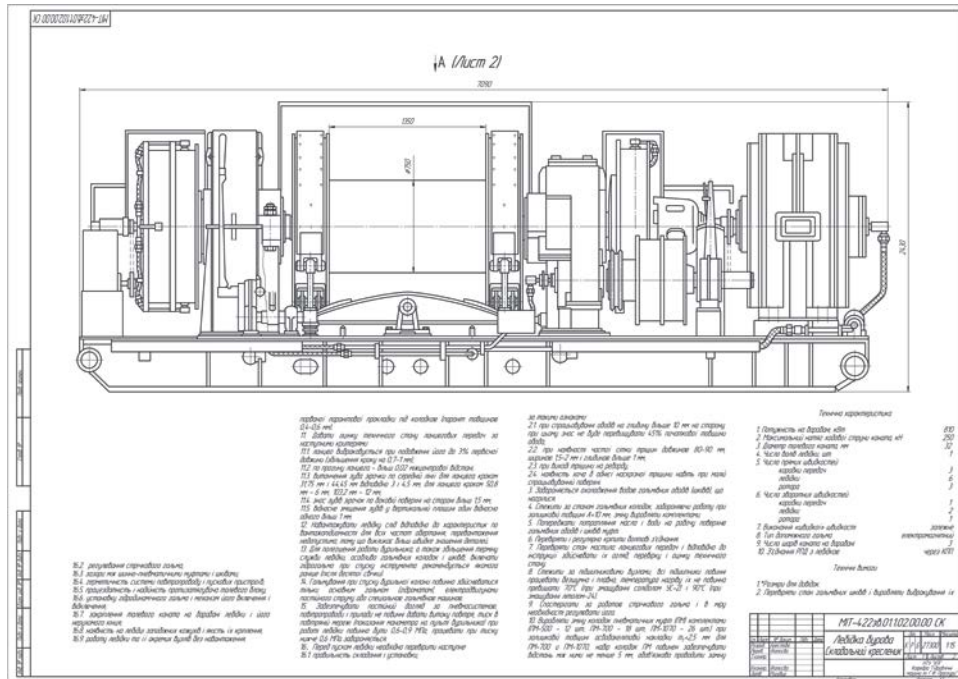


Рисунок 4.14 – Складальний кресленик одновальної бурової лебідки

4.3 Верхній привод

Система верхнього привода є ключовим компонентом бурової установки. Це комплекс устаткування, механізмів і пристроїв, які забезпечують обертання бурильної колони під час буріння без використання ведучої труби.

До основних переваг застосування систем верхнього привода для буріння свердловин належать:

- забезпечення вертикальності стовбура свердловини на етапі забурювання;
- скорочення часу на нарощування труб у процесі буріння;
- зменшення ризику прихоплення бурового інструменту;
- можливість розширення (проробки) стовбура свердловини як при спуску, так і при підйомі інструменту;
- підвищення точності проводки свердловини під час похило-скерованого буріння;
- зниження ймовірності викиду флюїдів зі свердловини через бурильну колону;
- полегшення спуску обсадних колон у складних зонах за рахунок використання обертання;
- покращення якості буріння з відбором керна;
- забезпечення точного контролю крутного моменту при згвинчуванні та докріпленні різьбових з'єднань, що подовжує ресурс бурильних труб.

На сьогодні на світовому ринку присутня значна кількість виробників систем верхнього привода. Основними постачальниками систем верхнього привода великої вантажопідйомності є компанії «National Oilwell Varco», «Tesco» та «Canrig». Перелік моделей таких систем великої вантажопідйомності подано в табл. 4.2.

Після злиття у 2005 році компаній «National Oilwell» і «Varco» на ринку бурового обладнання утворився гігант «National Oilwell Varco», який пропонує широку лінійку систем верхнього привода від відомих світових брендів, зокрема «Hydralift», «Varco», «National Oilwell», «Brown» та інших, що стояли біля витоків розробки цих систем і досі залишаються світовими лідерами у виробництві даної продукції.

Таблиця 4.2 – Перелік моделей СВП великої вантажопідйомності (*моделі з модифікаціями різної вантажопідйомності)

Вантажо- підйомність, т	Виробник	Модель		
		Тип привода		
		Електричний		Гідравлічний
		постійного струму	змінного струму	
453	«National Oilwell Varco»	TDS-4S*, TDS-4H*, TDS-3S*, TDS-3*, IDS-1	TDS-11SA, IDS-4A	-
	«Canrig»	-	1250AC	-
	«Tesco»	-	EC1	HCI
589	«National Oilwell Varco»	TDS-4S*, TDS-4H*, TDS-3S*, TDS-3*, IDS-1	TDS-7S	-
	«Canrig»	1165E*, 1175E*, 1165E-2SP*	1265AC	-
	«Tesco»	-	EC1	HCI
680	«National Oilwell Varco»	TDS-4S*, TDS-4H*, TDS-3S*, TDS-3*, TDS-6S*	TDS-8SA*	-
	«Canrig»	-	1275AC	-
907	«National Oilwell Varco»	-	TDS-1000*, TDX-1000, HPS-1000	-
1133	«National Oilwell Varco»	-	TDS-1250	-

Будова та принцип роботи складових елементів в системі верхнього привода. Незважаючи на конструктивні відмінності, усі системи верхнього привода мають однотипні вузли, які забезпечують виконання необхідного набору операцій під час буріння.

Усі верхні приводи переміщуються вздовж напрямних рейок, закріплених на

буровій вищці. Це може бути один монорельс або дві паралельні рейки. Всі елементи системи верхнього привода змонтовано на візках із відповідними каретками. Залежно від конструкції, може використовуватися один або два візки. Системи верхнього привода можуть мати один, два або чотири силові двигуни – змінного чи постійного струму або гідравлічні двигуни. Усі силові агрегати передають крутний момент на ствол вертлюга через трансмісію. Ведена шестерня трансмісії встановлена на стволі вертлюга на шліцьовому з'єднанні.

Трансмісії бувають одно- або двошвидкісними і можуть розташовуватися як над головним опорним підшипником, так і під ним. Кожна система верхнього привода має у своєму складі стабілізуючу систему, яка запобігає зношуванню різьби бурильних труб при з'єднанні з верхнім приводом; трубний маніпулятор; а також кульовий кран із дистанційним керуванням.

Розглянемо роботу системи верхнього привода на прикладі моделі TDS-8SA. Система TDS-8SA (рис. 4.15) складається з напрямних рейок 5, верхнього привода 2, талевого блоку 3, трубного маніпулятора 1 та двох візків із відповідними каретками 4.

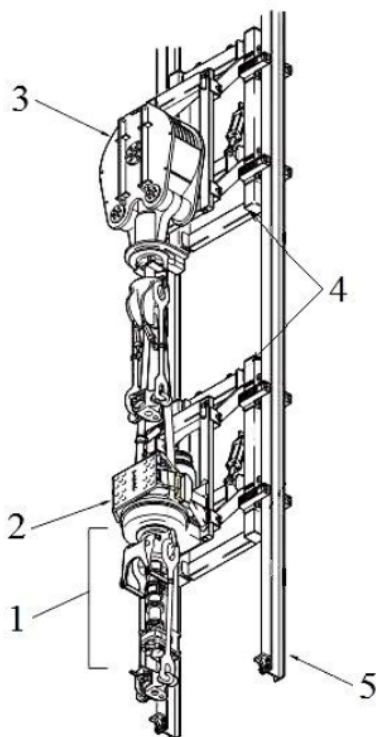
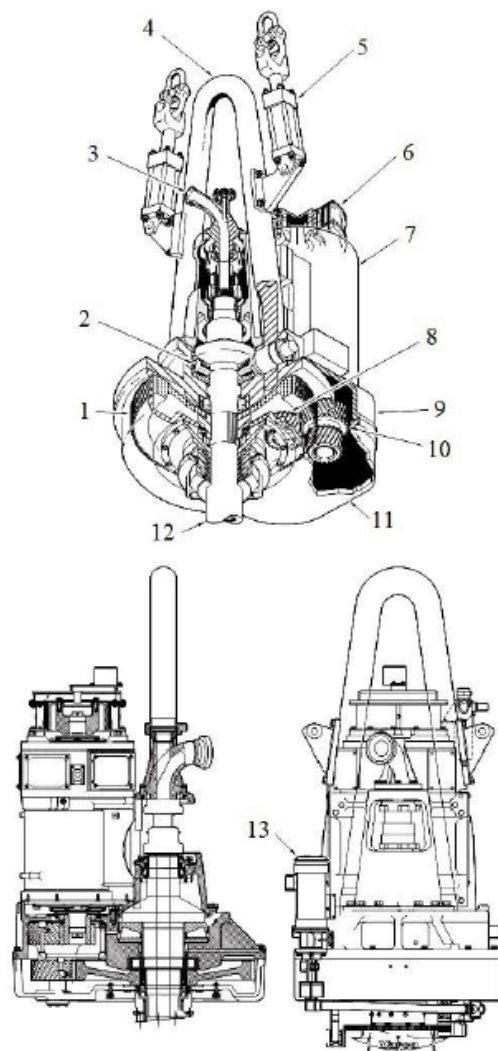


Рисунок 4.15 – Система верхнього привода TDS-8SA

Основними компонентами верхнього привода (рис. 4.16) є інтегрований вертлюг, електродвигун змінного струму та редуктор із косозубою циліндричною передачею.

Трубний маніпулятор (рис. 4.17) виконує дві функції: піднімання свічки бурильних труб і забезпечення процесу згвинчування-розгвинчування труб. Він складається з таких основних елементів: позиціонера трубного елеватора 3, вузла обмеження крутного моменту 2, елеватора 6, штропів 1, шарнірно-відхильного механізму 4 та затискача 5. Позиціонер трубного елеватора має власний автономний привід і може обертатися в будь-якому напрямку.



1 – зубчасте колесо; 2 – головний опорний підшипник; 3 – горловина вертлюга;
4 – штроп вертлюга; 5 – стабілізуючі циліндри; 6 – гальмо; 7 – електродвигун змінного струму; 8 – шестерня двигуна; 9 – корпус редуктора; 10 – ведуча шестерня; 11 – картер редуктора; 12 – ствол вертлюга; 13 – масляний насос

Рисунок 4.16 – Верхній привід TDS-8SA

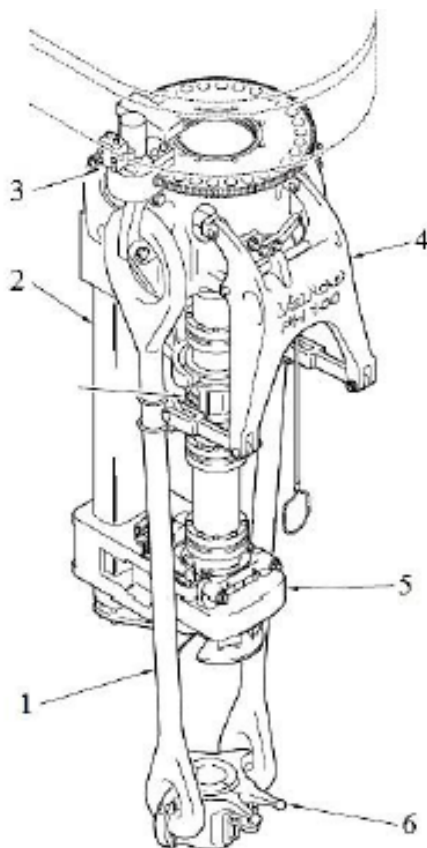


Рисунок 4.17 – Трубний маніпулятор

На рис. 4.18 зображено стабілізуючу систему верхнього привода TDS-8SA. Ця система забезпечує «м'яку посадку» ніпельного запобіжного перевідника в муфту бурильної колони. До її складу входять насосна станція 1, маніфольд 2, пневмогідроаккумулятори 3 та стабілізуючі циліндри 4. Тиск у системі налаштований таким чином, що при контакті ніпеля перевідника з муфтою колони навантаження на різьбу становить 363 кг при загальній вазі системи верхнього привода 22680 кг.

Спосіб кріплення стабілізуючих циліндрів показано на рис. 4.19.

Для запобігання викиду бурового розчину або флюїду через внутрішній канал бурильної колони у разі виникнення флюїдопрояву верхній привід TDS-8SA оснащений двома кульовими кранами (рис. 4.20). Верхній кульовий кран 3, приєднаний до ствола вертлюга 1, відкривається та закривається за допомогою дистанційного силового привода. До верхнього кульового крана 3 підключено нижній кульовий кран 4 із ручним керуванням.

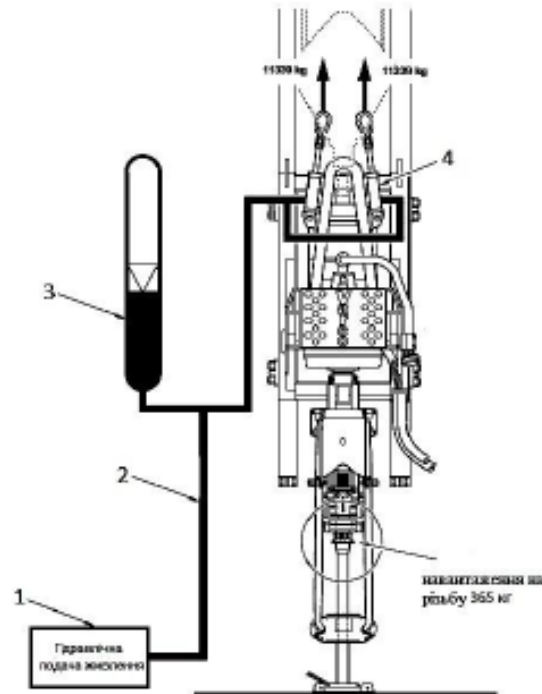
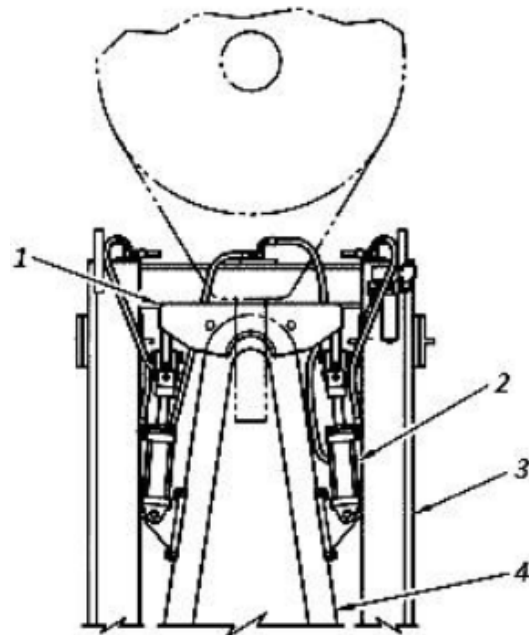


Рисунок 4.18 – Стабілізуюча система



1 – траверса; 2 – циліндр стабілізуючий; 3 – візок з відвідними каретками; 4 – штроп інтегрованого вертлюга

Рисунок 4.19 – Кріплення стабілізуючих циліндрів

Щоб уникнути зношування різьби нижнього кульового крана, яке відбувається під час нарощування бурильного інструменту, а також при з'єднанні-роз'єднанні

верхнього привода з бурильною колоною під час підйому з промивкою, до нього приєднується запобіжний перевідник 5 (рис. 4.21).

З'єднання ствола вертлюга з верхнім кульовим краном, верхнього крана з нижнім, а також нижнього крана із запобіжним перевідником фіксуються спеціальними стопорами (рис. 4.20).

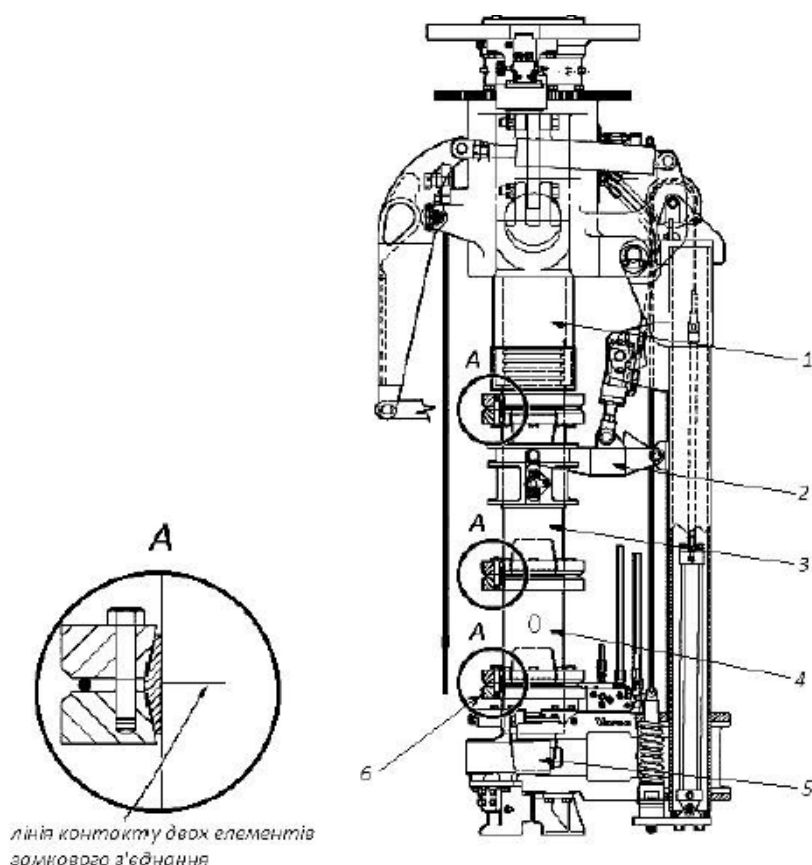


Рисунок 4.20 – Фіксація різьбових з'єднань кранів кульових

Верхній кульовий кран (рис. 4.21) складається з корпусу 1, верхнього сидла 2, кулі 3, двох приводних шпинделів 4, нижньої кулі 5 та пробки 6, яка закриває отвір для закачування мастила всередину крана. Цей кран є одностороннім. Його необхідно з'єднувати зі стволом вертлюга відповідно до напрямку стрілки, як показано на рис. 4.22.

На корпус верхнього кульового крана встановлюється кожух силового привода 4 (рис. 4.22) та кріпляться кривошипи 3. У жолоб 2 заводяться ролики важеля силового

привода. Під час буріння кран перебуває у відкритому стані, а кожух – у нижньому положенні. При виникненні флюїдопрояву кран закривається, при цьому за допомогою важеля силового привода кожух переміщується у верхнє положення [6–11].

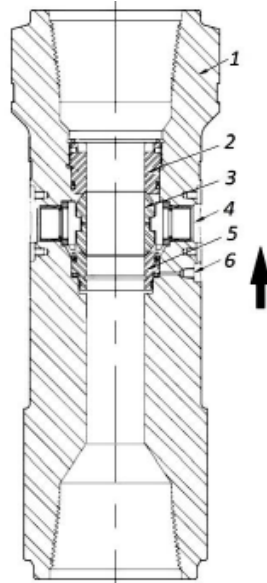
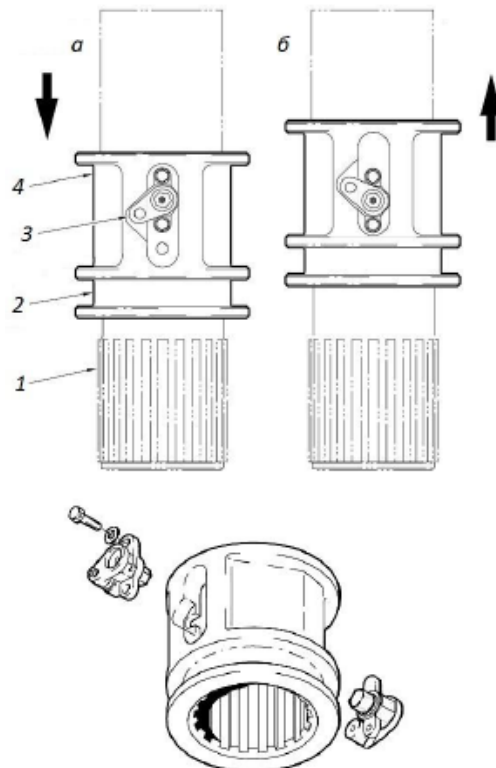


Рисунок 4.21 – Кран кульовий верхній



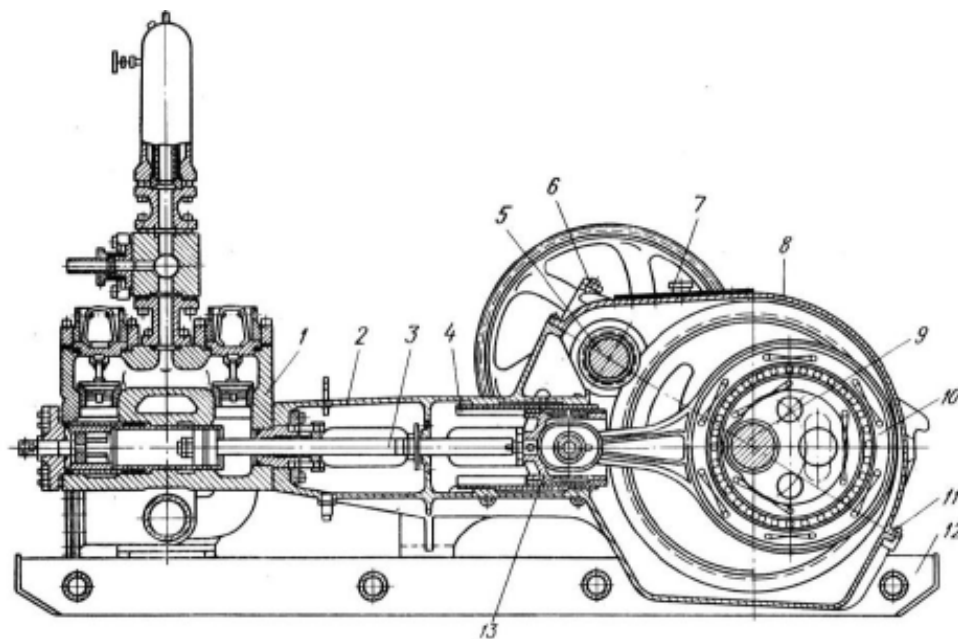
а – у відкритому положенні; б – у закритому положенні; 1 – кран кульовий верхній; 2 – жолоб важеля силового привода; 3 – кривошип; 4 – кожух силового привода

Рисунок 4.22 – Кожух силового привода верхнього крана кульового

4.4 Буровий насос

Буровий насос (рис. 4.23) складається з двох основних частин – приводного та гідравлічного блоків, які змонтовані на зварній рамі 12. До приводного блока входять трансмісійний вал 5, корінний вал 9 і шатунний механізм 10, розташовані на станині 2.

Станина виконана у вигляді масивної металевої коробки, в розточуваннях якої встановлюються підшипники для трансмісійного та корінного валів. Для полегшення монтажу внутрішніх вузлів і деталей станина оснащена кришкою 8. Стикові поверхні станини та кришки оброблені механічно та ущільнюються за допомогою гумового шнура або прокладки, яка затягується болтами 11 і шпильками 6, вкрученими в станину. Фіксація кришки відносно станини забезпечується конічними штифтами.



1 – гідравлічний блок; 2 – станина; 3 – шток; 4 – направляючі; 5 – трансмісійний вал; 6 – шпильки; 7 – вентиляційний ковпак; 8 – кришка; 9 – корінний вал; 10 – шатунний механізм; 11 – болти; 12 – зварна рама; 13 – повзун

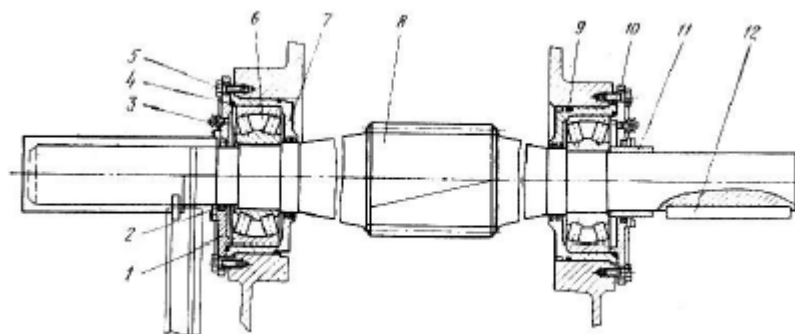
Рисунок 4.23 – Буровий насос двосторонньої дії

Отвори під підшипники обробляються розточуванням у зібраному вигляді станини разом із кришкою. У горловині станини монтується направляючі 4 для повзуна 13. Осі розточених поверхонь станини під направляючі повзуна повинні

збігатися з допуском не більше 0,15 мм. Внутрішню порожнину станини фарбують маслостійкою фарбою і використовують як резервуар для мастила, яке змащує зубчасту передачу, розташовану між трансмісійним та корінним валами. У горловині станини передбачені бічні люки для монтажу та огляду повзунів. Торцева частина горловини має отвори для штока 3 та для кріплення гідравлічного блоку 1.

На кришці станини встановлено вентиляційний ковпак 7 для відведення масляних парів. Станини бурових насосів виготовляють литтям із високоміцних чавунів або сталей. Сталеві станини мають меншу вагу, однак є дорожчими за чавунні. Найбільш економічними за масою вважаються бурові насоси зі станинами зварної конструкції.

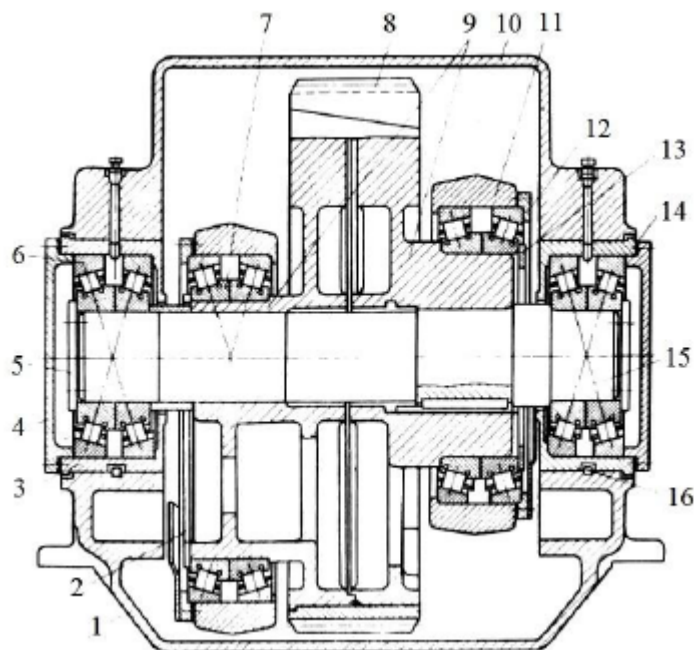
Трансмісійний вал (рис. 4.24) призначений для передачі крутного моменту на корінний вал насоса. Він виконаний у вигляді вивідного вала-шестерні 8, кінці якого слугують для встановлення клинопасового шківів або ланцюгового колеса – залежно від типу передачі, прийнятої в приводі насоса. Шків або ланцюгове колесо кріпиться до вала за допомогою шпонки 12. Для зручності складання та розбирання шків має розрізну маточину, яка стягується болтами. Оскільки можливі перекося внаслідок прогину вала під навантаженням на консолі, а також через технологічні неточності, трансмісійний вал встановлюється на сферичних дворядних роликотидшипниках 6, які сприймають радіальні та осьові навантаження від косозубої передачі.



- 1, 10 – наскрізні кришки; 2 – ущільнення; 3 – тавотниця; 4, 9, 13 – гумові кільця;
5 – болт; 6 – дворядні роликотидшипники; 7 – сталеві гільзи; 8 – вивідний вал-шестерня; 11 – втулка; 12 – шпонка

Рисунок 4.24 – Трансмісійний вал

Ексцентриковий корінний вал (рис. 4.25) має складену конструкцію. Прямий вал 15 із жорстко закріпленими на ньому ексцентриками 9 спирається на корінні підшипники 6, які розміщені в станині бурового насоса. Ексцентрики, що виконують функцію шатунних шийок, виготовляють литтям із вуглецевої сталі та з'єднують із валом зварюванням. Кількість ексцентриків відповідає кількості поршнів бурового насоса. Кутове зміщення шатунних шийок корінного вала визначається вимогами до рівномірності подачі. Відповідно до цього, у двопоршневих насосах двосторонньої дії кутовий зсув між ексцентриками становить 90° , а у трьохпоршневих насосах односторонньої дії – 120° . Між ексцентриками розташоване зубчасте колесо 8.



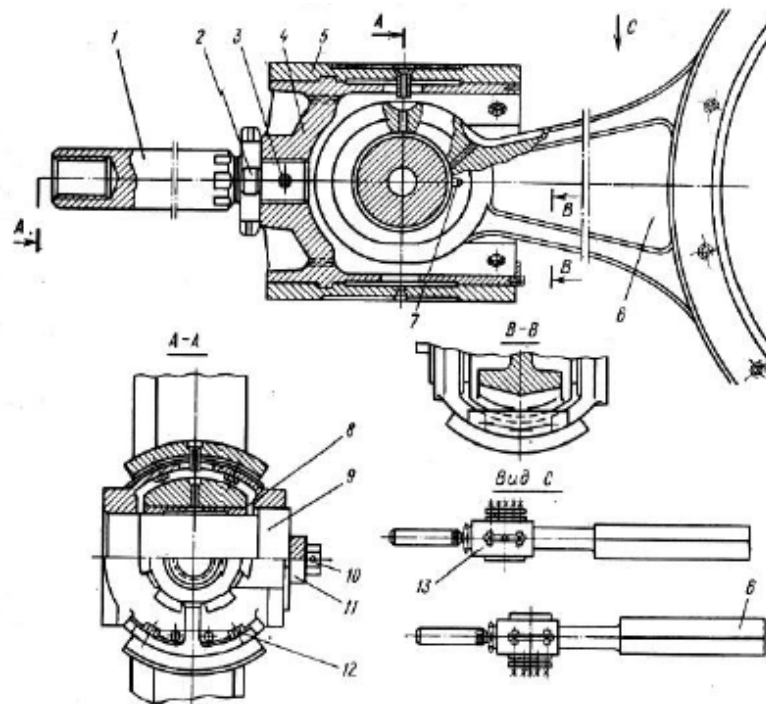
- 1 – розточка станини; 2 – розприскувач; 3 – перехідні гільзи; 4 – кришка; 5 – шайба;
 6 – корінні підшипники; 7 – кільця роликів підшипників; 8 – зубчасте колесо;
 9 – ексцентрики; 10 – кришка насоса; 11 – велика шийка шатуна; 12, 13 – кільцеві шайби; 14 – мірні прокладки; 15 – прямий вал; 16 – дюбелі

Рисунок 4.25 – Корінний вал

Шатун передає рух від корінного вала до повзуна (крейцкопфа) і являє собою кований або литий стержень із вуглецевої сталі марки 35, що має дві протилежно розташовані шийки — велику та малу. Більша шийка 11 шатуна, яку називають

мотилевою (шатунною), охоплює корінний вал. Мала шийка (рис. 4.25), що називається повзунною, служить для шарнірного з'єднання шатуна 6 з повзуном 4, який ковзає в прямолінійних напрямних. Центр цього шарніра рухається аксіально, тобто по прямій лінії, що проходить через вісь обертання корінного вала.

Поршнева частина 11 (рис. 4.26) штока має менший діаметр і більшу довжину порівняно з його повзунною частиною 10, причому довжина вибирається залежно від ходу поршня. На одному кінці поршневий шток має зовнішню різьбу для з'єднання зі штоком 10 повзуна та закріплюється контргайкою. Протилежний кінець оснащений конусом із буртиком для встановлення поршня 13, а також різьбою для затягування конусного з'єднання з метою запобігання витокам між дотичними поверхнями. Конусне з'єднання спрощує розбирання поршнів при їх заміні.



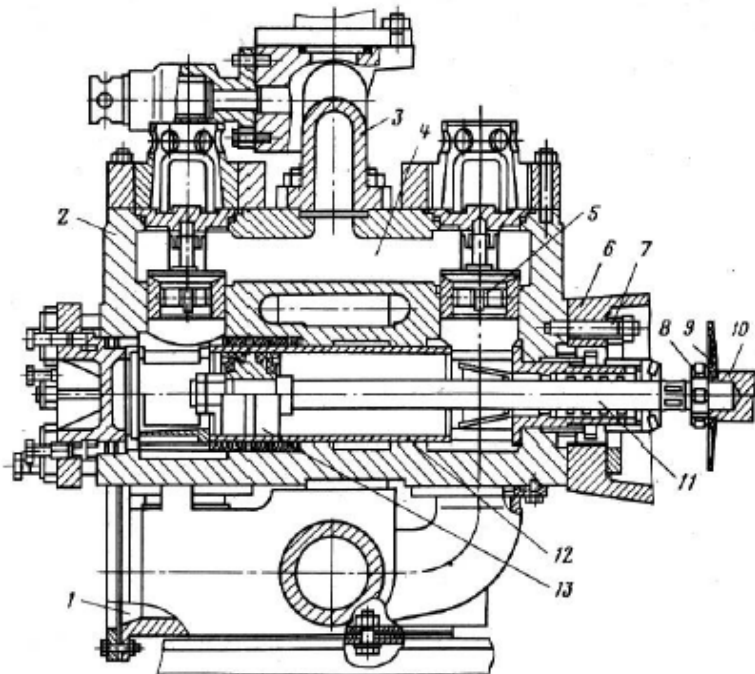
- 1 – шток; 2 – гайка; 3 – шплінт; 4 – повзун; 5 – накладка; 6 – шарнірне з'єднання;
 7 – дюбель; 8 – втулка; 9 – пустотілий валик; 10 – кришка насоса; 11 – болти; 12 – болт;
 13 – валик

Рисунок 4.26 – Шатунний механізм

Гідравлічні блоки бурових насосів складаються з корпусних та змінних деталей. До корпусних відносяться гідрокоробки з їхніми кришками, а також приймальний і

нагнітальний колектори. До змінних — циліндрові втулки, поршні, сідла й тарілки клапанів, а також ущільнення для нерухомих і рухомих з'єднань.

У двопоршневому насосі гідравлічний блок (рис. 4.27) складається з двох гідрокоробок 2, які кріпляться до станини 6 приводного блока за допомогою шпильок 7. Стикові поверхні гідрокоробок і станини прилягають одна до одної без зазорів. Допускаються лише місцеві провали щупа товщиною 0,1 мм на довжині не більше 10% від загальної довжини стикувальних ділянок. Між собою гідрокоробки з'єднуються приймальним 1 та нагнітальним 3 колекторами.



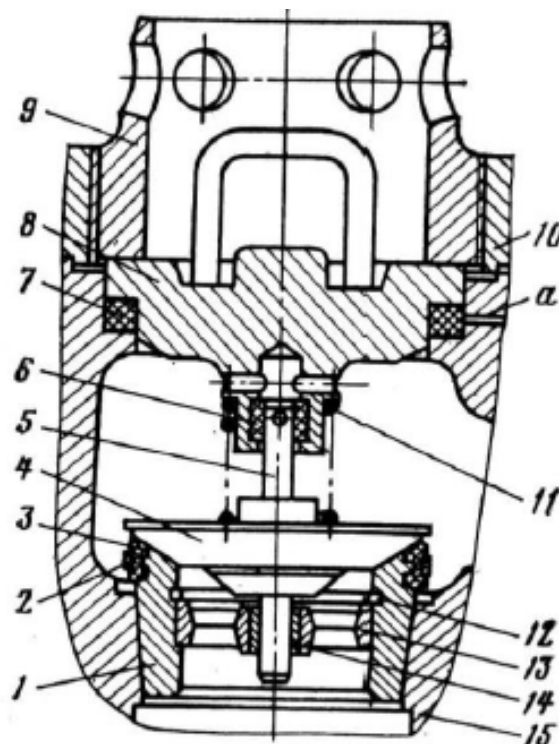
1 – приймальний колектор; 2 – гідрокоробка; 3 – нагнітальний колектор;
4 – надклапанна порожнина; 5 – нагнітальні клапани; 6 – станина; 7 – шпилька;
8 – контргайка; 9 – диск-відбивач; 10 – повзунна частина; 11 – поршнева частина
штока; 12 – циліндрова втулка; 13 – поршень

Рисунок 4.27 – Гідравлічний блок бурового насоса двосторонньої дії

Всмоктувальний і нагнітальний клапани бурового насоса є повністю взаємозамінними. Кожен такий клапан (рис. 4.28) складається з сідла 1 та тарілки 4, які разом із пружиною 11, кришкою 8 та упорним гвинтом 9 формують клапанну коробку. Поршні бурових насосів виконані за гумово-металевою схемою (рис. 4.29) і містять

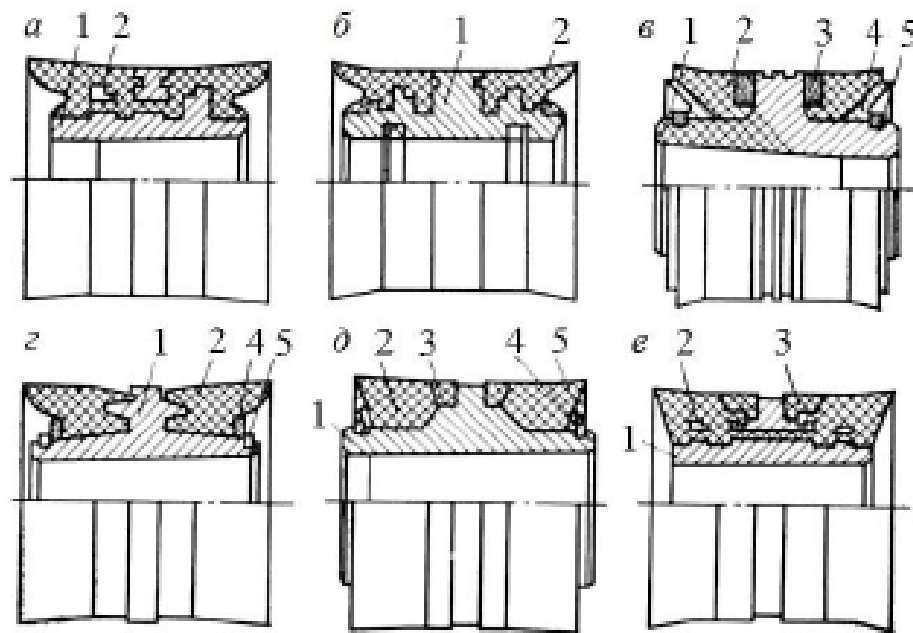
сталевий сердечник 1, а також гумові самопідтискальні манжети 2. Дві манжети з комірцями, орієнтованими в протилежні боки, створюють двостороннє ущільнення поршня всередині циліндрової втулки. Сердечники мають конусний (варіанти *a, в, г, д*) або циліндричний (варіанти *б, е*) отвір для з'єднання поршня зі штоком. Зовнішня поверхня сердечника оснащена кільцевими канавками та виступами, які гарантують надійне зчеплення з привулканізованими гумовими манжетами.

У конструкціях поршнів із механічним кріпленням манжет (рис. 4.29, *в, г, д*) сердечники мають спрощену форму. Манжети 2 надіваються на маточину сердечника 1 і фіксуються за допомогою металевих шайб 4 та розрізних пружинних кілець 5. Для зручності монтажу манжет маточини забезпечені завідними фасками. У деяких моделях (рис. 4.29, *в, д, е*) тильна сторона гумової манжети впирається в зносостійку та жорсткішу пластмасову прокладку 8.



1 – сідло; 2 – металева обойма; 3 – гумова манжета; 4 – тарель; 5 – направляючий шток; 6 – шарнірне з'єднання; 7 – манжета; 8 – кришка; 9 – упорний гвинт; 10 – фланець гідрокоробки; 11 – пружина; 12 – пружинне кільце; 13 – хрестовина; 14 – резинова втулка; 15 – гідрокоробка

Рисунок 4.28 – Клапанна коробка



1 – ступиця сердечника; 2 – манжета; 3 – жорстка пластмасова прокладка; 4 – металеві шайби; 5 – розрізні пружинні кільця

Рисунок 4.29 – Поршні бурових насосів двосторонньої дії

Під дією тиску рідини, що нагнітається, пластмасова прокладка деформується в радіальному напрямку, ускладнюючи проникнення гуми манжети в зазор між циліндровою втулкою та розділовим пояском сердечника. Завдяки цьому запобігається пошкодженню поршня внаслідок втомного викришування манжет.

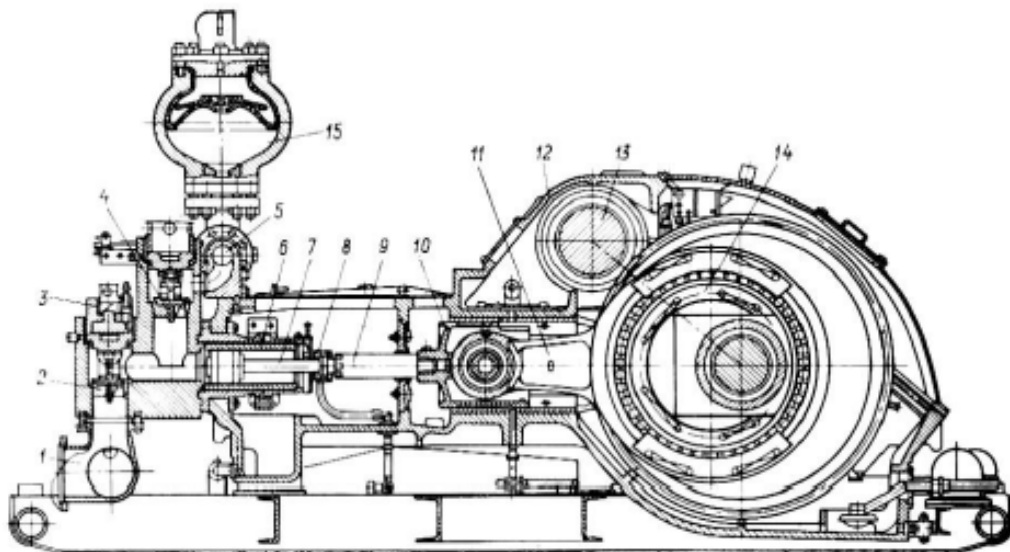
Кільцеві консолі на розділовому пояску сердечника 1 (рис. 4.29, г) та конічна зовнішня фаска на манжетах 2 забезпечують рівномірний розподіл контактних тисків уздовж манжети, що позитивно впливає на ресурс як поршня, так і циліндрових втулок. Серед розглянутих конструкцій найбільшого поширення набув поршень, зображений на рис. 4.29, а.

Поршневі насоси односторонньої дії відзначаються підвищеною частотою ходів та меншою довжиною ходу поршнів. Завдяки цьому їхні габарити та маса зменшуються порівняно з двопоршневими насосами двосторонньої дії. До інших переваг насосів односторонньої дії можна віднести відсутність ущільнень штока, зниження необхідного ступеня редукції зубчастої передачі, а також скорочення кількості клапанів і поршневих манжет.

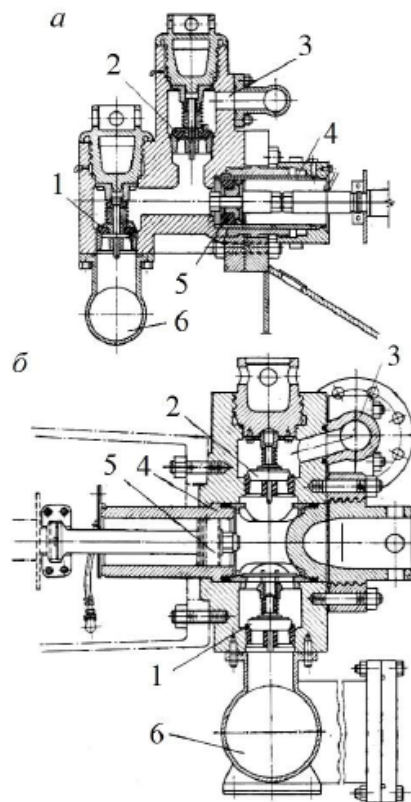
Трипоршневий буровий насос односторонньої дії (рис. 4.30) відрізняється від двопоршневого насоса односторонньої дії конструктивним виконанням однойменних вузлів та деталей.

Трансмісійний вал 7 (рис. 4.31) встановлюється на здвоєних конічних підшипниках 6, які призначені для роботи в умовах особливо високих навантажень. Корінний вал складається з трьох литих ексцентриків 2, 10, 18, жорстко з'єднаних із прямим валом 5, що обертається на підшипниках 4, змонтованих у стакані 3. Рівномірне кутове зміщення ексцентриків забезпечує їх взаємне врівноваження та усуває шкідливий вплив дисбалансу на роботу корінних підшипників вала.

Обертання на корінний вал передається через циліндричну зубчасту передачу, яка складається з шестерні 8 та зубчастого вінця 11 із косими або шевронними зубами, закріпленого на литому ободі 12. Зубчаста передача зміщена відносно поздовжньої осі насоса та розташована між середнім 18 і крайнім 10 ексцентриками. Шатунні (мотильові) шийки шатунів 14 з'єднуються з ексцентриками через роликові підшипники 1, які фіксуються кільцевими секторами 9.

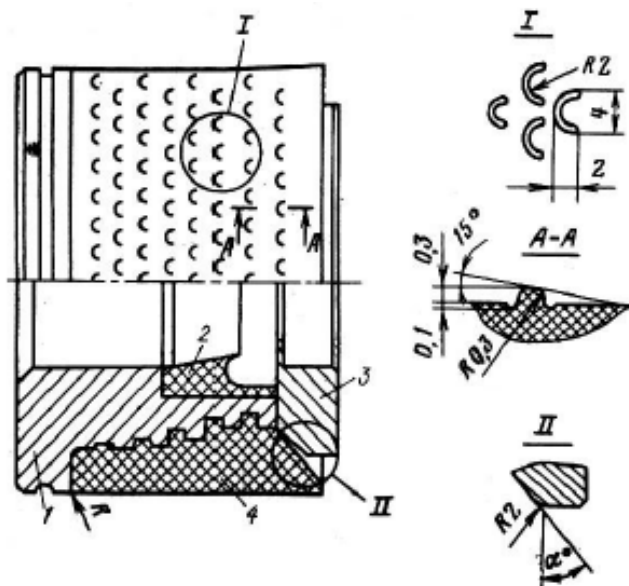


1 – всмоктуючий колектор; 2 – всмоктуючий клапан; 3 – кришка клапанної коробки; 4 – нагнітальний клапан; 5 – нагнітальний колектор; 6 – циліндрова втулка; 7 – шток; 8 – швидкоз'ємний хомут; 9 – контршток; 10 – повзун; 11 – шатун; 12 – станина насоса; 13 – трансмісійний вал; 14 – корінний вал; 15 – компенсатор
Рисунок 4.30 – Буровий поршневий насос односторонньої дії



1 – всмоктуючий клапан; 2 – нагнітальний клапан; 3 – нагнітальний колектор;
 4 – циліндрова втулка; 5 – поршень; 6 – прийомний колектор
 Рисунок 4.32 – Гідравлічна частина насоса односторонньої дії з різними клапанними
 коробками

Поршень для насосів односторонньої дії (рис. 4.33) складається зі сталевого сердечника 1, шайби 3, а також привулканізованих до сердечника зовнішньої ущільнювальної манжети 4 і внутрішнього ущільнення 2, яке герметизує нерухомий циліндричний стик між поршнем і штоком. Поверхня манжети 4 має дугоподібні виступи, які сприяють проникненню мастильно-охолоджувальної рідини в зону контакту манжети з циліндровою втулкою під час такту всмоктування. Під тиском нагнітання манжета ущільнюється, а в утворених на її поверхні заглибленнях утримується частина змащувального матеріалу. Завдяки цьому зменшується зношування поршня та циліндрової втулки. Під час зупинок виступи на поверхні запобігають прилипанню манжети до робочої поверхні циліндра, яка нагрівається в процесі роботи насоса. Шайба 3 зберігає міцність з'єднання манжети з сердечником при нагріванні, що виникає від тертя циліндро-поршневої пари [8–10; 12].



1 – сталевий сердечник; 2 – внутрішній ущільнювач; 3 – шайба;
4 – ущільнююча манжета

Рисунок 4.33 – Поршень трьохпоршневого бурового насоса односторонньої дії

4.5 Буровий ротор

Буровий ротор (скорочено – ротор або обертач) призначений для виконання таких операцій:

- обертання бурильної колони, що рухається поступально, під час проходки свердловини роторним способом;
- сприйняття реактивного крутного моменту та забезпечення поздовжньої подачі бурильної колони при використанні вибійних двигунів;
- утримання бурильної або обсадної колони труб над гирлом свердловини під час нарощування та спуско-підймальних операцій;
- провертання інструменту при ловильних роботах та інших ускладненнях, що виникають у процесах буріння і кріплення свердловини.

Ротори належать до основних механізмів бурової установки і розрізняються за діаметром прохідного отвору, потужністю та допустимим статичним навантаженням. За конструктивним виконанням вони поділяються на нерухомі та ті, що переміщуються поступально відносно гирла свердловини у вертикальному напрямку.

Привід ротора здійснюється за допомогою ланцюгових, карданних або зубчастих

передач від бурової лебідки, коробки передач або індивідуального двигуна. Залежно від типу привода ротори можуть мати ступеневе, безперервно-ступеневе або безперервне регулювання швидкостей і моментів обертання. Для сприйняття реактивного крутного моменту вони оснащуються стопорними пристроями, встановленими на швидкохідному валу або столі ротора. Рухомі деталі змащуються розбризкуванням або примусовим способом. Ротори постачаються у двох виконаннях – з пневматичним клиновим захопленням (ПКР) для утримання труб і без ПКР.

Конструкція ротора повинна забезпечувати необхідні зручності для високопродуктивної роботи та відповідати вимогам надійності й безпечного обслуговування. При цьому габарити ротора мають бути обмежені площею, відведеною для його встановлення на буровому майданчику. Ротори, що використовуються в бурових установках різних класів і модифікацій, повинні бути максимально уніфіковані за технічними параметрами та конструкцією.

У бурових установках для експлуатаційного та розвідувального буріння застосовуються ротори, які нерухомо встановлюються над гирлом свердловини. За конструктивною схемою вони нагадують конічний редуктор, ведений вал якого виконаний у вигляді вертикального пустотілого циліндра.

Розглянемо типову конструкцію ротора (рис. 4.34). Ротор складається зі станини 9, стола 2, який приводиться в обертання від швидкохідного вала 7 через конічну шестерню 10 та конічне колесо 6. Міжосьовий кут передачі становить 90° .

Станина ротора здебільшого виготовляється литою з конструкційних нелегованих сталей. Її форма та геометричні розміри визначаються конструктивними, експлуатаційними, технологічними та естетичними вимогами. У станині передбачено горизонтальне та вертикальне розточування для розміщення швидкохідного вала та стола ротора. Товщина стінок становить 15–30 мм. Слід враховувати, що збільшення товщини стінок призводить до неоднорідності мікроструктури металу через зростання різниці швидкостей охолодження серцевини та поверхневого шару виливка. Тому для отримання якісних виливків товщина стінок вибирається з урахуванням вимог ливарної

технології. Необхідну міцність і жорсткість забезпечують ребра на внутрішніх стінках станини. У її основі є отвори для строп, які використовуються для переміщення ротора у підвішеному стані.

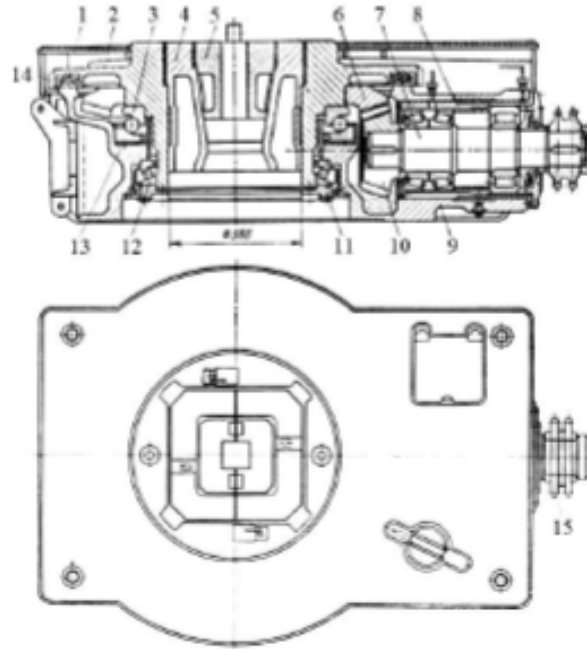


Рисунок 4.34 – Буровий ротор

Стіл 2 ротора являє собою порожнисту сталеву вилівок із зовнішнім диском, який прикриває вертикальне розточування станини. У верхній частині він має квадратне заглиблення для роз'ємного вкладиша (втулки) 4. Вкладиші, у свою чергу, мають квадратне заглиблення для затискача 5, яке переходить у конус. Під час буріння під вкладиші вставляються квадратні або роликові затискачі ведучої труби, а при спуско-підймальних операціях – клини, що утримують колону труб над ротором. Роз'ємна конструкція вкладишів і затискачів дозволяє встановлювати їх у ротор навіть тоді, коли його отвір зайнятий трубою. Втулки та затискачі фіксуються в роторі за допомогою поворотних заціпок. Між затискачем і ведучою трубою виникає тертя ковзання, що спричиняє знос контактних поверхонь. При використанні роликових затискачів ведуча труба перекочується по роликах, встановлених на підшипниках кочення, завдяки чому її знос значно зменшується.

Стіл ротора з напесованим конічним колесом встановлюється у вертикальному

розточуванні станини на основній 3 і допоміжній 12 опорах. Як опори застосовуються напірно-радіальні кулькові підшипники, які завдяки дзеркальному розташуванню та осьовій затяжці здатні сприймати двосторонні осьові навантаження.

На основну опору діють власна вага стола ротора та вага колони труб, яку він утримує під час спуско-підіймальних операцій. У процесі буріння бурильна колона підвішена до вертлюга, тому на основну опору діють власна вага стола та сили тертя, що виникають при ковзанні ведучої труби відносно затискачів 5 ротора. Підшипники та стіл ротора обертаються при роторному бурінні і залишаються нерухомими при спуско-підіймальних операціях та бурінні вибійними двигунами (не враховуючи періодичного провертання колони для запобігання прихопленням).

На допоміжну опору діють зусилля від попереднього осьового натягу підшипника та випадкові навантаження від тертя й ударів, що виникають при підйомі труб, долота та іншого інструменту внаслідок їх розходження та зміщення відносно осі стола ротора. Важливе значення для нормальної роботи ротора має осьовий попередній натяг допоміжного підшипника. Правильно підібраний натяг забезпечує щільне прилягання кульок до бігових доріжок, зменшує знос поверхонь кочення, підвищує довговічність і навантажувальну здатність підшипників, запобігає обертанню кульок під дією гіроскопічних моментів і завдяки цьому знижує коефіцієнт тертя.

Надмірний натяг є так само небезпечним, як і недостатній, оскільки спричиняє защемлення кульок, перевантаження поверхонь кочення та підвищення тепловиділення. Натяг підшипника основної опори створюється власною вагою стола ротора, а його осьове положення регулюється сталевими прокладками 13, встановленими під нижнім кільцем основної опори. Осьовий натяг допоміжного підшипника регулюється прокладками, які встановлюються між нижнім торцем стола ротора та фланцем 11, що з'єднуються болтами.

Внаслідок неминучої неспіввісності центрувальних поверхонь стола та станини ротора кульки можуть зміститися відносно осі симетрії бігових доріжок, що порушить правильну роботу підшипників. Для усунення неспіввісності одне кільце підшипника центрують, а інше вільно переміщається по радіусу. Під дією навантаження вільне

кільце самоцентрується відносно кульок, забезпечуючи рівномірне їх навантаження, що сприяє збільшенню довговічності підшипника. Зазвичай вільне кільце підшипника встановлюють у станині ротора.

Напірно-радіальні кулькові підшипники вибирають за діаметром прохідного отвору стола ротора. Навантажувальна здатність підшипників заданого діаметра та типу залежить від їх серії. В основній опорі стола ротора використовують підшипники з кульками діаметром 63,5–101,6 мм, а в допоміжній опорі – підшипники легших серій з кульками діаметром 38,1–47,6 мм. Конічні роликопідшипники, які мають вищу несучу здатність порівняно з кульковими, використовуються в опорах стола ротора рідко. Це зумовлено їх порівняно високою вартістю та підвищеною чутливістю до перекосів, що різко знижує термін їх служби. Відносне положення основної та допоміжної опор ротора може бути іншим. Наприклад, у роторі Р-760 допоміжна опора встановлюється над основною.

Швидкохідний вал із конічною шестернею, закріпленою шпонкою, монтується в стакані та в зібраному вигляді встановлюється в горизонтальне розточування станини. Стакан захищає станину від вм'ятин, що утворюються при встановленні підшипників та їх провертанні під навантаженням. Консольне розташування шестерні на швидкохідному валу зручне для компонування та збирання ротора. Однак при цьому підвищуються вимоги до жорсткості вала, оскільки його деформація порушує рівномірний розподіл контактного тиску в зачепленні шестерні та колеса, що знижує їх довговічність.

У цьому відношенні кращим є розташування шестерні між двома опорами. Однак, враховуючи зручність монтажу та ремонту, швидкохідні вали в усіх конструкціях роторів виготовляються з консольним розташуванням шестерні. При цьому для зменшення згинального моменту шестерню максимально наближають до опори вала. На зовнішньому кінці швидкохідного вала встановлена ланцюгова зірочка 15 або карданна муфта. Для безпеки та зручності обслуговування ротор закривається кришкою 1 [6–10].

5 ЕКОНОМІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ

Об'єктом дослідження у даній дипломній роботі є бурова установка, а також основні технологічні процеси та обладнання, що використовуються під час спорудження нафтових і газових свердловин глибиною до 3100 м.

Метою роботи є обґрунтування вибору та виконання компоновки обладнання бурової установки для забезпечення ефективного, безпечного та економічно доцільного буріння свердловини заданої глибини.

Бурова установка NOV 2000HP DC обладнана лебідкою D2000 UEDB, що забезпечує виконання спуско-підіймальних операцій, подачу долота на вибій та здійснення допоміжних технологічних процесів. Використання електропривода постійного струму дозволяє забезпечити плавне регулювання швидкості, високу надійність роботи та ефективне використання енергетичних ресурсів.

На підставі отриманих результатів обґрунтовано вибір бурової установки NOV 2000HP DC та виконано компоновку її основних вузлів і агрегатів. Визначено відповідність технічних параметрів установки вимогам буріння свердловини глибиною 3100 м.

У дипломному проєкті також проведено техніко-економічні розрахунки, які підтверджують доцільність використання обраного обладнання та ефективність прийнятих технічних рішень. Оцінено витрати, пов'язані з виконанням проєктних робіт, та визначено основні складові собівартості дослідження [13–16].

Під час виконання роботи використовувалися персональний комп'ютер, пакети програм Microsoft Office для оформлення пояснювальної записки та програми для виконання графічної частини, а також спеціалізоване програмне забезпечення Drillsoft HDX для виконання інженерних розрахунків, пов'язаних із вибором параметрів бурового обладнання.

Практична цінність роботи полягає у можливості використання отриманих результатів під час проєктування та вибору обладнання бурових установок для спорудження свердловин середньої глибини в реальних виробничих умовах.

5.1 Розрахунок собівартості НДР

Собівартість – виражені в грошовій формі поточні витрати на виробництво та реалізацію продукції (робіт, послуг).

Витрати, що включаються в собівартість НДР:

- матеріальні витрати;
- витрати на організацію робочого місця дослідника;
- транспортно-заготівельні;
- витрати на оплату праці;
- відрахування на соціальні заходи;
- амортизація основного обладнання;
- загальновиробничі витрати.

5.2 Розрахунок матеріальних витрат на НДР

Визначення потреби в матеріальних ресурсах. До матеріальних ресурсів відносяться папір та фарба для принтера. Розрахунок матеріальних витрат ведеться за формулою:

$$Z_{\text{мат}} = \sum_{i=1}^{i=m} N_{\text{pi}} \cdot C_i$$

де $Z_{\text{мат}}$ – матеріальні витрати на виконання НДР;

N_{pi} – норма витрат паперу та фарби для принтера;

C_i – ціна одного листа паперу та фарби для принтера;

m – кількість видів матеріалу.

Розрахунки вартості витрачених матеріалів зазначено в таблиці 4.1

Таблиця 5.1 – Розрахунки вартості витрачених матеріалів

Матеріали	Кількість, шт.	Вартість, грн	Загальна вартість, грн	Призначення
Папір А4	150	0.80	112.5	Друк тексту та розрахунків
Папір А2	3	3.5	10.5	Друк робочих креслень
Папір А1	3	6.7	20.1	Друк складальних креслень
Фарба для принтера	1	72	72	Роздрукування документації
Сумарна вартість, грн			215.1	

5.3 Визначення транспортно-заготівельних витрат

В даній роботі приймаємо ТЗВ = 12 % від вартості матеріалів та розраховуємо їх за формулою:

$$\text{ТЗВ} = 0,12 \cdot \text{З}_{\text{мат}} = 25,8 \text{ грн.}$$

5.4 Витрати на оплату праці

Розрахунок витрат на основну заробітну плату наукових співробітників ведеться по формулі:

$$\text{З}_{\text{осн}} = \text{З}_{\text{міс}} \cdot \text{К},$$

де $\text{З}_{\text{осн}}$ – основна заробітна плата наукових співробітників;

$\text{З}_{\text{міс}}$ – заробітна плата співробітника за місяць (тарифний оклад), грн;

К – дольова участь співробітника у виконанні проекту, визначається за кількістю відпрацьованих годин.

Розрахунки заробітної плати наведено у таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Розрахунки заробітної плати

Посада	Оклад з надбавками, грн	Число місяців	Кількість людей	Участь, %	Сума, грн
Керівник теми	20000	4	1	25	20000
Інженер	12500	4	1	75	37500
Разом			2	100	57500

Додаткова заробітна плата ($\text{З}_{\text{дод}}$) включає доплати, надбавки, гарантійні і компенсаційні виплати, передбачені законодавством.

Додаткову заробітну плату приймаємо 10 % від $\text{З}_{\text{осн}}$ та розраховуємо по формулі:

$$\text{З}_{\text{дод}} = 57500 \cdot 0,1 = 5750 \text{ грн.}$$

5.5 Відрахування на соціальні заходи

Відрахування на соціальні заходи передбачені ($\text{З}_{\text{сз}}$) законодавством та складають 40% від суми $\text{З}_{\text{осн}}$ та $\text{З}_{\text{дод}}$ та розраховуються за формулою:

$$З_{сз} = (57500 + 5750) \cdot 0.4 = 25300 \text{ грн.}$$

5.6 Розрахунок амортизації основного обладнання

До основного обладнання відносимо персональний комп'ютер. Окрім ПК для виконання НДР застосовувалися пакети програм Microsoft Office, програмний модуль «Drillsoft HDX» каф. Гідромашин НТУ «ХП». Вартість обладнання та прикладних програм наведено у табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Вартість обладнання та прикладних програм

Найменування устаткування	Первісна вартість, грн	К-ть, шт.	Залишкова вартість, грн	Призначення
Пакет програм Microsoft Office	1200	1	500	Для оформлення документації
Персональний комп'ютер	20000	1	17000	Для оформлення документації, креслень
Програма для виконання графічної частини	безкоштовна версія для навчання	1	-	Для оформлення креслень
Програмний модуль «Drillsoft HDX»	3500	1	2000	Для розрахунків характеристик БУ
Принтер	3000	1	2000	Роздрукування
Разом	27700	5	21500	

При розрахунку амортизації приймаємо до уваги, що термін експлуатації персонального комп'ютера та принтера складає 5 років. Застосовуємо лінійний метод нарахування амортизації обладнання за формулою:

$$A = \frac{\Phi_{п} + \Phi_{л}}{T} = \frac{27700}{5} = 5540 \text{ грн/рік,}$$

де A – амортизація основного обладнання;

$\Phi_{п}$ – початкова вартість обладнання;

$\Phi_{л}$ – ліквідаційна вартість обладнання (приймаємо $\Phi_{л} = 0$);

T – прийнятий термін експлуатації 5 років.

5.7 Розрахунок загальноновиробничих витрат

Загальноновиробничі витрати ($З_{\text{заг.вир.}}$) розраховуються пропорційно витратам на оплату праці в розмірі 50 % від суми основної та додаткової заробітної плати

(20 % – адміністративні, 30% – загальновиробничі витрати).

Загальновиробничі витрати визначаються за формулою:

$$З_{\text{заг.вир.}} = 0.3 \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{дод}}) = 18975 \text{ грн.}$$

Адміністративні витрати визначаються за формулою:

$$З_{\text{адм}} = 0.2 \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{дод}}) = 12650 \text{ грн.}$$

5.8 Калькуляція собівартості НДР

На підставі проведених розрахунків складаємо калькуляцію собівартості НДР (табл. 5.4) та структуру собівартості НДР (рис. 5.1).

Таблиця 5.4 – Калькуляція собівартості НДР

№п/п	Найменування статті витрат	Сума, грн
1	Вартість розхідних матеріалів та прикладних програм	215.1
2	Транспортно – заготівельні витрати	25.8
3	Основна заробітна плата	57500
4	Додаткова заробітна плата	5750
5	Відрахування на соціальні заходи	25300
6	Амортизаційні відрахування	5540
7	Загальновиробничі витрати	18975
8	Виробнича собівартість	113305.9
9	Адміністративні витрати	12650
10	Рентабельність	7350.5
11	Повна собівартість	125955.9

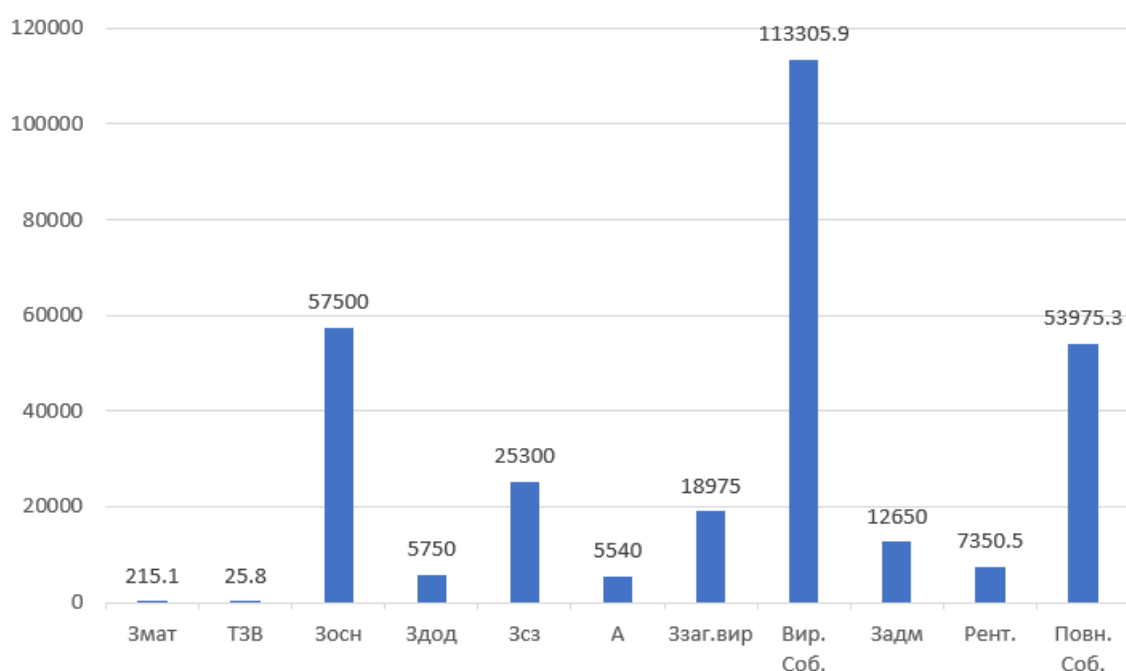


Рисунок 5.1 – Структура собівартості НДР

Висновки: у результаті розрахунків можна зробити висновок, що найбільшу частину собівартості НДР займає основна заробітна плата (45,65 %). Трохи меншу частину займають відрахування на соціальні заходи(20,6 %) та загальновиробничі витрати(15,06 %). Найменшу частину собівартості НДР займають транспортно-заготівельні витрати(0,02 %). Долі усіх інших витрат набувають середніх значень.

6 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

6.1 Загальні питання охорони праці

Охорона праці є важливою складовою виробничої діяльності будь-якого підприємства, оскільки спрямована на збереження життя, здоров'я та працездатності працівників у процесі виконання ними трудових обов'язків. Відповідно до Закону України «Про охорону праці», держава забезпечує реалізацію конституційного права громадян на належні, безпечні та здорові умови праці, здійснює державний нагляд за додержанням законодавства у цій сфері та сприяє запобіганню виробничому травматизму і професійним захворюванням.

Основними завданнями держави у сфері охорони праці є формування та реалізація єдиної державної політики, удосконалення нормативно-правової бази, організація контролю за дотриманням вимог безпеки праці, проведення профілактичних заходів і навчання працівників. На рівні підприємства першочерговими завданнями є створення безпечних умов праці, забезпечення працівників засобами індивідуального та колективного захисту, проведення інструктажів і навчання з питань охорони праці, організація медичних оглядів, а також здійснення постійного контролю за станом виробничого середовища та дотриманням вимог безпеки.

Ефективна система управління охороною праці сприяє зниженню рівня виробничого травматизму, підвищенню продуктивності праці та забезпечує соціальний захист працівників. Тому дотримання вимог законодавства у сфері охорони праці є обов'язковою умовою стабільної та безпечної діяльності кожного підприємства [17].

6.2 Організація управління охороною праці на конкретному підприємстві або установі, що вивчається

З цією метою роботодавець забезпечує функціонування системи управління охороною праці на підприємстві (рис. 6.1), для чого:

- створює відповідні служби і призначає посадових осіб, які вирішують конкретні

питання охорони праці, затверджує інструкції про їх обов'язки, права і відповідальність за виконання покладених на них функцій;

- розробляє за участі профспілок і реалізує комплексні заходи для дотримання встановлених нормативів з охорони праці, впроваджує прогресивні технології, досягнення науки і техніки, засоби механізації та автоматизації виробництва, вимоги ергономіки, позитивний досвід з охорони праці тощо;

- забезпечує усунення причин, що викликають нещасні випадки, професійні захворювання, контролює виконання профілактичних заходів, визначених комісіями на основі підсумків розслідування цих причин;

- організує проведення аудиту охорони праці, лабораторних досліджень умов праці, атестації робочих місць на відповідність нормативним актам з охорони праці в порядку й у терміни, установлені законодавством, приймає на основі цих підсумків заходи для усунення небезпечних і шкідливих для здоров'я виробничих факторів;

- розробляє і затверджує положення, інструкції, інші нормативні акти про охорону праці, що діють у межах підприємства і встановлюють правила виконання робіт та поведіння працівників на території підприємства, у виробничих приміщеннях, на будівельних майданчиках, робочих місцях відповідно до державних міжгалузевих і галузевих нормативних актів з охорони праці, забезпечує безкоштовно працівників нормативними актами з охорони праці;

- здійснює постійний контроль за дотриманням працівниками технологічних процесів, правил роботи на машинах, устаткуванні та з іншими засобами виробництва, за використанням засобів колективного й індивідуального захисту, виконанням робіт з охорони праці;

- організовує пропаганду безпечних методів праці.

Роботодавець за свої кошти (підприємства) організує медичні огляди працівників, зайнятих на важких роботах, роботах зі шкідливими чи небезпечними умовами праці. Медичні огляди проводяться при прийомі на роботу (попередній), протягом трудової діяльності (періодичний), при необхідності проведення професійного відбору, а також щорічний обов'язковий медичний огляд осіб у віці до 21 року [18].

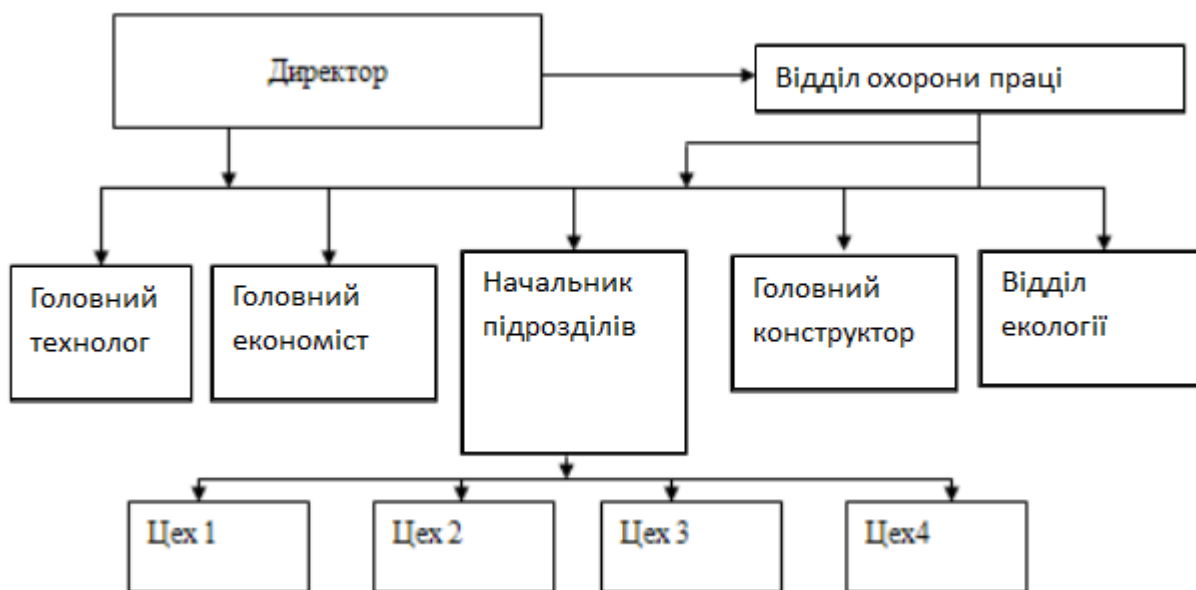


Рисунок 6.1 – Схема управління охороною праці на підприємстві

6.3 Організація безпечних умов праці на робочому місці

6.3.1 Шкідливі і небезпечні виробничі фактори

Таблиця 6.1 – Перелік шкідливих і небезпечних виробничих факторів [19; 20]

Шкідливі і небезпечні виробничі фактори	Джерела їх виникнення
1	2
Рухомі та обертові частини обладнання	<ul style="list-style-type: none"> - Буровий верстак - Роторний стіл - Лебідка (драмвінч) - Бурові насоси - Система верхнього приводу (топ-драйв) - Пневматичні лебідки та механізми подачі
Падіння предметів та інструментів з висоти	<ul style="list-style-type: none"> - Роботи на вежі (верхній робочий майданчик) - Підйом труб, свічок та інструментів елеватором - Розташування обладнання на робочому майданчику - Несправність протитяганих захватів (сліпсів)
Падіння персоналу з висоти	<ul style="list-style-type: none"> - Робота на буровій вежі (пальці ніг, піраміда) - Переміщення по сходах та перехідним площадкам у зимовий час (ожеледиця) - Відсутність або невикористання страхувальних поясів
Підвищений рівень шуму та вібрації	<ul style="list-style-type: none"> - Робота дизель-генераторів - Процес буріння (взаємодія долота з породою) - Робота бурових насосів та вібросит - Пускові системи

Продовження табл. 6.1

1	2
Електричний струм	- Високовольтні кабелі живлення установки (в т.ч. повітряні ЛЕП) - Електрощитове обладнання - Несправна ізоляція кабелів - Потенціал на корпусі обладнання при замиканні
Підвищена температура (Опіки)	- Витік пари або гарячої промивальної рідини (при глибокому бурінні) - Вихлопні системи двигунів - Роботи з газозварюванням та різанням металу
Шкідливі речовини у повітрі робочої зони	- Пари нафти, метану та сірководню (H_2S) зі свердловини - Випаровування компонентів бурового розчину (хімреагенти, нафта) - Відпрацьовані гази ДВЗ (CO , NOx) - Цементний пил (при цементуванні свердловини) - Зварювальний аерозоль
Контакт з агресивними рідинами	- Розбризування бурового розчину (хімреагенти, луги, нафтопродукти) - Розливи паливно-мастильних матеріалів
Фізичне перенапруження	- Ручне перекочування бурильних труб - Робота з ключами та елеваторами - Необхідність утримувати важкі інструменти на вазі
Нервово-психічне напруження	- Висока відповідальність за недопущення викиду (ГНВП) - Робота бурильника у ціснений час (спуско-підйомні) - Змінний графік роботи (вахтовий метод)

6.3.2 Метеорологічні умови

Таблиця 6.2 – Значення параметрів метеорологічних умов [21]

Період року	Категорія робіт по енерговитратах	Температура, °C	Відносна вологість, %	Швидкість руху повітря, м/с
Холодний	Середньої важкості – Па	допустимі		
		17–23	75	0,3
		оптимальні		
		18–20	40–60	0,2
Теплий	Середньої важкості – П а	допустимі		
		18–27	65	0,2–0,4
		оптимальні		
		21–23	40–60	0,3

Таблиця 6.3 – Характеристика шкідливих речовин, які зустрічаються на виробництві [18; 22]

Речовина	Токсичність	ГДК, мг/м ³	Клас небезпеки
Азоту оксиди (NO ₂)	Подразнюють слизові оболонки очей та дихальних шляхів, викликають набряк легень. Високотоксичні.	5	II
Аміак (NH ₃)	Різкий запах. Викликає подразнення очей, слизових оболонок, кашель, задуху.	20	IV
Ацетон (C ₃ H ₆ O)	Впливає на центральну нервову систему (наркотична дія). Подразнює дихальні шляхи.	200	IV
Бензин (вуглеводні)	Токсичний при вдиханні парів. Впливає на нервову систему, викликає головний біль, нудоту.	100	IV
Свинець (Pb) та його сполуки	Впливає на кровотворну, нервову систему. Має канцерогенні властивості. Надзвичайно небезпечний при накопиченні в організмі.	0,01	I
Сірководень (H ₂ S)	Сильний нервовий отрута. Викликає головний біль, нудоту, параліч дихання. Має різкий запах тухлих яєць.	10	II
Сірчистий ангідрид (SO ₂)	Сильний нервовий отрута. Викликає головний біль, нудоту, параліч дихання. Має різкий запах тухлих яєць.	10	II
Формальдегід (CH ₂ O)	Канцероген. Викликає сильне подразнення очей, носа, горла. При високих концентраціях - набряк легень.	0,5	I
Хлор (Cl ₂)	Викликає опіки дихальних шляхів, набряк легень. Має високу токсичність.	1	II
Озон (O ₃)	Сильний окислювач. Подразнює дихальні шляхи, викликає кашель, біль у грудях.	0,1	I
Пил нетоксичний (крейда, вапно, цемент)	Подразнює слизові оболонки, при тривалому вдиханні - захворювання легень (пневмокониоз).	10	IV

6.3.3 Вентиляція

Для забезпечення нормованих параметрів мікроклімату в основних виробничих приміщеннях необхідно передбачити систему вентиляції та опалення. Вибір систем обґрунтований потребою підтримки оптимальних умов праці та технологічного процесу

Способу подачі повітря – штучна (механічна).

Виробничі приміщення характеризуються значними виділеннями шкідливих речовин, які природна вентиляція не здатна ефективно видалити. Механічна вентиляція забезпечує гарантований повітрообмін незалежно від погодних умов.

Об'єм обхвату приміщення – місцева.

Місцева – встановлюється безпосередньо над джерелами виділення шкідливих речовин для локалізації та видалення шкідників у місці їх утворення.

Напрямок руху повітряного потоку – припливно-витяжна.

Забезпечує організовану подачу свіжого повітря та видалення забрудненого. Це дозволяє створити керований повітрообмін з переважанням витяжки у «брудній» зоні та припливу – біля робочих місць.

Час дії – постійно діюча + аварійна.

Постійно діюча – забезпечує безперервний повітрообмін протягом усього робочого часу. Аварійна – проєктується для приміщень з можливим раптовим надходженням вибухонебезпечних або високотоксичних газів (наприклад, сірководню H_2S , метану). Забезпечує миттєве включення та високу кратність повітрообміну (не менше 8–10 об'ємів/год) при перевищенні ГДК.

Вид опалення за об'ємом обхвату приміщень – центральне.

Виробничі приміщення мають значну площу та висоту. Центральне опалення забезпечує рівномірний розподіл тепла та найбільш ефективно з економічної точки зору для великих об'єктів. Може бути суміщене з системою припливної вентиляції [23].

6.3.4 Освітлення

Таблиця 6.4 – Характеристика освітлення [24]

Найменування приміщення	Площа підлоги, м ²	Розряд та підрозряд зорової роботи	Найменший розмір об'єкта розрізнення, мм	Освітлення			
				Природне або суміщене		штучне	
				Вид освітлення (бокове, верхнє)	КПО, %	Вид освітлення (загальне, місцеве)	Нормована освітленість, Е, лк
цех	20	Ш	Від 0,3 до 0,5 включно	верхнє	-	Загальне	15

Для забезпечення нормованої освітленості та з метою енергоефективності рекомендується використання світлодіодних ламп (LED).

Тип джерела світла – світлодіодні лампи (LED). Висока світловіддача (100–140 лм/Вт), тривалий термін служби, стійкість до вібрації, миттєве ввімкнення, екологічність (відсутність ртуті).

Тип світильника – пилонепроникний світильник з розсіювачем (наприклад, LED High Bay або промисловий «Lederg» IP65/IP67). Захист від пилу, вологи та механічних пошкоджень, характерних для бурових установок.

Питома потужність ($P_{уд}$), Вт/м² – приблизно 2,5–3,5 Вт/м².

Розрахункова потужність загальної системи ($P_{заг}$), Вт – 20 м² × 3 Вт/м² = 60 Вт.

Потужність одного світильника ($P_{св}$), Вт – 20 Вт.

Кількість світильників (N), шт – 3 шт [24].

6.3.5 Шум та вібрація

Механічні джерела виникнення:

- металообробні верстати (токарні, фрезерні, свердлильні);
- ковальсько-пресове обладнання (молоти, преси, штампи);
- пневматичний інструмент (перфоратори, відбійні молотки, гайковерти);
- підшипникові вузли, редуктори, зубчасті передачі.

Аеродинамічні та гідродинамічні джерела виникнення:

- вентилятори та димососи (осьові, відцентрові);
- компресорні агрегати;
- насосне обладнання;
- системи пневмотранспорту та вентиляції.

Технологічні:

- вібраційне обладнання (вібросита, віброплити);
- устаткування для очищення лиття;
- бурові агрегати;
- установки для віброущільнення бетону.

Електромагнітні:

- електродвигуни різного призначення;
- трансформатори.

Постійні робочі місця у виробничих приміщеннях – 80 дБА.

Засоби зменшення шуму в джерелі:

- заміна зворотно-поступального руху обертовим;
- заміна ударних процесів на безударні (заміна klepanня зварюванням);
- заміна прямозубих шестерень на косозубі та шевронні;
- заміна підшипників кочення на підшипники ковзання;
- заміна металевих деталей на пластмасові;
- своєчасне технічне обслуговування (змащування, регулювання);
- балансування обертових частин механізмів.

Захист на шляху поширення:

- звукоізоляція: кожухи, екрани, огороження, кабіни спостереження;
- звукопоглинання: облицювання стін та стелі звукопоглинальними матеріалами (пінопласт, мінеральна вата, повсть) не менше 60% площі поверхонь;
- вібродемпфування: покриття віброуючих поверхонь матеріалами з великим внутрішнім тертям;

- глушники шуму для аеродинамічних установок (вентилятори, компресори).

Організаційні заходи:

- раціональне розміщення обладнання за ступенем шумності в ізольованих приміщеннях;
- планування часу роботи шумного обладнання в період найменшої присутності персоналу;
- дистанційне керування та автоматичний контроль;
- створення шумозахисних зон та озеленення території;
- обмеження часу перебування у шумних зонах.

Індивідуальний захист:

- протишумні вкладки (беруші) – до 100 дб;
- протишумні навушники – до 110 дб;
- протишумні шоломи – до 120 дб;
- протишумні костюми – понад 120 дб [25; 26].

6.4 Електробезпека

Цех – це приміщення з підвищеною небезпекою. Наявність струмопровідної підлоги, хімічно активне середовище, висока температура поблизу двигунів та обладнання.

Рід струму – змінний (трифазний).

Напруга в мережі – 220/380 В.

Частота – 50 Гц [27].

6.5 Пожежна безпека

Цех належить за вибухопожежною небезпекою належить до категорії «А» (вибухопожежонебезпечна) [28].

Таблиця 6.5 – Перелік обов'язкових засобів пожежогасіння[29]

Приміщення	Площа, м ²	Первинні засоби пожежогасіння (тип)	Кількість, шт.
Цех	20	Вуглекислотні: ВВК-2, ВВК-3,5, ВВК-5	1
Цех	20	Порошкові: ВП-1, ВПС-6, ВПС-10	1

6.6 Охорона навколишнього середовища

На основі аналізу типових виробничих процесів машинобудівного підприємства (з урахуванням специфіки виробництва бурових установок) та узагальнення даних про вплив на довкілля, основними джерелами забруднення є:

1. Атмосферне повітря:

- Викиди від зварювання: Зварювальний аерозоль, оксиди марганцю, хрому, фториди, оксиди азоту, озон.

- Викиди від механічної обробки: Металевий та абразивний пил, пари мастильно-охолоджувальних рідин (МОР).

- Викиди від фарбування: Пари органічних розчинників (ксілол, толуол), аерозолі фарби.

- Викиди від випробувань двигунів: Оксиди азоту, оксид вуглецю, вуглеводні, сажа.

2. Водне середовище (стічні води):

- Виробничі стоки: Забруднені МОР, емульсіями, маслами, продуктами фарбування.

- Побутові стоки: Від санітарно-побутових приміщень.

- Змиви з території: Нафтопродукти, зважені речовини (пісок, пил) під час дощу або танення снігу.

3. Тверді відходи:

- Металевий брухт та стружка.

- Відпрацьовані МОР.

- Відпрацьовані масла, фільтри, ганчір'я, забруднене нафтопродуктами.
- Шлак та залишки зварювальних матеріалів.
- Тверді побутові відходи (ТПВ).

Характеристика рекомендованих методів:

1. Фізико-механічні: Застосовуються для великотоннажних відходів з однорідною структурою (метал, скло, пластик). Включають процеси дроблення, сортування, магнітної сепарації, миття. Ефективні для підготовки вторинної сировини.
2. Фізико-хімічні (Реагентні): Специфічні для емульсій та стічних вод. Дозволяють розділити емульсію на воду, масло та механічні домішки. Це один з найефективніших способів очищення перед скидом у каналізацію.
3. Термічні: Розглядаються як метод остаточного знешкодження для відходів з високим вмістом органіки, які не можна переробити. Обов'язково вимагають наявності систем високотемпературного дожигу газів та фільтрації (золошлаковловлювання) для запобігання викидам діоксинів.
4. Ресурсозберігаючі технології: Впровадження маловідхідних технологій (наприклад, систем оборотного водопостачання для промивки деталей) є пріоритетним напрямком і значно зменшує навантаження на довкілля [30].

ВИСНОВКИ

1) У результаті виконання дипломної роботи було досліджено особливості компоновки обладнання бурової установки, призначеної для буріння свердловини глибиною 3100 м. Проведено аналіз сучасних конструкцій бурових установок та технологій буріння, які застосовуються під час спорудження свердловин середньої глибини. Визначено основні вимоги до технічних характеристик бурового обладнання, що забезпечують надійність і ефективність виконання технологічного процесу.

2) У роботі виконано проектування свердловини за окремими інтервалами буріння з урахуванням геолого-технічних умов проходки. Для кожного інтервалу обґрунтовано вибір конструкції свердловини та визначено необхідні параметри обсадних колон.

3) Проведено розрахунок обважненої бурильної колони, що дало змогу забезпечити створення необхідного навантаження на долото та стабільність процесу буріння. Виконано розрахунки навантажень, які діють на обсадні колони та бурильні труби під час експлуатації. На основі отриманих результатів здійснено перевірку міцності елементів бурильної колони та обсадних труб.

4) На підставі проведених розрахунків вантажопідйомності та аналізу умов буріння було обрано бурову установку 5 класу NOV 2000HP DC (Drawworks D2000 UEDB). Вибір даної моделі обумовлений її відповідністю проектній глибині свердловини 3100 м, достатнім запасом вантажопідйомності 454 т, наявністю електричного приводу та можливістю безступінчастого регулювання швидкості роботи основних механізмів. Крім того, зазначена бурова установка має позитивний досвід експлуатації в Україні та забезпечує високий рівень надійності й безпеки під час виконання бурових робіт.

5) У процесі роботи проаналізовано конструктивні особливості бурової вежі, бурової лебідки, бурових насосів, роторного обладнання та інших складових бурового комплексу. Визначено їх призначення, принцип роботи та роль у забезпеченні

ефективного функціонування бурової установки.

6) У дипломній роботі також виконано техніко-економічні розрахунки, результати яких підтвердили доцільність застосування обраної бурової установки та запропонованої компоновки обладнання. Встановлено, що використання обладнання відповідного класу сприяє зниженню витрат часу на проведення основних технологічних операцій та забезпечує економічну ефективність бурових робіт.

7) Окремий розділ роботи присвячено питанням охорони праці та захисту навколишнього середовища. Розглянуто основні небезпечні та шкідливі виробничі фактори, що виникають під час буріння свердловин, а також запропоновано заходи щодо їх мінімізації. Наведено рекомендації щодо дотримання вимог промислової безпеки, пожежної безпеки та екологічного законодавства.

Таким чином, поставлені у дипломній роботі завдання були повністю виконані. Отримані результати свідчать про правильність обраних технічних рішень та можливість їх практичного використання при проектуванні бурових установок для буріння свердловин глибиною 3100 м. Запропонована компоновка обладнання забезпечує ефективне, безпечне та економічно обґрунтоване виконання бурових робіт.

СПИСОК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ

1. Орловський В. М., Білецький В. С., Сіренко В. І. Буріння нафтових і газових свердловин. Львів : ВПП «Новий Світ-2000», 2024. 408 с.
2. Войтенко В. С., Вітрик В. Г., Яремійчук Р. С., Яремійчук Я. С. Технологія і техніка буріння. Львів : Центр Європи, 2012. 708 с.
3. Політучий О. І. Буріння нафтових і газових свердловин. Полтава : ПНТУ ім. Ю. Кондратюка, 2021. 170 с.
4. Копей Б. В. Розрахунок, монтаж і експлуатація бурового обладнання. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2001. 446 с.
5. Копей Б. В., Лях М. М. Розрахунок, конструювання, монтаж та експлуатація машин та обладнання для спорудження свердловин. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. 612 с.
6. Поліник М. М. Технологія буріння нафтогазових свердловин. Полтава : ПНТУ ім. Ю. Кондратюка, 2007. 293 с.
7. Мислюк М. А., Рибчин І. Й., Яремійчук Р. С. Буріння свердловин: довідн. у 5 т. Т. 1: Загальні відомості. Бурові установки. Обладнання та інструмент. Київ : Інтерпрес ЛТД, 2002. 367 с.
8. Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г., Сіренко В. І. Бурове і технологічне обладнання. Харків : Харківський національний університет міського господарства ім. О. М. Бекетова, НТУ «ХП», ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2021. 358 с.
9. Римчук Д. В., Пономаренко В. В., Шудрик О. Л. Обладнання для буріння свердловин і видобутку нафти та газу. Харків : ХНАДУ, 2019. 252 с.
10. Романишин Т. Л. Машини та обладнання для буріння нафтових і газових свердловин: конспект лекцій. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2022. 274 с.
11. Heriot Watt Institute of Petroleum Engineering. Drilling Engineering: Manual. Edinburgh, 2005. 572 p.
12. Discovery Drilling Equipment. ТОВ «Діскавері – бурове обладнання (Україна)» URL: <http://discoveryde.com/?lang=uk> (дата звернення: 01.06.2025).

13. Геращенко О. Економіка XXI. Харків : Фоліо, 2016. 303 с.
14. Аузан О. Економіка всього. Як інститути визначають наше життя. Київ : Лаурис, 2017. 144 с.
15. Павленко А., Савчук В., Зайцев Ю. Основи економічних знань. Харків : Фоліо, 2014. 768 с.
16. Линник О. І. Методичні вказівки до виконання економічної частини дипломного проекту для студентів усіх форм навчання. Харків : НТУ «ХПІ», 2025. 8 с.
17. Закон України «Про охорону праці» в редакції від 21 листопада 2002.
18. Березуцький В В. Основи професійної безпеки та здоров'я людини: підручник. НТУ "ХПІ". Харків : НТУ "ХПІ", 2018. 553 с.
19. Мезенцева І. О. Безпека виробничих процесів і устаткування. Частина І. Організаційні та технічні заходи безпеки трудового процесу: навчальний посібник для студентів спеціальності 263 – Цивільна безпека, освітня програма – Охорона праці. НТУ “ХПІ”, Харків, 2022. 246 с.
20. Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та напруженості трудового процесу: ДСанПіН наказ МОЗ України № 248 від 08.04.2014 р.
21. Наказ від 09.07.2024 № 1192 Про затвердження державних медико-санітарних нормативів допустимого вмісту хімічних і біологічних речовин у повітрі робочої зони.
22. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ : 1999. 10 с.
23. ДБН В.2.5-67:2013. Опалення, вентиляція та кондиціонування. Київ : 2013. 141 с.
24. ДБН В.2.5-28-2018. Державні будівельні норми. Природне і штучне освітлення. Діє з 01.03.2019 р.
25. ДСН 3.3.6.037-99. Санітарні норми виробничого шуму, ультразвуку та інфразвуку. Київ : 1999. 34 с.
26. ДСН 3.3.6.039-99. Державні санітарні норми виробничої загальної та

локальної вібрації. Київ: 1999. 39 с.

27. Правила улаштування електроустановок: ПУЕ-2017 наказ № 476 від 21.07.2017.

28. ДСТУ 8828:2019: Пожежна безпека. Загальні положення. Введ. 01.01.2020.

29. ДБН В.1.1.7-2016. Державні будівельні норми України. Пожежна безпека об'єктів будівництва. Затверджено наказом Мінрегіону України від 31.10.2016 № 287. Діє від 1.06. 2017 р.

30. Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища». Київ: Україна, 1991. 59 с. (з усіма редакціями до 2011 року).