

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

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

До захисту

Завідувач кафедри

В.О. Духовнік НИСАК  
В.С. Савчук

## МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

на тему: Дослідження модернізованої бурової установки НБО 4Е до МД 5100-  
АС-ЧРП для буріння свердловин глибиною 5200 м

### Пояснювальна записка

Керівник

Ст. викладач Похилко К.О.  
посада, наук. ступінь, ПІБ

[Підпис]  
підпис, дата,

Виконавець роботи

Бацанов Дмитро Олексійович

студент, ПІБ

група 601-МН

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

к.т.н. доц. Михайлюк С.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

к.м.к. Савчук В.С.

[Підпис]

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.м.к. Савчук В.С.

[Підпис]

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 4 розділом

к.т.н. доц. Метерецький Т.М.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 22.01.2025

Полтава, 2025

## АНОТАЦІЯ

Метою даної магістерської роботи є запровадження енергоефективності та сучасних технологій електроприводів в установках типу НБО-4Е. Це реалізується комплексним рішенням реконструкції системи електропостачання бурового верстату НБО-4Е із можливістю розширення приєднання до системи Модернізації бурової споживачів бурової установки.

Загальна компоновка системи Модернізації бурової установки модульного типу і придатна для транспортування на стандартних трейлерах-напівпричіпах.

Модернізація забезпечує експлуатацію обладнання установки в діапазоні температур навколишнього повітря від  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $+45\text{ }^{\circ}\text{C}$  на родовищах з вмістом об'ємної кількості вуглекислого газу і сірководню в пластовому флюїді до 6%.

Модернізована бурова установка відповідає вимогам прийнятих технічних регламентів і НПАОП 11.1-1.01-08. Правила безпеки у нафтогазодобувній промисловості України, Міжгалузевим правилам з охорони праці (правил безпеки) при експлуатації електроустановок, а також міжгалузевим і галузевим правилам безпеки, технічним регламентам, які можна застосувати для даного виду обладнання.

Навчально-науковий інститут нафти і газу

Кафедра нафтогазової інженерії та технологій

Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр

Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

(цифр і назва)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри НГІТ

*В.О. Зайченко*

“ ” 20 року

## ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Бацанов Дмитро Олексійович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: Дослідження модернізованої бурової установки НБО 4Е до МД 5100-АС-ЧРП для буріння свердловин глибиною 5200 м

Керівник роботи ст. викладач Похилко Костянтин Олегович

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджена наказом закладу вищої освіти від “09” 08 2024 року № 018/010

2. Строк подання студентом роботи 27.12. 2024 року

3. Вихідні дані до роботи Технічні характеристики бурової установки НБО-4Е, Технічні характеристики бурової установки МД5100-АСЧРП

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

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

5. Перелік графічного матеріалу

Схема розміщення обладнання бурової установки НБО-4Е, Схема розміщення обладнання бурової установки МД5100-АСЧРП, 3D модель Caterpillar 3512B.

6. Дата видачі завдання 14.10.2024**КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН**

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

Студент

  
 (підпис)

Бацаман В. Д. О.  
 (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

  
 (підпис)

Полішків К. О.  
 (прізвище та ініціали)

## ЗМІСТ

	Стор.
Вступ.....	4
1. Вибір та опис технологічного обладнання.....	7
1.1 Розрахунок та вибір основного технологічного обладнання .....	7
2. Опис технічної пропозиції.....	25
2.1 Опис модернізованої конструкції обладнання.....	25
2.2 Оцінка економічної ефективності.....	30
3. Дослідно-конструкторська робота.....	35
3.1 Програма проведення досліджень .....	35
3.2 Аналіз одержаних результатів та визначення раціональних або оптимальних конструктивних та експлуатаційних рішень .....	36
4. Розрахунки працездатності.....	39
4.1 Розрахунок частотно-регульованого приводу бурового насоса .....	39
5. Монтаж і експлуатація обладнання.....	46
5.1 Технологія монтажу обладнання.....	46
5.2 Експлуатація і технічне обслуговування обладнання.....	53
5.3 Охорона праці при експлуатації та ремонті обладнання.....	60
Висновки.....	66
Список використаної літератури .....	67

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Бурові установки за типом приводу лебідок, ротора і бурових насосів (головного приводу) класифікуються таким чином: з дизельним, з дизель-гідрравлічним, з електричним приводами: змінного струму або постійного струму. Основні завдання всіх силових приводів – плавний запуск лебідки, ротора і насосів, зміна режиму роботи цих агрегатів в широкому діапазоні, автоматизація спуску і підйому бурильної колони.

Дизельні приводи і приводи від електродвигунів змінного струму не вирішують названих завдань, що і приводить до використання дизель-гідрравлічних приводів і приводів від електродвигунів постійного струму.

У дизель-гідрравлічних приводах застосовують турботрансформатори, які дають установкам можливість працювати в режимі гідروмуфти і забезпечують автоматичні зміну моменту та крутного моменту на вихідному валу залежно від навантаження. Дизель-гідрравлічні агрегати, працюючи в системі групового приводу, сприяють вирівнюванню навантаження між силовими агрегатами і оберігають дизель від різких перевантажень і динамічних ударів з боку трансмісії. Проте ці приводи не вирішують головних завдань: плавного запуску і зміни в широкому діапазоні режиму роботи барабана лебідки, ротора і, головне, бурових насосів.

Найбільшими перевагами володіє привід від електродвигунів постійного струму. Особливість його полягає в тому, що в конструкції приводу основних агрегатів відсутні громіздкі багатошвидкісні коробки зміни передач, спеціальні гальмівні машини, складні оперативні з'єднувальні муфти, що спарюють редуктори, карданні з'єднання і так далі. Конструкція механічної частини приводів основних агрегатів проста, надійна і довговічна в експлуатації. Електричний привід постійного струму, маючи м'яку характеристику і зручне управління, забезпечує

плавну зміну режиму роботи основних агрегатів (лебідки, ротора, бурового насоса) в широких межах.

Електричні двигуни постійного струму дозволяють застосувати електричне гальмування, що забезпечує підвищену продуктивність і надійність роботи підіймальної системи, застосовувати автоматизацію спуску і підйому бурильної колони, необхідність якої при глибокому (3500–6000 м) і особливо надглибокому (6000 м і вище) бурінні необхідна, оскільки значно скорочує час на провідку таких свердловин.

Таким чином, привід від електродвигунів постійного струму при порівнянні зі всіма іншими типами приводів якнайповніше задовольняє складним умовам провідки свердловин, що постійно змінюються.

Електричний привід зручний для розташування на крупноблочних основах, для транспортування, монтажу і демонтажу, виключає необхідність в постійному постачанні бурової паливом і змащувальними матеріалами і підвищує безпеку установки в пожежному відношенні.

Реконструкція системи електропостачання бурового верстату НБО 4Е дає можливість розширення приєднання до системи Модернізації бурової споживачів бурової установки. Модернізація встановлює вимоги до основних параметрів, виготовлення і експлуатації системи Модернізації бурової кліматичного виконання "У". Це все підтверджує актуальність проблеми і необхідність подальших науково-дослідницьких робіт.

**Мета роботи.** Комплексне рішення реконструкції системи електропостачання бурового верстату НБО 4Е із можливістю розширення приєднання до системи Модернізації бурової споживачів бурової установки.

**Об'єкт дослідження.** Процеси електропостачання модернізованої бурової установки.

**Предмет дослідження.** Властивості і характеристики системи електропостачання бурового верстату НБО 4Е.

**Наукова новизна отриманих результатів.**

- побудовано графік залежності потужності виконавчих механізмів від

заданих моментів у модернізованій буровій установці;

- реалізоване комплексне рішення реконструкції системи електропостачання бурового верстату НБО-4Е.

**Апробація роботи.** Основні положення магістерської роботи доповідались та обговорювались на 75-й науковій конференції професорів, викладачів, наукових працівників, аспірантів та студентів Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», секція нафтогазова інженерія та технології, м. Полтава, 20.05.2024 р.

### **Структура й обсяг магістерської роботи.**

Магістерська робота складається із вступу, п'яти розділів, загальних висновків, списку використаних літературних джерел, який містить 37 найменувань, додатків. Основна частина магістерської роботи викладена на 66 сторінках комп'ютерного набору і містить 13 рисунків і 8 таблиць. Повний обсяг магістерської роботи становить 70 сторінок.

# 1 ВИБІР ТА ОПИС ТЕХНОЛОГІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ

## 1.1 Розрахунок та вибір основного технологічного обладнання

Бурові установки за типом приводу лебідок, ротора і бурових насосів (головного приводу) класифікуються таким чином:

– для буріння в неелектрифікованих районах – з дизельним приводом:

а) з дизельним;

б) з дизель-гідравлічним;

– для буріння в електрифікованих районах – з електричним:

а) змінного струму;

б) постійного струму.

Основні завдання всіх силових приводів – плавний запуск лебідки, ротора і насосів, зміна режиму роботи цих агрегатів в широкому діапазоні, автоматизація спуску і підйому бурильної колони.

Дизельні приводи і приводи від електродвигунів перемінного струму не вирішують названих завдань, що і приводить до використання дизель-гідравлічних приводів і приводів від електродвигунів постійного струму.

У дизель-гідравлічних приводах застосовують турботрансформатори, які дають установкам можливість працювати в режимі гідромуфти і забезпечують автоматичні зміну моменту та крутного моменту на вихідному валу залежно від навантаження. Дизель-гідравлічні агрегати, працюючи в системі групового приводу, сприяють вирівнюванню навантаження між силовими агрегатами і оберігають дизель від різких перевантажень і динамічних ударів з боку трансмісії. Проте ці приводи не вирішують головних завдань: плавного запуску і зміни в широкому діапазоні режиму роботи барабана лебідки, ротора і, головне, бурових насосів.

Найбільшими перевагами володіє привід від електродвигунів постійного струму. Особливість його полягає в тому, що в конструкції зміни передач, спеціальні гальмівні машини, складні оперативні з'єднувальні муфти, що спарюють редуктори, карданні з'єднання і так далі. Конструкція механічної частини приводів основних агрегатів проста, надійна і довговічна в експлуатації. Електричний привід постійного струму, маючи м'яку характеристику і зручне управління, забезпечує плавну зміну режиму роботи основних агрегатів (лебідки, ротора, бурового насоса) в широких межах.

Електричні двигуни постійного струму дозволяють застосувати електричне гальмування, що забезпечує підвищену продуктивність і надійність роботи підйомної системи, застосовувати автоматизацію спуску і підйому бурильної колони, необхідність якої при глибокому (3500–6000 м) і особливо надглибокому (6000 м і вище) бурінні необхідна, оскільки значно скорочує час на провідку таких свердловин.

Таким чином, привід від електродвигунів постійного струму при порівнянні зі всіма іншими типами приводів якнайповніше задовольняє складним умовам провідки свердловин, що постійно змінюються.

Електричний привід зручний для розташування на крупноблочних основах, для транспортування, монтажу і демонтажу, виключає необхідність в постійному постачанні бурової пальною і змащувальними матеріалами і підвищує безпеку установки в пожежному відношенні.

### 1.1.1 Обґрунтування конструкції свердловини

Кондуктор  $\varnothing$  426 мм спускається на глибину 150 м з ціллю перекриття верхніх нестійких порід. Цементується по всій довжині.

Проміжні колони  $\varnothing$  324 та  $\varnothing$  245 мм спускаються на глибину відповідно 1500 м та 2700 м з метою перекриття середньої, а також частини неогенових відкладень, де можливі обвали, жолобоутворення і вилуговування солей.

Цементуються колони по всій довжині.

Таблиця 1.1 – Конструкція свердловини

Проектна глибина	Конструкція свердловини			Вага 1п.м. труби, Н
	діаметр колони, мм	товщина стінки, мм	довжина колони, м	
1	2	3	4	5
5150	426	10Д	150	1062
	324	12Д	900	945
		9Д	150	721
		10Д	350	796
		10К	100	796
	324		1500	
	245	12К	800	705
		10К	190	595
		11К	500	661
		11Е	520	661
		12Е	510	705
		11РПО	180	636
	245		2700	
	146	10Д	1540	328
		9Е	1300	298
	146		2840	
	140	11М	140	356
		10М	500	328
		10Л	500	328
		10Е	320	328
		10К	320	328

		9E	580	298
	140		2360	

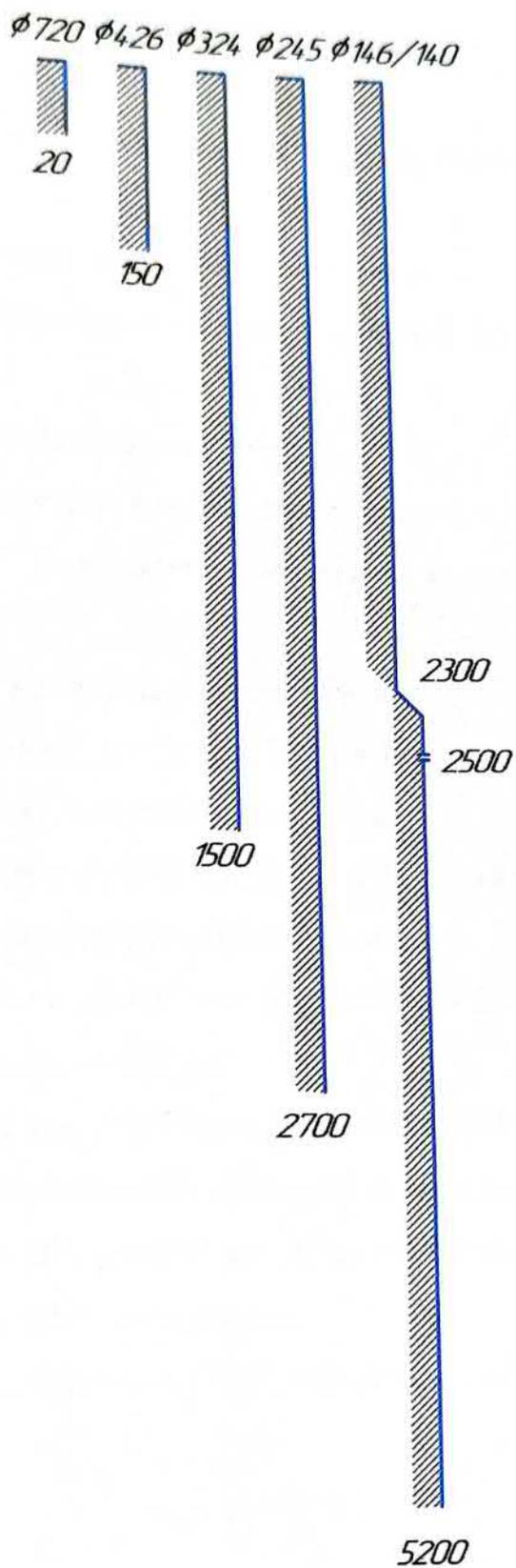


Рисунок 1.1 – Конструкція свердловини

Експлуатаційна колона ø 146×140мм спускається на глибину 5200 м трьома секціями з переходом на глибині 2500м зі стиковкою на глибинах 2300м і 4450м. Цементується колона по всій довжині. Верхня частина колони цементується за допомогою двохступінчатої заливки.

1.1.2 Розрахунок колон і визначення максимального навантаження на талеву систему

Розрахунок компоновки бурильного інструменту

Визначаємо діаметр долота при бурінні під обсадні колони за формулою:

$$D_{\text{дол}} = D_{\text{м}} + \Delta ; \quad (1.1)$$

де  $D_{\text{м}}$  – діаметр муфти обсадної колони труб;

$\Delta$  – рекомендована величина зазору між муфтою і стінками свердловини.

Використовуючи дану формулу визначаємо діаметр долота при бурінні під кожен обсадну колону:

– під експлуатаційну колону діаметром 140 мм:

$$D_{\text{м}} = 154 \text{ мм} ; \Delta = 20 \text{ мм} ; D_{\text{дол}}^{\text{е}} = 154 + 20 = 174 \text{ мм} ;$$

– під першу технічну колону діаметром 324 мм:

$$D_{\text{м}} = 351 \text{ мм} ; \Delta = 40 \text{ мм} ; D_{\text{дол}}^{1\text{т}} = 351 + 40 = 391 \text{ мм} ;$$

– під другу технічну колону діаметром 245 мм:

$$D_{\text{м}} = 270 \text{ мм} ; \Delta = 27 \text{ мм} ; D_{\text{дол}}^{2\text{т}} = 270 + 27 = 297 \text{ мм} ;$$

– під кондуктор діаметром 426 мм;

$$D_{\text{м}} = 451 \text{ мм} ; \Delta = 50 \text{ мм} ; D_{\text{дол}}^{\text{к}} = 451 + 50 = 501 \text{ мм} ;$$

Приймаємо стандартне значення діаметрів доліт під обсадні колони:

$$D_{\text{дол}}^{\text{е}} = 172 \text{ мм} ; D_{\text{дол}}^{1\text{т}} = 394 \text{ мм} ; D_{\text{дол}}^{2\text{т}} = 320 \text{ мм} ; D_{\text{дол}}^{\text{к}} = 490 \text{ мм} ;$$

Визначаємо довжину ОБТ за формулою:

Довжину обважнених бурильних труб визначаємо за формулою:

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{k \cdot G}{q_{\text{ОБТ}} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{м}}}\right)} , \quad (1.2)$$

де  $k$  – коефіцієнт, що враховує перевищення ваги ОБТ навантаження на долото,

приймаємо  $k=1,25$ ;

$G$  – осьове навантаження на долото.

$$G = D_{\text{дол}} \cdot g.$$

При бурінні під кондуктор проходять м'які породи для яких рекомендується  $g = 3 \div 4,7$  кН/см  $\varnothing$ дол. Приймаємо  $g = 4$  кН/см  $\varnothing$ дол.

Отже,

$$G = 49 \cdot 4 = 196 \text{ кН.}$$

$q_{\text{ОБТ}}$  – вага 1 погонного метра ОБТ,  $q_{\text{ОБТ}}^{203} = 1930 \text{ Н / м}$ ;

$\rho_{\text{б.р}}$  – густина бурового розчину; приймаємо  $\rho_{\text{б.р}} = 1150 \text{ кг/м}^3$ ;

$\rho_{\text{м}}$  – густина матеріалу труб;  $\rho_{\text{м}} = 7850 \text{ кг/м}^3$ .

Тоді:

$$\ell_{\text{ОБТ}} = \frac{1,25 \cdot 196 \cdot 10^3}{1930 \cdot \left(1 - \frac{1150}{7850}\right)} = 148 \text{ м.}$$

Оскільки колона труб ОБТ набирається з труб довжиною 12 м, приймаємо  $\ell_{\text{ОБТ}} = 144 \text{ м}$  (12 труб по 12 м).

При бурінні під технічну колону рекомендується  $g = 4,7 \div 7,5$  кН/см  $\varnothing$ дол., як для середньої твердості приймаємо  $g = 6$  кН/см  $\varnothing$ дол.

Отже,

$$G^{1\tau} = 39,4 \cdot 6 = 236,4 \text{ кН.}$$

$$G^{2\tau} = 32 \cdot 6 = 192 \text{ кН.}$$

Тоді:

$$\ell^{1\tau}_{\text{ОБТ}} = \frac{1,25 \cdot 236,4 \cdot 10^3}{1930 \cdot \left(1 - \frac{1150}{7850}\right)} = 180 \text{ м.}$$

Оскільки колона труб ОБТ набирається з труб довжиною 12 м, приймаємо  $\ell^{1\tau}_{\text{ОБТ}} = 180 \text{ м}$  (15 труб по 12 м).

$$\ell^{1\tau}_{\text{ОБТ}} = \frac{1,25 \cdot 192 \cdot 10^3}{1930 \cdot \left(1 - \frac{1150}{7850}\right)} = 145 \text{ м.}$$

Оскільки колона труб ОБТ набирається з труб довжиною 12 м, приймаємо

$\ell_{\text{обт}}^{2\tau} = 144\text{м}$  (12 труб по 12 м).

При бурінні під експлуатаційну колону рекомендується,  $g=8$  кН/см  $\varnothing_{\text{дол.}}$ , як для твердих порід.

Отже,

$$G=17,2 \cdot 8=137,6\text{кН.}$$

При  $D_{\text{дол}} = 172$  мм рекомендовано діаметр ОБТ 146 мм,  $q_{\text{обт}}^{146} = 970\text{Н/м}$ ;

Тоді:

$$\ell_{\text{обт}} = \frac{1,25 \cdot 137,6 \cdot 10^3}{970 \cdot \left(1 - \frac{1150}{7850}\right)} = 207,7\text{м.}$$

Оскільки колона труб ОБТ набирається з труб довжиною 12 м, приймаємо  $\ell_{\text{обт}}=204\text{м}$  (17 труб по 12 м).

Нижню секцію бурильної колони складаємо із труб  $\varnothing 114 \times 9\text{Е}$ . Допустиму довжину колони цих труб визначаємо за формулою:

$$\ell_{\text{дон}}^{114} = \frac{Q_{\text{дон}}^{114} - (\ell_{\text{обт}} \cdot q_{\text{обт}}) \left(1 - \frac{\rho_{\text{б.п.}}}{\rho_{\text{м}}}\right) - \rho_0 \cdot F_0}{q_{114} \left(1 - \frac{\rho_{\text{б.п.}}}{\rho_{\text{м}}}\right)}, \quad (1.3)$$

де  $Q_{\text{дон}}^{114}$  – допустиме навантаження на тіло труби:

$$Q_{\text{дон}}^{114} = \frac{Q_T^{114}}{k}, \quad (1.4)$$

де  $Q_T^{114}$  – навантаження на трубу, при якому в матеріалі виникають напруження, рівні границі текучості;  $Q_T^{114} = 1236\text{кН}$ ;

$k$  – коефіцієнт запасу, приймаємо  $k=1,3$ .

Тоді:

$$Q_{\text{дон}}^{114} = \frac{1236}{1,3} = 950\text{кН.}$$

$P_0$  – перепад тиску на долоті, приймаємо  $P_0 = 0,5$  МПа;

$F_0$  – площа перерізу каналу труби:

$$F_0 = \pi(D_{тр}^{114} \delta - \delta^2) = \pi(0,114 \cdot 0,009 - 0,009^2) = 2,968 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2;$$

$q_{114}$  – вага 1 погонного метра труби, Н;  $q_{114} = 265 \text{ Н}$ .

Тоді:

– при бурінні під першу технічну колону:

$$l_{дон}^{114} = \frac{950 \cdot 10^3 - (180 \cdot 1930) \left(1 - \frac{1150}{7850}\right) - 0,5 \cdot 10^6 \cdot 2,968 \cdot 10^{-3}}{265 \left(1 - \frac{1150}{7850}\right)} = 2895 \text{ м}.$$

Оскільки колона труб  $\emptyset 114 \times 9 \text{ Е}$  набирається з труб довжиною 12 м і враховуючи довжину ОБТ, приймаємо довжину колони труб  $\emptyset 114 \times 9 \text{ Е}$  1320 м (110 труб по 12 м).

– при бурінні під другу технічну колону:

$$l_{дон}^{114} = \frac{950 \cdot 10^3 - (144 \cdot 1930) \left(1 - \frac{1150}{7850}\right) - 0,5 \cdot 10^6 \cdot 2,968 \cdot 10^{-3}}{265 \left(1 - \frac{1150}{7850}\right)} = 3158 \text{ м}.$$

Оскільки колона труб  $\emptyset 114 \times 9 \text{ Е}$  набирається з труб довжиною 12 м і враховуючи довжину ОБТ, приймаємо довжину колони труб  $\emptyset 114 \times 9 \text{ Е}$  2556 м (213 труб по 12 м).

– при бурінні під експлуатаційну колону:

$$l_{дон}^{114} = \frac{950 \cdot 10^3 - (204 \cdot 970) \left(1 - \frac{1150}{7850}\right) - 0,5 \cdot 10^6 \cdot 2,968 \cdot 10^{-3}}{265 \left(1 - \frac{1150}{7850}\right)} = 3460 \text{ м}.$$

Оскільки колона труб  $\emptyset 114 \times 9 \text{ Е}$  набирається з труб довжиною 12 м, приймаємо довжину колони труб  $\emptyset 114 \times 9 \text{ Е}$  3456 м (288 труб по 12 м).

Але цієї довжини труб недостатньо для досягнення проектної глибини при бурінні під технічну та експлуатаційну колони, тому добавляємо труби  $\emptyset 127 \times 10 \text{ Л}$ , які складають другу секцію бурової колони.

Визначаємо допустиму довжину колони труб  $\emptyset 127 \times 10 \text{ Л}$  за формулою:

$$\ell_{\text{дон}}^{127} = \frac{Q_{\text{дон}}^{127} - (\ell_{\text{обт}} \cdot q_{\text{обт}} + \ell_{114} \cdot q_{114}) \left(1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{м}}}\right) - \rho_0 \cdot F_0}{q_{127} \left(1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{м}}}\right)}, \quad (1.5)$$

$$Q_{\text{дон}}^{127} = \frac{Q_{\text{т}}^{127}}{\kappa} = \frac{1825}{1,3} = 1403,8 \text{ кН};$$

$$F_0 = \pi(D_{\text{тр}}^{127} \delta - \delta^2) = \pi(0,127 \cdot 0,01 - 0,01^2) = 3,67 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2;$$

$$q_{127} = 319 \text{ Н/м.}$$

Тоді:

$$\ell_{\text{дон}}^{127} = \frac{1403,8 \cdot 10^3 - (204 \cdot 970 + 3456 \cdot 265) \left(1 - \frac{1150}{7850}\right) - 0,5 \cdot 10^6 \cdot 3,67 \cdot 10^{-3}}{319 \cdot \left(1 - \frac{1150}{7850}\right)} = 1670 \text{ м.}$$

Оскільки колона труб Ø127×10Л набирається з труб довжиною 12 м і враховуючи довжину ОБТ і довжину колони труб Ø114×9Е, приймаємо довжину колони труб Ø127×10Л 1536 м (128 труб по 12 метрів).

Таблиця 1.2 – Бурильний інструмент для буріння свердловини

Колона	Проектна глибина	Діаметр долота, мм	ОБТ		Ø114×9Е	Ø127×10Л
			Діаметр, мм	Довжина		
Кондуктор	150	490	203	144	—	—
Перша технічна	1500	394	203	180	1320	—
Друга технічна	2700	320	203	144	2556	—
Експлуатаційна	5200	172	146	204	3456	1536

### 1.1.3 Визначення максимальної ваги на гаку

– вага кондуктора:

$$Q_k = L_k \cdot q_k \cdot \left(1 - \frac{\rho_{б.р.}}{\rho_m}\right), \quad (1.6)$$

де  $L_k$  – загальна довжина кондуктора;  $L_k = 150$  м;  
 $q_k$  – вага 1 м труби, Н (таблиця 1.1).

Тоді

$$Q_k = 150 \cdot 1062 \left(1 - \frac{1150}{7850}\right) = 135,9 \text{ кН.}$$

– вага першої технічної колони:

$$Q_{1m} = \sum (L_{OT}^i \cdot q_{OT}^i) \left(1 - \frac{\rho_{б.р.}}{\rho_m}\right) \quad (1.7)$$

$L_{OT}^i$  – довжина труб певного типорозміру першої технічної колони, м (таблиця 1.1);

$q_{OT}^i$  – вага труб певного типорозміру першої технічної колони, м (таблиця 1.1).

Тоді:

$$Q_{1m} = (900 \cdot 945 + 150 \cdot 721 + 450 \cdot 796) \left(1 - \frac{1150}{7850}\right) = 1123,9 \text{ кН.}$$

– вага другої технічної колони:

$$Q_{2m} = \sum (L_{OT}^i \cdot q_{OT}^i) \left(1 - \frac{\rho_{б.р.}}{\rho_m}\right) \quad (1.8)$$

$L_{OT}^i$  – довжина труб певного типорозміру другої технічної колони, м (таблиця 1.1);

$q_{OT}^i$  – вага труб певного типорозміру другої технічної колони, м (таблиця 1.1).

Тоді:

$$Q_{2m} = (800 \cdot 705 + 190 \cdot 595 + 500 \cdot 661 + 520 \cdot 661 + 510 \cdot 705 + 180 \cdot 636) \left(1 - \frac{1150}{7850}\right) = 1557,9 \text{ кН.}$$

– вага першої секції експлуатаційної колони:

$$Q^I_E = Q^I_{OT} + Q^I_{BT},$$

де  $Q^I_{OT}$  – вага труб першої секції колони:

$$Q_{OT}^I = \Sigma(L_{OT}^i \cdot q_{OT}^i) \left(1 - \frac{\rho_{б.р.}}{\rho_m}\right). \quad (1.9)$$

$L_{OT}^i$  – довжина труб певного типорозміру першої секції, м (таблиця 1.1);

$q_{OT}^i$  – вага труб певного типорозміру першої секції, м (таблиця 1.1).

Тоді:

$$Q_{OT}^I = (580 \cdot 298 + 170 \cdot 328) \left(1 - \frac{1150}{7850}\right) = 183 \text{ кН}.$$

$Q_{BT}^I$  – вага бурильної колони для допускання першої секції експлуатаційної колони. Приймаємо труби  $\emptyset 114 \times 9E$ .

Визначаємо допустиму довжину колони труб  $\emptyset 114 \times 9E$  за формулою:

$$\ell_{дон} = \frac{Q_{дон}^{114} - Q_{OT}^I}{q_{114} \left(1 - \frac{\rho_{б.р.}}{\rho_m}\right)} = \frac{950 \cdot 10^3 - 183 \cdot 10^3}{265 \cdot \left(1 - \frac{1150}{7850}\right)} = 3391 \text{ м},$$

Приймаємо довжину колони труб  $\emptyset 114 \times 9E$  3384 м (282 труби по 12 м). Але цієї довжини труб недостатньо для досягнення проектної глибини при допусканні першої секції експлуатаційної колони, тому добавляємо труби  $\emptyset 127 \times 10L$ , які складають другу секцію колони.

Визначаємо допустиму довжину колони труб  $\emptyset 127 \times 10L$  за формулою:

$$\begin{aligned} \ell_{дон} &= \frac{Q_{дон}^{127} - (L_{114} \cdot q_{114}) \left(1 - \frac{\rho_{б.р.}}{\rho_m}\right) - Q_{OT}^I}{q_{127} \left(1 - \frac{\rho_{б.р.}}{\rho_m}\right)} = \\ &= \frac{1403,8 \cdot 10^3 - (3384 \cdot 265) \left(1 - \frac{1150}{7850}\right) - 183 \cdot 10^3}{319 \cdot \left(1 - \frac{1150}{7850}\right)} = 3016 \text{ м}, \end{aligned}$$

Враховуючи глибину допускання 4450 м і довжину колони труб  $\emptyset 114 \times 9E$  3384, приймаємо довжину колони труб  $\emptyset 127 \times 10L$  1068 м (89 труб по 12 метрів).

Отже:

$$Q'_{BT} = (3384 \cdot 265 + 1068 \cdot 319) \left(1 - \frac{1150}{7850}\right) = 1056 \text{ кН.}$$

Вага першої секції експлуатаційної колони:

$$Q^I_E = 183 + 1056 = 1239 \text{ кН.}$$

– вага другої секції експлуатаційної колони:

$$Q^{II}_E = Q^{II}_{OT} + Q^{II}_{BT},$$

де  $Q^I_{OT}$  – вага труб першої секції колони:

$$Q^I_{OT} = \Sigma(L^i_{OT} \cdot q^i_{OT}) \left(1 - \frac{\rho_{б.р.}}{\rho_m}\right).$$

$L^i_{OT}$  – довжина труб певного типорозміру першої секції, м (таблиця 1.1);

$q^i_{OT}$  – вага труб певного типорозміру першої секції, м (таблиця 1.1).

Тоді:

$$Q^{II}_{OT} = (150 \cdot 328 + 320 \cdot 328 + 1000 \cdot 328 + 140 \cdot 356 + 540 \cdot 298) \left(1 - \frac{1150}{7850}\right) = 591 \text{ кН.}$$

$Q^I_{BT}$  – вага бурильної колони для допускання першої секції експлуатаційної колони. Приймаємо труби  $\emptyset 114 \times 9E$ .

Визначаємо допустиму довжину колони труб  $\emptyset 114 \times 9E$  за формулою:

$$\ell_{дон} = \frac{Q^{114}_{дон} - Q^I_{OT}}{q_{114} \left(1 - \frac{\rho_{б.р.}}{\rho_m}\right)} = \frac{950 \cdot 10^3 - 591 \cdot 10^3}{265 \cdot \left(1 - \frac{1150}{7850}\right)} = 1587 \text{ м,}$$

Приймаємо довжину колони труб  $\emptyset 114 \times 9E$  1584 м (132 труби по 12 м).

Але цієї довжини труб недостатньо для досягнення проектної глибини при допусканні першої секції експлуатаційної колони, тому добавляємо труби  $\emptyset 127 \times 10L$ , які складають другу секцію колони.

Визначаємо допустиму довжину колони труб  $\emptyset 127 \times 10L$  за формулою:

$$\begin{aligned} \ell_{\text{дон}} &= \frac{Q_{\text{дон}}^{127} - (L_{114} \cdot q_{114}) \left(1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{м}}}\right) - Q_{\text{от}}^I}{q_{127} \left(1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{м}}}\right)} = \\ &= \frac{1403,8 \cdot 10^3 - (1584 \cdot 265) \left(1 - \frac{1150}{7850}\right) - 591 \cdot 10^3}{319 \cdot \left(1 - \frac{1150}{7850}\right)} = 1669 \text{ м,} \end{aligned}$$

Враховуючи глибину допускання 2300 м і довжину колони труб  $\text{Ø}114 \times 9\text{Е}1584$ , приймаємо довжину колони труб  $\text{Ø}127 \times 10\text{Л}1708$  м (59 труб по 12 метрів).

Отже:

$$Q_{\text{БТ}}^{\text{II}} = (1584 \cdot 265 + 708 \cdot 319) \left(1 - \frac{1150}{7850}\right) = 551 \text{ кН.}$$

Вага першої секції експлуатаційної колони:

$$Q_{\text{Е}}^{\text{II}} = 591 + 551 = 1142 \text{ кН.}$$

– вага третьої секції експлуатаційної колони:

$$Q_{\text{от}}^{\text{III}} = \sum (L_{\text{от}}^i \cdot q_{\text{от}}^i) \left(1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{м}}}\right), \quad (1.10)$$

де  $L_{\text{от}}^i$  – довжина труб певного типорозміру другої секції, м (таблиця 1.1);

$q_{\text{от}}^i$  – вага труб певного типорозміру другої секції, м (таблиця 1.1).

$$Q_{\text{от}}^{\text{III}} = (1540 \cdot 328 + 760 \cdot 298) \left(1 - \frac{1150}{7850}\right) = 624 \text{ кН.}$$

– вага бурильних колон

Визначаємо вагу бурильної колони для буріння під кондуктор:

$$\begin{aligned} Q_{\text{БК}} &= Q_{\text{обт}} + \sum Q_{\text{БТ}} = \\ &= (\ell_{\text{обт}} \cdot q_{\text{обт}}) \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{б.р.}}}{\rho_{\text{м}}}\right) = \\ &= (144 \cdot 1930) \cdot \left(1 - \frac{1150}{7850}\right) = 237,2 \text{ кН.} \end{aligned}$$

Визначаємо вагу бурильної колони для буріння під першу технічну колону:

$$Q_{БК}^{1T} = (\ell_{ОБТ} \cdot q_{ОБТ} + \ell_{114} \cdot q_{114}) \cdot \left(1 - \frac{\rho_{б.р}}{\rho_m}\right) =$$

$$= (180 \cdot 1930 + 1320 \cdot 265) \cdot \left(1 - \frac{1150}{7850}\right) = 595 \text{ кН}.$$

Визначасмо вагу бурильної колони для буріння під другу технічну колону:

$$Q_{БК}^{2T} = (\ell_{ОБТ} \cdot q_{ОБТ} + \ell_{114} \cdot q_{114}) \cdot \left(1 - \frac{\rho_{б.р}}{\rho_m}\right) =$$

$$= (144 \cdot 1930 + 2556 \cdot 265) \cdot \left(1 - \frac{1150}{7850}\right) = 815 \text{ кН}.$$

Визначасмо вагу бурильної колони для буріння під експлуатаційну колону:

$$Q_{БК}^E = (\ell_{ОБТ} \cdot q_{ОБТ} + \ell_{114} \cdot q_{114} + \ell_{127} \cdot q_{127}) \cdot \left(1 - \frac{\rho_{б.р}}{\rho_m}\right) =$$

$$= (204 \cdot 970 + 3456 \cdot 265 + 1536 \cdot 319) \cdot \left(1 - \frac{1150}{7800}\right) = 1355,7 \text{ кН}.$$

Отже, максимальною вагою на гаку буде вага другої технічної колони. Враховуючи можливі прихвати та затяжки інструменту ( $k=1,3$ ):

$$Q_{\max} = 1557,9 \cdot 1,3 = 2025,2 \text{ кН}. \quad (1.11)$$

#### 1.1.4 Визначення потужності приводу бурових насосів, лебідки і ротора

Подача насосу із умови інтенсивності промивки:

$$Q = \frac{\pi}{4} q_F \cdot D \delta^2, \quad (1.12)$$

де  $q_F$  – інтенсивність промивки на одиницю поверхні вибою. Для шарошкових доліт рекомендується  $0,57 - 0,65 \text{ м}^3/\text{с}$ . Приймаємо  $q_F = 0,6 (\text{м}^3/\text{с})$ . Тоді:

$$Q = \frac{3,14}{4} 0,6 \cdot 0,172^2 = 0,014 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Подача насосу з умови гідротранспорту шлама:

$$Q = \frac{\pi}{4} \left( \frac{1800}{\rho_{БР} \cdot \delta \cdot D \delta} \right) \cdot (D \delta^2 - d_{\text{бм}}^2).$$

Оскільки використовується бурильна колона ступінчатої конструкції, то в

розрахунки вводимо труби найменшого діаметра, тобто  $d_{6r}=0,114\text{м}$ .

$$Q = \frac{3,14}{4} \left( \frac{1800}{1150 \cdot 9,8 \cdot 0,172} \right) \cdot (0,172^2 - 0,140^2) = 0,029 \text{ м}^3 / \text{с}.$$

Оскільки подача із умови гідротранспорту шламу більша для подальших розрахунків, зупиняємось на ній.

Діаметр циліндрової втулки поршневого насоса двохсторонньої дії:

$$D = \sqrt{\frac{60 \cdot Q}{n \cdot S \cdot \eta_a \cdot \pi} + \frac{d^2}{2}}, \quad (1.13)$$

де  $n$  – число ходів поршня за хвилину. Приймаємо  $n = 66$  об/хв;

$S$  – довжина ходу поршня,  $S = 0,4\text{м}$ ;

$\eta_a$  – коефіцієнт наповнення,  $\eta_a = 0,9$ ;

$d$  – діаметр штока насоса,  $d = 0,08\text{м}$ .

Тоді:

$$D = \sqrt{\frac{60 \cdot 0,029}{66 \cdot 0,4 \cdot 0,9 \cdot 3,14} + \frac{0,08^2}{2}} = 0,1628 \text{ м}.$$

Приймаємо циліндрову втулку діаметром  $0,17\text{м}$ . Тоді дійсна подача

$$Q_d = \frac{\left( 0,17^2 - \frac{0,08^2}{2} \right) \cdot 66 \cdot 0,4 \cdot 0,9 \cdot 3,14}{60} = 0,032 \frac{\text{м}^3}{\text{с}}.$$

Тиск який необхідно забезпечити буровим насосом визначається за формулою:

$$P_n = P_{nl} + \Sigma P_{6m} + P_d + P_s, \quad (1.14)$$

де  $P_n$  – втрати тиску в наземній лінії

$$P_{nl} = \xi \cdot l_{nl} \cdot Q^2 \cdot \rho.$$

Тут  $\xi$  – коефіцієнт гідравлічного опору в трубах:

$$\xi = 16 \cdot d_s^{-5} \cdot 10^{-3}, \quad (1.15)$$

$d_s$  – внутрішній діаметр наземної лінії. Приймавши для маніфольду труби діаметром  $127$  мм з товщиною стінки  $9$  мм:  $d_s = 0,109\text{м}$ .

$$\xi = 16 \cdot 0,109^{-5} \cdot 10^{-3} = 1039,9.$$

Прийнявши довжину трубопроводу 100 м визначасмо втрати тиску в наземному трубопроводі.

$$P_{пл} = 100 \cdot 1039,9 \cdot 0,032^2 \cdot 1150 = 122458 \text{ Па}.$$

$\sum P_{6.м.}$  - втрати тиску в бурильних трубах. Бурильна колона складається з таких частин: труби  $\text{Ø}114 \times 9 \text{ мм}$  довжиною 3456 м, труби  $\text{Ø}127 \times 10 \text{ мм}$  довжиною 1488 м, а також ОБТ  $\text{Ø}146 \text{ мм}$  (внутрішній  $\text{Ø}76,2 \text{ мм}$ ). Втрати тиску в кожній секції бурильної колони:

$$P_{обт} = 16 \cdot 0,0762 \cdot 10^{-5} \cdot 10^{-3} \cdot 204 \cdot 0,032^2 \cdot 1150 = 176016 \text{ Па};$$

$$P_{114} = 16 \cdot 0,096 \cdot 10^{-5} \cdot 10^{-3} \cdot 3456 \cdot 0,032^2 \cdot 1150 = 7986111 \text{ Па};$$

$$P_{127} = 16 \cdot 0,107 \cdot 10^{-5} \cdot 10^{-3} \cdot 1536 \cdot 0,032^2 \cdot 1150 = 1998949 \text{ Па};$$

$$\Sigma P_{6м} = 176016 + 7986111 + 1998949 = 10161076 \text{ Па}.$$

$P_d$  - втрати тиску на долоті:

$$P_d = \frac{\rho}{2} \left( \frac{\sigma_d}{\mu} \right)^2, \quad (1.16)$$

де  $\sigma_d$  - швидкість витікання бурового розчину через насадки долота

$$\sigma_d = \frac{Q_d}{S}. \quad (1.17)$$

Тут  $S$  - сумарний переріз промивних каналів долота.  $S = 9 \cdot 10^{-4} = 0,0009 \text{ м}^2$ .

$\mu = 0,98$  - для гідромоніторних доліт.

$$\sigma_d = \frac{0,032}{0,0009} = 35,6 \text{ м/с}.$$

Отже

$$P_d = \frac{1150}{2} \left( \frac{35,6}{0,98} \right)^2 = 756886 \text{ Па}.$$

$P_3$  - втрати тиску в затрубному просторі. Приймаємо рівним 1 МПа.

Тоді:

$$P_n = 122458 + 10161076 + 756886 + 10^6 = 12040420 \text{ Па}.$$

Потужність приводу насоса визначаємо за формулою:

$$N_{np} = \frac{N_k}{\eta_{на}}, \quad (1.18)$$

де  $N_k$  – корисна потужність насоса:

$$N_k = \frac{P_n \cdot Q_d}{1000} = \frac{12040420 \cdot 0,032}{1000} = 385,3 \text{ кВт}$$

Тут

$$\eta_{на} = \eta_z \cdot \mu_m, \quad (1.19)$$

де  $\eta_z$  – гідравлічний ККД насоса;  $\eta_z = 0,97$ ;

$\eta_m$  – механічний ККД насосного агрегату;  $\eta_m = 0,85$ .

$$\eta_{на} = 0,97 \cdot 0,85 = 0,8245$$

$$N_{np} = \frac{385,3}{0,8245} = 467,3 \text{ кВт}.$$

Потужність для приводу лебідки

$$N_{л} = \frac{N_{zn}}{\eta_{мс} \cdot \eta_{л}}. \quad (1.20)$$

де  $N_{л}$  – потужність на гаку при підйомі:

$$N_{zn} = Q_{\max} \cdot V_{z \min};$$

$V_{г \min}$  – мінімальна швидкість підйому гака при оснастці 5×6 та застосуванні лебідки У2-5-5  $V_{г \min} = 0,187$  м/с.

$$N_{zn} = 2025,2 \cdot 10^3 \cdot 0,187 = 378,7 \text{ кВт};$$

$\eta_{мс}$  – ККД талевої системи:

$$\eta_{мс} = \frac{\beta^n - 1}{n\beta^n(\beta - 1)}, \quad (1.21)$$

де  $\beta$  – коефіцієнт опору шківів  $\beta = 1,03$ ;

$n$  – кількість робочих струн талевої системи;  $n = 10$

$$\eta_{nc} = \frac{1,03^{10} - 1}{10 \cdot 1,03^{10} (1,03 - 1)} = 0,853,$$

$\eta_n$  – ККД лебідки;  $\eta_n = 0,85$ ,

$$N_n = \frac{378,7}{0,85 \cdot 0,85} = 524,17 \text{ кВт}.$$

Потужність для приводу ротора:

$$N_p = \frac{(N_d + N_x)}{\eta_p}, \quad (1.22)$$

де  $N_d$  – потужність, що витрачається на руйнування долотом породи, кВт:

$$N_d = 3,42 KGD_{\delta} n_p 10^{-2}, \quad (1.23)$$

де  $K$  – коефіцієнт працездатності долота, приймаємо для шарошкових доліт  $K = 0,2$

$G$  – частота обертання стола ротора, об/хв. Приймаємо  $n = 200$  об/хв. Тоді:

$$N_d = 3,42 \cdot 0,2 \cdot 146 \cdot 10^3 \cdot 0,172 \cdot 200 \cdot 10^{-2} = 34,35 \text{ кВт}.$$

$N_x$  – потужність, що витрачається на обертання бурильної колони, кВт

$$N_x = c \rho_{\delta p} \Sigma (d_{\delta m}^2 \cdot L_i) n_p^{1,7} \cdot 10^{-8}, \quad (1.24)$$

де  $c$  – коефіцієнт, що враховує викривлення свердловини;  $c = 23$

$$N_x = 23 \cdot 1150 (0,114^2 \cdot 3456 + 0,127^2 \cdot 1536 + 0,172^2 \cdot 204) 200^{1,7} \cdot 10^{-8} = 161,8 \text{ кВт}.$$

$\eta_p$  – ККД ротора;  $\eta_p = 0,9$ . Тоді:

$$N_p = \frac{(34,35 + 161,8)}{0,9} = 217,9 \text{ кВт}.$$

Згідно проведених розрахунків вибираємо бурову установку НБО 4Е.

## 2 ОПИС ТЕХНІЧНОЇ ПРОПОЗИЦІЇ

### 2.1 Опис модернізованої конструкції обладнання

Електричний привід лебідки та ротора бурової установки НБО 4Е складається з рами, на якій встановлено коробку швидкостей КП2-900Е (коробка передач, двовальна, максимальна потужність, що передається 900 кВт, для електропривода) із мастильною станцією, двох електродвигунів привода типу АКБ 114-6 (асинхронний з коротко замкнутим ротором, бризкозахисний, потужністю 320 кВт) які з'єднуються з вхідними валами коробки швидкостей спареними шинопневматичними муфтами ПМ 500 x 125.

Електропривід кожного бурового насоса складається з електродвигуна СДЗБ 13-52-8 (синхронний двигун, бризкозахисний, потужністю 630 кВт) встановленого на рамі. До цієї ж рами приварені дві спеціальні стійки, на які встановлюється трансмісійний вал. З'єднання валу двигуна з трансмісійним валом здійснюється з допомогою спареної шинопневматичної муфти ПМ 500 x 125.

Технічна характеристика силового приводу бурової установки НБО 4Е

Привід лебідки, ротора	груповий
Привід бурового насоса	індивідуальний
Кількість двигунів, шт	4
Кількість пасів в пакеті передачі на насос	18
Максимальна потужність що підводиться до лебідки від двох двигунів, кВт	640
Максимальна потужність що підводиться буровим насосам, кВт	630
Число швидкостей, передаваних на лебідку від коробки передач	5

Метою модернізації є комплексне рішення реконструкції системи електропостачання бурового верстату НБО 4Е із можливістю розширення приєднання до системи Модернізації бурової споживачів бурової установки. Модернізація встановлює вимоги до основних параметрів, виготовлення і

живленням житлове містечко;

– аварійна ДГУ напругою 400В частотою 50Гц потужністю не менше 320кВт, яка встановлена на рамній конструкції;

– щити управління та синхронізації дизель-генераторів (3 шт) для забезпечення живлення обладнання бурової установки Уралмаш 4Е напругою мережі живлення 600В частотою 50Гц;

– частотно-регульовані приводи двигунів бурових насосів (2 шт) та бурової лебідки (1 шт) напругою мережі живлення 600В частотою 50Гц;

– привід бурової лебідки ЛБУ-1200 – вибухозахищений електродвигун змінного струму, призначений для роботи в складі частотно регульованого приводу, із примусовою системою охолодження привідного двигуна 1С06 із охолоджувачем із механічним фільтром з приводом від вибухозахищеного електродвигуна змінного струму 400 В;

– трансформатор МСС 1600 кВА напругою первинної обмотки 600В, напругою вторинної обмотки 400В/230В частотою мережі 50Гц;

– система розподілу та управління приводами допоміжних механізмів (МСС) напругою мережі живлення 400 В частотою 50Гц;

– системи розподілу, управління та захисту мереж освітлення напругою 230В 50Гц;

– системи автоматичного управління та передачі даних параметрів головних механізмів із відображенням даних на місці бурильника та в приміщенні ЧРП/МСС та передачею даних дистанційно для можливості моніторингу системи;

– системи датчиків для забезпечення функціонування системи автоматичного управління;

– паливний резервуар, оснащений насосами, системою очистки палива, системою підігріву пального системою гріючих кабелів ззовні.

– комплект кабельно-провідникової продукції та кабельних конструкцій (системи кабельних лотків та трас), необхідних для прокладання кабельно-провідникової продукції, яка необхідна для підключення обладнання, що

входить до об'єму модернізації установки НБО 4Е.

Два бурові насоси потужністю 3NB-1600F приводяться в дію трифазним асинхронним двигуном змінного струму НТВ12А, встановлені на рамі, із приводом від вибухозахищеного електродвигуна змінного струму, призначеного для роботи в складі частотно регульованого приводу, із примусовою системою охолодження привідного двигуна 1С06 із охолоджувачем із механічним фільтром з приводом від вибухозахищеного електродвигуна змінного струму 400В, маслостанцією редуктора бурового насосу із приводом від вибухозахищеного електродвигуна змінного струму 400В, замкнутою системою омивання штоків бурового насосу із приводом від вибухозахищеного електродвигуна змінного струму 400 В, підпірним насосом із приводом від вибухозахищеного електродвигуна змінного струму 400 В, пультом місцевого керування у вибухозахищеному виконанні для встановлення його в , дублюючими сигналами на пульті бурильника, оснащені системою аварійної зупинки бурових насосів, із необхідною трубою обв'язкою подачі бурового розчину, системою трубої обв'язки високого тиску для підключення до маніфольду бурових насосів (маніфольд бурових насосів в об'єм поставки не входить), системою обігріву приміщення, укриття та освітлення.

Системі модернізації бурової установки із енергетичним модулем генерації, розподілу і електропостачання бурової установки, як головної складової модернізації присвоюється умовне позначення МД 5100-АС-ЧРП, де:

МД – Модернізація;

5100 – Потужність установки в кВА

АС – тип електричного приводу (АС змінний струм)

ЧРП – частотно-регульований привід.

Електропостачання бурової установки має здійснюватися від модулю дизель-генераторів напругою 600В, – без встановлення додаткового обладнання.

Найважливішою частиною приводу є дизельні двигуни. Від їх технічного рівня (надійності, економічності тощо) залежить успішна робота бурової

установки і всього процесу проводки свердловини. У сучасному виконанні вказані силові агрегати та комплект енергообладнання комплектуються дизелями Caterpillar C15 ACERT, Caterpillar 3512B (таблиця 2.2).

Таблиця 2.2 – Технічна характеристика сучасних дизельних двигунів, якими комплектуються енергетичні комплекси бурових установок МД 5100-АС-ЧРП

Параметр	<u>Caterpillar</u> C15 ACERT	<u>Caterpillar</u> 3512B
Використовується у складі	дизель-генераторна установка Caterpillar LC6114D	дизель-генераторна установка Caterpillar 3512B HD
Конфігурація	шестициліндровий чотиритактний	дванадцяти- циліндровий чотиритактний
Розміщення циліндрів	рядне	V-подібне під кутом 60°
Повна потужність, кВт	328	1119
Резервна потужність, кВт	444	1231
Частота обертання колінчастого вала, об/хв	1800-2100	1800
Діаметр циліндра, мм	137,2	170
Хід поршня, мм	171,4	190
Робочий об'єм циліндрів, л	15,2	51,8
Ступінь стиску	18	14
Питома витрата палива, г/кВт-год	217,5	230
Об'єм системи охолодження, л	57,8	363,1
Об'єм системи мащення, л	60	310,4
Маса сухого двигуна, кг	1469	1469

Caterpillar 3512B (у складі основної дизель-генераторної установки Caterpillar 3512B HD) в стандартній комплектації включає:

- повітряна і газовихлопні система: проміжний охолоджувач наддувального повітря, сухий очисник повітря, турбокомпресор і проміжне охолодження наддувального повітря типу "повітря-вода".
- система управління: регулятор частоти обертання;
- система охолодження: термостати, відцентровий водяний насос охолодження;
- паливна система: паливний фільтр, з індикаторами обслуговування, змінними картриджами, паливоперекачувальний насос;
- система мащення: сапун картера, маслоохолоджувач, маслоналивна горловина, масляний щуп, масляний насос, масляний фільтр зі змінними картриджами, піддон картера

Caterpillar C15 ACERT (у складі у складі резервної дизель-генераторної установки Caterpillar LC6114D) в стандартній комплектації включає:

- повітряна і газовихлопні система: турбокомпресор з охолоджувачем типу "повітря-повітря",
- система охолодження: термостати, водяний насос охолодження;
- система впорскування палива, оснащена насос-форсунками з електронним управлінням і механічним приводом, паливний фільтр тонкого очищення, паливоперекачувальний та паливопідкачувальний насоси;
- система мащення: сапун картера, маслоохолоджувач, маслоналивна горловина, фільтр масла, передній піддон картера двигуна, масляний щуп, масляний насос з приводом.

## 2.2 Оцінка економічної ефективності

### 2.2.1 Визначення кількості днів монтажу силового приводу

Кількість днів монтажу силового приводу визначається виходячи із кількості робітників, які монтують силовий привід, кількості відпрацьованих

годин в зміну, а також на основі нормативного часу на монтаж бурового обладнання, за формулою

$$D = \frac{H}{T \times \text{Ч}_p}, \text{ днів} \quad (2.1)$$

де  $H$  – нормативний час на монтаж силового приводу; чол.-год.

$T$  – кількість годин роботи в зміну, год;

$\text{Ч}_p$  – кількість робітників, які монтують силовий привід, чол;

Для визначення нормативного часу на монтаж силового приводу складаємо наряд на виробництво монтажних робіт на основі діючих норм на монтаж, нормативів, які встановлюються діючим законодавством, інструкціями та вказівками.

Таблиця 2.3 – Наряд на виробництво монтажних робіт

Назва робіт	Об'єм робіт	Норми часу на весь об'єм робіт
Монтаж силового блоку	1	52,54
Монтаж силового обладнання силового блоку "НБО-4Е"	1	171,85
Улаштування силового блоку "НБО-4Е" при обмивці сараю прогумовою тканиною	1	192,89
Улаштування фулосиментів з бетону під силові агрегати	1	137,09
Монтаж силового обладнання при послідуєчому монтажі бурової установки	1	70,23
Усього часу на монтаж силового приводу		624,6

За формулою 2.1 визначаємо кількість днів монтажу силового приводу

$$D = \frac{624,6}{12 \times 12} = 4,3, \text{ дні}$$

2.2.2 Визначення чисельно-кваліфікаційного складу робітників з монтажу силового приводу

Таблиця 2.4 – Чисельно – кваліфікаційний склад робітників

Професія	Розряд	Кількість робітників
Вишкомонтажник (бригадир)	VI	1
Вишкомонтажник (бригадир)	V	2
Вишкомонтажник (бригадир)	IV	2
Вишкомонтажник – зварювальник	VI	1
Вишкомонтажник – зварювальник	V	1
Вишкомонтажник – електрик	V	1
Вишкомонтажник – електрик	IV	2
Вишкомонтажник – електрик	III	2
Усього робітників		12

2.2.3 Розрахунок оплати праці робітників з монтажу силового приводу

Оплата праці робітників вишкомонтажників, які монтують силовий привід складається з:

а) тарифної оплати праці, яка розраховується з формулою:

$$Z_t = C_d \times D \times \chi_p, \text{ грн.} \quad (2.2)$$

де  $C_d$  – денна тарифна ставка за розрядами, грн;

$D$  – кількість відпрацьованих днів по монтажу силового приводу табл. 2.1

$\chi_p$  – чисельність робітників за розрядами, чол.

Денні тарифні ставки беремо на основі даних Полтавського ВБР

Таблиця 2.5 – Тарифні ставки робітників вишкомонтажників

Розряди	I	II	III	IV	V	VI
Денні тарифні ставки	234,21	296,12	317,53	377,04	430,84	493,94

Визначаємо тарифну оплату праці за формулою (2.2)

$$З_{тIII} = 317,53 \times 4,3 \times 2 = 2730,56, \text{ грн}$$

$$З_{тIV} = 377,04 \times 4,3 \times 4 = 6485,09, \text{ грн}$$

$$З_{тV} = 430,84 \times 4,3 \times 4 = 7410,45, \text{ грн}$$

$$З_{тVI} = 493,94 \times 4,3 \times 2 = 4247,88, \text{ грн}$$

б) премії виробничим робітникам за виконану роботу в срок з відповідними кількісними і якісними показниками та за кожен відсоток прискорення, але не більше чим передумовлено діючим законодавством. Застосовуємо відсоток премії 55%

Розраховуємо оплату праці робітників з урахуванням премії:

$$З_{тIII} = 2730,56 \times 1,55 = 4232,68, \text{ грн}$$

$$З_{тIV} = 6485,09 \times 1,55 = 10051,89, \text{ грн}$$

$$З_{тV} = 7410,45 \times 1,55 = 11486,19, \text{ грн}$$

$$З_{тVI} = 4247,88 \times 1,55 = 6584,21, \text{ грн}$$

Визначаємо основну оплату праці робітників по монтажу силового

приводу:

$$З_{осн} = 4232,68 + 10051,89 + 11486,19 + 6584,21 = 32354,97, \text{ грн}$$

#### 2.2.4 Розрахунок кошторисної вартості монтажу силового приводу

Для визначення кошторисної вартості монтажу силового приводу складаємо кошторисний розрахунок на основі діючих цін на обладнання та матеріали, а також на основі нормативів відрахувань, що встановлюються діючим законодавством

$$Вк = Вб + Вр + Вц, \text{ грн} \quad (5,3)$$

Де – Вк – кошторисна вартість, грн;

Вб – вартість будівництва, грн;

Вр – вартість розбирання, грн;

Вп – вартість повернення матеріалів, грн;

$$Вк = 84793 + 3776 - 27860 = 60709, \text{ грн}$$

В зв'язку з перерерахування цін використовуємо коефіцієнт перерахування

$K=4,68$

Кошторисна вартість монтажу силового приводу

$$Вк = 60709 \times 4,68 = 284118,12, \text{ грн.}$$

Загальна вартість монтажу складає

$$В_{\text{заг}} = Вк + З_{\text{остз}}, \text{ грн}$$

$$В_{\text{заг}} = 284118,12 + 32354,97 = 316473,09.$$

(2.4)

Таблиця 2.6 – Кошторис монтажу силового приводу

№ п/п	Найменування робіт і витрат	Одиниця виміру	Кількість	Вартість, грн.						
				Одиниці				Всього		
				Будівництво	Транспортування	Розбирання	Повернення матеріалів	Будівництво	Розбирання	Повернення матеріалів
1	Будівництво фундаментів під агрегатний блок	м <sup>3</sup>	13,82	275,69	138	5,51	74,16	5718	76	0
2	Спорудження бетонної стяжки під силовий агрегат	м <sup>3</sup>	14,5	231,02	31,42	0	6,15	3805	0	89
3	Монтаж ДГУ	м <sup>3</sup>	4,63	1723,53	1054,74	528,71	7249,87	59079	1838	22931
4	Монтаж силових агрегатів	К-т	1	9150,58	1025,41	1098,1	3194,69	10176	1327	3195
5	Монтаж основи силового блоку	К-т	1	28,08	47,36	5,9	3,58	75	17	4
6	Монтаж компресорної установки КС – 5М	шт	1	267,96	52,49	26,8	55,11	320	39	55
7	Електромонтаж силового блоку агрегатів	К-т	1	4926,7	59,24	394,14	1538,49	4986	394	1538
8	Монтаж і електромонтаж компресорної установки КСЕ – 5М	шт	1	300,36	64,52	39,05	16,4	365	54	16
9	Монтаж повітрозбірника	шт	1	62,8	36,98	3,77	9	100	12	9
10	Монтаж повітроосушувача	шт	1	152,27	16,59	15,23	23	169	19	23
Разом по кошторисному розрахунку								84793	3776	27860

## 3 ДОСЛІДНО-КОНСТРУКТОРСЬКА РОБОТА

### 3.1 Програма проведення досліджень

Головними етапами наукового дослідження (рис. 3.1) є:

- виникнення ідеї, формулювання теми;
- формування мети та завдань дослідження;
- висунення гіпотези, теоретичні дослідження;
- проведення експерименту, узагальнення наукових фактів і результатів;
- аналіз та оформлення наукових досліджень;
- впровадження та визначення ефективності наукових досліджень.

Але в науці недостатньо встановити будь-який науковий факт. Важливим є пояснення його з позиції науки, обґрунтування загально-пізнавального, теоретичного та практичного його значення. Накопичення наукових фактів у процесі досліджень є творчим процесом, в основі якого завжди лежить задум вченого, його ідея. Наукове пізнання - дуже трудомісткий і складний процес, який потребує постійної високої напруги, праці з натхненням. Воно прирівнюється до подвигу і потребує максимальної напруги енергії людини, її мислення і дій, інакше воно перетворюється в ремісництво і ніколи не дасть нічого суттєвого.



Рисунок 3.1 – Головні етапи наукового дослідження

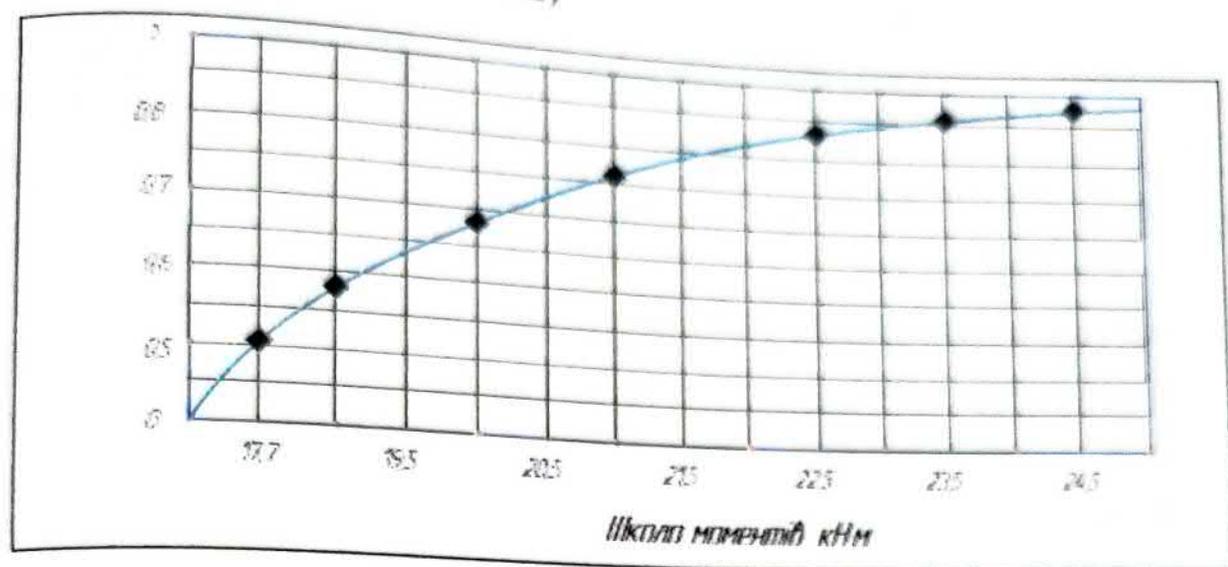
### 3.2 Аналіз одержаних результатів та визначення раціональних або оптимальних конструктивних та експлуатаційних рішень

Проведемо практичне дослідження залежності потужності бурового ротора від заданих моментів на побудованій нами шкалі.

Для розв'язання задачі моделюється обладнання для експерименту. Для наочності і зручності візуальної оцінки і контролю задачі контактного типу

береться перебільшена величина, матеріал при цьому вважається лінійно пружним.

На стенді моментоміра отримано залежність споживаної потужності (кВт) від значення крутного моменту (кНм) (рис. 3.2)



Значення крутних моментів, кНм

Рисунок 3.2 – Графік залежності потужності бурового ротора від заданих моментів

Одержаний графік показує залежність крутного моменту і споживаної потужності на вході бурового автоматичного ключа.

Потужністю називається енергія, яка підводиться до ротора від приводного двигуна за одиницю часу:

$$N = M_{кр} \cdot \omega, \quad (3.1)$$

де  $M_{кр}$  – крутний момент на валу ротора;

$\omega$  – кутова швидкість обертання вала ротора.

Корисна потужність ключа  $N_k$  – це енергія, яку надає буровий ротор, що проходить через нього за одиницю часу:

$$N_k = \rho \cdot g \cdot H \cdot Q = p_b \cdot Q, \quad (3.2)$$

Відношення корисної потужності ротора до потужності, яку він споживає, називають коефіцієнтом корисної дії (ККД) ротора:

$$\eta_k = \frac{N_k}{N}, \quad (3.3)$$

Аналізуючи отримані дані спостерігаємо збільшення потужності ротора на вході від заданого моменту на шкалі розподілу моментів. Виходячи з результатів експериментальних досліджень можемо стверджувати, що при використанні розробленої системи електропостачання бурового верстату НБО 4Е, витрачається менше потужності ніж витрачалося до вдосконалення. Дана модернізація дозволяє стверджувати про збільшення коефіцієнта корисної дії бурового ротора, а саме раціональне використання буровим ротором енергії.

## 4. РОЗРАХУНКИ ПРАЦЕЗДАТНОСТІ

### 4.1 Розрахунок частотно-регульованого приводу бурового насоса

Буровий насос 3NB-1600F приводиться в дію трифазним асинхронним двигуном змінного струму НТВ12А потужністю 1200кВт, робочою напругою 575 В, номінальною частотою обертання 505 об/хв при частоті струму 67,8 Гц з коефіцієнтом потужності  $\varphi=0,83$ . Загальне число полюсів 12, пар полюсів 6.

Крутний момент, що розвивається асинхронним двигуном змінного струму визначається за формулою:

$$M_H = \frac{30N_H}{\pi \cdot \omega} = \frac{30N_H}{\pi \cdot \frac{60f}{p}} \quad (4.1)$$

де  $N_H$  – номінальна потужність, що розвивається двигуном

$$N_H = \frac{P \cdot Q}{\eta_H}, \quad (4.2)$$

де  $P$  – тиск, що розвивається буровим насосом з відповідним діаметром циліндрових втулок), МПа (таблиця 4.1).

$Q$  – подача, що забезпечується буровим насосом, м<sup>3</sup>/с. Для трипоршневого насоса односторонньої дії:

$$Q_{130(1)} = \alpha \cdot \frac{3F \cdot S^{\eta_H}}{60}, \quad (4.3)$$

де  $F$  – площа поршня, м<sup>2</sup>:

$$F = \frac{\pi \cdot D^2}{4}, \quad (4.4)$$

де  $D$  – діаметр поршня, м (таблиця 4.1):

$$F_{180} = \frac{3,14 \cdot (180 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 25,4 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2;$$

$$F_{170} = \frac{3,14 \cdot (170 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 22,7 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2;$$

$$F_{160} = \frac{3,14 \cdot (160 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 20,1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2;$$

$$F_{150} = \frac{3,14 \cdot (150 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 17,7 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2;$$

$$F_{140} = \frac{3,14 \cdot (140 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 15,4 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2;$$

$$F_{130} = \frac{3,14 \cdot (130 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 13,3 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2;$$

$S''$  – довжина ходу поршня, дюйм. У бурового насоса 3NB-1600F  $S''=12''$ ;  
 $n$  – частота подвійних ходів поршня.

Тоді,

– при  $n = 130$ :

$$Q_{130(1)} = \alpha \cdot \frac{3F_{160} \cdot S'' \cdot n}{60} = \frac{3 \cdot 0,0254 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 130}{60} = 50,3 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{130(2)} = \alpha \cdot \frac{3F_{170} \cdot S'' \cdot n}{60} = \frac{3 \cdot 0,0227 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 130}{60} = 45 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{130(3)} = \alpha \cdot \frac{3F_{160} \cdot S'' \cdot n}{60} = \frac{3 \cdot 0,0201 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 130}{60} = 40 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{130(4)} = \alpha \cdot \frac{3F_{150} \cdot S'' \cdot n}{60} = \frac{3 \cdot 0,0177 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 130}{60} = 35,1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{130(5)} = \alpha \cdot \frac{3F_{140} \cdot S'' \cdot n}{60} = \frac{3 \cdot 0,0154 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 130}{60} = 30,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{130(6)} = \alpha \cdot \frac{3F_{130} \cdot S'' \cdot n}{60} = \frac{3 \cdot 0,0133 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 130}{60} = 26,4 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

– при  $n = 120$ :

$$Q_{120(1)} = \alpha \cdot \frac{3F_{160} \cdot S'' \cdot n}{60} = \frac{3 \cdot 0,0254 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 120}{60} = 46,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{120(2)} = \alpha \cdot \frac{3F_{170} \cdot S'' \cdot n}{60} = \frac{3 \cdot 0,0227 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 120}{60} = 41,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{120(3)} = \alpha \cdot \frac{3F_{160} \cdot S'' \cdot n}{60} = \frac{3 \cdot 0,0201 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 120}{60} = 36,8 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{120(4)} = \alpha \cdot \frac{3F_{150} \cdot S'' \cdot n}{60} = \frac{3 \cdot 0,0177 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 120}{60} = 32,4 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{120(5)} = \alpha \cdot \frac{3F_{140} \cdot S'' \cdot n}{60} = \frac{3 \cdot 0,0154 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 120}{60} = 28,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{120(6)} = \alpha \cdot \frac{3F_{130} \cdot S'' \cdot n}{60} = \frac{3 \cdot 0,0133 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 120}{60} = 24,3 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

– при  $n = 110$ :

$$Q_{110(1)} = \alpha \cdot \frac{3F_{160} \cdot S'' \cdot n}{60} = \frac{3 \cdot 0,0254 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 110}{60} = 42,6 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{110(2)} = \alpha \cdot \frac{3F_{170} \cdot S'' \cdot n}{60} = \frac{3 \cdot 0,0227 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 110}{60} = 38,1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{110(3)} = \alpha \cdot \frac{3F_{160} \cdot S'' \cdot n}{60} = \frac{3 \cdot 0,0201 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 110}{60} = 33,7 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с}$$

$$Q_{110(4)} = \alpha \cdot \frac{3F_{150} \cdot S^n \cdot \pi}{60} = \frac{3 \cdot 0,0177 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 110}{60} = 29,7 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{110(5)} = \alpha \cdot \frac{3F_{140} \cdot S^n \cdot \pi}{60} = \frac{3 \cdot 0,0154 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 110}{60} = 25,8 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{110(6)} = \alpha \cdot \frac{3F_{130} \cdot S^n \cdot \pi}{60} = \frac{3 \cdot 0,0133 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 110}{60} = 22,3 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

- при  $n = 100$ :

$$Q_{100(1)} = \alpha \cdot \frac{3F_{180} \cdot S^n \cdot \pi}{60} = \frac{3 \cdot 0,0254 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 100}{60} = 38,7 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{100(2)} = \alpha \cdot \frac{3F_{170} \cdot S^n \cdot \pi}{60} = \frac{3 \cdot 0,0227 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 100}{60} = 34,6 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{100(3)} = \alpha \cdot \frac{3F_{160} \cdot S^n \cdot \pi}{60} = \frac{3 \cdot 0,0201 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 100}{60} = 30,6 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{100(4)} = \alpha \cdot \frac{3F_{150} \cdot S^n \cdot \pi}{60} = \frac{3 \cdot 0,0177 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 100}{60} = 27 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{100(5)} = \alpha \cdot \frac{3F_{140} \cdot S^n \cdot \pi}{60} = \frac{3 \cdot 0,0154 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 100}{60} = 23,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{100(6)} = \alpha \cdot \frac{3F_{130} \cdot S^n \cdot \pi}{60} = \frac{3 \cdot 0,0133 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 100}{60} = 20,3 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

- при  $n = 90$ :

$$Q_{90(1)} = \alpha \cdot \frac{3F_{180} \cdot S^n \cdot \pi}{60} = \frac{3 \cdot 0,0254 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 90}{60} = 34,8 \cdot \frac{10^{-3} \text{ м}^3}{\text{с}};$$

$$Q_{90(2)} = \alpha \cdot \frac{3F_{170} \cdot S^n \cdot \pi}{60} = \frac{3 \cdot 0,0227 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 90}{60} = 31,1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{90(3)} = \alpha \cdot \frac{3F_{160} \cdot S^n \cdot \pi}{60} = \frac{3 \cdot 0,0201 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 90}{60} = 27,6 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{90(4)} = \alpha \cdot \frac{3F_{150} \cdot S^n \cdot \pi}{60} = \frac{3 \cdot 0,0177 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 90}{60} = 24,3 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{90(5)} = \alpha \cdot \frac{3F_{140} \cdot S^n \cdot \pi}{60} = \frac{3 \cdot 0,0154 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 90}{60} = 21,1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{90(6)} = \alpha \cdot \frac{3F_{130} \cdot S^n \cdot \pi}{60} = \frac{3 \cdot 0,0133 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 90}{60} = 18,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

- при  $n = 80$ :

$$Q_{80(1)} = \alpha \cdot \frac{3F_{180} \cdot S^n \cdot \pi}{60} = \frac{3 \cdot 0,0254 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 80}{60} = 31 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{80(2)} = \alpha \cdot \frac{3F_{170} \cdot S^n \cdot \pi}{60} = \frac{3 \cdot 0,0227 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 80}{60} = 27,7 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{80(3)} = \alpha \cdot \frac{3F_{160} \cdot S^n \cdot \pi}{60} = \frac{3 \cdot 0,0201 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 80}{60} = 24,5 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{80(4)} = \alpha \cdot \frac{3F_{150} \cdot S^n \cdot \pi}{60} = \frac{3 \cdot 0,0177 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 80}{60} = 21,6 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с};$$

$$Q_{80(5)} = \alpha \cdot \frac{3F_{140} \cdot S^{\eta \cdot \pi}}{60} = \frac{3 \cdot 0,0154 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 80}{60} = 18,8 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с};$$

$$Q_{80(6)} = \alpha \cdot \frac{3F_{130} \cdot S^{\eta \cdot \pi}}{60} = \frac{3 \cdot 0,0133 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2} \cdot 80}{60} = 16,2 \cdot \frac{10^{-3} \text{ м}^2}{\text{с}};$$

- при  $n = 1$ :

$$Q_{1(1)} = \alpha \cdot \frac{3F_{180} \cdot S^{\eta \cdot \pi}}{60} = \frac{3 \cdot 0,0254 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2}}{60} = 0,38 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с};$$

$$Q_{1(2)} = \alpha \cdot \frac{3F_{170} \cdot S^{\eta \cdot \pi}}{60} = \frac{3 \cdot 0,0227 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2}}{60} = 0,35 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с};$$

$$Q_{1(3)} = \alpha \cdot \frac{3F_{160} \cdot S^{\eta \cdot \pi}}{60} = \frac{3 \cdot 0,0201 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2}}{60} = 0,31 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с};$$

$$Q_{1(4)} = \alpha \cdot \frac{3F_{150} \cdot S^{\eta \cdot \pi}}{60} = \frac{3 \cdot 0,0177 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2}}{60} = 0,27 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с};$$

$$Q_{1(5)} = \alpha \cdot \frac{3F_{140} \cdot S^{\eta \cdot \pi}}{60} = \frac{3 \cdot 0,0154 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2}}{60} = 0,23 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с};$$

$$Q_{1(6)} = \alpha \cdot \frac{3F_{130} \cdot S^{\eta \cdot \pi}}{60} = \frac{3 \cdot 0,0133 \cdot 12 \cdot 2,54 \cdot 10^{-2}}{60} = 0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2/\text{с};$$

Результати розрахунків зводимо в таблицю 4.1.

Потужність двигуна:

$$N_{130(1)} = \frac{23,1 \cdot 50,3 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 1291 \text{ кВт};$$

$$N_{130(2)} = \frac{25,9 \cdot 45 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 1295 \text{ кВт};$$

$$N_{130(3)} = \frac{29,2 \cdot 4 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 1298 \text{ кВт};$$

$$N_{130(4)} = \frac{33,2 \cdot 35,1 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 1295 \text{ кВт};$$

$$N_{130(5)} = \frac{35 \cdot 30,5 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 1186 \text{ кВт};$$

$$N_{130(6)} = \frac{35 \cdot 26,4 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 1027 \text{ кВт};$$

$$\text{Середнє } N_{130} = \frac{1291 + 1295 + 1298 + 1295 + 1186 + 1027}{6} = 1232 \text{ кВт}$$

$$N_{120(1)} = \frac{23,1 \cdot 46,5 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 1194 \text{ кВт};$$

$$N_{120(2)} = \frac{25,9 \cdot 41,5 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 1194 \text{ кВт};$$

$$N_{120(3)} = \frac{29,2 \cdot 36,8 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 1194 \text{ кВт};$$

$$N_{120(4)} = \frac{33,2 \cdot 32,4 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 1195 \text{ кВт};$$

$$N_{120(5)} = \frac{35 \cdot 28,2 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 1097 \text{ кВт};$$

$$N_{120(6)} = \frac{35 \cdot 24,3 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 945 \text{ кВт};$$

$$\text{Средне } N_{120} = \frac{1194,3 + 1195 + 1097 + 0,945}{6} = 1136 \text{ кВт};$$

$$N_{110(1)} = \frac{23,1 \cdot 42,6 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 1093 \text{ кВт};$$

$$N_{110(2)} = \frac{25,9 \cdot 38,1 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 1096 \text{ кВт};$$

$$N_{110(3)} = \frac{29,2 \cdot 33,7 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 1093 \text{ кВт};$$

$$N_{110(4)} = \frac{33,2 \cdot 29,7 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 1096 \text{ кВт};$$

$$N_{110(5)} = \frac{35 \cdot 25,8 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 1003 \text{ кВт};$$

$$N_{110(6)} = \frac{35 \cdot 22,3 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 867 \text{ кВт};$$

$$\text{Средне } N_{110} = \frac{1093 \cdot 2 + 1096 \cdot 2 + 1003 + 0,867}{6} = 1041,3 \text{ кВт};$$

$$N_{100(1)} = \frac{23,1 \cdot 38,7 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 993 \text{ кВт};$$

$$N_{100(2)} = \frac{25,9 \cdot 34,6 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 995 \text{ кВт};$$

$$N_{100(3)} = \frac{29,2 \cdot 30,6 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 993 \text{ кВт};$$

$$N_{100(4)} = \frac{33,2 \cdot 27 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 996 \text{ кВт};$$

$$N_{100(5)} = \frac{35 \cdot 23,5 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 914 \text{ кВт};$$

$$N_{100(6)} = \frac{35 \cdot 20,3 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 789 \text{ кВт};$$

$$\text{Средне } N_{100} = \frac{993 \cdot 2 + 995 + 996 + 914 + 789}{6} = 947 \text{ кВт};$$

$$N_{90(1)} = \frac{23,1 \cdot 34,8 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 893 \text{ кВт};$$

$$N_{90(2)} = \frac{25,9 \cdot 31,1 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 895 \text{ кВт};$$

$$N_{90(3)} = \frac{29,2 \cdot 27,6 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 895 \text{ кВт};$$

$$N_{90(4)} = \frac{33,2 \cdot 24,3 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 896 \text{ кВт};$$

$$N_{90(5)} = \frac{35 \cdot 21,1 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 821 \text{ кВт};$$

$$N_{90(6)} = \frac{35 \cdot 18,2 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 708 \text{ кВт};$$

$$\text{Середнє } N_{90} = \frac{893 + 895 + 895 + 896 + 821 + 708}{6} = 851 \text{ кВт};$$

$$N_{80(1)} = \frac{23,1 \cdot 31 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 795,7 \text{ кВт};$$

$$N_{80(2)} = \frac{25,9 \cdot 27,7 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 797,1 \text{ кВт};$$

$$N_{80(3)} = \frac{29,2 \cdot 24,5 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 794,9 \text{ кВт};$$

$$N_{80(4)} = \frac{33,2 \cdot 21,6 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 796,8 \text{ кВт};$$

$$N_{80(5)} = \frac{35 \cdot 18,8 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 731,1 \text{ кВт};$$

$$N_{80(6)} = \frac{35 \cdot 16,2 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 630 \text{ кВт};$$

$$\text{Середнє } N_{80} = \frac{795,7 + 797,1 + 794,9 + 796,8 + 731,1 + 630}{6} = 757,6 \text{ кВт};$$

$$N_{1(1)} = \frac{23,1 \cdot 0,38 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 9,75 \text{ кВт};$$

$$N_{1(2)} = \frac{25,9 \cdot 0,35 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 10,1 \text{ кВт};$$

$$N_{1(3)} = \frac{29,2 \cdot 0,31 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 10,05 \text{ кВт};$$

$$N_{1(4)} = \frac{33,2 \cdot 0,27 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 9,96 \text{ кВт};$$

$$N_{1(5)} = \frac{35 \cdot 0,23 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 8,94 \text{ кВт};$$

$$N_{1(6)} = \frac{35 \cdot 0,02 \cdot 10^{-3}}{0,9} = 7,77 \text{ кВт};$$

$$\text{Середнє } N_1 = 9,43 \text{ кВт}.$$

Момент, що передається валом двигуна:

$$M_H = \frac{30 N_H}{\pi n} \quad (4.5)$$

$$M_{H130} = \frac{30 \cdot 1232 \cdot 10^3}{\pi \cdot 546,78} = 21516 \text{ Нм};$$

$$M_{H120} = \frac{30 \cdot 1136 \cdot 10^3}{\pi \cdot 504,72} = 21493 \text{ Нм};$$

$$M_{H110} = \frac{30 \cdot 1041,3 \cdot 10^3}{\pi \cdot 462,66} = 21492 \text{ Нм},$$

$$M_{H100} = \frac{30 \cdot 947 \cdot 10^3}{\pi \cdot 420,6} = 21500 \text{ Нм},$$

$$M_{H90} = \frac{30 \cdot 851 \cdot 10^3}{\pi \cdot 378,54} = 21468 \text{ Нм},$$

$$M_{H80} = \frac{30 \cdot 757,6 \cdot 10^3}{\pi \cdot 336,78} = 21481 \text{ Нм},$$

$$M_{H1} = \frac{30 \cdot 9,43 \cdot 10^3}{\pi \cdot 4,206} = 21410 \text{ Нм}.$$

Частота струму:

$$f_{130} = \frac{30 \cdot N_{130} P}{M_{H130} \cdot 60 \pi} = \frac{30 \cdot 1232 \cdot 10^3 \cdot 6}{21516 \cdot 60 \cdot 3,14} = 54,68 \text{ Гц},$$

$$f_{120} = \frac{30 \cdot N_{120} P}{M_{H120} \cdot 60 \pi} = \frac{30 \cdot 1136 \cdot 10^3 \cdot 6}{21493 \cdot 60 \cdot 3,14} = 50,47 \text{ Гц},$$

$$f_{110} = \frac{30 \cdot N_{110} P}{M_{H110} \cdot 60 \pi} = \frac{30 \cdot 1041 \cdot 10^3 \cdot 6}{21492 \cdot 60 \cdot 3,14} = 46,2 \text{ Гц},$$

$$f_{100} = \frac{30 \cdot N_{100} P}{M_{H100} \cdot 60 \pi} = \frac{30 \cdot 947 \cdot 10^3 \cdot 6}{21500 \cdot 60 \cdot 3,14} = 42 \text{ Гц},$$

$$f_{90} = \frac{30 \cdot N_{90} P}{M_{H90} \cdot 60 \pi} = \frac{30 \cdot 851 \cdot 10^3 \cdot 6}{21468 \cdot 60 \cdot 3,14} = 37,8 \text{ Гц},$$

$$f_{80} = \frac{30 \cdot N_{80} P}{M_{H80} \cdot 60 \pi} = \frac{30 \cdot 757,6 \cdot 10^3 \cdot 6}{21481 \cdot 60 \cdot 3,14} = 33,68 \text{ Гц},$$

$$f_1 = \frac{30 \cdot N_1 P}{M_{H1} \cdot 60 \pi} = \frac{30 \cdot 9,43 \cdot 10^3 \cdot 6}{21410 \cdot 60 \cdot 3,14} = 0,42 \text{ Гц}.$$

Дані розрахунків зводимо в таблицю 4.1.

Таблиця 4.1 – Робоча характеристика насоса 3NB-1600F

Число ходів	Частота струму, Гц	Потужність середня, кВт	Кількість обертів двигуна, $n_{дв}$	Діаметр циліндрової втулки, мм					
				Робочий тиск, МПа					
				Подача, м <sup>3</sup> /с					
				180	170	160	150	140	130
130	54,68	1232	546,78	0,0503	0,045	0,04	0,0351	0,0305	0,0264
120	50,47	1136	504,72	0,0465	0,0415	0,0368	0,0324	0,0282	0,0243
110	46,2	1041	462,66	0,0426	0,0381	0,0337	0,0297	0,0258	0,0223
100	42	947	420,6	0,0387	0,0346	0,0306	0,027	0,0235	0,0203
90	37,8	851	378,54	0,0348	0,0311	0,0276	0,0243	0,0211	0,0182
80	33,68	757	336,78	0,031	0,277	0,0245	0,0216	0,0188	0,0162
1	0,42	9,43	4,206	0,00038	0,00035	0,00031	0,00027	0,00023	0,0002

## 5. МОНТАЖ І ЕКСПЛУАТАЦІЯ ОБЛАДНАННЯ

### 5.1 Технологія монтажу обладнання

#### 5.1.1 Підготовчі роботи перед монтажем

Будівництво бурової починається після визначення місця закладки майбутньої свердловини спеціальною комісією, що складається з представників геологічної служби, підприємства-замовника та підрядчика, підприємств з електропостачання, дорожніх служб, вишкомонтажного цеху, гірничотехнічної та екологічної інспекцій, та пожежної охорони. Така комісія, представлена різнобічними спеціалістами, необхідна для того, щоб визначити найбільш економічні та успішні умови будівництва свердловини стосовно конкретної ділянки місцевості. Поверхня родовища зазвичай покрита ярами, горбами, водоймами тощо. На ній можуть бути залізниці, високовольтні лінії електропередач, житлові і промислові споруди. Будівництво бурової на пересіченій місцевості пов'язано з певними труднощами, так як при наявності ярів і крутих пагорбів потрібен великий обсяг земельних робіт для влаштування майданчика.

Траса для транспортування вишки та обладнання до точки будівництва також повинна відповідати певним вимогам, виконання яких при несприятливих умовах вимагає проведення додаткових робіт.

Крім того, при бурінні свердловини можливі пожежі, газові і нафтові викиди, обвалення вишки, утворення грифонів та інші ускладнення, при яких можуть частково або повністю зруйнуватися близько розташовані споруди і промислові об'єкти. Тому бурова установка повинна розташовуватися на безпечній відстані від житлових селищ, промислових підприємств, магістральних і залізних доріг і інших об'єктів. Проектний вибір свердловини повинен розташовуватися в певній точці, обґрунтованій науково, обумовленій схемою раціональної експлуатації продуктивного пласта.

Таким чином, при відведенні місця будівництва бурової установки слід

враховувати рельєф місцевості з тим, щоб обсяг будівельно-монтажних робіт, а отже, і можливість виникнення нещасних випадків були найменшими, і разом з тим необхідно, щоб вибій майбутньої свердловини розташовувався у визначеному місці, наміченому геологічною службою.

Залежно від типу бурової установки загальна площа будівельного майданчика складає 2000-5000 м<sup>2</sup>. Площадка повинна бути спланована, очищена від надземних, наземних та підземних комунікацій, дерев, пеньків, чагарників, рослинного шару, валунів, каменів і горбів, залишок будівель. Яри, западини, траншеї, ями, виямки та рови повинні бути засипані. Родючий шар ґрунту знімається з усієї площі майданчика, складається у вигляді відвалів і обвалувань і використовується в подальшому для рекультивації. Глибина зняття родючого шару узгоджується з землевласниками або землекористувачами та органами державного нагляду за використанням земельних ресурсів, але не більше 0,6м.

Розчищення ділянки слід починати з переднього краю з тим, щоб наступні проходи бульдозерів проводилися вже раніше очищеною і спланованою смугою. Бульдозери слід застосовувати також і для засипки нерівностей майданчика та зрізання горбів.

### 5.1.2 Влаштування основ і фундаментів під обладнання і їх опис

При розбиванні фундаментів на майданчику визначають їх конфігурацію і розміри згідно з кресленнями для виконання земляних робіт і облаштування фундаментів. Для цього спочатку знаходять осі бурової: повздовжню і поперечну.

Повздовжня вісь бурової проходить через центр свердловини у напрямі приймального моста (по його осі), а поперечна – через центр свердловини перпендикулярно до повздовжньої.

Напрямок приймального моста визначають, виходячи з переважаючого напрямку вітрів для даної місцевості, враховуючи, щоб:

- вітрове навантаження від переважаючих вітрів діє на одну грань болтової вишки або в площині ніг шоглової;
- продукти згорання ДВЗ не задувало переважаючими вітрами в приміщення бурової та інші приміщення, а зносило вбік.

При будівництві бурових свердловин проектною є горизонтальна поверхня, тобто майданчик під бурову установку проектується горизонтальним. Проектування горизонтального майданчика виконується з дотриманням балансу земляних робіт: об'єми насипів і виїмок ґрунту повинні бути рівними. Отже, з погляду економічної вигоди, майданчик під бурову установку слід за можливості вибирати на місцевості з рівним рельєфом. Якщо цього забезпечити не вдасться, проводиться нівеляція площадки – ще один вид геодезичних вимірювань, в результаті яких визначають різниці висот точок земної поверхні, а потім висоти цих точок над прийнятою відліковою поверхнею. При цьому проводиться вивчення форм рельєфу, визначення різниці висот окремих точок при проектуванні, будівництві і експлуатації різних інженерних споруд, у тому числі і фундаментів бурового устаткування.

Влаштування основи під силові приводи. Більшість основ являють собою просторову металоконструкцію, яка складається з окремих зварних просторових і плоских ферм, балок, рам і зв'язків. При першому монтажі бурової установки ферми і секції збирають в єдині крупноблочні основи і комплектують блоки обладнання. Основи виготовляють з профільного прокату (швелерів, двотаврів, кутників), листової сталі і труб. Профільний прокат і труби – основні матеріали в конструкції ферм, рам, зв'язків. Всі основні несучі вузли збирають в єдині основи окремих блоків за допомогою різних кріпильних елементів. Крім болтових з'єднань для цієї мети використовують пальцеві і спеціальні швидкороз'ємні з'єднання на хомутах. Ці вузли по своїй міцності забезпечують високу надійність закріплень так як при транспортуванні блоків вони сприймають значні навантаження і володіють доброю монтажездатністю. Основи обладнання встановлюють на фундаменти, які повинні забезпечувати рівномірну роботу всієї бурової установки, сприймаючи вібрації і перевертаючи

### 5.1.3 Монтаж бурового і силового обладнання

Важливе значення в скороченні термінів будівництва має раціональне розміщення на майданчику будівництва перед його початком устаткування, матеріалів, засобів механізації, інструментів і пристосувань з тим, щоб з одного боку, не допустити зайвих переїздів механізмів, перетягуючи устаткування і переходів робітників в процесі монтажу, а з іншого боку – не створювати стиснених умов проведення робіт.

Устаткування і блоки повинні знаходитися на можливо близькій відстані від місця монтажу або їх установки; відстань між елементами устаткування (конструкціями, матеріалами) мають бути достатні для проїзду і маневрування різних механізмів і засобів транспорту, використовуваних в роботі; устаткування і конструкції, що встановлюються безпосередньо на землі, а не на спеціально споруджених основі або фундаментах, за можливості вивантажуються з транспорту і встановлюються відразу на місці монтажу; будовий камінь, пісок і цемент вивантажуються поблизу місць спорудження фундаменту.

Забезпечення бурових установок, що будуються, матеріалами, вузлами і деталями здійснюється за системою планово-попереджувального забезпечення відповідно до мережевого графіка будівництва і монтажу.

Кількість потрібних матеріалів і деталей встановлюється відповідно до норм витрати і обліку використання поворотної частини матеріалів, що заносяться в лімітну карту. Додаткові і оперативні заявки на матеріали і техніку подаються бригадиром бригади в добовому рапорті, проводяться через інженерно-диспетчерську службу і виконуються відповідними службами бази виробничого обслуговування.

Для нормальної безперервної праці монтажної бригади до початку монтажних робіт на нову точку слід доставити 70-80% будівельних і

технологічних матеріалів, також все устаткування і вузли.

Матеріали, необхідні для монтажної бригади при спорудженні даної бурової, завозять відповідно до технологічної послідовності виконання робіт і затвердженим графіком з таким розрахунком, щоб насамперед були доставлені матеріали, які потрібні на початку монтажних робіт. Об'єм завезення кожного виду матеріалів визначається з урахуванням монтажної схеми й типу бурової установки.

Решта 20-30% матеріалів доставляють на робочий майданчик в процесі монтажних робіт. Терміни завезення встановлюються і контролюються виконробом.

Монтаж обладнання бурових установок з груповим електричним приводом, кінематично пов'язаним з лебідкою, ротором та окремо розташованими насосами, здійснюється в наступному порядку. В першу чергу монтують основи, вишку, ротор, лебідку або вишково-лебідковий блок, а потім груповий привід, приймальні та запасні ємності. Паралельно можна проводити монтаж насосного блоку. Після цього виконують обв'язку насосів та інших комунікацій, будівництво або збирання бурових укриттів, монтаж циркуляційної системи, механізмів очищення і приготування бурового розчину. Збирати бурові вишки можна одночасно з монтажем обладнання. При дрібноблочному способі монтажу бурових установок блоки монтують також по чергово.

Монтаж ротора відбувається по центру вишкової основи на двох підроторних балках. Сучасні конструкції основ вишково-лебідкового блоку комплектуються підроторними балками, які визначають місце встановлення ротора. На основу ротор піднімається при допомозі крана, а на підроторні балки при допомозі талевої системи або тросу, який перекинутий через ролик козлової частини вишки. Монтують ротор після встановлення шахтового напрямлення. Відстань від нижньої площини ротора до торця шахтового напрямлення повинно бути не менше 400 мм. Правильність монтажу ротора перевіряється по точці перетину шнурів, які натягнуті по діагоналях ніг вишки. Вертикальна вісь ротора повинна співпадати з шнуром, який опущений з точки

перетину інших шнурів. В горизонтальній площині ротор перевіряють по рівню.

Лебідку монтують на основах вишково-лебідкового блоку на рівні підлоги бурової. На основу лебідку встановлюють при допомозі кранів КП-25М або КП-40. Лебідку встановлюють чітко по заданих у кресленнях координатах при ньому основна база – центр вишкової основи, який є центром ротора, а також довдовжні та поперечні осі барабана лебідки. Для бурових установок з ланцюговим приводом ротора від лебідки місце встановлення лебідки визначають по відстані від центра ротора до середньої площини між зубами ланцюгового колеса привідного вала. Лебідку встановлюють так, щоб ланцюгове колесо, яке передає обертання ротору, знаходилося в тій же площині.

Після монтажу лебідки та ротора на ланцюгові колеса надівається ланцюг і передача закривається металевим щитом.

Коробки передач лебідок монтують після встановлення і закріплення лебідок.

За планом бурової установки і загальному вигляду проводять монтаж жолобів для кабелів і трубопроводів. З'єднують лінії різних систем, відповідно до керівництва по експлуатації електросистеми встановити кабелі та приводу.

Монтаж насосного агрегату. Максимальна горизонтальна різниця висот основи не повинне перевищувати 20 мм по вимірюванню нівеліром. Прилягання основи насоса і фундаменту повинно бути надійне і при роботі не повинно бути вібрацій.

Механізм бурового насоса (блок бурового насоса) складається з бурового насоса, приводного пристрою, всмоктувальної системи, нагнітальної системи, які встановлені на одну основу і транспортований одним модулем.

Спочатку слід провести монтаж бурового насоса. Потім, ретельно закріпити сполучну основу на станині насоса. Далі, закріпити ротор основного електродвигуна на вал-шестерню з допомогою затискного конуса, наприкінці закріпити статор основного електродвигуна з сполучною основою,

відрегулювати за допомогою регулювальних пластин зазор між підшвою опорного кронштейна і основою основного електродвигуна, закріпити болтами і змонтувати вентилятор, маніфольд скидання тиску тощо. Вимоги до монтажу:

- похибка співвісності між статором основного електродвигуна і ротором становить 0,12мм;
- допустиме зміщення між статором основного електродвигуна і торцевою частиною залізного сердечника ротора становить  $\pm 0,5$ мм;

З'єднати основний електродвигун, вентилятор і кабелі електродвигуна насоса і залити масло в буровий насос.

Циркуляційну (жолобову) систему монтують з нахилом в сторону руху розчину 1:100 – 1:150. З устям свердловини жолобова система з'єднується трубою або жолобом меншого перерізу і з більшим нахилом для збільшення швидкості руху розчину і зменшення в цьому місці випадання шламу.

Блок очищення при монтажі із змонтованими на заводі вузлами, встановлюють на окремому фундаменті або на крупноблочній основі. Потім згідно маркування монтують площадки обслуговування із загорожами, каркаси, укриття і з'єднують секції трубопроводів.

Приймальний блок при монтажі з'єднують з проміжним блоком із всмоктуючими трубопроводами насосів.

Вібросита при монтажі встановлюють на блоці очистки циркуляційної системи над ємністю і кріплять болтами. Відхилення станини від горизонтального положення допускається не більше 5 мм. Навколо вібросита монтують площадку з огорожею шириною не менше 0.75 м. Приймальний патрубок (жолоб) вібросита з'єднують трубою з устям свердловини.

При монтажі пісковідділювачів і муловідділювачів їх встановлюють на блоці очищення або на проміжному блоці циркуляційної системи і кріплять болтами.

Глиномішалку монтують на блочній основі разом з приводом і укриттям на початку жолобової системи. Фрезерно-струменевий млин монтується біля циркуляційної системи. Гідрозмішувач монтують на вирівняній площадці по

рівню на брусах біля запасних ємностей, поближче до насосів. БПР монтують біля прийомного блока або ємностей проміжного блока циркуляційної системи. БПР встановлюють на фундамент по рівню.

## 5.2 Експлуатація і технічне обслуговування обладнання

5.2.1 Порядок здавання в експлуатацію бурової установки після монтажу і необхідна документація.

Змонтовану бурову установку здають в експлуатацію тільки після її приймання комісією, яка призначається наказом по підприємству. В склад комісії входять: начальник районної інженерно-технічної служби, головний механік, головний енергетик, начальник вишкомонтажного цеху, виконроб і бригадир, буровий майстер, інженер по техніці безпеки. В роботі комісії приймає участь представник державних органів охорони праці.

Приймальна комісія перевіряє:

- 1) готовність до пуску і допоміжних виконавчих механізмів та їх приводів;
- 2) комплектність бурової установки, технічний стан обладнання, талевого канату, приймального містка, циркуляційної системи;
- 3) наявність і стан захисних огорож рухомих частин механізмів, драбин, площадок, контрольно-вимірювальних приладів, пристроїв та пристосувань для механізації і автоматизації спускопідіймальних операцій, струмоведучих частин, пускової апаратури та іншого обладнання, заземлення і освітлення бурової;
- 4) стан під'їзних шляхів і території навколо бурової;
- 5) наявність актів про випробування пневмосистеми, насосів, маніфольду, протизатягувача і іншої документації.
- 6) Всі виявлені недоліки при перевірці і прийманні бурової до пуску її в експлуатацію усуває вишкомонтажна бригада.

Перед початком буріння буровий майстер повинен мати такі документи:

1) акт про закладення свердловини;

2) геолого-технічний наряд;

3) затверджену схему розташування бурового та силового обладнання;

4) паспорти на бурову вишку, бурове і силове обладнання, талевий канат і бурильні труби, контрольно-вимірювальні прилади (ємності, які працюють під тиском і підлягають реєстрації в Держнаглядохоронпраці”;

5) акт опресування нагнітальної лінії бурових насосів;

6) акт перевірки стану і відповідності нормативам опору заземлення електрообладнання і пускових пристроїв;

7) акт випробування обмежувача підйому талевого блока під кронблок;

8) акт на кріплення і центрування вишки;

9) акт на випробування вишки.

З цими документами повинні бути ознайомлені всі члени бурової бригади.

Документи передаються комісії по прийманню бурової. Комісія складає акт про введення в експлуатацію бурової установки, в якому представник державних органів охорони праці дає свій висновок (дозвіл на пуск). Пускова документація повинна зберігатися на буровій.

У випадку неявки представника державного органу охорони праці комісія має право дозволити буріння свердловини, оформивши акт про введення в експлуатацію бурової установки.

5.2.2 Експлуатація силових приводів

Під час експлуатації необхідно стежити за тим, щоб, елементи металоконструкцій блоків були міцно і жорстко сполучені між собою, а агрегати, встановлювані на блоках і блокових основах або балках, закладених у фундамент, були міцно і жорстко укріплені на балках.

Необхідно пам'ятати, що силові агрегати, трансмісії, що мають загалом невірні важені рухомі маси, викликають вібрацію, яка унаслідок неякісно

виконаних кріплень збільшується і може виходити за допустимі норми, створюючи несприятливі умови для роботи обслуговуючого персоналу і знижуючи роботоздатність механізмів. Крім того, підвищена вібрація підвищує напруженість, що також шкідливо впливає на обслуговуючий персонал і знижує працездатність бурових бригад. При підвищеній вібрації необхідно знайти причини, що її викликають і усунути їх.

При підготовці до пуску після монтажу дизель після першого пуску повинен пройти 2-годинну обкатку при 50% навантаження і 60-годинну при навантаженні 75% номінальній потужності. Перший пуск проводять з особливою ретельністю. Перед пуском:

- перевірити центрування дизеля з агрегатом, що приводиться;
- перевірити надійність кріплення навісних агрегатів дизеля і кріплення дизеля до підмоторної рами;
- створити маслопрокачуючим насосом тиск масла в головній магістралі;
- випустити повітря з системи живлення.

Після кожної зміни масла або якщо двигун не працював понад 5 днів, щоб забезпечити належну подачу масла в двигун по усій системі відключають дріт від клеми електромагнітного клапана паливного насоса, провертають колінчастий вал двигуна від стартера до тих пір, поки не з'являться свідчення тиску масла на масляному манометрі або доки не згасне контрольна лампа тиску масла, підключають дріт живлення до клеми електромагнітного клапана паливного насоса і запускають двигун.

Забороняється експлуатація дизельних двигунів в місцях, де є або можуть бути займісті пари. Такі пари можуть засмоктуватися в двигун через систему впуску і привести до неконтрольованого набору оборотів вище за допустимий рівень, що може викликати пожежу, вибух і завдати великих збитків.

Запуск двигуна в нормальних умовах експлуатації (вище 0°C) проводиться в такому порядку:

- відключають від двигуна приводний механізм або переводять коробку передач, якщо вона є, в нейтральне положення;

– запускають двигун, причому механізм управління подачею палива повинен знаходитися в положенні малих оборотів холостого ходу. Для двигунів, оснащених пневмостартером, тиск повітря в системі повинен складати не менше 480кПа. Для уникнення виходу з ладу стартера не допускається його робота понад 30 секунд. Після кожної невдалої спроби запуску роблять перерву впродовж 2-х хвилин (для двигунів, оснащених електричним стартером). Якщо стартер не розкручує колінчастий вал до необхідної для пуску частоти обертання (150-200 об/хв), перевірити ступінь зарядженої акумуляторних батарей. Якщо після трьох-чотирьох спроб дизель не запускається, перевіряють готовність його до пуску, усунувши несправність;

– значення тиску масла в двигуні повинні з'явитися на вимірювальному приладі впродовж 15 секунд після запуску. Якщо прилад не реєструє тиск масла впродовж вказаних 15 секунд, то для запобігання виходу з ладу двигуна його негайно слід запинити; перевірити щупом рівень масла в масляному піддоні;

– перед подачею навантаження на двигун необхідно дати йому попрацювати на холостому ходу впродовж 3-5 хвилин при частоті обертання приблизно 1000 об/хв., поки температура охолоджувальної рідини, на виході не досягне 50 °С, масла 40 °С.;

– при запуску холодного двигуна обороти слід збільшувати повільно і поступово, щоб забезпечити повноцінне мащення підшипників і стабілізувати тиск масла в системі;

– не допускається робота двигуна на малих оборотах холостого ходу впродовж тривалого часу. Тривала робота на малих оборотах (понад 10 хвилин) може завдати шкоди двигуну, оскільки в цьому випадку температура в камері згорання падає настільки низько, що паливо починає згорати не повністю. Це веде до коксування і обсмолювання отворів розпилювачів форсунок і поршневих кілець і може викликати залипання або заїдання клапанів. При занадто сильному зниженні температури охолоджуючої рідини (до 60°С) рідкі фракції палива змиватимуть масло із стінок циліндрів і розріджуватимуть масло

в масляному піддоні; як наслідок, усі деталі двигуна, що обертаються, не отримують достатньої кількості повноцінного мащення.

Різка зупинка дизеля, що працює під навантаженням, може викликати місцеві перегріву, які приводять до аварії. Перед зупинкою двигуна після роботи з повним навантаженням, плавно зменшують частоту обертання колінчастого валу до холостого ходу і дають попрацювати до того часу, поки температура охолоджувальної рідини на виході не знизиться до 50-55°C (протягом 3-5 хвилин). Це забезпечить поступове та рівномірне охолодження поршнів, гільз циліндрів, підшипників, а також деталей турбонагнітача. Переводять пусковий вмикач в положення OFF (викл.). Після зупинки дизеля закривають запірний кран паливного бака і вимикають акумуляторні батареї.

Ознаки змін в роботі, на які слід звертати увагу:

- пропуски спалахів;
- підвищена вібрація;
- поява незвичайних шумів;
- раптові зміни температури і тиску;
- надмірне димлення;
- втрата потужності;
- збільшення витрати масла
- підвищена витрата палива;
- підтікання палива, масла чи охолоджуючої рідини.

При виникненні перегрівання двигуна слід зменшити вихідну потужність, перейти на знижену передачу або виконати обидві умови до тих пір, поки температура двигуна не знизиться до нормальних параметрів. Якщо при цьому температура двигуна не знизиться до норми, слід зупинити двигун.

Змінювати режим роботи дизеля слід плавно.

Під зимовою експлуатацією мається на увазі робота дизеля при температурі навколишнього повітря нижче 0°C. Труднощі експлуатації в цих умовах виникають через пуск холодного дизеля, оскільки при низькій

температурі масло загусає, і прокручування колінчастого валу дизеля стає утрудненим. Масло, що загусло, погано поступає до деталей дизеля, що труться, що різко збільшує їх знос або приводить до аварії. Виникає також небезпека руйнування системи охолодження дизеля.

Пуск дизеля в зимовий час вимагає особливої уваги. Холодні стінки гільз, поршні і головки блоків циліндрів поглинають велику кількість тепла, що утворюється в циліндрах при стискуванні повітря, що погіршує займання палива, що уприскується і викликає обсмолення камер згорання і деталей поршневої групи.

Запуск двигуна в холодну пору року проводять із застосуванням пускової рідини і механічного або електромеханічного дозуючого пристрою:

- дросель повинен стояти в положенні малих оборотів холостого ходу;
- відключають приводний механізм або переводять коробку передач, якщо вона встановлена, в нейтральне положення;
- встановіть пусковий ключ в положення ON (ВКЛ.), щоб подати електроживлення на відкриття відсічного клапана паливного насоса;
- при повертанні колінчастого валу двигуна від стартера упорскують дозовану кількість пускової рідини. Використання пускової рідини без дозатора не рекомендується.

Зупинку дизеля проводять після поступового зниження температури охолоджувальної рідини на виході до 50-55 °С. При тривалій зупинці дизеля, якщо система охолодження заправлена водою, її зливають. Воду зливають тільки після зниження температури до 45-50 °С.

Після зливу води при відкритому зливному крані повертають кілька разів колінчастий вал дизеля без подачі палива для видалення залишків води, після чого пропускають через систему 3-5 л антифризу або низькозамерзаючої суміші для запобігання можливому примерзанню крильчатки до корпусу водяного насоса.

Для забезпечення максимального ресурсу двигуна щодня проводять ретельний огляд до його запуску. Звертають увагу на витоки масла і

охолоджуючої рідини, ослаблені болти і з'єднання і скупчення бруду, протирають всі кришки і пробки перед обслуговуванням для зменшення небезпеки засмічення системи.

Оглядають:

- серцевину радіатора на витоки і скупчення бруду;
- кріплення всіх агрегатів двигуна, двигуна та агрегата, що приводиться до рами, стан амортизаторів, з'єднання тяг і важелів управління;
- шланги та трубопроводи радіатора, повітрязабірної системи, системи паливоподачі та мащення на тріщини і ослаблення хомутів;
- паси приводу вентилятора і допоміжних пристроїв на тріщини, розриви і інші пошкодження;
- проводку двигуна і пучок електричного управління на ослаблення з'єднань і потертість дротів, електрозаземлення на надійність з'єднань;
- ступінь зарядженості акумуляторних батарей, яка повинна складати не менше 24В;
- огорожі;
- фільтр очистки повітря.

З'ясовують причини будь-якого незвичайного шуму. Перед проведенням ремонту двигун повинен бути вимкнений без можливості запуску.

Перевіряють рівень охолоджувальної рідини при зупиненому і холодному двигуні; оглядають заливну кришку радіатора.

Кожні 250 годин (6 місяців експлуатації):

- заміна масла і масляного фільтру (фільтрів);
- обслуговування сапуна картера;
- очищення або заміна паливного фільтру тонкого очищення та прокачування паливної системи;
- огляд і перевірка радіатора, перевірка концентрації антикорозійної присадки, заміна фільтра охолоджувальної рідини (за наявності);
- обслуговування паливного бака;
- перевірка стану і регулювання пасів приводу генератора і вентилятора.

- Кожні 1500 годин (1000 годин Caterpillar) додатково (1 рік експлуатації):
- регулювання клапанів і форсунок;
- огляд всіх шлангів на витіки через тріщини і розм'якшення;
- огляд і перевірка устаткування захисту двигуна;
- огляд і перевірка акумуляторних батарей;
- Кожні 3000 годин додатково (Caterpillar):
- зливання, очищення і заміна охолоджувальної рідини;
- огляд і перевірка турбонагнітача;
- перевірка і регулювання траверси, зазорів клапанів і обертачів клапанів;
- перевірка і регулювання регулятора паливного коефіцієнта, робочої точки і оборотів холостого ходу.
- Кожні 6000 (5000 годин Caterpillar) годин додатково (2 роки експлуатації):
- калібрування паливного двигуна;
- калібрування або заміна паливних форсунок;
- промивання системи охолодження і заміна антифризу
- огляд, ремонт або заміна водяного насоса, турбонагнітача, приводу вентилятора, генератора і стартера.

### 5.3 Охорона праці при експлуатації та ремонті обладнання

5.3.1 Аналіз шкідливих та небезпечних факторів, що можуть виникати при монтажу та експлуатації силового приводу

Правила експлуатації:

- Проводити контроль за станом силового приводу бурової установки
- До управління силовим приводом і її технічного обслуговування повинні проводити тільки оператори, які пройшли спеціальне навчання і мають посвідчення на право обслуговування
- Навчений та має відповідне посвідчення оператор повинен:
- при експлуатації силового приводу мати при собі посвідчення на право

керування;

– знати будову, технічні характеристики і Керівництво по експлуатації;

установки;

– знати асортимент робочих рідин і мастильних матеріалів, що застосовуються на установці;

– спостерігати за станом агрегатів і механізмів та своєчасно усувати виявлені несправності;

виявлені несправності;

### 5.3. 2 Заходи безпеки при монтажу та експлуатації обладнання силових приводів

Обслуговуючий двигун технічний персонал повинен пройти спеціальний інструктаж з техніки безпеки, ознайомитися з відповідними інструкціями, розробленими стосовно до конкретних умов для кожного типу установки.

Місце, де проводиться обслуговування двигуна, має всім санітарно-технічним нормам, мати необхідне обладнання, контрольно-вимірювальні прилади і засоби зв'язку. Останні використовують для інформації про стан двигуна, вирішення нагальних питань під час роботи і отримання відповідних вказівок.

Серед обслуговуючого персоналу необхідно забезпечувати чітке розділення праці відповідно до кваліфікації і здібностями осіб, які обслуговують двигун.

Порядок і чистота в машинному приміщенні не тільки показники високої культури обслуговування, а й найнеобхідніші умови роботи сучасних ДВС.

Обтиральний матеріал повинен зберігатися в спеціально підготовлених щільно закриваються ящиках, інструмент і пристосування в шафах, футлярах, на стелажах.

Техніка безпеки вимагає, щоб машинне приміщення мало не менше двох

виходів; двері повинні відкриватися з приміщення.

По противопожежних нормах розміщення в машинному приміщенні витратних баків палива та масла, різних відстійників і фільтрів допускається тільки в разі, якщо їх сумарна ємність не перевищує 5 м. Існують також певні норми розташування елементів паливної та масляної системи щодо випускного трубопроводу. Всі ділянки трубопроводу палива (особливо для легкого палива) повинні представляти собою єдину електричну ланцюг із заземленням щоб уникнути розрядів статичної електрики, що утворюється при протіканні по трубах нафтопродуктів. Протипожежне майно повинно розташовуватися на спеціальних щитах, встановлених на видних і доступних місцях.

Тривале перебування людини в зоні дії шуму від ДВС може викликати захворювання центральної нервової системи. Шумопоглинаючі пристрої установок з ДВС повинні забезпечувати на відстані 100-300 м від установки рівень шуму не більше 70 дБ. Гранично допустимі значення рівня шуму безпосередньо у двигуна або пульта (по силі звуку, гучності, частотам) визначають в кожному окремому випадку розрахунком. Глушіння шуму досягають за допомогою глушників на випускному і всмоктуючому тактах, облицювання окремих приміщень звукопоглинальними матеріалами, винесення пульта керування в звукоізолювану кабінку, застосування амортизаторів.

Вентиляційні пристрої повинні видаляти продукти згорання, пари палива і масел. Для встановлення якості повітряного середовища в машинному приміщенні періодично проводять аналіз повітря; гранично допустиме концентрація окису вуглецю становить 0,2 мг / м. Температура повітря в помешченні в холодну пору року повинна бути 15-25 °С, в літній нижчою від температури зовнішнього повітря більш ніж на 10 °С.

Освітлення вважається достатньою, якщо вона становить 60-80 лк; освітлення повинно бути рівномірним. Освітлювальне та силове електрообладнання виконується за погодженням з органами пожежного нагляду в захищеному, закритому або вибухонебезпечному виконаннях.

Техніка безпеки вимагає також, щоб на двигунах були огорожі

майданчиків, трапів і маховиків. Перила повинні бути висотою не менше 1 м; В майданчики, розташовані на висоті більше 1,5 м, повинні мати суцільну огорожу.

Поблизу від пультів управління необхідно розвісити схеми систем, які обслуговують двигун. На них необхідно показати різні варіанти перемикачів трубопроводів.

На видному місці повинні бути вивішені інструкції з обслуговування і техніки безпеки, а також щодо забезпечення протипожежних заходів.

Кількість обслуговуючого персоналу, штатний розклад, розподіл обов'язків і порядок підпорядкованості устанавлюються в залежності від потужності установки і її призначення.

### 5.3.3 Заходи з дотримання вимог з гігієни праці та виробничої санітарії при експлуатації силових приводів

З метою запобігання або мінімізації впливу небезпечних виробничих факторів на працівників підприємства, роботодавець забезпечує їх ЗІЗ.

Засоби індивідуального захисту які потрібні при експлуатації силових:

– приводів;

– спецодяг;

– спецвзуття;

– засоби захисту голови, рук, обличчя, органів слуху, очей;

Територія не тільки вимогам виробництва, і усім санітарним вимогам.

Вона повинна бути огороженою, рівною, мати гарне освітлення, завжди бути чистою і мати каналізацію, хороші під'їдні шляхи, проїзди і проходи.

Промислові будівлі повинні мати виробничі площі та допоміжні приміщення, які відповідають санітарним нормам. Виробничі приміщення повинні мати гарне освітлення, вентиляцію, яка відповідає нормам даного виробництва. Підлога, стіни і стелі приміщення повинні забезпечувати надійний захист від холоду і вологості. Підлога повинна бути рівною,

неслизькою і зручною для її чистки.

Виробничі приміщення повинні мати додаткові приміщення (битові кімнати): гардеробні, умивальники та душові, кімнати для просушування одягу і так далі. Для своєчасного надання першої допомоги постраждалим і хворим, а також для проведення санітарно-гігієнічних робіт на підприємстві організовують мед пункти.

#### 5.3.4 Охорона навколишнього середовища при експлуатації ДВЗ

Охорона навколишнього середовища при розробці нафтових і газових родовищ проводиться в напрямку запобігання поверхневих і підземних прісних вод від забруднення нафтою, солоним водами, поверхневоактивними нафтяними газами, сірководнем. Охорона прісних вод, особливо верхньої частини розрізу (зона активного водообміну), має велике соціальне і економічне значення.

Поверхневі води забруднюються при прямому скиданні зазначених вище забруднювачів і їх стоці з території родовища в річки і водоймища, підземні води – через порушення в свердловині або при фільтрації забруднювачів охоронні заходи повинні бути спрямовані на: припинення скидання промислових стічних вод в поверхневі водостоки; ліквідацію земляних амбарів – сховищ забруднених вод і відпрацьованого бурового розчину; своєчасне усунення з поверхні проривів і витоків з нафтопромислових споруд, систем збору, підготовки і транспорту нафти, промислових вод, використовуваних для заводнення. Ефективним є перехід на герметизовану систему збору та транспорту нафти і промислових стічних вод і на замкнутий цикл водоспоживання, коли вся пластова вода після її обов'язкової очищення використовується для заводнення нафтового пласта. Цим досягаються зниження корозійної активності пластової води, а також значна економія прісної води, яка повинна максимально виключатися з виробничих процесів.

Одне з основних заходів, починаючи з періоду прогресуючого

обводнення родовища, боротьба з корозійним руйнуванням нафтопромислових споруд та обладнання. З цією метою слід широко використовувати антикорозійні покриття, інгібітори і інших. Для своєчасного виявлення і усунення зруйнованих корозією колон свердловин необхідно приділяти велику увагу періодичному контролю їх технічного стану за допомогою методів промислової геофізики.

Із застосуванням нових методів розробки (закачування кислот, лугу, хімічних реагентів, ПАР, полімерів) забруднення поверхневих і підземних вод стає особливо небезпечним. Заходи з охорони навколишнього середовища в цьому випадку повинні бути посилені рекомендується закачування даних реагентів тільки в нові, спеціально обладнані для цих цілей нагнітальні скважини, приймаються суворі заходи до недопущення їх проливів на поверхню землі.

Охорона навколишнього середовища на родовищі нафти або газу протягом всього терміну його розробки повинна супроводжуватися регулярними спостереженнями за зміною гідрогеологічних умов поверхневих і підземних прісних вод по контрольним пунктам на річках, водоймах, болотах, в колодязях, рудниках, в артезіанських свердловинах та інших.

## ВИСНОВКИ

Метою даної магістерської роботи є запровадження енергоефективності та сучасних технологій електроприводів в установках типу НБО-4Е. Це реалізується комплексним рішенням реконструкції системи електропостачання бурового верстату НБО-4Е із можливістю розширення приєднання до системи Модернізації бурової споживачів бурової установки.

Загальна компоновка системи Модернізації бурової установки модульного типу і придатна для транспортування на стандартних трейлерах-напівпричіпах.

Модернізація забезпечує експлуатацію обладнання установки в діапазоні температур навколишнього повітря від  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $+45\text{ }^{\circ}\text{C}$  на родовищах з вмістом об'ємної кількості вуглекислого газу і сірководню в пластовому флюїді до 6%.

Модернізована бурова установка відповідає вимогам прийнятих технічних регламентів і НПАОП 11.1-1.01-08. Правила безпеки у нафтогазодобувній промисловості України, Міжгалузевим правилам з охорони праці (правил безпеки) при експлуатації електроустановок, а також міжгалузевим і галузевим правилам безпеки, технічним регламентам, які можна застосувати для даного виду обладнання.

Конструкції та розміщення системи Модернізації та усіх складових модернізації бурової установки Уралмаш 4Е відповідають технічним умовам Рекомендованій Практиці API RP 500 та API RP 505 Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone 0, Zone 1, and Zone 2.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Бедрій Я. І. Охорона праці : Навчальний посібник. Львів : ПТВФ Афіша, 1997. 258 с.
2. Бойко В. С. Підземний ремонт свердловин : підручник для вищих навчальних закладів; у 4-х частинах. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2002. Частина 1. 165 с.
3. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. Київ : Міжнародна економічна фундація, 2008. 488 с.
4. Бойко В. С. Довідник з нафтогазової справи / За загальною редакцією докторів технічних наук В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. Львів, 1996. 620 с.
5. Бойко В. С., Ясюк В. М., Іванов С. І. Дослідження процесу руху піску у фільтровій зоні свердловини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2004. № 3 (12). С. 51–54.
6. Войтенко В. С. Технологія і техніка буріння: узагальнююча довідникова книга. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.
7. Гандзюк М. П. Основи охорони праці. Київ : Основа, 2000. 318 с.
8. Економіка підприємства: навч. посіб. / Я. С. Витвицький та ін. Івано-Франківськ : ІМЕ, 2002. 318 с.
9. Жидецький В. Ц. Практикум з охорони праці: навчальний посібник / Жидецький В. Ц., Джигирей В. С., Сторожук В. М. – Львів: Афіша, 2000. – 352 с.
10. Закон України «Про охорону навколишнього природного середовища». Закон від 25.06.1991 № 1264 – XII.
11. Злобін Ю. А. Основи екології : підручник. Київ : Лібра, 1998. 216 с.
12. Ісаєв І. А. Види негативного впливу на навколишнє середовище та заходи з охорони навколишнього середовища при будівництві (бурінні) нафтогазоконденсатних свердловин. *Молодий вчений*. 2014. № 10. С. 112–116.

13. Іщенко І. І. Оцінка економічної ефективності виробництва і затрат: Навч. посіб. / Іщенко І. І., Терещенко С. П. – К.: Вища шк., 1991.–173 с.
14. Костриба І. В. Основи конструювання нафтогазового обладнання: навч. посіб. – Івано-Франківськ : Факел, 2007 – 256 с.
15. Копей Б. В., Копей І. Б. Аналіз надійності штангових свердловинних вставних і невставних насосів різного діаметра. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Серія: Нафтогазопромислове обладнання. 1995. Вип. 32. С.49 – 56.
16. Крижанівський Є. І., Міронов Ю. В., Романишин Л. І. Мобільні установки для буріння, ремонту і обслуговування свердловин : монографія – Івано-Франківськ : Факел, 2002. 209 с.
17. Коцаба В. І. Ефективні технічні засоби для аварійно-відновлювальних робіт при капітальному ремонті свердловин. II конференція молодих спеціалістів ДК Укргазвидобування. Харків, 2-5 жовт. 2001р. : Зб. доп. – Харків. 2001. С. 2 – 6.
18. Коцкулич Я. С., Тищенко О. В. Закінчування свердловин: підручник для студентів вищ. навч. закладів проф. спрямування "Буріння". – Київ : Інтерпрес ЛТД, 2004. 366 с.
19. Маєвський Б. Й., Ярема А. В., Куровець С. С. Ємнісно-фільтраційні властивості глибокозаляючих палеогенових порід-колекторів Бориславського НГПР та особливості їх нафтогазоносності. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2011. № 1 (38) . С. 32–39.
20. Мочернюк Д. Ю. Моделювання фізичних процесів на основі визначальних рівнянь. *Нафтова і газова промисловість*. 2001. №2. С. 12 – 14.
21. Мислюк М.А. Буріння свердловин: довідник : в 5 т. / М.А. Мислюк, І.А. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – Київ: Інтерпрес ЛТД, 2002. Т. 3: Вертикальне та скероване буріння – 2004. – 294 с.
22. НПАОП 11.1-1.01-08. Правила безпеки в нафтогазодобувній промисловості України.

23. Організація і планування операційної діяльності нафтогазових підприємств: навч. посіб. / Я. С. Витвицький, І. В. Андрійчук, О. І. Лесюк, У. Я. Витвицька. За ред. М. О. Данилюк. Івано-Франківськ, 2009. 364 с.
24. Охорона праці в нафтогазовій галузі: навч. Посіб. / За редакцією Г. М. Лисяного. Івано-Франківськ : Симфонія форте, 2015. 304 с.
25. Основи цивільного захисту: навчальний посібник / В. О. Васійчук, В. С. Гончарук, С. І. Качан та ін. – Львів: Вид-во Львівської політехніки, 2010. – 384 с.
26. Писаренко Г. С., Квітка О. Л., Уманський Е. С. Опір матеріалів. Київ : Вища школа, 2004. 655 с.
27. Пентюк Б.М. Основи патентознавства та інтелектуальної власності : навчальний посібник / Б.М. Пентюк, І.І. Назаренко, М.М. Вірник. – Вінниця : ВНТУ, 2007. – 195 с.
28. Перелік потенційно небезпечних об'єктів Полтавської області, які зареєстровані у Державному реєстрі потенційно небезпечних об'єктів. Електронний доступ: <http://sfd.archives.gov.ua/user-files/Poltava.pdf>.
29. Пістун І. П., Березовецька О. Г., Трунова І. О. Охорона праці : навч. пос. Львів : Тріада плюс, 2010. 648 с.
30. Проектування бурового і нафтогазопромислового обладнання: навч. посіб. / В. С. Білецький та ін. Полтава : ПолтНТУ, 2015. 196 с.
31. Поджаренко В. О., Василевський О. М., Кучерук В. Ю. Опрацювання результатів вимірювань на основі концепції невизначеності : навч. посіб. / Вінниця : ВНТУ, 2008. 128 с.
32. Світлицький В. М, Синюк Б.Б ., Троцький В. П. Техніка і технологія підземного ремонту свердловин. Харків, 2006. 235 с.
33. Shoham O. Mechanistic Modeling of Gas-Liquid Two-phase Flow in Pipes. -SPE, 2006. 402 p.
34. Технологія виготовлення і ремонту машин та обладнання нафтогазової галузі/ Бучинський М.Я., Шахов А.М. навчальний посібник ч.1 і 2 м. Полтава ПДТУ, 2001. — 120 с.

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

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

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