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

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

**До захисту**
**Завідувач кафедри**
в.о. директора НІ нга
_____
_____ О. Гавва

# МАГІСТЕРСЬКА РОБОТА

**на тему** *Сучасні тенденції модернізації бурових установок*

**Пояснювальна записка**

**Керівник**
*Професор, д.т.н.,*
*Гошовський С. В.*
*посада, наук. ступінь, ПІБ*
_____
*підпис, дата*

**Виконавець роботи**
*Рау Д. О..*
*студент, ПІБ*
**група** *603-МН*
_____
*підпис, дата*

**Консультант за 1 розділом**
доц. к.т.н. Рубець В.Ф.
_____
*посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис*

**Консультант за 2 розділом**
к.т.н. доц. Ляхович М.М.
_____
*посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис*

**Консультант за 3 розділом**
доц. Дмитрієнко В.І.
_____
*посада, наук.ступінь, ПІБ, підпис*

**Консультант за 4 розділом**
доц. Дмитрієнко В.І.
_____
посада, *наук.ступінь, ПІБ, підпис*

**Дата захисту** 21.01.25

**Полтава, 2025**

Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

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

**ЗАТВЕРДЖУЮ**
Во. директора ННІНГ
"4" 01 2025 року

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

*Рау Даніїл олексійович*
(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: *Сучасні тенденції модернізації бурових установок*
Керівник роботи Гошовський С. В., д.т.н., професор
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом закладу вищої освіти від "09" 08 2024 року №818-в
2. Строк подання студентом роботи 14.01 2025 року
3. Вихідні дані до роботи *наукова література. Проекти на споруджування свердловин на нафту и газ*
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)
*Вступ. 1. Загальні відомості про бурові установки. 2. Склад і комплектність бурових установок. 3. Інновації у виробництві бурових установок. 3.1Сучасні методи монтажу і перевозки бурових установок. 3.2 Цифрове буріння. 3.3 Новинки обладнання 4. Фінансовий менджмент. Висновки Список використаної літератури.*
5. Перелік графічного матеріалу

6. Консультанти розділів роботи

| Розділ | Прізвище, ініціали та посада консультанта | Підпис, дата | |
|---|---|---|---|
| | | завдання видав | завдання прийняв |
| 1 | Доцент, к.т.н. Рубель В. П. | | |
| 2 | Доцент, к.т.н., Педченко М. М. | | |
| 3 | Доцент, Дмитренко В. І. | | |
| 4 | Доцент, Дмитренко В. І. | | |
| | | | |
| | | | |
| | | | |

7. Дата видачі завдання _____

## КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

| № з/п | Етапи підготовки | Термін виконання |
|---|---|---|
| 1 | Інформаційно-оглядова частина | 14.10 – 03.11 |
| 2 | Експериментальна частина | 04.11 – 24.11 |
| 3 | Теоретична частина (Аналітика. Статистика. Моделювання) | 25.11 – 15.12 |
| 4 | Упровадження 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** _____ **Рау Д. О.**_____
(підпис) (прізвище та ініціали)

**Керівник роботи** _____ **Гошовський С. В.**_____
(підпис) (прізвище та ініціали)

# АНОТАЦІЯ

Рау Д. О., Сучасні тенденції модернізації бурових установок: кваліфікаційна магістерська робота, Полтава, Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка, 2024.

В магістерській роботі проведений аналіз загальних відомостей про бурові установки, вивчено склад бурових установок, а також їхню комплексності нафтової галузі зарубіжжя, вивчали наявні методи оптимізації бурового обладнання.

У розділі 1 моєї роботи розглянуто загальні відомості про бурові установки їх кваліфікацію та принцип роботи.

Розділ 2 розкриває тематику складу і комплектності бурових установок, розгорнуто розглянуто комплекси бурових установок, за що відповідає кожен із блоків буровох установок їх принцип роботи.

У розділі 3 розглянуто інновації у виробництві бурових установок, цифрове буріння, сучасні датчики потоків даних, цифрова перспеткива, а також новинки обладнання для забезпечення безпербіного процесу споруджування свердловини.

У розділі 4 проведений SWOT аналіз реалізації проекту, окреслено капіталовкладення, та розраховано економічний ефект від впровадження сучасного буровго обладнання.

**Ключові слова:** бурова установка, свердловина, обладнання, модернізація, нафта, газ.

# ABSTRACT

Rau D. O., Current trends in the modernization of drilling rigs: qualification master's thesis, Poltava, Poltava Polytechnic named after Yuri Kondratyuk, 2024.

The master's thesis analyzed general information about drilling rigs, studied the composition of drilling rigs, as well as their complexity in the oil industry abroad, studied existing methods for optimizing drilling equipment.

In section 1 of my work, general information about drilling rigs, their qualification and principle of operation were considered.

Section 2 reveals the topic of the composition and completeness of drilling rigs, in detail considered the complexes of drilling rigs, for which each of the blocks of drilling rigs is responsible, their principle of operation.

In section 3, innovations in the production of drilling rigs, digital drilling, modern data flow sensors, digital prospecting, as well as new equipment to ensure a seamless well construction process are considered.

In section 4, a SWOT analysis of the project implementation is conducted, capital investments are outlined, and the economic effect of the introduction of modern drilling equipment is calculated.



**Keywords**: drilling rig, well, equipment, modernization, oil, gas.

ЗМІСТ

ВСТУП ..... 3

РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО БУРОВІ УСТАНОВКИ ..... 6

1.1 Класифікація бурових установок ..... 7

1.1.1 Стаціонарні установки ..... 13

1.1.2 Мобільні установки ..... 17

1.1.3 Установки КРС ..... 22

1.1.4 Морскі установки ..... 26

1.2 Висновки до розділу 1 ..... 36

2. СКЛАД І КОМПЛЕКТНІСТЬ БУРОВИХ УСТАНОВОК ..... 37

2.1 По комплексам бурової установки ..... 37

2.1.1 Насосно-циркуляційний комплекс ..... 37

2.1.2 Спуско-підіймальний комплекс ..... 39

2.1.3 Бурові вишки (вежі) ..... 41

2.1.4 Силовий привід ..... 42

2.1.5 Противикидове обладнання ..... 43

2.2 По блокам бурової установки ..... 45

2.2.1 Вишко-лебідковий блок ..... 45

2.2.2 Ємнісний блок ..... 46

2.2.3 Блок очищення ..... 48

2.2.4 Насосний блок ..... 52

2.3 Висновки до розділу 2 ..... 53

РОЗДІЛ 3. ІННОВАЙЦІЇ У ВИРОБНИЦТВІ БУРОВИХ УСТАНОВОК 54

3.1 Сучасні методи монтажу і перевозки бурових установок ..... 54

3.2 Цифрове буріння .....58
3.2.1 Сучасні датчики потоків даних .....58
3.2.2 Штучний інтелект виправить траєкторію.....59
3.2.3 Пульт оператора-бурильника точність і безперебійність .....61
3.2.4 Цифрова перспектива.....63
3.3 Новинки обладнання .....64
3.3.1 Автоматизовані приймальні містки .....64
3.3.2 Система спуска обсадних колон.....66
3.3.3 Автоматизований гідравлічний буровий ключ з програмним керуванням ГКШ-8000.....69
3.3.4 Механізм захвату бурильних свічок.....72
3.3.5 Модернізовані багатофункціональні похилі бурові установки .....74
3.3.6 Сучасні системи обігріву бурових установок .....78
3.4 Автоматизована бурова установка.....79
3.4 Висновки до розділу 3 .....86
4 ФІНАНСОВИЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЕФЕКТИВНІСТЬ І.....87
РЕСУРСОЗБЕРЕЖЕННЯ .....87
4.1 SWOT аналіз .....88
4.2 Капітальні витрати.....92
4.2.1 Витрати на закупівлю обладнання.....92
4.2.2 Розрахунок амортизації.....93
4.3 Оцінка економічного ефекту.....93
4.4 Висновки до розділу 4 .....94
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ..... 96
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ..... 98

# ВСТУП

**Актуальність теми.** У зв'язку зі швидкими темпами зростання економіки нашої країни перед працівниками нафтової та газової промисловості поставлено завдання - підвищувати ефективність буріння і поліпшити якість буріння. Це завдання є різнобічним і містить у собі такі аспекти як: збільшення швидкостей проходки буріння, скорочення термінів будівництва свердловини, підвищення якості самих бурових робіт, інноваційні відкриття в галузі бурового обладнання. Один із найважливіших чинників підвищення якості - впровадження та застосування найновіших і найпередовіших розробок у галузі бурового обладнання.

Буріння свердловин є найбільш капіталомісткою галуззю нафтогазовидобувної промисловості. Останніми роками виникла тенденція до технічного розвитку цієї галузі, тобто це розвиток і вдосконалення техніки, розробка і впровадження нової прогресивної технології, раціональна організація виробництва. Стрімке зростання ТЕП досягається впровадженням нових інноваційних технологій, які вдосконалюють весь процес буріння починаючи від бурових установок, доліт, вибійних двигунів, вибійні телеметричні системи, застосування новий цементних розчинів здатних задовольняти умовам буріння і таких, що сприяють скороченню термінів буріння тощо.

Проблемою є відсутність систем знань у сфері модернізацій бурових установок на нафту і газ

**Метою роботи** є: систематизація напрямів модернізацій бурових установок на нафту і газ.

Для досягнення зазначеної мети поставлені такі **задачі**:

1. Провести літературний огляд за цією тематикою;
2. Провести аналіз способів модернізацій бурових установок на нафту і газ;

3. Скласти реєстр напрямів модернізацій бурових установок на нафту і газ.

**Об'єктом дослідження** є інновації у виробництві бурових установок.

**Предмет дослідження** – проведений аналіз загальних відомостей про бурові установки, вивчено склад бурових установок, а також їхню комплексності нафтової галузі зарубіжжя, вивчали наявні методи оптимізації бурового обладнання.

**Методи дослідження:** методи підземної гідрогазодинаміки; методи гідроаеромеханіки; методи механіки гірських порід та геомеханіки; аналіз інформаційних джерел; синтез; узагальнення; пояснення; класифікація; моделювання.

**Науково-технічна цінність отриманих результатів** є вивчення автоматизованої бурової установки НН-300, виробленої компанією Drillmec, на підставі якої було розроблено рекомендації щодо подальшого вдосконалення бурових установок вітчизняних і зарубіжних виробників.

**Практичне значення роботи** полягає в тому, що отримані автором у процесі досліджень результати можуть бути використані компаніями надрокористувачами, виробниками бурового обладнання, а також буровими та сервісними компаніями у напрямку використання модернізації бурових установок..

**Структура і обсяг роботи.** Магістерська робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків та списку використаних джерел. Вона містить 112 сторінок, 29 рисунків, 9 таблиць, 3 формули, 40 літературних джерел.

*У розділі 1* моєї роботи розглянуто загальні відомості про бурові установки їх кваліфікацію та принцип роботи.

*Розділ 2* розкриває тематику складу і комплектності бурових установок, розгорнуто розглянуто комплекси бурових установок, за що відповідає кожен із блоків буровох установок їх принцип роботи.

*У розділі 3* розглянуто інновації у виробництві бурових установок, цифрове буріння, сучасні датчики потоків даних, цифрова перспеткива, а

також новинки обладнання для забезпечення безпербіного процесу споруджування свердловини.

*У розділі 4* проведений SWOT аналіз реалізації проекту, окреслено капіталовкладення, та розраховано економічний ефект від впровадження сучасного буровго обладнання.

Загальні висновки відображають головні результати, що отримано в роботі.

Магістерська робота виконана у Навчально-науковому інституті нафти і газу Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка» в 2024 році під керівництвом Гошовського С. В.

# РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО БУРОВІ УСТАНОВКИ

Бурова установка або бурова (рисунок 1.1) - комплекс бурового обладнання та споруд, призначених для буріння свердловин. Склад вузлів бурової установки, їх конструкція визначається призначенням свердловини, умовами та способом буріння.

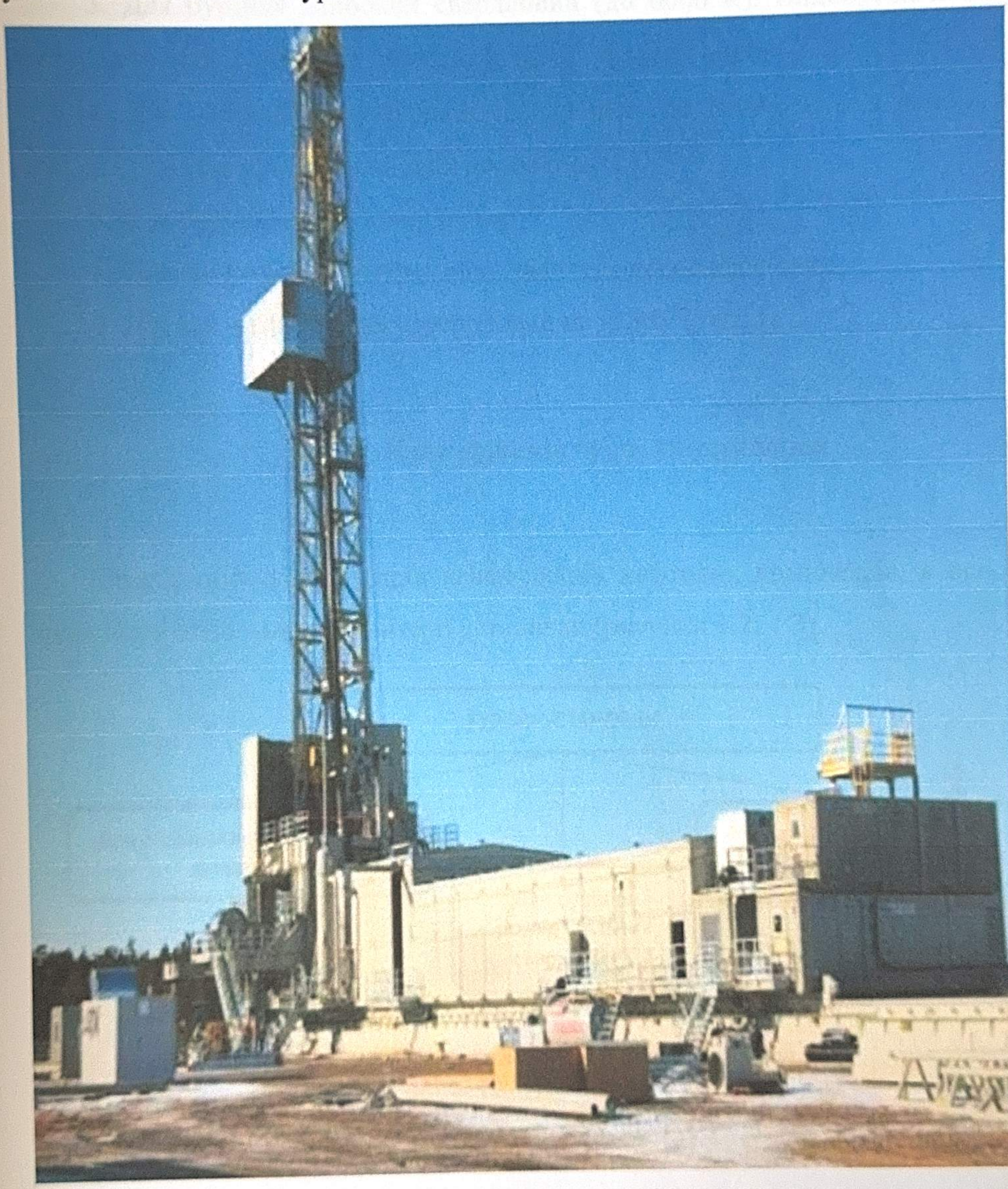


Рисунок 1.1 - Бурова установка Bentec HR-5000

Бурові установки застосовуються:

1. Для буріння неглибоких свердловин (до 25 м) і свердловин невеликого діаметра (76-219 мм) при сейсморозвідці.

2. Для буріння свердловин середньої глибини (до 600 м) - структурних і пошукових свердловин на тверді корисні копалини/

3. Для буріння глибоких свердловин (до 6000 м). Видобуток нафти і газу, а також для розвідки нових нафтових і газових родовищ.

4. Для надглибокого буріння свердловин (до 15000 м) для видобутку нафти і газу, і розроблення нових родовищ.

5. Для буріння свердловин на воду.

6. Під час капітального ремонту нафтогазових свердловин.

7. Під час випробування свердловин на нафту і газ [1].

## 1.1 Класифікація бурових установок

Розрізняють кілька типів класифікацій нафтових комплексів, в основі яких визначено важливі критерії установки (рисунки 1.2; 1.3).

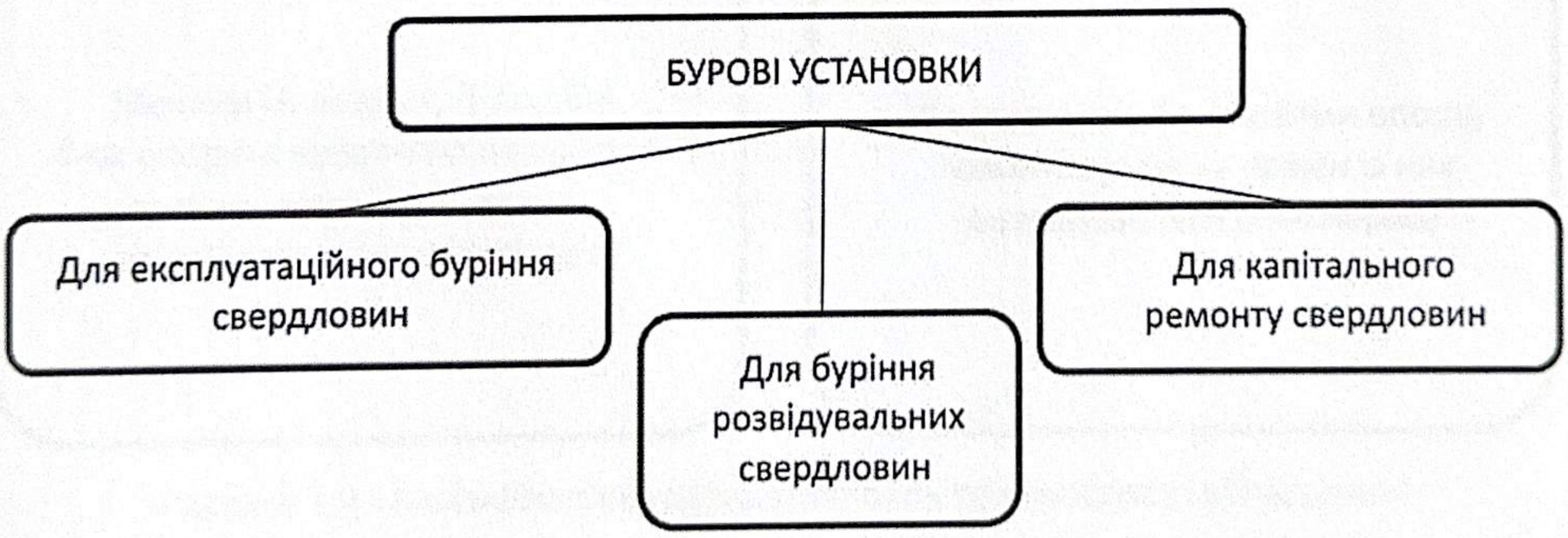



Рисунок 1.2 - Класифікація бурових установок

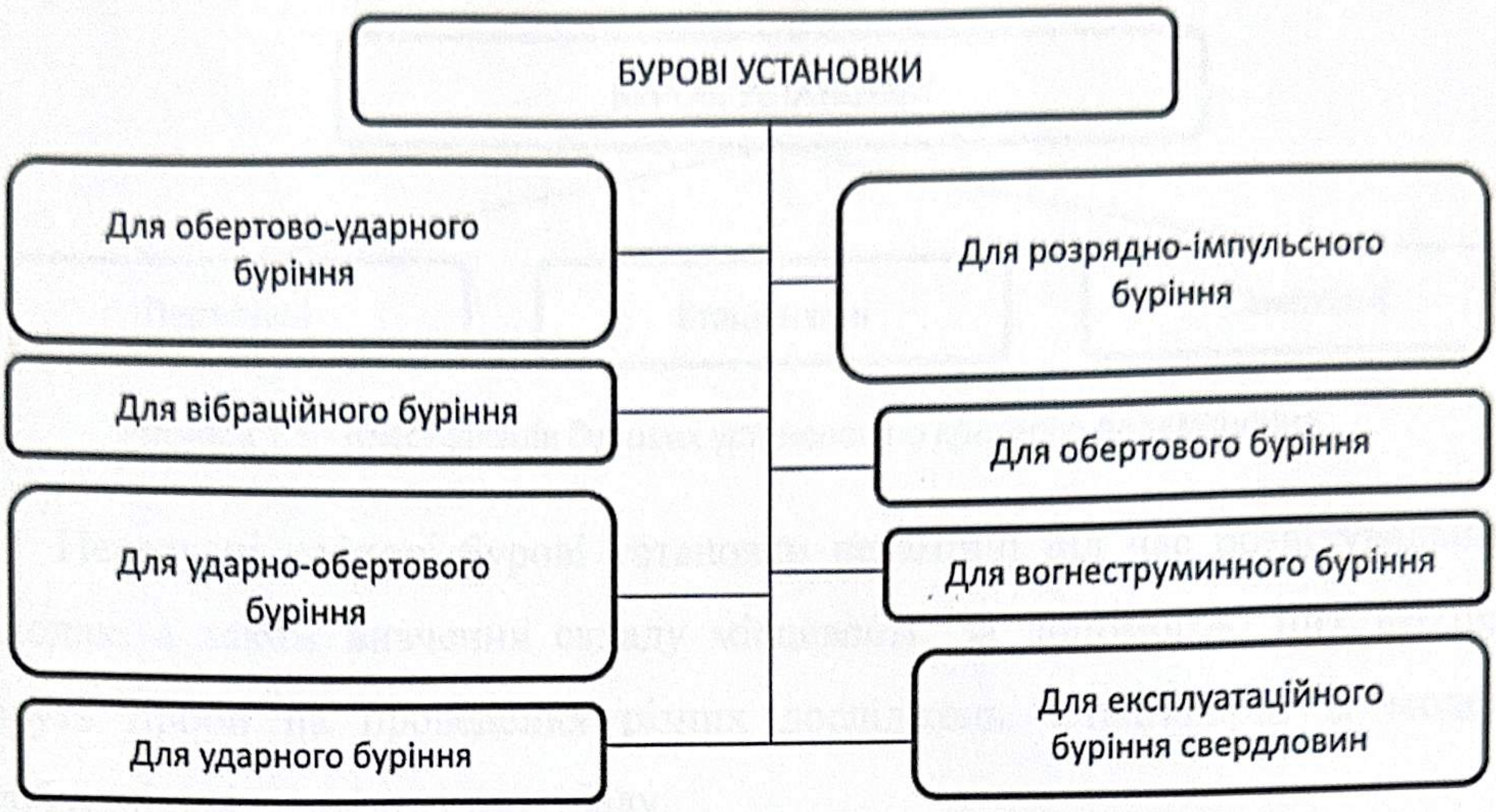



Рисунок 1.3 - Класифікація бурових установок за способом буріння

За конструкційними особливостями бурові установки розрізняються між собою. Це пояснюється тим, що певний тип установки застосовується тільки для вузького виду робіт (рисунок 1.4).

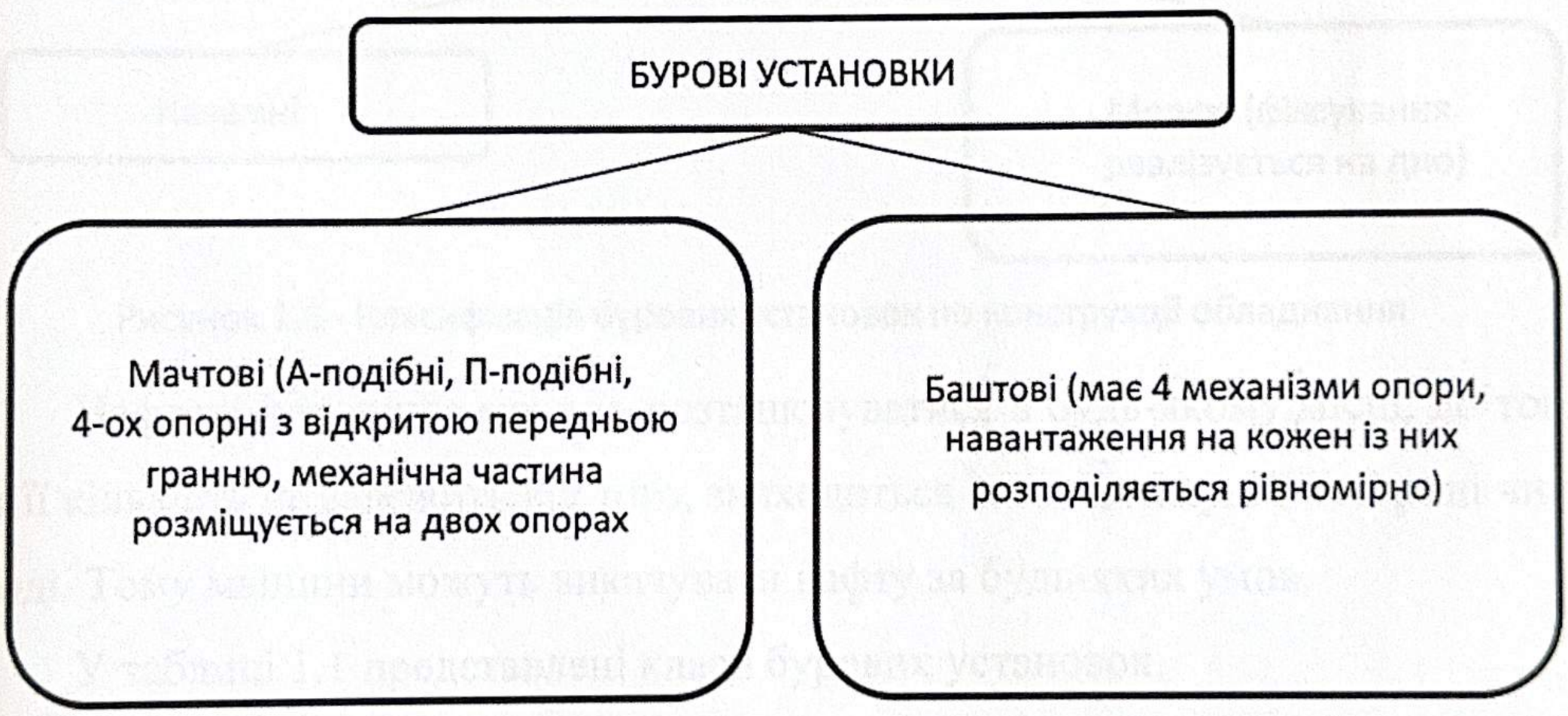



Рисунок 1.4 - Класифікація бурових установок по конструкції обладнання

Як правило, баштові агрегати вирізняються великими розмірами, а також високою продуктивністю робіт [1].

Бурове обладнання має відмінності і за способом переміщення. Ці особливості дуже важливі для робіт на різних типах місцевості (рисунок 1.5).

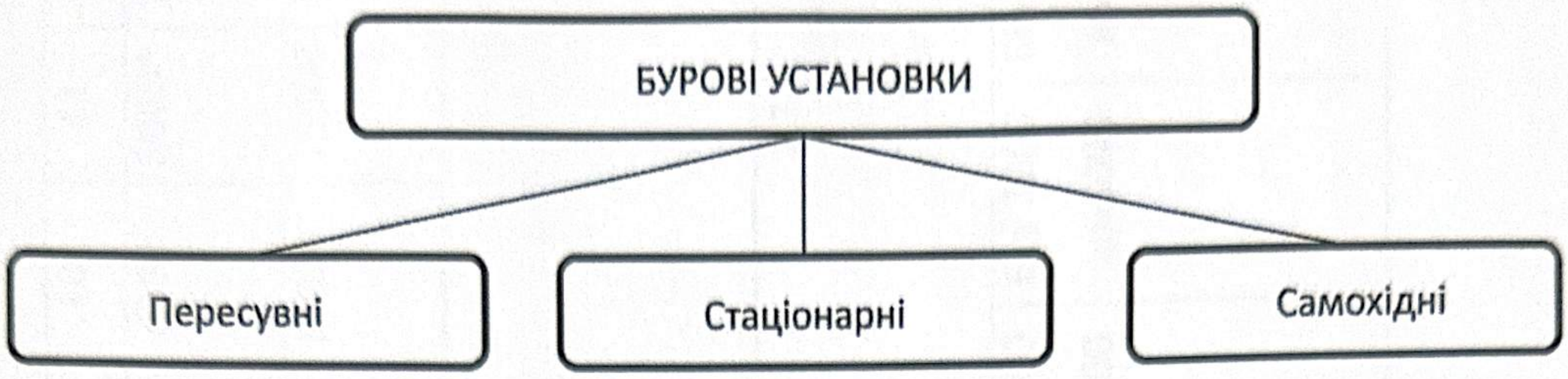



Рисунок 1.5 - Класифікація бурових установок по критерію переміщення

Пересувні нафтові бурові установки незамінні під час розвідувальних заходах, а також вивчення складу місцевості. За допомогою них фахівці беруть проби на проведення різних досліджень. Стаціонарні ж моделі необхідні для видобутку матеріалу.

Видобуток корисних копалин може проводитися на будь-якій місцевості, незалежно від того, тверда це поверхня чи водойма (рисунок 1.6).

Рисунок 1.6 - Класифікація бурових установок по конструкції обладнання

Нафтові родовища можуть розташовуватися в будь-якому місці, до того ж її кількість не залежить від того, знаходиться вона на твердій поверхні чи у воді. Тому машини можуть викачувати нафту за будь-яких умов.

У таблиці 1.1 представлені класи бурових установок.

Таблиця 1.1 – Класи бурових установок

| Найменування параметра | Значення парметра для бурових установок класів | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Допустиме навантаження на гаку, кН | 800 | 1000 | 1250* | 1600 | 2000 | 2500 | 3200 | 4000* | 5000* | 6300 | 8000* | 10000 |
| Умовна глибина буріння, м | 1250 | 1600 | 2000 | 2500 | 3200 | 4000 | 5000 | 6500 | 8000 | 10000 | 12500 | 16000 |
| Швидкість підйому гака при розходжуванні колони, м/с | Від 0,1 до 0,25 | | | | | | | | | | | |
| Швидкість підйому гака без навантаження, м/с, не менше | 1,5 | | | | | | | | | 1,3 | | |
| Розрахункова потужність, що розвивається приводом на вхідному валу підйомного агрегату, кВт** | Від 200 до 240 | Від 240 до 360 | Від 300 до 440 | Від 440 до 550 | Від 550 до 670 | Від 670 до 900 | Від 900 до 1100 | Від 1100 до 1500 | Від 1500 до 2200 | Від 2200 до 3000 | Від 3000 до 4000 | |

Продовження таблиці 1.1

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Діаметр отвору в столі ротору, мм, не менше | 440 | 520 | | 7000 | | | 950 | | 1250 |
| Розрахункова потужність приводу, кВт, не менше | 180 | | 300 | 370 | | 440 | 550 | | 750 |
| Потужність бурового насоса, кВт, не менше** | 375 | 475<br>375*** | 600<br>175*** | 750<br>600*[5] | 950 | | 1180 | | |
| Висота основи (відмітка підлоги буровой), м, не менше ** | 3 | 5 | 5,5 | 6*[4] | | 8 | 9 | 10 | 11 |

* В класах 3, 8, 9, і 11 допускається виготовлення бурових установок з допустимим навантаженням на гаку відповідно 1400, 4500, 5800 і 9000 кН.
** Не розповсюджується на морські бурові комплекси.
*** Для бурових установок на постійній транспортній базі.
*4 В бурових установках 7-го класа, призначені для роботи в умовах агресевних середовищ, - не менше 8 м.
*5 Не допускається застосовувати в установках кущового буріння.

Примітки:

1. Умовну глибину буріння прийнято за маси погонного метра бурильної колони 30 кг, при цьому навантаження на гаку від найбільшої маси бурильної колони становить 0,5 допустимого навантаження на гаку.

2. Допускається збільшувати навантаження на гаку від маси бурильної колони до 0,6 допустимого навантаження на гаку; при цьому розрахункова глибина буріння може відрізнятися від умовної і вказуватися в технічних умовах на конкретну установку.

3. Площа підсвічників для бурових свічок повинна забезпечувати розміщення бурильної колони завдовжки не менше 1,25 L, де L - умовна глибина буріння.

### 1.1.1 Стаціонарні установки

Стаціонарні бурові установки (рисунок 1.7) оснащуються щогловою вишкою з відкритою передньою гранню, а також різними типами укриттів - тверді (тришарові панелі) або м'які на металевих каркасах. Установки можуть застосовуватися під час будівництва різних типів свердловин будь-якої складності. Залежно від вимог замовника бурові установки оснащуються циркуляційною системою об'ємом від 180 до 500 $м^3$ і різними наборами допоміжного та очисного обладнання [2].

Рисунок 1.7 - Стаціонарна бурова установка

Стаціонарні бурові установки мають блочно-модульну конструкцію, яка обладнана механічним, гідравлічним та електротехнічним обладнанням. Воно дасть змогу суттєво знизити навантаження обслуговуючого персоналу та провести монтаж значно швидше. Бурові установки мають стаціонарну основу, на якій розміщується вишка. Вона складається з двох опор, які з'єднуються у верхівці

платформою. Також є робоча платформа в центральній частині вишки. Вона являє собою критий майданчик. Усі приводи основних частин, а саме бурова лебідка, ротор і насоси, являють собою індивідуальні електричні двигуни. Перетворення енергії відбувається через тиристорні перетворювачі.

Конструктивні особливості:

- модульне компонування;
- вбудовані в модулі засоби механізації та монтажу;
- електричний частотно-регульований привід змінного струму з цифровою системою управління;
- одношвидкісна бурова лебідка з приводним електродвигуном, що забезпечує режими підйому і гальмування;
- вишка з можливістю встановлення системи верхнього приводу;
- сучасна ЦС із чотирьох- і п'ятиступеневою системою очищення бурових розчинів;
- кабіна бурильника.

Система обігріву:

- комбінована (котельна установка, парогенератори, електрокалорифери, теплові гармати, електроТЕНи

Промислова безпека:

- кабіна бурильника із системою терморегуляції;
- дизель-електростанції з автоматичними системами пожежогасіння;
- системи гучномовного зв'язку, відеоспостереження, звукової сигналізації;
- система евакуації верхового робітника;
- автоматична система припливно-витяжної вентиляції;
- системи блокування приводів бурових насосів, ротора та лебідки.

Екологічність:

- можливість безамбарного буріння;

• унеможливлення протікання бурового розчину та рідин під бурову установку.

Застосування установок цього типу дає змогу:

• підвищити продуктивність праці, скоротити терміни і трудовитрати первинного і повторних монтажів за рахунок блочно-модульного виконання установки, зменшення загального числа монтажно-транспортних одиниць установки;

• зменшити до мінімуму негативний вплив установки на навколишнє середовище завдяки екологічно чистому бурінню за рахунок виключення амбарів та утилізації бурового розчину, виключення протікань бурового розчину та рідин під бурову установку;

• поліпшити комфортність умов роботи бурової бригади за рахунок створення приміщень установки з утепленими укриттями і підлогами, застосування системи обігріву приміщень і робочих місць із замкнутою циркуляцією [2].

Таблиця 1.2 – Технічні характеристики різноманітних стаціонарних установок

| Модель | БУ2000/125 | БУ2900/175 | БУ2900/200 | БУ3900/225 | БУ4200/250 | БУ4500/270 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Граничне навантаження на гак, кН | 1250 | 1750 | 2000 | 2250 | 2500 | 2700 |
| Максимальна глибина, м | 2000 | 2900 | 2900 | 3900 | 4200 | 4500 |
| Щогла | А-подібна секційна | А-подібна секційна. Має маршові сходи і евакуатор | А-подібна секційна | А-подібна секційна | Мачтова, з відкритою передньою гранню | Мачтова, з відкритою передньою гранню |
| Довжина бурильної свічі, м | 25 | 25 или 27 | 23,8–25 | 23,8–25 | 24–27 | 24–27 |
| Висота щогли, м | 43 | 41 | 43 | 43 | 43 | 46 |
| Потужність лебідки, кВт | 536 | 560 | 560 | 750 | 1120 | 1120 |
| Потужність приводу ротора, кВт | 160 | 180 | 170 | 630 | 630 | 1120 |
| Потужність насоса, кВт | 560 | 600 | 600 | 950 | 1180 | 1180 |
| Об'єм уиркуляційної системи, м3 | 135 | 140 | 140 | 162 | 303 | 303 |
| Рівні очищення | 3 | 3 | 3 | 3–4 | 4 | 4 (5 за вимогою) |

### 1.1.2 Мобільні установки

Для буріння свердловин промислових масштабів застосовуються великогабаритні бурові установки, однак, бувають випадки, коли використання подібних установок не є зручним. Тому, існують також і мобільні бурові установки.

Мобільні бурові установки мають високу монтажездатність, застосовуються для буріння похилих і горизонтальних бічних стовбурів, а також можуть використовуватися для буріння розвідувальних і експлуатаційних свердловин.

Що стосується зарізки бічних стовбурів (ЗБС) - це найбільш ефективна технологія, яка дає змогу збільшити коефіцієнт вилучення нафти з пласта (збільшити дебіт діючих свердловин), і повернути в експлуатацію нафтові свердловини, які не могли бути повернуті в діючий фонд іншими методами.

Мобільні установки класифікуються на два основні типи:

1. Мобільні самохідні бурові установки (рисунок 1.8);
2. Мобільні малогабаритні бурові установки (рисунок 1.9).

У свою чергу, кожен із зазначених типів таких установок також має свою класифікацію згідно з певними технічними характеристиками [3].

Особливою популярністю користуються, звичайно ж, самохідні установки, оскільки вони здатні пересуватися одночасно з автомобілем, що забезпечує легкість управління їхнім місцем розташування. Зверху на шасі монтують надбудову, яка відіграє роль бурового апарату. Конструктивно вона являє собою такі вузли:

- силовий агрегат, що служить для створення крутного моменту;
- передавальна ланка, за допомогою якої передається енергія від двигуна до долота;
- сам буровий механізм, який і здійснює формування свердловини.

Вироблення енергії двигуном являє собою стандартну схему: виробляється кінетична енергія, яка, передаючись на певні механізми,

потрапляє до бурового долота, внаслідок чого долото приходить у рух. Рух долота має свою певну частоту. Дана схема має дві основні переваги: вона проста і надійна водночас. Завдяки цьому вже протягом багатьох років вона залишається незмінною. Однак, незважаючи на це, присутній певний напрямок, у якому здійснюються роботи - це зниження втрат енергії під час її передачі для того, щоб збільшити ККД.

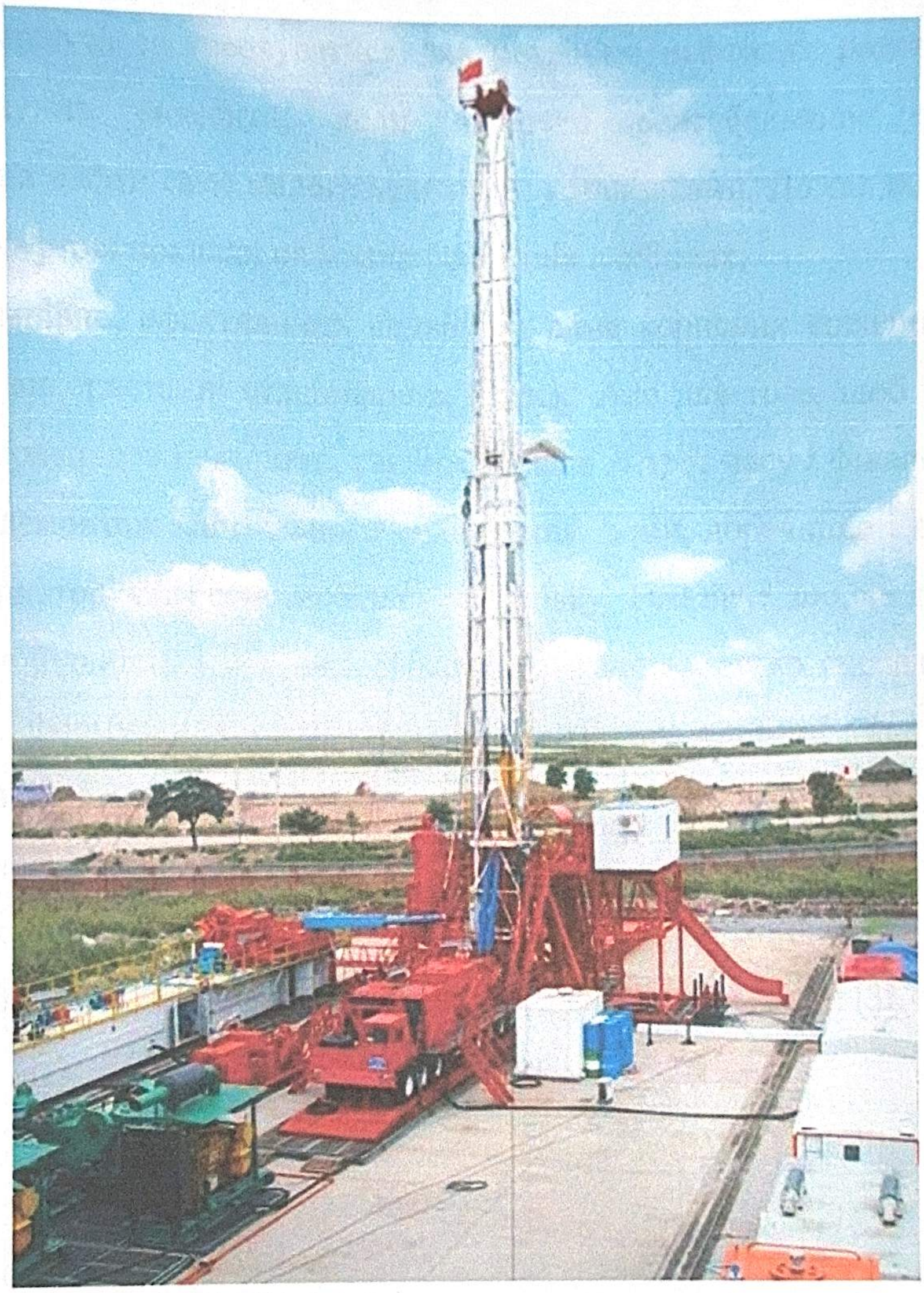


Рисунок 1.8 - Мобільна бурова установка ZJ-30

Мобільні самохідні бурові установки бувають:

- на автомобільному шасі;

- тракторні;
- на гусеничному снігоболотоході.

Буріння свердловин мобільними малогабаритними буровими установками (рисунок 1.9) здійснюється у важкодоступних місцях. Як правило, в основному такі установки застосовуються для буріння водних свердловин, а не для видобутку корисних копалин. Однак, серед них є й такі, які можуть застосовуватися для розробки нафтових родовищ. При чому, існують моменти, коли набагато рентабельніше здійснити викачування нафти саме малогабаритними установками. До таких моментів належать нафтові поклади на малих і середніх глибинах.

Безсумнівно, ефективність видобутку саме корисних копалин істотно вища при використанні стаціонарних вишок. Але для того, щоб видобути нафту, наприклад, з невеликих глибин, більше витрат часу і фінансів іде на монтаж і демонтаж капітального обладнання, тому, доречніше і вигідніше буде використовувати саме мобільну установку. Тим паче, що, не дивлячись на свою мобільність і невеликі габарити, установка легко справляється із завданням формування свердловин на необхідну глибину, яка часто є досить великою.

Установка для буріння водних свердловин застосовується не тільки в приватних господарствах, вона також користується великою популярністю на підприємствах, які здійснюють видобуток мінеральної води [3].

Рисунок 1.9 - Мобільна малогабаритна бурова установка

Мобільні малогабаритні бурові установки класифікують наступним чином:

- переносні;
- самохідні;
- автомобільні;
- на причепі.

Назва обладнання говорить сама за себе. Якщо установка мобільна, значить, можливо змінити її місцезнаходження за дуже короткі терміни без використання додаткового великогабаритного обладнання. В зв'язку з цим, мобільні бурові установки самостійно не пересуваються, а встановлюються

на колісне шасі, що дає змогу переміщати обладнання у будь-яке необхідне місце. Самі ж габарити малогабаритних установок визначають спосіб монтажу обладнання - на трактор, автомобіль або спеціальний візок. Однак, у випадку з візком, на який можна змонтувати зовсім мізерну бурову установку, то його доведеться скрізь тягати за собою вручну або шукати якийсь для цього транспорт. У цьому випадку з'являється ще одна незручність, що полягає в неможливості помістити обладнання в потрібне місце роботи з першого разу. Необхідно трохи попрацювати [4].

### 1.1.3 Установки КРС

Капітальний ремонт свердловин (КРС) - комплекс робіт, пов'язаних із відновленням працездатності обсадних колон, цементного кільця, привибійної зони, встановленням і витяганням підземного обладнання, ліквідацією аварій, ускладнень і консервацією та ліквідацією свердловин, а також із роботами, що потребують попереднього глушіння продуктивних пластів (для газових свердловин), установки противикидного обладнання.

Для освоєння і ремонту свердловин використовують самохідний агрегат А-50У, змонтований на шасі автомобіля КрАЗ-257, вантажопідйомною силою 500 кН (рисунок 1.10).

Цей агрегат призначений для:

- розбурювання цементної пробки в трубах діаметром 146 і 168 мм і пов'язаних із цим процесом операцій (спуску і підйому бурильних труб, промивання свердловин тощо);
- спуску та підйому насосно-компресорних труб;
- встановлення експлуатаційного обладнання на гирлі свердловин;
- проведення ремонтних робіт і робіт з ліквідації аварії;
- проведення бурових робіт

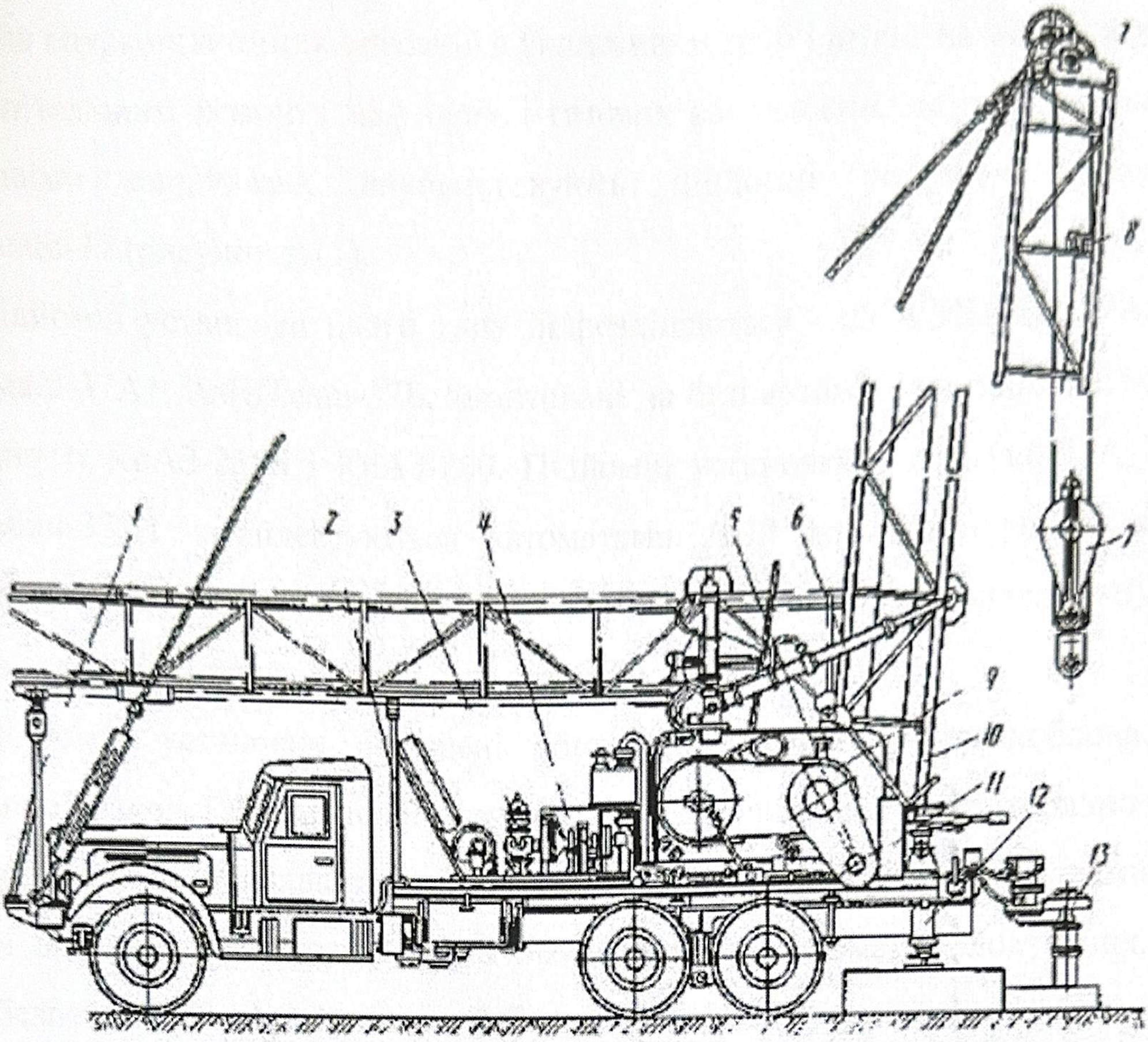



Рисунок 1.10 - Агрегат А-50У для капітального ремонта свердловини:
1 - передня опора; 2 - проміжна опора; 3 - компресор; 4 - трансмісія;
5 - проміжний вал; 6 - гідродомкрат для підйому вишки; 7 - талева
система; 8 - обмежувач підйому талевого блоку; 9 - лебіка;
10 - вишка; 11 - пульт керування; 12 - опорні домкрати; 13 - ротор

Маса всього агрегату 31 т. На агрегаті є обмежувач підйому гака, що автоматично вимикає лебідку під час затягування талевого блока. Вишка агрегату - двосекційна телескопічна, що піднімається в робоче положення гідродомкратами і спирається на опорні гвинтові домкрати. Верхня секція вишки висувається за допомогою талевої системи і фіксується на механічно керованих упорах. Вишка для роботи розчалюється чотирма відтяжками до якорів, заритих у землю, і двома – до передньої частини автомобіля. Агрегат встановлюється біля свердловини на спеціальний бетонований майданчик, як і всі пересувні агрегати, призначені для ремонту свердловин.

підйомних операцій при ремонті свердловин, не обладнаних вишковими спорудами, і призначені агрегати підйомні АПРС-32 і АПРС-40.

Агрегат є самохідною нафтопромисловою машиною, змонтованою на шасі тривісного автомобіля високої прохідності УРАЛ 4320 або КрАЗ-260, і складається з однобарабанної лебідки та двосекційної телескопічної вишки з талевою системою. Вишка агрегату має підвищену міцність, виготовляється з низьколегованої морозостійкої сталі.

Для спуско-підйомних операцій у процесі капітального ремонту нафтових і газових свердловин призначені підйомні установки типу УПТ (рисунок 1.12). До них належать: УПТ-32, УПТ1-50, УПТ1-50Б. Установки самохідні, змонтовані на гусеничних тракторах. Складаються з таких основних вузлів: однобарабанної лебідки, встановленої на спеціальній підставі під обладнання, вишки з талевою системою, задньої і передньої опор вишки, кабіни водія. Установки укомплектовані механізмами для згвинчування - розгвинчування труб; оснащені пристроєм протизатаскування крюкоблока і вибухобезпечною системою освітлення робочого майданчика на гирлі свердловини і шляху руху крюкоблока.

На відміну від УПТ-32, установки УПТ1-50 і УПТ-50В забезпечені вузлом приводу ротора, а також укомплектовані гідророзкріплювачем [4].

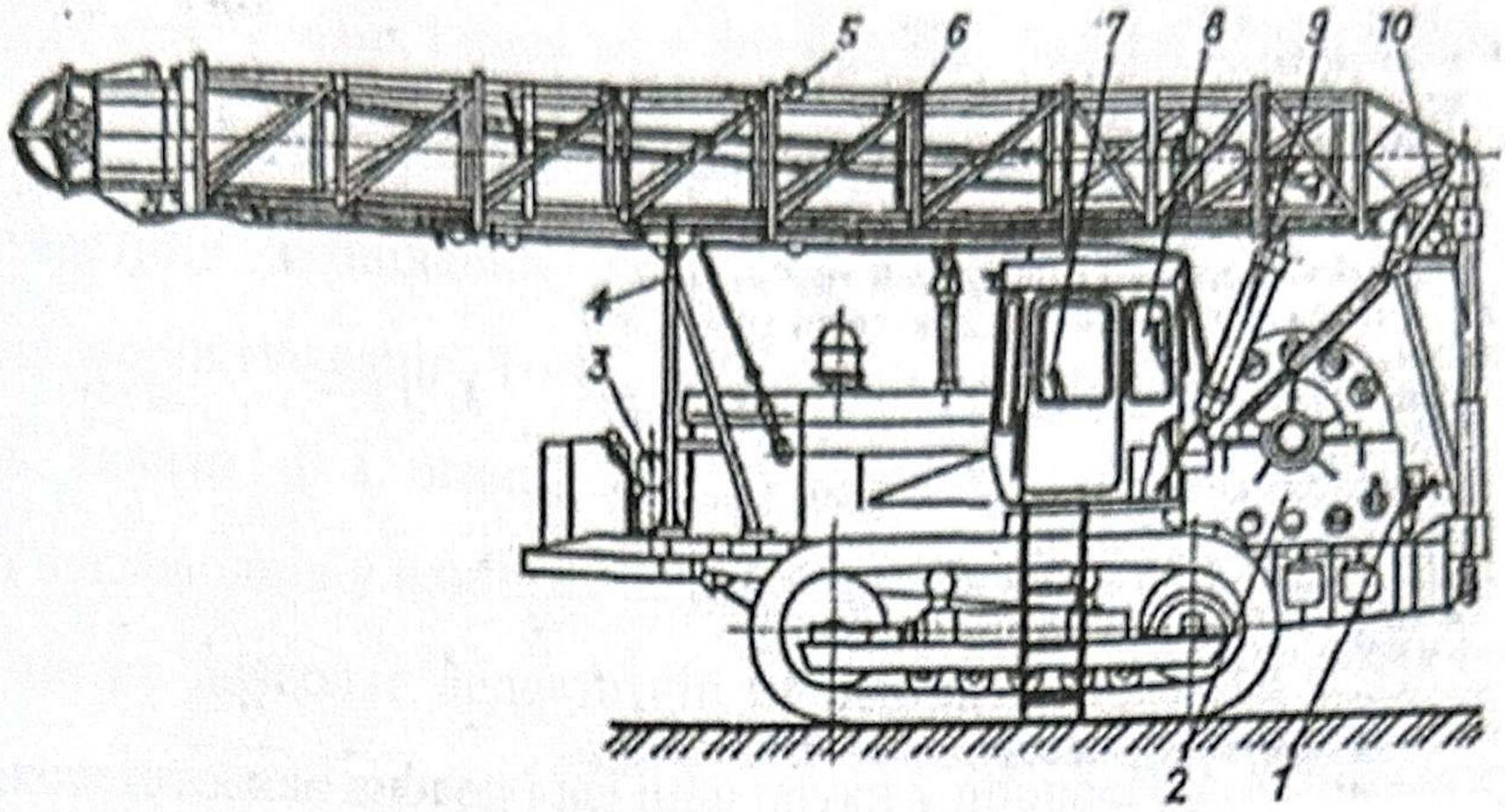



Рисунок 1.12 - Підйомна установка УПТ1-50:
1 - коробка передач; 2 - однобарабанна лебідка; 3 - компресор повітря;
4 - передня опора вишки; 5 - фара; 6 - вишка із талевою системою;
7 - керування; 8 - кабіна машиніста; 9 - гідродомкрат; 10 - задня
опора вишки.

Привід усіх механізмів установки здійснюється гідромоторами, для проведення допоміжних робіт є гідроманіпулятор з вантажопідйомністю 300 кг.

Для руйнування гідратних і парафінових пробок, закачування в свердловину технологічних рідин, цементування свердловин у привибійній зоні, геофізичних досліджень використовують мобільну установку УПД-5М. Установка являє собою самохідну нафтопромислову машину спільно з монтажною базою, що містить у собі барабан з вкладальником для намотування довгомірних труб, механізм подачі труби в свердловину, закріплену на шасі автомобіля КрАЗ-65101/100, або будь-якому іншому типі шасі, за бажанням замовника [4].

### 1.1.4 Морські установки

Морське буріння - різновид бурових робіт, що виконуються на акваторіях Світового океану і внутрішніх морів з метою пошуку, розвідки і розробки нафти, газу та інших корисних копалин, а також інженерно-

геологічних вишукувань і наукових досліджень. Запаси вуглеводнів на суші становлять лише малу частину всіх запасів, прихованих у надрах землі. Більшу частину розвіданих запасів становлять запаси, приховані в акваторіях морів і океанів. Тому, імовірно, ще величезну кількість ресурсів належить знайти. І з огляду на актуальність розвідки та експлуатації родовищ вуглеводнів у наш час, вони будуть розвідані. Але в даний момент зробити це не дозволяє недостатній рівень розвитку технологій. Тому ця сфера також штовхає вперед і всі інші науки у процесі свого розвитку.

На відміну від буріння на суші функціональна схема буріння морської свердловини ускладнюється наявністю товщі води між гирлом свердловини і буровою установкою.

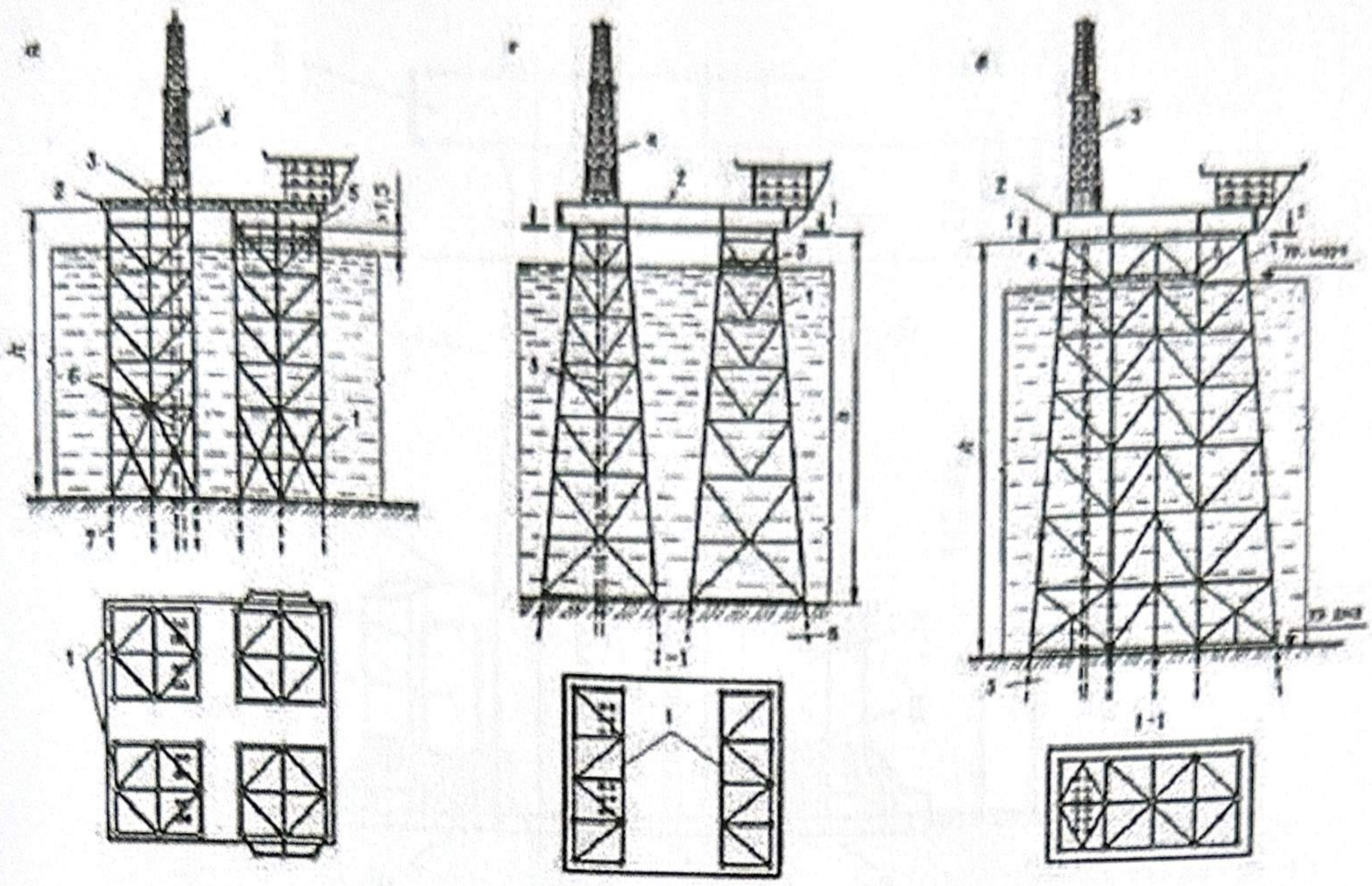
Виділяють такі бурові установки для буріння свердловин в акваторіях:

- морська стаціонарна платформа (рисунок 1.13);
- гравітаційна морська стаціонарна платформа (рисунок 1.14);
- самопідйомна бурова установка (рисунок 1.15);
- напівзаглиблена бурова установка (рисунок 1.16);
- бурове судно (рисунок 1.17).

Морська стаціонарна платформа - це бурова основа, що спирається на дно акваторії і височіє над рівнем моря. Оскільки після закінчення експлуатації свердловини МСП залишається на місці споруди, то схемою буріння морської свердловини на відміну від схеми будівництва наземної свердловини передбачено наявність водовідвідної колони, що ізолює свердловину від товщі води і з'єднує підводне гирло з буровим майданчиком морської стаціонарної платформи. Гирлове обладнання (превентори, головки обсадних колон, пристрій для відведення промивної рідини зі свердловини в системи очищення) монтується також на МСП.

Особливості: кущове буріння; тривала експлуатація; тривале будівництво; неможливість пересування [5].

Глибини моря: від 10 до 350 м



Риснок 1.13 - Морскі стаціонарні платформи:
а - чотирьохблочка МСП; 1 - опорний блок; 2 - верхня будова;
3 - підвищені конструкції; 4 - бурова вишка; 5 - причально-посадковий пристрій;
6 - водовідділююча колона (обсадна); 7 - пальовий фундамент;
б - двохблочна МСП; 1 - опорний блок; 2 - верхня будова; 3 - причально-посадковий пристрій; 4 - бурова вишка; 5 - водовідділююча колона;
6 - пальовий фундамент; в - моноблочна МСП; 1 - опорний блок;
2 - верхня будова; 3 - бурова вишка; 4 - водовідділяюча колона;
5 - пальовий фундамент; 6 - причально-посадковий пристрій

Гравітаційна морська стаціонарна платформа - бурова основа, виготовлена із залізобетону та сталі. Її будують у глибоководних затоках і потім за допомогою буксирів доставляється на точку буріння експлуатаційних і розвідувальних свердловин. ГМСП призначена не тільки для буріння свердловин, а й для видобутку і зберігання нафти до відправки її танкерами до місця переробки. Платформа має велику вагу, тому для утримання на точці буріння не потрібно додаткових пристроїв [5].

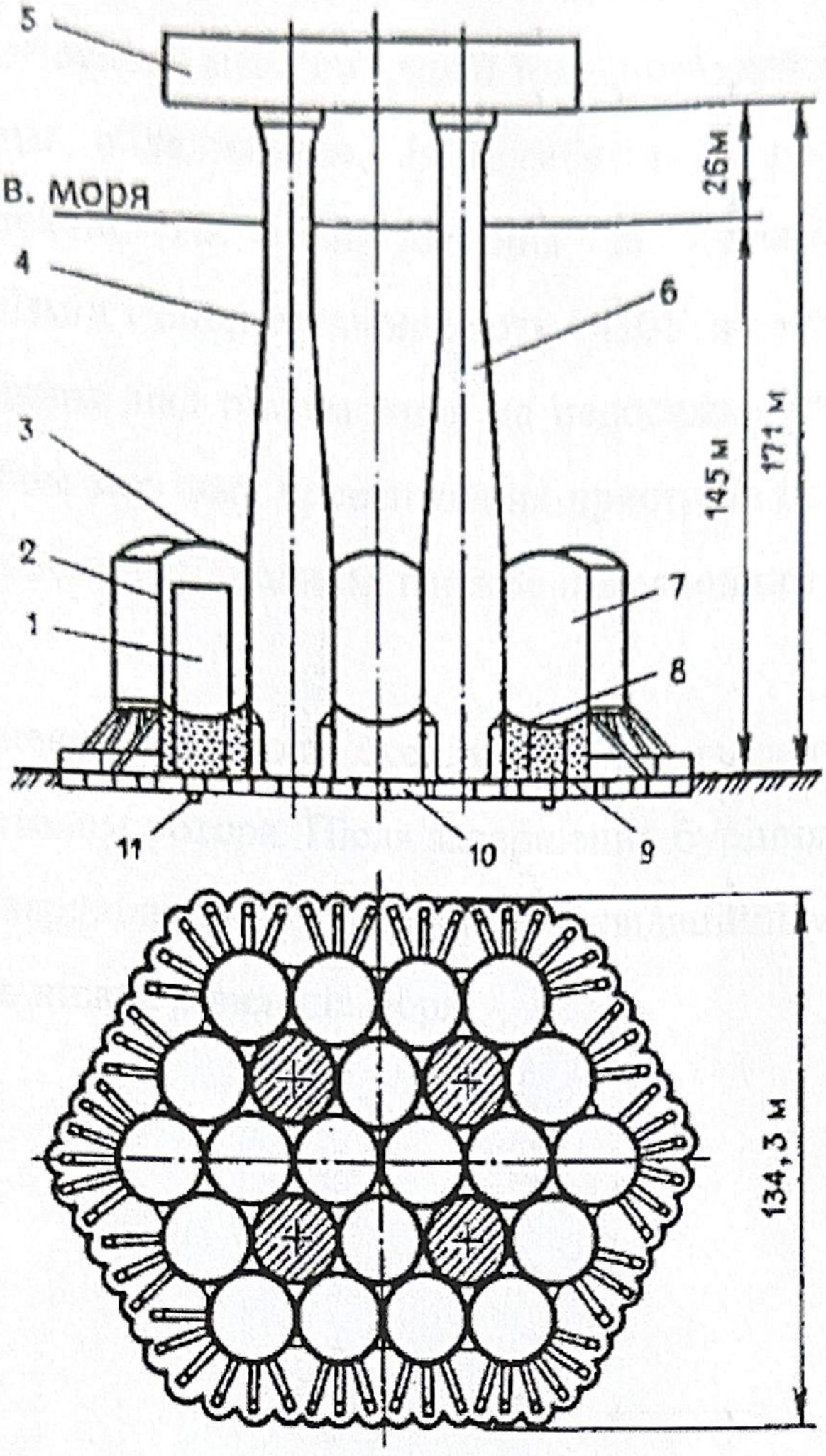



Рисунок 1.14 - Схема гравітаційної стаціонарної платформи:
1 - ємність із паливом; 2 - стінки комірки;
3 - верхня кришка; 4 - опора господарського обладнання;
5 - верхня будова; 6 - бурова опорна колона;
7 - сховище нафти; 8 - нижня кришка;
9 - баласт; 10 - стальна юбка; 11 - штифт.

Після розроблення родовища проводять консервацію всіх свердловин, від'єднання установки від гирл свердловин, відрив її від морського дна і транспортування на нову точку в межах даної площі або в інший регіон буріння і видобутку нафти і газу. У цьому полягає перевага ГМСП перед МСП, яка після розроблення родовища залишається в морі назавжди.

Самопідйомна плавуча бурова установка має достатній запас плавучості, що має велике значення для її транспортування на точку буріння разом із буровим обладнанням, інструментом і необхідним запасом витратних матеріалів. На місці буріння за допомогою спеціальних підйомних механізмів і опор встановлюють СПБУ на морське дно. Корпус установки піднімають над рівнем моря на недосяжну для морських хвиль висоту. За способом монтажу превенторних пристроїв і способом з'єднання бурового майданчика з підводним гирлом свердловини СПБУ аналогічна МСП.

Для забезпечення надійності експлуатації свердловини обсадні колони підвішують під столом ротора. Після завершення буріння та після освоєння розвідувальної свердловини встановлюють ліквідаційні мости і всі обсадні колони обрізають нижче рівня дна моря.

Рисунок 1.15 - Самопідйомна плавуча бурова установка:
1 - понтон; 2 - опорна колона; 3 - пристрій підйому опор;
4 - кран; 5 - бурова вишка; 6 - консоль підвишкового порталу;
7 - стелажі для зберігання труб; 8 - жилий модуль;
9 - гелікоптерна площадка

Напівзаглиблена плавуча бурова установка - найпоширеніший тип морських бурових установок, поєднує в собі переваги заглибних конструкцій і здатність проводити бурові роботи на глибині понад 1500 метрів.

НПБУ складається з корпусу, який включає в себе власне буровий майданчик з обладнанням і понтони, з'єднані з майданчиком стабілізаційними колонами. У робочому положенні на точці буріння понтони заповнюються розрахунковою кількістю морської води і

занурюються на розрахункову глибину під воду; при цьому дія хвиль на платформу зменшується. Оскільки НПБУ схильна до хитавиці, то жорстке з'єднання її з підводним гирлом свердловини за допомогою водовідвідної колони (райзера) неможливе. Тому для запобігання руйнуванню зв'язки гирло -- НПБУ в складі водовідвідної колони передбачено телескопічне з'єднання з герметизуючим вузлом і герметичні шарнірні з'єднання ВОК з плавзасобом і підводним гирловим противикидним обладнанням. Герметичність рухомих елементів водовіддільної колони повинна забезпечувати ізоляцію свердловини від морської води і безпеку робіт за допустимих умов експлуатації.

На точку буріння НПБУ доставляють за допомогою буксирних суден і утримують на ній якірною системою протягом усього періоду буріння і випробування свердловини. Після закінчення її будівництва НПБУ знімають із точки буріння і переганяють на нове місце [5].

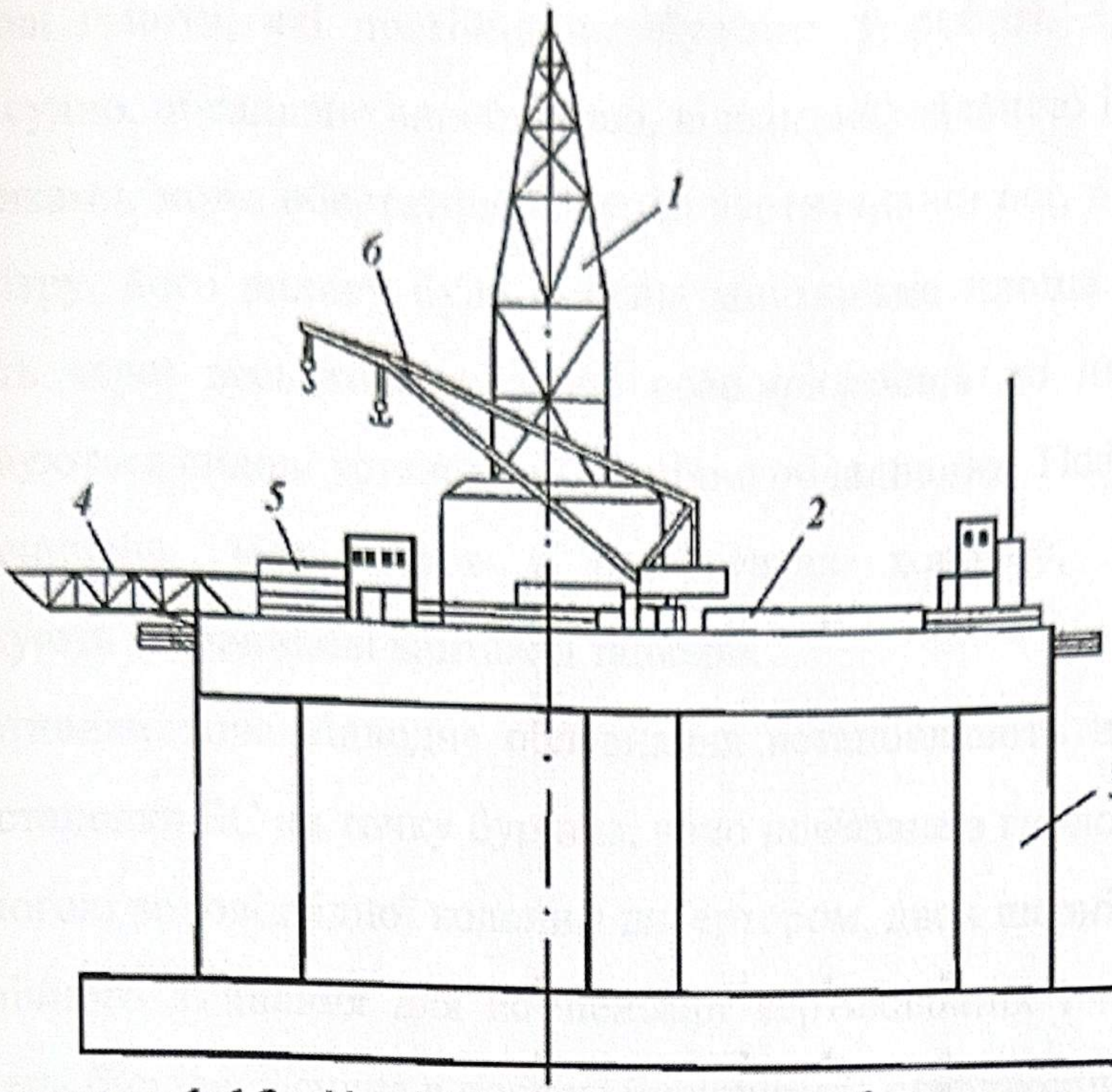



Рисунок 1.16 - Напівзаглиблювальна бурова установка:
1 - вишка; 2 - стелажі для зберігання труб;
3 - опорна колона; 4 - гвинтокрильная площадка;
5 - жилий модуль; 6 - поворотний кран

Бурові судна - самохідні і тому не потребують буксирування на місце проведення робіт. Вони проектуються спеціально для здійснення буріння свердловин на великій глибині, хоч і мають не таку стійкість як напівзаглибні морські бурові установки.

Склад обладнання містить у собі повний набір, необхідний для великого океанського судна. За допомогою GPS пристроїв реалізується активне управління буровим судном. Це дає змогу проводити бурові операції безпосередньо з корабля, але тільки в тих межах, де його переміщення не заважають процесу буріння. На нижньому корпусі судна розташовуються електричні двигуни, які забезпечують рух корабля в будь-якому напрямку.

Над точкою буріння судно утримується за допомогою динамічної системи позиціонування, яка містить у собі п'ять підрулювальних гвинтів і

два ходові гвинти, які постійно перебувають у роботі. Завдяки якірній системі, судно, обладнане виробничою, відвантажувальною і зберігальними майданчиками, може обертатися навколо вертикальної осі, в результаті при впливі вітру, його впливу буде піддана мінімальна площа. Бурова шахта проходить через весь корпус судна, розширюючись до низу. На палубі розташовуються силові установки і технічне обладнання. Нафта, видобута, а потім очищена, зберігається в резервуарах корпусу, згодом же її завантажують у човникові вантажні танкери.

Противикидкове підводне обладнання встановлюють на морське дно після постановки БС на точку буріння, воно пов'язане з гирлом свердловини за допомогою водовідвідної колони з дивертором, двох шарнірних з'єднань і телескопічного з'єднання для компенсації вертикальних і горизонтальних переміщень бурового судна в процесі будівництва свердловини [5].

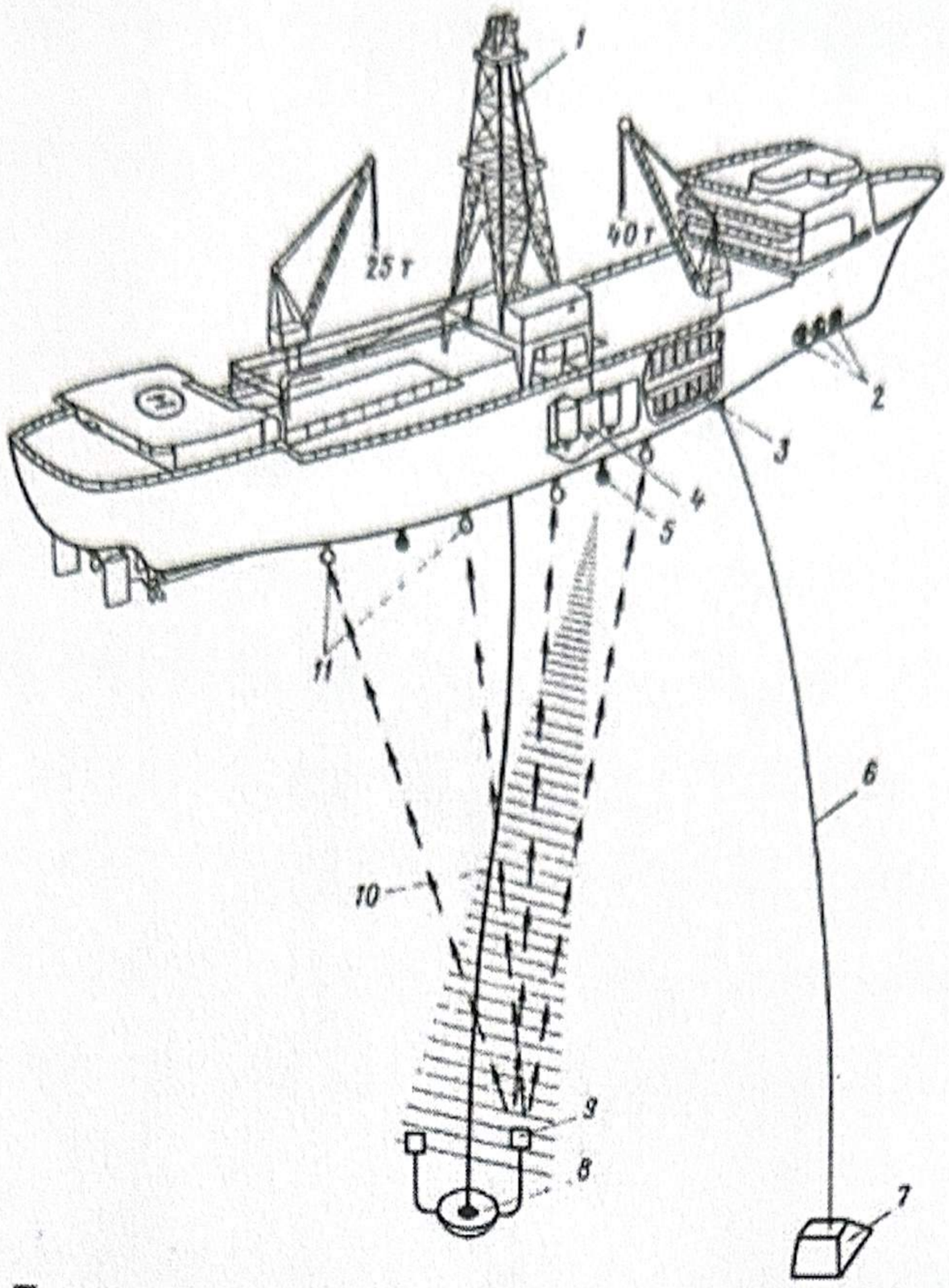



Рисунок 1.17 - Бурове судно з системою динамічного позіціювання:
1 - бурова вишка; 2 - носові підрулюючі пристрої; 3 - стелажі для зберігання обсадних і бурових труб; 4 - установка для приготування бурового розчину; 5 - акустичний випромінювач; 6 - трос інклінометру; 7 - груз інклінометра; 8 - устьова воронка; 9 - донний маяк; 10 - бурильна колона; 11 - гидрофони

## 1.2 Висновки до розділу 1. Мета та задачі

Із вище наведеного матеріалу можна зробити наступні висновки. Буріння свердловин є найбільш капіталомісткою галуззю нафтогазовидобувної промисловості. Останніми роками виникла тенденція до технічного розвитку цієї галузі, тобто це розвиток і вдосконалення техніки, розробка і впровадження нової прогресивної технології, раціональна організація виробництва. Стрімке зростання ТЕП досягається впровадженням нових інноваційних технологій, які вдосконалюють весь процес буріння починаючи від бурових установок, доліт, вибійних двигунів, вибійні телеметричні системи, застосування новий цементних розчинів здатних задовольняти умовам буріння і таких, що сприяють скороченню термінів буріння тощо.

Тому за мету даної наукової роботи є систематизація напрямів модернізацій бурових установок на нафту і газ.

Для досягнення зазначеної мети поставлені такі задачі:

1. Провести аналіз способів модернізацій бурових установок на нафту і газ;
2. Скласти реєстр напрямів модернізацій бурових установок на нафту і газ.
3. Розробити економічний ефект від впровадження новітнього обладнання.

# 2. СКЛАД І КОМПЛЕКТНІСТЬ БУРОВИХ УСТАНОВОК

## 2.1 По комплексам бурової установки

### 2.1.1 Насосно-циркуляційний комплекс

На рисунку 1.18 представлено схему циркуляції бурового розчину і приблизний розподіл втрат напору в окремих елементах циркуляційної системи свердловини. Із резервуарів 13 очищений і підготовлений розчин надходить у підпірні насоси 14, які подають його в бурові насоси 1. Останні перекачують розчин під високим тиском по нагнітальній лінії, через стояк 2, гнучкий рукав 3, вертлюг 4, провідну трубу 5 до гирла свердловини 6. Частина тиску насосів при цьому витрачається на подолання опорів у наземній системі. Далі буровий розчин проходить по бурильній колоні 7 (бурильних трубах, ОБТ і вибійному двигуну 9) до долота 10. На цьому шляху тиск розчину знижується внаслідок витрат енергії на подолання гідравлічних опорів.

Потім буровий розчин в наслідок різниці тисків усередині бурильних труб і на вибої свердловини з великою швидкістю виходить із насадок долота, очищаючи вибій і долото від вибуреної породи. Частина енергії, що залишилася розчину витрачається на підйом вибуреної породи і подолання опорів у заколонному кільцевому просторі 8.

Піднятий на поверхню до гирла 6 відпрацьований розчин проходить по трубі 11 у блок очищення 12, де з нього видаляються в комору 15 частинки вибуреної породи і надходить у резервуари 13 з пристроями 16 для відновлення його параметрів; і знову спрямовується в підпірні насоси.

Нагнітальна лінія (маніфольд) складається з трубопроводу високого тиску, по якому розчин подається від насоса 1 до стояка 2 і гнучкого рукава 3, що з'єднує стояк 2 з вертлюгом 4 [6].

Маніфольд обладнується засувками і контрольно-вимірювальною апаратурою. Для роботи в районах із холодним кліматом передбачається система обігріву трубопроводів [6].

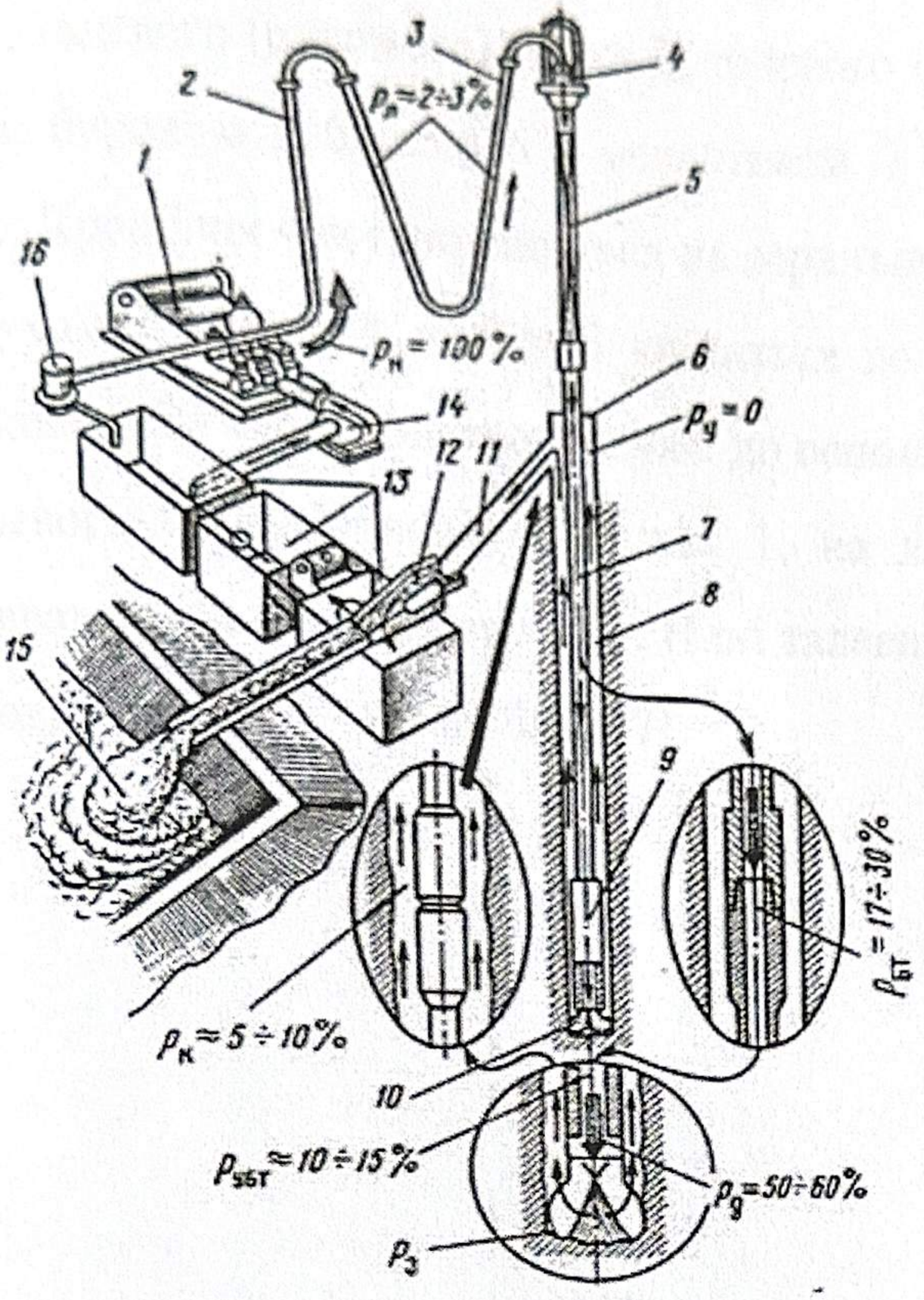



Рисунок 1.18 - Схема циркуляції бурового розчину:
1 - буровий насос; 2 - стояк; 3 - гнучкий рукав;
4 - вертлюг; 5 - ведуча труба; 6 - устя;
7 - бурильна колона; 8 - кільцевий простір;
9 - вибійний двигун; 10 - долото; 11 - труба;
12 - блок очищення; 13 - резервуари; 14 - підпірні насоси; 15 - амбар; 16 - пристрої відновлення параметрів

### 2.1.2 Спуско-підіймальний комплекс

На рисунку 2.19 зображено спуско-підйомний комплекс бурової установки, який являє собою поліспастний механізм, що складається з кронблока 4, талевого (рухомого) блока 2, талевого каната 3, що є гнучким зв'язком між буровою лебідкою 6 і механізмом 7 кріплення нерухомого кінця канату. Кронблок 4 встановлюється на верхньому майданчику бурової вишки 5. Рухомий кінець А каната 3 кріпиться до барабана лебідки 6, а нерухомий кінець Б - через пристосування 7 до основи вишки.

До талевого блоку приєднується гак 1, на якому підвішується на штропах елеватор для труб або вертлюг. Нині талевий блок і підйомний гак об'єднані в один механізм - крюкоблок [7].

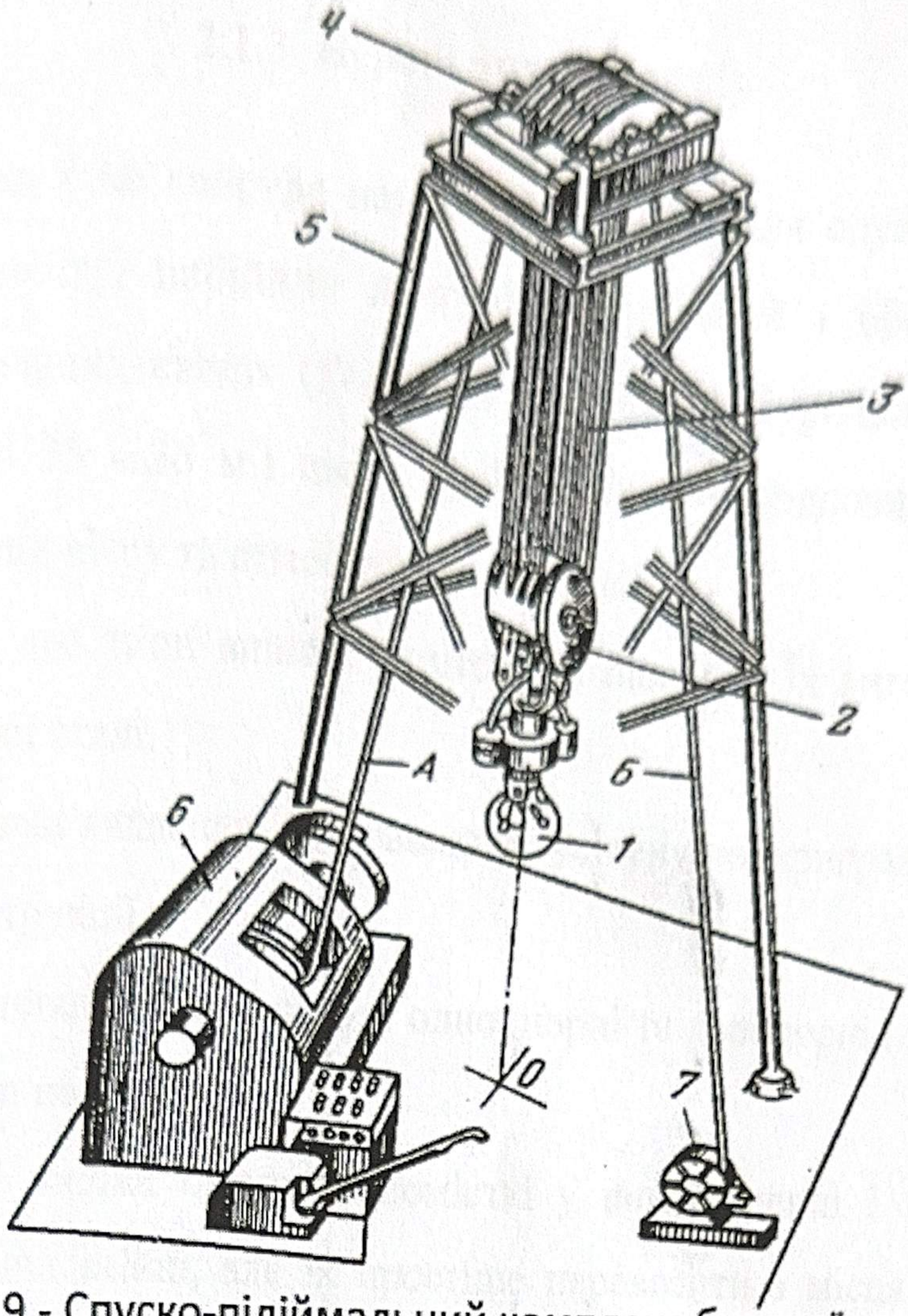



Рисунок 2.19 - Спуско-підіймальний комплекс бурової установки:
1 - гак; 2 - талевий блок; 3 - талевий канат; 4 - кронблок;
5 - бурова вишка; 6 - бурова лебідка; 7 - механізм кріплення
нерухомого кінця канату; А - рухомий кінець канату; Б - нерухомий
кінець канату

### 2.1.3 Бурові вишки (вежі)

Бурова вишка - це споруда над свердловиною для спуску і підйому бурового інструменту, вибійних двигунів, бурильних і обсадних труб, розміщення бурильних свічок (з'єднання двох-трьох бурильних труб між собою довжиною 25 - 36 м.) після підйому їх зі свердловини і захисту бурової бригади від вітру та атмосферних опадів.

Розрізняють два типи вишок: баштові та щоглові. Їх виготовляють із труб або прокатної сталі.

Баштова вишка являє собою правильну усічену чотиригранну піраміду решітчастої конструкції.

Вишки щоглового типу бувають одноопорні та двоопорні (А - подібні). Останні найбільш поширені.

А - подібні вишки більш трудомісткі у виготовленні і тому більш дорогі. Вони менш стійкі, але їх простіше перевозити з місця на місце і потім монтувати.

Основні параметри вишки - вантажопідйомність, висота, місткість «магазинів» (сховищ для свічок бурильних труб), розміри верхньої і нижньої основ, довжина свічки, маса.

Вантажопідйомність вишки - це гранично допустиме вертикальне статичне навантаження, яке не має бути перевищено в процесі всього циклу проводки свердловини.

Висота вишки визначає довжину свічки, яку можна витягти зі свердловини і від величини якої залежить тривалість спуско-підйомних операцій. Чим більша довжина свічки, тим на меншу кількість частин необхідно розбирати колону бурильних труб під час зміни бурового інструменту. Скорочується і час подальшого збирання – вантажопідйомність вишок збільшуються. Так, для буріння свердловин на

глибину 300 ... 500 м використовується вишка висотою 16 ... 18 м, глибину 2000 ... 3000 м - висотою – 42 м і на глибину 4000 ... 6500 м - 53 м.

Ємність «магазинів» показує, яка сумарна довжина бурильних труб діаметром 114 ... 168 мм може бути розміщена в них. Практично місткість «магазинів» показує на яку глибину може бути здійснено буріння за допомогою конкретної вишки.

Розміри верхньої і нижньої основ характеризують умови роботи бурової бригади з урахуванням розміщення бурового обладнання, бурильного інструменту та засобів механізації спуско-підйомних операцій. Розмір верхньої основи вишок становить 2х2 м або 2.6х2.6 м, нижньої 8х8 м або 10х10 м [7].

### 2.1.4 Силовий привід

Силовий привід бурової установки - це комплекс передач і механізмів, що здійснюють перетворення електричної енергії або енергії палива в механічну та забезпечують управління механічною енергією.

Силовий привід бурової установки завдяки своїй розширеній сфері застосування здатний виконувати цілу низку першочергових функцій і технологічних операцій.

Насамперед пристрій сприяє безперервному обертанню бурильної колони під час процесу буріння свердловин. Крім того, система може застосовуватися під час проведення проробок і розширенні діаметра стовбура свердловини.

Основними елементами силового приводу є двигуни, передавальні механізми від двигуна до виконавчого механізму і пристрої системи управління.

У сучасних бурових установках найбільш широко застосовуються такі види приводів:

- електричний,

- дизельний,
- дизель-гідравлічний.

Наприклад, електричний або дизельний приводи можуть істотно спростити операції, спрямовані на проведення спуску колон обсадного типу.

Силові приводи також поділяються на:

- індивідуальний - приводить у дію 1 виконавчий механізм (ротор, лебідку або насос);
- груповий - приводить у дію 2 і більше виконавчих механізму (лебідку і ротор, лебідку, ротор і 1 або 2 насоси) [8].

### 2.1.5 Противикидове обладнання

Противикидкове обладнання призначене для герметизації гирла нафтових і газових свердловин. На рисунку 2.20 представлено схему обв'язки превенторів.

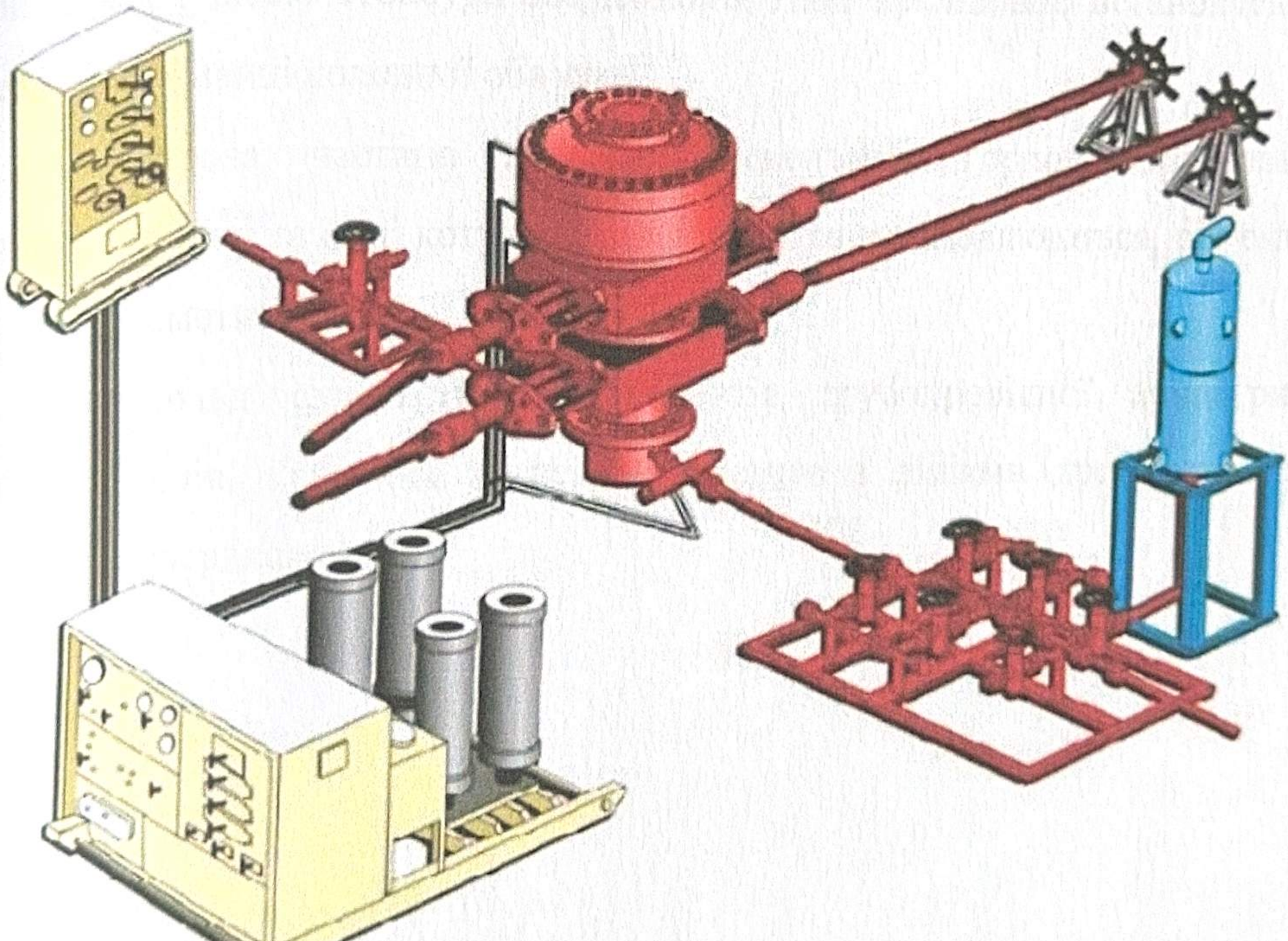


Рисунок 2.20 - Схема обв'язки привенторів

Противикидкове обладнання (ПВО) - це комплекс обладнання, призначений для герметизації гирла нафтових і газових свердловин під час їх споруджування та ремонті.

Використання ПВО дає змогу підвищити безпеку ведення робіт, забезпечити попередження викидів і відкритих фонтанів.

ПВО забезпечує проведення таких технологічних операцій:

- герметизація свердловини;
- спуск-підйом колон бурильних труб при герметизованому гирлі;
- циркуляція бурового розчину зі створенням регульованого протитиску на вибій і його дегазацію;
- управління гідроприводами обладнання.

ПВО включає стовбурову частину, превентори та маніфольд.

Стовбурова частина включає ПВО, осі стовбурових проходів яких збігаються з віссю стовбура свердловини і які послідовно встановлені на верхньому фланці колонної обв'язки.

Стовбурова частина включає превентори, гирлові хрестовини, надпревенторну та інші котушки, що додатково встановлюються, роз'ємний жолоб і герметизатор.

Маніфольд складається з елементів трубопровідної арматури і трубопроводів, з'єднаних за певною схемою з лініями дроселювання і глушіння свердловин [8].

## 2.2 По блокам бурової установки

### 2.2.1 Вишко-лебідковий блок

Привід лебідки забезпечує роботу лебідки в режимі спуско-підйомних операцій і регулювання режимів подачі долота під час буріння.

У режимі спуско-підйомних операцій привід лебідки забезпечує:

- підйом вантажів (руховий режим, I квадрант механічної характеристики);

- гальмування під час підйому (генераторний режим, II квадрант механічної характеристики);

- силовий спуск (руховий режим; III квадрант механічної характеристики);

- гальмування під час спуску (генераторний режим, IV квадрант механічної характеристики).

У режимі подачі долота залежно від вимог технології забезпечуються режими:

- підтримання заданого осьового навантаження на долото;

- підтримання заданого тиску бурового розчину в маніфольді.

Система автоматичного регулювання (САР) електроприводу лебідки забезпечує:

- плавне регулювання швидкості двигуна в діапазоні від 0 до 1500 об/хв;

- обмеження темпу розгону і гальмування електроприводу лебідки;

- підтримання заданої швидкості підйому та спуску талевого блока;

- точну зупинку талевого блоку в заданому положенні;

- підтримання заданого навантаження на долото в режимі буріння;

- обмеження моменту двигуна у всіх чотирьох квадрантах механічної характеристики;

- утримання вантажу в нерухомому стані.

Для забезпечення гальмування приводу бурової лебідки і ротора, до шин постійного струму через гальмівний ключ приєднуються гальмівні опори, що підключаються до чопера, розміщуються в окремому відсіку контейнера [9].

### 2.2.2 Ємнісний блок

Бурові резервуари або резервуари бурових розчинів являють собою, в основному, прямокутні ємності, обладнані різними патрубками, сходами, засувками, насосами та іншим.

Види резервуарів, що використовуються в бурінні:

- Резервуар для приготування бурових розчинів – призначений для приготування водних і бурових розчинів на водній і вуглеводневій основі, а також спецрідин під час будівництва та капітального ремонту свердловин. Блок застосовується у складі циркуляційних систем бурових установок усіх класів.
- Резервуар циркуляційної системи - призначений для комплектації циркуляційних систем бурових установок. Виконується у варіантах проміжної або приймальної ємності.

Проміжний/приймальний резервуар комплектується:

- жолобною системою;
- механічними перемішувачами типу ПЛМ або ПБРТ-5,5;
- телескопічними верхніми та нижніми перетоками або вбудованим колектором бурового насоса;
- гідравлічними перемішувачами 4УПГ з технологічним трубопроводом і запірною арматурою;
- зливними люками циліндричними різьбовими або прямокутними різьбовими;
- стійками освітлення;
- перильними огорожами і тентовим каркасним укриттям.

Проміжний резервуар нарівні з блоками очищення та приготування рідин є невід'ємною частиною системи. У резервуарі є верхні люки та сходи для очищення від шламу. Комплектність проміжних і приймальних резервуарів визначається Замовником.

Резервуар доливання - призначений для приймання бурового розчину від шламового або бурового насоса і доливання свердловини під час спуско-підйомних операціях у процесі буріння.

До складу блоку доливного входять рамна основа, резервуари, сходи, перехідні майданчики, візуальний поплавковий рівнемір. У разі необхідності резервуари оснащуються вбудованими пароореєстрами. Висота і кількість рамних основ, об'єм і кількість ємностей можуть бути змінені стосовно конкретних типів бурових установок.

Монтаж модулів блока доливання здійснюють шляхом їх установлення на центрувальні конуси і кріплення відкидними кронштейнами.

- Резервуар зберігання хімічних реагентів - призначений для зберігання хімічних реагентів.
- Резервуар грязьовий двосекційний - призначений для накопичення і переробки відходів буріння.
- Резервуар грязьовий трисекційний - призначений для накопичення та переробки відходів буріння.
- Резервуар для приготування розчинів утеплений - застосовується для приготування та хімічної обробки бурових розчинів.
- Резервуар приймальний (проміжний) - призначений для зберігання та подачі бурового розчину. Використовуються в складі циркуляційних систем бурових установок усіх класів.
- Мірний резервуар - застосовується для приймання та вимірювання рівня бурового розчину.
- Резервуар блоку очищення - призначений для збору та очищення бурового розчину.

• Резервуар для приготування розчинів та емульсій БПР (модифікація установки осереднювальної) - призначений для приготування бурових і тампонажних розчинів (як осереднювальний резервуар), як на водній, так і на вуглеводневій основі, розчинів хімічних реагентів і різних технологічних рідин, зокрема для освоєння і капітального ремонту свердловин. Застосовується автономно або в складі циркуляційних систем бурових установок [9].

Встановлення спеціального безсальникового насоса дає змогу перекачувати різні типи абразивних розчинів, зокрема обважнені бурові та тампонажні розчини будь-якої густини. Форма днища і розташування всмоктувального трубопроводу забезпечує повне спорожнення резервуара. Підключення до диспергатора напірної лінії цементувального агрегату дає змогу забезпечити швидке та якісне подрібнення та активацію твердої фази розчинів (бентонітовий глинопорошок, цемент), розчинення полімерних реагентів, а також якісне приготування гідрофобних емульсійних розчинів.

• Резервуар очищення бурового розчину - призначений для зберігання бурового розчину. Застосовується в складі циркуляційних систем.

• Резервуар накопичувальний - призначений для зберігання бурового розчину. Застосовується у складі циркуляційних систем.

• Резервуар бурового розчину - призначений для приготування та зберігання водних і водно-лужних розчинів хімічних реагентів, бурових розчинів на водній та вуглеводневій основі, а також спецрідин при будівництві та капітальному ремонті свердловин [8].

### 2.2.3 Блок очищення

Частинки вибуреної породи, що надходять у буровий розчин, шкідливо впливають на його основні технологічні властивості, а отже, на техніко-

економічні показники буріння, тому очищенню бурових розчинів від шкідливих домішок приділяють особливу увагу.

Для очищення бурового розчину від шламу використовується комплекс різних механічних пристроїв:

- вібраційні сита, гідроциклонні шламовідділювачі (піско- і муловіддільники), сепаратори, центрифуги.

Крім того, у найбільш несприятливих умовах перед очищенням від шламу буровий розчин обробляють реагентами-флокулянтами, які дають змогу підвищити ефективність роботи очисних пристроїв.

Незважаючи на те, що система очищення складна і дорога, у більшості випадків застосування її рентабельне внаслідок:

- значного збільшення швидкостей буріння;
- скорочення витрат на регулювання властивостей бурового розчину;
- зменшення ступеня ускладненості стовбура;
- задоволення вимог захисту довкілля.

Під час вибору обладнання для очищення бурових розчинів враховують різноманіття конкретних умов. В іншому разі можливі додаткові витрати коштів і часу.

Кожен апарат, що використовується для очищення розчину від шламу, повинен пропускати кількість розчину, що перевищує максимальну продуктивність промивання свердловини (за винятком центрифуги).

У складі циркуляційної системи апарати повинні встановлюватися в суворій послідовності.

При цьому схема проходження розчину повинна відповідати такому технологічному ланцюжку: свердловина - газовий сепаратор – блок грубого очищення від шламу (вібросита) - дегазатор - блок тонкого очищення від шламу (піско- і муловідділювачі, сепаратор) - блок регулювання вмісту і складу твердої фази (центрифуга, гідроциклонний глиновідділювач).

Зрозуміло, за відсутності газу в буровому розчині виключають ступені дегазації. у разі використання необважненого розчину, як правило, не застосовують глиновідділювачі та центрифуги, а під час очищення обважненого бурового розчину зазвичай виключають гідроциклонні шламовідділювачі (піско- та муловідділювачі).

Іншими словами, кожне обладнання призначене для виконання цілком певних функцій і не є універсальним для всіх геолого-технічних умов буріння.

Отже, вибір обладнання та технології очищення бурового розчину від шламу ґрунтується на розчину від шламу ґрунтується на конкретних умовах буріння свердловини. Щоб вибір виявився правильним, необхідно знати технологічні можливості та основні функції обладнання.

Зазвичай у буровому розчині в процесі буріння свердловини присутні тверді частинки різних розмірів.

Розмір частинок бентонітового глинопорошку змінюється від одиниці до десятків мікрометрів, порошкоподібного бариту - від 5-10 до 75 мкм, шламу - від 10 мкм до 25 мм. Але поки частинки шламу досягнуть циркуляційної системи, вони зменшаться за рахунок механічного подрібнення і диспергування.

у результаті тривалого впливу частинки шламу поступово перетворюються на колоїдні частинки (розміром менше 2 мкм) і відіграють вельми помітну роль у формуванні технологічних властивостей бурового розчину.

За ідеального очищення з бурового розчину мають видалятися шкідливі механічні домішки розміром понад 1 мкм.

Однак технічні можливості апаратів та об'єктивні технологічні причини не дають змоги нині досягти цієї межі. Найкращі світові зразки вібросит (ВС-1, В-21, двоситкове одноярусне сито фірми «Свако», двоярусне вібросито

фірми «Бароїд» тощо. ін.) дають змогу видаляти з бурового розчину частинки шламу розміром понад 150 мкм.

Максимальний ступінь очищення при використанні глинистих розчинів досягає 50 %. Це практично технологічна межа вібросита при бурінні глинистих відкладень із промиванням їх водними розчинами.

Застосування гідроциклонного пісковідділювача дає змогу збільшити ступінь очищення бурового розчину до 70-80 %.

Видаляються частинки шламу розміром понад 40 мкм. Для більш глибокого очищення застосовують батарею гідроциклонів діаметром не більше 100 мм - муловідділювачів. За допомогою цих апаратів вдається очистити буровий розчин від частинок шламу розміром до 25 мкм і підвищити ступінь очищення до 90 % і більше.

Більш глибоке очищення від шламу пов'язане із застосуванням дуже складних апаратів - високопродуктивних центрифуг, і тому зазвичай економічно невигідне [10].

Подальше зменшення вмісту твердої фази в буровому розчині здійснюється розведенням або механічною обробкою невеликої частини циркулюючого бурового розчину, в результаті якої з нього видаляється надлишок тонкодисперсних (розміром 10 мкм і менше) частинок.

Механічними засобами можна досягти дуже глибокого очищення необважненого бурового розчину.

Для обважненого розчину ступінь очищення обмежується необхідністю збереження в розчині обважнювача. Тому механічними апаратами з обважненого розчину практично можуть бути витягнуті частинки шламу розміром лише до 74 мкм.

Частинки шламу розміром від 5-10 до 75-90 мкм неможливо відокремити від частинок бариту, а оскільки втрати бариту неприпустимі внаслідок його високої вартості, подальше поліпшення ступеня очищення обважненого розчину зазвичай здійснюють переведенням частинок шламу в

більш грубо дисперсний стан (наприклад, шляхом застосування флокулянтів селективної дії).

При цьому велику увагу приділяють регулюванню вмісту і складу твердої фази за допомогою центрифуги або гідроциклонних глиновідділювачів [10].

### 2.2.4 Насосний блок

Буровий насос - насос, що застосовується на бурових установках із метою забезпечення циркуляції бурового розчину в свердловині. Для промивання використовується високий тиск, який створює цей насос. Буровий насос буває дво- і триціліндровий. Основне призначення бурового насоса - це забезпечити циркуляцію бурового шламу і запобігти його осіданню в процесі буріння, а також підйом породи, що розбурюється, на поверхню.

Буровий насос очищає вибій і свердловину від породи. Бурові насоси призначені для забезпечення процесу промивання під час пробурювання свердловини, нагнітання у свердловину бурового розчину з метою очищення вибою і стовбура від вибуреної породи та виносу її на поверхню, охолодження долота і приведення в дію вибійних двигунів гідравлічного типу. Розрізняють насоси таких типів – двопоршневі насоси двосторонньої дії та трипоршневі насоси односторонньої дії.

Найбільш повно вимогам технології буріння відповідають трипоршневі насоси односторонньої дії, які забезпечують найменший ступінь нерівномірності тиску на виході та найменший знос клапанів і штоків поршня порівняно з двопоршневими насосами двосторонньої дії [10].

## 2.3 Висновки до розділу 2

Із вище наведеного розділу можна окреслити наступне, що буровий станок це високотехнологічна споруда, яка складається із комплексу машин і механізмів, що взаємодіють між собою і забезпечують процес буріння свердловин. Кожна ланка, блок, елемент несе за собою важливу роль для забезпечення процесу буріння, виключення будь-якого елементу неможливе для успішного буріння. Тому в наступному розділі розглянемо більш інноваційні вузли бурових установок, що забезпечують високі техніко-економічні показники.

# РОЗДІЛ 3. ІННОВАЙЦІЇ У ВИРОБНИЦТВІ БУРОВИХ УСТАНОВОК

## 3.1 Сучасні методи монтажу і перевозки бурових установок

Існує три методи монтажу бурових установок: звичайний (індивідуальний), дрібноблочний і великоблочний.

Звичайний метод монтажу бурових установок полягає в індивідуальному монтажі обладнання та будівництві споруд установки із застосуванням фундаментів одноразового використання. У цьому випадку будують бетонні або дерев'яні фундаменти окремо під кожен агрегат установки.

Під час повторного монтажу бурову установку розбирають на агрегати і вузли і перевозять на універсальному транспорті на нову точку буріння, де знову будують фундаменти, споруди і монтують обладнання.

Звичайний метод монтажу бурових установок пов'язаний з великим комплексом трудомістких робіт (будівельних, теслярських, слюсарних, підсобно-допоміжних та ін.), які виконуються на місці монтажу, що спричиняє подовження терміну монтажу бурових установок. Тому цей метод у даний час застосовується дуже рідко, тільки при монтажі бурових установок великої вантажопідйомності.

Дрібноблочний метод монтажу бурових установок полягає в тому, що агрегати і вузли установки монтують не на бетонних або дерев'яних фундаментах, а на металевих основах. Металева основа зі змонтованим на ній будь-яким вузлом установки становить дрібний блок.

Кількість дрібних блоків бурової установки визначається конструкцією установки, умовами розроблення родовища і географічними умовами, зазвичай бурову установку розчленовують на 15-20 дрібних блоків. Габаритні розміри і вага дрібних блоків дають змогу перевозити їх на універсальному транспорті або волоком, а у важкодоступних районах - на вертольотах [11].

Цей метод монтажу бурових установок широко застосовують у розвідувальному бурінні, а в деяких районах і в експлуатаційному бурінні, коли місцеві умови не дають змоги перевозити установки великими блоками.

Великоблочний метод монтажу бурових установок полягає в перевезенні агрегатів і вузлів установки великими блоками на спеціальному транспорті (ваговозах), установці блоків на фундаменти і з'єднанні комунікацій між ними.

При цьому бурову установку розчленовують на два-три блоки вагою по 60-120 т. Великий блок складається з металевої основи, що перевозиться на спеціальних транспортних засобах, і змонтованих на ній агрегатів і вузлів бурової установки, кінематично пов'язаних між собою.

Під час перевезення таких блоків майже не порушуються кінематичні зв'язки вузлів установки і комунікацій і не демонтуються укриття, що дає змогу виключити трудомісткі роботи, які виконують за звичайного методу монтажу, такі як будівельні, теслярські, слюсарні та низка підсобно-допоміжних. Застосування великих блоків дає змогу скоротити терміни монтажу бурових установок до мінімуму. Великоблочний метод монтажу бурових установок широко застосовується в експлуатаційному бурінні.

Кожному типу бурової установки відповідають своя кінематична і монтажна схеми, до яких входять різні агрегати. Однак за умови конструктивної відмінності установок у їхньому комплексі зустрічаються агрегати, необхідні в будь-якій із компоновок. Це вишки. Талеві системи, вантажопідйомні лебідки, ротори, вертлюги, приводні механізми (шестерні або ланцюгові редуктори, клиноремінні передачі), двигуни і насоси для перекачування промивних рідин. Вони розрізняються технічними характеристиками, конструктивним виконанням, габаритними розмірами і масами. Але всі вони мають бути кінематично пов'язані певною монтажною схемою, що визначає місце розташування кожного агрегату відносно один одного.

Тому під час монтажу кожної установки доводиться виділяти окремо монтаж:

- кожного агрегату, що входить до комплексу будь-якої бурової установки;
- вузлів і систем управління агрегатами, що входять до комплексу установки;
- технологічних трубопроводів для перекачування промивної рідини, палива, стисненого повітря та опалення;
- приводних механізмів.

Допоміжного обладнання, необхідного для приготування та очищення промивної рідини, обігріву бурової установки, збереження запасів паливно-мастильних матеріалів тощо.

У зв'язку з цим для монтажу бурової установки необхідно здійснити такі роботи:

- планувально-розбивочні та підготовчі;
- будівництво фундаментів і основ під бурову вишку, бурове, силове та допоміжне обладнання;
- монтаж бурової вишки;
- будівництво підвишкових з'єднань;
- монтаж бурового, механічного та силового обладнання;
- монтаж електрообладнання.

Перелічені етапи робіт виконують фахівці відповідних бригад (підготовчої, будівельної, спеціалізованої або комплексної вишкомонтажної) у послідовності, що визначається методом монтажу, який застосовано під час спорудження даної бурової.

Транспорт відносно невеликого за масою і габаритами обладнання (середніх насосів, компресорів, верстатів) виконується стандартними транспортними засобами. Із впровадженням великого блочного монтажу, наприклад, бурових установок, з перенесенням основного обсягу монтажних

робіт на заводи виробники, перед транспортуваннями виникли серйозні інженерні завдання транспорту і вантажно-розвантажувальних робіт.

Для перевезення залізницею великогабаритних і масивних блоків для нафтової та газової промисловості застосовують нормальні чотиривісні платформи вантажопідйомністю 60-70 т. Довжина залізничної платформи 13 м, ширина 2.77-2.87 м, висота головки рейок 1.3 м. Для такелажу блоків із платформи на автотранспорт є потужні залізничні крани.

Транспорт масивних блоків автомобільними дорогами з покриттями усіх категорій виконується на автомобільних причепах - трейлерах великої вантажопідйомності. Причепи забезпечені гідро- або пневмотормозами. Підвіска коліс балансирна, що забезпечує незалежне їхнє положення і рівномірний розподіл навантаження.

Для транспорту масивних вантажів по бездоріжжю в різних погодних умовах застосовують гусеничні ваговози, візки, причепи та лижі.

Нерівності місцевості можуть спричинити значні перкоси вантажної платформи і порушення точності монтажу об'єкта, що транспортується, що, очевидно, вельми небажано, оскільки викликає необхідність перевірки якості збірки на місці встановлення об'єкта (перевірка співвісності агрегатів, надійності кріплення, регулювання). Тут доцільно використовувати опору платформи на три точки так само, як під час транспортування великих блоків бурових установок.

Слід враховувати, що найменший за відстанню шлях не завжди є найкоротшим за часом (очевидно, що перешкоду простіше обійти, ніж подолати). На рівних ділянках місцевості ширина траси для транспорту блоків бурових установок має становити 16 метрів. У разі бічних ухилів трасу розширюють до 40 м. для проходу тракторів, що страхують з боків.

## 3.2 Цифрове буріння

Буріння свердловин - дорогий процес, що істотно впливає на на собівартість видобутку нафти. І чим далі, тим складнішим і дорожчим він стає: щоб ефективно розробляти важковидобувні запаси, потрібно будувати складні, високотехнологічні свердловини. Підвищувати ефективність буріння допомагають технології Індустрії 4.0 - аналіз великих даних, інтернет речей, штучний інтелект. Ціла низка відповідних цифрових проєктів.

Вітчизняні виробники давно займаються питаннями ефективності буріння, реалізуючи організаційні та технологічні проекти, - Центр управління бурінням, створення високотехнологічних бурових установок для ринку та ін.

Причини підвищеної уваги до цієї сфери в недостатній розвиненості нафтосервісного ринку. Відсутність серйозної конкуренції призводить до того, що учасники ринку не поспішають вкладати значні ресурси в розвиток і брати на себе пов'язані з цим додаткові ризики.

Тому нерідко впровадження нових технологій - ініціатива самих нафтовидобувних компаній [12].

### 3.2.1 Сучасні датчики потоків даних

В одній із українських компаній процес проектування і будівництва свердловин сьогодні вже багато в чому оцифрований. Розташування свердловин, їх траєкторія і конструкція, окремі операції (спуск обсадних колон, цементування стовбура тощо) розраховуються в спеціальних комп'ютерних симуляторах. Програмне забезпечення дає змогу оцінити очікувану віддачу від пласта і знайти оптимальні способи її досягнення.

У процесі буріння зі свердловини надходить рясний потік даних. Це показання датчиків геолого-технологічних досліджень (ГТД), дані каротажу в процесі буріння, показання телеметрії похило-спрямованого буріння, реологія бурового розчину тощо. Велика кількість різнопланової інформації

по кожній свердловині надходить до Технологічного Центру управління бурінням, і основне завдання центру - забезпечити максимально ефективне використання даних під час супроводу та контролю процесу будівництва свердловин.

Дообладнання бурових установок такими датчиками - важливе завдання, яке компанія вже реалізує у співпраці з буровими підрядниками, які експлуатують їх. Часта причина простоїв - вихід з ладу обладнання. Датчики дають нам можливість оцінювати його знос, запобігати виходу з ладу і скорочувати непродуктивний час за рахунок своєчасного обслуговування.

Вітчизняна компанія стимулює такий розвиток у галузі буріння, незважаючи на те що ставки бурових компаній, які використовують високотехнологічне обладнання, неминуче зростатимуть. Але якщо зміни дадуть змогу в підсумку підвищити швидкість буріння, виключити або істотно скоротити простої, підсумкова вартість свердловини може виявитися нижчою, а газ/нафту і дохід від її реалізації можна буде отримати швидше.

У перспективі - повна автоматизація бурових і застосування рішень на основі штучного інтелекту, завдяки яким стане можливим віддалене управління буровою установкою, створення так званих безлюдних бурових [12].

### 3.2.2 Штучний інтелект виправить траєкторію

Під час буріння свердловин штучний інтелект (рис. 3.1) дає змогу виявляти вихід долота за межі цільового (продуктивного) шару ще до того, як про це повідомлять датчики телеметрії. Через конструктивну особливість бурового обладнання інформація про тип породи та її властивості на підставі показань каротажних приладів у процесі буріння надходить із затримкою. У результаті вихід із колектора або цільового інтервалу фіксуються, коли долото відійшло від місця виходу вже на 15-35 м.

У деяких випадках досвідчений бурильник здатний за непрямими ознаками (навантаження на долото, швидкість проходки тощо) визначити, що

долото вийшло в іншу породу. У фахівців виникла ідея, що таку навичку можна розвинути у штучного інтелекту, виявивши в даних ГТД приховані закономірності, що вказують на це.

Розроблений прототип використовує машинне навчання, щоб оперативно аналізувати параметри, що надходять з бурового обладнання, - рівень вібрації, швидкість буріння й обертання ротора, навантаження на долото тощо. Ці показники змінюються залежно від характеристик пласта, і це дає змогу оперативно визначити склад породи, не чекаючи надходження даних із датчиків на самому буровому інструменті [12].

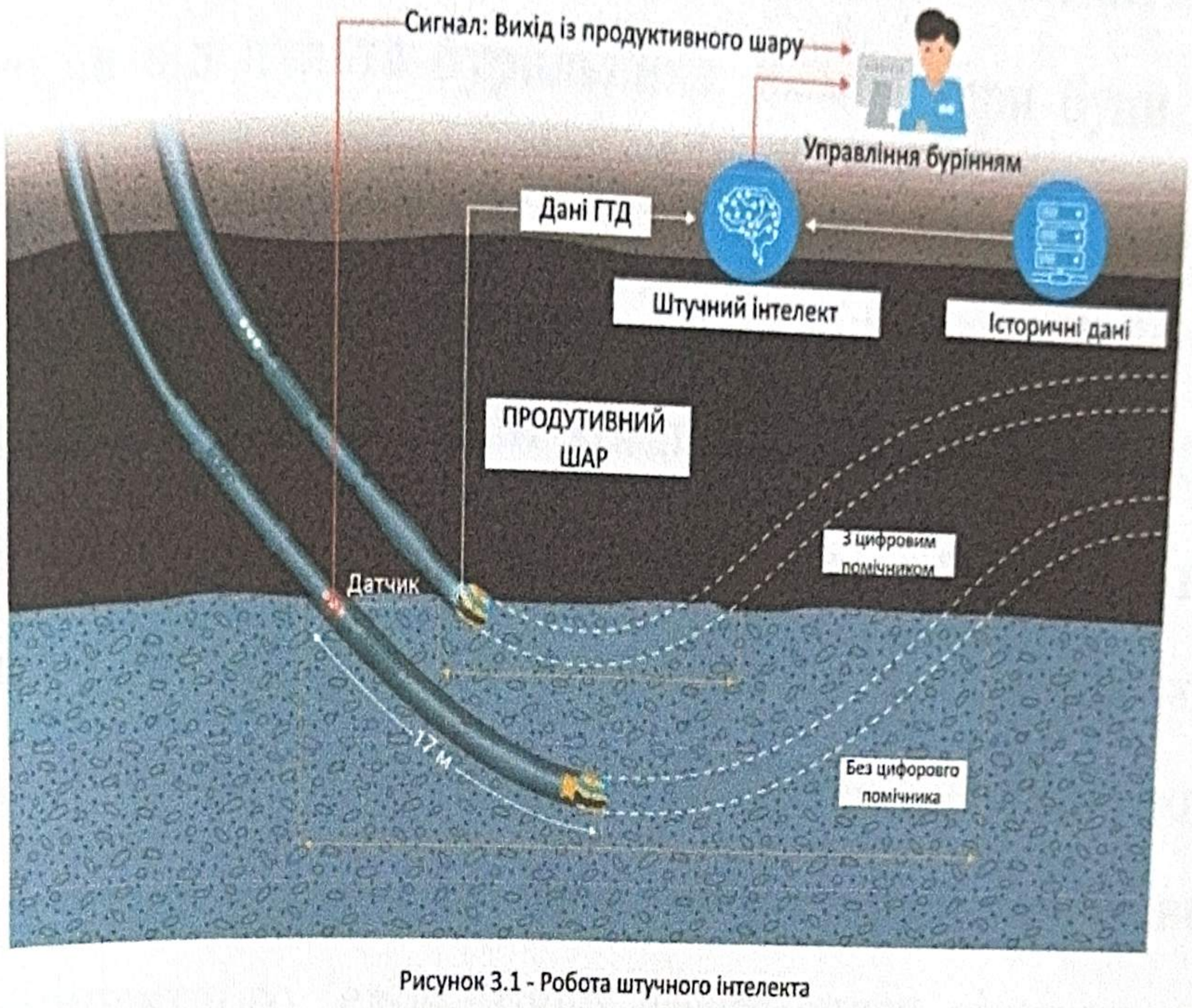



Рисунок 3.1 - Робота штучного інтелекта

Зараз програма здатна визначати три літотипи (породи з певним набором ознак) – пісковик, глину, карбонатизований пісковик - і, відповідно, той момент, коли долото переходить з однієї породи в іншу. Імовірність виявлення зміни літотипу з використанням створеного цифрового рішення становить не менше 70%. Навчання моделі триває на нових свердловинах: з кожною пробуреною свердловиною точність стає вищою.

Застосування методики дасть змогу в майбутньому підвищити швидкість буріння горизонтальної частини свердловин, знизити витрати на усунення помилок і підвищити якість проходки, а отже, й ефективність майбутньої експлуатації [12].

### 3.2.3 Пульт оператора-бурильника точність і безперебійність

Компанії - системному інтегратору в нафтогазовій сфері була потрібна розробка сучасного пульта бурильника, який включав би панелі спостереження і пульти управління процесами буріння. Розроблене рішення покликане забезпечити бурильникам комфортніші умови і зробити їхню роботу більш ефективною.

Раніше використовувалося рішення із застосуванням чотирьох дисплеїв, що відображали різні параметри процесу буріння. Промислові комп'ютери розташовувалися в центрі управління системою, що знаходиться на відстані близько 100 метрів від пульта бурильника. Комп'ютери були під'єднані до дисплеїв пульта бурильника за допомогою кабелів VGA, через що часто виникали проблеми у вигляді перешкод. Таким чином, надійність системи та захищеність даних не задовольняли компанію замовника. Ба більше того, продуктивність дисплеїв і комп'ютерів, що використовувалися для колишнього рішення, була недостатньою, щоб реалізувати цифрову систему моніторингу та управління бурінням, що компанія висувала як свою мету.

Для побудови сучасної системи було ухвалено рішення про необхідність використання компактного, економічно ефективного рішення, яке було б здатне забезпечити побудову повністю інтегрованої високопродуктивної цифрової системи [13].

Вимоги до системи:

- Панельні комп'ютери замість використовуваних існуючих ПК і дисплеїв.

- Використання пристроїв із високопродуктивним процесором і більш чутливим сенсорним екраном.

- Використання шлюзів PROFIBUS в Ethernet для підключення PLC і комп'ютерів, що забезпечить безперешкодне передавання даних.

- Відповідність обладнання стандартам Class 1 Division 2 ATEX і IECEx, підтримка розширеного діапазону робочих температур.

Для підвищення ефективності роботи системи та зниження сукупної вартості володіння компанія замовник замінила на пульті бурильника комп'ютери, що використовувалися до того, на два панельних комп'ютери з сенсорним екраном сучасного покоління. Старі дисплеї були замінені на промислові монітори. Замість підключення комп'ютерів і моніторів за допомогою кабелів VGA компанія встановила панельні комп'ютери на пульті бурильника, що істотно спрощує роботу оператора.

Однією з незручностей попереднього рішення було також те, що металева рама на дисплеях знижувала чутливість сенсорного екрана. Панельні комп'ютери сучасного покоління використовують процесори новітнього покоління, а також чутливий сенсорний екран, що істотно підвищує ефективність і комфортність роботи операторів.

Іншим завданням під час переходу на нову систему було забезпечення перетворення протоколів. Удосконалені пристрої (рис. 3.2) забезпечили реалізацію завдання перетворення, використовуваного PLC- пристроями PROFINET протоколу, таким чином, проблема неможливості під'єднання PLC безпосередньо до комп'ютерів була з легкістю вирішена.

Крім того, в системі застосовуються промислові комутатори, що забезпечують передачу даних на пульт керування [13].

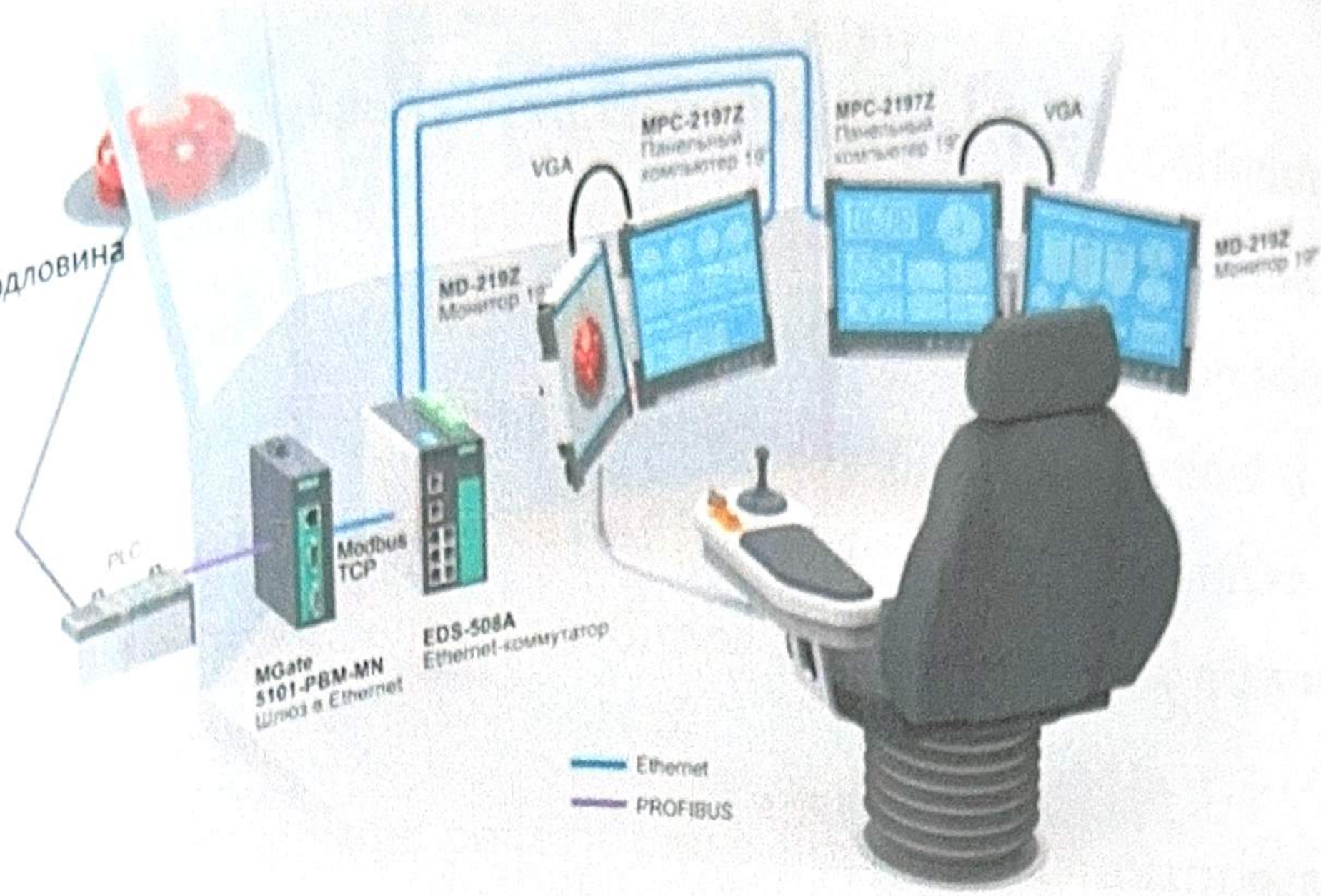



Рисунок 3.2 - Пульт оператора-бурильника нового покоління

Загалом, розгортання системи дало змогу компанії суттєво підвищити операційну ефективність пульта бурильника, який було солідно вдосконалений, і до того ж, модернізація не потребувала надмірних вкладень.

Переваги інноваційних рішень

- Спеціалізовані рішення для нафтогазової галузі.
- Зниження сукупної вартості володіння буровими установками.
- Повний модельний ряд пристроїв, включаючи пристрої, сертифіковані згідно з C1D2 / ATEX Zone 2 [13].

### 3.2.4 Цифрова перспектива

Ефективність використання цифрової бурової кратно зростає під час будівництва високотехнологічних складних свердловин із протяжним горизонтальним стовбуром. Окремо треба зазначити, що знизити вартість впровадження цифрової бурової також дало змогу використання вітчизняних розробок і обладнання.

Розумній буровій ще належить пройти другу фазу дослідно-промислових випробувань. Фахівці планують підтвердити отримані раніше

результати. Бурові бригади використовуватимуть технології на мобільних бурових установках і бурових ешелонного типу.

На підставі реального отриманого ефекту в Технологічного центру в компанії сформовано підхід щодо тиражування апробованих рішень в активах. На поточний момент розробляється концепція цифровізації бурових установок різного типу з диференційованим набором опцій і елементами роботизації, яка дасть змогу оптимізувати терміни будівництва свердловин, мінімізувати помилки, вийти на більш складніші цілі та підвищити рівень виробничої безпеки.

Ще одним напрямом роботи стане інтеграція автоматизованої системи аналізу та збору даних "розумної" бурової у діючу систему Технологічного центру, який керує будівництвом високотехнологічних свердловин компанії [14].

## 3.3 Новинки обладнання

### 3.3.1 Автоматизовані приймальні містки

Використання системи механізованих приймальних містків (МПМ) спрощує і прискорює подачу труб зі стелажів на буровий майданчик. Підйом труб на буровий майданчик може здійснюватися за допомогою елеватора, виключаючи трудомістку проміжну процедуру нарощування через шурф.

Персонал бурового майданчика керує системою механізованих приймальних містків за допомогою пульта дистанційного керування, що виключає будь-який ризик для членів бригади.

Проста процедура переміщення і перевезення системи механізованих приймальних містків - шляхом простого демонтажу системи на один основний модуль і дві підйомні секції моста. Електронні органи управління можуть бути встановлені в одному контейнері або вбудовані в загальну систему управління бурової установки.

Для роботи з НКТ приймальні містки випускаються з вантажопідйомністю стелажів до 100 тонн у санному, санно-колісному або колісному виконанні з висувними або приставними стелажами з біговими доріжками.

Механізований приймальний міст (МПМ), зображений на рисунку 3.3, бурових установок із горизонтальним розташуванням труб має два стелажі, праворуч і ліворуч.

На одному зберігаються бурові труби, на іншому - обсадні. Індивідуальні труби зі стелажів автоматично захоплюються містком і закидаються в центральний жолоб, у кінці якого розташований центральний штовхач. Після потрапляння в жолоб, труба надійно захищена від падіння або скочування [15].

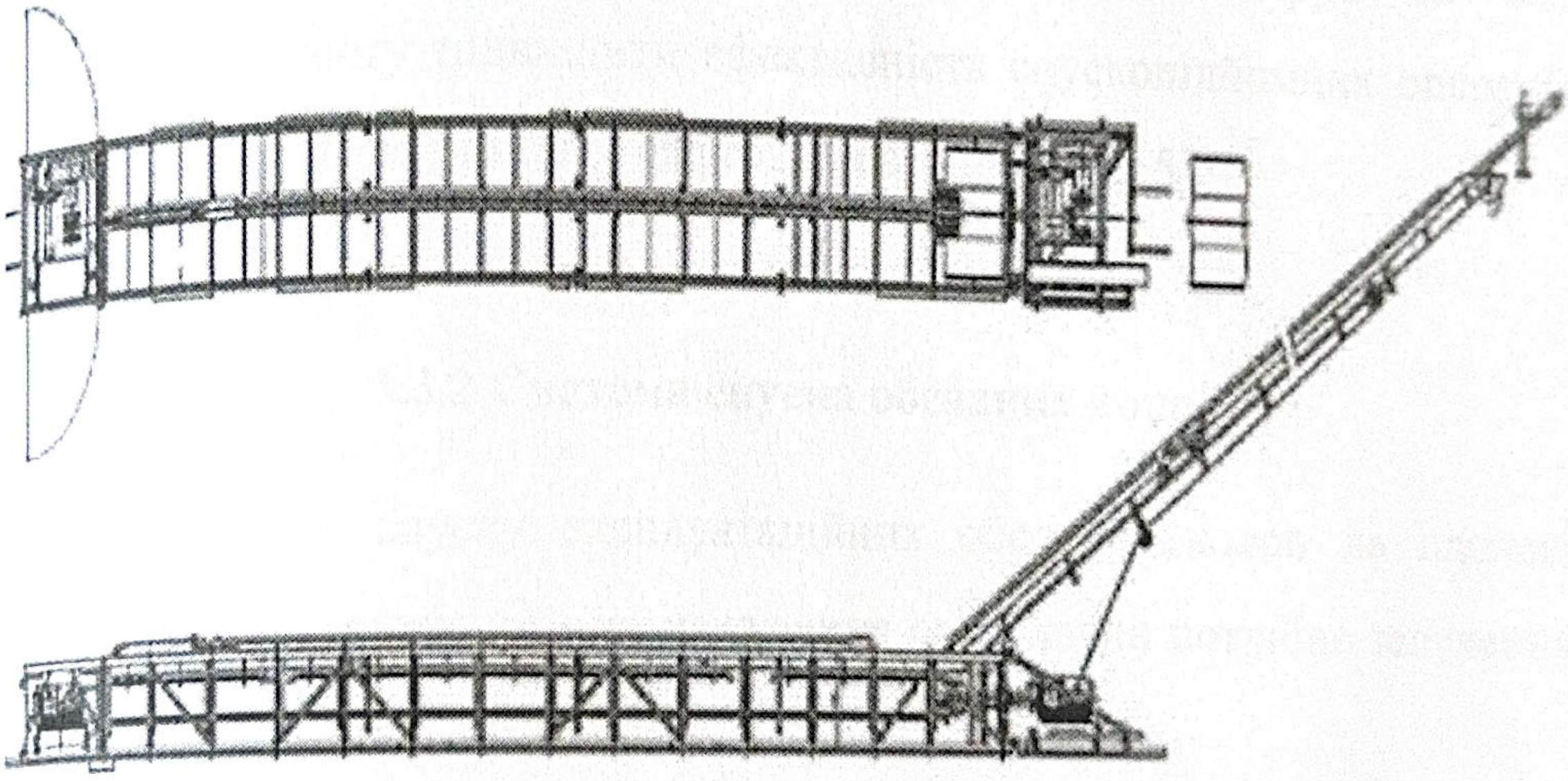


Рисунок 3.3 - Механізований приймальний міст

МПМ здійснює підйом труби з її подальшим насуванням на буровий майданчик за рахунок центрального штовхача, який штовхає трубу по жолобу до тих пір, поки кінець труби "не висунеться" з жолоба на потрібну дистанцію, для її захоплення елеватором.

Захоплення труби елеватором відбувається або за допомогою помічника бурильника, або автоматично.

Нарощування труби на колону здійснюється буровим ключем, або автоматично при використанні верхнього приводу. Автоматизовані приймальні мости значно підвищують безпеку персоналу і знижують обсяг ручних робіт як під час підйому труб, так і під час їх укладання після закінчення буріння. Крім того, такі мости не потребують жодних модифікацій під час подавання бурових труб, обсадних труб, додаткового бурового обладнання або геофізичного інструменту.

Максимальний діаметр труби, що подається, може досягати 51 см. МПМ мають різні технічні характеристики, від порівняно невеликих, здатних подавати труби довжиною до 10 метрів і вагою до 400 кг, до морських, що мають вантажопідйомність 4500 кг, і здатних подавати труби довжиною до 14 метрів.

Таким чином, механізація укладання і доставки труб на вісь свердловини дає змогу підвищити ефективність спускопідйомних операцій під час буріння і під час ремонту нафтових свердловин [15].

### 3.3.2 Система спуска обсадних колон

Для успішного спуску експлуатаційних обсадних колон на планові глибини, а також для якісного цементування свердловин потрібне залучення найсучасніших розробок у цій галузі.

Система CDS™ (рис. 3.4) дає змогу розширити можливості верхнього приводу бурової установки і використовувати його для згвинчування різьбових з'єднань обсадної колони. Система CDS™ повністю замінює стандартний набір обладнання для спуску обсадних колон. Наявність гідравлічного вертлюга у системи CDS™ дає змогу обертати обсадну колону під час спуску, циркуляції та ходіння (наприклад, у разі великих коефіцієнтах тертя обертання дає змогу їх кратно знизити), а також дає можливість здійснювати циркуляцію і долив під час спуску обсадних колон. Додатково

завдяки системі CDS™ можна приступити до проробки стовбура свердловини в місці отримання посадки. Наявність додаткового незалежного моментоміра TesTork™ (з бездротовим передачею даних WTTS) забезпечує можливість реєструвати і контролювати в режимі реального часу та із записом у пам'ять на електронний носій показники моменту згвинчування через адаптовану комп'ютерну систему. Система оснащена регульованими за довжиною штропами, що дають змогу на більшості бурових установок брати трубу відразу з містків. Вантажопідйомність гідравлічного елеватора для одиночних труб становить 5 т, що більш ніж достатньо для однієї трубки. Вантажопідйомність самої CDS™ становить 350-750 т.

Також наявні новітні компактні системи завдовжки всього 2 м. Оскільки CDS™ автоматизована і керується віддалено, під час роботи з нею немає необхідності залучати верхових робітників, на відміну від Fill Up Tool і спайдер-елеваторів. Відповідно, виключаються ризики через роботу з ключами, оскільки це не потрібно при CDS™. Переваги застосування CDS™ очевидні. Система виключає використання громіздких спайдер-елеваторів, залучення верхового робітника, використання циркуляційного обладнання (Fill-Up Tools), використання силових ключів.

Таким чином, використання CDS™ істотно скорочує кількість обладнання та персоналу, необхідного для спуску обсадної колони, забезпечує високий рівень механізації робіт і усуває необхідність роботи персоналу в особливо небезпечних умовах [15].

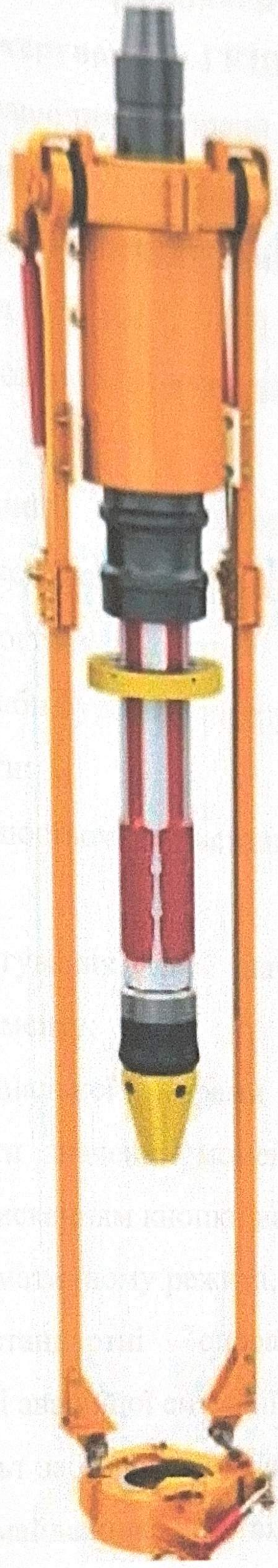


Рисунок 3.4 - Система спуску обсадних колон (ССОК) Casing Drive System (CDS)

### 3.3.3 Автоматизований гідравлічний буровий ключ з програмним керуванням ГКШ-8000

Автоматизований гідравлічний буровий ключ із програмним керуванням ГКШ-8000 "Тимеркул" (рис. 3.5) призначений для швидкого, безпечного, високоточного згвинчування і розгвинчування бурильних і обсадних труб із зовнішніми діаметрами від Ø73 мм (2 7/8") до Ø219 мм (8 5/8"), керований промисловим PC - контролером з операційною системою реального часу Windows CE 7.0.

Використання висувного маніпулятора, управління за допомогою програмованих логічних контролерів і можливість використання виносного пульта дають змогу домогтися безпечної та ефективної роботи, а також продовження терміну служби бурового інструменту [16].

Особливості і переваги:

- управління здійснюється з дистанційного пульта бурильника за допомогою ПЛК;
- високоточне затягування, яке значно подовжує термін служби бурильного інструменту;
- використання спеціальної програми для завдання профілів труб, яка дає змогу вносити значення моментів для подальшого швидкого вибору одним натисканням кнопки на операторській панелі;
- управління в автоматичному режимі, так і в ручному, коли необхідно виконувати нестандартні операції; Можливість миттєвого відключення в разі аварійної ситуації;
- дистанційний пульт забезпечує управління і контроль ключа з різних точок бурового майданчика, на відстані від потенційних джерел небезпеки;
- універсальні щелепи дають змогу працювати з трубами різних діаметрів без заміни плашок;

- унікальний висувний маніпулятор дає змогу регулювати положення ключа по довжині та висоті;
- займає мінімальний простір на буровому майданчику;
- ключ монтується на штатне місце бурового ключа типу АКБ, без зміни конструкції бурового майданчика, що дає змогу виключити процедуру узгодження щодо застосування;
- мале число запчастин і легке обслуговування в ремонті;

Рисунок 3.5 - ГШК-8000

Таблиця 3.1 – Технічні характеристики ГКШ-8000

| | |
|---|---|
| Крутний момент спіннера, Нм (кгс*м) | 2940 (300) |
| Мінімальний крутний момент докріплення, Нм (кгс*м) | 4000 (408) |
| Максимальний крутний момент докріплення, Нм (кгс*м) | 80000 (8150) |
| Максимальний крутний момент розкріплення, Нм (кгс*м) | 116000 (11820) |
| Діапазон труб, мм | 73-219 |
| Тиск нагнітання, МПа (кгс/см$^2$) | 20 (200) |
| Тиск в лінії зливу, МПа (кгс/см$^2$) | не більше 0,5 (5) |
| Об’ємна подача в гідро ключ, м$^3$/с (л/хв) | 33,3x10$^{-4}$ (200) |
| Частота обертів родиків спіннера, об/хв | 120 |
| Кількість роликів спіннера, шт | 4 |
| Оберти навколо своєї осі, град | 360 |
| Маса, кг | 3000 |
| Габаритні розміри, мм | 1600x1200x2400 |

### 3.3.4 Механізм захвату бурильних свічок

Комплекс механізмів типу АСП призначений для механізації та часткової автоматизації спускопідйомних операцій (СПО).

Комплекс забезпечує:

- поєднання в часі підйому і спуску колони бурильних труб і незавантаженого елеватора з операціями встановлення свічок на підсвічник, виносу її з підсвічника, а також з розгвинчуванням або згвинчуванням свічки з колонних бурильних труб;

- механізацію установлення свічок на підсвічник і винесення їх до центру, а також захоплення або звільнення колони бурильних труб автоматичним елеватором.

Нижче (табл. 3.1) наведено перелік робіт, що виконуються механізмами АСП [16].

Таблиця 3.1 - Перелік робіт, що виконуються механізмами АСП

| **Механізм** | **Виконувана робота** |
|---|---|
| Спеціальна талева система | Підйом і спуск колони труб |
| Механізм підйому | Піднімання й опускання окремої відвернутої свічки |
| Механізм захоплення | Захоплення й утримання відвернутої свічки під час під час підйому, спуску і перенесення її від центру свердловини на свічник і назад |
| Механізм розставляння свічок | Переміщення свічки від центру свердловини на підсвічник і назад |
| Направляючі каната і центратора | Утримання верхньої частини свічки в центрі вишки при згвинчуванні та розгвинчуванні |
| Автоматичний елеватор | Автоматичне захоплення і звільнення колони бурильних труб під час спуску та підйомі |
| Магазин і підсвічник | Утримання у вертикальному положенні свічок, відгвинчених, установлених у певному порядку |

На рисунку 3.5 представлено схему розташування механізмів АСП-3 на буровій.

На кронблочному майданчику встановлено амортизатор 1 і блок 2 механізму підйому, канат 3 підвіски центратора, магазин 4, нижній блок 5 механізму підйому, центратор 8, механізми перенесення свічок 9 і захоплення свічок 10, канат механізму підйому 11.

Задній і бічний балкони 25 і 26 розміщені всередині вишки на певній висоті, що забезпечує нормальну роботу комплексу АСП-3.

Внизу бурової розташовані підсвічник 6, блок циліндрів механізму підйому 7, механізм змащення свічок 12, автоматичний буровий ключ 13, вертлюг 14, ротор із пневмоклинами 15, бурова лебідка 16.

До ніг бурової вишки 17 хомутами 18 кріпиться магазин 4, який додатково закріплений підкосами 27 і "страхується" канатом 19.

Консольноповоротний кран 20, пульти механізму розміщення свічок 21, механізму підйому свічок 22 і механізму змащення свічок 23 змонтовані на підлозі бурової. Бурильні свічки 24 встановлюються на підсвічник 6.

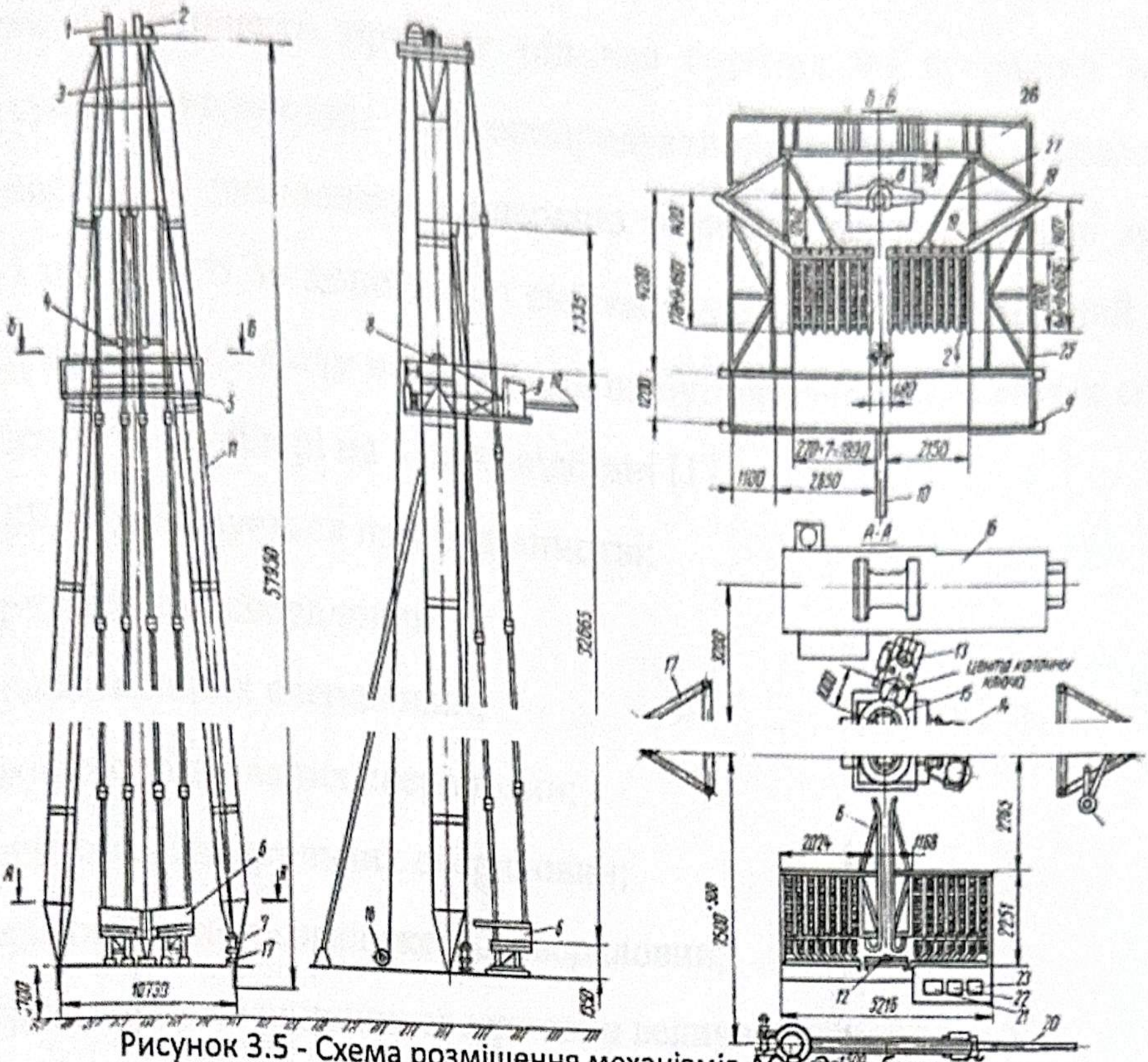



Рисунок 3.5 - Схема розміщення механізмів АСП-3 на буровій:
1 - амортизатор; 2 - верхній блок механізму підйому; 3 - канат підвіски центратора; 4 - магазин; 5 - нижній блок механізму підйому; 6 - підсвічник; 7 - блок циліндрів механізму підйому; 8 - центратора; 9 - механізми переносу свічок; 10 - механізм захвату свічок; 11 - канат механізму підйому; 12 - механізм змащення свічок; 13 - автоматичний буровий ключ; 14 - вертлюг; 15 - ротор із пневоклинами; 16 - бурова лебідка; 17 - нога бурової вежі; 18 - хомут; 19 - канат; 20 - консольноповоротний кран; 21 - пульти механізму розстановки свічок; 22 - механізм підйому свічок; 23 - механізм змащування свічок; 24 - бурильні свічі; 25 - задній балкон; 26 - бічний балкон.

### 3.3.5 Модернізовані багатофункціональні похилі бурові установки

Багатофункціональна похила бурова установка (рис. 3.7) – новий тип бурової глибині під кутом від 8° до вертикалі. Похила щогла МНБУ із зубчато-рейковим механізмом пересування силового вертлюга дає нові можливості під час будівництва похило-горизонтальних свердловин із великими відходами на екстремально малих глибинах.

Буріння під кутом 45° у комбінації зі змінним зусиллям на вибій дає можливість влаштування свердловин підвищеної протяжності. Це збільшує

продуктивність бурового процесу під час буріння на вугільний метан і важкодоступні вуглеводні. Високопродуктивна система гідравлічного приводу дає змогу виставляти з високою точністю всі створювані зусилля, моменти і швидкості за допомогою системи управління. Гусеничний привід установки надає їй свободу пересування на будмайданчику, а також спрощує її перевезення на трейлері на великі відстані [17].

МНБУ застосовується при будівництві:

- вертикальних свердловин;
- горизонтальних свердловин;
- похило-спрямованих свердловин;
- похило-горизонтальних свердловин;
- горизонтально-розгалужених свердловин;
- вертикальних і похилих свердловин великого діаметра.

Установка МНБУ дає змогу з високими техніко-економічними та якісними показниками будувати похило-спрямовані, горизонтальні і багатовибійні свердловини для освоєння різних природних ресурсів у будь-яких, навіть максимально близьких до поверхні пластах, у тому числі для:

- вилучення (дегазації, видобутку) метану з вугільних пластів;
- видобутку важковидобувних (важких) нафт і бітумів за технологією SAGD, TAGD;
- відновлення бездіяльних нафтогазових свердловин методом будівництва додаткового похило-спрямованого або горизонтального стовбура свердловини;
- реконструкції експлуатаційних свердловин шляхом забурювання бічного стовбура з горизонтальним закінченням;
- капітального ремонту експлуатаційних нафтових і газових НГС;
- розвідки та видобутку вуглеводневої сировини в прибережній зоні шельфу з берега;

- гідрогеологічних цілей: будівництво дренажних систем для захисту об'єктів і забудованих територій від підтоплення ґрунтовими водами, підземних водозаборів, водозниження, утилізації забруднених вод, із захисту водних об'єктів від забруднення промисловими стоками;

- видобутку інших природних ресурсів: технічних, сланцевого газу, нафтових пісків, "старих" промислів, багатих залізних руд;

- геологорозвідувальних цілей: розвідка вуглеводневої сировини: нафти (у т.ч. важких нафт і бітумів), газу (у т.ч. сланцевого і вугільного метану);

- прокладання трубопроводів під річками, при значній різниці висотних відміток берегів;

- ведення гірничорятувальних робіт: спорудження штреків для екстреної евакуації персоналу шахт, ліквідація (глушіння) відкритих фонтанів; ведення гірничорятувальних робіт фонтанів;

- влаштування виходів у море для нафтоналивних терміналів;

- влаштування нагнітальних трубопроводів на гідроелектростанціях [17].

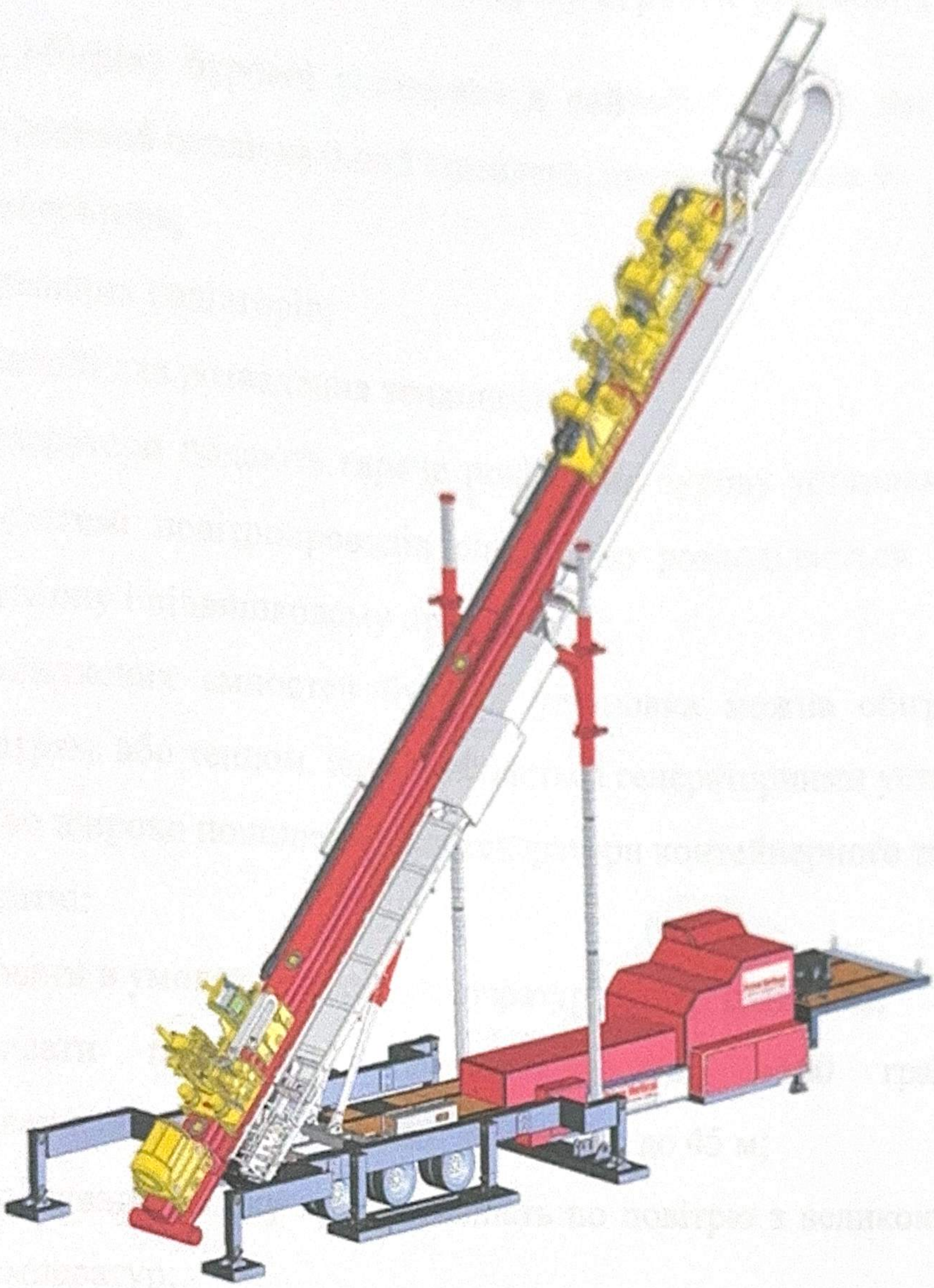


Рисунок 3.7 - Похила бурова установка

### 3.3.6 Сучасні системи обігріву бурових установок

Система обігріву бурової установки в найзагальнішому вигляді являє собою триступеневий опалювальний комплекс, що складається з:

- теплогенератора;
- опалювальних радіаторів;
- комунікацій для розведення теплоносія.

Теплогенератори подають гаряче повітря на бурову установку. Нагріте повітря по системі повітропроводів рівномірно розподіляється по всьому буровому ешелону і підвишковому простору.

Блок додаткових ємностей бурової установки можна обігрівати або гарячим повітрям, або теплом, що виробляється генераторними установками.

Особливо широко поширені теплогенератори контейнерного типу.

Вони здатні:

- працювати в умовах низьких температур (до -45 градусів);
- подавати повітря з температурою до +100 градусів по теплоізольованими повітропроводами довжиною до 45 м;
- забезпечувати високу продуктивність по повітрю з великою питомою різницею температур;
- використовувати як паливо сиру нафту, пічне паливо, дизельне паливо, легкі мазутні фракції.

Опалювальні радіатори, що використовуються на бурових установках, повинні характеризуватися високими показниками питомої теплової потужності, які можуть однаковою мірою успішно досягатися як конвекцією, так і випромінюванням [17].

Однак останнім часом на бурових установках найчастіше використовують комбіновану систему обігріву бурової установки, що включає в себе:

- котельну установку;
- парогенератори;

- електрокалорифери;

- теплові гармати;

- електро-ТЕНи.

Важлива роль належить електрокалориферам, оскільки вони запобігають конденсації вологи в бурових комунікаціях, тим самим зменшуючи масу бурового блоку.

Рухомі частини бурового елеватора обігріваються особливим способом: до штропів елеватора кріпиться колектор, а на колектор подається теплова пара.

Однак клини елеватора обігріваються звичайним нагрівальним блоком, особливо експлуатованим у зимовий період [17].

## 3.4 Автоматизована бурова установка

Хотілося б розповісти про автоматизовану бурову установку гідравлічного типу серії НН, яка була розроблена компанією Drillmec (рис. 3.8), для забезпечення високих стандартів безпеки ведення бурових робіт, їхньої високої ефективності, зниження вартості буріння та зменшення впливу на навколишнє середовище.

Бурові установки представленого типу потребують удвічі меншої території для розміщення обладнання, ніж традиційні, забезпечують найшвидші монтаж-демонтаж і транспортування на іншу точку, скорочують непродуктивні час і витрати, мають високі експлуатаційні характеристики.

Бурові установки унікальної конструкції мають форму, яка значно відрізняється від традиційних бурових установок [18].

Рисунок 3.8 - Автоматизована бурова установка гідравлічного типу НН-300

Метою створення такої конструкції були збільшення рівня безпеки роботи бурової бригади і поліпшення техніко-економічних показників буріння. У конструкції бурової установки НН використовується різне гідравлічне обладнання для максимальної автоматизації процесу буріння. Керування всіма функціями бурової установки здійснюється з кабіни бурильника.

Бурові установки серії НН випускаються з номінальною статичною вантажопідйомністю на гаку від 70 до 350 тонн, що дає можливість бурити свердловини глибиною до 5000 м залежно від конструкції та профілю свердловини. Тому бурові установки цього дизайну потенційно можуть бути широко затребуваними, оскільки 90% свердловин, що буряться сьогодні на суші у світі нафтових, газових і геотермальних свердловин перебувають у межах технічних можливостей цієї серії.

Розроблено і перебуває у виробництві найбільша бурова установка серії НН, призначена для роботи в умовах Саудівської Аравії,

вантажопідйомністю на гаку - 600 тонн. Бурові установки серії НН інтегровані з базою трейлера, на якому вони і транспортуються як одне ціле. Ці установки самопідйомні – з допомогою гідравлічних циліндрів вони висуваються в робоче положення на необхідну висоту.

Концепція максимальної автоматизації даних бурових установок дає змогу здійснювати більшість робочих операцій процесу буріння, включно зі спускопідйомними операціями (СПО) колон бурильних і насосно-компресорних труб (НКТ) з найкращими експлуатаційними показниками, без участі персоналу, за винятком бурильника.

Повністю автоматизований трубний маніпулятор, керований з кабіни бурильника, дає змогу здійснювати СПО без втручання оператора, не вимагає присутності персоналу на робочій підлозі.

Функції робітників на буровій підлозі обмежуються лише змащуванням різьбових з'єднань труб і зміною компоновок низу бурильних колон (КНБК). Таким чином, для експлуатації бурових установок серії НН потрібна бурова бригада меншої чисельності, ніж для традиційних бурових установок. Це називається робота "без рук" - персонал не має безпосереднього контакту з обертовими трубами, трубними ключами і лебідками, ніхто не наражається на ризик потрапити під предмети, що падають.

Бурові установки серії НН відрізняє від інших само підйомна гідравлічна телескопічна щогла, в яку інтегровано потужний гідроциліндр і система верхнього гідроприводу. Щогла бурової установки серії НН має іншу конструкцію, ніж щогла традиційної бурової установки. На цій буровій установці немає бурової лебідки і талевої системи, немає балкона верхового робітника і, відповідно, не потрібен верховий робітник. Усе це замінено потужним гідроциліндром, який є основним вантажопідйомним елементом бурової установки. Самоустановлювальна щогла зменшеної висоти.

Після підйому бази бурової установки на необхідну висоту підроторної основи щогла піднімається у вертикальне положення двома гідравлічними

циліндрами. Так само встановлюється в робоче положення і верхній привід [18].

Верхній привід обладнаний динамометричним ключем; може рухатися горизонтально, що дає йому змогу переміщати труби зі шурфу для "однотрубки" до центру свердловини, і навпаки. Крім того, бурова установка обладнана автоматичним трубним маніпулятором, який повертається всередині унікальних вертикальних стелажів-магазинів для бурильних труб, радіально розташованих навколо бурового майданчика. Ці вертикальні стелажі складаються з певної кількості мобільних магазинів. Кількість магазинів залежить від розміру та типу бурової установки.

Захвати трубного маніпулятора встановлені на вертикальній баштовій опорі, що обертається, і оснащені двома затискачами кожен. Цими зажимами маніпулятор захоплює бурильну трубу з будь-якого магазину і переміщує її в шурф для нарощування, або навпаки, залежно від попередньо електронно-заданої послідовності.

Система функціонує автоматично в послідовності, керованої програмованим логічним контролером (ПЛК), при цьому в оператора-бурильника збережено можливість керування всіма системами бурової зі свого пульта управління в кабіні. У комплект поставки бурових установок серії НН входить також гідравлічний силовий трубний ключ з автоматичними захопленнями.

Система вертикальних стелажів-магазинів для труб встановлюється на напівкруглій решітці навколо бурового майданчика, що дає змогу швидко монтувати та демонтувати бурову установку. Крім того, магазини для труб транспортуються і перевантажуються, будучи повністю заповненими трубами (зазвичай по 16 труб на магазин), що значно економить час і знижує ризики, пов'язані з навантаженням і розвантаженням труб.

Труби можна легко замінювати, помінявши магазини, вже заповнені іншими трубами, не перериваючи при цьому процесу буріння. Бурові

установки серії НН призначені для роботи з бурильними трубами стандартного типорозміру діапазону довжини R III (~ 12,5 м), однак труби довжиною ~ 9,5 м також можуть застосовуватися без будь-яких змін і регулювання обладнання [17].

Іншим важливим елементом, що дає змогу експлуатувати бурові установки серії НН в автоматичному режимі, є гідравлічний силовий трубний ключ, який розміщується позаду закріпленої частини силовий трубний ключ, який розміщується позаду закріпленої частини основи щогли, регулюється за висотою, управляється з пульта бурильника, обертається вперед і назад відносно центру свердловини для згвинчування і розгвинчування трубних з'єднань без застосування ручної праці.

Тільки бурові установки серії НН мають унікальну здатність створювати додаткове вертикальне зусилля на бурильний інструмент (долото), що є величезною перевагою в багатьох критичних ситуаціях. Величина створюваного навантаження - від 20 до 40 тонн, в залежності від типу бурової установки.

Як показала світова практика, бурові установки серії НН особливо застосовні й економічно ефективні під час буріння похило-спрямованих свердловин з великими зенітними кутами і горизонтальних свердловин.

Габаритні розміри і вагові характеристики бурових установок серії НН значно менші за еквівалентні за потужністю і вантажопідйомності традиційних бурових установок.

Усі головні модулі бурової установки НН значно менші за масою, ніж аналогічні традиційні, і для швидкого транспортування монтуються на напівпричепах.

Параметри буріння можна регулювати гідравлічним верхнім приводом у процесі роботи. Верхній привід забезпечує автоматичне буріння з постійним навантаженням на долото або з постійною швидкістю обертання, обраними оператором-бурильником зі свого пульта управління. Також можна

встановити максимальне досяжне значення навантаження на гаку (на щоглу) [18].

Ці конструктивні особливості бурових установок НН у поєднанні з можливістю зворотного опрацювання стовбура свердловини знизу-вгору під час підйому бурильного інструменту знижують ризики прихватів бурильних труб.

Бурові установки НН серії: мінімізація аварійності та травматизму Більшість нещасних випадків на бурових установках відбуваються на буровій підлозі. Часті пошкодження рук і пальців унаслідок затискання між підвішеною трубою і трубою, що перебуває в клинах ротора, удари і затягування рук колонами, що обертаються, роздроблення рук трубним ключем, лебідкою або ланцюгом.

Такі нещасні випадки трапляються з людьми, які працюють поблизу рухомих механізмів і наражаються на небезпеку зіткнення з ними. Подібне часто трапляється під час спускопідйомних операцій на традиційних бурових установках, де багато людей виконують важку ручну роботу в досить обмеженій зоні бурової підлоги.

На бурових установках серії НН, які обслуговуються меншою кількістю робітників, де більшість операцій виконуються автоматично або з дистанційним керуванням, можливість нещасних випадків значно нижча. А ймовірність бути травмованим падаючими предметами практично виключена, оскільки тут немає людської присутності вгорі, над буровою підлогою, а підйомні операції проводяться за допомогою телескопічного руху гідравлічної щогли замість бурової лебідки і талевих канатів, як на традиційних бурових установках. Мінімальне число пригод на діючих бурових установках НН свідчить про те, що вони забезпечують буровим бригадам найвищий рівень безпеки. Автоматизація робочих операцій, централізоване управління і зменшена чисельність персоналу бурової бригади забезпечують простоту і найбільшу ефективність технічного

Автоматичні бурові установки гідравлічного типу, які розробила і випускає компанія Drillmec, є революційними, принципово новим зразком обладнання - на сьогодні це найбільш новаторська пропозиція для нафтогазової промисловості [18].

## 3.4 Висновки до розділу 3

В цьому розділі мною розглянуті основні інновації техніки нафтогазової галузі:

- автоматизовані приймальні містки;
- система спуску ОК;
- ГКШ-8000;
- механізм захоплення свічок;
- похилі бурові установки;
- системи обігріву бурових.

Також на прикладі бурової установки гідравлічного типу серії НН, розробленої кампанією Drillmec, розглянуто основні введені новинки для поліпшення ефективності бурової.

Необхідно зазначити, що бурова установка має широкий спектр розвитку і модернізації бурового обладнання для покращення якості, швидкості буріння і умов праці для бурової бригади.

# 4 ФІНАНСОВИЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЕФЕКТИВНІСТЬ І РЕСУРСОЗБЕРЕЖЕННЯ

Метою магістерської роботи є розробка рекомендацій до удосконалення бурових установок. Таким чином, у цьому розділі випускної кваліфікаційної роботи необхідно оцінити перспективність і економічну ефективність використання сучасного вітчизняного обладнання бурових установок.

Із цією метою необхідно:

- скласти SWOT-аналіз;
- порівняти витрати на придбання обладнання вітчизняного та зарубіжного виробництва;
- оцінити економічну ефективність використання обладнання вітчизняних виробників.

## 4.1 SWOT аналіз

Першим етапом SWOT аналізу є виявлення сильних і слабких сторін науково-дослідницької роботи та пошук потенційних загроз для реалізації проєкту.

Результати першого етапу SWOT-аналізу наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – результати першого етапу SWOT аналізу

| Можливості: | Сильні сторони проекту: | Слабкі сторони проекта: |
|---|---|---|
| М.1. Використання інноваційної інфраструктури;<br>М.2. Співпраця з підприємствами – сервісними буровими організаціями;<br>М.3. Виникнення додаткового попиту на дослідження | С.1 Фінансування із бюджету;<br>С.2. Широка база даних в загальному доступі; | Сл. 1. Можливі неточності в наслідок не врахування третіх факторів, не вказаних в доступних рапортах і зведеннях. |
| Загрози:<br>З.1. Незатребуваність результатів досліджень;<br>З.2. Розвиток конкуренції (консультаційні компанії, які надають послуги у вигляді рекомендацій по зниженню витрат)<br>З.3. Зниження бюджету на дослідження | | |

На другому етапі SWOT аналізу необхідно виявити відповідність сильних і слабких сторін науково-дослідного проекту зовнішнім умовам навколишнього середовища. Цей захід покаже, чи є необхідність у проведенні докорінних змін. За результатами другого етапу було складено інтерактивні матриці, які подано в таблицях 4.2 – 4.5.

Таблиця 4.2 – Інтерактивна матриця «можливості – сильні сторони»

| Можливості проекта | Сильні сторони проекта | | |
|---|---|---|---|
| | | С.1. | С.2. |
| | М.1. | - | + |
| | М.2. | - | + |
| | М.3. | + | + |

За результатми аналізу таблиці «можливості – сильні сторони» виділяються наступні кореляційні позиції: М.1.С.2., М.2.С.2., М.3.С.1.С.2.

Таблиця 4.3 – Інтерактивна матриця «можливості – слабкі сторони»

| Можливості проекта | Слабкі сторони проекта | |
|---|---|---|
| | | Сл. 1. |
| | М.1. | - |
| | М.2. | + |
| | М.3. | + |

За результатми аналізу таблиці «можливості – слабкі сторони» виділяються наступні кореляційні позиції: М.2.Сл.1., М.3.Сл.1.

Таблиця 4.4 – Інтерактивна матриця «Загрози – сильні сторони»

| Загрози проекта | Сильні сторони проекта | | |
|---|---|---|---|
| | | С.1. | С.2. |
| | З.1. | - | - |
| | З.2. | - | - |
| | З.3. | - | + |

По таблиці «загрози – сильні сторони» виділяються наступні кореляційні загрози і сильні сторін: З.3.С.2.

Таблиця 4.5 – Інтерактивна матриця «загрози – слабкі сторони»

| Загрози проекта | Слабкі сторони проекта | |
|---|---|---|
| | | Слабкі сторони проекта |
| | З.1. | + |
| | З.2. | + |
| | З.3. | - |

Аналізуючи інтерактивну матрицю за таблицею «загрози-слабкі сторони» можна виділити такі позиції: З.1.Сл.1., З.2.Сл.1.

На третьому етапі SWOT аналізу складається підсумкова матриця, що містить опис сильних, слабких сторін і загроз, ця інформація представлена в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 – Підсумкова таблиця SWOT аналізу

| | **Сильні сторони проекта:**<br>С.1. Фінансування із бюджету;<br>С.2. Широка база даних в загальному доступі; | **Слабкі сторони проекта:**<br>Сл.1. Можливі неточності в наслідок не врахування третіх факторів, не вказаних в доступних рапортах і зведеннях |
|---|---|---|
| Можливості:<br>М.1. Використання інноваційної інфраструктури;<br>М.2. Співпраця із підприємствами – сервісними буровими компаніями;<br>М.3. Виникнення додаткового попиту на дослідження | Виявлення відповідності із інтерактивної матриці **«Можливості – сильні сторони»**:<br>М.2.С.3. – широка база даних, яка є в відкритому доступі, може бути доповнена даними від компаній, що може повністю покрити потребу в вихідних даних;<br>М.3.С.1.С.2. – так як дані дослідження фінансуються із бюджету, що дає перевагу перед компаніями конкурентами. | Виявлення відповідності із інтерактивної матриці **«Можливості – слабкі сторони»**:<br>М.2.Сл.1.- можливі неточності в наслідок не врахування третіх факторів, не вказаних в доступних рапортах і зведеннях, у випадку співпраці із компаніями, - сервісними – буровими організаціями;<br>М.3.Сл.1.- можливі неточності внаслідок не врахування третіх факторів, не вказаних в доступних рапортах і зведеннях в зв'язку із виникненням додаткового попиту на дослідження |

Продовження таблиці 4.6

| | | |
|---|---|---|
| Загрози:<br>3.1. Не затребуваність результатів досліджень;<br>3.2. Розвиток конкуренції (консультаційні компанії, які надають послуги у вигляді рекомендацій)<br>3.3. Зниження бюджету на дослідження | Виявлення відповідностей із інтерактивної матриці «Загрози-сильні сторони»:<br>3.3.С.2. – широка база даних в загальному доступі в зв'язку з цим є зниження бюджету на дослідження. | Виявлення відповідностей із інтерактивної матриці «Загрози-слабкі сторони»:<br>3.1.Сл.1.- можливо відсутність попиту на дане дослідження в наслідок можливих неточностей третіх факторів, не вказаних в доступних рапортах і зведеннях;<br>3.2. Сл.1. – Можливий розвиток конкурентних досліджень в області дослідження і підвищення якості консультацій, які вони надають. |

## 4.2 Капітальні витрати

### 4.2.1 Витрати на закупівлю обладнання

Для розрахунку візьмемо обладнання вітчизняного та іноземного виробництва. У зв'язку з тим, що кожна компанія акцентована на виробництві певного обладнання, об'єднаємо всі фірми у вітчизняні та іноземні.

Вартість розглянутого обладнання та супутніх послуг наведено в таблиці 4.7.

Таблиця 4.7 – Вартість обладнання

| Вид послуги/вартість, $ | Вітчизняного виготовлення | Іноземного виготовлення |
|---|---|---|
| Вібраційні сита | 14 500 | 18 125 |
| Пісковідділювач | 11 500 | 14 100 |
| Муловідділювач | 12 800 | 15 100 |
| Центрифуга | 13 600 | 17 150 |
| Бурові насоси | 16 500 | 21 450 |

Витрати на придбання обладнання та інженерного супроводу є разовими для однієї свердловини.

Обсадна труба є розхідним матеріалом. Одноразові капітальні витрати на закупівлю обладнання:

Вартість комплекту обладнання вітчизняного виробника плюс сервісний супровід робіт з урахуванням ПДВ.

Розрахунок: (14500 + 11500 + 12800 + 13600 + 16500) * 1,20 = 82 680 $ =

82 680 х 41,00 = 3 389 880 грн. за основне обладнання циркуляційної системи.

Вартість комплекту обладнання закордонного виробника плюс сервісний супровід робіт з урахуванням ПДВ.

Розрахунок: (18125 + 14100 + 15100 + 17150 + 21450) * 1,2 = 103 110 х 41,00 = 4 227 510 грн. за основне обладнання циркуляційної системи.

### 4.2.2 Розрахунок амортизації

Норма амортизаційних відрахувань для бурових установок - 14,3%. Амортизація для вітчизняного обладнання: = 0,143 х кап. витрати =0,143 х 3 389 880 = 484 752,8 грн.

Амортизація для імпортного обладнання =0,143 х кап. Витрати = 0,143 х 4 227 510 = 604 533,9 грн.

## 4.3 Оцінка економічного ефекту

Для оцінки економічного ефекту необхідно порівняти вартість обладнання для циркуляційної системи вітчизняного та закордонного виготовлення.

Для наочного порівняння вартості бурового обладнання для циркуляційної системи вітчизняного і закордонного виробництва можна порахувати вартість робіт з урахуванням імовірності безвідмовної роботи обладнання.

Для вітчизняних компаній - 80%. Для зарубіжних компаній - 99%. Виходить, що за різниці в імовірності безвідмовної роботи близько 19%, вартість обладнання та супутніх послуг зарубіжної компанії в середньому вища на 20%.

Загальна вартість використання вітчизняного обладнання: 2 521 500 грн.

Загальна вартість використання закордонного обладнання: 2 964 300 грн.

Тоді, на 100 днів безперервної роботи з споруджування свердловини з використанням вітчизняного обладнання припадатиме 20 аварійних випадків і, як наслідок, ремонт обладнання та відставання від графіка споруджування свердловини.

У зв'язку з тим, що одна доба простою бурової бригади, компанії обходиться в середньому збитком близько 1 000 000 грн. Доцільніше буде поставити обладнання закордонного виробництва, оскільки безвідмовність

роботи на 20 % вища. А ремонт на прикладі бурового насоса в середньому припадає за часом на 5 годин. Тоді:

$C1 = 20 \times 5/24 = 4$ доби.

$C2 = 4 \times 1\,000\,000 = 4\,000\,000$ грн.

Де С1 – середній час, витрачений на ремонт при 100 днях безперевної роботи.

С2 – вартість збитків компанії через простій бурової бригади в зв'язку із ремонтом обладнання.

$E = 4\,227\,510 - 3\,389\,880 = 837\,630$ грн.

Де Е – різниця ціни вітчизняного і закордонного обладнання. Таким чином можна зробити висновок, що початково витративши близько на 837 630 грн. більше і закупивши бурове обладнання для циркуляційної системи закордонного виготовлення в довгостроковій перспективі воно окупиться швидше, так як безвідмовність роботи вітчизняного обладнання менше порядку на 19%. В зв'язку з цим зростають ризики простою бурової бригади за 100 робочих днів безперервної роботи на 4 000 000 грн.

Основною причиною такого явища є слабка підтримка держави в плані фінансування та податкової політики, а також недостатнє фінансування науково-дослідних і дослідно-конструкторських робіт самими компаніями-виробниками.

## 4.4 Висновки до розділу 4

Сучасний рівень розвитку технологій дає змогу багато операцій проводити у віддаленому режимі, але більшість компаній вважають за краще проводити роботи за вже відпрацьованою схемою і не вносити жодних змін, тим самим втрачаючи можливу вигоду.

В розділі проведений аналіз SWOT аналіз для виявлення сильних і слабких сторін науково-дослідницької роботи та пошук потенційних загроз для реалізації проєкту. Виведена підсумкова таблиця з якої можна зробити

висновок, що реалізація проекту принесе не лише підвищення кваліфікації працівників, а і дасть змогу підвищити техніко-економічні показники.

В підсумку проведено оцінку економічного ефекту на основі впровадження вузла із очищення бурового розчину із зазначенням капіталовкладень, що у підсумку дало позитивний результат.

# ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

Під час цієї випускної магістерської роботи розглядалися основні блоки бурової установки, також гранично розглянуто склад і комплектність основних вузлів бурової, також методи модернізацій бурових установок у сучасних реаліях, з чого було зроблено висновок, що наявна система має величезні можливості в удосконаленні бурових установок вітчизняних і зарубіжних виробників.

Також розглянуто основні інновації техніки нафтогазової галузі:

- автоматизовані приймальні містки;
- система спуску ОК;
- ГКШ-8000;
- механізм захоплення свічок;
- похилі бурові установки;
- системи обігріву бурових.

Також на прикладі бурової установки гідравлічного типу серії НН, розробленої кампанією Drillmec, розглянуто основні введені новинки для поліпшення ефективності бурової, зниження вартості буріння та зменшення впливу на навколишнє середовище.

Сучасний рівень розвитку технологій дає змогу багато операцій проводити у віддаленому режимі, але більшість компаній вважають за краще проводити роботи за вже відпрацьованою схемою і не вносити жодних змін, тим самим втрачаючи можливу вигоду.

Зниження чисельності працівників на буровій - це не лише економія коштів на заробітній платі та транспортуванні, а й мінімізація ризиків, адже просто перебування на небезпечному виробничому об'єкті наражає життя та здоров'я працівників на небезпеку. У зв'язку з цим, пропонується повсюдне впровадження дистанційних центрів супроводу буріння, що дасть змогу скоротити партію з ПСБ (похило-скерованого буріння) і телеметрії з

чотирьох до двох осіб, передача функції сервісу з долотного супроводу сервісу з ПСБ і телеметрії.

Наукова новизна моєї роботи полягає в розробленні авторської класифікації напрямів модернізацій бурових установок на нафту і газ.

Практична значущість полягає в тому, що результати моєї роботи можуть бути використані компаніями надрокористувачами, виробниками бурового обладнання, а також буровими та сервісними компаніями.

# СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ


1. Білецький В. С. Основи нафтогазової справи / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. І. Дмитренко, А. М. Похилко. — Полтава: ПолтНТУ, Київ: ФОП Халіков Р. Х., 2017. — 312 с.

2. Бойко В. С. Тлумачно-термінологічний словник-довідник з нафти і газу: в 2 т. / В. С. Бойко, Р. В. Бойко. — К., 2004—2006.

3. ВБН В.2.4-00013741-001:2008. Споруджування свердловин на газ і нафту. Основні положення.

4. Гуляєв В. І., Гай¬дайчук В. В., Гловач Л. В. Теоретичний аналіз впливу профілю криволінійної свердловини на силу опору руху в ній бурильної колони. Нафтова і газова промисловість. 2010. № 3. С. 20-22.

5. Звіт про науково-дослідну роботу «Підвищення якості кріплення похило-спрямованих та горизонтальних свердловин на родовищах Прилуцького УБР». № держ. реєстрації 0101U000714. 2002. 87 с.

6. Карпенко В. М., Кравець В. В., Стасенко В. М. Досвід і проблеми спорудження горизонтальних свердловин в Україні. Нафтова і газова промисловість. 2006. № 5. С. 13-15.

7. Кондрат Р.М. Удосконалення технології експлуатації свердловини з високов'язкими нафтами / Р.М. Кондрат, Б.Б. Синюк, І.І. Хомин, О.Р. Кондрат, Л.Р. Смоловик // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2007. - № 1(15). – С. 27-34.

8. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин: підручник / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2009. – 366 с.

9. Коцкулич Я.С. Стан кріплення нафтогазових свердловин і шляхи його покращання / Я.С.Коцкулич, І.І. Витвицький // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2005. - №2. – С.41-44.

10. Кочкодан Я. М. Технологія буріння нафтових і газових свердловин: практикум, Ч.2. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2018. 280 с.

11. Кривуля С. В. Напрямки геологорозвідувальних робіт по нарощуванню ресурсів, запасів та видобутку газу

20. СТП 320.00158764.014-2001. Кріплення свердловин. ДК «Укргазвидобування”

21. СТП 320.00158764.067-2003. Інструкція по закінченню свердловин бурінням. ДК “Укргазвидобування”

22. Технологія і техніка буріння. Узагальнююча довідникова книга. / В.С. Войтенко, В.Г. Вітрик, Р.С. Яремійчук, Я.С. Яремійчук – Львів: Вид-во «Центр Європи», 2012. – 708 с.

23. Чорний О. М. Підвищення якості розкриття продуктивних відкладів при бурінні свердловин [Текст] / О. М. Чорний, М. І. Чорний, Я. М. Коваль // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – № 2. – С. 117-124.

24. Ю. Д. Качмар, В. М. Світлицький, Б. Б. Синюк, Р. С. Яремійчук. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину. – Львів: Центр Європи, 2005. – 414 ст. Наукове видання, книга друга.

25. Barati R.; Liang J. A review of Fracturing Fluid Systems Used For Hydraulic Fracturing of Oil and Gas Wells. J. APPL. POLYM. SCI., DOI:10.1002/APP.40735, 2014.

26. Bittencourt A. C. Reservoir development and design optimization / A. C. Bittencourt, R.N. Home // SPE 38895. – 1997. – P.14. 168.Blanco E.R. Hydraulic fracturing requires extensive disciplinary interaction / E.R. Blanco // Oil and Gas J. –1990. – № 12. – P. 112–118.

27. Bomba A. Complex mathematical modeling of nonlinear processes of displacement considering inclusions / A. Bomba, A. Sinchuk, S. Yaroshchak // VIII International Conference POROUS MATERIALS. Theory and Experiment (INTERPOR’12) – L’viv, 2012. – C. 21-22.

28. Briggs P.J. Development of heavy-oil reserves / P.J. Briggs, R.P. Baron, R.J. Fulleylove, M.S. Wright // J.Petrol.Technjl. – 1988. – Vol.40.numb.2. – P.206 -214.

29. Carlson M. Practical Reservoir Simulation / M. Carlson // PennWell. – 2003. – 540 p.

30. Chen C.-C. Modeling a fractured well in a composite reservoir / C.-C. Chen, R. Raghavan // SPE Form. Eval.– 1995.– V. 10.– № 4.– P. 241–246.

31. Chu W. A new model for a fractured well in a radial composite reservoir / W. Chu, G.D. Shank // SPE Form. Eval.– 1993. – V. 8.– № 3.– P. 225–233.

32. Cinco-Ley H. Evaluation of hydraulic fracturing by transient pressure analysis methods / H. Cinco-Ley // SPE Form. Eval. – 1982. – V. 4.– № 1.– P. 25–33. 150

33. Currie I. G. Fundamental Mechanics of Fluids. 3rd edition. / I. G Currie. – Marcel Dekker, Inc., New. York, – 2003. - 525 p.

34. Dahi-Taleghani A. Analysis of hydraulic fracture propagation in fractured reservoirs: an improved model for the interaction between induced and natural fractures, PhD Dissertation, University of of Texas at Austin, pp. 216, 2009.

35. Das D.B. Upscaling Multiphase Flow in Porous Media From Pore to Core and Beyond / D.B. Das, S.M. Hassanizadeh. // Springer. – 2005. – 257 p.

36. Dilts G.A. Moving-least-squares-particle hydrodynamics II: conservation and boundaries / G. A. Dilts // International Journal for Numerical Methods in Engineering. – 2000. – 48(10). – P. 1503 – 1524.

37. Economides M.J. Reservoir Stimulation / M.J. Economides, K.G.Nolte. – Eglewood Cliffs: New Jersey. – 1989.– 430 p.

38. Elbel J.L. Considerations for optimum fracture geometry design / J.L. Elbel // SPE Prod. Eng.– 1988.– V. 3.– № 3.– P. 323–327.

39. Geertsma J. A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures / J. Geertsma, F. de Klerk // J. Petrol. Technol. – 1969. – № 12.– P. 1571–1581.

40. Gillard, N.; Thomas, A.; Favero, C. Novel Associative Acrylamide-based Polymers for Proppant Transport in Hydraulic Fracturing Fluids, in SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Woodlands, 2013

41. Guyaguler B. Optimization of well placement and assessment of uncertainty. A dissertation for the degree of doctor of philosophy / B. Guyaguler. – Stanford University, 2002. – 137 p.

42. Haber S. Boundary Conditions for Darcy' s Flow Through Porous Media / S. Haber, R. Mauri // J. Multiphase Flow. – 1983. – 9, №5. – P. 561–574.

43. Hoteit H. Numerical modeling of two-phase flow in heterogeneous permeable media with different capillarity pressures / H. Hoteit, A. Firoozabadi // Advances in Water Resources. – 2008. – Volume 31, Issue 1. – P. 56-73.

44. Kazemi H.; Fakcharoenphol P.; Miskimins J. Simulatiom of Gel Filter Cake Formation, Gel Cleanup, and Post-Frac Well Performance in Hydraulically Fractured Gas Wells. SPE Production & Operations, 235-245, August 2013

45. MFrac-II. Hydraulic Fracturing Simulator. - Meyer & Associates, Inc. Conroe, Texas, 1994. - Version 7.x. - 160 p

46. Smith M. B.; Montgomery C. T. Hydrauling Fracturing, CRC Press, 2015.