

Міністерство освіти і науки України  
Національний технічний університет  
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»

Геологорозвідувальний факультет  
Кафедра нафтогазової інженерії та буріння

**ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА**  
кваліфікаційної роботи ступеня магістра

студента Тонояна Тиграна Артаваздовича  
академічної групи 184М-18-1 ГРФ  
спеціальності 184 Гірництво  
спеціалізація за освітньо-професійною програмою Буріння свердловин  
на тему: «Оптимізація процесу буріння свердловин з удосконаленням системи керування».

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Пащенко О.А.			
розділів:				
<b>Рецензент</b>				
<b>Нормоконтролер</b>	Расцветаев В. О.			

Дніпро  
2019

**ЗАТВЕРДЖЕНО:**

завідувач кафедри нафтогазової інженерії та буріння

\_\_\_\_\_ к.т.н. Коровяка Є.А.

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 року

**ЗАВДАННЯ  
на кваліфікаційну роботу  
ступеня магістра**

студенту Тоноян Т.А. академічної групи 184М-18-1 ГРФ  
спеціальності 184 Гірництво  
спеціалізація за освітньо-професійною програмою Буріння свердловин  
на тему: «Оптимізація процесу буріння свердловин з удосконаленням системи керування»

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка»  
від \_\_\_\_\_ р. № \_\_\_\_\_

<b>Розділ</b>	<b>Зміст</b>	<b>Термін виконання</b>
<b>Розділ 1</b>	<i>Методологія оптимізації процесу буріння</i>	02.09.2019- 31.10.2019
<b>Розділ 2</b>	<i>Пристрої з керування параметрами буріння</i>	01.11.2019- 20.12.2019
<b>Розділ 3</b>	<i>Обґрунтування економічної ефективності</i>	01.11.2019- 20.12.2019
<b>Розділ 4</b>	<i>Розробка заходів по безпечним умовам роботи</i>	01.12.2019- 20.12.2019

**Завдання видано**

\_\_\_\_\_ (підпис керівника)

Пашенко О.А.

(прізвище, ініціали)

**Дата видачі** 02.09.2019

**Дата подання до екзаменаційної комісії**

16.12.2019 р.

**Прийнято до виконання**

\_\_\_\_\_ (підпис студента)

Тоноян Т.А.

(прізвище, ініціали)

## ЗМІСТ

РЕФЕРАТ .....	4
ВСТУП .....	6
РОЗДІЛ 1 МЕТОДОЛОГІЯ ОПТИМІЗАЦІЇ ПРОЦЕСУ БУРІННЯ .....	8
1.1. Розрахунок показників ефективності процесу буріння .....	9
1.2. Вибір оптимальних режимів буріння.....	13
1.3. Функціонування математичної моделі процесу буріння .....	22
Висновки по першому розділу.....	24
РОЗДІЛ 2 ОБЛАДНАННЯ З КЕРУВАННЯ ПАРАМЕТРАМИ БУРІННЯ.....	25
2.1. Телеметричні системи .....	25
2.2 Телеметричні системи, що застосовуються в промисловості .....	39
2.3 Розробка пристрою .....	41
Висновки по другому розділу.....	51
РОЗДІЛ 3 РОЗРАХУНКИ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ВПРОВАДЖЕННЯ НОВОЇ ТЕХНОЛОГІЇ .....	52
3.1 Вибір бази порівняння .....	53
3.2 Розрахунок економічного ефекту .....	54
Висновки по третьому розділу.....	54
РОЗДІЛ 4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ .....	55
4.1. Аналіз шкідливих факторів і заходу щодо їхнього усунення .....	57
4.2. Аналіз небезпечних факторів і заходу щодо їхнього усунення .....	60
3.3. Екологічна безпека.....	63
4.4 Безпека в надзвичайних ситуаціях .....	65
4.5 Правові й організаційні питання забезпечення безпеки .....	67
4.5.1 Спеціальні правові норми трудового законодавства.....	67
4.5.2 Організаційні заходи при компонуванні робочої зони. ....	68
Висновки по четвертому розділу.....	68
ВИСНОВКИ.....	69
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	70

## РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: 71 сторінка, 7 таблиць, 15 рисунків, 19 джерел.

**Актуальність роботи** полягає в необхідності постійного вдосконалення керування процесом буріння в зв'язку з його ускладненням.

**Мета роботи:** створення й контроль необхідних параметрів буріння, за допомогою телеметричних систем.

**Задачі роботи:** розглядання створення й контролю необхідних параметрів буріння за допомогою телеметричних систем та пошук шляхів їх удосконалення.

**Предметом дослідження** є телеметричні системи та створення й контроль необхідних параметрів буріння за їх допомогою, **об'єктом дослідження** – методологія оптимізації процесу буріння та технічні засоби які дозволяють її використовувати.

**Іноваційність** полягає у розробці нової телеметричної системи.

**Практичне значення** полягає в застосуванні запропонованої телеметричної системи для створення й контролю необхідних параметрів буріння.

В роботі розглянуто методологію оптимізації процесу буріння при бурінні свердловин на нафту та газ. Розрахована **економічна ефективність** проведення буріння з використанням запропонованого обладнання яка складає 1 568 000 грн на рік. Висвітлені питання безпеки проведення бурових робіт, охорони надр і навколишнього середовища при будівництві свердловини.

У процесі проектування проводилися: літературні дослідження; аналіз шкідливих і небезпечних факторів і заходів для їхнього попередження; кошторисно-фінансові розрахунки.

Дипломна робота виконана в текстовому редакторі Microsoft Office Word, таблиці й діаграми складені у програмі Microsoft Office Excel.

**КЛЮЧОВІ СЛОВА:** ОПТИМІЗАЦІЯ ПРОЦЕСУ БУРІННЯ, ЕФЕКТИВНІСТЬ, ПАРАМЕТРИ, ТЕЛЕМЕТРИЧНА СИСТЕМА, ДОЛОТО.

## ABSTRACT

Explanatory Note: 71 pages, 7 tables, 15 figures, 19 sources.

**The urgency** of the work is the need to constantly improve the management of the drilling process due to its elimination.

**Purpose:** To create and control the required drilling parameters using telemetry systems.

**Tasks of work:** to consider creation and control of necessary parameters of drilling by means of telemetric systems and to search for ways of their improvement.

The **subject** of the study is telemetry systems and the creation and control of the necessary drilling parameters using them, the **object** of study - the methodology of optimization of the drilling process and the technical means that allow it to be used.

**Innovation** is the development of a new telemetry system.

The **practical value** is to use the proposed telemetry system to create and control the required drilling parameters.

The methodology of drilling optimization during oil and gas well drilling is considered in the paper. The **cost-effectiveness** of drilling using the proposed equipment is estimated at UAH 1,568,000 per year. The issues of safety of drilling work, well protection and the environment during well construction are covered.

In the course of designing were carried out: literary researches; analysis of harmful and dangerous factors and measures for their prevention; estimates and financial calculations. The thesis is done in a Microsoft Office Word text editor, tables and charts are compiled in Microsoft Office Excel.

**KEYWORDS:** OPTIMIZATION OF THE DRILLING PROCESS, EFFICIENCY, PARAMETERS, TELEMETRIC SYSTEM, BIT.



## ВСТУП

Дослідження закономірностей процесу буріння – одна з основних задач на шляху вдосконалення техніки і технології проводки нафтових і газових свердловин. Постійне зростання потреб в енергетичному сировину, збільшення видобутку нафти і газу і пов'язаний з цим значне зростання обсягів буріння надають цьому завданні вельми важливе народногосподарське значення. В даний час в добувній промисловості, як і в інших галузях, основним є інтенсивний метод розвитку. Звідси випливає, що особливого значення набувають науково обґрунтовані методи створення бурової техніки і розробки технології проводки свердловин. Ці методи повинні базуватися на дослідженні і кількісному описі роботи породоруйнівного інструменту, інших елементів підземного бурового комплексу і самої розбурюється породи.

За підсумками вивчення закономірностей руйнування породи і математичного моделювання процесу поглиблення необхідно створити метод прогнозування показників ефективності буріння при заданих конструктивних і технологічних параметрах бурового комплексу, встановити взаємозв'язок між прогнозованими показниками і вихідними параметрами і тим самим отримати можливість визначити області оптимальних режимів буріння, підібрати необхідний породоруйнівний інструмент і задати необхідні характеристики забійного двигуна чи роторного приводу.

Для вирішення цього завдання необхідно провести цілий ряд різних досліджень і розробок, основні з яких перераховані нижче.

Дослідження основних закономірностей процесу взаємодії породоруйнівних елементів з забоєм.

Моделювання процесу роботи шарошечного долота на вибої свердловини.

Визначення комплексу характеристик для кількісного опису процесу руйнування, необхідного для функціонування моделі процесу роботи долота.

Математичний опис поздовжніх коливань колони «бурильних труб».

Моделювання взаємодії породи, долота і колони бурильних труб і складання алгоритму для реалізації моделі на ЕОМ.

Дослідження моделі на стійкість і порівняння розрахункових показників з експериментальними.

Розробка принципів розрахунку інтегральних показників ефективності буріння на базі результатів моделювання і експериментальних закономірностей зносу елементів конструкції доліт.

Розробка наукових основ проектування озброєння бурових доліт.

Рішення завдання вибору областей оптимальних режимів: буріння для даного типу породи.

Дослідження можливостей прогнозування показників буріння для інтервалів подібною буримости.

Вивчення впливу компоновання колони бурильних труб на поздовжні коливання долота і процес взаємодії його з породою.

Розробка методики використання математичної моделі і масивів промислової інформації в системі проектування будівництва свердловин.

Представлений в даній роботі метод детермінованого моделювання процесу буріння не є єдино можливим. Існують і в ряді випадків успішно функціонують різні емпіричні рівняння бурового процесу, що використовуються для прогнозування показників ефективності та оперативного управління бурових процесом. Однак перевагою детермінованого підходу є те, що він заснований на розумінні фізики процесів, що відбуваються і, отже, має певну евристичність. Використовуючи вже складену модель, можна порівняно просто змінювати в широкому діапазоні параметри системи, виявляючи при цьому вплив цих змін на роботу системи в цілому.

Для застосування такої моделі також необхідна розробка пристрою що буде відноситися до області буріння свердловин, а саме до техніки для контролю і оперативного управління. Технічним результатом роботи такого пристрою є підвищення надійності і точності передачі забійних даних і збільшення потужності і дальності зв'язку. Одночасне використання двох каналів зв'язку: «повільного» - гідравлічного і «швидкого» - електромагнітного дозволяє розділяти потоки інформації на оперативні і контрольні, при цьому оперативні («швидкі») дані використовуються для оперативного управління бурінням свердловини, а контрольні («повільні») - для контролю траєкторії і збору геофізичної інформації, що збільшує обсяг переданих даних, в результаті чого буде розширюватися функціональна можливість пристрою.

## РОЗДІЛ 1 МЕТОДОЛОГІЯ ОПТИМІЗАЦІЇ ПРОЦЕСУ БУРІННЯ

Математична модель процесу буріння дозволяє розрахувати величини максимального поглиблення зубців долота в породу, середнього і максимального моментів, що крутять долото для будь-яких умов буріння, передбачених моделлю. Однак цього недостатньо, щоб оцінити, наскільки успішно протікає процес буріння в цілому. Для характеристики цього процесу в практиці вироблена система показників, що визначають його ефективність як з механічною, так і з економічної точок зору.

З великого числа подібних показників виберемо три, які найбільш повно характеризують робочий процес руйнування породи на вибої, а саме, проходку на долото за рейс  $H$ , рейсову швидкість  $v$  і вартість  $l$  м проходки  $C$ .

Зазначені показники ефективності процесу буріння розраховуються за відомими співвідношеннями, з використанням величини швидкості проходки  $v$ , обчисленої на основі математичного моделювання, а також експериментальних залежностей, що пов'язують знос елементів долота з параметрами режиму.

В результаті цих операцій з'являється можливість оптимізувати режими буріння, тобто. Підібрати для кожних конкретних умов такий режим, при якому оптимізується показник приймає екстремальне значення.

Неважко бачити, що подібний підхід до оптимізації процесу буріння дозволяє отримати обгрунтовані рекомендації для розбурювання саме тих порід, які були представлені кернами при лабораторному отриманні їх характеристик. Тим часом при проектуванні режимно-технологічної програми буріння свердловин часто неможливо отримати і обробити керновий матеріалу, повністю представляє геологічний розріз родовища, тим більше що часто переважає порід проявляється всередині даного рейсу. Отже, необхідно знайти методи відбору представницьких кернів і відповідного дослідження їх, які б дозволили за допомогою обмеженої кількості лабораторних випробувань і розрахунків оптимізувати процес реального буріння по всьому розрізу з урахуванням його зміни в рамках розбурюється площі.

У зв'язку з викладеним вище в цій главі розглянуті питання розрахунку показників ефективності процесу буріння, знаходження області оптимальних режимів і підбору раціональних типів породоруйнівних інструментів, а також основні принципи відбору представницьких кернів гірських порід.



### 1.1. Розрахунок показників ефективності процесу буріння

Підхід до розрахунку таких показників ефективності буріння, як проходка на долото, рейсова швидкість, вартість 1 м проходки, залежить перш за все від особливостей конструкції породоруйнівного інструменту. Для сучасних бурових доліт, більшість типів яких оснащується вставними тврдосплавними зубцями, без серйозних похибок можна вважати, що протягом всього часу буріння швидкість проходки залишається постійною і рівною початковій швидкості. Час роботи долота на вибої визначається стійкістю опори, або зміною пачки гірської породи, що вимагає відповідно заміни типу породоруйнівного інструменту. В цьому останньому випадку спеціальний розрахунок проходки за рейс не потрібно. У тих випадках, коли використовуються долота з фрезерованим озброєнням, може знадобитися знання законів зносу зубців в різних умовах.

Проходку на долото за рейс неважко визначити за відомим співвідношенням

$$H = \int_0^T v_{\text{max}}(t) dt. \quad (1.1)$$

Розглянемо спочатку питання про час  $T$  роботи долота на вибої при виході його з ладу через спрацювання опор шарошок. Дослідження радянських та зарубіжних фахівців дозволили встановити загальний вигляд залежності темпу зносу опори від параметрів режиму буріння. Залежність ця може бути представлена як

$$\frac{dW}{dt} = A_w \psi_1(G) \psi_2(n), \quad (1.2)$$

где  $W$  – відносна величина поточного зносу опори по відношенню до повного зносу, при якому відпрацювання долота припиняється; таким чином, кінцеве значення  $W_K = 1$ ;  $A_w$  – коефіцієнт, що враховує тип долота і властивості розчину для промивання.

З формули (1.2) випливає, що темп зносу опори залишається постійним і, отже, при незмінних умовах буріння протягом всього рейсу величина  $W$  пропорційна часу.

Різні дослідники пропонують різні варіанти функцій  $\psi_1(G)$  і  $\psi_n(n)$ . Зауважимо, що вид цих функцій змінюється при вдосконаленні конструкцій опорних елементів шарошок. Більшість дослідників [2, 6, 1, 4] для доліт з негерметизовани опорою вважають, що функція  $\psi_2(n)$  є степенною, а  $\psi_1(G)$  лінійною. Таким чином, час роботи долота  $T$ , відповідно зносу опор  $W_K = 1 = 1$ , можна записати як

$$T = \frac{k}{nG^\alpha}, \quad (1.3)$$

де  $\alpha$  - коефіцієнт, що залежить від властивостей промивної рідини, який для звичайних глинистих розчинів може бути прийнятий рівним 1,5;  $k$  - коефіцієнт, що залежить не тільки від складу промивної рідини, але і від конструкції долота.

Коефіцієнти, що входять в формулу (1.3), що не залежать від механічних властивостей гірських порід і можуть бути визначені: стендовими випробуваннями або отримані обробкою результатів буріння долотами даного типу в будь-якому районі.

У тих випадках, коли в процесі буріння має місце знос озброєння, його закономірності можуть бути враховані рівнянням типу

$$\varphi_3(u) \frac{du}{dt} = A_u \varphi_1(G) \varphi_2(n), \quad (1.4)$$

де  $u$  - відносна величина поточного зносу озброєння;  $A_u$  - коефіцієнт, що залежить від типу долота, умов промивання і абразивності порід що розбурюються.

Рівняння зносу озброєння відрізняється тим, що темп зносу залежить від його абсолютної величини. Функції  $\psi_1(n)$ ,  $\psi_2(n)$  і  $\psi_3(n)$  для роторного буріння добре вивчені і табульовані до швидкості обертання  $n = 400$  об/хв в роботах [2, 4].

Коефіцієнт  $A_u$  визначається за результатами промислових випробувань доліт даного типу при бурінні порід з аналогічним рівнем абразивності. Характеристики абразивності порід слід встановлювати по керна, що проходить лабораторні випробування при підготовці даних для моделювання. Таким чином, і для визначення коефіцієнтів рівняння зносу озброєння не потрібно враховувати відмінності в бурі- мости гірських порід. При розрахунку часу роботи опор долота за формулою (1.3) слід контролювати величину зносу озброєння за рівнянням (1.4). При  $u > 1$  час  $T$  розраховується, виходячи з умови  $u_k = 1$  відповідно до рівняння (1.4).

Для обчислення проходки за рейс  $H$  за рівнянням (1.1) залишається визначити зміна швидкості проходки згодом  $v(t)$ . Проінтегрував рівняння (1.4), отримаємо залежність величини зносу  $u(t)$ . Отже, для будь-якого моменту часу буріння за величиною відносного зносу і можна обчислити висоту зношених зубців і відповідну їй величину майданчики притуплення. Після цього за допомогою математичної моделі прораховується нове значення швидкості проходки  $v(t)$ .

Інтегрування співвідношення (1.1) виконується на ЕОМ з зверненням до програми розрахунку поглиблення  $Z_{\max}$  і швидкості  $v$  в наступному порядку. Перш за все встановлюємо кінцеву величину зносу зубців, яка дорівнює  $u_k = 1$ , якщо долото вийшло з ладу по зносу озброєння, і  $u_k < 1$ , якщо граничного зносу досягла опора, і  $u_k = 1$ . В останньому випадку, використавши функцію  $u(t)$ , знайдемо  $u_k(T)$ , тобто кінцевий відносний знос зубців.

Визначивши контактні площадки зубців, відповідні  $ик$ , можна прорахувати кінцеве значення швидкості буріння  $v_k$ . Залежно від необхідної точності розрахунку діапазон часу  $T$  розбивається на кілька ділянок, для кожного підраховується відповідна середня величина  $v_i$  і проходка за рейс визначається як  $H = \sum_i v_i \Delta t$ .

Можна, однак, зробити й інакше. Для звичайних допит з фрезерованими зубцями шарошок закономірність зміни швидкості проходки за часом буріння носить досить стабільний характер. Без істотних похибок можна прийняти, що

$$v(t) = \frac{v_0}{(1+t)^\beta} \quad (1.5)$$

Неважко отримати значення коефіцієнта  $\beta$

$$\beta = \frac{\ln \frac{v_k}{v_0}}{\ln(1+T)} \quad (1.6)$$

При такому підході величину проходки можна записати у вигляді кінцевої формули

$$H = \frac{v_0}{1-\beta} [(1+T)^{1-\beta} - 1] \quad (1.6)$$

Значення рейсовий швидкості підраховуємо за звичайною формулою

$$v = \frac{H}{T + t_{сп}} \quad (1.7)$$

де  $t_{сп}$  - час спуско-підйомних і допоміжних операцій. Оскільки при виборі оптимального технологічного варіанта потрібні порівняльні дані за показниками буріння, величина  $t_{сп}$  береться відповідно до існуючих нормативів.

Знаючи рейсову швидкість і нормативні вартісні показники, можна визначити вартість 1 м проходки

$$C = \frac{C_v}{v} + \frac{C_H}{H} \quad (1.8)$$

де  $C_v$  - вартість прокату обладнання, зарплата та інші витрати, пов'язані з часом проведення бурових робіт;  $C_H$  - витрати на поглиблення стовбура свердловини на величину проходки за рейс.

При розрахунку показників бурового процесу  $v_p$  і  $C$  нормативні дані за вартісними показниками, часу спускопідйомні і допоміжних операцій повинні вибиратися таким чином, щоб результати розрахунків можна було порівняти, тобто з урахуванням способу і мети буріння, типів бурових установок і оснащення, розмірів труб і т. д.

Наведені вище розрахунки засновані на обчисленні часу роботи долота  $T$  за допомогою рівнянь (1.2) і (1.4). Вид функцій  $\psi_1(G)$ ,  $\psi_2(n)$ ,  $\psi_1(G)$ ,  $\psi_2(n)$  надійно встановлений до порівняно невеликих швидкостей обертання. Для високооборотних буріння ці залежності вимагають уточнення. Одним із шляхів отримання закономірностей зміни часу роботи долота від параметрів режиму є математична обробка промислової інформації з відпрацювання доліт.

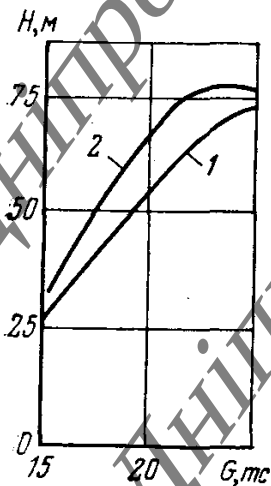


Рисунок 1 -  
Розрахункові  
залежності  
проходки на  
долото від  
осьового  
навантаження:  
1 -  $n = 40$  об / хв,  
2 -  $n = 100$  об / хв

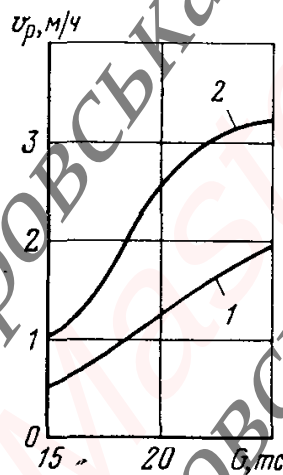


Рисунок 2 -  
Розрахункові  
залежності  
рейсовий  
швидкості від  
осьового  
навантаження:  
1 -  $n = 40$  об / хв;  
2 -  $n = 100$  об / хв

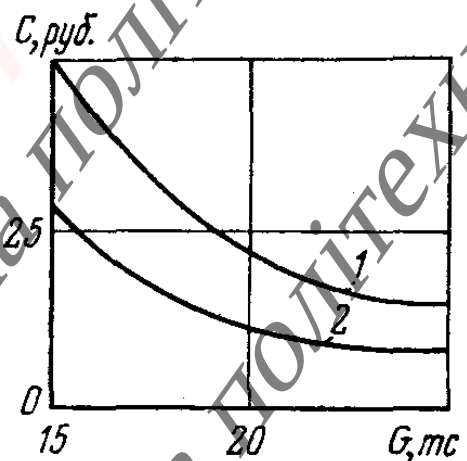


Рисунок 3 - Розрахункові  
залежності вартості 1 м проходки  
від осьового навантаження:  
1 -  $n = 40$  об / хв;  
2 -  $n = 100$  об / хв

Що стосується математичної моделі процесу, то вона, як інструмент, природно, ніякими обмеженнями по режимним параметрам не пов'язана.

Як приклад на рис. 1.1-1.3 наведено залежності проходки на долото, рейсовий швидкості і вартості 1 м проходки від осьового навантаження,



розраховані по математичній моделі з використанням емпіричних рівнянь зносу доліт.

Подібні розрахунки можуть бути виконані для будь-якої пари «долото - порода» з заданими умовами буріння і служать основою для подальшої оптимізації бурового процесу.

## 1.2. Вибір оптимальних режимів буріння

Згідно з усталеною традицією поняття «режим буріння» включає в себе осьову навантаження на долото, швидкість його-обертання, кількість і якість промивного розчину. При відсутності термінологічного ДСТУ, однак, можливо довільно розширювати або звужувати поняття «режиму буріння». Однак наведене вище розшифрування не цілком відповідає сьогоднішньому розумінню бурового процесу і незручна при вирішенні проблеми вибору так званих «оптимальних режимів буріння». Справді, якщо розуміти під «оптимальним» такий режим, який забезпечує досягнення екстремального значення оптимізованого показника буріння то слід вказати набір кількісних параметрів цього режиму. Це досить важко зробити по відношенню до характеристик, пов'язаних з рухом і функціями промивної рідини. вважаємо, що гідравлічна програма буріння є занадто складний самостійний питання, щоб включати його рішення в задачу вибору оптимального режиму. При проектуванні гідравлічної програми доводиться мати справу, по крайній мірі, з трьома різними і такими, що суперечать один одному функціями системи промивки - очищенням забою і виносом шламу на поверхню, підтриманням заданого стану стінок свердловини і транспортом енергії, необхідної для обертання забійного двигуна. Цей факт знаходить своє відображення вже в тому, що в рапорті бурового майстра фіксується понад 10 кількісних показників відносяться до системи промивки. Намагатися вирішити подібну багатофакторну оптимальну задачу ймовірно не представляється можливим. Набагато зручніше поставити питання інакше - визначати оптимальну комбінацію осьового навантаження і швидкості обертання долота для заданих умов промивання. Це, втім, не виключає того, що пошуки цієї комбінації виконуються при різних варіантах програми промивання, що допускаються обмеженнями, що накладаються потребами підтримки певного стану стінок свердловини і приводу забійного двигуна. При цьому ставиться завдання точно так же, як і в ставленні типу долота, - порівнюються показники роботи декількох типів доліт, які обирають апріорі для розбурювання даної породи, але порівняння це має бути зроблено при оптимальної комбінації осьового



навантаження і швидкості обертання для кожного долота. Таким чином, зручніше і доцільніше включати в поняття «режим буріння» тільки два зазначені чинники,

Перш ніж перейти до обговорення способу встановлення оптимальної комбінації пари режимних параметрів: осьового навантаження на долото  $G$  і швидкості його обертання  $n$  - слід обговорити ще одне важливе питання. Йдеться про те, чи повинні оптимальні значення  $G$  та  $n$  бути функціями часу. Альтернатива, таким чином, полягає в тому, чи потрібно прагнути змінювати параметри режиму за деякою програмою, прагнучи підтримувати їх оптимальними в кожен момент часу, або доцільніше зберігати їх постійними під час буріння, нехтуючи неминучими відхиленнями режиму буріння від істинного оптимуму. Цілком очевидно, що в продовження роботи одного долота можуть змінюватися механічні властивості гірських порід і умови взаємодії долота з забоем, наприклад утворюватися і зникати рейка або вибоїни. Крім того, відбувається знос або поломка зубців долота,

Можна уявити собі спеціальні пристрої, які будуть здійснювати безперервний пошук оптимальної комбінації параметрів з урахуванням обмежень, що накладаються застосовуваними технічними засобами. Подібні пристрої для прогнозування результатів буріння повинні використовувати деякі припущення про взаємозв'язок між швидкістю проходки і інтенсивністю зносу, з одного боку, і інтегральними показниками роботи долота, такими, як проходка, рейсова швидкість і вартість 1 м проходки, з іншого. Іншими словами, потрібно використовувати емпіричні рівняння процесу буріння, для чого вказане керуючий пристрій має у своєму розпорядженні спеціалізованої обчислювальної машиною, хоча б і не дуже складною.

Неважко передбачити, що використання подібних пристроїв в звичайному експлуатаційному бурінні навряд чи виявиться економічно і технічно доцільним.

У системи оперативного управління процесом буріння існує ще один органічний недолік. Вона неминуче пристосована до певного способу буріння. Так, наприклад, можна реалізувати пошук оптимального навантаження на долото при турбінному бурінні, так як при заданій витраті промивної рідини сукупність досягаються режимів які є лінією, але не областю. Однак це набагато важче зробити при роторному способі, оскільки невідомо, при якій швидкості обертання долота шукати оптимальне навантаження. Пошук в області вимагає можливості безперервної зміни обох регульованих режимних параметрів. На нашу думку, оперативна система вибору оптимальних

параметрів може з успіхом використовуватися в деяких спеціальних випадках, наприклад при проводці опорно-технологічних свердловин для уточнення проектних режимних параметрів і т. і.

Однак в загальному випадку буріння повинно виконуватися при постійних параметрах  $G$  і  $n$ , в які можуть, звичайно, вноситися оперативні корективи, але за виняткових обставин і за рішенням відповідальних осіб, безпосередньо керівних бурінням. Ми вважаємо, що пристрої, що автоматично підтримують постійне значення  $G$  і  $n$  під час відпрацювання долота, є більш простими, надійними, дешевими і ефективними, ніж система оперативного управління бурінням, діюча методом пошуку. Отже, будемо виходити з положення, що режим буріння повинен бути встановлений на стадії розробки проекту будівництва свердловини.

Взагалі кажучи, оптимальний режим слід тим чи іншим способом шукати у всій області можливої зміни параметрів  $n$  і  $G$ , отже, необхідно цю область визначити. Для цього можна скористатися технічними та енергетичними обмеженнями, що накладаються реально існуючими установками, забійними двигунами і інструментом. Мінімальна швидкість обертання долота обмежується характеристикою роторного приводу. Максимальне навантаження в області роторного буріння визначається міцністю конструкції долота або поздовжньої стійкістю стисненого ділянки колони труб, оскільки потужність наземної силової установки практично обмежень не накладає. Нижня межа осьового навантаження на долото при бурінні порід даного типу встановлюється, виходячи з того, щоб процес руйнування породи не відбувався шляхом стирання. Що стосується правої межі області, то оскільки вона реалізується забійними двигунами, то лімітується потужністю, каналізуємою з поверхні (рис. 1.4).

Рекомендації щодо оптимального режиму доцільно давати в області  $n$ ,  $G$ . Однак в разі потреби деякі побудови і аналіз доводиться виконувати в поле  $n$ ,  $M$ , де  $M$  - середній крутний момент на долоті. Справді, потужність на валу, яка визначається величиною  $Mn$ , дуже зручно представляти в координатах  $n$ ,  $M$  рівнобочно-гіперболою, яка потребує для свого побудови ніяких спеціальних залежностей. Крім того, саме в цій системі координат прийнято представляти лінійну характеристику турбіни.

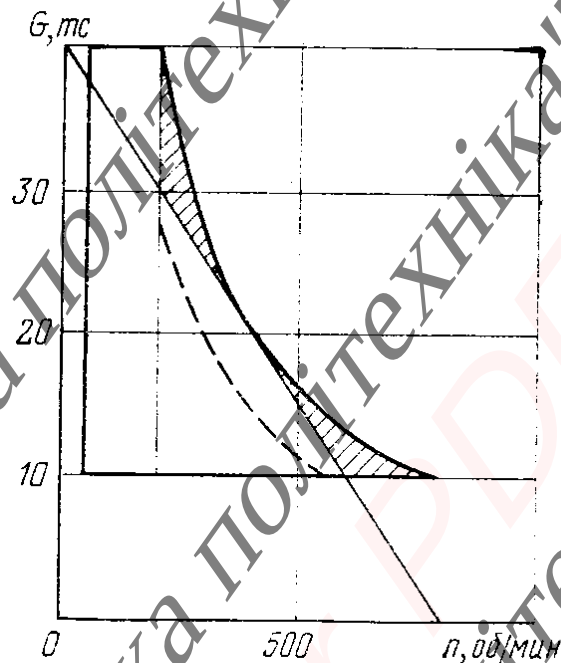


Рисунок 4 - Область визначення режимних параметрів процесу буріння

Між осьовим навантаженням на долото  $G$  і середнім крутним моментом  $M$  існує певна залежність, яка, втім, є різною для неоднакових порід і в незначній мірі залежить від швидкості обертання долота. Функція  $M(G)$  може бути визначена експериментально і теоретично. У вітчизняній і зарубіжній літературі можна знайти достатню кількість матеріалів з цього питання. Таким чином, в більшості випадків між навантаженням на долото і обертовим моментом може бути встановлено взаємно-однозначна відповідність при заданих умовах буріння. Оскільки в деякому діапазоні зміни  $G$  її взаємозв'язок з  $M$  може вважатися пропорційною, то в грубому наближенні область визначення параметрів  $n, G$  подібна області  $n, M$ . Тому не буде серйозної помилки, якщо на рис. 67 праву межу зазначеної області зобразити у вигляді кривої гіперболічного типу, що відповідає тій частині потужності, каналізувати з поверхні, яка може бути реалізована на валу забійного двигуна. При цьому не слід забувати, що оскільки к.к.д. Двигуна не однаковий на різних режимах, то і права межа області не може бути досягнута шляхом використання машини одного типу. Теоретично для кожної точки, а практично для кожної ділянки правої межі потрібно машина з характеристикою, що забезпечує на цій ділянці максимум к.к.д. Якщо ж обмежитися одним типом забійного двигуна, наприклад турбобуром, то гіпербола повинна бути замінена прямий, дотичній до неї, і область зміни режимних параметрів скоротиться на величину заштрихованих ділянок (див. рис. 4). Так як верхня межа області не

залежить від обмежень підведення потужності, то вона, взагалі кажучи, може не з'єднатися з гіперболою безпосередньо. Оціночні розрахунки показують, що таке з'єднання має місце лише для досить міцних порід. Для середніх і м'яких порід той же крутний момент потрібно при меншій осьовій навантаженні, завдяки чому в координатах  $n, G$  лінія граничної потужності опуститься вниз (див. рис. 4). Отже, можна сказати, що область зміни режимних параметрів в координатах  $n, G$  (або  $n, M$ ) є криволінійну трапецію або трапецію, з'єднану з прямокутником. Для середніх і м'яких порід той же крутний момент потрібно при меншій осьовій навантаженні, завдяки чому в координатах  $n, G$  лінія граничної потужності опуститься вниз (див. рис. 4). Отже, можна сказати, що область зміни режимних параметрів в координатах  $n, G$  (або  $n, M$ ) є криволінійну трапецію або трапецію, з'єднану з прямокутником. Для середніх і м'яких порід той же крутний момент потрібен при меншій осьовій навантаженні, завдяки чому в координатах  $n, G$  лінія граничної потужності опуститься вниз (див. рис. 4). Отже, можна сказати, що область зміни режимних параметрів в координатах  $n, G$  (або  $n, M$ ) є криволінійну трапецію або трапецію, з'єднану з прямокутником. Кожній точці цієї області відповідає єдине значення оптимізується показника буріння, наприклад вартість 1 м проходки  $C$ . Сукупність цих значень всередині області утворює поверхню  $C = f(n, G)$  (рис. 4). Ця функція неперервна разом зі своїми похідними і має один єдиний мінімум. Пара значень  $n$  і  $G$ , при яких досягається цей мінімум, і є параметрами оптимального режиму, тобто  $C_{\min} = f(n_{\text{опт}}, G_{\text{опт}})$ .

Зазвичай одержувані різними шляхами залежно типу  $C(n)$  і  $C(G)$  є перетинами поверхні  $C(n, G)$  площинами, паралельними координатним площинам  $n, C$  і  $G, C$ . Маючи набір залежностей  $C(n)$  при різних  $G$  або  $C(G)$  при різних  $n$ , можна шляхом інтерполяції відновити відповідну ділянку поверхні  $C(G)$ .

Можна показати, що для побудови поверхні  $C(G)$  досить мати у своєму розпорядженні значеннями  $C_i$  в порівняно невеликій кількості базових точок. Однак при цьому точки  $n_i, G_i$  повинні бути досить рівномірно розподілені по всій області зміни режимних параметрів.

Зрозуміло, все сказане вище відноситься не тільки до вартості 1 м проходки  $C$ , але і до будь-якого оптимізуемого показником, наприклад до рейсовий швидкості  $v_p$ .

Математична модель процесу буріння при використанні емпіричних рівнянь зносу доліт дозволяє для кожної пари «долото - порода» при заданих умовах буріння розрахувати залежності типу  $C = f(G, n)$  в широкому діапазоні



варіювання режимних параметрів. Крім того, вона дає можливість визначити необхідну для цілей оптимізації залежність між осьовим навантаженням на долото  $G$  і середнім крутним моментом  $M$ , тобто функцію  $M(G)$ .

Щоб практично використовувати такі залежності, зручно будувати так звані режимні поля. Що являють сукупність ізолей типу  $C = \text{const}$  чи  $v_p = \text{const}$ , побудованих в координатах  $n, G$ . Така сукупність ізолей являє собою набір проєкцій перетинів поверхні  $C = f(n, G)$  паралельними площинами  $C = \text{Const}$  на координатну площину  $(n, G)$ . на рис. 5 представлено поле вартостей 1 м проходки, розрахованих по математичній моделі процесу буріння з використанням емпіричних рівнянь зносу долота. Режимне поле дозволяє легко знайти шукані значення  $n_{\text{опт}}$  і  $G_{\text{опт}}$ , що забезпечують досягнення  $C_{\text{min}}$ . Однак значення його цим не обмежується.

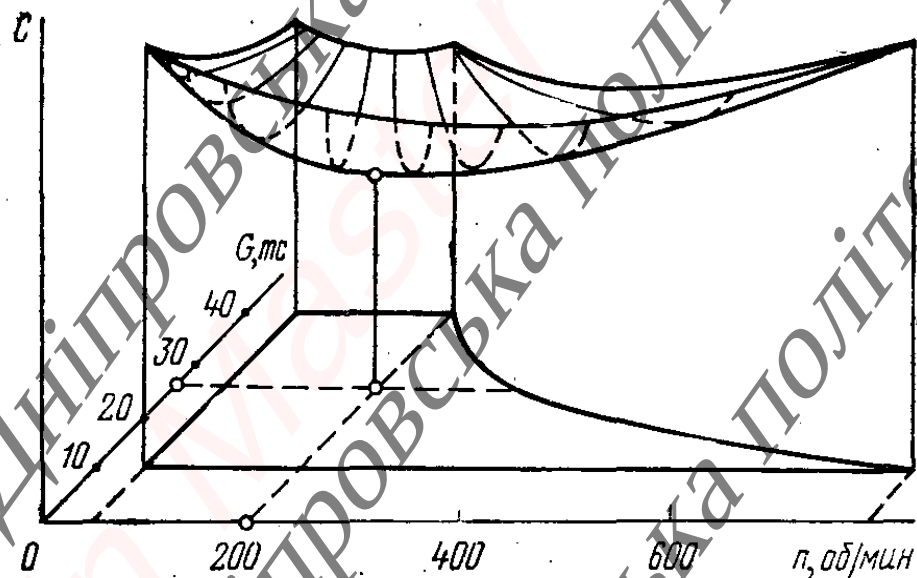


Рисунок 5 - Поверхня вартостей 1 м проходки в області визначення режимних параметрів

Воно дає можливість визначити, до яких наслідків може привести відхилення режимних параметрів від оптимальних значень в тому чи іншому напрямку і, отже, встановити не тільки точку, але і область оптимальних режимів, що вельми важливо з огляду на труднощі підтримки постійного навантаження і швидкості обертання долота, особливо в турбінному бурінні. Визначивши область оптимальних режимів всередині області зміни режимних параметрів, можна обґрунтовано вибрати спосіб буріння і з урахуванням його особливостей дати необхідні режимно-технологічні рекомендації.



Область оптимальних режимів, обмежена деякою ізоліній, є в той же час і областю допустимих відхилень оптимізуемого показника від екстремального значення. Вона тим ширший, ніж менш жорсткі вимоги пред'являються до підтримки оптимального режиму. Можна стверджувати, що всередині такої області відхилення оптимізуемого показника буріння від екстремуму не перевищить заданої величини.

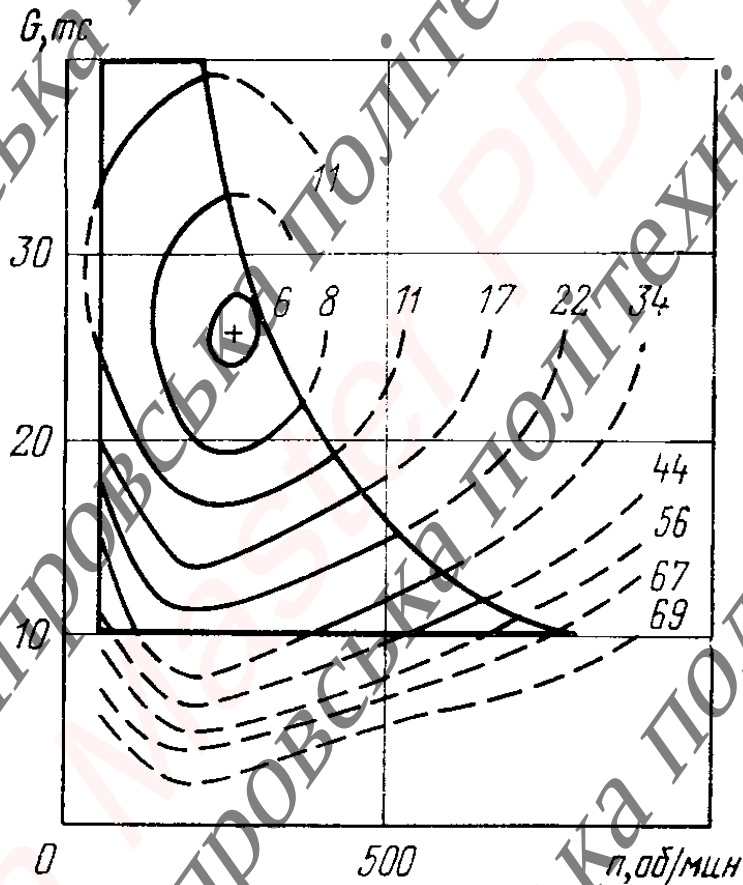


Рисунок 6 - Ізолінії постійних вартостей  $G$  м проходки в області визначення режимних параметрів

Вельми істотно, що такий метод дозволяє домогтися одночасної оптимізації за двома показниками, якщо в цьому є практична необхідність, наприклад, підтримувати мінімум вартості при максимумі рейсовий швидкості. Зрозуміло, обидва показники досягають своїх значень з певною похибкою. Для цього досить встановити область перетину оптимальних областей  $C = C_{\min} + \Delta C$  і  $v_p = v_{p \max} - \Delta v_p$ .

Перетин областей гарантує одночасне досягнення  $C_{\min}$  і  $v_p$  з похибками, свідомо не переважаючими задані величини  $\Delta C$  і  $\Delta v_p$ .

Розгляд області зміни режимних параметрів показує, що було б неправильним ставити питання про пріоритет будь-якого одного способу буріння. Поза всяким сумнівом, свої області використання є у ротора, високообертового турбобура, низькообертового турбобура, гвинтового двигуна і електробура. Однак це аж ніяк не визначає питому вагу застосування кожного із способів. В освоєних районах практичний досвід дозволяє поступово вирішити питання про пріоритет будь-якого способу, але для розробки нових родовищ повинна бути проведена серйозна робота по попередньому визначенню області оптимальних режимів, яка дозволить скласти науково обгрунтовані проекти будівництва свердловин.

З метою практичного використання спосіб графічного визначення оптимальних режимів буріння, заснований на побудові ліній постійних вартостей, видається надто трудомістким. Крім того, доводиться заздалегідь розраховувати всю сітку точок, в результаті чого області, які не становлять істотного інтересу для оптимізації, прораховуються з тією ж частотою, що і більш важливі ділянки сітки. Можна запропонувати метод знаходження оптимуму з мінімальною кількістю розрахунків з тим, щоб більш детально досліджувати лише околиця оптимальної точки. Для знаходження точки поля, в якій вартість 1 м проходки досягає мінімального значення, використовуємо метод покоординатного спуску [7], що дозволяє звести багатовимірну задачу до одновимірної.

Мінлива вартість  $C$  являє собою функцію двох змінних  $n$  і  $G$ . Для зручності подальшого викладу позначимо  $x = n$ ,  $y = G$ .

Задаємося першим наближенням  $C(x_0, y_0)$ , яке слід вибрати в режимному полі, або виходячи з практичного досвіду, або довільно. Потім при фіксованому значенні однієї з змінних, наприклад  $y$ , відшукується значення  $x = x_1$ , при якому досягається  $\inf C(x, y_0)$ . Аналогічно визначаємо значення  $y = y_1$ , при якому досягається  $\inf C(x_1, y)$ . Таким чином, здійснюється перехід від вихідної точки  $(x_0, y_0)$  до точки  $(x_1, y_1)$ . Процес циклічно повторюється стільки раз, скільки необхідно, щоб виконати нерівність

$$|C(x_k, y_k) - C(x_{k-1}, y_{k-1})| < \varepsilon \quad (1.9)$$

При знаходженні мінімуму функції  $C$  таким способом виникає проблема мінімізації функції однієї змінної.

При мінімізації функції  $C(x, y)$  на кожному ступені цього розрахунку користуються параболічною апроксимацією за трьома заданим точкам. Такий спосіб забезпечує досить надійне покрокове рух точки до оптимуму.

Наведений спосіб дозволяє визначити координати точки в режимному полі, яким відповідає екстремальне значення оптимізується показника.

Як було показано вище, крім визначення безпосередньо оптимальної точки важливо побудувати режимне поле  $C = \text{const}$ . Для цього область варіювання режимних параметрів покривається розрахункової прямокутної сіткою, яку доцільно вибирати більш густий в безпосередній околиці оптимальної точки. Справа в тому, що пропонуваній нижче метод лінійної інтерполяції при побудові режимного поля дає тим точніші результати, ніж гущі розрахункова сітка. У вузлах сітки за допомогою математичної моделі обчислюються значення вартості  $C$ . Після цього додаткова програма дозволяє обчислити координати ряду точок для кожної ізолянії  $C = \text{const}$ .

При фіксованому значенні однієї з координат оптимальної точки, наприклад  $y_k$ , шукаємо ті вузлові точки сітки  $(x, y_k)$  і  $(x + \Delta x, y_k)$ , між якими лежить точка режимного поля, в якому  $C = \bar{C}$ . Очевидно, вони повинні задовольняти співвідношенню

$$[\bar{C} - C(x, y_k)] [\bar{C} - C(x + \Delta x, y_k)] \leq 0 \quad (1.10)$$

Координату  $x$  шуканої точки обчислюємо наступним чином:

$$\bar{x} = x + \frac{\Delta x [\bar{C} - C(x, y_k)]}{C(x + \Delta x, y_k) - C(x, y_k)} \quad (1.11)$$

Змінюючи значення  $y$  і повторюючи цей розрахунок, можна отримати координати точок режимного поля, для яких  $C = \bar{C}$ . Щоб збільшити точність побудови ізоляній, аналогічним чином визначаємо відповідні точки на вертикальних лініях сітки. Змінюючи значення  $C$ , будуємо повне режимне поле  $C = \text{const}$ .

Весь цикл розрахунків аж до визначення оптимальної точки і побудови режимного поля для даної пари «долото- порода» виконується за допомогою єдиної комплексної програми на ЕОМ.

Подібні розрахунки виконуються для попередньо відібраних типів доліт. Таким чином, з'являється можливість вибрати оптимальний тип інструменту для розбурювання даної породи при порівнянні їх ефективності в умовах, коли кожне долото що порівнюється використовується при оптимальному для нього режимі. Це виключно важливу обставину стає можливим тільки завдяки використанню методу математичного моделювання, не обмеженого матеріальною областю варіювання режимних параметрів.

У разі, якщо розрахункова область оптимальних режимних параметрів з яких-небудь причин не може бути реалізована, доводиться стикатися з відомою невизначеністю, що полягає в тому, що одне і те ж значення

показника ефективності досягається при безлічі різних сполучень  $n$  і  $G$  уздовж ізолиний  $v_p = \text{const}$  або  $C = \text{const}$ .

Для того, щоб однозначно вирішити це питання, доцільно провести аналіз режимного поля, побудованого в координатах  $n, M$ . Справді, в цих координатах лінії постійної потужності є гіперболами  $Mn = \text{const}$ . На кожній ізолінії, наприклад  $C = \text{const}$ , можна знайти точку, відповідну мінімального значення  $Mn$ , тобто мінімальній потужності. У цій точці ізолінія  $C = \text{const}$  стосується гіперболи  $Mn = \text{const}$ . Поєднуючи такі точки, що належать різним ізолініям, отримуємо область найкращих режимів, відповідних змінною потужності, що підводиться до забою.

У разі турбінного буріння на режимне поле в координатах  $nM$  зручно нанести характеристику турбобура. При цьому стає очевидним, в якій області характеристики доцільним працювати і до яких наслідків призведе відхилення від цієї області, зокрема, недовантаження долота.

На рис. 7 наведено, як приклад, один з варіантів розрахункового режимного поля  $C = \text{const}$ . Легко побачити, що при збільшенні потужності слід збільшувати крутний момент і швидкість обертання долота до певної межі, при якому досягається мінімум вартості 1 м проходки. Подальше форсування режиму призводить до зворотного результату. При роботі з турбобуром, характеристика якого наведена на рис. 7, наближення до холостого режиму веде до різкого збільшення вартості. Очевидно також, що, наприклад, при швидкості обертання близько 100 об/хв збільшення крутного моменту і, отже, осьового навантаження мало змінює вартісні показники. Тому має сенс збільшувати навантаження, так як при цьому, природно, зростуть технічні показники при незмінній вартості 1 м проходки.

### 1.3. Функціонування математичної моделі процесу буріння

Для функціонування математичної моделі процесу буріння, як уже зазначалося вище, необхідно дослідження з метою отримання механічних характеристик разбурюваних гірських порід. Тому слід визначити систему, яка дозволила б отримати розрахункові залежності показників буріння для ділянки розрізу довжиною не менше величини середньої проходки на долото, зафіксованим на даній глибині. Така постановка завдання виходить з припущення, що проектний режим витримується незмінним і оперативні засоби управління при цьому використовувати економічно недоцільно.

При можливості суцільного відбору по стовбуру можна було б уявити собі наступну ідеалізовану схему обробки матеріалу. Перш за все слід було б



зробити петрографічний аналіз гірських порід, що входять в розріз, скласти детальну літологічних колонку, виготовити зразки, що представляють всі підрозділи цієї колонки, і зробити їх лабораторні випробування. Відповідно до отриманих механічними характеристиками породи можуть бути розділені на статистично помітні групи і кожна група представлена набором характеристик, що використовуються при розрахунках математичної моделі. Таким чином складається розрахункова колонка, або, іншими словами, модель розрізу.

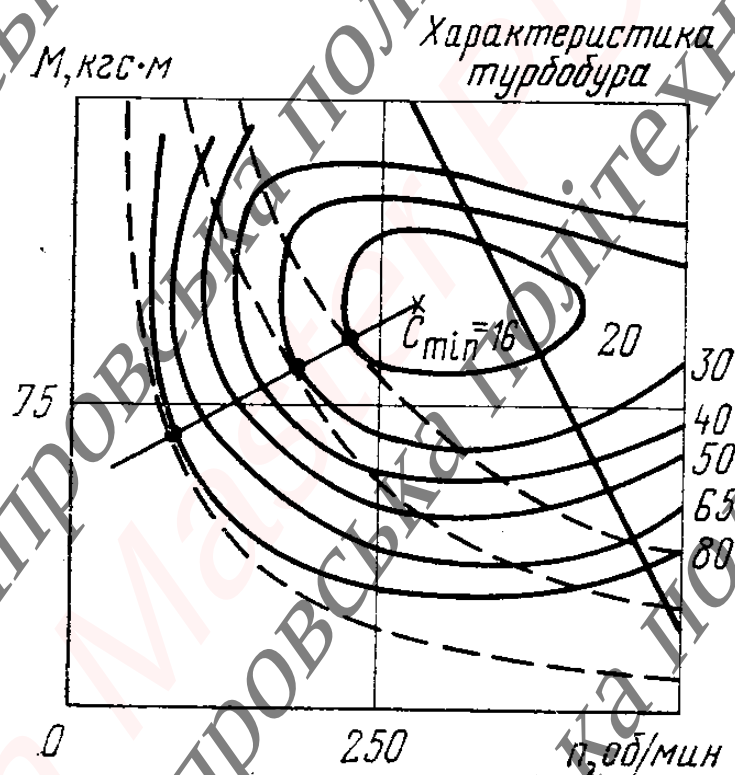


Рисунок 7 – Розрахункове поле вартостей 1 м проходки

Далі слід для верхньої породи розглянутого розрізу або ділянки розрізу визначається оптимальний режим буріння, тип долота і відповідна проходка на рейс. Потім розраховуються оптимальні параметри для всіх підрозділів моделі розрізу, що потрапляють в зазначений рейс. Рішення оптимальної завдання зводиться до порівняння показників процесу буріння для різних технологічних варіантів. Пояснимо сказане на простому прикладі. Припустимо, що в проходку, обчислену по верхній породі, входить ще одна статистично помітна різновид породи. Тоді порівнюються показники буріння в двох варіантах, з яких один є оптимальним для першої породи, а другий - для іншої. Для обраного оптимального варіанта прораховується уточнене



значення величини проходки на долото. Потім розрахунок повторюється для наступного рейсу. Аналогічно вирішується оптимальна завдання, якщо долото проходить не дві, а три або більше статистично помітні породи. В результаті може бути отриманий розрахунковий варіант вибору доліт і режиму буріння для всього розглянутого розрізу.

### **Висновки по першому розділу**

На підставі викладеного вище можна уявити повну схему виконання всієї послідовності розрахунків. Однак практично важко розраховувати на отримання повного комплекту кернавого матеріалу за допомогою суцільного відбору, не кажучи вже про значну трудомісткості петрографічного аналізу і виробництва великої кількості лабораторних випробувань і розрахунків.

Тому для складання програми відбору кернів необхідна попередня розбивка розрізу родовища на інтервали на основі обраного критерію. Наприклад, можна здійснювати вибір керна на підставі розбивки розрізу на інтервали подібною буримості за технологічними параметрами. Такий спосіб зручний тим, що кількість інтервалів по свердловині зазвичай буває порівняно невелика і потреба в кернавому матеріалі і лабораторних випробуваннях обмежена. Можна вибрати проміжний варіант, який хоча і не передбачає суцільного відбору керна, проте заснований на використанні літологічески колонки всередині кожного інтервалу подібною буримості. Ця колонка може бути складена на підставі інформації, якою володіють геологічна і геофізична служби. Крім того, можна використовувати для цієї мети лабораторний аналіз шламу за умови організації його систематичного відбору. При цьому по кожному інтервалу подібною буримості можуть бути відібрані керни найбільш представницьких різниць.

Нарешті, в разі відсутності будь-яких систематичних відомостей по розрізу може бути використаний будь-який наявний кернавого матеріалу, що задовольняє вимогам лабораторних випробувань. На підставі його обробки та відповідних розрахунків можуть бути обрані долота і оптимальні режими буріння в ряді точок по стовбуру свердловини. Ці точки приймаються за базові і служать основою для складання програми наближеного вибору технологічних варіантів буріння, що підлягають, зрозуміло, подальшій коригуванню.

## РОЗДІЛ 2 ОБЛАДНАННЯ З КЕРУВАННЯ ПАРАМЕТРАМИ БУРІННЯ

### 2.1. Телеметричні системи

Буріння свердловин складного профілю неможливо без застосування сучасних телеметричних систем і систем геонавігації. Це перш за все пов'язано з тим, що буріння свердловин по складній траєкторії з протяжними горизонтальними ділянками в межах продуктивного горизонту, виконання багатоствольних відгалужень неможливі без оперативного контролю положення вибою свердловини. Для виконання поточного контролю положення забою свердловини, а також для отримання різноманітної інформації з забою свердловини, таких як параметри режиму буріння - значення осьового навантаження, крутного моменту, частоти обертання долота, застосовують сучасні телеметричні системи. Телеметричні системи включають комплекс забійних датчиків, максимально наближених до забою свердловини, автономний, найчастіше у вигляді гідротурбіни, що виробляє електроенергію, джерело живлення,

Проблемою створення телеметричних систем для контролю забійних параметрів почали займатися в середині 1940-х рр.

Дані про системи телеметрії взяті з сайтів деяких компаній.

В основному ці дослідження проводилися в США на рівні виконання пошукових робіт. На початку 1950-х рр. були створені дослідні зразки телесистем з гідравлічним каналом зв'язку «забій - гирло» свердловини. Надалі проводились роботи по розробці телесистем в провідному і електромагнітним (бездротовим) каналами зв'язку. За кордоном найбільшого поширення в практиці буріння отримали телесистеми з гідравлічним каналом зв'язку, хоча у цих систем є істотні недоліки, що стосуються якості бурового розчину, а також роботи бурового насоса і бурового обладнання. У вітчизняному бурінні перевагу отримали телесистеми з електромагнітним каналом зв'язку, хоча і вони мають свої недоліки, пов'язані перш за все з сильним впливом на передачу сигналу високоомних і низькоомних пластів, які деформують структуру імпульсу.

Для передачі інформації з забою свердловини на поверхню застосовуються різні канали зв'язку:

- 1) системи з акустичним каналом зв'язку;
- 2) телесистеми з гідравлічним каналом зв'язку;
- 3) електромагнітний (бездротовий) канал зв'язку;

- 4) провідний канал зв'язку;
- 5) комбінований канал зв'язку.

Системи з акустичним каналом зв'язку використовують звукові коливання, що поширюються в свердловині по промивній рідині, колоні бурильних труб або навколишнього породі. Відповідно до цього вони поділяються на три види: гідроакустичні, акустомеханічні, сейсмічні.

Сейсмічні системи застосовують поки тільки для пасивного контролю координат забою. Через недостатню точності визначення положення вибою (десятки метрів) вони ще знаходяться на стадії наукових і експериментальних досліджень. Як джерело в таких системах використовуються звукові сигнали, які супроводжують процес роботи бурового інструменту при руйнуванні гірської породи на вибої свердловини. Сигнали з забою вловлюють сейсмічні датчики на поверхні, і таким чином можна визначити як стан вибою свердловини, так і деякі фізико-механічні параметри властивостей гірської породи.

Гідроакустичний канал з його складністю і різноманіттям властивостей має слабку вивченість. Однією з центральних проблем у створенні гідроакустичного каналу є розробка низькочастотного (до 100-200 Гц) випромінювача, здатного ефективно збуджувати коливання всередині колони бурильних труб в свердловині.

У 1993 р в Арктичному інституті ім. М.М. Андрєєва була розроблена експериментальна апаратура передачі інформації (АП І) по гідроакустичного каналу в свердловині для забійної телеметричної системи ЗТС-ДАК. Ця система призначалася для знаходження параметрів орієнтації стовбура похило до спрямованої або горизонтальної свердловини, а також сервісних параметрів, що відображають умови її роботи безпосередньо в процесі буріння. У 1998 р експериментальний зразок АПІ модернізували. В цілому результати розробки і випробувань експериментального зразка апаратури АПІ показали, що гідроакустичний канал може бути використаний як високонадійне і недорогий засіб зв'язку, зокрема, в ЗТС з комбінованим каналом.

Серед зарубіжних телесистем практично не зустрічаються телесистеми з акустичним каналом зв'язку, проте в даний час фірма Schlumberger запропонувала передачу акустичних сигналів в процесі буріння свердловин. Характерною особливістю пропонованої телесистеми є її незалежність від параметрів бурового розчину, так як акустичний сигнал поширюється по

трубах і тільки на денній поверхні він трансформується в електромагнітні коливання.

Широке поширення гідравлічного каналу зв'язку для передачі інформації викликано наступними його перевагами:

- гідравлічний канал зв'язку є природним каналом зв'язку, так як в ньому в якості каналу зв'язку використовується стовп бурового розчину в бурильної колоні, а отже, не потрібно додаткових витрат на організацію каналу зв'язку;
- гідравлічний канал зв'язку володіє великою дальністю дії.

На рис. 2.1 представлені схеми забійних гідромеханічних датчиків і графічні зображення імпульсів, що генеруються такими датчиками, які використовуються в Телесистемах з гідравлічним каналом зв'язку. В даному випадку датчики встановлюють всередині колони труб і за допомогою рухомого клапана викликають імпульси тиску бурового розчину.

На рис. 8, а показаний датчик, який генерує позитивні імпульси тиску, перекриваючи прямий потік розчину всередині колони, а на рис. 8, б - негативні, оскільки буровий розчин через клапан періодично скидається в затрубний простір. Короткий імпульс відповідає кодованому значенням 1 або 0, при цьому при позитивному імпульсі 1 - це код підвищення тиску, а при негативному імпульсі - код падіння 0.

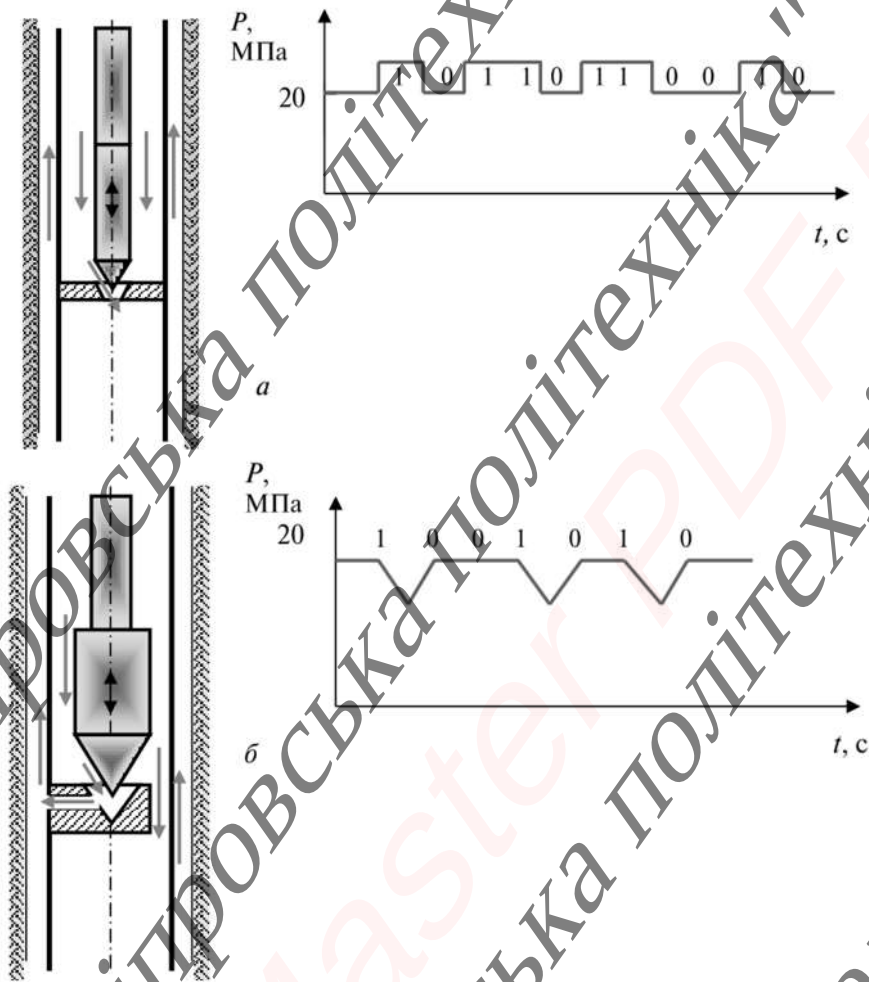


Рисунок 8 - Кодування сигналів в гідравлічному каналі зв'язку ЗТС:

*a* - схема датчика і графік імпульсу при передачі кодованого позитивного сигналу; *б* - схема датчика і графік імпульсу при передачі кодованого негативного сигналу Зниження тиску. Сигнал, який відповідає 0 - це повернення до колишнього рівня тиску в системі «колона - свердловини».

На рис. 9 показаний пульсатор обертового типу, який передає інформацію за рахунок зміни фази пульсації тиску. Пульсація тиску досягається за рахунок обертання крильчатки 1 з постійною частотою обертання, а фазовий перехід досягається поворотом крильчатки 2 вліво або вправо. Поворот крильчатки в ту чи іншу сторону призводить до певного зміщення фази пульсації і знаку 1 або 0.



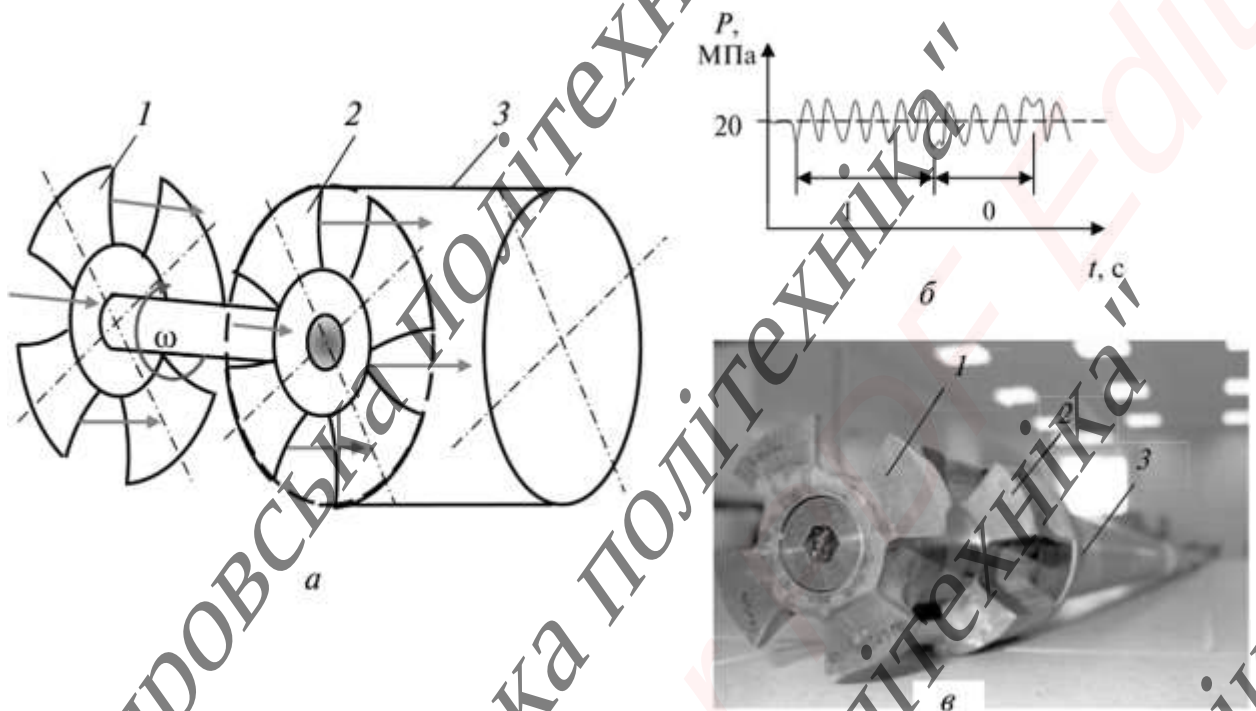


Рисунок 9 - Схема пульсатора оберального типу:  
 а - схема роботи; б - графік імпульсу сигналу; в - зовнішній вигляд пульсатора; 1 - обертається крильчатка; 2 - крильчатка фазової маніпуляції, встановлена з можливістю повороту навколо осі вліво - вправо; 3 - корпус системи

Перші телеметричні системи, розроблені на початку 1960-х рр. у ВНПБТ, представляли собою механічні пристрої, привід яких був конструктивно пов'язані з валом турбобура. До таких телеметричних систем відносяться гідротурботахметри ГТН-2, ГТН-3, ГТН-4, ГТН-ПН, ГЧТ. Перша в нашій країні більш досконала система під назвою СНБ (сигналізатор направлено буріння), а потім ГИТ (гідралічна інклінометрична телесистема), дозволяла здійснювати контроль азимута, зенітного кута і напрямку дії відхилювача. З 1982 р почалося широке застосування удосконаленого варіанту телесистеми під шифром «Індикатор частоти обертання валу турбобура» (ГЧТ).

В даний час розробкою телесистем з передачею інформації по гідравлічному каналу зв'язку займається НДІ ТМ «Пілот», якому вдалося створити експериментальний зразок телесистеми, що здійснює контроль процесу буріння.

За кордоном в області каротажу в процесі буріння найбільш успішно працюють фірми Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, Teleco, Eastman Cristensen (США), Sperry-Sun (Великобританія). Ці фірми в кінці 1980-х рр.

розробили і використовують телесистеми MWD (measurement while drilling - вимір під час буріння) з гідравлічним каналом зв'язку, що дозволяють здійснювати оперативний контроль траєкторії свердловин шляхом вимірювання інклінометричних і деяких технологічних параметрів.

В даний час зарубіжні фірми розробляють і пропонують системи LWD (logging while drilling - реєстрація під час буріння) з гідравлічним каналом зв'язку з набором методів, які не поступаються системам каротажу на кабелі. Як правило, ці системи складаються з окремих модулів, кожен з яких має zenітний кут в свердловину приладі, що дозволяє запам'ятовувати свердловинні дані під час роботи приладу. Крім того, інформація про пластах передається в реальному часі по каналу зв'язку на поверхню. В даний час розроблені і широко використовуються системи з так званим позитивним і негативним імпульсами. Актуальним і перспективним напрямком діяльності закордонних фірм стала розробка систем геонапряму, при яких вибір і коректування траєкторії свердловини виробляється на основі геологічних даних про шарі, отриманих в реальному часі. У таких системах вимірювальні датчики розташовуються поблизу від долота, на відміну від систем попереднього покоління, де датчики відстоять від долота на 9-30 м.

Прикладом таких телесистем є новий прилад MWD фірми Halliburton Strata Tracker - перший промисловий малогабаритний прилад, що вимірює гамма-випромінювання з азимутним скануванням, відхилення на долоті, динамічну і статичну інклінометр і швидкість обертання долота.

Фірма Baker Hughes також має в своєму розпорядженні повну серію систем MWD як для контролю напрямку, так і для оцінки пласта, розрахованих на температуру 125-150 ° C і тиск 140 МПа.

Фірма Schlumberger також рекомендує новий прилад Slim Access транспортується на трубах в повторно разбурюваному свердловину діаметром 95 мм з різкими змінами напрямку стовбура - 40 град. / 30 м.

Електромагнітний (бездротовий) канал зв'язку використовує колону бурильних труб в якості одного з проводів лінії передачі. За простоті конструкторської глибоких і наземних пристроїв, пропускної здатності він є найбільш перспективним при організації стійкого зв'язку «забій - гирло» при турбінному і роторному бурінні свердловин.

У порівнянні з гідравлічним каналом електромагнітний канал зв'язку має наступні переваги:

- підвищеною надійністю деталей забійних пристроїв, що контактують з абразивним потоком бурового розчину;

- простотою в управлінні, можливістю зворотного зв'язку.

Разом з тим електромагнітний канал зв'язку має деякі недоліки, такими як обмеження дальності дії (через властивостей геологічного розрізу), її залежність від матеріалу бурильних труб, а також відсутність можливостей дослідження в морі і в соленосних відкладах, досить висока складність електронного керуючого блоку.

Розробкою безкабельного систем активно займаються в ВАТ НВП «ВНІПІС». У 1969 р на основі технічних рішень апаратури бета-1 розроблена апаратура КУБ-1, призначена для проведення електричного каротажу в процесі турбінного буріння. У наступне десятиліття розроблена телеметрична система ЗІС-1 для автоматичного контролю напрямку свердловин в процесі буріння і Телевимірювальні система «Забой» для вимірювання в процесі буріння нафтових і газових свердловин геофізичних і технологічних параметрів. З 1991 р розроблені забійні телесистеми з бездротовим електромагнітним каналом зв'язку типу ЗІС-4. З 1999 р почалася експлуатація першої промислової партії малогабаритної телесистеми ЗТС54-ЕМ, паралельно їй розроблена більш досконала телесистема ЗТС- 42ЕМ з діаметром модулів 42 мм.

На рис. 10 показана схема, яка пояснює принципи побудови електромагнітної зв'язку. Сигнал надходить від джерела, який розміщений в ЗТС під діамантним роздільником колони. Електромагнітне випромінювання передається через породи до антени-заземлювача, а далі приймається системою обробки сигналу і комп'ютером.

Провідний канал зв'язку має наступні переваги перед усіма відомими каналами зв'язку: максимально можлива інформативність; швидкодія, багатоканальність, стійкість, надійність зв'язку; відсутність забійного джерела електричної енергії і потужного передавача; можливість двостороннього зв'язку, подачі значної електричної потужності для приводу забійних механізмів (керованого відхилювача, навантажувача і ін.), використання при роботі з продувкою повітрям і з використанням аерованого бурового розчину; відсутність залежності від питомої опору гірських порід. Роботи зі створення ЗТС з проводимим каналом зв'язку були обумовлені застосуванням з початку 1960-х рр. в СРСР електробуріння. Найбільш широкого поширення набула телеметрична система типу СТЕ, використала в якості лінії зв'язку силовий кабель електробура. Система СТЕ дозволяла проводити вимірювання наступних параметрів: зенітного кута, азимуту свердловини, положення відхилювача, навантаження на долото, числа обертів, крутного моменту.

Більшість телесистем цього типу мали ресурс до 600-800 ч і міжремонтний період до 100 ч.

В даний час розробники ВНПБТ направили свої зусилля на розробку ряду уніфікованих телеметричних систем типу ЦЕ (електропровідних телесистема для орієнтування) в модульному виконанні. Створено базовий модуль ЦЕ-1 і ін.

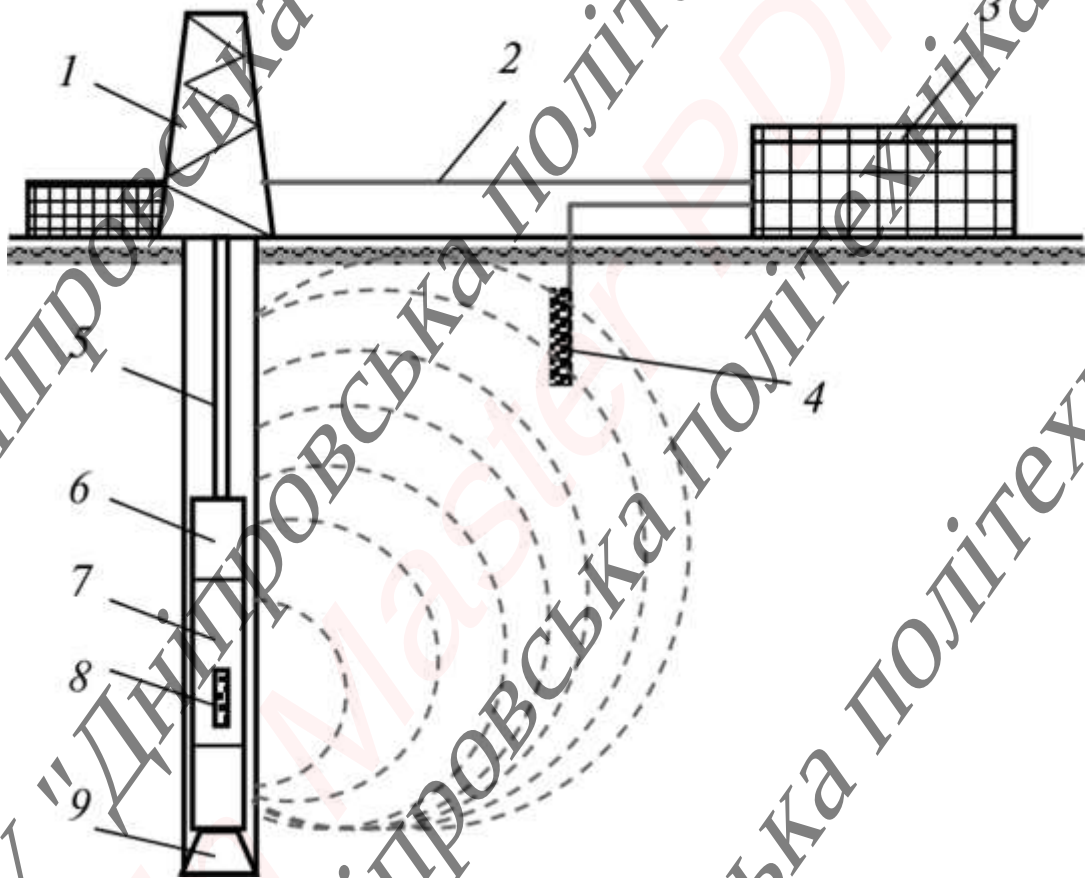


Рисунок 10 - Схема електромагнітного каналу зв'язку телеметричної системи:

7 - бурова установка; 2 - кабель зв'язку; 3 - пульт управління з ПК; 4 - антенна заземлювач; 5 - бурильні труби; 6 - енергоблок компонування; 7 - електронний блок компонування; 8 - джерело електромагнітних хвиль; 9 - долото.

З середини 1990-х рр. лідером в розробці кабельних систем є ВАТ НПФ «Геофізика», де розробляються і виробляються: інклінометрична вибійна система з кабельним каналом зв'язку КТС-1 з магнітометричним



багатоточечним інклінометром «Оніко»; технології та технічні засоби для ГС і ГС «Горизонталь».

З розвитком таких бурових систем, як колтюбінга, що виключають застосування складових бурильних колон, актуальність дротових систем передачі інформації з забою зростає суттєво. В цьому випадку телеметрична система зазнає суттєвого спрощення, тому що з'являється можливість без всяких обмежень подавати до забою енергію і отримувати назад стійкий і високоякісний сигнал по електричному або оптоволоконному каналу.

Комбінований канал зв'язку - це поєднання різних за своєю фізичної сутності каналів зв'язку свердловинного приладу з наземної реєструючої та обробної апаратури, що дозволяє в кожному конкретному випадку вибрати оптимальний варіант системи. В даний час найбільш поширеною комбінацією є гідравлічний і електромагнітні канали зв'язку.

Тенденція розвитку каналів зв'язку спрямована на збільшення кількості інформації, що передається в одиницю часу. Так, гідравлічний канал зв'язку з позитивним імпульсом тиску має межу 4 біт/с. Електромагнітний безкабельний і гідравлічний канали зв'язку з негативним імпульсом тиску досягають рівня передачі даних 10 біт/с. Пристрої гідравлічного каналу зв'язку, що використовують позитивні і негативні імпульси тиску, витісняються більш перспективними роторними пульсаторами (див. Рис. 3.9), частоту передачі даних якими провідні виробники обіцяють довести найближчим часом до 30 біт/с. Однак існує ряд обмежень на використання гідравлічного каналу зв'язку (див. рис. 11): аеровані бурові розчини і нерозчинні засоби боротьби з поглинаннями бурового розчину.

Самим емким каналом зв'язку є спосіб передачі електромагнітного сигналу по додатковим трубах, встановленим всередині і ізольованим в бурильних трубах, і по провідному каналу зв'язку за допомогою кабельних секцій або колтюбінгових труб.

У загальному випадку телеметричні системи здійснюють вимірювання первинної свердловини інформації, її передачу по каналу зв'язку «забій - гирло свердловини», прийом наземним пристроєм, обробку та подання оператору результатів обробки. Існуючі телесистеми включають такі основні частини:

- забійну апаратуру;
- наземну апаратуру;
- канал зв'язку;
- технологічне оснащення (для електропровідної лінії зв'язку);
- антену і приналежності до неї (для електромагнітної лінії зв'язку);



- немагнітну УБТ (для телесистем з первинними перетворювачами азимута з використанням магнітометрів);
- забійний джерело електричної енергії (для телесистем з бездротовою лінією зв'язку).

Забійна частина телесистеми включає первинні перетворювачі вимірюваних параметрів, таких як:

- первинні перетворювачі (ПП) напрямки буріння;
- ПП геофізичних параметрів пристовбурної зони свердловини;
- ПП технологічних параметрів буріння.

До первинних перетворювачів напрямки буріння відносяться:

- ПП зенітного угла в точці вимірювання (0);
- ПП азимута свердловини (а);
- ПП напрямки відхилювача (C0).

До первинних перетворювачів геофізичних параметрів (даних каротажу) можна віднести геофізичні зонди, що вимірюють:

- каротаж опір гірських порід (КС);
- мимовільно поляризацію (НС);
- гамма-каротаж (гамма природного випромінювання гірських порід) (ГК);
- електромагнітний каротаж.

До первинних перетворювачів технологічних параметрів буріння можна віднести датчики, які вимірюють параметри процесу буріння: осьову навантаження на долото; момент реактивний або активний; частоту обертання долота; тиск всередині і зовні бурильної колони; інші за бажанням замовника, а також в залежності від апаратних можливостей телесистеми.

Дані від первинних перетворювачів через комутатор надходять на аналого-цифровий перетворювач (АЦП), потім через кодує пристрій (КУ), підсилювач-передавач надходять в канал зв'язку. На поверхні закодована різними способами інформація розшифровується в зворотному порядку і надходить на системи відображення та обробки для прийняття рішень по технологічному режиму.

Завдання контролю і управління процесом буріння в автоматичному режимі успішно вирішує інформаційно-технологічний навігаційний буровий комплекс, який включає в себе як наземну апаратуру, так і датчики, наближені за допомогою телеметричної системи до забою свердловини. У нього входять також пристрої збору інформації, її перетворення, передачі і програмної обробки для прийняття оперативного рішення і виведення технологічних

рекомендацій на пульт бурильника, а в автоматичному режимі - для виведення управляючих впливів на приводи виконавчих пристроїв.

Геонавігаційний комплекс (рис. 12) містить встановлену в колоні бурильних труб 7 над забійними двигуном 2 забійну телеметричну систему 3 з джерелом живлення 4, насос 5, привід насоса 6. Насос 5 з'єднаний з приймальні ємністю 7, в якій встановлений датчик рівня бурового розчину 8. В нагнітальній лінії 9 насоса 5 встановлені датчики тиску 10, витрати 11, щільності 12, наявності газових включень 13. У нагнітальній лінії також встановлено керуючий клапан 14. до антени 15 підключено приймальний пристрій 16, вихід з якого підключений до входу в комп'ютер 17. До другого входу в комп'ютер 7 7 підключений преосвітній комплекс 18.

Лебідка 19 містить привід лебідки 20. На лебідці 19 встановлений датчик довжини колони бурильних труб 21. Індикатор ваги на гаку 22 встановлений на тросі 23. Колона бурильних труб 7 проходить через ротор 24, що містить привід ротора 25 для орієнтації відхиляє компоновання 26. У верхній частині колони бурильних труб 7 встановлені превентора 27, привід превентора 28. У затрубному просторі колони бурильних труб 7 встановлені газоаналізатор 29, датчик осьового навантаження 30 і датчик крутного моменту 31, датчик оборотів гідротурбіни 32. Передавальний модуль 33 і блок інклінометрії 34 встановлені в корпусі забійній телеметричної системи 3. До виходів комп'ютера 77 підключені монітор 35, принтер 36, а через блок сполучення 37 - пульт бурильника 38, модем 39.



Перетворювальний комплекс 18 містить аналого-цифрові перетворювачі (по числу датчиків) АЦП 50 - АЦП 58, контролер, модем комплексу і блок живлення.

Пристрій працює наступним чином.

При бурінні працює насос 5, який по нагнітальній лінії 7 подає буровий розчин до турбобури 3 і призводить його в дію. Інклінометричні параметри з блоку інклінометрії 34, забійні параметри з датчиків осевого навантаження 30, крутного моменту 31 і оборотів гідротурбіни 32 за допомогою передавального модуля 33 в вигляді електромагнітного сигналу подаються на антену 15 і далі в приймальний пристрій 16 і в комп'ютер 17. Сигнали з наземних технологічних датчиків 8,10-13,19, 20 подаються на вхід в преосвітній комплекс 18 і далі на вхід в комп'ютер 17, де перетворюються, обробляються і передаються одночасно на монітор 35 і пульт бурильника 38, а при необхідності і на принтер 36. На екрані монітора 35 інформація оперативна, якісно і наочно доводить до виконавця-геофізика,

Перетворювальний комплекс 18 перетворює свідчення з усіх наземних датчиків в сигнал, прийнятний для комп'ютера 17. Датчики, встановлені в корпусі забійної телеметричної системи, передають інформацію на поверхню через передавальний модуль 33 на антену 15, приймальний пристрій 16 і далі в персональний комп'ютер 17.

Програма обробки інформації від технологічних датчиків обробляє всю інформацію, отриману з датчиків для подання спочатку в цифровому вигляді, потім - для візуалізації в формі таблиць, графіків і діаграм на екрані монітора 35 (рис. 13), і, крім того, розраховує і видає дані, отримані шляхом математичних перетворень з заміряних параметрами, наприклад, відхилення від траєкторії. Програма вироблення технічних рішень здійснює складніші логічні і математичні перетворення інформації для вироблення рекомендацій з управління процесом буріння. Програма управління безпосередньо подає сигнали на виконавчі органи систем управління, до яких відносяться привід насоса 6, привід лебідки 18, привід ротора 25 і привід превентора 28. Можлива видача попереджувачих (звукових і світлових) сигналів при аварійній ситуації. Комплекс забезпечує і повну автоматизацію процесу буріння шляхом впливу на привід насоса 6, привід лебідки 18, привід ротора 25 і привід превентора 28. При цьому кожне з цих дій, що управляють може бути реалізовано або окремо, або спільно в будь-якому поєднанні.

Пульсатор 43, що створює гідравлічні пульсації бурового розчину, забезпечує передачу інформації про інклінометричних і забійних



технологічних параметрах по гідравлічному каналу зв'язку. При цьому можна використовувати або один з двох каналів зв'язку, або гідравлічний, або електроімпульсний для дублювання одержуваної інформації, що істотно підвищує надійність системи.

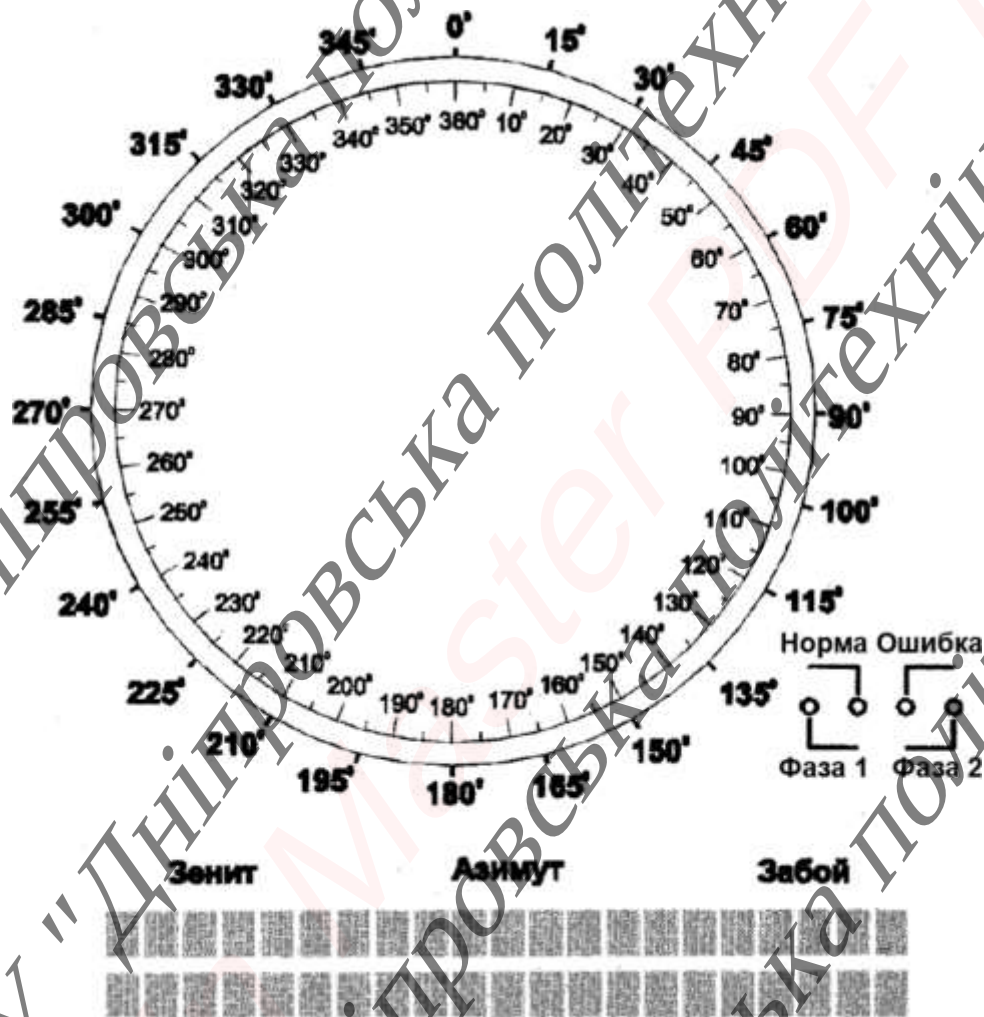


Рисунок 13 - Пульт бурильника

Комплекс забезпечує також передачу інформації на віддалений комп'ютер 41, щоб здійснювати контроль буріння не тільки на одній буровій, а й в масштабах куша або родовища.

Телеметрична система, що входить до складу геонавігаційного комплексу, призначена для визначення просторової орієнтації компоновки низу бурильної колони і забійних параметрів, необхідних для оптимізації процесу буріння. Свердловинний прилад телеметричної системи забезпечує орієнтацію відхилювача на забої, а також безперервну передачу і індикацію на



поверхні азимута, зенітного кута свердловини в процесі турбінного буріння в геологічних середовищах, що не мають магнітних аномалій.

Телеметрична система інформаційно-навігаційного комплексу працює наступним чином.

Потік промивної рідини приводить в дію турбину генератора проточного типу, виробляється електроенергія, яка живить електронний блок свердловинного приладу. Інформація від датчиків перетворюється в кодову послідовність, яка передається в залежності від умов буріння і наявності відповідних модулів по електромагнітному або гідравлічному каналу зв'язку. На поверхні сигнал приймається антеною, розташованою за 30-50 м від бурової, або датчиком-перетворювачем, встановленим в нагнітаючу лінію насосів. У приймальній пристрої прийнятий сигнал декодується і вводиться в комп'ютер для обробки.

Свердловинна частина телеметричної системи має модульну конструкцію. Функціональні можливості телеметричної системи залежать від складу входять до неї модулів, який, в свою чергу, визначається технологічною необхідністю.

Базові комплектації свердловинного приладу забезпечують орієнтацію відхилювача на забої, а також безперервну передачу і індикацію на поверхні азимута, зенітного кута свердловини в процесі турбінного буріння в геологічних середовищах, що не мають магнітних аномалій.

Телеметричні системи використовують для передачі електромагнітний (ЗТС) або гідравлічний канал (ЗТСГ) зв'язку. Передача інформації по гідравлічному каналу зв'язку забезпечує працездатність системи в породах з високою провідністю, але має меншу швидкість передачі інформації. Вимірювання кутових параметрів також можливо без циркуляції бурового розчину в «статичі», при цьому використовується батарейне харчування електронних компонентів ЗТС.

У табл. 1 наведені основні характеристики телеметричної системи НПФ «Самарські горизонти».

## **2.2 Телеметричні системи, що застосовуються в промисловості**

Застосування ЗТС з електромагнітним і гідравлічним каналами зв'язку дозволяє проводити вимірювання навігаційних і геофізичних параметрів в процесі буріння, в тому числі без циркуляції бурового розчину, вести запис інформації при підйомі інструменту.

Таблиця 1

## Основні параметри і характеристики телеметричної системи

параметр системи	характеристика системи
Діапазон вимірювання, град .:	
зенітний кут	0-180
азимутальний кут	0-360
кут установки відхилювача	0-360
Похибка вимірювання, град .:	
зенітний кут	$\pm 0,1-0,15$
азимутальний кут	$\pm 1-2$
кут установки відхилювача	$\pm 1-2$
Розміри свердловинного приладу, мм:	
діаметр	Не більше 172
довжина	3000
Характеристика генератора живлення свердловини апаратури:	
частота обертання турбіни генератора, хв-1	$2000 \pm 500$
Напруга, В	18-70
Характеристика джерела живлення наземної апаратури:	
змінний струм, частота, Гц	50
Напруга, В	220-240
Робоча температура на вибої, °С	до 125
Витрата бурового розчину, л / с	7-60
Максимальна гідростатичний тиск, МПа	100
Ресурс генератора до ревізії, ч	Не менш 200
Зміст піску в розчині, %	менше 3
Вібростійкість, g	До 12
Ударостійкість, g	до 1000

Вимірювані параметри ЗТС:

- зенітний кут;
- азимутальний кут;
- положення відхилювача;
- каротаж опору (для ЗТС з електромагнітним каналом зв'язку);
- каротаж мимовільної поляризації (для ЗТС з електромагнітним каналом зв'язку);
- віброкаротаж У К;
- частота обертання генератора;
- температура на вибої;
- потужність випромінювання.

Ефективно використовувати час з забою відбувається не частіше одного разу на 30 с.

### 2.3 Розробка пристрою

Пристрій відноситься до області буріння свердловин, а саме до техніки для контролю і оперативного управління. Технічним результатом є підвищення надійності і точності передачі забійних даних і збільшення потужності і дальності зв'язку. Телеметрична система містить встановлений в верхній частині колони бурильних труб передавальний модуль, який формує імпульси тиску промивної рідини для передачі інформації по гідравлічному каналу зв'язку, окремий модуль електричного роздільник, блок електроживлення, вимірювальний блок і передавальний блок, що використовуються для передачі інформації по електромагнітному каналу зв'язку, встановлені в корпусі окремого забійного телеметричного модуля - ЗТМ в складі нижньої частини бурильної колони, а також наземне обладнання з прийомним пристроєм, сполученим з антеною і з датчиком тиску промивної рідини, встановленим в нагнітальній лінії промивної рідини. При цьому електричний роздільник встановлений між корпусом вищевказаного ЗТМ і передавальним модулем, що формує імпульси тиску промивної рідини для передачі інформації по гідравлічному каналу зв'язку. Зазначений передавальний модуль з'єднаний з блоком електроживлення кабельної секцією, одна жила якого з'єднана з електроконтактом у верхній частині бурильної колони. Крім того, кабельна секція пропущена всередині центрального каналу електричного роздільник, внутрішня стінка якого покрита ізолюючим шаром. При цьому електричний роздільник встановлений між корпусом вищевказаного ЗТМ і передавальним модулем, що формує

імпульси тиску промивної рідини для передачі інформації по гідравлічному каналу зв'язку. Зазначений передавальний модуль з'єднаний з блоком електроживлення кабельної секцією, одна жила якого з'єднана з електроконтактом у верхній частині бурильної колони. Крім того, кабельна секція пропущена всередині центрального каналу електричного роздільник, внутрішня стінка якого покрита ізолюючим шаром. При цьому електричний роздільник встановлений між корпусом вищевказаного ЗТМ і передавальним модулем, що формує імпульси тиску промивної рідини для передачі інформації по гідравлічному каналу зв'язку. Зазначений передавальний модуль з'єднаний з блоком електроживлення кабельної секцією, одна жила якого з'єднана з електроконтактом у верхній частині бурильної колони. Крім того, кабельна секція пропущена всередині центрального каналу електричного роздільник, внутрішня стінка якого покрита ізолюючим шаром. одна жила якої з'єднана з електроконтактом у верхній частині бурильної колони. Крім того, кабельна секція пропущена всередині центрального каналу електричного роздільник, внутрішня стінка якого покрита ізолюючим шаром. одна жила якої з'єднана з електроконтактом у верхній частині бурильної колони. Крім того, кабельна секція пропущена всередині центрального каналу електричного роздільник, внутрішня стінка якого покрита ізолюючим шаром.

1. Телеметрична система з комбінованим безкабельні каналом зв'язку для передачі даних в процесі буріння свердловин, яка містить встановлений в верхній частині колони бурильних труб передавальний модуль, який формує імпульси тиску промивної рідини для передачі інформації по гідравлічному каналу зв'язку, модуль електричного роздільник, блок електроживлення, вимірювальний блок і передавальний блок, що використовуються для передачі інформації по електромагнітному каналу зв'язку, а також наземне обладнання з прийомним пристроєм, з'єднаний з антеною і з датчиком тиску промивної рідини, встановленим в нагнітальній лінії промивної рідини, що відрізняється тим, що блок електроживлення, вимірювальний блок і передавальний блок, що використовуються для передачі інформації по електромагнітному каналу зв'язку, встановлені в корпусі окремого забійного телеметричного модуля - ЗТМ в нижній частині бурильної колони, електричний роздільник також виконаний у вигляді окремого модуля в складі бурильної колони і встановлений між корпусом вищевказаного ЗТМ і передавальним модулем, що формує імпульси тиску промивної рідини для передачі інформації по гідравлічному каналу зв'язку, при цьому блок електроживлення з'єднаний з передавальним модулем, що формує імпульси тиску промивної рідини для



передачі інформації по гідравлічному каналу, кабельної секцією, одна жила якого з'єднана з електроконтактом у верхній частині бурильної колони, крім того, кабельна секція пропущена всередині центрального каналу електричного роздільник, внутрішня стінка якого покрита ізолюючим шаром. електричний роздільник також виконаний у вигляді окремого модуля в складі бурильної колони і встановлений між корпусом вищевказаного ЗТМ і передавальним модулем, що формує імпульси тиску промивної рідини для передачі інформації по гідравлічному каналу зв'язку, при цьому блок електроживлення з'єднаний з передавальним модулем, що формує імпульси тиску промивної рідини для передачі інформації по гідравлічному каналу, кабельної секцією, одна жила якого з'єднана з електроконтактом у верхній частині бурильної колони, до оме того, кабельна секція пропущена всередині центрального каналу електричного роздільник, внутрішня стінка якого покрита ізолюючим шаром. електричний роздільник також виконаний у вигляді окремого модуля в складі бурильної колони і встановлений між корпусом вищевказаного ЗТМ і передавальним модулем, що формує імпульси тиску промивної рідини для передачі інформації по гідравлічному каналу зв'язку, при цьому блок електроживлення з'єднаний з передавальним модулем, що формує імпульси тиску промивної рідини для передачі інформації по гідравлічному каналу, кабельної секцією, одна жила якого з'єднана з електроконтактом у верхній частині бурильної колони, до оме того, кабельна секція пропущена всередині центрального каналу електричного роздільник, внутрішня стінка якого покрита ізолюючим шаром.

2. Телеметрична система з комбінованим безкабельні каналом зв'язку для передачі даних в процесі буріння свердловин по п. 1, яка відрізняється тим, що в якості блоку електроживлення забійного телеметричного модуля використаний турбогенератор.

3. Телеметрична система з комбінованим безкабельні каналом зв'язку для передачі даних в процесі буріння свердловин по п. 1, яка відрізняється тим, що в якості передавального модуля, що формує імпульси тиску промивної рідини для передачі інформації по гідравлічному каналу зв'язку, використаний роторний пульсатор з блоком управління.

4. Телеметрична система з комбінованим безкабельні каналом зв'язку для передачі даних в процесі буріння свердловин по п. 3, яка відрізняється тим, що впускна плита і ротор роторного пульсатора встановлені між собою з регульованим зазором.



5. Телеметрична система з комбінованим безкабельні каналом зв'язку для передачі даних в процесі буріння свердловин по п. 3, яка відрізняється тим, що роторний пульсатор і його блок управління з батарейним блоком живлення встановлені в корпусі окремого модуля.

6. Телеметрична система з комбінованим безкабельні каналом зв'язку для передачі даних в процесі буріння свердловин по п. 1, яка відрізняється тим, що між корпусом окремого забійного телеметричного модуля і забійними двигуном встановлений подовжувач з немагнітного металу.

7. Телеметрична система з комбінованим безкабельні каналом зв'язку для передачі даних в процесі буріння свердловин по п. 1, яка відрізняється тим, що кабельна секція прокладена всередині порожнистої штанги і забезпечена електровводи на кінцях.

#### **Опис пристрою**

Запропонований пристрій відноситься до області буріння свердловин, а саме до техніки для контролю і оперативного управління траєкторією стовбура похило спрямованих і горизонтальних свердловин і передачі даних на поверхню по гідравлічному і електромагнітному каналах зв'язку.

Відома система передачі даних при бурінні на поверхню за допомогою електромагнітного сигналу від передавального переводника, розташованого біля бурового допота, при цьому система передбачає використання генератора імпульсів в буровому розчині для перетворення електромагнітних сигналів в гідравлічні (пат. Канади №02920089 від 05.02.2016 р) . Таким чином, система забезпечує передачу забійних параметрів спочатку по електромагнітному каналу зв'язку, а потім по гідравлічному каналу. Така комбінована передача дозволяє забезпечувати зв'язок при різних геологічних особливостях і технологічних факторах.

Недолік відомої системи полягає в тому, що вона не забезпечує одночасну передачу забійних параметрів відразу за двома вказаними каналах зв'язку, що скорочує обсяг переданих даних і знижує надійність передачі.

Відома вибійна телеметрична система, яка містить вимірювальний модуль, модуль електроживлення і передавальний модуль, який використовує для передачі інформації електромагнітний канал зв'язку і додатковий передавальний модуль, який формує імпульси тиску промивної рідини для передачі інформації по гідравлічному каналу зв'язку. Всі модулі зцентрувати в корпусі телеметричної системи і закріплені. Передавальний модуль, який використовує для передачі інформації електромагнітний канал зв'язку,

встановлений на контактних центратор таким чином, щоб електричний роздільник знаходився між ними. Наземне обладнання містить приймальний пристрій, поєднане з антеною і з датчиком тиску промивної рідини, встановленим в нагнітальній лінії бурового розчину. Електричні роз'єми модулів можуть мати по обидва боки однакову конструкцію, що забезпечує їх складання в різній послідовності. Крім того, вони можуть бути закриті герметичними заглушками, які виконують функції обтікачів (пат. РФ №2194161, E21В 47/12, пріор. 01.12.2000 р, опубл. 10.12.2002 р, Телеметрична система контролю забійних параметрів).

Відома система забезпечує паралельну передачу даних про різних забійних параметрах по двох каналах: електромагнітному і гідравлічному.

Недолік відомої телесистеми полягає в наступному.

У відомому пристрої додатковий передавальний модуль, який формує імпульси тиску промивної рідини для передачі інформації по гідравлічному каналу зв'язку, виконаний у вигляді клапанного механізму, який при проходженні бурового розчину засмічується кальматуючими частинками і перешкоджає проходженню рідини, що впливає на якість і надійність інформації по гідравлічному каналу зв'язку. У зв'язку з цим пред'являються підвищені вимоги до якості бурових розчинів, його складу і однорідності, виникає необхідність застосування більш досконалих способів очищення, що збільшує трудовитрати бурових робіт і обмежує область застосування телеметричної системи.

Крім того, при передачі по електромагнітному каналу потужність сигналу, випромінюваного передавачем, «розтікається» по внутрішньотрубної простору, так як електричний роздільник не ізолюваний від нього, в результаті чого потужність сигналу і його дальність зменшуються, знижується надійність зв'язку.

Завданням запропонованого пристрою є підвищення надійності і точності передачі забійних даних, збільшення потужності і дальності зв'язку.

Зазначена задача вирішується тим, що телеметрична система з комбінованим безкабельні каналом зв'язку для передачі даних в процесі буріння свердловин, яка містить встановлений в верхній частині колони бурильних труб передавальний модуль, який формує імпульси тиску промивної рідини для передачі інформації по гідравлічному каналу зв'язку, електричний роздільник, блок електроживлення, вимірювальний блок і передавальний блок, що використовуються для передачі інформації по електромагнітному каналу зв'язку, а також наземне обладнання з ріємним

пристроєм, сполученим з антеною і з датчиком тиску промивної рідини, встановленим в нагнітальній лінії промивної рідини, на відміну від відомого, блок електроживлення, вимірювальний блок і передавальний блок, що використовуються для передачі інформації по електромагнітному каналу зв'язку, встановлені в корпусі окремого забійного телеметричного модуля - ЗТМ в нижній частині бурильної колони, електричний роздільник також виконаний у вигляді окремого модуля в складі бурильної колони і встановлений між корпусом окремого ЗТМ і передавальним модулем, що формує імпульси тиску промивної рідини для передачі інформації по гідравлічному каналу зв'язку, при цьому блок електроживлення з'єднаний з передавальним модулем, що формує імпульси тиску промивної рідини для передачі інформації по гідравлічному каналу, кабельної секцією, одна жила якого з'єднана з електроконтактом у верхній частині бурильної колони, крім того, зазначена кабельна секція пропущена всередині центрального каналу електричного роздільника, внутрішня стінка якого покрита ізолюючим шаром.

Модуль формує імпульси тиску промивної рідини для передачі інформації по гідравлічному каналу зв'язку, використаний роторний пульсатор з блоком управління.

Роторний пульсатор і його блок управління з батарейним блоком живлення встановлені в корпусі окремого модуля.

Впускна плита і ротор роторного пульсатора встановлені між собою з регульованим зазором.

Як блок електроживлення ЗТМ використаний турбогенератор.

Між корпусом ЗТМ і забійним двигуном встановлений подовжувач з немагнітного металу.

Кабельна секція прокладена всередині порожнистої штанги і забезпечена електровводи на кінцях.

На рис. 14 представлена загальна схема телеметричної системи.

На рис. 15 зображена компоновка свердловинного приладу.

Свердловинний прилад (рис. 14) виконаний у вигляді модульної конструкції (рис. 15), що містить передавальний модуль у вигляді роторного пульсатора 1, формує імпульси тиску промивної рідини для передачі інформації по гідравлічному каналу зв'язку, модуль електричного роздільника 2, встановлений у верхній частині бурильної колони 3, і забійний телеметричний модуль (ЗТМ) в окремому корпусі 4.

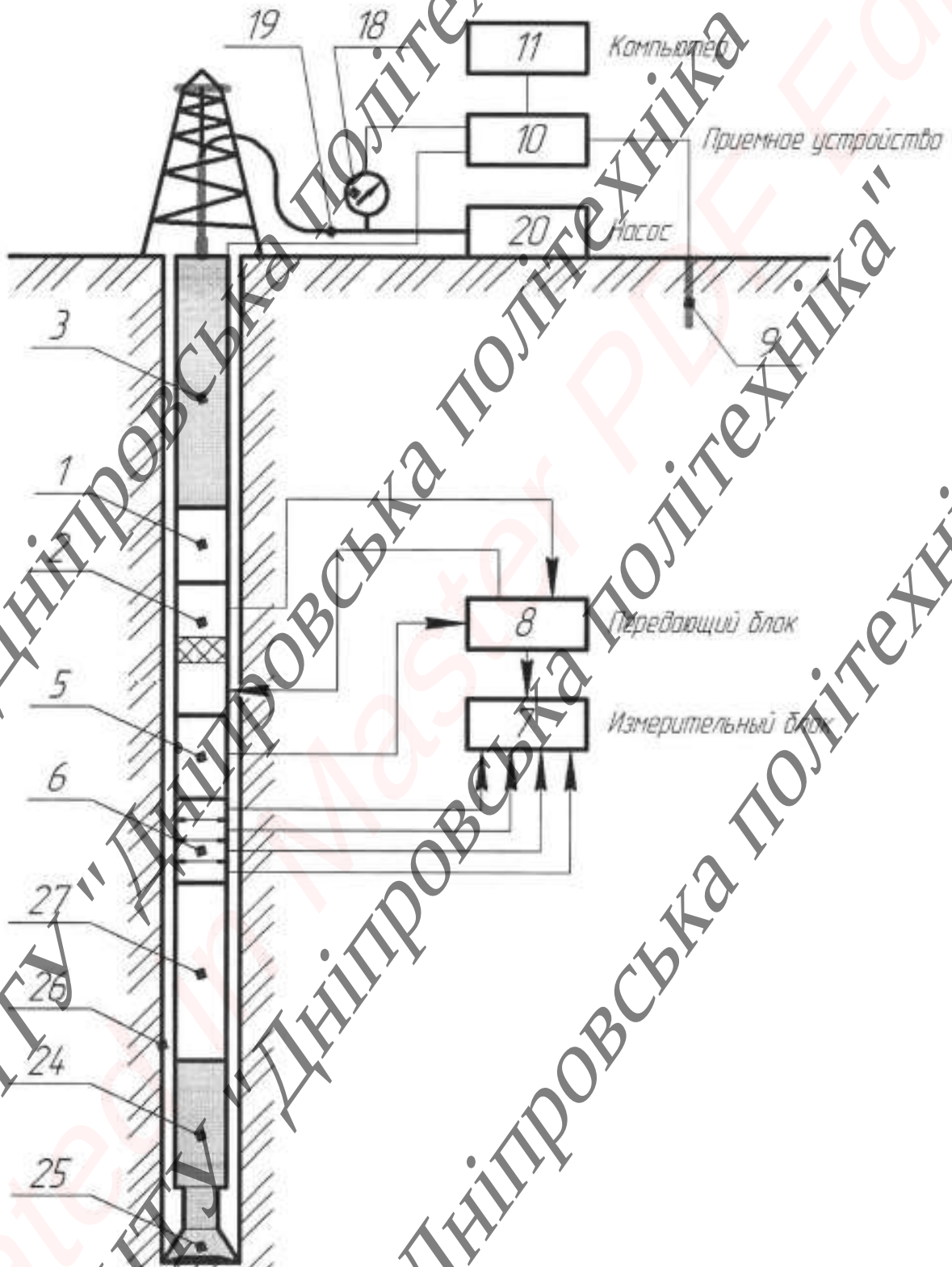


Рисунок 14 - Загальна схема телеметричної системи



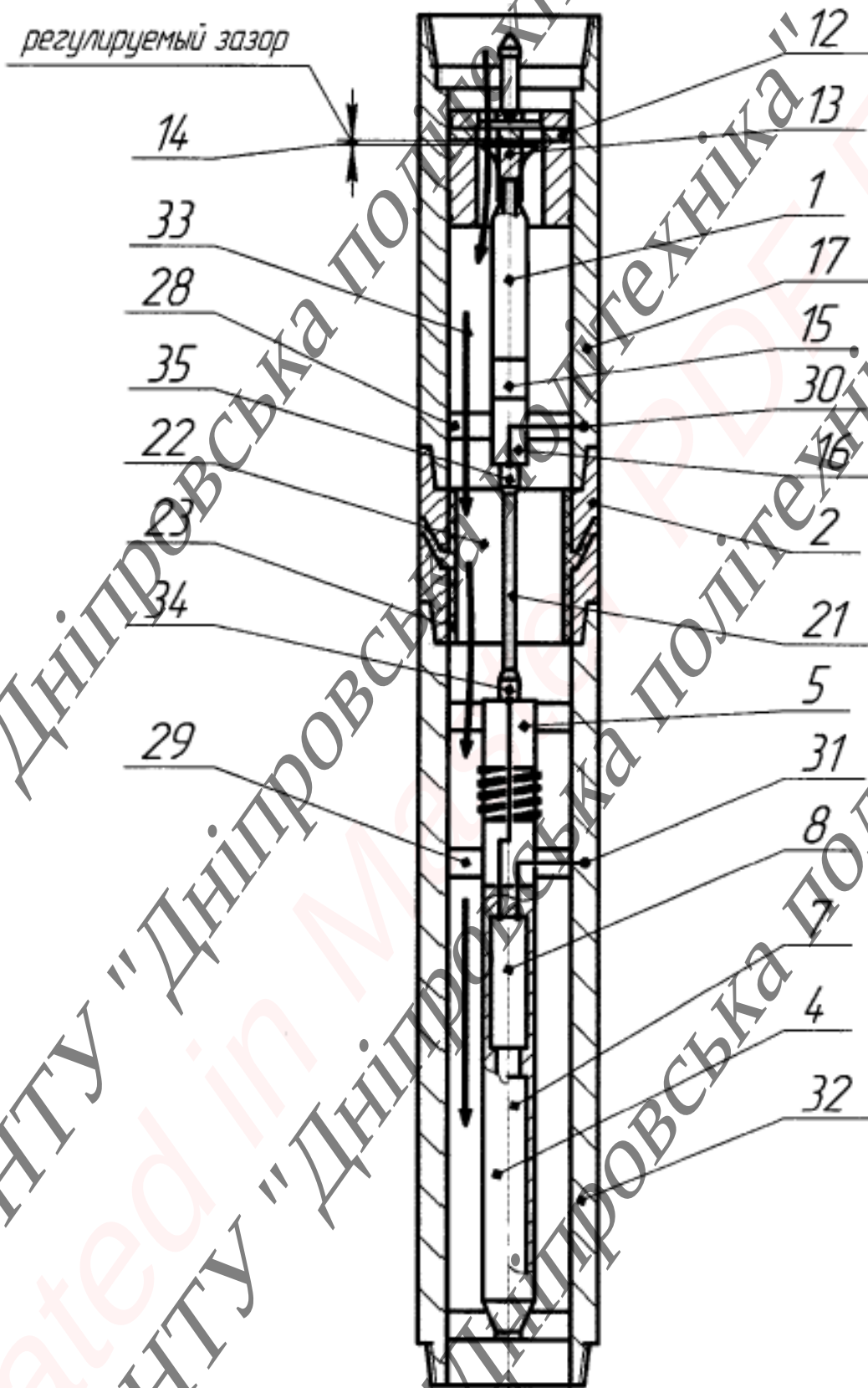


Рисунок 15 - Компонівка свердловинного приладу



У корпусі 4 ЗТМ розміщені блок електроживлення - турбогенератор 5, а також електронний блок 6 в складі: вимірювальний блок 7 і передавальний блок 8, які використовують для передачі інформації електромагнітний канал зв'язку з поверхнею, де встановлена наземна приймальня антена 9 і приймальний пристрій 10, поєднане з комп'ютером 11 (рис. 14).

Гідравлічний канал зв'язку включає в себе роторний пульсатор 1, до складу якого входять впускна плита 12 і ротор 13, встановлені між з собою з регульованим зазором 14, блок управління 15 на батареях 16, встановлені в окремому корпусі 17 у верхній частині бурильної колони 3 (рис. 14), а також наземне обладнання, що включає датчик тиску 18 промивної рідини, встановлений в нагнітальній лінії 19 насоса 20, і приймальний пристрій 10, поєднане з комп'ютером 11 (рис. 14).

Турбогенератор 5 блоку електроживлення з'єднаний з блоком управління 15 роторного пульсатора 1 кабельною секцією 21, розміщеною в пустотілої штанзі, пропущеної через електричний роздільник 2 в його центральному каналі 22 для проходження промивної рідини. При цьому внутрішня поверхня електричного роздільник 2 в центральному каналі 22 покрита ізолюючим шаром 23 (рис. 15). Це дозволяє електрично ізолювати внутрішньотрубну область електричного роздільник 2 і модулів системи по всій довжині, що призведе до збільшення випромінюваної передає блоком 8 потужності сигналу в затрубному пространстві (поруду), для передачі інформації через електромагнітний канал зв'язку з поверхнею, що забезпечує збільшення корисного сигналу на поверхні і дальності електромагнітного каналу зв'язку і, як наслідок, підвищення точності і надійності зв'язку.

Модулі роторного пульсатора 1, електричного роздільник 2 і ЗТС (поз. 4) у складі бурильної колони 3, що містить забійний двигун 24 з долотом 25, спущені в свердловину 26, при цьому між корпусом ЗТМ (поз. 4) і забійними двигуном 24 встановлений подовжувач бурильної колони 27 немагнітного металу, наприклад титану.

Блок управління 15 роторного пульсатора 1, блок електроживлення - турбогенератор 5 встановлені в корпусах модулів на хрестовинах 28 і 29 з Електроконтакт 30 і 31 відповідно, з верхньою частиною 17 і з нижньої 32 частиною бурильної колони 3, розділеної електричним роздільником 2. Хрестовини 28 і 29 виконані з можливістю проходження промивної рідини 33. При цьому одна жила кабельної секцією 21 виведена до електроконтакту 30 у верхній частині 17 бурильної колони 3.

Кабельна секція забезпечена електровводи 34 і 35 на кінцях для з'єднання з турбогенератором 5 і блоком управління 15.

Телеметрична система з комбінованим безкабельні каналом зв'язку функціонує наступним чином.

Параметри буріння вимірюються датчиками вимірювального блоку 7 в цифровій формі, потім цифрові сигнали кодуються в передавальному блоці 8 і передаються на роз'єднані електричним роздільником 2 частини бурильної колони: нижню частину 32 - через електроконтакт 31 і верхню частину 17 - через електроконтакт 30, що використовуються для передачі інформації через електромагнітний канал зв'язку з поверхнею, де встановлена наземна приймальня антена 9 і приймальний пристрій 10, поєднане з комп'ютером 11.

Незалежно від електромагнітного каналу задіяний гідравлічний канал зв'язку передачі інформації через промивну рідину 33, яка проходить через вхідну плиту 12 і ротор 13, який перекриває прохідний перетин корпусу 17 роторного пульсатора 1 і призначений для формування гідравлічного сигналу. Так як ротор 13 здійснює обертальний рух, в результаті чого зменшується прохідний перетин роторного пульсатора для проходження промивної рідини, то створюється хвиля тиску, що несе забійну інформацію на поверхню, де тиск вимірюється датчиком тиску 18 промивної рідини, встановленим в нагнітальній лінії 19, і передається в приймальний пристрій 10, поєднане з комп'ютером 11.

Приймальний пристрій 10 виконано з можливістю прийому сигналів, які передаються по гідравлічному і електромагнітному каналах зв'язку одночасно.

Регульований зазор 14 між впускний плитою 12 і ротором 13 дозволяє роторному пульсаторі працювати в широкому діапазоні властивостей промивної рідини і параметрів буріння, так як зміна величини зазначеного зазору забезпечує широкий діапазон витрати, що підвищує надійність каналу зв'язку.

Роторний пульсатор забезпечений батарейним модулем харчування 16, встановленим в його блоці управління 15, що дозволяє пристрою забезпечувати відособлене функціонування гідравлічного каналу зв'язку при відсутності ЗТМ (поз. 4) з електромагнітним каналом зв'язку, в якій присутній турбогенератор.

Відомо, що роторний пульсатор витримує високі концентрації кальматуючих добавок, так як низька швидкість обертального руху ротора сприяє самоочищення прохідного перетину, що збільшує термін роботи пристрою ([www.aps-tech.com/ru](http://www.aps-tech.com/ru) Роторний пульсатор).

Між ЗТМ (поз. 4) і забійними двигуном 24 встановлений подовжувач бурильної колони 27 немагнітного металу, що дозволяє зменшити вплив магнітних мас забійного двигуна на показання азимута-датчика, встановленого в вимірювальному блоці 7, в результаті чого підвищується точність визначення параметра.

### **Висновки по другому розділу**

Таким чином в запропонованому пристрої одночасне використання двох каналів зв'язку: «повільного» - гідравлічного і «швидкого» - електромагнітного дозволяє розділяти потоки інформації на оперативні і контрольні, при цьому оперативні («швидкі») дані використовуються для оперативного управління бурінням свердловини, а контрольні («повільні») - для контролю траєкторії і збору геофізичної інформації, що збільшує обсяг переданих даних, в результаті чого розширюється функціональна можливість пристрою.

### РОЗДІЛ 3 РОЗРАХУНКИ ЕКОНОМІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ ВПРОВАДЖЕННЯ НОВОЇ ТЕХНОЛОГІЇ

Розрахунки економічної ефективності проводиться відповідно до діючої «Методики (основними положеннями) визначення економічної ефективності використання в народному господарстві нової техніки, винаходів і раціоналізаторських пропозицій». Економічна ефективність визначається виходячи з величини затвердженого у встановленому порядку річного економічного ефекту від проведення заходів. Величина економічного ефекту включає сумарну економію всіх виробничих ресурсів (живої праці, матеріалів, капітальних вкладень), яку одержує народне господарство в результаті виробництва й застосування нової техніки. Її розрахунки проводиться на річний обсяг продукції (роботи) шляхом зіставлення наведених витрат по базовій і новій техніці.

При проектуванні, розробці й впровадженні нової техніки й технології в умовах традиційних підходів до суб'єкта господарювання процедура визначення економічної ефективності цих заходів складається із чотирьох етапів. Перший етап - це визначення необхідних витрат для реалізації інноваційних заходів; другий - визначення можливих джерел фінансування; третій - оцінка економічного ефекту від впровадження нової техніки й технології; четвертий - оцінка порівняльної ефективності нововведення шляхом зіставлення економічних показників.

Економічна ефективність характеризується співвідношенням економічного ефекту, отриманого протягом року, і витрат, обумовлених впровадженням даного заходу. При порівнянні різних варіантів нової техніки й технології зіставляються загальні й питомі капіталовкладення, собівартість одиниці продукції та ін. Однак у випадку нововведень більш низькі витрати можуть супроводжуватися не тільки невідповідними показниками технічного рівня і якості нововведення, але й більш високими питомими капіталовкладеннями. Просте зіставлення техніко-економічних показників не дозволяє виявити найкращий варіант. У цьому випадку потрібно визначити загальний показник порівняльної ефективності варіантів на основі зіставлення даних економії на наведених витратах.

Особливо слід сказати про вибір базового варіанта техніки й технології. Вибір бази необхідний для порівняння й приведення варіантів у порівняльний вид. Так, при оцінці рівня технології виробництва й вибору технологічного розв'язку необхідно провести градацію видів технологій на наступні:



- застарілі;
- базові;
- модернізовані й поліпшені;
- принципово нові.

При виборі базового варіанта техніки й технології обстеженню зазнає вся сукупність різновидів наявних розв'язків. Потім генеральна сукупність розбивається на групи, однорідні в якісному відношенні, з наступним проведенням відбору по кожній групі. Іноді слід прибгати до агрегування дрібних технологічних розв'язків та укрупнення груп з метою одержання єдиної базової моделі.

### 3.1 Вибір бази порівняння

Вибір бази для порівняння вихідних показників нової техніки й технології має важливе значення при визначенні економічного ефекту, тому що порівняльна економічна ефективність варіанта нових технічних і технологічних розв'язків визначається на основі зіставлення величин показників впроваджуваного й базового варіанта. При цьому слід мати у виді:

- вибір бази залежить від етапу життєвого циклу нової техніки й технології;
- вибір бази й варіанта нового розв'язку повинен проводитися на різних стадіях життєвого циклу;
- необхідно оцінити показники ефективності нової конструкції (зразка) у порівнянні з базовою на стадії НІОКР;
- слід провести аналіз ефективності нових розв'язань на стадії, як впровадження, так і виробництва й експлуатації нововведення.

Усі вищевказані принципи мають значення при системному аналізі інновацій, тобто при оцінці економічної ефективності нововведення з показниками, наведеними в порівнянний вид.

Порівнянний вид проводиться за ознаками: обсягу продукції, що випускається, структурі номенклатури, якості продукції, наведеним витратам, строкам виготовлення, соціальному й екологічному ефекту. Крім того, необхідно привести варіанти нових розв'язків до однакового состава виробничих ресурсів, тобто виявити додаткове встаткування, додаткову робочу силу, додаткові виробничі площі і т.і., необхідні для впровадження нововведень. На основі цього слід передбачити додаткові капіталовкладення на здійснення нових технічних або технологічних розв'язків.

Крім приведення й коректування величин загальних капітальних вкладень і собівартості продукції треба враховувати, що різні статті витрат по-різному змінюються залежно від зміни обсягів виробництва й обсягів продажів.

Найбільше яскраво це проявляється в динаміці зміни постійних і змінних витрат.

### 3.2 Розрахунок економічного ефекту

Розрахунки економічного ефекту  $\Xi$  від виробництва й використання нових засобів праці довгочасного застосування в порівнянні із замінами (машини, устаткування, прилади й т.і.) з поліпшеними якісними характеристиками (продуктивність, довговічність, витрати експлуатації і т.і.) проводиться по формулі

$$\Xi = \left( Z_1 \frac{B_1}{A} \varphi + \Xi_c - Z_2 \right) A_2, \quad (3.1)$$

де  $Z_1$  і  $Z_2$  - наведені витрати на виготовлення одиниці відповідно базового й нового засобу праці, грн.;

$A_2$  - річний обсяг виробництва нових засобів праці, призначених для використання в розрахунковому році, у натуральних одиницях;

$B_1$  і  $B_2$  - річні обсяги робіт, вироблених при використанні засобів праці по порівнюваних варіантах, у натуральних одиницях;

$\varphi$  - коефіцієнт обліку зміни термінів служби нового засобу праці в порівнянні з базовим.

$\Xi_c$  - економія у виробництві на витратах по експлуатації машин.

Таким чином, беручи до уваги, що вартість нового способу на 25% вище вартості базового, а річний обсяг робіт на 50% вище базового, при використанні 20 раз у рік, при незмінних термінах служби встаткування. За рахунок якісного проведення бурових робіт забезпечується економія в розмірі 50 000 грн. Базова вартість комплектації однієї в 250 000 грн.

Річна ефективність запропонованого способу складе:

$$\Xi = (250\,000 \cdot 1,5/1 \cdot 1 + 50\,000 - 250\,000 \cdot 1,25) \cdot 20 = 1\,568\,000 \text{ грн.}$$

### Висновки по третьому розділу

Розрахована річна ефективність запропонованого способу є доброю для запропонованого способу.

## РОЗДІЛ 4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ

Спорудження геологорозвідувальних свердловин нерозривно пов'язане з небезпекою вироблених робіт. Важливим є те, наскільки чітко й злагоджено відбувається взаємодія працюючих служб і як вчасно й точно надходять різні відомості, що стосуються безпеки людей.

Чим складніше вид діяльності, тем повинна бути більш комплексної система захисту. В умовах виробництва на людину діють в основному техногенні небезпеки, які прийнято називати небезпечними й шкідливими виробничими факторами.

До небезпечних ставиться такий фактор, вплив якого на працюючого в певних умовах приведе до травми або різкому погіршенню здоров'я.

До шкідливих же ставиться такий фактор, вплив якого на працюючого в певних умовах приведе до захворювання або зниження працездатності.

Частина виробничих систем устаткування й елементи середовища, що є джерелами небезпеки, наведено в таблиці 2.

Таблиця 2

Основні елементи виробничого процесу геологорозвідувальних робіт, що формують небезпечні й шкідливі фактори

Етапи робіт	Найменування запроєктованих видів робіт і параметрів виробничого процесу	Фактори (ДЕРЖСТАНДАРТ 12.0.003-74)		
		Небезпечні	Шкідливі	Нормативні документи
1	Транспортування й монтаж-демонтаж устаткування	механізми, що рухаються машини й вантажопідйо встаткування	Відхилення показників мікроклімату на відкритому повітрі. Ушкодження в результаті контакту з комахами. Підвищена запиленість	ДЕРЖСТАНДАРТ 12.0.003-74. ССБТ. Небезпечні й шкідливі виробничі фактори. Класифікація. ДЕРЖСТАНДАРТ 12.1.008-78. Біологічна

2	Буріння свердловин і допоміжні роботи	механізми, що рухаються машини й, різного встаткування. Тиск у пневмосистем і. Статична електрика. Гострі крайки, задирки й шорсткість на поверхні інструментів і труб. Поразка електричним струмом.	робочої зони. Відхилення показників мікроклімату на відкритому повітрі. Перевищення рівня шуму й вібрації. Недостатнє висвітлення робочої зони. Підвищена запиленість і загазованість робочої зони. Ушкодження в результаті контакту з комахами.	безпека. Загальні вимоги. ДЕРЖСТАНД АРТ 12.1.005-88 Загальні санітарногігієнічні вимоги до повітря робочої зони. ДЕРЖСТАНД АРТ 12.1.012-90 Вібраційна безпека. Загальні вимоги. ДЕРЖСТАНД АРТ 12.4.125-83 Засобу колективного захисту працюючих від впливу механічних факторів. Класифікація СНП П-12-77. Захист від шуму. ДЕРЖСТАНД АРТ 12.2.062-81 Система стандартів безпеки праці. Устаткування виробниче.
---	---------------------------------------	--	--	--



#### 4.1. Аналіз шкідливих факторів і заходу щодо їхнього усунення

*Відхилення показань мікроклімату на відкритому повітрі й у приміщенні.*

Бурові роботи пов'язані з постійною роботою на відкритому повітрі.

Для захисту персоналу від погодних явищ бурова установка повинна бути оснащена підсобними приміщеннями. У робочій зоні бурової установки повинні бути забезпечені комфортні умови праці для робітників. Робітники повинні бути забезпечені теплим спецодягом і взуттям.

Розрізняють теплий і холодний період року. Теплий період року характеризується середньодобовою температурою зовнішнього повітря + 10 °С и вище, холодний - нижче + 10 °С.

Оптимальні мікрокліматичні умови - це така комбінація параметрів мікроклімату, яке при тривалому впливі на людину забезпечує відчуття теплового комфорту й створює передумови для високої працездатності.

Припустимі мікрокліматичні умови - це така комбінація параметрів мікроклімату, які при тривалому впливі на людину не можуть викликати дискомфортні теплові відчуття й зниження працездатності.

Норми температури й вологості в робочій зоні наведено в таблиці 3.

Таблиця 3

Припустимі норми мікроклімату в робочій зоні виробничих приміщень

Сезон року	Категорія робіт	Температура повітря, °С	Відносна вологість, %	Швидкість руху повітря, м/с
Холодний	Легка (менш 175 Вт)	19...21	60...40	0,1
	Важка (більш 290 Вт)	16...18	60...40	0,3
Теплий	Легка (менш 175 Вт)	20...22	60...40	0,1
	Важка (більш 290 Вт)	18...20	60...40	0,3

*Недостатня освітленість робочої зони.*

Виробниче висвітлення - невід'ємний елемент умов трудової діяльності людини. При правильно організованому висвітленні робочого місця забезпечується схоронність зору людину й нормальний стан його нервової системи, а також безпека в процесі виробництва. Продуктивність праці

перебуває в прямої залежності від раціональності висвітлення й підвищується на 10...12%.

З фізіологічної точки зору світло є збудником органа зору людини (зорового аналізатора). Ми вже знаємо, що близько 90 % інформації, яку людей одержує від зовнішнього миру, надходить через зоровий канал. Тому якість інформації, одержуваної за допомогою зору, багато в чому залежить від висвітлення.

Для висвітлення бурової установки використовується штучне й природне висвітлення.

Норми висвітлення зазначені в СНП 23.05-95 «Природне й штучне висвітлення». На буровій частіше застосовується комбіноване висвітлення, штучне висвітлення в нічний час доби. Джерелами світла є лампи розжарювання. Бурові повинні бути обладнані пиловодонепроникними світильниками. Штучне висвітлення бурової установки здійснюється під напругою 12 В.

Виробниче висвітлення на бурових повинно задовольняти наступним вимогам: рівномірність поширення яскравості на робочій поверхні й у межах навколишнього простору; відсутність бляклості, тобто підвищеної яскравості поверхонь, що відбивають світло; сталість освітленості за часом; оптимальна спрямованість світлового потоку. Також необхідно мати аварійне висвітлення з незалежним джерелом живлення.

Норми висвітлення й розташування світильників на буровій установці наведено в таблиці 4.

Таблиця 4

## Норми висвітлення

Місце висвітлення	Освітленість, лк	Місце установки	Число світильників	Потужність світильників, Вт
1	2	3	4	5
Робочі місця в бурового верстата	40	Збоку від механізмів на висоті 2,2...2,5 м	2	200
Щити контрольно-вимірювальних	50	Перед приладами	1	100

приладів				
Буровий насос	25	Над насосом	1	200
Зумпф, сходи, підхід до бурової	10	На висоті 2,0...2,5 м	3	100

Ушкодження в результаті контакту з комахами має особливе значення, тому що в районі багато кровососущих комах комарів, мошки, мокрецю, іксодових кліщів. Є випадки захворювання кліщовим енцефалітом, у результаті якого відбувається важка поразка центральної нервової системи. Захворювання починається через два тижні після укусу кліща, супроводжується високою температурою. Кліщі розташовуються на галузях дерев, чагарниках і травах і чіпляються за одяг минаючого людини. Кліщі найбільш активні наприкінці травня - середині червня в будь-який час доби й у будь-яку погоду, крім сильних дощів.

Для запобігання укусів кліщів усі працівники партії будуть забезпечені енцефалітними костюмами й індивідуальними медичними пакетами.

*Підвищений рівень шуму й вібрацій.*

З погляду безпеки праці в геологорозвідувальній справі вібрація й шум - одні з найпоширеніших шкідливих виробничих факторів на виробництві. Шум і вібрація ставляться до механічних коливань. Загальне між ними те, що вони пов'язані з переносом енергії. При певній величині й частоті ця енергія може виступати як шкідливий або небезпечний виробничий фактор.

Ознаки впливу шуму на організм людини проявляються як у вигляді специфічної поразки органів слуху, так і у швидкій стомлюваності, зниженні реакції працюючого.

Основними джерелами шуму на буровій є: буровий верстат, насос колона, що обертається, бурильних труб.

Основні заходи щодо боротьби із шумом:

- усунення своєчасне виявлених дефектів в елементах устаткування, ведучих до появи шуму;

- установка звукобірних кожухів, установка глушителя на дизельну станцію; необхідно періодично робити вимір рівня шуму, який на буровій не повинен перевищувати 85 дБа (відповідно ДО ДЕРЖСТАНДАРТУ 12.1.003-83);

- використання засобів індивідуального захисту від шуму (навушники, вкладиші), що працюють за принципом поглинання шуму.

Вібрація - механічні коливальні рухи об'єкта, передані людському тілу

або окремим його частинам при безпосередньому контакті, Джерело вібрацій на бурових - усі працюючі механізми.

Основні методи боротьби з вібрацією діляться на дві групи:

- зниження вібрації в джерелі її виникнення;
- зменшення параметрів вібрації по шляху її поширення від джерела.

*Витік токсичних і шкідливих речовин в атмосферу.*

У всіх приміщеннях концентрація токсичних газів, пар і пили в повітрі повинна відповідати «Гранично припустимим концентраціям шкідливих газів, пар, пили й інших аерозолів у повітрі робочої зони виробничих приміщень», установленням СНП 245-741.

Шкідлива речовина - це речовина, яка у випадку порушення вимог безпеки може викликати виробничі травми, професійні захворювання або відхилення в стані здоров'я, що виявляються як у процесі роботи, так і у віддалений термін життя справжніх і наступних поколінь.

З погляду БЖД при оцінці стану повітряного середовища найбільше значення має: 1) газовий состав повітря; 2) рівень його атмосферного тиску; 3) присутність у повітрі механічних і токсичних домішок.

1. Газовий состав повітря. Найбільш сприятливий для подиху атмосферне повітря, що містить (% за обсягом) азоту - 78,08, кисню - 20,95, інертних газів - 0,93, вуглекислого газу - 0,03, інших газів - 0,01.

2. Рівень атмосферного тиску повітря. Рівень атмосферного тиску повітря залежить від висоти місцевості й температури повітря. Нормальний тиск повітря рівно 101 кПа.

3. Присутність у повітрі механічних і токсичних домішок.

При виявленні в повітряному середовищі робочих приміщень отрутних газів і пар, концентрації яких вище ПДК, роботи в цих місцях повинні бути припинені, а обслуговуючий персонал переведений на безпечну відстань. До таких речовин ставляться: бензин (середньодобова ПДК = 1,5 мг/м<sup>3</sup>) і пил нетоксичний (середньодобова ПДК = 0,15 мг/м<sup>3</sup>).

#### **4.2. Аналіз небезпечних факторів і заходу щодо їхнього усунення**

*Гострі краї, задирки й шорсткість на поверхні інструментів.*

При виконанні монтажно-демонтажних робіт необхідно строго дотримувати вимог СНП 111-4-80\* «Техніка безпеки в будівництві».

Необхідно передбачити всі вимоги по виробництві будівельно-монтажних робіт:



- передбачити огороження небезпечних зон;
- указати місця проходу людей і руху транспорту;
- на будівельному майданчику повинні встановлюватися покажчики проїздів і проходів, попереджувальні знаки, написи про небезпечні зони й правила поведінки в них;

- робочі місця монтажників повинні бути обладнані пристосуваннями, що забезпечують безпека й надійність виконання робіт;

- не допускати безладного зберігання матеріалів, виробів і встаткування.

Механічні травми можливі при проведенні спуско-підіймальних операцій, при монтажі й демонтажі й неправильної експлуатації бурового й іншого встаткування.

Також особливу небезпеку представляють обертові елементи встаткування, тому за правилами безпеки все обертове частини повинні бути обгороджені кожухом або іншими захисними елементами.

Гострі крайки, задирки й шорсткість мають місце бути на поверхні інструментів і труб. При необережному й неухважному обігу з інструментом або трубами можна нанести серйозну травму, аж до глибоких порізів, які можуть стати причиною зараження крові.

Заходу щодо усунення причин механічних травм:

- відповідно ДО ДЕРЖСТАНДАРТУ 12.2.062-81 необхідна перевірка наявності захисних огорожень, що закривають доступ до частин, що рухаються, машин і механізмів;

- планова й непланова перевірка пускових і гальмових пристроїв;

- перевірка стану й усунення дефектів мастильних пристроїв;

- очищення вузлів і деталей від зовнішнього бруду;

- перевірка стану ременів, ланцюгів, тросів, перевірка їх натягу;

- необхідно вчасно проводити інструктажі з техніки безпеки.

Бурова бригада повинна бути постачена засобами індивідуального захисту (табл. 7).

*Електричний струм.*

Заходу щодо усунення поразок електричним струмом:

- усі оголені струмоведучі частини закриваються в шафи або встановлюються на висоті;

- пристрій заземлення;

- застосування малої напруги живлення згідно ССБТ ДЕРЖСТАНДАРТ 12.1.009-76;

- пристрій занулення установки;
- використання захисних ізолюючих засобів;
- основні ізолюючі засоби (до 1000 В) здатні тривалий час витримувати робоча напруга (діелектричні рукавички, інструмент із ізольованими ручками, покажчики напруг), ними можна стосуватися струмоведучих ліній;
- додаткові ізолюючі засоби (до 1000 В): діелектричні боти, гумові килимки. При застосуванні цих засобів неприпустимий контакт зі струмоведучими лініями.

Таблиця 5

## Індивідуальні засоби захисту

Найменування засобів захисту	Кількість
Каски	5 шт.
Запобіжні пояси	1 шт.
Діелектричні рукавички	1 пари
Кирзові чоботи	5 пара
Гумові чоботи	5 пара
Рукавиці брезентові	5 пара
Костюм х/б	5 шт.
Захисні окуляри	2 шт.
Респіратор	5 шт.
Медична аптечка	1 шт.

Для захисту від поразки електричним струмом використовується система заземлення, яка являє собою контур шнурових заземлень. Загальний опір заземлення не повинний перевищувати 4 Ом для забезпечення безпеки робіт.

*Апарати, що працюють під тиском.*

Особливу небезпеку на буровій установці несе буровий насос і гідросистема. Тому буровий насос повинен бути мати контрольно-вимірювальну апаратуру.

Бурові насоси і їх обв'язка, компенсатори, трубопроводи, шланги й сальники перед уведенням в експлуатацію й після кожного монтажу повинні бути пропресовані водою на полуторний розрахунковий максимальний тиск, передбачений геолого-технічним убранням, але не вище максимального робочого тиску, зазначеного в технічному паспорті насоса. Запобіжний клапан насоса повинен спрацьовувати при тиску нижче тиску обпресування.

Заходу щодо запобігання виробничого травматизму включають:

- забезпечення адміністрацією виконання всього комплексу профілактичних заходів, необхідних правилами безпеки й, у першу чергу, проведення всіх видів навчання, інструктаж з охорони праці із працюючими співробітниками;
- постачання працюючих справним інструментом, спецодягом і спецвзуттям;
- використання на всіх видах робіт, де це необхідно, запобіжних поясів, захисних окулярів, рукавиць, гумових рукавичок і інших засобів індивідуального захисту;
- оформлення плакатів, що попереджають написів, інших засобів наочної агітації по промисловій безпеці й охороні праці.

### 3.3. Екологічна безпека

На захист і відновлення земельних ділянок повинні бути складені й затверджені проекти й кошторису, що передбачають наступні заходи, підготовлені до процесу буріння, по охороні в процесі буріння свердловини й по відновленню земельних ділянок.

Таблиця 6

Шкідливі впливи на навколишнє середовище й надра, і природоохоронні заходи при геологорозвідувальних роботах

Природні ресурси, компоненти навколишнього середовища	Шкідливі впливи	Природоохоронні заходи
1	2	3
Земля й земельні ресурси	Знищення й ушкодження ґрунтового пласту сільгоспугідь і інших земель	Рациональне планування місць і строків проведення робіт. Дотримання нормативів відводу земель. Рекультивація земель
	Забруднення ґрунту нафтопродуктами, хімреагентами й ін.	Спорудження піддонів, відсіпання майданчиків для стоянки техніки і т.д. Вивіз, знищення й поховання залишків нафтопродуктів, хімреагентів,

		сміття й ін.
	Засмічення ґрунту виробничими відходами й сміттям	Вивіз і поховання виробничих відходів (металобрухт, керна, відвали підземних гірських виробітків)
	Створення вилучень і нерівностей, посилення ерозійної небезпеки	Засипання гірських виробітків
	Знищення сільськогосподарської рослинності	Оплата потрав
Ліс і лісові ресурси	Знищення, ушкодження й забруднення ґрунтового покриву	Заходу щодо охорони ґрунтів
	Лісові пожежі	Збирання й знищення порубочних залишків і інші заходи догляду за лісосікою
	Залишення недорубів, захламування лісосік	Устаткування пожеаробезпечних об'єктів, створення мінералізованих смуг. Використання вирубаного деревини
	Порубка древостою при встаткуванні бурових майданчиків, комунікацій, селищ і ін.	Попенная плата. Дотримання нормативів відводу земель у заселених територіях
Вода й водні ресурси	Забруднення виробничими стічними водами й сміттям (буровим розчином, нафтопродуктами, мінералізованими водами)	Відвід, складування й знешкодження стічних вод, знищення сміття: спорудження водовідводів, накопичувачів, відстійників, знищення або поховання сміття
	Забруднення побутовими стоками	Очисні спорудження для побутових стоків
	Механічне й хімічне забруднення водотоків у результаті сталкування	Раціональне розміщення відвалів, спорудження спеціальних естакад, засипання



	відвалів	виробітків у руслі
	Забруднення підземних вод при зсуві різних водоносних горизонтів	Ліквідаційний тампонаж свердловин
Надра	Порушення природніх властивостей геологічного середовища	Ліквідаційний тампонаж свердловини. Гідрогеологічні, гідрохімічні й інженерно-геологічні спостереження в свердловинах і виробітках
	Не комплексне вивчення надр	Устаткування й аналітичні роботи на супутні компоненти, породи розкриву й відходи майбутнього виробництва. Тематичні й науково-дослідні роботи з підвищення комплексності вивчення надр
	Неповне використання витягнутих з надр корисних компонентів	Організація рудних відвалів і складів, зберігання зразків і проб шихового золота та ін. коштовних компонентів
Повітряний басейн	Викиди пилу й токсичних газів з підземних виробітків	Заходи передбачаються у випадках безпосереднього шкідливого впливу
Тваринний мир	Распугування, порушення місць проживання тварин, риб і ін. представників тваринного миру, випадкове знищення	Проведення комплексу природоохоронних заходів, планування робіт з урахуванням охорони тварин. Профілактична робота
	Браконьєрство	

#### 4.4 Безпека в надзвичайних ситуаціях

Для забезпечення безпеки в надзвичайних ситуаціях (ЧС) необхідно виявити найбільш можливі. До них ставляться:

- природні;
- техногенні;
- військові.

Для району робіт найбільш імовірними є надзвичайні ситуації

техногенного характеру (пожежі, вибухи й аварійні ситуації). Однієї із самих імовірних ЧС є пожежі.

Пожежа - це неконтрольоване горіння, що супроводжується знищенням матеріальних цінностей, що й створює небезпеку для життя людей.

Основні причини пожежі: необережний обіг з відкритим вогнем (паління, багаття, зварювання, іскри) електроустаткуванням, недбалість персоналу, розряди статичної електрики, удар блискавки.

Основні заходи усунення причин пожежі: дотримання правил пожежної безпеки й інструкцій для експлуатації технічних засобів. Повинне бути спеціально відведене місце для паління.

Забороняється заправляти працюючий двигун палимим і мастильним матеріалом, а також користуватися для висвітлення відкритим вогнем при заправленні баків з палимим і визначенні рівня пального в баку.

Противопожежний щит повинен бути встановлений в 8...10 м від робочого місця бурильника.

Перелік протипожежного реманенту на буровій наведено в таблиці 7.

Таблиця 7

## Протипожежний реманент

№ п/п	Найменування	Кількість	
1	Вогнегасники пінні ОП-4	2 шт.	
2	Вогнегасники вуглекислотні ОУ-2	2 шт.	
3	Ящик з піском ємністю 0,5 м <sup>3</sup>	1 шт.	
4	Ємність із водою 250 л.	1 шт.	
5	Комплект шанцевого інструмента:	2 шт.	
	Лопати		
	Багри		2 шт.
	Ломи		2 шт.
	Сокири	2 шт.	
6	Протипожежні цебра	2 шт.	
7	Протипожежний щит	1 шт.	

Заходу протипожежної безпеки:

- проведення інструктажів із протипожежної безпеки й навчання роботі із протипожежним реманентом;
- вогнегасники повинні бути опечатані й перезаряджатися в певний термін;
- розлучати вогонь не менш чому в 30 м від бурової установки;

- підлоги, стелажі, верстати необхідно систематично очищати від маслених, легкозаймистих матеріалів.

Під'їзди й підходи до будинків, місця розташування протипожежного реманенту повинні бути вільні, у нічний час освітлені, у зимовий час розчищені. Майданчика для зберігання палива й горюче мастильних матеріалів розташовується не ближче 50 м від бурової установки. Резервуари з паливом треба розташовувати в низьких місцях, щоб, при виникненні пожежі горюча рідина, що розлилася, не могла стікати до нижчестоящої бурової установки.

Для забезпечення безпеки необхідно розробити захід щодо профілактики й захисту людей і матеріальних цінностей.

Будинок повинен мати запасний вихід для евакуації людей вихід, що забезпечує, людей за певний час.

Особливі вимоги пред'являються до розміщення вогнегасників. Їх підвішують на висоті не більш 1,5 м від рівня підлоги до верхньої крапки вогнегасника й на відстані не менш 1,2 м від краю дверей при її відкриванні.

Усі особи, знову прийняті на роботу, у тому числі й тимчасову, повинні проходити первинний протипожежний інструктаж.

#### **4.5 Правові й організаційні питання забезпечення безпеки**

##### **4.5.1 Спеціальні правові норми трудового законодавства.**

До самостійного виконання робіт з буріння свердловин допускаються особи, вік яких відповідає встановленому законодавством, що пройшли медичний огляд у встановленому порядку, що й не мають протипоказань до виконання даного виду робіт, що мають відповідну кваліфікацію й допущені до самостійної роботи у встановленому порядку. Перед допуском до самостійної роботи робітник проходить стажування протягом 2...14 змін (залежно від характеру роботи, кваліфікації працівника) під керівництвом спеціально призначеного особи.

Усі робітники, фахівці й студенти-практиканти при роботі в районах, небезпечних по епідемічних захворюваннях, підлягають обов'язковим запобіжним щепленням у порядку, установленому Міністерством охорони здоров'я.

Робітник повинен пройти інструктажі з безпеки праці:

- при прийманні на роботу - вступний і первинний на робочому місці;
- у процесі роботи не рідше одного разу в 6 місяців - повторний;
- при введенні в дію нових або перероблених правил, інструкцій з охорони праці, заміні або модернізації встаткування, пристосувань і

інструмента, порушенні вимог безпеки праці, які можуть привести або привели до травми або аварії, перервах у роботі більш ніж 60 календарних днів - позаплановий.

#### **4.5.2 Організаційні заходи при компонуванні робочої зони.**

При проведенні бурових робіт бурові установки забезпечуються контрольно-вимірною апаратурою, засобами механізації й автоматизації, згідно з існуючими вимогами. Бурові майданчики повинні мати відповідні розміри для розміщення встаткування й проїзду транспорту. Перед початком небезпечних робіт (перевезення вишки, ліквідація аварій і ускладнень і т.д.) буровим майстром (або особою, його, що замінюють) проводиться додатковий інструктаж з безпечного ведення робіт.

#### **Висновки по четвертому розділу**

Робота в умовах підвищеної небезпеки повинна проводитися по порядку допуску із вказівкою необхідних заходів безпеки. Перелік робіт, на виконання яких необхідно видавати проект-допуск, і особи, уповноважені на їхню видачу, затверджуються головним інженером підприємства.

Вибагливе виконання цих вимог дозволить не допустити надзвичайної ситуації, а у разі її виникнення ліквідувати з найменшими витратами.



## ВИСНОВКИ

Метою роботи є розробка методу й контролю необхідних параметрів буріння при бурінні горизонтальних і похилопрямованих стовбурів з великими переміщеннями вибоїв від устя свердловин, що включає поглиблення вибою у комбінації телеметричними системами.

У результаті виконання дипломної роботи була розроблена методика вибору оптимальних параметрів й контролю процесу буріння за допомогою телеметричних систем контролю. Суть якої полягає в тому що, за підсумками вивчення закономірностей руйнування породи і математичного моделювання процесу поглиблення необхідно створити метод прогнозування показників ефективності буріння при заданих конструктивних і технологічних параметрах бурового комплексу, встановити взаємозв'язок між прогнозованими показниками і вихідними параметрами і тим самим отримати можливість визначити області оптимальних режимів буріння, підібрати необхідний породоруйнівний інструмент і задати необхідні характеристики забійного двигуна чи роторного приводу. Це забезпечується одночасним використанням двох каналів зв'язку: «повільного» - гідравлічного і «швидкого» - електромагнітного дозволяє розділяти потоки інформації на оперативні і контрольні, при цьому оперативні ( «швидкі») дані використовуються для оперативного управління бурінням свердловини, а контрольні («повільні») - для контролю траєкторії і збору геофізичної інформації, що збільшує обсяг переданих даних, в результаті чого розширюється функціональна можливість пристрою.

Також у роботі розрахована економічна ефективність і наведені правила техніки безпеки.

Таким чином, при виконанні дипломної роботи досягнуті всі поставлені цілі й вирішені всі завдання, що стояли.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Адлер Ю. П., Маркова Є. В, Грановський Ю. В. Планування експерименту при пошуку оптимальних умов. М., «Наука», 1971 .. 282 с. з рис.
2. Александров А. Я., Соловйов Ю. І. Одна форма просторових осесиметричних задач теорії пружності за допомогою функцій комплексного змінного і рішення цих задач для сфери. - «Прикладна математика і механіка», 1962, т. 26, № 1, с. 138-145.
3. Аналіз на міцність гірської породи в умовах забою глибокої свердловини. - «Праці ВНІБТ», 1968, вип. XX, с. 50-59. Авт.: Р. М. Ейгеліс, Ю. Я. Естрін, Р. В. Стрекалова, М. П. Берлін.
4. Арцимович Г. В., Ейгелес Р. М. Руйнування гірських порід, при вдавлюванні неосесиметричних інструменту. - «Нафтове господарство», 1969 № 12, с. 27-30 з рис.
5. Александров М. А. Методи розрахунку собівартості метра проходки в залежності від параметрів режиму буріння. - «Праці ВНІБТ», 1965, вип. XIV, с. 192-196 з рис.
6. Бабаєв С. Г., Даніелян І. А. Моментоемкість опор шарошечні доліт. - «Нафтове господарство», 1968, № 12, с. 10-13 з рис.
7. Бахвалов Н. С. Чисельні методи. М., «Наука», 1973. 631 с. з рис.
8. Байдюк Б. В., Шрейнер Л. А. Питання деформації і руйнування гірських порід при бурінні. М., ГОСІНТІ, 1961. 111 с. з рис.
9. Бредбері Р., Уілхойт Д. Вплив замкових з'єднань на поширення поздовжніх і крутильних хвиль в бурових трубах. - «Конструювання і технологія машинобудування», 1963, № 2, с. 20-25 з рис.
10. Безухов Н. І. Теорія пружності і пластичності. М., Гостехіздаг, 1953. 420 с. з рис.
11. Беліков В. Г., Федоров В. С., Посташ А. С. Узагальнення і-поширення передового досвіду в бурінні. М., «Надра», 1969. 224 с. з іл.
12. Березін І. С., Жидков Н.П. Методи обчислень. М., Фіз-матгіз, 1960. 620 с. з рис.
13. Бінгхем М. Г. Проблеми буримости гірських порід. М. в ВНПОЕНГ, 1966. 97 с. з рис.
14. Гришин А. С., Ейгелес Р. М., Едельштейн Е. І. фотопружних моделювання окремих фаз руйнування гірських порід під дією штамп. - «Праці ВНІБТ», 1975, вип. 33, с. 49-56 з рис.
15. Дадашев Н. Г., Касумбеков І. С., Садихов Ю. В. Визначення витрати

потужності на тертя долота об стінки свердловини і промивальну жідкість.- «Азербайджанське нафтове господарство», 1967, № 10, с. 13-15 з рис.

16. Дерінг Д. В., Лівсі Б. Ж. Поздовжні і кутові коливання колони бурильних труб при наявності демпфірування. - «Конструювання-і технологія машинобудування», 1968, № 4, с. 163-173 з рис.

17. Касумов А. К. Поздовжні коливання бурового інструменту з загасанням і обуренням. - «Вчені записки Азербайджанського державного університету», № 5, с. 59-66, 1964.

18. Кендалл М. Д., Стюарт А. Статистика статистична висновки і зв'язку. М., «Наука», 1973. 899 с. з рис.

19. Ковтуненко П. І., Павлова Н. Н. Методика дослідження механічних властивостей гірських порід при динамічному вдавлюванні. - «Нафта і газ», 1958, № 7, с. 29-35 з рис.