

Міністерство освіти і науки України
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Факультет інформаційних технологій
Кафедра інформаційно - телекомунікаційних технологій і систем

Король Віталій Олександрович
УДК 622.691:621.515

БАКАЛАВРСЬКА РОБОТА

Тема: «Розроблення структури і вибір технічних засобів системи контролю параметрів і показників процесу буріння свердловин»

Освітня програма – «Системна інженерія-Інтернет речей»
Спеціальність 151 «Автоматизія та компютерно-інтегровані технології»

Робота містить результати власних досліджень, використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело:

Здобувач освітнього ступеня _____ ***В. О. Король***
(підпис, ініціали та прізвище здобувача)

Науковий керівник _____ ***Заміховський Л.М., д.т.н., професор***
(підпис, прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання керівника)

Допущено до захисту
Завідувач кафедри ІТТС

К.Т.Н., доц. _____ ***О.Л.Заміховська***
(посада) (підпис) (дата) (ініціали та прізвище)

Івано-Франківськ
2026

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
Факультет інформаційних технологій
Кафедра Інформаційно- телекомунікаційних технологій і систем
Спеціальність 151 «Автоматизія та компютерно-інтегровані технології»
ОПП «Системна інженерія-Інтернет речей»

ЗАТВЕРДЖУЮ

В.о.зав. кафедри ІТТС к.т.н., доц.

О.Л. Заміховська

« » травня 2026 р.

ЗАВДАННЯ НА ВИКОНАННЯ БАКАЛАВРСЬКОЇ РОБОТИ СТУДЕНТОВІ

Король Віталій Олександрович

- 1. Тема бакалаврської роботи: «Розроблення структури і вибір технічних засобів системи контролю параметрів і показників процесу буріння свердловин»**

(затверджена наказом по університету № 163/7 від 07.04. 2026 року)

Керівник роботи д.т.н., професор Заміховський Леонід Михайлович

- 2. Термін здачі студентом закінченої роботи 08 червня 2026 року**

3. Вихідні дані до проєкту (роботи). ТЗ ПАТ «Укртрансгаз» на послуги із облаштування бурових майданчиків автономною системою збору та реєстрації технологічних параметрів в процесі спорудження свердловин, технічної література по темі роботи

- 4. Зміст розрахунково - пояснювальної записки (перелік питань, що підлягають розробці)**

Вступ. Сучасний стан проблеми контролю параметрів і показників процесу буріння. Розробка структури та вибір технічних засобів системи контролю. Завдання контролю технологічних параметрів при бурінні свердловини. Оцінка значимості параметрів і показників процесу буріння та обґрунтування їх вибору. Вибір технічних засобів системи контролю параметрів і показників процесу буріння свердловин та частоти опитування давачів технологічних параметрів. Висновки.

- 5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)**

1. Давачі технологічних параметрів буріння. Система віддаленого моніторингу свердловин (листів - 1).

2. Структурна схема веборієнтованої системи контролю технологічних параметрів процесу буріння та загальний вигляд її центрального блоку (листів - 1).

3. Структура нижнього рівня веборієнтованої системи контролю технологічних параметрів процесу буріння (листів - 1).

4. Функціональна схема системи контролю параметрів і показників процесу буріння на основі запропонованої структурної схеми (листів - 1).

5. Технологічні мнемосхеми режиму буріння та режиму СПО (листів - 1).

6. Схема спуско-підйимального механізму та вертикальних переміщень (листів - 1).

7. Перелік давачів технологічних параметрів процесу буріння. Крок дискретизації технологічних параметрів. (листів - 1).

- 6. Дата видачі завдання 04.05.2026 року**

Керівник, д.т.н., професор

Завдання прийняв студент-бакалавр

(підпис)

(підпис)

Л.М. Заміховський

В.О. Король

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ п/п	Назва етапів бакалаврської роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ 1. Сучасний стан проблеми контролю параметрів і показників процесу буріння.	15.05 -22.05. 2026 р.	
2	2. Розробка структури та вибір технічних засобів системи контролю.	18.05 -25.05. 2026 р.	
3	3.Завдання контролю технологічних параметрів при бурінні свердловини.	23.05 -31.05. 2026 р.	
4	4. Оцінка значимості параметрів і показників процесу буріння та обґрунтування їх вибору.	25.05– 01.06.2026 р.	
5	5. Вибір технічних засобів системи контролю параметрів і показників процесу буріння свердловин та частоти опитування датчиків технологічних параметрів.	28.05 – 04.06. 2026 р.	
6	Оформлення пояснювальної записки	31.05 -08.06.2026	
7	Оформлення графічного матеріалу	01.06 - 08.06.2026	

Студент-бакалавр

(підпис)

В.О. Король

Керівник роботи, д.т.н., професор

(підпис)

Л.М. Заміховський

РЕФЕРАТ

Бакалаврська робота складається з вступу, двох розділів, висновків, списку використаних джерел. Робота викладена на 91 сторінці і містить 7 таблиць, 39 рисунків, список використаних джерел з 15 найменувань на 2 сторінках.

Тема бакалаврської роботи: «Розроблення структури і вибір технічних засобів системи контролю параметрів і показників процесу буріння свердловин»

Предметом дослідження є технічні засоби побудови розподілених систем контролю параметрів та показників процесу буріння.

Метою бакалаврської роботи є підвищення ефективності процесу буріння нафтових і газових свердловин шляхом розробки технічного забезпечення розподіленої системи контролю технологічних параметрів процесу буріння.

Результати дипломного проєктування: на основі аналізу сучасного стану проблеми контролю параметрів та показників процесу буріння свердловин, була розроблена структура та проведено вибір технічних засобів системи контролю процесу буріння, в результаті чого:

- були сформульовані завдання контролю технологічних параметрів при бурінні свердловини і проведена оцінка їх значимості, що дозволило обґрунтувати вибір параметрів і показників процесу буріння;

- здійснена розробка структури розподіленої (веборієнтованої) системи контролю параметрів і показників процесу буріння свердловин на базі сучасних апаратно-програмних засобів фірми Siemens, зокрема контролера серії S7-1200 для збору інформації з датчиків технологічних параметрів буріння;;

- на основі аналізу методів побудови сучасних датчиків основних параметрів і показників процесу буріння було проведено вибір їх кращих зарубіжних та проведено розрахунок частоти опитування датчиків технологічних параметрів процесу буріння.

Ключові слова: процес буріння, система контролю, технологічні параметри, датчики, технічні засоби, структурна схема, контролер.

ABSTRACT

The bachelor's thesis consists of an introduction, two chapters, conclusions, and a list of sources used. The work is presented on 91 pages and contains 7 tables, 39 figures, and a list of sources used with 15 names on 2 pages.

Bachelor's thesis topic: "Development of the structure and selection of technical means for a system for monitoring well drilling parameters and indicators."

The subject of this study is the technical means for constructing distributed systems for monitoring drilling parameters and indicators.

The objective of this bachelor's thesis is to improve the efficiency of oil and gas well drilling by developing technical support for a distributed system for monitoring its process parameters.

Results of the thesis: Based on an analysis of the current state of well drilling parameter and indicator monitoring, a structure was developed and technical means for a drilling process monitoring system were selected. As a result:

- the objectives for monitoring process parameters during well drilling were formulated and their significance was assessed, which allowed for the justification of the selection of drilling parameters and indicators;

- A distributed (web-based) system for monitoring well drilling parameters and indicators was developed using modern Siemens hardware and software, specifically the S7-1200 series controller for collecting data from well drilling process parameter sensors.

- Based on an analysis of design methods for modern sensors for key drilling process parameters and indicators, the best foreign equivalents were selected, and the sampling frequency for the drilling process parameter sensors was calculated.

Keywords: drilling process, monitoring system, process parameters, sensors, hardware, block diagram, controller.

ЗМІСТ

	с.
ВСТУП	6
1 СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМИ КОНТРОЛЮ ПАРАМЕТРІВ І ПОКАЗНИКІВ ПРОЦЕСІВ БУРІННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН	8
1.1 Стан методів контролю параметрів процесу буріння	8
1.2 Стан засобів контролю параметрів процесу буріння свердловин	11
1.3 Сучасні системи контролю параметрів і показників процесу буріння на базі інформаційних технологій	16
1.4 Висновки до розділу та постановка задачі подальшої роботи	41
2 РОЗРОБКА СТРУКТУРИ ТА ВИБІР ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ПАРАМЕТРІВ І ПОКАЗНИКІВ ПРОЦЕСУ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН	45
2.1 Завдання контролю технологічних параметрів при бурінні свердловини	45
2.2 Оцінка значимості параметрів і показників процесу буріння	48
2.3 Обґрунтування вибору параметрів і показників процесу буріння	50
2.4 Розробка структури системи контролю параметрів і показників процесу буріння свердловин	52
2.5 Вибір технічних засобів системи контролю параметрів та показників процесу буріння свердловин	61
2.6 Вибір частоти опитування давачів технологічних параметрів	85
ВИСНОВКИ	88
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	89
БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА	91

					КРБ.СІ-03.00.00.000ПЗ				
Зм.	Арк	№ докум.	Підпис	Дата	Розроблення структури і вибір технічних засобів системи контролю параметрів і показників процесу буріння свердловин	Літ	Аркуш	Аркушів	
Розроб.		Король В.О.				н	7		
Перев.		Заміховський				ІФНТУНГ СІ-22-1			
Н.контр.		Возний А.В.							
Затверд		Заміховський							

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

СПО - спуско-підіймальні операції

СПКБ - спеціальне проектне конструкторське бюро

СКБ БА - спеціальне конструкторське бюро бурової автоматики

СКЦ - станція контролю цементування

СКУБ - система контролю і управління процесом буріння

АВПТ - аномально високі пластові тиски

КТЗ - комплекс технічних засобів

ПЗО - пристрій зв'язку з об'єктом

ГТД - геолого-технологічні дослідження

ПР - промивна рідина

КМ - карбонатомер мікропроцесорний

ГШ - устиномір шламу

УДР - установка дистиляції рідини

ОШ - осушувач шламу

ПБ - пульті бурильника

ПКЖ - блок підсилення, комутації та живлення

ГТН - геолого-технічний наряд

ОК - об'єкт контролю

ТЗ - технічне завдання

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						7
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ВСТУП

Процес буріння нафтових і газових свердловин характеризується рядом особливостей – реалізація величезних потужностей приводу, обумовлених значним опором руйнуванню гірських порід буровим інструментом і виникненням різноманітних непередбачуваних ситуацій, що порушують запланований процес буріння і вимагають прийняття оперативних рішень. Ці ситуації обумовлюються, як правило, аваріями, геологічними ускладненнями при бурінні, несподіваним виходом з ладу бурового обладнання та породоруйнівного інструменту і ін. та призводять до відхилення технологічних параметрів при проводці свердловин.

Параметри режимів технологічних процесів і операцій при бурінні та параметрів бурових розчинів, що використовуються при цьому, в більшості випадків повинні мати досить жорсткі допуски, тобто встановлюватися і підтримуватися з необхідною точністю, що диктується необхідністю збільшення швидкостей проходки свердловини, зниження аварійності, кількості ускладнень і ін.

Це вимагає введення в технологічний процес значного числа контрольних операцій та зменшення похибок вимірювань.

Залежність ефективності технологічних процесів буріння свердловин від повноти, достовірності і своєчасності отримання результатів контролю параметрів поставила проблему створення нових і вдосконалення існуючих методів і засобів контролю стану технологічних процесів, бурових і тампонажних розчинів в число найважливіших.

Вважається [1,2,3], що визначальним показником прогресивного розвитку техніки і технології буріння нафтових і газових свердловин є рівень контролю технологічних параметрів.

Значення контролю неухильно зростає у зв'язку з збільшенням глибин буріння, підвищенням швидкостей проходки і пов'язаним з цим зростанням

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						8
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

труднощів, істотним підвищенням відповідальності за правильне прийняття рішення про управління технологічним процесом.

Значимість проблеми контролю параметрів велика ще й тому, що отримані результати контролю параметрів технологічних процесів буріння свердловин використовуються в подальшому при проектуванні нових свердловин і від достовірності використовуваних даних залежить якість проектних рішень та ефективність бурових робіт. Узагальнення існуючого досвіду контролю технологічних параметрів процесу буріння і оцінки ситуацій, його формалізація дозволять інженерно-технічному персоналу не тільки краще осмислити процеси, що проходять при бурінні свердловин, але й істотно підвищать техніко-економічну ефективність буріння свердловин.

У зв'язку з цим актуальною є задача розробки і впровадження методів і засобів контролю параметрів процесу буріння нафтових і газових свердловин, а також бурових і тампонажних розчинів.

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						9
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

1 СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМИ КОНТРОЛЮ ПАРАМЕТРІВ І ПОКАЗНИКІВ ПРОЦЕСІВ БУРІННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕДЛОВИН

1.1 Стан методів контролю параметрів процесу буріння

Контролюючи параметри і показники процесу буріння нафтових і газових свердловин отримують інформацію про процес буріння в цілому з метою його подальшої оптимізації.

Контроль величини технологічного параметра включає його вимірювання і віднесення до того чи іншого інтервалів, з ряду тих, що якісно розрізняють, на які розбивається весь діапазон зміни параметра.

Розвиток технології буріння свердловин супроводжується збільшенням кількості контрольованих ознак, що характеризують процес буріння свердловин. Це пов'язано з ускладненням геолого-технічних умов буріння, збільшенням глибин свердловин, підвищенням температур і тисків, зростанням відповідальності за прийняте рішення з управління технологічним процесом, регулювання властивостей бурових і тампонажних розчинів.

Оцінка сучасного рівня розвитку технічних засобів контролю параметрів буріння свердловин дана на основі результатів аналізу науково-технічної літератури, включаючи також перші системи контролю, які були розроблені у бувшому СРСР.

Так, в період з 1985 по 1991рр. роботи зі створення та вдосконалення засобів контролю технологічних параметрів буріння свердловин, бурових і тампонажних розчинів інтенсивно велися в МНВО «Нафтогазавтоматика», Івано-Франківському ВО «Промприлад», Грозненському СПКБ «Нафтогазавтоматика», Краснодарському СПКБ «Промавтоматики», Андижанському СПКБ, Ленінградському СКБ БА. У МНВО «Нафтогазавтоматика» розроблені комплекс СКУ-Море-2, уніфіковані модульні засоби контролю параметрів технологічних

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						10
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

процесів буріння, станція контролю і управління процесом цементування нафтових і газових свердловин СКЦ 2М-80 [4-8].

В Івано-Франківському ВО «Промприлад» проведена робота по модернізації комплексу СКУБ (СКУБ-М1).

У Грозненському СПКБ НГПА розроблені датчики зусиль, тисків, частоти обертання і температури для комплексу СКУ-Море-2.

В СКБ БА Мінгео СРСР проводилися роботи по створенню сигналізаторів проявів і поглинань в свердловинах, розроблена станція геолого-технічного контролю параметрів буріння.

В Андіжанському СПКБ розроблені вимірювач довжини колони бурильних труб, прилад для визначення загального вмісту газу в буровому розчині, густиномір і витратомір бурового розчину на виході зі свердловини, вимірювач рівня бурового розчину в приймальній ємності, вимірювач крутного моменту на роторі.

У США і країнах Західної Європи випускаються станції Візулогер (фірма «Тотко»), НДТ і СДТ (Бароїд), М/Д-3200 (Мартін Деккер), ТДС, АЛС (Геосервіс), Адвізор-система (Арадріл Шлюмберже) і ін. [9-13].

Зарубіжні системи контролю параметрів процесу буріння (зазвичай називаються Mud Logging Systems або станціями ГТК – геолого-технологічного контролю) — це високотехнологічні комплекси. Вони використовуються для моніторингу, безпеки та геологічної оцінки свердловини в режимі реального часу [9]. Так, фірма Schlumberger (SLB) пропонує флагманські системи, такі як Avocet та InterACT, пропонують комплексну інтеграцію поверхневих, глибинних (MWD/LWD) даних та геохімічного аналізу бурового розчину [10].

Фірма Halliburton використовує цифрову платформу DecisionSpace 365, яка забезпечує автоматизований моніторинг свердловини та оптимізацію прямоваго буріння (включаючи роторні керовані системи - RSS) [11], а фірма Baker Hughes: Пропонує серію рішень BEACON для віддаленого моніторингу та платформи для

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						11
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

вимірювання під час буріння (MWD/LWD), які забезпечують контроль траєкторії та стану стовбура [11].

Фірма Weatherford надає інтегровані системи ForeSite, що контролюють продуктивність, тиск і вібраційні навантаження безпосередньо на вибої [12].

Фірма GEOLOG – спеціалізована міжнародна компанія, відома своїми інноваційними модулями ГТК, автоматичним аналізом шламу та передовими газовими хроматографами (наприклад, ATLAS) [13].

Petrolink відома міжнародна компанія, яка озробляє незалежні програмні платформи збору даних, які можуть об'єднувати інформацію від різних датчиків різних сервісних підрядників

Продукція зазначених компаній призначена для вимірювання параметрів процесів буріння, їх індикації на стрілочних і цифрових показуючих приладах або реєстрації в аналоговому вигляді на самописці, а також контролю відхилення деяких параметрів від заданих значень.

До основних контрольованих параметрів буріння свердловин відносяться: вага інструменту і навантаження на долото, крутний момент на роторі, частота обертання ротора, механічна швидкість буріння, тиск нагнітання бурового розчину, рівень бурового розчину в ємностях, витрата бурового розчину на вході в свердловину і виході з неї, момент на ключі, щільність, температура бурового розчину.

Додаткові параметри - крутний момент на механічному ключі, вага матеріалів в бункерах циркуляційної системи.

Крім того, закордонні комплекси контролюють сумарний вміст газу і компонентний склад вуглеводнів в розчині, глибину свердловин, відстань долото - вибій, час буріння і промивання свердловини.

Розглянемо коротко фізичну сутність методів вимірювання зазначених параметрів.

Зусилля на гаку, обертовий момент на роторі, обертовий момент на машинному ключі вимірюються за допомогою давачів зусиль, які представляють

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						12
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

собою або гідравлічний трансформатор тиску, що перетворює діюче зусилля в пропорційний тиск рідини, або диференційно-трансформаторний перетворювач, в якому діючі зусилля викликають деформацію мембрани і переміщують поршень диференційного трансформатора, змінюючи напругу вихідного сигналу, або трубчатий чутливий елемент з наклеєними тензодавачами, величина яких змінюється при деформації цього трубчастого елемента під впливом прикладених зусиль і, відповідно, змінюється напруга вихідного сигналу.

Для контролю положення талевого блоку, подачі інструмента використовується перетворення:

- обертання валу лебідки в переміщення за допомогою черв'ячної передачі плунжера диференціального трансформатора і відповідно пропорційне напрузі вихідного сигналу;
- частоти обертання ролика кронблоку в число імпульсів, пропорційне подачі інструменту, за допомогою крильчатки, яка перекриває зубцями пази в давачі;
- кута повороту барабана лебідки в зміну фазної напруги сельсина.

Аналогічним чином вимірюється частота обертання ротора.

Тиск бурового розчину в нагнітальній лінії вимірюють або манометром, або мембраною з кронштейном, яка, прогинаючись при зміні тиску, переміщує плунжер диференціального трансформатора і змінює вихідну напругу перетворювача.

Для вимірювання витрати бурового розчину на вході в свердловину використовується закон електромагнітної індукції. Система магнітного збудження створює змінне магнітне поле. У ньому по немагнітній ізолюваній в середині трубі протікає буровий розчин. Індикуєма в ній е.р.с., що пропорційна середній швидкості потоку рідини, вимірюється за допомогою електродів, введених всередину трубки і розташованих в одному її перетині діаметрально протилежно.

Контроль витрати розчину, що закачується в свердловину, здійснюється за кількістю ходів поршня бурового насоса в одиницю часу, що вимірюються за допомогою тахометра.

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						13
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Витрата бурового розчину на виході зі свердловини визначається за допомогою індикатора потоку, що складається з прапорця, який знаходиться в потоці розчину, і зворотньої пружини. Дифтрансформатор перетворює відхилення прапорця в пропорційний сигнал вихідної напруги.

Рівень бурового розчину в приймальних ємностях вимірюється або за допомогою поплавкових рівнемірів, або за допомогою ультразвукових рівнемірів, принцип дії яких заснований на вимірюванні часу проходження ультразвукових коливань, відбитих від поверхні бурового розчину.

1.2 Стан засобів контролю параметрів процесу буріння свердловин

Засоби контролю параметрів буріння можна розділити за видами вимірювань на [6-8]:

- силовимірювальні (вага інструменту, крутний момент на роторі, крутний момент на машинному ключі);
- контролю тиску (тиску нагнітання бурового розчину);
- витрати (витрати бурового розчину на вході в свердловину і виході з неї);
- переміщення (подача бурового інструменту, довжина бурильної колони, механічна швидкість буріння, рівень бурового розчину в приймальній ємності);
- тахометричні (частота обертання ротора).

Всі засоби вимірювань відносяться до пристроїв неперервної дії.

Системи контролю параметрів процесу буріння свердловин за кордоном і в Україні проектувалися таким чином, щоб давач був простий і надійний, а нормуючий перетворювач перебував у вторинній апаратурі. При цьому виникали труднощі, пов'язані з завадозахищеністю ліній зв'язку, перевіркою давачів. Тому в подальшому створювали давачі у вигляді одного або декількох блоків.

Очікується, що розвиток давачів буде здійснюватися в напрямку створення одноблочних конструкцій в міру впровадження надійних мікроелектронних схем нормуючих перетворювачів.

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						14
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

У вітчизняній практиці для контролю параметрів буріння свердловин використовувалися цілі приладові комплекси, наприклад, типу ПКБ, СКУБ.

Зарубіжні фірми виготовляють як окремі давачі і вимірювальні канали для контролю технологічних параметрів буріння свердловин, так і системи контролю з мікропроцесорної технікою. Великі приладові комплекси доцільні при бурінні глибоких свердловин, коли використовуються всі їх потенційні можливості.

При бурінні свердловин в районах Західного Сибіру, Урало-Поволжя частина таких комплексів не використовується. Тому для зазначених нафтовидобувних регіонів необхідні приладові комплекси, що складаються з меншого числа вимірювальних каналів.

Як показуючі прилади в комплексах, що випускалися в СРСР, використовувалися стрілочні прилади. В аналогічних виробх зарубіжного виробництва використовуються як стрілочні, так і цифрові показуючі прилади.

Застосування обчислювальної техніки дозволило суттєво розширити функціональні можливості комплексів контролю (діагностика, прогнозування станів свердловин, накопичення, зберігання інформації і ін.) .

Комп'ютеризованої станцією контролю і оптимізації буріння є система Visulogger фірми Totco. Visu-logger контролює в режимі реального часу до 36 параметрів процесу буріння і спуско-підймальних операцій, виводить зібрані дані на відеодисплей і друк. Крім того, Visulogger здійснює контроль перетину технологічними параметрами аварійних меж, що задаються бурильником, і видає їх на відеотермінал в цифровому і аналоговому вигляді.

Ця ж фірма випускає мікропроцесорну систему контролю процесу буріння Dritel-Scan III, яка контролює 25 технологічних параметрів процесу буріння. Результати контролю, в тому числі по верхньому і нижньому допустимим межах, виводяться на відеотермінал і принтер. Розроблено систему Data-Sentry, яка контролює 35 параметрів, зберігає по кожному параметру 10-годинну історію, візуалізує дані в цифровому і графічному вигляді на відеотерміналі, дозволяє

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						15
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

документувати дані в реальному часі і після закінчення буріння, попереджає про передаварійній ситуації.

Аналогічні характеристики має станція M/D-3200 фірми Martin-Decker.

Багатофункціональні комп'ютеризовані станції геолого-технологічного контролю і оптимізації буріння в даний час набули широкого поширення. Фірма The Annlysts розробила комп'ютеризовану систему TCS, контролюючи процес буріння і дозволяє виконувати гідравлічні розрахунки, визначати параметри ліквідації газового викиду, розраховувати d-експоненту, вартість 1 м буріння, здійснювати контроль похило-спрямованого буріння.

Фірма Gearhart розробила систему отримання наземних даних каротажу SDL [13], яка забезпечує контроль буріння, індикацію та реєстрацію одержуваних даних. Обробка даних ведеться за допомогою комп'ютера і комплексу прикладних програм реального часу. Програмне забезпечення виконує аналіз і відображення даних в реальному часу, оптимізацію буріння з контролем вартості, геологічну оцінку пласта з оцінкою пластового тиску, контроль безпечного ведення бурових робіт.

Фірма Aradzil Schlumberger розробила комп'ютеризовану систему контролю процесу буріння The Advisor System [10], яка обробляє дані як з поверхневих, так і вибійних давачів; програмне забезпечення здійснює в реальному часі і в неоперативному режимі обробку даних, контроль буріння, оцінку ефективності механічного буріння, оцінку геологічну і пластового тиску, контроль спуско-підіймальних операцій, траєкторії свердловини, контроль свердловини при глушіння, гідравлічні розрахунки.

Фірма Dresser Magcobar розробила і випускає системи DATA і DIIt DATA UNIT. Системи виконують геологічну оцінку пластів, контроль критичних змін під час буріння, надають допомогу в розрахунках по визначенню пластового тиску, гідравлічних розрахунках, оптимізації робіт доліт, здійснюють збір, накопичення, реєстрацію та індикацію одержуваних даних.

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						16
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Фірма Baroid розробила і випускає комп'ютеризований варіант станції ADT-Computerized ADT [9]. Станція виконує контроль буріння і має пакет прикладних програм з гідравлічних розрахунків для буріння і СПО, оцінці пласта, розрахунку пластового тиску і гідророзриву, оптимізації режиму буріння, глушіння свердловини при викидвх. Система обробляє покази технологічних давачів і хроматографа. Результати лабораторного вимірювання геологічних властивостей розчину вводяться оператором вручну. Результати обробки виводяться на відеотермінал і документуються.

Фірма Electronic Construction Service1 випускає станцію CDT UNIT [11], яка здійснює контроль буріння, обробку, накопичення і реєстрацію отриманих з технологічних давачів і хроматографа даних, індикацію результатів на відеотерміналі. Програмне забезпечення вирішує наступні завдання: контроль роботи долота з розрахунком вартості 1 м буріння, геологічну оцінку пласта, розрахунок пластового тиску, гідродинамічні розрахунки при бурінні і СПО, контроль траєкторії свердловин.

Фірмою Geoservice розроблена і випускається станція ге-олого-технологічного контролю буріння АБ8 [12]. Станція проводить вимірювання, обробку, індикацію, здрук і аналогову реєстрацію до 120 параметрів. На екран відеотерміналу одночасно відображається до 31 параметра, дані документуються в цифровому і графічному вигляді. Дані по свердловині накопичуються системою і доступні для подальшої обробки. Програмне забезпечення складається з чотирьох комплексів: обслуговування буріння (контроль роботи долота, викидів, викривлення свердловин, гідравлічна оптимізація), контроль АВПТ (d -експонента, σ -каротаж і ін.), Газовий каротаж (газовміст, хроматографічний аналіз і ін.) і геологія (оцінка пласта за даними буріння, керну і т.д.). Цією ж фірмою випускається станція комплексного контролю буріння TDC. Система приймає і обробляє інформацію з давачів, контролюючих параметри буріння, бурового розчину і дані газового каротажа; частина даних вводиться в систему оператором через клавіатуру. Програмне забезпечення TDC дозволяє виконувати обробку

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						17
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

інформації, що надходить в режимі реального часу і в міру накопичення інформації в перервах між бурінням. Результати обробки виводяться на відеотермінал, пристрій друку і графічний пристрій. Система контролює параметри процесу буріння і СПО, сигналізує про виникнення ускладнень, виконує розрахунок гідравлічних характеристик, обробляє дані газового каротажу, дозволяє здійснювати визначення зон АВПТ, контроль газового викиду, відпрацювання долота за вартістю 1 м буріння і траєкторії свердловини. Є пакет для обробки даних свердловинного каротажу і пластовипробувань.

До складу комплексу технічних засобів (КТЗ) і обчислювальної техніки (ОТ) комп'ютеризованої станції зазвичай входять процесор (центральный обчислювальний пристрій), ОЗП (оперативний запам'ятовуючий пристрій), ПЗО (пристрій зв'язку з об'єктом), відеотермінал алфавітно-цифровий з клавіатурою, відеотермінал графічний, НГМД (накопичувач на гнучкому магнітному диску), НМД (накопичувач на магнітній стрічці), друкуючий пристрій (принтер), плоттер.

Друга найважливіша характеристика станції - число автоматично розв'язуваних функціональних завдань і контролюємих вихідних параметрів. Ці показники визначають "функціональну потужність" або споживчу цінність станції, так як визначають результати геолого-технологічного контролю і управління, що виконуються станцією.

Третьою основною характеристикою станції є число параметрів, індикуємих оператору, і автоматично реєструємих (документованих) параметрів. Ці показники визначають можливості станції за поданням оперативної інформації безпосередньо в процесі контролю і управління та для подальшої неоперативної інтерпретації.

Для більшості станцій геолого-технологічного контролю число автоматично прийнятих вхідних сигналів не перевищує 32: вага на гаку, переміщення гака, частота обертання і момент ротора, число подвійних ходів насосів і тиск нагнітання, рівень і загальний об'єм розчину в ємностях, щільність, температура і електроопір розчину на вході і виході з свердловини, загальний вміст газу і

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						18
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

компонентний склад вуглеводнів, витрата на виході, тиск на штуцері, можливість підключення вибійних давачів (контроль навантаження на долото, частоти обертання долота, тиску, температури, параметрів кривизни свердловини) та інших специфічних вимірювальних засобів.

1.3 Сучасні системи контролю параметрів і показників процесу буріння на базі інформаційних технологій

Інформаційне забезпечення процесу буріння нафтових і газових свердловин є найбільш важливою ланкою в процесі будівництва свердловин, особливо при введенні в розробку і освоєння нових нафтогазових родовищ.

Вимоги до інформаційного забезпечення будівництва нафтогазових свердловин в даній ситуації полягають в перекладі інформаційних технологій в розряд інформаційно-забезпечуючих і інформаційно-впливаючих, при яких інформаційний супровід поряд з отриманням необхідного обсягу інформації давало б додатковий економічний, технологічний, або інший ефект [9-12]. До даних технологій слід віднести наступні комплексні роботи:

- контроль наземних технологічних параметрів і вибір найбільш оптимальних режимів буріння (наприклад, вибір оптимальних навантажень на долото, що забезпечують високу швидкість проходки);
- вимірювання на вибої свердловини і каротаж в процесі буріння (MWD і LWD-системи);
- вимірювання та збір інформації, супроводжувані одночасним керуванням технологічним процесом буріння (управління траєкторією горизонтальної свердловини за допомогою керованих вибійних орієнтаторів за даними вибійних телевимірювальних систем).

В інформаційному забезпеченні процесу будівництва свердловин особливо важливу роль відіграють геолого-технологічні дослідження (ГТД). Основним завданням служби ГТД є вивчення геологічної будови розрізу свердловин,

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						19
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

виявлення і оцінка продуктивних пластів і підвищення якості будівництва свердловин на основі одержуваної в процесі буріння геолого-геохімічної, геофізичної та технологічної інформації. Оперативна інформація, одержувана службою ГТД, має велике значення при бурінні розвідувальних свердловин в маловивчених регіонах зі складними гірничо-геологічними умовами, а також при проведенні похило спрямованих і горизонтальних свердловин.

Однак у зв'язку з новими вимогами до інформаційного забезпечення процесу буріння завдання, які вирішуються службою ГТД, можуть бути значно розширені. Висококваліфікований операторський склад партії ГТД, що працює на буровій, протягом усього циклу будівництва свердловини при наявності відповідних апаратурно-методичних засобів і програмного забезпечення в змозі вирішити практично повний комплекс завдань інформаційного супроводу процесу буріння:

- геолого-геохімічні і технологічні дослідження;
- обслуговування і робота з телевимірювальними системами (MWD і LWD-системи);
- обслуговування автономних систем вимірювання та каротажу, що спускаються на трубах;
- контроль параметрів бурового розчину;
- контроль якості кріплення свердловини;
- дослідження пластового флюїду при випробуванні і дослідженні свердловин;
- каротаж на кабелі;
- супервайзінгові послуги і т. д.

У ряді випадків поєднання цих робіт в партіях ГТД є економічно більш вигідним і дозволяє економити на непродуктивних витратах на утримання спеціалізованих, вузьконаправлених геофізичних партій, мінімізувати транспортні витрати.

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						20
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Однак технічних і програмно-методичних засобів, що дозволяють об'єднати перераховані роботи в єдиний технологічний ланцюжок в станції ГТД, в даний час немає.

Тому виникла необхідність розробки більш досконалої станції ГТД нового покоління, яка дозволить розширити функціональні можливості станції ГТВ. Розглянемо основні напрямки робіт при цьому.

Основні вимоги до сучасної станції ГТД — це надійність, багатофункціональність, модульність і інформативність.

Структура станції наведена на рис. 1.1. Вона побудована на принципі розподілених віддалених систем збору, які об'єднані між собою з використанням стандартного послідовного інтерфейсу. Основними низовими системами збору є концентратори, призначені для розв'язки послідовного інтерфейсу і підключення через них окремих складових частин станції: модуля газового каротажу, модуля геологічних приладів, цифрових або аналогових датчиків, інформаційних табло. Через такі ж концентратори до системи збору (на комп'ютер оператора, який реєструє) підключаються і інші автономні модулі та системи - модуль контролю якості кріплення свердловин (блок маніфольда), наземні модулі вибійних телевимірювальних систем, систем реєстрації геофізичних даних типу «Гектор» або «Вулкан» і т. д.

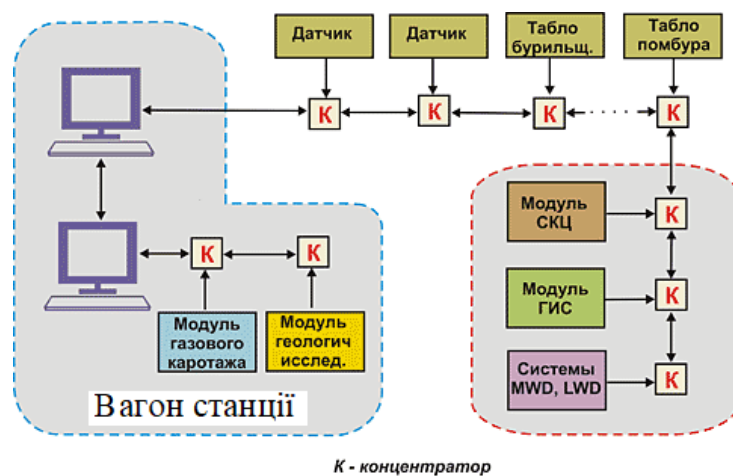


Рисунок 1.1 – Спрощена структурна схема станції ГТД

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		21

Концентратори одночасно повинні забезпечувати гальванічну розв'язку ланцюгів зв'язку і живлення. Залежно від покладених на станцію ГТД завдань кількість концентраторів може бути різною - від декількох одиниць до декількох десятків штук. Програмне забезпечення станції ГТД забезпечує повну сумісність і злагоджену роботу в єдиному програмному середовищі всіх технічних засобів.

Давачі технологічних параметрів

Давачі технологічних параметрів, які використовуються в станціях ГТД, є однією з найважливіших складових частин станції. Від точності показань і надійності роботи давачів багато в чому залежить ефективність служби ГТД при вирішенні завдань з контролю і оперативного управління процесом буріння. Однак через важкі умови експлуатації (широкий діапазон температур від -50 до +50°C, агресивне середовище, сильні вібрації і т. д.) давачі залишаються найслабшою і ненадійним ланкою в складі технічних засобів ГТД.

Застосовувані в виробничих партіях ГТД давачі в більшості своїй були розроблені на початку 90-х років з використанням вітчизняної елементної бази та первинних вимірювальних елементів вітчизняного виробництва. Причому через відсутність вибору використовувалися загальнодоступні первинні перетворювачі, які не завжди відповідали жорстким вимогам роботи в умовах бурової. Цим і пояснюється недостатньо висока надійність застосовуваних давачів.

Принципи вимірювання давачів і їх конструктивні рішення обрані стосовно до вітчизняних бурових установок старого зразка, і тому на сучасні бурові установки і тим більше на бурові установки іноземного виробництва їх монтаж є досить скрутним, а часто і неможливий.

З вищесказаного випливає, що розробка нового покоління давачів надзвичайно актуальна і своєчасна.

При розробці давачів ГТД однією з вимог є їх адаптація до всіх існуючих на українському ринку бурових установок.

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						22
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Наявність широкого вибору первинних перетворювачів високої точності і високоінтегрованих малогабаритних мікропроцесорів дозволяє розробити високоточні, програмовані давачі з великими функціональними можливостями.

Давачі мають однополярну напругу живлення і одночасно цифровий та аналоговий виходи. Калібрування і налаштування давачів проводяться програмно з комп'ютера зі станції, передбачені можливості програмної компенсації температурної похибки і лінеаризація характеристик давачів.

Цифрова частина електронної плати для всіх типів давачів однотипна і відрізняється тільки налаштуванням внутрішньої програми, що робить її уніфікованою і взаємозамінною при ремонтних роботах. Зовнішній вигляд давачів наведено на рис.1. 2.



Рисунок 1.2 – Давачі технологічних параметрів

Давач навантаження на гаку має ряд особливостей (рис. 1.3). Принцип дії Давача заснований на вимірюванні сили натягу талевого каната на "мертвому" кінці із застосуванням тензOMETричного давача зусиль. Давач має вбудований процесор і незалежну пам'ять. Вся інформація реєструється і зберігається в цій пам'яті. Обсяг пам'яті дозволяє зберегти місячний обсяг інформації. Давач може комплектуватися автономним джерелом живлення, який забезпечує роботу давача при відключенні зовнішнього джерела живлення.



Рисунок 1.3 – Давач ваги на гаку

Інформаційне табло бурильника призначене для відображення і візуалізації інформації, отриманої від давачів. Зовнішній вигляд табло представлений на рис. 1.4.

На лицьовій панелі пульта бурильника розташовані шість лінійних шкал з додатковою цифровою індикацією для відображення параметрів: крутний момент на роторі, тиск ПР на вході, густина ПР на вході, рівень ПР в ємності, витрата ПР на вході, витрата ПР на виході. Параметри ваги на гаку, навантаження на долото по аналогії з ГІВ відображені на двох кругових шкалах з додатковим дублюванням в цифровому вигляді. У нижній частині табло розташовані одна лінійна шкала для відображення швидкості буріння, три цифрових індикатора для відображення

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		24

параметрів – глибина вибою, положення над вибоєм, вміст газу. Алфавітно-цифровий індикатор призначений для виведення текстових повідомлень і попереджень.



Рисунок 1. 4 – Зовнішній вигляд інформаційного табло

Геохімічний модуль

Геохімічний модуль станції включає газовий хроматограф, аналізатор сумарного місту газу, газоповітряну лінію і дегазатор бурового розчину.

Найбільш важливою складовою частиною геохімічного модуля є газовий хроматограф. Для безпомилкового, чіткого виділення продуктивних інтервалів в процесі їх розтину потрібен дуже надійний, точний, високочутливий прилад, що дозволяє визначати концентрацію і склад граничних вуглеводневих газів в діапазоні від 1×10^{-5} до 100%. Для цієї мети для комплектації станції ГТД розроблений газовий хроматограф «Рубін» (рис. 1.5) [14].



Рисунок 1.5 – Польовий хроматограф «Рубін»

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		25

Чутливість геохімічного модуля станції ГТД може бути збільшена також шляхом збільшення коефіцієнта дегазації бурового розчину.

Для виділення вибійного газу, розчиненого в буровому розчині, використовуються дегазатори двох типів (рис. 1.6):

- поплавкові дегазатори пасивного дії;
- дегазатори активні з примусовим дробленням потоку.

Поплавкові дегазатори прості і надійні в експлуатації, проте забезпечують коефіцієнт дегазації не більше 1-2%. Дегазатори з примусовим дробленням потоку можуть забезпечити коефіцієнт дегазації до 80-90%, але менш надійні і вимагають постійного контролю.



Рисунок 1.6 – Дегазатор бурового розчину активної дії

Безперервний аналіз сумарного газовмісту проводиться за допомогою виносного давача сумарного газу. Перевага даного давача перед традиційними аналізаторами сумарного газу, розміщеними в станції, полягає в оперативності одержуваної інформації, так як давач розміщується безпосередньо на буровій і час затримки на транспортування газу з бурової на станцію виключається. Крім цього, для комплектації станцій розроблені газові давачі для вимірювання концентрацій вуглеводневого компонентів аналізованої газової суміші: водню H_2 , окису вуглецю CO , сірководню H_2S (рис. 1.7).

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						26
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		



Рисунок 1.7 – Датчики для вимірювання вмісту газу

Геологічний модуль.

Геологічний модуль станції забезпечує дослідження бурового шламу, керна і пластового флюїду в процесі буріння свердловини, реєстрацію і обробку одержуваних даних.

Дослідження, що виконуються операторами станції ГТД, дозволяють вирішувати наступні основні геологічні завдання:

- літологічний розчленування розрізу;
- виділення колекторів;
- оцінка характеру насичення колекторів.

Для оперативного і якісного вирішення цих завдань визначено найбільш оптимальний перелік приладів і обладнання та виходячи з цього розроблений комплекс геологічних приладів (рис. 1.8).

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						27
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		



Рисунок 1.8 – Обладнання та прилади геологічного модуля станції

Карбонатомер мікропроцесорний КМ-1А призначений для визначення мінерального складу гірських порід в карбонатних розрізах по шламу і керну. Даний прилад дозволяє визначити процентний вміст кальциту, доломіту і нерозчинного залишку в досліджуваному зразку порід. Прилад має вбудований мікропроцесор, який розраховує процентний вміст кальциту і доломіту, значення яких відображаються на цифровому табло або на екрані монітора.

Розроблено модифікацію карбонатомера, що дозволяє визначити вміст у породі мінералу сідеріта (щільність $3,94 \text{ г/см}^3$), який впливає на щільність карбонатних порід і цементу теригенних порід, що може істотно знижувати значення пористості.

Густиномір шламу ГШ-1 призначений для експрес-вимірювання щільності та оцінки загальної пористості гірських порід по шламу і керну. Принцип вимірювання приладу ареометричний, заснований на зважуванні

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		28

досліджуваного зразка шламу в повітрі і в воді. За допомогою густиноміра ГШ-1 можна проводити вимірювання щільності гірських порід з щільністю 1,1-3 г/см [10].

Установка ПП-3 призначена для виділення порід-колекторів і дослідження колекторських властивостей гірських порід. Даний прилад дозволяє визначати об'ємну, мінералогічну щільність і загальну пористість. Принцип вимірювання приладу – термогравіметричний, заснований на високоточному вимірюванні ваги досліджуваного зразка породи, попередньо насиченого водою, і безперервному контролі за зміною ваги даного зразка в міру випаровування вологи при нагріванні. За часом випаровування вологи можна судити про величину проникності досліджуваної породи.

Установка дистиляції рідини УДР-2 призначена для оцінки характеру насичення колекторів гірських порід по шламу і керну, фільтраційно-щільнісних властивостей, а також дозволяє визначати залишкову нафтоводонасиченість по керну і буровому шламу безпосередньо на буровій завдяки використанню нового підходу в системі охолодження дистиляту. В установці застосована система охолодження конденсату на базі термоелектричного елемента Пельтьє замість використовуваних водяних теплообмінників в подібних апаратах. Це дозволяє зменшити втрати конденсату, забезпечивши регульоване охолодження.

Люміноскопи ЛУ-1М з виносним УФ-освітлювачем і пристроєм для фотографування призначений для дослідження бурового шламу і зразків керна під ультрафіолетовим освітленням з метою визначення наявності в породі бітумінозних речовин, а також для їх кількісної оцінки. Принцип вимірювання приладу заснований на властивості бітумоїдів при їх опроміненні ультрафіолетовими променями випромінювати «холодне» світіння, інтенсивність і колір якого дозволяють візуально визначити наявність, якісний і кількісний склад бітумоїдів в досліджуваній породі з метою оцінки характеру насичення колекторів.

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						29
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Осушувач шламу ОШ-1 призначений для експрес-осушки проб шламу під впливом теплового потоку. Осушувач має вбудований регульований таймер і кілька режимів регулювання інтенсивності і температури повітряного потоку.

Технічні та інформаційні можливості описаної станції ГТД відповідають сучасним вимогам і дозволяють реалізувати нові технології інформаційного забезпечення будівництва нафтогазових свердловин.

Враховуючи поставлене в бакалаврській роботі завдання, а також те, що процес буріння, особливо глибоких свердловин, який протікає в умовах значної невизначеності, піддається сильним і непередбачуваним впливам, основа яких - як гірничо-геологічні, так і техніко-технологічні чинники, проаналізуємо сучасні системи контролю параметрів та показників процесу буріння..

Це важливо також виходячи з того, що бурильникам доводиться відступати від проектної технології, використовувати свій досвід, знання, інтуїцію, щоб вчасно виявити зміни категорії буримості порід, несприятливу технологічну ситуацію. В цій ситуації набагато швидше і дешевше навчити бурильника користуватися системою комп'ютеризованого управління процесом буріння, яка буде вибирати і підтримувати оптимальні режими буріння відповідно до заданих критеріїв оптимальності і в рамках встановлених обмежень. За допомогою систем комп'ютеризованого управління можна більш жорстко нормувати процес буріння, широко впроваджувати передові технології буріння.

Система «Леуза-2» призначена для вимірювання і контролю технологічних параметрів буріння, оперативного управління, оптимізації та забезпечення безпеки буріння свердловин на нафту і газ.

Система забезпечує: автоматичний збір, обробку з розрахунком похідних параметрів і уявлення поточної інформації на засобах відображення і реєстрації (на пульті бурильника - ПБ); документування результатів буріння в цифровому, аналоговому і графічному вигляді. Також ведеться контроль за виходом технологічних параметрів за встановлені межі і висновок світлової та звукової сигналізації при перевищенні граничних значень. В системі застосовуються

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						30
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

схемно-конструктивні рішення іскробезпечних електричних ланцюгів, заповнення блоків повітрям підвищеного тиску і застосовуються датчики з вибухонепроникними оболонками.

Основними складовими частинами системи технологічного контролю параметрів буріння «Леуза-2» є:

- блок ПКЖ (підсилення, комутації та живлення) для прийому аналогових і імпульсних сигналів датчиків, перетворення їх в цифровий код і обміну даними з ЕОМ і пультом бурильника;
- пульт бурильника для відображення інформації, що надається бурильника і пульт управління системою;
- комплект датчиків.

Датчики встановлюються на буровій установці і функціонують в безперервному режимі та служать для отримання первинної інформації про стан технологічних параметрів. У даній системі базовими є такі контрольовані параметри:

- кількість обертів валу бурової лебідки (глибина проходки);
- навантаження на гаку;
- крутний момент на роторі;
- кількість ходів насоса;
- щільність промивної рідини (ПР);
- рівень ПР;
- тиск ПР;
- витрата.

Станція контролю процесу буріння «Леуза-2» працювала в Мавританії - в складі станції ГТВД "Геотест-5").

Використовуючи станцію контролю процесу буріння «Леуза-2» і систему віддаленого моніторингу свердловин (RT-Leuza), можна спостерігати хід буріння свердловин в реальному часі і вносити корективи, перебуваючи в своєму офісі.

Основні датчики технологічних параметрів буріння наведені на рис. 1.9.

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						31
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		



Тиску промивної
рідини (ПР) на вході



проходки



крутного моменту
на роторі



рівня ПР в прий-
мальній ємності



Навантаження
на крюку



густини ПР в
прийм. ємності



ходів насосу



витрати ПР
на виході

Рисунок 1.9 – Давачі технологічних параметрів буріння
базовий варіант з 8 давачів

Технічна характеристика інформаційного табло (рис. 1.4)

Кількість контрольованих параметрів: від 8

- Рівень входних сигналів, В: 0-5; 0-10
- Габарити, мм: 600 × 400 × 120
- Температура навколишнього середовища, °C: -45 ... + 50

Технічні засоби бездротової передачі даних з пульта бурильника на комп'ютер:

- пристрій бездротової передачі / прийому даних (комплекс: радіомодем-антена-кабель) - 2 шт. Дальність дії - 1,5 км в прямої видимості.

Технічні засоби та комплектуючі, ПЗ передачі даних з бурової:

- модем (радіомодем, GSM-модем);
- програмне забезпечення прийому / передачі даних

Розширений варіант – система віддаленого моніторингу "RT-Leuza" поставляється за бажанням замовника.

Виносний пульт бурильника здійснює збір і візуалізацію інформації з давачів.

Комп'ютер на робочому місці майстра (оператора) в автоматичному режимі приймає і обробляє інформацію з пульта бурильника і дозволяє оперативно вирішувати завдання з контролю та управління процесом буріння.

Реєстрована інформація накопичується в базі даних реального часу.

Система реєстрації розпізнає в автоматичному режимі аварійні ситуації і сигналізує про них, включаючи сигнальний пристрій.

Розміщення складових системи «Леуза 2»

Давачі встановлюються на буровому обладнанні (див. Схема розташування датчиків на буровій).

Пульт бурильника встановлюється на буровій на видаленні 3 – 5м від бурильника.

Робоче місце оператора розміщується в будь-якому опалювальному приміщенні на буровій.

Канали зв'язку для передачі інформації з бурової (на вибір замовника):

- снуючі телефонні лінії з використанням звичайного модему;
- радіоканал (відстань 10 – 20км) з використанням радіомодему;
- стільниковий зв'язок з використанням GSM-модему;
- супутниковий зв'язок.

Система може бути укомплектована іншим набором давачів, або додатковими давачами.

При підключенні більше 12 давачів використовується розподільчі коробки і на необхідну кількість додаткових давачів.

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						33
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Система віддаленого моніторингу свердловин "RT-Leuza" дозволяє проводити віддалений моніторинг процесу буріння нафтових і газових свердловин (рис.1.10).

Система "RT-Leuza" забезпечує в режимі реального часу:

- віддалене спостереження (в офісі) процесу буріння свердловини;
- передачу повідомлень (рекомендацій, керівних вказівок) оператору на буровій;
- перегляд ряду свердловин;
- одночасне спостереження з декількох робочих місць.

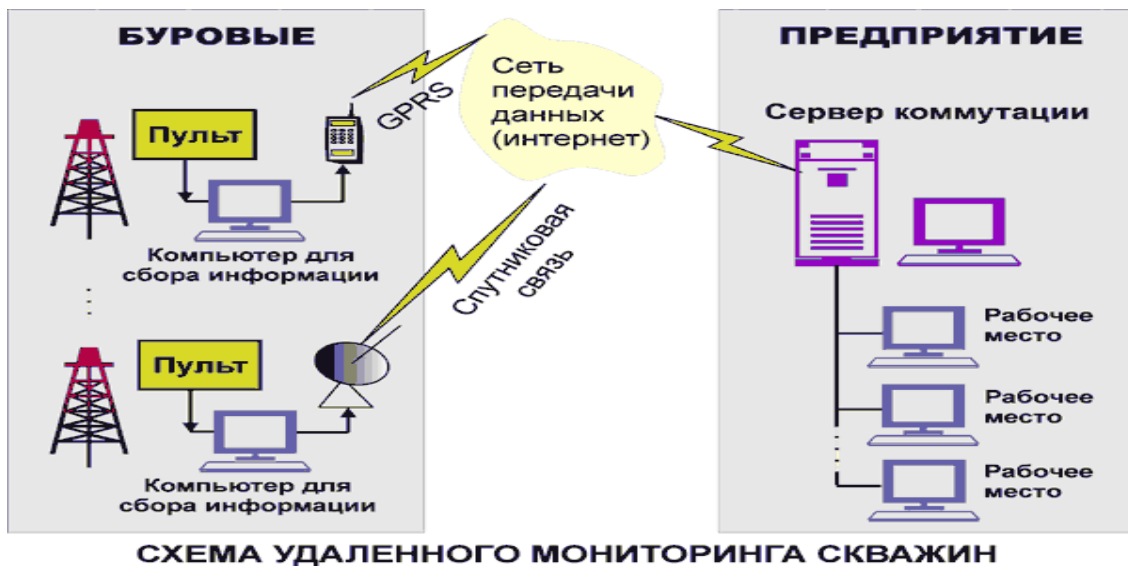


Рисунок 1.10 – Система віддаленого моніторингу свердловин

Для роботи системи "RT-Leuza" необхідно:

- оснащення бурових станцій, реєструючими процес буріння;
- станціями контролю процесу буріння "Леуза-2" або станціями ГТД "Геотест-5".

Вікно перегляду віддалених даних при використанні системи "RT-Leuza" наведено на рис. 1.11.

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		34

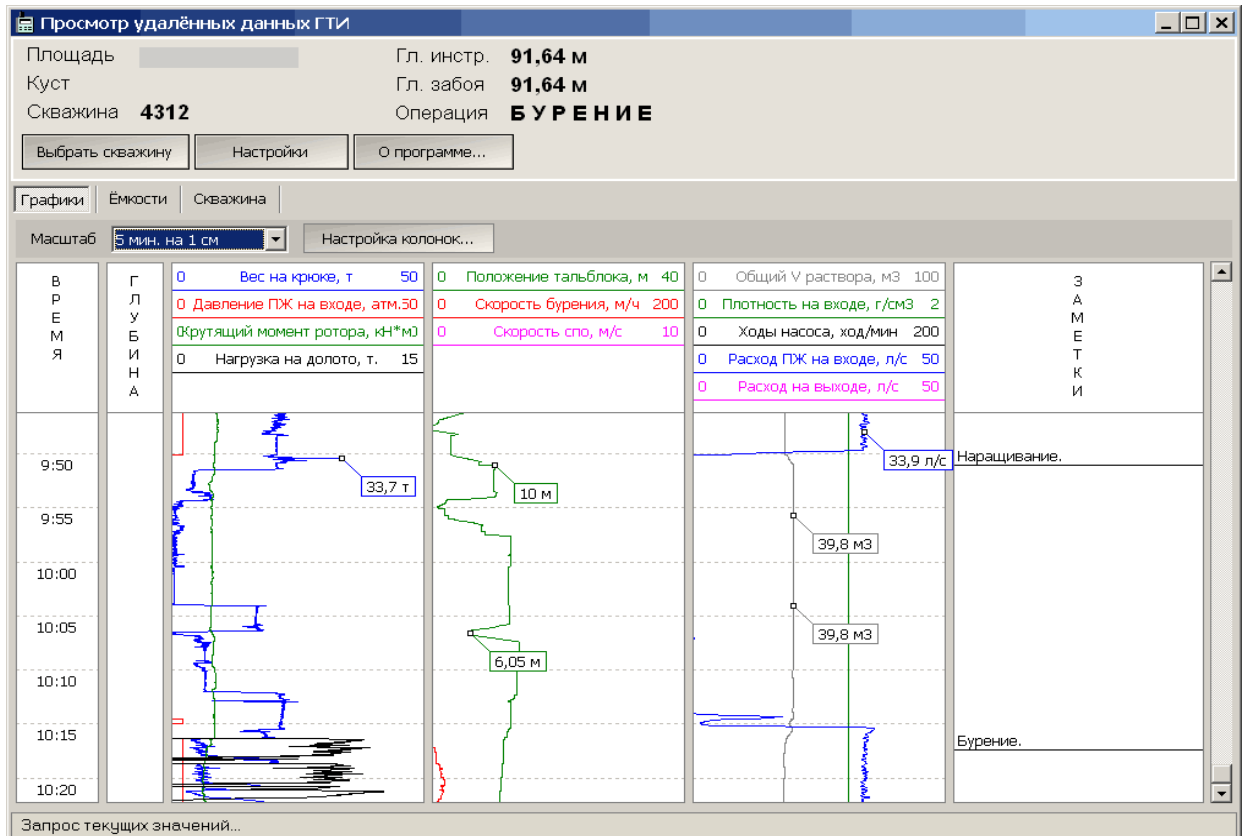


Рисунок 1.11 – Вікно перегляду віддалених даних при використанні системи «RT-Leuza»

Всі параметри процесу буріння постійно відображаються на моніторі спостерігача за часом і глибиною, як і безпосередньо на буровій в програмі «Реєстрація». Використання системи «RT-Leuza» дисциплінує бурову бригаду в результаті чого знижуються невинновдані простої; мінімізуються порушення технології і відхилення від ГТН; підвищуються техніко-економічні показники будівництва свердловини, а також дозволяє оптимізувати процес буріння свердловин.

Безперервний контроль і оперативне втручання в процес буріння з боку замовника або супервайзера дозволяє уникати грубих помилок, що призводять до аварійних ситуацій.

Складовими системи «RT-Leuza» є:

- Програмне забезпечення:
- програма "RT- Проху" - сервер підключень;

- програма "RT- Client" - робоче місце.
- Технічні засоби передачі і прийому даних по інтернет:
 - супутниковий зв'язок / стільниковий зв'язок / радіозв'язок;
 - сервер комутації (сервер на підприємстві спостерігача).

Програма «RT - Проху» встановлюється на сервер на підприємстві спостерігача (або у провайдера інтернет-послуг).

Програма «RT - Client» встановлюється на робочі місця спостереження.

Робочі екрани спостереження системи «RT-Leuza».

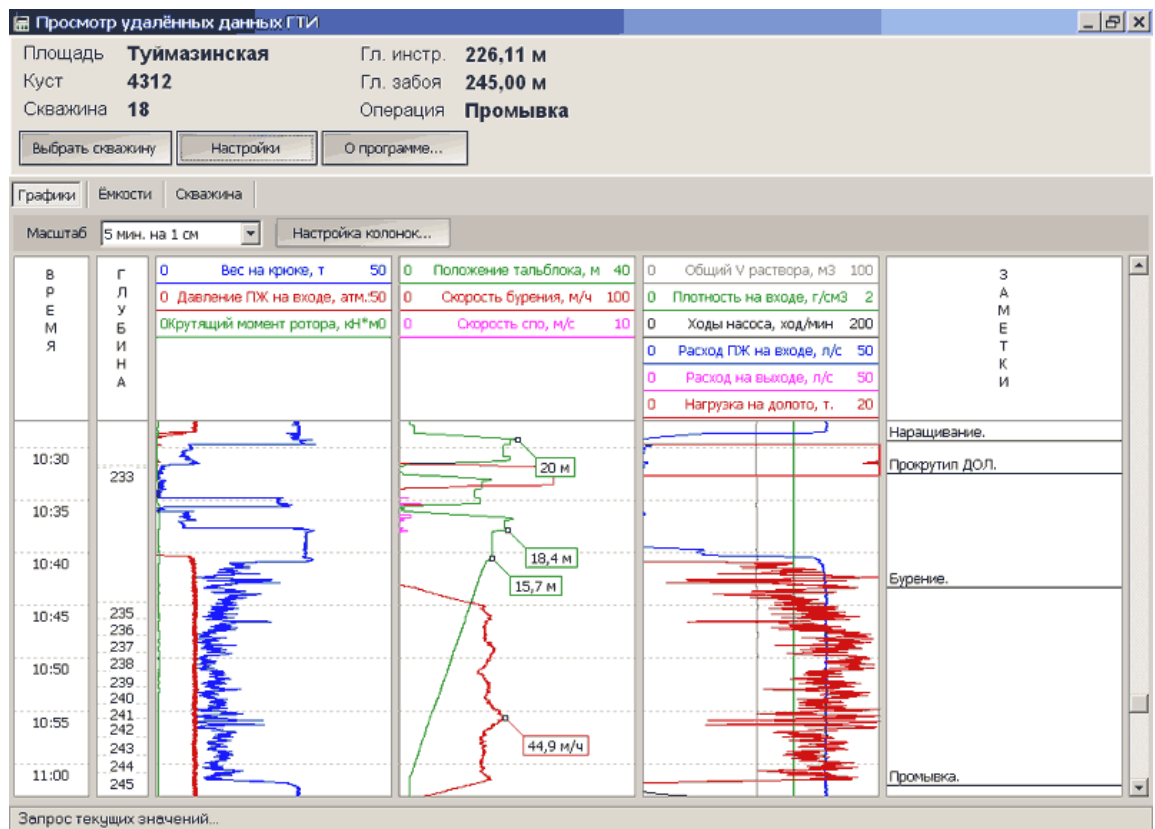


Рисунок 1.12 – «Основний екран» спостереження віддаленої свердловини

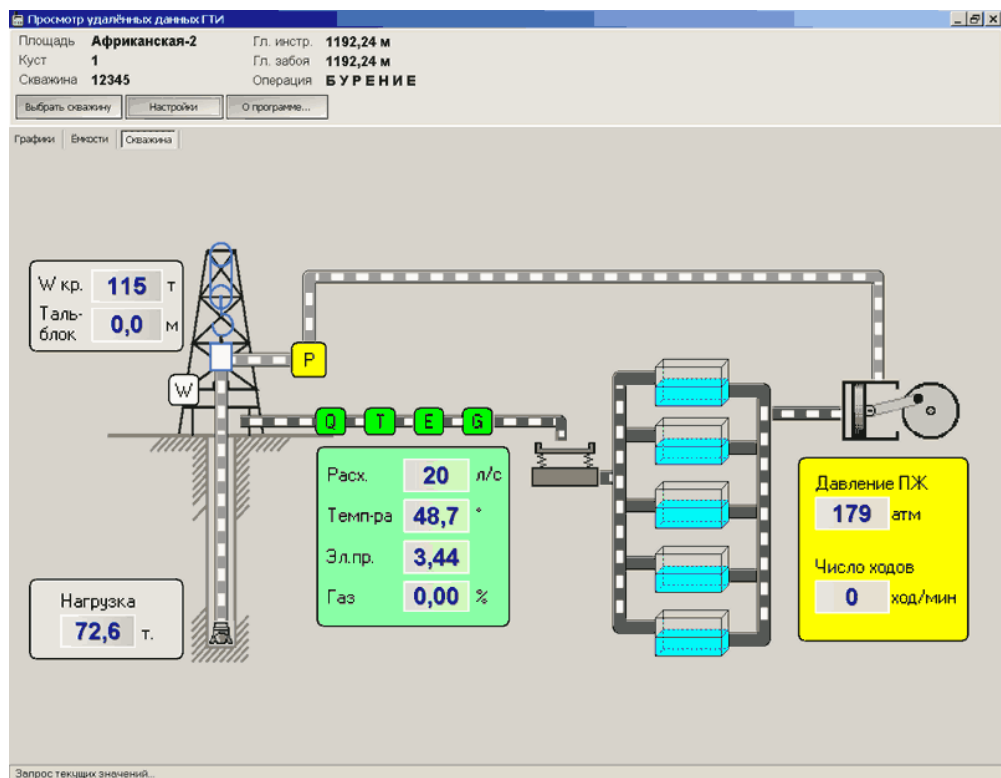


Рисунок 1.13 – «Экран свердловина» – показує поточний стан буріння

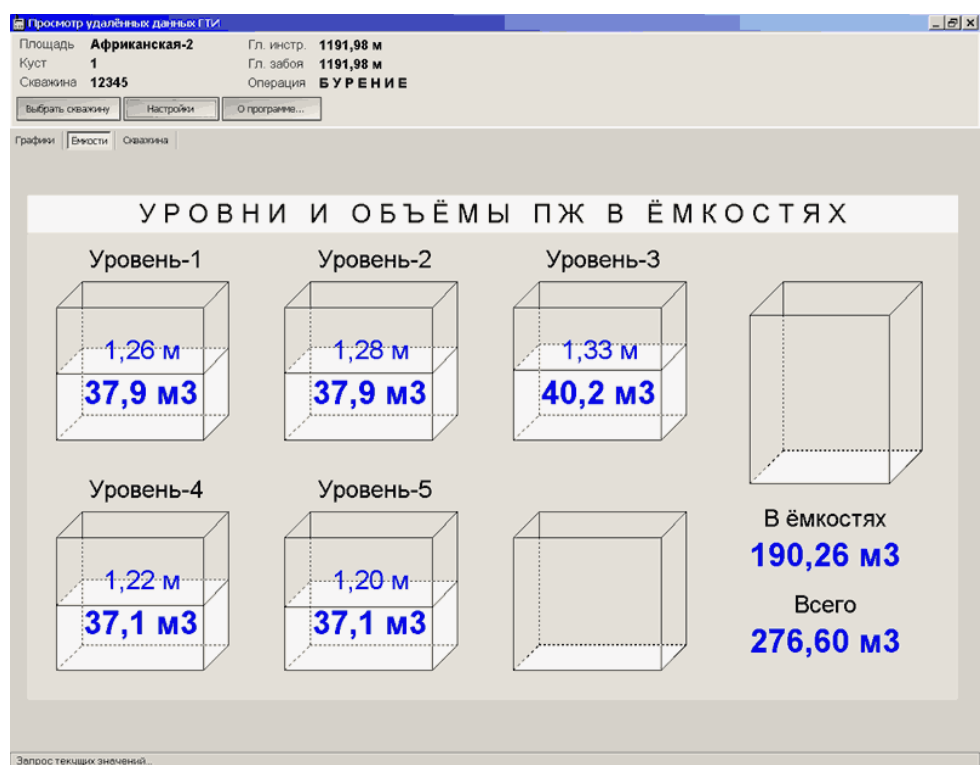


Рисунок 1.14 – «Экран ёмностей» - показує поточний стан ємностей:

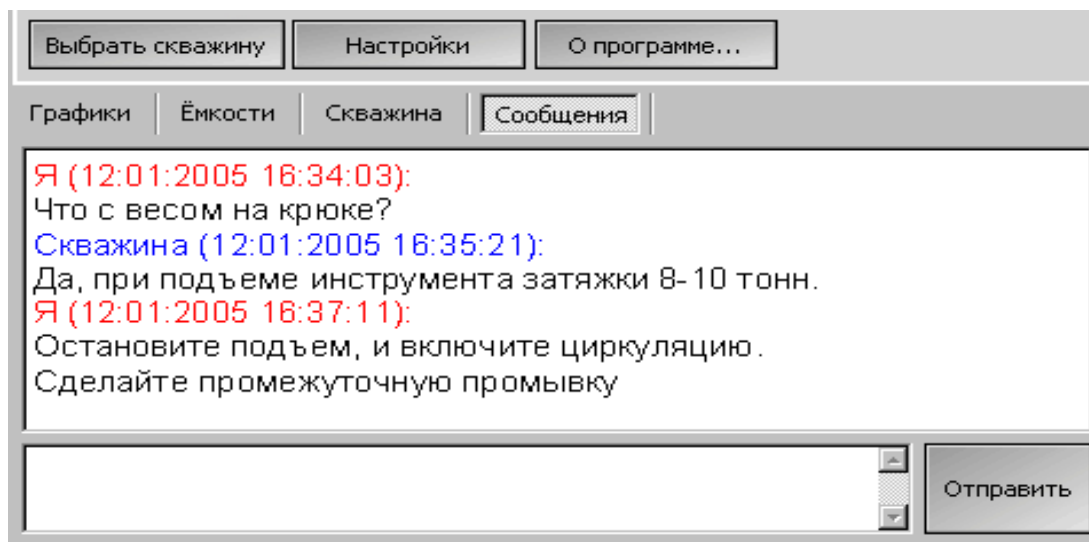


Рисунок 1.15 – «Экран повідомлення» –призначений для обміну повідомленнями з оператором на буровій:

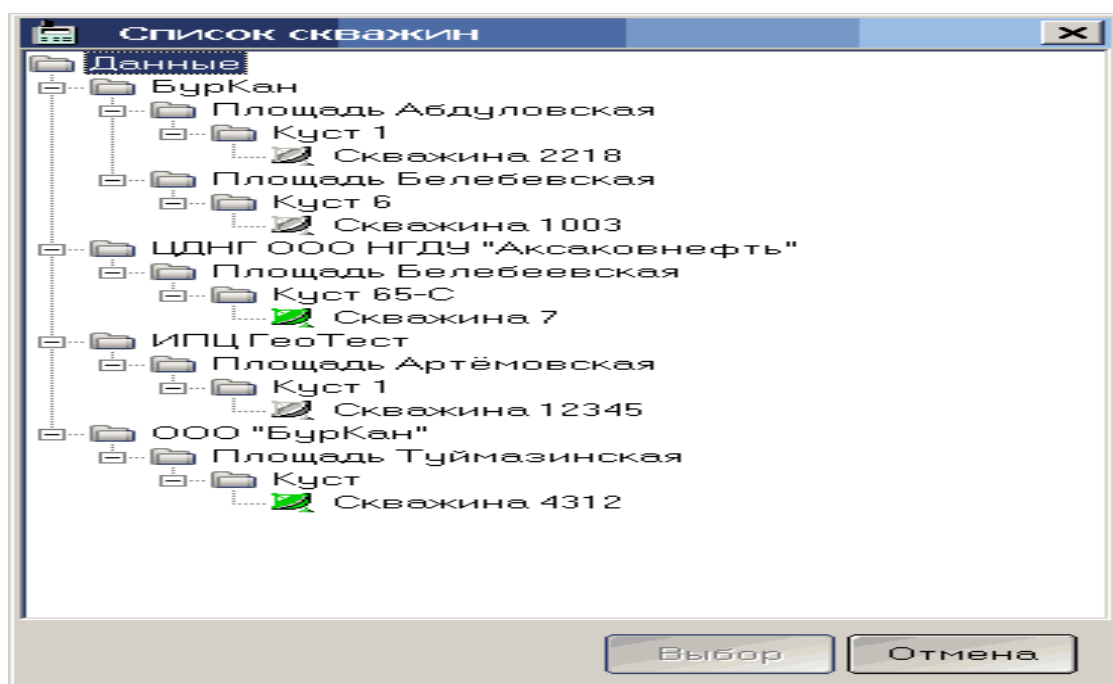


Рисунок 1.16 – «Экран вибір свердловини» – призначений для вибору свердловини для спостереження:

Пульт бурильщика

Виносный технологичный модуль комутации та збору інформації на буровій (рис.1.4) призначений для збору інформації з давачів, контролю і наочного відображення основних технологічних параметрів буріння.

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		38

При використанні програми «Реєстрація» на пульті бурильника відображаються не тільки реєстровані, але й розрахункові параметри, виводиться аварійна сигналізація і повідомлення в біжучому (інформаційної) рядку (рис. 1.17).

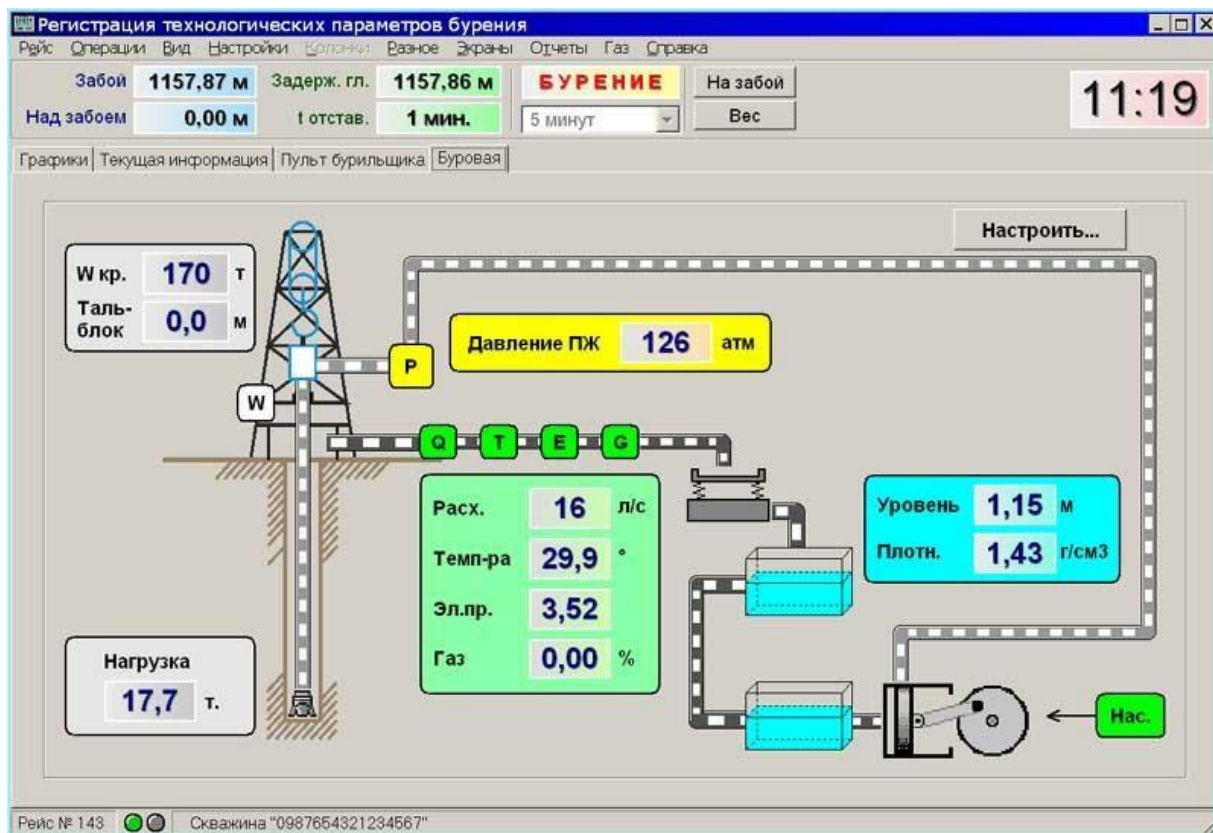


Рисунок 1.17 – Вікно відображення реєстрованих і розрахункових параметрів процесу буріння

Пульт бурильника здійснює:

- автоматизований збір інформації з датчиків технологічних параметрів буріння;
- обробку і відображення на 12 лінійних і цифрових індикаторах;
- контроль параметрів за встановленими граничними значеннями;
- розпізнавання в автоматичному режимі аварійних ситуацій;
- висновок світлової і звукової аварійної сигналізації;
- висновок повідомлень для бурильника в біжучому (інформаційної) рядку;
- двосторонній зв'язок з комп'ютером для передачі / прийому інформації.

Функціональні особливості:

- можливість підключення як аналогових, так і цифрових датчиків;
- стандартні параметри входу (сумісність з апаратурою сторонніх підприємств);
- 2 види зв'язку з комп'ютером: по кабелю і радіозв'язок (на вибір замовника).

Пульт бурильника розміщується на буровій в безпосередній близькості від бурильника під легким укриттям.

Система контролю параметрів буріння ADMS [13] включає в себе пристрої для вимірювань навантаження на важелі механізму кріплення нерухомої гілки талевого канату, натягу троса механічного трубного ключа, тиску бурового розчину в стояку і пристрої сигналізації перевищення вмісту сірководню і горючих газів вище заданих значень в повітрі технологічних приміщень бурової установки. До складу системи входить станція бурильника (DDU), що встановлюється на буровій установці, центральний блок реєстрації даних (DAC), дистанційна робоча станція (RDU), програмне забезпечення, яке працює в операційному середовищі Microsoft Windows. Станція бурильника, оснащена сигналізуючими пристроями.

Принцип дії пристрою вимірювання навантаження на важелі механізму кріплення нерухомої гілки талевого канату, що перетворює деформацію спеціального пружного елемента, з вбудованим реверсом, в гідравлічний тиск, змінюється пропорційно вимірюваній силі. Гідравлічний тиск передається за допомогою гідравлічної лінії зв'язку на вторинний прилад, який представляє манометр з трубкою Бурдона з стрілочним індикатором і перетворювачем вимірюваного тиску в аналоговий електричний сигнал.

Принцип дії пристрою вимірювань натягу троса механічного трубного ключа заснований на перетворенні деформації пружного елемента датчика ADT 2675 (АОІ, США) в гідравлічний тиск, змінюється пропорційно вимірюваній силі. Гідравлічний тиск передається за допомогою гідравлічної лінії зв'язку на вторинний прилад, який представляє манометр з трубкою Бурдона з стрілочним

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						40
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

індикатором і перетворювачем вимірюваного тиску в аналоговий електричний сигнал.

Принцип дії пристрою вимірювань тиску бурового розчину в стояку заснований на передачі тиску бурового розчину через розділову мембрану, виконану із спеціальної гуми, датчика 45 AP 21-80 (АОІ, США) в гідравлічну лінію зв'язку з вторинним приладом, що представляє манометр з трубкою Бурдона з стрілочним індикатором і перетворювачем вимірюваного тиску в аналоговий електричний сигнал.

Принцип дії перетворювачів тиску в гідравлічних лініях зв'язку в аналоговий електричний сигнал, заснований на вимірюванні механічної деформації за допомогою тензометричного мосту, електричний сигнал якого пропорційний вимірюваній величині.

Гідравлічні лінії зв'язку містять демпфуючі пристрої та манометричні стрілочні цифрові показчики.

Принцип дії сигналізатора AGS 8201 / RRJ LEL Transmitter заснований на термокаталітичному визначенні змісту горючих газів, сигналізатора AGS 8217/H₂S Transmitter – електрохімічному визначенні вмісту сірководню. Обидва сигналізатора складаються з відповідного сенсора, вихідним сигналом якого є струмовий електричний сигнал.

Вимірювальна інформація передається по інтерфейсу RS232 на зовнішній електронний пристрій (наприклад, персональний комп'ютер).

Система виконує наступні основні функції:

- вимірювань навантаження на важелі механізму кріплення нерухомої гілки талевого канату;
- вимірювань натягу троса трубного механічного ключа;
- вимірювань тиску бурового розчину в стояку;
- вимірювань вмісту сірководню в повітрі і включення аварійної сигналізації при перевищенні вмісту сірководню вище встановлених значень;

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						41
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

- вимірювань вмісту вуглеводнів в повітрі і включення аварійної сигналізації при перевищенні вмісту вуглеводнів вище встановлених значень;

- сигналізації по кожному з вимірюваних параметрів системи.

До складу системи контролю параметрів буріння ADMS можуть входити:

- давач контролю крутного моменту ротора бурового столу типу ADS 8005 (AOI, США);

- давач швидкості обертання ротора бурового столу типу ADA 2901 (AOI, США);

- давач числа ходів насоса бурового розчину ADP 2650 (AOI, США);

- давач лопатевого типу витрати бурового розчину при бурових роботах типу ADF 700-102 або ADS 3205 (AOI, Канада).

Система може також виконувати наступні сервісні функції при відповідній комплектації при демонтажі і монтажі на новому місці буріння свердловини:

- визначення рівня бурового розчину в ємності;

- визначення та індикації числа ходів поршня насоса бурового розчину;

- обчислення і індикації глибини свердловини;

- обчислення і індикації навантаження на долото;

- обчислення і індикації ваги на гаку;

- обчислення і індикації моменту механічного ключа;

- обчислення і індикації обсягу бурового розчину в приймальних ємностях;

- обчислення швидкості проходки порід в процесі буріння;

- обчислення і індикації швидкості спуско-підймальних операцій;

- обчислення і індикації частоти обертання ротора бурового столу;

- обчислення і індикації крутного моменту ротора бурового столу;

- обчислення і індикації витрати лопатевого типу бурового розчину;

- видачі поточного статусу процесу буріння в реальному масштабі часу;

- реєстрації параметрів буріння;

- ведення бази даних параметрів буріння;

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						42
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

- виведення на монітори підключених персональних комп'ютерів і друк звітів про процес буріння.

Отримана інформація виводиться на кругові шкали і цифрові табло на пульті станції бурильника. Оцифрування кругових шкал і цифрових табло на пульті станції бурильника завдяки наявності програмного калібруючого пристрою може налаштовуватися на різні ціни ділення відповідно до метрологічних характеристик підключеного до даного каналу давача.

Центральний блок реєстрації даних конструктивно виконаний у вигляді металевого ящика прямокутної форми, а пульт бурильника – металевого корпусу із знімною задньою панеллю. Усередині центрального блоку реєстрації даних і пульта станції бурильника встановлені блок живлення і узгодження, контролер, реле блокувань, конвертери. В комплекті блоку також є РКД дисплей з покриттям і клавіатура управління. Ввід електричних ланцюгів виконується через кабельні роз'єми, розташовані в нижній частині корпусу пульта. Система забезпечує зв'язок із зовнішніми електронними пристроями, в тому числі з персональним комп'ютером, через інтерфейси RS 232, також через стільникову мережу Wi-Fi.

1.4 Висновки до розділу

В розділі 1 було відмічено, що до основних контрольованих параметрів буріння свердловин відносяться: вага інструменту і навантаження на долото, крутний момент на роторі, частота обертання ротора, механічна швидкість буріння, тиск нагнітання бурового розчину, рівень бурового розчину в ємностях, витрата бурового розчину на вході в свердловину і виході з неї, момент на ключі, щільність, температура бурового розчину, а в розділі 2 були проаналізовані системи контролю параметрів і показників процесу буріння свердловин, які розроблялися і серійно випускалися в бувшому СРСР та за кордоном. Враховуючи розвиток інформаційних технологій та апаратно-програмних засобів на їх основі в розділі 3 розглянуто сучасні системи контролю параметрів і

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						43
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

показників процесу буріння та відмічено, що давачі технологічних параметрів, які використовуються, є однією з найважливіших складових частин систем контролю. Від точності показань і надійності роботи давачів багато в чому залежить ефективність вирішенні завдань з контролю і оперативного управління процесом буріння. В то й же час давачі залишаються найслабшою і ненадійним ланкою в складі технічних засобів систем контролю. Щодо сучасних систем контролю параметрів та показників процесу буріння то в основу їх побудови закладено принцип розподілено контролю і управління, так звані WEB-орієнтовані системи.

Таким чином, при розробці структури системи контролю параметрів та показників процесу буріння свердловин необхідно орієнтуватися на вказані вище сучасні тенденції їх побудови, а при виборі технічних засобів, зокрема давачів, враховуючи відносини з Росією (обладнання та програмне забезпечення не повинно бути російського походження. На продукцію, яка виготовлена та походить з території Російської Федерації, керуватися Постановою Кабінету Міністрів України від 30 грудня 2015 року №1147 «Про заборону ввезення на митну територію України товарів, що походять з Російської Федерації») слід орієнтуватися на вдосконалення давачів, які випускалися Івано-Франківським ВО «Промприлад» в складі системи СКУБ-1М та давачі зарубіжних фірм, що спеціалізуються на розробці систем контролю і управління процесом буріння.

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						44
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

2 РОЗРОБКА СТРУКТУРИ ТА ВИБІР ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ СИСТЕМИ КОНТРОЛЮ ПАРАМЕТРІВ І ПОКАЗНИКІВ ПРОЦЕСУ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

2.1 Завдання контролю технологічних параметрів при бурінні свердловини

З метою отримання інформації для управління процесами буріння свердловин необхідна правильна організація контрольно-вимірювальних робіт. Суть її полягає у визначенні завдань і видів контролю в залежності від різних геологічних умов і ситуацій, що виникають, виборі переліку контрольованих параметрів, точності і періодичності їх вимірювання, визначенні методів обробки результатів контролю.

Основи існуючої організації контрольно-вимірювальних робіт базуються на "Єдиних технічних правилах ведення робіт при бурінні свердловин", які були розроблені на підставі наявного на той час досвіду буріння і не враховують сучасних досягнень в області контролю процесів буріння. У зв'язку з цим виникає необхідність перегляду організації контрольно-вимірювальних робіт.

Об'єктом контролю (ОК) в процесі буріння свердловин є технологічне обладнання, що застосовувані матеріали, свердловина і технологічні процеси.

Поняття "контроль" включає сукупність спеціальних методів і апаратури контролю, так званих засобів контролю.

До основних завдань контролю в процесі буріння свердловин відносяться:

- оцінка працездатності ОК;
- встановлення відповідності параметрів ОК заданим проектним значенням;
- оцінка стану ОК;
- виявлення відхилень параметрів ОК від проектних в процесі його функціонування;

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						45
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

- виявлення причин відхилень; аналіз ситуацій, можливих при наявності відхилень параметрів ОК;
- прогнозування стану ОК на період часу Δt ;
- отримання інформації для адаптації проектів.

Для правильної організації контрольно-вимірювальних робіт необхідно вирішити три основні завдання:

- що контролювати (визначення переліку контрольованих параметрів);
- як контролювати (визначення періодичності, точності, апаратури контролю);
- як оцінювати результат контролю (визначення методів обробки результатів контролю).

Розглянемо способи вирішення завдань по кожному виду контролю.

При встановленні працездатності ОК візуальним контролем проводять перевірку його на функціонування, тобто перевіряють правильність роботи без оцінки точності. Метою такої перевірки є виявлення явних несправностей бурового обладнання. Перелік параметрів по даному виду контролю визначається технічними характеристиками обладнання, обраного на стадії проектування процесу буріння свердловин.

Завдання контролю відповідності параметрів ОК заданим проектним значенням - виявлення відхилень вхідних параметрів матеріалів, бурового розчину і роботи обладнання від проектних значень. Даний вид контролю передбачає локальну перевірку роботи обладнання, буріння свердловин в процесі приготування, обробки і закачування початкового об'єму бурового розчину і параметрів бурового розчину на вході в свердловину і в запасних ємностях.

Перелік контрольованих параметрів встановлюється на стадії складання проекту на буріння свердловини в залежності від геолого-технічних умов і вибраного типу бурового розчину.

Перелік параметрів локального контролю процесів приготування, обробки і закачування бурового розчину визначається режимними параметрами обраного

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						46
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

обладнання та технологічними параметрами цих процесів на стадії їх проектування.

Завданням контролю відхилень параметрів ОК в процесі його функціонування є виявлення відхилень вихідних параметрів процесів буріння свердловин, бурового розчину від проектних значень і локальний контроль роботи обладнання в процесі очищення і обробки циркулюючого бурового розчину.

Перелік контрольованих параметрів в даному випадку збігається з переліком проектних параметрів, а перелік параметрів локального контролю процесів очищення і обробки циркулюючого бурового розчину визначається технологічними параметрами цих процесів і режимними параметрами обраного на стадії проектування обладнання.

Завданням контролю, здійснюваного при виникненні відхилень, є встановлення їх можливих причин, до яких відносяться:

- недостовірність вихідної геолого-геофізичної інформації;
- неточність математичних моделей, що застосовуються при проектуванні процесу промивання;
- неправомірність використання математичних моделей внаслідок помилки у вихідних даних.

Перелік параметрів цього виду контролю визначається вихідними даними для проектування процесів будівництва свердловин, які уточнюються в процесі буріння даної свердловини.

Завданням контролю станів ОК при наявності відхилень параметрів є отримання вектора стану ОК з метою визначення ймовірності виникнення однієї з наступних ситуацій: нормальні умови проводки, поглинання, обвали, звуження, нафтогазопрояви, водопрояви, жолобоутворення, прихоплення інструменту.

Перелік параметрів даного виду контролю визначається шляхом вибору найбільш інформативних параметрів, характеризуючих можливість встановлення зазначених вище ситуацій. Вибір параметрів проводиться шляхом порівняльної

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						47
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

оцінки їх інформативності, яка визначається математично статистичними методами.

Прогнозування стану ОК на певний період часу дає прогнозний вектор стану ОК і ймовірності виникнення зазначених вище ускладнених ситуацій через певний проміжок часу. Перелік параметрів даного виду контролю збігається з переліком попереднього виду контролю. Вибір параметрів проводиться шляхом порівняльної оцінки їх інформативності, яка визначається математико-статистичними методами.

Вирішення другого завдання - як контролювати - передбачає розробку методів визначення періодичності і точності по кожному виду контролю, створення апаратури контролю, що задовольняє заданій точності, і розробку схеми контролю, яка передбачає необхідність переходу від одного виду контролю до іншого.

Вирішення третьої задачі - як оцінювати результат контролю - передбачає розробку методів оцінки значень вимірюваних параметрів і видачу рекомендацій або сигналів для прийняття відповідних керуючих впливів.

2.2 Оцінка значимості параметрів і показників процесу буріння

Одним із основних завдань при контролі технологічних процесів буріння свердловин є визначення комплексу контрольованих параметрів, щ було вже відмічено в розділі 1.2.

Вирішення цієї проблеми має велике техніко-економічне значення. З одного боку, недолік числа вимірюваних параметрів призводить до інформаційного дефіциту і неможливості оцінити стан технологічних процесів при бурінні свердловин, а отже, визначити напрямок і інтенсивність керуючих впливів. Це призводить або до перевитрати матеріалів і хімічних реагентів при регулюванні властивостей бурових розчинів, доліт і ін., або до ускладнень і аварій, тобто до великих техніко-економічних втрат.

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						48
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

З іншого боку, надлишкові, малоінформативні параметром практично не використовуються при оцінці станів технологічних процесів при бурінні свердловин і, таким чином, витрати на їх вимірювання і розрахунки не виправдані.

Це ключова проблема контролю і управління технологічними процесами буріння нафтових і газових свердловин. Від її рішення залежить не тільки ефективність технологічних процесів при бурінні конкретних свердловин, а й якість проектів, що розробляються на будівництво наступних свердловин, так як інформаційною базою для проектування свердловин служить вимірювальна технологічна інформація, отримана при бурінні всіх свердловин в конкретному регіоні

Вирішення проблеми вибору контрольованих комплексів технологічних параметрів визначає Замовник. Це може бути керівництво ПАТ «Укргазвидобування» ТЗ якого ми скористаємося в подальшій роботі.

У більшості робіт з контролю та управління [14,15] підкреслюється важливість і складність вирішення проблеми визначення комплексу контрольованих параметрів технологічних об'єктів управління. Визначення переліку параметрів, що здійснюють вплив на показники якості, є одним з найбільш складних етапів аналізу технологічного об'єкта, який в найменшій мірі піддається формалізації. При вирішенні цього завдання завжди потрібен індивідуальний підхід до розгляду кожного об'єкта, що ускладнює створення будь-яких загальних методів її вирішення. Як правило, визначення повного набору параметрів являє собою складну інженерну задачу, рішення якої базується на ретельному вивченні структурної схеми, функціональних зв'язків і особливостей об'єкта. Зазвичай формування такого набору проводиться чисто якісно. Тому воно повинно виконуватися висококваліфікованими фахівцями, досвід яких забезпечує найбільш правильне вирішення завдання.

Таким чином, у багатьох задачах, присвячених вирішенню проблеми контролю і оцінки станів технологічних об'єктів управління, зазначається, що завдання формування комплексу контрольованих параметрів відносяться до числа

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						49
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

складних і в багатьох випадках вирішуються чисто якісно, на підставі експертних оцінок.

Тому при виборі контрольованих параметрів необхідно виявляти їх значимість при оцінці станів технологічних процесів. Завдання оцінки значущості технологічних параметрів, що підлягають контролю при бурінні свердловин, відноситься до числа складних, тому на першому етапі її рішення необхідно використовувати накопичений фахівцями в галузі технології буріння свердловин досвід ранжирування, тобто упорядкування параметрів за ступенем їх значущості.

2.3 Обґрунтування вибору параметрів і показників процесу буріння

Виходячи з викладено вище, а також враховуючи наявне технічне завдання із облаштування бурових майданчиків автономною системою збору та реєстрації технологічних параметрів в процесі спорудження свердловин для ПАТ «Укргазвидобування» визначимо параметри і показники процесу буріння, які підлягають вимірюванню і контролю:

- вага на гаку, т;
- навантаження на долото, т;
- положення талевого блоку, м;
- крутний момент ротора, Н•м;
- швидкість обертання ротора, об/хв;
- сумарна кількість обертів на долото;
- тиск на стояку, атм;
- тиск в затрубному просторі, атм;
- крутний момент підвісного ключа, Н•м;
- крутний момент гідравлічного ключа, Н•м;
- кількість ходів поршня бурового насосу, ход/хв (до трьох насосів); загальна кількість ходів поршня бурових насосів;
- загальний обсяг бурового розчину, фактичний і динаміка його зміни, м³;

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						50
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

- об'єм бурового розчину кожної ємності, м³;
- надлишки / втрати бурового розчину, л/с;
- об'єм бурового розчину, який закачується в свердловину, м³;
- об'єм бурового розчину, який виходить із свердловини, м³;
- потік бурового розчину на виході, %;
- густина бурового розчину на вході, кг/см³;
- густина бурового розчину на виході, кг/см³;
- глибина вибою свердловини, м;
- глибина по вертикалі, м (при бурінні похило-направлених та горизонтальних свердловин);

- глибина знаходження долота, м;
- механічна швидкість буріння, м/год;
- миттєва механічна швидкість, м/год;
- температура бурового розчину на виході, °С;
- температура бурового розчину на вході, °С;
- прив'язка параметрів до істинної глибини з урахуванням часу відставання.

Вказані параметри і показники процесу буріння вимагають наявності наступних датчиків:

1. Датчик рівня бурового розчину в ємностях (ультразвуковий) – 3 шт.
2. Індикатор потоку бурового розчину на виході (ультразвуковий) – 1 шт.
3. Датчик кількості ходів поршня бурового насоса, безконтактний – 3 шт.
4. Датчик тиску – 4 шт.
5. Датчик моменту на машинному ключі – 1 шт.
6. Моментомір ротора – 1 шт.
7. Датчик швидкості обертання ротора – 1 шт.
8. Датчик положення та руху талевого блоку – 1 шт.
9. Датчик навантаження на гаку – 1 шт.
10. Датчик температури бурового розчину на вході – 1 шт.
11. Датчик температури бурового розчину на виході – 1 шт.

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		51

12. Давач густини бурового розчину на вході – 1 шт.
13. Давач густини бурового розчину на виході – 1 шт
14. Давач к положення клинів – 1 шт.

2.4 Розробка структури системи контролю параметрів і показників процесу буріння свердловин

Виходячи з проведеного в розділі 1.3 огляду існуючих сучасних систем контролю параметрів і показників процесу буріння, а також враховуючи тенденції їх розвитку в напрямку створення розподілених (web-орієнтованих) систем, пропонується наступна її структура, яка наведена на рис. 2.1

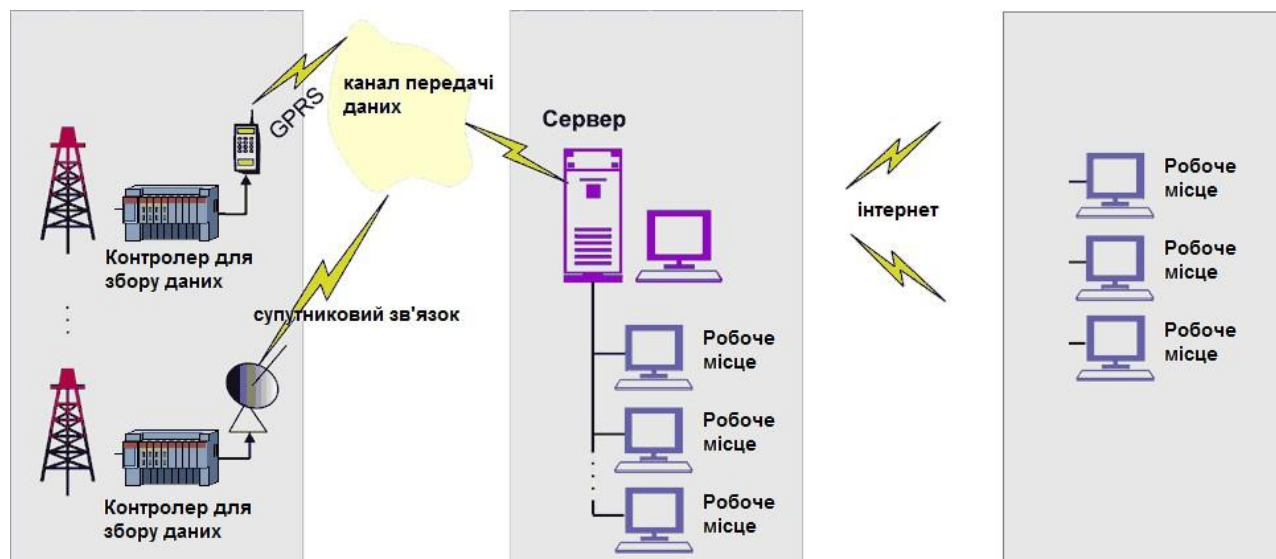


Рисунок 2.1 – Структурна схема веб-орієнтованої системи контролю енергетичних і технологічних параметрів процесу буріння

Система включає в себе контролер для збору даних від об'єкту контролю (бурової), в даному випадку запропоновано контролер серії S7-1200 фірми Siemens. Він здійснює збір аналогових і дискретних даних із датчиків технологічних параметрів і використовуючи канал передачі даних (переважно GSM-зв'язок або супутниковий зв'язок), здійснює відправку цих даних на віддалений центральний сервер. Для зберігання даних об'єкту контролю у випадку

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		52

відсутності зв'язку із сервером, архівація даних проходить прямо в контролері із наступною відправкою цих даних на сервер при відновленні зв'язку. При цьому наявність кількох каналів зв'язку дозволяє здійснити резервування лінії зв'язку. Сервер здійснює обробку вхідних даних і організовує web-візуалізацію отриманих даних. Web-доступ до ресурсу можна здійснити або прямо з робочого місця, що підключений до сервера, або через мережу Internet з будь-якого робочого місця. При цьому встановлюються для кожного користувача рівні доступу з обмеженням тих чи інших дій.

Наявність в ролі пристрою збору даних контролера дозволяє не тільки здійснювати збір даних але й за певних умов здійснювати віддалене управління процесом буріння свердловини.

Запропонована система, як видно з рис.2.1 має багаторівневу структуру. На верхньому інформаційному рівні цієї системи розташований комп'ютер оператора, пов'язаний через інформаційну мережу з функціональними елементами нижчих рівнів. Основне призначення елементів цього рівня системи – збір і обробка інформації про результати буріння, а також збір і архівування інформації про аварійні ситуації, що виникають в процесі буріння свердловин, управління швидкістю буріння і величиною допустимого навантаження на долото. Комп'ютер цього рівня пов'язаний зі структурними елементами нижніх рівнів системи через послідовний порт з фізичного протоколу RS-485.

На рівні управління (нижній рівень) в цій системі розташований CPU серії S7-1200 фірми Siemens, пов'язаний з системною шиною ISA з портами і модулями розширення. По цій шині процесор контролера передає портам і модулям розширення команди або отримує від них цифрові сигнали для їх подальшої обробки.

На самому нижньому (польовому) рівні розташовані датчики і виконавчі механізми, підключені до відповідних портів самого контролера або до портів модулів розширення.

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						53
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

На структурній схемі нижнього рівня системи (рис.2.2) показаний лише мінімальний набір давачів і виконавчих пристроїв. До них відносяться давачі: оборотів ротора, оборотів валу лебідки, числа ходів плунжера насоса, ваги бурильної колони, зусилля гальма лебідки, швидкості подачі долота, тиску бурового насоса. До складу виконавчих пристроїв входять: частотний регулятор приводу ротора, частотний регулятор двигуна бурового насоса, двигун бурової лебідки. Ці пристрої підключені до відповідних модулів керуючого контролера.

Процес контролю і управління бурінням виконується SCADA-програмою, яка зберігається в пам'яті ПЛК. За допомогою програмного пакету контролером на основі сигналів датчиків регулюються: частота обертання ротора, кількість що подається в свердловину бурового розчину, необхідний тиск бурового розчину і інші.

На верхній рівень цей контролер пересилає дані про фактичний стан елементів системи і про рівень параметрів технологічного процесу буріння.

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						54
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

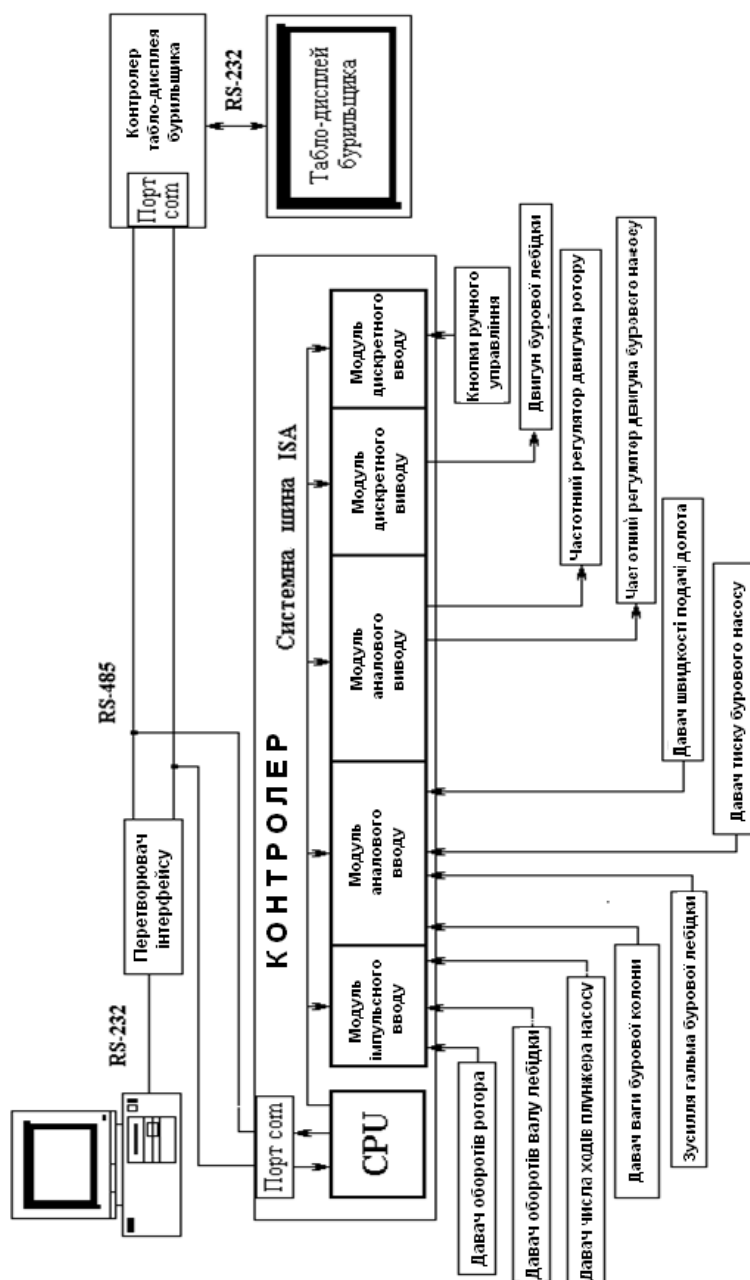


Рисунок 2.2 – Структура нижнього рівня web-орієнтованої системи контролю енергетичних і технологічних параметрів процесу буріння

Передані на верхній рівень дані узагальнюються в головному комп'ютері і архівуються сервером цього рівня. З цих даних особливо виділяються відомості про аварійні ситуації, які також архівуються для подальшого їх аналізу.

На рис. 2.3 представлено центральний блок реєстрації даних, який конструктивно виконаний у вигляді металевого ящика прямокутної форми.

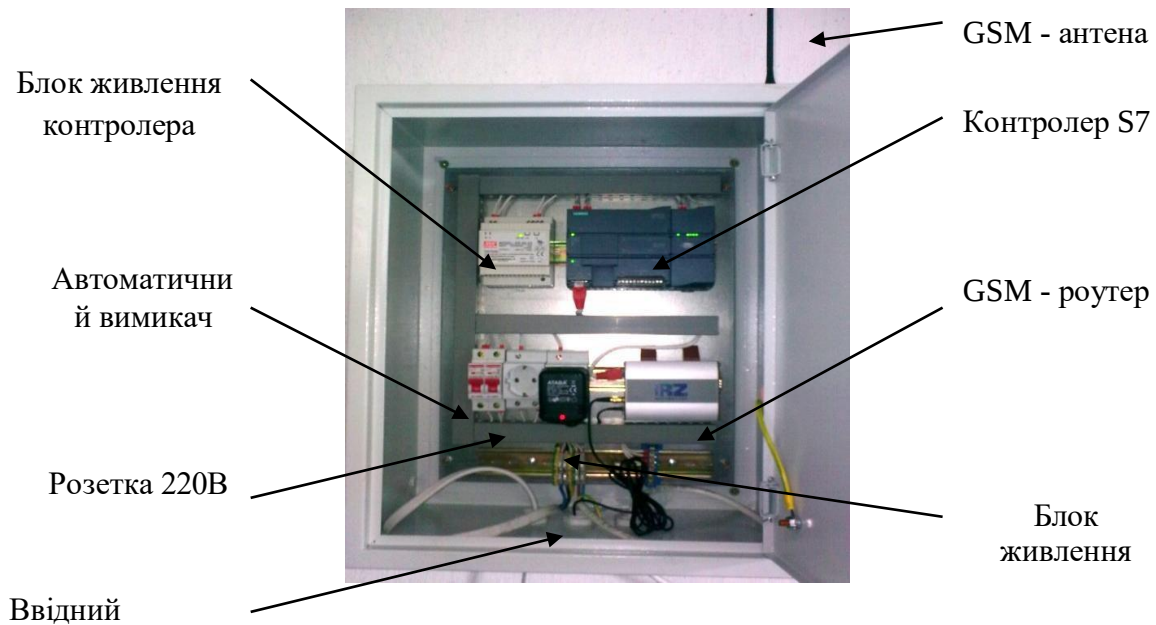


Рисунок 2.3 – Загальний вигляд центрального блоку реєстрації даних про параметри процесу буріння.

Дане технічне рішення дозволяє проводити збір невеликої кількості даних проте містить у собі усі основні елементи для по будови повноцінної системи збору даних для сучасної бурової установки. Прототипи таких систем дуже позитивно себе зарекомендували при зборі даних із віддалених об'єктів [5-8].

Пульт бурильника може бути виконаний у вигляді металевого корпусу із знімною задньою панеллю. Усередині центрального блоку реєстрації даних і пульта станції бурильника встановлені блок живлення і узгодження, контролер, реле блокувань, конвертери і ін. В комплекті блоку також є РКІ дисплей з покриттям і клавіатура управління. Введення електричних ланцюгів виконується через кабельні роз'єми, розташовані в нижній частині корпусу пульта. Система забезпечує зв'язок із зовнішніми електронними пристроями, в тому числі з

персональним комп'ютером, через інтерфейси RS 232, також через стільникову мережу Wi-Fi.

Система може також виконувати наступні сервісні функції при відповідній комплектації давачами контролю технологічних параметрів:

- визначення рівня бурового розчину в ємності;
- визначення та індикації числа ходів поршня насоса бурового розчину;
- обчислення і індикації глибини свердловини;
- обчислення і індикації навантаження на долото;
- обчислення і індикації ваги на гаку;
- обчислення і індикації моменту механічного ключа;
- обчислення і індикації обсягу бурового розчину в приймальних ємностях;
- обчислення швидкості проходки порід в процесі буріння;
- обчислення і індикації швидкості спуско-підймальних операцій;
- обчислення і індикації частоти обертання ротора бурового столу;
- обчислення і індикації крутного моменту ротора бурового столу;
- обчислення і індикації витрати лопатевого типу бурового розчину;
- видачі поточного статусу процесу буріння в реальному масштабі часу;
- реєстрації параметрів буріння;
- ведення бази даних параметрів буріння;
- виведення на монітори підключених персональних комп'ютерів і друк звітів

про процес буріння.

Отримана інформація виводиться на кругові шкали і цифрові табло на пульті станції бурильника. Оцифровування кругових шкал і цифрових табло на пульті станції бурильника при наявності відповідного програмного забезпечення може налаштовуватися на різні ціни ділення відповідно до метрологічних характеристик підключеного до даного каналу давача.

Для web-візуалізації отриманих даних та можливості управління віддаленими об'єктами було обрано праграмний пакет WinCC. Система SIMATIC WinCC розроблена для вирішення задач візуалізації та оперативного управління в різних галузях промислового виробництва. Система оснащена потужним інтерфейсом для зв'язку з процесом, придатна для роботи з усім спектром виробів SIMATIC, забезпечує парольний доступ до управління процесом, має високу продуктивність. Базова конфігурація системи має високу універсальність та може

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						57
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

бути використана для побудови систем управління найрізноманітнішого призначення.

За допомогою даного програмного середовища було розроблено кілька робочих вікон для системи контролю енергетичних і технологічних параметрів процесу буріння а також можливості оперативного втручання для управління у аварійних ситуаціях. Зокрема на рис. 2.4 представлено робоче вікно для контролю спуско-підймальних операцій.

Наступне робоче вікно (рис.2.5) дозволяє проводити контроль за режимом буріння свердловини. Інформація, яка виводиться на мнемосхему може бути представлена у вигляді аналогового, дискретного сигналу, а також графічно.

Для реєстрації аварійних і перед аварійних ситуацій передбачено робоче вікно системи аварійних повідомлень (рис.2.6).

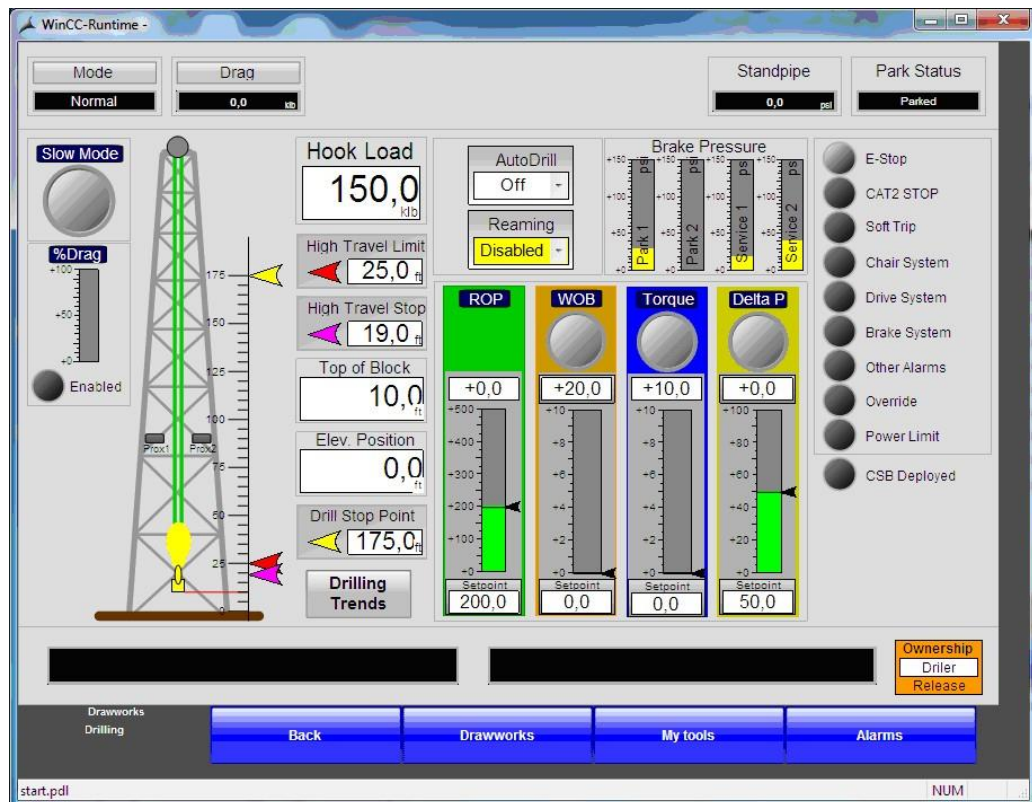


Рисунок 2.4 – Технологічна мнемосхема режиму спуско-підймальних

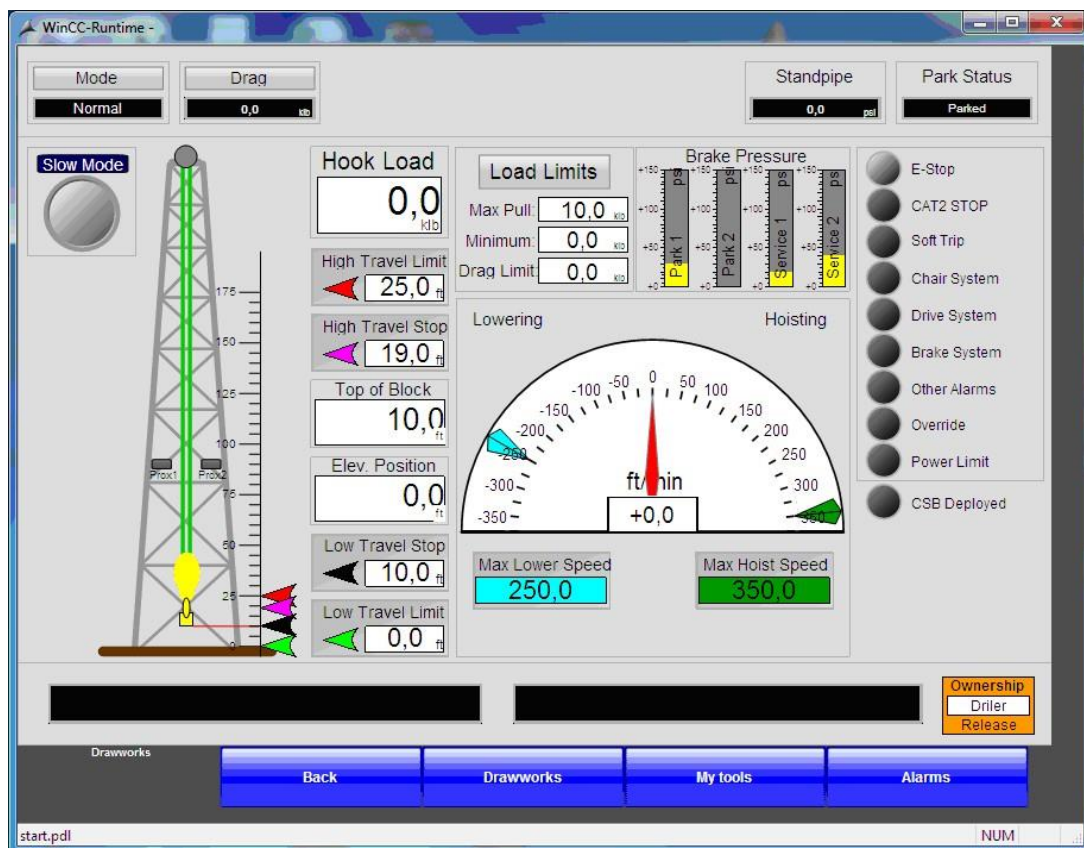


Рисунок 2.5 – Технологічна мнемосхема режиму буріння

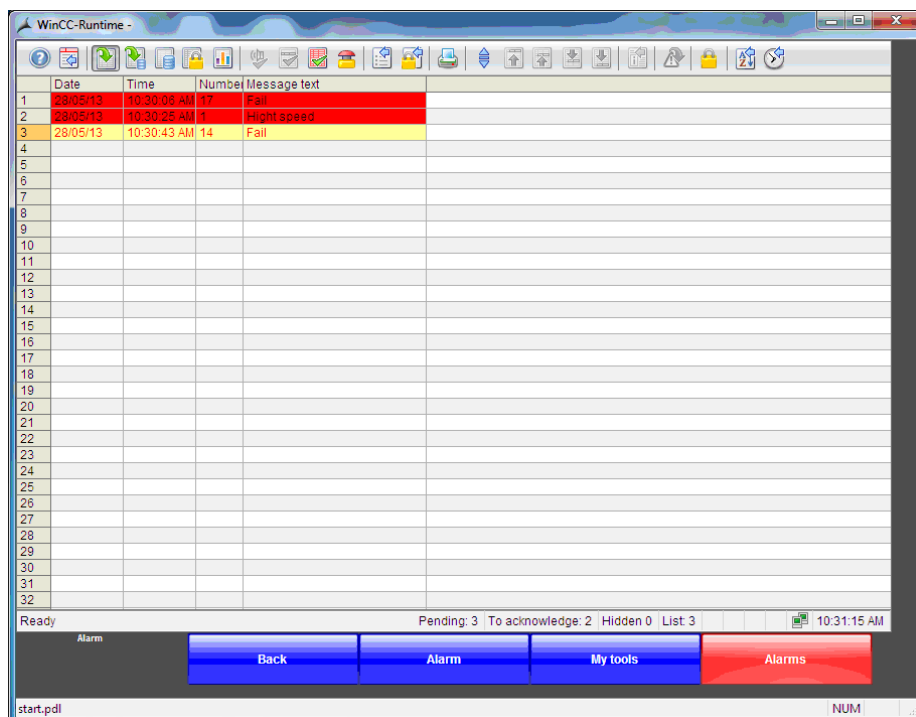


Рисунок 2.6 – Технологічний кадр системи аварійних повідомлень

На мнемосхемах відображається основне устаткування, сигнали, стан регулювальних органів. Також існує матеріал, розташований у додаткових формах відображення, з можливостями максимально швидкого відображення цих допоміжних форм на екрані.

Розробку розгорнутої функціональної схеми контролю і управління процесом буріння нафтових і газових свердловин на прикладі запропонованої структурної схеми наведено на рис. 2.7.

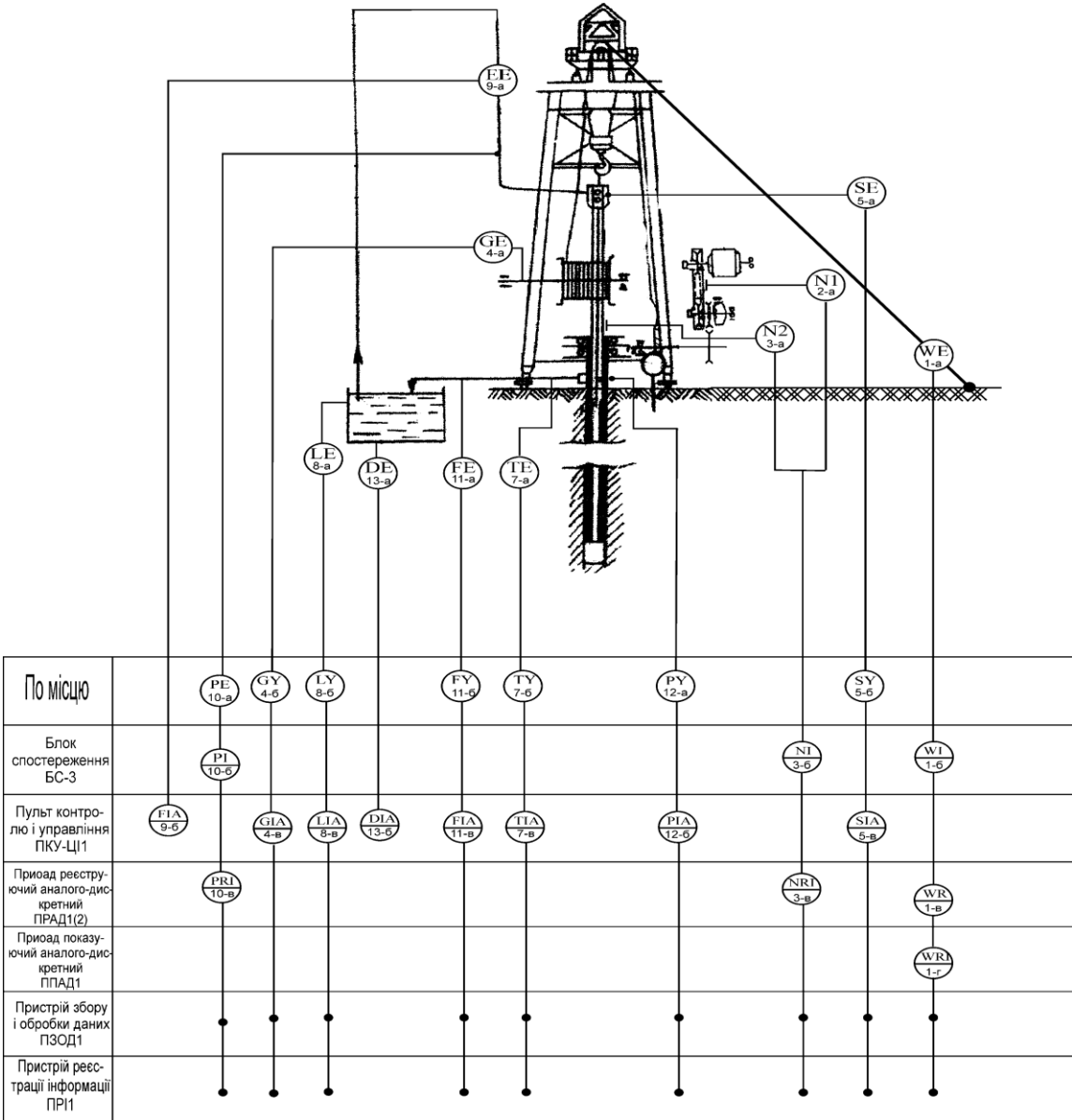


Рисунок 2.7 – Функціональна схема системи контролю параметрів і показників процесу буріння на основі запропонованої структурної схеми

До її складу входять давачі технологічних параметрів процесу буріння нафтових і газових свердловин призначених для перетворення технологічних параметрів в електричний сигнал:

поз. 1-а – давач для вимірювання зусиль в каналі контролю навантаження на гак і осьового навантаження на буровий інструмент;

поз. 2-а – давач для вимірювання зусиль в каналі контролю крутного моменту на роторі;

поз. 3-а – давач для вимірювання зусиль в каналі вимірювання крутного моменту на машинному ключі;

поз. 4 – давач положення талевого блоку, в т.ч. перетворювач кутового переміщення (поз. 4-а) і вимірювальний блок переміщення (поз. 4-б);

поз. 5 – давач частоти обертання ДЧО 1-2-300, в т.ч. – формувач імпульсів ФІ, поз 2-а; перетворювач частота – напруга ПЧН 1, поз. 2-б;

поз. 6-а – перетворювач тиску;

поз. 7 – давач температури опору, в т.ч.: 7-а – термоперетворювач опору ТОМ, 7-б – перетворювач опір – напруг;

поз. 8 – давач рівня, в т.ч.: поз. 8-а – перетворювач рівня, поз. 8-б – блок вимірювання рівня;

поз. 9-а – перетворювач витрати, поз. 9-б – індикатор витрати;

поз. 10-а – давач тиску;

поз. 11 – індикатор витрати на виході з свердловини;

поз. 12 – давач тиску в затрубному просторі;

поз. 13 – давач густини бурового розчину.

2.5 Вибір технічних засобів системи контролю параметрів та показників процесу буріння свердловин

Виходячи з того, що в технічному завданні ПАТ «Укргазвидобування» на послуги із облаштування бурових майданчиків автономною системою збору та реєстрації технологічних параметрів в процесі спорудження свердловин вказано, що обладнання та програмне забезпечення не повинно бути російського походження. На продукцію, яка виготовлена та походить з території Російської Федерації, керуватися Постановою Кабінету Міністрів України від 30 грудня 2015

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						61
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

року №1147 «Про заборону ввезення на митну територію України товарів, що походять з Російської Федерації» проведемо вибір давачів технологічних параметрів процесу буріння.

Враховуючи, що одними із основних параметрів і показників процесу буріння свердловин є навантаження на долото, проходка на долото, частота обертання долота та витрата промивної рідини більш детально зупинимося на принципах їх побудови.

2.5.1 Давачі ваги бурового інструменту

Давачі призначені для вимірювання ваги бурового інструменту і контролю навантаження на долото при бурінні свердловин з вертикальним стволом, а також ваги на гаку бурової установки при різних технологічних операціях.

Вимірювання ваги бурового інструменту - одна з найважливіших задач технологічних досліджень в процесі будівництва свердловини, за допомогою якої визначаються:

- постановка долота на вибій, потрібний проміжок часу буріння, момент зіткнення долота і породи;
- критичні прояви пластових флюїдів;
- ускладнення в процесі буріння, опрацювання стовбура свердловини і СПО (утворення прихоплень інструменту);
- аварії, пов'язані з деформаціями інструменту (наприклад, злам бурильної колони).

Давачі вимірювання ваги, які отримали найбільше поширення при геолого-технологічних дослідженнях, можна розділити на дві групи:

- давачі натягу нерухомої гілки талевого каната («мертвого кінця»);
- давачі розтягування конструкцій кріплення нерухомої гілки талевого каната.

Давачі натягу нерухомої гілки талевого каната.

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		62

Давач натягу складається з тензорезистивного первинного перетворювача сили, нормуючого підсилювача і механізму натягу каната, що забезпечує регулювання кута його защемлення (рис. 2.8,2.9).

Принцип роботи заснований на розкладанні зусилля натягу талевого каната в нерухомій його частині на поздовжнє і поперечне зусилля. Поперечне зусилля, що передається на первинний перетворювач сили, викликає розбаланс моста первинного перетворювача. Нормуючий підсилювач призводить величину цього розбаланса до стандартного діапазону величин. Давачі натягу встановлюються на нерухомій гілці талевого каната. Перевага такої конструкції і місця установки в її мобільності, легкості монтажу, що задовольняє точності.

Недоліки тісно пов'язані з перевагами давача. Через те, що давач є з'ємним і не має жорсткої опори, відбувається збільшення гістерезису. Також покази давача безпосередньо залежать від діаметра, ступеня фіксації в проміжку давача, деформації та ступеня натягу каната. Основні характеристики вказані в табл. 2.1

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						63
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

КРБ.СІ- 00.00.000 ПЗ

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

Горизонтальна складова
розтягуючих зусиль (F_к)

$$T_H = \frac{F_k \cdot L}{2h}$$

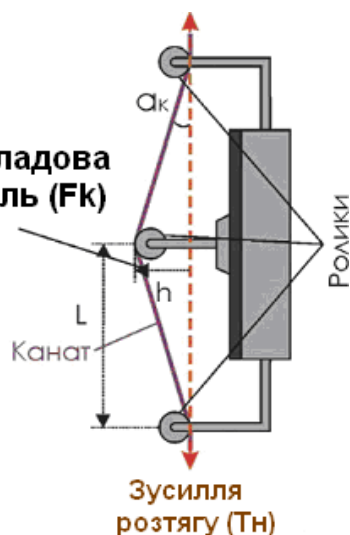


Рисунок 2.8 —Принцип дії давача ваги, що монтується безпосередньо на нерухомому кінці талевого каната

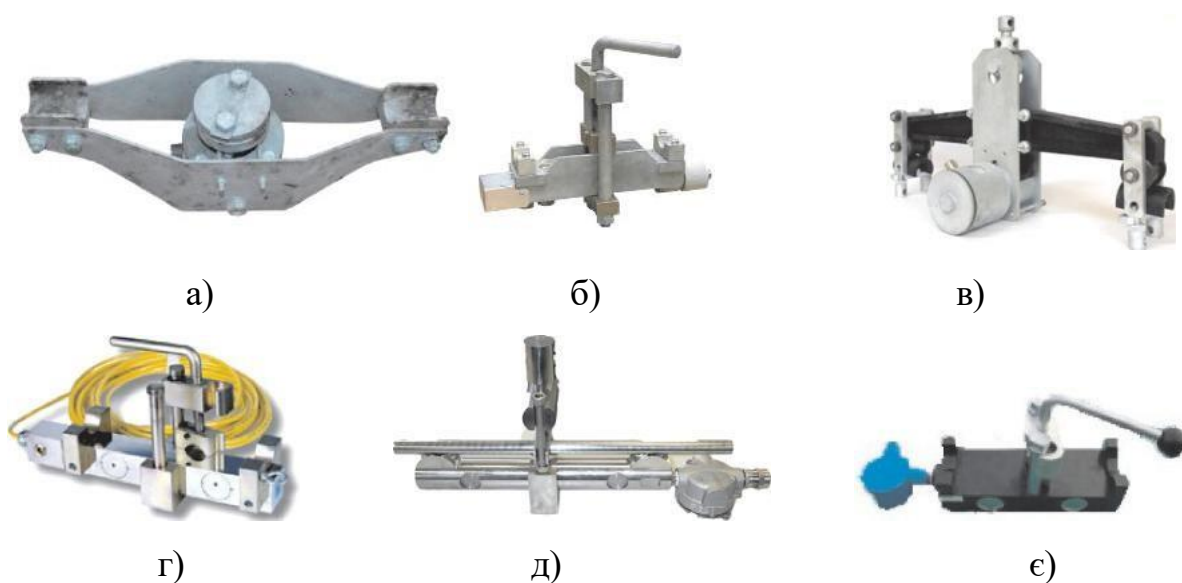


Рисунок 2.9 – Давачі натягу нерухомої гілки талевого каната:
а – ДНТК (ЗАТ НППГА «Луч»); б – ДНК-2 (ТОВ НВФ «Геосфера»);
в – ДНК-311-06 (ЗАТ «ГЕЛС»); г – ТСЕ-100Н (MDTotco (в СГТІ Totco,
Weatherford, PetroServices)); д – PRF5000 (Metior S.L.R., в СГТІ Geolog); є – XLD
100k-45T (LidaLTD)

Приклад установки давачів натягу талевого каната наведено на рис. 2.10.

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		65



Рисунок 2.10 – Приклад давачів натягу талевого каната, встановлених на «мертвому кінці»

Давач ваги на гаку НВП «Геосфера» призначений для вимірювання навантаження на гаку. Принцип дії давача заснований на вимірюванні сили натягу талевого каната на «мертвому» кінці із застосуванням тензометричного давача зусиль (рис. 2.11, 2.12).

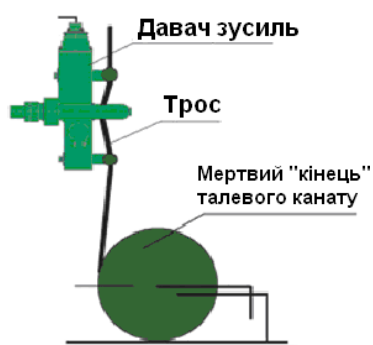


Рисунок 2.11 – Принцип дії давача ваги на гаку

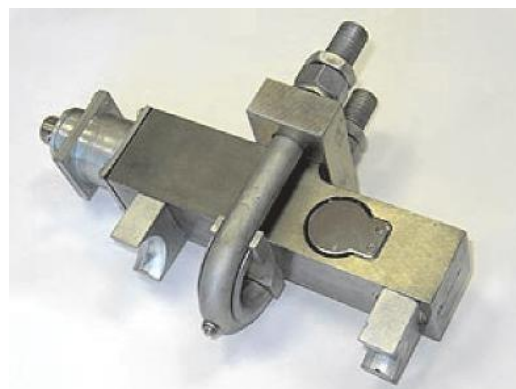


Рисунок 2.12 – Загальний вигляд давача ваги на гаку

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		66

Давач встановлюється на нерухомому кінці талевого каната і має характеристики, приведені в табл. 2.2 .

Таблиця 2.2 - Технічні характеристики давача ваги на гаку

Параметри	Значення
Діапазон вимірювання, т на замовлення	0–100; 0–200; 0–300
Вихідний рівень, В	від 0 до 5
Напруга живлення, В	+12
Маса, кг	7
Габарити, мм	300×200×115
Межа основної абсолютної похибки	±(0,4+0,04)

На рис. 2.13 наведені приклади вихідних параметрів давачів ваги при бурінні і при аваріях.

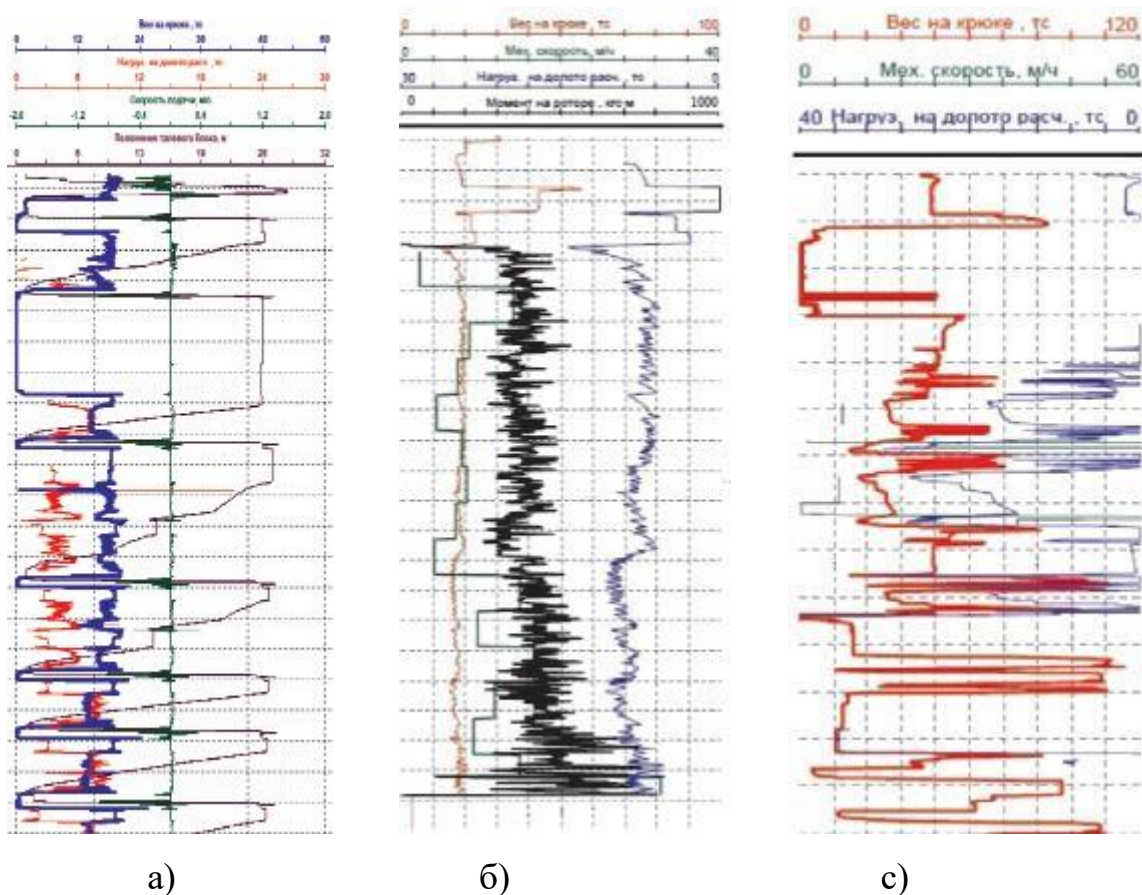


Рисунок 2.13 – Типові криві даних давача ваги при:

а - бурінні (з невеликими затяжками); б - бурінні з подальшим зломом квадрата; в - прихопленні інструменту (затягування і посадки)

2.5.2 Давачі проходки (глибини) свердловини

В процесі буріння осьовий тиск на долото створюється нижньою частиною колони бурильних труб, що знаходиться в стислому стані (рис.2.14). Верхня частина колони бурильних труб за допомогою спуско-підйимального механізму підтримується у підвішеному стані і є розтягнутою. У міру розбурювання породи і поглиблення ствола свердловини довжина стислої частини колони бурильних труб зменшується, що призводить до зняття навантаження на долото. Таким чином, осьове навантаження на долото регулюється зміною швидкості переміщення верхнього кінця бурильної колони, тобто швидкості подачі бурового інструменту.

Робота давачів проходки заснована на перетворенні переміщень елементів спуско-підйимального механізму в вертикальне переміщення нижнього кінця бурильної колони

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						68
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

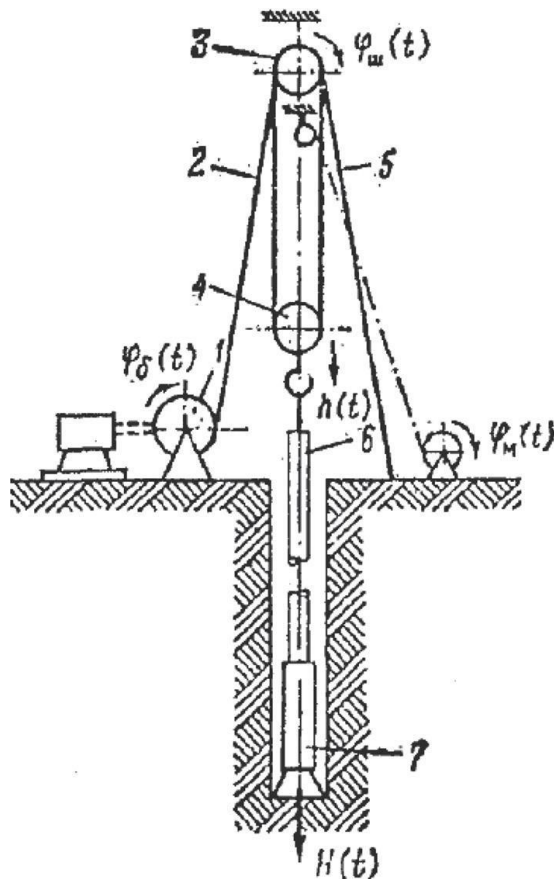


Рисунок 2.14 – Схема спуско-підйомного механізму складається з:

бурової лебідки (1), ходового кінця талевого каната (2), шківів кронблока (3), шківів талевого блоку (4), нерухомого кінця талевого каната (5), верхнього кінця бурильної колони (6), нижнього кінця бурильної колони (7) кінця бурильної колони

Методи вимірювання глибини (проходки) прийнято розділяти на 2 групи:

- методи безпосереднього вимірювання при установці первинного перетворювача на нижньому кінці бурильної колони;
- методи непрямого вимірювання проходки за величиною подачі бурового інструмента при установці первинного перетворювача на одному з елементів спуско-підйомного механізму.

У зв'язку зі складними умовами роботи вимірювальної апаратури на вибої і відсутністю надійних каналів передачі інформації, в основному, використовуються непрямі методи.

На рис.2.15 зображена принципова схема перетворення вертикальних переміщень нижнього кінця бурильної колони в переміщення елементів спуско-

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		69

підіймального механізму. Цифрами відзначені місця можливої установки давачів в залежності від вибору мірного елемента спуско-підіймальної системи.

Їм відповідають такі непрямі методи вимірювання проходки:

- за величиною переміщення верхнього кінця бурильної колони;
- за величиною переміщення талевого каната;
- за кутом повороту шківів кронблоку;
- за кутом повороту барабана лебідки;
- за кутом повороту додаткового мірного барабана, пов'язаного мірним тросом з талевим блоком.

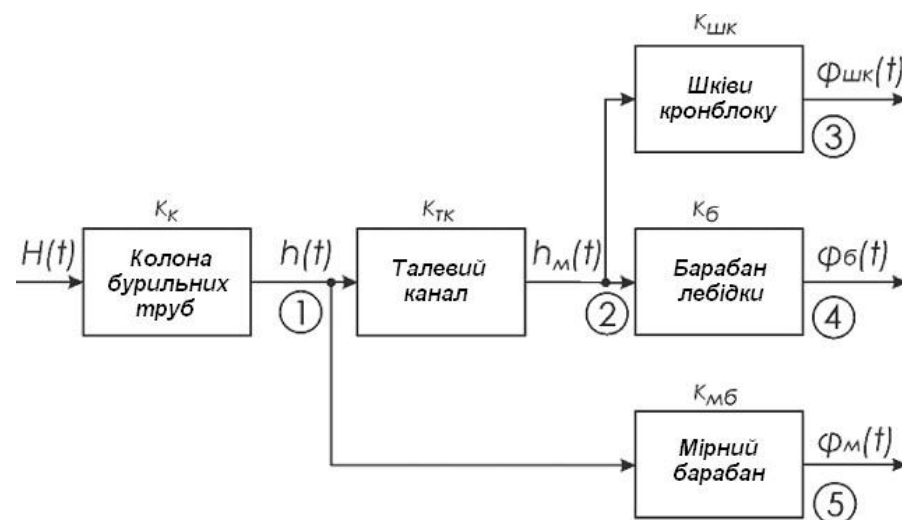


Рисунок 2.15 -- Схема послідовності перетворення вертикальних переміщень нижнього кінця бурильної колони в переміщення елементів спуско-підіймального механізму

Як було відмічено вище, вимірювання проходки ґрунтується на вимірюванні величини місцезнаходження мобільних вузлів бурової установки.

В основі реалізації давачів проходки можуть лежати наступні фізичні принципи:

- вимірювання величини і швидкості переміщення верхнього кінця бурильної колони шляхом реєстрації зміни гідростатичного тиску в спеціальному резервуарі, пов'язаному гнучким шлангом з іншим резервуаром закріпленим на вертлюзі;

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						70
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

- вимірювання вертикальних переміщень талевого блоку шляхом перетворення їх в електричний сигнал за допомогою спеціальних електромеханічних пристроїв (на рис.2.16 наведена схема оптичного давача імпульсів для визначення величини переміщених талевого блоку).

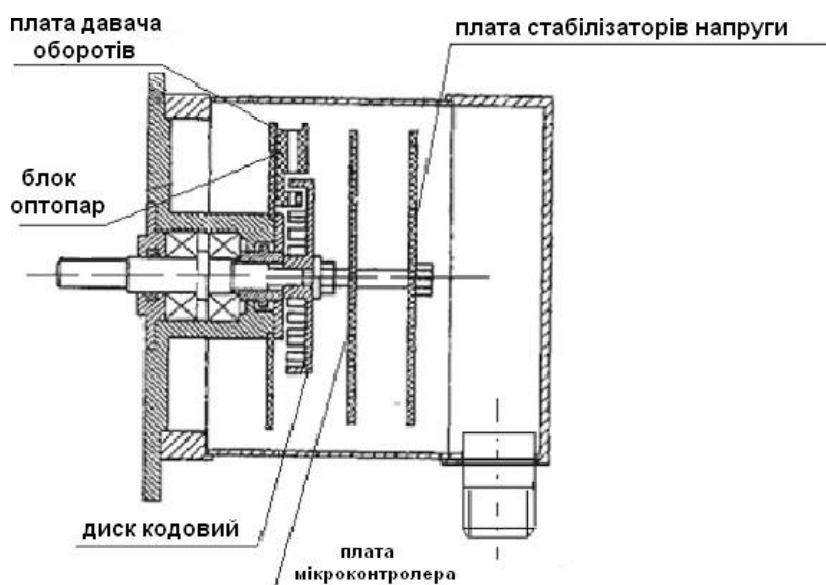


Рисунок 2.16 – Схема оптичного давача імпульсів, що використовується в якості первинного перетворювача вимірювача переміщення талевого блоку

На даний час, через зручності монтажу/демонтажу та надійності роботи, повсюди використовуються пристрої (давачі) перетворення кута повороту вала лебідки в переміщення талевого блоку.

Давач обертів вала бурової лебідки призначений для визначення положення талевого блоку, з метою:

- розрахунку глибини свердловини в процесі буріння;
- розрахунку кількості (довжини) бурового інструменту знаходиться в свердловині;
- визначення операції буріння;

- ускладнень при бурінні і спуско-підіймальних операціях (СПО) (рис. 2.17).

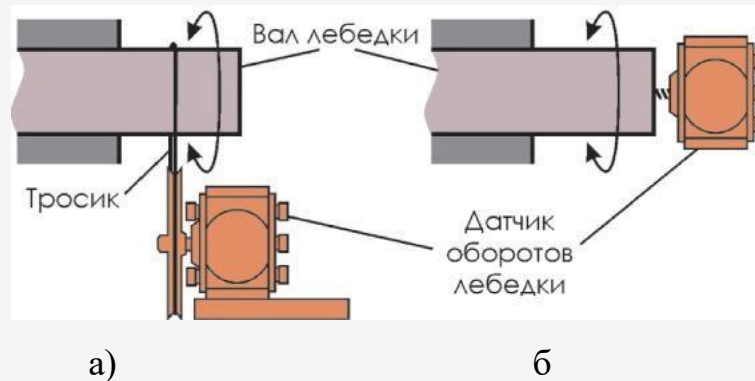


Рисунок 2.17 – Схема давачів з перетворенням механічних переміщень:
а - з клиноремінною передачею; б - з прямою передачею

Принцип роботи -- давач перетворює кут повороту бурової лебідки в імпульси, прямо пропорційні переміщенням крюкоблока (талевого блоку). Імпульси перетворюються в висоту положення талевого блоку щодо столу ротора. Перетворення в існуючих станціях ГТВ шляхом лінійного та кусково-лінійного калібрування. Кусково-лінійне вважається більш перспективним, за рахунок того, що враховує шар лебідки на барабані (більш точне визначення переміщень між верхні і нижнім положеннями).

Типи давачів для вимірювання числа обертів вала бурової лебідки:

- давачі магнітного типу (вимірювання імпульсів при проходженні магнітних міток, розташованих на валу лебідки/кронблок, через давач з магнітоуправляємим контактом). При установці давачів даного типу на кронблок, не потрібна перекалібровка при перетягуванні каната, але виникають проблеми при поломці давача (вимагає зупинки буріння);
- давач перетворення механічних переміщень.

Перетворення механічних переміщень здійснюється або через безпосередню передачу обертів вала на чутливий елемент або за допомогою

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		72

клинопасової передачі (через гумовий або пружинний ремінь). Давачі з безпосередньою передачею мають кращі характеристики, що виключають обриви, розтягування і прослизання передавального елемента.

Чутливими елементами зазвичай виступають магнітні давачі (геркон і т.п.), давачі засновані на ефекті Холла і оптичні давачі. Оптичні давачі вважаються найбільш точними, магнітні - найменш (сильна залежність від установки магнітних елементів - кількості, дотримання кроку дискретизації і т.д.).

За способом кріплення давачі обертів поділяються на три типи:

- давачі, що встановлюється на станині бурової лебідки (магнітного типу, типу перетворення механічних пересувань);
- давачі, що встановлюється на талевого блоці (магнітного типу);
- давачі, що встановлюється безпосередньо на вал лебідки (перетворення механічних переміщень).

Давачі обертів лебідки з прямою передачею

Даний тип давачів (рис. 2.18, 2.19) є, на даний момент, найбільш затребуваним і поширеним у світі. Першими такі давачі стали використовуватися для прив'язки глибин LWD і MWD систем, що вимагають точної прив'язки геофізичних даних, а потім були включені до складу станцій ГТВ, їх характеристики відповідають даним табл. 2.3, 2.4

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						73
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Таблиця 2.3 – Технічні характеристики давачів кількості обертів вала бурової лебідки

Параметри	ДОВЛ-319-01	ДОВЛ -319-01	ДУП-СТ-02	ПШК	ДОЛ-3	ICSSR	DS
Виробник	ЗАО«ГЭЛС» («Геоэлектроника сервис»)	ОООНФ «Стерх»	Weatherford (США)	ОАО НПФ «Геофизика»	ООО «Геотек-Прибор»	Shenkai (Китай)	
Діапазон вимірювання положення талевого блока, м	від –50 до +50	від 50 до +50	–	–		від –800 до +800 об.	0–50
Дискретність вимірювання положення талевого блока, м, не більше	0,02–0,03	0,02–0,03	–	0,01	1/8 довжини окружності вала	–	–
Максимальна вимірюєма швидкість переміщення талевого блока	10 м/с	10 м/с	3000 об/хв	2000 об/хв	–	1800 об/хв	1250 об/хв
Діапазон робочих температур, °С	–40...+75	–40...+75	–45...+65	–20...+60	–45...+60	–	40+60
Кількість імпульсів на один оборот	36	48	До 125	–	15	22	12
Габаритні розміри, мм	400×90×70	84×113×5	170×25×25	–	–	–	–
Маса, кг:	0,5	1,0	0,15	–	–	–	–

**Таблиця 2.4 - Технічні характеристики давачів числа обертів бурової
лебідки з прямою передачею**

Параметри	ДОВЛ-319-03	ОЛ	ОЛ	Д	DG	DWS-3001	DWS	DWS	DW
Виробник	ЗАО «ГЭЛС»	ПГ	АО НППГ А «Луч»	3	WWeatherford (США)	LidaLTD (Китай)	PetroServices (Германия)	GEOLOG (Италия)	Hohne (Канада)
Діапазон вимірювання положення талевого блока, м	от -50 до +50	-50		-	-	-	-	-	-
Дискретність вимірювання положення талевого блока, м, не більше	0,02-0,03	,01	,01	0	0,01	0,03/0,01	0,01	-	-
Максимальна швидкість переміщення талевого блока	10 м/с	500 об/хв	000 об/хв	2	2000 об/хв	-	4000 об/хв	12000 об/хв	3000 об/хв
Діапазон робочих температур, °С	-40...+75	50...+50	40...+80	-	-20...+60	-	-20...+100		-20...+100
Кількість імпульсів на один оборот	50	20	80	1	-	48/120	(2048 ppr)	10	-
Габаритні розміри, мм	113×84×45		70×110×90	1	318×279×114	-	124×111×44	170×170×91	102×102×72
Маса, кг	1,0		,5	4	1,5	-	1,1	-	-



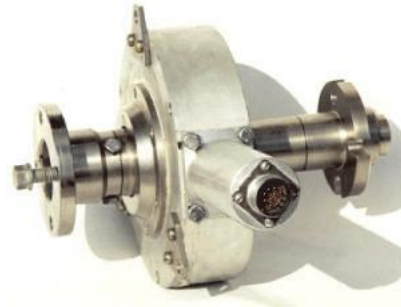
а)



б)



в)



г)



д)



е)

Рисунок 2.18 – Давачі обертів лебідки з прямою передачею:

а - DWS (Drawworks Sensor) (Geoservices (Shlumberger)); б - Depthgage (Weatherford); в - DWS (PetroServices); г - ДОТ (ТПГ); д - ДОТ (ЗАТ НППГА «Луч»); е - Довле-319-03 (ЗАТ «ГЕЛІС»)

Приклади установки датчиків з прямою передачею вихідного сигналу показані на рис. 2.19, типові характеристики датчиків, отримані в процесі буріння свердловин наведено на рис.2.20.

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		76



а



б

Рисунок 2.19 - Приклади давачів обертів:

а - з клинопасоовою передачею (ОДИ-341-03в СГТИ «Разріз-2» (ЗАО «ГЕЛС»)); б - з прямою передачею (ДОЛ (в СГТИ «КАМА» (спільне виробництво ЗАО АМТ і ЗАО НППГА «Луч»)), встановлених на валу лебідки бурової установки.

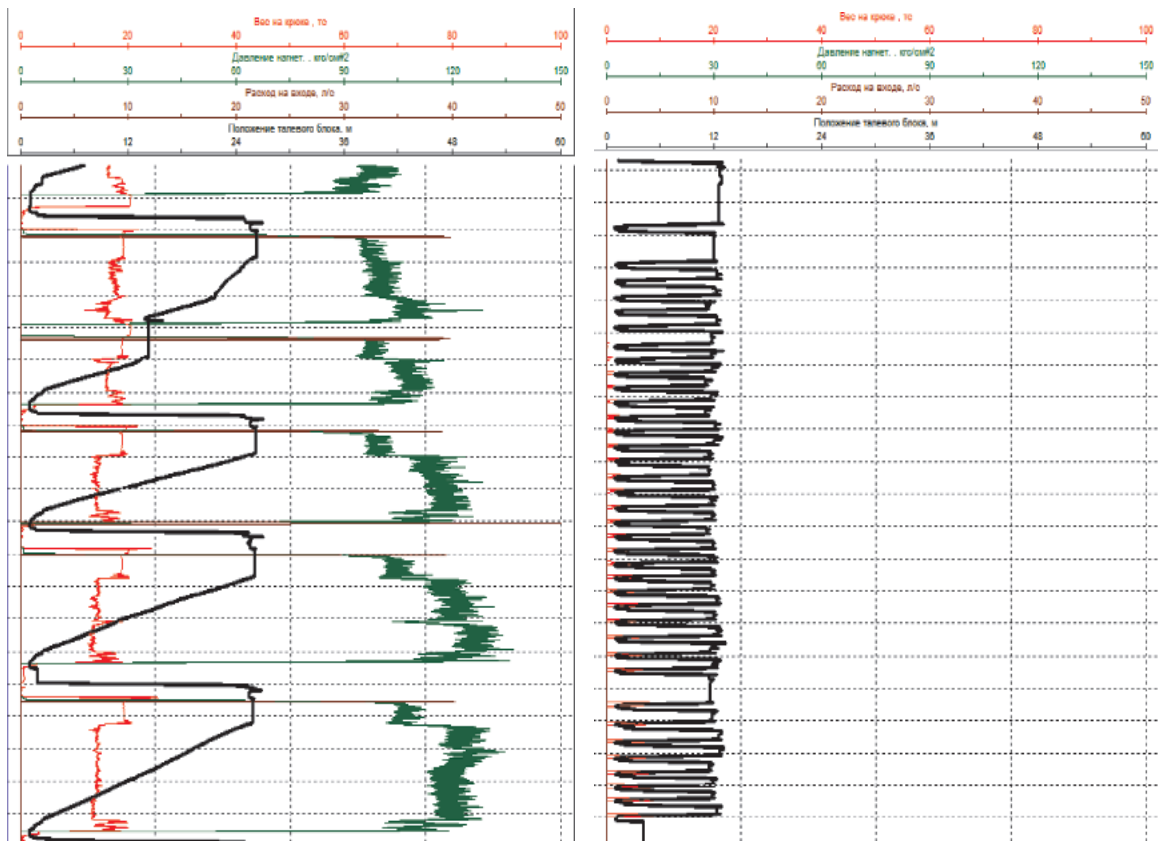


Рисунок 2.20 - Типові криві даних давачів обертів лебідки при:

а - бурінні; б - спуск-прод'ємних операціях (СПО)

Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата

КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ

Арк.

77

Головними перевагами давачів з прямою передачею є повна передача рухів вала барабана лебідки безпосередньо на вимірювальний елемент, виключаючи можливу втрату або спотворення даних передавальними ланками.

Також, як правило, ці типи давачів забезпечуються оптичними вимірювальними елементами, що дозволяють досягти високої дискретності показів. При тому, вони мають досить незначні габарити, міцною конструкцією і простотою при монтажі.

До недоліків даних давачів можна віднести необхідність перекалібрування при перетягуванні канатів.

2.5.3 Давачі витрати бурової рідини

Один з найважливіших параметрів режиму промивки свердловини - витрата бурової рідини. Контроль за нею в нагнітальній лінії насосів і на виході зі свердловини дозволяє встановити виникнення газонафтопроявів або поглинань, їх інтенсивність, момент закінчення розбурювання поглинаючих і виявляючих пластів, оцінити ефективність ізоляційних робіт і, таким чином, звести до мінімуму техніко- економічні втрати, пов'язані з ускладненнями при бурінні або аваріями. Витратометрія бурової рідини є однією з актуальних і складних завданням в сучасному комплексі геолого-технологічних досліджень.

Класифікація витратомірів теж є багатогранною, складною і нетривіальною задачею. Представлена схема, спирається на місце давачів в циркуляційній системі бурової установки, внаслідок чого розрізняються умови їх роботи, експлуатації та вирішувані ними завдання.

Таким чином, давачі витрати бурової рідини поділяються на два класи:

- витратоміри на вході в свердловину (в нагнітальній лінії маніфольда);
- витратоміри на виході зі свердловини (затрубного простору, раз'ємного гирла).

Давачі витрати на вході в свердловину, що встановлюються в нагнітальну лінію маніфольда, працюють в певних умовах, пов'язаних з високим тиском (до

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						78
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

20-40 МПа, рідше до 60 МПа і більше), агресивного і абразивного бурового розчину. Це вносить значні обмеження в можливий спектр методів дослідження, який виключає впровадження в середовище будь-яких давачів або їх частин.

Найбільшого поширення набули три типи давачів, що розрізняються за фізичними принципах: електромагнітні та ультразвукові (доплерівські), рідше коріолісові. Також в станціях ГТД використовують індикатори потоку на виході зі свердловини, які отримали найбільш часте застосування в зв'язку з простою, надійною конструкцією і невисокою ціною.

Витратоміри на виході встановлюються у відкритому і закритому жолобах, після розємного гирла, перед віброситими. Досліджуване середовище характеризується відносно невеликими тисками, викликаними вільним переливом бурового розчину з затрубного простору (залежить від щільності бурового розчину, висоти патрубків роз'ємного гирла і кута нахилу жолоба), підвищеним об'ємним газовмістом (для закритого жолоба), рівнем наповнюваності жолоба (для відкритого жолоба), зашламованістю і ін.

Ультразвукові (доплерівські) витратоміри

В основі роботи витратомірів лежить ультразвуковий доплерівський метод вимірювання об'ємної витрати.

Принцип дії витратоміра заснований на визначенні частотних і часових параметрів сигналу. У зв'язку з цим температура і склад рідини не позначається на результатах вимірювання витрати. Швидкість потоку рідини вимірюється по доплерівському зсуву частоти між випромінюваним і відбитими від зважених в середовищі частинок сигналами ультразвукової частоти. При цьому визначається середня швидкість потоку рідини в перерізі вимірювального каналу. Швидкість потоку рідини вимірюється ультразвуковим імпульсно-доплерівським давачем. Ультразвуковий сигнал випромінюється під кутом (зазвичай 45 °) проти потоку рідини, де відбивається від частинок і вловлюється давачем.

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						79
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Для вимірювання об'ємної витрати використовується метод «площа-швидкість» (перемноження виміряного значення середньої швидкості протікаючої рідини на значення площі поперечного перерізу потоку) для конкретного типу трубопроводу (жолоба).

Переваги:

- простий монтаж і установка;
- відсутність втручання в конструкцію бурової;
- краще співвідношення ціна-якість;
- стабільність вимірювань;
- висока надійність і мінімальна потреба в обслуговуванні;
- можливість проводити вимірювання агресивних середовищ;
- можливість використання на каналах різних розмірів.

Недоліки та обмеження при використанні ультразвукових витратомірів

- відносно невисока точність;
- залежність від контакту з трубою (підбір клей-герметика, рівна поверхня труби, очищення від фарби);
- для вимірювання в середовищі постійно має бути присутнім достатній-ну кількість відображають частинок;
- результати вимірювань залежать від швидкості звуку в середовищі;
- покази сильно залежать від профілю потоку.

Даний тип датчиків, враховуючи всі переваги і недоліки, є найбільш використовуваним для технологічних досліджень при будівництві свердловин. Зустрічаються давачі як з рознесеними випромінювачем та приймачем, так і з суміщеними (рис. 2.21).

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						80
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

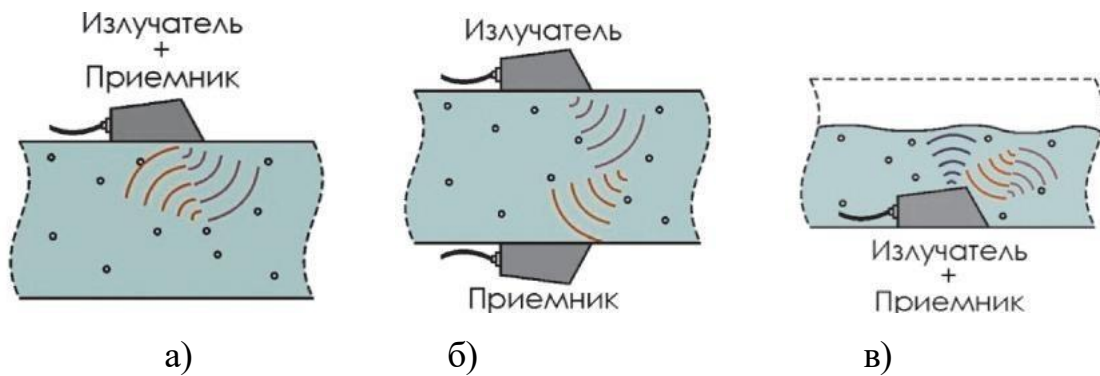


Рисунок 2.21 – Принципова схема роботи доплерівських давачів витрати:

(а) – для напірних закритих каналів з суміщеними випромінювачем і приймачем; (б) – з рознесеними випромінювачем і приймачем; (в) – для відкритих ненапірних каналів з суміщеними випромінювачем і приймачем



Рисунок 2.22 – Давачі витрати доплерівські:

а - ArtwikDFM 5.0 (Greyline, в складі СГТИ «КАМА» (ЗАО АМТ і ЗАО НППГА «Луч») «Леуза-2» (ОАО НПФ «Геофизика»), «Контур-2» (ООО НВФ «Геосфера») і ін.); б - ICS SQ (ООО «Геотек-Прибор»); в - РУД-342-03М (ЗАО «ГЭЛС», в складі СГТИ Разрез-2)

Так само доплерівські витратоміри зустрічаються в накладному і заглибному виконанні (рис. 2.22). Накладні використовуються для вимірювання швидкості та об'ємної витрати потоку в напірних закритих повністю наповнених лініях. Заглибні - для визначення швидкості та об'ємної витрати відкритих не напірних жолобах, де вимірюється вертикальна складова (реєстрація рівня/глибини)

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		81

суміщенийним або винесеним давачем (випромінювання ультразвукового сигналу під прямим кутом до поверхні потоку).

Технічні характеристики ультразвукових витратомірів наведені в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 – Технічні характеристики ультразвукових витратомірів

Параметри	ICS SQ	РУД-342-03М	Artwik D DFM 5.0	Artwik AVFM 5.0
Виробник	ООО «Геотек прибор»	ЗАО «ГЭЛС»	Greyline (Канада)	Greyline (Канада)
Тип давача	Накладний/рознесений	Накладний/суміщений	Заглибний/суміщений	
Діапазон вимірювань об'ємної витрати рідини, м ³ /с	0–0,1	$3,98 \cdot 10^{-5}$ –0,08	–	–
Діапазон діаметров труб (для накладних датчиків), мм	□ 25	25,5–150	12,7–450,0	–
Діапазон вимірювання рівня рідини (для заглибних давачів) мм	–	–	–	25,4–4570
Межі допустимої основної приведеної похибки вимірювання об'ємної витрати рідини, виражені в відсотках від верхньої межі вимірювань, %	±5,0	±2,0	±5,0 - ±2,0 (швидкість) ±0,25 (рівень)	

Межі допустимої основної приведенної похибки вимірювання об'ємної витрати рідини, виражені в відсотках від верхньої межі вимірювань, без попереднього градування, %	—	±5,0	—	—
Межі допустимої основної приведенної похибки вимірювання сумарного об'єма прокачаної рідини, виражені в відсотках від вимірюваного значення параметру, %	—	±1,0	±0,5	—
Межі допустимої додаткової приведенної похибки вимірювання, обумовленої відхиленням температури навколишнього середовища, %		±0,15	±0,1	
Діапазон вимірюваних швидкостей потоку рідини, м/с	0–15	0,1–10,0	0,08–12,2	0,03–6,2
Діапазон робочих	—	–40...+50	–23...+60	–40...+65

температур, °C				
Габаритні розміри (довжина×висота×ширина), мм	—	170×120×80	278×188×130	278×188×130
Маса, кг, не більше	—	1,5	6,3	4,5

Виходи з викладеного вище пропонується наступна номенклатура давачів технологічних параметрів для розробленої структури системи контролю параметрів та показників процесу буріння нафтових і газових свердловин (табл. 2.6)

Таблиця 2.6 – Перелік давачів технологічних параметрів процесу буріння

Найменування	Позначення	Кількість
Давач вимірювання навантаження на мертвому кінці талевового каната	AWCH-75K, (AOI, СТТІА)	1 шт.
Давач вимірювання натягу троса механічного ключа	ADT 2675 (AOI, США)	1 шт.
Давач вимірювання тиску бурового розчину в стояку	ADT 2675 (AOI, СТТІА)	1 шт.
Ультразвуковий рівнемір рівня бурового розчину в ємності типа ADP 8946 (Siemens Milltronics, Німеччина)	ADP 8946 з пристроєм Tefzel (Siemens Milltronics, Німеччина)	1 шт.
Давач швидкості обертання барабана бурової лебідки	ADE 8491 (AOI, СТТІА)	1 шт.
Сигналізатори сірководню і вуглеводнів в повітрі довкола свердловинного простору	Давач сірководню AGS 8201/RRJ Gas Monitor ("BW Technology", Канада) і давч вуглеводнів AGS 8217/RRJ Gas Monitor ("BW Technology", Канада)	по 4 шт. давачів для кожного найменування газу

Методика повірки	-	1 экз.
Керівництво по эксплуатации ADMS	-	1 экз.
Давач частоти обертання ротора бурового столу	ADA 2901 (AOI, СТТІА)	1 шт..
Давач крутного моменту ротора бурового столу	ADS 8005 (AOI, США)	1 шт.
Давач числа ходів поршня насоса бурового розчину	ADP 2650 (AOI, США)	1 шт.
Давач витрати бурового розчину лопатевого типа	ADF 700-102 или ADS 3205	1 шт.

2.6 Вибір частоти опитування давачів технологічних параметрів

Системи контролю параметрів процесу буріння будуються за принципом циклічної дії. Вибір частоти опитування давачів залежить як від статичних і динамічних характеристик системи, так і від швидкості зміни вимірювального параметра. Правильний вибір частоти опитування давачів дозволяє зберегти допустиму похибку у визначенні значень сигналів на інтервалі між моментами часу опитування. Для визначення кроку дискретизації параметрів процесу поглиблення свердловин використаємо статистичну інтерполяцію, яка дає для випадкових функцій мінімальне середньоквадратичне відхилення кривої апроксимації від істинної кривої реалізації випадкової функції. Така інтерполяція здійснюється за формулою Лагранжа

$$\varphi_e(t) = \sum_{m=1}^n P_m X^o(t_m). \quad (2.1)$$

Зробивши перетворення, одержимо

$$\sigma_{3t}^2 \geq R_x(0) - 2 \sum_{m=1}^n P_m R_x(t - t_m) + \sum_{m=1}^n \sum_{k=1}^n P_m(t_k - t_m), \quad (2.2)$$

де σ_{3t} - похибка апроксимації.

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						85
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

Коефіцієнт P_m знаходимо з умови мінімізації σ_{3k} за величинами P_m . Користуючись методом невизначених множників Лагранжа, одержимо наступних співвідношень

$$\sum_{m=1}^n P_m R_m(t_i - t) = R_m(t_i - t). \quad (2.3)$$

Коефіцієнти інтерполяційного багаточлена залежать від кореляційних зв'язків між ними. Підстановкою (2.3) в (2.2) спрощується розрахункова формула

$$\sigma_{3t}^2 \geq R_x(0) - \sum_{m=1}^n P_m R_x(t - t_m) \quad (2.4)$$

$$\sigma_{3t}^2 \geq R_x(0) - \sum_{m=1}^n \sum_{k=1}^n P_m P_k R_x(t_k - t_m). \quad (2.5)$$

Знаходять використання два найпростіші види статистичної інтерполяції по одній $n = 1$ і двох $n = 2$ точках.

Підставивши в (2.4, 2.4) оцінки кореляційної функції, одержимо для $n = 1$

$$\sigma_{3t}^2 = R_x(0) - \frac{R_x^2(t_0)}{R_x(0)}, \quad (2.6)$$

для $n = 2$

$$\sigma_{3t}^2 = R_x(0) - \frac{R_x(0)R_x^2(t_0) - 2R_x^2(t_0)R_x(2t_0) + R_x(0)R_x^2(2t_0)}{R_x^2(0) - R_x^2(t_0)}, \quad (2.7)$$

Одержані формули (2.6, 2.7) зв'язують інтервали часу дискретних вимірювань із заданою похибкою апроксимації через оцінки фіксованих точок кореляційної функції.

Визначимо значення кореляційної функції параметра процесу буріння свердловин. З формули (2.6) з врахуванням значення для похибки апроксимації, одержимо

$$R_x(t_0) = \sqrt{\frac{R_x(0) - \sigma_{3t}^2}{R_x(0)}}, \quad (2.8)$$

де $\sigma_{3t}^2 = 5\%$.

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						86
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

За оцінкою кореляційних функцій знаходимо кроки дискретизації параметрів процесу буріння свердловин, приведені в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Крок дискретизації технологічних параметрів

Параметр	P	p	Q	N	I	U	W	K
Крок дискретизації, t,c	51.7	61.7	55.0	58.3	55.0	60.0	58.3	43.3

З таблиці 2.7 видно, що при використанні розробленої системи частота контролю показників процесу буріння змінюється від 43,3 до 61,7 с.

ВИСНОВКИ

В бакалаврській роботі на основі аналізу сучасного стану проблеми контролю параметрів та показників процесу буріння свердловин, зокрема методів і засобів контролю параметрів процесу буріння та сучасних систем контролю параметрів і показників процесу буріння, побудованих на базі інформаційних технологій, була розроблена структура та проведено вибір технічних засобів системи контролю процесу буріння, в результаті чого:

- були сформульовані завдання контролю технологічних параметрів при бурінні свердловини;
- проведена оцінка значимості параметрів і показників, які визначають ефективність процесу буріння на основі якої було обґрунтовано вибір параметрів і показників процесу буріння;
- здійснена розробка структури розподіленої (WEB-орієнтованої) системи контролю параметрів і показників процесу буріння свердловин на базі сучасних апаратно-програмних засобів фірми Siemens, зокрема контролер серії S7-1200 для збору інформації з датчиків технологічних параметрів буріння;
- на основі аналізу методів побудови сучасних датчиків основних параметрів і показників процесу буріння - датчиків ваги бурового інструменту, датчиків проходки (глибини) свердловини та датчиків витрати бурової рідини, також враховуючи відносини з Росією (обладнання та програмне забезпечення не повинно бути російського походження. На продукцію, яка виготовлена та походить з території Російської Федерації, керуватися Постановою Кабінету Міністрів України від 30 грудня 2015 року №1147 «Про заборону ввезення на митну територію України товарів, що походять з Російської Федерації»), було проведено вибір кращих зарубіжних технічних засобів для системи контролю параметрів та показників процесу буріння свердловин
- проведено розрахунок частоти опитування датчиків технологічних параметрів процесу буріння.

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						88
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Локотош Б. Н., Семенцов Г. Н. Автоматизация процесса бурения глубоких скважин // Навчальний посібник. Львов: Издательство ЛГУ. — 1977. — С. 3—17.
2. Автоматизация технологических процессов бурения / В.А.Лобанов, А.В.Мнацаканов, Б.М. Муратов, А.М. Шубладзе. — М.: ВНИИЭгазпром, 1986. — 50 с.
3. Семенцов Г. Н. Автоматизація процесу буріння свердловин: Навчальний посібник. — Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. — 1998. — Ч. І. — С. 5—18, 209—229
4. Буріння свердловин: Довідник: У 5 т. /М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Ярмейчук. — К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. — Т.1: Загальні відомості. Бурові установки. Обладнання та інструмент. — 367 с.
5. Семенцов Г. Н., Когуч Я. Р. Автоматизація систем контролю: Навчальний посібник. — Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. — 2003. — С. 17—23.
6. С. М. Рудак. Система контролю параметрів процесу буріння з метою запобігання аварій та ускладнень. Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2006. № 6. — С. 14-21
7. Система контролю параметрів буріння і капітального ремонту свердловин ДЕЛ-150 <http://ngbm.com.ua/poslugi/sistema-kontrolyu-parametriv-burinnya-i-kapitalnogo-remontu-sverdlovin/sistema-kontrolyu-parametriv-burinnya-i-kapitalnogo-remontu-sverdlovin-del-150.html>
8. Апаратурно-методичний комплекс для визначення параметрів нафтогазових колекторів у процесі буріння горизонтальних свердловин. /Бондаренко М., Кулик В., Євстахевич З., Данилів С., Зіненко В., Лось М.// ГЕОЛОГІЯ. 4(87)/2019. — С. 20-25. DOI: <http://doi.org/10.17721/1728-2713.87.03>
9. Mud Logging Systems. <https://endv.com.ua/en/service/mud-logging/>
10. Визначальна серія: Каротаж ґрунту. <https://www.slb.com/resource-library/oilfield-review/defining-series/defining-mud-logging>

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						89
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		

11. Оладнання для контролю свердловин. <https://smkst-petro.com/directional-drilling-companies-for-oil-and-gas/>

12. GEOLOG пропонує інноваційну технологію каротажу для оцінки морських резервуарів. <https://expro.com.ua/en/tidings/geolog-offers-innovative-mud-logging-technology-for-evaluation-of-the-offshore-field-reservoirs>

13. Програмне забезпечення та аналітика буріння в режимі реального часу Petrolink<https://www.petrolink.com/real-time-drilling-software/>

14. Шавранський М. В. Інформаційна система для запобігання поглинання промивальної рідини у процесі буріння свердловин / М. В. Шавранський, О. І. Мосора, В. М. Шавранський // Нафтогазова енергетика. – 2010. – № 1. – С. 111–115.

15. Автоматизована систем зі змінною структурою для керування процесом буріння свердловин електробурами.// Шавранський М.В., Карпінець Б.І., Дмитрик Т.Б./ Modern engineering and innovative technologies Issue 38 / Part 1. – Р.117-124

					<i>КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ</i>	Арк.
						90
<i>Зм.</i>	<i>Арк.</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Підп.</i>	<i>Дата</i>		

БІБЛІОГРАФІЧНА ДОВІДКА

Тема бакалаврської роботи: *«Розроблення структури і вибір технічних засобів системи контролю параметрів і показників процесу буріння свердловин»*

Обсяг пояснювальної записки: 91 аркуш.

Перелік графічного матеріалу:

КРБ.СІ – 03.00.00.001 - Давачі технологічних параметрів буріння (базовий варіант з 8 давачів). Система віддаленого моніторингу свердловин. Аркушів -1.

КРБ.СІ – 03.00.00.002 - Структурна схема web-орієнтованої системи контролю технологічних параметрів процесу буріння. Загальний вигляд центрального блоку реєстрації даних про параметри процесу буріння. Аркушів -1.

КРБ.СІ – 03.00.00.003 - Структура нижнього рівня web-орієнтованої системи контролю технологічних параметрів процесу буріння. Аркушів -1.

КРБ.СІ – 03.00.00.004 - Функціональна схема системи контролю параметрів і показників процесу буріння на основі запропонованої структурної схеми. Аркушів -1.

КРБ.СІ – 03.00.00.005 - Технологічна мнемосхема режиму буріння Технологічна мнемосхема режиму спуско-підймальних операцій. Аркушів -1.

КРБ.СІ – 03.00.00.006 - Принцип дії давача ваги, що монтується безпосередньо на нерухомому кінці талевого каната. Приклади монтажу давача ваги. Аркушів -1.

КРБ.СІ – 03.00.00.007 - Схема спуско-підймального механізму Схема послідовності перетворення вертикальних переміщень нижнього кінця бурильної колони в переміщення елементів спуско-підймального механізму. Аркушів -1.

КРБ.СІ – 03.00.00.008 - Перелік давачів технологічних параметрів процесу буріння. Крок дискретизації технологічних параметрів. Аркушів -1.

Дата завершення бакалаврської роботи

08.06.2026 року

Студент-бакалавр

В.О. Король

					КРБ.СІ-03.00.00.000 ПЗ	Арк.
						91
Зм.	Арк.	№ докум.	Підп.	Дата		