

**Міністерство освіти і науки України  
Івано-Франківський національний технічний  
університет нафти і газу**

**На правах рукопису**



**Гуменюк Тарас Володимирович**

УДК 681.513.5:622.24

**ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ ПРОЦЕСОМ  
ПОГЛИБЛЕННЯ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН  
В УМОВАХ НЕВИЗНАЧЕНОСТІ**

**Спеціальність 05.13.07 – Автоматизація процесів керування**

**Дисертація на здобуття наукового ступеня  
кандидата технічних наук**

**Науковий керівник:  
Горбійчук Михайло Іванович  
доктор технічних наук, професор**

Ідентичність всіх примірників дисертації

Засвідчую

Вчений секретар спеціалізованої

вченої ради

 /А. П. Олійник/

Підпис А. П. Олійника засвідчую:

Вчений секретар

 /В. Р. Процюк/



Івано-Франківськ – 2016

## ЗМІСТ

ЗМІСТ.....	1
ВСТУП.....	4
<b>РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ І СИСТЕМ ІДЕНТИФІКАЦІЇ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОПЕРАЦІЙ БУРОВОЇ УСТАНОВКИ ТА ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ ПРОЦЕСОМ ПОГЛИБЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН.....</b>	<b>11</b>
1.1 Процес поглиблення глибоких свердловин як об'єкт оптимального керування.....	11
1.2 Аналіз математичних моделей і методів оптимізації процесу механічного буріння.....	20
1.3 Методи розпізнавання образів у бурінні.....	27
1.4 Вибір і обґрунтування напрямку досліджень.....	33
<b>РОЗДІЛ 2 ІДЕНТИФІКАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОПЕРАЦІЙ БУРОВОЇ УСТАНОВКИ.....</b>	<b>35</b>
2.1 Технологічні операції бурової установки.....	35
2.2 Метод ідентифікації технологічних операцій бурової установки ....	39
2.3 Нейромережева технологія ідентифікації технологічних операцій бурової установки.....	41
Висновки до розділу.....	46
<b>РОЗДІЛ 3 ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ ПРОЦЕСОМ ПОГЛИБЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН В УМОВАХ НЕВИЗНАЧЕНОСТІ.....</b>	<b>48</b>
3.1 Особливості оптимального керування процесом поглиблення свердловин.....	48
3.2 Нечітка ідентифікація процесу поглиблення свердловин.....	50
3.3 Метод оптимізації процесу поглиблення свердловин в умовах невизначеності.....	61
Висновки до розділу.....	68

РОЗДІЛ 4	АЛГОРИТМІЧНЕ	ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ	ЗАДАЧІ
ОПТИМАЛЬНОГО	КЕРУВАННЯ	ПРОЦЕСОМ	ПОГЛИБЛЕННЯ
СВЕРДЛОВИН В УМОВАХ НЕВИЗНАЧЕНОСТІ .....			69
4.1	Алгоритмічне	забезпечення	задачі
4.1	визначення	технологічних	операцій
4.1	бурової	установки.....	69
4.2	Ідентифікація	параметрів	математичної
4.2	моделі	процесу	поглиблення
4.2	свердловин.....		75
4.2.1	Методика	проведення	експериментальних
4.2.1	досліджень.....		75
4.2.2	Метод	обчислення	значень
4.2.2	величин	$v_0(t)$	і $K_y(t)$ .....
4.2.2			78
4.2.3	Обґрунтування	вибору	функцій
4.2.3	належності .....		83
4.2.4	Метод	синтезу	емпіричних
4.2.4	моделей	процесу	заглиблення
4.2.4	свердловин	оптимальної	складності
4.2.4	на	засадах	генетичних
4.2.4	алгоритмів .....		92
4.3	Алгоритмічне	забезпечення	задачі
4.3	оптимального	керування	процесом
4.3	поглиблення	свердловин	в умовах
4.3	невизначеності .....		105
Висновки	до розділу.....		121
РОЗДІЛ 5	КОМП'ЮТЕРНА	СИСТЕМА	АВТОМАТИЗОВАНОГО
КЕРУВАННЯ	ПРОЦЕСОМ	ПОГЛИБЛЕННЯ	СВЕРДЛОВИН
НЕВИЗНАЧЕНОСТІ.....			123
5.1	Структура	комп'ютерної	системи
5.1	автоматизованого	керування	процесом
5.1	поглиблення	свердловин .....	123
5.2	Апаратне	та програмне	забезпечення
5.2	комп'ютерної	системи	автоматизованого
5.2	керування	процесом	поглиблення
5.2	свердловин.....		127
5.3	Програмний	модуль	задачі
5.3	оптимізації	процесу	поглиблення
5.3	свердловин	в умовах	невизначеності .....
5.3			137
Висновки	до розділу.....		146
ВИСНОВКИ .....			147
СПИСОК	ВИКОРИСТАНИХ	ДЖЕРЕЛ .....	149
ДОДАТОК А	Програма	визначення	технологічних
ДОДАТОК А	операцій	бурової	установки
ДОДАТОК А	(нейромережа	Хеммінга) .....	164

ДОДАТОК Б Програма синтезу моделей оптимальної складності процесу поглиблення свердловин на засадах генетичних алгоритмів.....	166
ДОДАТОК В Програма оптимізації процесу поглиблення свердловин в умовах невизначеності за критерієм вартості метра проходки.....	178



## ВСТУП

**Актуальність роботи.** Перед Україною стоїть задача історичного значення – до 2025 року забезпечити енергетичну незалежність за рахунок збільшення щорічного видобутку природного газу. Передумовою вирішення поставленої задачі є значні, вже розвідані, запаси газу обсягом майже 4,5 трильйони м. куб. Розвідка і видобуток з надглибоких структур донецько-дніпровської западини на глибині 6 – 8 тис. м. дозволить за 10 років збільшити щорічний видобуток газу на 10 – 15 млрд. м. куб. [31].

Для вирішення поставленої задачі необхідно значно наростити обсяги як геологорозвідувального, так і експлуатаційного буріння, а це вимагає впровадження не тільки нових технологій і обладнання, але й удосконалення методів керування технологічними процесами буріння [82]. Особливої уваги заслуговує оптимальне керування технологічними процесами, яке дасть змогу здешевити вартість спорудження свердловин.

У роботах цілого ряду авторів (М. А. Александров, Т. Н. Алієв, В. Г. Беліков, В. А. Бражников, Г. Н. Семенов, М. І. Горбійчук, Л. М. Заміховський, К. С. Іманов, І. П. Петров, Е. М. Galle, Н. В. Woods, Е. Е. Halda, S. Ohara, R. J. Lawrence, В. Б. Кропивницька, І. С. Чигур, І. І. Чудик, С. М. Бабчук та ін.) були розроблені методи керування процесом поглиблення свердловин на основі детерміновано-статичних моделей.

Проте процес буріння є стохастичним процесом і таким, що розвивається у часі; йому притаманна значна нелінійність. Ця особливість процесу буріння частково врахована у роботах [53, 128], де процес буріння розглядався як стаціонарний випадковий процес з відомими законами розподілу. Отримання такої інформації у промислових умовах вимагає значних затрат часу, а іноді є неможливим. Крім того така інформація швидко втрачає свою цінність оскільки процес буріння є нестационарним.

Тому актуальною є наукова задача розроблення нових методів оптимального керування процесом поглиблення свердловин, які би

забезпечували досягнення високих техніко-економічних показників в умовах апріорної невизначеності.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Вибраний напрямок досліджень є складовою частиною тематичного плану Іван-Франківського національного технічного університету нафти і газу (ІФНТУНГ). Дисертаційна робота виконана у відповідності з напрямком досліджень кафедри комп'ютерних систем і мереж ІФНТУНГ. Тематика роботи є частиною планових державних науково-дослідних програм з розвитку нафтогазового комплексу України і базується на результатах держбюджетних робіт: «Науково-методологічні основи діагностування та управління у нафтогазовій промисловості для оптимізації витрат енергоресурсів» (№ ДР 0107U001560); «Синтез комп'ютерних систем та розробка програмного забезпечення для об'єктів нафтогазового комплексу» (№ РК 0111U005890).

Автор був безпосереднім виконавцем з розроблення методів ідентифікації складних технологічних об'єктів та оптимального керування процесом поглиблення свердловин в умовах невизначеності.

**Мета і задачі досліджень.** Метою роботи є розробка методів і алгоритмів оптимального керування процесом поглиблення свердловин з роторним приводом породоруйнівного інструменту в умовах невизначеності.

Досягнення поставленої мети вимагає розв'язання таких взаємопов'язаних задач:

- аналіз сучасного стану проблеми оптимального керування процесом поглиблення свердловин для обґрунтування і визначення напрямку досліджень;

- розробка методу та алгоритму розпізнавання технологічних операцій бурової установки;

- розробка методу і алгоритмів синтезу оптимальних за складністю емпіричних моделей процесу поглиблення свердловин з врахуванням «розмитості» режимних параметрів;

- розробка методу і алгоритмів оптимального керування процесом

поглиблення свердловин в умовах невизначеності;

- розробка програмного забезпечення методів ідентифікації та оптимального керування процесом поглиблення свердловин в умовах невизначеності;

- синтез комп'ютерної системи оптимального керування процесом поглиблення свердловин в умовах невизначеності на базі комплексу СКУБ-М2.

*Об'єктом дослідження є технологічний процес поглиблення свердловин роторним способом, що відбувається за умов апріорної та поточної невизначеності під впливом зовнішніх завад.*

*Предметом дослідження є автоматизовані системи керування процесом поглиблення нафтових і газових свердловин, в основі побудови яких лежать методи та алгоритми визначення оптимальних керуючих дій в умовах невизначеності.*

*Методи дослідження.* В основу виконаних досліджень покладено методи теорії штучних нейронних мереж (визначення технологічних операцій бурової установки); методи теорії нечітких множин та генетичних алгоритмів (синтез емпіричних моделей оптимальної складності); методи нелінійного програмування (розв'язання оптимізаційних задач); методи прогнозування випадкових процесів (прогнозування тривалості спуско-підіймальних операцій для наступного рейсу буріння).

**Наукова новизна отриманих результатів** полягає у постановці та розв'язанні актуальної науково-технічної задачі подальшого розвитку методів визначення технологічних операцій бурових установок з використанням штучних нейронних мереж; синтезі емпіричних моделей оптимальної складності з врахуванням нечіткості режимних параметрів процесу поглиблення свердловин; методі визначення оптимальних керуючих дій за критерієм мінімальної вартості метра проходки свердловини в умовах невизначеності і на цій основі синтезовано автоматизовану систему управління на базі комплексу СКУБ-М2.

Загальний науковий результат – метод визначення оптимальних керуючих дій за критерієм вартості метра проходки з врахуванням нечіткості режимних параметрів при бурінні свердловин роторним способом.

Наукова новизна виконаної роботи визначається наступними положеннями:

*вперше:*

- запропоновано метод визначення технологічних операцій бурової установки із застосуванням мережі Хеммінга, який дав змогу в автоматичному режимі визначати тривалість спуско-підймальних операцій та здійснювати моніторинг процесів буріння;

- розроблено метод синтезу емпіричних моделей оптимальної складності процесу поглиблення свердловин при бурінні роторним способом з врахуванням нечіткості режимних параметрів, що дало змогу створити передумови для побудови ефективних алгоритмів оптимального керування процесом поглиблення свердловин в умовах невизначеності;

- з використанням генетичних алгоритмів визначено оптимальні керувальні дії за критерієм вартості метра проходки свердловини, що дало змогу синтезувати систему керування процесом поглиблення свердловин в умовах невизначеності;

- розроблено структуру комп'ютерної системи автоматизованого керування процесом поглиблення свердловин;

*знайшов подальший розвиток* метод синтезу системи оптимального керування процесом поглиблення свердловин на базі комплексу СКУБ-М2, реалізація якого дає змогу зменшити експлуатаційні витрати при спорудженні нафтогазових свердловин.

**Практичне значення отриманих результатів.** Наукові положення, висновки і рекомендації, сформульовані автором у дисертації, мають практичне значення і полягають у наступному:

- розроблено алгоритми і програмне забезпечення для розв'язання задачі

розпізнавання технологічних операцій бурової установки, які забезпечують моніторинг оператором послідовність технологічних операцій механічного буріння, а також автоматичне визначення тривалості спуско-підймальних операцій для поточного рейсу;

- розроблено алгоритми та програмне забезпечення задачі визначення оптимальних керуючих дій за критерієм вартості метра проходки свердловини в умовах невизначеності;

- розроблено програмний модуль, який дає змогу інтегрувати розроблені програмні продукти у комплекс СКУБ-М2 (акт передачі – прийому програмного модуля «ОПТИМІЗАЦІЯ» від 30.10.2015 ТОВ СКБ ЗА, та від 27.11.2015 р. ПП «Українська сервісна бурова компанія-1»);

- окремі розділи дисертаційної роботи використані у навчальному процесі при вивченні дисциплін (акт про впровадження матеріалів дисертації «Комп'ютерна система ідентифікації станів бурової установки» асистента кафедри комп'ютерних систем і мереж Гуменюка Т.В. у навчальний процес кафедри комп'ютерних систем і мереж ІФНТУНГ від 29.10.2015 р.).

**Особистий внесок здобувача.** Основні результати теоретичних і практичних досліджень, які є змістом дисертаційної роботи, одержані автором особисто. У наукових працях, виконаних у співавторстві автору належить: у роботі [38] - розглянуто методіку визначення оптимального часу буріння в неоднорідних породах за критеріями рейсовий швидкості і вартості метра проходки. Розроблено математичну модель процесу поглиблення свердловини з метою визначення часу буріння для досягнення оптимального відпрацювання шарошkových доліт за станом озброєння в неоднорідних породах; [39] - запропоновано застосування генетичного алгоритму та успішно розв'язана задача оптимізації процесу поглиблення свердловини для випадку, коли цільова функція має несприятливу топологію, а область обмежень є не випуклою. Представлено приклад застосування даного алгоритму для умов буріння однієї із свердловин Прикарпаття; [76, 75] - розроблено комп'ютерну систему для

збору інформації про процес поглиблення свердловини з комплексу СКУБ-М2 та програмний модуль який дає змогу інтегрувати програми оптимального керування процесом буріння в дану систему; [60] - розглянуто метод та розроблено комп'ютерну систему ідентифікації технологічних операцій бурової установки для вирішення завдань удосконалювання організації робіт при бурінні свердловин; [59] - розглянуто існуючі алгоритми ідентифікації технологічних операцій бурової установки та проаналізовано їх недоліки; [95] - розроблено метод синтезу емпіричних моделей оптимальної складності, для задачі ідентифікації залежностей швидкості механічного буріння і швидкості зміни умовної оцінки стану озброєння долота з врахуванням нечіткості режимних параметрів; [7] - розроблено алгоритм ідентифікації технологічних операцій бурової установки. Показано взаємодію алгоритму спорудження свердловини з алгоритмом оптимального управління процесом механічного буріння. Розроблено блок-схему системи ідентифікації технологічних операцій бурової установки; [42, 45] - сформульовано задачу нечіткої оптимізації процесу поглиблення свердловини і розроблено метод її розв'язання. Ефективність розробленого методу підтверджена на конкретних промислових даних; [37, 6, 41] - розроблено метод побудови емпіричних моделей полиномиального виду для випадку, коли вхідні фактори є нечіткими величинами з відомими функція належності гаусового типу. Показано, що за таких умов вихідна величина моделі також нечітка величина і отримана відповідна функція належності, яка є основою для формування задачі ідентифікації; [40] - розроблено метод ідентифікації технологічних операцій бурової установки, який ґрунтується на інформації про технологічні параметри процесу спорудження свердловини. Проведений аналіз мереж Гопфільда і Хеммінга показав, що для задачі розпізнавання технологічних операцій бурової установки, доцільно використовувати мережу Хеммінга. Розроблено архітектуру такої мережі, яка подана у термінах матрично-векторних величин, а також алгоритм функціонування такої мережі; [56] - розроблено програмний

модуль задачі оптимізації процесу поглиблення свердловин в умовах невизначеності.

**Апробація результатів дисертації.** Основні результати дисертаційної роботи доповідалися, обговорювались і одержали позитивну оцінку на міжнародних та всеукраїнських конференціях: Міжнародна проблемно-наукова міжгалузева конференція «Інформаційні проблеми комп'ютерних систем, юриспруденції, енергетики, економіки, моделювання та управління» (Бучач, 2009 р.); XXXIX International Research and Practice Conference "Physico-mathematical and technical sciences as postindustrial foundation of the informational society evolution" (London, 2012); 4-та Міжнародна науково-технічна конференція "Нафтогазова енергетика-2015" (Івано-Франківськ, 2015 р.); XXII міжнародної конференції з автоматичного управління "АВТОМАТИКА 2015" (Одеса, 2015 р.); 2-га Всеукраїнська науково-практична конференція молодих учених і студентів «Інформаційні технології в освіті, техніці та промисловості» (Івано-Франківськ, 2015 р.); 5-та науково-практична конференція «Методи та засоби неруйнівного контролю промислового обладнання» (Івано-Франківськ, 2015 р.).

**Публікації.** Основні результати дисертації викладені у 15 наукових працях (в тому числі 6 публікації у виданнях, що включені до наукометричних баз, таких як Index Copernicus, Ulrich's Periodicals Directory, DRIVER, Bielefeld Academic Search Engine (BASE), WorldCat, Directory of Open Access Journals (DOAJ) та Socrates Impulse, що підтверджено сертифікатом № GUTS20150710-19: 6 статей в наукових фахових виданнях; 9 публікацій у збірниках доповідей міжнародних та всеукраїнських науково-практичних конференцій.

**Структура та обсяг дисертації.** Дисертація складається із вступу, п'яти розділів основної частини, висновків, списку використаних джерел, додатків. Загальний обсяг друкованого тексту становить 192 сторінок, з них: 162 сторінок основного тексту, 39 рисунків, 6 таблиць, список використаних джерел містить 136 найменувань на 15 сторінках, та 4 додатків на 30 сторінках.

# РОЗДІЛ 1

## АНАЛІЗ ІСНУЮЧИХ МЕТОДІВ І СИСТЕМ ІДЕНТИФІКАЦІЇ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОПЕРАЦІЙ БУРОВОЇ УСТАНОВКИ ТА ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ ПРОЦЕСОМ ПОГЛИБЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН

### 1.1 Процес поглиблення глибоких свердловин як об'єкт оптимального керування

Сучасний стан паливно-енергетичного комплексу України вимагає подальшого збільшення видобутку економічних видів пального, що пов'язано як з розвідкою нових нафтових і газових родовищ, так і ефективним використанням уже існуючих за рахунок вдосконалення техніки та безаварійної технології буріння свердловин.

На даний час парк бурових установок в Україні більше ніж на 75% укомплектований застарілими моделями, які за матеріаломісткістю, надійністю, рівнем механізації та автоматизації, оснащеністю контрольно-вимірювальними приладами, комп'ютеризацією і технічним станом не відповідають сучасним вимогам. В той же час сучасний стан паливно-енергетичного комплексу України вимагає подальшого збільшення видобутку енергетичних видів палива, що зумовлює розвідування нових нафтових і газових родовищ і ефективне використання наявних за рахунок вдосконалення техніки та технології буріння свердловин. Незважаючи на впровадження сучасного устаткування, інструментів, прогресивної технології буріння, засобів механізації й автоматизації окремих операцій, у бурінні залишаються значні резерви підвищення продуктивності праці і поліпшення його техніко-економічних показників. Ці резерви полягають, насамперед, в оптимізації й автоматизації оперативного керування процесом буріння свердловин і в удосконаленні організації робіт [16].



Бурова установка — комплекс машин і механізмів, призначений для буріння, кріплення свердловин, а також шахтних стовбурів. Бурові установки для розвідки родовищ корисних копалин, розробки родовищ нафти, газу, підземних вод і глибинних геологічних досліджень за способом монтажу і транспортування розділяють на розбірні (стаціонарні) і нерозбірні.

Розбірні бурові установки призначені для спорудження свердловин глибиною 2000 - 10000 м.

Нерозбірні бурові установки, розділяють на самохідні і несамохідні.

Самохідні бурові установки постійно змонтовані на транспортному засобі (автомашині, тракторі, самохідній буровій основі, буровому судні).

Несамохідні бурові установки перевозяться на транспортному засобі, що не має двигуна.

До складу бурової установки можуть входити такі вузли:

- бурові споруди (бурова вишка, основа, укриття);
- бурові механізми (бурова лебідка, обертальний або обертально-подаючий механізм);
- енергетичне обладнання (двигуни внутрішнього згоряння, дизель-генераторна станція, перетворювачі енергії, електро-, гідродвигуни);
- обладнання для роботи з рідкими, газорідними і газоподібними очисними агентами (буровий насос, компресор, резервуар, машини і механізми для приготування, очищення і обробок бурових агентів, трубопроводи, бурові шланги і вертлюг);
- обладнання і буровий інструмент для механізації спусково-підіймальних операцій (ключі, клинові захвати, елеватори, спайдери);
- противикидне обладнання;
- система управління бурової установки і контрольно-вимірювальні прилади.

Відсутність дотепер оперативного інформаційного обміну між станцією на буровій і обробляючими, аналітичними центрами верхнього рівня

обмежувало можливості оперативного прогнозування позаштатних ситуацій на буровій і швидкому прийнятті найбільш правильних, компетентних рішень.

У той же час інформаційні можливості існуючих технічних засобів геолого-технологічних досліджень в сукупності з можливостями сучасних засобів зв'язку, дозволяють при наявності відповідного пакета програм створити єдину інформаційну систему, що дозволяє без додаткових матеріальних витрат оптимізувати виробництво бурових робіт як по окремим УБР, так і по всій нафтовій компанії.

Як показує практика, поточний контроль за розпізнаванням технологічних операцій бурової установки, незважаючи на невизначеність і складність цього процесу, досить ефективно здійснює оператор-бурильник, використовуючи свій досвід, інтуїцію і професійні навички у вигляді нечітких якісних понять [100].

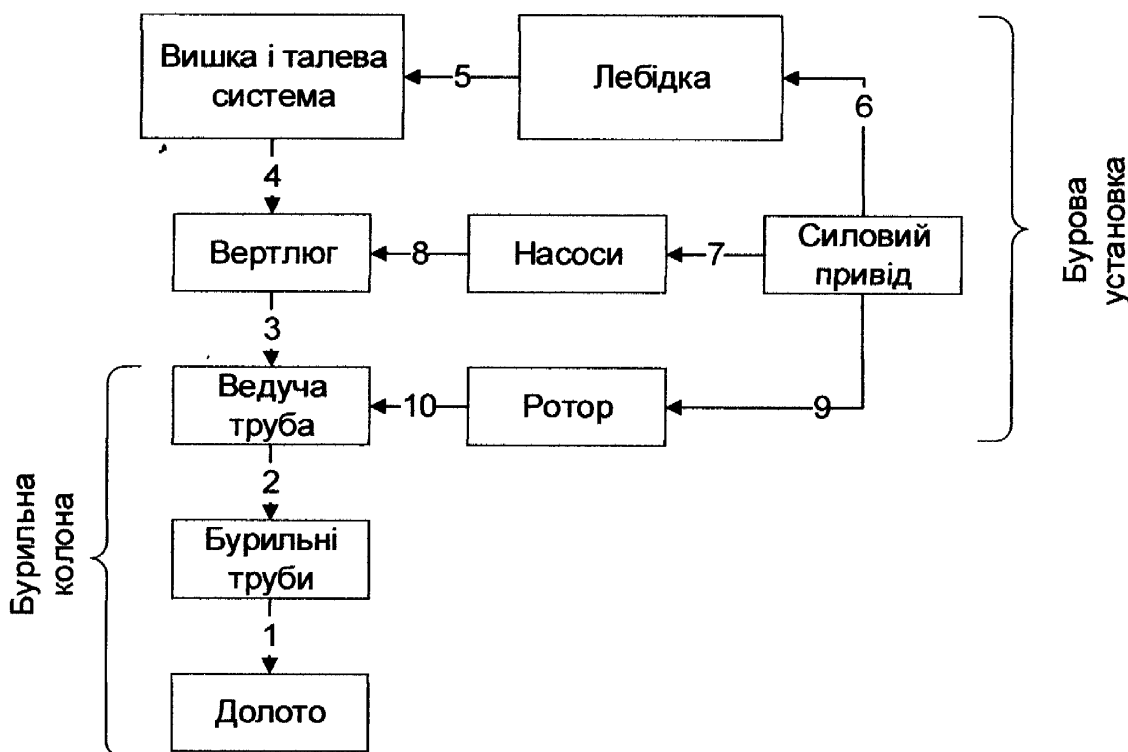
З урахуванням особливостей процесу буріння і необхідністю прийняття рішення про можливість виникнення аварій і ускладнень, актуальним питанням є визначення та розробка автоматизованої системи ідентифікації технологічних операцій, що виконуються буровою установкою.

Незважаючи на те, що впровадження сучасного устаткування, інструментів, прогресивної технології буріння, засобів механізації й автоматизації окремих операцій, удосконалювання організації праці в цілому забезпечило виконання цих завдань, у розвідницькому бурінні залишаються значні резерви підвищення продуктивності праці і поліпшення його техніко-економічних показників. Ці резерви полягають насамперед в оптимізації й автоматизації оперативного керування процесом буріння свердловин і в удосконалюванні організації робіт.

Незалежно від способу обертального буріння для виконання всіх операцій основна схема бурової установки і склад її устаткування майже у всіх випадках однакові і розрізняються тільки параметрами і конструкцією [26].

На рисунку 1.1 приведена функціональна схема бурової установки для глибокого обертального буріння з промивкою свердловини буровим промивальним розчином.

Бурова установка складається [26] з вишки, що підтримує на вазі бурильну колону, силового приводу, устаткування для обертання і подачі бурового долота, насосного комплексу для прокачування бурового розчину, пристроїв для його приготування і очищення від вибуреної породи та газу і відновлення якості, комплексу устаткування для спуску і підйому колон для зміни зношеного долота, устаткування для герметизації гирла свердловини, контрольно-вимірювальних приладів і інших пристроїв. У комплект бурової установки також входять основа, на яких монтують, а інколи і перевозять устаткування, мостики, сходи, ємкості для палива, розчину, води, хімічних реагентів і порошкоподібних матеріалів.



**Рисунок 1.1 - Функціональна схема бурової установки:**

1 – перехідник і центратор; 2, 3 – перехідник ведучої труби і вертлюга; 4 – крюк; 5 – провідна гілка каната; 6, 7, 9 – трансмісії лебідки і ротора; 8 – лінія високого тиску; 10 – зажими ротора

Максимальна швидкість буріння свердловини досягається, коли характеристики застосованого устаткування якнайповніше задовольняють вимогам режимів буріння. Фізико-механічні властивості гірських порід, що визначають їх буримість, змінюються в широких межах, тому бурова установка повинна дозволяти змінювати в досить широкому діапазоні параметри режимів буріння. До факторів, що визначають режим буріння, можна віднести відповідність типу і розмірів долота умовам буріння, осьове навантаження на нього, частоту його обертання, кількість і якість прокачуваної рідини або газу, час роботи долота на забої.

Час роботи долота на забої залежить від типу і конструкції долота, якості його виготовлення, властивостей розбурюваних порід і режиму експлуатації долота. Середня тривалість перебування долота на забої (у годинах) [26]: для шарошкових доліт при турбінному бурінні в твердих породах 1,5 - 3, в м'яких – 5 - 15, при роторному бурінні в твердих породах 20 - 100, в м'яких – 80 - 250, для ріжучих і стираючих доліт при турбінному бурінні 10 - 30, при роторному – 30 - 60, для діамантових доліт в твердих породах 10 - 20 г., в середніх і м'яких породах до 200. Всі механізми і агрегати бурової установки повинні забезпечувати безперебійну роботу протягом вказаного часу.

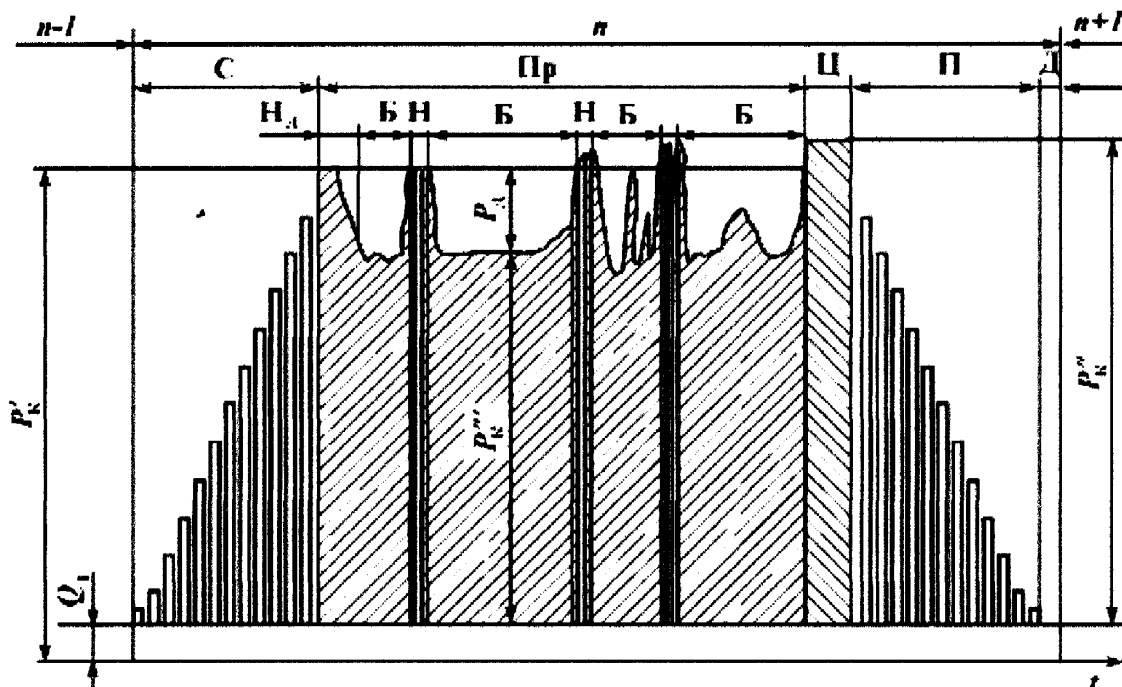
Ці дані орієнтовні. У міру застосування доліт нових типів і поліпшення режимів буріння час перебування доліт на забої може збільшуватися.

Для нарощування бурильної колони процес буріння зупиняють через кожних 6, 9 або 12 м. поглиблення свердловини. Час, що витрачається на нарощування, складає 3 - 10 хв.

Весь цикл роботи бурової установки або рейс одного долота приведений на діаграмі (рис. 1.2) [26]. Як видно з діаграми, рейс складається із спуску  $C$  колони з циклічним збільшенням навантаження на крюк  $P_k$  до найбільшої для даної глибини свердловини, декількох періодів буріння  $B$ , нарощування  $H$  і підйому  $\Pi$  колони для зміни долота  $D$  з циклічним зменшенням навантаження на крюк у міру витягання кожної свічки. Швидкість спуску бурильної колони

лімітується технологічними умовами, станом стовбура свердловини і складає 1 - 2 м/с в необсадженому і до 3 м/с в обсадженому стовбурі.

При підході до забою свердловини спуск бурильної колони уповільнюють, щоб не заклинити нове долото, оскільки зношене попереднє долото у міру зносу зменшує діаметр і форму свердловини. На деякому відстані від забою долото зупиняють і свердловину промивають, після чого починають обертати долото, обережно підводять його до забою і проводять опрацювання при іншій частині стовбура з невеликим навантаженням. Після цього навантаження на долото швидко і плавно збільшують, доводячи в мінімально можливий час до максимальної, встановленої для даних умов буріння. Потім навантаження регулюють залежно від характеру прохідних порід. Швидкість буріння може мінятися від 0,1 до 60 м/год. і навіть більше.



**Рисунок 1.2 - Діаграма одного циклу (рейса долота) бурової установки:**

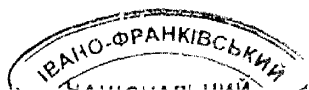
С – спуск колони; Пр – проходка; Ц – циркуляція і промивка свердловини; П – під'їм колони; Д – зміна долота; Б – буріння; Н – нарощування;  $t$  – час;  $P_k'$ ,  $P_k''$ ,  $P_k'''$  – навантаження відповідно на крюку на початку, кінці рейса і при бурінні;  $P_d$  – навантаження на долото;  $n$  – номер рейса;  $N_d$  – вантаження долота;  $Q_t$  – вага талевої системи.

Після поглиблення свердловини на всю довжину провідної труби буріння припиняють, колону підводять і свердловину промивають для того, що б підняти вибурену породу із затрубного простору на висоту, що унеможливило осідання вибуреної породи на забій під час нарощування. Промивка необхідна також для вирівнювання параметрів розчину в затрубному просторі і всередині колони труб.

Після промивки свердловини колону підіймають на довжину провідної труби, встановлюють на клинах або елеваторі на столі ротора, від'єднують провідну трубу з вертлюгом від колони і встановлюють її в шурф, що знаходиться поблизу гирла свердловини. Потім колону нарощують на одну задалегідь підготовлену трубу. Потім нарощену колону підводять, від'єднують від ротора, опускають на довжину доданої труби, знов установлюють на роторі і сполучають провідну трубу з бурильною колоною. Потім промивають свердловину, спускають колону до забою і знову продовжують буріння [26].

Число нарощувань колони в процесі кожного рейсу визначається проходкою на долото і довжиною труби, що додається, а час одного рейсу - швидкістю поглиблення і проходкою на долото, які залежать від конструкції і якості виготовлення долота, відповідності його типу прохідним породам, а також від режиму буріння, глибини свердловини, фізико-механічних властивостей буримих порід і властивостей бурового розчину, кваліфікації бурової бригади і ін. Проте у всіх випадках у міру збільшення глибини свердловини показники роботи доліт погіршуються. Після спрацьовування долота підіймають бурильну колону для його заміни. Швидкість руху колони при підйомі залежить від потужності підйомальної системи і в середньому складає близько 1 м/с і міняється в межах 0,4-1,8 м/с залежно від ваги і довжини колони.

Бурова установка [26], з допомогою якої здійснюється технологічний процес спорудження свердловини, з точки зору керування нею, є складним об'єктом з багатьма каналами передачі як керуючих впливів так і збурень, які



зумовлені взаємодією системи з навколишнім середовищем і унікальними властивостями самої бурової установки.

Результатом дії вхідних впливів є величини, які характеризують стан керованого об'єкта, ефективність його протікання та техніко-економічні показники буріння. Виявлення в загальному випадку керуючих впливів є складною інженерною задачею і розв'язок її визначається не тільки складністю системи, її фізичною природою, а й метою керування. Керуючі впливи повинні бути такими, щоб перевести систему із деякого початкового стану в визначений кінцевий стан таким чином, щоб була досягнута мета керування.

Метою керування процесом буріння є безаварійне спорудження свердловини визначеної глибини і конструкції у задані терміни і, по можливості, з мінімальними витратами. Реалізується ця мета в процесі спорудження свердловини безпосередньо за допомогою керуючих впливів, які можна розділити на дві групи. Перша група – це різновидність бурових вишок, комплекс бурових станків, тип колони бурильних труб, типорозмір бурильного інструменту. Другу групу утворюють режимні параметри процесу – осьове навантаження на долото, швидкість його обертання, кількість та якість бурового розчину. Змінні першої групи носять назву елементів технічного керування, а другої – елементів технологічного керування.

Елементи технічного керування вибираються на стадії проектування свердловини і в подальшому залишаються незмінними, в крайньому випадку, для кожного рейсу проходки.

Елементи технологічного впливу можна цілеспрямовано змінювати з метою досягнення необхідних показників в кожному із рейсів.

Осьове навантаження на долото та швидкість його обертання визначають величину енергії, що вивільнюється при періодичних ударах зубів долота об поверхню вибою, а промивальна рідина, для ефективного протікання процесу руйнування вибою свердловини, повинна забезпечувати його повну очистку.

Крім того, керуючі впливи повинні задовольняти деяким додатковим вимогам [26]. По-перше, керуючі впливи повинні бути такими, щоб керований об'єкт задовольняв умові керованості, тобто вони повинні переводити об'єкт із початкового стану (нульова проходка, нове долото) в кінцевий стан (проходка за рейс, відпрацьоване долото).

Із аналізу фізичної суті процесу буріння ясно, що осьове навантаження на долото, швидкість його обертання і витрата промивальної рідини задовольняють умовам керованості процесу буріння свердловини.

По-друге, керуючі впливи повинні бути взаємно незалежними.

Інформаційні технології, що широко упроваджуються в даний час в практику нафтогазовидобувних компаній, дозволяють виробляти діагностику і прогнозування, як окремих об'єктів (доліт, забійних двигунів), так і всього комплексу устаткування буріння, на вищому технічному рівні. Сучасні комп'ютерні системи дають можливість збору великого об'єму даних технологічних параметрів буріння, з допомогою, як загальновідомих програмних пакетів, так і спеціальних розроблених програм, а також підвищують точність вимірів.

На бурових використовуються станції, які знімають показники датчиків в реальному часі, здійснюють обробку вимірів і передачу оброблених даних. Програмний модуль здійснює безперервний контроль і управління повним технологічним циклом будівництва свердловини, здійснює прогнозування для своєчасного запобігання аварійних ситуацій.

Стан бурового устаткування (нормальне, передаварійне і так далі) може бути охарактеризоване комплексом значень технологічних параметрів. Обґрунтування необхідного і достатнього комплексу параметрів, що підлягають контролю, представляє важливе завдання, для вирішення якої необхідно досліджувати інформативність всієї сукупності параметрів, що характеризують технологічний об'єкт управління з врахуванням його вигляду і



складу. Також слід вивчити структурну схему, функціональні зв'язки і особливості об'єкту.

Технологічні операції бурової установки [26]:

- монтажу бурової установки;
- підготовка;
- поетапного буріння: спуск колони; проходка, що включає буріння і нарощування, циркуляція і промивка свердловини;
- поетапного кріплення ствола і розділення пластів.

## **1.2 Аналіз математичних моделей і методів оптимізації процесу механічного буріння**

При бурінні експлуатаційних свердловин вирішується основна задача – створення технологічного каналу (ствола свердловини) до певної точки із заданими координатами, по якому здійснюється рух нафти або газу до ленної поверхні [28].

Спорудження свердловин на нафту і газ ведеться за допомогою обертвого буріння за двома принципово різними схемами [26] – роторне буріння і буріння з використанням глибинного двигуна.

При роторному бурінні долото обертається разом з колоною бурильних труб. Осьове навантаження на долото створюється частиною ваги колони бурильних труб. У світовій практиці найпоширенішим є саме роторне буріння, на долю якого припадає більше 90 % обсягу бурових робіт [26].

За другою схемою буріння колона бурильних труб залишається нерухомою, а обертвий рух породоруйнівного інструменту здійснюється за допомогою турбінного двигуна або електробура (турбінне буріння і електробуріння).

З точки зору керування процесом поглиблення свердловин найбільш сприйнятливим є роторне буріння і електробуріння [53, 38] оскільки існує можливість незалежної зміни осьового навантаження на долото і частоти його обертання.

При турбінному бурінні неможливе незалежне регулювання параметрів режиму буріння – осьового навантаження та долото і частоти його обертання.

Для реалізації оптимального керування процесом поглиблення свердловин необхідно формалізувати задачу пошуку оптимальних впливів керування у відповідності з вибраним критерієм оптимальності і з врахуванням обмежень, які зумовлені технічними, енергетичними можливостями бурової установки і особливостями взаємодії пари «долото – гірська порода».

У загальному вигляді задача оптимального керування процесом поглиблення свердловини у формалізованому вигляді може бути подана наступним чином:

$$\min(\max): R(\bar{x}, \bar{u}, \bar{w}, \bar{\Pi}), \quad (1.1)$$

$$\frac{d\bar{x}}{dt} = \bar{f}(\bar{x}, \bar{u}, \bar{w}, \bar{\Pi}, \bar{K}_v), \quad (1.2)$$

$$\bar{x}(t_0) = \bar{x}^{(0)}, \bar{x}(t_0) = \bar{x}^{(f)}. \quad (1.3)$$

$$\bar{u} \in U, \quad (1.4)$$

де  $\bar{x}$  - вектор змінних стану процесу поглиблення свердловин;

$\bar{u}$  - вектор впливів керування;

$\bar{w}$  - вектор, компоненти якого фізико-механічні властивості гірських порід;

$\bar{\Pi}$  - вектор реологічних властивостей промивальної рідини;

$\bar{K}_v$  - вектор постійних коефіцієнтів, які визначаються типом приводу долота, його типорозміром, глибиною свердловини та ін. [110];

$U$  - допустима область впливів керування.

До теперішнього часу не існує достатньо повної теорії руйнування гірських порід [53], яка дала б змогу отримати аналітичну залежність (1.2). У більшості робіт, як зарубіжних, так і вітчизняних вчених, які присвячені вивченню закономірностей (1.2), допускають, що фактори, які зумовлені властивостями гірських порід, реологічними властивостями і витратою бурового розчину, конструкцією та типом пордоруїнного інструменту, є

незмінними і їх вплив враховується через параметри моделі. Зроблене припущення дає змогу зробити висновок, що основними факторами, які визначають структуру моделі (1.2) є осьове навантаження на долото і частота його обертання.

Вперше математична модель у формі (1.2) для шарошечних доліт була запропонована американськими вченими Galle E. M. і Woods H. B. [2, 3], яка отримана експериментальним шляхом. Змінними стану такої моделі були – проходка на долото  $h$  і величини  $\mu$  і  $g$ , що характеризують стан озброєння долота та його опор, тобто  $\bar{x} = (h, \mu, g)^T$ . Компонентами вектор-функції  $\bar{f}(F, n)$ , що є правою частиною рівняння (1.2) були: поточна швидкість буріння  $v_i(F, n)$ , швидкість зносу зубів  $v_\mu(F, n)$  та опор  $v_g(F, n)$  долота.

Залежності  $v_i(F, n)$ ,  $v_\mu(F, n)$  і  $v_g(F, n)$  авторами робіт [2, 3] отримані у вигляді емпіричних залежностей. Слід відмітити, що лише змінну  $h$  можна безпосередньо виміряти у процесі буріння, а значення двох інших змінних  $\mu$  і  $g$  - після закінчення чергового рейсу буріння або у результаті статистичної обробки великої кількості промислових і експериментальних даних [135]. Такий спосіб визначення залежностей  $v_\mu(F, n)$  і  $v_g(F, n)$  має суттєві недоліки, які полягають у тому, що умови бурінні змінюються як з глибиною свердловини, так і при переході від однієї свердловини до іншої, а це призводить до того, що параметри моделі  $v_\mu(F, n)$  і  $v_g(F, n)$  можуть значно відрізнитись від їх середньостатистичних даних. Крім того отримання таких моделей для різних типів доліт вимагає проведення затратних експериментів і значних витрат часу.

Частково задача визначення змінних стану процесу заглиблення свердловини безпосередньо у процесі буріння вирішена [18] завдяки введенню непрямої оцінки стану озброєння долота, яка визначається як відношення початкової швидкості буріння  $v_0$  до її поточного значення  $v_i$ :

$$\varepsilon = \frac{v_0}{v_t}. \quad (1.5)$$

Визначення стану опор шарошkových доліт у залежності від режимних параметрів є досить складною науковою задачею, яка немає однозначного вирішення [53]. Стан опори долота можна опосередковано охарактеризувати зміною моменту на долоті [20].

За аналогією з  $\varepsilon$  стан опор долота можна опосередковано визначити відносною зміною моменту на долоті [53]

$$g = \frac{M - M_0}{M_{g,0}}, \quad (1.6)$$

де  $M$  - поточний момент на роторі;

$M_0$  - момент холостого ходу ротора;

$M_{g,0}$  - момент на роторі для нового долота, або відносним зносом.

Тоді, якщо має місце оцінка (1.6), то  $g(t_0) = 1$ , у протилежному випадку  $g(t_0) = 0$  [53].

Для полікристалевих доліт типу PDC, які є безопорними, необхідно контролювати тільки стан озброєння долота [108].

Таким чином, стан процесу поглиблення свердловини для шарошkových бурових доліт характеризується вектор-змінною  $\bar{x} = (h, \varepsilon, g)^T$  і  $\bar{x} = (h, \varepsilon)^T$  - для полікристалевих доліт типу PDC.

У тому випадку, коли оцінки стану долота та його опор визначаються показниками (1.5) і (1.6), вектор-функція, що є правою частиною рівняння (1.1), при незмінних інших факторах, буде мати такі складові [53]:

$$\text{- для шарошkových доліт - } \bar{f}(\bar{x}, \bar{u}) = \left( \frac{v_0(F, n)}{\varepsilon}, K_\varepsilon(F, n), K_g(F, n) \right)^T;$$

- для полікристалевих доліт типу PDC -  $\bar{f}(\bar{x}, \bar{u}) = \left( \frac{v_0(F, n)}{\varepsilon}, K_\varepsilon(F, n) \right)^T$ ,

де  $K_\varepsilon(F, n), K_g(F, n)$  - відповідно швидкості зміни оцінки стану озброєння і опор долота.

Для розв'язання задачі оптимального керування процесом поглиблення свердловин необхідно мати функціональні залежності  $v_0$ ,  $K_\varepsilon$  і  $K_g$ , які отримують експериментальним шляхом. При цьому допускають, що буріння відбувається у однорідних породах, витрата промивальної рідини є достатньою для повного очищення вибою свердловини, а також певним чином вибраний тип долота. Виходячи із таких допущень, у роботі [107, 52] розроблено метод параметричної ідентифікації моделей  $v_0(F, n)$ ,  $K_\varepsilon(F, n)$  і  $K_g(F, n)$ . При цьому не враховувалися ті факти, що значення осьового навантаження на долото і частоти його обертання визначаються за показами наземних приладів, які можуть відрізнитись від їх істинних значень в силу того, що колона бурильних труб є природнім каналом зв'язку і її параметри такі як деформація колони та її кривизна вносять додаткові похибки у процес вимірювань.

При бурінні нафтових і газових свердловин використовують цілий ряд критеріїв оптимальності процесу поглиблення свердловин, які ще носять назву критеріїв відпрацювання доліт [53, 38] і які пов'язані зі зносостійкістю озброєння і опор доліт.

У роботі [53] проаналізовані відомі критерії відпрацювання доліт такі як критерії рейсової швидкості  $v_p$ , вартості метра проходки  $q$ ,  $\max: h(t_\theta) v_p$ ,  $\max: h(t_\theta) v_c$ ,  $\max: v_p v_c$ ,  $\max: v_\kappa v_\theta$  ( $v_c$ ,  $v_\kappa$  - відповідно середня і кінцева швидкості буріння;  $t_\theta$  - час роботи долота на вибої свердловини). У результаті проведеного аналізу були зроблені висновки [53, 103], які визначають область застосування критеріїв відпрацювання доліт – критерій мінімальної вартості метра проходки у повній мірі відтворює техніко-економічні показники процесу поглиблення свердловин; однакові результати відпрацювання доліт за

критеріями  $\max : v_p$  і  $\max : q$  можна отримати лише у випадку низької вартості долота чи малого значення рейсової швидкості буріння або при одночасній дії цих факторів; буріння за критеріями  $\max : h(t_0)v_p$  і  $\max : h(t_0)v_c$  може призвести до недопустимої перетримки доліт на вибої свердловини; критерій  $\max : v_p v_c$  збільшує час буріння  $t_0$  у порівнянні з критерієм  $\max : v_p$ ; при бурінні долотами, озброєння яких не зношуються, умови закінчення рейсу буріння за всіма критеріями відпрацювання доліт не виконуються.

Відпрацювання доліт за певним критерієм передбачає визначення не тільки умови закінчення чергового рейсу буріння, але й вибір таких дій керування, щоб такий критерій набув екстремального значення (мінімального або максимального) за умови виконання обмежень, які утворюють допустиму область керування (1.4).

Методи, які використовують для розв'язання такої задачі можна розділити на дві групи – детерміновані і стохастичні.

Розв'язування задач детермінованими методами передбачає, що відома математична модель об'єкта, критерій оптимальності та обмеження на дії керування. Задача полягає у виборі таких дій керування, щоб критерій оптимальності набув екстремального значення.

Якщо допустити, що дії керування є постійними величинами протягом певного часу, то задача оптимального керування розв'язується методом нелінійного програмування. У такому випадку задача (1.1) – (1.4) за умови, що вибраний тип долота, розбурюється однорідний пласт і промивкою забезпечується повне очищення вибою свердловини, набуде такого вигляду:

$$\min(\max) : R(\bar{u}), \quad (1.5)$$

$$\bar{u} \in U, \quad (1.6)$$

де  $\bar{u} = (F, n)^T$ .

У такій постановці задача (1.5), (1.6) розв'язувалась багатьма ученими [1, 17, 72, 88, 96, 99, 109].

У тому випадку, коли математична модель процесу поглиблення свердловин подана у вигляді (1.2), для знаходження екстремального значення критерію оптимальності (1.1) застосовують метод принципу максимуму [53, 97, 126] у результаті отримують дії керування як функції часу.

При сучасному рівні розвитку техніки буріння реалізувати дії керування як функції часу є досить проблематично. Тому було запропоновано субоптимальний метод керування [46], при якому дії керування змінюються дискретно шляхом перемикавання осьового навантаження на долото і частоти його обертання у визначені моменти часу з нижнього рівня на верхній. При реалізації субоптимального керування отримують кращі результати у порівнянні з оптимальним керуванням, коли  $\bar{u}(tt) = const$ , але трохи гірші ніж тоді, коли дії керування є функціями часу [77].

Недоліками детермінованих методів є те, що вони лише з певним наближенням враховують властивості процесу буріння свердловин. У дійсності процес буріння – це багатовимірний об'єкт з багатьма входами і виходами, на який діють численні завади і він є нестационарним і таким, що розвивається у часі [53].

Такі властивості процесу буріння частково враховані у роботах [128, 129], де основна мета керування сформована як компенсація основного збурення, яким є зміна фізико-механічних властивостей гірських порід. Допускалось, що вимірюється тільки одна компонента вектора збурень, яка є випадковою величиною, має нормальний закон розподілу; канали вимірювань і передачі інформації не мають пам'яті. Сигнал по таким каналам передається як адитивна суміш корисного сигналу і перешкоди, яка має нормальний закон розподілу і нульове математичне сподівання. При таких допущеннях система керування процесом буріння є системою з повною інформацією і її синтез здійснено з використанням методики, що викладена у роботах [19, 121].

Нестационарність процесу поглиблення свердловин означає, що із зміною умов буріння змінюються параметри відповідних математичних моделей.

Керування об'єктом у таких умовах передбачає застосування методів адаптації, яка передбачає визначення дій керування на основі поточної інформації з метою досягнення оптимального стану об'єкта в умовах початкової невизначеності і в умовах роботи, що змінюється [130].

У роботі [110] принцип адаптації застосований для визначення коректуючи дій керування з метою компенсації дії збурень, що діють на керований об'єкт. Допускалось, що параметри моделі процесу поглиблення свердловин випадкові величини з відомими математичними сподіваннями, а адитивна перешкода стохастичний стаціонарний процес.

Розв'язання задачі адаптивного керування процесом буріння у такій постановці є досить складним і вимагає додаткових досліджень для отримання вихідних даних для такої задачі. Крім того для реалізації алгоритмів адаптивного керування за двома діями керування необхідно мати приводи долота з плавним регулювання швидкості його обертання, що не завжди можна здійснити при сучасному рівні розвитку бурової техніки. Як виняток становить електробуріння, яке у силу цілого ряду причин не знайшло широкого застосування [20].

Таким чином, проведений аналіз показав, процес поглиблення свердловини є нестационарним, стохастичним і таким, що розвивається у часі. Для керування таким об'єктом в оптимальному режимі необхідні подальші дослідження з метою розроблення ефективних методів керування на базі штучного інтелекту.

### **1.3 Методи розпізнавання образів у бурінні**

При спорудженні свердловин на нафту і газ здійснюється певна послідовність технологічних операцій, кожна із яких характеризується деяким набором параметрів процесу буріння.

Для розв'язання задач оптимізації і керування процесом спорудження свердловин необхідно в автоматичному режимі визначати, яка саме операція має місце у поточний момент часу.



Кожна операція характеризується певним набором технологічних параметрів, за значеннями яких можна класифікувати ту чи іншу операцію.

Отже, виникає задача класифікації технологічних операцій за сукупністю їх параметрів. Така задача носить назву розпізнавання образів [117]. У нашому випадку конкретна технологічна операція - це образ, який необхідно віднести до певного класу.

У загальному випадку образ характеризується вектором станів або ознак  $\bar{X} = (x_1, x_2, \dots, x_n)^T$ , у залежності від значень яких можна стверджувати про належність образу до певного класу.

Розв'язування задачі розпізнавання образів ґрунтується прецедентах. Прецедент – це певний зразок, який дає змогу, керуючись певними правилами, віднести образ до того чи іншого класу.

Система таких правил є сукупністю певних вирішуючих функцій і умов прийняття рішень, які дають змогу на основі отриманої інформації, реалізувати різні стратегії навчання [117] – навчання з учителем (класифікація), навчання без учителя (кластеризація) та ін.

У загальному випадку математична постановка задачі розпізнавання формулюється у наступний спосіб [29].

Заданий простір образів  $\Omega$  і  $\omega \in \Omega$  - образ;  $M \in \{1, 2, \dots, m\}$  - множина номерів класів  $\Omega_1, \Omega_2, \dots, \Omega_m$ , які не пересікаються між собою ( $\Omega_i \cap \Omega_j = \emptyset$ ).

Крім того  $\bigcup_{i=1}^m \Omega_i = \Omega$ . Розбиття простору  $\Omega$  на класи здійснюється за допомогою індикаторної функції  $g: \Omega \rightarrow M$ .

Якщо є два класи  $\Omega_i$  та  $\Omega_j$ , а  $\bar{x}$  вектор ознак, то при  $g_i(\bar{x}) > 0$  образ  $\omega_i$  належить класу  $\Omega_i$ , а при  $g_i(\bar{x}) < 0$  - класу  $\Omega_j$ .

Інше правило ідентифікації класів за індикаторною функцією полягає у тому, що при наявності  $k$ , визначають таку функцію  $g_i(\bar{x})$ , для якої

$g_i(\bar{x}) < g_k(\bar{x})$  для будь-якого  $i \neq k$ . При виконанні останньої нерівності об'єкт буде віднесено до  $i$ -го класу.

У найпростішому випадку індикаторна функція представляє собою міру близькості між точкою  $\bar{x}$  у просторі ознак та еталонним вектором ознак  $\bar{\mu}$  одного із образів [58]. Як міра близькості може бути евклідова віддаль між точками  $\bar{x}$  і  $\bar{\mu}$ , міра Тапімото, віддаль Махалонобіса.

Як приклад використання міри близькості у [15] розглянута задача класифікації бурових розчинів з різними типами добавок.

У випадках коли класи  $\Omega_i$  та  $\Omega_j$  розміщені близько один до одного побудувати індикаторну функцію  $g_i(\bar{x})$  досить проблематично. Крім того використання середніх значень, якими є величини  $\bar{\mu}$ , веде до отримання зміщених оцінок основних показників, які визначають рішення задачі розпізнавання образів і як наслідок, до помилкових практичних висновків.

На відміну від методів, де використовують міру близькості, статистичні методи розпізнавання образів, дають змогу враховувати похибки вимірювань компонентів вектора спостережень  $\bar{x}$  і як наслідок, отримати незміщені точкові та інтервальні оцінки функції умовних густин розподілів, що підвищує ефективність процедур прийняття рішень при розв'язанні задач розпізнавання образів [123].

У статистичній теорії застосовують методи імовірнісного прийняття рішень у залежності від значення відповідної ймовірності, що характеризує вектор ознак  $\bar{x}$ . Це означає, що прийняття рішень відносно належності деяких образів  $\omega_1$  і  $\omega_2$  до класів  $\Omega_1$  і  $\Omega_2$  за результатами спостережень ознак  $\bar{x}$  необхідно деяким чином визначити апостеріорні ймовірності  $P(\omega_j | \bar{x})$ ,  $j = 1, 2$ .

Якщо відомі величини  $P(\omega_j | \bar{x})$ , то можна застосувати баєсовський підхід для прийняття рішень про належність образу  $\omega_j$  до одного із класів  $\Omega_1$  або  $\Omega_2$ .

Суть байєсовського підходу у тому, що за значенням функції правдоподібності [124] визначають індикаторну функцію  $g_i(\bar{x})$ . На практиці, навіть при відомих значеннях  $P(\omega_j|\bar{x})$ , може виявитись, що синтезувати функцію  $g_i(\bar{x})$  досить складно, а то і неможливо. У зв'язку з цим розглядають простіші методи синтезу індикаторних функцій (класифікаторів). Наприклад, можна задати математичний вид класифікатора з точністю до параметрів, які підлягають визначенню [124]. Найчастіше вибирають лінійні та квадратичні класифікатори.

Для вирішення цілого ряду задач, таких як ідентифікація класів порід за результатами механічного каротажу, виявлення суттєвих відмінностей між різними типами бурових розчинів після їх хімічної обробки, створення процедури розпізнавання образу бурового розчину при бурінні у глинистих і карбонатних породах та розпізнавання типів цементних розчинів для кріплення свердловин, автори монографії [15] використали статистичні методи розпізнавання образів.

Статистичні методи прийняття рішень вимагають досить складних обчислень на етапі побудови індикаторних функцій, що зумовлено необхідністю мати представницькі вибірки, за якими можна було б визначити закони розподілу вектора ознак.

Таким чином, задача розпізнавання образів належить до класу важко формалізованих [83]. Тому подальші дослідження у цьому напрямку направлені на пошук ефективних методів розпізнавання образів. Серед них, у першу чергу, слід відмітити інтелектуальні методи і технології [10, 11]. Застосування інтелектуальних технологій для розв'язування задач розпізнавання образів пов'язано, перш за все, з штучними нейронними мережами і теорією нечітких множин.

Штучні нейронні мережі (ШНМ) орієнтовані на розв'язання таких задач, як апроксимація функцій, оптимізація, прогнозування і керування [102]. Основне призначення ШНМ - це розпізнавання образів.

У загальному випадку нейронна мережа складається із певного числа шарів [101], серед яких є вхідний, куди поступають зовнішні сигнали, приховані шари та вихідний шар, відтворює реакцію нейронів на комбінацію вхідних сигналів.

Характерною особливістю ШНМ є здатність мережі до навчання. Слід відмітити, що не існує універсального алгоритму навчання [125]. Алгоритми навчання відрізняються способом налаштування синаптичних ваг нейронів та способом зв'язку ШНМ зі зовнішнім середовищем [125]. Можна виділити п'ять основних способів навчання нейронної мережі [125]: на основі корекції помилок, з використанням пам'яті, Хеббовське навчання, конкурентне навчання і метод Больцмана. Всі способи навчання розділяють на дві групи – навчання з учителем і без учителя, а також можливе комбіноване навчання [80].

ШНМ в останній час широко використовуються в інженерній практиці, зокрема у нафтогазовій промисловості для діагностування нафтового обладнання [65, 119]. Так у роботі [136] ШНМ використана для розпізнавання стану бурового інструменту, а [49] – для визначення технічного газоперекачувального агрегату.

Перспективним є використання ШНМ для ідентифікації технологічних операцій бурової установки [70]. Кожна технологічна операція бурової установки (спуск колони, проробка, нарощування та ін.) характеризується певним набором технологічних параметрів таких як навантаження на крюку, осьове навантаження на буровий інструмент, обертовий момент на роторі та ін. При розпізнаванні стану бурової установки немає необхідності знати значення технологічних параметрів у фізичних одиницях. Оскільки кожна технологічна операція бурової установки характеризується певним набором технологічних параметрів, то достатньо встановити наявність чи відсутність певного технологічного параметру на множині всіх технологічних параметрів, що характеризують режим буріння. Якщо значення деякого технологічного параметру знаходиться у робочому діапазоні, то він кодується значенням

«одиниця». У тому випадку коли значення технологічного параметру менше нижньої межі, то його код буде «нуль» або «мінус одиниця» [60].

Таким чином, кожна технологічна операція бурової установки буде поданий послідовністю нулів і одиниць (одиниць і мінус одиниць). Тому для розпізнавання технологічних операцій бурової установки доцільно застосовувати мережі Гопфілда або Хеммінга [118].

Останнім часом для розпізнавання образів знаходить застосування нечітка логіка, яка допускає, що дані вектора станів містять неточності або невизначеності, які затрудняють або навіть виключають застосування інших методів розпізнавання образів [90, 134].

При бурінні нафтових і газових свердловин існує природний канал зв'язку – бурова колона, яка зв'язує вибій свердловини з її гирлом. Це спричинює значну невизначеність цілого ряду параметрів, значення яких фіксується наземними приладами. Інші параметри, які значно впливають на показники процесу буріння такі як абразивність і буримість породи, стан озброєння долота, тип і властивості бурового розчину та ін., можна оцінити лише опосередковано або дати їм тільки якісну оцінку. У таких випадках адекватним математичним апаратом, який дозволяє вирішувати цілий ряд практичних задач з управління процесом буріння є теорія нечітких множин.

За твердженням авторів роботи [112] тільки використання нечіткої логіки дає змогу визначити стан бурового долота в умовах невизначеності.

Таким чином, задача розпізнавання образів є досить складною і методи її розв'язання, не дивлячись на значні зусилля багатьох учених, знаходяться на початковій стадії свого розвитку [125]. Не існує універсальних методів і алгоритмів, за допомогою яких можна розпізнати той чи інший образ. Для вирішення конкретної інженерної задачі з розпізнавання образів необхідно вибрати адекватний метод, який дав би змогу отримати очікуваний результат і успішно реалізувати його на практиці.

Це у повній мірі відноситься і до задачі розпізнавання технологічних операцій бурової установки, вирішення якої дасть змогу розв'язати цілий ряд задач з управління технологічними процесами, зокрема задачу оптимізації процесу механічного буріння.

#### **1.4 Вибір і обґрунтування напрямку досліджень**

Питанню оптимізації процесу буріння присвячена значна кількість публікацій, починаючи з перших робіт В. С. Федорова, де вперше була поставлена задача оптимізації процесу поглиблення свердловин, яка відома як задача раціонального відпрацювання шарошкових доліт, закінчуючи роботами Галі і Вудса, які сформулювали задачу оптимізації процесу поглиблення свердловин у термінах принципу максимуму Понтрягіна. Ними була створена математична модель, яка описувала процес поглиблення свердловин у просторі станів, змінними якого були проходка на долото і показники, що характеризували як стан озброєння, так і стан опори шарошкових доліт.

Всі методи, які були запропоновані багатьма авторами (Т. Н. Алієв, В. Г. Беліков, В. А. Бражников, Н. В. Габашвілі, Є. А. Козловський, Р. Х. Гафіятулін, М. А. Мислюк, Н. Б. Ситніков, К. А. Чефранов та ін.), ґрунтувались на детермінованих моделях.

Але процес буріння свердловин є стохастичним, нестационарним і таким, що розвивається у часі. Тому рядом авторів (Г. Н. Семенцов, М. І. Горбійчук, В. А. Циганков та ін.) було розроблено концепцію оптимізації процесу поглиблення свердловин, у відповідності з якою увесь інтервал буріння розбивається на пласти, всередині яких можна уважати, що фізико-механічні властивості гірських порід залишаються постійними. За таких умов допускалось, що процес буріння є стаціонарним випадковим процесом. Для реалізації оптимального керування процесом поглиблення свердловин у відповідності з висунотою концепцією необхідно мати інформацію про статистичні характеристики випадкового процесу, якими є режимні параметри процесу поглиблення свердловин. Отримання такої інформації вимагає значних

затрат часу і крім того кожна свердловина у певній мірі є унікальною спорудою і її властивості лише зі значним наближенням можна перенести на інші свердловини.

Подолати виниклі труднощі можна шляхом використання сучасних методів опису процесів, яким притаманна значна невизначеність значень режимних параметрів. Одним з можливих підходів до розв'язання подібних задач, зокрема оптимального керування процесом поглиблення свердловин в умовах невизначеності, є застосування апарату теорії нечітких множин і методів штучного інтелекту.

Оскільки до теперішнього часу такий підхід до вирішення задачі оптимального керування процесом поглиблення свердловин не розглядався, то метою дисертаційної роботи є розробка методів та алгоритмів оптимального керування процесом поглиблення свердловин в умовах невизначеності. Для розв'язання поставленої задачі необхідно створити методи синтезу емпіричних моделей оптимальної складності з врахуванням нечіткості режимних параметрів і на цій основі розробити метод оптимального керування процесом поглиблення свердловин за критерієм мінімуму вартості метра проходки, допускаючи, що основною нечіткою величиною є тривалість спуско-підймальних операцій, яка залежить не тільки від технічних характеристик бурової установки, але й від ряду суб'єктивних факторів.

Для реалізації запропонованих методів в автоматичному режимі необхідно визначити поточну технологічну операцію бурової установки, що є передумовою прогнозування тривалості спуско-підймальних операцій на наступний рейс, а також визначення параметрів функції належності тривалості спуско-підймальних операцій.

## РОЗДІЛ 2

### ІДЕНТИФІКАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ОПЕРАЦІЙ БУРОВОЇ УСТАНОВКИ

#### 2.1 Технологічні операції бурової установки

Для добування нафти і газу споруджують свердловини. Основними процесами спорудження свердловин є буріння і кріплення.

Спорудження свердловин включає у себе ряд процесів, які реалізуються у певній послідовності [26, 59]: будівництво наземних споруд; проходка ствола свердловини; роз'єднання пластів; освоєння свердловини і здача її в експлуатацію.

Проходка ствола свердловини можлива при здійсненні двох паралельних операцій – поглиблення вибою свердловини за допомогою породоруйнівного інструменту, який здійснює обертовий рух, і очистки вибою від вибуреної породи.

Роз'єднання пластів здійснюється шляхом послідовного виконання двох операцій – закріплення стінок ствола свердловини обсадними трубами, що утворюють обсадну колону, і герметизація затрубного простору.

Основним процесом при спорудженні свердловини є механічне буріння, яке, безвідносно до способу руйнування гірських порід, здійснюється шляхом виконання такої послідовності операцій [26]:

- спуск бурильних труб з породоруйнівним інструментом;
- руйнування породи на вибої свердловини;
- підйом колони бурових труб для заміни зношеного долота;
- кріплення свердловини обсадними трубами і тампонажним розчином.

Оптимізація процесу поглиблення свердловини здійснюється у переважній більшості за критерієм мінімальної вартості метра проходки свердловини [42]:



$$q = \frac{c_6(t_6 + t_{cn}) + d}{h(t_6)}, \quad (2.1)$$

де  $c_6$  - вартість роботи години бурової установки;

$t_6$  - тривалість чергового рейсу буріння;

$t_{cn}$  - тривалість спуско-підймальних операції (СПО);

$d$  - вартість породоруйнівного інструменту;

$h(t_6)$  - проходка на долото за рейс.

Оскільки процес буріння включає певне число операцій, які реалізуються у визначеній послідовності, то оптимальне управління за критерієм (2.1) передбачає, що задача визначення оптимальних дій керування повинна «запуститись» у визначений момент часу, який відповідає початку технологічній операції – механічне буріння. Тривалість СПО у кожному рейсі визначається витратами часу на такі технологічні операції як спуск і підйом колони бурильних труб, нарощування колони, заміна долота, циркуляція і промивка свердловини [28].

При синтезі оптимальної системи керування процесом поглиблення свердловини необхідно передбачити автоматичний режим вводу значень  $t_{cn}$  та запуск задачі оптимізації у момент, який повинен синхронізуватись з початком механічного буріння.

Взаємодія алгоритму спорудження свердловини [7, 28] з алгоритмом оптимального керування процесом механічного буріння показана на рисунку 2.1.

Таким чином, при оптимальному керуванні процесом поглиблення свердловин виникає необхідність у розпізнаванні технологічних операцій бурової установки.

Кожна технологічна операція бурової установки характеризується певним набором технологічних параметрів [60].

У таблиці 2.1 наведені основні технологічні операції процесу спорудження свердловин та контрольовані параметри, які відповідають таким операціям.

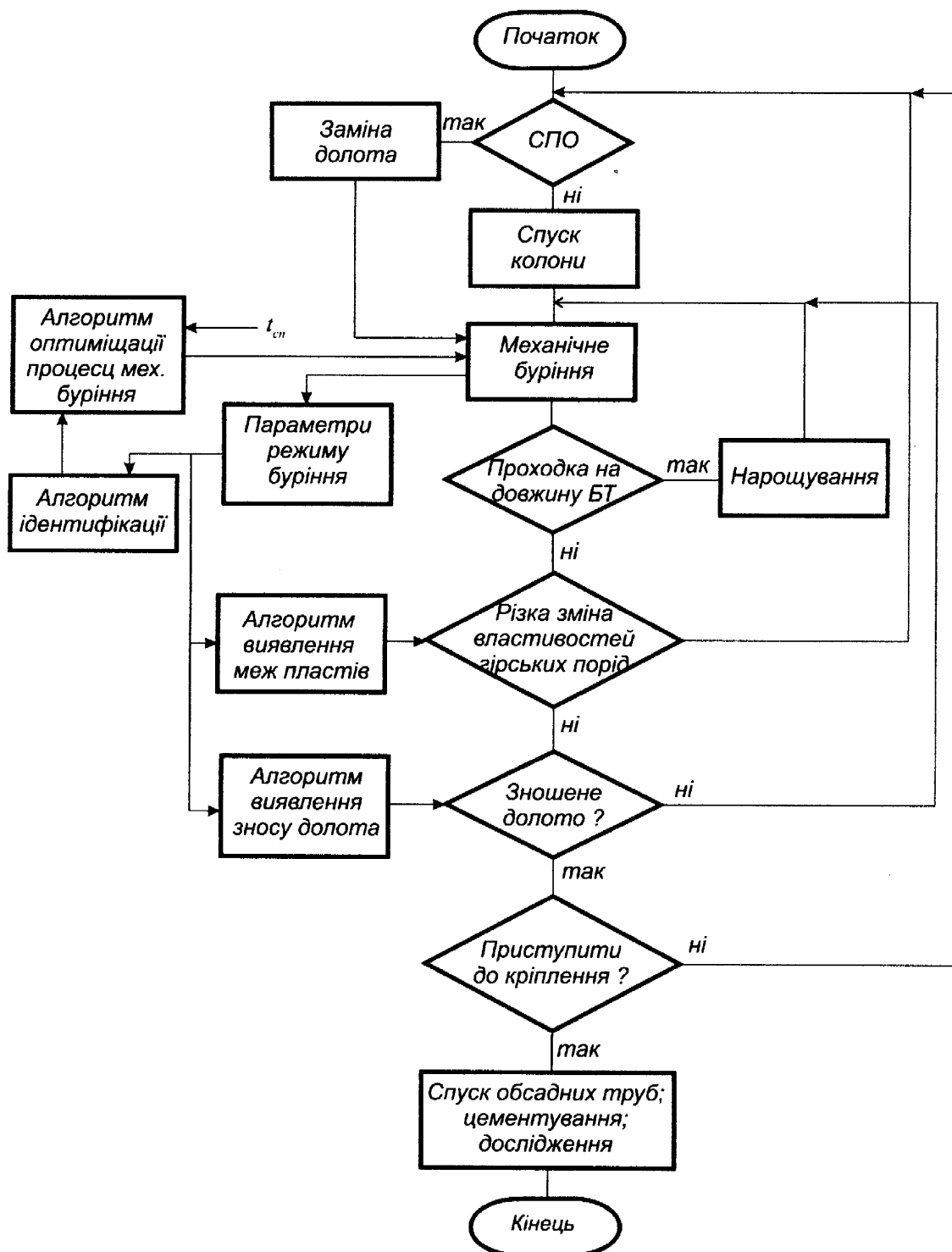


Рисунок 2.1 – Схема алгоритму спорудження свердловини і взаємодія його з алгоритмом оптимального керування технологічним процесом буріння

Значення  $t_{cn}$  визначається тривалістю цілого ряду субоперацій, які є складовими СПО. До таких субоперацій слід віднести [60] спуск-підйом колони бурильних труб з метою заміни долота; захват труб для підйому; утримання труб на гирлі свердловини; закручування – розкручування різьб; нарощування колони бурильних труб; заміна долота.

**Таблиця 2.1 – Технологічні операції та контрольовані параметри**

<b>Технологічна операція</b>	<b>Контрольовані технологічні параметри</b>
Поглиблення свердловини	осьове навантаження на долото
	частота обертання ротора
	обертовий момент на роторі
	витрата бурового розчину
	навантаження на гаку
	положення талевого блоку
Проробка долота	тиск у лінії нагнітання
	осьове навантаження на долото
	частота обертання ротора
	обертовий момент на роторі
	навантаження на гаку
	тиск у лінії нагнітання бурового розчину
Циркуляція і промивка свердловини	положення талевого блоку
	навантаження на гаку
	витрата бурового розчину
	тиск у лінії нагнітання бурового розчину
Нарощування	положення талевого блоку
	навантаження на гаку
	обертовий момент на машинному ключі
	частота обертання ротора
Підйом колони	положення талевого блоку
	навантаження на гаку
	обертовий момент на машинному ключі

Для реалізації алгоритму оптимального керування процесом поглиблення свердловини важливо визначити початок і закінчення СПО, що дасть змогу

визначити тривалість спуско-підймальних операцій  $t_{cn}$ , що є необхідною умовою розв'язання задачі оптимізації з критерієм (2.1).

Для визначення тривалості СПО за початковий відлік часу візьмемо момент підйому долота для його заміни, а момент закінчення СПО співпадатиме з моментом закінчення операції проробка долота. До отриманого значення  $t_{cn}^{(1)}$  слід додати час на нарощування довжини колони бурильних труб. Якщо таких нарощувань було  $n$ , то

$$t_{cn} = t_{cn}^{(1)} + \sum_{i=1}^n t_{n,i} + t_{\psi}, \quad (2.2)$$

де  $t_{n,i}$  - витрати часу на нарощування колони бурильних труб на  $i$ -ту свічку;

$t_{\psi}$  - витрати часу циркуляцію промивку і промивку свердловини.

## 2.2 Метод ідентифікації технологічних операцій бурової установки

Кожна технологічна операція бурової установки характеризується певним набором технологічних параметрів. При цьому немає необхідності знати їх абсолютні значення у фізичних одиницях достатньо встановити факт їх присутності, тобто контрольовані параметри повинні знаходитись у певних межах, що зумовлені технологічним регламентом.

Процес формування сигналів, які будуть ознаками у задачі розпізнавання технологічних операцій бурової установки, показаний на рисунку 2.2. У тому випадку, коли певний технологічний параметр, що характеризує відповідну технологічну операцію знаходиться в установленій нормі, тоді йому присвоюється значення «одиниця» у протилежному – «нуль».

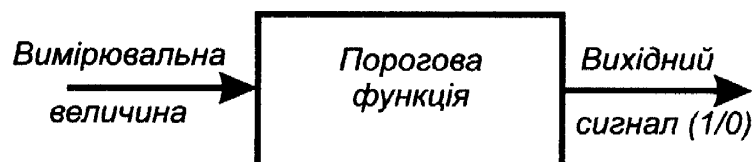


Рисунок 2.2 – Процес формування ознак

Задачу ідентифікації технологічних операцій бурової установки сформулюємо як задачу розпізнавання образів.

Кожна технологічна операція бурової установки (табл. 2.2) буде образом. Множина технологічних операцій бурової установки утворює простір образів  $\Omega$ . Якщо  $\omega$  конкретний образ, то  $\omega \in \Omega$ . Кожному образу (технологічній операції) присвоїмо порядковий номер  $1, 2, \dots, m$ , так що  $M = \{1, 2, \dots, P\}$  - множина номерів класів  $\Omega_1, \Omega_2, \dots, \Omega_p$ . Кожний образ характеризується набором ознак, які у просторі ознак утворюють вектор  $\bar{x} = (x_1, x_2, \dots, x_n)^T$ , компоненти якого це послідовності нулів та одиниць [76].

**Таблиця 2.2 - Ідентифікація основних технологічних операцій бурової установки**

Технологічні операції бурової установки	Технологічні параметри							
	навантаження на гаку	осьове навантаження на буровий інструмент	обертовий момент на роторі	обертовий моменту на машинному ключі	тиску в лінії нагнітання бурового розчину	положення талевого блоку	витрати бурового розчину на вході і виході свердловини	частота обертання ротора
Буріння	1	1	1	0	1	1	1	1
Проробка долота	1	1	1	0	1	1	0	1
Нарощування	1	0	0	1	0	1	0	1
Циркуляція і промивка свердловини	1	0	0	0	1	1	1	0
Підйом колони	1	0	0	1	0	1	0	0

Оскільки фізичні параметри, що характеризують деяку технологічну операцію бурової установки, додатні величини, то формування ознак здійснювалось таким чином:

$$x_i = \text{sign}(p_i(t)), i = \overline{1, n},$$

де  $p_i(t) = P_i(t) - P_{max,i}$  ;

$P_i(t)$ ,  $P_{max,i}$  - поточне і мінімальне значення технологічного параметру;

$$\text{sign}(p_i(t)) = \begin{cases} 1 & \text{при } p_i(t) > 0, \\ 0 & \text{при } p_i(t) = 0. \end{cases}$$

Якщо врахувати значення  $p_i(t)$ , то

$$\text{sign}(p_i(t)) = \begin{cases} 1 & \text{при } P_i(t) > P_{min,i}, \\ 0 & \text{при } P_i(t) = P_{min,i}. \end{cases} \quad (2.3)$$

Тепер можна сформулювати задачу розпізнавання образів стосовно ідентифікації технологічних операцій бурової установки.

Утворимо простір образів  $\Omega$  із класів  $\Omega_1$  (буріння),  $\Omega_2$  (проробка долота),  $\Omega_3$  (нарощування),  $\Omega_4$  (циркуляція і промивка свердловини), і  $\Omega_5$  (підйом долота).

Кожен клас характеризується своїм вектором  $\bar{x}$ , компоненти якого приймають бінарні значення «0» або «1».

Очевидно, що кожний клас вміщує тільки один образ, який визначається конкретною технологічною операцією, що наведена у табл. 2.2.

Задача полягає у тому, щоб за пред'явленням вектора  $\bar{x}$  віднести об'єкт до одного із чотирьох класів.

Для вирішення поставленої задачі доцільно скористатись нейромережевою технологією.

### **2.3 Нейромережева технологія ідентифікації технологічних операцій бурової установки**

Оскільки компоненти вектора  $\bar{x}$  приймають лише дискретні значення 0 (-1) або 1, то у таких випадках ефективно рішення задачі ідентифікації технологічних операцій бурової установки досягається використанням штучних нейронних мереж (ШНМ) Гопфілда або Хеммінга [4, 14].

Архітектуру мережі Гопфілда [5] показано на рисунку 2.3.

На вхід мережі поступає  $P$  образів, кожен із яких представлений векторами  $\bar{x} = (x_1, x_2, \dots, x_n)^T$  з компонентами, що мають бінарні значення «-1» або «1» [40].

У тому випадку, коли компоненти вектора  $\bar{x}$  приймають значення «0» або «1» їх перераховують таким чином, щоб значення «0» перетворилось в «-1». Такий перерахунок здійснюється за такою формулою:

$$\hat{x}_i = 2x_i - 1.$$

Конкретний образ  $\Omega_i, i = \overline{1, P}$  характеризується своїм вектором вхідних сигналів  $\bar{x}^{(p)}$ . Коли на вхід мережі Гопфільда подати векторну величину  $\bar{x}^{(p)}$ , то на її виході сформується вектор вихідних сигналів, який буде співпадати з  $\bar{x}^{(p)}$ , тобто  $\bar{y} = \bar{x}^{(p)}$ , де  $\bar{y} = (y_1, y_2, \dots, y_n)^T$ .

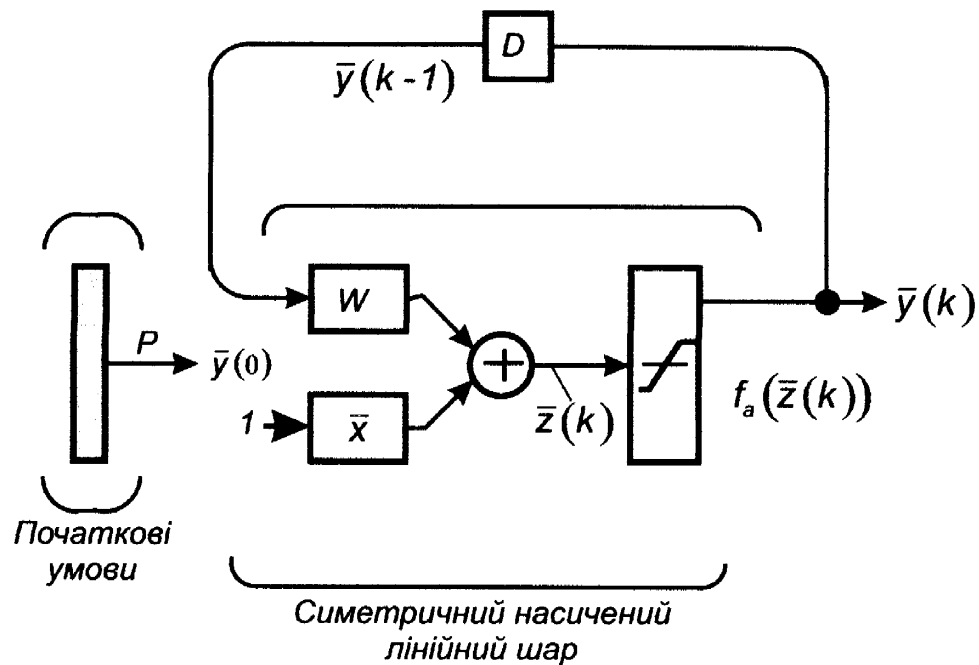


Рисунок 2.3 – Архітектура мережі Гопфільда

Розрізняють три стадії [101] функціонування мережі – ініціалізація, подання на вхід мережі образу та обчислення станів нейронів.

На стадії ініціалізації обчислюються вагові коефіцієнти  $w_{ij}$  матриці  $W$  (рис. 2.3) за такою формулою:

$$w_{ij} = \begin{cases} \bar{x}_i^T \bar{x}_j, & i \neq j, \\ 0, & i = j, \end{cases} \quad (2.4)$$

де  $\bar{x}_i = (x_i^{(1)}, x_i^{(2)}, \dots, x_i^{(p)}, \dots, x_i^{(p)})^T$ ,  $\bar{x}_j = (x_j^{(1)}, x_j^{(2)}, \dots, x_j^{(p)}, \dots, x_j^{(p)})^T$ ;

$x_i^{(p)}$ ,  $x_j^{(p)}$  -  $i$ -та й  $j$ -та компоненти вектора  $\bar{x}^{(p)}$ .

Цю стадію слід розглядати як навчання мережі, після якої вона здатна правильно розрізняти образи.

На другій стадії шляхом подання вхідного образу здійснюється початкова установка компонентів вихідних сигналів

$$\bar{y}(0) = \bar{x}.$$

На третій стадії визначаються послідовні стани нейронів

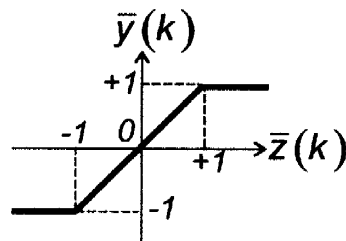
$$\bar{z}(k) = W \bar{y}(k-1) + \bar{x},$$

що дає змогу обчислити значення вихідних сигналів

$$y_i(k) = f_a(z_i(k)), \quad i = \overline{1, n}, \quad (2.5)$$

де  $f_a(z_i(k+1))$  - функція активації нейрона (рис. 2.4);

$$y_i(k) = f_a(z_i(k)) = \begin{cases} 1, & \text{якщо } z_i(k) > 1; \\ 0, & \text{якщо } z_i(k) < -1; \\ y_i(k) & \text{в інших випадках.} \end{cases} \quad (2.6)$$



**Рисунок 2.4 – Функція активації нейрона**

Мережа Гопфільда не використовує ні навчання з учителем, ані навчання без учителя [101]. Розрахунок вагових коефіцієнтів за формулою (2.4) здійснюється тільки перед початком функціонування мережі на основі апріорної інформації, що можна розцінити як допомога учителю. З іншого боку



мережа просто запам'ятовує образи і після того як на її вхід поступають реальні дані вона не може змінювати свою поведінку. Тому не можна стверджувати, що існує зворотний зв'язок з учителем.

Таким чином, якщо вхідні значення змінились, то за формулами (2.5) і (2.6) розраховуються вихідні сигнали мережі, за якими визначають стан об'єкта, якщо не змінилися – робота мережі завершена і мережа знаходиться у стійкому стані.

Бувають випадки, коли мережа Гопфілда не здатна здійснити розпізнавання і на виході може появиться неіснуючий образ. Для мережі Гопфілда число образів, які вона здатна запам'ятати не повинно перевищувати  $1,5n$  [74]. Якщо деякі образи  $A$  і  $B$  мало відрізняються між собою, то може статися так, що «показ» образу  $A$  приведе до появи на виході мережі образу  $B$  і навпаки.

Коли немає необхідності, щоб мережа у явному вигляді видавала образ, тоді можна застосувати мережу Хеммінга [8], яка характеризується у порівнянні з мережею Гопфілда меншими витратами на пам'ять і обсягом обчислень.

Мережа Хеммінга складається із двох шарів (рис. 2.5).

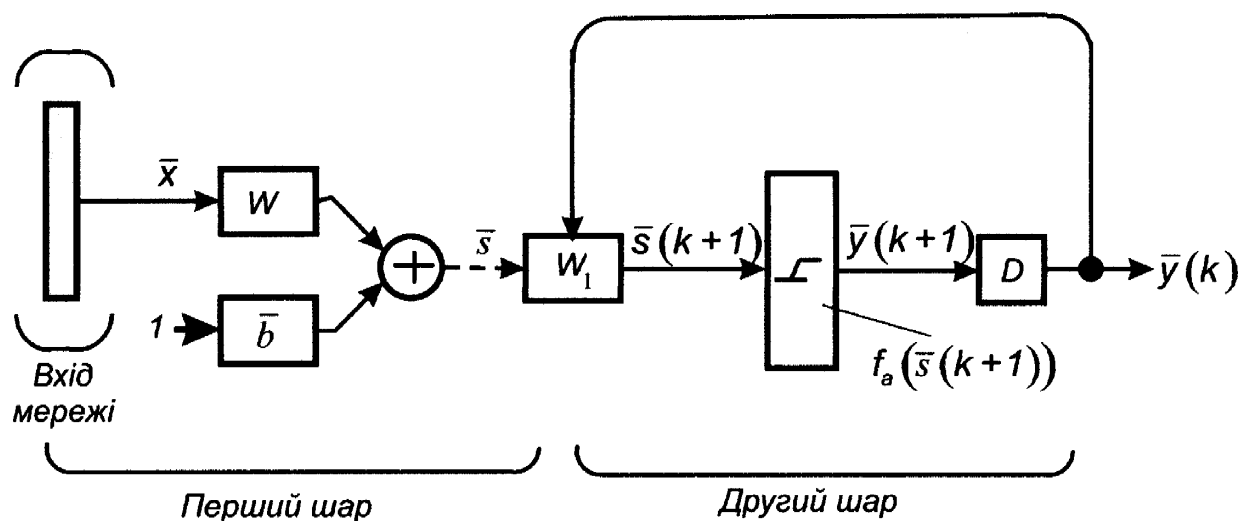


Рисунок 2.5 – Архітектура мережі Хеммінга

Перший шар є мережею прямого поширення, на виході якого формується такий сигнал:

$$\bar{s} = W \bar{x} + \bar{b}, \quad (2.7)$$

де  $W$  – матриця з елементами

$$w_{ij} = \frac{x_j^i}{2}; \quad (2.8)$$

$x_j^i$  -  $i$ -тий елемент  $j$ -го образу,  $i = \overline{1, n}$ ;  $j = \overline{1, M}$ ;

$n$  - розмірність вектора  $x$ ;

$M$  - кількість збережених образів у пам'яті мережі;

$\bar{b}$  - вектор, який має  $n$  однакових компонентів:

$$b_1 = b_2 = \dots = b_n = \frac{n}{2}. \quad (2.9)$$

Отже, кожен компонент вектора  $\bar{s}$  обчислюється за формулою

$$s_i = \frac{1}{2} \left( \sum_{j=1}^M (x_j^i x_j + n) \right).$$

Як і у мережі Гопфілда, так і у мережі Хеммінга вектори  $\bar{x}^j$  і  $\bar{x}$  приймають значення «-1» або «+1».

У тому випадку, коли компоненти вектора співпадають  $s_i = n$ .

У разі розбіжності між компонентами векторів  $\bar{x}^j$  і  $\bar{x}$  кількість їх неспівпадань дорівнює  $h$ . Величина  $h$  є хеммінговою відстанню між векторами  $\bar{x}^j$  і  $\bar{x}$ . У цьому випадку  $s_i = n - h$ .

Якщо  $h = 0$ , то вектори  $\bar{x}^j$  і  $\bar{x}$  повністю збігаються.

Вихідний сигнал першого шару поступає на вхід другого шару, який складається з блоку обчислення вектора  $\bar{s}(k+1)$ , функції активації (рис. 2.6) і елемента затримки  $D$  (рис. 2.5). Значення порогу  $F$  (рис. 2.6) вибирається досить великим [85] для того, щоб уникнути насичення. На вхід елемента активації поступає сигнал:

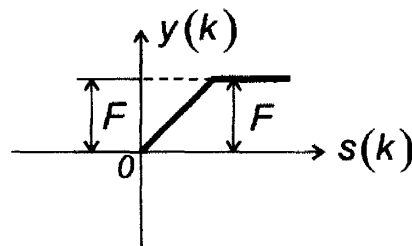
$$\bar{s}(k+1) = W_1 \bar{y}(k), \quad (2.10)$$

де  $W_1 = \begin{bmatrix} 1 & -\varepsilon & -\varepsilon & \dots & -\varepsilon \\ -\varepsilon & 1 & -\varepsilon & \dots & -\varepsilon \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ -\varepsilon & -\varepsilon & -\varepsilon & \dots & 1 \end{bmatrix}$ ;  $\varepsilon < \frac{1}{n}$ , а на його виході формується сигнал [91]:

$y_i(k+1) = f_a(s_i(k+1))$ , де

$$f_a(s_i(k+1)) = \begin{cases} y_i(k+1) = F, & \text{якщо } s_i(k+1) > F, \\ y_i(k+1), & \text{якщо } 0 < s_i(k+1) < F, \\ 0, & \text{якщо } s_i(k+1) < 0. \end{cases} \quad (2.11)$$

На рисунку 2.5 той факт, що величина  $\bar{s}$  не приймає участі у подальшій рекурентній процедурі обчислення  $\bar{y}(k)$ , відображений пунктирною стрілкою. Значення  $\bar{s}$  служить початковою умовою у рекурентній процедурі обчислення  $\bar{y}(k)$ .



**Рисунок 2.6 – Функція активації**

Після проходження сигналу  $\bar{y}(k+1)$  через лінію затримки  $D$  на виході мережі отримаємо сигнал  $\bar{y}(k)$ .

Отже, сигнал, що з'явився на виході мережі, після певного числа ітерацій, визначає номер збереженого образу.

### **Висновки до розділу**

1 На онові аналізу процесу спорудження глибоких свердловин на нафту і газ виявлено основні технологічні операції бурової установки та розроблено алгоритм взаємодії технологічних процесів буріння з алгоритмом оптимального керування процесом поглиблення свердловини.

2 Розроблено метод ідентифікації технологічних операцій бурової установки, який ґрунтується на інформації про технологічні параметри процесу спорудження свердловини. За допомогою порогової функції формується образ відповідного процесу буріння як бінарний сигнал, що характеризує певну технологічну операцію бурової установки.

3 Для ідентифікації технологічних операцій бурової установки запропоновано використовувати штучні нейронні мережі. Показано, що для задачі розпізнавання технологічних операцій бурової установки слід використовувати штучні нейронні мережі Гопфілда або Хеммінга.

4 Аналіз мереж Гопфілда і Хеммінга показав, що для задачі розпізнавання технологічних операцій бурової установки, де немає необхідності отримувати образ у явному вигляді, доцільно використовувати мережу Хеммінга. Розроблено архітектуру такої мережі, яка подана у термінах матрично-векторних величин, а також алгоритм функціонування такої мережі.

### РОЗДІЛ 3

## ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ ПРОЦЕСОМ ПОГЛИБЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН В УМОВАХ НЕВИЗНАЧЕНОСТІ

### 3.1 Особливості оптимального керування процесом поглиблення свердловин

Процес спорудження свердловин складається із послідовності технологічних операцій, які виконуються у строго визначеному порядку (рис. 2.1). Тривалість кожної із них визначається багатьма факторами таких як технічна оснащеність бурової установки, геолого-технологічними умовами буріння, рівнем оснащеності бурової установки інформаційно-вимірювальними приладами та пристроями автоматики, кваліфікацією обслуговуючого персоналу тощо.

Все це вносить у процес буріння значну степінь невизначеності, що значно ускладнює задачу оптимального керування процесом спорудження свердловин.

Основним процесом в усьому циклі спорудження свердловин є механічне буріння, основним завданням якого є руйнування гірської породи з наступним виносом її на денну поверхню буровим розчином.

При бурінні свердловини долотами різного типу руйнування породи може бути поверхневим або об'ємним. Перший тип руйнування породи малоефективний. Для того, щоб при бурінні свердловини мав місце об'ємний спосіб руйнування порід необхідно підібрати відповідне співвідношення між навантаженням на долото і частотою його обертання. При цьому допускають, що промивка вибою свердловини є достатньою для його повного очищення.

Вибір оптимального поєднання осьового навантаження на долото і частоти його обертання здійснюється за певним критерієм [53, 61, 78]. Численні дослідження проведені багатьма авторами [53] дозволили встановити, що лише частина із відомих критеріїв може бути використана для створення ефективних

методів оптимального керування процесом поглиблення свердловин. До таких критеріїв слід віднести – вартість метра проходки  $q$  і рейсову швидкість буріння  $v_p$ .

Найбільші відмінності між критеріями  $\min:q$  і  $\max:v_p$  проявляється на малих глибинах, коли тривалість СПО невелика. Оптимальне керування за критерієм  $\max:v_p$  на малих глибинах проводить до значного збільшення метра проходки свердловини [53]. Із збільшенням глибини свердловини відмінність між критеріями  $\min:q$  і  $\max:v_p$  у значній мірі нівелюється.

Успішне розв'язання задачі оптимального керування процесом поглиблення свердловин можливе лише у тому випадку, коли створена адекватна процесу математична модель, яка описує зміни у часі проходки та стану озброєння долота, які характеризуються непрямими оцінками.

Процес взаємодії долота з вибоєм свердловини, який зумовлює інтенсивність руйнування гірської породи та інтенсивність зношування бурового інструмента і відповідну механічну швидкість буріння залежить як від компоновки бурильної колони, типу долота, режимних параметрів, так і від фізико-механічних властивостей гірських порід.

Автори робіт [53, 131] допускають, що у межах однієї пачки породи, де фізико-механічні властивості гірських порід можна вважати незмінними, параметри математичної моделі залишаються незмінними. Момент переходу долотом межі між двома пластами фіксується за допомогою, так званого,  $GZ$ -алгоритму [51, 106].

У межах пласта здійснюється ідентифікація параметрів математичної моделі. При цьому допускають, що вхідні величини вимірюються з достатньою точністю і похибками вимірювань можна знехтувати.

Врахування похибок вимірювань вхідних величин значно ускладнює процес ідентифікації [50]. При цьому розв'язування такої задачі можливе лише

у тому випадку, коли відомі закони розподілу похибок і вони статистично незалежні [50].

Визначення таких законів розподілу для умов буріння є нереальною задачею через нелінійність і нестационарність об'єкта.

У більшості робіт як вітчизняних, так і зарубіжних авторів проблема ідентифікації зводиться до параметричної ідентифікації, коли параметри моделі визначаються на основі узагальнення великої кількості статистичних даних [22, 34, 71, 133]. Такий підхід є задовільним, коли необхідно якісно оцінити вплив режимних параметрів на показники процесу буріння або розв'язати задачу ідентифікації на стадії проектування спорудження свердловини. Але такий підхід є незадовільним, коли результати ідентифікації використовують для оптимального керування процесом буріння у режимі реального часу. У такому випадку виникає необхідність у розробці методів і алгоритмів, які максимально наближені до реальних умов буріння і враховують особливості процесу буріння як об'єкта оптимального керування – його нелінійність і нестационарність.

### 3.2 Нечітка ідентифікація процесу поглиблення свердловин

Процес поглиблення свердловини будемо описувати такою математичною моделлю [53]:

$$\begin{aligned} \frac{dh(t)}{dt} &= \frac{v_0}{\varepsilon(t)}, \\ \frac{d\varepsilon(t)}{dt} &= K_\varepsilon, \\ \frac{dg(t)}{dt} &= K_g, \end{aligned} \quad (3.1)$$

де  $h(t)$  - поточне значення проходки на долото;

$v_0$  - початкова швидкість буріння;

$\varepsilon(t)$ ,  $g(t)$  - оцінки станів озброєння і опор долота;

$K_\varepsilon$ ,  $K_g$  - швидкості змін станів озброєння  $\varepsilon(t)$  і опор долота  $g(t)$ .

Очевидно, що

$$h(t_0) = 0, \quad (3.2)$$

де  $t_0$  - початок чергового рейсу буріння.

Оцінку стану озброєння долота будемо визначати за формулою (1.5). У початковий момент часу  $t_0$  для нового долота виконується умова  $v_t = v_0$  і відповідно

$$\varepsilon(t_0) = 1. \quad (3.3)$$

Якщо стан опор долота оцінюється за формулою (1.6), тоді

$$g(t_0) = 1. \quad (3.4)$$

У тому випадку, коли  $g(t)$  трактується як відносний знос опор долота [111], тоді

$$g(t_0) = 0. \quad (3.5)$$

Отже, система рівнянь (3.1) разом з початковими умовами (3.2) – (3.4) або (3.2), (3.3) і (5.5) описує процес поглиблення свердловини, коли тривалість роботи долота на вибої свердловини обмежена стійкістю його опор.

Якщо процес поглиблення свердловини реалізується з використанням полікристалічних доліт типу PDC або робота шарошечного долота на вибої свердловини обмежена стійкістю його опори, то процес поглиблення свердловини описується математичною моделлю, яка включає у себе перших два рівняння системи (3.1):

$$\frac{dh(t)}{dt} = \frac{v_0}{\varepsilon(t)}, \quad (3.6)$$

$$\frac{d\varepsilon(t)}{dt} = K_\varepsilon. \quad (3.7)$$

Початкові умови для системи рівнянь (3.6), (3.7) будуть визначатись співвідношеннями (3.2) і (3.3).

При бурінні в однорідних породах, коли тип долота вибраний і при повній очистці вибою свердловини швидкість проходки і швидкості зміни



стану долота  $K_\epsilon$  і  $K_g$  будуть функціями осьового навантаження на долото  $F$  і частоти його обертання  $N_\delta$ :

$$v_0 = f_0(F, N_\delta), \quad (3.8)$$

$$K_\epsilon = f_\epsilon(F, N_\delta), \quad (3.9)$$

$$K_g = f_g(F, N_\delta). \quad (3.10)$$

Найбільша увага дослідників була зосереджена на встановленні залежності (3.8) як функції змінних  $F$  і  $N_\delta$  [113]. До теперішнього часу не існує задовільної теорії, на основі якої можна було б одержати аналітичним способом закономірності (3.8). Тому пошук залежностей (3.8) ґрунтується на експериментальних даних. Оскільки експериментальні дослідження, що проводились багатьма вченими при різних умовах, які характеризуються неоднаковими способами буріння, типами доліт, компоновками колони бурильних труб, програмами промивки свердловин та різними глибинами, то не існує універсальних залежностей (3.8) – (3.10).

Більшість авторів [53] залежності (3.8) – (3.10) описують степеневими рівняннями:

$$\{v_0, K_\epsilon, K_g\} = k_i F^{\alpha_i} N_\delta^{\beta_i}, \quad i = 1, 2, 3, \quad (3.11)$$

де  $k_i$ ,  $\alpha_i$ ,  $\beta_i$  - коефіцієнти моделей, які визначають у результаті промислових досліджень.

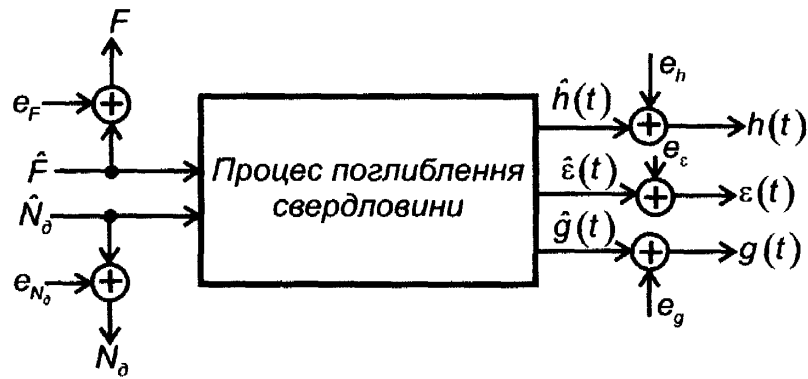
Вибір степеневих залежностей (3.11) як моделей процесу буріння пояснюється їх простотою і малими обчислювальними витратами у процесі обчислення коефіцієнтів таких моделей. Оскільки моделі (3.11) можна привести до лінійного вигляду:

$$Y_i = a_i + \alpha_i X + \beta_i Z, \quad (3.12)$$

де  $Y_i = \ln\{v_0, K_\epsilon, K_g\}$ ,  $a_i = \ln k_i$ ,  $X = \ln F$ ,  $Z = \ln N_\delta$ ,

тоді параметри лінійної залежності (3.12) просто визначити за допомогою методу найменших квадратів.

Такий підхід визначення параметрів моделей (3.8) – (3.10) має суттєвий недолік. Тому, що величини  $h$ ,  $\varepsilon$ ,  $g$ ,  $F$  і  $N_o$ , які входять до складу моделі (3.1) у переважній більшості випадків визначаються за показами наземних приладів, а це призводить до того, що дійсні значення величин  $\hat{h}$ ,  $\hat{\varepsilon}$ ,  $\hat{g}$ ,  $\hat{F}$  і  $\hat{N}_o$  будуть відрізнятися від вимірних у силу пружних властивостей колони бурильних труб, тертям колони об стінки свердловини, викривленням стовбура свердловини та ін. Іншими словами, на дійсні значення величин  $\hat{h}$ ,  $\hat{\varepsilon}$ ,  $\hat{g}$ ,  $\hat{F}$  і  $\hat{N}_o$  накладаються перешкоди (рис. 3.1), статистичні характеристики яких невідомі [53, 95].



**Рисунок 3.1 – Процес поглиблення свердловини як об’єкт ідентифікації**

Враховуючи сучасний рівень розвитку обчислювальної техніки, обмеження на структуру математичних моделей втратили у значній мірі свою актуальність.

З точки зору повноти опису експериментальних даних найбільш прийнятною є модель у вигляді полінома степені  $m$  [64, 37]:

$$y = \sum_{j=0}^n c_j \prod_{i=1}^m x_i^{\varphi_{ji}}, \quad (3.13)$$

де  $c_j$  - коефіцієнти полінома;

$\varphi_{ji}$  - степені аргументів, які повинні задовольняти обмеженню:

$$\sum_{i=1}^m \varphi_{ji} \leq r, \quad \forall j.$$

Число членів  $n$  полінома (1) визначають за такою формулою [37]:

$$n = \frac{(m+r)!}{m!r!}. \quad (3.14)$$

З огляду на те, що в умовах буріння неможливо встановити закони розподілу перешкод  $e_F$ ,  $e_{N_d}$ ,  $e_h$ ,  $e_c$  і  $e_g$  (рис. 3.1), які накладаються на дійсні значення технологічних параметрів, будемо уважати у формулі (3.13) змінні  $x_i$ , що входять у модель (3.13) нечітким величинами.

При розробці алгебри над множиною нечітких чисел використовують принцип узагальнення [12, 21, 98], що дає змогу перенести різні математичні операції з чітких множин на нечіткі.

У відповідності з концепцією Л. Заде [13] арифметичні операції над бінарними нечіткими числами зводяться до визначення функції належності результату від застосування даної арифметичної операції.

Для нечітких чисел з дискретним носієм чотири алгебраїчні операції (додавання, віднімання, множення і ділення) реалізуються шляхом застосування мінімаксних процедур до функцій належності відповідних нечітких чисел. У результаті отримують функцію належності результату відповідної алгебраїчної операції [98].

Для нечітких чисел з неперервною функцією належності широке застосування знайшла аналітична апроксимація функції належності нечітких чисел у вигляді, так званих,  $(L-R)$  - функцій [63].

Функції  $(L-R)$  типу це не зростаючі функції, значення яких визначено на множині невід'ємних чисел, що задовольняють таким умовам:  $L(-x) = L(x)$ ,  $R(-x) = R(x)$  і  $L(0) = R(0) = 1$ .

Нечіткі числа з  $(L-R)$  - функціями належності трактується як нечітка величина [98]  $B = \{x, \mu_B(x)\}$ , функція належності якої  $\mu_B(x)$  може бути подана як композиція  $L$  - і  $R$  - функцій

$$\mu_B(x) = \begin{cases} L\left(\frac{a-x}{\alpha}\right), & x \leq a, \\ R\left(\frac{x-a}{\beta}\right), & x > a, \end{cases}$$

де  $\alpha > 0$  і  $\beta > 0$  - лівий і правий коефіцієнти нечіткості;

$a$  - мода нечіткого числа.

Нечіткі числа  $(L-R)$  - типу при відомій функції належності  $\mu_B(x)$  однозначно визначаються трійкою своїх чисел  $\langle a, \alpha, \beta \rangle$  і позначаються таким чином:  $B_{LR} = \langle a, \alpha, \beta \rangle_{LR}$ .

Отже, вхідні величини  $x_i, i = \overline{1, m}$  емпіричної моделі (3.13) запропоновано інтерпретувати як нечіткі величини з функціями належності [95]

$$\mu(x_i) = \exp\left(-\frac{(x_i - x_i^{(0)})^2}{2\alpha_{xi}^2}\right). \quad (3.15)$$

де  $x_i^{(0)}, \alpha_{xi}, i = \overline{1, m}$  - відповідно модальне значення і параметр нечіткості функції належності.

Знайдемо функцію належності вихідної величини [6, 41]

$$\mu(y) = \mu\left(\sum_{j=1}^n c_j \prod_{i=1}^m x_i^{\phi_{ji}}\right) = \exp\left(-\frac{(y - a_y)^2}{2\alpha_y^2}\right). \quad (3.16)$$

Параметри  $a_y$  і  $\alpha_y$  функції належності (3.15) знайдемо, використовуючи правила виконання арифметичних операцій над нечіткими числами  $(L-R)$ -типу у гаусовому базисі [98, 63].

Виходячи із структури моделі (3.13), для визначення параметрів  $a_y$  і  $\alpha_y$  функції належності (3.15), необхідні такі операції над нечіткими числами як додавання, множення нечітких чисел і множення нечіткого числа на чітке.

Нехай  $A_{LR} = \langle a_1, \alpha_1, \beta_1 \rangle$  і  $B_{LR} = \langle a_2, \alpha_2, \beta_2 \rangle$  - нечіткі числа  $(L-R)$ - типу, де  $a_1, a_2$  - модальні значення;  $\alpha_1, \alpha_2, \beta_1, \beta_2$  - ліві і праві коефіцієнти нечіткості. Тоді параметри нечітких чисел  $C_{LR} = A_{LR} + B_{LR} = \langle a, \alpha, \beta \rangle$ ,  $C_{LR} = A_{LR} \cdot B_{LR} = \langle a, \alpha, \beta \rangle$  і  $C_{LR} = qA_{LR} = \langle a, \alpha, \beta \rangle$  відповідно обчислюються за такими формулами:

$$a = a_1 + a_2, \alpha = \alpha_1 + \alpha_2, \beta = \beta_1 + \beta_2; \quad (3.17)$$

$$a = a_1 a_2, \alpha = a_1 \alpha_2 + a_2 \alpha_1, \beta = a_1 \beta_2 + a_2 \beta_1; \quad (3.18)$$

$$a = qa_1, \alpha = q\alpha_1, \beta = q\beta_1. \quad (3.19)$$

Знайдемо суму із  $n$  нечітких чисел  $s = \sum_{i=1}^n z_i$ , для кожного із яких функція належності визначається формулою, яка аналогічна формулі (3.15). Очевидно, що  $z_i^{(LR)} = \langle a_{z_i}, \alpha_{z_i}, \alpha_{z_i} \rangle$ . Маємо

$$s_{1..2} = z_1 + z_2.$$

У відповідності з формулою (3.17)

$$s_{1..2}^{(LR)} = \langle a_{1..2}, \alpha_{1..2}, \alpha_{1..2} \rangle,$$

де  $a_{1..2} = a_{z_1} + a_{z_2}$ ,  $\alpha_{1..2} = \alpha_{z_1} + \alpha_{z_2}$ .

Оскільки  $s_{1..3} = z_1 + z_2 + z_3 = s_{1..2} + z_3$ , то  $s_{1..3}^{(LR)} = \langle a_{1..3}, \alpha_{1..3}, \alpha_{1..3} \rangle$ , де  $a_{1..3} = a_{1..2} + a_{z_3}$ ,  $\alpha_{1..3} = \alpha_{1..2} + \alpha_{z_3}$ . З врахуванням значень  $a_{1..2}$  і  $\alpha_{1..2}$  будемо мати  $a_{1..3} = a_{z_1} + a_{z_2} + a_{z_3}$ ,  $\alpha_{1..3} = \alpha_{z_1} + \alpha_{z_2} + \alpha_{z_3}$ . Продовжуючи такий ітераційний, у загальному випадку отримаємо такий результат:

$$s_{LR} = \langle a_s, \alpha_s, \alpha_s \rangle,$$

де

$$a_s = \sum_{i=1}^n a_{zi}, \quad \alpha_s = \sum_{i=1}^n \alpha_{zi}. \quad (3.20)$$

Використовуючи формулу (3.18), можна показати, що у випадку, коли  $s = \sum_{i=1}^n c_i z_i$ , будемо мати  $s_{LR} = \langle a_s, \alpha_s, \alpha_s \rangle$ ,

де

$$a_s = \sum_{i=1}^n c_i a_{zi}, \quad \alpha_s = \sum_{i=1}^n c_i \alpha_{zi}. \quad (3.21)$$

Для добутку  $m$  нечітких чисел  $V = \prod_{i=1}^m z_i$ , де  $z_i^{(LR)} = \langle a_{z_i}, \alpha_{z_i}, \alpha_{z_i} \rangle$ , матимемо  $V_{1..2} = z_1 z_2$ . Знайдемо параметри нечіткої величини  $V_{1..2}^{(LR)} = \langle a_{1..2}, \alpha_{1..2}, \alpha_{1..2} \rangle$ . Згідно формул (3.19)  $a_{1..2} = a_{z_1} a_{z_2}$  і  $\alpha_{1..2} = a_{z_1} \alpha_{z_2} + a_{z_2} \alpha_{z_1}$ . Тепер можемо записати  $V_{1..3} = z_1 z_2 z_3 = V_{1..2} z_3$  і відповідно  $V_{1..3}^{(LR)} = \langle a_{1..3}, \alpha_{1..3}, \alpha_{1..3} \rangle$ . Знаходимо  $a_{1..3} = a_{1..2} a_3$  і  $\alpha_{1..3} = a_{1..2} \alpha_3 + a_3 \alpha_{1..2}$ . Враховуючи значення  $a_{1..2}$  і  $\alpha_{1..2}$ , отримаємо

$$a_{1..3} = a_{z_1} a_{z_2} a_{z_3} \quad \text{і}$$

$$\alpha_{1..3} = a_{z_1} a_{z_2} \alpha_{z_3} + a_{z_3} (a_{z_1} \alpha_{z_2} + a_{z_2} \alpha_{z_1}) = a_{z_1} a_{z_2} \alpha_{z_3} + a_{z_1} a_{z_3} \alpha_{z_2} + a_{z_2} a_{z_3} \alpha_{z_1}. \quad \text{Оскільки}$$

$$V_{1..4} = V_{1..3} z_4 \quad \text{і} \quad V_{1..4}^{(LR)} = \langle a_{1..4}, \alpha_{1..4}, \alpha_{1..4} \rangle, \quad \text{то згідно (3.19) } a_{1..4} = a_{1..3} a_{z_4} \quad \text{і}$$

$$\alpha_{1..4} = a_{1..3} \alpha_{z_4} + a_{z_4} \alpha_{1..3}. \quad \text{Якщо врахувати раніше знайдені значення } a_{1..2} \quad \text{і} \quad \alpha_{1..2}, \quad \text{то}$$

будемо мати

$$a_{1..4} = a_{z_1} a_{z_2} a_{z_3} a_{z_4} \quad \text{і} \quad \alpha_{1..4} = a_{z_1} a_{z_2} a_{z_3} \alpha_{z_4} +$$

$$+ a_{z_4} (a_{z_1} a_{z_2} \alpha_{z_3} + a_{z_1} a_{z_3} \alpha_{z_2} + a_{z_2} a_{z_3} \alpha_{z_1}) = a_{z_1} a_{z_2} a_{z_4} \alpha_{z_3} + a_{z_1} a_{z_3} a_{z_4} \alpha_{z_2} + a_{z_2} a_{z_3} a_{z_4} \alpha_{z_1}.$$

Узагальнюючи отриманий результат, приходимо до висновку, що  $V_{LR} = \langle a_V, \alpha_V, \alpha_V \rangle$ , де

$$a_V = \prod_{i=1}^m a_{z_i}, \quad \alpha_V = \sum_{i=1}^m \alpha_{z_i} \prod_{\substack{k=1, \\ k \neq i}}^m a_{z_k}. \quad (3.22)$$

Використовуючи формулу (3.22), знайдемо степінь нечіткого числа  $(L-R)$ -типу. Якщо  $z_1 = z_2 = \dots = z_m = z$ , то  $V = z^m$  і  $V_{LR} = \langle a_V, \alpha_V, \alpha_V \rangle$ . Отже,

$$a_V = a_z^m, \quad \alpha_V = m \alpha_z a_z^{m-1}, \quad m \geq 2. \quad (3.23)$$

Отримані результати дають змогу знайти функцію належності  $\mu(y)$  вихідної величини  $y$ . Уведемо позначення  $z_j = \prod_{i=1}^m x_i^{\varphi_{ji}}$ . Тоді модель (3.13)

набуває такого вигляду:  $y = \sum_{j=0}^n c_j z_j$  і  $y_{LR} = \langle a_y, \alpha_y, \alpha_y \rangle$ . Згідно формул (3.22)

$a_y = \sum_{j=0}^n c_j a_{zj}$  і  $\alpha_y = \sum_{j=0}^n c_j \alpha_{zj}$ . Знайдемо значення  $a_{zj}$  і  $\alpha_{zj}$ . Для цього уведемо ще

одну нечітку змінну  $p_i(j) = x_i^{\varphi_{ji}}$  і  $p_i^{(LR)}(j) = \langle a_{p_i}(j), \alpha_{p_i}(j), \alpha_{p_i}(j) \rangle$ . Тоді

$z_j = \prod_{i=1}^m p_i(j)$ . У відповідності з формулами (3.22)

$$a_{zj} = \prod_{i=1}^m a_{p_i}(j) \text{ і } \alpha_{zj} = \sum_{i=1}^m \alpha_{p_i}(j) \prod_{\substack{k=1, \\ k \neq i}}^m a_{p_k}(j). \quad (3.24)$$

Оскільки  $p_i(j) = x_i^{\varphi_{ji}}$  і  $x_i^{(LR)} = \langle x_i^{(0)}, \alpha_{x_i}, \alpha_{x_i} \rangle$ ,  $i = \overline{1, m}$ , то згідно формул (3.23)

$a_{p_i}(j) = (x_i^{(0)})^{\varphi_{ji}}$ ,  $a_{p_k}(j) = (x_i^{(0)})^{\varphi_{jk}}$  і  $\alpha_{p_i}(j) = \varphi_{ji} (x_i^{(0)})^{\varphi_{ji}-1} \alpha_{x_i}$ . Підставляючи

отримані результати у формули (12), отримаємо  $a_{zj} = \prod_{i=1}^m (x_i^{(0)})^{\varphi_{ji}}$  і

$\alpha_{zj} = \sum_{i=1}^m \varphi_{ji} (x_i^{(0)})^{\varphi_{ji}-1} \alpha_{x_i} \prod_{\substack{k=1, \\ k \neq i}}^m (x_i^{(0)})^{\varphi_{jk}}$ . Знаючи  $a_{zj}$  і  $\alpha_{zj}$ , знаходимо

$$a_y = \sum_{j=0}^n c_j \prod_{k=1}^m (x_i^{(0)})^{\varphi_{jk}}, \quad \alpha_y = \sum_{j=0}^n c_j \left( \sum_{i=1}^m \varphi_{ji} (x_i^{(0)})^{\varphi_{ji}-1} \alpha_{x_i} \prod_{\substack{k=1, \\ k \neq i}}^m (x_i^{(0)})^{\varphi_{jk}} \right). \quad (3.25)$$

Для функції належності (3.16) визначимо  $\gamma$ - зріз. Тоді

$\exp\left(-\frac{(y - a_y)^2}{2\alpha_y^2}\right) = \gamma$ . Із останнього рівняння визначимо

$$y = a_y + \alpha_y \sqrt{\ln \frac{1}{\gamma^2}}. \quad (3.26)$$

Підставляючи значення  $a_y$  і  $\alpha_y$  із (3.25) у форму (3.26), отримуємо

$$y = \sum_{j=0}^n c_j \left( \prod_{i=1}^m (x_i^{(0)})^{\varphi_{jk}} + A_\gamma \left( \sum_{i=1}^m \varphi_{ji} (x_i^{(0)})^{\varphi_{ji-1}} \alpha_{xi} \prod_{\substack{k=1, \\ k \neq i}}^m (x_k^{(0)})^{\varphi_{jk}} \right) \right), \quad (3.27)$$

де  $A_\gamma = \sqrt{\ln \frac{1}{\gamma^2}}$ .

Отриманий результат свідчить про те, що врахування нечіткості вхідних даних приводить до появи певного «штрафу», величина якого визначається параметрами функцій належності (3.15).

Тепер можна сформулювати задачу нечіткої ідентифікації у такий спосіб: визначити параметри  $c_j$ ,  $j = \overline{0, n-1}$  моделі (3.27) таким чином, щоб мінімізувати суму квадратів відхилень розрахункових значень, які визначаються співвідношенням (3.27), від значень, що спостерігаються на виході об'єкта

$$J(\bar{c}) = \sum_{i=1}^N (Y_i - y_i)^2, \quad (3.28)$$

де  $y_i$  - обчислені значення вихідної величини для кожної точки спостережень.

Допускаємо, що спостереженню доступні вхідні величини  $x_i^{(0)}$ , які позначимо як  $x_i$ ,  $i = \overline{1, m}$ . Сформуємо матрицю

$$F = \begin{bmatrix} \prod_{i=1}^m (x_i^{(1)})^{\varphi_{0k}} + A_\gamma \left( \sum_{i=1}^m \varphi_{0i} (x_i^{(1)})^{\varphi_{0i-1}} \alpha_{xi} \prod_{\substack{k=1, \\ k \neq i}}^m (x_k^{(1)})^{\varphi_{0k}} \right) & \prod_{i=1}^m (x_i^{(1)})^{\varphi_{1k}} + \\ \prod_{i=1}^m (x_i^{(2)})^{\varphi_{0k}} + A_\gamma \left( \sum_{i=1}^m \varphi_{0i} (x_i^{(2)})^{\varphi_{0i-1}} \alpha_{xi} \prod_{\substack{k=1, \\ k \neq i}}^m (x_k^{(2)})^{\varphi_{0k}} \right) & \prod_{i=1}^m (x_i^{(2)})^{\varphi_{1k}} + \\ \dots & \dots \\ \prod_{i=1}^m (x_i^{(N)})^{\varphi_{0k}} + A_\gamma \left( \sum_{i=1}^m \varphi_{0i} (x_i^{(N)})^{\varphi_{0i-1}} \alpha_{xi} \prod_{\substack{k=1, \\ k \neq i}}^m (x_k^{(N)})^{\varphi_{0k}} \right) & \prod_{i=1}^m (x_i^{(N)})^{\varphi_{1k}} + \end{bmatrix}$$



$$\begin{aligned}
& + A_\gamma \left( \sum_{i=1}^m \varphi_{1i} (x_i^{(2)})^{\varphi_{1i}-1} \alpha_{xi} \prod_{\substack{k=1, \\ k \neq i}}^m (x_k^{(2)})^{\varphi_{1k}} \right) \cdots \prod_{i=1}^m (x_i^{(1)})^{\varphi_{ni}} + A_\gamma \left( \sum_{i=1}^m \varphi_{ni} (x_i^{(1)})^{\varphi_{ni}-1} \alpha_{xi} \prod_{\substack{k=1, \\ k \neq i}}^m (x_k^{(1)})^{\varphi_{nk}} \right) \\
& + A_\gamma \left( \sum_{i=1}^m \varphi_{1i} (x_i^{(2)})^{\varphi_{1i}-1} \alpha_{xi} \prod_{\substack{k=1, \\ k \neq i}}^m (x_k^{(2)})^{\varphi_{1k}} \right) \cdots \prod_{i=1}^m (x_i^{(2)})^{\varphi_{ni}} + A_\gamma \left( \sum_{i=1}^m \varphi_{ni} (x_i^{(2)})^{\varphi_{ni}-1} \alpha_{xi} \prod_{\substack{k=1, \\ k \neq i}}^m (x_k^{(2)})^{\varphi_{nk}} \right) \\
& \quad \dots \quad \dots \\
& + A_\gamma \left( \sum_{i=1}^m \varphi_{1i} (x_i^{(N)})^{\varphi_{1i}-1} \alpha_{xi} \prod_{\substack{k=1, \\ k \neq i}}^m (x_k^{(N)})^{\varphi_{1k}} \right) \cdots \prod_{i=1}^m (x_i^{(N)})^{\varphi_{ni}} + A_\gamma \left( \sum_{i=1}^m \varphi_{ni} (x_i^{(N)})^{\varphi_{ni}-1} \alpha_{xi} \prod_{\substack{k=1, \\ k \neq i}}^m (x_k^{(N)})^{\varphi_{nk}} \right)
\end{aligned}$$

Тоді  $\bar{y} = F\bar{c}$  і функціонал (3.27) набуде такого вигляду:

$$J(\bar{c}) = (\bar{Y} - \bar{y})^T (\bar{Y} - \bar{y}), \quad (3.29)$$

де  $\bar{Y} = (Y_1, Y_2, \dots, Y_N)^T$  - вектор значень вихідної величини у кожній точці спостережень  $i = \overline{1, N}$ ;

$\bar{y} = (y_1, y_2, \dots, y_N)^T$  - вектор обчислених значень вихідної величини за формулою (3.27) у кожній точці спостережень.

Мінімізація функціоналу (3.28) за вектор-змінною  $\bar{c}$  приводить до такого результату [14]:

$$\bar{c} = M^{-1} F^T \bar{Y},$$

де  $M = F^T F$  - матриця Фішера.

Будемо залежності (3.13) описати емпіричною моделлю, яка є поліномом другого порядку. Тоді у співвідношенні (3.13)  $m = 2$  і  $r = 2$ . Кількість членів такої регресійної залежності обчислимо за формулою (3.14) -  $n = 6$ .

Уведемо таке позначення:

$$f(\bar{x}, \bar{\varphi}) = \sum_{i=1}^m \varphi_{ji} (x_i^{(0)})^{\varphi_{ji}-1} \alpha_{xi} \prod_{\substack{k=1, \\ k \neq i}}^m (x_k^{(0)})^{\varphi_{jk}}.$$

Утворимо матрицю степенів регресійної моделі (3.13)

$$\Phi^T = \begin{bmatrix} \varphi_{01} & \varphi_{11} & \varphi_{21} & \varphi_{31} & \varphi_{41} & \varphi_{51} \\ \varphi_{02} & \varphi_{12} & \varphi_{22} & \varphi_{32} & \varphi_{42} & \varphi_{52} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 1 & 2 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 2 \end{bmatrix}.$$

Обчислимо  $f(\bar{x}, \varphi_{01}, \varphi_{02}) = \varphi_{01} x_1^{\varphi_{01}-1} \alpha_{x_1} x_2^{\varphi_{02}} + \varphi_{02} x_2^{\varphi_{02}-1} \alpha_{x_2} x_1^{\varphi_{01}}$ . Враховуючи значення  $\varphi_{01}$  і  $\varphi_{02}$ , отримаємо  $f(\bar{x}, \varphi_{0i}) = 0$ .

Аналогічно знаходимо, що

$$f(\bar{x}, \varphi_{11}, \varphi_{12}) = \varphi_{11} x_1^{\varphi_{11}-1} \alpha_{x_1} x_2^{\varphi_{12}} + \varphi_{12} x_2^{\varphi_{12}-1} \alpha_{x_2} x_1^{\varphi_{11}} = \alpha_{x_1},$$

$$f(\bar{x}, \varphi_{21}, \varphi_{22}) = \varphi_{21} x_1^{\varphi_{21}-1} \alpha_{x_1} x_2^{\varphi_{22}} + \varphi_{22} x_2^{\varphi_{22}-1} \alpha_{x_2} x_1^{\varphi_{21}} = \alpha_{x_2},$$

$$f(\bar{x}, \varphi_{31}, \varphi_{32}) = \varphi_{31} x_1^{\varphi_{31}-1} \alpha_{x_1} x_2^{\varphi_{32}} + \varphi_{32} x_2^{\varphi_{32}-1} \alpha_{x_2} x_1^{\varphi_{31}} = \alpha_{x_1} x_2 + \alpha_{x_2} x_1,$$

$$f(\bar{x}, \varphi_{41}, \varphi_{42}) = \varphi_{41} x_1^{\varphi_{41}-1} \alpha_{x_1} x_2^{\varphi_{42}} + \varphi_{42} x_2^{\varphi_{42}-1} \alpha_{x_2} x_1^{\varphi_{41}} = 2\alpha_{x_1} x_1,$$

$$f(\bar{x}, \varphi_{51}, \varphi_{52}) = \varphi_{51} x_1^{\varphi_{51}-1} \alpha_{x_1} x_2^{\varphi_{52}} + \varphi_{52} x_2^{\varphi_{52}-1} \alpha_{x_2} x_1^{\varphi_{51}} = 2\alpha_{x_2} x_2.$$

Отже, з врахуванням нечіткості вхідних змінних, вихід об'єкта ( $m = 2$ ,  $r = 2$ ) буде описуватись такою емпіричною залежністю:

$$y = c_0 + c_1(x_1 + A_\gamma \alpha_{x_1}) + c_2(x_2 + A_\gamma \alpha_{x_2}) + c_3(x_1 x_2 + A_\gamma(x_1 \alpha_{x_2} + x_2 \alpha_{x_1})) + c_4(x_1^2 + 2A_\gamma \alpha_{x_1} x_1) + c_5(x_2^2 + 2A_\gamma \alpha_{x_2} x_2).$$

У тому випадку, коли  $\gamma = 1$  тоді  $A_\gamma = 0$  і ми приходимо до чіткої задачі ідентифікації, в якій модальні значення вхідної величини ототожені з їх значеннями, що піддаються безпосередньому спостереженню.

### 3.3 Метод оптимізації процесу поглиблення свердловин в умовах невизначеності

Сучасні бурові установки дозволяють в широкому діапазоні змінювати осьове навантаження  $F$  на долото, і тому воно вважається основним керуючим впливом. Для зміни частоти обертання долота  $N_b$  на даний час існують більш обмежені можливості. При роторному бурінні вона змінюється дискретно.

Що стосується витрати  $Q$  промивної рідини, то, як правило, цей параметр встановлюється дискретно і його в таких випадках відносять до частково

керованих. Створення регульованих приводів ротора і насосів буде сприяти повному виконанню вимоги керованості для роторного буріння.

При роторному способі бурінні з електричним приводом параметри режиму  $F$ ,  $N_o$ ,  $Q$  не залежать один від одного, але, обмежені технічним можливостями бурової установки: міцністю і діаметром бурильних труб, кількістю обважених бурильних труб, забезпеченням нормальної роботи наземного обладнання.

Оскільки у процесі буріння свердловини основну роль відіграє долото, воно повинно бути раціонально використане і своєчасно підняте з вибою для заміни. Причому і зношення долота, і руйнування породи залежить не тільки від параметрів режиму буріння, але й від глибини свердловини, фізико-механічних властивостей породи і долота, температури у свердловині, пластового тиску та інших факторів. Спільний аналіз показників роботи доліт і параметрів режиму буріння показує, наприклад, що зі збільшенням осьового навантаження на долото і частоти обертання процес руйнування породи протікає більш ефективно. Одночасно відбувається і більш інтенсивне зношення долота, і, отже, швидше з'являється необхідність його заміни, що призводить до збільшення часу, витраченого на спуско-підймальні операції і, в кінцевому рахунку, до збільшення вартості буріння. Намагання добитись високих швидкостей проводки свердловин і найменших витрат часу на заміну долота призводить до необхідності вирішення задачі оптимального оптимізації керування бурінням.

При керуванні процесом буріння осьове навантаження на долото  $F$  і швидкість його обертання  $N_o$ , як правило, підтримується постійними протягом всього рейсу буріння.

Тому поставимо задачу – знайти таке  $F$  і  $N_o$  із допустимої області  $A_U$ , які є незмінним протягом рейсу буріння і щоб критерій оптимальності вартість метра проходки  $q$  набув найменшого значення

$$\min : q = \frac{C_6(t_6(\bar{U}) + t_{cn}) + d}{h(\bar{U})}, \quad (3.30)$$

$$\bar{U} \in A_U, \quad (3.31)$$

де  $C_6$  - вартість роботи бурової установки протягом однієї години;

$t_6$  - витрати часу на механічне буріння;

$t_{cn}$  - тривалість спуско-підіймальних операцій (СПО);

$d$  - вартість долота;

$h$  - проходка на долото за час  $t_6$ ;

$A_U$  - допустима область керування;

$$\bar{U} = (F, N_{\delta})^T.$$

При постійній потужності приводу роторного механізму зі збільшенням глибини  $H$  свердловини зростають втрати потужності на тертя бурильних труб об стінки свердловини, зменшуються граничні значення параметрів режиму буріння. Одночасно зменшується потужність, затрачувана на обертання долота. Тобто співвідношення між  $F$  і  $N_{\delta}$  повинно задовольняти умові [39]

$$A_1 N_{\delta i} + A_2 N_{\delta i}^2 + A_3 H N_{\delta i}^{1.7} + A_4 N_{\delta i} F_i \leq W_p, \quad (3.32)$$

де  $A_1, A_2, A_3$  і  $A_4$  - відомі величини, які не залежать від  $F, N_{\delta}$  і  $Q$ ;

$F_i, N_{\delta i}$  - відповідно значення осьового навантаження на долото і швидкості обертання ротора в  $i$ -му рейсі;

$$H = \sum_{i=1}^k h_i, h_i \geq 0, h_i - \text{проходка на долото в } i\text{-му рейсі, } k - \text{кількість рейсів.}$$

$W_p$  - потужність приводу ротора.

На керувальні дії  $F$  і  $N_{\delta}$  накладаються обмеження [39]

$$F_{\min} \leq F_i \leq F_{\max}, \quad (3.33)$$

$$N_{\delta \min} \leq N_{\delta i} \leq N_{\delta \max}, \quad (3.34)$$

де  $F_{\min}, N_{\delta \min}, F_{\max}, N_{\delta \max}$  - відповідно мінімальні і максимальні значення осьового навантаження на долото і швидкості його обертання.

Таким чином, допустима область керування  $A_U$  в обмеженні (3.31) визначається системою нерівностей (3.32) – (3.34), при витраті бурового розчину  $Q = const$ , швидкість спуско-підіймальних операцій  $v_{cn}$  та моменту на долоті  $M_o$ , що не перевищують максимально допустимих значень ( $v_{cn} \leq v_{cn_{max}}$ ,  $M_o \leq M_{o_{max}}$ ).

Значення величини  $t_{cn}$  з певною вірогідністю може бути оцінено, зокрема, шляхом передбачення за результатами його значення у попередніх рейсах [55]. Складність такого передбачення зумовлена тим, що конкретне значення  $t_{cn}$  визначається не лише типом та продуктивністю приводу бурової лебідки, глибиною та кривизною свердловини, але й цілим рядом суб'єктивних факторів, які пов'язані зі складом бурової бригади, кваліфікацією її членів, сезонністю робіт, погодними умовами та ін.

Таким чином, наявність багатьох факторів, які невизначеним чином впливають на тривалість спуско-підіймальних операцій дає всі підстави вважати, що  $t_{cn}$  є нечіткою величиною з певною функцією належності  $\mu(t_{cn})$ .

Слід відмітити, що не існує формальних правил вибору функцій належності [98, 90]. Вибір тої чи іншої структури функції належності диктується типом задачі, що розв'язується.

Оскільки величина  $t_{cn}$  входить у критерій оптимальності (3.30) лінійно, то у нашому випадку функцію належності доцільно вибрати у вигляді гаусової апроксимації:

$$\mu(t_{cn}) = \exp\left\{-\frac{(t_{cn} - m)^2}{2\sigma^2}\right\}, \quad (3.35)$$

де  $m$  і  $\sigma$  - числа, які характеризують «розмитість» нечіткої величини  $t_{cn}$ .

Якщо між елементами  $X$  і  $Y$  існує однозначна залежність, яка визначається співвідношенням

$$y = \varphi(x), \quad x \in X, \quad y \in Y, \quad (3.36)$$

і  $\mu(t_{cn})$  функція належності нечіткої величини  $x$ , то у тих випадках. Коли із (3.36) можна визначити  $\varphi^{-1}(y) = \{x : x \in X, \varphi(x) = y\}$  будемо мати

$$\mu(y) = \mu(\varphi^{-1}(y)). \quad (3.37)$$

Критерій оптимальності (3.30) подамо у такому вигляді:

$$q = \frac{C_\sigma t_\sigma(\bar{U}) + d}{h(\bar{U})} + \frac{C_\sigma}{h(\bar{U})} t_{cn}. \quad (3.38)$$

Співвідношення (3.37) для випадку, що розглядається буде таким:

$$\mu(q) = \mu(\varphi^{-1}(q)).$$

Із рівняння (3.38) знаходимо

$$\varphi^{-1}(q) = t_{cn} = \frac{q - a(\bar{U})}{b(\bar{U})},$$

$$\text{де } a(\bar{U}) = \frac{C_\sigma t_\sigma(\bar{U}) + d}{h(\bar{U})}, \quad b(\bar{U}) = \frac{C_\sigma}{h(\bar{U})}.$$

З врахуванням останнього співвідношення функція належності (8) набуде такого вигляду:

$$\mu(q) = \exp \left\{ - \frac{\left( \frac{q - a(\bar{U})}{b(\bar{U})} - m \right)^2}{2\sigma^2} \right\} = \exp \left\{ - \frac{(q - a(\bar{U}) - mb(\bar{U}))^2}{2\sigma^2 b^2(\bar{U})} \right\}.$$

Введемо такі позначення:  $m_q = a(\bar{U}) + mb(\bar{U})$ ,  $\sigma_q = \sigma b(\bar{U})$ . Тоді

$$\mu(q) = \exp \left\{ - \frac{(q - m_q)^2}{2\sigma_q^2} \right\}.$$

Задамо певним значенням рівня функції належності  $\mu(q) = \alpha$ , якому відповідає деяке значення  $q = q^*$  і, яке слід визначити із рівняння

$$\exp\left\{-\frac{(q^* - m_q)^2}{2\sigma_q^2}\right\} = \alpha, \quad \alpha < 1.$$

Звідси

$$q^* = m_q + \sigma_q \sqrt{\ln \frac{1}{\alpha}}.$$

Якщо врахувати значення  $m_q = \frac{C_{\sigma}(t_{\sigma}(\bar{U}) + m) + d}{h(\bar{U})}$  і  $\sigma_q = \frac{\sigma C_{\sigma}}{h(\bar{U})}$ , то

отримаємо таку задачу чіткого нелінійного програмування

$$\min : q(\bar{U}) = \frac{C_{\sigma}(t_{\sigma}(\bar{U}) + m) + d}{h(\bar{U})} + \frac{\sigma C_{\sigma}}{h(\bar{U})} \sqrt{\ln \frac{1}{\alpha}} \quad (3.39)$$

за умови, що виконуються обмеження (3.32) – (3.34) на альтернативи  $\bar{U}$ .

Функції  $t_{\sigma}(\bar{U})$  і  $h(\bar{U})$  визначимо, скориставшись відомою математичною моделлю процесу поглиблення глибоких свердловин [53]

$$\frac{dh(t)}{dt} = v_0(\bar{U}(t)) f(\varepsilon(t)), \quad (3.40)$$

$$\frac{d\varepsilon(t)}{dt} = K_{\varepsilon}(\bar{U}(t)), \quad (3.41)$$

$$\frac{dg(t)}{dt} = K_g(\bar{U}(t)), \quad (3.42)$$

з початковими умовами та граничними умовами:

$$h(0) = g(0) = 0; \quad \varepsilon(0) = 1; \quad \varepsilon(t_{\sigma}) = \varepsilon_k; \quad g(t_{\sigma}) = g_k, \quad (3.43)$$

де  $v_0(\bar{U}(t))$  - початкова механічна швидкість;

$\varepsilon(t), g(t)$  - оцінки станів озброєння і опор шарошкового долота;

$K_{\varepsilon}(\bar{U}(t)), K_g(\bar{U}(t))$  - швидкість зміни у часі оцінок  $\varepsilon(t)$  і  $g(t)$ ;

$\varepsilon_k$  і  $g_k$  - значення оцінок  $\varepsilon$  і  $g$  в кінцевий момент часу  $t = t_{\sigma}$ .

$$\bar{U}(t) = (F, N_o)^T.$$

Оскільки  $\bar{U}(t) = const$ , а  $f(\varepsilon) = \frac{1}{\varepsilon}$ , то рівняння (3.40) і (3.41) можна інтегрувати з початковими та граничними умовами (3.43). У результаті отримаємо

$$h(\bar{U}) = \frac{v_0(\bar{U})}{K_\varepsilon(\bar{U})} \ln(K_\varepsilon(\bar{U})t_\delta + 1). \quad (3.44)$$

Керування процесом буріння за критерієм (3.30) допускає, що закінчення чергового рейсу може бути зумовлено двома факторами – зносом озброєння долота чи зносом його опор.

Допустимо, що випереджаючим фактором є знос озброєння долота. Тоді час закінчення чергового рейсу (час буріння) визначимо із рівняння (3.41)

$$t_\delta(\bar{U}) = A_\varepsilon K_\varepsilon^{-1}(\bar{U}), \quad (3.45)$$

де  $A_\varepsilon = \varepsilon_k - 1$ .

В тому випадку, коли випереджаючим фактором є знос опори долота, то розв'язавши диференціальне рівняння (3.42) з граничними умовами (3.43), знаходимо

$$t_\delta(\bar{U}) = A_g K_g^{-1}(\bar{U}), \quad (3.46)$$

де  $A_g$  – постійна величина, що визначається граничними умовами [1].

Отже, критерій оптимальності (10) буде визначатись такими формулами:

- випереджаючий знос озброєння долота

$$\min_{\bar{U} \in A_\varepsilon} : q(\bar{U}) = \frac{C_\delta A_\varepsilon + K_\varepsilon(\bar{U})(C_\delta m + d)}{v_0(\bar{U}) \ln(A_\varepsilon + 1)} + \frac{\sigma K_\varepsilon(\bar{U}) C_\delta}{v_0(\bar{U}) \ln(A_\varepsilon + 1)} \sqrt{\ln \frac{1}{\alpha^2}}; \quad (3.47)$$

- випереджаючий знос опор долота

$$\min_{\bar{U} \in A_g} : q(\bar{U}) = \frac{C_\delta A_g K_\varepsilon(\bar{U}) + K_\varepsilon(\bar{U})(C_\delta m + d)}{v_0(\bar{U}) \ln(A_g K_\varepsilon(\bar{U}) / K_g(\bar{U}) + 1)} + \frac{\sigma K_\varepsilon(\bar{U}) C_\delta}{v_0(\bar{U}) \ln(A_g K_\varepsilon(\bar{U}) / K_g(\bar{U}) + 1)} \sqrt{\ln \frac{1}{\alpha^2}}. \quad (3.48)$$



Параметри залежностей (3.8) – (3.10), які входять у критерій оптимальності (3.47) або (3.48), визначаються за допомогою розроблених методів ідентифікації [6].

### **Висновки до розділу**

1 Аналіз процесу поглиблення свердловини показав, що такий процес є нестационарним і характеризується значною невизначеністю його режимних параметрів, що зумовлює необхідність у розробленні алгоритмів ідентифікації з врахуванням невизначеності режимних параметрів буріння.

2 Удосконалена математична модель процесу поглиблення свердловин описує функціональні залежності між швидкістю механічного буріння, швидкістю зміни оцінки стану озброєння долота та режимними параметрами процесу заглиблення свердловини – осьовим навантаженням на долото і швидкістю його обертання. Особливістю такої моделі є те, що величини, що входять у математичну модель є незалежними величинами, що дало змогу розробити ефективні алгоритми ідентифікації.

3 Розроблено методику ідентифікації параметрів математичної моделі процесу поглиблення свердловини, виходячи із того, що режимні параметри – осьове навантаження на долото і швидкістю його обертання є нечіткими величинами. З використанням математики нечітких чисел отримані функціональні залежності, які враховують параметри функцій належності нечітких величин, якими є осьове навантаження на долото і швидкістю його обертання.

4 Виходячи із аналізу критерію оптимальності процесу поглиблення свердловини, показано, що тривалість спуско-підіймальних операцій є нечіткою величиною. Отриманий математичний вираз критерію оптимальності – вартість метра проходки свердловини, включає у себе параметри функції належності тривалості часу спуско-підіймальних операцій, що дало змогу сформулювати задачу нечіткої оптимізації процесу поглиблення свердловин.

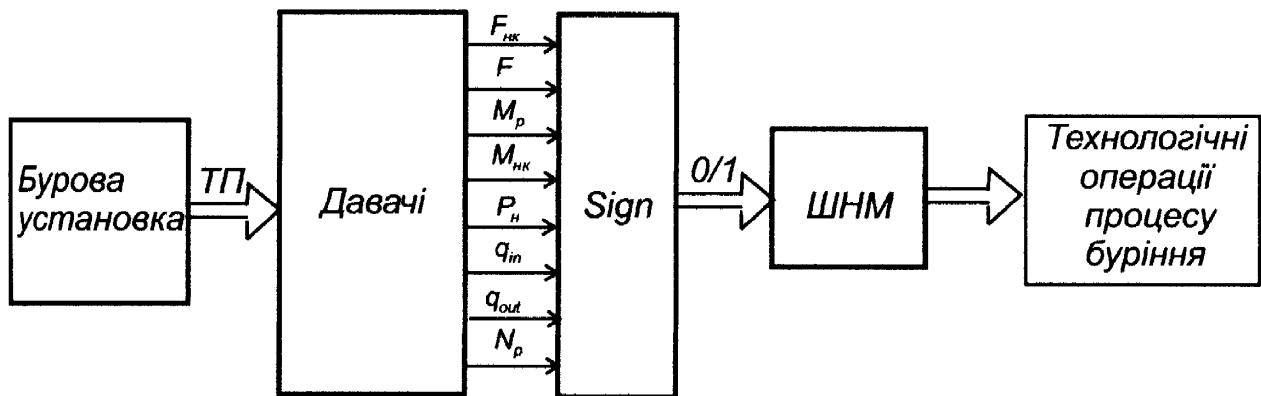
## РОЗДІЛ 4

### АЛГОРИТМІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЗАДАЧІ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ ПРОЦЕСОМ ПОГЛИБЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН В УМОВАХ НЕВИЗНАЧЕНОСТІ

#### 4.1 Алгоритмічне забезпечення задачі визначення технологічних операцій бурової установки

Для успішної реалізації системи оптимального керування процесом поглиблення свердловин (рис. 2.1) необхідно знати поточну технологічну операцію бурової установки з метою автоматичного визначення початку процесу механічного буріння і при необхідності проведення ідентифікації параметрів математичної моделі за результатами пробного буріння. Крім того інформація про поточну технологічну операцію бурової установки дозволить в автоматичному режимі визначити час затрачений на проведення спуско-підймальних операцій (СПО).

Блок-схема системи визначення технологічних операцій бурової установки наведена на рисунку 4.1.



**Рисунок 4.1 – Блок-схема системи ідентифікації технологічних операцій бурової установки**

На рисунку 4.1 прийняті такі позначення:

$F_{нк}$  - навантаження на крюку;

$F$  - осьове навантаження на долото;

$M_p$  - обертовий момент ротора;

$P_n$  - тиск у лінії нагнітання бурового розчину;

$L_b$  - положення тальового блоку відносно стола ротора;

$q_{in}$  - витрата бурового розчину на вході свердловини;

$q_{out}$  - витрата бурового розчину на виході свердловини;

$N_p$  - швидкість обертання ротора.

Інформація про технологічні параметри (ТП), яка поступає з бурової установки (БУ) вимірюється блоком здавачів Д, де перетворюється у цифрову форму (рис. 4.1). Блок Sign реалізує порогові функції у відповідності з формулою (2.3). На виході блоку Sign буде сформована певна комбінація бінарних сигналів 0/1, яка утворює вхідний вектор  $\bar{x}$ , що є входом штучної нейронної мережі (ШНМ).

Для розпізнавання образів, які подані у вигляді бінарних послідовностей і як показано у розд. 2, доцільно використовувати штучні нейронні мережі Гопфілда і Хеммінга.

Проведений аналіз роботи мережі Гопфілда і Хеммінга (розд. 2) показав, що для ідентифікації технологічних операцій бурової установки доцільніше використовувати мережу Хеммінга, один із виходів якої буде визначати номер стану бурової установки у відповідності з табл. 2.1.

Система MatLab вміщує обширний набір функцій, які об'єднані у Neural Network Toolbox [62]. Але серед групи функцій створення нейронних мереж відсутня функція, яка дала б можливість синтезувати нейронну мережу Хеммінга. Тому виникла потреба у розробці алгоритму і відповідного програмного забезпечення такої мережі.

Алгоритм функціонування мережі Хеммінга включає у себе дві стадії – ініціалізації і розпізнавання образу, який поданий як бінарний вектор  $\bar{x}$ .

На стадії ініціалізації на вхід мережі подається матриця  $X$  розміром  $m \times n$ , де  $m$  - кількість образів-зразків, які буде здатна розпізнати мережа;  $n$  -

розмірність бінарних вхідних векторів, які приймають значення «-1» або «+1». Оскільки конкретний технологічної операції бурової установки характеризується бінарним вектором з компонентами «0» або «1», то перерахунок компонентів вектора  $\bar{x}$  до значень «-1» і «+1» відбувається за формулою:  $\hat{x}_i = 2x_i - 1, i = \overline{1, n}$ .

У результаті мережа у відповідності з формулами (2.8) і (2.9) формує і запам'ятовує матрицю  $W$  і вектор  $\bar{b}$ .

Одночасно з величинами  $W$  і  $\bar{b}$  обчислюється матриця  $W_1$ , де, поза одиничною головною діагоналлю, розраховуються вагові коефіцієнти  $\varepsilon$  уповільнення другого шару.

У подальшій роботі мережі перший шар не приймає участі і його роль зводиться до запам'ятовування образів-зразків.

Другий шар мережі функціонує у відповідності з таким алгоритмом (рис. 2.5).

Допустимо, що на вхід мережі Хеммінга поданий вектор  $\bar{x}$ , який представляє один із технологічних операцій бурової установки. Після цього розраховується стан нейронів  $s_i$  першого шару за формулою (2.7), яка у розгорнутому вигляді буде такою:

$$s_i = w_i \bar{x} + b_i, i = \overline{1, m},$$

де  $w_i$  -  $i$ -й рядок матриці  $W$ ;

$b_i$  - компоненти вектора  $\bar{b}$ ;

$m$  - ємність мережі (кількість технологічних операцій бурової установки).

Стани нейронів другого шару обчислюють за рекурентною процедурою (2.10), яка для кожного  $i$ -го шару буде такою:

$$s_i(k+1) = y_i(k) - \varepsilon \sum_{r=1}^m y_r(k), i \neq r, i = \overline{1, n}, \quad (4.1)$$

де  $\bar{y}(1) = \bar{s}$ ;  $k = \overline{1, N}$ .

Значення  $N$  вибирається досить великим, щоб добитись постійних значень  $y_i$  на виході мережі Хеммінга.

Знаючи  $s_i(k+1)$ , обчислюємо значення аксонів нейронної мережі

$$y_i(k+1) = f(s_i(k+1)).$$

Функція активації  $f(s_i(k+1))$  вибрана у вигляді напівлінійної функції з насиченням (рис. 2.6).

Блок-схема алгоритму мережі Хеммінга показана на рисунку 4.2.

При вибраному досить великому значенні  $N$  після  $N$  ітерацій на виході одного із нейрона другого шару з'являється число відмінне від нуля, що визначає номер збереженого образу. На інших аксонах нейронів другого шару будуть нулі. Отже, мережа Хеммінга працює за принципом асоціативної пам'яті.

Із блок-схеми алгоритму мережі Хеммінга видно, що роль першого шару є досить умовною: обчисливши один раз значення матриць  $W$ ,  $W_1$  і вектора  $\bar{b}$ , а також її вагових коефіцієнтів  $\varepsilon$ , мережа більше не звертається до нього.

Програма, яка реалізує мережу Хеммінга, написана алгоритмічною мовою MatLab і наведена у додатку А. Особливістю програми є те, що на одному із виходів нейрона, який визначає номер збереженого образу, з'являється «1», а на інших – «0». З цією метою використана порогова функція типу sign

$$Y_i = \begin{cases} 1 & \text{при } y_i > 0, \\ 0 & \text{при } y_i \leq 0. \end{cases} \quad (4.2)$$

де  $Y_i$ ,  $i = \overline{1, m}$ .

Працездатність і ефективність розробленого алгоритму перевірялась шляхом імітації технологічних операцій бурової установки. У відповідності з табл. 2 була сформована матриця

```
%Технологічні операції бурової установки
X=[1 1 1 0 1 1 1 1;...%Буріння
1 1 1 0 1 1 0 1;...%Проробка долота
```

```

1 0 0 1 0 1 0 1;...%Нарощування
1 0 0 0 1 1 1 0;...%Циркуляція і промивка
1 0 0 1 0 1 0 0];%Підйом колони

```

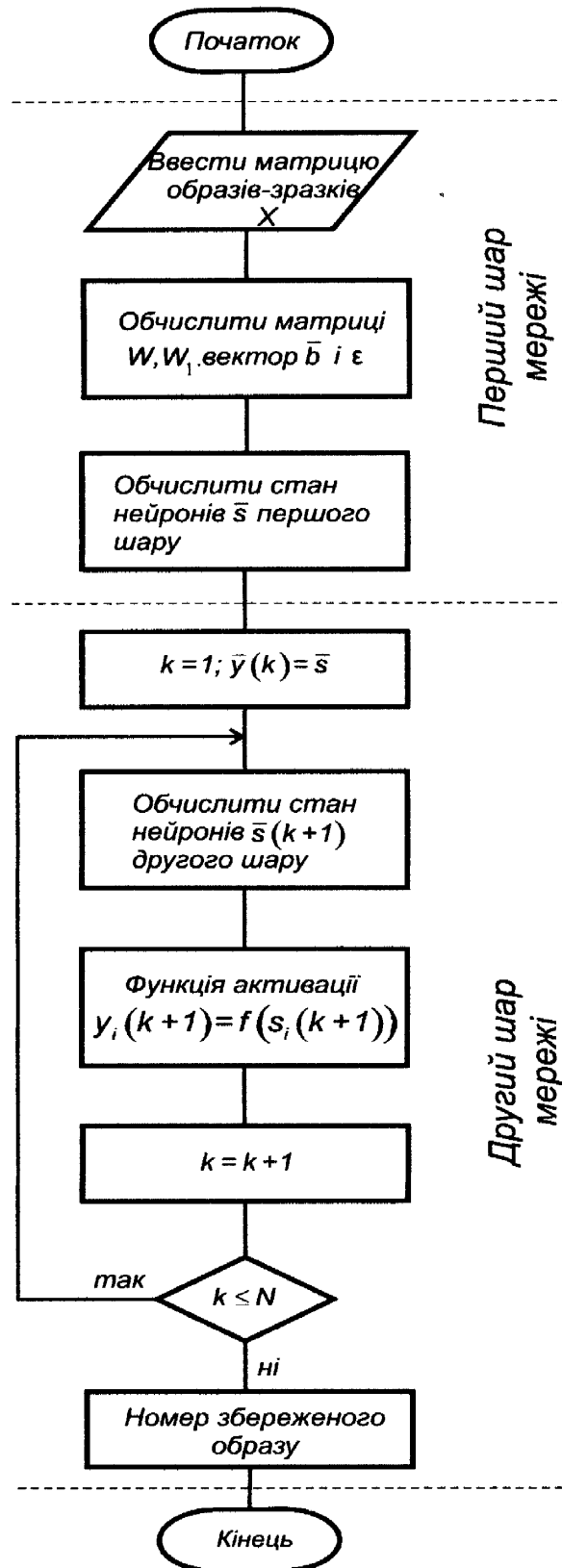


Рисунок 4.2 – Блок-схема алгоритму мережі Хеммінга

Отже, на вхід програми подавалась матриця

$$X = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & -1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & -1 & 1 & 1 & -1 & 1 \\ 1 & -1 & -1 & 1 & -1 & 1 & -1 & 1 \\ 1 & -1 & -1 & -1 & 1 & 1 & 1 & -1 \\ 1 & -1 & -1 & 1 & -1 & 1 & -1 & -1 \end{bmatrix},$$

рядки якої образи-зразки. Вагові коефіцієнти  $\varepsilon$  вибрані такими:  $\varepsilon = \frac{0,5}{n}$ , де  $n$  - розмірність векторів зразків  $\bar{x}_i^* = x_{i*}^T$ ,  $i = \overline{1, m}$  ( $m = 4$ ), де  $x_{i*}^T$  -  $i$ -тий рядок матриці  $X$ .

На вхід мережі почергово подавались вектори  $\bar{x}_i^* = x_{i*}^T$ ,  $i = \overline{1, m}$ . Результат роботи мережі Хеммінга був такий:

$$\begin{aligned} \bar{y}_1 &= (3,26 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0)^T, \quad \bar{y}_2 = (0 \ 3,30 \ 0 \ 0 \ 0)^T, \\ \bar{y}_3 &= (0 \ 0 \ 3,29 \ 0 \ 0)^T, \quad \bar{y}_4 = (0 \ 0 \ 0 \ 4,80 \ 0)^T, \\ \bar{y}_5 &= (0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 3,26)^T. \end{aligned}$$

Після застосування порогової функції (12) отримали

$$\begin{aligned} \bar{Y}_1 &= (1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0)^T, \quad \bar{Y}_2 = (0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0)^T, \\ \bar{Y}_3 &= (0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0)^T, \quad \bar{Y}_4 = (0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0)^T, \\ \bar{Y}_5 &= (0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1)^T. \end{aligned}$$

Мережа Хеммінга у відповідність кожному вектору  $Y_i$ ,  $i = \overline{1, 5}$  ставить у відповідність конкретну технологічну операцію, яка відображається на екрані оператора.

Якщо, наприклад, на вхід мережі Хеммінга подати вектор  $\bar{x}_1^* = [1 \ 1 \ 1 \ 0 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1]$ , який відповідає технологічній операції буріння, то на моніторингу оператора появиться така інформація:

ПОТОЧНА ТЕХНОЛОГІЧНА ОПЕРАЦІЯ

**Буріння**

Таким чином, мережа Хеммінга безпомилково розпізнала невідомі образи за образами-зразками.

Слід відзначити, що при одній і тій же ємності мережа Хеммінга вміщує менше з'єднань між нейронами ніж мережа Гопфілда. Якщо у мережі Гопфілда залежність між кількістю нейронів і кількістю з'єднань квадратична, то у мережі Хеммінга – лінійна [101].

## **4.2 Ідентифікація параметрів математичної моделі процесу поглиблення свердловин**

### **4.2.1 Методика проведення експериментальних досліджень**

Експериментальні дослідження проводились на свердловині №5 Васищівського газу конденсатного родовища.

Свердловину бурили роторним способом на глибині 3360 м. Буріння велось долотом типу 215,9 HE 28 MRSV. Розбурюванні породи – менолітові відкладення.

Технологічні параметри процесу поглиблення свердловини фіксувались за допомогою інформаційно-вимірювальної системи СКУБ. Інформацію про вимірювальні параметри вміщує таблиця 4.1.

**Таблиця 4.1 – Вимірювальні параметри**

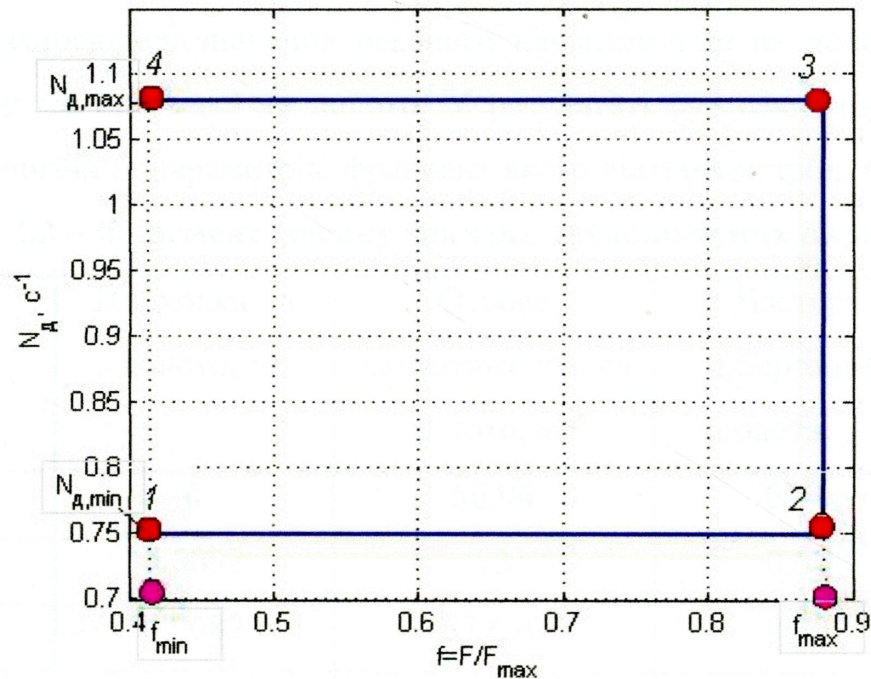
№ п. п.	Найменування технологічного параметру	Границя допустимої зведеної похибки, %
1	Осьове навантаження на буровий інструмент	1,5
2	Подача бурового інструменту	1,5
3	Частота обертання ротора	1,0
4	Крутильний момент на роторі	2,5

У процесі проведення експериментального дослідження за розробленим планом (рис. 4.3) змінювалась параметри режиму проходки – осьове



навантаження на долота та частота його обертання. Для приведення значень змінних -осьового навантаження на долото  $F_i$  і частоти його обертання  $N_{\partial,i}$  до співзмірного масштабу значення  $F_i$  на рисунку 4.3 подано у безрозмірних

одиницях  $f = \frac{F}{F_{max}}$ .



**Рисунок 4.3 – План експерименту**

При значеннях  $F = F_{min} \approx 71 \text{ кН}$  і  $N_{\partial} = N_{\partial,min} \approx 0,75 \text{ с}^{-1}$  (рис. 4.3, т. 1) проходка на долото становила  $h_1 = 0,5 \text{ м}$ . Потім при незмінному значенні  $N_{\partial}$  навантаження на долото підняли до значення  $F_{max} \approx 150 \text{ кН}$  (рис. 4.3, т. 2), одержавши при цьому приріст проходки  $h_2 = 0,36 \text{ м}$ . Після цього частоту обертання ротора збільшили до значення  $N_{\partial,max} \approx 1,08 \text{ с}^{-1}$  (рис. 4.3, т. 3), залишивши незмінною величину  $F$ . У результаті отримали приріст проходки  $h_3 = 0,89 \text{ м}$ . І на кінець, навантаження на долото зменшили до значення  $F_{min}$  (рис. 4.3, т. 4), при цьому значення  $N_{\partial}$  залишилось на попередньому рівні. На

завершальному четвертому етапі експериментального дослідження приріст проходки становив  $h_4 = 0,39$  м.

Таким чином, у результаті проведеного експериментального дослідження глибина свердловини збільшилась на 2,14 м. Загальна тривалість експерименту склала – 1,4 год.

У базу даних СКУБ з у визначені моменти часу  $t_i = i\Delta t$ , де  $\Delta t$  - крок дискретності заносились значення осьового навантаження на долото, частоти його обертання та проходка на долото. У результаті був сформований масив значень технологічних параметрів, фрагмент якого відтворює табл. 4.2

**Таблиця 4.2 – Фрагмент масиву значень технологічних параметрів**

№ п. п.	Проходка на долото, м	Осьове навантаження на долото, кН	Частота обертання долота, $c^{-1}$
1	0	56,94	0,71
2	0,0062	73	0,67
3	0,0082	57,670	0,70
4	0,0095	52,56	0,70
5	0,0162	50,37	0,68
6	0,0172	72,27	0,69
7	0,0188	55,46	0,70
8	0,0219	51,83	0,73
9	0,0250	58,40	0,72
10	0,0270	51,83	0,68
11	0,0281	70,81	0,72
12	0,0375	62,18	0,70
13	0,0400	54,75	0,69
14	0,0422	73	0,70
15	0,0469	60,59	0,69

#### 4.2.2 Метод обчислення значень величин $v_0(t)$ і $K_y(t)$

Ідентифікація параметрів математичних моделей процесу поглиблення свердловин (3.8) – (3.10) зводиться до визначення їх параметрів. Щоб підкреслити цей факт параметри моделі (3.8) – (3.10) запишемо у такій формі:

$$v_0 = f_0(\bar{a}^{(v)}, F, N_\theta), \quad (4.3)$$

$$K_\varepsilon = f_\varepsilon(\bar{a}^{(\varepsilon)}, F, N_\theta), \quad (4.4)$$

$$K_g = f_g(\bar{a}^{(g)}, F, N_\theta), \quad (4.5)$$

де  $\bar{a}^{(v)}$ ,  $\bar{a}^{(\varepsilon)}$ ,  $\bar{a}^{(g)}$  - вектори параметрів моделей (4.3) – (4.5), які підлягають ідентифікації.

Методи ідентифікації параметрів математичних моделей (4.3) – (4.5) можна розділити на дві групи [53] – детерміновані і статистичні.

Характерною особливістю детермінованих методів [89, 68, 114] є те, що параметри моделей (4.3) – (4.5) визначають за результатами буріння так званих інформаційних свердловин, коли програму буріння планують таким чином, щоб на основі отриманих даних визначити параметри моделей (4.3) – (4.5).

Статистичні методи [81, 92, 87, 23, 94, 104, 105] дають змогу отримати такі алгоритми ідентифікації, які у певній мірі враховують стохастичність процесу поглиблення свердловин.

Автори роботи [53] для ідентифікації параметрів моделі (4.3) і (4.4) запропонували двохетапний метод, суть якого у тому, що за заданим планом експерименту бурять свердловину на певну глибину. Використовуючи інтегральний технологічний параметр, яким є  $h(t)$ , визначають параметри моделі (3.6) і (3.7)  $v_0$  і  $K_\varepsilon$  для заданої комбінації факторів експерименту  $F$  і  $N_\theta$ . Другий етап – визначення параметрів моделі (4.3) і (4.4) за методом найменших квадратів, які взяті у такій формі:

$$\{v_0, K_\varepsilon\} = K_i F^{\alpha_i} N_\theta^{\beta_i}, \quad i = 1, 2.$$

Недоліком методу є обмежена область застосування, яка орієнтована на обмежене коло моделей. Для розширення класу моделей необхідно значно ускладнити план експерименту, що вимагає значного часу, матеріальних і фінансових затрат.

Запропонований метод не вимагає спеціального організованого експерименту. Важливо, щоб зміни факторів експерименту охоплювали допустиму область керування. Крім того, на відміну від детермінованих і стохастичних методів, у процесі ідентифікації параметрів моделей (4.3) і (4.4) будемо враховувати невизначеність технологічних параметрів  $F$  і  $N_0$ .

Процес ідентифікації параметрів моделей (4.3) і (4.4) будемо здійснювати за умови, що увесь інтервал буріння розбивається на інтервали (пачки) з незмінними фізико-механічними властивостями гірських порід.

Оцінка стану озброєння долота визначається як відношення початкової до поточної швидкості буріння  $\varepsilon = \frac{v_0}{v_t}$ .

Якщо увести нову величину  $\varepsilon_y = \frac{1}{v_t}$ , яка носить назву умовна оцінка стану озброєння долота (умовний знос долота) [93, 95], то

$$\varepsilon = v_0 \varepsilon_y. \quad (4.6)$$

Оскільки  $\frac{d\varepsilon}{dt} = K_\varepsilon$ , то, враховуючи (4.6), маємо

$$\frac{d\varepsilon}{dt} = v_0 \frac{d\varepsilon_y}{dt}. \quad (4.7)$$

Величину  $\frac{d\varepsilon_y}{dt}$  за аналогією з показником

$$\frac{d\varepsilon}{dt} = K_\varepsilon. \quad (4.8)$$

Позначимо через  $K_y$ , тобто

$$\frac{d\varepsilon_y}{dt} = K_y . \quad (4.9)$$

Із співвідношень (4.7) – (4.9) випливає, що  $\frac{d\varepsilon_y}{dt} = \frac{K_\varepsilon}{v_0}$ , або

$$K_y = \frac{K_\varepsilon}{v_0} . \quad (4.10)$$

Розглянемо математичну процесу поглиблення свердловин

$$\frac{dh(t)}{dt} = \frac{v_0(\bar{u})}{\varepsilon(t)} , \quad (4.11)$$

$$\frac{d\varepsilon(t)}{dt} = K_\varepsilon(\bar{u}) , \quad (4.12)$$

$$\bar{u} = (F, N_\delta)^T .$$

Враховуючи значення  $\varepsilon$  і  $K_\varepsilon$ , які визначаються формулами (4.6) і (4.10), отримаємо

$$\frac{dh(t)}{dt} = \frac{1}{\varepsilon_y(t)} , \quad (4.13)$$

$$\frac{d\varepsilon_y(t)}{dt} = K_y(\bar{u}) . \quad (4.14)$$

Початкові умови:  $h(0) = 0$ ,  $\varepsilon_y(0) = \frac{1}{v_0}$ .

Перевагою моделі (4.13) і (4.14) над моделлю (4.11) і (4.12) є те, що показники  $K_y$  і  $v_0$  є незалежні, що спрощує процес ідентифікації залежностей  $v_0(\bar{u})$  і  $K_y(\bar{u})$ .

Для ідентифікації параметрів моделі (4.3) обчислимо

$$v_0(k) = \frac{(h(k+1) - h(k))}{T} , \quad k = \overline{1, N-1} , \quad (4.15)$$

де  $T$  - крок дискретності;

$N$  - кількість точок дискретизації.

Дискретизація залежності (4.9) дає

$$K_y(k) = \frac{\varepsilon_y(k+1) - \varepsilon_y(k)}{T}, \quad (4.16)$$

$$\text{де } \varepsilon_y(k+1) = \frac{1}{v_i(k+1)}, \quad \varepsilon_y(k) = \frac{1}{v_i(k)}; \quad v_i(k+1) = \frac{h(k+2) - h(k+1)}{T}, \quad k = \overline{1, N-2}.$$

Остання формула має перший порядок точності  $O(T)$  [30] відносно змінної  $\varepsilon_y(t)$ . Якщо врахувати той факт, що  $\varepsilon_y(t)$  є функцією механічної швидкості буріння  $v_i$ , то слід очікувати, що похибка диференціювання за змінною  $h(t)$  буде більшою ніж  $O(T)$ .

Оскільки  $K_y = \frac{d\varepsilon_y(t)}{dt}$  і  $\varepsilon_y(t) = \frac{1}{v_i}$ , то  $K_y = -\frac{1}{v_i^2} \cdot \frac{dv_i}{dt}$ . Враховуючи те, що

$$\frac{dv_i}{dt} = \frac{d^2h(t)}{dt^2}, \text{ маємо}$$

$$K_y = -\frac{1}{v_i^2} \cdot \frac{d^2h(t)}{dt^2}.$$

Здійснюючи апроксимацію другої похідної, отримаємо

$$K_y = -\frac{1}{v_i^2(k)} \cdot \frac{h(k+1) - 2h(k) + h(k-1)}{T^2}. \quad (4.17)$$

На відміну від формули (4.16), обчислення значень  $K_y$  за формулою (4.17) забезпечує другий порядок точності  $O(T^2)$  [30] відносно змінної  $h(t)$ .

Застосування формул (4.15) і (4.17) передбачає дискретизацію функції  $h(t)$  за змінною  $t$ .

Вибір кроку дискретизації залежить від вибраного критерію наближення [23, 95]. Якщо вибраний критерій рівномірного наближення, то модуль різниці між величиною  $h(t)$  і її наближенням  $\tilde{h}(t)$  не повинен перевищувати деяке вибране число  $\delta$ .

Повна абсолютна похибка наближеної рівності (4.15) на інтервалі  $t \in [t_k; t_{k+1}]$  оцінюється величиною [30]

$$\Delta(T) = \frac{2\delta}{T} + \frac{M_2}{2}T,$$

де  $M_2 = \max_{t \in [t_k; t_{k+1}]} |h''(t)|$ .

Останній вираз дає змогу знайти оптимальний крок дискретності. Для цього необхідно знайти похідну  $\frac{d(\Delta(T))}{dT}$  і прирівняти її до нуля. У результаті отримаємо

$$T = 2\sqrt{\frac{\delta}{M_2}}.$$

Оскільки  $\frac{d^2h(t)}{dt^2} = \frac{dv_t}{dt}$ , то, знайшовши  $v_t$  із рівнянь (4.13) і (4.14) при

$\bar{u} = \text{const}$ , а саме  $v_t = \frac{1}{K_y t + 1/v_0}$ , отримаємо  $\frac{d^2h(t)}{dt^2} = -\frac{K_y}{(K_y t + 1/v_0)^2}$  і відповідно

$M_2 = \max_{t \in [t_k; t_{k+1}]} \frac{K_y}{(K_y t + 1/v_0)^2}$ . При постійному значенні  $K_y$  функція  $\frac{K_y}{(K_y t + 1/v_0)^2}$  є

монотонно падаючою функцією і її максимум досягається на правому кінці

інтервалу  $[t_k; t_{k+1}]$ . Отже,  $M_2 = \frac{K_y}{(K_y t_k + 1/v_0)^2}$ .

З врахуванням останнього результату будемо мати

$$T = 2(K_y t_k + 1/v_0) \sqrt{\frac{\delta}{K_y}}, \quad k = \overline{0, N-1}.$$

Знайдемо верхню межу кроку дискретності  $T$ . Очевидно, що

$$\sup T \leq 2(K_y t_0 + 1/v_0) \sqrt{\frac{\delta}{K_y}},$$

$t_0$  - початок спостережень.

Якщо  $t_0 = 0$ , то

$$\sup T \leq \frac{2}{v_0} \cdot \sqrt{\frac{\delta}{K_y}}. \quad (4.18)$$

Залежності (3.8) і (3.9) будемо апроксимувати поліномами другого або третього порядку, допускаючи при цьому, що  $F$  і  $N_o$  нечіткі величини.

### 4.2.3 Обґрунтування вибору функцій належності

Для теорії нечітких множин базовим є поняття функції належності, за допомогою якої можна описати нечіткі величини.

Вибір певного типу функції належності у значній мірі визначається наявною апріорною інформацією і поставленою задачею.

Існуючі методи побудови функцій належності можна розділити на дві групи [86] – прямі та опосередковані.

Як правило прямі методи використовують у тих випадках, коли нечіткі величини є результатом певних вимірювань.

Опосередковані методи дають змогу визначити функції належності нечітких величин, які трудно, а часто і неможливо, оцінити кількісно.

У тому випадку, коли на вимірювальні значення накладається значна перешкода, як це має місце у процесі буріння, то функцію належності можна визначити на основі закону розподілу адитивної перешкоди.

Допустимо, що на вимірювальну величину (осьове навантаження на долото)  $F(t)$  накладається адитивна перешкода  $e_F(t)$ , яка має нормальний закон розподілу

$$p(e_F) = \frac{1}{\sigma_F \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(e_F - m_F)^2}{2\sigma_F^2}\right), \quad (4.19)$$

де  $m_F$ ,  $\sigma_F$  - математичне сподівання і дисперсія випадкової величини  $e_F$ .

Із останнього рівняння випливає, що

$$p(e_F) \sigma_F \sqrt{2\pi} = \exp\left(-\frac{(e_F - m_F)^2}{2\sigma_F^2}\right).$$



Отже, отримали вираз, який можна трактувати як гаусову функцію належності [98]

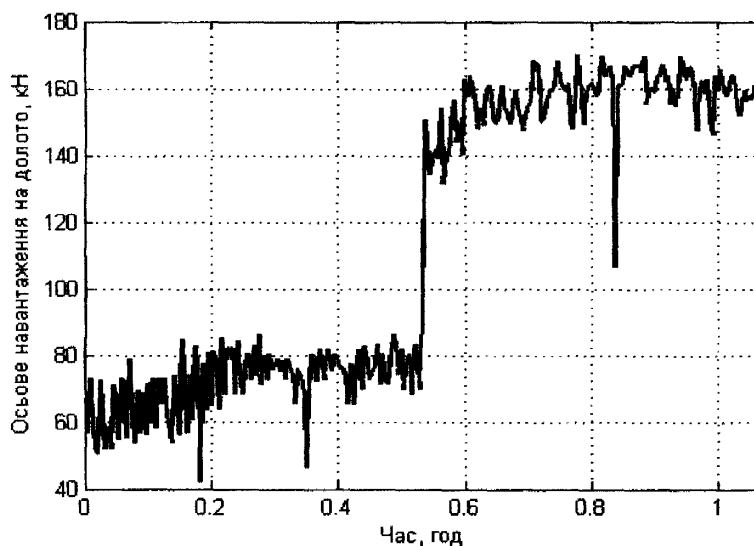
$$\mu(e_F) = \exp\left(-\frac{(e_F - m_F)^2}{2\sigma_F^2}\right), \quad (4.20)$$

де  $m_F$  - модальне значення функції належності;

$\sigma_F$  - коефіцієнт концентрації функції належності.

Побудуємо функцію належності для нечіткої величини «осьове навантаження на долото».

На рисунку 4.4 показаний графік зміни осьового навантаження на долото  $F(t)$ , який отриманий при бурінні свердловини №5 Васищівського газоконденсатного родовища.



**Рисунок 4.4 – Зміна осьового навантаження на долото у часі**

Буріння здійснювалось роторним способом на глибині 3360 м. Бурили долотом 215,9 HE 28 MRSV.

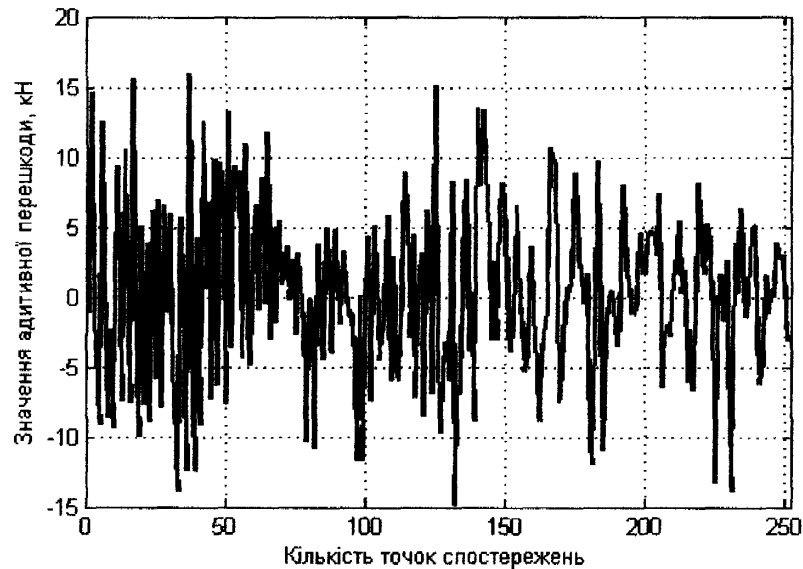
Відлік значень величини  $F(t)$  здійснювався через кожні 0,00416 год. У результаті отримали 257 значень  $F(t)$ .

Візуальний аналіз рисунка показує, що у момент часу  $t_1 = 0,53$  год. відбулося різке збільшення осьового навантаження на долото. Тому будемо розглядати

два інтервали часу ( $t \in [0; 0,53]$  і  $t \in [0,53; 1,07]$ ); видно, що мала місце детермінована складова, на яку накладається адитивна перешкода. Детерміновану складову опишемо рівнянням регресії другого порядку

$$\tilde{F}(t) = a_0 + a_1 t + a_2 t^2. \quad (4.21)$$

Параметри  $a_0$ ,  $a_1$  і  $a_2$  залежності (4.21) визначили за методом найменших квадратів, що дало змогу виділити адитивну перешкоду (рис. 4.5).



**Рисунок 4.5 – Зміна адитивної перешкоди  $e_F(t)$  у часі**

Для знаходження функції щільності випадкової величини  $e_F$  побудуємо її гістограму, розбивши інтервал  $[e_{F,\max}; e_{F,\min}]$  на  $k$  ділянок. При визначенні числа ділянок приймають до уваги, що їх число повинно бути якомога більше, а з іншої сторони, на кожен із ділянок повинно попадати якомога більше значень  $e_F$ . Компромісне рішення між цими вимогами можна знайти, якщо число ділянок обчислювати за такою формулою [67]:

$$k = \left[ \sqrt{n} \right],$$

де  $n$  - обсяг вибірки;

$[\dots]$  - операція заокруглення до найближчого цілого числа.

Висота кожного стовпчика гістограми визначається як відношення числа попадань  $n_j$  у заданий інтервал  $k$  до загального числа спостережень  $n$ .

Якщо отримане відношення розділити на ширину  $h_d$  ділянки  $k$ , то при малих значеннях  $h_d$  отримаємо вибірку щільність розподілу [67]

$$p_j^* = \frac{n_j}{nh_d}.$$

Для значень  $e_F$  (рис. 4.5) побудована гістограма, за виглядом якої вибираємо нормальний закон розподілу (рис. 4.6).

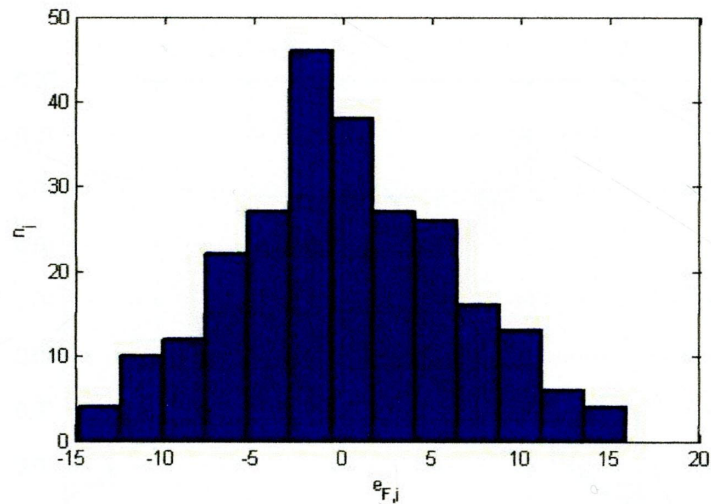


Рисунок 4.6 – Гістограма випадкової величини  $e_F$

За виглядом гістограми приймаємо нормальний закон розподілу і обчислюємо його параметри

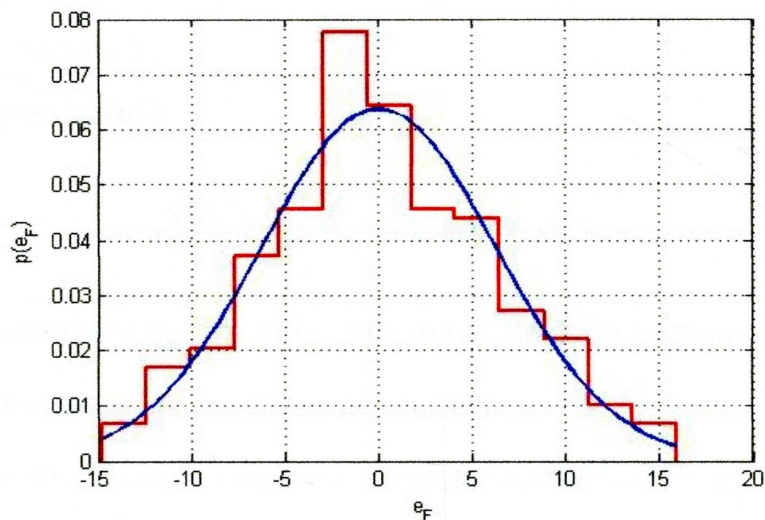
$$m_F = m_F^* = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n e_{F,i}, \quad (4.22)$$

$$\sigma_F^2 = \sigma_F^{*2} = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (e_{F,i} - m_F^*)^2, \quad (4.23)$$

де  $m_F^*$ ,  $\sigma_F^*$  - оцінки математичного сподівання і середньоквадратичного відхилення.

Оскільки отримані центровані значення адитивної перешкоди  $e_F(t_i)$ , то  $m_F^* = 0$ , а  $\sigma_F^* = 6,2658$  кН.

Тепер на одному графіку побудуємо теоретичну і емпіричну функції щільності. Для отримання емпіричної функції щільності змінимо масштаб гістограми за віссю ординат таким чином, щоб її площа стала рівною одиниці. Це досягається шляхом ділення ординат гістограми на  $nh_d$ . Обчислення ординат теоретичної функції щільності здійснюється за формулою (4.19), де  $m_F$  і  $\sigma_F$  знаходимо за формулами (4.22) і (4.23). Результат побудови відтворює рисунок 4.7.



**Рисунок 4.7 – Емпірична і теоретична функції щільності**

Для вирішення питання про адекватність підбраної функції щільності (4.19) необхідно порівняти між собою  $p(e_F)$  і  $p^*(e_F)$  на всьому числовому інтервалі можливих значень  $e_F$ . Тоді висновок про адекватність функції щільності (4.19) експериментальним даним слід робити на основі критерію узгодження. Як критерій узгодження виберемо критерій Пірсона.

Якщо  $nP_j \geq 5$ , то значення критерію Пірсона обчислюється за такою формулою:

$$\chi^2 = \sum_{j=1}^k \frac{(n_j - nP_j)^2}{nP_j}, \quad (4.24)$$

де  $P_j$  - ймовірність попадання випадкової величини у  $j$ - тий інтервал ( $j = \overline{1, k}$ ):

$$P_j = \int_{e_{F,j}}^{e_{F,j+1}} p(x) dx = P(e_{F,j+1}) - P(e_{F,j}),$$

де  $e_{F,j}$ ,  $e_{F,j+1}$  - межі  $j$ - того інтервалу.

Випадкова величина  $\chi^2$  підкоряється  $\chi^2$ - розподілу Пірсона з  $k - m$  свободами, де  $m$  - число обмежень, яке дорівнює числу параметрів вибраного розподілу (4.19) плюс одиниця. Оскільки функція розподілу (4.19) двопараметрична, то  $m = 3$ .

При виконана умова [67]

$$\sum_{j=1}^k \frac{(n_j - nP_j)^2}{nP_j} \leq \chi_{1-q}^2(k - m), \quad (4.25)$$

де  $q$  - рівень значимості, то слід признати, що випадкові величини  $e_{F,i}$  підпорядковані нормальному законові розподілу.

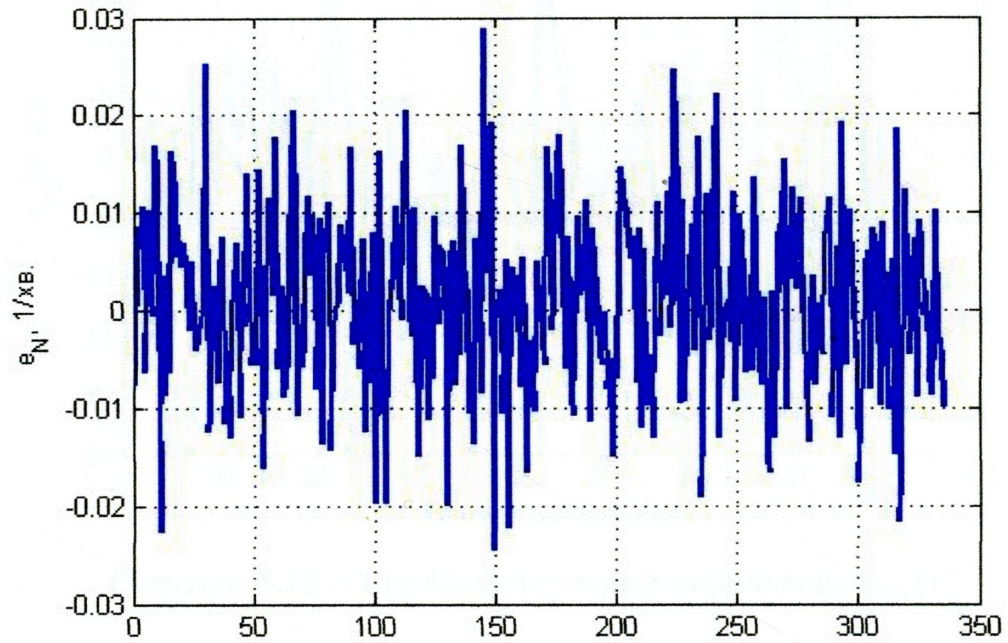
Була обчислена статистика Пірсона за формулою (4.24) -  $\chi^2 = 6,23$ , а також квантиль  $\chi^2$ - розподілу Пірсона при рівні значимості  $q = 0,05$  -  $\chi_{1-q}^2(k - m) = 15,51$ .

Оскільки виконується умова (4.25), то є всі підстави стверджувати, що адитивна перешкода  $e_F$  підпорядкована нормальному законові розподілу.

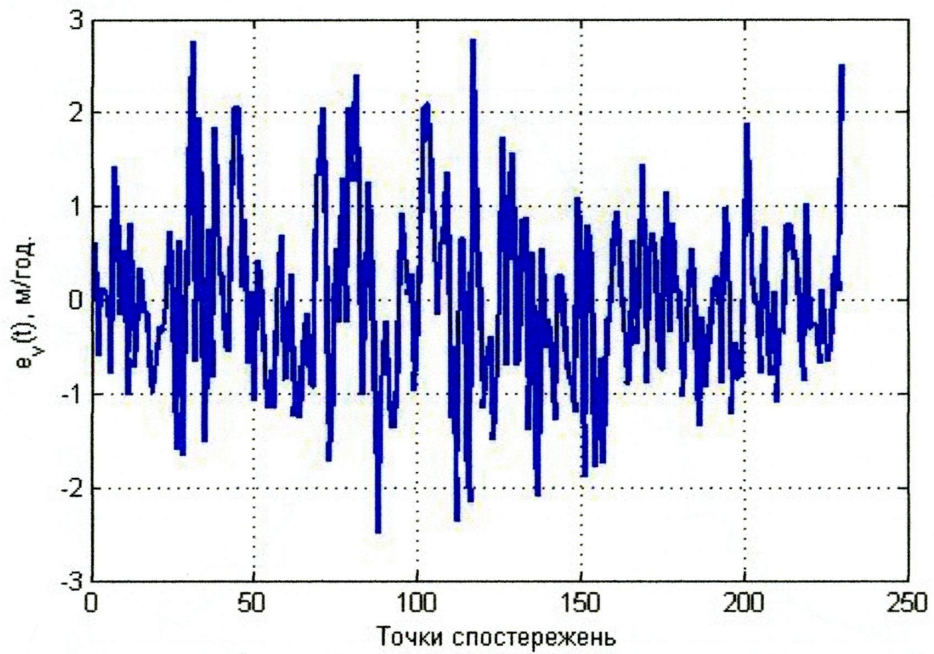
Значення частоти обертання ротора, а також механічної швидкості проходки  $v(t)$  і оцінки стану озброєння долота  $K_y(t)$ , які обчислені за формулами (4.15) і (4.17), були відцентровані так як це було зроблено стосовно осьового навантаження на долото. У результаті отримали адитивні перешкоди  $e_N(t)$ ,



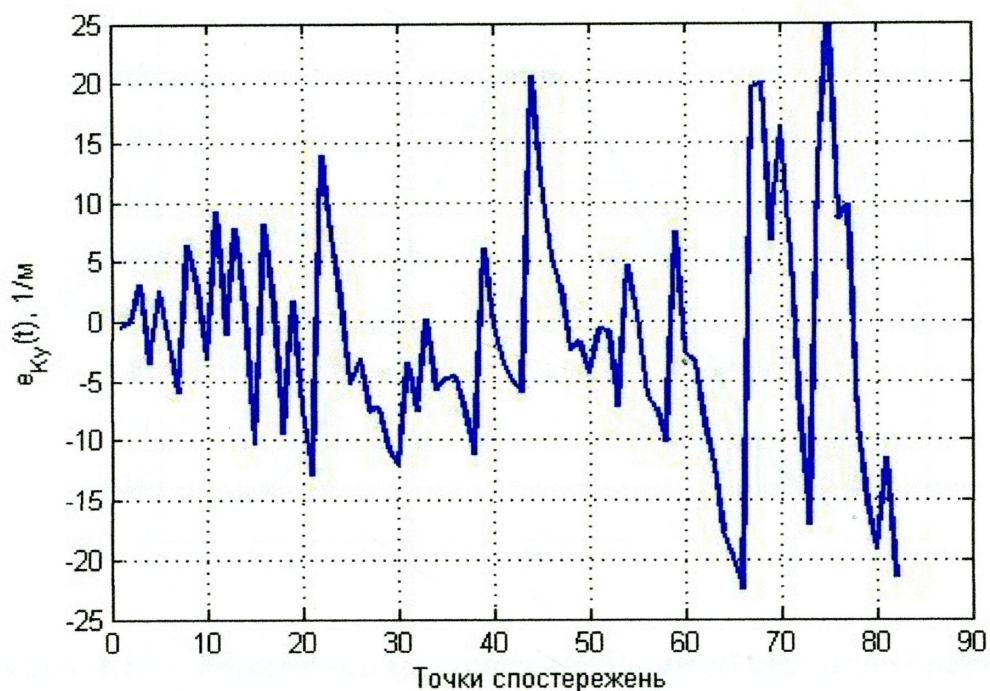
$e_v(t)$  і  $e_{Ky}(t)$  (рис. 4.8, 4.9 і 4.10), які накладаються на значення  $N_o(t)$ ,  $v(t)$  і  $K_y(t)$ .



**Рисунок 4.8 – Графік адитивної перешкоди  $e_{N'}(t)$**

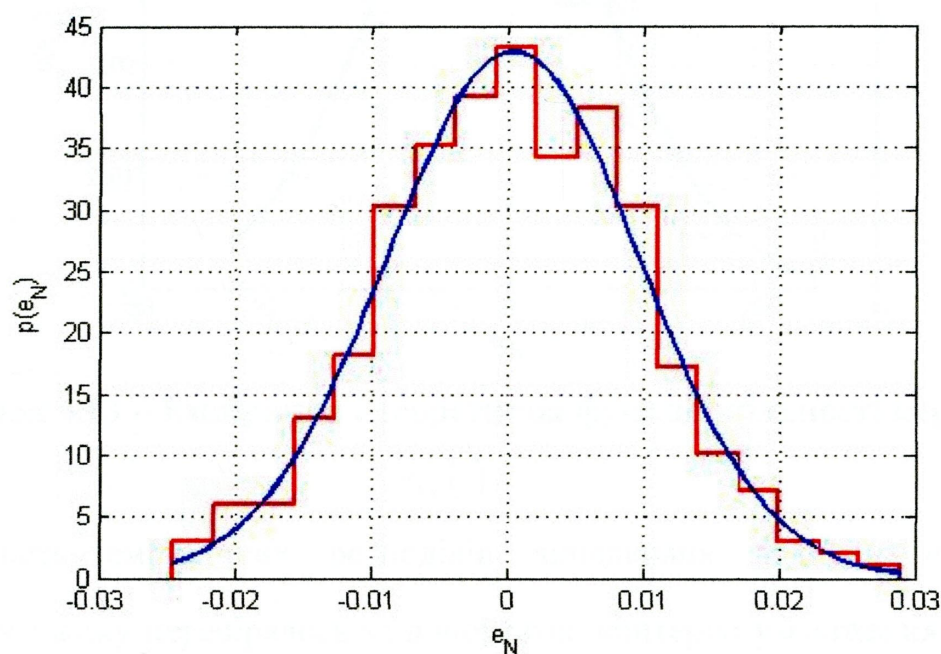


**Рисунок 4.9 – Графік адитивної перешкоди  $e_v(t)$**



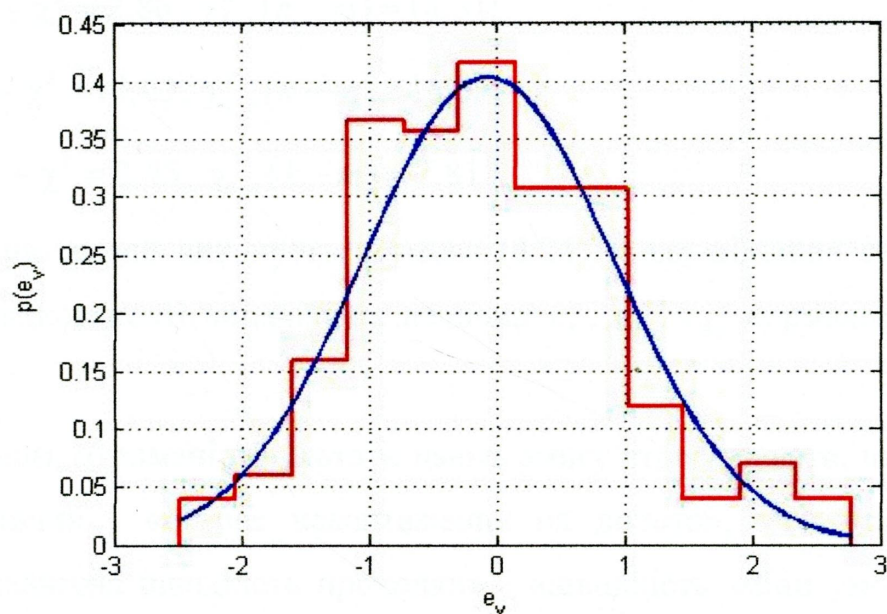
**Рисунок 4.10 – Графік адитивної перешкоди  $e_{Ky}(t)$**

Отримані результати дали змогу побудувати теоретичні і емпіричні функції щільності  $p(e_N)$ ,  $p(e_v)$  і  $p(e_{Ky})$  для адитивних перешкод  $e_N(t)$ ,  $e_v(t)$  і  $e_{Ky}(t)$  (рис. 4.11, 4.12 і 4.13).

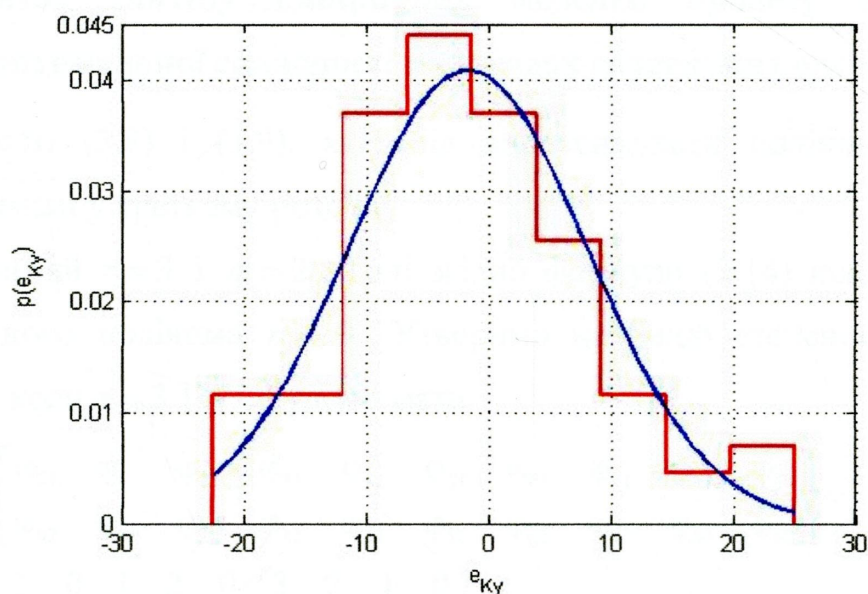


**Рисунок 4.11 – Емпірична і теоретична функції щільності перешкоди  $e_N(t)$**





**Рисунок 4.12 – Емпірична і теоретична функції щільності перешкоди  $e_v(t)$**



**Рисунок 4.13 – Емпірична і теоретична функції щільності перешкоди  $e_{Ky}(t)$**

Відповідність емпіричних розподілів випадкових величин  $e_v$  і  $e_{Ky}$  нормальному закону перевірялось за допомогою критерію узгодження Пірсона, шляхом обчислення значень  $\chi^2$  за формулою (4.24) і квантілі  $\chi^2$  - розподілу Пірсона при рівні значимості  $q = 0,05$ . Були отримані такі результати:



- для  $e_N$  -  $\chi^2 = 2,86$ ,  $\chi_{1-q}^2(k-m) = 18,31$ ;
- для  $e_v$  -  $\chi^2 = 10,63$ ,  $\chi_{1-q}^2(k-m) = 15,51$ ;
- для  $e_{Ky}$  -  $\chi^2 = 2,45$ ,  $\chi_{1-q}^2(k-m) = 7,81$ .

З огляду на те, що виконується умова (4.25), є всі підстави стверджувати щодо підпорядкованості випадкових величин  $e_N$ ,  $e_v$  і  $e_{Ky}$  нормальному закону розподілу.

Таким чином, отримані результати дають змогу стверджувати, що для опису нечітких величин - «осьове навантаження на долото», «частота обертання ротора», «механічна швидкість проходки» і «швидкість зміни умовної оцінки стану озброєння долота» слід вибрати функції належності, які описуються формулою (4.20).

#### 4.2.4 Метод синтезу емпіричних моделей процесу заглиблення свердловин оптимальної складності на засадах генетичних алгоритмів

Залежності (3.8) і (3.9), які слід апроксимувати поліномом другого порядку, отримані у третьому розділі.

Тепер нехай  $r=3$  і  $m=2$ . Тоді згідно формули (3.14) кількість членів апроксимаційного полінома  $n=10$ . Утворимо матрицю степенів регресійної моделі (3.13), коли  $r=3$  [37]. Будемо мати

$$\Phi^T = \begin{bmatrix} \varphi_{01} & \varphi_{11} & \varphi_{21} & \varphi_{31} & \varphi_{41} & \varphi_{51} & \varphi_{61} & \varphi_{71} & \varphi_{81} & \varphi_{91} \\ \varphi_{02} & \varphi_{12} & \varphi_{22} & \varphi_{32} & \varphi_{42} & \varphi_{52} & \varphi_{62} & \varphi_{72} & \varphi_{82} & \varphi_{92} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 1 & 2 & 0 & 3 & 2 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 2 & 0 & 1 & 2 & 3 \end{bmatrix}. \quad (4.26)$$

Обчислимо функції  $f(\bar{x}, \bar{\varphi})$  для значень  $i=1,2$  та  $j=\overline{0,9}$ . Для  $j=0$  знаходимо, що

$$f(\bar{x}, \varphi_{01}, \varphi_{02}) = \varphi_{01} x_1^{\varphi_{01}-1} \alpha_{x1} x_2^{\varphi_{02}} + \varphi_{02} x_2^{\varphi_{02}-1} \alpha_{x2} x_1^{\varphi_{01}}.$$

Тепер візьмемо  $j=1$

$$f(\bar{x}, \varphi_{11}, \varphi_{12}) = \varphi_{11} x_1^{\varphi_{11}-1} \alpha_{x1} x_2^{\varphi_{12}} + \varphi_{12} x_2^{\varphi_{12}-1} \alpha_{x2} x_1^{\varphi_{11}}.$$

Аналогічно обчислимо функції  $f(\bar{x}, \bar{\varphi})$  для інших значень  $j = \overline{2, 9}$ , Отже,

$$\begin{aligned} f(\bar{x}, \varphi_{21}, \varphi_{22}) &= \varphi_{21} x_1^{\varphi_{21}-1} \alpha_{x_1} x_2^{\varphi_{22}} + \varphi_{22} x_2^{\varphi_{22}-1} \alpha_{x_2} x_1^{\varphi_{21}}, \\ f(\bar{x}, \varphi_{31}, \varphi_{32}) &= \varphi_{31} x_1^{\varphi_{31}-1} \alpha_{x_1} x_2^{\varphi_{32}} + \varphi_{32} x_2^{\varphi_{32}-1} \alpha_{x_2} x_1^{\varphi_{31}}, \\ f(\bar{x}, \varphi_{41}, \varphi_{42}) &= \varphi_{41} x_1^{\varphi_{41}-1} \alpha_{x_1} x_2^{\varphi_{42}} + \varphi_{42} x_2^{\varphi_{42}-1} \alpha_{x_2} x_1^{\varphi_{41}}, \\ f(\bar{x}, \varphi_{51}, \varphi_{52}) &= \varphi_{51} x_1^{\varphi_{51}-1} \alpha_{x_1} x_2^{\varphi_{52}} + \varphi_{52} x_2^{\varphi_{52}-1} \alpha_{x_2} x_1^{\varphi_{51}}, \\ f(\bar{x}, \varphi_{61}, \varphi_{62}) &= \varphi_{61} x_1^{\varphi_{61}-1} \alpha_{x_1} x_2^{\varphi_{62}} + \varphi_{62} x_2^{\varphi_{62}-1} \alpha_{x_2} x_1^{\varphi_{61}}, \\ f(\bar{x}, \varphi_{71}, \varphi_{72}) &= \varphi_{71} x_1^{\varphi_{71}-1} \alpha_{x_1} x_2^{\varphi_{72}} + \varphi_{72} x_2^{\varphi_{72}-1} \alpha_{x_2} x_1^{\varphi_{71}}, \\ f(\bar{x}, \varphi_{81}, \varphi_{82}) &= \varphi_{81} x_1^{\varphi_{81}-1} \alpha_{x_1} x_2^{\varphi_{82}} + \varphi_{82} x_2^{\varphi_{82}-1} \alpha_{x_2} x_1^{\varphi_{81}}, \\ f(\bar{x}, \varphi_{91}, \varphi_{92}) &= \varphi_{91} x_1^{\varphi_{91}-1} \alpha_{x_1} x_2^{\varphi_{92}} + \varphi_{92} x_2^{\varphi_{92}-1} \alpha_{x_2} x_1^{\varphi_{91}}. \end{aligned}$$

Якщо врахувати значення  $\varphi_{ji}$ , які визначаються матричним рівнянням (4.26), то

$$\begin{aligned} f(\bar{x}, \varphi_{01}, \varphi_{02}) &= 0, \quad f(\bar{x}, \varphi_{11}, \varphi_{12}) = \alpha_{x_1}, \\ f(\bar{x}, \varphi_{21}, \varphi_{22}) &= \alpha_{x_2}, \quad f(\bar{x}, \varphi_{31}, \varphi_{32}) = \alpha_{x_1} x_2 + \alpha_{x_2} x_1, \\ f(\bar{x}, \varphi_{31}, \varphi_{32}) &= 2\alpha_{x_1} x_1, \quad f(\bar{x}, \varphi_{51}, \varphi_{52}) = 2\alpha_{x_2} x_2, \\ f(\bar{x}, \varphi_{61}, \varphi_{62}) &= 3x_1^2 \alpha_{x_1}, \quad f(\bar{x}, \varphi_{71}, \varphi_{72}) = 2x_1 \alpha_{x_1} x_2 + \alpha_{x_2} x_1^2, \\ f(\bar{x}, \varphi_{81}, \varphi_{82}) &= \alpha_{x_1} x_2^2 + 2x_2 \alpha_{x_2} x_1, \quad f(\bar{x}, \varphi_{91}, \varphi_{92}) = 3x_2^2 \alpha_{x_2}. \end{aligned}$$

У відповідності з формулою (3.17) знаходимо

$$y = \sum_{j=0}^n c_j \prod_{i=1}^m x_i^{\varphi_{ji}} + A_\gamma \sum_{j=0}^n c_j \left( \sum_{i=1}^m \varphi_{ji} x_i^{\varphi_{ji}-1} \alpha_{x_i} \prod_{\substack{k=1, \\ k \neq i}}^m x_k^{\varphi_{jk}} \right).$$

Обчислимо другу складову в останньому виразі

$$\begin{aligned} A_\gamma \sum_{j=0}^n c_j \left( \sum_{i=1}^m \varphi_{ji} x_i^{\varphi_{ji}-1} \alpha_{x_i} \prod_{\substack{k=1, \\ k \neq i}}^m x_k^{\varphi_{jk}} \right) &= A_\gamma (c_0 f(\bar{x}, \varphi_{01}, \varphi_{02}) + c_1 f(\bar{x}, \varphi_{11}, \varphi_{12}) + c_2 f(\bar{x}, \varphi_{21}, \varphi_{22}) + \\ &+ c_3 f(\bar{x}, \varphi_{31}, \varphi_{32}) + c_4 f(\bar{x}, \varphi_{41}, \varphi_{42}) + c_5 f(\bar{x}, \varphi_{51}, \varphi_{52}) + c_6 f(\bar{x}, \varphi_{61}, \varphi_{62}) + c_7 f(\bar{x}, \varphi_{71}, \varphi_{72}) + \\ &+ c_8 f(\bar{x}, \varphi_{81}, \varphi_{82}) + c_9 f(\bar{x}, \varphi_{91}, \varphi_{92})). \end{aligned}$$

Враховуючи значення функцій  $f(\bar{x}, \bar{\varphi})$ , приходимо до висновку, що

$$A_\gamma \sum_{j=0}^n c_j \left( \sum_{i=1}^m \varphi_{ji} x_i^{\varphi_{ji}-1} \alpha_{xi} \prod_{\substack{k=1, \\ k \neq i}}^m x_k^{\varphi_{jk}} \right) = A_\gamma (c_1 \alpha_{x_1} + c_2 \alpha_{x_2} + c_3 (\alpha_{x_1 x_2} + \alpha_{x_2 x_1}) + 2c_4 \alpha_{x_1 x_1} + \\ + 2c_5 \alpha_{x_2 x_2} + 3c_6 \alpha_{x_1 x_1^2} + c_7 (2\alpha_{x_1 x_1 x_2} + \alpha_{x_2 x_1^2}) + c_8 (\alpha_{x_1 x_2^2} + 2\alpha_{x_2 x_1 x_2}) + 3c_9 \alpha_{x_2 x_2^2}).$$

Отриманий результат дає змогу стверджувати [95], що

$$y = c_0 + c_1 (x_1 + A_\gamma \alpha_{x_1}) + c_2 (x_2 + A_\gamma \alpha_{x_2}) + c_3 (x_1 x_2 + A_\gamma (x_1 \alpha_{x_2} + x_2 \alpha_{x_1})) + \\ + c_4 (x_1^2 + 2A_\gamma \alpha_{x_1 x_1}) + c_5 (x_2^2 + 2A_\gamma \alpha_{x_2 x_2}) + c_6 (x_1^3 + 3A_\gamma \alpha_{x_1 x_1^2}) + \\ + c_7 (x_1^2 x_2 + A_\gamma (2\alpha_{x_1 x_1 x_2} + \alpha_{x_2 x_1^2})) + c_8 (x_1 x_2^2 + A_\gamma (\alpha_{x_1} + 2\alpha_{x_2 x_1 x_2})) + \\ c_9 (x_2^3 + 3A_\gamma \alpha_{x_2 x_2^2}) \quad (4.27)$$

Таким чином, отримали емпіричну модель, як враховує нечіткість вхідної інформації. Модель (4.27) є лінійною по відношенню до своїх параметрів  $c_j$ ,  $j = \overline{1, n}$  і для її розв'язування можна застосувати один із підходів, які ґрунтуються на методі найменших квадратів.

Метод найменших квадратів допускає, що структура моделі відома і необхідно визначити тільки її параметри. На практиці така ситуація зустрічається не часто. Як правило, можна визначити лише клас моделей, до якого належатиме конкретна модель, яка описує функціональну залежність між факторами експерименту і виходом такої моделі.

Для синтезу адекватної моделі на базі отриманих емпіричних даних акад. О. Г. Іваненком був запропоновано метод, який дістав назву індуктивний метод самоорганізації моделей, суть якого складають два підходи до побудови емпіричних моделей. Перший із них це метод групового урахування аргументів (МГУА), а другий - комбінаторний метод [69, 66].

Недоліком МГУА є поява проміжних змінних при переході від одного ряду селекції до іншого, які досить складно вилучити на кінцевому етапі побудови емпіричної моделі [54].

Другий метод передбачає, що із початкового полінома (3.13) степені  $r$  утворюють множину всіх можливих поліномів степені яких не перевищують  $r$ . Серед них вибирають поліном, який у відповідності з вибраним критерієм, найкраще апроксимує експериментальні дані. Основою такого відбору служить принцип зовнішнього доповнення [66]. Його поява обумовлена відомою теоремою Геделя [84], яка стверджує, що ніяка система аксіом не є замкнутою: завжди знайдеться така теорема, для доведення якої необхідне зовнішнє доповнення – розширення початкової системи аксіом.

У відповідності з теоремою Геделя критерії відбору моделей розділили на внутрішні і зовнішні [115].

Критерій називають внутрішнім, якщо для обчислення його значення використовують ті самі дані, що і для побудови самої моделі. Характерною особливістю зовнішнього критерію є те, що для його обчислення використовується нова інформація, яка не використовувалась для синтезу моделей. Це означає, що експериментальні дані ділять на дві частини: навчальну і перевірну.

Нехай математична модель має вигляд полінома степені  $r$ . Експериментальні дані розіб'ємо на дві частини: одна з них – навчальна потужністю  $N_A$ ; друга – перевірна потужністю  $N_B = N - N_A$ . Для вибраної моделі обчислюють один із критеріїв відбору: регулярності [66]

$$\Delta^2(B) = \frac{\sum_{i=1}^{N_B} (Y_i(B) - y_i(B))}{\sum_{i=1}^{N_B} Y_i^2}, \quad (4.28)$$

або мінімального зміщення [19]

$$\Delta^2(A, B) = \frac{\sum_{i=1}^N (y_i(A) - y_i(B))^2}{\sum_{i=1}^N Y_i^2}, \quad (4.29)$$

де  $y_i(A)$ ,  $y_i(B)$  - рівняння регресії отримані відповідно на множинах  $A$  (на навчальній) і  $B$  (на перевірній);

$Y_i$  - експериментальні дані отриманий у результаті спостереження за виходом об'єкта.

Другий метод – комбінаторний для своєї реалізації вимагає значних обчислювальних ресурсів. Якщо початковою моделлю вибраний поліном степені  $r$ , то загальне число моделей-претендентів, які утворені із загального полінома, буде  $2^{n+1} - 1$ , де  $n+1$  - загальне число членів початкового полінома.

Для зняття проблеми великої розмірності було запропоновано генетичний підхід [44], суть якого у тому, що замість перебору великого числа часткових моделей, у регресійній моделі (3.13) вилучається частина коефіцієнтів шляхом приписування їм значення «нуль»; коефіцієнтам, що залишилися ставлять у відповідність «одиницю». Тоді така зашифрована послідовність коефіцієнтів лінії регресії є хромосомами. Тепер, якщо використати один із критеріїв відбору (селекції) (4.28) або (4.29), то можна відібрати ту хромосому, яка асоційована з емпіричною моделлю оптимальної складності.

Таким чином, алгоритм синтезу моделей оптимальної складності складається з наступних кроків [44].

*K1.* Формування початкової популяції, яка складається із  $I$  особин, кожна із яких є хромосомою довжиною  $n$ .

*K2.* Оцінка пристосованості хромосом у популяції. Емпіричну модель (4.20) подамо у такому вигляді:

$$y = \sum_{i=0}^n c_i f_i(\bar{x}), \quad (4.30)$$

де  $\bar{x} = (x_1, x_2)^T$ ;

$f_i(\bar{x})$  - функції при відповідних коефіцієнтах моделі.

Утворимо матрицю

$$F_a = \begin{bmatrix} f_0(\bar{x}^{(1)}) & f_1(\bar{x}^{(1)}) & \dots & f_n(\bar{x}^{(1)}) \\ f_0(\bar{x}^{(2)}) & f_1(\bar{x}^{(2)}) & \dots & f_n(\bar{x}^{(2)}) \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ f_0(\bar{x}^{(N_A)}) & f_1(\bar{x}^{(N_A)}) & \dots & f_n(\bar{x}^{(N_A)}) \\ \text{-----} & \text{-----} & \text{---} & \text{-----} \\ f_0(\bar{x}^{(N_A+1)}) & f_1(\bar{x}^{(N_A+1)}) & \dots & f_n(\bar{x}^{(N_A+1)}) \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ f_0(\bar{x}^{(N)}) & f_1(\bar{x}^{(N)}) & \dots & f_n(\bar{x}^{(N)}) \end{bmatrix} \begin{array}{l} \text{Навчальна} \\ \text{частина} \\ \text{матриці} \\ \text{-----} \\ \text{Перевірна} \\ \text{частина} \\ \text{матриці} \end{array}$$

із якої вилучимо стовбці, які асоційовані із нулями  $i$ -тої хромосоми ( $i \in I$ ). Отриману матрицю  $F$  розіб'ємо на дві частини: першу частину матриці  $F$  позначимо як  $F_A$ , а другу частину – як  $F_B$ . У результаті отримаємо дві матриці: матрицю  $F_A$  розміром  $N_A \times (M - n_F)$ ; друга матриця  $F_B$  матиме розмір  $N_B \times (M - n_F)$ , де  $M = n + 1$ ;  $n_F$  - кількість вилучених стовпців із матриці  $F$ .

На множині точок  $A$  обчислимо ненульові коефіцієнти емпіричної моделі (4.20), методом найменших квадратів, розв'язавши нормальне рівняння Гауса

$$M_A \bar{c}_A = F_A^T Y_A,$$

де  $M_A = F_A^T F_A$  - матриця Фішера;

$\bar{c}_A$  - вектор ненульових коефіцієнтів моделі;

$Y_A$  - вектор експериментальних значень виходу об'єкта, які утворюють множину точок  $A$ .

За знайденими коефіцієнтами моделі  $\bar{c}_A$  обчислюють  $\bar{y}(B) = F_B \bar{c}_A$  і критерій регулярності за формулою (4.27). У тому випадку, коли використовується критерій мінімального зміщення (4.28) необхідно додатково обчислити значення  $y_i(A)$  за формулою  $\bar{y}(A) = F_A \bar{c}_A$ .

**К3.** Перевірка умов зупинки алгоритму. Обчислення припиняють при виконанні однієї із умов:

- критерій селекції (4.28) або (4.29) досягнув свого мінімального значення;

- немає суттєвого зменшення критерію селекції;
- виконане задане число ітерацій.

*K4.* Селекція хромосом. Для кожної хромосоми із множини  $I$  розраховують значення критерію селекції (4.28) або (4.29). За його розрахованим значенням здійснюється відбір тих хромосом, які будуть брати участь у створенні нащадків для нової популяції. Такий відбір здійснюється за допомогою турнірного методу [43].

*K5.* Формування нової популяції нащадків. Відібрані особини на кроці *K4* підлягають трансформації за допомогою двох основних операторів: схрещування і мутації. Ймовірність схрещування лежить у межах  $[0,5;1]$ , а мутації – в інтервалі  $[0;0,1]$ .

*K6.* Після виконання кроку *K5* відбувається перехід ко *K2* (рис. 4.14).

У відповідності з наведеним алгоритмом синтезу моделі оптимальної складності розроблено комп'ютерну програму у середовищі системи MatLab (додаток Б).

Програмою передбачено, що максимальна степінь полінома, який апроксимує залежності  $v_0(\bar{x})$  і  $K_y(\bar{x})$ , обмежена значеннями  $r = 1, 2, 3$ .

Програма формує матрицю  $F$  для  $r = 3$  розміром  $N \times 10$ . Для значень  $r = 1, 2$  із матриці  $F$  вилучається певна частина стовпців

Слід відмітити, що умова  $r \leq 3$  не є принципіальним обмеженням розробленого програмного забезпечення. Для значень  $r > 3$  у файл-програмі `fun_fodFuzzy` слід створити матрицю  $F$  для полінома (3.27) за розробленим методом обчислення функцій  $f(\bar{x}, \bar{\varphi})$ .

Ефективність і працездатність розробленого програмного забезпечення задачі нечіткої ідентифікації процесу поглиблення свердловин перевірялось на промислових даних, які отримані при бурінні свердловини №5 Васищівського газу конденсатного родовища.

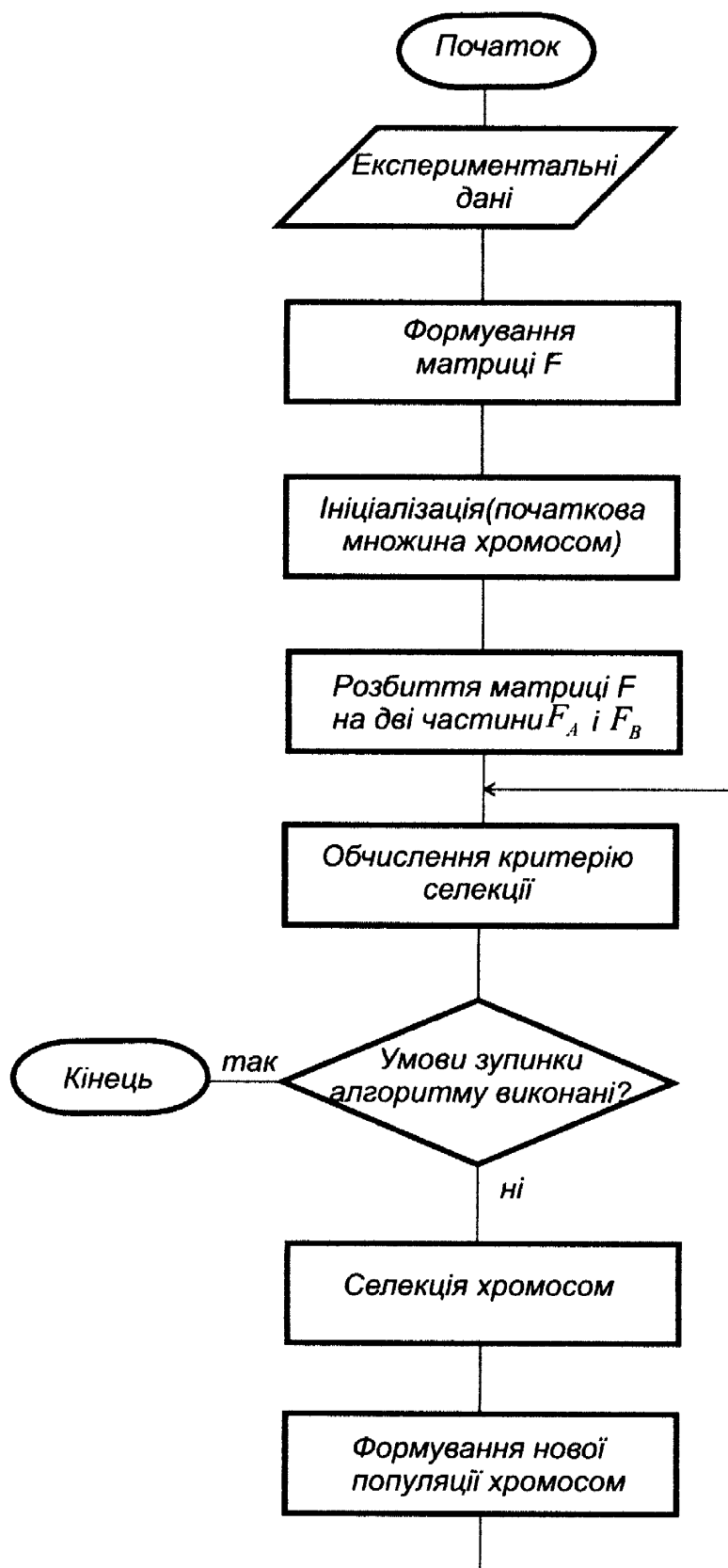


Рисунок 4.14 – Блок-схема алгоритму синтезу моделей оптимальної складності



Для приведення змінних моделі до співрозмірних значень режимні параметри процесу буріння осьове навантаження на долото  $F$  і частота обертання ротора  $N_o$  були приведені до безрозмірного виду

$$x_i = \frac{X_i}{X_{max}}, \quad i = \overline{1, N}, \quad (4.31)$$

де  $x \in \{\tilde{F}, \tilde{N}_o\}$ ,  $X \in \{F, N_o\}$ ;

$N$  - кількість точок спостережень.

$\tilde{F}$ ,  $\tilde{N}_o$  - значення  $F$ ,  $N_o$  у безрозмірних одиницях.

Рисунок 4.15 показує зміну проходки  $h$  як функції режимних параметрів  $\tilde{F}$  і  $N_o$ .

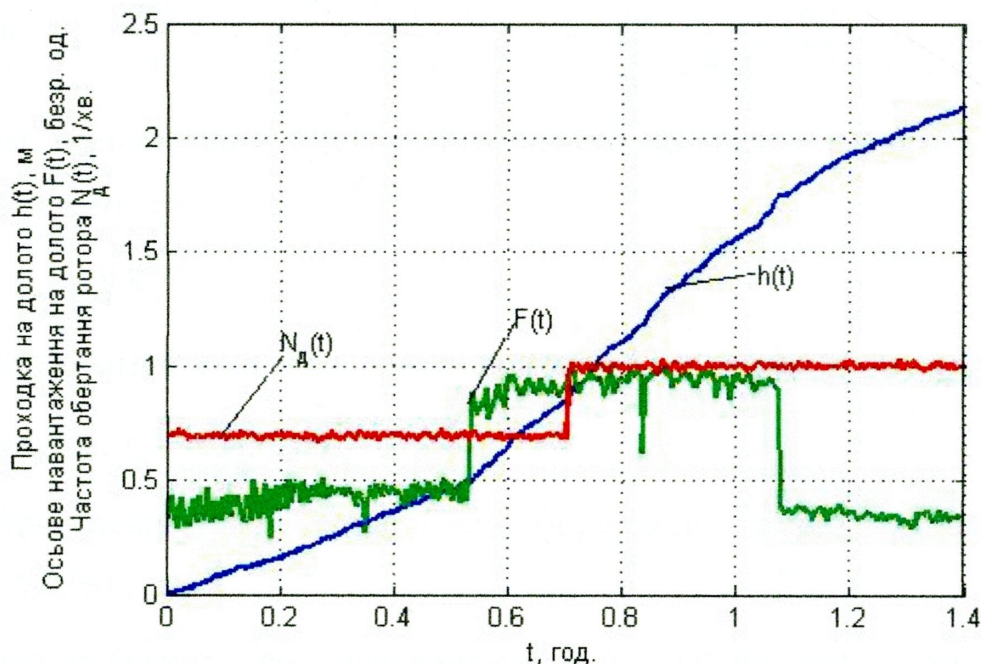


Рисунок 4.15 – Залежність проходки від режимних параметрів  $\tilde{F}$  і  $N_o$

У результаті проведення тестових випробувань розробленої програми були вибрані такі її параметри:

- кількість хромосом у популяції – 20;
- ймовірність схрещування – 0,8;

- ймовірність мутації – 0,01;
- максимальне число ітерацій генетичного алгоритму – 500;
- кількість хромосом у підгрупі, які беруть участь у турнірному методі селекції хромосом – 3;
- критерій селекції – критерій регулярності (4.18);
- коефіцієнт нечіткості нечіткої змінної  $x_1$  -  $\alpha_{x_1} = 0,2$ ;
- коефіцієнт нечіткості нечіткої змінної  $x_1$  -  $\alpha_{x_1}^{\cdot} = 0,2$ ;
- коефіцієнт нечіткості нечіткої змінної  $x_2$  -  $\alpha_{x_2} = 0,025$ ;
- зріз функції належності величини  $y$  -  $\gamma = 0,7$ .

Визначимо верхню межу  $\sup T$  кроку дискретності. Оскільки невідомими є величини  $v_0$  і  $K_y$ , то замість них у формулі (4.17) візьмемо середні значення

$$\text{величин } v_{cp} = \frac{h(t_N)}{t_N} \text{ і } K_y^{(cp)} = \frac{\varepsilon_{y,0}^{(cp)} - \varepsilon_y^{(cp)}}{t_N}, \text{ де } \varepsilon_y^{(cp)} = \frac{1}{v_{cp}}; \varepsilon_{y,0}^{(cp)} = \frac{1}{v_{0,cp}}; v_{0,cp} = \frac{h(t_{N_1})}{t_{N_1}};$$

$t_{N_1}$  - час першої зміни  $F(t)$  з мінімального до максимального значень. Тоді

$$\sup T \leq \frac{2}{v_{0,cp}} \cdot \sqrt{\frac{\delta}{K_y^{(cp)}}}.$$

Були визначенні такі значення (рис. 4.4):  $\delta = 0,001 \text{ м}$ ;  $h(t_N) = 2,13 \text{ м}$ ;  
 $h(t_{N_1}) = 0,5 \text{ м}$ ;  $t_{N_1} = 0,53 \text{ год}$ .

Обчислення зо останньою формулою дали такий результат:  
 $\sup T = 0,1250 \text{ год}$ .

Був вибраний крок дискретності –  $T = 0,0166 \text{ год}$ ., який задовольняє умові  $T \leq \sup T$ .

Залежність  $v_0$  як функція режимних параметрів  $\tilde{F}$  і  $\tilde{N}_0$  була видрана у вигляді емпіричної залежності (3.27), де  $m = 3$ . Для вибраного значення  $m$  отримана емпірична залежність (4.27).

У результаті роботи програми отримали такі значення параметрів емпіричної моделі (4.27):  $c_1 = 1,5478$ ;  $c_4 = 0,1793$ ;  $c_9 = 0,3498$ .

- ймовірність мутації – 0,01;
- максимальне число ітерацій генетичного алгоритму – 500;
- кількість хромосом у підгрупі, які беруть участь у турнірному методі селекції хромосом – 3;
- критерій селекції – критерій регулярності (4.18);
- коефіцієнт нечіткості нечіткої змінної  $x_1$  -  $\alpha_{x_1} = 0,2$ ;
- коефіцієнт нечіткості нечіткої змінної  $x_1$  -  $\alpha_{x_1} = 0,2$ ;
- коефіцієнт нечіткості нечіткої змінної  $x_2$  -  $\alpha_{x_2} = 0,025$ ;
- зріз функції належності величини  $y$  -  $\gamma = 0,7$ .

Визначимо верхню межу  $\sup T$  кроку дискретності. Оскільки невідомими є величини  $v_0$  і  $K_y$ , то замість них у формулі (4.17) візьмемо середні значення

$$\text{величин } v_{cp} = \frac{h(t_N)}{t_N} \text{ і } K_y^{(cp)} = \frac{\epsilon_{y,0}^{(cp)} - \epsilon_y^{(cp)}}{t_N}, \text{ де } \epsilon_y^{(cp)} = \frac{1}{v_{cp}}; \epsilon_{y,0}^{(cp)} = \frac{1}{v_{0,cp}}; v_{0,cp} = \frac{h(t_{N_1})}{t_{N_1}};$$

$t_{N_1}$  - час першої зміни  $F(t)$  з мінімального до максимального значень. Тоді

$$\sup T \leq \frac{2}{v_{0,cp}} \cdot \sqrt{\frac{\delta}{K_y^{(cp)}}}.$$

Були визначенні такі значення (рис. 4.4):  $\delta = 0,001$  м;  $h(t_N) = 2,13$  м;  
 $h(t_{N_1}) = 0,5$  м;  $t_{N_1} = 0,53$  год.

Обчислення зо останньою формулою дали такий результат:  
 $\sup T = 0,1250$  год.

Був вибраний крок дискретності –  $T = 0,0166$  год., який задовольняє умові  $T \leq \sup T$ .

Залежність  $v_0$  як функція режимних параметрів  $\tilde{F}$  і  $\tilde{N}_0$  була видрана у вигляді емпіричної залежності (3.27), де  $m = 3$ . Для вибраного значення  $m$  отримана емпірична залежність (4.27).

У результаті роботи програми отримали такі значення параметрів емпіричної моделі (4.27):  $c_1 = 1,5478$ ;  $c_4 = 0,1793$ ;  $c_9 = 0,3498$ .

Таким чином, з врахуванням значень параметрів  $c_i$ ,  $i = \overline{0, 9}$ , емпірична модель (4.27) набуде такого вигляду:

$$v_0(\bar{x}) = c_1(x_1 + A_\gamma \alpha_{x_1}) + c_4(x_1^2 + 2A_\gamma \alpha_{x_1} x_1) + c_9(x_2^3 + 3A_\gamma \alpha_{x_2} x_2^2).$$

Розкривши дужки в останньому рівнянні і, згрупувавши відповідні члени, отримаємо

$$v_0(\bar{x}) = c_1 A_\gamma \alpha_{x_1} + (c_1 + 2c_4 A_\gamma \alpha_{x_1}) x_1 + c_4 x_1^2 + 3c_9 A_\gamma \alpha_{x_2} x_2^2 + c_9 x_2^3. \quad (4.32)$$

Введемо такі позначення:

$$\begin{aligned} a_0^{(v)} &= c_1 A_\gamma \alpha_{x_1}; & a_1^{(v)} &= c_1 + 2c_4 A_\gamma \alpha_{x_1}; \\ a_2^{(v)} &= c_4; & a_3^{(v)} &= 3c_9 A_\gamma \alpha_{x_2}; & a_4^{(v)} &= c_9. \end{aligned}$$

Тоді емпірична модель (4.25) буде такою:

$$v_0(\bar{x}) = a_0^{(v)} + a_1^{(v)} x_1 + a_2^{(v)} x_1^2 + a_3^{(v)} x_2^2 + a_4^{(v)} x_2^3. \quad (4.33)$$

Якщо врахувати відповідні числові значення, які входять у формулу (4.32), то отримаємо, що  $a_0^{(v)} = 0,2615$ ;  $a_1^{(v)} = 1,6084$ ;  $a_2^{(v)} = 0,17934$ ;  $a_3^{(v)} = 0,02216$ ;  $a_4^{(v)} = 0,3498$ .

На рисунку 4.16 показана залежність функції  $v_0(\bar{x})$  від режимних параметрів  $x_1 = \tilde{F}$  і  $x_2 = \tilde{N}_\delta$ .

Емпіричну залежність  $\tilde{K}_y(\bar{x})$  синтезуємо для  $m=3$ , у результаті отримаємо модель (4.27), де  $y = K_y(\bar{x})$ ,  $x_1 = \tilde{F}$ ;  $x_2 = \tilde{N}_\delta$ . Інші параметри алгоритму такі самі як і у попередньому випадку.

Проходку на долото вимірюють за переміщенням верхнього кінця бурильної колони. Внаслідок дії зовнішніх факторів на переміщення колони бурильних труб таких як тертя колони об стінки свердловини, поздовжня її деформація, нерівномірна подача та ін. приводить до того, що на значення  $h(t)$  накладається перешкода. Оскільки при визначенні значення  $K_y(\bar{x})$  як функції режимних параметрів здійснюється подвійне диференціювання, то це

приводить до появи нової адитивної складової перешкоди. Для зменшення впливу такої складової на результат ідентифікації залежності  $\tilde{K}_y(\bar{x})$  вихідні дані, які обчислені за формулою (4.17) згладжують за допомогою метода експоненціального згладжування [27, 95].

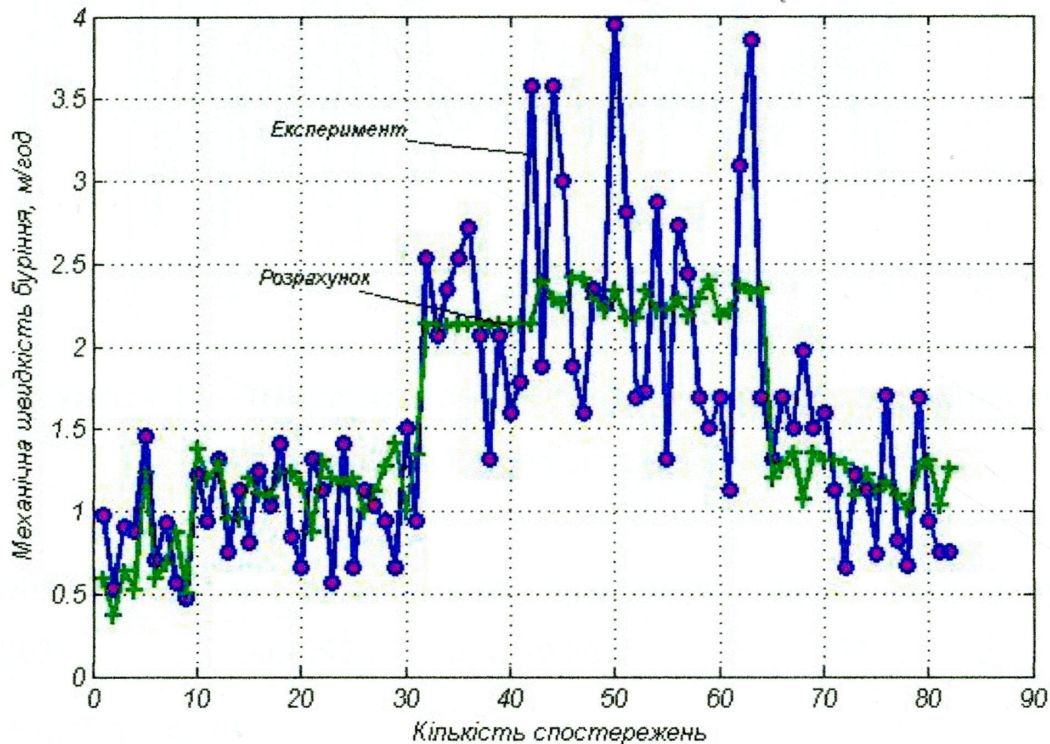


Рисунок 4.16 – Залежність  $v_0(\bar{x})$  від режимних параметрів  $x_1$  і  $x_2$

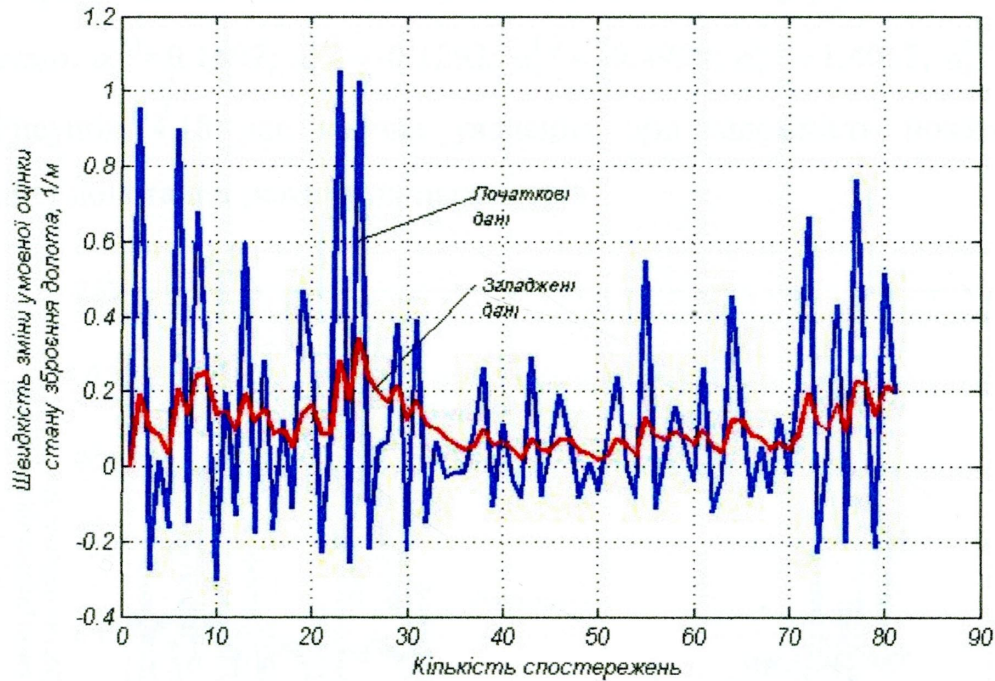
$$K_y^{(s)}(k) = \alpha_s K_y(k) + (1 - \alpha_s) K_y^{(s)}(k-1), \quad k = 1, 2, \dots,$$

де  $K_y^{(s)}(0) = K_y(0)$ .

Для значення  $\alpha_s = 0,2$  виконано згладжування початкових даних (рис. 4.17). Аналіз рисунка 4.17 показує, що у результаті згладжування значно зменшився рівень перешкод, які викликані процедурою диференціювання.

Програма розрахунку коефіцієнтів моделі (4.27), яка відповідає алгоритму синтезу моделей оптимальної складності на засадах генетичних алгоритмів, наведена у додатку В.





**Рисунок 4.17 – Швидкість зміни умовної оцінки стану озброєння долота до і після згладжування**

Обчислення за розробленою програмою дали такі результати:

$$c_0 = 0,2034 ; \quad c_1 = -0,1292 ; \quad c_2 = -0,5615 ; \quad c_5 = 1,4577 ; \quad c_9 = -0,8907 ; \\ c_3 = c_4 = c_6 = c_7 = c_8 = 0 .$$

З врахуванням значень коефіцієнтів  $c_i$ ,  $i = \overline{0,9}$  модель (4.27) набуде такого вигляду [95]:

$$K_y^{(s)}(\bar{x}) = c_0 + c_1(x_1 + A_\gamma \alpha_{x_1}) + c_2(x_2 + A_\gamma \alpha_{x_2}) + c_5(x_2^2 + 2A_\gamma \alpha_{x_2} x_2) + \\ + c_9(x_2^3 + 3A_\gamma \alpha_{x_2} x_2^2). \quad (4.34)$$

Після розкриття дужок і виконання відповідних алгебраїчних операцій отримаємо

$$K_y^{(s)}(\bar{x}) = a_0^{(\varepsilon)} + a_1^{(\varepsilon)} x_1 + a_2^{(\varepsilon)} x_2 + a_3^{(\varepsilon)} x_2^2 + a_4^{(\varepsilon)} x_2^3, \quad (4.35)$$

де  $a_0^{(\varepsilon)} = c_0 + c_1 A_\gamma \alpha_{x_1} + c_2 A_\gamma \alpha_{x_2}$ ;  $a_1^{(\varepsilon)} = c_1$ ;  $a_2^{(\varepsilon)} = c_2 + 2c_5 A_\gamma \alpha_{x_2}$ ;  $a_3^{(\varepsilon)} = c_5 + 3c_9 A_\gamma \alpha_{x_2}$ ;  $a_4^{(\varepsilon)} = c_9$ .

З врахуванням відповідних значень, які входять у рівняння моделі (4.35), отримаємо:  $a_0^{(\varepsilon)}=0.1697$ ;  $a_1^{(\varepsilon)}=-0.1292$ ;  $a_2^{(\varepsilon)}=-0.4999$ ;  $a_3^{(\varepsilon)}=1.4013$ ;  $a_4^{(\varepsilon)}=0.8907$ .

Рисунок 4.18 дає наочне уявлення про залежність показника стану озброєння долота від режимних параметрів

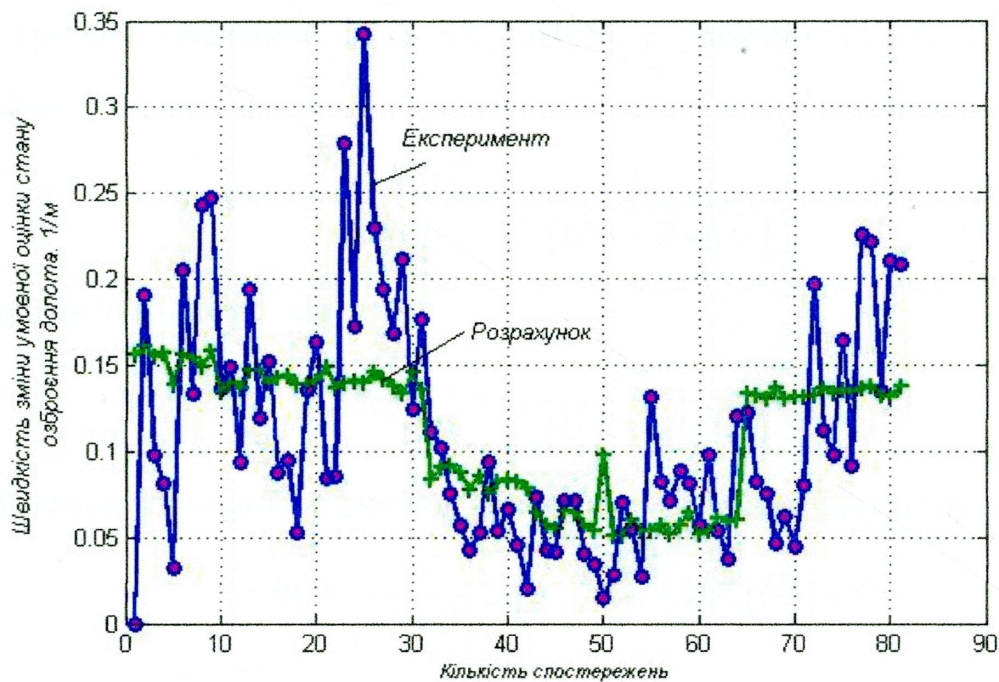


Рисунок 4.18 – Залежність  $K_y^{(s)}(\bar{x})$  від режимних параметрів  $x_1$  і  $x_2$

### 4.3 Алгоритмічне забезпечення задачі оптимального керування процесом поглиблення свердловин в умовах невизначеності

Розв'язується задача (3.30), де мінімізується вартість одного метра проходки свердловини за умови, що тривалість спуско-підіймальних операцій є нечіткою величиною.

Як математичну модель процесу поглиблення свердловин візьмемо модель (4.13) і (4.14), яка є частковим випадком моделі (3.40) і (3.41).

При бурінні свердловин осьове навантаження на долото і частота його обертання  $N_d$ , як правило, підтримуються постійними протягом чергового

рейсу. Отже, допускаємо, що  $F = \text{const}$  і  $N_d = \text{const}$ . При такому допущенні у рівняннях (4.13) і (4.14) -  $v_0(\bar{U}) = \text{const}$  і  $K_y(\bar{U}) = \text{const}$ .

Із рівняння (4.14) за початкової умови  $v(0) = v_0$  знаходимо, що

$$\varepsilon_y(t) = K_y(\bar{U})t + 1/v_0(\bar{U}). \quad (4.36)$$

Отримане значення  $\varepsilon_y(t)$  підставимо у рівняння (4.13). У результаті отримаємо

$$\frac{dh(t)}{dt} = \frac{1}{K_y(\bar{U})t + 1/v_0(\bar{U})}.$$

Звідси знаходимо, що

$$dh(t) = \frac{dt}{K_y(\bar{U})t + 1/v_0(\bar{U})}.$$

Інтегруючи останнє рівняння, приходимо до такого результату:

$$h(t) = \frac{1}{K_y(\bar{U})} \ln(K_y(\bar{U})t + 1/v_0(\bar{U})) + C.$$

Якщо врахувати початкову умову  $h(0) = 0$ , то  $C = -\frac{1}{K_y(\bar{U})} \ln v_0(\bar{U})$ .

З врахуванням значення  $C$  отримаємо

$$h(t) = \frac{1}{K_y(\bar{U})} \ln(K_y(\bar{U})v_0(\bar{U})t + 1). \quad (4.37)$$

Черговий рейс буріння закінчується при  $t = t_6$ . Це означає, що на момент закінчення чергового рейсу проходка на долото становитиме

$$h(\bar{u}) = \frac{1}{K_y(\bar{U})} \ln(K_y(\bar{U})v_0(\bar{U})t_6(\bar{U}) + 1).$$

Підставляючи значення  $h(t_6)$  у критерій оптимальності (3.39), отримаємо



$$\min : q(\bar{u}) = \frac{K_y(\bar{U})(C_\delta(t_\delta(\bar{U}) + m) + d)}{\ln(K_y(\bar{U})v_0(\bar{U})t_\delta(\bar{U}) + 1)} + \frac{\sigma C_\delta K_y(\bar{U})}{\ln(K_y(\bar{U})v_0(\bar{U})t_\delta(\bar{U}) + 1)} \sqrt{\ln \frac{1}{\alpha^2}}, \quad (4.38)$$

де  $\bar{U} = (F, N_\delta)^T$ .

Сучасні безопорні долота відпрацьовують за станом озброєння за таким показником як відношення початкової швидкості буріння  $v_0$  до її кінцевого значення  $v_k$ . Оскільки  $\varepsilon = \frac{v_0}{v_t}$ , то  $\varepsilon_k = \frac{v_0}{v_k}$ . Враховуючи те, що  $\varepsilon_{y,k} = \frac{1}{v_k}$ ,

отримаємо  $\varepsilon_{y,k} = \frac{\varepsilon_k}{v_0}$ . Із формули (4.36) слідує, що  $\varepsilon_{y,k} = K_y(\bar{U})t_\delta + 1/v_0(\bar{U})$ .

Враховуючи значення  $\varepsilon_{y,k}$ , знаходимо

$$t_\delta(\bar{u}) = \frac{K_y(\bar{U})}{v_0(\bar{U})}(\varepsilon_k - 1). \quad (4.39)$$

Таким чином, будемо мінімізувати функцію (4.38) за вектор-змінною  $\bar{U}$  за умови, що час закінчення чергового рейсу буріння  $t_\delta(\bar{U})$  визначається формулою (4.39), а вектор-змінна  $\bar{U}$  повинна належати допустимій області  $A_U$

$$\bar{U} \in A_U. \quad (4.40)$$

Допустиму область керування  $A_U$  утворюють обмеження (3.32) – (3.34), які приведемо до вигляду, в якому фігурують змінні  $x_1$  і  $x_2$ . Оскільки осьове навантаження на долото  $x_1$  і частота обертання ротора виражені у безрозмірних

одиницях  $x_1 = \frac{F}{F_{max}}$ ,  $x_2 = \frac{N_\delta}{N_{\delta,max}}$  то підставляючи значення  $F = x_1 F_{max}$  і

$N_\delta = N_{\delta,max} x_2$  у нерівність (3.32), отримаємо

$$A_1 x_2 + A_2 x_2^2 + A_3 H x_2^{1.7} + A_4 x_2 (x_1 \Delta F_{mx} + F_{min}) \leq W_p,$$

Після нескладних алгебраїчних перетворень будемо мати

$$a_1 x_2 + a_2 x_2^2 + a_3 x_2^{1.7} + a_4 H x_1 x_2 \leq 1 \quad (4.41)$$

$$\text{де } a_1 = \frac{A_1 N_{\delta, \max}}{W_p}, \quad a_2 = \frac{A_2 N_{\delta, \max}^2}{W_p}, \quad a_3 = \frac{A_3 N_{\delta, \max}^{1.7}}{W_p}, \quad a_4 = \frac{A_4 F_{\max} N_{\delta, \max}}{W_p}; \quad F_{\max} = 166,44 \text{ кН},$$

$$N_{\delta, \max} = 1,08 \text{ с}^{-1}.$$

Для глибини свердловини  $H = 5226 \text{ м}$  отримали –  
 $a_1 = 1,1175$ ,  $a_2 = -0,6259$ ,  $a_3 = 0,0191$ ,  $a_4 = 0,8179$ , де  $a_4' = a_4 H$ . Значення інших величин, які входять у критерій оптимальності (4.38) –  $C_6 = 1520 \text{ грн/год}$ ,  $d = 2610 \text{ грн}$ .

Обмеження (3.33) і (3.34) відносно змінних  $x_1$  і  $x_2$  приймуть такий вигляд:

$$x_{1, \min} \leq x_1 \leq 1, \quad (4.42)$$

$$x_{2, \min} \leq x_2 \leq 1, \quad (4.43)$$

$$\text{де } x_{1, \min} = \frac{F_{\min}}{F_{\max}}; \quad x_{2, \min} = \frac{N_{\delta, \min}}{N_{\delta, \max}}.$$

З врахуванням того, що  $x_1$  і  $x_2$  безрозмірні величини критерій оптимальності (4.38) буде таким:

$$q(\bar{x}) = \frac{K_y(\bar{x})(C_6(t_6(\bar{x}) + m) + d)}{\ln(K_y(\bar{x})v_0(\bar{x})t_6(\bar{x}) + 1)} + \frac{\sigma C_6 K_y(\bar{x})}{\ln(K_y(\bar{x})v_0(\bar{x})t_6(\bar{x}) + 1)} \sqrt{\ln \frac{1}{\alpha^2}}. \quad (4.44)$$

Таким чином, необхідно знайти такі значення  $x_1$  і  $x_2$ , що задовольняють обмеженням (4.41) – (4.43), щоб критерій оптимальності (4.44) набув мінімального значення з врахуванням того, що

$$t_6(\bar{x}) = \frac{K_y(\bar{x})}{v_0(\bar{x})} (\varepsilon_k - 1), \quad (4.45)$$

де  $K_y(\bar{x})$  і  $v_0(\bar{x})$  обчислюються за формулами (4.33) і (4.35).

Тривалість спуско-підймальних операцій, яка у виразі (4.44) характеризується модальним значенням  $m = \hat{t}_{cn}$ , залежить як від глибини

свердловини, так і від проходки на долото. Режимні параметри  $x_1$  і  $x_2$  розраховуються для наступного рейсу буріння, для якого величина  $m$  невідома і її значення часто оцінюють за результатами попереднього довбання.

При бурінні свердловин сучасними трьохшарошечними долотами проходка на долото може досягати до 300 м [73]. Оскільки тривалість спуско-підіймальних операцій для наступного рейсу залежить від поточної глибини свердловини, до якої додається проходка на долото у наступному довбанні, а також визначається рядом суб'єктивних факторів такими як кваліфікацією бурової бригади, порою року, погодними умовами та ін.

Тому для підвищення точності розв'язання задачі оптимізації (4.44) тривалість спуско-підіймальних операцій необхідно прогнозувати [55].

Нехай відома поточна глибина свердловини  $H_0$  на момент закінчення чергового рейсу проходки. Тривалість спуско-підіймальних операцій, яке оцінюється модальним значенням  $m$ , для наступного рейсу є функцією глибини свердловини  $H = H_0 + h$ , де  $h$  - проходка на долото.

Функцію  $m = t_{cn}(H)$  можна подати у вигляді двох складових [55]

$$t_{cn}(H) = \hat{t}_{cn}(H) + e_H,$$

де  $\hat{t}_{cn}(H)$  - детермінована складова функції  $t_{cn}(H)$ ;

$e_H$  - адитивна перешкода, закон розподілу якої невідомий.

Задача полягає у тому, щоб за минулими значеннями тривалості спуско-підіймальних операцій визначити прогнозне значення  $m$  для наступного рейсу буріння, тобто отримали задачу передбачення на один крок [57], у якій незалежною змінною є глибина свердловини  $H$ .

Розв'язання поставленої задачі можна здійснити двома методами [55] – експоненціального згладжування і за допомогою нейромереж. Порівняльний аналіз цих методів зроблений авторами роботи [55] показав, що найкращі результати дає експоненціальне згладжування, яке поширюється на процеси, детермінована основа яких є поліном  $n$ -ої степені [132]:

$$\hat{t}_{cn}(\bar{q}, H) = \sum_{i=0}^n \frac{q_i H^i}{i!}.$$

Як показують розрахунки [55] з достатньою точністю для практики буріння можна прийняти, що  $n=2$ . Тоді прогнозування тривалості спуско-підймальних операцій на крок вперед буде визначатись співвідношенням

$$\hat{t}_{cn, H+\Delta H} = \hat{q}_{0H} + \hat{q}_{1H} \Delta H + \frac{1}{2} \hat{q}_{2H} \Delta H^2,$$

де параметри моделі визначаються за такими формулами:

$$\hat{q}_{0H}^{(i)} = t_{cn}^{(i)} + \beta^3 (\hat{t}_{cn} - t_{cn}^{(i)}), \quad (4.46)$$

$$\hat{q}_{1H}^{(i)} = \hat{q}_{1H}^{(i-1)} + \hat{q}_{2H}^{(i-1)} - \frac{3\alpha^2}{2} (2 - \alpha) (\hat{t}_{cn} - t_{cn}^{(i)}), \quad (4.47)$$

$$\hat{q}_{2H}^{(i)} = \hat{q}_{2H}^{(i-1)} - \alpha^3 (\hat{t}_{cn} - t_{cn}^{(i)}), \quad (4.48)$$

$$\hat{t}_{cn} = \hat{q}_{0H}^{(i-1)} + \hat{q}_{1H}^{(i-1)} + \frac{1}{2} \hat{q}_{2H}^{(i-1)}, \quad i = 1, 2, \dots \quad (4.49)$$

Таким чином, за сукупністю спостережень за величиною  $t_{cn}$ , які отримані включно до поточного  $i-1$  рейсу буріння визначають прогнозоване значення  $\hat{t}_{cn}$  для майбутнього  $i$ -го рейсу за формулою (4.49). При цьому  $\hat{q}_{0H}^{(0)} = t_{cn}^{(0)}$ ,  $\hat{q}_{1H}^{(0)} = 0$ ,  $\hat{q}_{2H}^{(0)} = 0$ .

З використанням даних, які наведені у [45], отримана прогнозна модель (4.49) (рис. 4.19). Були вибрані такі параметри алгоритму:  $\alpha = 0,05$  і  $\beta = 0,6$ . Тривалість спуско-підймальних операцій і глибина свердловини подані у безрозмірних одиницях -  $\tilde{t}_{cn} = \frac{t_{cn}}{t_{cn, \max}}$ ,  $\tilde{H} = \frac{H}{H_{\max}}$ , де  $t_{cn, \max}$ ,  $H_{\max}$  - максимальні значення тривалості спуско-підймальних операцій і глибини свердловини ( $H_{\max} = 5226$  м,  $t_{cn, \max} = 25,36$  год.).

Для оцінки точності прогнозу скористаємося критерієм, який має зміст коефіцієнта кореляції [132]

$$\hat{r} = \frac{1}{\sqrt{\hat{S}_{0H}^2}} \sum_{i=1}^{N_q} \Delta t_{cn}(H_i) \Delta t_{cn}(H_{i-1}),$$

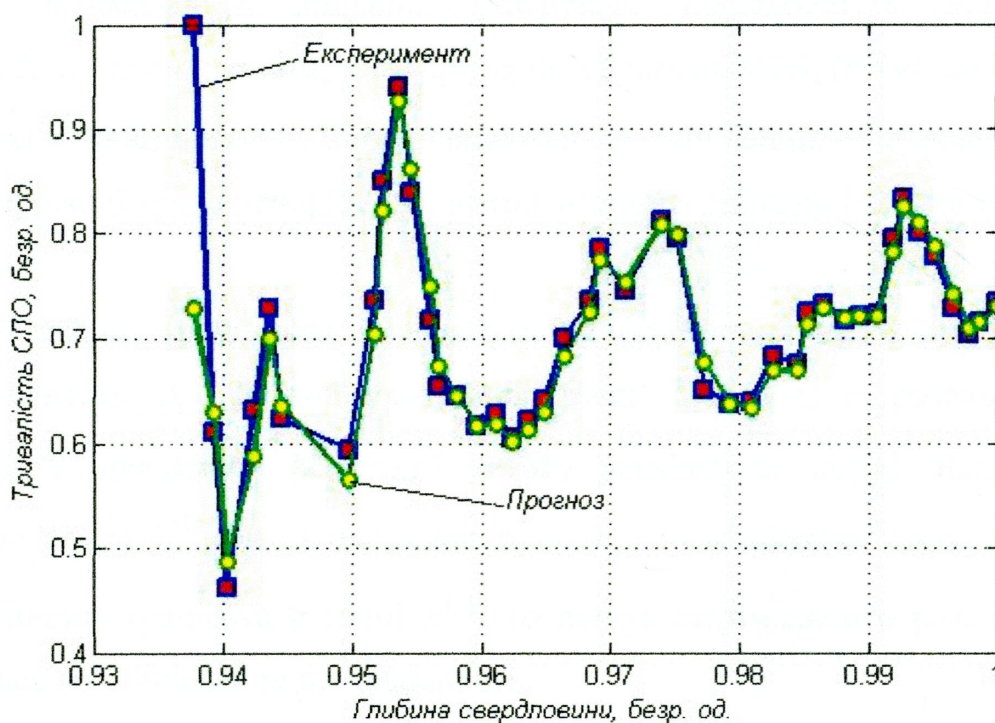
де  $v = N_q - k_q$ ;

$N_q$  - кількість спостережень;

$k_q$  - кількість параметрів моделі (4.46 – 4.49);

$$\hat{S}_{0H}^2 = \frac{1}{v} \sum_{i=1}^{N_q} (t_{cn}^{(i)} - \hat{t}_{cn}(\hat{q}, H_i))^2;$$

$$\Delta t_{cn}(H_i) = t_{cn}^{(i)} - \hat{t}_{cn}(\hat{q}, H_i).$$



**Рисунок 4.19 – Залежність тривалості СПО як функції глибини свердловини та їх прогнознi значення**

Можна наближено вважати, що  $\Delta t_{cn}(H_i) = e_{H,i}$ . При допущенні [132], що випадкові величини  $e_{H,i}$  та  $e_{H,i-1}$  не корельовано між собою, слід очікувати, що при збігові детермінованої основи і функції передбачення коефіцієнт кореляції буде дорівнювати нулю. Отже, близькість до нуля коефіцієнта кореляції  $\hat{r}$

вказує на те, що отримана модель (4.49) задовільно прогнозує тривалість спуско-підймальних операцій на один крок вперед.

Отримане значення коефіцієнта кореляції  $\hat{r} = 0,0045$  є близьким до нуля, що свідчить про задовільний прогноз тривалості спуско-підймальних операцій на один крок вперед.

Оскільки задача (4.44) з обмеженнями (4.41) – (4.43) на керувальні дії відноситься до класу задач нелінійного програмування, для розв'язування яких використовують прямі і непрямі методи.

У прямих методах, використовуючи обмеження на змінні, здійснюють пошук оптимального рішення, генеруючи послідовність значень  $\bar{x}^{(k)}$ ,  $k = 0, 1, 2, \dots$  таким чином, що критерій оптимальності (4.44) зменшує своє значення зі зростанням  $k$ . Серед непрямих методів найчастіше використовують метод проекції градієнтів [35, 39], метод змінного допуску [127] та метод Бокса [116].

У задачі нелінійного програмування обмеження на змінні утворюють деяку область  $A_U$ . Кожна внутрішня точка цієї області розглядається як стартова у програмній реалізації методу розв'язання задачі. Якщо вибрана стартова точка  $\bar{x}^{(0)} \in A_U$  і напрямок руху  $\bar{p}_k$ , який використовує інформацію про величину градієнта у точці  $\bar{x}^{(k)}$ , то пошук оптимального розв'язку задачі зводиться до обчислення послідовності

$$\bar{x}^{(k+1)} = \bar{x}^{(k)} + \lambda_k \bar{p}_k,$$

де  $\lambda_k$  - довжина кроку в ітераційному процесі.

У процесі руху до оптимальної точки може відбутися вихід за межі допустимої області  $A_U$  і, як наслідок, порушення обмежень задачі. У такому випадку вектор  $\bar{p}_k$  проєктують на лінійне утворення  $L_k$ , яке апроксимує ділянку границі у точці  $\bar{x}^{(k)}$ , де відбулося порушення обмежень. Рухаючись у напрямку протилежному проєкції  $\bar{p}_k$  на  $L_k$  знаходять точку, для якої

виконується умова  $q(\bar{x}^{(k+1)}) < q(\bar{x}^{(k)})$ ; точку  $\bar{x}^{(k+1)}$  беруть як стартову і продовжують обчислювальний процес. Наведений алгоритм носить назву проекції градієнтів і його слід застосовувати тоді, коли допустиму область  $A_U$  утворюють обмеження типу нерівностей.

У методі змінного допуску на деякому кроці ітераційного процесу обчислень можливий вихід за межі допустимої області  $A_U$ . При належному виборі кроку  $\lambda_k$  точка, яка знаходиться поза областю  $A_U$ , буде близькою до допустимих. Точки, які знаходяться поза областю  $A_U$ , але близькі до допустимих називають майже допустимими. У процесі розв'язання задачі віддалі між допустимими і майже допустимими точками повинні скорочуватись у міру збільшення  $k$  і при  $k \rightarrow \infty$  отримуємо оптимальну точку, яка належить області  $A_U$ . Така стратегія пошуку оптимального розв'язку дає змогу задачу (4.44) з обмеженнями (4.41) – (4.43) замінити простішою задачею [127]

$$\min : q(\bar{x}) \quad (4.50)$$

при обмеженнях

$$\Phi^{(k)} - \Gamma(\bar{x}) \geq 0, \quad (4.51)$$

де  $\Phi^{(k)}$  - значення критерію змінного допуску на  $k$ -ому кроці обчислень;

$\Gamma(\bar{x})$  - позитивно визначений функціонал на множині всіх функцій, які утворюють допустиму область  $A_U$ .

Для розв'язання задачі (4.50) і (4.51), яка еквівалентна початковій задачі, рекомендується застосовувати метод, який аналогічний методу Нелдера-Міда [47]. У цьому випадку функція  $\Phi^{(k)}$  вибирається такою, координати точок  $\bar{x}_1^{(k)}, \bar{x}_2^{(k)}, \dots, \bar{x}_r^{(k)}, \bar{x}_{r+1}^{(k)}$  були вершинами zdeформованого багатогранника у  $n_x$  вимірному просторі. Індекс при змінних  $\bar{x}$  визначається таким чином:  $r = n_x - s_x$ , де  $s_x$  - число рівностей в обмеженнях задачі оптимізації. Для задачі, що розглядається  $s_x = 0$ .

Функція  $\Phi$  є критерієм, який характеризує порушення обмежень протягом усього ітераційного процесу, а також дає змогу визначити момент закінчення процесу обчислень. Не існує єдиного способу вибору функції  $\Phi$ . У [127] наведений один із можливих способів вибору такої функції.

Позначимо через  $g_i(\bar{x}) \geq 0, i = \overline{1, K}$  обмеження, які входять в обмеження (4.41) – (4.43). Тоді

$$\Gamma(\bar{x}) = \sum_{i=1}^K \pi_i g_i^2(\bar{x}),$$

де  $K$  - число обмежень-нерівностей у задачі оптимізації;

$$\pi_i = \begin{cases} 0 & \text{при } g_i(\bar{x}) \geq 0, \\ 1 & \text{при } g_i(\bar{x}) < 0. \end{cases}$$

Функцію  $\Gamma(\bar{x})$  можна використовувати як індикатор належності точки  $\bar{x}^{(k)}$  допустимому розв'язку: якщо  $\bar{x}^{(k)} \in A_U$ , то  $\Gamma(\bar{x}) = 0$ ; у випадку коли  $\Gamma(\bar{x}) > 0$ , тоді  $\bar{x}^{(k)} \notin A_U$ .

Метод Бокса є модифікацією призначений для розв'язання задач оптимізації з обмеженнями-нерівностями і є модифікацією zdeформованого багатогранника.

Методи прямого пошуку є безградієнтними методами і, як всі безградієнтні методи, мають меншу швидкість збіжності у порівнянні з градієнтними методами.

При реалізації непрямих методів початкова задача з оптимізації з обмеженнями трансформується в одну або послідовність задач без обмежень.

Одним із найвідоміших методів розв'язування задач оптимізації з обмеженнями типу нерівностей є метод штрафних і бар'єрних функцій [122].

У методі бар'єрних функцій початкова задача оптимізації з обмеженнями -нерівностями типу  $g_i(\bar{x}) \geq 0, i = \overline{1, K}$  замінюється на еквівалентну їй задачу

$$L(\bar{x}, \rho) = q(\bar{x}) - \rho \sum_{i=1}^K \ln g_i(\bar{x}),$$



де  $\rho$  - параметр бар'єру.

При використанні методу штрафних функцій початкова задача з обмеженнями-нерівностями зводиться до еквівалентної задачі

$$L(\bar{x}, \rho) = q(\bar{x}) + \frac{1}{2\rho} \sum_{i=1}^q \left\{ \min[0, g_i(\bar{x})] \right\}^2, \quad (4.52)$$

яка розв'язується як задача на безумовний мінімум.

Методи бар'єрних і штрафних функцій мають ряд суттєвих обмежень, що знижує їх ефективність при розв'язанні задач оптимізації. Ці методи вимагають, щоб функції  $g_i(\bar{x})$  були гладкими, а обмеження-нерівності повинні утворювати опуклу область  $A_U$ . Крім того погана обумовленість матриці Гессе функції  $L(\bar{x}, \rho)$  зумовлює погану збіжність ітераційного процесу у міру наближення до точки мінімуму.

Вказані недоліки методів бар'єрних і штрафних функцій у значній міру усунуті у методі модифікованих функцій Лагранжа [36, 24].

Для задач оптимізації, які вміщують лише обмеження-нерівності, Бертсеканс запропонував [24] таку модифіковану функцію Лагранжа

$$L_c(\bar{x}, \bar{\mu}, \bar{c}) = q(\bar{x}) + \frac{1}{2c} \sum_{j=1}^K \left( \left( \max[0, \mu_j + c\hat{g}_j(\bar{x})] \right)^2 - \mu_j^2 \right), \quad (4.53)$$

де  $\hat{g}_j(\bar{x}) = -g_j(\bar{x}) \leq 0$ .

За умови гладкості функцій  $\hat{g}_j(\bar{x})$  вираз (4.53) є неперервною функцією і має похідні за своїми змінними [24] на відміну від функції (4.52), похідні якої мають розриви на межі області  $A_U$ .

Алгоритм методу модифікованих множників Лагранжа передбачає вибір такої послідовності  $c_k$ ,  $k = 0, 1, 2, \dots$ , що значення  $c_k$  зростає у процесі ітераційного обчислення.

Значення множників  $\mu_j$  знаходять за такою рекурентною процедурою [24]:

$$\mu_j^{(k+1)} = \max \left[ 0, \mu_j^{(k)} + c_k \hat{g}_j \left( \bar{x} \left( \bar{\mu}^{(k)}, c_k \right) \right) \right], \mu_j^{(k)} \geq 0, j = \overline{m+1, K}, k = 0, 1, 2, \dots$$

Таким чином, після того як здійснений перехід від задачі оптимізації з обмеженнями до еквівалентної задачі без обмежень для розв'язання останньої слід скористатись одним із методів безумовної мінімізації [35, 39, 127].

За допомогою екстраполяції на один крок за формулою (4.49) було знайдено, що значення параметру функції належності  $\mu(t_{cn})$  є таким:  $m = 18,73$ .

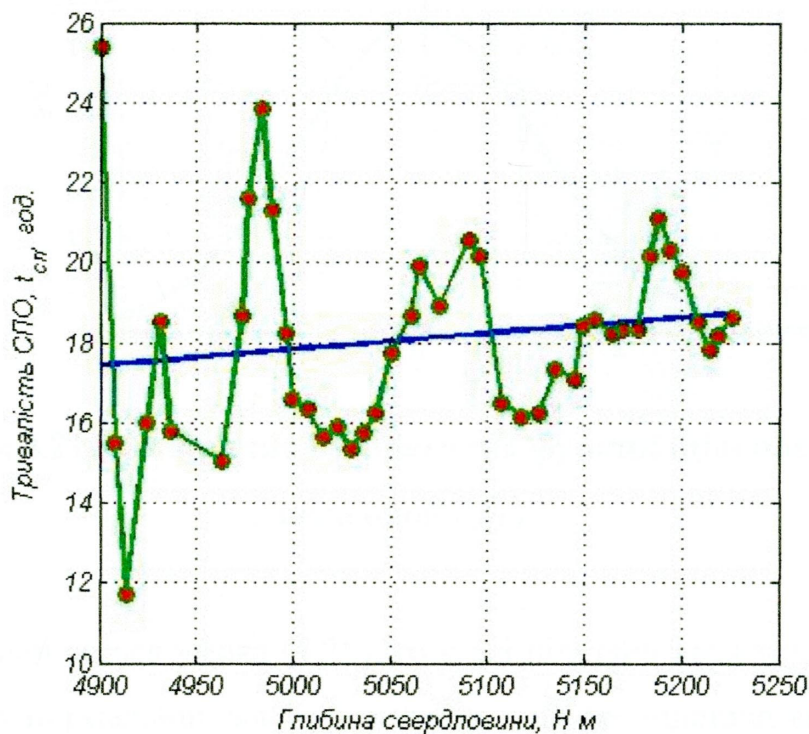
Другий параметр  $\sigma$  функції належності  $\mu(t_{cn})$  знайдений за такою формулою:

$$\sigma^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{k=1}^N \left( t_{cn}^{(k)} - \hat{t}_{cn}^{(k)} \right)^2, \quad (4.54)$$

де  $t_{cn}^{(k)}$  - значення тривалості СПО, год.;

$\hat{t}_{cn}^{(k)}$  - лінійний тренд тривалості СПО (рис. 4.20), який описується таким рівнянням:

$$\hat{t}_{cn} = \alpha_0^{(H)} + \alpha_1^{(H)} H.$$



**Рисунок 4.20 – Зміна тривалості спуско-підіймальних операцій у функції глибини свердловини**

З використанням методу найменших квадратів було визначено, що  $\alpha_0 = -2,159$  і  $\alpha_1 = 0,004$ .

Отже, тривалість СПО можна подати як суму двох складових

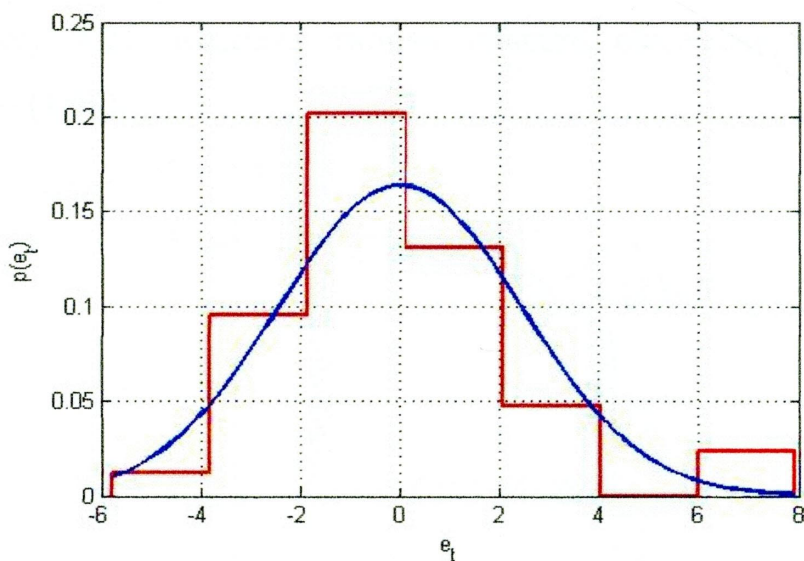
$$t_{cn} = \hat{t}_{cn} + e_t,$$

де  $\hat{t}_{cn}$  - лінійний тренд;

$e_t$  - випадкова складова СПО.

Знайдемо функцію щільності випадкової величини  $e_t$ , використавши методику, яка викладена у п. 4.2.2.

На рисунку 4.21 показані теоретична і емпірична функції щільності випадкової величини  $e_t$ . Були обчислені значення  $\chi^2$  і  $\chi^2_{1-q}(k-m)$ . У результаті отримали такі значення:  $\chi^2 = 2,71$ ;  $\chi^2_{1-q}(k-m) = 3,84$ .



**Рисунок 4.21 – Емпірична і теоретична функції щільності випадкової складової  $e_t(t)$**

Оскільки виконується умова (4.25), то є всі підстави вважати, що випадкова складова  $e_t$  має нормальний закон розподілу, а це дає підстави вибрати гаусову функцію належності для нечіткої величини  $t_{cn}$ .

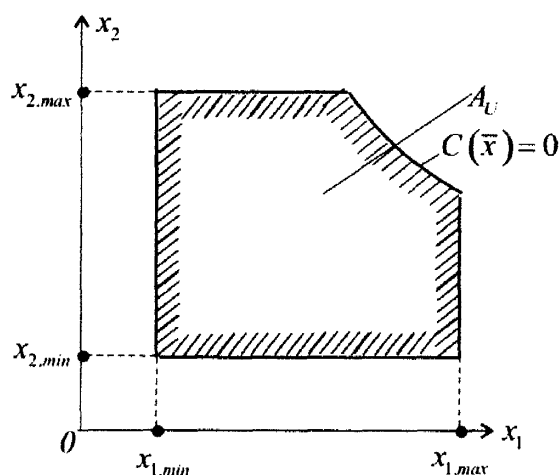
$$\mu(t_{cn}) = \exp\left(-\frac{(t_{cn} - t_{cn}^{(0)})^2}{2\sigma^2}\right),$$

де  $t_{cn}^{(0)}$  - модальне значення нечіткої величини  $t_{cn}$ .

Обчислення за формулою (4.54) дали такий результат:  $\sigma = 2,44$  год.

Задача (4.44) є задачею нелінійного програмування з обмеженнями (4.41) - (4.43). Відомо [35, 39], що такі задачі, як правило, розв'язуються числовими методами, які для своєї реалізації вимагають, щоб критерій оптимальності і обмеження мали похідні до другого порядку включно; критерій оптимальності повинен бути унімодальною функцією, а обмеження – випуклими. Тільки у випадку виконання цих умов існують необхідні і достатні умови існування мінімуму скалярної функції на множині значень її аргументів, які задовольняють певним обмеженням.

На рисунку 4.22 показана типова область обмежень, яка задається умовами (4.41) – (4.43).



**Рисунок 4.22 – Область обмежень**

Аналіз рисунка 4.22 показує, що область  $A_U$  не є випуклою і тому неможливо гарантувати збіжність розв'язку задачі до оптимальної точки. Крім того критерій оптимальності (4.44) може мати складну топологію, наприклад, у

вигляді яру, що також затрудняє розв'язок задачі оптимізації за допомогою класичних методів [38].

Як альтернативу таким методам можна використати генетичні алгоритми, які відрізняються від класичних методів оптимізації такими базовими елементами [104]:

- змінні у задачі оптимізації (керувальні дії), які носять назву хромосом, задаються у кодованій формі, як правило, у двійковому коді (кожна одиниця або кожний нуль у такому двійковому коді носить назву – ген);
- пошук розв'язку здійснюється не з єдиної точки, а з деякої множини точок, яку називають популяцією;
- використовують тільки цільову функцію (критерій оптимальності), а не її похідні;
- застосовують імовірнісні, а не детерміновані правила переходу до наступної ітерації.

У генетичних алгоритмів виділяють етап селекції, на якому із поточної популяції вибирають і включають у батьківську популяцію особи, які мають найбільше (у задачах максимізації) або найменше (у задачах мінімізації) значення функції пристосованості (критерію оптимальності). На наступному етапі (етапі еволюції) застосовують операції схрещування і мутації.

Суть операції схрещування – обмін фрагментами ланцюжків між двома батьківськими хромосомами, які вибираються із батьківського пула випадковим чином з імовірністю  $p_c$ . Після операції схрещування родичі у батьківській популяції замінюються на їх потомків.

Операція мутації змінює значення генів із заданою імовірністю  $p_m$  певним способом, який визначається конкретним алгоритмом, з одиниці на нуль або навпаки з нуля на одиницю. Значення  $p_m$  не перевершує, як правило, 0,1, тому до мутації схильна лише невелика кількість генів.

Завершальним етапом у генетичному алгоритмі є його зупинка. В оптимізаційних задачах зупинка алгоритму може відбутися після досягнення

функцією цілі найменшого (найбільшого) значення із заданою точністю. Зупинка алгоритму може також відбутися після того як після чергової ітерації не відбулося покращення цільової функції. Алгоритм може бути зупинений після виконання заданої кількості ітерацій або після закінчення певного часу. Якщо умова зупинки виконана, то вибираються найкращі хромосоми, яким відповідає мінімальне (максимальне) значення критерію оптимальності. У протилежному разі переходять до наступної ітерації – селекції.

Генетичний алгоритм було застосовано до розв'язку оптимізаційної задачі (4.44) з врахуванням обмежень (4.41) – (4.43). Для ефективнішої роботи алгоритму змінні  $F$  і  $N_o$  були приведені до безрозмірного вигляду.

«Нечіткість» значення  $t_{cn}$  визначає параметр функції належності  $\sigma$ , який визначений як середньоквадратичне відхилення за формулою (4.54). Можна запропонувати більш «песимістичний» сценарій визначення параметру  $\sigma$  - як максимальне відхилення значення  $t_{cn}$  від лінії регресії

$$\sigma = \max_k : \left| t_{cn}^{(k)} - \hat{t}_{cn}^{(k)} \right|. \quad (4.55)$$

Якщо значення параметру функції належності  $\sigma$  визначити за формулою (4.55), то отримаємо -  $\sigma = 7,93 \text{ год}$ .

Розв'язування задачі нечіткої оптимізації при значенні параметру  $\sigma$ , яке визначено за формулою (4.54), і незмінних інших значеннях параметрів критерію оптимальності (4.44) з врахуванням обмежень (4.41) – (4.43), дало такий результат:

#### **Оптимальні керуючі дії**

Осьове навантаження на долото, кН

151.0670

Частота обертання долота, об/с

0.7500

Вартість метра проходки, грн./м

4.8842e+03

Час буріння, год.

4.8427

Проходка на долото, м

7.1049

Якщо задачу оптимізації (4.44) з обмеженнями (4.41) – (4.43) розглядати як чітку задачу, коли  $\alpha = 1$ , то отримуємо такий результат:

**Оптимальні керуючі дії**

Осьове навантаження на долото, кН

151.0672

Частота обертання долота, об/с

0.7500

Вартість метра проходки, грн./м

4.8076e+03

Час буріння, год.

4.8427

Проходка на долото, м

7.1050

Таким чином, збільшення «нечіткості» задачі оптимізації привело до збільшення вартості метра проходки свердловини на  $\Delta q^* = 76,6$  грн/м у порівнянні з чіткою задачею оптимізації. Таке збільшення є «платою» за невизначеність початкових даних.

**Висновки до розділу**

1 Розроблено алгоритмічне забезпечення задачі визначення технологічних операцій бурової установки на базі штучної нейтронної мережі Хеммінга. На тестовому прикладі показано, що мережа Хеммінга надійно розрізняє технологічні операції бурової установки, кожна із яких ідентифікується як бінарний код.

2 Обґрунтовано вибір функцій належності нечітких величин таких як осьове навантаження на долото, швидкість обертання ротора, механічна

швидкість проходки і швидкість зміни умовної оцінки стану озброєння долота і показано, що вони належать до класу гаусових функцій належності.

3 Задача ідентифікації залежностей швидкості механічного буріння і швидкості зміни умовної оцінки стану озброєння долота сформована як задача нечіткої ідентифікації, для якої розроблено відповідне алгоритмічне забезпечення. Ефективність розроблених алгоритмів, які побудовані на засадах генетичних алгоритмів, перевірена на промислових даних, що дало змогу синтезувати оптимальні за структурою відповідні емпіричні моделі для даних умов буріння.

4 Показано, що тривалість СПО, у силу технічних, технологічних і суб'єктивних факторів, може розглядатись як нечітка величина з певною функцією належності. Виходячи із цього, задача оптимізації процесу механічного буріння сформульовано у термінах нечіткої математики та розроблено алгоритм знаходження її розв'язку.

5 За допомогою генетичного алгоритму успішно розв'язана задача нечіткої оптимізації процесу поглиблення свердловини для випадку, коли цільова функція має несприятливу топологію, а область обмежень не є випуклою.

6 На значення вартості метра проходки (критерію оптимальності) суттєвий вплив має «розмитість» величини тривалості  $t_{cn}$  спуско-підіймальних операцій. Збільшення невизначеності параметру  $t_{cn}$  тягне за собою збільшення вартості метра проходки, що є своєрідною платою за нечіткість величини спуско-підіймальних операцій.

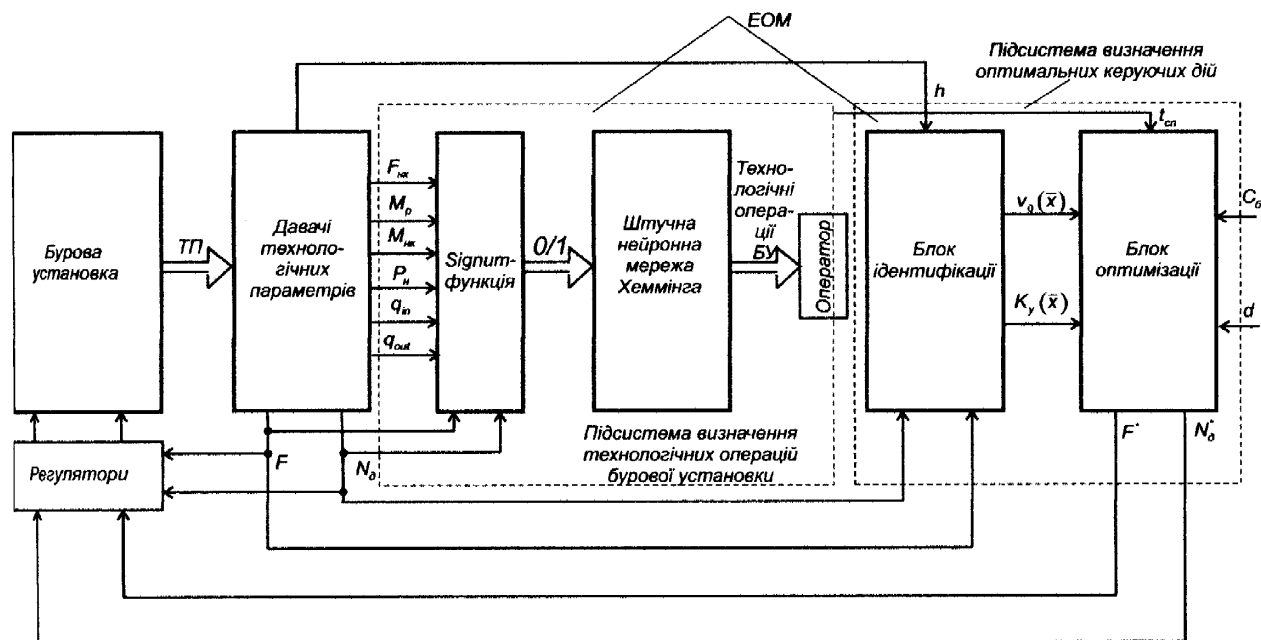


## РОЗДІЛ 5

### КОМП'ЮТЕРНА СИСТЕМА АВТОМАТИЗОВАНОГО КЕРУВАННЯ ПРОЦЕСОМ ПОГЛИБЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН В УМОВАХ НЕВИЗНАЧЕНОСТІ

#### 5.1 Структура комп'ютерної системи автоматизованого керування процесом поглиблення свердловин

Структура комп'ютерної системи автоматизованого керування процесом поглиблення свердловин в умовах невизначеності складається із двох підсистем - визначення технологічних операцій бурової установки та визначення оптимальних керуючих дій – осьового навантаження на долото та частоти його обертання на основі критерію вартості метра проходки свердловини (рис. 5.1).



**Рисунок 5.1 – Структура комп'ютерної системи автоматизованого керування процесом поглиблення свердловин**

Блок визначення технологічних операцій бурової установки за інформацією, яка поступає від блоку давачів визначає один із технологічних операцій бурової установки (табл. 2.2). Інформація про поточну технологічну операцію бурової установки поступає на дисплей оператора.

За методикою, яка описана у розділі 2 визначається тривалість спуско-підіймальних операцій (формула 2.2).

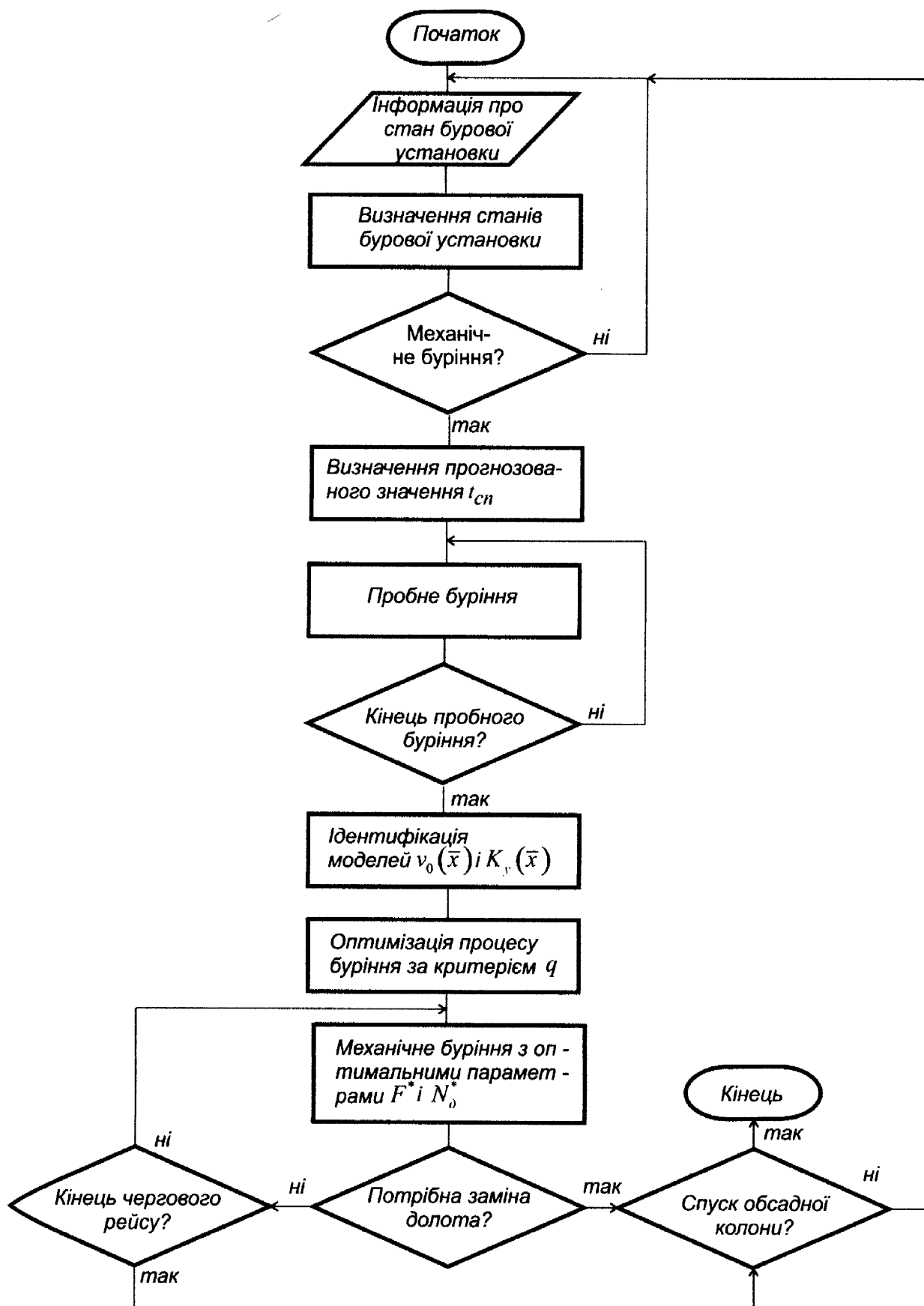
Якщо підсистема визначення технологічних операцій бурової установки визначить початок механічного буріння, то починає працювати блок ідентифікації, який за результатами пробного буріння синтезує оптимальні за структурою емпіричні моделі  $v_0(\bar{x})$  і  $K_y(\bar{x})$  на засадах генетичних алгоритмів з врахуванням нечіткості значень  $\bar{x} = (\tilde{F}, \tilde{N}_o)^T$ .

Після завершення процесу ідентифікації на основі отриманої інформації про  $v_0(\bar{x})$  і  $K_y(\bar{x})$ , а також, враховуючи значення вартості години роботи бурової установки  $C_6$ , вартість долота  $d$  і параметри функції належності  $\mu(t_{cr})$ , здійснюється підсистемою визначення оптимальних керуючих дій шляхом розв'язання задачі оптимізації з критерієм (4.37) при обмеженнях (4.34) - (4.36). Результатом розв'язання задачі є оптимальні значення осьового навантаження на долото  $F^*$  і частота його обертання  $N_o^*$ , які поступають на регулятори стабілізації осьового навантаження на долото і частоти його обертання як завдання. Вхідними величинами регуляторів служать поточні значення  $F$  і  $N_o$ . У випадку відсутності відповідних регуляторів значення  $F^*$  і  $N_o^*$  відображаються на дисплеї оператора як рекомендовані значення осьового навантаження на долото і частоти його обертання.

Блок-схема алгоритму роботи автоматизованої комп'ютерної системи автоматизованого управління процесом поглиблення свердловин показана на рисунку 5.2.

Таким чином, комп'ютерна система автоматизованого керування процесом поглиблення свердловин має такі функціональні можливості:

- вимірювання технологічних параметрів, які необхідні для визначення стану бурової установки та розв'язання задачі оптимізації за критерієм вартості метра проходки свердловини;



**Рисунок 5.2 – Блок-схема алгоритму роботи комп'ютерної системи автоматизованого управління процесом поглиблення свердловин**

- визначення технологічних операцій бурової установки з використанням штучної нейронної мережі Хеммінга;
- прогнозування тривалості спуско-підймальних операцій за результатами значень  $t_{cn}$  у попередніх рейсах та визначення параметрів функції належності  $\mu(t_{cn})$ ;
- ідентифікація залежностей  $v_0(\bar{x})$  і  $K_y(\bar{x})$  за результатами пробного буріння;
- розв'язання задачі оптимізації з метою визначення оптимальних керуючих дій  $F^*$  і  $N_o^*$  за критерієм вартості метра проходки свердловини з врахуванням обмежень на технологічні параметри – осьового навантаження на долото і частоти його обертання;
- автоматична реалізація оптимального режиму за допомогою регуляторів осьового навантаження на долото і частоти його обертання, а у випадку відсутності останніх видача рекомендацій оператору щодо ведення процесу поглиблення свердловини в оптимальному режимі.

Існуючі технічні засоби контролю і управління процесу буріння (СКУБ-М1, СКУБ-М2, «Геостат-5», «Леуза-1», «Леуза-2», «AutoTrack») дають змогу контролювати основні технологічні параметри і показники процесу буріння.

Типова система контролю, що функціонує на вибої свердловини, має набір датчиків, мікропроцесор для первинної обробки отриманих даних, електричний блок з машинною пам'яттю для збору і зберігання отриманої інформації [60, 32], телеметричний пристрій для передачі інформації у закодованому вигляді на поверхню по стовпу циркулюючого бурового розчину у свердловині у вигляді імпульсів зміни тиску, а також батарейне або турбогенераторне джерело електроенергії. Всі компоненти системи розташовані всередині труби із немагнітного сплаву, яка встановлюється безпосередньо над долотом або гідравлічним двигуном, в залежності від виду буріння. Обробка і відтворення отриманих даних здійснюється на поверхні за допомогою спеціальної комп'ютерної системи.

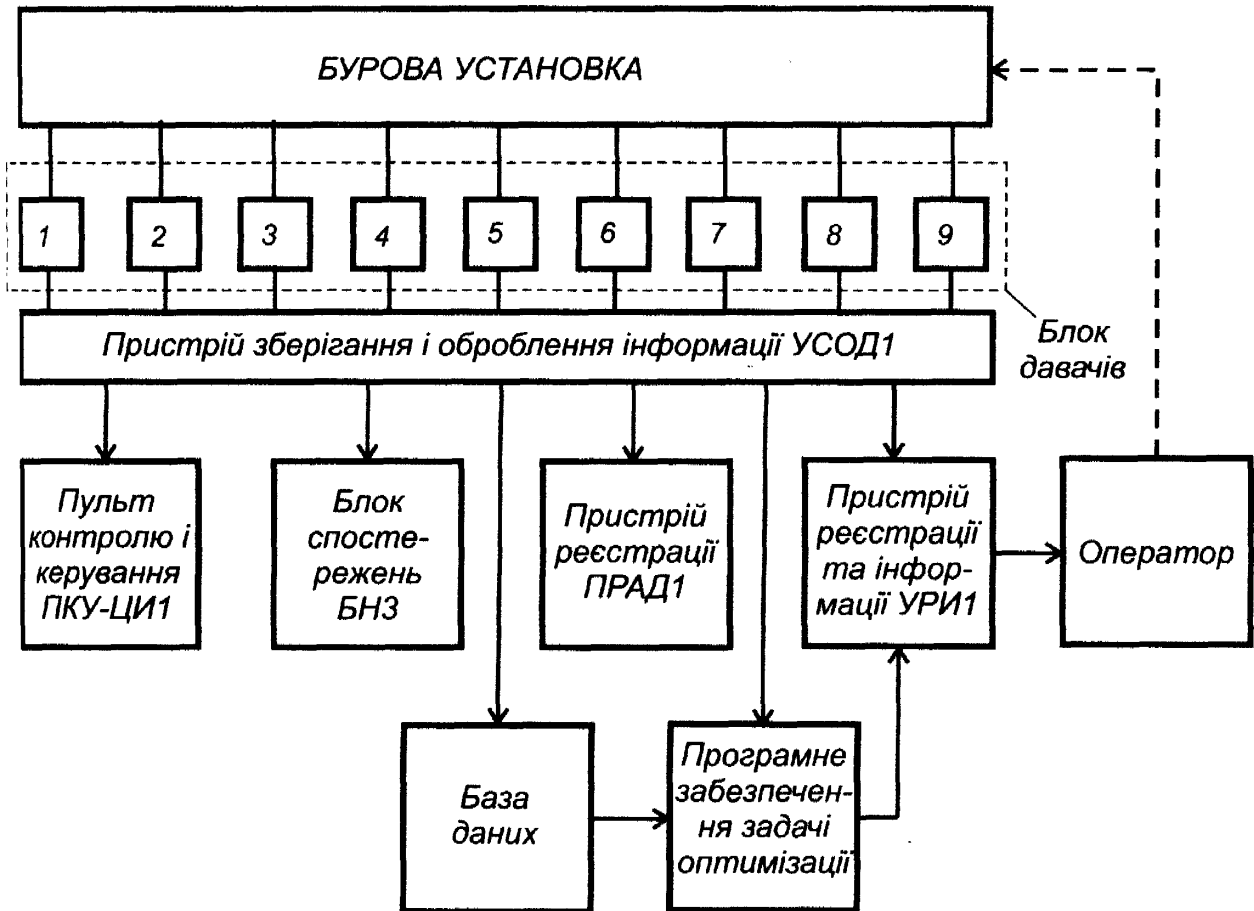
Комп'ютерна система ідентифікації технологічних операцій бурової установки та оптимального керування процесом поглиблення свердловин розроблено на базі серійних апаратних засобів системи управління процесом буріння СКУБ-М2, які виготовляються Івано-Франківським спеціалізованим конструкторським бюро. Сьогодні цей комплекс вважається найсучаснішим засобом контролю основних параметрів процесу буріння нафтових і газових свердловин, який розроблено і виготовляється в Україні. Суттєвою перевагою комплексу є те, що він періодично оновлюється і модернізується. В ньому врахований багаторічний досвід проектних організацій, які займаються створенням засобів контролю технологічного процесу буріння, а також рекомендації і пропозиції експлуатуючих організацій і замовників та найбільш вдалі технічні рішення підприємств і організацій близького і далекого зарубіжжя. Комплекс відповідає вимогам, пропонованим до виробів такого призначення чинною системою стандартизації, і адаптований до кліматичних умов України [75]. Слід зазначити, що даний комплекс включає в себе апаратуру, яка передбачає використання універсальних засобів обчислювальної техніки. Це дозволяє ефективно забезпечити реалізацію алгоритмів ідентифікації технологічних операцій процесу буріння свердловин без розробки спеціального обладнання.

## **5.2 Апаратне та програмне забезпечення комп'ютерної системи автоматизованого керування процесом поглиблення свердловин**

Оснoву апаратного забезпечення комп'ютерної системи автоматизованого керування процесом поглиблення свердловин утворює комплекс засобів наземного контролю і керування процесом буріння нафтових і газових свердловин СКУБ-М2 [25], який призначений для контролю основних режимних параметрів процесу буріння. Комплекс СКУБ-М2 рекомендований для експлуатаційних і розвідувальних установок глибокого буріння.

Функціональна схема комп'ютерної системи автоматизованого керування процесом поглиблення свердловин, яка реалізована на базі комплексу

СКУБ-М2 показана на рисунку 5.3. Вона включає у себе блок давачів, пристрій збирання і обробки інформації (УСОД1), пульт контролю і керування (ПКУ-ЦІ1), блок спостережень (БНЗ), прилад реєстрації аналогово-дискретний (ПРАД1), пристій реєстрації та інформації (УРИ1).



**Рисунок 5.3 – Функціональна схема комп'ютерної системи автоматизованого керування процесом поглиблення свердловин**

Блок давачів забезпечує вимірювання таких режимних параметрів:

- навантаження на крюку – 1;
- осьове навантаження на буровий інструмент – 2;
- положення тального блоку відносно стола ротора – 3;
- подача бурового інструменту – 4;
- тиск нагнітання бурового розчину – 5;
- витрата бурового розчину в лінії нагнітання – 6;

- частота обертання ротора – 7;
- обертовий момент на роторі – 8;
- обертовий момент на машинному ключі – 9.

Пристрій зберігання і оброблення інформації УСОД1 реалізує функції вводу-виводу сигналів здавачів режимних параметрів та представлення їх у вигляді фізичних величин, масштабування і обмін даними з пультом контролю і керування ПКУ-ЦИ1, реєстратором ПРАД1 і пристроєм реєстрації УРИ1 у режимі реального часу, створення інформаційного масиву та збереження його у пам'яті контролера, формування інформаційного кадру та передачу його за вимогою оператора.

Пульт контролю і керування ПКУ-ЦИ1 забезпечує відтворення у цифровій формі інформації про зміну режимних параметрів у процесі буріння та сигналізує про їх відхилення від заданих граничних значень.

Блок спостережень БНЗ дає змогу отримати інформацію в аналоговій формі про такі режимні параметри:

- навантаження на гаку;
- осьове навантаження на буровий інструмент;
- тиск нагнітання бурового розчину;
- обертовий момент на роторі;
- обертовий момент на машинному ключі.

Прилад реєстрації аналогово-дискретний ПРАД1 забезпечує реєстрацію на кругову паперову діаграму осьового навантаження на долото.

Пристрій реєстрації та інформації УРИ1 забезпечує відображення режимних параметрів буріння, накопичує їх значення у базі даних у режимі реального часу з можливістю їх перегляду та за потребою виводить дані про хід технологічного процесу буріння на друк.

Комплекс СКУБ-М2 у своєму складі має спеціалізовані програмні продукти, які об'єднані у програмний пакет «Комплекс СКУБ-М2». До їх складу входять такі програми:

- «Реєстрація»;
- «Архів»;
- «Уставка».

Програма «Реєстрація» здійснює у реальному масштабі часу реєстрацію режимних параметрів процесу буріння.

Програма «Реєстрація» приймає інформацію від УСОД1 через послідовний інтерфейс, переводить значення сигналів відповідних режимних параметрів у фізичні величини та відображає їх як у цифровій формі, так і у вигляді графіків. Програма надає можливості вводити довідкову інформацію, а також граничні значення для всіх режимних параметрів, що контролюються. На основі таких граничних значень формуються повідомлення у тому разі, коли певний технологічний параметр виходить за межі своїх граничних значень. Крім того програма формує у масштабі реального часу базу даних з подальшим збереженням інформації на твердому диску. За потреби інформацію про режимні параметри можна вивести на друк.

Програма «Архів» забезпечує періодичну архівацію значень режимних параметрів на твердий диск у такому форматі:

- дата (число, місяць, рік);
- час (години, хвилини, секунди);
- значення параметрів (фізичні величини).

Програма «Архів» дає змогу аналізувати та інтерпретувати збережені дані. За потреби дані із архіву можуть бути виведені на друк.

Призначення програми «Уставки» - формування і передача в УСОД1 значення уставок для режимних параметрів, які визначають їх граничні межі.

### **5.2.1 Зв'язок бази даних комплексу СКУБ-М2 з програмним модулем оптимального керування**

Для ефективного використання модернізованого комплексу засобів наземного контролю і управління процесом буріння нафтових і газових свердловин СКУБ-М2 споживачеві поставляється пакети прикладних програм,



які забезпечують оперативний контроль процесу буріння (контроль свердловини, розпізнавання позаштатних ситуацій, формування добових рапортів, формування планів і звітів та інше), обробку технологічної інформації (розрахунки по технології буріння, аналіз відпрацювання долот, розрахунок оптимальних навантажень на долото та моменту, проведення гідродинамічних розрахунків в свердловині, та інше.) та звітності і аналізу при будівництві свердловин (ведення добових рапортів, обробка добових рапортів, графік будівництва свердловини, та інше) [32].

Оскільки основна частина додаткового програмного забезпечення реалізована з допомогою середовища MATLAB, виникає необхідність в інтеграції бази даних апаратно програмного комплексу СКУБ-М2 з даним програмним середовищем.

Продукти Mathworks для збору даних дозволяють в єдиному середовищі безпосередньо з'єднуватись з [9]:

- ODBC - сумісними базами даних для аналізу даних.
- OPC - серверами для отримання даних промислового об'єкту в реальному режимі часу.

MATLAB і засоби роботи з базами даних дасть змогу аналізувати інформацію з ODBC і JDBC - сумісних баз даних. Отримання і запис даних для таких поширених баз даних, як Oracle®, Sybase®, Microsoft® SQL Server™, Informix® відбувається за допомогою команд мови SQL. Для тих, хто не володіє цією мовою, можлива взаємодія з базою даних за допомогою вбудованого засобу Visual Query Builder.

При роботі з пристроями, відповідними стандарту OPC Foundation Data Access (розподілені системи управління, системи збору і контролю даних, програмовані логічні контролери), OPC Toolbox™ забезпечує обмін даними з OPC сервером. Також доступні читання і аналіз з будь-яких архівів даних, що відповідають стандарту OPC Foundation Historical Data Access (HDA).

OPC Toolbox пакет розширює можливості середовища MATLAB і Simulink засобами взаємодії з OLE for Process Control серверами. Дозволяє читати і записувати дані з пристроїв сумісних зі стандартами OPC. Здійснює взаємодію з системами розподіленого управління (SCADA), диспетчерського контролю, захоплення даних і з програмованими логічними контролерами.

OPC Toolbox дасть змогу MATLAB і Simulink реагувати на події OPC серверу:

- вимикання;
- помилка;
- зміна параметрів.

OPC Toolbox надає можливості керування різними зовнішніми OPC-пристроями за допомогою єдиного простого синтаксису. Крім цього, пакет містить графічне вікно OPCtool для інтерактивної роботи, і блоки Simulink для читання / запису даних з OPC серверів під час моделювання в реальному режимі часу.

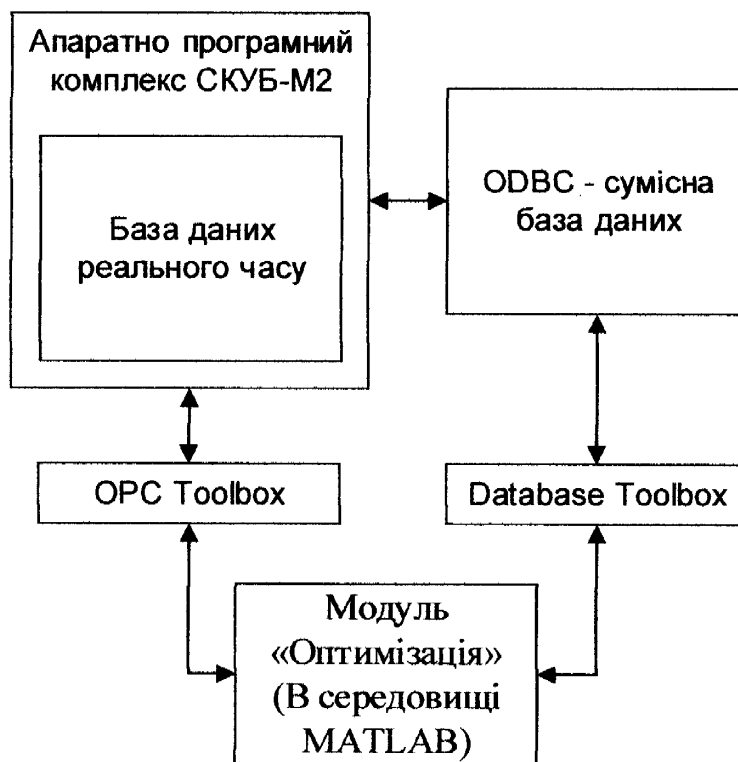
Пакет дозволяє інженерам нафто-газової та інших галузей з безперервними процесами, курування розподіленими системами, імпортувати промислові дані в середовище MATLAB для аналізу, візуалізації, імітаційного моделювання та тестування систем у зв'язці модель-пристрій.

З допомогою OPC Toolbox реалізовано читання та обробка даних в реальному часі.

На рисунку 5.4 зображено взаємозв'язок апаратно програмного комплексу СКУБ-М2 з системою MATLAB по двох незалежних інформаційних каналах. Через модуль OPC Toolbox і драйвер зв'язку з комплексом СКУБ-М2, у реальному режимі часу можна отримати технологічну інформацію про процес поглиблення свердловини.

Другий канал зв'язку реалізований за допомогою модуля Database Toolbox і проміжної ODBC баз даних. Проміжна ODBC баз даних відіграє роль

резервної бази даних для збереження результатів розрахунків, а також вона знижує навантаження на основну базу даних розроблених програмних модулів.



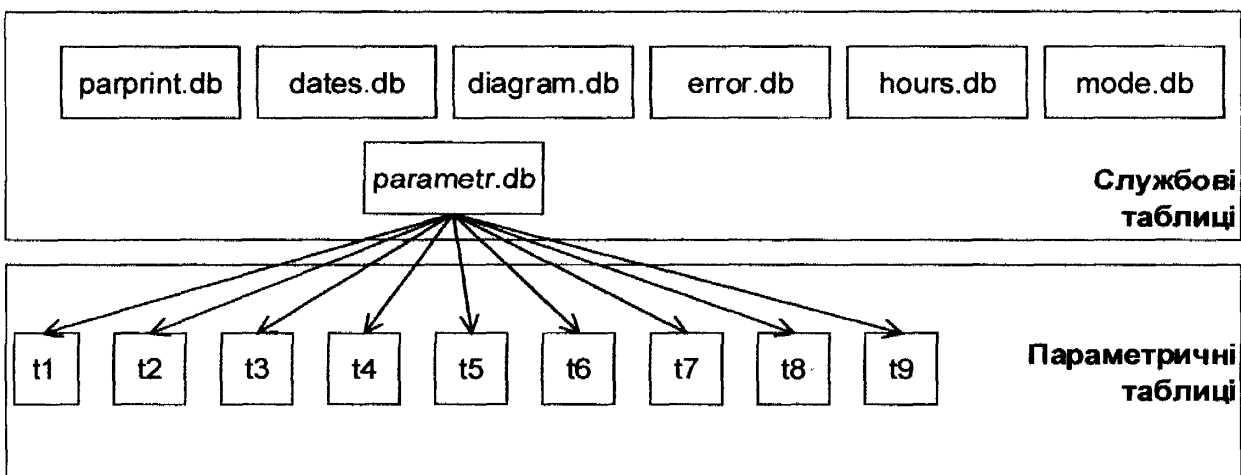
**Рисунок 5.4 – Схема зв'язку програмного модуля «Оптимізація» системи MATLAB з апаратно програмним комплексом СКУБ-М2**

В процесі роботи апаратно програмного комплексу СКУБ-М2 відбувається запис у базу даних наступної інформації:

- дата (число, місяць, рік);
  - час (години, хвилини, секунди);
- значення технологічних параметрів.

Після цього відбувається дублювання даних в резервну базу даних з якої безпосередньо одержують необхідні дані розроблені програмні модулі. Резервна база даних побудована на основі програмного продукту MySQL.

На рисунку 5.5 зображено структуру бази даних інформаційно-вимірjuвального комплексу, яка використовується для збереження інформації та організації подальшої роботи із нею [77].



**Рисунок 5.5– Структура бази даних апаратно програмного комплексу  
СКУБ-М2**

Варто зазначити, що, дана структура бази даних дублюється в резервну базу даних, яка доповнюється додатковими таблицями.

Сукупність таблиць, із яких складається вище згадана база даних, умовно можна поділити на два типи:

- *службові (інформаційні)* – містять інформацію про структуру самої бази даних, призначення таблиць, перелік параметрів, що вимірюються, тощо;

- *параметричні* – включають в себе набір значень технологічних параметрів, виміряних у певні часові інтервали.

До службових таблиць, що розташовуються в каталозі головної програми, належать:

- *dates.db* – містить перелік параметрів та дат, коли зроблені їх вимірювання;

- *diagram.db* – включає в себе перелік параметрів та номерів таблиць (в яких зберігаються їх значення), для котрих підтримується можливість побудови діаграм;

- *error.db* – містить перелік дат та моментів часу, коли виникали помилки, а також діагностичні повідомлення, що видавалися системою у вигляді відповідної реакції;

- hours.db – є логічним доповненням таблиці dates.db, вказуючи перелік часових інтервалів (початкова – кінцева години), в межах яких робилися вимірювання;

- mode.db – включає в себе перелік кодів та назв режимів роботи;

- parprint.db – містить набір параметрів, друк яких підтримується системою;

- parametr.db – одна із ключових інформаційних таблиць, що включає в себе наступні поля: ім'я параметра; розмірність; тип; системне ім'я; межі допустимих значень; межі генерації повідомлень про помилку; ознаку обчислення; формули для обчислення параметрів із встановленою ознакою обчислення; імена каталогів, в яких розташовуються таблиці із наборами значень деякого параметра за певні календарні числа; координати позначення розташування відповідного параметра на графічному зображенні бурової установки у вікні головної програми.

В головній директорії інформаційно-вимірювального комплексу знаходиться підкаталог Tables, вмістом якого є сукупністю архівів каталогів із назвами позначень таблиць із інформаційних баз даних.

Кожен такий каталог підкаталогу Tables містить набір таблиць із значеннями відповідного параметра за деяке календарне число. Всі параметричні таблиці мають однакову структуру і складаються із наступних полів:

- номер вимірювання;

- дата;

- час вимірювання;

- значення вимірюваного параметра.

Варто зазначити, що ім'я параметричних таблиць будується за формулою 'дата'+ 'година'. Так, таблиця T1\09031512 містить набір значень навантаження на гак, виміряних 09-ого березня поточного року починаючи з 12-ої години.

Застосування такого підходу до формування імен таблиць дозволяє досить легко орієнтуватися людині-оператору в сукупності архівних даних, збережених на обчислювальній системі.

Для роботи з базою даних системи СКУБ-М2, розробленої на Devart InterBase необхідно встановити Devart ODBC Driver for InterBase і налаштувати його, вказавши всі необхідні параметри. Після цього до даних бази матиме доступ MATLAB. В середовищі MATLAB за допомогою модуля Database Toolbox підключається база, і засобами програми реалізується доступ до даних і їх резервне копіювання.

Оскільки програмний комплекс для оптимального керування процесом поглиблення свердловин приймає як вхідні параметри набори значень розрахованих іншими програмами, то необхідно створити додаткові таблиці в базі даних для їх збереження і подальшого використання. До таких даних віднесемо:

- 1) технологічні операції бурової установки;
- 2) проходка на долото, осьове навантаження, частота обертання ротора;
- 3) час спуско-підймальних операцій;
- 4) номер чергового рейсу бурової установки;

Створимо відповідно таблиці у базі даних:

1) `tsbu.db` з параметрами: `data` - дата; `tame` - час; `stan` - технологічні операції бурової установки;

2) `hfn.db` з параметрами: `data` - дата; `tame` - час; `h` - проходка на долото; `F` - осьове навантаження; `Nd` - частота обертання ротора.

3) `tspo.db` з параметрами: `data` - дата; `tame` - час; `tp` – час початку спуско-підймальних операцій; `tz` – час завершення спуско-підймальних операцій; `trproh` - прогнозоване значення тривалості спуско-підймальних операцій для наступного рейсу.

4) Nr.db - з параметрами: data - дата; time - час; tpr – час початку поточного рейсу; tz – час завершення поточного рейсу; pomerr – номер поточного рейсу.

В резервний сервер баз даних зберігаються (резервуються) всі бази даних з сервера баз даних системи СКУБ-М2 та створені бази tsbu.db, hfn.db, tspo.db, Nr.db, які необхідні для роботи модуля «Оптимізації».

Розроблений програмний модуль створює зручний інтерфейс (рис. 5.6), що надає необхідну інформацію для реалізації оптимального керування процесом поглиблення свердловини.

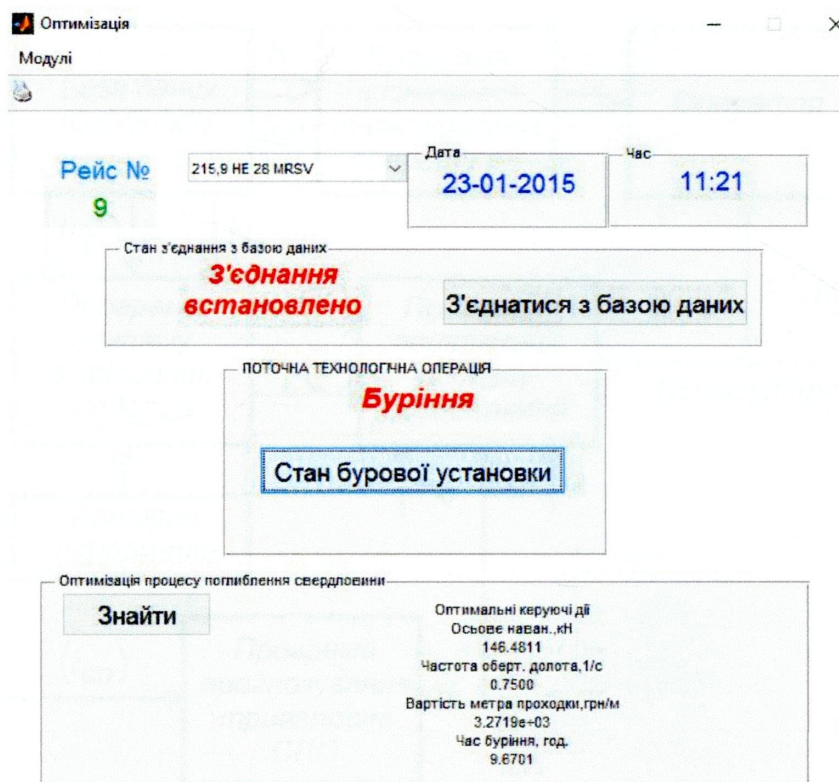


Рисунок 5.6 – Зразок відображення інформації на дисплеї оператора

### 5.3 Програмний модуль задачі оптимізації процесу поглиблення свердловин в умовах невизначеності

У програмний модуль задачі оптимального керування процесом поглиблення свердловин об'єднані цілий ряд програм [56], які написані на алгоритмічній мові MatLab, а саме:

- програма визначення стану бурової установки;
- програма синтезу емпіричних моделей  $v_0(\bar{x})$  і  $K_y(\bar{x})$ ;
- програма прогнозування тривалості спуско-підіймальних операцій для наступного рейсу проходки;
- програма визначення оптимальних керувальних дій – осьового навантаження на долото та частоти його обертання за критерієм вартості метра проходки свердловини.

На рисунку 5.7 показана взаємодія програм, що утворюють програмний модуль «Оптимізація».

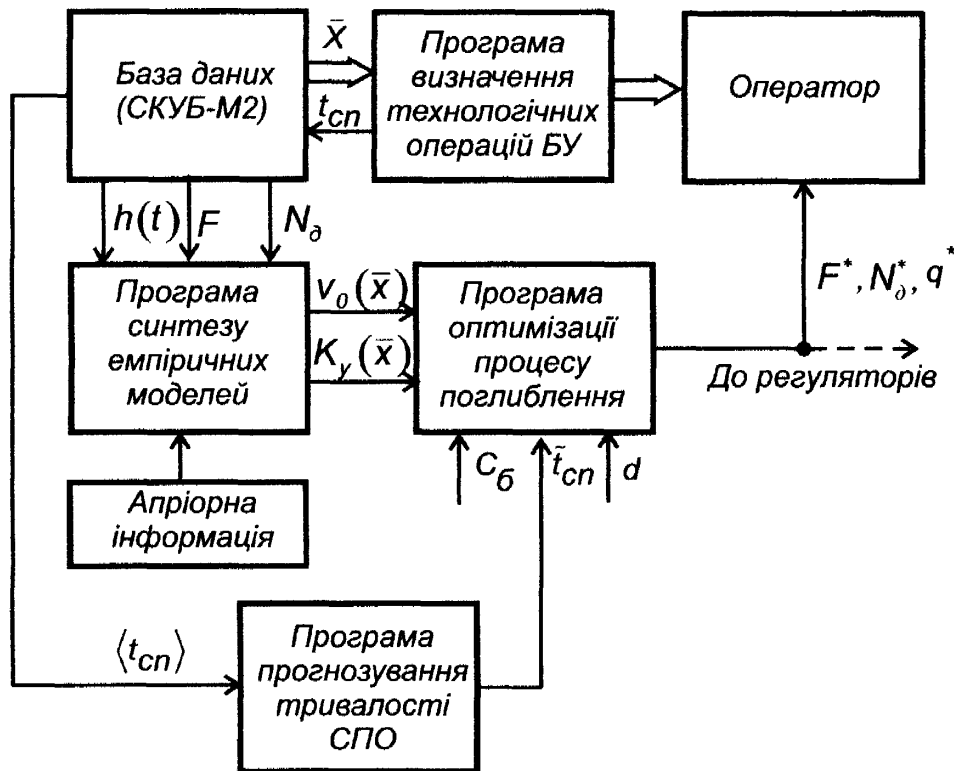


Рисунок 5.7 – Взаємодія програм програмного модуля «Оптимізація»

Поточні значення режимних параметрів поступають до бази даних комплексу СКУБ-М2 [56]. У базі даних значення режимних параметрів формуються у вигляді послідовності кадрів і через визначені проміжки часу, як вхідні дані, подаються на вхід програми «Визначення операцій бурової установки».

Інформація про поточну технологічну операцію бурової установки



відображається на екрані дисплея оператора.

У тому випадку, коли має місце початок операції механічного буріння, за командою оператора здійснюється почергова зміна осьового навантаження на долото і частоти його обертання у межах від мінімальних до максимальних значень.

Після того як свердловина пробурена на певну глибину оператор запускає програму «Синтез емпіричних моделей». Входом програми є значення величин  $h(t)$ ,  $F$  і  $N_o$  у визначені моменти часу, які сформовані окремими файлами базою даних комплексу СКУБ-М2, а також апріорна інформація про параметри функцій належності  $\mu(F)$  і  $\mu(N_o)$ . Результатом роботи програми є синтезовані емпіричні моделі  $v_0(\bar{x})$  і  $K_y(\bar{x})$ .

Одночасно з програмою «Синтез емпіричних моделей» оператором запускається програма «Тривалість СПО», яка здійснює прогноз тривалості спуско-підіймальних операцій  $\tilde{t}_{cn}$  для наступного рейсу. Крім того програмою визначаються параметри функції належності  $\mu(t_{cn})$ . Необхідна множина значень  $\langle t_{cn} \rangle$  (рис. 5.7) формується базою даних СКУБ-М2 із значень  $t_{cn}$ , що визначаються програмою «Визначення операцій бурової установки».

Інформація, яка отримана від програм «Синтез емпіричних моделей» та «Прогнозування тривалості спуско-підіймальних операцій» є вхідною для програми «Оптимізація». Вихід програми оптимальні керувальні дії  $F^*$  і  $N_o^*$ , а також оптимальне значення вартості метра проходки свердловини  $q^*$ , відображаються на екрані дисплея оператора. У тому випадку, коли бурова установка оснащена регуляторами подачі долота (РПД) і частоти обертання ротора (РЧОР), тоді значення  $F^*$  і  $N_o^*$  будуть визначати вставки для регуляторів РПД і РЧОР.

*Програма «Визначення операцій бурової установки» (додаток А) написана на алгоритмічній мові MatLab. Вона складається із script-файлу*

newHng та m-файлів:

-  $net=newH(x)$  – функція створення мережі Хеммінга. Аргумент  $x$  – це матриця яка повинна бути сформована у відповідності з табл. 2.2. Елементи матриці – це бінарні числа «-1» або «+1». Перерахунок значень «0» або «+1» у відповідні бінарні значення «-1» або «+1» здійснюється за формулою  $\hat{x} = 2x - 1$ , де  $x \in \{0;1\}$ .

-  $[y, y1]=simH(net, X, N)$  – функція симуляції нейронної мережі Хеммінга. Аргументи:

$net$  – ім'я мережі;

$X$  – вектор, який характеризує один із можливих технологічних операцій бурової установки у відповідності з табл. 2.2. Компоненти такого вектора бінарні числа «-1» або «+1», які формує порогова функція (2.3).

$N$  – число ітерацій, яке визначає збіжність ітераційного процесу. За замовчуванням  $N=100$ ;

$y, y1$  – вихідні аргументи файл-функції  $simH$ :

$y$  – вектор на виході мережі, один із компонентів – додатне число, а інші компоненти вектора – нулі;

$y1$  – сформований програмою вектор, у якого всі компоненти приймають значення «0», крім одного, який набуває значення «1» і цим значенням один із технологічних операцій бурової установки згідно табл. 5.1.

**Таблиця 5.1 – Відповідність вектора  $y1$  технологічним операціям бурової установки**

Технологічна операція бурової установки	Значення вектора $y1$							
Буріння	1	0	0	0	0	0	0	0
Проробка долота	0	1	0	0	0	0	0	0
Нарощування	0	0	1	0	0	0	0	0
Циркуляція і промивка свердловини	0	0	0	1	0	0	0	0
Підйом колони	0	0	0	0	0	1	0	0

Файл-функція SatLin, виклик якої здійснюється m-файлом simH, реалізує функцію активації (2.11).

Програма «Синтез емпіричних моделей» на основі інформації, яка містить значення проходки на долото, осьового навантаження на долото, частоти обертання ротора, а також значення параметрів функцій належності  $\mu(F)$  і  $\mu(N_o)$ , визначає структуру і параметри моделей  $v_o(\bar{x})$  і  $K_y(\bar{x})$  із заданого класу моделей.

Вхідними даними програми є проходка на долото, осьове навантаження на долото та частота його обертання, які сформовані у базі даних як сукупності дискретних значень, які виміряні у дискретні моменти часу. Комплексом СКУБ-М2 здійснюється рівномірна дискретизація з кроком дискретності  $T$ . У тому випадку, коли виникає необхідність збільшення кроку дискретності, програмою здійснюється перерахунок кроку дискретності за формулою

$$\tilde{T} = sT,$$

де  $s$  - натуральне число.

Дані про режимні параметри  $h(t_i)$ ,  $F(t_i)$  та  $N_o(t_i)$ , де  $t_i = i\tilde{T}$ ,  $i = 0, 1, 2, \dots$ , із бази даних імпортуються у Script-файл програми «Синтез емпіричних моделей» у вигляді окремого файлу HFN.mat.

Крім інформації про поточні значення режимних параметрів  $h(t_i)$ ,  $F(t_i)$  та  $N_o(t_i)$  Script-файл програми вміщує апіорну інформацію, яка визначається параметрами функцій належності  $\mu(F)$  і  $\mu(N_o)$  згідно формули (3.15). Модальне значення  $x^{(0)} = \{F, N_o\}$  функцій належності  $\mu(F)$  і  $\mu(N_o)$  співпадає з показами наземних приладів вимірювання осьового навантаження на долото і частоти обертання ротора. Інші параметри функцій належності  $\mu(F)$  і  $\mu(N_o)$  -  $\sigma_{xi}^2$  визначають невизначеність вимірювань осьового навантаження на долото ( $i = 1$ ) та частоти обертання ротора ( $i = 2$ ).

Невизначеність вимірювання частоти обертання ротор зумовлена похибкою вимірювання  $N_0$  та скручуванням колони бурильних труб [25]. Для даних, який наведені на рисунку 4.15,  $\sigma_{x_2} = 0,025$ .

Вимірювання осьового навантаження на долото за показами наземних приладів здійснюється опосередковано за наступним алгоритмом:

$$F = F_{fw} - F_{ow} - F_\gamma \pm F_T, \quad (5.1)$$

де  $F_{fw}$  - повна вага вільно підвішеної на гаку колони бурильних труб;

$F_{ow}$  - діюча вага колони бурильних труб на гаку з врахуванням реакції вибою свердловини;

$F_\gamma$  - втрати ваги від зміни густини промивальної рідини;

$F_T$  - сила тертя колони бурильних труб об стінки свердловини.

Аналіз останньої формули показує, що на точність вимірювання осьового навантаження на долото значний вплив мають складові  $F_{ow}$ ,  $F_\gamma$  і  $F_T$ , які за своєю природою є випадковими величинами з невідомими властивостями. Слід відзначити, що формула (5.1) придатна для визначення осьового навантаження на долото при бурінні вертикальних свердловин.

Останнім часом все більшого поширення набуває нахилено-горизонтальне буріння. Вимірюванні осьового навантаження на долото за показами наземних приборів при бурінні нахилено-горизонтальних свердловин приводить до похибок вимірювань в десятки процентів, особливо, для інтервалів набору і спаду зенітного кута [79, 33].

Отже, невизначеність вимірювань осьового навантаження на долото за показами наземних приладів є значно більшою за невизначеність вимірювання частоти обертання ротора. Тому параметр  $\sigma_{x_1}$ , який характеризує «розмитість» значень  $F(t)$ , був вибраний з таким значенням:  $\sigma_{x_1} = 0,2$  [6].

Програма «Синтез емпіричних моделей» синтезує оптимальні за складністю емпіричні моделі  $v_0(\bar{x})$  і  $K_y(\bar{x})$  у вигляді поліномів степеня  $p \leq 3$  з

використанням генетичного алгоритму. Вибір алгоритму синтезу емпіричних моделей здійснюється за допомогою ключа *ident*. При *ident*=1 запускається програма синтезу емпіричної моделі  $K_y(\bar{x})$ , а при *ident*=0 - синтезується модель  $v_0(\bar{x})$ .

У програмі використано цілий ряд *m*-файлів. Їх перелік наведений у табл. 5.2.

**Таблиця 5.2 – Перелік *m*-файлів, які використовуються програмою «Синтез емпіричних моделей»**

Назва <i>m</i> -файлу	Функціональне призначення <i>m</i> -файлу
fun_Ky	Обчислення швидкості зміни умовної оцінки стану озброєння долота за формулою (4.17)
fun_GumenyukFuzzy	Синтезує модель оптимальної складності у вигляді полінома, степінь якого не більше трьох з використанням генетичного алгоритму
fun_fodFuzzy	Формування матриці $F$ для створення матриці Фішера $M = F^T F$
Population	Здійснює вибір початкової популяції хромосом
ch_new	Реалізую операцію схрещування хромосом
fun_Gauss	Знаходить розв'язок лінійного алгебраїчного рівняння $M_A \bar{c}_A = F_A^T Y_A$ , методом зворотного ходу
fun_parametr	Визначає параметри моделі за «найкращим» значенням хромосоми та вихід моделі

Рисунок 5.8 дає наочне уявлення про структуру програми «Синтез емпіричних моделей»

Результатом роботи програми є вектори коефіцієнтів  $\bar{c}_v$  і  $\bar{c}_y$  емпіричних моделей  $v_0(\bar{x})$  і  $K_y(\bar{x})$ , які є вхідною інформацією для програми «Оптимізація процесу поглиблення свердловин».

Програма «Прогнозування тривалості спуско-підіймальних операцій» (додаток Б ) на основі інформації про значення  $t_{cn}$  у попередніх рейсах буріння, які формуються у базі даних комплексу СКУБ-М2, прогнозує значення тривалості спуско-підіймальних операцій  $\tilde{t}_{cn}$  для наступного рейсу.

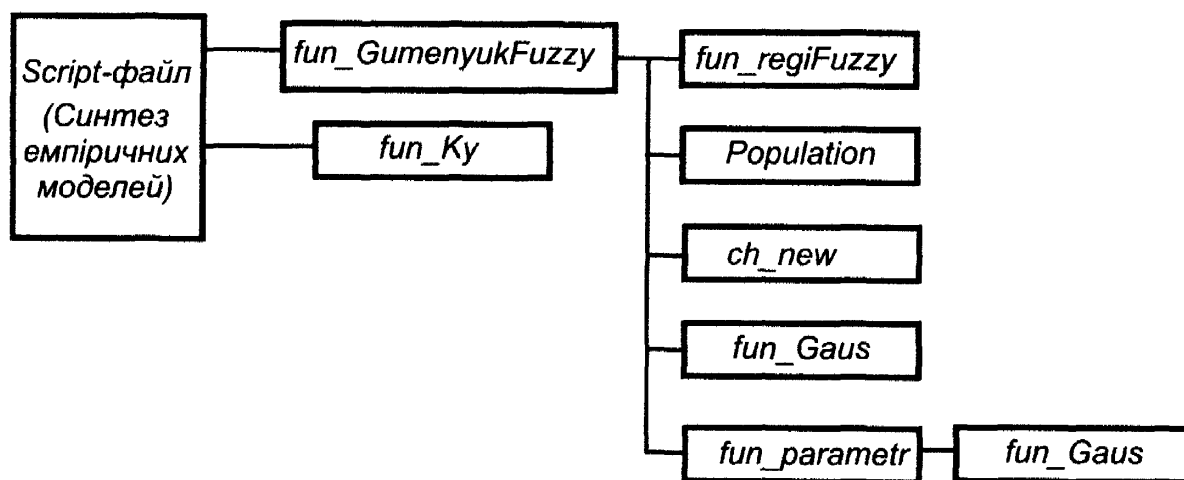


Рисунок 5.8 – Структура програми «Синтез емпіричних моделей»

Прогнозування здійснюється за формулами (4.39) – (4.42). У результаті роботи програми є прогнозоване значення  $\tilde{t}_{cn}$ , а також параметри функції належності  $\mu(t_{cn})$ .

Програма «Оптимізація процесу поглиблення свердловин» (додаток В ) отримує дані від програм «Синтез емпіричних моделей» і «Прогнозування тривалості спуско-підіймальних операцій», а також апіорну інформацію, яка включає у себе вартість години роботи бурової установки  $C_6$ , вартість долота  $d$  та значення поточної глибини свердловини, і на основі таких даних обчислює оптимальні значення керувальних дій – осьове навантаження на долото  $F^*$ , частоту обертання ротора  $N_0^*$  та мінімальну вартість метра проходки свердловини  $q^*$ .

Програма складається із Script-файлу OptimDril\_constFuzzyCal та цілого ряду m-файлів.

Розв'язування задачі оптимального керування процесом поглиблення свердловин здійснюється за допомогою файл-функції `ga`, яка реалізує генетичний алгоритм пошук мінімуму функції при наявності як лінійних, так і нелінійних обмежень.

Аргументами файл-функції `ga` є як числові значення величин, так і файл-функції. Для ідентифікації останніх перед назвою відповідної файл-функції ставиться значок «@».

Програма `ga` має такий формат:

```
[x, fval]=ga (@fun_qnF_fuzzy_Full_C, nv, [], [], [], ...
            [], lb, ub, @dril_nonlinearF),
```

де

- `fun_qnF_fuzzy_Full_C` – обчислює вартість метра проходки свердловини. З нею зв'язана файл-функція `fun_V0_Fuzzy`, яка обчислює значення  $v_0(\bar{x})$  і  $K_y(\bar{x})$ ;

- `nv` – кількість змінних;

- `lb, ub` – вектори обмежень на змінні  $x_1$  і  $x_2$ , які визначають їх нижню

$lb = (x_{1,min}, x_{2,min})$  і верхню  $ub = (x_{1,max}, x_{2,max})$  межі;

- `dril_nonlinearF` – файл-функція, яка вміщує нелінійне обмеження задачі (4.34).

Для обчислення тривалості рейсу проходки і проходки на долото за рейс Script-файл викликає файл-функцію `fun_Result_C`, яка у свою чергу активізує файл-функцію `fun_V0_Fuzzy`.

Виходом програми є оптимальні значення  $F^*$  і  $N_o^*$ , а також вартість метра проходки свердловини  $q^*$ .

Таким чином, розроблене програмне забезпечення дає змогу успішно розв'язати задачу оптимального керування процесом поглиблення свердловин в умовах невизначеності із застосуванням математичного апарату нечітких чисел та ідей генетичних алгоритмів.

## Висновки до розділу

1 Розроблено структурну схему та блок-схему алгоритму функціонування автоматизованої системи керування процесом поглиблення свердловин на базі комплексу СКУБ-М2, до якої інтегроване програмне забезпечення, яке дає змогу визначати технологічні операції бурової установки і успішно розв'язувати задачу визначення оптимальних керувальних дій – осьового навантаження на долото і частоти обертання ротора за критерієм мінімальної вартості метра проходки.

2 Розроблено програмне забезпечення дозволяє експортувати дані із бази даних комплексу СКУБ-М2 у програми «Визначення операцій бурової установки», «Синтез емпіричних моделей», «Прогнозування тривалості спуско-підіймальних операцій» та «Оптимізація процесу поглиблення свердловин», які утворюють програмне забезпечення задачі оптимального керування процесом поглиблення свердловин.

3 Описано структуру програм, які інтегровані у програмне забезпечення комплексу СКУБ-М2, що дає змогу визначити взаємодію програм, як необхідну умову для їх успішної експлуатації у промислових умовах.

4 Програмне забезпечення апробоване на реальних промислових даних. Отримані результати підтверджують працездатність і ефективність програмного забезпечення автоматизованої системи керування процесом поглиблення свердловин в умовах невизначеності. Програмне забезпечення прийнято до впровадження як складова частина комплексу СКУБ-М2 (акти передачі – прийому програмного модуля «ОПТИМІЗАЦІЯ» від 30.10.2015 р. ТОВ СКБ ЗА, та від 27.11.2015 р. ПП «Українська сервісна бурова компанія-1) та у навчальний процес (акт про впровадження матеріалів дисертації «Комп'ютерна система ідентифікації станів бурової установки» асистента кафедри комп'ютерних систем і мереж Гуменюка Т.В. у навчальний процес кафедри комп'ютерних систем і мереж ІФНТУНГ від 29.10.2015 р.).



## ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі на основі проведених досліджень вирішено важливу науково-технічну задачу в галузі автоматизації процесів керування, яка полягає у розробленні методів визначення технологічних операцій бурової установки на основі теорії штучних нейронних мереж для автоматичного визначення тривалості спуско-підіймальних операцій у поточному рейсі, ідентифікації процесу поглибленням свердловин з врахуванням нечіткості режимних параметрів, визначенні оптимальних керуючих впливів для роторного способу буріння за критерієм вартості метра проходки свердловини в умовах невизначеності і на цій основі розроблено метод синтезу комп'ютерної системи керування на базі комплексу СКУБ-М2. Основні наукові та практичні результати роботи полягають у наступному:

1 На основі проведеного аналізу сучасного стану проблеми оптимального керування процесом поглиблення свердловин встановлено, що у вирішенні даної проблеми існують два підходи. Перший з них передбачає, що математичні моделі процесу поглиблення свердловини подаються як детерміновано-статистичні і на основі них вирішуються задача вибору оптимальних режимних параметрів за певним критерієм. Другий підхід враховує стохастичність режимних процесу буріння у межах однорідних пластів, допускаючи, що відомі статистичні характеристики випадкових процесів і на цій основі вирішується задача оптимального керування стохастичним об'єктом. Реалізація такого підходу викликає значні труднощі оскільки інформація про статистичні характеристики випадкового процесу досить часто не може бути перенесена на інші умови буріння. Тому актуальним напрямком досліджень є розроблення методів, алгоритмів і програмного забезпечення для автоматизованої системи керування процесом поглиблення свердловин з врахуванням нечіткості як режимних параметрів процесу поглиблення свердловин, так і тривалості спуско-підіймальних операцій.

2 На базі штучної нейронної мережі Хеммінга розроблено метод

визначення технологічних операцій бурової установки, який дає змогу здійснювати оператором моніторинг технологічних операцій буріння, а також в автоматичному режимі визначати як тривалість спуско-підймальних операцій, так і момент початку поглиблення свердловини для поточного рейсу.

3 Вимірювання режимних параметрів процесу поглиблення свердловин, таких як осьове навантаження на долото і частота його обертання, за допомогою наземних приладів породжує нечіткість у їх значеннях. Виходячи із цього, було розроблено метод синтезу емпіричних моделей оптимальної складності на засадах генетичних алгоритмів, і який враховує нечіткість режимних параметрів. Розроблені математичні моделі є основою алгоритмів оптимального керування процесом поглиблення свердловин.

4 Розроблено метод оптимального керування процесом поглиблення свердловин в умовах невизначеності. Особливістю методу є те, що в його основі лежать розроблені математичні моделі на етапі ідентифікації і врахована та обставина, що тривалість спуско-підймальних операцій є нечіткою величиною. Обмеження на змінні у задачі оптимізації утворюють невивипуклу множину. Тому для розв'язання такої задачі був використаний генетичний алгоритм.

5 Для реалізації отриманих методів у промислових умовах розроблені алгоритми і програмне забезпечення таких задач: визначення технологічних операцій бурової установки; синтезу моделей оптимальної складності з врахуванням нечіткості режимних параметрів; оптимізації процесу поглиблення свердловин в умовах невизначеності. Розроблене програмне забезпечення перевірено на промислових даних, що дало змогу визначити їх працездатність і ефективність.

6 Синтезовано автоматизовану систему керування процесом поглиблення свердловин на базі розробленої структурної схеми системи керування, програмного забезпечення та програми-інтегратора, що дало змогу використати як базовий елемент системи комплекс СКУБ-М2.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Dwight Yoder. Computers in the drilling process / Yoder Dwight, Williams James // Petrol Megan. - 1987. - 9, № 6. - P. 29- 32.
2. Galle E.M., Woods H.B. Bit weight and rotary speed for lowest- cast drilling // Oil and Gas J. - 1960. - 58. - № 49. - P. 167- 176.
3. Galle E.M., Woods H.B. Practical ways to find proper bit weight and rotary speed // Oil and Gas J. - 1960- 58- № 47. - P. 160-166.
4. Hopfield J. J. Neural networks and physical systems with emergent collective computational abilities // Proceedings of National Academy of Sciences. – 2005. – Iss. 79. – № 8. – PP. 2554 –255.
5. Hopfield Neural Network. – Електронний ресурс: <http://www.mathworks.com/help/nnet/ug/hopfield-neural-network.html>.
6. Horbiychuk M. I. Fuzzy Identification of Technological Objects / M. I. Horbiychuk, T. V. Humeniuk, D. Povarchuk // Energy Engineering and Control Systems. – 2015. – №1(1). – P. 35-42.
7. Horbiychuk M.I. Identification of drilling rig condition / M. I. Horbiychuk T. V. Gumenyuk // Technical progress of mankind in the context of continuous extension of the society’s material needs: Peer-reviewed materials digest (collective monograph) published following the results of the CII International Research and Practice Conference and I stage of the Championship in Technical sciences, Architecture and Construction, London, June 18 - June 24, 2015 - London, 2015. - P. 37 - 40.
8. Lippman R. P. An Introduction to Computing with Neural Nets / R. P. Lippman // IEEE ASSP Magasine. – 1987. - № 4 – P. 4 – 22.
9. OPC Toolbox. – Електронний ресерс: <http://matlab.ru/products/opc-toolbox>.
10. Xei X. L. Validity Measure for Fuzzy Clustering / X. L. Xei, G. A. Beni // IEEE Trans. on Pattern Anal. and Machine Intell. 3 (8). — 1991. — P. 841—846.
11. Yager R. Essentials of Fuzzy Modeling and Control / R. Yager, D. Filev //

USA: John Wiley & Sons. — 1984. — 387 p.

12. Zadeh L. A. Decision-making in a fuzzy environment / L. A. Zadeh, R. E. Bellman // *Managem. Sci.* – 1970, 17. - P. 141 – 164.

13. Zadeh L. A. Fuzzy sets / L. A. Zadeh // *Inf. Conf.* – 1965, 8. – P. 338 – 353.

14. Zakharian S. Neuronale Netze für Ingenieure: Arbeits- und Übungsbuch für regelungstechnische Anwendungen / S. Zakharian, P. Ladevig-Riebler, S. Tores. – Braunschweig: Vieweg, 1998. – 176 s.

15. Аветисов А. Г. Методы прикладной математики в инженерном деле при строительстве нефтяных и газовых скважин / А. Г. Аветисов, А. И. Булатов, С. А. Шаманов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 239 с.

16. Адаптивне керування процесом буріння глибоких свердловин 1999 года. Автореф. дис. д-ра техн. наук: 05.13.07 / М.І. Горбійчук; Держ. ун-т "Львів. політехніка". — Л., 1999. — 35 с. — укр.

17. Александров М. А. Методы расчета себестоимости метра проходки в зависимости от параметров режима бурения / М. А. Александров Труды ВНИИБТ. Вып. 14.- М.: Недра, 1965. – С. 192-196.

18. Аналитические и промысловые исследования износа зубьев шарошечных долот. / [Г.Н. Семенцов, М.И. Горбийчук, А.Г. Бестелесный, Л.М. Замиховский, А.А. Шаповал] // *Известия вузов: Нефть и газ.* - 1976.- № 10.- С. 34-37.

19. Аоки М. Оптимизация стохастических систем / М. Аоки; пер. с англ.- М.: Наука, 1971. - 424 с.

20. Басарыгин Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. пособ. для вузов / Ю. М. Басарыгин, А. И. Булатов, Ю. М. Проселков – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 675 с.

21. Батыштин И. З. Основные операции нечеткой логики и их обобщение И. З. Батыштин. – Казань: Отечество, 2001. – 100 с.

22. Беликов В.Г. Рациональная отработка и износостойкость шарошечных

долот / В. Г. Беликов, С. А. Посташ - М.: Недра, 1972.- 160 с.

23. Белима А. С. Теоретические основы централизованного контроля технологических процессов / А. С. Белима, А. Д. Болтевцев, А. И. Гребень - К.: Вища школа., 1973.- 272 с.

24. Бертсеканс Д. Условная оптимизация и методы множителей Лагранжа / Д. Бертсеканс: [пер. с англ. Н. В. Третьякова, под ред. Е. Г. Гольштейна]. – М.: Радио и связь, 1987. – 400 с.

25. Бражников В. А. Информационное обеспечение оптимального управления бурением скважин / В. А. Бражников, А. А. Фурнэ. – М.: Недра, 1989. – 208 с.

26. Булатов А. И. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов / Булатов А.И., Проселков Ю.М., Шаманов С.А. - М.: ООО “Надра-Бизнесцентр”, 2003. - 1007с.: ил.

27. Булашев С. В. Статистика для трейдеров / С. В. Булашев. - М.: Компания Спутник+, 2003. — 245с.

28. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование. – Екатеринбург, 2002. – 579 с.

29. Вапник В. Н. Теория распознавания образов / В. Н. Вапник, А. Я. Червоненкис. - М.: Наука, 1974. — 416 с.

30. Вержбицкий В. М. Основы численных методов: учебник для вузов. – М.: Высш. шк., 2002. – 840 с.

31. Видобуток газу в Україні: міфи чи реальність. – Електронний ресурс: <http://www.day.kiev.ua/uk/article/ekonomika/vydobutok-gazu-y-nafty-v-ukrayini-mify-ta-realnist>.

32. Воцинский В. С. Модернізований комплекс засобів наземного контролю і керування процесом буріння нафтових і газових свердловин СКУБ-М2 / В. С. Воцинский, В. А. Ролик // Нафтова і газова промисловість. – 2004. – №3. – С. 24 – 29.

33. Габзалилова А. Х. Научно-методическое обоснование увеличения

длины горизонтальных интервалов стволов скважин в процессе их строительства: автореф. дисс. на соискание науч. степени канд. техн. наук: спец. 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» / А. Х. Габзалилова - Уфа, 2012. – 24 с.

34. Гельфгат Я. А. К вопросу установления некоторых эмпирических зависимостей показателей работы долот от параметров режима бурения в промысловых условиях / Я. А. Гельфгат // Труды ВНИИБТ, 1969.- Вып. 9.

35. Гилл Ф. Практическая оптимизация / Ф. Гилл, У. Мюррей, М. Райт: [пер. с англ. В. Ю Лебедева, под ред. А. А. Петрова]. – М.: Мир, 1985. – 509 с.

36. Гольдштейн Е. Г. Модифицированные функции Лагранжа / Е. Г. Гольдштейн, Н. В. Третьяков. – М.: Наука, 1989. – 400 с.

37. Горбийчук М. И. Моделирование технологических объектов по экспериментальным данными в условиях неопределенности / М. И. Горбийчук, Гуменюк Т. В., Поварчук Д. Д. // Material objects and their interactions in the focus of modern theoretical concepts and experimental data., London, June 18 - June 24, 2015 - London, 2015. - P. - .

38. Горбийчук М. І. Оптиміальне відпрацювання шарошkových доліт за станом озброєння в неоднорідних породах. / М. І. Горбийчук, Т. В. Гуменюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – №4 (21). – С. 20-23.

39. Горбийчук М. І. Оптимізація процесу поглиблення свердловини на засадах генетичного алгоритму. / М. І. Горбийчук, Т. В. Гуменюк // Східно-європейського журналу передових технологій. – 2007. – №7. – С. 44-47.

40. Горбийчук М. І. Ідентифікації станів бурової установки з допомогою штучної нейронної мережі Хеммінга / М. І. Горбийчук, Т. В. Гуменюк // Інформаційні технології в освіті, техніці та промисловості: зб. тез доповідей II Всеукраїнської науково-практичної конференції молодих вчених і студентів, 6 – 9 жовтня 2015 р. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2015. – С. 240 – 242.

41. Горбийчук М. І. Ідентифікації технологічних об'єктів в умовах невизначеності / М. І. Горбийчук, Т. В. Гуменюк // Тези доповідей Міжнародної

науково-технічної конференції "Нафтогазова енергетика-2015" 21-24 квітня 2015 р. - м. Івано-Франківськ. - 2015 р. - С.252 - 257.

42. Горбійчук М. І. Оптимізація процесу поглиблення глибоких свердловин в умовах невизначеності / М. І. Горбійчук, Т. В. Гуменюк // Матеріали ХХІІ міжнародної конференції з автоматичного управління "АВТОМАТИКА 2015" 10-11 вересня 2015, Одеса, 2015. – С. 40 – 41.

43. Горбійчук М. І. Алгоритми і методи обчислень: навчальний посібник / М. І. Горбійчук. – Івано-Франківськ: Факел, 2014. – 309 с.

44. Горбійчук М. І. Метод синтезу емпіричних моделей на засадах генетичних алгоритмів / М. І. Горбійчук, М. І. Когутяк, О. Б. Василенко, І. В. Щупак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. - № 4(33). – С. 72-79.

45. Горбійчук М. І. Нечітка оптимізація процесу поглиблення глибоких свердловин. / М. І. Горбійчук, Т. В. Гуменюк // Радіоелектроніка, інформатика, управління. – 2015. – №3(34). – С. 15 - 21.

46. Горбійчук М. І. Субоптимальне керування процесом заглиблення свердловин / М. І. Горбійчук, В. Б. Кропивницька // Нафтова і газова промисловість. – 2003. – №1. – С. 24-25.

47. Горбійчук М. І. Числові методи і моделювання на ЕОМ: навч. посібник / М. І. Горбійчук, Є. П. Пістун. – Івано-Франківськ: Факел, 2010. – 406 с.

48. Горбійчук М. І. Індуктивний метод побудови математичних моделей газоперекачувальних агрегатів природного газу / М. І. Горбійчук, М. І. Когутяк, Я. І. Заячук // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – № 5. – С. 32 – 35.

49. Горбійчук М. І. Контроль технічного стану газоперекачувальних агрегатів / М. І. Горбійчук, М. І. Когутяк, О. А. Скрипка // Методи та прилади контролю якості. – 2005. – № 13. - С. 18 – 20.

50. Горбійчук М. І. Метод і алгоритми синтезу емпіричних моделей з урахуванням похибок вимірювань / М. І. Горбійчук, А. М. Лазорів // Методи та

прилади контролю якості. – 2012. – № 1 (28). – С. 126 – 136.

51. Горбійчук М. І. Методика і алгоритми визначення меж пластів гірських порід у процесі проводки глибоких свердловин. / М. І. Горбійчук // Методи та прилади контролю якості. - 1999. - № 3. - С.28-30.

52. Горбійчук М. І. Моделювання та ідентифікація процесу заглиблення свердловин / М. І. Горбійчук, В. Б. Кропивницька // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2004. - № 1(7). – С. 9 – 12.

53. Горбійчук М. І. Оптимізація процесу буріння глибоких свердловин: монографія / М. І. Горбійчук, Г. Н. Семенцов. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 493 с.

54. Горбійчук М. І. Паралелізм алгоритму синтезу моделей оптимальної складності на засадах генетичних алгоритмів / М. І. Горбійчук, В. М. Медведчук, Б. В. Пашковський // Восточно-европейский журнал передовых технологий. – 2014. – № 4/2 (70). – С. 42 –48.

55. Горбійчук М. І. Прогнозування тривалості спуско-піднімальних операцій / М. І. Горбійчук, В. Б. Кропивницька // Восточно-Европейский журнала передовых технологий. – 2006. - № 2/2(20). – С. 37 – 40.

56. Горбійчук М. І. Програмний модуль задачі оптимізації процесу поглиблення свердловини в умовах невизначеності / М. І. Горбійчук, Т. В. Гуменюк // Збірник тез доповідей 5-ої науково-практичної конференції «Методи та засоби неруйнівного контролю промислового обладнання», 24 - 25 листопада 2015 р., м. Івано-Франківськ, ЕІ, ІФНТУНГ. – 2015. – С. 59-60.

57. Грешилов А. А. Математические методы построения прогнозов / А. А. Грешилов, В. А. Стакун, А. А. Стакун. – М.: Радио и связь, 1997. – 112 с.

58. Грешилов А. А. Математические методы принятия решений: учебное пособие для вузов / А. А. Грешилов. – М.: Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2014. – 647 с.

59. Гуменюк Т. В. Анализ существующих алгоритмов индентификации



технологических состояний буровой установки. / Т. В. Гуменюк // Physico-mathematical and technical sciens as postindustrial foundatino of the informational society evolution: Materials digest ot the XXXIX International Research and Practice Conference and the III stage of the Championship in technical, physical and mathematical sciences (London, December 19 – December 24, 2012) – London: Published by IASHE, 2013. – С. 30 – 32.

60. Гуменюк Т. В. Метод ідентифікації станів бурової установки / Т. В. Гуменюк, В. Б. Кропивницька, Д. О. Ткачівський // Вісник Хмельницького національного університету. – 2010. – № 1. – С. 94 – 97.

61. Гутак О. В. Моделювання функції мети для системи адаптивного оптимального керування процесом буріння нафтових і газових свердловин долотами нового покоління / О. В. Гутак // Вісник Хмельницького національного університету. – 2010. - № 1. – С. 133 – 140.

62. Дьяконов Владимир. Математические пакеты расширения MatLab. Специальный справочник / Владимир Дьяконов, Владимир Круглов. – СПб.: Питер, 2001. – 480 с.

63. Дюбуа Д. Теория возможностей. Приложение к представлению знаний в информатике / Д. Дюбуа, А. Прад; пер. с франц. – М.: Радио и связь, 1990. – 286 с.

64. Ермаков С. М. Математическая теория оптимального эксперимента / С. М. Ермаков, А. А. Жиглявский. – М.: Наука, 1987. – 320 с.

65. Жильцов А. А. Адаптивная балансовая модель инженерной сети нефтегазодобычи / А. А. Жильцов, Ю. И. Зозуля // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. - 2006. - №3. - С. 36-39.

66. Ивахненко А. Г. Индуктивный метод самоорганизации моделей сложных систем / А. Г. Ивахненко. – К.: Наукова думка, 1982. – 296 с.

67. Иглин С. П. Математические расчеты на базе MatLab / С. П. Иглин. – СПб.: БХВ-Петербург, 2005. – 640 с.

68. Иманов К. С. Вопросы оптимального управления режимом бурения с

применением ЭВМ / Автореферат диссертации на соискание ученой степени канд. техн. Наук / К. С. Иманов - Баку, 1973.- 18 с.

69. Івахненко О. Г. Передбачення випадкових процесів / О. Г. Івахненко, В. Г. Лапа. – К.: Наукова думка, 1969. – 420 с.

70. Калужный Б. С. Информационно-измерительная система оперативного контроля процесса углубления скважины: автореф. дисс. на соиск. уч. степени канд. техн. наук: спец. 05.11.16 «Информационно-измерительные и управляющие системы» / Б. С. Калужный. – М., 1991. – 22 с.

71. Кирия Т.А. Совершенствование проходки глубоких скважин / Т. А. Кирия. - М.: Недра, 1971.- 168 с.

72. Кокарев В. Д. Выбор оптимальных параметров режима бурения по данным изучения механических свойств горных пород / В. Д. Кокарев // Нефтяное хозяйство. - 1970.- №10.- С. 1-4.

73. Конкурентные преимущества долот производства ОАО «Волгабурмаш». – Электронный ресурс: <http://rigdrilling.org/Rynok-burovyh-dolot-v-Rossii-v-poslednie-gody-preterpevaet-sushchestvennyye-kak-kachestvennyye-tak-i-kolichestvennyye-izmeneniya>.

74. Короткий С. Нейронные сети Хопфилда и Хэмминга / С. Короткий. – Электронный ресурс: <http://algolist.manual.ru/ai/neuro/>.

75. Кропивницька В. Б. Розробка програмного забезпечення для комп'ютерної системи оптимальним керуванням процесом буріння / В. Б. Кропивницька, Б. В. Клим, Т. В. Гуменюк // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2008. - №2(18). – С. 126-130.

76. Кропивницька В. Б. Комп'ютерна система визначення станів бурової установки. / В. Б. Кропивницька, Т. В. Гуменюк, М. С. Свирид // Поступ в науці. Збірник наукових праць Бучацького інституту менеджменту і аудиту. – Бучач. – 2009. – № 5. – С. 107-111.

77. Кропивницька В.Б. Оптимальне керування процесом буріння нафтових і газових свердловин з дискретно-неперервною зміною клерувальних

дій: автореф. дис. на здобуття наук. степеня канд. техн. наук: спец. 05.13.07 – «Автоматизація процесів керування» / В. Б. Кропивницька – Івано-Франківськ, 2007. – 21 с.

78. Кручинин А. Ю. Модель динамической оптимизации режимов мониторинга и диагностирования буровой скважины / А. Ю. Кручинин, Т. З. Аралбаев. – Электронный ресурс:

79. Куликовский Л. Ф. Информационно-измерительные системы для управления процессом бурения / Л. Ф. Куликовский, В. И. Урмаев. – М.: Недра, 1972. – 174 с.

80. Лукін Є. В. Аналіз використання технології штучних нейронних мереж в якості нового підходу до обробки сигналів / Є. В. Лукін // Телекомунікаційні та інформаційні технології. – 2014. – № 3. – С. 81 – 88.

81. Методика выбора рационального типа долот / И.П.Петров, Г.Н. Семенов, С.Ф. Кукурудз, М.И.Горбийчук // Известия вузов: Горный журнал. - 1973.- № 1.- С. 107-109.

82. Мизина С. Будущее отечественной газодобычи: стратегические задачи и пути их решения / С. Мизина // Нефть и газ. – 2006. - № 8. – С. 12 – 16.

83. Мінаєв Ю. М. Класифікація об'єктів на підставі тензорних моделей / Ю. М. Мінаєв, Д. М. Вінник, А. В. Гайдай, Д. В. Апонасенко, Є. О. Гончарова // Наукоємні технології. – 2009. – Том 3, № 3. – С. 66 – 68.

84. Нагель Э. Теорема Геделя / Э. Нагель, Д. Ньюмен; пер. с англ. – М.: Знание, 1970. – 62 с.

85. Нейронные сети Хопфилда и Хэмминга. – Электронный ресурс: [http://www.codenet.ru/progr/alg/ai/html/gl3\\_5.php](http://www.codenet.ru/progr/alg/ai/html/gl3_5.php).

86. Нечеткие множества в моделях управления и искусственного интеллекта / [А. Н. Аверкин, И. З. Батыршин, А. Ф. Блишун и др.]; под ред. Д. А. Поспелова. – М.: Наука, 1986. – 312 с.

87. Обучающаяся модель оптимального управления процессом роторного бурения / М.П. Гулизаде, Б.М. Халимбеков, К.С. Иманов, Н.Х. Исхаги // За

технический прогресс. - 1972.- №1.- С. 13-14.

88. Оптимизация режимов бурения шарошечными долотами при различных приводах долота // РНТС: Бурение.- М.:ВНИОЭНГ, 1967.- 60 с.

89. Орлов А. В. Установление оптимального сочетания осевой нагрузки на долото при различных приводах ротора / А. В. Орлов // Труды ВНИИБТ. Буровые долота их конструкция и технология изготовления. Вып. 13.- М.: Недра, 1965, С.113-130.

90. Орловский С. А. Проблемы принятия решений при нечеткой исходной информации / С. А. Орловский. – М.: Наука, 1980. – 208 с.

91. Осовский С. Нейронные сети для обработки информации / С. Осовский; пер. с польск. И. Д. Рудинского. – М.: Финансы и статистика, 2004. – 344 с.

92. Петров И.П. Автоматическое регулирование работы буровых установок / И.П.Петров // Сб. Совершенствование техники и технологии разведочного бурения. – М.: Недра, 1968.- С. 192- 217.

93. Петров И. П. Оценка степени износа и эффективности использования долот при вращательном бурении / И.П. Петров // Известия вузов. Горный журнал. - 1966.- № 11.- С. 81-87.

94. Петров И. П. Промысловые исследования изменения механической скорости бурения во времени / И. П. Петров, Г. Н. Семенцов, С. Ф. Кукурудз // Известия вузов: Горный журнал. - 1973.- № 1.- С. 107-109.

95. Побудова емпіричних моделей процесу поглиблення свердловин з врахуванням невизначеності / М. І. Горбійчук, Т. В. Гуменюк, Я. І. Заячук, Н. Т. Лазорів // Методи та прилади контролю якості. - 2016. — № 1. — С. 86-94.

96. Погарский А. А. Автоматизация процесса бурения глубоких скважин / А. А. Погарский - М.:Недра, 1972.- 216 с.

97. Применение методов математического программирования для оптимизации режима бурения / [Н.В. Габашвили, Т.А. Кирия, Л.Г. Чачашвили, Л.Л. Чхаидзе].- Тбилиси: Мацниереба, 1971.- 94 с.

98. Раскин Л. Г. Нечеткая математика. Основы теории. Приложения / Л. Г. Раскин, О. В. Серая. – Харьков: Парус, 2008. – 352 с.

99. Романов А. В. Определение оптимальных режимов бурения / А. В. Романов, Е. Н. Лебединская // Нефтяное хозяйство. - 1992.- № 9.- С. 12-14.

100. Рудак С. М. Система контролю параметрів процесу буріння з метою запобігання аварій та ускладнень / С. М. Рудак // Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2006. № 6 - С. 14 – 22.

101. Руденко О. Г. Штучні нейронні мережі: навчальний посібник / О. Г. Руденко, Є. В. Бодянський. – Харків: ТОВ «Компанія СМІТ», 2006. – 404 с.

102. Рудковская Д. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы / Д. Рудковская, М. Пилиньский, Л. Рудковский; пер. с польск. И. Д. Рудинского. – М.: Горячая линия – Телеком, 2004. – 383 с.

103. Семенцов Г. Н. Математичний аналіз критеріїв відпрацювання доліт. / Г. Н. Семенцов, М. І. Горбійчук, І. І. Чигур // Нафтова і газова промисловість. – 2001. - № 6. – С. 25 – 28.

104. Семенцов Г. Н. Применение принципа адаптации для решения задач идентификации статических характеристик процесса углубления скважины / Г. Н. Семенцов, М. И. Горбийчук // Методы и устройства сбора и обработки измерительной информации. Сб. науч. трудов ИФИНГ.- К.: Техніка, 1976.- С. 12-15.

105. Семенцов Г. Н. Промысловые исследования износа зубьев шарошечных долот при бурении скважин электробуром с очисткой забоя воздухом / Г.Н. Семенцов, М.И. Горбийчук, Л.М. Замиховский // Известия вузов: Горный журнал. – 1976. - №9. – С. 46-49.

106. Семенцов Г. Н. Алгоритм обнаружения смены пласта разбуриваемой породы / Г. Н. Семенцов, М. И. Горбийчук, А. А Шаповал. // Известия вузов: Горный журнал. - 1978.- № 9.- С. 29-34.

107. Семенцов Г. Н. Идентификация параметров математической модели

процесса углубления скважин / Г. Н. Семенов, М. И. Горбийчук, Т. А. Тельшева // Известия вузов: Нефть и газ. – 1989. - № 9. – С. 79 - 83.

108. Семенов Г. Н. Концептуальна математична модель процесу буріння нафтових і газових свердловин долотами нового покоління як об'єкта контролю і керування / Г. Н. Семенов, І. І. Чигур // Вісник Хмельницького національного університету. – 2010. – № 3. – С. 72 – 78.

109. Семенов Г. Н. Одна задача оптимального управління процесом углубления скважин / Г. Н. Семенов, М. И. Горбийчук // Известия вузов: Горный журнал. - 1976.- № 8.- С. 84-87.

110. Семенов Г. Н. Оптимальне адаптивне керування процесом буріння свердловин / Г. Н. Семенов, М. І. Горбійчук // Нафтова і газова промисловість. – 2002. - № 2. – С. 18 – 20.

111. Семенов Г. Н. Самонастраивающаяся система регулирования процессом бурения глубоких скважин электробуром / Г. Н. Семенов, М. И. Горбийчук, С. Ф. Кукурудз // РНТС: Энергетика и электрооборудование установок нефтяной и газовой промышленности. - М.:ВНИИОЭНГ.- 1972.- Вып. I (VII).- С. 47-51.

112. Семенов Г. Н. Фазі-логіка в системах контролю: навч. посібник / Г. Н. Семенов, І. І. Чигур, М. В. Шавранський, В. С. Борин. – Івано-Франківськ: Факел, 2002. – 66 с.

113. Синев С. В. Модели процесса бурения / С. В. Синев // Нефтегазовое дело, 2009. – Электронный ресурс: <http://www.ogbus.ru>.

114. Совершенствование технологии и оптимизация режимов бурения /Обзор зарубежной литературы. Серия: Бурение. Автор обзора Д. Е. Столяров. - М.:ВНИИОЭНГ, 1970.- 172 с.

115. Справочник по типовым программам моделирования / [А. Г. Ивахненко, Ю. В. Коппа, В. С. Степашко и др.]; под ред. А. Г. Ивахненко. – К.: Техника, 1980. – 184 с.

116. Трифонов А. Г. Постановка задачи оптимизации и методы ее

решения / А. Г. Трофимов. – Электронный ресурс: [http://matlab.exponenta.ru/optimiz/book\\_2/3\\_3.php](http://matlab.exponenta.ru/optimiz/book_2/3_3.php).

117. Ту Дж. Принципы распознавания образов / Дж. Ту, Р. Гонсалес; пер. с англ. И. Б. Гуревича под ред. Ю. И. Журавлева. – М.: Мир, 1978. – 411 с.

118. Уоссермен Ф. Нейрокомпьютерная техника / Ф. Уоссермен; пер. с англ. Ю. А. Зуева, В. А. Точенова. – М.: Мир, 1992. – 184 с.

119. Фазылова М. В. Алгоритм обучения нейронных сетей для задач диагностики состояния оборудования нефтегазовой отрасли / М. В. Фазылова // Нефтегазовое дело. – 2007. - № 2. - С. 15 – 21.

120. Федоров В. С. Проектирование режимов бурения. – М.: Госпоптехиздат, 1958. – 214 с.

121. Фельдбаум А. А. Основы теории оптимальных автоматических систем / А. А. Фельдбаум – М: Наука, 1966. - 624 с.

122. Фиакко А. Нелинейное программирование. Методы последовательной безусловной оптимизации / А. Фиакко, Г. Мак-Кормик: [пер. с англ. Б. И. Алейникова и М. М. Берковича, под ред. Е. Г. Гольштейна]. – М.: Мир, 1972. – 240 с.

123. Фомин Я. А. Статистическая теория распознавания образов / Я. А. Фомин, Г. Р. Тарловский – М.: Радио и связь, 1986. – 263 с.

124. Фукунага К. Введение в статистическую теорию распознавания образов / К. Фукунага; пер. с англ. – М.: Наука, 1979. – 368 с.

125. Хайкин С. Нейронные сети: полный курс / С. Хайкин; пер. с англ. Н. Н. Куссуль, А. Ю. Шелестова под ред. Н. Н. Куссуль. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2006. – 1104 с.

126. Халимбеков Б.М. Выбор оптимальной нагрузки на долото в турбинном бурении / Б.М. Халимбеков, Г.Н. Зельманович // Известия вузов: Нефть и газ. - 1966.- № 12.- С. 31- 34.

127. Химмельблау Д. Прикладное нелинейное программирование: [пер. с англ. И. М. Быховской и Б. Т. Вавилова, под ред. М. Л. Быховского]. –

М.: Мир, 1975. – 534 с.

128. Цыганков В. А. Адаптивная система управления процессом бурения с комбинированным управлением / В. А. Цыганков // Известия вузов. Приборостроение. – 1971. - № 4. – С. 5 – 11.

129. Цыганков В.А. Принципы построения и исследования автоматических систем управления процессом бурения (на карьерах): Автореф. дис. на соиск. уч. степени д-ра техн. наук / В. А. Цыганков. - Челябинск, 1973.- 45 с.

130. Цыпкин Я. З. Адаптация и обучение в автоматических системах / Я. З. Цыпкин - М.: Наука, 1966.- 400 с.

131. Чигур І. І. Методи визначення ефективних керувальних дій для автоматизації процесу керування відпрацюванням доліт / Чигур І. І. // Нафтогазова енергетика. – 2012. – № 1. – С.

132. Чуев Ю.В., Прогнозирование количественных характеристик процессов / Ю. В. Михайлов Ю.Б., Кузьмин В.Н. - М.: Сов. радио, 1975.- 400 с.

133. Шрейдер Л.А. Влияние числа оборотов на скорость бурения шарошечными долотами / Л. А. Шрейдер, Гань-Чжи-цзянь // Нефтяное хозяйство. - 1956.- № 12.- С. 13-17.

134. Штовба С. Д. Проектирование нечетких систем средствами MatLab / С. Д. Штовба. – М.: Горячая линия – Телеком, 2007. – 288 с.

135. Эскин М.Г. Метод информационных кривых для оптимального управления процессом бурения / Бурение: Труды Куйбышевского НИИ НП, Куйбышев. - 1969.- Вып. 41.- С. 141-157.

136. Ямалиев В. У. Эксплуатационно-технологическая оценка состояния глубинного бурового оборудования: автореф. дисс. на соиск. уч. степени д-ра техн. наук: спец. 05.02.13 «Машины, агрегаты и процессы» / В. У. Ямалиев. – Уфа, 2002. – 49 с.



# ДОДАТКИ

## ДОДАТОК А

### Програма визначення технологічних операцій бурової установки (нейромережа Хеммінга)

```

%=====
%МЕРЕЖА ХЕММІНГА
%=====
%Сформувати матрицю X, рядки якої
%образи-зразки
%Задати кількість ітерацій N
%-----
%Технологічні операції бурової установки
x=[1 1 1 0 1 1 1 1;...%Буріння
    1 1 1 0 1 1 0 1;...%Проробка долота
    1 0 0 1 0 1 0 1;...%Нарощування
    1 0 0 0 1 1 1 0;...%Циркуляція і промивка
    1 0 0 1 0 1 0 0];%Підйом колони
%-----
x=2*x-1;
net=newH(x);
%Увести невідомий вектор X
X=[1 1 1 0 1 1 1 1];
X=2*X-1;
N=100;%Кількість ітерацій
[y,y1]=simH(net,X,N);
Z=struct('StatusRig',{'Буріння' 'Проробка долота' ...
    'Нарощування' 'Циркуляція і промивка' ...
    'Підйом колони'});
disp('ПОТОЧНА ТЕХНОЛОГІЧНА ОПЕРАЦІЯ')
n=length(x(:,1));
for i=1:n
    if y1(i)==1
        disp(Z(i).StatusRig)
    end
end
end

```

#### Файл-програми

```

function T=newH(x)
%Функція обчислення параметрів мережі Хеммінга
W=0.5*x';
[n,m]=size(W);
l=ones(m,1);
b=0.5*l*n;
T=[W' b];

function z=SatLin(x)
%Функція активації

```

```

F=20;
if x<0
    z=0;
elseif and(x>=0,x<F)
    z=x;
else
    z=F;
end

function [y,y1]=simH(T,X,N)
%=====
%Функція симуляції мережі
%Хеммінга
%=====
v=length(T(1,:));
W=T(:,1:v-1);
b=T(:,v);
[n,m]=size(W');
s=W*X'+b;
y=s;
for k=1:N
    for j=1:m
        S=0;
        for r=1:m
            if r~=j
                S=S+y(r);
            end
        end
        s(j)=y(j)-(0.5/n)*S;
        Y(j)=SatLin(s(j));
    end
    y=Y;
end
y1=hardlim(y-1.e-12);

```

## ДОДАТОК Б

**Програма синтезу моделей оптимальної складності процесу поглиблення  
свердловин на засадах генетичних алгоритмів**

```

load HFN
%=====
%СИНТЕЗ ЕМПІРИЧНИХ МОДЕЛЕЙ
%=====
%Вхідні дані
%HFN(:,1)-перший стовпець:прходка на долото
%HFN(:,2)-другий стовпець:осьове навантаження на долото;
%HFN(:,3)-третий стовпець:частота обертання ротора
%Т-крок дискретності
%s-кратність кроку дискретності
%Ключ ident визначає алгоритм ідентифікації
%при ident=1 запускається алгоритм ідентифікації Ky
%при ident=0 запускається алгоритм ідентифікації v0
%-----
%Необхідні підпрограми:fun_GumenyukFuzzy, fun_Ky
%-----
ident=1;
s=4;
n=length(HFN(:,1));
HFN=HFN(1:s:n,:);
HH=HFN(:,1);
FF=HFN(:,2);
NN=HFN(:,3);
T=0.00416;
FF(11)=[];
NN(11)=[];
HH(11)=[];
m=length(HH);
v=(HH(2:m)-HH(1:m-1))/(s*T);
r=length(FF);
if ident==1
    [Ke,KE]=fun_Ky(v,HH,m,s,T);
    FF(r-1:r)=[];
    NN(r-1:r)=[];
    XX=[FF/max(FF) NN/max(NN) Ke'];
    t=1:m-2;
    plot(t,KE,t,Ke,'r-')
else
    FF(r)=[];
    NN(r)=[];
    XX=[FF/max(FF) NN/max(NN) v'];
    t=1:m-1;
    plot(t,v,'r-')
end

```

```

figure
%-----
%ГЕНЕТИЧНИЙ АЛГОРИТМ
%-----
%ВХІД
%ct-найбільша степінь полінома
%X-масив вхідних даних (матриця розміром NxL)
%N-кількість дослідів; L-кількість змінних
%n-кількість хромосом у популяції
%ts-кількість хромосом у підгрупі
%nkk-максимальне число ітерацій генетичного алгоритму
%pc-ймовірність схрещування (0.5<=pc<=1)
%pm-ймовірність мутації (0<=pm<=0.1)
%N_A-Навчальна множина експериментальних даних
%N_B-перевірочна множина експериментальних даних
%N-загальне число точок N=N_A+N_B
%kl-вибір критерію селекції моделі
%   при kl=0 -критерій регулярності
%   при kl=1 -критерій зміщення
%epsilon-точність розв'язку задачі
%epsilon1-мінімальний приріст критерію селекції, що
%   визначає зупинку алгоритму
%zf-параметр "розрідження" масиву даних
%f0-вибір структури моделі:при f0=0 - вільний член завжди
%   присутній у структурі полінома; при f0=1 - така
%   присутність необов'язкова
%-----
%alpha1-параметр функції належності осьового навантаження
%alpha2-параметр функції належності частоти обертання ротора
%gamma-альфа-зріз функції належності
%-----
ct=3;
kl=0;
n=20;
pc=0.8;
pm=0.01;
ts=3;
nkk=1000;
f0=0;
alpha1=0.2;
alpha2=0.025;
gamma=0.7;
A=sqrt(log(1/gamma^2));
[a,K_Yu,Y]=fun_GumenyukFuzzy(XX,ct,n,nkk,ts,pc,pm,kl,f0,alpha1
alpha2,A);

```

### Файл-програми

```

function [Kz,Ke]=fun_Ky(v,HH,m,s,T)
%=====
%Обчислення швидкості зміни умовної оцінки стану
%озброєння долота

```

```

%=====
e=1./v;
for i=2:m-2
    Ke(i)=-e(i)^2*(HN(i+1)-2*HN(i)+HN(i-1))/(s*T)^2;
end
r1=length(Ke);
t=1:r1;
Kt=Ke(1);
alpha=0.2;
for i=1:r1
    Kt=alpha*Ke(i)+(1-alpha)*Kt;
    Kz(i)=Kt;
end

function
[a,K_Yy,y]=fun_GumenyukFuzzy(XX,ct,n,nkk,ts,pc,pm,kl,f0,...
    alpha1,alpha2,A)
%=====
% Генетичний алгоритм (нечітка ідентифікація)
%=====
%Вихідні дані
%ct-найбільша степінь полінома (ct=2 або ct=3)
%X-масив вхідних даних (матриця розміром NxL)
%N-кількість дослідів; L-кількість змінних
%n-кількість хромосом у популяції
%ts-кількість хромосом у підгрупі
%nkk-максимальне число ітерацій генетичного алгоритму
%pc-ймовірність схрещування (0.5<=pc<=1)
%pm-ймовірність мутації (0<=pm<=0.1)
%N_A-Навчальна множина експериментальних даних
%N_B-перевірочна множина експериментальних даних
%N-загальне число точок N=N_A+N_B
%kl-вибір критерію селекції моделі
%   при kl=0 -критерій регулярності
%   при kl=1 -критерій зміщення
%epsilon-точність розв'язку задачі
%epsilon1-мінімальний приріст критерію селекції, що
%   визначає зупинку алгоритму
%zf-параметр "розрідження" масиву даних
%f0-вибір структури моделі:при f0=0 - вільний член завжди
%   присутній у структурі полінома; при f0=1 - така
%   присутність необов'язкова
%-----
%Необхідні підпрограми:fun_regiFuzzy, Population, ch_new,
%fun_Gauss, fun_parametr
%-----
ea=1;
eal=1;
epsilon=0.000001;
epsilon1=eal*epsilon;
delta=ea*epsilon;

```

```

if round(n/2)-n/2~=0
    n=n-1;
end
%-----
[N Lz]=size(XX);
X=XX;
X(:,Lz)=[];
Y=XX(:,Lz);
L=Lz-1;
if kl==0
    N_A=round(0.7*N);
else
    N_A=round(0.5*N);
end
N_B=N-N_A;
X_A=X;
X_B=X;
%X_A(N_A+1:N,:)=[];
%X_B(1:N_A,:)=[];
Y_A=Y(1:N_A);
Y_B=Y(N_A+1:N);
%-----
%Формування матриці полінома P та матриці спостережень XD
%XD_A=fod_np(ct,X_A);
%XD_B=fod_np(ct,X_B);
%[XD,Pol]=fod(ct,X);
XD=fun_fodFuzzy(X,alpha1,alpha2,A);
k=factorial(ct+L)/(factorial(ct)*factorial(L));
if ct==2
    XD(:,k+1:length(XD(1,:)))=[];
end
XD_A=XD;
XD_B=XD;
XD_A(N_A+1:N,:)=[];
XD_B(1:N_A,:)=[];
%-----
%Формування популяції хромосом
%ch-матриця популяції
%k-кількість членів полінома
%-----
%Вибір початкової популяції хромосом
[Ch,ch]=Population(n,k,f0);
%-----
%Формування пулу родичів турнірним методом
for iz=1:nkk
    for i=1:n
        %Вибір випадковим чином ts хромосом із популяції
        ks=unidrnd(n,1,ts);
        CH=Ch(ks,:);
    end
end
%-----
%Вибір найкращої хромосоми у групі
for ki=1:ts

```

```

        if ki>1
            clear gh
        end
        Chh=CH(ki,:);
    t=1;
    if f0==1
        for j=1:k
            if Chh(j)==0
                gh(t)=j;
                t=t+1;
            end
        end
    else
        for j=1:k-1
            if Chh(j)==0
                gh(t)=j+1;
                t=t+1;
            end
        end
    end
    if t==1
        Fg=XD;
        Fg_A=XD_A;
        Fg_B=XD_B;
    else
        M=length(gh);
        if M==k
            L1=unidrnd(k,1,1);
            gh(L1)=[];
            Ch(ki,L1)=1;
        end
        Fg=XD;
        Fg_A=XD_A;
        Fg_B=XD_B;
        Fg(:,gh)=[];
        Fg_A(:,gh)=[];
        Fg_B(:,gh)=[];
    end
    %Система нормальних рівнянь та її розв'язок методом Гауса
    [zm,zn]=size(Y);
    if zm==1
        A_A=[Fg_A'*Fg_A Fg_A'*Y_A'];
    else
        A_A=[Fg_A'*Fg_A Fg_A'*Y_A];
    end
    [a_A, ier]=fun_Gauss(A_A);
    if ier==0
        error('Немає розв'язку')
    end
    %Обчислення критерію селекції моделі
    if kl==0
        %Критерій регулярності D_B

```



```

y_m=Fg_B*a_A;
if zm==1
    K_V(ki)=sum((Y_B'-y_m).^2)/sum(Y_B.^2);
else
    K_V(ki)=sum((Y_B-y_m).^2)/sum(Y_B.^2);
end
else
    %Критерій зміщення Ncm
    A_B=[Fg_B'*Fg_B Fg_B'*Y_B];
    [a_B, ier]=fun_Gauss(A_B);
    if ier==0
        error('Немає розв'язку')
    end
    y_A=Fg*a_A;
    y_B=Fg*a_B;
    K_V(ki)=sum((y_A-y_B).^2)/sum(Y.^2);
end
end
[Kb_min,Ih]=min(K_V);
vt=ks(Ih);
Pch(i,:)=ch(vt,:);
K_ga(i)=Kb_min;
I_ga(i)=vt;
end
%-----
%Знаходження мінімального значення критерію відбору
[Kga_min,Ih]=min(K_ga);
delta=Kga_min;
if delta<=epsilon
    if iz==1
        ch=Pch;
    end
    break
end
if iz>1
    DL=abs(Kga1-Kga_min);
    if DL==0
        [Ch,ch]=Population(n,k,f0);
    elseif DL<=epsilon1
        break
    end
end
Kga1=Kga_min;
plot(iz,Kga_min,'x')
hold on
%-----
%Застосування генетичних операторів
%Формуємо пари родичів
for j=1:2
    C(j,:)=unidrnd(n,1,n);
end
clear ch Ch

```

```

kc=0;
%Операція схрещування
for i=1:n/2
    if pc==1
        [ch1,ch2,chi1,chi2]=ch_new(k,C,i,Pch);
        %Новий пул родичів
        ch(i+kc,:)= [chi1 ch2];
        ch(i+kc+1,:)= [chi2 ch1];
        kc=kc+1;
    else
        Pc=unifrnd(0,1,1);
        if Pc<=pc
            [ch1,ch2,chi1,chi2]=ch_new(k,C,i,Pch);
            %Новий пул родичів
            ch(i+kc,:)= [chi1 ch2];
            ch(i+kc+1,:)= [chi2 ch1];
            kc=kc+1;
        else
            C1=C(1,i);
            C2=C(2,i);
            ch(i+kc,:)=Pch(C1,:);
            ch(i+kc+1,:)=Pch(C2,:);
            kc=kc+1;
        end
    end
end
%Операція мутації
if pm~=0
    for ii=1:n
        Pm=unifrnd(0,1,1);
        if Pm<=pm
            L2=unidrnd(k,1,1);
            if ch(ii,L2)==0
                ch(ii,L2)=1;
            else
                ch(ii,L2)=0;
            end
        end
    end
    continue
end
end
if f0==1
    Ch=ch;
else
    Ch=ch;
    Ch(:,1)=[];
end
end
%-----
hold off
%Обчислення параметрів моделі

```

```

if iz==nkk
    fprintf('Зупинка алгоритму після досягнення nkk\r')
    [a, y, cn]=fun_parametr(XD, Y, ch, Ih, zm);
elseif DL<=epsilon1
    fprintf('Немає зменшення критерію селекції\r')
    [a, y, cn]=fun_parametr(XD, Y, ch, Ih, zm);
else
    fprintf('Досягнута задана точність розв'язку\r')
    fprintf('Кількість ітерацій i=%4.0f\r', iz)
    [a, y, cn]=fun_parametr(XD, Y, ch, Ih, zm);
end
%-----
%Вивід параметрів моделі
fprintf('Параметри моделі\r')
if t==1
for i=1:k
    fprintf('a%3.0f=%12.6f\r', i, a(i))
end
    elseif t>1;
        nf=length(a);
        kn=1;
        for i=1:k
            if cn(i)==0
                as(i)=0;
                fprintf('a%3.0f=0\r', i)
            else
                for j=1:nf
                    if j==kn
                        as(i)=a(j);
                        kn=kn+1;
                        fprintf('a%3.0f=%12.6f\r', i, as(i))
                        break
                    end
                end
            end
        end
    end
end
end
%-----
%Графічне відображення результатів моделювання
ny=length(y);
ty=1:ny;
figure
plot(ty, Y, '-o', ty, y, '-+')
%=====
%Перевірка адекватності моделі
%=====
%Обчислення коефіцієнта кореляції K_Yy
K_Yy=corrcoef(Y, y);
figure
plot(Y, y, 'o')
%-----
%Обчислення коефіцієнтів лінійної регресії

```

```

p=polyfit(Y,y,1);
P_corr=p(2)+p(1)*Y;
hold on
plot(Y,P_corr,'-')
%-----
%Побудова довірливих інтервалів
Sy=var(P_corr);
alpha=0.05;
Y_m=mean(Y);
N=length(Y);
S_y=Sy*(1/N+(Y.^2+Y_m^2)/sum((Y-Y_m).^2));
%Статистика Стьюдента
v=N-length(p);%число степенів свободи
p_t=1-alpha/2;%довірлива ймовірність
t_al=tinv(p_t,v);
%Довірливі інтевали
s_y=sqrt(S_y);
U_t=P_corr+t_al*s_y;
U_b=P_corr-t_al*s_y;
[Y_s,ind]=sort(Y);
u_t=U_t(ind);
u_b=U_b(ind);
hold on
plot(Y_s,u_t,'-',Y_s,u_b,'-')

function [Ch,ch]=Population(n,k,f0)
%=====
%Вибір початкової популяції хромосом
%=====
%Вхід
%n-кількість хромосом у пулі родичів
%k-максимальна кількість членів полінома (кількість генів
% у хромосомі)
%Вихід
%Ch-початкова популяція хромосом (поліном без вільного члену)
%ch-початкова популяція хромосом (поліном з вільним членом)
if f0==1
    for i=1:n
        Ch(i,:)=unidrnd(2,1,k)-1;
    end
    ch=Ch;
else
for i=1:n
    Ch(i,:)=unidrnd(2,1,k-1)-1;
    ch(i,:)=[1 Ch(i,:)];
end
end

function [ch1,ch2,chi1,chi2]=ch_new(k,C,i,Pch)
%=====
%Операція схрещування хромосом

```

```

%=====
%Вхід
%k-кількість генів у хромосомі
%кс-змінна формування пар
%i-змінна циклу
%С-матриця пар хромосом
%Рсh-пул родичів
%Вихід
%ср-пара потомків
%-----
%Вибираємо точки схрещування для кожної пари хромосом
L=unidrnd(k-1,1,1);
  C1=C(1,i);
  C2=C(2,i);
  ch1=Pch(C1,:);
  ch2=Pch(C2,:);
  chil=ch1;
  chi2=ch2;
  %Перша частина першої і другої хромосом
  chil(L+1:k)=[];
  chi2(L+1:k)=[];
  %Друга частина першої і другої хромосом
  ch1(1:L)=[];
  ch2(1:L)=[];

function F=fun_fodFuzzy(X,alpha1,alpha2,A)
%=====
%Формування матриці F
%(нечітка ідентифікація)
%=====
X1=X(:,1);
X2=X(:,2);
n=length(X1);
L=ones(n,1);
F1=[L X1+A*alpha1 X2+A*alpha2 X1.*X2+A*(X1*alpha2+X2*alpha1)];
F2=[X1.^2+2*A*alpha1*X1 X2.^2+2*A*alpha2*X2
X1.^3+3*A*alpha1*X1.^2];
F3=(X1.^2).*X2+A*(2*alpha1*X1.*X2+alpha2*X1.^2);
F4=[X1.*X2.^2+A*(alpha1+2*alpha2*X1.*X2)
X2.^3+3*A*alpha2*X2.^2];
F=[F1 F2 F3 F4];

function [X, kga]=fun_Gauss(A)
%=====
%РОЗВ'ЯЗОК СИСТЕМИ РІВНЯНЬ МЕТОДОМ ГАУСА
%=====
%Вхід:A-матриця коефіцієнтів системи розміром nx(n+1)
% ерс-нев'язка розв'язку системи
%Вихід:X-матриця розміром nx1 розв'язків системи Ax=b
%-----
%Ввід даних

```

```

%-----
[n,n1]=size(A);
b=A(:,n1);
A(:,n1)=[];
eps=1e-12;
%-----
%Ініціалізація X і тимчасове збереження матриці C;
%збереження початкових значень матриць A і b
%-----
X=zeros(n,1);
C=zeros(1,n+1);
As=zeros(n,n);
bs=zeros(n,1);
%-----
%Об'єднання матриць A і b
%-----
Ab=[A b];
%-----
%Вибір головного елемента для стовпця k
%-----
for k=1:n-1
    [Y,j]=max(abs(Ab(k:n,k))));
    %Міняємо місцями лінійки k і j
    C=Ab(k,:);
    Ab(k,:)=Ab(j+k-1,:);
    Ab(j+k-1,:)=C;
    if Ab(k,k)==0
        kga=0;
        error('Матриця A особлива. Система немає розв'язку')
    end
    %Процес виключення для стовпця k
    for p=k+1:n
        M=Ab(p,k)/Ab(k,k);
        Ab(p,k:n+1)=Ab(p,k:n+1)-M*Ab(k,k:n+1);
    end
end
As=Ab(1:n,1:n);
bs=Ab(1:n,n+1);
%-----
%Обчислення розв'язків методом зворотнього ходу
%-----
X(n)=bs(n)/As(n,n);
for k=n-1:-1:1
    X(k)=(bs(k)-As(k,k+1:n)*X(k+1:n))/As(k,k);
end
kga=1;

function [a,y,cn]=fun_parametr(XD,Y,ch,Ih,zm)
%=====
%Обчислення параметрів моделі (розв'язок нормальних рівнянь)
%=====
%Параметри програми

```

```

%-----
%Вхід
%XD-матриця функцій при коефіцентах полінома
%Y-вектор виходу об'єкта
%ch-матриця хромосом у пулі родичів
%Gh-матриця "нульових" генів хромосому пулі родичів
%Ih-індекси хромосоми, яка забезпечує мінімальне значення
% критерію відбору
%zm-кількість лінійок матриці Y
%-----
%Вихід
%a-коефіцієнти моделі
%y-вихід моделі
%cn-"найкраща" хромосома
%-----
cn=ch(Ih,:);
k=length(cn);
t=1;
for i=1:k
    if cn(i)~=0;
        gn(t)=i;
        t=t+1;
    end
end
F=XD;
if t~=1
    F(:,gn)=[];
end
if zm==1
    A=[F'*F F'*Y'];
else
    A=[F'*F F'*Y];
end
[a, ier]=fun_Gauss(A);
if ier==0
    error('Немає розв'язку')
end
y=F*a;
end

```

## ДОДАТОК В

**Програма оптимізації процесу поглиблення свердловин в умовах  
невизначеності за критерієм вартості метра проходки**

```

%=====
% Програма оптимізації процесу поглиблення свердловин
%(Нечітка оптимізація)
%=====
% Вихідні дані
%a-вектор параметрів моделі  $V_0=f(F,n)$ 
%V0-початкова швидкість буріння
%F-осьове навантаження на долото
%n-частота обертання долота
%b-вектор параметрів моделі  $K_e=f(F,n)$ 
%Ke-швидкість зміни оцінки стану озброєння долота
%K3,a3,b3-параметри моделі  $K_q=f(F,n)$ 
% Cb - вартість години роботи БУ
% d - вартість долота
% tcn - тривалість СПО
%fmax, fmin-обмеження на осьове навантаження,кН
%Nmax, Nmin-обмеження на швидкість обертання долота,1/с
%gk-граничне значення зносу опори
%-----
load HFN
n=length(HFN(:,1));
s=4;
HFN=HFN(1:s:n,:);
FF=HFN(:,2);
NN=HFN(:,3);
FF(11)=[];
NN(11)=[];
f_min=min(HFN(:,2))/max(HFN(:,2));f_max=1;
n_min=min(HFN(:,3))/max(HFN(:,3));n_max=1;
m=18.73;
sigma=2.44;
alpha=0.7;
Cb=1520;
d=2610;
ek=1.8;
%Обмеження на керуючі дії
%-----
%Оптим. вартості метра проходки
lb=[f_min;n_min];ub=[f_max;n_max];%Форм. обмежень
%x0=[(f_max+f_min)/2;(n_max+n_min)/2];%Форм. початкового знач.
x0
%options=optimset('Display','off');

```



```

    %[x,fval]=fmincon(@fun_qnF_fuzzy_Full_C,x0,[],[],[],[],lb,ub,@
nonlconF,options);
    nv=2;
    [x,fval]=ga(@fun_qnF_fuzzy_Full_C,nv,[],[],[],...
        [],lb,ub,@dril_nonlinearF);
    %-----
    %Вивід результатів оптимізації q=f(F,n)
    [h,tb]=fun_Result_C(x);
    X=[x(1)*max(HFN(:,2)) x(2)*max(HFN(:,3))];
    disp('          Оптимальні керуючі дії')
    disp('Осьове наван.,кН Швидкість оберт. долота,1/с')
    disp(X)
    disp('Вартість метра проходки,грн/м')
    disp(fval)
    disp('Час бурін.')
    disp(tb)
    disp('Проходка на долото')
    disp(h)

```

### Файл-програми

```

function q=fun_qnF_fuzzy_Full_C(x)
%=====
%Обчислення вартості метра проходки свердловини
%=====
[V0,Ke]=fun_V0_Fuzzy(x);
m=18.73;
sigma=0.5;
alpha=0.7;
Cb=1520;
d=2610;
ek=2;
tb=(ek-1)/(V0*Ke);
%Kq=K3*x(1)^a3*x(2)^b3;
h=log(Ke*V0*tb+1)/Ke;
q=(Cb*(tb+m)+d+sigma*Cb*sqrt(log(1/alpha^2)))/h;

function q=fun_qnF_fuzzy_Full_C(x)
%=====
%Обчислення вартості метра проходки свердловини
%=====
[V0,Ke]=fun_V0_Fuzzy(x);
m=18.73;
sigma=0.5;
alpha=0.7;
Cb=1520;
d=2610;
ek=2;
tb=(ek-1)/(V0*Ke);

```

```

%Kq=K3*x(1)^a3*x(2)^b3;
h=log(Ke*V0*tb+1)/Ke;
q=(Cb*(tb+m)+d+sigma*Cb*sqrt(log(1/alpha^2)))/h;

function [v0,Ke]=fun_V0_Fuzzy(x)
%=====
%Обчислення початкової швидкості буріння
%та швидкості зміни умовні оцінки стану
%озброєння долота
%=====
load aVV
load aKy
alpha1=0.2;
alpha2=0.025;
gama=0.7;
A=sqrt(log(1/gama^2));
F1=[1 x(1)+A*alpha1 x(2)+A*alpha2
x(1)*x(2)+A*(x(1)*alpha2+x(2)*alpha1)];
F2=[x(1)^2+2*A*alpha1*x(1) x(2)^2+2*A*alpha2*x(2)
x(1)^3+3*A*alpha1*x(1)^2];
F3=x(1)^2*x(2)+A*(2*alpha1*x(1)*x(2)+alpha2*x(1)^2);
F4=[x(1)*x(2)^2+A*(alpha1+2*alpha2*x(1)*x(2))
x(2)^3+3*A*alpha2*x(2)^2];
F=[F1 F2 F3 F4];
v0=aVV*F';
Ke=aKy*F';

function [h,tb]=fun_Result_C(x)
%=====
%Обчислення тривалості рейсу проходки і проходки
%на долото
%=====
[V0,Ke]=fun_V0_Fuzzy(x);
ek=1.8;
tb=(ek-1)/(V0*Ke);
h=log(Ke*V0*tb+1)/Ke;

```

## ДОДАТОК Г

### Робочий протокол експериментального дослідження закономірностей процесу буріння в умовах ПП "Українська сервісна бурова компанія-1"

#### Умови проведення експерименту:

1. Сverdловина – № 5 Васищівського газоконденсатного родовища.
2. Бурова установка – УРАЛМАШ 600 ДЭР
3. Спосіб буріння – роторний.
4. Мета буріння – пошук вуглеводнів.
5. Проектна глибина – 3360 м.
6. Компоновка низу бурильної колони:
  - тришарошкове долото діаметром 215,9 мм.;
  - труби ОБТ діаметром 165 мм, довжиною 205 м.
7. Умови проведення активного експерименту:
  - інтервал буріння – 2773-2776 м;
  - тип долота – 215,9 HE 28 MRSV

#### План експерименту

При значеннях  $F = F_{min} = 71 \text{ кН}$  і  $N_{\delta} = N_{\delta, min} = 0,75 \text{ с}^{-1}$  проходка на долото становила  $h_1 = 0,5 \text{ м}$ . Потім при незмінному значенні  $N_{\delta}$  навантаження на долото підняли до значення  $F_{max} = 150 \text{ кН}$ , одержавши при цьому приріст проходки  $h_2 = 0,36 \text{ м}$ . Після цього частоту обертання ротора збільшили до значення  $N_{\delta, max} = 1,08 \text{ с}^{-1}$ , залишивши незмінною величину  $F$ . У результаті отримали приріст проходки  $h_3 = 0,89 \text{ м}$ . І на кінець, навантаження на долото зменшили до значення  $F_{min}$ , при цьому значення  $N_{\delta}$  залишилось на попередньому рівні. На завершальному четвертому етапі експериментального дослідження приріст проходки становив  $h_4 = 0,39 \text{ м}$ .

Таблиця Г.1 – Масив значень технологічних параметрів

№ п. п.	Проходка на долото, м	Осьове навантаження на долото, кН	Частота обертання долота, с <sup>-1</sup>
1	0,0000	56,94	0,75
2	0,0062	73,00	0,75
3	0,0082	57,67	0,75
4	0,0095	52,56	0,75
5	0,0162	50,37	0,75
6	0,0172	72,27	0,75
7	0,0188	55,46	0,75
8	0,0219	51,83	0,75
9	0,0250	58,40	0,75
10	0,0270	51,83	0,75
11	0,0281	70,81	0,75
12	0,0375	62,18	0,75
13	0,0400	54,75	0,75
14	0,0422	73,00	0,75
15	0,0469	60,59	0,75
16	0,0500	55,48	0,75
17	0,0547	78,84	0,75
18	0,0609	59,13	0,75
19	0,0625	54,02	0,75
20	0,0719	69,35	0,75
21	0,0790	56,94	0,75
22	0,0802	68,62	0,75
23	0,0804	56,21	0,75
24	0,0906	71,54	0,75
25	0,0908	59,86	0,75
26	0,0909	72,87	0,75
27	0,0990	58,40	0,75
28	0,1016	73,00	0,75
29	0,1062	65,70	0,75
30	0,1156	73,00	0,75
31	0,1156	62,78	0,75
32	0,1156	56,94	0,75
33	0,1156	54,02	0,75
34	0,1172	73,73	0,75
35	0,1219	63,51	0,75
36	0,1234	56,21	0,75
37	0,1234	84,68	0,75
38	0,1312	66,43	0,75
39	0,1343	56,94	0,75
40	0,1344	73,73	0,75
41	0,1406	60,59	0,75
42	0,1422	82,49	0,75

## Продовження табл. Г.1

43	0,1438	70,84	0,75
44	0,1438	42,05	0,75
45	0,1438	77,38	0,75
46	0,1531	63,51	0,75
47	0,1531	80,80	0,75
48	0,1594	64,97	0,75
49	0,1594	81,03	0,75
50	0,1687	78,84	0,75
51	0,1687	64,24	0,75
52	0,1812	85,22	0,75
53	0,1812	68,62	0,75
54	0,1859	81,76	0,75
55	0,1859	80,30	0,75
56	0,1937	81,76	0,75
57	0,1937	68,62	0,75
58	0,2016	83,95	0,75
59	0,2016	70,81	0,75
60	0,2016	68,62	0,75
61	0,2125	77,38	0,75
62	0,2172	80,30	0,75
63	0,2172	73,00	0,75
64	0,2261	82,49	0,75
65	0,2261	73,73	0,75
66	0,2437	86,14	0,75
67	0,2437	71,54	0,75
68	0,2469	79,57	0,75
69	0,2469	73,00	0,75
70	0,2516	80,30	0,75
71	0,2562	75,92	0,75
72	0,2578	76,65	0,75
73	0,2641	78,84	0,75
74	0,2656	75,19	0,75
75	0,2781	78,11	0,75
76	0,2812	73,00	0,75
77	0,2875	78,84	0,75
78	0,2937	75,19	0,75
79	0,2969	73,73	0,75
80	0,3016	65,70	0,75
81	0,3016	75,92	0,75
82	0,3063	73,73	0,75
83	0,3125	68,62	0,75
84	0,3125	46,65	0,75
85	0,3125	65,70	0,75
86	0,3219	80,30	0,75
87	0,3266	75,19	0,75
88	0,3266	72,27	0,75
89	0,3344	81,76	0,75

## Продовження табл. Г.1

90	0,3434	73,00	0,75
91	0,3457	78,84	0,75
92	0,3500	81,76	0,75
93	0,3531	77,38	0,75
94	0,3531	75,19	0,75
95	0,3576	80,30	0,75
96	0,3594	77,58	0,75
97	0,3625	75,92	0,75
98	0,3688	75,92	0,75
99	0,3719	73,00	0,75
100	0,3813	65,70	0,75
101	0,3859	77,38	0,75
102	0,3906	65,70	0,75
103	0,3906	75,92	0,75
104	0,3937	81,76	0,75
105	0,3969	70,08	0,75
106	0,4000	82,49	0,75
107	0,4000	78,84	0,75
108	0,4094	73,00	0,75
109	0,4156	74,46	0,75
110	0,4188	76,92	0,75
111	0,4250	83,22	0,75
112	0,4250	71,54	0,75
113	0,4328	80,30	0,75
114	0,4344	72,27	0,75
115	0,4375	71,54	0,75
116	0,4438	78,11	0,75
117	0,4484	86,14	0,75
118	0,4531	83,22	0,75
119	0,4547	74,46	0,75
120	0,4562	81,76	0,75
121	0,4594	70,08	0,75
122	0,4641	77,38	0,75
123	0,4688	80,30	0,75
124	0,4750	68,62	0,75
125	0,4844	83,22	0,75
126	0,4906	78,84	0,75
127	0,4906	70,08	0,75
128	0,5000	91,98	0,75
129	0,5000	150,38	0,75
130	0,5062	138,70	0,75
131	0,5187	134,32	0,75
132	0,5375	139,43	0,75
133	0,5422	141,62	0,75
134	0,5578	139,43	0,75
135	0,5641	154,03	0,75
136	0,5656	131,40	0,75

## Продовження табл. Г.1

137	0,5766	140,16	0,75
138	0,5812	140,16	0,75
139	0,5969	150,38	0,75
140	0,6063	156,22	0,75
141	0,6156	144,34	0,75
142	0,6219	148,92	0,75
143	0,6281	140,16	0,75
144	0,6406	162,79	0,75
145	0,6578	157,68	0,75
146	0,6750	163,52	0,75
147	0,6844	159,87	0,75
148	0,6969	154,76	0,75
149	0,7031	148,19	0,75
150	0,7125	154,03	0,75
151	0,7172	148,92	0,75
152	0,7281	158,41	0,75
153	0,7375	160,60	0,75
154	0,7438	157,68	0,75
155	0,7484	150,38	0,75
156	0,7547	149,65	0,75
157	0,7594	151,84	0,75
158	0,7688	160,60	0,75
159	0,7813	154,03	0,75
160	0,7875	152,57	0,75
161	0,7938	149,65	0,75
162	0,8047	151,11	0,75
163	0,8094	159,14	0,75
164	0,8156	154,76	0,75
165	0,8203	151,11	0,75
166	0,8281	147,46	0,75
167	0,8375	151,84	0,75
168	0,8438	154,03	0,75
169	0,8500	156,22	0,75
170	0,8656	167,90	1,08
171	0,8813	167,17	1,08
172	0,9000	167,17	1,08
173	0,9094	150,38	1,08
174	0,9125	151,11	1,08
175	0,9188	155,49	1,08
176	0,9313	159,14	1,08
177	0,9406	159,14	1,08
178	0,9563	160,60	1,08
179	0,9656	167,90	1,08
180	0,9844	162,06	1,08
181	1,0000	161,33	1,08
182	1,0203	159,14	1,08
183	1,0344	161,35	1,08

## Продовження табл. Г.1

184	1,0406	149,65	1,08
185	1,0500	148,19	1,08
186	1,0656	157,68	1,08
187	1,0766	170,09	1,08
188	1,0813	158,41	1,08
189	1,0813	149,65	1,08
190	1,0875	158,41	1,08
191	1,0969	160,60	1,08
192	1,1031	161,33	1,08
193	1,1078	159,14	1,08
194	1,1125	157,68	1,08
195	1,1203	159,14	1,08
196	1,1344	169,36	1,08
197	1,1469	163,52	1,08
198	1,1574	164,98	1,08
199	1,1688	166,44	1,08
200	1,1750	162,79	1,08
201	1,1844	106,60	1,08
202	1,1969	160,60	1,08
203	1,2156	160,60	1,08
204	1,2344	161,33	1,08
205	1,2500	166,44	1,08
206	1,2625	163,52	1,08
207	1,2719	163,52	1,08
208	1,2844	166,44	1,08
209	1,2969	166,44	1,08
210	1,3125	166,44	1,08
211	1,3172	164,98	1,08
212	1,3250	169,36	1,08
213	1,3250	155,49	1,08
214	1,3375	159,14	1,08
215	1,3500	159,87	1,08
216	1,3531	159,14	1,08
217	1,3538	163,52	1,08
218	1,3750	163,52	1,08
219	1,3875	167,17	1,08
220	1,3969	162,06	1,08
221	1,4016	163,52	1,08
222	1,4078	155,49	1,08
223	1,4156	159,14	1,08
224	1,4188	154,76	1,08
225	1,4234	159,14	1,08
226	1,4335	169,36	1,08
227	1,4500	164,98	1,08
228	1,4563	162,79	1,08
229	1,4688	166,14	1,08
230	1,4844	164,98	1,08



## Продовження табл. Г.1

231	1,4906	159,14	1,08
232	1,4969	147,46	1,08
233	1,5094	159,14	1,08
234	1,5219	162,06	1,08
235	1,5250	158,68	1,08
236	1,5359	162,79	1,08
237	1,5375	150,38	1,08
238	1,5375	146,00	1,08
239	1,5484	163,52	1,08
240	1,5549	159,87	1,08
241	1,5625	165,71	1,08
242	1,5688	159,14	1,08
243	1,5719	157,68	1,08
244	1,5813	159,14	1,08
245	1,5906	163,52	1,08
246	1,5969	163,52	1,08
247	1,6016	154,76	1,08
248	1,6063	151,84	1,08
249	1,6094	153,30	1,08
250	1,6219	159,14	1,08
251	1,6313	156,22	1,08
252	1,6609	157,68	1,08
253	1,6609	156,95	1,08
254	1,6719	160,60	1,08
255	1,6813	159,14	1,08
256	1,7000	159,14	1,08
257	1,7250	154,76	1,08
258	1,7469	152,57	1,08
259	1,7469	65,70	1,08
260	1,7484	64,24	1,08
261	1,7531	59,86	1,08
262	1,7531	62,78	1,08
263	1,7594	62,78	1,08
264	1,7656	60,59	1,08
265	1,7750	62,05	1,08
266	1,7859	64,24	1,08
267	1,7938	65,70	1,08
268	1,8000	64,97	1,08
269	1,8031	64,24	1,08
270	1,8063	62,78	1,08
271	1,8156	61,32	1,08
272	1,8203	59,86	1,08
273	1,8281	56,21	1,08
274	1,8406	62,78	1,08
275	1,8434	63,51	1,08
276	1,8516	64,97	1,08
277	1,8609	64,24	1,08

## Продовження табл. Г.1

278	1,8686	58,40	1,08
279	1,8719	56,21	1,08
280	1,8750	62,78	1,08
281	1,8859	62,78	1,08
282	1,8906	62,05	1,08
283	1,9000	63,51	1,08
284	1,9063	66,43	1,08
285	1,9125	62,78	1,08
286	1,9141	60,59	1,08
287	1,9172	59,86	1,08
288	1,9234	61,32	1,08
289	1,9313	62,05	1,08
290	1,9359	62,05	1,08
291	1,9359	56,94	1,08
292	1,9406	55,48	1,08
293	1,9422	56,94	1,08
294	1,9453	56,94	1,08
295	1,9500	59,86	1,08
296	1,9563	61,32	1,08
297	1,9625	60,59	1,08
298	1,9641	58,40	1,08
299	1,9734	58,40	1,08
300	1,9813	55,48	1,08
301	1,9813	57,67	1,08
302	1,9844	60,59	1,08
303	1,9859	56,21	1,08
304	1,9875	56,21	1,08
305	1,9936	59,13	1,08
306	2,0063	56,94	1,08
307	2,0125	58,40	1,08
308	2,0172	59,13	1,08
309	2,0219	56,94	1,08
310	2,0234	52,56	1,08
311	2,0313	56,21	1,08
312	2,0344	55,48	1,08
313	2,0357	54,75	1,08
314	2,0406	50,37	1,08
315	2,0406	49,64	1,08
316	2,0438	52,86	1,08
317	2,0469	61,32	1,08
318	2,0547	60,59	1,08
319	2,0625	60,59	1,08
320	2,0688	59,86	1,08
321	2,0750	62,78	1,08
322	2,0781	57,87	1,08
323	2,0789	54,02	1,08
324	2,0875	56,21	1,08

## Продовження табл. Г.1

325	2,0906	55,48	1,08
326	2,0938	62,78	1,08
327	2,0969	55,48	1,08
328	2,0984	58,40	1,08
329	2,1031	61,32	1,08
330	2,1047	55,48	1,08
331	2,1063	56,21	1,08
332	2,1094	57,67	1,08
333	2,1156	58,40	1,08
334	2,1203	56,94	1,08
335	2,1350	58,40	1,08

Таким чином, у результаті проведеного експериментального дослідження глибина свердловини збільшилась на 2,14 м. Загальна тривалість експерименту склала – 1,4 год.

Дата проведення експерименту – 23.01.2015р.

Від ІФНТУНГ

Асистент кафедри КСМ

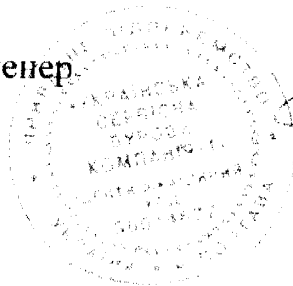
Гуменюк Т. В.

Завідувач кафедри КСМ,  
д. т. н. професор

Горбійчук М. І.

Від ПП "Українська сервісна  
бурова компанія-1"


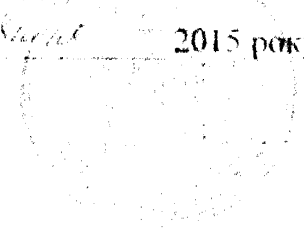
Головний інженер



Бойчук В. М.

## ЗАТВЕРДЖУЮ:

Директор ТОВ СКБ ЗА

 В. С. Вошинський 2015 року.


## АКТ

передачі прийому програмного модуля  
«ОПТИМІЗАЦІЯ»

Ми, що нижче підписалися, директор, к.т.н. ТОВ «Івано-Франківське бюро СКБ ЗА» Вошинський В. С., з однієї сторони та д.т.н., професор, завідувач кафедри систем і мереж ІФНТУНГ Горбійчук М. І., аспірант кафедри Гуменюк Т. В. з другої сторони склали цей акт у тому, що ТОВ СКБ ЗА прийняло до впровадження програмний модуль «ОПТИМІЗАЦІЯ», який є складовою частиною дисертаційної роботи «Комп'ютерна система ідентифікації станів бурової установки» асистента Гуменюком Т. В. Програмний модуль буде інтегрований у систему контролю процесом буріння.


Від ТОВ СКБ ЗА

Директор, к.т.н.

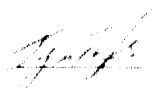
 В. С. Вошинський

Від ІФНТУНГ

Д.т.н. професор


 М. І. Горбійчук

асистент

 Т. В. Гуменюк

**ЗАТВЕРДЖУЮ:**

Проректор з науково-педагогічної  
роботи Івано-Франківського  
національного технічного  
університету нафти і газу,  
д-р техн. наук, проф.


  
О. М. Мандрюк  
« 30 » 10 2015 р.

**АКТ**

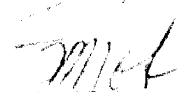
Про впровадження матеріалів дисертації асистента кафедри комп'ютерних систем  
і мереж Гуменюка Т.В. у навчальний процес  
«КОМП'ЮТЕРНА СИСТЕМА ІДЕНТИФІКАЦІЇ СТАНІВ БУРОВОЇ УСТАНОВКИ»

Ми, що нижче підписалися, директор інституту інформаційних технологій ІФНТУНГ, к.т.н. доц. Чигур І. І., завідувач кафедри комп'ютерних систем і мереж ІФНТУНГ д.т.н., професор Горбійчук М. І. та асистент кафедри Гуменюк Т. В., склали цей акт у тому, що матеріали дисертації «Комп'ютерна система ідентифікації станів бурової установки» Гуменюка Т. В. впроваджені у навчальний процес при вивченні дисциплін «Алгоритми та методи обчислень» (Ідентифікація складних систем на засадах генетичних алгоритмів, модуль М1, змістовний модуль ЗМ1, навчальний елемент ПЕ5 «Методи наближення функцій. Метод найменших квадратів. Алгоритми ідентифікації.») і «Спеціалізовані комп'ютерні системи і мережі» (Комп'ютерна система ідентифікації станів бурової установки, модуль М1, змістовний модуль ЗМ1, навчальний елемент ПЕ1.3 «Проектування СКС. Спеціалізовані комп'ютерні системи для нафтогазових об'єктів.») для студентів напрямку підготовки 6.050102 - комп'ютерна інженерія.

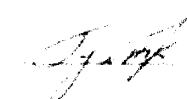
Директор інституту інформаційних технологій,  
канд. техн. наук, доц.

  
І. І. Чигур

Завідувач кафедри комп'ютерних систем і мереж,  
д-р техн. наук, проф.

  
М. І. Горбійчук

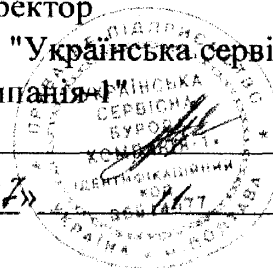
Асистент

  
Т. В. Гуменюк

**ЗАТВЕРДЖУЮ:**

Директор  
 ПП "Українська сервісна бурова  
 компанія-1"

Мазнев. В.О.  
 « 27 » 20 15р.

**АКТ**

передачі – прийому програмного модуля  
 «ОПТИМІЗАЦІЯ»

Ми, що нижче підписалися, головний інженер ПП "Українська сервісна бурова компанія-1" Бойчук В. М., з однієї сторони та д.т.н., професор, завідувач кафедри систем і мереж ІФНТУНГ Горбійчук М.І., асистент кафедри Гуменюк Т. В, з другої сторони склали цей акт у тому, що ПП "Українська сервісна бурова компанія-1" прийняло до впровадження програмний модуль «ОПТИМІЗАЦІЯ», який є складовою частиною дисертаційної роботи «Оптимальне керування процесом поглиблення нафтогазових свердловин в умовах невизначеності» асистента Гуменюком Т. В. Програмний модуль буде інтегрований у систему контролю процесом буріння.

Від ПП "Українська сервісна  
 бурова компанія-1"

Головний інженер

Бойчук В. М.

Від ІФНТУНГ

Д.т.н., професор

М. І. Горбійчук

асистент

Т. В. Гуменюк

