

*Івано-Франківський національний технічний університет
нафти і газу*

На правах рукопису

Кропивницька Віталія Богданівна

УДК 681.513.5:622.24

**ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ ПРОЦЕСОМ БУРІННЯ
НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН З ДИСКРЕТНО-
НЕПЕРЕРВНОЮ ЗМІНОЮ КЕРУВАЛЬНИХ ДІЙ**

05.13.07 – автоматизація технологічних процесів

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Науковий керівник

доктор технічних наук, професор

Горбійчук Михайло Іванович

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
1 АНАЛІЗ СТАНУ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ ПРОЦЕСОМ БУРІННЯ	
НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН.....	10
1.1. Характеристика процесу буріння як об'єкта керування.....	10
1.2. Аналіз робіт в області моделювання та ідентифікації процесу буріння.....	18
1.3. Аналіз сучасного стану оптимального керування процесом буріння нафтових і газових свердловин.....	28
1.4. Вибір і обґрунтування напрямку досліджень.....	39
2 УЗАГАЛЬНЕНА МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ПРОЦЕСУ БУРІННЯ	
ТА ІДЕНТИФІКАЦІЯ ЇЇ ПАРАМЕТРІВ.....	41
2.1. Узагальнена математична модель процесу буріння.....	41
2.2. Ідентифікація параметрів узагальненої математичної моделі.....	48
2.3. Розробка алгоритмів ідентифікації параметрів узагальненої математичної моделі	57
2.3.1 Перевірка моделі на адекватність.....	69
2.4. Розробка програмного забезпечення задачі ідентифікації параметрів математичної моделі	75
Висновки з розділу 2	79
3 ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ ПРОЦЕСОМ БУРІННЯ	
НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН З ДИСКРЕТНО-	
НЕПЕРЕРВНОЮ ЗМІНОЮ КЕРУВАЛЬНИХ ДІЙ.....	80
3.1. Постановка задачі оптимального керування процесом буріння свердловин з дискретно-неперервною зміною керувальних дій.....	80
3.2. Алгоритм оптимального керування процесом буріння свердловин	83
3.2.1. Прогнозування тривалості спуско-підймальних операцій.....	90
3.2.2. Програмна реалізація алгоритму оптимального керування процесом буріння.....	97

3.3. Оптимальне керування процесом буріння свердловини з дискретно-неперервною зміною керувальних дій.....	101
3.4. Порівняльний аналіз методів оптимального керування.....	108
Висновки з розділу 3.....	111
4 КОМП'ЮТЕРНА СИСТЕМА КЕРУВАННЯ ПРОЦЕСОМ БУРІННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН.....	113
4.1. Структура системи керування процесом буріння свердловин.....	113
4.2. Апаратне та технічне забезпечення автоматизованої системи керування процесом буріння.....	116
4.3. Програмне забезпечення автоматизованої системи керування процесом буріння.....	120
4.3.1. Опис програмного пакета “Комплекс СКУБ-М2”.....	120
4.3.2. Опис структури бази даних.....	121
4.3.3. Створення оптимізаційного модуля	125
4.3.4. Алгоритм роботи оптимізаційного модуля	138
Висновки з розділу 4.....	144
ВИСНОВКИ ДО РОБОТИ	145
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	148
ДОДАТКИ.....	163

ВСТУП

Актуальність роботи. Бурові установки як об'єкти нафтогазової промисловості є найважливішими технічними системами, які визначають економічний потенціал паливно-енергетичного комплексу будь-якої держави [69]. В 2006 році видобуток нафти в Україні склав 13 тис. м³/день, а газу - 20,5 тис. м³/день. На 2007 рік прогнозується підвищення видобутку нафти та газу на 2-3%, що пов'язано із спорудженням нових нафтових і газових свердловин [92]. Оскільки вартість метра проходки свердловини складає близько 3000 грн., то актуальним є питання зменшення собівартості метра проходки.

Покращити техніко-економічні показники процесу буріння можна вдосконалюючи як технологію, так і методи керування процесом буріння [82, 84]. Особливої уваги заслуговує оптимальне керування процесом буріння свердловини в умовах апріорної невизначеності, яке забезпечує високі техніко-економічні показники та раціональне відпрацювання доліт як за озброєнням, так і за опорою.

У дослідженнях ряду авторів (Н. В. Габашвілі, Р. Х. Гафіятуллін, М. І. Горбійчук, М. П. Гулізаде, Л. М. Заміховський, Г. М. Зельманович, Т. А. Кірія, Н. Д. Лук'янов, М. А. Мислюк, Г. Н. Семенцов, Н. Б. Ситніков, М. А. Фінгеріт та ін.) були розроблені методи керування процесом буріння на основі детерміновано-статистичних моделей, які дають можливість обчислити такі режимні параметри і такий час буріння, щоб вибраний критерій оптимальності набував екстремального значення.

Проте розроблені методи керування процесом буріння нафтових і газових свердловин мають ряд недоліків. Серед них технічна реалізація оптимальних алгоритмів, які передбачають плавну зміну керувальних дій процесу буріння, що в окремих випадках призводить до труднощів та, навіть, до неможливості їх практичного застосування. При керувальних діях, які мають постійний характер, не досягаються потенціальні можливості долота. У

зв'язку з цим актуальною стає задача оптимального керування процесом буріння нафтових і газових свердловин з дискретно-неперервною зміною керувальних дій, при якому кінцеві результати керування є близькими до результатів, одержаних при застосуванні оптимальних критеріїв і при цьому відкриваються можливості технічної реалізації оптимальних алгоритмів.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.

Вибраний напрямок досліджень є складовою частиною тематичного плану Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (ІФНТУНГ). Дисертаційна робота виконана у відповідності з основним науковим напрямком діяльності кафедри комп'ютерних систем та мереж ІФНТУНГ. Тематика роботи є частиною планових державних науково-дослідних програм із розвитку нафтогазового комплексу України та базується на результатах держбюджетних робіт: "Науково-методологічні основи діагностування та управління у нафтогазовій промисловості для оптимізації витрат енергоресурсів" (№ ДР 0107U001560); "Синтез комп'ютерних систем і мереж для об'єктів нафтогазового комплексу" (затв. Науковою радою ІФНТУНГ 26.09.2005р., пр. №5/31)

Автор був безпосереднім виконавцем розділів робіт із розроблення методів і засобів автоматизованого контролю процесом буріння нафтових і газових свердловин.

Мета і задачі досліджень. Метою даної роботи є розробка методів і алгоритмів оптимального керування процесом буріння нафтових і газових свердловин з дискретно-неперервною зміною керувальних дій.

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

- формалізація процесу буріння і розробка на цій основі узагальненої математичної моделі процесу буріння свердловин;
- розробка методів і алгоритмів ідентифікації параметрів узагальненої математичної моделі, які враховують зміну умов буріння;

- дослідження впливу параметрів ідентифікації на точність математичної моделі;
- розробка методу оптимального керування процесом буріння нафтових і газових свердловин з дискретно-неперервною зміною керувальних дій;
- синтез алгоритмів та програмного забезпечення на основі розробленого методу;
- розробка методу та алгоритму прогнозування тривалості спуско-підіймальних операцій на базі штучних нейромереж та його порівняльний аналіз з іншими методами;
- розробка методу побудови системи оптимального керування процесом буріння нафтових і газових свердловин з дискретно-неперервною зміною керувальних дій та розробка інтерфейсу оператора системи.

Об'єктом дослідження є технологічний процес буріння нафтових і газових свердловин роторним способом.

Предметом дослідження є автоматизовані системи керування процесом буріння нафтових і газових свердловин на основі методу та алгоритму визначення оптимальних неперервно-дискретних керувальних дій.

Методи дослідження. В основу виконаних досліджень покладено методи ідентифікації (для розробки узагальненої математичної моделі об'єкта автоматизації), повного факторного експерименту (для визначення параметрів математичної моделі), методи математичної статистики (для перевірки отриманих моделей на адекватність), теорії систем оптимального керування (для розв'язку задачі оптимального керування).

Наукова новизна отриманих результатів визначається наступним:

вперше:

- запропоновано метод оптимального керування процесом буріння нафтових і газових свердловин з дискретно-неперервною зміною керувальних дій, який дозволяє апроксимувати керувальні дії як функції часу простішими залежностями і створити передумови для побудови ефективних систем оптимального керування;

- розроблено метод побудови системи оптимального керування з дискретно-неперервною зміною керувальних дій на основі формалізації процесу буріння свердловини, ідентифікації параметрів узагальненої моделі, що спрощує процес технічної реалізації керувальних дій у режимі реального часу;

удосконалено

- стратегію ідентифікації параметрів математичної моделі, в основі якої, – на відміну від існуючих, які базуються на використанні нелінійних методів найменших квадратів, – лежить дослідження впливу параметрів ідентифікації на точність математичної моделі, що дало можливість для сімейства моделей, які враховують геологічні та техніко-технологічні умови буріння, отримати ефективні алгоритми визначення їх параметрів;

дістало подальший розвиток

- математичне моделювання процесу буріння свердловини, що дало можливість створити його узагальнену математичну модель, яка на відміну від існуючих, що базуються на детерміновано-статистичних методах і враховують лише певний закон зміни механічної швидкості буріння, відображає причинно-наслідкові зв'язки між керувальними впливами і змінними стану об'єкта та є придатною для різних умов буріння, що дає можливість ефективно розв'язувати задачі ідентифікації параметрів моделі та оптимального керування за єдиними алгоритмами.

Практичне значення отриманих результатів полягає в наступному:

- розроблені та досліджені алгоритми і програмне забезпечення для розв'язку задачі оптимального керування процесом буріння нафтових і газових свердловин з дискретно-неперервною зміною керувальних дій;

- розроблені та досліджені алгоритми прогнозування часу спуско-підймальних операцій на базі квадратичних формул та штучних нейромереж;

- запропоновані алгоритми і програми, адаптовані для промислового використання в системі контролю і керування процесом буріння СКУБ-М2 (Акт від 23.05.2007р.) ;

- окремі розділи дисертаційної роботи використані у навчальному процесі при вивченні дисципліни "Спеціалізовані комп'ютерні системи" (Акт від 17.07.2007р.) студентами спеціальності 6.091500 – комп'ютерні системи та мережі.

Особистий внесок здобувача. Всі наукові результати та положення дисертаційної роботи, які виносяться на захист, одержані автором особисто. У роботах, написаних у співавторстві, здобувачу належить: у роботі [43] – аналітичний розв'язок задачі оптимального керування процесом буріння нафтових і газових свердловин з дискретно-неперервною зміною керувальних дій; [39] – створення узагальненої математичної моделі процесом буріння нафтових і газових свердловин; [36] – визначення коефіцієнту чутливості для різних типів математичної моделі; [40] – розробка програмного забезпечення для розв'язку задачі оптимального керування; [42] – здійснено аналіз існуючих математичних моделей для визначення часу спуско-підіймальних операцій; [38] – обґрунтовано вибір критерію оптимальності при розробці алгоритмів оптимального керування; [41] – обґрунтування вибору методу оптимального керування процесом буріння свердловини; [37] – аналітичне дослідження зміни коефіцієнту чутливості для різних числових методів; [74] – проведення ідентифікації параметрів узагальненої математичної моделі методом ортогоналізації; [35] – проведення порівняльного аналізу методів оптимального керування.

Апробація результатів дисертації. Основні результати роботи доповідались і одержали позитивну оцінку на: VII міжнародній конференції "КУСС-2003" (Вінниця, 2003) [38]; 11 міжнародній конференції по автоматичному управлінню "Автоматика-2004" (Київ, 2004) [41]; 13 міжнародній конференції по автоматичному управлінню "Автоматика-2006" (Вінниця, 2006) [35]; міжнародній науково-практичній конференції "Інтелектуальні системи прийняття рішень та інформаційні технології" (Чернівці, 2004) [73]; 1 міжнародній науковій конференції "Теорія та методи обробки сигналів" (Київ, 2005) [74]; VII міжнародній науково-практичній

конференції “Наука і освіта” (Дніпропетровськ, 2004) [70]; Всеукраїнській науковій конференції “Сучасні проблеми прикладної математики та інформатики” (Львів, 2004) [37].

Публікації. Основні результати дисертації викладені в 13 публікаціях, у тому числі в 6 наукових працях у виданнях, що входять до переліків ВАК України (1 одноосібна) та 7 тезах Міжнародних, Всеукраїнських науково-технічних конференціях (2 одноосібні).

Структура і обсяг дисертації. Дисертація складається з вступу, чотирьох розділів, висновків і додатків. Обсяг дисертації – 142 сторінки. Дисертація містить 26 рисунків, 20 таблиць і 158 посилань на літературні джерела.

РОЗДІЛ 1

АНАЛІЗ СТАНУ ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ ПРОЦЕСОМ БУРІННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

1.1. Характеристика процесу буріння як об'єкта керування

Буріння свердловин є найважливішим технічним засобом пошуку і розвідування родовищ корисних копалин, без нього не обходиться ні одна стадія геологорозвідувальних та видобувних робіт. Головним завданням вдосконалення технології буріння є забезпечення будівництва свердловин у найкоротший термін з найменшими витратами.

Галузь глибокого буріння є складною системою для керування. Вона включає велику кількість природних, соціальних, суб'єктивних факторів, які впливають на процес і керування ним [100].

Будівництво свердловин складається з кількох технологічних процесів [23]:

- а) спорудження наземних споруд;
- б) механічне буріння стовбура свердловини, яке можна розділити на два процеси – руйнування породи за допомогою бурового інструменту і промивку свердловини буровим розчином, який транспортує вибурену породу до гирла. Ці два процеси суміщені в часі і протікають паралельно;
- в) роз'єднання пластів, яке включає два послідовні види робіт – спуск обсадної колони і цементування (тампонування) позатрубного простору.
- г) освоєння (закінчення) свердловини. Метою цього етапу є створення притоку нафти чи газу із пласта в споруджену свердловину.

Витрати на механічне буріння свердловини за оцінками авторів роботи [23] складають 75-80 % від загальної вартості спорудження свердловини.

У даній роботі розглянемо актуальну проблему керування технологічним процесом механічного буріння нафтових і газових свердловин.

Як і будь-який любий технологічний процес – процес буріння є керованим і число керувальних параметрів при цьому залежить від способу буріння [6], що дозволяє стверджувати про його багатомірність. Процес буріння

характеризується відповідними вхідними і вихідними параметрами та збуджуючими впливами, що діють на нього. До вхідних параметрів процесу буріння слід віднести:

- 1) осьове навантаження $F(t)$ на долото;
- 2) швидкість обертання долота $n_d(t)$;
- 3) об'ємна витрата $Q(t)$ агента, що подається в свердловину, і його якість (густина, умовна в'язкість, вміст твердої фази, показники лужних властивостей та ін.);
- 4) час роботи t_6 породоруйнівного інструменту на вибої;
- 5) змінні C , які не залежать від режиму буріння. Це так звані елементи технічного управління на стадії проектування свердловини які у подальшому залишаються незмінними до закінчення кожного рейсу долота. До цих параметрів відносяться: тип долота, глибина свердловини на початок чергового рейсу, тип колони бурильних труб, тип бурової установки та ін.

Отже, з перерахованих параметрів керувальними є $F(t)$, $n_d(t)$, t_6 . Об'ємну витрату $Q(t)$ промивного агента можна віднести до частково керованого. На практиці, як правило, цей параметр установлюється дискретно і достатньою вважається така витрата $Q(t)$, збільшення якої не призводить до росту швидкості буріння, а зменшення тягне за собою її зниження [60, 143].

Окрему групу параметрів утворюють збуджуючі впливи $f(t)$, до них відносяться: фізико-механічні властивості порід (контактна міцність, абразивність, пластичність та ін.), пружні сили, які діють на колону, повздожні та поперечні коливання колони, сила тертя і т.д. [49, 51]

До вихідних координат, які залежать від вхідних впливів відносять [64]:

- 1) швидкість механічного буріння $v(t)$;
- 2) величина проходки $h_i(t)$ на долото в даному рейсі;
- 3) зношення озброєння $\mu(t)$ і опор $g(t)$ долота;
- 4) показник часової швидкості зносу інструмента k , який характеризує падіння механічної швидкості буріння інструментом, що затуплюється.

Отже параметрами, які можна цілеспрямовано змінювати з метою досягнення оптимальних показників в кожному із рейсів є тільки $F(t)$, $n_d(t)$ [111].

Крім того, керувальні дії повинні задовільняти деяким додатковим умовам. Вони повинні переводити об'єкт керування з початкового стану (нульова проходка, нове долото) в кінцевий стан (проходка за рейс, відпрацьоване долото) та бути взаємно незалежними.

Розглянемо вимоги взаємної незалежності між керувальними впливами при різних способах буріння.

На сьогоднішній день існує три способи обертового буріння [5, 10]: турбінне, роторне і з застосуванням електробурів. Сучасні бурові установки дозволяють у широкому діапазоні змінювати осьове навантаження на долото і тому воно вважається основною керувальною дією. Для зміни швидкості обертання долота в даний час існують більш обмежені можливості. При роторному бурінні вона змінюється ступінчато, а при турбінному є функцією осьового навантаження і витрати бурового розчину. При бурінні електробурами застосовують частотне регулювання, яке дозволяє змінювати частоту обертання долота в широкому діапазоні [142].

Спосіб буріння вибирають з врахуванням геолого-технічних умов свердловини, а також забезпечення досягнень проектних глибин з високими техніко-економічними і якісними показниками на основі аналізу статистичного матеріалу [154].

При роторному бурінні долото обертається разом з колоною бурильних труб, яка приводиться в обертовий рух окремим приводом. При такому способі буріння режимні параметри $F(t)$, $n_d(t)$, $Q(t)$ не залежать один від одного, проте вони обмежені технічними можливостями бурової установки і особливостями технологічного процесу [129].

Особливе значення отримав роторний спосіб при бурінні глибоких свердловин у зв'язку з відносно великою проходкою на долото при бурінні на великій глибині, що знизило кількість спуско-підймальних операцій

інструменту. Крім того, при роторному бурінні долото весь час знаходиться в русі, що попереджує можливість його прихоплення [61].

З точки зору незалежності керувальних впливів F і n_δ для електродвигуна приводу ротора бажано мати жорстку механічну характеристику [111]. Проте з іншої сторони, процес буріння супроводжується неперервною зміною моменту на долоті. Коливання моменту опору на долоті передаються колоною бурильних труб привідному двигуну ротора у вигляді пружних хвиль кручення, повздовжніх коливань і інших збурень, які поширюються в сталевих трубах зі швидкістю до 3 км/с [86, 87]. З точки зору обмеження напруг в трубах і захисту їх від поломок перевагу слід надавати м'яким механічним характеристикам [13].

Жорсткі механічні характеристики властиві асинхронним двигунам, а м'які – двигунам постійного струму і електромагнітним муфтам [13].

Бурові установки для буріння свердловин глибиною до 7 км, як правило, комплектуються приводом ротора з асинхронним двигуном, а при бурінні свердловин глибиною 7-10 км для індивідуального приводу ротора застосовують двигуни постійного струму [23].

Отже, для приводів ротора з жорсткими механічними характеристиками практично досягається взаємна незалежність керувальних дій (F , n_δ і Q), а при бурінні свердловин з м'якою механічною характеристикою збільшення моменту неминує викличе зменшення швидкості обертання долота. Тому зміна моменту може бути зумовлена як збільшенням навантаження на долото, так і зміною умов буріння – взаємодією долота з вибоєм свердловини чи зміною сил тертя між колоною бурильних труб і стінкою свердловини (промивальною рідиною) [44].

Граничні значення керувальних впливів обмежені технічними можливостями бурової установки і особливостями технологічного процесу.

Наприклад, граничні значення осьового навантаження на долото F і швидкості його обертання n_δ повинні бути такими, щоб виконувалось співвідношення [141]:

$$a_1 n_\delta + a_2 n_\delta^2 + A_2 H n_\delta^{1.7} + A_3 F n_\delta \leq n_p,$$

де a_1, a_2, A_2, A_3 – постійні коефіцієнти, значення яких визначається типом приводу ротора;

H – глибина свердловини.

З останнього виразу випливає, що зі збільшенням глибини свердловини (при незмінній потужності приводу N_{np}) граничні значення величин F і n_d зменшуються. Ця закономірність роторного буріння є одним із його негативних властивостей і пояснюється тим, що зі збільшенням глибини свердловини значна частина потужності приводу ротора тратиться на переборювання опору обертання колони бурильних труб і відповідно зменшується потужність, яка витрачається на процес руйнування породи [44].

Цього недоліку не має турбінне буріння, оскільки джерелом енергії, яка живить турбіну приводу долота, є потік стисненої рідини, а колона бурильних труб залишається нерухомою. Тому долоту передається більше потужності, ніж при роторному бурінні, що викликає інтенсивніше руйнування гірської породи, а це призводить до збільшення механічної швидкості буріння [55]. Турбінний спосіб буріння особливо ефективний там, де для промивки свердловин використовується вода або необважені промивальні рідини. Але турбінний спосіб буріння не можна застосовувати при продувці повітрям, а також при використанні бурових розчинів підвищеної густини – 2 г/см^3 і більше [154].

При турбінному бурінні з режимних параметрів можна змінювати тільки витрату бурового розчину Q та осьове навантаження на долото F . Швидкість обертання n_d та момент обертання автоматично змінюються при збільшенні або зменшенні витрати бурового розчину і осьового навантаження на долото [10]. Але навіть при $F = const$ і $Q = const$ швидкість обертання долота є змінною величиною, закон зміни якої носить випадковий характер внаслідок зміни фізико-механічних властивостей гірських порід і наявності тертя в системі “колона бурильних труб – турбобур – долото” [44]. Величина витрати промивальної рідини обмежена, з однієї сторони, бажанням донести до вибою

максимальну гідравлічну потужність, а з іншої, продуктивністю насосів, що установлені на буровій [44].

Отже, при турбінному бурінні керувальними діями є осьове навантаження на долото і витрата промивальної рідини. Швидкість обертання долота перебуває в функціональній залежності від цих величин, яка має на практиці імовірнісний характер [19, 55].

При бурінні електробурами з застосуванням об'ємних вибійних двигунів, робоча характеристика яких у порівнянні з турбобурами більш жорстка, частота обертання долота практично не залежить від осьового навантаження і є постійною протягом одного довбання [20, 89]. Осьове навантаження на долото протягом рейсу знижується по мірі зносу опор шарошкових доліт у результаті збільшення потужності на долоті. З глибиною свердловини осьове навантаження зменшують, так як з ростом температур бурового розчину необхідно зменшувати величину струму в статорі [44, 142]. Сучасний серійний двигун електробура є асинхронною машиною напругою до 2500 В [13, 142]. Потужність двигуна електробура зумовлює співвідношення між допустимими значеннями F і n_d [141]

$$B_1^{(e)} F n_d + B_2^{(e)} n_d^2 + B_3^{(e)} n_d \leq N_{el}, \quad (1.1)$$

де $B_1^{(e)}$, $B_2^{(e)}$, $B_3^{(e)}$ – коефіцієнти, які залежать від параметрів свердловини, долота і механічних властивостей порід, що розбурюються;

N_{el} – потужність електробура.

При електробурінні колона бурильних труб залишається нерухомою, тому відсутні втрати потужності на їх обертання і як видно з формули (1.1) на керувальні дії не впливає глибина свердловини.

Таким чином, електробуріння, з точки зору керування процесом буріння, подібне роторному, зберігаючи в той же час всі переваги турбінного буріння [44]. Особливо перспективним є електробуріння з керованим частотним приводом [99]. Основним недоліком електробуріння є висока аварійність

струмопідводу і значні гідравлічні втрати [99] в трубах, які створюються шланговим кабелем, і ці втрати зростають з глибиною свердловини.

Характерною особливістю бурового процесу є те, що на теперішній час відсутні серійні прилади для вимірювання режимних параметрів безпосередньо на вибої свердловини (що значною мірою і зумовлює унікальність процесу проходки свердловин) [44]. Це призводить до необхідності використовувати природні канали зв'язку (колона бурильних труб, стовп промивальної рідини) і оцінювати режимні параметри за показами наземних приладів.

Дослідження, проведені авторами робіт [16, 18, 99], засвідчили, що природні канали зв'язку породжують адитивні шуми, які в загальному випадку є нестационарними.

До показників, які характеризують стан керованого об'єкта, належать проходка на долото $h(t)$ і стан озброєння долота та опор шарошок [116].

Прямого вимірюванню (спостереженню) доступна лише проходка на долото. Про стан озброєння долота і опор шарошок можна судити лише опосередковано за механічною швидкістю буріння та моментом на долоті [44].

Ефективність процесу буріння оцінюють за механічною швидкістю буріння, часом буріння t_{δ} та проходкою на долото $h(t_{\delta})$ [63].

$$v_M(t) = \frac{dh(t)}{dt} \quad (1.2)$$

Вартість метра проходки свердловини та рейсова швидкість буріння утворюють групу техніко-економічних показників процесу буріння свердловин [63].

$$q = \frac{C_{\delta}(t_{\delta} + t_{СП}) + d}{h(t_{\delta})}, \quad (1.3)$$

де C_{δ} – вартість години роботи бурової установки;

$t_{СП}$ – час на спуско-підймальні операції;

d – вартість долота,

$$v_P = \frac{h(t_{\delta})}{t_{\delta} + t_{СП}}. \quad (1.4)$$

Проходка на долото оцінюється за переміщенням верхнього кінця колони бурильних труб. Тобто, бурильна колона є каналом, по якому поступає інформація від вибою свердловини на світлову поверхню. Внаслідок дії на колону таких факторів [12] як осьова сила розтягу під дією власної ваги колони бурильних труб, осьова сила стиску нижньої частини колони бурильних труб при створенні навантаження на долото, підймальна сила промивальної рідини, дія на колону температури свердловини, навантаження від дії відцентрових сил при обертанні колони, навантаження розтягу при прокачуванні промивальної рідини, сили від дії тертя колони в свердловині, сили згину в нахилених свердловинах та динамічні сили, що зумовлені інерційністю колони, дійсне переміщення долота $h(t)$ на вибої свердловини вимірюють з певною похибкою, яку можна трактувати як адитивний шум $e_h(t)$ [44]

$$\tilde{h}(t) = h(t) + e_h(t). \quad (1.5)$$

Отже, структурну схему процесу буріння як керованого об'єкта можна відобразити так як це зображено на рис. 1.1.

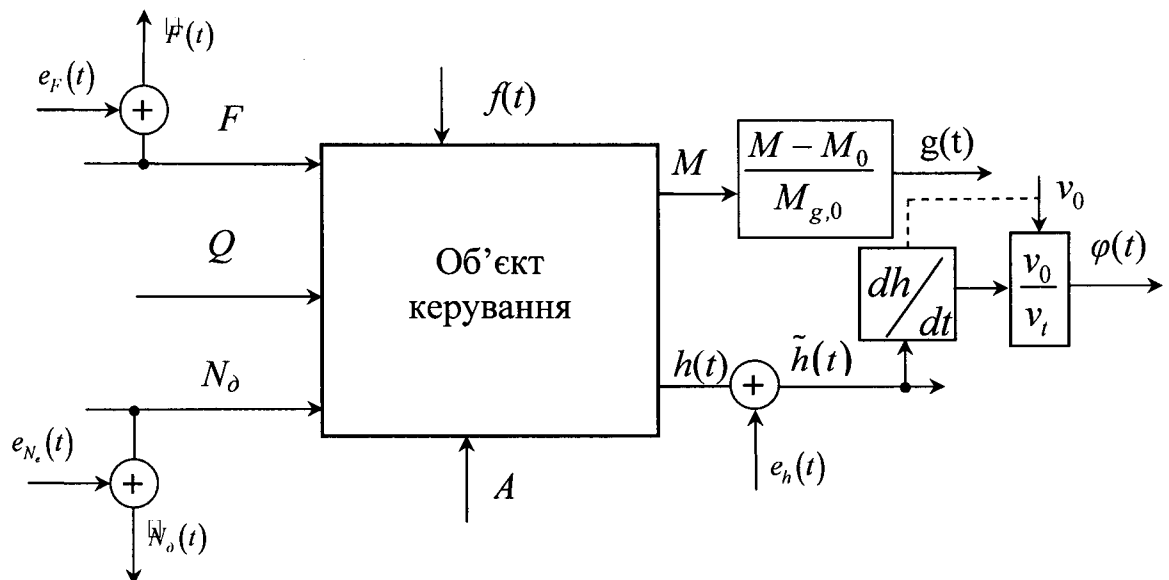


Рис. 1.1. Структурна схема процесу буріння свердловини як керованого об'єкта

Там прийняті такі позначення - $\varphi(t)$ і $g(t)$ оцінки стану озброєння та опор долота; $f(t)$ – вектор, який характеризує взаємодію об'єкта з навколишнім середовищем (вектор збурення). Основна компонента цього вектора – це зміна фізико-механічних властивостей порід, що розбурюються; A – апріорна інформація, яку отримуємо на основі досвіду спеціалістів; M , – крутний момент на долоті; M_0 – крутний момент необхідний для обертання долота в свердловині без прикладеного до нього осьового навантаження; Q , F , N_d – три основні параметри, що можна регулювати відповідно: витрата бурового розчину, осьове навантаження на долото та швидкість обертання долота.

1.2. Аналіз робіт в області моделювання та ідентифікації процесу буріння

У зв'язку з невизначеністю, складним взаємозв'язком показників і параметрів дати строгий математичний опис процесу буріння практично неможливо. Цим, мабуть, пояснюється наявність наближених математичних моделей, запропонованих різними авторами. Не дивлячись на різноманітність та протиріччя цих моделей, в них можна виділити загальну тенденцію до використання найпростіших функцій з невеликою кількістю коефіцієнтів, які необхідно визначити в стендових або промислових умовах [5, 7, 53, 59]. У будь-якій математичній моделі процесу буріння центральними елементами є рівняння механічної швидкості проходки, а також знос озброєння та опор долота.

Математичні моделі процесу буріння можна розділити на аналітичні та емпіричні. Модель, яка базується на описі руху колони і турбобура при турбінному бурінні запропонував Близоруков М.Г. [14]

$$\begin{cases} \frac{dx}{dt} = \frac{hn_d}{2\pi} \\ \frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{J} [M_m - M_c] \end{cases}, \quad (1.7)$$

де x - проходка;

h – заглиблення зуба долота в породу;

J – момент інерції ротора;

M_m – тормозний момент;

M_c – момент опору.

Проте аналітичні моделі [3, 14, 90, 112] є неповними так як вони не враховують величину зношення озброєння та опор долота.

Для установлення оптимальних режимів буріння на практиці застосовують емпіричні моделі.

За Г.Д.Бревдо [20] моделі поділяють на інтегральні, диференціальні та комбіновані.

Інтегральна модель передбачає постійність режимних параметрів протягом рейсу і має вигляд:

$$\begin{aligned} h_\partial &= h(F, n_\partial, Q, \bar{a}), \\ T_\partial &= T(F, n_\partial, Q, \bar{b}), \end{aligned} \quad (1.8)$$

де T_∂ - довговічність долота;

F - осьове навантаження на долото;

n_∂ – кутова швидкість долота;

Q – витрата бурового розчину;

\bar{a} , \bar{b} – вектори параметрів моделі, які характеризують конструктивні

особливості долота та умови його роботи.

Диференціальна модель дозволяє змінювати параметри процесу буріння в часі. Її можна представити у вигляді диференціальних рівнянь.

$$\begin{aligned} \frac{d h}{d t} &= f_1(F, n_\partial, Q, t, a), \\ \frac{d D_{\partial z}}{d t} &= f_2(F, n_\partial, Q, t, b), \\ \frac{d D_{\partial n}}{d t} &= f_3(F, n_\partial, Q, t, c), \end{aligned} \quad (1.9)$$

де dh – миттєвий приріст поточного значення проходки;

t – поточний час;

\bar{c} – вектор параметрів моделі, який характеризує конструктивні особливості долота та умови його роботи;

$D_{\partial z}$, $D_{\partial n}$ - швидкість зміни відповідно озброєння та опор долота;

f_1, f_2, f_3 - функції режимних параметрів.

За допомогою варіаційних методів при конкретних критеріях оптимальності диференціальні моделі дозволяють установлювати і змінювати режим буріння протягом рейсу, тобто визначати

$$\begin{aligned} F &= \varphi_1(t), \\ n_d &= \varphi_2(t), \\ Q &= \varphi_3(t), \end{aligned} \quad (1.10)$$

Комбіновані моделі – сумісне використання диференціальних та інтегральних моделей.

Диференційна модель має ряд переваг перед другими емпіричними моделями, проте вона потребує отримання інформації про стан опор і озброєння долота під час буріння. На даний час існує декілька принципово різних підходи для оцінки зносу долота: перший, запропонований Галлі і Вудсом [30] базується на вимірюванні зменшення висоти зуба в відносних одиницях та на безпосередньому вимірюванні зношення; другий – на використанні непрямих методів, наприклад, на вимірюванні величини поточного значення механічної швидкості, яка зменшується в міру зношення озброєння долота [113, 114, 120, 131]. Не дивлячись на наглядність, простоту та високу точність, перший метод не може використовуватись для оперативної оцінки, бо для визначення зношення необхідно підняти долото з вибою, з метою вимірювання його лінійних параметрів. Другий метод менш точний, проте дозволяє оперативно оцінювати зношення долота за величиною зміни механічної швидкості за конкретний проміжок часу.

Н. Б.Ситніков вважає [131, 132], що математичну модель процесу буріння доцільно представляти тільки двома залежностями: механічною швидкістю буріння як функцією режимних параметрів і функцією зносу. Такий підхід дозволяє значно спростити математичну модель, яку можна подати в загальному вигляді таким чином

$$\begin{aligned} V(F, n_{\partial}, t) &= V_0 \frac{\partial \psi}{\partial t}, \\ h(F, n_{\partial}, t) &= V_0 \psi, \end{aligned} \quad (1.11)$$

де V_0 – поточне значення механічної швидкості буріння як функції режимних параметрів, $V_0 = V(F, t)$;

ψ – функція зносу,

$$\psi(F, n_{\partial}) = kF^{-1}n_{\partial}^{-1}, \quad (1.12)$$

де k – постійний коефіцієнт для даних властивостей породи і долота.

Проте дана математична модель враховує тільки зношення озброєння долота, тому неможливо визначити оптимальний час роботи долота, якщо озброєння довговічніше опори.

Автори [30, 113, 117] пропонують відображати процес буріння фазовими змінними трьохмірного простору станів – поточними значеннями проходки h , зносу озброєння μ і опор g долота. Семенцов Г. Н. та Горбійчук М. І. пропонують розглядати математичну модель заглиблення свердловин у вигляді системи диференціальних рівнянь:

$$\begin{aligned} \frac{dh}{dt} &= \frac{k_1 F \omega^{\beta_1}}{(1 + bF)\varepsilon}, \\ \frac{d\varepsilon}{dt} &= k_2 F^{\alpha_2} n_{\partial}^{\beta_2}, \\ \frac{dg}{dt} &= k_3 F^{\alpha_3} n_{\partial}^{\beta_3}, \end{aligned} \quad (1.13)$$

де $k_1, \beta_1, b, k_2, \beta_2, \alpha_2$ - постійні коефіцієнти для кожної пачки порід, які залежать від механічних властивостей породи і властивостей долота;

k_3, β_3, α_3 - постійні для кожного долота коефіцієнти.

Ряд авторів [25, 67, 97, 141] вважають, що як математичну модель доцільно використовувати наступні залежності

$$\begin{aligned} v &= B\gamma(F)n_{\partial}^{\varepsilon}, \\ k &= A_1 F^{\alpha_1} n_{\partial}^{\beta_1}, \\ i &= \frac{dq}{dt} = A_2 F^{\alpha_2} n_{\partial}^{\beta_2}, \end{aligned} \quad (1.14)$$

де B - коефіцієнт, який враховує буримість породи при заданому типі долота і показниках промивки;

ε - показник, що визначає характер зміни механічної швидкості буріння від зміни швидкості обертання долота n_0 ;

$\gamma(F)$ – залежність, яка характеризує зміну механічної швидкості буріння при зміні осьового навантаження;

k – коефіцієнт інтенсивності падіння швидкості буріння;

i – інтенсивність лінійного зносу різців долота;

$A_1, A_2, a_1, a_2, b_1, b_2$ – емпіричні коефіцієнти і показники, які залежать від властивостей породи, долота, промивного агента.

Математичну модель у вигляді системи диференціальних рівнянь з врахуванням витрати промивного агента пропонують Бражніков В. А. та Фурне А. А. [16]:

а) рівняння механічної швидкості

$$\frac{dh}{dt} = k_0 F^\beta n_0^\alpha Q^\gamma (1 - aQ^\gamma) Z(t), \quad (1.15)$$

де a – коефіцієнт, який залежить від типу долота;

γ – коефіцієнт, який залежить від режимних параметрів буріння і характеру породи;

$Z(t)$ – функція, яка характеризує інтенсивність падіння механічної швидкості;

б) рівняння швидкості зношення зубів

$$\frac{dB_{oz}}{dt} = -aF^\beta n_0^{\alpha_1} Q^{\gamma_1} Z(t), \quad (1.16)$$

де γ_1 – коефіцієнт, який залежить від режимних параметрів буріння і характеру породи;

в) рівняння швидкості зношення опори

$$\frac{dB_{on}}{dt} = -AF^{\beta_2} n_0^{\alpha_2} Q^{\gamma_2}, \quad (1.17)$$

де B_{oz}, B_{on} - швидкість зміни відповідно озброєння та опор долота;

γ_2 – коефіцієнт, який залежить від режимних параметрів породи.

З викладеного вище бачимо, що для опису процесу заглиблення свердловин найбільш придатною є модель у вигляді диференціальних рівнянь, яка включає в себе такі залежності:

- 1) залежність швидкості буріння v від зміни параметрів F і n_δ ;
- 2) залежність, яка характеризує стан озброєння долота;
- 3) залежність, яка характеризує стан опор долота.

Однією з основних залежностей математичної моделі процесу буріння є закономірність зміни механічної швидкості проходки в часі [44, 60, 67]. Механічна швидкість – складна функція параметрів процесу буріння:

$$v = f(F, n_\delta, Q) \quad (1.18)$$

В процесі роботи долото зношується. При бурінні однорідної породи і при постійних режимних параметрах – осьовому навантаженню F і швидкості обертання n_δ – механічна швидкість буріння v , зменшується в часі внаслідок зношення інструменту. Моделі функцій механічної швидкості проходки у різних дослідників різноманітні за структурою. Це пояснюється тим [100, 121], що на механічну швидкість v , впливає велика кількість різних факторів: конструкція і якість долота, фізико-механічні властивості породи, величина осьового навантаження на долото і частота його обертання, кількість і фізико-механічні властивості бурового розчину а також багато інших.

Більшість дослідників [7, 11, 12, 61, 94, 97, 141, 151, 158] прийшли до висновку, що співвідношення, яке визначає механічну швидкість при визначеній оптимальній кількості бурового розчину доцільно апроксимувати функцією

$$v = a F^\delta n^\alpha, \quad (1.19)$$

де a , δ і α – параметричні коефіцієнти.

Всі коефіцієнти мають у різних авторів різні значення. Це пояснюється різними умовами проведення експериментів та методами їх визначення.

В роботі [45] початкова механічна швидкість проходки подана \tilde{v}_0 як функція від режимних параметрів F і n_δ і концентрації C_Π вибуреної породи

$$\tilde{v}_0 = \frac{v_0(F, n_\partial)}{1 + a_\Pi C_\Pi}, \quad (1.20)$$

де $v_0(F, n_\partial)$ – початкова швидкість буріння при повній очистці вибою свердловини;

a_Π – стала величина.

Оскільки $C_\Pi = f(Q)$, то

$$\tilde{v}_0 = \frac{v_0(F, n_\partial)}{1 + a_\Pi f(Q)}. \quad (1.21)$$

Дещо іншу залежність v_0 від режимних параметрів F , n_∂ і Q наведено в роботі [18]

$$v_0 = K_1 F^{\alpha_1} n_\partial^{\beta_1} Q^{\gamma_1} (1 - a_Q Q^{\gamma_1}), \quad (1.22)$$

де $K_1, \alpha_1, \beta_1, \gamma_1, a_Q$ – коефіцієнти моделі.

Рядом авторів [61, 152] були запропоновані функціональні рівняння процесу буріння в безрозмірних одиницях

$$\frac{v_M}{Q^{1/3} n_\partial^{2/3}} = f\left(\frac{\sigma_p F_\partial}{G}, \frac{p_z F_\partial}{G}, \frac{\eta \cdot n_\partial F_\partial}{G}, \frac{F_\varepsilon}{F_\kappa}\right), \quad (1.23)$$

де Q – продуктивність насосів;

σ_p – опір породи руйнуванню;

$F_\partial, F_\varepsilon, F_\kappa$ – відповідно площі опорної поверхні долота, вибою і затрубного простору;

G – витрата бурового розчину;

η – пластична в'язкість бурового розчину;

p_z – гідравлічний тиск на вибій.

Проте функціональні рівняння (1.23) процесу буріння не знайшли практичного застосування [89] через складну структуру і велику кількість коефіцієнтів, які складно ідентифікувати.

Процес руйнування породи долотом – двоякий, так як одночасно з руйнуванням породи зношується долото, тому при сталих значеннях режимних

параметрів F і n_d в однорідних породах, механічна швидкість буріння меншується, а залежності (1.19)-(1.23) не враховують фізичні закономірності зношення озброєння і опор долота за час його роботи.

Виходячи з апріорної інформації вважається [4, 17, 64, 108, 141], що експоненціальний закон найбільш вірно відображає процес зміни механічної швидкості проходки в часі внаслідок зношення озброєння долота і пропонують таку залежність:

$$v = v_0 e^{-kt}, \quad (1.24)$$

де v_0 - початкова механічна швидкість буріння при $t = 0$;

k - коефіцієнт інтенсивності падіння швидкості буріння в часі, який характеризує якість породоруйнівного інструменту і фізико-механічні властивості породи;

t - час чистого буріння.

Спираючись на експериментальні дані, Пешалов Ю.А. [98] робить висновок, що з достатньою точністю зміну механічної швидкості проходки можна виразити через лінійну або експоненціальну залежності

$$\begin{aligned} v_t &= v' - \alpha_n t \\ v_t &= v_0 e^{-\alpha \cdot t} \end{aligned} \quad (1.25)$$

де α_n, α - коефіцієнти зменшення механічної швидкості проходки для прямолінійної та експоненціальної залежностей відповідно.

В роботах [105, 129] автори пропонують описувати результати відробки доліт на родовищах Урало-Поволжжя емпіричним рівнянням:

$$v_m = v_{m0} (1 - at - bt^2), \quad (1.26)$$

де a, b - емпіричні коефіцієнти.

Р. А. Бадалов [7] допускає, що закон зміни v_t при бурінні в однорідних породах з постійними режимними параметрами F , n_d і Q , впливає як розв'язок такого диференціального рівняння:

$$\frac{dv_t}{dt} = -K_v v_t^m, \quad v_{t=0} = v_0, \quad (1.27)$$

де K_v – стала величина.

У роботі [120] показано, що, виходячи із гіпотези про постійну швидкість об'ємного зносу зубів шарошкового долота і коли має місце рівномірний знос зубів долота на опорній площині, залежність (1.29) можна отримати аналітичним шляхом. Експериментальна залежність (1.29) підтверджена авторами цілого ряду робіт [8, 97, 120, 126].

Для нерівномірного спрацювання зубів долота Р. А. Бадалов [7] рекомендує формулу (1.30), а Т. Ф. Іванов [54] для такого випадку наводить таку залежність

$$v_t = \frac{A_m}{(C_m + t)^{1/(\theta_m - 1)}} - k_v t + B_m, \quad (1.31)$$

де A_m , B_m , C_m , θ_m і k_v – сталі величини.

Зробивши аналіз, існуючих залежностей зміни механічної швидкості проходки в часі, можна зробити висновок, що на даний момент не існує єдиної точки зору, щодо вибору її вигляду, проте у всіх випадках на механічну швидкість проходки впливає зміна зношення озброєння долота.

В роботі [100] досліджується коефіцієнт інтенсивності падіння швидкості в часі k . Чим більше падіння швидкості буріння, тим більше значення k , при дуже слабкому падінні швидкості, яке найчастіше спостерігається при використанні якісних штирьових і зубкових доліт, $k \rightarrow 0$. При $F = const$ і $n_\delta = const$ значення k можна визначити по формулі

$$k = \frac{2,3 \cdot \ln \frac{v_0}{v_t}}{t}, \quad (1.32)$$

де v_t - швидкість в момент часу t .

Для врахування зношення озброєння долота з часом і зменшення при цьому v_t в роботі [148] запропоновано ввести коефіцієнт зносу D_1 . У цьому випадку формулу (1.19) можна записати у такому вигляді

$$v_t = aF^\delta n_\delta^a (D_1),$$

при цьому

$$D_1 = \frac{1}{(0,93c_\varepsilon^2 + 6c_\varepsilon + 1)^\varepsilon}, \quad (1.33)$$

де c_ε - степiнь зносу зубiв;

ε - коефiцiєнт, який залежить вiд виду зносу зубiв; при загострених вершинах $\varepsilon = 0,5$, при тупих - $\varepsilon = 1$.

У роботi [113] функцiю $\psi(t)$, яка характеризує степiнь зменшення механiчної швидкостi проходки в часi внаслiдок зносу озброєння долота визначати як

$$\psi(t) = \frac{1}{1 + K_\varepsilon t}, \quad (1.34)$$

де k_ε - швидкiсть вiдносного зносу озброєння долота i характеризує темп падiння механiчної швидкостi проходки, що дозволяє використати його в якостi показника абразивностi породи. Цей показник можна визначити з рiвняння

$$K_\varepsilon = \frac{d\varepsilon}{dt}, \quad (1.35)$$

де ε - оцiнка вiдносного зносу озброєння долота, i визначається [44, 111] як

$$\varepsilon = \frac{v_0}{v}.$$

Для конкретного визначення функцiї зносу при бурiннi долотом, що затупляється, Ситнiков Н. Б. [131] пропонує такi залежностi :

- для експоненцiальної функцiї

$$\psi(F, n_\partial, t) = [1 - e^{-k(F, n_\partial)t}] \cdot k^{-1}(F, n_\partial);$$

- гiперболiчної функцiї

$$\psi(F, n_\partial, t) = \ln(1 + k(F, n_\partial) \cdot t) \cdot k^{-1}(F, n_\partial),$$

де $k(F, n_\partial)$ - невідома функція режимних параметрів.

Зроблений аналіз робіт показує, що швидкість буріння з часом падає, внаслідок зносу долота і різними дослідниками на різних стадіях отримані дуже схожі апроксимуючі залежності $v(t)$ [65].

Необхідно відмітити, що на роботу долота на вибої свердловини впливає динаміка колони бурильних труб [44, 86, 87, 91, 100, 102, 111, 139, 152]. Проте в більшості випадків керування процесом буріння ведеться за термінальними чи інтегральними критеріями, тому динамікою процесу по каналах керування нехтують [147], а сумарну дію динаміки колони бурильних труб враховують через коефіцієнти математичної моделі.

1.3. Аналіз сучасного стану оптимального керування процесом буріння нафтових і газових свердловин

Задача оптимального керування процесом буріння свердловин включає в себе вибір критерію оптимальності та його алгоритмічну і технічну реалізацію. Вона була вперше поставлена в США для застосування при бурінні роторним способом [149].

За шириною охоплення кількості факторів, які впливають на процес поглиблення свердловини, критерії оптимального буріння можна умовно розділити на такі три групи [44, 110, 111]:

- 1– оптимальне будівництво свердловини від початку буріння до досягнення проектної глибини;
- 2– керування процесом буріння протягом одного рейсу;
- 3– оптимальне відпрацювання долота;

Критерії першої групи включають найбільше параметрів процесу. Крім саме поглиблення свердловин тут враховуються такі роботи як спуско-підіймальні операції, заміна робочого інструменту та інші.

Найбільшого виробничого застосування зазнали такі два критерії цієї групи:

- a) мінімізація загальної вартості будівництва свердловини;
- b) мінімізація витрат часу на спорудження свердловини.

Встановлено, що застосування цих двох критеріїв не призводить до суттєвих розбіжностей результатів [33, 100]. Цей висновок можна пояснити тим, що в обох випадках досягається по суті одна і та сама мета – мінімізувати витрати часу у черговому рейсі. Ці два критерії в значній мірі є

взаємопов'язаними, на малих глибинах, коли витрати часу на спуско-підйомні операції порівняно невеликі, основною метою є досягнення високих швидкостей проходки, а при збільшенні глибини вибираються більш працездатні долота та оптимальні режими їх експлуатації для зменшення питомих витрат часу на допоміжні операції. Проте, критерій $min: q$ має ту перевагу, що враховує прямі економічні показники процесу, тому він прийнятий у галузі як основний [23].

Як приклад реалізації критерію оптимальності першої групи можна назвати систему, розроблену спеціальним проектно-конструкторським бюро автоматизації глибокого розвідувального буріння на нафту і газ ВВО "Союзгеотехніка" [111]. В ній передбачено вимірювання механічної швидкості проходки під час триразового пробного буріння зі зміною навантаження на долото і швидкості його обертання. При кожному з них обчислюється вартість метра проходки і рейсова швидкість буріння. Програмний вибір критерію мінімуму метра проходки або максимуму рейсової швидкості визначається за вектором їх найшвидшої зміни. Алгоритм оптимального пошуку відноситься до процедур стохастичної апроксимації, який являє собою модифікацію процедури Кестена [46, 85]. Процес поглиблення свердловини описується математичною моделлю з параметрами, які вважаються постійними протягом рейсу. До позитивних сторін системи можна віднести забезпечення збіжності процесу пошуку до оптимальної точки у просторі станів системи та досягнення оптимуму за мінімально можливий проміжок часу.

Серед систем, в яких мінімізується загальна вартість будівництва свердловини, можна відмітити пристрій для вибору ефективного навантаження на долото [5, 123], який у процесі пошуку оптимуму використовує інформацію від давачів ваги колони та проходки. Обчислення ефективного осьового навантаження на долото відбувається за алгоритмом, який використовує значення ваги бурової колони. Оскільки саме навантаження не контролюється системою, передбачено застосування спеціальних таблиць та коефіцієнтів, які враховують механічні втрати внаслідок тертя колони об стінки свердловини в вертикальному напрямку і які складені на основі досвіду, одержаного на інших

свердловинах. Звичайно, що це вносить певну похибку у результати обчислень через випадковий характер параметрів свердловини, таких як відхилення від вертикального напрямку, абразивність породи та інших, на кожній окремій буровій.

В числі зарубіжних аналогів можна назвати систему, призначену для роторного буріння [125], яку пізніше застосували для буріння турбобуром. Керування процесом відбувалося за допомогою зміни навантаження на долото і швидкості його обертання. Критерієм оптимальності вибраний критерій, який мінімізує вартість метра проходки $\min: q$, реалізований шляхом рішення зваріаційної задачі Лагранжа. Однак, ця система мала ряд недоліків, зокрема в ній не враховувалися обмеження на навантаження на долото і швидкість його обертання. Відомо, що в промислових умовах ці параметри обмежені як через конструктивні властивості бурового обладнання та технологічні вимоги до процесу, включаючи допуски на викривлення свердловини [47], так через умови забезпечення проходки.

Ще одним представником зарубіжних систем цієї групи є розробка фірми "Хембл ойл енд ріфайнінг" [111]. Вона має ЕОМ та датчики, які дозволяють контролювати і регулювати хід процесу. Математична модель системи складається з чотирьох рівнянь, які описують механічну швидкість буріння, ступінь зносу опор і озброєння долота та вартість метра проходки. На початку роботи система виконує пробне буріння з метою розрахунку коефіцієнтів моделі та визначення характеристик породи в умовах даної конкретної свердловини. За результатами цих розрахунків система регулює навантаження на долото і швидкість його обертання, забезпечуючи мінімум вартості буріння. При цьому обмеженнями задачі оптимізації враховується вартість долота та витрати на СПО.

Як різновид застосування критерію першої групи можна вважати критерій поетапного керування процесом буріння [111]. По суті тут застосовуються два критерії різних груп, які змінюють один одного в процесі поглиблення свердловини. На першому етапі управління при невеликих витратах часу на спуско-піднімальні операції пропонується досягти максимуму швидкості

проходки $max: (v_p)$. Він триває доти, поки не буде досягнена глибина буріння l_0 , при якій зрівнюються оптимальні рейсові швидкості або мінімальні вартості одного метра проходки на даному і наступному етапах. Критерієм оптимальності на другому етапі є максимум проходки на долото h_{max} . Як гранична умова переходу від критерію $max: (v_p)$ до $max: h$ зустрічається також вимога рівності витрат часу на буріння t_b і спуско-підйомні операції t_{cn} , тобто відношення t_b/t_{cn} має дорівнювати одиниці [64, 67].

Цей критерій має ту перевагу, що дозволяє розв'язувати дві локальні порівняно нескладні, задачі оптимізації. Тут загальне завдання оптимального будівництва всієї свердловини розчленовується на дві більш прості задачі поетапного керування процесом.

Однак, він не позбавлений недоліків, наприклад, для його реалізації застосовується порівняно громіздкий алгоритм визначення граничної глибини буріння l_0 . Зокрема, в деяких роботах [157] для обчислення величини l_0 пропонується враховувати середню швидкість проходки при досягненні максимальної швидкості в режимі максимуму проходки на долото, проходку на долото при максимальній швидкості та інші. Ці розрахунки визнані трудомісткими і неточними, тому можуть служити лише для одержання орієнтовних значень l_0 і не мають практичного застосування [27].

Недоліком критеріїв першої групи є те, що для досягнення оптимального осьового навантаження на долото F і швидкості обертання інструменту n_0 їх значення приходится змінювати в широкому діапазоні. Проте, навіть у цьому випадку визначити максимум механічної швидкості проходки практично неможливо внаслідок зношення озброєння долота, обмеженого відрізка часу на буріння та зміни властивостей породи вздовж свердловини. При переході на другий етап управління з критерієм $max: h$ ця задача значно ускладнюється, оскільки проходку на долото можна одержати лише після закінчення рейсу [44, 111].

Серед критеріїв другої групи, тобто оптимізації процесу протягом рейсу, найбільшого поширення знайшли такі [111]:

а) максимізація рейсової швидкості буріння $max: (v_p)$;

- b) максимізація механічної швидкості буріння $max: (v_t)$;
- c) мінімізація вартості одного метра проходки $min: q$;
- d) максимізація економічної швидкості проходки $max : 1/q_{min}$;
- e) забезпечення постійності проходки в однорідних породах та інші.

Зауважимо, що критерій максимуму економічної швидкості буріння $1/q_{min}$ по суті враховує також мінімум вартості одного метра проходки q_{min} .

Критерій $max : (v_p)$ має обмежене застосування, бо він не дозволяє досягти мінімуму часу на проходку свердловини [66]. Також його не рекомендується використовувати при бурінні глибоких свердловин, оскільки тоді функція рейсової швидкості не має екстремуму [133].

Досліджено, що на великих глибинах свердловин різниця між критеріями $max : (v_p)$, $min: q$ і $max: h$ настільки мала, що нею можна знехтувати. Вони суттєво відрізняються лише на початкових стадіях буріння, коли глибина свердловини порівняно невелика [100, 148, 157]. Ці висновки підтверджені шляхом їх математичного аналізу [111].

До систем управління, де застосовують критерій другої групи - максимізацію рейсової швидкості, можна віднести промислового робота Узбекистан-2 [2]. Керувальним параметром процесу є навантаження на долото, яке обчислюється за похідною від рейсової швидкості. Для визначення похідної знаходять рейсову швидкість при трьох значеннях навантаження на долото. Оптимальне навантаження обчислюється на мікро-ЕОМ, яка використовує інформацію від давачів аналогової системи СКУ-2 за допомогою аналого-цифрових перетворювачів. Вихідний сигнал сприймає регулятор, який є виконавчим механізмом системи. Крім безпосереднього управління процесом робіт може працювати в режимі надання поради або централізованого контролю параметрів.

У системі СКУ-2 реалізований критерій максимуму механічної швидкості буріння [77]. Це – комплекс інформаційно-вимірювальних засобів, які дозволяють контролювати вагу бурового інструменту, осьове навантаження на долото, проходку, момент на валу турбобура та тиск промивної рідини.

Забезпечується, також, видача попереджувального сигналу при перевищенні крутильного моменту допустимих значень та при зупинці турбобура. Оптимальне значення осьового навантаження на долото видає на табло аналізатор, який використовує швидкість зміни ваги колони під час гальмування барабана лебідки. Ці покази аналізатора можна використати для зміни уставки регулятора або стабілізації навантаження на долото при ручному управлінні. Коли механічна швидкість проходки стає рівна рейсовій, аналізатор подає сигнал про закінчення рейсу.

Дещо подібним є спосіб визначення осьового навантаження на долото [8]. Як критерій оптимальності тут теж використовується максимум швидкості проходки, її знаходять під час встановлення максимально допустимого навантаження на долото з наступним гальмуванням бурової лебідки. Після цього записують зміну ваги бурової колони в часі і для забезпечення необхідного максимуму вибирають таке навантаження, при якому швидкість зменшення ваги колони була найвищою. Недоліком цього способу є вище вже описаний [1], де теж не повністю враховуються втрати ваги через наявність сил тертя колони об стінки свердловини в вертикальному напрямку.

Вище говорилося про те, що критерії, які використовують економічні показники процесу, вважаються головними. Цим можна пояснити широке застосування критерію мінімуму вартості метра проходки. Цей критерій застосовують такі системи як САОБ Полтавського відділення УкрНДГРІ та “Ленинградец” [93, 130], “Поиск” СПКБ автоматизації глибокого розвідувального буріння, “Експеримент” інституту ВНДІТнафта, ВВО “Союзгеотехніка” [111], а також ряд зарубіжних розробок, наприклад, АДТ в США, “Ком-дріл-інк”, “Мартін-Декер корп”, “Хембл ойл енд ріфайнінг” [111] та інші.

Для обчислення оптимального значення вартості метра проходки в системі САОБ Полтавського відділення УкрНДГРІ використовується метод стохастичної апроксимації [111]. Повторення пошуку оптимальних значень параметрів відбувається шляхом аналізу зміни критерію оптимальності.

Система “Поиск” [111] дозволяє оптимізувати навантаження на долото, частоту обертання інструменту та витрату промивної рідини при роторному і турбінному способах буріння. Під час роботи спочатку передбачається виконати кількаразове пробне буріння, кожне з різними значеннями механічної швидкості проходки та обчисленнями критерія оптимальності. Воно продовжується доти, поки крок пошуку не досягне заданої точності. Подібно до системи “Ленинградец” тут для обчислення максимального значення критерію оптимальності застосовується модифікований метод стохастичної апроксимації.

Комплекс апаратних та програмних засобів “Експеримент” [111] складається з датчиків контролю параметрів буріння та малої ЕОМ, яка дозволяє приймати і обробляти їхні сигнали. Контрольованими параметрами є вага бурового інструменту, осьове навантаження на долото, обертовий момент на роторі, проходка та тиск бурового розчину. В процесі експлуатації система виробляє та надає рекомендації при ручному управлінні або посилає сигнал на виконавчий механізм бурової установки в режимі автоматичного оптимального керування процесом.

В межах одного рейсу пошук мінімуму вартості метра проходки передбачений і в системі ВВО “Союзгеотехніка” [111]. Подібно до системи “Поиск” тут теж застосовується триразове пробне буріння в кожному з декількох циклів пошуку, а також процедура стохастичної апроксимації для обчислення критерію оптимальності. Однак, на відміну від неї, оптимальне навантаження на долото і швидкість обертання долота знаходять з умови найбільшої зміни вибраного критерія.

Практично всі відомі західні зарубіжні системи оптимального буріння [97, 148] обладнані ЕОМ для виконання обчислень під час оперативного управління процесом. Як правило, це – складні комплекси технічних рішень, які дозволяють, крім власне оптимізації процесу, вирішувати низку допоміжних задач, таких, наприклад, як диспетчеризація процесу, дистанційне управління, реєстрація параметрів процесу на зовнішніх носіях пам’яті та інші.

Серед них система АДТ США [124] вважається однією з найдосконаліших. Вона дозволяє одночасно контролювати більше десятка параметрів. Найважливіші з них, такі як навантаження на долото, крутний момент на роторі, частота обертання ротора та деякі інші в дискретному вигляді подаються до встановленої на буровій ЕОМ. Їхні значення використовує критерій оптимальності для забезпечення мінімуму метра проходки. Програма, яка реалізує алгоритм управління, враховує знос опор та озброєння інструменту. Крім виконання обчислень, пов'язаних з оптимізацією процесу, ЕОМ слідкує за якістю промивної рідини і корегує її параметри при роторному бурінні. Діє світлова та звукова сигналізація при перевищенні параметрами заданих значень, це підвищує безпеку під час буріння.

Система, запропонована фірмою “Хембл ойл енд ріфайнінг”, в межах одного рейсу теж використовує як критерій оптимальності вартість одного метра проходки [124]. Вона здійснює пробне буріння для оцінки конкретних умов поточного довбання, розраховує оптимальні значення швидкості обертання долота і навантаження на долото та регулює їх за результатами розрахунку. Важливою особливістю цієї системи є її здатність до самоналагодження, яке полягає в автоматичному визначенні динамічних характеристик об'єкта управління в ході його експлуатації.

Третя група критеріїв призначена для оптимального відпрацювання доліт, головними з них є [44, 111]:

- a) мінімум вартості метра проходки $min: q$;
- b) максимум добутків проходки на долото h і рейсової швидкості v_p на середню швидкість проходки v_c ;
- c) максимум добутків рейсової швидкості v_p на середню швидкість v_c ;
- d) максимум добутків швидкості проходки v_t на час буріння t_b .

Запровадження спеціальних критеріїв відпрацювання доліт зумовлено їхньою великою важливістю. В ідеальному випадку повний знос долота мав би приводити до закінчення рейсу, однак, інструмент повинен залишатися в робочому стані, який дозволяє без ускладнень доставити його на поверхню.

Якщо ресурс долота не вичерпаний, то це призводить до подорожчання робіт через зростання внеску часу спуско-підіймальних операцій. Перетримка долота, в свою чергу, може спричинити аварію, тоді зростають витрати часу на її ліквідацію. Загалом, економічні втрати від поломки долота значно перевищують втрати від його недопрацювання, тому рейс закінчують, як правило, не вичерпавши весь ресурс роботи долота.

Зауважимо, що цей ресурс залежить від якості матеріалів, з яких виготовлено долото, від ступеня дотримання технології його виготовлення на долотному заводі, від умов на буровій – твердості породи та складу промивної рідини і, нарешті, від якості управління процесом буріння. Таким чином, процес зносу долота в значній мірі є випадковим, тому обмежені можливості щодо управління ним. Конструктивні та технологічні особливості виготовлення шарошкових доліт нерідко стають причиною нестабільності їхніх експлуатаційних характеристик [6, 9, 26].

Зрозуміло, що таку велику кількість факторів, які здебільшого неможливо передбачити, за допомогою математичного критерію врахувати практично неможливо. Тому найширшого застосування набув спосіб визначення моменту відпрацювання долота за ступенем зменшення механічної швидкості проходки по відношенню до початкової. Тут використовується та властивість долота, що по мірі зносу його поверхонь швидкість проходки спадає. Однак, такий підхід не привів до ефективного вирішення задачі. Аварії, викликані перетримкою доліт не припинялися, особливо при роторному бурінні [27], через неврахування зносу опор долота.

Один із критеріїв відпрацювання долота передбачав досягнення рівності механічної і рейсової швидкостей буріння, але, як виявилось, умова $v_t = v_p$ є необхідною, проте недостатньою [153]. Дослідники пояснюють це тим, що для різних сполучень параметрів F і n_d , які змінюють в області допустимих значень, можна одержати певну множиу точок перетину кривих v_t і v_p , в яких задовільняється дана умова. Геометричне місце цих точок утворює випуклу криву, максимум якої визначає момент підйому долота для заміни. Цей висновок

поширюється теж на ті критерії, які використовують співвідношення між механічною швидкістю проходки і іншими параметрами процесу [111].

Результати аналізу критеріїв, які базуються на використанні рейсової швидкості показали, що ні один з них не дає однозначної відповіді на питання про раціональний час перебування долота у вибої [111]. Такий стан справ спричинив появу ряду більш складних критеріїв, таких як максимум добутку середньої швидкості проходки на поточну проходку, рейсову швидкість проходки v_p на середню швидкість v_c [8], рейсову швидкість v_p на проходку h [27], середню швидкість проходки v_c на час буріння t_b [27]. Однак, це не привело до покращення стану справ у розв'язанні задачі оптимального буріння. Застосування критеріїв з добутками v_c на h та v_p на v_c не дало очікуваного результату. Головною причиною стало неврахування ступеня зносу опор долота [27, 157].

Таким чином, задача оптимізації буріння та розробка нових більш досконалих критеріїв залишається актуальною.

Враховуючи велику важливість недопущення перетримки доліт у забої свердловини, практично всі системи оптимального управління процесом буріння так чи інакше розраховують ступінь його зносу. Найчастіше враховується повна або майже повна втрата озброєння долота і знос або поломка опор шарошок. Поломка опори, як правило, призводить до аварії на буровій. Втрата озброєння спричиняє різке падіння швидкості проходки, а при недостатньому охолодженні промивною рідиною і високих значеннях навантаження на долото може стати причиною поломки опор. Тому задача вчасної заміни долота вважається актуальною.

Як приклад тут може служити методика, запропонована Грозненським НВО "Промавтоматика" [102]. Для розрахунку часу перебування долота на вибої свердловини використовується емпіричний коефіцієнт, значення якого залежить від типорозміру долота і його працездатності, знайденої за статистичними даними, та від властивостей породи, взятими з попередньо пробурених свердловин на даній площі. Однак, ця методика не враховує фізичні параметри породи в конкретних умовах роботи долота, тобто ні в місці розташування, ні вздовж свердловини.

Компанія “Пан-Амерікен петролеум корпорейшн” розробила систему [111], в якій для визначення оптимального навантаження на долото та швидкості його обертання використовуються рівняння Галлі і Вудса [30], які дозволяють врахувати вплив керувальних дій на знос долота в процесі буріння.

Ступінь зносу озброєння і опору долота в процесі поглиблення свердловини враховує також система АДТ США.

Загальним недоліком розглянутих систем є те, що в них вирішуються часткові, часто не пов’язані одна з одною задачі оптимізації окремих операцій процесу буріння свердловин [111]. Переважна більшість систем, особливо розроблених в останні роки, містять моделі, які враховують знос інструменту та зміни геофізичних параметрів вздовж свердловини. Однак, вони, як правило, базуються на статистичних даних, одержаних на інших бурових та в інших геологічних умовах, тому не можуть служити надійною опорою для створення систем оптимізації.

Залишаються невикористаними також резерви щодо розробок технічних та програмних засобів, підвищення точності та надійності вимірювальної апаратури, повноти забезпечення потреб галузі в нових засобах та запровадження передових досягнень науки і техніки.

Крім вищеописаних систем є такі, що частково вирішують задачі оптимізації процесу будівництва свердловин без застосування спеціальних критеріїв. Умовно їх можна розділити на дві частини, це – регулятори і комп’ютерні комплекси. До перших можна, зокрема, віднести буровий регулятор БР-1 для управління осьовим навантаженням на бурову колону та автоматичний регулятор подачі АРП для ручного управління швидкістю обертання інструменту за допомогою коробки передач, розроблені в СКБ ВПО “Союзгеолтехника” [66]. Головна їхня перевага полягала в простоті як у схемному, так у конструкторському виконанні.

Однак, вони були одними з перших подібних систем і не забезпечували все більш зростаючі вимоги до розв’язання задач оптимізації процесу, в цьому відношенні більш досконалішими виглядають комп’ютерні комплекси. Як приклад

тут можна навести систему контролю и управління процесом проводки нафтових и газових свердловин Леуза-1 [79, 137] та інформаційної системи “GeoBox” [78]. Вони не тільки містять низку датчиків параметрів процесу, але й мають вбудовані обчислювальні пристрої, що дозволяє вирішувати задачі управління процесом за порівняно складними алгоритмами.

Серед вітчизняних до подібних систем можна віднести комплекс СКУБ-М2, який у своєму складі має ряд приладів, у тому числі пристрій реєстрації інформації, до складу якого входить універсальний персональний комп’ютер [28]. Інформація про параметри процесу обробляється та візуально відображається на робочому місці бурильника. Комплекс вигідний тим, що дозволяє змінювати та вдосконалювати алгоритм управління процесом під час його експлуатації без зміни апаратної частини.

1.4. Вибір і обґрунтування напрямку досліджень

Більшість розроблених методів управління процесом заглиблення свердловин на основі детермінованих моделей дають можливість визначити такі керувальні дії і час буріння, що вибраний критерій оптимальності набуває екстремального значення.

Але зміна оптимальних керувальних дій – осьового навантаження на долото $F(t)$ та кутової швидкості обертання $n_d(t)$, які мінімізують вартість метра проходки, має постійний або змінний в часі нелінійний характер. Реалізація змінних керувальних дій при сучасному розвитку бурової техніки викликає значні технічні труднощі, а в більшості випадків і неможлива, оскільки при роторному бурінні кутову частоту обертання долота $n_d(t)$ можна змінювати лише дискретно. У випадку, коли керувальні дії мають постійний характер, не досягаються потенціальні можливості долота. Тому практичне значення має реалізація субоптимального керування, при якому керувальні впливи будуть змінюватися ступінчато, що легко реалізувати на практиці.

Оскільки, до теперішнього часу ця проблема не вирішена, то метою роботи є розробка методів та алгоритмів оптимального керування процесом

буріння нафтових і газових свердловин з дискретно-неперервною зміною керувальних дій.

У відповідності до поставленої мети, задачами дослідження є:

1. Розробити узагальнену математичну модель процесу буріння свердловин.

2. Розробити методи і алгоритми ідентифікації параметрів узагальненої математичної моделі.

3. Провести дослідження про вплив параметрів ідентифікації на точність математичної моделі.

4. Розробити алгоритми для прогнозування тривалості спуско-підймальних операцій.

5. Розробити методи і на їх основі синтезувати алгоритми та програмне забезпечення оптимального керування процесом буріння нафтових і газових свердловин з дискретно-неперервною зміною керувальних дій.

6. Провести дослідження алгоритмів ідентифікації параметрів моделі і оптимального керування процесом буріння нафтових і газових свердловин з дискретно-неперервною зміною керувальних дій.

РОЗДІЛ 2

УЗАГАЛЬНЕНА МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ПРОЦЕСУ БУРІННЯ ТА ІДЕНТИФІКАЦІЯ ЇЇ ПАРАМЕТРІВ

2.1. Узагальнена математична модель процесу буріння

Для вирішення задачі оптимального керування процесом буріння нафтових і газових свердловин з дискретно-неперервною зміною керувальних дій математичну модель процесу буріння необхідно отримати у просторі станів. Для цього необхідно мати інформацію про проходку на долото та про стан його озброєння і опор.

Емпіризм математичних моделей зносу опор долота, невимірюваність параметрів, що входять в них, вузька область застосування є їх суттєвими недоліками. Ці ж недоліки є і у моделях зарубіжних авторів, тому використання математичних моделей, розроблених в США, у вітчизняній практиці не дало очікуваного результату. Вони складені для умов, далеких від практики буріння в Україні і пристосовані до доліт власного виробництва.

Стан озброєння долота будемо оцінювати опосередковано через зміну швидкості буріння в часі [44]

$$v_t = v_0 \varphi(t), \quad (2.1)$$

де v_0 – початкова швидкість буріння; $\varphi(t)$ – функція зносу озброєння долота.

Рівняння (2.1) у [44] названо узагальненою математичною моделлю механічної швидкості проходки процесу буріння свердловини.

Для опису зміни швидкості проходки для різних умов буріння Бадаловим була запропонована така залежність [7]:

$$\frac{dv_t}{dt} = -K_v v_t^m, \quad (2.2)$$

де K_v - інтенсивність зносу долота;

m - ціле додатне число, $m \in N$.

Продиференціюємо рівняння (2.1) за змінною t

$$\frac{dv_t}{dt} = v_0 \frac{d\varphi(t)}{dt}. \quad (2.3)$$

Прирівнюємо між собою праві частин рівнянь (2.2) і (2.3). У результаті отримуємо

$$v_0 \frac{d\varphi(t)}{dt} = -K_v v_t^m.$$

Значення v_t , яке визначається рівнянням (2.1) підставимо в останнє рівняння. Тоді $v_0 \frac{d\varphi(t)}{dt} = -K_v (v_0 \varphi(t))^m$. Із останнього рівняння знаходимо, що

$$\frac{d\varphi(t)}{dt} = -K_v v_0^{m-1} \varphi^m(t). \quad (2.4)$$

Рівняння (2.4) дає можливість визначити функцію зносу озброєння долота $\varphi(t)$ при початковій умові

$$\varphi(0) = 1. \quad (2.5)$$

Для $m = 0$ будемо мати

$$\varphi(t) = 1 - K_R t, \quad (2.6)$$

де $K_R = \frac{K_v}{v_0}$, а для $m = 1$

$$\varphi(t) = e^{-K_R t}. \quad (2.7)$$

Для $m = 2, 3, \dots$ отримуємо таку залежність

$$\varphi(t) = \left(\frac{1}{(m-1)K_v v_0^{m-1} t + 1} \right)^{1/m}.$$

Аналізуючи найбільш поширені математичні моделі процесу буріння [2, 6, 17, 50, 54, 63, 90, 105, 124, 141, 155], знаходимо, що узагальнена модель охоплює залежності, що відображають функцію зносу озброєння долота при $m = 0, 1, 2, 3$.

Отже, нехай $m = 2$. Тоді

$$\varphi(t) = \frac{1}{K_\varepsilon t + 1}, \quad (2.8)$$

де $K_\varepsilon = v_0 K_v$.

Нарешті при $m = 3$ маємо

$$\varphi(t) = \frac{1}{\sqrt{K_q t + 1}}, \quad (2.9)$$

де $K_q = 2K_v v_0^2$.

Таким чином, щоб отримати математичну модель для різних умов буріння необхідно в узагальнену модель (2.1) замість $\varphi(t)$ підставити одне із його значень, що виражається формулами (2.6) – (2.9).

Залежно від умов буріння, типу долота, різні дослідники описували процес буріння нафтових і газових свердловини однією із можливих моделей, що витікають із (2.1). Наприклад, залежність (2.8) отримана авторами роботи [44] для трьох шарошечних доліт з призматичними зубами при висунутій гіпотезі, що швидкість об'ємного зносу зубів долота є незмінною у часі величиною.

Такий спосіб є суб'єктивним бо тут часто вирішальну роль відіграє інтуїція дослідника або апіорні допущення, один із прикладів яких наведений вище.

Поставимо таку задачу. Використовуючи результати спостережень за проходкою на долото $h(t)$, вибрати з узагальненої моделі (2.1) ту, яка найкраще апроксимує експериментальні значення $h(t)$ [38, 70]. Тоді задача буде зведена до розробки способу визначення параметрів моделі (2.1) з врахуванням рівнянь, які описують функцію зносу озброєння долота за формулами (2.6) – (2.9). Для її рішення можна використати оцінку дисперсії відхилень $\hat{\sigma}$ розрахункових значень $h(t_i)$, обчислених для моментів часу t_i ($i=1, 2, \dots, N$, де N – кількість експериментальних значень), від експериментальних H_i за методом найменших квадратів

$$\hat{\sigma}^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (H_i - h(t_i))^2.$$

Враховуючи, що $V_i = dh(t)/dt$ і $h(0) = 0$, знайдемо $h(t)$ для узагальненої моделі (2.1) при різних рівняннях функції зносу (2.6) – (2.9).

Для $m=0$ будемо мати

$$\frac{dh(t)}{dt} = v_0(1 - K_R t).$$

Інтегруючи останнє рівняння, будемо мати

$$dh(t) = v_0 \int_0^t (1 - K_R t) dt = v_0 \left(\int_0^t 1 dt - K_R \int_0^t t dt \right),$$

$$h(t) = v_0 \left(t - \frac{K_R t^2}{2} \right) = \frac{v_0}{2} \left(\frac{2tK_R - K_R^2 t^2}{K_R} \right) = \frac{v_0}{2K_R} \left(1 - \left(1 - 2tK_R + K_R^2 t^2 \right) \right).$$

Звідси отримаємо

$$h(t) = \frac{v_0}{2K_R} \left(1 - \left(1 - tK_R^2 \right) \right).$$

Виконуючи аналогічні дії при значеннях $m=1,2,3$, знаходимо рівняння проходки на долото для інших моделей.

В табл. 2.1 для найбільш розповсюджених залежностей механічної швидкості проходки: лінійної (модель А), експоненціальної (модель В), гіперболічної (модель С) та кореневої (модель D), наведені результати обчислень $h(t)$.

Таблиця 2.1

Моделі процесу буріння свердловин

№ п/п	Значення m	Назва моделі	Модель	Рівняння для $h(t)$
1	0	А	$v_t = v_0(1 - K_R t)$	$h = \frac{v_0}{2K_R} \left(1 - (1 - K_R t)^2 \right)$
2	1	В	$v_t = v_0 e^{-K_v t}$	$h = \frac{v_0}{K_v} \left(1 - e^{-K_v t} \right)$
3	2	С	$v_t = \frac{v_0}{1 + K_\varepsilon t}$	$h = \frac{v_0}{K_\varepsilon} \ln(K_\varepsilon t + 1)$
4	3	D	$v_t = \frac{v_0}{\sqrt{K_q t + 1}}$	$h = \frac{2v_0}{K_q} \left(\sqrt{K_q t + 1} - 1 \right)$

Для вирішення задачі оптимізації математичну модель процесу буріння необхідно подати в просторі станів [39]. Координатами такого простору станів виберемо поточне значення проходки на долото $h(t)$ і оцінку стану озброєння долота, яку визначимо [120] як відношення початкової швидкості проходки v_0 до поточної v_t (за винятком моделі з $m=0$, для якої оцінка стану озброєння долота визначена як відношення поточної швидкості проходки v_t до початкової v_0).

Наприклад, для $m=0$ матимемо $\xi = v_t/v_0 = 1 - K_R t$. Тоді, відповідно,

$$\begin{aligned}\frac{d h}{d t} &= v_0 \xi, \\ \frac{d \xi}{d t} &= -K_R.\end{aligned}$$

Нехай $m=1$. Тоді $\theta = e^{K_v t}$ і $\frac{d \theta}{d t} = K_v e^{K_v t}$. Оскільки $e^{K_v t} = \theta$, то

$$\frac{d \theta}{d t} = K_v \theta. \text{ Отже,}$$

$$\begin{aligned}\frac{d h}{d t} &= \frac{v_0}{\theta}, \\ \frac{d \theta}{d t} &= K_v \theta.\end{aligned}$$

Тепер допустимо, що $m=2$. В роботі [44] було розглянуто цей випадок і введено таке позначення $\varepsilon = K_\varepsilon t + 1$. Візьмемо похідну від лівої і правої частин останньої рівності

$$\frac{d \varepsilon}{d t} = K_\varepsilon.$$

Враховуючи те, що $v_t = \frac{d h}{d t} = \frac{v_0}{\varepsilon}$, отримуємо

$$\begin{aligned}\frac{d h}{d t} &= \frac{v_0}{\varepsilon}, \\ \frac{d \varepsilon}{d t} &= K_\varepsilon.\end{aligned}$$

І нарешті $m=3$. Позначимо $\zeta = K_q t + 1$. Тоді $\frac{d \zeta}{d t} = K_q$. Запишемо

$$\frac{d h}{d t} = \frac{v_0}{\zeta^{1/2}},$$

$$\frac{d \zeta}{d t} = K_q.$$

Величини ξ , θ , ε і ζ можна використати для опосередкованої оцінки стану озброєння доліт. Для моделі А із рівняння $v_t = \frac{dh}{dt} = v_0 \xi$ випливає, що $\xi = \frac{v_t}{v_0}$; для моделі В $v_t = \frac{dh}{dt} = \frac{v_0}{\theta}$ і відповідно $\theta = \frac{v_0}{v_t}$; аналогічно для моделі С $\varepsilon = \frac{v_0}{v_t}$ і нарешті для моделі D $v_t = \frac{v_0}{\zeta^{1/2}}$. Звідси $\zeta = \left(\frac{v_0}{v_t}\right)^2$.

Результати досліджень зведемо в табл. 2.2.

Таблиця 2.2

Математичні моделі процесу буріння свердловин у просторі станів

Назва моделі	Модель в просторі станів	Оцінка стану озброєння долота
A	$\frac{dh}{dt} = v_0 \xi$; $\frac{d\xi}{dt} = -K_R$; $K_R = K_v / v_0$	$\xi = \frac{v_t}{v_0}$
B	$\frac{dh}{dt} = \frac{v_0}{\theta}$; $\frac{d\theta}{dt} = -K_v \theta$	$\theta = \frac{v_0}{v_t}$
C	$\frac{dh}{dt} = \frac{v_0}{\varepsilon}$; $\frac{d\varepsilon}{dt} = -K_\varepsilon$; $K_\varepsilon = v_0 K_v$	$\varepsilon = \frac{v_0}{v_t}$
D	$\frac{dh}{dt} = \frac{v_0}{\zeta^{1/2}}$; $\frac{d\zeta}{dt} = -K_q$; $K_q = 2K_q v_0^2$	$\zeta = \left(\frac{v_0}{v_t}\right)^2$

Аналіз табл. 2.2 показує, що можна створити узагальнену модель процесу буріння свердловини в просторі станів, із якої, як часткові випадки, можна

тримати всі моделі для різних значень m . Таку модель у просторі станів запишемо у вигляді:

$$\frac{dh}{dt} = \frac{v_0}{\varphi^r}, \quad (2.10)$$

$$\frac{d\varphi}{dt} = K_\varphi \varphi^s. \quad (2.11)$$

де $\varphi = \frac{v_0}{v_t}$ - узагальнена оцінка стану озброєння долота;

r і s – деякі постійні величини, які для кожної із моделей табл. 2.2 приймають певні значення.

Початкові умови для моделі (2.10) і (2.11) визначаються із фізичного змісту процесу буріння. Очевидно, що на початок буріння, коли $t=0$, проходка на долото нульова і $v_t = v_0$. Це дає можливість записати

$$h(0) = 0; \varphi(0) = 1. \quad (2.12)$$

Співвідношення між параметрами моделі (2.10) і (2.11) та параметрами моделей, які вміщує табл. 2.2, дає табл. 2.3.

Таблиця 2.3

Співвідношення між параметрами узагальненої моделі та параметрами моделей із таблиці 2.2

Значення m	Величина φ	Величина K_φ	Значення величин	
			r	s
0	ξ	$-K_R$	-1	0
1	θ	K_v	1	1
2	ε	K_ε	1	0
3	ζ	K_q	0.5	0

Для завершення математичного опису процесу буріння до рівнянь (2.10) і (2.11) необхідно залучити співвідношення [34], яке характеризує стан опор шарошкового долота

$$\frac{dg}{dt} = K_g g, \quad (2.13)$$

$$g(0) = 0, \quad (2.14)$$

де g – оцінка стану опор долота;

K_g – швидкість зміни оцінки стану опор долота.

Таким чином, рівняння (2.10), (2.11) і (2.13) утворюють узагальнену математичну модель процесу буріння нафтових і газових свердловин в просторі станів з початковими умовами (2.12) та (2.14).

2.2. Ідентифікація параметрів узагальненої математичної моделі

З метою ідентифікації параметрів узагальненої моделі проведено експериментальне дослідження за певним планом [44]

$$U = \left\{ \begin{array}{c} \bar{u}^{(1)}, \quad \bar{u}^{(2)}, \dots, \quad \bar{u}^{(N)} \\ r_1, \quad r_2, \dots, \quad r_N \end{array} \right\}, \quad (2.15)$$

де $\bar{u}^{(j)}$, $j = \overline{1, N}$ – точки плану експерименту (спектру);

$$\bar{u}^T = (F, n_\partial);$$

r_j – частота проведення експерименту у відповідних точках спектру;

U – простір планування.

Для вирішення поставленої задачі будемо опиратися на такі припущення:

- увесь інтервал буріння розбивається на пачки, в межах яких фізико-механічні властивості порід залишаються незмінними;
- ідентифікація параметрів математичної моделі ведеться з використанням інтегрального показника проходки на долото $h(t)$, тому миттєві значення вхідних величин – осьового навантаження на долото та швидкості його обертання замінюють їхніми середніми значеннями.

На основі цих міркувань розроблена стратегія ідентифікації параметрів математичної моделі [36, 39, 74], суть якої викладена нижче. За певним планом експерименту проводять пробне буріння, коли F і n_∂ постійні в кожному досліді. Число дослідів N визначається планом експерименту. Для умов буріння

приймається $r_j=1$, $j = \overline{1, N}$. Загальний час експериментального дослідження дорівнює t_N . Затрати часу на кожний дослід складають Δt_j , $j = \overline{1, N}$, так що $t_N = \sum \Delta t_j$.

Рівняння, які описують стан озброєння долота в моделях при $m=0, 2, 3$ в табл. 2.2 мають однакову структуру

$$\frac{d\varphi}{dt} = K_\varphi, \quad (2.16)$$

де φ - один з показників стану озброєння долота - ξ , ε або ζ ;

K_φ - параметр K_R, K_ε або K_q .

Введемо такі позначення: $t_0^{(j)}$ – початок j -го дослід, а $t_k^{(j)}$ – момент часу його закінчення. Очевидно, що $t_0^{(1)} = 0$. Розглянемо методику ідентифікації параметрів моделі (2.1), коли функція зносу описується рівняннями (2.6), (2.8) і (2.9). Оскільки величини $h(t)$ і $\varphi(t)$ неперервні, то мають місце співвідношення $h(t_k^{(j-1)}) = h(t_0^{(j)})$ і $\varphi(t_k^{(j-1)}) = \varphi(t_0^{(j)})$, де $j = \overline{2, N}$, $h(t_0^{(1)}) = 0$, $\varphi(t_0^{(1)}) = 1$.

Нехай $\tau^{(j)}$ – відрізок часу, який відрахований від початку j -го дослід. Тоді розв'язок рівняння (2.16) для j -го дослід буде мати вигляд

$$\varphi(\tau^{(j)}) = K_\varphi^{(j)} \tau^{(j)} + \varphi_0^{(j)},$$

де $\varphi_0^{(j)} = \varphi(t_0^{(j)})$.

Використовуючи граничні умови для $\varphi(\tau^{(j)})$, отримуємо

$$\varphi_j = 1 - K_\varphi^{(j)}(t - t_0^{(j)}) + \Sigma_j, \quad j = \overline{1, N}. \quad (2.17)$$

Виведемо формулу для обчислення Σ_j . Нехай $\varphi^{(j)}(t)$ та $K_\varphi^{(j)}(t)$ в кожному j -му досліді змінюються так як показано на рис. 2.1. Розв'язок диференціального рівняння (2.11) при $s = 0$ буде мати вигляд

$$\varphi(t) = K_\varphi t + C, \quad (2.18)$$

де C – постійна інтегрування.

Запишемо формулу (2.18) для 1-ої ділянки $\varphi^{(1)}(t) = K_{\varphi}^{(1)}t + C^{(1)}$. Враховуючи початкові умови (2.12) запишемо $\varphi^{(1)}(t_0) = 1$, тоді $K_{\varphi}^{(1)}t_0 + C^{(1)} = 1$. Звідси визначимо постійну інтегрування $C^{(1)} = 1 - K_{\varphi}^{(1)}t_0$. Враховуючи дані перетворення рівняння (2.18) для першої ділянки буде мати такий вигляд

$$\varphi^{(1)}(t) = K_{\varphi}^{(1)}t - K_{\varphi}^{(1)}t_0 + 1 = K_{\varphi}^{(1)}(t - t_0) + 1.$$

Розглянемо 2-гу ділянку, для якої рівняння (2.18) буде мати такий вигляд: $\varphi^{(2)}(t) = K_{\varphi}^{(2)}t + C^{(2)}$. Визначимо постійну інтегрування $C^{(2)}$. Нехай $t = t_1$. З рис. 2.1 видно, що $\varphi^{(2)}(t_1) = \varphi^{(1)}(t_1) = K_{\varphi}^{(1)}(t_1 - t_0) + 1$. Оскільки

$$\varphi^{(2)}(t_1) = K_{\varphi}^{(2)}t_1 + C^{(2)}, \quad \text{то} \quad C^{(2)} = \varphi^{(2)}(t_1) - K_{\varphi}^{(2)}t_1.$$

Зробивши відповідні підстановки, отримаємо $C^{(2)} = K_{\varphi}^{(1)}(t_1 - t_0) + 1 - K_{\varphi}^{(2)}t_1$. Отже, для другої ділянки можна записати

$$\varphi^{(2)}(t) = K_{\varphi}^{(2)}t + K_{\varphi}^{(1)}(t_1 - t_0) - K_{\varphi}^{(2)}t_1 + 1 = K_{\varphi}^{(2)}(t - t_1) + K_{\varphi}^{(1)}(t_1 - t_0) + 1.$$

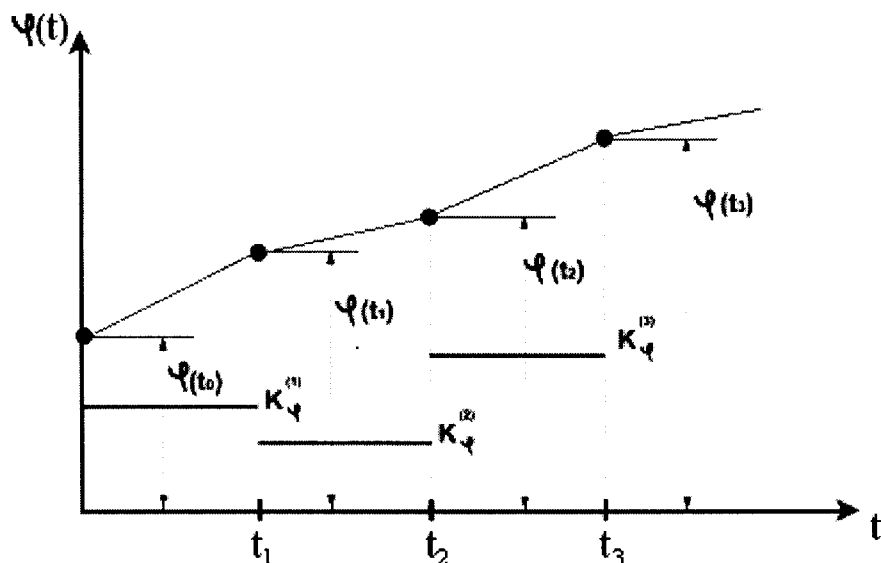


Рисунок 2.1. Граничні значення при переході між експериментами

Виконаємо аналогічні дії для 3-ої ділянки. Запишемо $\varphi^{(3)}(t) = K_{\varphi}^{(3)}t + C^{(3)}$, $t = t_2$. Оскільки $\varphi^{(3)}(t_2) = \varphi^{(2)}(t_2)$, то $\varphi^{(3)}(t_2) = K_{\varphi}^{(2)}(t_2 - t_1) + K_{\varphi}^{(1)}(t_1 - t_0) + 1$;

$$C^{(3)} = \varphi^{(3)}(t_2) - K_{\varphi}^{(3)} t_2;$$

$$C^{(3)} = K_{\varphi}^{(2)}(t_2 - t_1) + K_{\varphi}^{(1)}(t_1 - t_0) + 1 - K_{\varphi}^{(3)} t_2;$$

$$\varphi^{(3)}(t) = K_{\varphi}^{(3)}(t - t_2) + K_{\varphi}^{(2)}(t_2 - t_1) + K_{\varphi}^{(1)}(t_1 - t_0) + 1.$$

Запишемо рівняння (2.18) в загальному вигляді

$$\varphi^{(j)}(t) = K_{\varphi}^{(j)}(t - t_{j-1}) + \sum_{i=1}^{j-1} K_{\varphi}^{(i)}(t_i - t_{i-1}) + 1.$$

Нехай $\Delta t_{i-1} = t_i - t_{i-1}$. Введемо позначення $\Sigma_{j-1} = \sum_{i=1}^{j-1} K_{\varphi}^{(i)}(\Delta t_{i-1})$ і виділимо

окремо останній член суми $\Sigma_{j-1} = K_{\varphi}^{(j-1)}\Delta t_{j-2} + \Sigma_{j-2}$, $j = 2, 3, \dots$

Тепер запишемо

$$\varphi^{(j)}(t) = K_{\varphi}^{(j)}(t - t_{j-1}) + \Sigma_{j-1},$$

де $\Sigma_{j-1} = K_{\varphi}^{(j-1)}\Delta t_{j-2} + \Sigma_{j-2}$, $j = 2, 3, \dots$; $\Sigma_0 = 1$.

Виходячи з проведеного дослідження, для даного плану експерименту величину Σ_j обчислимо за такою рекурентною формулою, яка отримана шляхом переходу від індексу $j-1$ до індексу j

$$\Sigma_j = \Sigma_{j-1} + K_{\varphi}^{(j-1)}(t_0^{(j)} - t_0^{(j-1)}), \quad j = \overline{2, N}, \quad (2.19)$$

де $\Sigma_1 = 1$;

$t_0^{(j-1)}$, $t_0^{(j)}$ - відповідно початок і кінець часового відрізка Δt_{j-1} для j -го інтервалу.

Тоді $\varphi^{(j)}(t) = K_{\varphi}^{(j)}(t - t_{j-1}) + \Sigma_j$. Відповідно,

$$\varphi_0^{(j)} = 1 + \Sigma_j. \quad (2.20)$$

Тепер розглянемо експоненціальну модель, для якої

$$\frac{d\theta}{dt} = K_v \theta. \quad (2.21)$$

Розв'язок рівняння (2.21) для j -го дослід з граничними умовами

$$\theta(t_0^{(j)}) = \theta(t_k^{(j-1)}), \quad j = \overline{2, N} \quad \text{дає}$$

$$\theta(\tau^{(j)}) = \theta_0^{(j)} e^{K_v \tau^{(j)}}, j = \overline{1, N}, \quad (2.22)$$

де $\theta_0^{(j)} = \theta(t_0^{(j)})$, $\theta_0^{(1)} = 1$.

Аналогічно попередньому

$$\theta_j = \theta_0^{(1)} e^{K_v^{(j)}(t-t_0^{(j)})} + \Sigma_j, j = \overline{1, N}, \quad (2.23)$$

Величина Σ_j обчислюється за формулою (2.19), в якій K_φ слід замінити на K_v . Крім того,

$$\theta_0^{(j)} = \theta_0^{(1)} e^{\Sigma_j}, j = \overline{1, N}. \quad (2.24)$$

Оскільки для ідентифікації використовується інтегральний показник проходки h , то отримаємо її аналітичний вираз для кожної із моделей, які наведені в табл. 2.2 . Результати обчислень зведені в табл. 2.4.

Таблиця 2.4

Формули для обчислення проходки на долото

№ п/п	Модель	Формула для обчислення проходки на долото
1	A	$h = \frac{v_0}{2K_R} (\xi_0^2 - \xi^2) + h_0$
2	B	$h = \frac{v_0}{K_\theta} \left(\frac{1}{\theta_0} - \frac{1}{\theta} \right) + h_0$
3	C	$h = \frac{v_0}{K_\varepsilon} \ln \frac{\varepsilon}{\varepsilon_0} + h_0$
4	D	$h = \frac{2v_0}{K_q} (\zeta^{1/2} - \zeta_0^{1/2}) + h_0$

На відміну від табл. 2.1, де проходка на долото $h(t)$ є функцією часу, в табл. 2.4 проходка h подана як функція фазової координати, яка відображає стан озброєння долота. Аналізуючи формули табл. 2.4, знаходимо, що вони мають однакову структуру [39], яку можна подати в такому вигляді:

$$h = v_0 \phi(K_\varphi, \varphi) + h_0, \quad (2.25)$$

де K_φ – один з показників озброєння долота;

$$\varphi = K_\varphi t + \varphi_0;$$

$\phi(K_\varphi, \varphi)$ - функція, що визначається із табл. 2.4 і залежить від типу вибраної моделі.

Для j -го дослідження рівняння (2.25) буде мати вигляд

$$h^{(j)} = v_0^{(j)} \phi(K_\varphi^{(j)}, \varphi^{(j)}), \quad (2.26)$$

де $h^{(j)} = h(t) - h_0^{(j)}$.

Значення $\varphi^{(j)}$ і $\varphi_0^{(j)}$ для відповідних моделей обчислюються за формулами 2.17), (2.19-2.20) і (2.23), (2.24).

Занесемо в табл. 2.5 значення $\phi(K_\varphi^{(j)}, \varphi^{(j)})$ та $\varphi^{(j)}$ і $\varphi_0^{(j)}$ для кожної з моделей.

Таблиця 2.5

Значення $\phi(K_\varphi^{(j)}, \varphi^{(j)})$ та $\varphi^{(j)}$, $\varphi_0^{(j)}$

Модель	$\phi(K_\varphi^{(j)}, \varphi^{(j)})$	$\varphi^{(j)}$	$\varphi_0^{(j)}$
A	$\frac{1}{2K_R} (\xi_0^2 - \xi_i^2)$	$\xi_i^{(j)} = 1 - K_R t_i^{(j)} + \Sigma_j$; $\Sigma_j = \Sigma_{j-1} - K_R t$	$\xi_0 = 1 + \Sigma_j$; $\Sigma_1 = 0$
B	$\frac{1}{K_v} \left(\frac{1}{\theta_0} - \frac{1}{\theta_i} \right)$	$\theta_i^{(j)} = \theta_0 e^{K_v t_i^{(j)}} + \Sigma_j$; $\Sigma_j = \Sigma_{j-1} + K_v t$	$\theta_0 = e^{\Sigma_j}$; $\Sigma_1 = 0$
C	$\frac{1}{K_\varepsilon} \ln \left(\frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_0} \right)$	$\varepsilon_i^{(j)} = 1 + K_\varepsilon t_i^{(j)} + \Sigma_j$; $\Sigma_j = \Sigma_{j-1} + K_\varepsilon t$	$\varepsilon_0 = 1 + \Sigma_j$; $\Sigma_1 = 0$
D	$\frac{2}{K_q} (\zeta_i^{1/2} - \zeta_0^{1/2})$	$\zeta_i^{(j)} = 1 + K_q t_i^{(j)} + \Sigma_j$; $\Sigma_j = \Sigma_{j-1} + K_q t$	$\zeta_0 = 1 + \Sigma_j$; $\Sigma_1 = 0$

В табл. 2.5 $t_i^{(j)} = t_i - t_{j-1}$, $t_i^{(j)}$ – поточний час для j -го інтервалу, ілюстрація якого показана на рис 2.2.

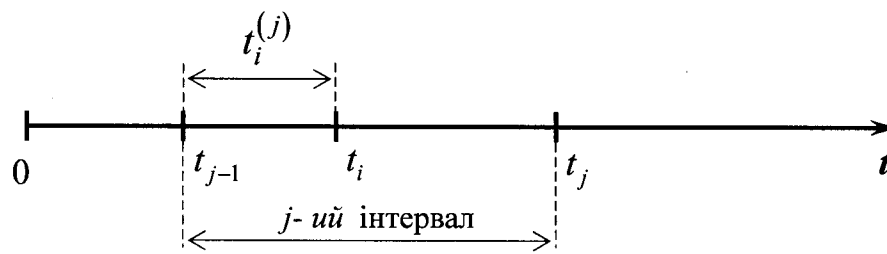


Рис. 2.2. Значення поточного часу для j -го інтервалу

Тепер задачею ідентифікації є визначення оцінок $\hat{v}_0^{(j)}$ і $K_\varphi^{(j)}$, $j = \overline{1, N}$ таких, які мінімізують

$$J(\bar{c}^{(j)}) = \sum_{i=1}^{N^{(j)}} (\Delta H_i^{(j)} - h_i^{(j)})^2, j = \overline{1, N}, \quad (2.27)$$

де $\bar{c}^T = (v_0, K_\varphi)$ - вектор параметрів моделі (2.10), (2.11).

$$\Delta H_i^{(j)} = H_i^{(j)} - H_0^{(j)},$$

$H_0^{(j)}$ - значення проходки на початок j -го експерименту ($H_0^{(1)} = 0$),

$N^{(j)}$ - кількість відліків значень проходки на інтервалі часу $t \in [t_0^{(j)}, t_k^{(j)}]$.

В роботі [124] показано, що топологія функції (2.27) має вигляд “яру”. Добре відомо, що методи локальної оптимізації не забезпечують достатньої точності розв'язку поставленої задачі, так як градієнти функції $J(\bar{c}^{(j)})$ біля “дна яру” різко змінюють свій напрямок і значення. Отже, локальний пошук приводить процес обчислень лише на дно “яру”, а там, практично зводить до мінімуму збіжність $\hat{v}_0^{(j)}$ і $K_\varphi^{(j)}$ до своїх оптимальних значень. Навіть, якщо використовувати спеціальні методи локальної оптимізації, то не має впевненості, що без достатньо доброго початкового наближення отримаємо розв'язок задачі (2.27). Виниклі труднощі обчислювального характеру можна подолати, якщо скористатися тією обставиною, що параметр $v_0^{(j)}$ входить в рівняння (2.26) лінійно.

$$\text{Необхідні умови } \frac{\partial J(\bar{c})}{\partial v_0} = 0, \quad \frac{\partial J(\bar{c})}{\partial K_\varphi} = 0 \text{ існування мінімуму функції}$$

(2.27) приводять до системи рівнянь

$$\sum_{i=0}^{N^{(j)}-1} (\Delta H_i^{(j)} - h_i^{(j)}) \phi(K_\varphi^{(j)}, \varphi_i^{(j)}) = 0, \quad (2.28)$$

$$\sum_{i=0}^{N^{(j)}-1} (\Delta H_i^{(j)} - h_i^{(j)}) \frac{\partial \phi(K_\varphi^{(j)}, \varphi_i^{(j)})}{\partial K_\varphi^{(j)}} = 0, \quad (2.29)$$

де $h^{(j)}$ визначається з виразу (2.26);

$$\varphi_i^{(j)} = K_\varphi^{(j)} t_i + \varphi_0.$$

Враховуючи значення $h^{(j)}$, яке виражається формулою (2.26), із рівняння (2.28) знаходимо

$$v_0^{(j)} = \frac{\sum_{k=0}^{N^{(j)}-1} \Delta H_k^{(j)} \phi(K_\varphi^{(j)}, \varphi_k^{(j)})}{\sum_{k=0}^{N^{(j)}-1} \phi^2(K_\varphi^{(j)}, \varphi_k^{(j)})}. \quad (2.30)$$

Підставивши значення $v_0^{(j)}$ в друге рівняння, приходимо до висновку, що

$$\sum_{i=0}^{N^{(j)}} \left(\Delta H_i^{(j)} - \frac{\sum_{k=0}^{N^{(j)}-1} \Delta H_k^{(j)} \phi(K_\varphi^{(j)}, \varphi_k^{(j)})}{\sum_{k=0}^{N^{(j)}-1} \phi^2(K_\varphi^{(j)}, \varphi_k^{(j)})} \phi(K_\varphi^{(j)}, \varphi_i^{(j)}) \right) \frac{\partial \phi(K_\varphi^{(j)}, \varphi_i^{(j)})}{\partial K_\varphi^{(j)}} = 0. \quad (2.31)$$

Рівняння (2.31) є нелінійним, його можна розв'язати одним із числових методів. Розв'язком рівняння (2.31) є значення $K_\varphi^{(j)}$, підставляючи яке у вираз (2.30), знаходимо $v^{(j)}$.

Знайдемо для кожної з моделей значення часткової похідної $\frac{\partial \phi(K_\varphi^{(j)}, \varphi^{(j)})}{\partial K_\varphi^{(j)}}$.

Для $m = 0$ запишемо

$$\frac{\partial \phi(K_R, \xi)}{\partial K_R} = \left(\frac{1}{2K_R} (\xi_0^2 - \xi^2) \right)', \text{ оскільки } \xi = 1 - K_R t \text{ та } \xi_0 = 1, \text{ то отримаємо}$$

$$\frac{\partial \phi(K_R, \xi)}{\partial K_R} = \frac{1}{2} \cdot \left[\frac{1}{K_R} \cdot \frac{\partial \xi}{\partial K_R} - \frac{1}{K_R^2} \cdot (1 - \xi^2) \right] = \frac{1}{2K_R^2} \cdot [2K_R t \xi - (1 - \xi^2)]. \quad (2.32)$$

Аналогічні перетворення зробимо для інших моделей. Для $m = 1$ часткова похідна буде мати вигляд

$$\frac{\partial \phi(K_v, \theta)}{\partial K_v} = \left(\frac{1}{K_v} \left(\frac{1}{\theta_0} - \frac{1}{\theta} \right) \right)', \text{ оскільки } \theta = e^{K_v t}, \text{ а } \theta_0 = 1 \text{ то будемо мати}$$

$$\frac{\partial \phi(K_v, \theta)}{\partial K_v} = \frac{1}{K_v} \cdot \frac{\partial \theta}{\partial K_v} - \frac{1}{K_v^2} \left(1 - \frac{1}{\theta} \right) = \frac{1}{K_v^2} \left(\frac{K_v t}{\theta} - \left(1 - \frac{1}{\theta} \right) \right). \quad (2.33)$$

При $m = 2$ будемо мати

$$\frac{\partial \phi(K_\varepsilon, \varepsilon)}{\partial K_\varepsilon} = \left(\frac{1}{K_\varepsilon} \ln \left(\frac{\varepsilon}{\varepsilon_0} \right) \right)', \text{ враховуючи, що } \varepsilon = K_\varepsilon t + 1 \text{ і } \varepsilon_0 = 1, \text{ то}$$

$$\frac{\partial \phi(K_\varepsilon, \varepsilon)}{\partial K_\varepsilon} = \frac{1}{K_\varepsilon} \cdot \frac{\partial \varepsilon}{\partial K_\varepsilon} - \frac{1}{K_\varepsilon^2} \ln \left(\frac{\varepsilon}{\varepsilon_0} \right) = \frac{1}{K_\varepsilon^2} \left(\frac{K_\varepsilon t}{\varepsilon} - \ln \left(\frac{\varepsilon}{\varepsilon_0} \right) \right). \quad (2.34)$$

Аналогічно знаходимо, що для $m = 3$

$$\frac{\partial \phi(K_q, \zeta)}{\partial K_q} = \left(\frac{2}{K_q} \left(\zeta^{1/2} - \zeta_0^{1/2} \right) \right)', \text{ підставивши } \zeta = K_q t + 1 \text{ та } \zeta_0 = 1,$$

отримаємо

$$\frac{\partial \phi(K_q, \zeta)}{\partial K_q} = 2 \cdot \left[\frac{1}{K_q} \cdot \frac{\partial \zeta}{\partial K_q} - \frac{1}{K_q^2} \left(\zeta^{1/2} - 1 \right) \right] = \frac{1}{K_q^2} \left(\frac{K_q t}{\zeta^{1/2}} - 2 \cdot \left(\zeta^{1/2} - 1 \right) \right). \quad (2.35)$$

Підставивши значення часткових похідних (2.32)-(2.35) в формулу (2.31) та зробивши нескладні перетворення, отримаємо рівняння для обчислення параметрів v_0 та K_ϕ для всіх розглянутих моделей. Оскільки множник часткової похідної $\frac{1}{K_\phi^2}$ в рівнянні (2.31) не залежить від знаку суми, то його

можна скоротити. Результати підстановок занесемо в табл. 2.6.

Рівняння для обчислення K_φ

Значення m	$\frac{\partial J(\bar{c})}{\partial K_\varphi}$
0	$\sum_{i=0}^{N^{(j)}} \left(\Delta H_i^{(j)} - \frac{\sum_{k=0}^{N^{(j)}-1} \Delta H_k^{(j)} \cdot (1 - (1 - \xi_k)^2)}{\sum_{k=0}^{N^{(j)}-1} (1 - (1 - \xi_k)^2)^2} (1 - (1 - \xi_i)^2) \right) \left(2K_R t \xi_i - (1 - (1 - \xi_i)^2) \right)$
1	$\sum_{i=0}^{N^{(j)}} \left(\Delta H_i^{(j)} - \frac{\sum_{k=0}^{N^{(j)}-1} \Delta H_k^{(j)} \cdot \left(1 - \frac{1}{\theta_k}\right)}{\sum_{k=0}^{N^{(j)}-1} \left(1 - \frac{1}{\theta_k}\right)^2} \left(1 - \frac{1}{\theta_i}\right) \right) \left(\frac{K_v t}{\theta_i} - \left(1 - \frac{1}{\theta_i}\right) \right)$
2	$\sum_{i=0}^{N^{(j)}} \left(\Delta H_i^{(j)} - \frac{\sum_{k=0}^{N^{(j)}-1} \Delta H_k^{(j)} \cdot \left(\ln \frac{\varepsilon_k}{1}\right)}{\sum_{k=0}^{N^{(j)}-1} \left(\ln \frac{\varepsilon_k}{1}\right)^2} \left(\ln \frac{\varepsilon_i}{1}\right) \right) \left(\frac{K_\varepsilon t}{\varepsilon_i} - \ln \left(\frac{\varepsilon_i}{1}\right) \right)$
3	$\sum_{i=0}^{N^{(j)}} \left(\Delta H_i^{(j)} - \frac{\sum_{k=0}^{N^{(j)}-1} \Delta H_k^{(j)} \cdot \left(\zeta_k^{1/2} - 1\right)}{\sum_{k=0}^{N^{(j)}-1} \left(\zeta_k^{1/2} - 1\right)^2} \left(\zeta_i^{1/2} - 1\right) \right) \left(\frac{K_q t}{\zeta_i^{1/2}} - 2 \cdot \left(\zeta_i^{1/2} - 1\right) \right)$

Розв'язком рівнянь поданих у табл. 2.6 є значення K_R, K_v, K_ε та K_q , підставляючи які у рівняння (2.30) отримаємо відповідно величину v_0 для моделей А, В, С та D.

2.3. Розробка алгоритмів ідентифікації параметрів узагальненої математичної моделі

В роботах [112, 115, 124] розглянуто математичну модель процесу буріння свердловин, в якій функція зносу озброєння долота описується гіперболічною

залежністю. Розв'язок задачі ідентифікації параметрів моделі v_0 і K_ε здійснюється [32, 124] з використанням МНК-методу, що приводить до мінімізації функціоналу

$$J(v_0, K_\varepsilon) = \sum_{i=1}^N \left(H_i - \frac{v_0}{K_\varepsilon} \ln(K_\varepsilon t_i + 1) \right)^2 \quad (2.36)$$

де H_i - заглиблення долота відраховане в момент часу t_i .

В роботах [32, 112] для дослідження топології функції $J(v_0, K_\varepsilon)$ побудували лінії рівня в площині параметрів v_0, K_ε . Аналіз отриманих результатів показав, що топологія $J(v_0, K_\varepsilon)$ має вигляд яру, дно якого витягнуте в напрямку параметру K_ε . Це означає, що чутливість алгоритму ідентифікації до параметрів v_0 і K_ε моделі (2.10) і (2.11) різна, що приводить до необхідності оцінки впливу точності визначення параметрів моделі на обчислення значень проходки у відповідності з рівнянням (2.25).

Для розв'язку поставленої задачі обчислимо коефіцієнти чутливості [37] $i_{v_0} = \frac{\partial h}{\partial v_0}$ та $i_{K_\varphi} = \frac{\partial h}{\partial K_\varphi}$ моделей (2.10) і (2.11). Коефіцієнт чутливості $i_{v_0} = \frac{\partial h}{\partial v_0}$

знайдемо з рівняння (2.10). Проінтегрувавши його отримаємо $h = \frac{v_0}{\varphi^r} t + C$.

Звідси знаходимо

$$i_{v_0} = \frac{\partial h}{\partial v_0} = \frac{1}{v_0} h . \quad (2.37)$$

Для знаходження коефіцієнта чутливості $i_{K_\varphi} = \frac{\partial h}{\partial K_\varphi}$ рівняння (2.11)

запишемо у такому вигляді $\frac{d\varphi}{\varphi^s} = K_\varphi dt$.

Розглянемо випадок, коли $s = 0$. Тоді запишемо $d\varphi = K_\varphi dt$.

Проінтегрувавши даний вираз отримаємо

$$\varphi = K_\varphi t + C , \quad (2.38)$$

де C - стала інтегрування.

Нехай $t = 0$ і відповідно $\varphi(0) = \varphi_0$, тоді $C = \varphi_0$. Рівняння (2.38) буде мати вигляд

$$\varphi = K_\varphi t + \varphi_0.$$

Підставимо знайдене значення в рівняння (2.10) і отримаємо

$$\frac{dh}{dt} = \frac{v_0}{(K_\varphi t + \varphi_0)^r}.$$

Введемо позначення $u = K_\varphi t + \varphi_0$, тоді $\frac{du}{dt} = K_\varphi$, звідси $dt = \frac{du}{K_\varphi}$. Отже,

$$\frac{dh}{dt} = \frac{v_0 du}{K_\varphi u^r}. \quad (2.39)$$

Розглянемо випадок, коли $r \neq 1$. Тоді

$$h = \frac{v_0}{(1-r)K_\varphi} (\varphi)^{(1-r)} + C.$$

З фізичної суті процесу буріння в момент часу $t = 0$ проходка $h(0) = 0$.

Знайдемо $C = -\frac{v_0}{(1-r)K_\varphi} \varphi_0^{(1-r)}$. Зробивши підстановки, отримаємо

$$h = \frac{v_0}{(1-r)K_\varphi} \left[(\varphi)^{(1-r)} - \varphi_0^{(1-r)} \right]. \quad (2.40)$$

Тепер знайдемо

$$i_{K_\varphi} = \frac{\partial h}{\partial K_\varphi} = \frac{1}{K_\varphi} \left[\frac{v_0 t}{(\varphi)^r} - h \right]. \quad (2.41)$$

Проінтегруємо рівняння (2.39) у випадку $r = 1$. Отримаємо

$$h = \frac{v_0}{K_\varphi} \ln(\varphi) + C.$$

В момент часу $t = 0$ знайдемо $C = -\frac{v_0}{K_\varphi} \ln(\varphi_0)$. Отже,

$$h = \frac{v_0}{K_\varphi} \ln \left(\frac{\varphi}{\varphi_0} \right). \quad (2.42)$$

Знайдемо коефіцієнт чутливості

$$i_{K_\varphi} = \frac{\partial h}{\partial K_\varphi} = \frac{1}{K_\varphi} \left[\frac{v_0 t}{\varphi} - h \right]. \quad (2.43)$$

Підставивши в рівняння (2.41) значення K_φ та r з табл. 2.2 для моделей А та D, а в рівняння (2.43) для моделі С і враховуючи значення φ отримаємо:

$$\begin{aligned} i_{K_R} &= \frac{1}{K_R} \left[\frac{v_0 t}{(\varphi_0 - K_R t)^{-1}} - h \right], \\ i_{K_\varepsilon} &= \frac{1}{K_\varepsilon} \left[\frac{v_0 t}{K_\varepsilon t + \varphi_0} - h \right], \\ i_{K_q} &= \frac{1}{K_\varphi} \left[\frac{v_0 t}{\sqrt{K_q t + \varphi_0}} - h \right]. \end{aligned} \quad (2.44)$$

Оскільки рівняння (2.44) мають однакову структуру запишемо їх в загальному вигляді

$$i_{K_\varphi} = \frac{\partial h}{\partial K_\varphi} = \frac{1}{K_\varphi} \left[\frac{v_0 t}{(K_\varphi t + \varphi_0)^r} - h \right], \quad (2.45)$$

де r – приймає значення -1 , 1 та $1/2$.

Щоб порівняти вплив параметрів v_0 і K_φ на моделі А, С та D знайдемо

$I = \frac{i_{K_\varphi}}{i_{v_0}}$. Враховуючи формули (2.37) і (2.45), маємо

$$I = \frac{v_0}{K_\varphi} \left(\frac{v_0 t}{h (K_\varphi t + \varphi_0)^r} - 1 \right). \quad (2.46)$$

Запишемо рівняння (2.46) для кожної з моделей при початкових умовах 2.12), тобто врахуємо, що $\varphi_0 = 1$.

Виключимо з рівняння (2.46) величини v_0 та K_φ . Зробимо заміну $a = \frac{v_0}{K_\varphi}$.

Для моделі А з рівняння проходки на долото $h = \frac{v_0}{2K_R} (1 - (1 - K_R t)^2)$

знайдемо $1 - K_R t = \sqrt{\frac{a - 2h}{a}}$. Звідси визначимо $K_R t = 1 - \sqrt{\frac{a - 2h}{a}}$. Запишемо, що

$v_0 t = \frac{v_0}{K_R} K_R t$, отже $v_0 t = a \left(1 - \sqrt{\frac{a - 2h}{a}}\right)$. Зробивши відповідні підстановки

отримаємо

$$I(h, a) = a \left(\frac{a}{h} \left(1 - \sqrt{\frac{a - 2h}{a}}\right)^2 - 1 \right). \quad (2.47)$$

Розглянемо модель В. Із рівняння проходки на долото знайдемо величину $K_\varepsilon t + 1 = e^{h/a}$. Крім того $K_\varepsilon t = e^{h/a} - 1$ і $v_0 t = a(e^{h/a} - 1)$. Підставляючи отримані результати в (2.46) при $K_\varphi = K_\varepsilon$ і $r = 1$, знаходимо

$$I(a, h) = a \left(\frac{a(e^{h/a} - 1)}{h e^{h/a}} - 1 \right). \quad (2.48)$$

Аналогічно, для моделі D з рівняння $h = \frac{2v_0}{K_q} (\sqrt{K_q t + 1} - 1)$ знайдемо

$K_q t + 1 = \left(\frac{h}{2a} + 1\right)^2$. Звідси $K_q t = \left(\frac{h}{2a} + 1\right)^2 - 1$ і відповідно $v_0 t = a \left(\left(\frac{h}{2a} + 1\right)^2 - 1\right)$.

Отже, запишемо

$$I(h, a) = a \left(\frac{a \left(\left(\frac{h}{2a} + 1\right)^2 - 1\right)}{h \left(\frac{h}{2a} + 1\right)} - 1 \right). \quad (2.49)$$

В залежності від того, яке із двох співвідношень $|I(a, h)| > 1$ чи $|I(a, h)| < 1$ задовільняється, будемо мати різний вплив параметрів v_0 і K_φ на моделі (2.40) і (2.42). В першому випадку $|i_{K_\varphi}| > |i_{v_0}|$, тобто чутливість моделей (2.40) і (2.42) до параметра K_φ вища, ніж до параметра v_0 . Це означає, що похибки обчислення

параметра K_φ будуть значно більше впливати на залежності (2.40) і (2.42), ніж похибки обчислення v_0 . В другому випадку, матимемо протилежний результат. На рис. 2.3 показані графіки залежностей $I(a, h)$, які побудовані для різних значень a . Видно, що для малих значень h ($h \leq 2$) вплив параметрів v_0 і K_φ на моделі (2.40) і (2.42) майже однаковий. При збільшенні h має місце співвідношення $|I(a, h)| > 1$, тобто вплив параметра K_φ на моделі (2.40) і (2.42) є більш значимим ніж відповідний вплив параметра v_0 .

Значення коефіцієнта чутливості для моделей А, С, D занесемо в табл. 2.7.

Таблиця 2.7

Значення I для моделей А, С, D

m	Модель	Значення I
0	А	$I(h, a) = a \left(\frac{a}{h} \left(1 - \sqrt{\frac{a-2h}{a}} \right)^2 - 1 \right)$
2	С	$I(a, h) = a \left(\frac{a(e^{h/a} - 1)}{he^{h/a}} - 1 \right)$
3	D	$I(h, a) = a \left(\frac{a \left(\left(\frac{h}{2a} + 1 \right)^2 - 1 \right)}{h \left(\frac{h}{2a} + 1 \right)} - 1 \right)$

Тепер розглянемо модель В процесу буріння свердловини. Підставивши в рівняння (2.10) і (2.11) значення $s=1$ і $r=1$, запишемо $\frac{dh}{dt} = \frac{v_0}{\theta}$ і $\frac{d\theta}{dt} = K_v \theta$. Розв'язуючи отриману систему рівнянь при початкових умовах (2.12), будемо мати

$$h = \frac{v_0}{K_v} (1 - e^{-K_v t}). \quad (2.50)$$

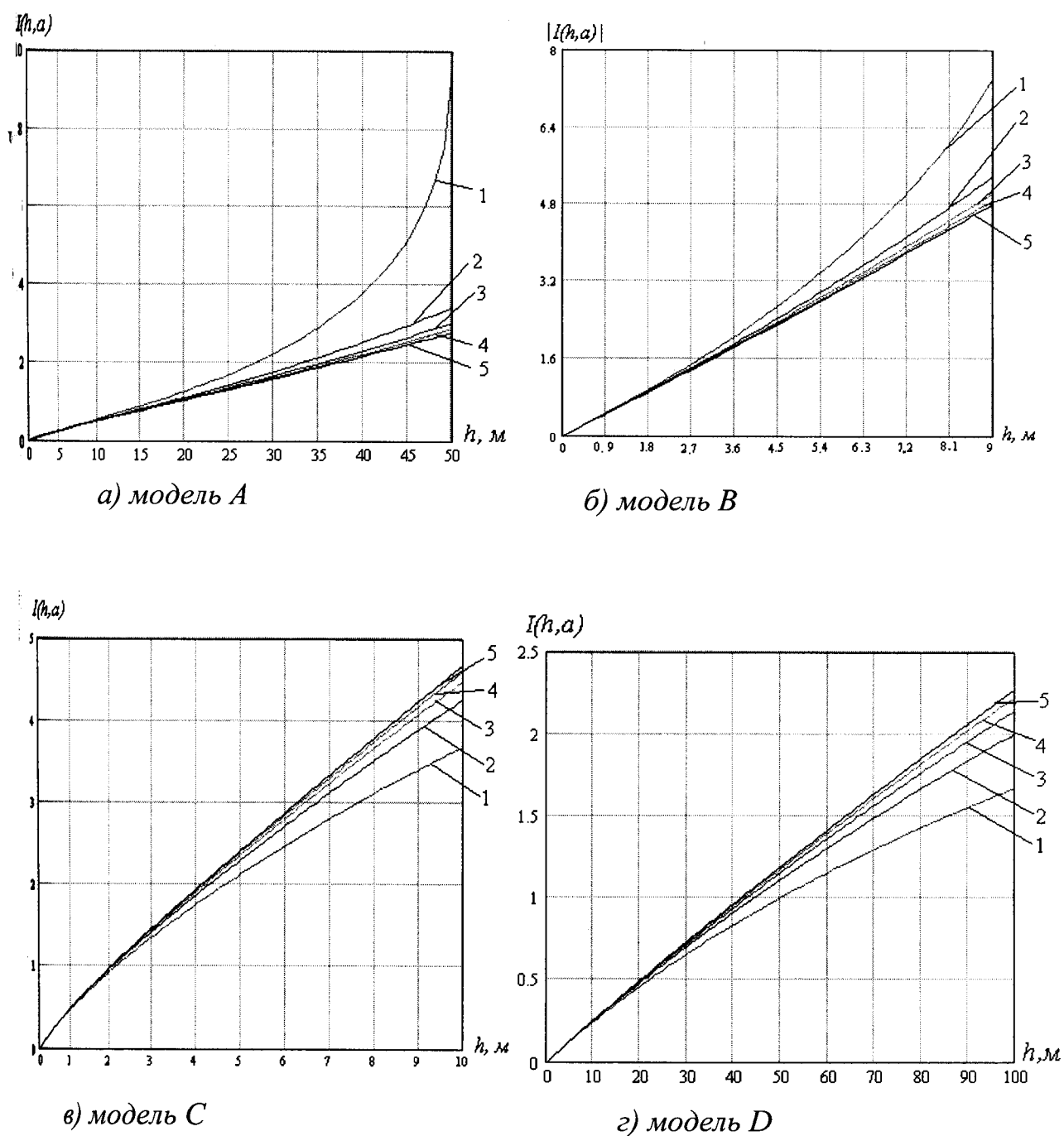


Рис. 2.3. Графіки залежності $I(h, a)$ для різних моделей

1 – $a=10$; 2 – $a=20$; 3 – $a=30$; 4 – $a=40$; 5 – $a=50$.

Як і раніше дослідимо чутливість моделі (2.50) до зміни параметрів v_0 і K_v . Для цього обчислимо коефіцієнти чутливості i_{v_0} і i_{K_v} та знайдемо їх відношення $I(h, a) = \frac{i_{v_0}}{i_{K_v}}$. Отже,

$$i_{v_0} = \frac{\partial h}{\partial v_0} = \frac{1}{v_0} h.$$

Обчислимо i_{K_v} .

$$i_{K_v} = \frac{\partial h}{\partial K_v} = v_0 \cdot \frac{tK_v e^{-K_v t} - (1 - e^{-K_v t})}{K_v^2} = \frac{v_0 t e^{-K_v t}}{K_v} - \frac{h}{K_v}. \quad (2.51)$$

Вилучимо з отриманого рівняння величини v_0 і K_v . Для цього з рівняння (2.50) знайдемо $e^{-K_v t} = 1 - \frac{K_v}{v_0} h$ та $-K_v t = \ln\left(1 - \frac{K_v}{v_0} h\right)$. Зробимо заміну $a = \frac{v_0}{K_v}$.

Підставивши знайдені значення в рівняння (2.51) отримаємо

$$i_{K_v} = -\frac{1}{K_v} \left(\frac{v_0}{K_v} \ln\left(1 - h \frac{K_v}{v_0}\right) \left(1 - h \frac{K_v}{v_0}\right) - 1 \right).$$

Отже, для моделі В запишемо

$$I(h, a) = -a \left(\frac{a}{h} \ln\left(1 - \frac{h}{a}\right) \left(1 - \frac{h}{a}\right) + 1 \right). \quad (2.52)$$

На рис. 2.3б показаний графік залежності $|I(a, h)|$, із якого видно, що, як і в попередньому випадку при малих значеннях проходки h вплив v_0 і K_v на точність моделі майже однаковий; при збільшенні h вплив K_v є більш значимим ніж v_0 .

Таким чином, проведений аналіз показує, що при розробці алгоритмів ідентифікації перевагу слід надавати тим алгоритмам, які забезпечують підвищену точність обчислення K_φ . До таких методів слід віднести розроблений нами метод, в якому для ідентифікації параметрів необхідно розв'язати нелінійне рівняння (2.31).

Розглянемо числові методи пошуку нуля однієї змінної [68].

Метод дихотомії. Допустимо, що функція $f(x)$ на проміжку $[a;b]$ є неперервна і монотонна та пересікає вісь x к в точці $x=c$, яка належить інтервалу $[a;b]$. Метод ділення відрізка пополам зсуває крайні точки все ближче, поки на інтервалі не буде отримано довільно малий відрізок $b_j - a_j \leq \varepsilon$, який містить нуль функції. Визначальною операцією у процесі поділу інтервалу наполовину є вибір середньої точки $c_j = \frac{a_j + b_j}{2}$ і аналіз трьох можливостей, які

при цьому можуть виникнути:

а) Якщо $f(a_j)$ і $f(c_j)$ мають різні знаки, то нуль належить інтервалу $[a_j; c_j]$.

б) Якщо $f(c_j)$ і $f(b_j)$ мають різні знаки, то $c \in [c_j; b_j]$.

в) Якщо $f(c_j) = 0$, то $x_j = c_j$.

Оскільки на кожному кроці ітерації вихідний відрізок $[a_j; b_j]$ ділиться наполовину, то він породжує таку послідовність точок, що $|x_j - c_k| \leq \frac{b-a}{2^{k+1}}$. Це означає, що послідовність значень $c_k \rightarrow x_j$ при $k \rightarrow \infty$.

Перевагою даного методу є простота обчислень і можливість наперед визначити необхідну точність обчислень ε_f . Проте зменшення ε_f приводить до зростання кількості ітерацій N .

Метод хорд. Метод дихотомії має невелику збіжність. Збіжність алгоритму розв'язку задачі $f(x) = 0$ можна збільшити, якщо відрізок $[a;b]$ ділити точкою c на частини не навпіл, а пропорційно величинам ординат $f(a)$ і $f(b)$ функції $f(x)$. Як і раніше допускаємо, що $f(a)$ і $f(b)$ мають протилежні знаки. Знайдемо точку $(c;0)$, в якій хорда L , що з'єднує точки $(a; f(a))$ і $(b; f(b))$ пересікає вісь x .

$$c = b - \frac{f(b)(b-a)}{f(b)-f(a)}$$

Тут як і в методі дихотомії існують три можливості.

Метод хорд збігається значно швидше, ніж метод дихотомії в тому випадку, коли $f(x)$ близька до лінійної функції. Але у загальному випадку може статися, що метод хорд буде програвати у швидкості методу дихотомії тоді, коли $f(x)$ значно відрізняється від прямої лінії. Але основним недоліком даного методу є те, що хоча довжина інтервалу $[a_j; b_j]$ стає дедалі меншою, може статися, що він не сходиться до нуля, якщо функція $y = f(x)$ ввігнута біля точки $(c; 0)$.

Метод Ньютона-Рафсона. Метод Ньютона-Рафсона має вищу збіжність у порівнянні з методами дихотомії і хорд. Геометричний зміст методу заключається в тому, що наближення до кореня c функції $f(x)$ здійснюється за абсцисами точок пересічень дотичних до $f(x)$, які проведені у точках попередніх наближень.

Будемо вважати, що функція має першу $f'(x)$ і другу $f''(x)$ похідні і нехай $[a; b]$ - інтервал локального кореня.

На інтервалі $[a; b]$ функцію $f(x)$ розкладемо у ряд Тейлора, обмежившись лише лінійним членом

$$f(x) \approx f(x_k) + f'(x_k)\Delta x + \frac{1}{2}f''(\theta_k)(\Delta x)^2, \quad (2.53)$$

де $x_k \in [a; b]$ і $\theta_k \in [a; b]$; $x = x_k + \Delta x$;

$R(x) = \frac{1}{2}f''(\theta_k)(\Delta x)^2$ - залишковий член ряду;

Δx - приріст аргумента.

Оскільки $\Delta x = x - x_k$, то рівняння (2.53) набуває такого вигляду:

$$f(x) \approx f(x_k) + f'(x_k)(x - x_k) + \frac{1}{2}f''(\theta_k)(x - x_k)^2. \quad (2.54)$$

У тому випадку, коли c близьке до x_k , тоді у (2.54) можна знехтувати квадратичним членом, але в такому випадку будемо мати не корінь c , а деяку іншу точку x_k . Отже, зробивши відповідні перетворення з рівняння (2.54) знаходимо вираз, який задає ітераційний процес Ньютона-Рафсона

$$x_{k+1} = x_k - \frac{f(x_k)}{f'(x_k)}. \quad (2.55)$$

При реалізації ітераційної процедури виникає питання про вибір початкової точки x_0 , яка за вимогою методу, повинна бути близькою до кореня c функції $f(c)$. Якщо вибрати початкове наближення дуже далеко від потрібного, то послідовність може сходитися до іншого або не сходитися зовсім. Ще одним суттєвим недоліком цього методу є можливість ділення на нуль, якщо $f'(k) = 0$.

Метод січних. У методі Ньютона-Рафсона для реалізації ітераційної процедури необхідно обчислювати дві функції $f(k)$ і $f'(k)$ на кожному k -му кроці, що в багатьох випадках викликає труднощі обчислювального характеру. У методі відсікаючи похідна обчислюється тільки один раз в точці $x = x_0$. У подальшому нахил прямої L до вісі абсцис залишається незмінним, тобто

$$x_{k+1} = x_k - \frac{f(x_k)}{f'(x_0)}.$$

Модифікований метод січних. Ітераційна процедура втрачає високу швидкість збіжності, яку можна збільшити, якщо на кожному кроці процедури (2.55) похідну замінити її наближенням $f'(x_k) \approx \frac{f(x_{k+1}) - f(x_k)}{x_{k+1} - x_k}$, то запишемо

$$x_{k+1} = x_k - \frac{f(x_k)(x_{k-1} - x_k)}{f(x_{k-1}) - f(x_k)}. \quad (2.56)$$

Перевагою даного методу є високий порядок швидкості збіжності ітераційної процедури (2.56) у поєднанні з невеликими обчислювальними затратами. Проте як і для методу Ньютона-Рафсона актуальним залишається питання про вибір початкового наближення.

Отже, розглянувши різні методи для пошуку нуля функції однієї змінної, для розв'язку рівняння (2.31) ми вибрали метод половинного ділення відрізка, оскільки інші методи вимагають обчислення похідних (метод Ньютона), або не гарантують збіжності обчислювальної процедури (метод січних і хорд).

На рис. 2.4 показані графічні залежності рівняння (2.31) для кожної моделі, із яких видно, рівняння $f(K_\varphi) = 0$ має два корені, один із них нульовий. Цей корінь ми відкидаємо, так як допускаємо, що в процесі буріння озброєння долота зношується. Для того, щоб ітераційний процес збігався до другого кореня рівняння $f(K_\varphi) = 0$, початкову точку слід вибирати правіше від кореня c . За допомогою графіка вибираємо перше наближення кореня.

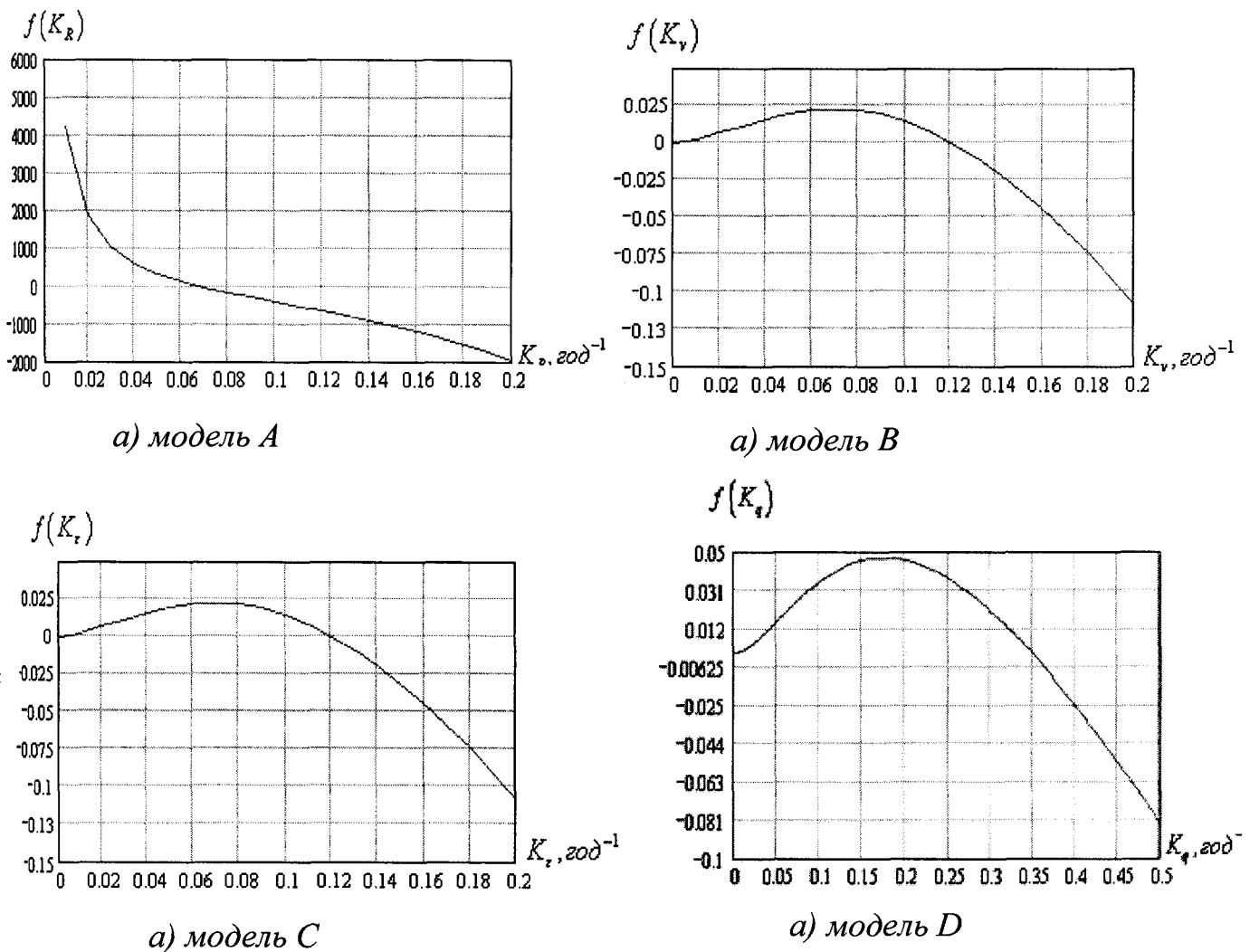


Рисунок 2.4. Графіки залежностей $f(K_\varphi)$ для різних моделей

При бурінні однієї із свердловин Прикарпатського УБР роторним способом підтримували постійними технологічні параметри (осьове навантаження на долото $F = 196 \text{ кН}$, швидкість обертання ротора $n = 1.08 \text{ с}^{-1}$). Значення проходки на долото фіксували через кожні 0,2 год. Графік залежності

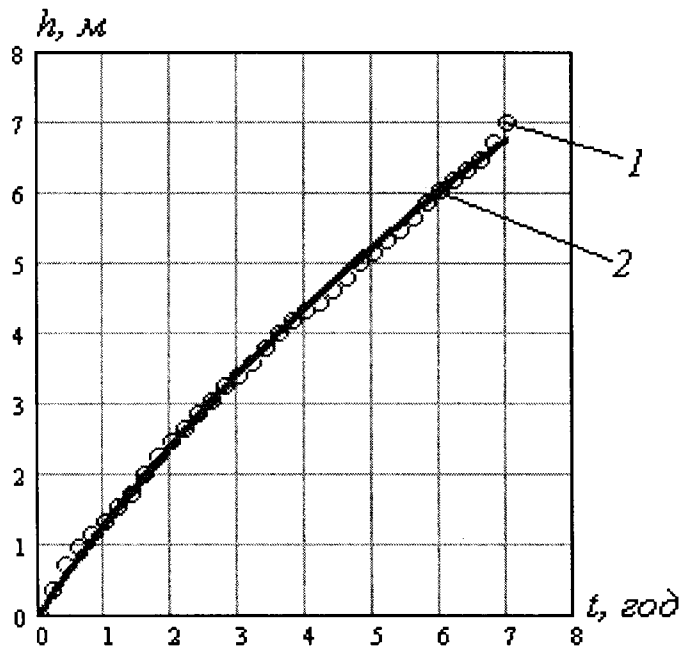


Рис. 2.5. Графік зміни проходки $h(t)$ в часі

1 – експеримент; 2 – розрахунок.

проходки як функції часу показаний на рис. 2.5. Залежність $h(t)$ апроксимували спочатку моделями (2.40) і (2.42), а потім моделлю (2.50). Значення параметра K_φ знайшли як розв'язок нелінійного рівняння (2.31). Знаючи K_φ , обчислили v_0 за формулою (2.30). В результаті отримали $v_0 = 1.328 \text{ м/год}$ і $K_\varepsilon = 0,121 \text{ год}^{-1}$. Похибка апроксимації, яка обчислювалась у відповідності з виразом

$$\sigma^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (H_i - h_i)^2, \text{ де } h_i - \text{значення проходки обчислені в дискретні моменти}$$

часу у відповідності з моделлю (2.42) склала $\sigma^2 = 6.485 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$. Аналогічно були визначені параметри для моделі (2.50). В результаті отримали - $v_0 = 1.328 \text{ м/год}$, $K_v = 0,088 \text{ год}^{-1}$ і $\sigma^2 = 8.044 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$. Для моделей А та Д в результаті обчислень отримали відповідно такі значення параметрів: $v_0 = 1.253 \text{ м/год}$, $K_R = 0,067 \text{ год}^{-1}$, $\sigma^2 = 9.834 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$ та $v_0 = 1.378 \text{ м/год}$, $K_q = 0.35 \text{ год}^{-1}$ і $\sigma^2 = 8.151 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$.

Аналіз отриманих результатів показує, що в даному випадку модель С, дещо краще апроксимує результати експерименту ніж інші моделі.

2.3.1. Перевірка моделі на адекватність

З метою дискримінації узагальненої моделі (2.1) опрацьовувалися дані пасивного експерименту однієї з свердловин Надвірнянського УБР “Микуличин-

39" [66, 67]. Буріння проводилось на глибині від 1900 до 3200 метрів роторним способом тришаршковим долотом діаметром 215,9 мм. При бурінні вказаного діапазону глибини свердловини було використано 42 долота.

Оцінку точності розраховували за відхиленням дисперсії $\hat{\sigma}_h^2$ розрахункових значень проходки від експериментальних.

$$\hat{\sigma}_h^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (\Delta H_i - \Delta h_i)^2. \quad (2.57)$$

Результати обчислень для кожної з моделей занесено в таблицю 2.8.

Таблиця 2.8

Значення дисперсій $\hat{\sigma}_h^2$ для моделей різного вигляду

№ інтерв.	Кількість точок	$\hat{\sigma}_A^2$	$\hat{\sigma}_B^2$	$\hat{\sigma}_C^2$	$\hat{\sigma}_D^2$
1	2	3	4	5	6
1	9	$1,03088 \cdot 10^{-3}$	$9,81947 \cdot 10^{-4}$	$8,57101 \cdot 10^{-3}$	$5,99766 \cdot 10^{-4}$
2	10	$1,49556 \cdot 10^{-3}$	$1,42483 \cdot 10^{-3}$	$1,35123 \cdot 10^{-3}$	$1,26145 \cdot 10^{-4}$
3	17	$1,26481 \cdot 10^{-5}$	$2,96526 \cdot 10^{-4}$	$6,45984 \cdot 10^{-5}$	$1,34149 \cdot 10^{-4}$
4	13	$8,88582 \cdot 10^{-4}$	$4,22327 \cdot 10^{-3}$	$4,51048 \cdot 10^{-3}$	$4,75811 \cdot 10^{-3}$
5	10	$3,78206 \cdot 10^{-4}$	$3,26825 \cdot 10^{-5}$	$4,01185 \cdot 10^{-4}$	$5,38650 \cdot 10^{-5}$
6	49	$3,01666 \cdot 10^{-6}$	$1,34962 \cdot 10^{-6}$	$6,62627 \cdot 10^{-7}$	$4,56951 \cdot 10^{-6}$
7	17	$1,66853 \cdot 10^{-3}$	$2,36653 \cdot 10^{-4}$	$1,66787 \cdot 10^{-4}$	$9,37314 \cdot 10^{-4}$
8	6	$8,93182 \cdot 10^{-3}$	$9,88897 \cdot 10^{-3}$	$8,55337 \cdot 10^{-4}$	$1,29984 \cdot 10^{-4}$
9	14	$3,89333 \cdot 10^{-5}$	$8,92710 \cdot 10^{-5}$	$8,96831 \cdot 10^{-5}$	$9,01949 \cdot 10^{-4}$
10	10	$1,95092 \cdot 10^{-4}$	$6,95305 \cdot 10^{-4}$	$6,95305 \cdot 10^{-4}$	$8,91610 \cdot 10^{-5}$
11	15	$8,85476 \cdot 10^{-5}$	$3,16571 \cdot 10^{-4}$	$3,48390 \cdot 10^{-4}$	$3,80766 \cdot 10^{-4}$
12	7	$9,73736 \cdot 10^{-5}$	$3,24942 \cdot 10^{-4}$	$3,72008 \cdot 10^{-4}$	$4,15650 \cdot 10^{-4}$
13	15	$6,15711 \cdot 10^{-5}$	$6,17211 \cdot 10^{-4}$	$6,17211 \cdot 10^{-4}$	$6,18915 \cdot 10^{-3}$
14	16	$2,09933 \cdot 10^{-3}$	$5,09765 \cdot 10^{-4}$	$5,09765 \cdot 10^{-4}$	$2,09141 \cdot 10^{-5}$
15	15	$1,80894 \cdot 10^{-4}$	$1,67212 \cdot 10^{-4}$	$1,54749 \cdot 10^{-5}$	$1,43342 \cdot 10^{-5}$
16	14	$1,05021 \cdot 10^{-5}$	$9,06356 \cdot 10^{-6}$	$1,77972 \cdot 10^{-4}$	$1,04970 \cdot 10^{-4}$
17	12	$8,93787 \cdot 10^{-4}$	$9,93944 \cdot 10^{-4}$	$9,93924 \cdot 10^{-4}$	$5,93063 \cdot 10^{-4}$
18	14	$5,11719 \cdot 10^{-4}$	$5,10962 \cdot 10^{-4}$	$5,14299 \cdot 10^{-4}$	$2,91591 \cdot 10^{-5}$
19	15	$9,66191 \cdot 10^{-5}$	$1,86116 \cdot 10^{-4}$	$1,86116 \cdot 10^{-4}$	$7,97567 \cdot 10^{-5}$

продовження табл. 2.8

1	2	3	4	5	6
20	16	$9,60305 \cdot 10^{-4}$	$9,60191 \cdot 10^{-4}$	$8,59775 \cdot 10^{-4}$	$5,59064 \cdot 10^{-4}$
21	8	$8,05739 \cdot 10^{-6}$	$1,01602 \cdot 10^{-5}$	$1,01602 \cdot 10^{-5}$	$1,86153 \cdot 10^{-4}$
22	21	$3,40722 \cdot 10^{-4}$	$3,39907 \cdot 10^{-5}$	$3,39907 \cdot 10^{-5}$	$4,32417 \cdot 10^{-4}$
23	30	$1,74781 \cdot 10^{-5}$	$6,66518 \cdot 10^{-5}$	$6,66518 \cdot 10^{-5}$	$6,59237 \cdot 10^{-4}$
24	22	$7,98480 \cdot 10^{-7}$	$9,92620 \cdot 10^{-7}$	$1,22470 \cdot 10^{-6}$	$1,50241 \cdot 10^{-6}$
25	21	$5,10565 \cdot 10^{-4}$	$4,43011 \cdot 10^{-5}$	$3,86905 \cdot 10^{-5}$	$3,39385 \cdot 10^{-5}$
26	17	$1,08504 \cdot 10^{-4}$	$9,89251 \cdot 10^{-5}$	$8,91392 \cdot 10^{-4}$	$7,96981 \cdot 10^{-6}$
27	12	$9,24066 \cdot 10^{-5}$	$1,94341 \cdot 10^{-4}$	$7,23944 \cdot 10^{-5}$	$1,26121 \cdot 10^{-4}$
28	19	$3,35164 \cdot 10^{-6}$	$1,38061 \cdot 10^{-5}$	$1,38061 \cdot 10^{-5}$	$3,32761 \cdot 10^{-6}$
29	8	$9,81191 \cdot 10^{-3}$	$9,79888 \cdot 10^{-4}$	$9,79888 \cdot 10^{-4}$	$9,80246 \cdot 10^{-3}$
30	12	$2,46107 \cdot 10^{-3}$	$2,41653 \cdot 10^{-3}$	$2,37526 \cdot 10^{-4}$	$2,33693 \cdot 10^{-4}$
31	18	$1,13674 \cdot 10^{-4}$	$1,00237 \cdot 10^{-3}$	$3,51560 \cdot 10^{-4}$	$7,66347 \cdot 10^{-4}$
32	10	$4,56938 \cdot 10^{-5}$	$6,63552 \cdot 10^{-5}$	$4,04652 \cdot 10^{-5}$	$7,04760 \cdot 10^{-5}$
33	16	$3,44557 \cdot 10^{-3}$	$9,24398 \cdot 10^{-4}$	$8,04983 \cdot 10^{-4}$	$2,86873 \cdot 10^{-4}$
34	13	$6,47357 \cdot 10^{-4}$	$3,19529 \cdot 10^{-4}$	$1,42323 \cdot 10^{-4}$	$5,13159 \cdot 10^{-5}$
35	8	$1,73327 \cdot 10^{-4}$	$4,10263 \cdot 10^{-5}$	$8,11545 \cdot 10^{-6}$	$3,89868 \cdot 10^{-5}$
36	13	$7,78118 \cdot 10^{-5}$	$9,93597 \cdot 10^{-5}$	$5,12933 \cdot 10^{-5}$	$9,37126 \cdot 10^{-5}$
37	12	$5,10936 \cdot 10^{-5}$	$2,10929 \cdot 10^{-4}$	$2,10929 \cdot 10^{-4}$	$9,11373 \cdot 10^{-4}$
38	15	$1,31349 \cdot 10^{-3}$	$5,31285 \cdot 10^{-4}$	$5,31285 \cdot 10^{-4}$	$1,31333 \cdot 10^{-3}$
39	13	$2,48453 \cdot 10^{-3}$	$6,48168 \cdot 10^{-4}$	$6,48168 \cdot 10^{-4}$	$1,48190 \cdot 10^{-3}$
40	8	$1,11201 \cdot 10^{-3}$	$8,12063 \cdot 10^{-4}$	$9,67464 \cdot 10^{-5}$	$5,55542 \cdot 10^{-5}$
41	15	$2,96792 \cdot 10^{-3}$	$1,85664 \cdot 10^{-3}$	$9,75482 \cdot 10^{-4}$	$2,66346 \cdot 10^{-4}$
42	9	$1,03998 \cdot 10^{-3}$	$8,59781 \cdot 10^{-4}$	$2,04756 \cdot 10^{-4}$	$1,36061 \cdot 10^{-3}$

Дискримінація моделей для даних умов буріння проводилась при обмеженні кількості точок спостережень і за результатами порівняння оцінок дисперсій між собою. Оскільки оцінки дисперсій випадкові величини, то виникає питання обґрунтованості такого порівняння. Щоб дати позитивну відповідь на поставлене запитання провіримо чи відрізняються дисперсії за ансамблем випадкової змінної і яка із них більше. Для кожної із чотирьох

моделей будемо попарно порівнювати оцінки дисперсій. При цьому можливі такі випадки $\sigma_Z = \sigma_Y$, $\sigma_Z > \sigma_Y$ і $\sigma_Z < \sigma_Y$, де Z і Y одна із пар моделей, які порівнюються між собою. Очевидно, якщо не виконується перша і друга умови, то буде мати місце третя умова. Отже, висувається одна із наступних гіпотез: дисперсії ансамблю спостережень рівні між собою; дисперсія за ансамблем Z відрізняється від дисперсії за ансамблем Y . Невиконання умов існування першої і другої гіпотез означає, що має місце третя гіпотеза $\sigma_Z < \sigma_Y$. Якщо виконується перша гіпотеза, то ні одній із двох моделей не надається перевага. Виконання другої гіпотези означає, що приймається модель Y і на кінець невиконання першої і другої гіпотез означає, що вибирається модель Z . Умови виконання першої і другої гіпотез ілюструє табл. [144, с. 147]

Таблиця 2.9

Порівняння двох гіпотез

Гіпотеза	Критерій	Число степенів свободи	Результат перевірки	Закон розподілу
$\sigma_Z^2 = \sigma_Y^2$	$\frac{1}{F_{1-\alpha/2}(v_Z, v_Y)} < \frac{s_Z^2}{s_Y^2} < F_{1-\alpha/2}(v_Z, v_Y)$	$v_Z = n_Z - 1$ $v_Y = n_Y - 1$	Якщо нерівності справедливі, гіпотеза приймається	Двосторонній критерій F
$\sigma_Z^2 > \sigma_Y^2$	$\frac{s_Z^2}{s_Y^2} > F_{1-\alpha}(v_Z, v_Y)$	$v_Z = n_Z - 1$ $v_Y = n_Y - 1$	Якщо нерівність справедлива, гіпотеза приймається	Односторонній критерій F

Для ілюстрації процедури дискримінації моделей порівняємо між собою дві перші моделі Z і Y (Z - модель, яка описується лінійною залежністю, Y - модель, яка описується експоненціальною залежністю). Висунемо гіпотезу $\sigma_Z^2 = \sigma_Y^2$, тобто $\frac{\sigma_Z^2}{\sigma_Y^2} = 1$. Якщо гіпотеза справедлива, то область застосування

гіпотези для симетричного випадку визначається імовірнісним співвідношенням

$$P \left\{ \frac{1}{F_{1-\alpha/2}(v_Z, v_Y)} < \frac{s_Z^2}{s_Y^2} < F_{1-\alpha/2}(v_Z, v_Y) \right\} = 1 - \alpha.$$

Так як [144] $\frac{1}{F_{1-\alpha/2}(v_Z, v_Y)} < 1$, то ліва частина нерівності завжди задовольняється, і необхідно тільки перевірити, виконання правої частини останнього співвідношення.

Допускаємо, що має місце гіпотеза H_0 ($\sigma_Z^2 = \sigma_Y^2$). Для моделей Z і Y число степенів свободи $v_Z = v_Y = 15$ (дослід №14). Для перевірки гіпотези обчислимо співвідношення $\frac{s_Z^2}{s_Y^2} = 4,12$.

Для випадку, що розглядається $F_{0,975}(v_Z, v_Y) = 2,0435$. Порівнюючи значення $\frac{s_Z^2}{s_Y^2}$ і $F_{0,975}(v_Z, v_Y)$, приходимо до висновку, що $\frac{s_Z^2}{s_Y^2} > F_{0,975}(v_Z, v_Y)$, тобто гіпотеза H_0 є хибною. Аналогічно виконується перевірка гіпотези H_1 ($\sigma_Z^2 > \sigma_Y^2$) за допомогою наступного імовірнісного співвідношення:

$$P\left\{\frac{s_Z^2}{s_Y^2} > F_{1-\alpha}(v_Z, v_Y)\right\} = 1 - \alpha.$$

Для даного випадку $F_{0,95}(v_Z, v_Y) = 1,8318$, звідси знаходимо, що $\frac{s_Z^2}{s_Y^2} > F_{0,95}(v_Z, v_Y)$. Це означає, що гіпотеза H_1 теж є хибною. Отже, модель В точніше описує даний інтервал буріння ніж модель А.

Таким чином, стратегія вибору найкращої моделі із чотирьох для кожного довбання є такою. Вибирається модель, для якої оцінка дисперсії s_i^2 , $i = \overline{1,4}$ має найменше значення. Потім проводиться попарна перевірка гіпотез H_0 і H_1 . Якщо має місце альтернативна гіпотеза ($\sigma_Z^2 \neq \sigma_Y^2$) гіпотезі H_0 , то перевіряються гіпотези H_1 для кожної пар із чотирьох моделей. Якщо вони виконуються, то адекватною процесу буріння буде модель з найменшою дисперсією.

Аналізуючи результати обчислень, можна прийти до того висновку, що в 30% всі моделі з точністю $\sigma^2 \approx 10^{-5}$ апроксимують результати експерименту. В 26% точність обчислення моделей, виражених експоненціальною та

гіперболічною залежностями співпадає і є найвищою, в усіх інших випадках кожний інтервал найкраще апроксимує одна із сукупності моделей. Обчислимо, який процент найменших та найбільших відхилень проходиться на кожен з моделей. Результати обчислень занесемо в табл. 2.10.

Таблиця 2.10

Значення $\hat{\sigma}^2$ в процентному відношенні

Значення $\hat{\sigma}^2$	Тип моделі			
	A	B	C	D
$\hat{\sigma}^2$ min, %	23,8	19,05	23,8	47,6
$\hat{\sigma}^2$ max, %	45,2	14,3	11,9	38,1

Аналізуючи дані табл. 2.10, бачимо, що найвищий процент мінімальних дисперсій - 47,6% приходиться на модель D, але на неї приходиться і досить високий процент максимальних дисперсій – 38,1%. Однаковий процент найменших відхилень приходиться на моделі A та C, проте модель A має найвищий процент - 45,2% найбільших дисперсій. Для визначення моделі, яка в цілому найкраще описувала б процес поглиблення свердловини на всіх інтервалах, знайдемо сумарне значення середньоквадратичного відхилення (SKV) та найбільше і найменше відхилення від середнього SKV. Результати обчислень занесемо в табл. 2.11.

Таблиця 2.11

Оцінка точності моделей

Результати обчислень	Тип моделі			
	A	B	C	D
Сумарна оцінка точності	0.0086377	0.0080846	0.007575	0.0078818
max SKV	$0.3618 \cdot 10^{-3}$	$3.1336 \cdot 10^{-2}$	$3.1303 \cdot 10^{-2}$	$1.1665 \cdot 10^{-1}$
min SKV	$8.9358 \cdot 10^{-4}$	$9.6693 \cdot 10^{-4}$	$8.1402 \cdot 10^{-4}$	$6.7598 \cdot 10^{-4}$
max відхилення від середнього	$2.8727 \cdot 10^{-2}$	$2.8097 \cdot 10^{-2}$	$2.8276 \cdot 10^{-2}$	$3.4249 \cdot 10^{-2}$
min відхилення від середнього	$2.0675 \cdot 10^{-3}$	$1.8955 \cdot 10^{-3}$	$2.2995 \cdot 10^{-3}$	$4.6161 \cdot 10^{-3}$

З табл. 2.11 видно, що найменше сумарне значення дисперсії та найменша різниця між \max і \min SKV досягається у моделі С. Найбільше максимальне відхилення та найбільше мінімальне відхилення SKV від середнього значення спостерігається у моделі D. Незважаючи на високий процент мінімальних значень SKV, це дає змогу зробити висновок про те, що для опису процесу буріння в усьому діапазоні інтервалів дана модель не може вважатися найкращою.

Аналізуючи отримані результати, можна зробити висновок про те, що не існує єдиної моделі, яка б найточніше описувала зміну механічної швидкості в часі на всьому інтервалі буріння свердловини.

Метою першого етапу ідентифікації є визначення виду залежності механічної швидкості проходки на основі порівняння дисперсій. На другому етапі ідентифікації визначаються параметри регресійного полінома. Критерієм точності визначення коефіцієнтів регресії служить величина

$$\hat{\sigma}_i^2 = \frac{1}{3} \sum_{j=1}^N \left(\tilde{x}_j^{(i)} - x_j^{(i)} \right)^2, \quad i = 1, 2,$$

де $\tilde{x}_j^{(i)}$ – значення v_0 або K_φ , які знайдені на першому кроці ідентифікації;

$x_j^{(i)}$ – обчислені значення v_0 або K_φ .

У результаті обчислень були отримані такі значення дисперсій:

$$\sigma_{v_0}^2 = 2,361 \cdot 10^{-6} \text{ (м/год)}^2, \quad \sigma_{K_\varphi}^2 = 3,235 \cdot 10^{-5} \text{ (год}^{-1}\text{)}^2.$$

Отримані значення дисперсій дозволяють зробити висновок про те, що точність, з якою математичні моделі, отримані методом ортогоналізації, описують процес буріння є достатньою.

2.4. Розробка програмного забезпечення задачі ідентифікації параметрів математичної моделі

В розділі 2.2 була сформована задача ідентифікації параметрів загальної математичної моделі процесу буріння свердловин, у відповідності з

якою необхідно розробити алгоритм вибору моделі, яка найкраще апроксимує експериментальні значення зміни проходки в часі $h(t)$.

Ця задача складається з двох етапів. На першому етапі задачею ідентифікації є визначення оцінок \hat{v}_0 і \hat{K}_φ параметрів нелінійної регресії (2.25). Отриманні значення \hat{v}_0 і \hat{K}_φ є вихідними даними для другого етапу ідентифікації, на якому визначають параметри залежності $v_0(F, n_d)$ і $K_\varphi(F, n_d)$. На цьому ж етапі визначають і параметри функціональної залежності $K_g(F, n_d)$.

Вхідними даними для розв'язку задачі першого етапу є масив значень проходки h_i через деякі інтервали часу Δt_i (додаток Е), при граничних значеннях режимних параметрів F і n_d , наведених в табл. 2.12.

Таблиця 2.12

Вихідні дані для розв'язку задачі ідентифікації першого етапу

Досліди	Зміна режимних параметрів	
	Осьове навантаження на долото F , кН	Частота обертання ротора n_d , c^{-1}
1	98,1	0,75
2	210,9	0,75
3	210,9	1,08
4	98,1	1,08
Тип долота		295,3 МС-ЦГАУ
Час буріння t_b , год.		1,3917

Програма ідентифікації (додаток А) написана в середовищі MatLab і для розв'язку поставленої задачі, використовує як набір вбудованих функцій, що реалізують різні числові методи, так і власні файл-функції, написані для обчислення функції, що досліджується.

Вбудована функція *fzero* дозволяє наближено обчислити корінь рівняння в заданому проміжку з точністю $\varepsilon = 2,2 \cdot 10^{-16}$.

$[x, fval]=fzero(fun,[x1\ x2],options, P1, P2, \dots)$

В лівій частині m - функції розміщені вихідні аргументи, де:

x – наближений корінь рівняння (значення параметра \hat{q}).

$fval$ – значення функції (2.30) при знайденому аргументі x .

Права частина містить вхідні аргументи, де:

fun – файл-функція, яка обчислює ліву частину рівняння;

$[x1\ x2]$ – інтервал, на якому знаходиться корінь рівняння;

$options$ – параметр, що контролює обчислювальний процес;

$P1, P2, \dots$ – додаткові аргументи, які повинні бути оголошені як глобальні.

Є чотири типи m -файлів, які використовуються в програмі. Їх перелік подано в табл. 2.14.

Таблиця 2.14

Перелік m -файлів програми IndDril.m

Назва m -файлу	Коротка характеристика m -файла
$fun_start.m$	Формує початковий інтервал, на границях якого функція приймає різні значення.
$fun_HP.m$	Обчислює розрахункове значення проходки.
$fun_ind_0.m$ $fun_ind_1.m$ $fun_ind_2.m$ $fun_ind_3.m$	Формує ліву частину рівняння, в якому необхідно знайти корінь.
$fun_VV_0.m$ $fun_VV_1.m$ $fun_VV_2.m$ $fun_VV_3.m$	Обчислює значення параметра \hat{v}_0 .

В усіх файлах, які містять у своїй назві цифри 0, 1, 2, 3 дані відносяться відповідно до моделей А, В, С та D.

Результати розрахунку, які є розв'язком задачі ідентифікації першого лапу подані в табл. 2.13.

Результати ідентифікації параметрів моделей

Назва моделі	Параметри моделей				Сумарна оцінка точності моделі
	$v_0^{(l)}$	$q^{(l)}$	$v_0^{(l)}$	$q^{(l)}$	
A	1,444	0,594	8,341	$5,21 \cdot 10^{-5}$	$2,543 \cdot 10^{-3}$
B	1,500	0,836	7,870	$2,52 \cdot 10^{-4}$	$2,558 \cdot 10^{-3}$
C	1,546	1,164	7,543	0,124	$2,340 \cdot 10^{-3}$
D	1,230	3,506	7,282	0,01	$4,800 \cdot 10^{-3}$

На другому етапі ідентифікації за результатами експериментальних досліджень необхідно визначити параметри моделі, якщо відома її структура. Існує декілька методів для обчислення параметрів моделі. Зупинимось на методі ортогоналізації, оскільки він в порівнянні з методом найменших квадратів вимагає менших матеріальних затрат і часу [32, 38, 95].

Математичну модель об'єкта будемо шукати в такому вигляді:

$$x = \bar{a}^T \bar{f}(\bar{u}), \quad \bar{u} \in E^R,$$

де $\bar{f}(\bar{u})$ - вектор-функція, компоненти якої $f_1(\bar{u}), f_2(\bar{u}), \dots, f_L(\bar{u})$ - відомі функції;

\bar{a}^T - коефіцієнти математичної моделі.

Необхідно задати тільки певний клас функцій $f_i(\bar{u})$, $i = \overline{1, L}$, із якого за певним критерієм повинні бути відібрані необхідні функції і включені в модель.

Для розв'язку задачі параметричної ідентифікації використовується програма *Spid_orto*, написана в середовищі Matlab (додаток Б). Вона служить для побудови моделі у вигляді регресійного полінома. Кількість функцій, яка підлягає включенню в модель, може бути фіксованою або визначатись за заданою точністю побудови моделі.

Вхідними даними програми є кількість вхідних змінних $u_i, i = \overline{1, N}$, (де u_i - вектор керувальних дій); матриця U плану експериментального дослідження, результати експерименту і кількість паралельних експериментів в серії.

Вихідними даними програми є матриця степенів регресійного полінома, коефіцієнти $a_i, i = \overline{1, k}$ моделі, рівняння регресії та визначається точність і адекватність моделі.

Всі вхідні дані зчитуються з файлу Dril_2.mat, а вихідні дані записуються в файли QTW.mat і aTW.mat.

Висновки до розділу 2

1. Отримана узагальнена математична модель процесу буріння свердловин в просторі станів, координатами якого є проходка на долото і змінні, що характеризують стан озброєння долота і його опори. На відміну від існуючих моделей змінні стану піддаються спостереженню (вимірюванню) безпосередньо в процесі буріння.

2. Дослідження чутливості алгоритмів ідентифікації до параметрів v_0 та K_φ узагальненої математичної моделі показало, що при розробці алгоритмів ідентифікації перевагу слід надавати тим алгоритмам, які забезпечують підвищену точність обчислення K_φ .

3. Зроблений аналіз числових методів пошуку нуля функції однієї змінної на цій основі розроблений ефективний алгоритм розв'язку задачі ідентифікації параметрів узагальненої математичної моделі процесу буріння

4. Ефективність і збіжність алгоритмів ідентифікації підтверджена імітаційним моделюванням та результатами промислових досліджень.

РОЗДІЛ 3

ОПТИМАЛЬНЕ КЕРУВАННЯ ПРОЦЕСОМ БУРІННЯ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН З ДИСКРЕТНО-НЕПЕРЕРВНОЮ ЗМІНОЮ КЕРУВАЛЬНИХ ДІЙ

3.1. Постановка задачі оптимального керування процесом буріння свердловин з дискретно-неперервною зміною керувальних дій

Під оптимальним керуванням процесом буріння розуміють таку організацію бурових робіт, такий вибір керувальних дій процесу, щоб певний критерій, який характеризує техніко-економічну ефективність буріння набув мінімального чи максимального значення при обмеженнях, які викликані технічними, технологічними, екологічними та іншими причинами.

Проблема оптимального керування включає в себе вибір обладнання, способу буріння, геометричних розмірів свердловини, типу долота, кількості і якості промивної рідини, технологічних параметрів, які безпосередньо характеризують темп поглиблення долота - осьового навантаження F та швидкості його обертання n_d . Задачі, які охоплює оптимальне керування, можна розбити на дві групи [40]: задачі, що розв'язуються на стадії створення оптимізованого проекту на будівництво свердловини і на задачі, які необхідно розв'язати в процесі буріння свердловини.

В цій роботі розглядається друга група задач, які є найскладнішими і від розв'язку яких вирішальним чином залежить ефективність процесу буріння. Чисельні дослідження показали, що успішний розв'язок цих задач дає можливість зменшити вартість спорудження свердловини на 20%-30% [19, 58].

При оптимізації бурових робіт задача полягає в виборі типу долота, кількості і якості бурового розчину та режимних параметрів F і n_d . Для цього необхідна апріорна інформація у вигляді критерію оптимальності, математичної моделі процесу буріння та обмежень на технологічні параметри.

При сучасному рівні розвитку бурової техніки реалізувати оптимальні керувальні впливи $F(t)$ і $n_d(t)$, які є функціями часу, можливо лише при бурінні

свердловини електробуром [142], коли привод долота оснащений системою частотного керування швидкістю обертання двигуна. Через цілий ряд технічних проблем буріння свердловин електробурами не знайшло широкого розповсюдження, хоча воно є одним з найперспективніших способів буріння.

Навіть при бурінні електробуром реалізація таких керувальних дій викликає значні технічні труднощі, а при роторному бурінні неможлива, оскільки швидкість обертання долота $n_d(t)$ можна змінювати лише дискретно. Тому практичне значення має апроксимація залежностей $F(t)$ і $n_d(t)$ графіками, які легко реалізувати на практиці.

Математична модель процесу і відповідні критерії оптимальності вміщують невідомі параметри у вигляді коефіцієнтів, які можуть бути отримані в результаті попереднього теоретичного і експериментального дослідження [39, 70]. Проте процес буріння свердловини, як об'єкт керування є нестационарним зі значним рівнем шумів в каналах передачі інформації. Тому для розв'язку задачі оптимального керування процесом буріння свердловини з дискретно-неперервною зміною керувальних дій зробимо такі допущення:

- витрата промивної рідини є достатньою для задовільної очищення вибою свердловини;
- вся глибина свердловини розбивається на інтервали (пачки), в середині яких фізико-механічні властивості порід вважаються незмінними;
- шуми в каналах вимірювань вважаються адитивними і стаціонарними, по крайній мірі, для одного рейсу;
- тривалість рейсу буріння обмежена терміном служби озброєння долота або його опори;
- оперативний вплив на техніко-економічні показники процесу буріння здійснюється шляхом зміни осьового навантаження на долото і швидкості його обертання (при роторному бурінні та електробурінні).

Для реалізації оптимального керування процесом буріння свердловин з дискретно-неперервною зміною керувальних дій необхідно розв'язати такі взаємозв'язані задачі:

- синтезувати алгоритми ідентифікації параметрів (коефіцієнтів) математичної моделі процесу буріння свердловини для кожної із виділених пачок породи;

- синтезувати алгоритми визначення оптимальних керувальних дій на технологічний процес, виходячи із вибраного критерію оптимальності;

- вибрати методи і розробити алгоритми визначення моменту закінчення процесу буріння в черговому рейсі;

- визначити моменти часу, в які повинно відбутись перемикання керувальних дій з одного рівня на інший.

Необхідність повторної ідентифікації параметрів математичної моделі виникає при зміні умов буріння, тобто при переході долота в породу з іншими фізико-механічними властивостями або при виборі долота іншого типу.

На даний час існує багато методів та алгоритмів виявлення моменту зміни умов буріння [74]. В роботах [101, 119, 122] розглядаються методи, які ґрунтуються на аналізі шламу, питомих енерговитрат та з використанням "*d*-експоненти". Проте вони мають велике запізнення в часі або можуть бути реалізовані лише після закінчення буріння [44]. Порівняння дисперсій та автокореляційних функцій на певних інтервалах буріння дозволяє визначати межі пластів безпосередньо в процесі буріння свердловини [135, 140], але такий спосіб потребує значного часу спостереження за випадковими величинами, що може бути проблематичним в умовах обмеженості тривалості чергового рейсу [44]. Більш ефективним є метод визначення меж пластів за допомогою кумулятивних сум [21, 22], коли вибирається певний критерій розладу і на інтервалі спостереження накопичується його значення так, що до моменту розладу, накопичена сума критерію монотонно зростає з плином часу [44]. Математичний опис випадкового процесу, обґрунтування вибору порогу, за яким настає розузгодження та аналіз точності алгоритму дозволили розробити ефективніший за точністю алгоритм (*G* – алгоритм) виявлення зміни фізико-механічних властивостей гірських порід, в якому використовується лише апостеріорна інформація про процес буріння свердловини [44]. З точки зору

простоти обчислень і кількості необхідної інформації G – алгоритм є більш ефективним, проте він має більшу похибку у визначення моменту переходу долота з одного пласта в інший [44]. Похибку можна значно зменшити, якщо разом з G – алгоритмом використовувати Z – алгоритм, суть якого полягає в наступному. В процесі буріння вимірюється випадкова послідовність, і в кожний момент часу спостерігач повинен прийняти рішення про наявність або про відсутність розладу [44]. Такий GZ – алгоритм меншу похибку у визначенні межі між пластами і найменший час запізнення [44].

3.2. Алгоритм оптимального керування процесом буріння свердловин

Процес механічного буріння свердловини, описується системою диференціальних рівнянь (2.10)-(2.11), яку подамо в такому виді:

$$\frac{dh(t)}{dt} = v_0(\bar{u})\varphi^{-s}; \quad (3.1)$$

$$\frac{d\varphi(t)}{dt} = K_\varphi(\bar{u})\varphi^r, \quad (3.2)$$

з початковими умовами

$$h(0) = 0 \quad \text{і} \quad \varphi(0) = 1, \quad (3.3)$$

де h - проходка на долото;

φ - узагальнений показник стану озброєння долота;

$\bar{u}^{-T} = (F, n)$ – вектор керувальних дій;

s – показник, який набуває значень із множини $\{-1; 1/2; 1\}$;

r – показник, який набуває значень із множини $\{0; 1\}$;

v_0 і K_φ – функції керувальних дій – осьового навантаження на долото F швидкості його обертання n_d .

Залежності (3.1), (3.2) не враховують стану опор долота, тому до них необхідно долучити рівняння, яке відтворює характеристику зношування опор у часі та в залежності від керувальних дій. Цьому питанню присвячена ціла низка робіт [104, 118], аналізуючи які знаходимо, що найбільш вживаною з них є залежність

$$\frac{dg(t)}{dt} = K_g(\bar{u}), \quad (3.4)$$

з початковою умовою

$$g(0) = 0, \quad (3.5)$$

де $g(t)$ – відносний знос опор долота, який лежить у межах $0 \leq t \leq 1$;

$K_g(\bar{u})$ – швидкість зносу опор долота, яка є функцією керувальних дій \bar{u} .

Закінчення процесу буріння відбувається внаслідок зношення озброєння чи опор долота до певних значень, які визначаються з граничних умов до математичних моделей (3.1) – (3.2) і (3.4) [44]

$$\varphi(t_\sigma) = \varphi_k; \quad g(t_\sigma) = g_k. \quad (3.6)$$

На керувальні дії накладаються обмеження, які утворюють допустиму область керування [44]

$$\bar{u}(t) \in U. \quad (3.7)$$

Синтез оптимальних керувальних дій будемо вести, виходячи із умови мінімізації (максимізації) критерію оптимальності [44]

$$R(\bar{x}, \bar{u}) = J(h(t_\sigma), t_\sigma), \quad (3.8)$$

де $\bar{x}^T = (h, \varphi, g)$ – вектор стану об'єкта;

$J(h(t_\sigma), t_\sigma)$ – значення одного з критеріїв оптимальності – рейсової швидкості v_p , вартості одного метра проходки свердловини q чи проходки на долото $h(t_\sigma)$.

Поставимо задачу знаходження таких керувальних дій з допустимої області, які мінімізують (максимізують) критерій оптимальності (3.8), якщо зміна стану керованого об'єкта підпорядковується системі диференціальних рівнянь (3.1) – (3.2) і (3.4) з початковими умовами (3.3) і (3.5), а закінчення чергового рейсу відбувається за умов (3.6).

Наявність критерію оптимальності (3.8), який представляє собою функціонал кінцевого стану керованого об'єкта, приводить до задачі Майєра [138]. Оскільки на керувальні дії накладені обмеження, то для знаходження

оптимального розв'язку задачі доцільно використати принцип максимуму Л.С. Понтрягіна [44].

У відповідності з принципом максимуму [83] значення, що мінімізує критерій оптимальності (3.8) при виконанні умов (3.1) – (3.7), обчислюється з умови

$$K(\bar{x}^*(t), \bar{\psi}^*(t)) = \max_{u \in U} K(\bar{x}^*(t), \bar{u}, \bar{\psi}^*(t)), \quad (3.9)$$

де $K(\bar{x}(t), \bar{u}(t), \bar{\psi}(t)) = \sum_{i=1}^{N_s} \psi_i(t) f_i(\bar{x}(t), \bar{u}(t))$ – функція Гамільтона;

N_s – кількість змінних стану об'єкта;

$\bar{\psi}(t)$ – вектор спряжених змінних;

$\bar{x}(t)$ – вектор змінних стану об'єкта.

$f_i(\bar{x}(t), \bar{u}(t))$ – функції, що є правими частинами математичної моделі (3.1) – (3.2) і (3.4).

У формулі (3.9) знаком “*” позначені оптимальні змінні.

Спряжені змінні $\psi_i(t), i = \overline{1, N_s}$ визначаються з системи диференціальних рівнянь

$$\frac{d\psi_i}{dt} = -\frac{\partial K(\bar{x}(t), \bar{u}(t), \bar{\psi}(t))}{\partial x_i}, i = \overline{1, N_s} \quad (3.10)$$

Запишемо функцію Гамільтона в розгорнутому вигляді, врахувавши значення функцій $f_i(\bar{x}(t), \bar{u}(t)), i = \overline{1, N_s}$

$$K(\bar{x}(t), \bar{u}(t), \bar{\psi}(t)) = \psi_1(t) \nu_0(\bar{u}) \varphi^{-s} + \psi_2(t) K_\varphi(\bar{u}) \varphi^r + \psi_3(t) K_g(\bar{u}). \quad (3.11)$$

Якщо врахуємо значення функції Гамільтона і функцій $f_i(\bar{x}(t), \bar{u}(t))$, то отримаємо

$$\frac{d\psi_1(t)}{dt} = 0; \quad (3.12)$$

$$\frac{d\psi_2(t)}{dt} = -\left(s\nu_0(\bar{u})\psi_1(t)\varphi^{-s-1} + rK_\varphi(\bar{u})\psi_2(t)\varphi^r \right); \quad (3.13)$$

$$\frac{d\psi_3}{dt} = 0. \quad (3.14)$$

Рівняння (3.12) – (3.14) дають можливість знайти

$$\psi_1(t) = \psi_1^{(0)} = const; \quad (3.15)$$

$$\frac{d\psi_2(t)}{dt} + rK_\varphi(\bar{u})\psi_2(t) = sv_0(\bar{u})\psi_1^{(0)}\varphi^{-s-1}; \quad (3.16)$$

$$\psi_3(t) = \psi_3^{(0)} = const. \quad (3.17)$$

Рівняння (3.16) є лінійним неоднорідним диференціальним рівнянням 38] відносно змінної $\psi_2(t)$. Його розв'язок визначається такою формулою

$$\psi_2(t) = e^{-r \int_0^t K_\varphi(\bar{u}(\tau))\varphi^{r-1}(\tau) d\tau} \times \left(\psi_2^{(0)} + s\psi_1^{(0)} \int_0^t v_0(\bar{u}(\theta))\varphi^{-s-1}(\theta) \cdot e^{r \int_0^\theta K_\varphi(\bar{u}(\tau))\varphi^{r-1}(\tau) d\tau} d\theta \right)$$

Табл. 3.1 вміщує значення спряженої змінної $\psi_2(t)$ для різних значень m .

Таблиця 3.1

Значення спряженої змінної $\psi_2(t)$ для різних значень m

m	φ	s	r	$\psi_2(t)$
0	ξ	-1	0	$\psi_1^{(0)} \int_0^t v_0(u(\tau)) d\tau + \psi_2^{(0)}$
1	θ	+1	1	$e^{-\int_0^t K_v(u(\tau)) d\tau} \left(\psi_2^{(0)} + \psi_1^{(0)} \int_0^t v_0(u(\vartheta)) \theta^{-2}(\vartheta) \cdot e^{r \int_0^\vartheta K_g(u(\tau)) d\tau} d\vartheta \right)$
2	ε	+1	0	$\psi_1^{(0)} \int_0^t v_0(\bar{u}(\tau)) \varepsilon^{-2}(\tau) d\tau + \psi_2^{(0)}$
3	ζ	$\frac{1}{2}$	0	$\frac{\psi_1^{(0)}}{2} \int_0^t v_0(\bar{u}(\tau)) \zeta^{-3/2}(\tau) d\tau + \psi_2^{(0)}$

В кінцевий момент часу $t = t_\delta$ фазова траєкторія повинна закінчуватись в точці $\bar{x}(t_\delta)$, яка належить площині \mathcal{R} (рис.3.1).

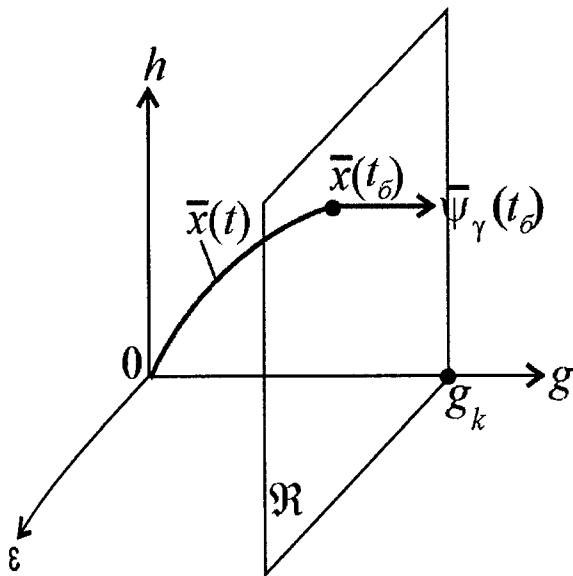


Рис. 3.1. Рух фазової траєкторії у просторі станів у $\psi_\gamma^{(3)}(t_0) = \psi_{\gamma 0}^{(3)} = const.$

У відповідності з умовами трансверсальності вектор спряжених змінних $\bar{\psi}_\gamma(t_0)$, який асоційований з функцією Гамільтона для основної задачі оптимального керування [138], повинен бути ортогональним площині \mathfrak{R} . Ця умова приводить до таких значень складових вектора $\bar{\psi}_\gamma(t_0)$:

$$\psi_\gamma^{(1)}(t_0) = 0; \quad \psi_\gamma^{(2)}(t_0) = 0$$

Вектори $\bar{\psi}_\gamma(t_0)$ і $\bar{\psi}(t_0)$ зв'язані між собою наступною рівністю [138]:

$$\bar{\psi}(t_0) = \bar{\psi}_\gamma(t_0) = - \left. \frac{\partial J(h(t), t)}{\partial \bar{x}} \right|_{t=t_0}. \quad (3.18)$$

Якщо врахувати значення критерію оптимальності (3.8) і значення компонентів вектора $\bar{\psi}_\gamma(t_0)$, то отримуємо

$$\psi_1^{(0)} = \psi_1(t_0) = - \left. \frac{\partial J(h(t), t)}{\partial x_1} \right|_{t=t_0}, \quad (3.19)$$

$$\psi_2(t_0) = 0, \quad (3.20)$$

$$\psi_3^{(0)} = \psi_3(t_0) = const. \quad (3.21)$$

Для знаходження $\psi_3^{(0)}$ скористаємося тією обставиною, що t_0 не задано, тому значення функції Гамільтона (3.11) в момент часу $t = t_0$ визначимо із співвідношення

$$K(\bar{x}^*(t_0), \bar{\psi}^*(t_0)) = \left. \frac{\partial J(h(t), t)}{\partial t} \right|_{t=t_0}.$$

Якщо врахувати значення величин, що входять до функції Гамільтона, то отримуємо

$$\psi_1^{(0)} \frac{v_0(t_0)}{\varphi^s(t_0)} + \psi_3^{(0)} K_g(t_0) = J(t_0),$$

де

$$J(t_0) = \frac{\partial J(h(t), t)}{\partial t} \Big|_{t=t_0}.$$

Звідси визначимо

$$\psi_3^{(0)} = \frac{1}{K_g(t_0)} \left(J(t_0) - \psi_1^{(0)} \frac{v_0(t_0)}{\varphi^s(t_0)} \right).$$

Значення $\psi_1^{(0)}$ для різних критеріїв оптимальності, знайдених з формули (3.19), зведені в табл. 3.2.

Таблиця 3.2

Значення спряженої змінної для різних критеріїв оптимальності

Спряжена змінна	Критерій оптимальності		
	$\max : v_p(\bar{u}, t_0)$	$\min : q(\bar{u}, t_0)$	$\max : h(\bar{u}, t_0)$
$\psi_1^{(0)}$	$\frac{1}{t_0 + t_d}$	$q(t_0)/h(t_0)$	1

В табл. 3.2 t_d – витрати часу на спуско-підймальні та допоміжні операції [42].

Знайдені значення спряжених змінних дають можливість записати функцію Гамільтона в такому вигляді:

$$K(\bar{x}(t), \bar{u}(t), \bar{\psi}(t)) = \psi_1^{(0)} v_0(\bar{u}) \varphi^{-s}(t) + \psi_2(t) K_\varphi(\bar{u}) \varphi^r(t) + \psi_3^{(0)} K_g(\bar{u}). \quad (3.22)$$

Аналізуючи вираз (3.22) можна зробити висновок, що вигляд функції Гамільтона не залежить від типу моделі чи критерію оптимальності. Отже, спрощується математичний опис процесу буріння. По-друге, можна отримати єдиний алгоритм оптимізації однакової для всіх стадій його протікання. Перехід до моделі чи критерію оптимальності другого типу не приводить до зміни

алгоритму, а лише до продовження обчислювального процесу за іншими формулами.

Таким чином, визначення оптимальних керувальних впливів $u^*(t)$ за допомогою принципу максимуму Л.С. Понтрягіна трансформується в розв'язок двоточкової крайової задачі [44]

$$\frac{dh(t)}{dt} = v_0(\bar{u}(t))\varphi^{-s}(t), \quad (3.23)$$

$$\frac{d\varphi(t)}{dt} = K_\varphi(\bar{u}(t))\varphi^r(t), \quad (3.24)$$

$$\psi_1(t) = \psi_1^{(0)} = \text{const}, \quad (3.25)$$

$$\psi_2(t) = e^{-r \int_0^t K_\varphi(\bar{u}(\tau))\varphi^{r-1}(\tau) d\tau} \cdot \left(\psi_2^{(0)} + s\psi_1^{(0)} \int_0^t v_0(\bar{u}(\theta))\varphi^{-s-1}(\theta) \cdot e^{r \int_0^\theta K_g(\bar{u}(\tau))\varphi^{r-1}(\tau) d\tau} d\theta \right) \quad (3.26)$$

$$h(0) = 0; \varphi(0) = 1,$$

і мінімізації функції Гамільтона (3.22).

Одним із ефективних способів розв'язку цієї задачі є метод послідовних наближень [73, 75, 76], для реалізації якого необхідно виконати таку послідовність кроків обчислень.

Sp1. Вибрати перше наближення оптимального керувального впливу $\bar{U}(t)$, $0 \leq t \leq t_\delta$ із допустимої області A_U , виходячи із міркувань, що доцільним є режим, при якому осьове навантаження на долото і швидкість його обертання збільшуються зі збільшенням зносу озброєння долота [48]. Отже, як початкові наближення для величин $F(t)$ і $n_\delta(t)$ виберемо

$$F^{(1)}(t) = F^0 + K_F t, \quad (3.27)$$

$$n_\delta^{(1)}(t) = n_\delta^{(0)} + K_{n_\delta} t, \quad (3.28)$$

Sp2. Підставляючи в систему диференціальних рівнянь (3.23), (3.24) значення $F^{(1)}(t)$ і $n_\delta^{(1)}(t)$ у відповідності з (3.27) і (3.28) і розв'язуючи її при початкових умовах (3.26), знаходимо $h^{(1)}(t)$ і $\varphi^{(1)}(t)$. Для визначення часу

буріння використовується умова $g(t_{\sigma}) = g_k$, якщо має місце випереджаючий знос опор долота, і $\varphi(t_{\sigma}) = \varphi_k$, за умови, що випереджаючим зносом є знос його зброєння.

Значення $h^{(1)}(t), \varphi^{(1)}(t)$ і $F^{(1)}(t), n_{\sigma}^{(1)}(t)$ дають можливість обчислити $\psi_1^{(0)}$ і $\psi_2(t)$ за формулами (3.25) в залежності від вибраного критерію оптимальності (див. табл. 3.2).

Sp3. Якщо у вираз (3.20) підставити знайдені значення $h^{(1)}(t), \varphi^{(1)}(t)$ і $F^{(1)}(t)$ і $n_{\sigma}^{(1)}(t)$, то $K_m(\bar{x}(t), \bar{u}(t), \bar{\psi}(t))$ в кожний момент часу t ($0 \leq t \leq t_{\sigma}$) буде функцією вектор-змінної $u(t)$. Друге наближення $\bar{u}^{(2)}(t)$ для оптимального керування знайдемо із умови максимуму функції Гамільтона (3.20), за умови, що $\bar{u}(t) \in A_U$, а $0 \leq t \leq t_{\sigma}$.

Sp4. На цьому закінчується перша ітерація обчислень. Другу ітерацію будують аналогічно, використовуючи $u^{(2)}(t)$, яке знайдено на першому кроці обчислень.

Правилом зупину може служити близькість критерію оптимальності на $k-1$ -ому і k -ому кроці обчислень

$$|F^{(k-1)}(h(t_{\sigma}), t_{\sigma}) - F^{(k)}(h(t_{\sigma}), t_{\sigma})| \leq E,$$

де додатне число E визначає точність розв'язку задачі.

3.2.1. Прогнозування тривалості спуско-підймальних операцій

Оптимальне керування процесом буріння здійснюється за критерієм (3.8). В структуру критерію $R(\bar{x}, \bar{u})$ входить час спуско-підймальних операцій t_{cn} , який в [29] рекомендується визначити за формулою

$$t_{cn} = AH^2 + BH + 0,2k, \quad (3.29)$$

де H – глибина свердловини на початок чергового рейсу;

A і B – коефіцієнти, які визначаються співвідношеннями

$$A = \frac{q_n}{1,33 \cdot 10^{-6} P} \cdot k_1; \quad B = k_2 \cdot (0,6q_n + 5,5q_n^{1/4} + 2,8) \cdot 10^{-4}, \quad (3.30)$$

де q_n – вага погонного метра бурової колони, кг/м;

P – потужність приводу бурової лебідки, кВт;

k, k_1, k_2 – емпіричні коефіцієнти.

Як показали дослідження, формула (3.31) дає завищені значення t_{cn} . Тому при управлінні процесом буріння за критерієм q або v_p доцільно використовувати значення t_{cn} , яке виміряне на час чергового рейсу буріння. Внаслідок того, що час спуско-підймальних операцій визначається не лише типом та потужністю 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., значення t_{cn} носять випадковий характер. Приклад зміни t_{cn} в залежності від глибини свердловини показаний на рис. 3.2.

Вплив зміни певних параметрів на критерій оптимальності характеризує коефіцієнт чутливості [136]

$$I_{\alpha_j} = \frac{\partial R}{\partial \alpha_j}, \quad (3.31)$$

де α_j – параметр, по відношенню до якого обчислюється коефіцієнт чутливості.

Для критерію оптимальності q

$$I_{t_{cn}}^{(q)} = \frac{\partial q}{\partial t_{cn}} = \frac{C_{\delta}}{h(t_{\delta})}, \quad (3.32)$$

Для критерію v_p

$$I_{t_{cn}}^{(v_p)} = \frac{\partial v_p}{\partial t_{cn}} = -\frac{h(t_{\delta})}{(t_{cn} + t_{\delta})^2}, \quad (3.33)$$

тобто в першому випадку коефіцієнт чутливості не залежить від значення t_{cn} , а в другому – збільшення t_{cn} зменшує коефіцієнт чутливості і, відповідно, зменшується вплив t_{cn} на величину v_p .

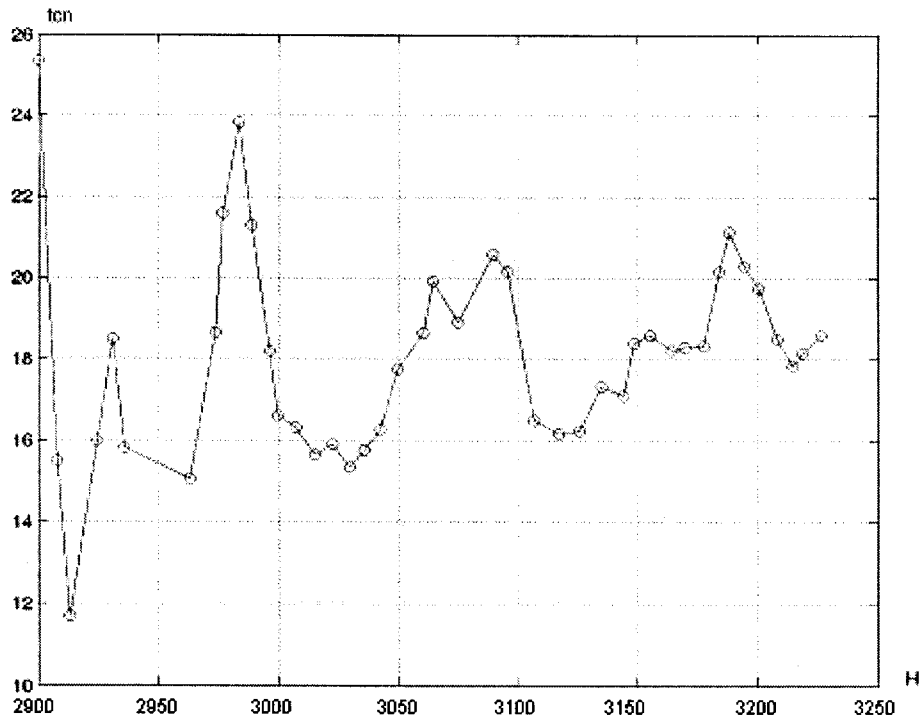


Рис. 3.2. Зміна тривалості спуско-підймальних операцій в залежності від глибини свердловини

Функцію $t_{cn} = \varphi_H(H)$ можна подати у вигляді двох складових

$$\varphi(H) = \hat{\varphi}_H(H) + e_H, \quad (3.34)$$

де $\hat{\varphi}_H(H)$ – детермінована складова функції $\varphi_H(H)$;

e_H – адитивна перешкода.

Критерії оптимальності, які є малочутливі до шумів, називають грубими [136]. Оскільки випадкова величина t_{cn} є нестационарною з апріорно невідомими статистичними характеристиками, то ефективним методом збільшення юбастності системи є прогнозування майбутніх значень функції $\hat{\varphi}_H(H)$ за її попередніми значеннями [150]. Таке прогнозування можна здійснити двома способами – за допомогою експоненціального згладжування і за допомогою

нейромереж. Зробимо порівняльний аналіз цих двох методів прогнозування і дамо рекомендації щодо вибору найефективнішого.

Будемо вважати, що нам відома інформація про t_{cn} на момент закінчення $i-1$ рейсу буріння. Після закінчення i -го рейсу відома глибина H_i . Не чекаючи закінчення процесу спуско-підймальних операцій для вказаного рейсу обчислимо, величину $\hat{\varphi}_H(H)$. По суті справи сформульована задача співзвучна задачі передбачення на один крок. Різниця полягає лише в тому, що в нашому випадку змінною виступає не час, а просторова величина H .

Метод експоненціального згладжування поширюється на процеси, детермінована основа яких подається як поліном n -ої степені [150]:

$$\hat{\varphi}_H(\bar{a}, H) = a_0 + a_1 H + \frac{1}{2} a_2 H^2 + \dots + \frac{1}{n!} a_n H^n. \quad (3.35)$$

Аналіз залежності $\hat{\varphi}_H(\bar{a}, H)$ показує, що з точністю достатньою для практики буріння, можна обмежитись $n \leq 2$. Тоді експоненціальне згладжування на крок вперед $\Delta H = H_i - H_{i-1}$ буде визначатись співвідношенням:

$$\hat{t}_{cn, H+\Delta H} = \hat{a}_{0H} + \hat{a}_{1H} \Delta H + \frac{1}{2} \hat{a}_{2H} \Delta H^2. \quad (3.36)$$

Для визначення коефіцієнтів моделі (3.36) використовують рекурентні процедури, які наведені в табл. 3.3 [150, с. 165].

Як альтернативний експоненціальному згладжуванню розглянемо метод прогнозування, який базується на використанні нейромереж. Для прогнозу майбутніх значень функції $t_{cn} = \varphi_H(H)$ за її минулими значеннями використовується адаптивний лінійний зважений суматор, який відомий в літературі [109] як Адалайн (Adaptive Linear Neuron) (рис. 3.3). Він складається із двох частин: лінійно-зваженого суматора з адаптивно коректувальними вагами і підсистеми, яка призначена для адаптивної корекції цих ваг і яка реалізує так званий LMS-алгоритм

$$\hat{w}_k(n+1) = \hat{w}_k(n) + 2\alpha \sum_{k=1}^s w_k(n) e_k(n), \quad k = \overline{1, N}, \quad (3.37)$$

де $w_k(n)$ - ваги нейромережі;

$e(n)$ - похибка прогнозу;

α - коефіцієнт навчання;

n - номер відліку ординати функції $\varphi(n)$;

s - кількість минулих значень $\varphi(n)$, які використовуються для прогнозу;

k - кількість входів суматора.

До виходу суматора приєднують, як правило, лінійну сігмоїду [109]. Минулі значення $t_{cn}^{(j)}$, $j = \overline{1, s}$ подаються в секційну лінію затримки. Кожна лінія затримки на рис. 3.3 позначена буквою D . Вихід адаптивного фільтру $a(n)$ обчислюється за такою формулою:

$$a(n) = \sum_{i=1}^s w_{1i} \varphi(n-i+1) + b, \quad (3.38)$$

де b - величина зсуву.

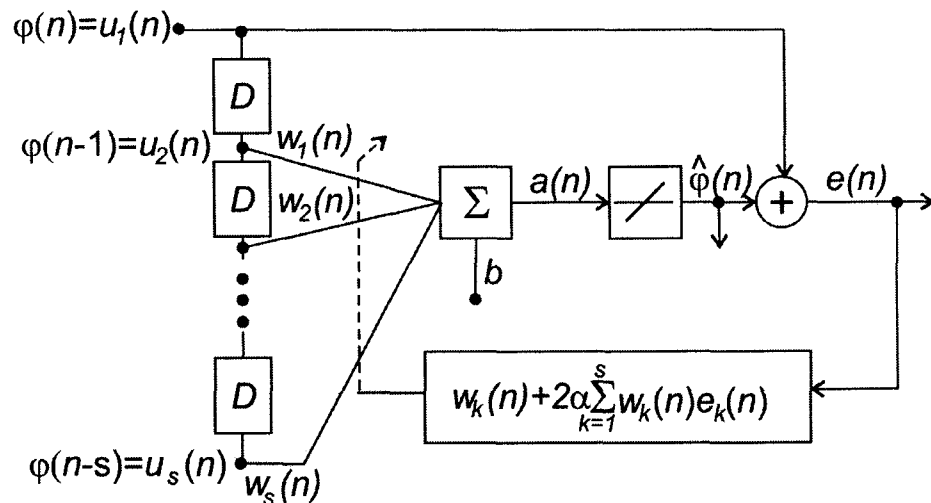


Рис. 3.3. Нейромережа прогнозу значень СПО

Відбір моделі здійснюється за допомогою двох ознак. Першою ознакою служила величина [150]

$$\hat{S}_{0H}^2 = \frac{1}{\nu} \sum_{i=1}^N \left(t_{cn}^{(i)} - \hat{t}_{cn}(\hat{a}, H_i) \right)^2, \quad (3.39)$$

де $\nu = N - k$;

N – розмір статистики;

k – розмір вектора оцінки \hat{a} .

Ознака \hat{S}_{H0}^2 характеризує степiнь згладжування статистичних даних t_{cn} i при спiвпадiннi детермiнованої основи $\varphi_H(\bar{a}, H)$ i функції $\hat{\varphi}_H(\bar{a}, H)$ є незмiщеною оцiнкою дисперсії [150].

Тому, як правило, та пробна функція, для якої \hat{S}_{0H}^2 менше, точніше описує детермiновану основу. Проте не завжди мiнiмум \hat{S}_{H0}^2 вiдповiдає мiнiмуму помилки апроксимації. Можливі випадки, коли використання лише цієї ознаки спричиняє грубі помилки, виникнення яких пояснюється [150] як неповнотою системи ознак, так i тим, що розглядається, як правило, неповний клас пробних функцій.

Таблиця 3.3

Коефіцієнти моделі (3.36)

Модель	Коефіцієнти моделі	\hat{t}_{cn}
Постійна ($n = 0$)	$\hat{a}_{0H}^{(i)} = t_{cn}^{(i)} + \beta(\hat{t}_{cn} - t_{cn}^{(i)})$.	$\hat{t}_{cn} = a_{0H}^{(i-1)}$
Лінійна ($n = 1$)	$\hat{a}_{0H}^{(i)} = t_{cn}^{(i)} + \beta^2(\hat{t}_{cn} - t_{cn}^{(i)})$, $a_{1H}^{(i)} = \tilde{a}_{1H}^{(i-1)} - \alpha^2(\hat{t}_{cn} - t_{cn}^{(i)})$.	$\hat{t}_{cn} = \hat{a}_{0H}^{(i-1)} + \hat{a}_{1H}^{(i-1)}$
Квадратична ($n = 2$)	$\hat{a}_{0H}^{(i)} = t_{cn}^{(i)} + \beta^3(\hat{t}_{cn} - t_{cn}^{(i)})$, $\hat{a}_{1H}^{(i)} = \hat{a}_{1H}^{(i-1)} + \hat{a}_{2H}^{(i-1)} - \frac{3\alpha^2}{2}(2 - \alpha)(\hat{t}_{cn} - t_{cn}^{(i)})$, $\hat{a}_{2H}^{(i)} = \hat{a}_{2H}^{(i-1)} - \alpha^3(\hat{t}_{cn} - t_{cn}^{(i)})$.	$\hat{t}_{cn} = \hat{a}_{0H}^{(i-1)} + \hat{a}_{1H}^{(i-1)} + \frac{1}{2}\hat{a}_{2H}^{(i-1)}$

Другою ознакою вибору пробної функції детермiнованої основи є коефіцієнт кореляції [150]

$$\hat{r}_n = \frac{1}{\nu S_{0H}^2} \sum_{i=1}^N \Delta t_{cn}(H_i) \Delta t_{cn}(H_{i-1}), \quad (3.40)$$

$$\text{є } \Delta t_{cn}(H_i) = t_{cn}^i - \hat{\varphi}_H(\hat{a}, H_i).$$

У випадку, коли детермінована основа і пробна функція співпадають, значення коефіцієнта кореляції \hat{r}_n буде прямувати до нуля [150]. Ця властивість коефіцієнта кореляції служить основою для відбору пробних функцій. Ознака \hat{r}_n не тільки показує, яка функція із системи функцій найкраще апроксимує експериментальні дані, але й дозволяє зробити висновок “погана” чи “добра” сама по собі функція, яка розглядається [150]. Дійсно, якщо функція, що розглядається дає значення \hat{r}_n близьке до одиниці, то це є ознакою того, що існує інша функція, яка краще відповідає статистиці, ніж вихідна функція.

Для даних, які наведені на рис. 3.2, були вибрані три пробних функції у вигляді полінома (3.35) зі значеннями $n = 0$, $n = 1$ і $n = 2$. Результати обчислень при $\alpha = 0,05$ і $\beta = 0,5$ відображає рис. 3.4, а значення ознак відбору пробних функцій вміщує табл. 3.4. На рис. 3.4 тривалість СПО і глибина свердловини

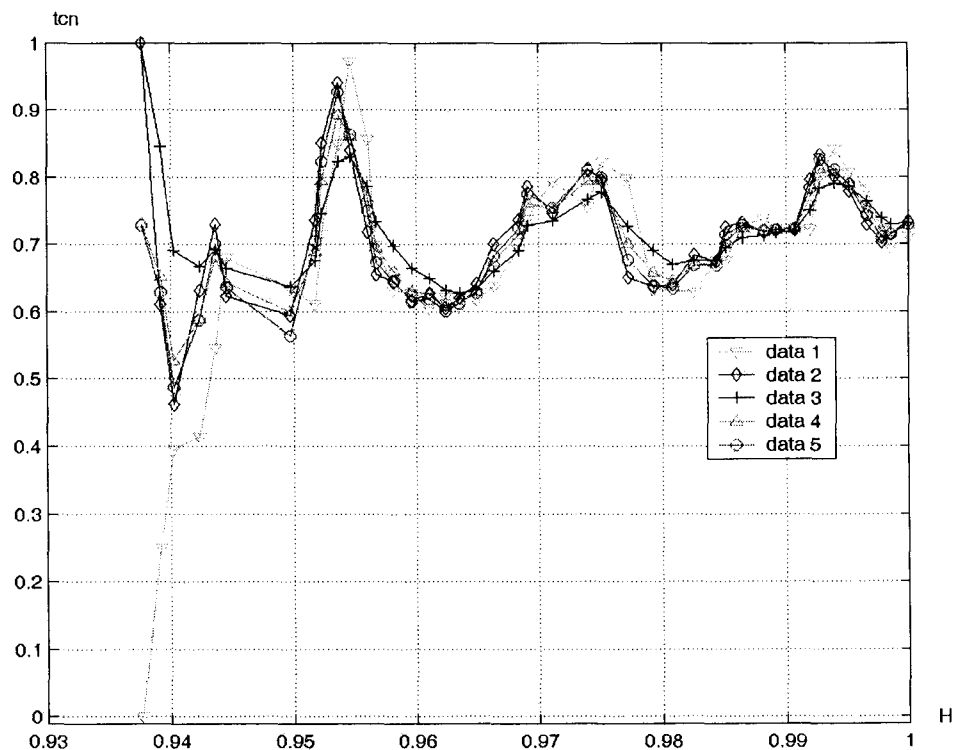


Рис. 3.4. Результат прогнозу тривалості СПО:

data1 – вихід нейромережі; data2 – експериментальні значення тривалості СПО; data3, data4, data5 – експоненціальне згладжування відповідно при постійній, лінійній та квадратичній моделях.

подані в безрозмірних одиницях - $\tau_{cn} = \frac{t_{cn}}{\max : t_{cn}}$, $h = \frac{H}{\max : H}$, де $\max : t_{cn}$, $\max : H$ - відповідно максимальні значення тривалості СПО і глибини свердловини.

Таблиця 3.4

Значення ознак відбору пробних функцій

Модель	Ознака відбору	
	\hat{S}_{0H} , год	\hat{r}_n
Постійна	1,6916	0,5752
Лінійна	1,2754	$0,1936 \cdot 10^{-1}$
Квадратична	1,1721	$0,4480 \cdot 10^{-2}$
Нейромережа	1,5517	0,1343

Аналіз табл. 3.4 показує, що моделлю, яка найточніше описує тривалість СПО, є квадратична модель. Точність прогнозу за допомогою нейромережі знаходиться між постійною і лінійною моделями. Це пояснюється тим, що для навчання нейромережі необхідна порівняно довга вибірка даних. Слід очікувати, що із збільшенням кількості точок, точність прогнозу за допомогою нейромережі буде вищою.

Таким чином, в алгоритмах оптимального керування процесом буріння, які включають в себе t_{cn} , як прогнозоване, слід використовувати значення $\hat{t}_{cn, H+\Delta H}$, яке обчислюється за формулою (3.36), а відповідні коефіцієнти визначаються із табл. 3.3.

3.2.2. Програмна реалізація алгоритму оптимального керування процесом буріння

Для перевірки ефективності і працездатності алгоритму оптимального керування на свердловині Прикарпатського УБР був спланований і проведений активний експеримент.

Свердловину бурили роторним способом тришаршковим долотом 215,9 СЗГВ в інтервалі глибин 2773- 2873 м. Осьове навантаження на долото і швидкість його обертання змінювали у відповідності з \mathcal{D} -планом [127, 128].

Під час проведення експерименту вимірювали проходку на долото, осьові навантаження, швидкість обертання ротора і момент на роторі. Перші три показники фіксували на діаграмну стрічку вторинних приладів і використовували як вхідні дані алгоритму ідентифікації. Покази пристрою вимірювання моменту на роторі використовувались для визначення часу відпрацювання доліт: різке збільшення моменту було сигналом для закінчення рейсу буріння.

Дослідження точності математичної моделі механічної швидкості проходки свердловини дозволило зробити висновок, що даний інтервал краще описується гіперболічною залежністю [72].

Залежності $v_0(\bar{u})$, $K_\varepsilon(\bar{u})$ і $K_g(\bar{u})$ описували такою системою рівнянь [39]:

$$v_0(\bar{u}) = a_0 + a_1 F + a_2 n_\partial + a_3 F^2 + a_4 n_\partial^2 + a_5 F n_\partial, \quad (3.41)$$

$$K_\varepsilon(\bar{u}) = b_0 + b_1 F + b_2 n_\partial + b_3 F^2 + b_4 n_\partial^2 + b_5 F n_\partial, \quad (3.42)$$

$$K_g(\bar{u}) = c_0 + c_1 F + c_2 n_\partial + c_3 F^2 + c_4 n_\partial^2 + c_5 F n_\partial. \quad (3.43)$$

Дані активного експерименту використовувались для ідентифікації параметрів моделі (3.1)-(3.5).

Для кращої збіжності алгоритмів ідентифікації змінні F і n_∂ приведені до безрозмірного вигляду $u_1 = F / F_{max}$ і $u_2 = n_\partial / n_{\partial max}$. Тоді

$$v_0(\bar{u}) = a_0 + a_1 u_1 + a_2 u_2 + a_3 u_1^2 + a_4 u_2^2 + a_5 u_1 u_2, \quad (3.44)$$

$$K_\varphi(\bar{u}) = b_0 + b_1 u_1 + b_2 u_2 + b_3 u_1^2 + b_4 u_2^2 + b_5 u_1 u_2, \quad (3.45)$$

$$K_g(\bar{u}) = c_0 + c_1 u_1 + c_2 u_2 + c_3 u_1^2 + c_4 u_2^2 + c_5 u_1 u_2. \quad (3.46)$$

Обчислення числових значень параметрів моделі (3.44)-(3.45) методом ортогоналізації дало такі результати:

$$v_0(\bar{u}) = -0,15135 - 3,48157u_1 + 9,11228u_1^2 + 7,09836u_2^2 - 8,44541u_1u_2,$$

$$K_\varepsilon(\bar{u}) = -2,43797u_1 + 16,52841u_1^2 + 12,10241u_2^2 - 24,47849u_1u_2.$$

Як критерій оптимальності було взято вартість одного метра проходки свердловини, для обчислення якої використовувалися такі дані: $C_\sigma=1520$ грн/м; $d=2610$ грн (в цінах 2002 року); $t_{cn}=15$ год.

Алгоритм розв'язку задачі оптимального керування процесом буріння був розглянутий в попередньому розділі. Програма оптимізації OptimDrill.m, яка реалізує розглянутий алгоритм написана в середовищі MatLab і складається з файла-сценарія (Script-файла) і m -файлів (додаток).

Є п'ять типів m -файлів:

m -файли, які визначають початкову швидкість буріння v_0 ;

m -файли, які визначають швидкість зносу озброєння долота K_φ ;

m -файли, які визначають швидкість зносу опор долота K_q ;

m -файли, які визначають час буріння t_σ ;

m -файл, який розв'язує задачу оптимізації, за допомогою програми *fmincon*, що входить в пакет прикладних програм Optimization Toolbox системи Matlab. В основі програми *fmincon* лежить метод спроектованого лагранжіана. Вона оформлена у вигляді m -функції і має такий вигляд:

$[x, fval, exitflag] = fmincon(@hamfun, x0, [], [], [], [], lb, ub, [], options, psi, psi2, k, e);$

де *hamfun* – m -файл, який вміщує функцію, що підлягає мінімізації;

psi, psi2, k, e - додаткові глобальні аргументи.

Вхідний аргумент *options* використаний для того, щоб вказати, що великомасштабний алгоритм не використовується.

В лівій частині m -функції розміщені вхідні параметри:

x – значення параметру \bar{u}^* ;

fval – значення критерію оптимальності (3.8) в точці $\bar{u} = \bar{u}^*$;

exitflag – індикатор розв'язку задачі, який приймає такі значення:

$$exitflag = \begin{cases} 1 - \text{оптимізація успішного завершення}; \\ 0 - \text{перевершено максимальне число ітерацій}; \\ -1 - \text{мінімізація незавершена}. \end{cases}$$

Результатом виконання програми OptimDrill.m є визначення вартості метра проходки, часу буріння (табл. 3.5) та оптимальних керувальних дій.

Таблиця 3.5

Результати розв'язку оптимізаційної задачі

Час буріння, год	37.5
Проходка на долото, м	45.3
Вартість метра проходки, грн/м	3288,4

На рис. 3.5 показаний графік зміни керувальних дій, який отриманий для умов буріння свердловини Прикарпатського УБР, а на рис.3.6 – зміна вартості метра проходки у процесі виконання ітерацій. На рис. 3.6 значення осьового навантаження на долото та швидкості його обертання подані у відносних

одиницях - $f = \frac{F}{F_{max}}$ і $n_d = \frac{n}{n_{max}}$.

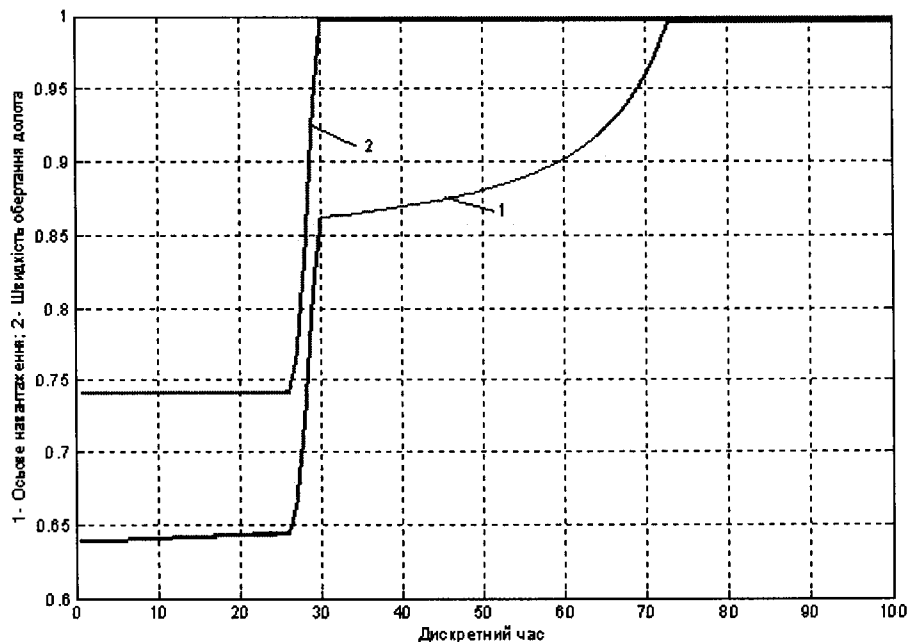


Рис. 3.5. Графіки зміни керувальних дій як функцій часу

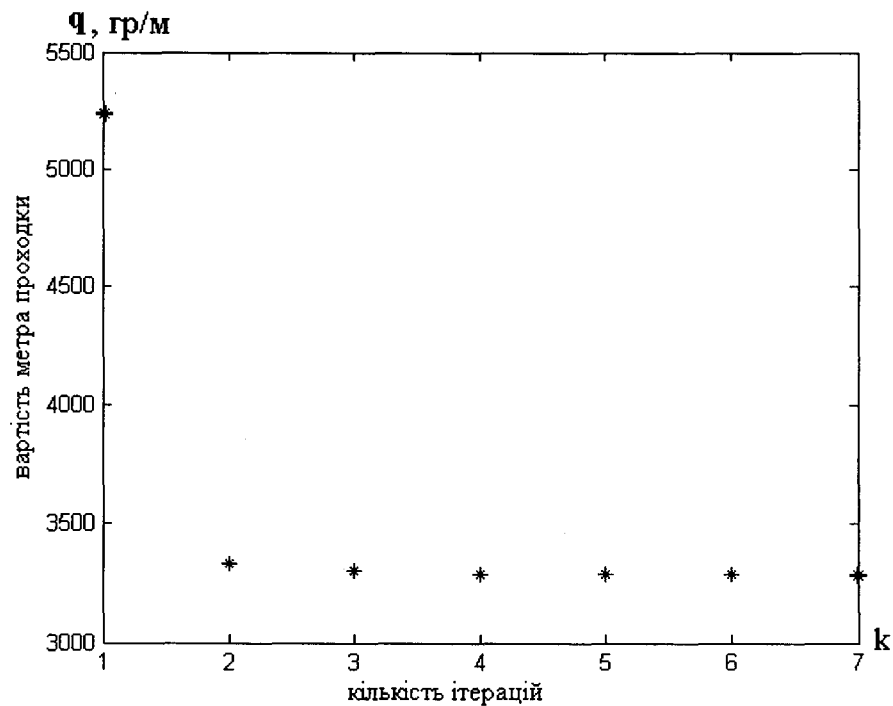


Рисунок 3.6. Зміна вартості метра проходки в процесі обчислень

Аналіз графіків (рис. 3.5) показує, що залежності $F(t)$ і $n_{\partial}(t)$ мають складну форму, тому їх апаратурна реалізація викликає значні технічні труднощі. Отже, доцільно ці залежності апроксимувати відрізками прямих ліній, які утворюють ступінчасту функцію між мінімальними і максимальними значеннями керувальних дій. Тоді задачею оптимального керування є визначення моментів часу перемикання з одного рівня на інший та визначення оптимальних значень керувальних дій на кожному інтервалі часу.

3.3. Оптимальне керування процесом буріння свердловини з дискретно-неперервною зміною керувальних дій

Задачу оптимального керування з дискретно-неперервною зміною керувальних дій будемо розв'язувати, коли відома математична модель об'єкта і розв'язані задачі ідентифікації математичної моделі та задача оптимального керування процесом буріння, оскільки необхідно знати час роботи долота на вибої t_{∂} .

Метод оптимального керування з дискретно-неперервною зміною керувальних дій [43] допускає, що керувальні дії F і n_{∂} підтримуються

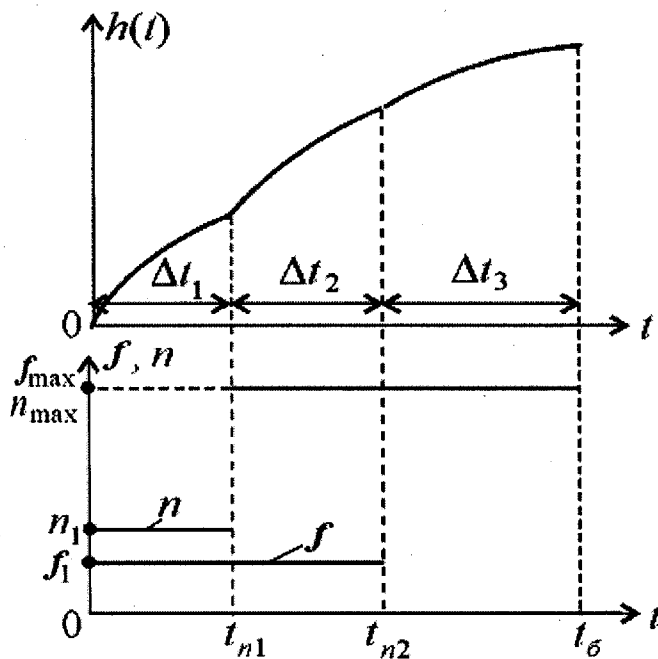
постійними на деякому інтервалі часу $\Delta t_i = t_{ni} - t_{n,i-1}$, а в момент часу t_{ni} одна з керувальних дій або обидві керувальні дії стрибкоподібно змінюють своє значення на інші, які будуть постійними для наступного інтервалу часу. Допустимо, що відома кількість моментів t_{ni} , в які відбуваються перемикання і обмеження на керувальні дії

$$\bar{u}_{\min} \leq \bar{u} \leq \bar{u}_{\max}, \tag{3.47}$$

де $\bar{u}^{-T} = (F, n_o)$ - вектор керувальних дій.

Необхідно знайти такі значення величин t_{ni} , $i = \overline{1, N_k - 1}$ і значення керувальних дій F і n_o на кожному інтервалі часу Δt_i , $i = \overline{1, N_k}$, щоб вартість

метра проходки на долото була б мінімальною.



На рис. 3.7 показаний один із можливих варіантів перемикання керувальних впливів із одного рівня на інший, а також зміна в часі t проходки на долото $h(t)$. Наприклад, для $N = 3$ маємо два значення часу перемикання t_{n1} , t_{n2} , які ділять тривалість рейсу t_b на три інтервали, для кожного із яких рівняння (3.1) і (3.2)

Рис. 3.7. Графіки зміни проходки $h(t)$ і керувальних дій \bar{u} в часі t при оптимальному керуванні з дискретно-неперервною зміною керувальних дій

набудуть такого вигляду:

$$\frac{dh^{(i)}}{dt} = v^{(i)} \left(\frac{\bar{u}^{(i)}}{\varphi^{(i)r}} \right) \tag{3.48}$$

$$\frac{d\varphi^{(i)}}{dt} = K_\varphi^{(i)} \left(\bar{u}^{(i)} \right) \varphi^{(i)s} \tag{3.49}$$

з граничними умовами:

$$h_0^{(1)} = 0; h_o^{(i)} = h_1^{(i-1)}; \varphi_0^{(1)} = 1; \varphi_o^{(i)} = \varphi_1^{(i-1)}, i = \overline{2, N_k}. \tag{3.50}$$

де $h^{(i)}$, $\varphi^{(i)}$ – проходка і оцінка стану озброєння долота, що віднесені до i -того інтервалу;

”0” і ”1” – індекси, що означають початок і кінець i -того інтервалу.

Рівняння, які описують стан озброєння долота в моделях при $m=1, 3$ і 4 табл. 2.2 мають однакову структуру

$$\frac{d\varphi}{dt} = K_{\varphi}, \quad (3.51)$$

Нехай $\tau^{(j)}$ – відрізок часу, який відрхований від початку j -го інтервалу. Тоді розв’язок рівняння (3.47) для j -го інтервалу буде мати вигляд

$$\varphi^{(j)} = K_{\varphi}^{(j)} \left(\bar{u}^{(j)} \right) \tau^{(j)} + \varphi_0^{(j)}, \quad (3.52)$$

Використовуючи граничні умови для $\varphi_0^{(j)}$, отримуємо

$$\varphi^{(j)} = K_{\varphi}^{(j)} \left(\bar{u}^{(j)} \right) \tau^{(j)} + \Sigma_j, j = \overline{1, N_k}, \quad (3.53)$$

де $\tau^{(j)} = t - t_{nj}^{(0)}$;

$t_{nj}^{(0)}$ - початок j -го інтервалу перемикавання.

Величина Σ_j обчислюється за такою рекурентною формулою

$$\Sigma_j = \Sigma_{j-1} + K_{\varphi}^{(j-1)} \left(\bar{u}^{(j-1)} \right) \tau_0^{(j)}, j = \overline{2, N_k}, \quad (3.54)$$

де $\tau_0^{(j)} = t_{nj}^{(0)} - t_{n,j-1}^{(0)}$;

$\Sigma_1 = 0$.

Порівнюючи (3.53) і (3.54) бачимо, що

$$\varphi_0^{(j)} = 1 + \Sigma_j. \quad (3.55)$$

Тепер розглянемо експоненціальну модель, для якої

$$\frac{d\theta}{dt} = K_v \theta \quad (3.56)$$

Розв’язок рівняння (3.56) для j -го інтервалу з граничними умовами $\theta_0^{(1)} = 1$;

$\theta_0^{(i)} = \theta_1^{(i-1)}$, $i = \overline{2, N_k}$ дає

$$\theta^{(j)} = \theta_0^{(j)} e^{K_v^{(j)} \left(\bar{u}^{(j)} \right) \tau^{(j)}}, j = \overline{1, N_k}, \quad (3.57)$$

де, аналогічно попередньому

$$\theta^{(j)} = \theta_0^{(1)} e^{K_v^{(j)}(\bar{u}^{(j)})t^{(j)}} + \Sigma_j, j = \overline{1, N_k}, \quad (3.58)$$

Величина Σ_j обчислюється за формулою (3.54), в якій $K_\varphi^{(j-1)}(\bar{u}^{(j-1)})$ слід замінити на $K_v^{(j-1)}(\bar{u}^{(j-1)})$. Крім того,

$$\theta_0^{(j)} = \theta_0^{(1)} e^{\Sigma_j}, j = \overline{1, N_k}. \quad (3.59)$$

Оскільки в критерій оптимальності (3.8) входить проходка h , то необхідно отримати її аналітичний вираз для кожної із моделей, на кожному інтервалі часу Δt_i .

Згідно формули (2.25) для j -го інтервалу рівняння проходки як функції фазової координати буде мати вигляд

$$\Delta h^{(j)} = v_0^{(j)} z(K_\varphi^{(j)}(\bar{u}^{(j)}), \varphi^{(j)}), \quad j = \overline{1, N_k}. \quad (3.60)$$

де $\Delta h^{(j)} = h(t) - h_0^{(j)}$.

Значення $\varphi^{(j)}$ і $\varphi_0^{(j)}$ для відповідних моделей обчислюються за формулами (3.52), (3.53) і (3.55).

Оскільки $t_\sigma = \sum_{i=1}^{N_k} \Delta t^{(i)}$ і $h(t_\sigma) = \sum_{i=1}^{N_k} \Delta h^{(i)}$, то критерій оптимальності, який підлягає мінімізації (максимізації), набуде такого вигляду:

1) критерій вартості метра проходки **min: q**

$$q(\bar{w}) = \frac{c_\sigma \left(\sum_{i=1}^{N_k} \Delta t_i + t_{cn} \right) + d}{\sum_{i=1}^{N_k} \Delta h_i(\bar{w})}, \quad (3.61)$$

2) критерій максимуму рейсової швидкості **max: v_p**

$$v_p(\bar{w}) = \frac{\sum_{i=1}^{N_k} \Delta h_i(\bar{w})}{\sum_{i=1}^{N_k} \Delta t_i + t_{cn}} \quad (3.62)$$

де \bar{w} - вектор, компоненти якого змінні Δt_i і $\bar{u}^{(i)}$, $i = \overline{1, N_k}$, які повинні бути обчислені в результаті мінімізації (максимізації) критерію оптимальності (3.61) або (3.62) з врахуванням обмежень (3.47) на керувальні дії.

Очевидно, що між величинами Δt_1 , Δt_2 , і Δt_3 і величинами t_{n1}, t_{n2} і $t_{\bar{c}}$ існує такий взаємозв'язок (рис. 3.7):

$$t_{n1} = \Delta t_1, t_{n2} = t_{n1} + \Delta t_1 \text{ і } t_{\bar{c}} = t_{n2} + \Delta t_2.$$

Аналіз задачі $\min: J(\bar{w})$, де $J(\bar{w})$ визначається співвідношенням (3.61) або (3.62), засвідчує, що вираз $J(\bar{w})$ є нелінійною функцією змінних Δt_1 , Δt_2 , і Δt_3 і її мінімум не може бути знайдений аналітичним способом.

Із типових методів, з точки зору швидкості збіжності до оптимуму задачі, найбільш ефективним є градієнтні методи.

Оскільки сумарна проходка на долото у формулах (3.61) і (3.62) обчислюється через рекурентні співвідношення (3.54) і (3.57), то знаходження градієнта функції $J(\bar{w})$ пов'язано із значними труднощами. Тому для реалізації алгоритму розв'язку задачі $\min: J(\bar{w})$ був використаний метод безградієнтного пошуку мінімуму функції $J(\bar{w})$ (алгоритм Нелдера–Міда [145]), суть якого заключається в мінімізації функції n незалежних змінних з використанням $n+1$ вершин багатогранника в евклідовому просторі E^n , що деформується.

Для реалізації цього алгоритму необхідно виконати таку послідовність кроків обчислень.

Sp1. Вибираємо початкові значення вершин симплекса $t_i^{(0)}$ в i -тій точці в E^n , $i = \overline{1, n+1}$ та обчислюємо значення цільової функції $f(t_i^{(0)})$.

Sp2. Знаходимо мінімальне та максимальне значення функції $f(t)$.

$$f(t_h^{(k)}) = \max \{ f(t_1^{(k)}), \dots, f(t_{n+1}^{(k)}) \},$$

$$f(t_l^{(k)}) = \min \{ f(t_1^{(k)}), \dots, f(t_{n+1}^{(k)}) \},$$

де $t_h^{(k)} = t_i^{(k)}$ і $t_l^{(k)} = t_i^{(k)}$.

Визначаємо координати центра тяжіння всіх вершин симплекса t_{n+2} , виключаючи t_h .

$$t_{n+2,j}^{(k)} = \frac{1}{n} \left[\left(\sum_{i=1}^{n+1} t_{ij}^{(k)} \right) - t_h^{(k)} \right], \quad j = 1, \dots, n, \quad (3.63)$$

де j – індекс, який визначає координатний напрямок.

Sp3. Проектуємо $t_h^{(k)}$ в вершину $t_{n+3}^{(k)}$ відповідно зі співвідношенням

$$t_{n+3}^{(k)} = t_{n+2}^{(k)} + \alpha(t_{n+2}^{(k)} - t_h^{(k)}),$$

де $\alpha > 0$ – коефіцієнт відображення;

$t_{n+2}^{(k)}$ – центр тяжіння, що обчислюється за формулою (3.63);

$t_h^{(k)}$ – вершина, в якій функція $f(t)$ приймає найбільше значення $n+1$ її значень на k -му етапі.

Sp4. Порівнюємо значення функцій в точках $t_h^{(k)}$ та $t_{n+3}^{(k)}$. Якщо $f(t_{n+3}^{(k)}) \leq f(t_h^{(k)})$, то вершину $t_{n+3}^{(k)}$ переносимо в точку $t_{n+4}^{(k)}$ в відповідності зі співвідношенням

$$t_{n+4}^{(k)} = t_{n+2}^{(k)} + \gamma(t_{n+3}^{(k)} - t_{n+2}^{(k)}),$$

де $\gamma > 1$ – коефіцієнт розтягування.

Якщо $f(t_{n+4}^{(k)}) < f(t_h^{(k)})$, то $t_h^{(k)}$ замінюється на $t_{n+4}^{(k)}$, інакше $t_h^{(k)}$ замінюється на $t_{n+3}^{(k)}$. Після цього відбувається перехід до *Sp3*.

Sp5. Якщо для всіх $i \neq h$, виконується умова $f(t_{n+3}^{(k)}) > f(t_i^{(k)})$, то вершину $t_h^{(k)}$ переносимо в точку $t_{n+5}^{(k)}$ в відповідності зі співвідношенням

$$t_{n+5}^{(k)} = t_{n+2}^{(k)} + \beta(t_h^{(k)} - t_{n+2}^{(k)}),$$

де $0 < \beta < 1$ – коефіцієнт стиснення.

Виконуємо заміну $t_h^{(k)}$ на $t_{n+5}^{(k)}$ і повертаємося до кроку *Sp3*.

Sp6. Якщо $f(t_{n+3}^{(k)}) > f(t_i^{(k)})$, координати всіх вершин $t_i^{(k)}$, $i = 1, \dots, n+1$, зменшуються у 2 рази

$$t_i^{(k)} = t_i^{(k)} + 0,5(t_i^{(k)} - t_i^{(k)}).$$

Після цього відбувається перехід до *Sp3*.

Правилом зупину є виконання умови

$$\left\{ \frac{1}{n+1} \sum_{i=1}^{n+1} [f(t_i^{(k)}) - f(t_{i+2}^{(k)})]^2 \right\}^{1/2} \leq E,$$

де E - довільне додатне число, що визначає точність розв'язку задачі;

$f(t_{n+2}^{(k)})$ - значення цільової функції в центрі тяжіння $t_{n+2}^{(k)}$.

Для перевірки працездатності та ефективності алгоритму оптимального керування процесом буріння нафтових і газових свердловин з дискретно-неперервною зміною керувальних дій використаємо дані активного експерименту, проведеного при розв'язуванні задачі оптимального керування зі змінними в часі керувальними діями.

Для зручності обчислення величин u_1 , u_2 приведені до безрозмірного вигляду $u_1 = F/F_{max}$; $u_2 = n_d/n_{d,max}$, де F_{max} , $n_{d,max}$ - максимально допустимі значення осьового навантаження і частоти обертання долота в фізичних одиницях.

Результати обчислень значень u_1 і u_2 при оптимальному керуванні з

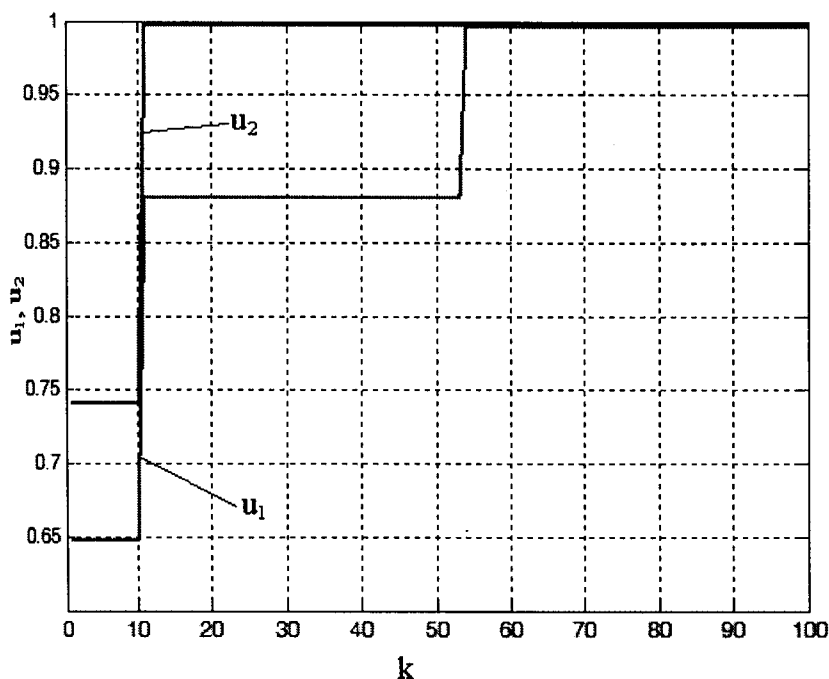


Рис. 3.8. Графіки зміни дискретно-неперервних керувальних дій при оптимальному керуванні

дискретно-неперервною зміною керувальних дій показані на рис. 3.8 та в додатку Г, із яких видно, що осьове навантаження на долото здійснило перемикання із значення $u_1 = 0,64$ до значення $u_1 = 0,87$ в момент часу $t_{n1} = 3,57 \text{ год}$, а в момент часу $t_{n2} = 29,00 \text{ год}$ зі значення $u_1 = 0,87$ до $u_1 = 1$. Швидкість

обертання долота змінюється стрибкоподібно тільки один раз в момент часу $t_{н1} = 3,57 \text{ год}$ зі значення $u_2 = 0,74$ до $u_2 = 1$.

3.4. Порівняльний аналіз методів оптимального керування

На прикладі активного експерименту, описаного в розділі 3.2.2 порівняємо три методи оптимального керування [30, 41, 133] процесом буріння - це керування при постійних керувальних діях (осьовому навантаженні на долото F і швидкості його обертання n_{∂}) протягом рейса долота ($F = const$ і $n_{\partial} = const$), при змінних в часі керувальних діях і оптимальне керування з дискретно-неперервною зміною керувальних дій, коли протягом певного інтервалу часу $F = const$ і $n_{\partial} = const$, а на другому проміжкові часу керувальні дії набувають іншого постійного значення. Останнє означає, що в певні моменти часу відбувається стрибкоподібна зміна керувальних дій.

Важливо порівняти ці методи керування як за техніко-економічними показниками, так і за можливостями технічної реалізації алгоритмів, що витікають із відповідного методу, на об'єкті.

Алгоритми для розв'язку задач оптимального керування зі змінними керувальними діями процесом буріння були розглянуті в попередніх розділах.

Розглянемо метод керування процесом буріння, який передбачає, що на протязі рейса долота керувальні дії F і n_{∂} залишаються постійними. За цих умов будуть постійними і величини v_0 , K_{φ} і K_g . Остання обставина дає можливість проінтегрувати рівняння (3.1) і (3.2) при початкових умовах $h(0) = 0$; $\varphi(0) = 1$. В результаті отримаємо

$$h(t) = \frac{v_0}{(1-r-s)K_{\varphi}} \left(\left((1-s)K_{\varphi}t + 1 \right)^{1-\frac{r}{1-s}} - 1 \right), \quad s \neq 1 \text{ і } r \neq 1-s.$$

Отримана формула охоплює тільки два випадки, коли $m=0$ і $m=3$. Для інших значень m функцію $h(t)$ необхідно обчислювати за іншими формулами, які неважко отримати підставивши в рівняння (2.25) відповідні значення r і s із табл. 2.2. Результати обчислень функції $h(t)$ при різних значеннях m зведені в

табл. 3.6 , аналіз якої показує, що в загальному виді $h(t)$ можна подати в такому вигляді:

$$h(t) = \frac{v_0}{K_\varphi} \eta(K_\varphi, t). \quad (3.64)$$

Таблиця 3.6

Значення функцій $h(t)$ і $\eta(K_\varphi, t)$ при різних значеннях m

Значення m	Функція $h(t)$	Функція $\eta(K_\varphi, t)$
0	$\frac{v_0}{2K_R} (1 - (1 - K_R t)^2)$	$-\frac{1}{2} (1 - (1 - K_R t)^2)$
1	$\frac{v_0}{K_v} (1 - e^{-K_v t})$	$(1 - e^{-K_v t})$
2	$\frac{v_0}{K_\varepsilon} \ln(K_\varepsilon t + 1)$	$\ln(K_\varepsilon t + 1)$
3	$\frac{2v_0}{K_q} (\sqrt{K_q t + 1} - 1)$	$2(\sqrt{K_q t + 1} - 1)$

Після закінчення рейсу долота, коли $t = t_\delta$, проходку за рейс отримаємо із формули (3.64) шляхом заміни t на t_δ , тобто

$$h(t_\delta) = \frac{v_0}{K_\varphi} \eta(K_\varphi, t_\delta) \quad (3.65)$$

Оскільки зроблено допущення, що причиною закінчення чергового рейсу долота є зношування його опор, то значення t_δ визначимо із розв'язку рівняння (3.4), використавши умову (3.6). В результаті отримаємо

$$t_\delta = \frac{g_k}{K_g}. \quad (3.66)$$

Підставляючи значення t_δ в формулу (3.65), і аналізуючи структуру функцій $\eta(K_\varphi, t)$, приходимо до висновку, що

$$h(t_0) = \frac{v_0}{K_\varphi} \eta \left(\frac{K_\varphi g_k}{K_g} \right). \quad (3.67)$$

Якщо тепер значення величин t_0 і $h(t_0)$, які визначаються формулами (3.66) і (3.67), підставити в критерій оптимальності (3.61) і врахувати те, що v_0 , K_φ і K_g є функціями вектора керувальних дій \bar{u} , то будемо мати

$$q(\bar{u}) = \frac{c_0 \left(\frac{g_k}{K_g(\bar{u})} + t_{cn} \right) + d}{\frac{v_0(\bar{u})}{K_\varphi(\bar{u})} \eta \left(\frac{K_\varphi(\bar{u}) g_k}{K_g(\bar{u})} \right)}. \quad (3.68)$$

Таким чином, задача оптимального керування процесом буріння свердловини при постійних керувальних діях протягом рейса долота зводиться до мінімізації критерію оптимальності (3.68) з врахуванням обмежень $\bar{u}_{min} \leq \bar{u} \leq \bar{u}_{max}$. Дана задача є задачею нелінійного програмування. В роботі [85] її було розв'язано за допомогою методу штрафних і бар'єрних функцій, які перетворюють задачу з обмеженнями у послідовність задач, кожна з яких не має обмежень. Проте цей метод є неефективним [31], оскільки при обчисленні обмежень у формі нерівностей виникають труднощі обчислювального характеру, які приводять до поганої збіжності ітераційної послідовності до шуканого значення. Тому для розв'язку поставленої задачі використаємо простий і ефективний в обчислювальному відношенні алгоритм обчислення керувальних впливів [35, 39], який базується на використанні теореми Куна-Такера [31]. В результаті розв'язку сформульованої задачі оптимізації (додаток В) були отримані такі значення керувальних дій: $f = 0.89$; $n_d = 1$. При цьому необхідно врахувати, що $K_\varphi = K_\varepsilon$.

Вартість метра проходки склала:

- при керуванні за першим методом (керувальні дії постійні на протязі рейсу долота) – $q = 3378.9$ грн / м;

- при керуванні за другим методом, коли керувальні дії є функціями часу – $q = 3288.4 \text{ грн/м}$;
- при керуванні за третім методом (оптимальне керування з дискретно-неперервними керувальними діями) – $q = 3328.8 \text{ грн/м}$.

Порівняємо між собою результати, отримані при різних методах керування:

- під час реалізації змінного в часі керування в порівнянні з режимом, коли $\bar{u} = const$, зменшення вартості проходки склало: $\Delta q = 3378.9 - 3288.4 = 90.5 \text{ грн/м}$, або на 2,7 %;
- реалізація оптимального керування з дискретно-неперервними керувальними діями в порівнянні з режимом, коли $\bar{u} = const$, призводить до зменшення вартості проходки на $\Delta q = 3378.9 - 3328,8 = 50,1 \text{ грн/м}$, або на 1,5%;
- оптимальне керування в порівнянні з оптимальним керуванням з дискретно-неперервними керувальними діями дає зменшення вартості проходки на $\Delta q = 3328,8 - 3288,4 = 40,4 \text{ грн/м}$, або на 1,2 %.

Висновки до розділу 3

1. Розроблено метод оптимального керування процесом буріння для узагальненої математичної моделі, що спрощує процес створення програм, оскільки алгоритм не залежить від виду моделі, а змінюються тільки відповідні коефіцієнти.

2. Зроблений аналіз поліноміальних моделей і моделей, які ґрунтуються на принципах нейромереж для прогнозування спуско-підймальних операцій, що дало можливість встановити і вибрати серед них найточніший прогноз часу $t_{СП}$ при розв'язку задачі оптимального керування.

3. Вперше сформульована і розв'язана задача оптимального керування процесом буріння з дискретно-неперервними керувальними діями, яка дає можливість спростити технічну реалізацію оптимальних керувальних дій.

4. Ефективність і збіжність алгоритмів розв'язку задач оптимізації перевірено на конкретних прикладах, які базуються на даних активного експерименту свердловини № 3 Бугруватівського родовища Прикарпатського УБР, що підтвердило їх можливість застосування в системі оптимального керування процесом буріння нафтових і газових свердловин з дискретно-неперервними керувальними діями.

5. Зроблений порівняльний аналіз методів оптимального керування, з якого випливає, що в співвідношенні за техніко-економічними показниками і за можливостями технічної реалізації алгоритмів, найкращим є метод оптимального керування з дискретно-неперервними керувальними діями.

4 КОМП'ЮТЕРНА СИСТЕМА КЕРУВАННЯ ПРОЦЕСОМ БУРІННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

4.1. Структура системи керування процесом буріння свердловини

Оптимальна комп'ютерна система керування процесом буріння має ієрархічну структуру, яка складається з двох рівнів [123]. Найнижчий рівень системи керування представляє собою контролер, який виконує функції локального керування. Він виконує наступні функції:

- вимірювання і перетворення сигналів, які надходять з технологічних підсистем та передача інформації на верхній рівень;
- прийом керувальних дій з верхнього рівня і керування роботою технологічного обладнання;
- оперативна і аварійна сигналізація стану механізмів.

Верхній рівень керування в реальному масштабі часу виконує такі функції:

- розв'язок задачі ідентифікації параметрів математичної моделі [39], обчислення прогнозованого часу буріння t_g , моментів перемикання керувальних дій з одного рівня на інший та визначення оптимальних значень F^* та n_g^* [43] з видачею результатів оператору в режимі “порадника”;
- організація та підтримка бази даних, яка містить інформацію про об'єкт керування [28];
- отримання інформації від нижнього рівня керування про поточний стан параметрів;
- оперативна реєстрація і відображення інформації про стан технологічного процесу на екрані ЕОМ.

Як правило, для контролю технологічних параметрів і показників процесу буріння, а також деяких видів промислово-геофізичних досліджень безпосередньо в процесі буріння використовуються наземні системи і системи, що призначені для роботи на вибої свердловини. Системи, що виготовляються за кордоном фірмами NL Sperry-Sun, Eastman Christensen. Exploration Logging, Baker. Gearhart Industries, NL industries, Sihlumberger, Teleco oilfield Services,

Norton Christensen, призначені, головним чином, для контролю навігаційних параметрів, а також тиску і температури на вибої, фактичного навантаження і крутного моменту на долоті, швидкості обертання вала гідравлічного двигуна, вимірювання питомого опору гірських порід, визначення пористості оточуючих порід, проведення гама-каротажу, визначення вібраційних коливань в бурильній колоні, густини і витрати бурового розчину на вибої, глибини свердловини і механічної швидкості буріння [12, 45, 103, 134].

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 [106], 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 [28, 79]. Обробка і відтворення отриманих даних здійснюється на поверхні за допомогою спеціальної комп'ютерної системи.

Системи наземного контролю і управління процесом буріння виготовляються у державах СНД і в інших країнах. Найбільш розповсюдженими у нашій країні є системи Леуза – 1,2; БУР – САК; СКУБ – 2М; Геотест – 5 та ін. [28, 78, 79, 88, 106, 107].

В даній роботі використані серійні апаратні засоби 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 [28]. Слід зазначити, що даний комплекс включає в себе апаратуру, яка передбачає використання універсальних засобів обчислювальної техніки. Це дозволяє ефективно забезпечити реалізацію алгоритмів оптимального керування технологічним процесом буріння свердловин без розробки спеціального обладнання.

Розроблена оптимальна комп'ютерна система керування буріння нафтових і газових свердловин з дискретно-неперервною зміною керувальних дій (рис.4.1)

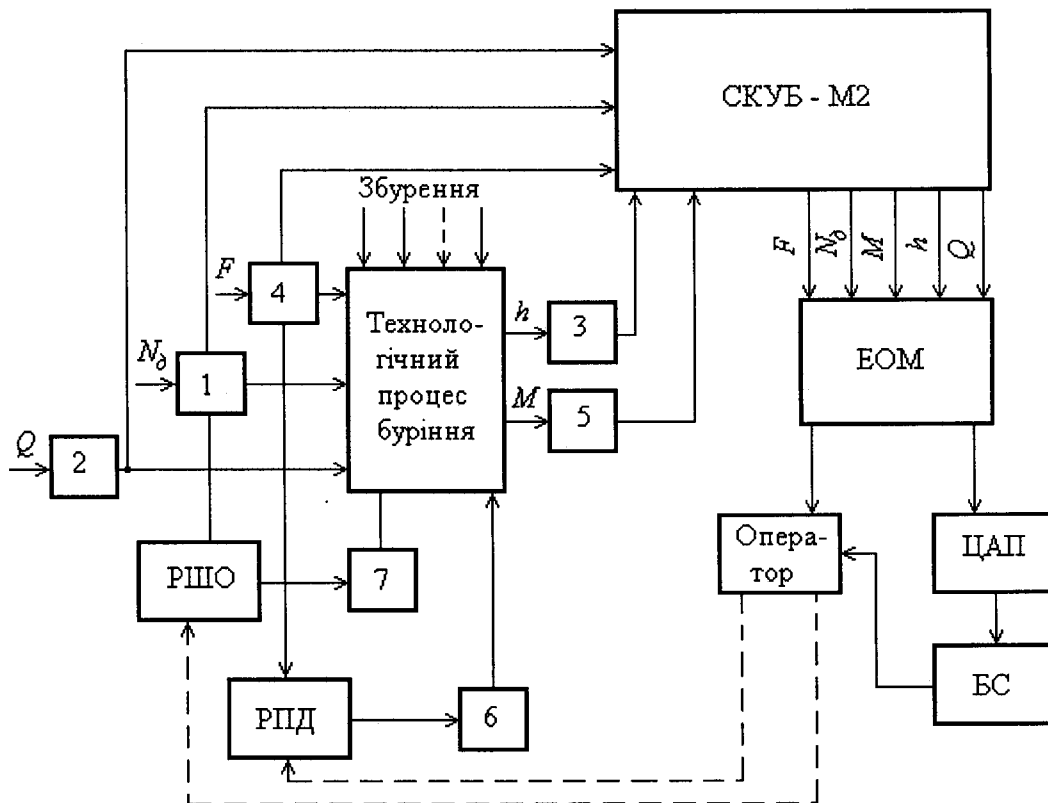


Рис. 4.1. Структурна схема оптимального керування процесом буріння нафтових і газових свердловин з дискретно-неперервною зміною керувальних дій:

1 - датчик швидкості обертання ротора; 2 – датчик витрати бурового розчину; 3 – датчик проходки; 4 – датчик осьового навантаження; 5 – датчик крутного моменту на роторі; РПД – регулятор подачі долота; 6 - регулюючий пристрій регулятора подачі долота; РШО – регулятор швидкості обертання ротора; 7 – виконавчий механізм регулятора швидкості обертання ротора; ЦАП – цифро-аналогій перетворювач; БС – блок сигналізації.

складається із серійної системи контролю і управління процесом буріння СКУБ-М2; пристрою перетворення цифрових сигналів в аналогові (ЦАП); блоку сигналізації (БС); ЕОМ для віртуального відтворення інформації про процес буріння свердловин.

Сигнали від давачів поступають на кросовий пристрій СКУБ, де вони перетворюються до уніфікованого вигляду 0-10 В. Від СКУБ через інтерфейс вводу-виводу RS-485/RS-232 поступають в ЕОМ. Одна частина сигналів використовується постійно для контролю і відтворення інформації друга – сигнали, які поступають від давачів СКУБ, оператора та від таймерів – для розрахунків. Результати розрахунку – очікувані значення оптимальних режимних параметрів і часу буріння візуалізуються на екран монітора ЕОМ.

Розроблене програмне забезпечення системи включає в себе підпрограми ідентифікації параметрів математичної моделі, обчислення опорних керувальних впливів, часу перемикаць режимних параметрів та часу буріння. Розроблений варіант оптимальної системи керування процесом буріння глибоких свердловин працює в режимі порадики. Її задачею є вибір оптимального режиму буріння за двома дискретно-неперервними керувальними діями та здійснення раціонального відпрацювання доліт як за озброєнням, так і за опорою.

4.2. Апаратне та технічне забезпечення автоматизованої системи керування процесом буріння

Оптимальна система керування процесом буріння свердловин з дискретно-неперервними керувальними діями базується на комплексі засобів наземного контролю і керування процесом буріння СКУБ-М2, який являє собою апаратні засоби інформаційного забезпечення персоналу бурових установок експлуатаційного і глибокого розвідувального буріння нафтових і газових свердловин на материк [28]. Комплекс СКУБ-М2 призначений для неперервного контролю і реєстрації основних технологічних параметрів буріння (табл.4.1). Програмне забезпечення, розроблене розв'язку задач оптимального

керування, оформлено у вигляді окремого оптимізаційного модуля, що дозволяє легко інтегрувати його в існуючий пакет прикладних програм.

Таблиця 4.1.

Перелік технологічних параметрів, контрольованих комплексом СКУБ-М2

Найменування технологічного параметра і одиниця вимірювання	Границя вимірювання
Навантаження на гак, кН	від 1250 до 4000
Осьове навантаження на буровий інструмент, кН	400
Положення талевого блока відносно стола ротора, м	40
Подача бурового інструмента, м	20
Тиск нагнітання бурового розчину, МПа	40
Витрата бурового розчину в нагнітальній лінії, м ³ /с	0,1
Частота обертання ротора, об/хв	300
Крутильний момент на роторі, кН·м	60
Крутильний момент на машинному ключі, кН·м	60
Рівень бурового розчину в приймальних ємностях, м	1,6
Температура бурового розчину, °С	100
Густина бурового розчину, кг/м ³	800-2600
Витрата бурового розчину, що виходить із свердловини, %	100
Зміни витрати бурового розчину, що виходить із свердловини, %	100
Температура оточуючого повітря, °С	± 40
Поточна дата	без обмеження
Поточний час, год	24

Взаємодія комплексу та оптимізаційного модуля пояснюється структурною схемою, наведеною на рис. 4.2. Контролер ПЗОД формує масив даних про процес буріння, який передається по інтерфейсу RS-485 на пристрій реєстрації інформації, в якому отримана інформація реєструється і архівується в базі даних (БД) для збереження виміряних та розрахованих технологічних параметрів процесу буріння. Для розв'язку задач ідентифікації та оптимального керування з БД, як вхідні параметри вибираються, набори значень осьового навантаження на долото, швидкості обертання долота, часу та проходки, які передаються до оптимізаційного модуля.

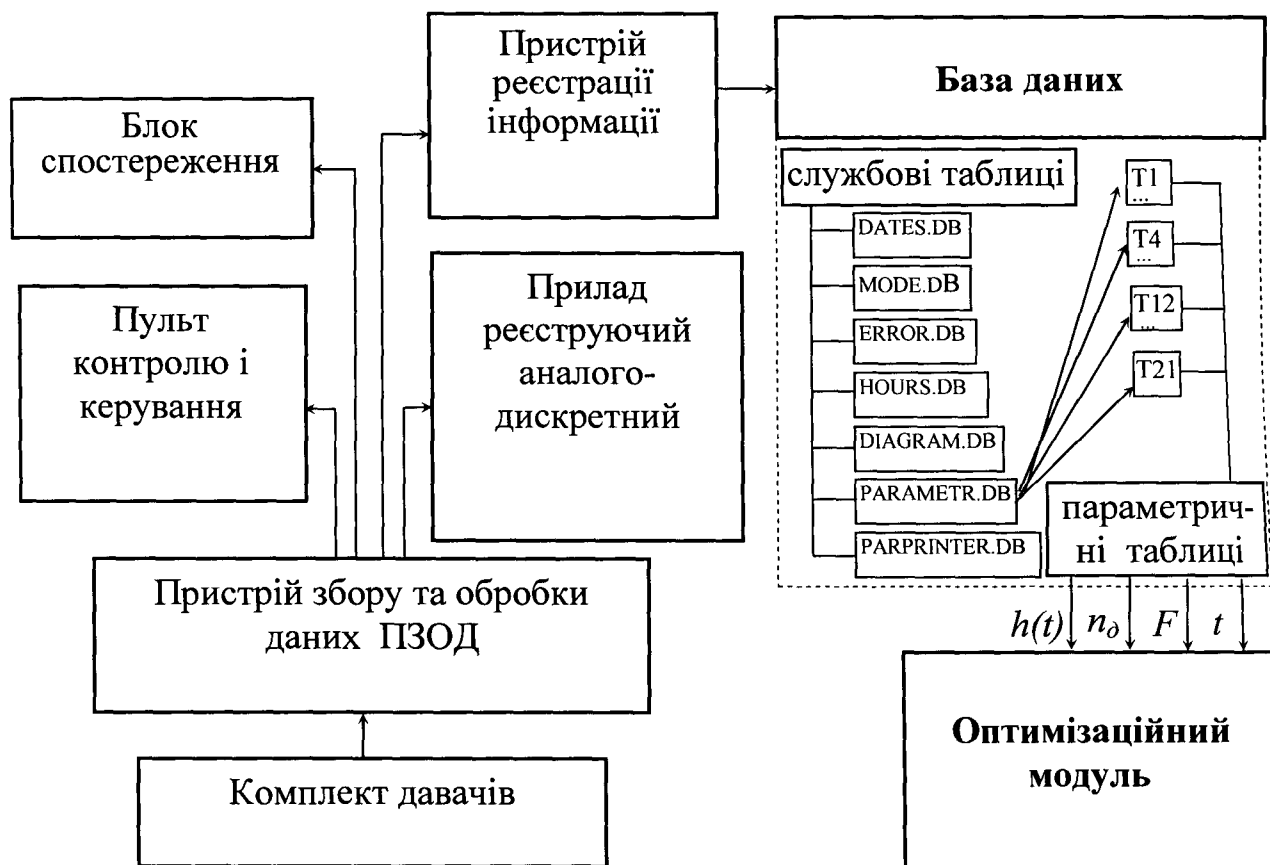


Рис. 4.2. Структурна схема взаємодії оптимізаційного модуля з комплексом СКУБ–М2

В загальному складові частини комплексу забезпечують реалізацію таких функцій:

- вимірювання, збір та обробку даних про технологічні параметри буріння;
- відображення значень контрольованих параметрів процесу буріння на блоці спостереження і пульті контролю і управління;
- аналогову реєстрацію інформації про навантаження на гак на паперовому носії приладу реєструючому аналого-дискретному;
- формування масиву даних про процес буріння і передачу його на пристрій реєстрації інформації;
- прийом в реальному часі від пристрою збору і обробки інформації даних про хід технологічного процесу буріння, відображення технологічних

параметрів буріння, накопичення даних у базі даних реального часу, перегляд архівів та друкування зареєстрованих параметрів у масштабах часу.

Вихідні дискретні сигнали з контролера ПЗОД про перевищення технологічних параметрів або досягнення аварійних значень поступають на кросовий пристрій для їх використання в керуванні технологічним процесом буріння. В якості центрального елемента нижнього рівня є мікроконтролер CPU188-5MX фірми Fastwell, який представляє собою функціонально достатній контролер для автоматизації, збору і обробки даних. Універсальний порт дискретного вводу-виводу дозволяє використовувати мікроконтролер як для збору дискретних і аналогових сигналів з датчиків, так і для керування виконавчими механізмами.

Для розробки програмного забезпечення збору і обробки даних контролером застосовано систему UltraLogic [96], яка в якості основної мови програмування використовує мову функціональних блокових діаграм Function Block Diagram. Вона вважається потужною і в той же час простою в користуванні інструментальною системою, яка не тільки скорочує час проектування програми для контролера відповідно до замовлення споживача, але і забезпечує доробку програми в умовах експлуатації її розробником, а при необхідності і споживачем. Система надає користувачу можливість виконувати програмні модулі на інших мовах програмування (Сі, Паскаль, Асемблер), в складі системи є функціональні блоки, які забезпечують роботу з масивами, що дозволяє організувати реєстрацію і аналіз швидкоплинних процесів. Контролери та комп'ютери, що програмуються на UltraLogic можуть об'єднуватися в мережі передачі даних на базі інтерфейсу RS-485 і Ethernet. Важливою особливістю системи є те, що пакет не має обмежень на кількість змінних, каналів вводу-виводу і розроблених програм. До складу системи входить DDE сервер, призначений для зв'язку з будь-якими Windows додатками [57, 96].

Пристрій реєстрації інформації ППІ забезпечує відображення і реєстрацію інформації про хід технологічного процесу буріння, що надходить від пристрою збору і обробки інформації. ППІ складається з персонального комп'ютера і

програмного забезпечення. До складу персонального комп'ютера входять системний блок, обладнаний процесором з тактовою частотою, не нижче 500МГц, накопичувач на жорсткому магнітному диску ємністю 20 Гб і оперативна пам'ять 64 Мб, CD-ROM, звукова карта та акустична система, дисплей SVGA 15'', стандартна клавіатура, миша стандартна для COM або PS2 порта та джерело гарантованого живлення.

Програмне забезпечення пристрою реєстрації інформації ПРІ включає:

- операційну систему Windows 95 (98) або пізніші версії;
- програмний пакет "Комплекс СКУБ-М2".

4.3. Програмне забезпечення автоматизованої системи керування процесом буріння

4.3.1. Опис програмного пакета "Комплекс СКУБ-М2"

Пакет прикладних програм "Комплекс СКУБМ2" забезпечує оперативний контроль процесу буріння, контроль свердловини, розпізнавання позаштатних ситуацій, формування добових рапортів, формування планів і звітів та інші, обробку технологічної інформації, розрахунки з технології буріння, аналіз ступеня відпрацювання доліт. У базовий варіант програмного пакета "Комплекс СКУБМ2" входять програми РЕЄСТРАЦІЯ для реєстрації в реальному масштабі часу технологічних параметрів буріння, АРХІВ для наступного перегляду аналізу й інтерпретації зареєстрованих даних, записаних попередньо на жорсткий диск, і друку збережених даних та УСТАВКИ для формування і передачі в ПЗОД значень уставок технологічних параметрів [28].

Програма РЕЄСТРАЦІЯ забезпечує виконання пристроєм реєстрації інформації ПРІ таких функцій [28]:

- приймання інформації від ПЗОД по послідовному інтерфейсу;
- обчислення значень технологічних параметрів;
- вивід інформації на дисплей у цифровому вигляді;
- вивід інформації на дисплей у графічному режимі у вигляді графіків у режимі реального часу;

- запис подій повідомлення про порушення і внесені оператором зміни, відображення їх на екрані дисплея;
- реєстрація на диску і вивід на друк;
- приймання і виконання команд з введення довідкової інформації та границь зміни всіх контрольованих параметрів процесу буріння;
- формування бази даних реального часу з подальшим збереженням інформації на жорсткому диску;
- формування шаблонів звітної інформації і видачу звітів на друк в цифровому і графічному вигляді з наведенням дати і часу;
- вивід оперативної інформації на друк;
- контроль архівних і оперативних значень параметрів.

Програма **АРХІВ** забезпечує періодичну реєстрацію архівування інформації на жорсткому диску значень параметрів у вигляді: дата (число, місяць, рік); час (години, хвилини, секунди); значення параметра (фізична величина) та пошук і відображення заархівованих параметрів, що відносяться до дати часу дня і тимчасового інтервалу дня, що задається на екрані дисплея в цифровому і графічному вигляді. Програма дозволяє змінювати проміжок часу архівування для кожного параметра. Мінімальним проміжком часу архівування вибрано 1 с [28].

Програма **УСТАВКИ** дозволяє формувати пакет значень уставок технологічних параметрів та їх передачу в ПЗОД.

4.3.2. Опис структури бази даних

Однією із основних функцій інформаційно-вимірювального комплексу, поряд із одержанням та виведенням інформації про параметри технологічного процесу, являється її архівування.

Архівування здійснюється для подальшого перегляду, аналізу й інтерпретації зареєстрованих даних та друку інформації. Суть процедури архівування полягає в періодичній реєстрації на жорсткому диску значень параметрів у вигляді:

- дата (число, місяць, рік);
- час (години, хвилини, секунди);
- значення параметра.

Розглянемо детальніше структуру бази даних інформаційно-вимірювального комплексу (рис. 4.2), яка використовується для збереження інформації та організацію подальшої роботи із нею.

Насамперед варто зазначити, що, оскільки інформаційно-вимірювальний комплекс написаний засобами програмного пакету Delphi фірми Borland, тому доцільним для створення та роботи з базою даних являється використання засобів цієї ж фірми. Враховуючи легкість інтеграції, сумісність та наявність вбудованих засобів підтримки, використання Borland Database Desktop (Dbd32) в даному випадку дійсно являється оптимальним рішенням зі сторони розробників програми ІVK, яка включає в себе програмний пакет “Комплекс СКУБ-М2”.

Сукупність таблиць, із яких складається вищезгадана 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 деякого параметра, вимірюного в певні часові інтервали.

До службових таблиць, що розташовуються в каталозі головної програми, належать:

1. DATES.DB – містить перелік параметрів та дат, коли зроблені їх вимірювання;
2. DIAGRAM.DB – включає в себе перелік параметрів та номерів таблиць (в яких зберігаються їх значення), для котрих підтримується можливість побудови діаграм;
3. ERROR.DB – містить перелік дат та моментів часу, коли виникали помилки, а також діагностичні повідомлення, що видавалися системою у вигляді відповідної реакції;

4. HOURS.DB – являється логічним доповненням таблиці DATES.DB, вказуючи перелік часових інтервалів (початкова – кінцева години), в межах яких відбулися вимірювання;

5. MODE.DB – включає в себе перелік кодів та назв режимів роботи;

6. PARPRINT.DB – містить набір параметрів, друк яких підтримується системою;

7. 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 (рис. 4.3), вміст якого являється сукупністю 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;

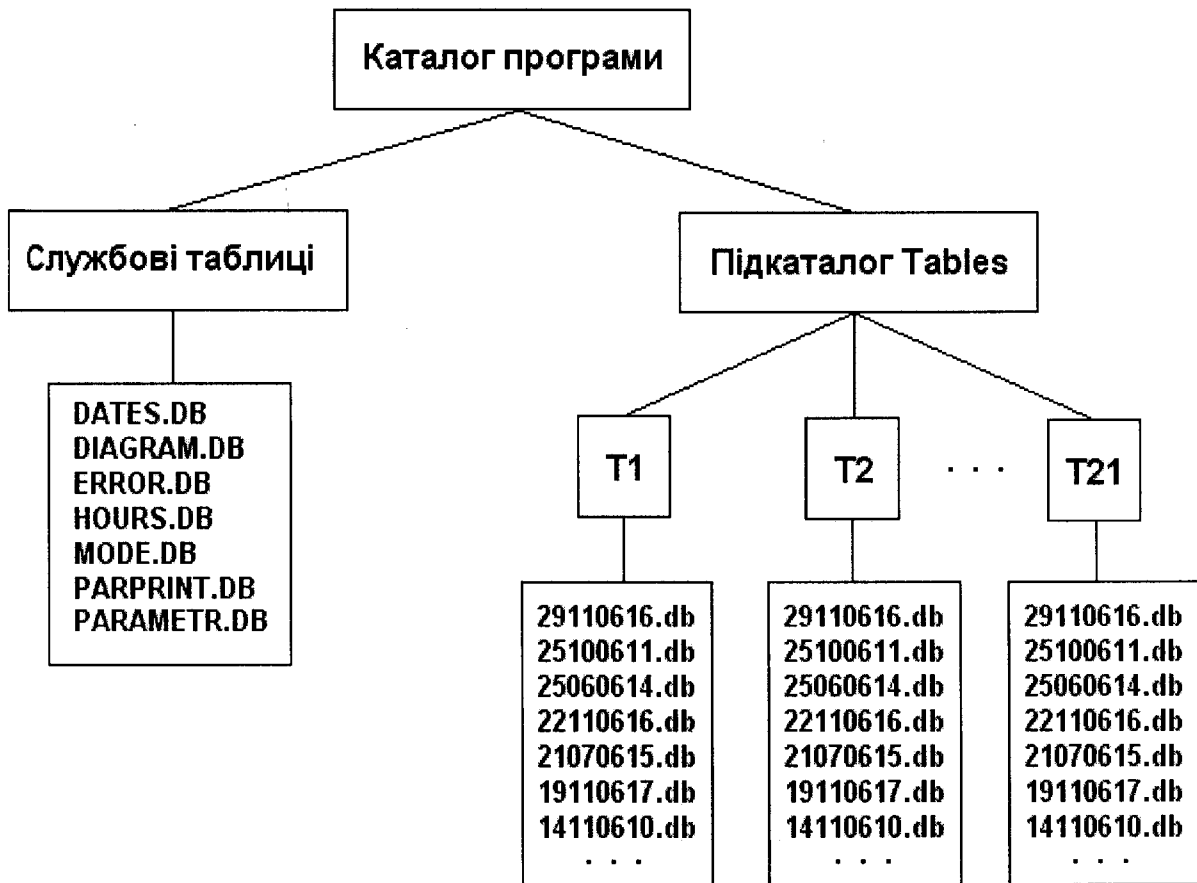


Рис. 4.3. Логічна структура каталогу IVK


- час вимірювання;
- значення вимірюваного параметра.

Ім'я параметричних таблиць будується за формулою 'дата'+ 'година'. Наприклад, таблиця T1\29110616 містить набір значень навантаження на гак, змірених 29-ого листопада поточного року починаючи з 16-ої години.

Застосування такого підходу до формування імен таблиць дозволяє досить легко орієнтуватися людині-оператору в сукупності архівних даних, збережених обчислювальною системою.

Оскільки програмний комплекс для оптимізації процесу буріння приймає в якості вхідних параметрів набори значень осьового навантаження на гак, швидкості обертання та проходки, тому із описаних архівних даних, збережених інформаційно-вимірювальним комплексом, вибиратимуться лише таблиці з підкаталогів T1, T4 та T12.

4.3.3. Створення оптимізаційного модуля

Для інтеграції оптимізаційного модуля в інформаційно вимірювальний комплекс, на інструментальній панелі останнього, було додано піктограму 'Консультація' (кнопка ) , а також одноіменний пункт в розділ меню 'Режими роботи' (рис. 4.4).

При натисканні на піктограму 'Консультація' програмного комплексу ІVK відкривається діалогове вікно 'Вибір таблиць бази даних', у полях якого необхідно вказати шляхи до таблиць із наборами значень відповідних параметрів. Це можна зробити безпосередньо вводячи дані у поля форми, або скориставшись кнопкою 'Огляд', натискання якої призведе до появи діалогового вікна 'Вибір таблиці', що дозволяє вибрати необхідні елементи в типовому діалоговому вікні для відкриття файлів в системі Windows (рис. 4.5). Після задання відповідних полів необхідно натиснути кнопку 'OK'.

Описаний етап роботи оптимізаційного модуля реалізується так званим інтерфейсним блоком, задача якого полягає у веденні діалогу з користувачем та одержанні від нього необхідної інформації (набору шляхів до таблиць баз даних із значенням параметрів) і подальшого збереження її у внутрішніх структурах даних програми.

Для створення діалогового вікна 'Вибір таблиць бази даних' використовується стандартний клас MFC (Microsoft Foundation Class) *CDialog*, базовий для наслідування. Створення власне графічного представлення діалогового вікна здійснюється в редакторі ресурсів шляхом поміщення на готовий шаблон необхідних елементів керування.

Кожен елемент управління зв'язується із відповідним членом класу похідним від *CDialog*, тобто значення кожного створеного елемента управління зберігається в елементах даних створеного класу діалогового вікна. Поновлення відповідних структур даних здійснюється автоматично при закритті вікна шляхом натискання кнопки 'OK', або у випадку виконання команди `UpdateData(TRUE)`.

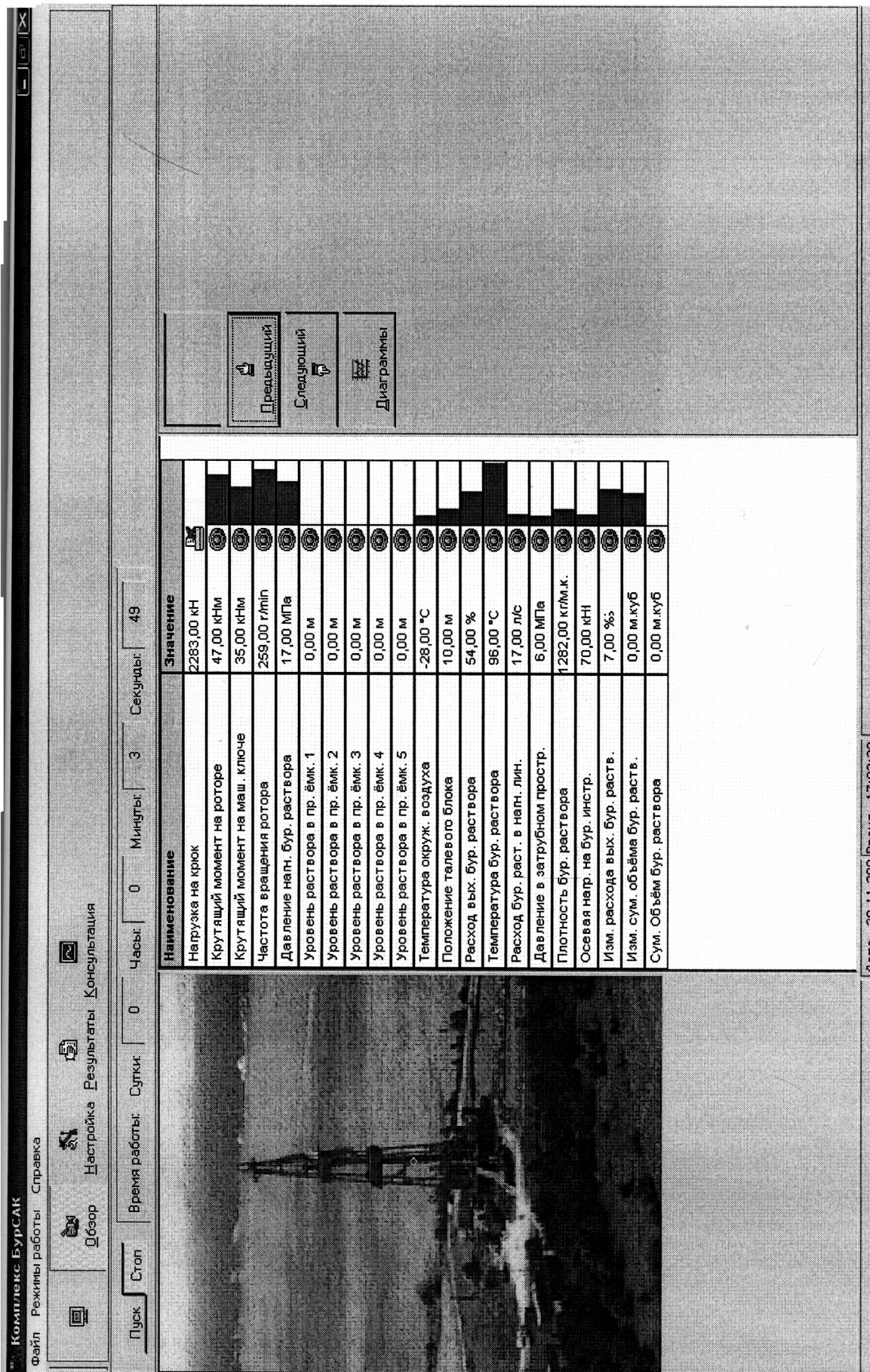


Рис. 4.4. Модифицированный интерфейс программы IVK

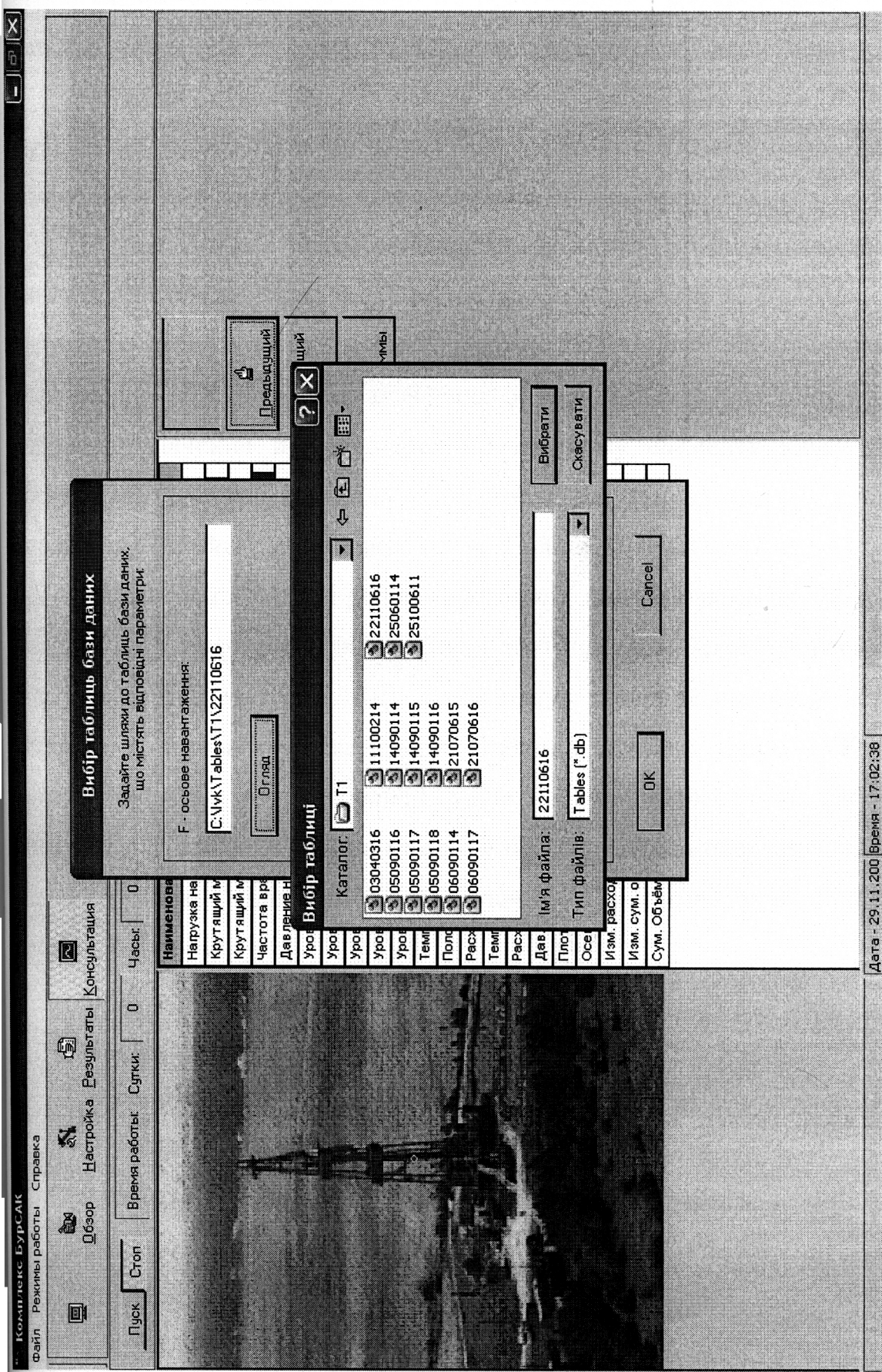


Рис. 4.5. Вибір таблиць бази даних

Для забезпечення можливості відображення останніх введених користувачем шляхів, використовується зворотня передача даних – від членів класу до елементів управління, за допомогою команди `UpdateData(FALSE)`.

Обробка натискання на кнопку ‘Огляд’ діалогового вікна ‘*Вибір таблиць бази даних*’ реалізується за допомогою стандартного механізму обробки подій графічними засобами самого середовища розробки програми.

Діалогове вікно ‘*Вибір таблиці*’ створюється на основі стандартного MFC класу діалогового вікна відкриття/збереження файлів *CFileDialog*. Шлях до вибраного користувачем файлу в даному діалоговому вікні можна одержати викликавши метод `GetFileName()` для об’єкта класу *CFileDialog*. Після цього одержане значення присвоюється відповідному елементу класу діалогового вікна ‘*Вибір таблиць бази даних*’ і реалізується поновлення значення елемента управління *EditBox* шляхом виконання команди `UpdateData(FALSE)`.

На наступному етапі роботи програми (після натискання користувачем на кнопку ‘ОК’ діалогового вікна ‘*Вибір таблиць бази даних*’) запускається блок доступу до баз даних (БДБД), який зчитує значення введених користувачем полів, під’єднується до зазначених таблиць архівних даних IVK (в нашому випадку – файлів підкаталогів T1, T4 та T12) та вибирає із них набори значень відповідних параметрів (навантаження на гак, частота обертання та положення галевого блоку відповідно), записуючи їх у тимчасовий бінарний файл наступного формату:

число значень параметра F

значення_1

значення_2

...

значення_Fk

число значень параметра N

значення_1

значення_2

...

значення_Nk
число значень параметра N
значення_1
значення_2
...
значення_Nk

Варто зазначити, що при записі у бінарний файл програма здійснює узгодження розмірностей, зокрема перетворює частоту обертання із обертів за хвилину в оберти за секунду, а також реалізує обчислення величини проходки на основі положення талевого блоку.

Враховуючи важливість функцій, що виконуються БДБД, розглянемо детальніше його механізм функціонування.

БДБД одержує як вхідні параметри від інтерфейсного блоку набір значень шляхів до таблиць баз даних. Для під'єднання до них використовується стандартний механізм з'єднання ODBC (open database connectivity – відкритий зв'язок з базами даних). Однією із головних переваг даного механізму є можливість використання єдиного уніфікованого інтерфейсу доступу до даних незалежно від типу джерела, з яким здійснюється взаємодія. Реалізація ODBC в MFC передбачає використання класів бази даних (CDatabase), наборів записів (CRecordset) і представлення записів (CRecordView).

Клас CDatabase представляє собою абстракцію з'єднання з базою даних ODBC. Перед тим, як можна буде використовувати інші класи і методи бази даних, необхідно відкрити сам об'єкт CDatabase.

Таким чином, БДБД здійснює з'єднання з кожною із зазначених таблиць баз даних за допомогою механізму ODBC, викликаючи метод OpenEx класу CDatabase. Даний метод приймає наступні параметри:

- ім'я файлу бази даних (опція DBQ);
- ім'я драйвера ODBC (опція Driver);
- ідентифікатор користувача (опція UID);
- пароль (опція PWD);

ім'я джерела даних, яке визначене в аплеті панелі управління ODBC (опція DSN).

Наведемо приклад під'єднання, яке здійснює БДБД, до таблиці бази даних із наборами значень осьового навантаження (F):

```
try {
    CDatabase db_F;
    CString connect;
    connect+="DRIVER={Driver          do          Microsoft
Paradox (*.db) }";
    connect+="DBQ=";
    connect+=path_to_F; // шлях від інтерфейсного модуля
    db.OpenEx(connect);
}
catch (CDBException *xcp) {
    cerr << _T("Database exception: ")
         << (const TCHAR *) xcp->m_strError << endl;
    xcp->Delete();
}
```

Як бачимо із наведеного фрагменту програми, для обробки помилок, що можуть виникати при під'єднанні до бази даних, використовується механізм виключень (exception). Обробка виключення полягає у виведенні деякого діагностичного повідомлення, що пояснює характер помилок і дає можливість користувачу виконати правильні дії.

Для інкапсуляції записів таблиці бази даних в MFC використовується клас CRecordset, від якого породжується похідний клас із заданням джерела даних ODBC. Після виконання такого наслідування похідний клас включатиме в себе структури даних, що відобразатимуть вміст відповідних стовпців заданої таблиці.

Таким чином, задача БДБД полягає в переборі записів таблиць за допомогою класу похідного від CRecordset і записів наборів значень параметрів у бінарний файл.

Переміщення по записах таблиці реалізується за допомогою методу MoveNext() класу CRecordset, при цьому при досягненні кінця таблиці метод IsEOF() цього ж класу повертає значення TRUE. Альтернативою IsEOF() являється метод GetRecordCount(), що повертає число записів в таблиці, з якою зв'язаний об'єкт класу CRecordset.

Наведемо фрагмент програмного коду БДБД, що заносить до бінарного файлу input.bin набір значень параметрів осьового навантаження, що зчитується із відповідної таблиці:

```
ofstream obf("input.bin", ios::out | ios::binary |
             ios::trunc);
int count_F = m_table_F->GetRecordCount();
obf.write((char *) &count_F, sizeof(count));
for (int i=0; i<count_F; i++) {
    obf.write((char *) &m_table_F->value,
             sizeof(float));
    m_table_F->MoveNext();
}
```

Описані дії повторюються і для інших об'єктів CRecordset, зв'язаних із таблицями баз даних з наборами значень частоти обертання та положення талевого блоку. Кінцеві результати кожного разу дописуються в кінець бінарного файлу input.bin.

Сформувавши необхідний бінарний файл, БДБД більше не потребує доступу до баз даних і закриває їх за допомогою методу Close(), що викликається для кожного відкритого об'єкту класу CDatabase.

Завершальним етапом роботи БДБД являється передача управління математичному блоку, що запускається як окремий процес за допомогою API-функції CreateProcess. Основними параметрами даної функції є:

- ім'я виконавчого файлу, що запускається як окремий процес;
- структура типу STARTUPINFO, що містить інформацію про параметри запуску процесу;
- структура типу PROCESS_INFORMATION, що заповнюється інформацією про процес після його запуску.
- Основними елементами структури STARTUPINFO, на які варто звернути увагу, являються:
 - dwX – розташування вікна, в якому запускатиметься програма, по горизонталі відносно верхнього лівого кута екрана;
 - dwY – розташування вікна, в якому запускатиметься програма, по вертикалі відносно верхнього лівого кута екрана;
 - dwXSize – ширина вікна програми;
 - dwYSize – висота вікна програми;
 - dwFlags – прапорець, що визначає параметри початкового відображення вікна програми.

Наведемо фрагмент програмного коду БДБД, що використовується для запуску математичного блоку – програми IndDril.exe:

```

PROCESS_INFORMATION proInfo ;
STARTUPINFO startInfo ;
// шлях до виконавчого файлу
char mod[] = "C:\\IVK\\inddril.exe";
// підготовка до створення процесу
startInfo.cb = sizeof(STARTUPINFO);
startInfo.cbReserved2 = 0;
startInfo.lpTitle = NULL;
startInfo.dwX = CW_USEDEFAULT;
startInfo.dwY = CW_USEDEFAULT;
startInfo.dwXSize = CW_USEDEFAULT;
startInfo.dwYSize = CW_USEDEFAULT;
startInfo.dwXCountChars = 0;

```

```

startInfo.dwYCountChars = 0;
startInfo.lpReserved2 = NULL;
startInfo.lpReserved = NULL;
startInfo.lpDesktop = NULL;
startInfo.dwFlags = STARTF_USEFILLATTRIBUTE ||
                    SW_MINIMIZE || SW_HIDE;
// запуск процесу
CreateProcess( mod, NULL, NULL, NULL, FALSE, 0, NULL,
              NULL, &startInfo, &proInfo );

```

Після виконання зазначених дій запускається математичний блок оптимізаційного модуля програми, який є окремою самостійною процедурою із графічним інтерфейсом. Він створений засобами математичного пакету MatLab та переведений на мову C++ вбудованим компілятором системи msc (MatLab C Compiler).

Оскільки алгоритми, що реалізують розрахунок оптимальних параметрів процесу буріння, реалізовані у вигляді окремих файлів-сценаріїв системи MatLab, що повинні запускатися в строго визначеній послідовності, то для їх консолідації в єдине ціле на базі існуючого графічного інтерфейсу використовуються наявні вбудовані засоби даного математичного пакету.

Як головний сценарій, навколо якого об'єднуються всі інші модулі, вибрано процедуру початкової ініціалізації IndDril. На початковому етапі роботи, описаний сценарій зчитує із бінарного файлу input.bin, сформованого БДБД, набори значень параметрів осьового навантаження, проходки та швидкості обертання та поміщає їх у власні внутрішні структури даних – масиви.

Враховуючи наведений раніше формат бінарного файлу, що генерується БДБД, зчитування значень відповідних параметрів здійснюється наступною послідовністю команд сценарію IndDril середовища Matlab:

```

fid = fopen('input.bin', 'rb');
[N, count] = fread(fid, 1, 'float64');

```

```
[F, count] = fread(fid, [N, 1], 'float64');
[N, count] = fread(fid, 1, 'float64');
[n, count] = fread(fid, [N, 1], 'float64');
[N, count] = fread(fid, 1, 'float64');
[h, count] = fread(fid, [N, 1], 'float64');
fclose(fid);
```

Створення графічного інтерфейсу для відображення результатів обчислень та забезпечення можливості діалогової взаємодії з користувачем здійснюється за допомогою типових елементів управління, що підтримуються будь-якою високорівневою мовою програмування.

Для створення вікна головної програми в середовищі Matlab використовується функція `figure`, параметрами якого є координати початкового розташування вікна, тип границь, заголовок вікна тощо. Як результат своєї роботи функція повертає дескриптор вікна, який в подальшому використовуватиметься при створенні елементів управління.

Як приклад, наведемо фрагмент коду сценарію `IndDril`, в якому створюється головне вікно програми:

```
hFig=figure('Position', [200 150 700 500], 'Resize',
'off', 'Name', 'Порадник', 'NumberTitle', 'off');
```

Безпосереднє створення елементів управління в середовищі MatLab здійснюється за допомогою команди `uicontrol`, яка приймає наступні параметри:

- `Style` – визначає тип елемента управління;
- `text` – статичний текст;
- `pushbutton` – кнопка з реакцією на натискання;
- `listbox` – список;
- `checkbox` – незалежний прапорець;
- `edit` – поле вводу та редагування;
- `frame` – створення рамки;
- `radiobutton` – група залежних прапорців.

- `BackgroundColor` – задає колір фону елемента управління;
- `Position` – визначає координати розташування елемента управління в межах батьківського вікна;
- `String` – задає надпис на елементі управління;
- `FontSize` – визначає розмір шрифту;
- `Visible` – прапорець відображення/не відображення елемента;
- `Enable` – прапорець блокування елемента управління;
- `Callback` – задає функцію, що викликатиметься при взаємодії користувача із елементом управління.

Таким чином, описані параметри функції `uicontrol` дають можливість створити елемент управління необхідного класу і налаштувати його властивості відповідно до наших потреб. Графічний інтерфейс математичного модуля включає в себе елементи управління всіх описаних вище типів.

Як приклад використання функції `uicontrol`, наведемо фрагмент програмного коду сценарію `IndDril`, в якому створюються елементи управління різноманітних типів:

```
hFrame(1)=uicontrol(hFig, 'Style', 'frame', 'Position',
    [270 250 260 200], 'Visible', 'off',
    'BackgroundColor', [0.769 0.78 0.851]);
hStaticLine(1)=uicontrol(hFig, 'Style', 'text',
    'BackgroundColor', [0 0 0],
    'Position', [180 0 1 510]);
hButton(1)=uicontrol(hFig, 'Style', 'pushbutton',
    'String', 'Ідентифікація1',
    'Position', [30 400 120 50],
    'Callback', 'ident1',
    'BackgroundColor', [0.769 0.78 0.851]);
hEdit(1)=uicontrol(hFig, 'Style', 'edit',
    'Position', [300 330 60 25],
    'BackgroundColor', 'white',
```

```
'HorizontalAlignment', 'left',
'Enable', 'off', 'Visible', 'off');
```

Для динамічної зміни графічного інтерфейсу в сценарії IndDril використовується функція `set`, що дозволяє змінювати властивості елементів управління в процесі роботи. Таким чином, характер інтерфейсу математичного модуля базується на частковому відображенні множини всіх елементів управління в кожен конкретний момент часу в залежності від дій користувача. Це досягається за допомогою динамічної зміни властивості `Visible` для кожного елементу управління. Так, наприклад, для того, щоб тимчасово “сховати” список, кнопку та поле для редагування, в сценарії IndDril використовується наступна послідовність команд:

```
set(hList(i), 'Visible', 'off');
set(hButton(i), 'Visible', 'off');
set(hEdit(i), 'Visible', 'off');
```

Очевидно, що розвинений графічний інтерфейс передбачає наявність величезної кількості елементів управління. Для полегшення роботи із множинами таких елементів в головному сценарії математичного модуля використовується методика, при якій дескриптори однотипних елементів управління зберігаються у вигляді масивів, що дає можливість використовувати типові циклічні структури для доступу до цілої групи елементів. Прикладом використання такої методики є “приховування” нижньої навігаційної панелі головного вікна математичного модуля, що складається із групи залежних прапорців, в допоміжній функції `clearall`:

```
for i=1:11
    set(hRadio(i), 'Visible', 'off');
end;
```

Результати роботи математичного модуля відображаються не лише у вигляді текстової інформації (за допомогою списків), а й у вигляді графіків. Для забезпечення такої можливості в сценарії IndDril використовуються спеціальні об'єкти `axes`, що представляють собою форму із розміткою для відображення

графіків. З кожним із таких об'єктів асоціюється окремий об'єкт-графік, дескриптор якого повертається функцією `plot`. Варто зазначити, що вивід будь-якого графіка завжди здійснюється в поточний об'єкт `axes`.

Таким чином, процес відображення графічної інформації умовно можна розбити на наступні кроки:

- 1) вибір необхідної форми (об'єкта `axes`) для відображення графіка;
- 2) безпосередня побудова графіка за допомогою функції `plot` та збереження його дескриптора;
- 3) відображення у вікні відповідної форми та графіка за допомогою встановлення властивості `Visible` в `on` функцією `set`.

Нижче представлено фрагмент програмного коду сценарію `IndDril`, що реалізує описані кроки:

```
axes(hAxes(5));
hplot(:,5)=plot(tf,HP,tf,h,'+');
set(hplot(:,5), 'Visible', 'on');
set(hAxes(5), 'Visible', 'on');
grid on;
```

Реакція елементів управління головного вікна математичного модуля на дії користувача здійснюється на основі типового механізму обробки подій. Властивість `Callback` кожного елемента управління задає функцію, що використовується для обробки подій від даного елемента.

Для створення виконавчого файлу на основі сценаріїв математичного пакету `MatLab`, використовується вбудований компілятор `mcc`, параметрами якого є імена усіх складових файлів проекту, при цьому основний сценарій вказується першим.

Таким чином, створення `exe`-файлу на основі сценаріїв математичного блоку здійснюється за допомогою командного рядка виду:

```
mcc -m -B sglcpp -L Cpp IndDril ident1 ident2 check
optimdril clearall dril_subcont_1 spid_orto onexit rad
radoptim fun_sum fun_ind fun_VV fun_VK fun_HP fun_start
```

```

fun_s fun_fs fun_pr fun_pr1 fun_SubCon_1 fun_g fun_V0
fun_Ke fun_Kq hamfun fun_tb fun_Ke1 fun_V01 fun_Kq1

```

Отже, задача БДБД по передачі управління математичному блоку фактично полягає в запуску одержаного exe-файлу. Сценарії математичного модуля зчитують набори значень параметрів із відповідного бінарного файлу, сформованого на початковому етапі БДБД, і реалізують подальшу їх обробку, відображаючи результати у вигляді графіків, значень визначених параметрів та рекомендацій.

Загальний механізм функціонування оптимізаційного модуля та його інтеграція і взаємодія з програмою IVK представлені у вигляді схеми на рис. 4.6.

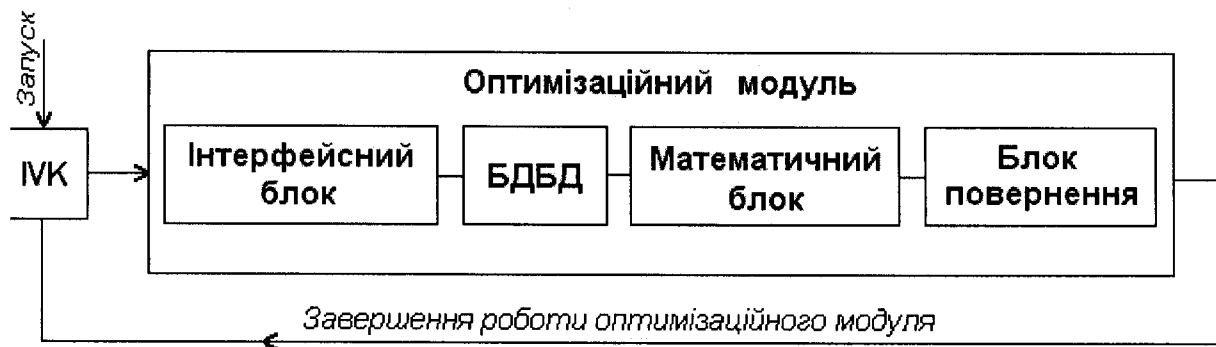


Рис. 4.6. Схема роботи модуля оптимізації

Після завершення роботи користувача із математичним модулем, керування передається блоку повернення, який реалізує коректне завершення роботи всього оптимізаційного модуля, закриваючи відповідні файли-потоки та з'єднання з базами даних, видаляючи створений БДБД бінарний файл для передачі інформації в сценарії MatLab, і передає керування програмному інформаційно-вимірювальному комплексу (програмі IVK).

4.3.4. Алгоритм роботи оптимізаційного модуля

Програмне забезпечення задачі оптимального керування оформлене у вигляді прикладного програмного модуля, в який інтегрована низка програмних продуктів, розроблених у середовищі MatLab. Всі програмні продукти, об'єднані інтегратором написаним на мові C++.

Прикладна програма забезпечує функції вибору та відображення інформації на екрані монітора автоматизованого робочого місця (АРМ). За допомогою клавіш меню, які розміщені на віртуальній передній панелі (оглядовому відеокадрі), оператор може викликати відеокадри параметрів, графіків, щоденників подій та інше.

Програми оптимізаційного модуля працюють в режимі порадника. Пакет даних програм включає в себе вирішення таких задач:

- розв'язання задачі ідентифікації першого етапу;
- розв'язання задачі параметричної ідентифікації;
- знаходження значень оптимальних керувальних дій;
- розв'язання задачі оптимального керування з дискретно-неперервною зміною керувальних дій.

Для запуску програми, яка розв'язує оптимізаційну задачу необхідно натиснути кнопку 'Консультація'. При цьому на екрані поверх вікна ІVK відображається головна форма *Порадника* (рис. 4.7).

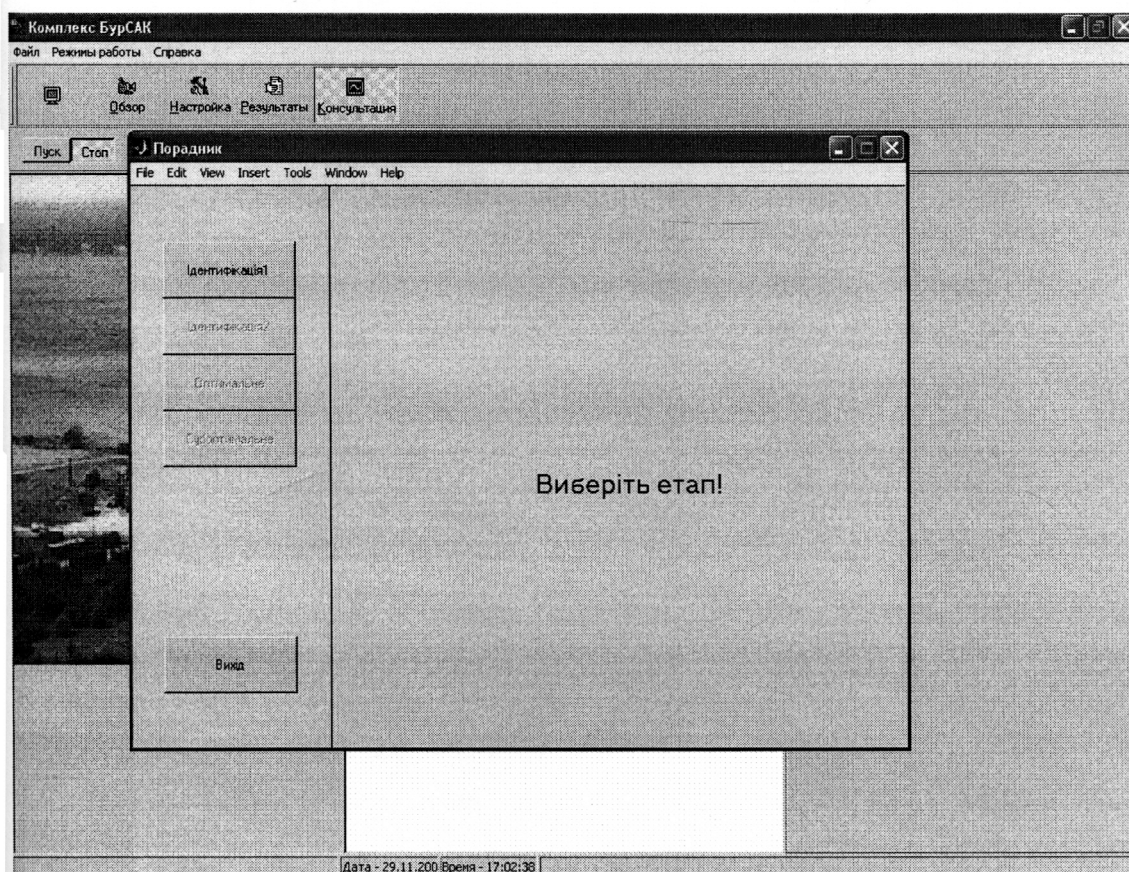


Рис. 4.7. Запуск математичного модуля

Головну форму математичного блоку умовно можна поділити на дві частини (рис. 4.8):

- *навігаційна панель* – сукупність кнопок, що реалізують запуск відповідних сценаріїв;
- *екран* – поле, призначене для виведення результатів роботи відповідного сценарію у вигляді графіків та текстової інформації.

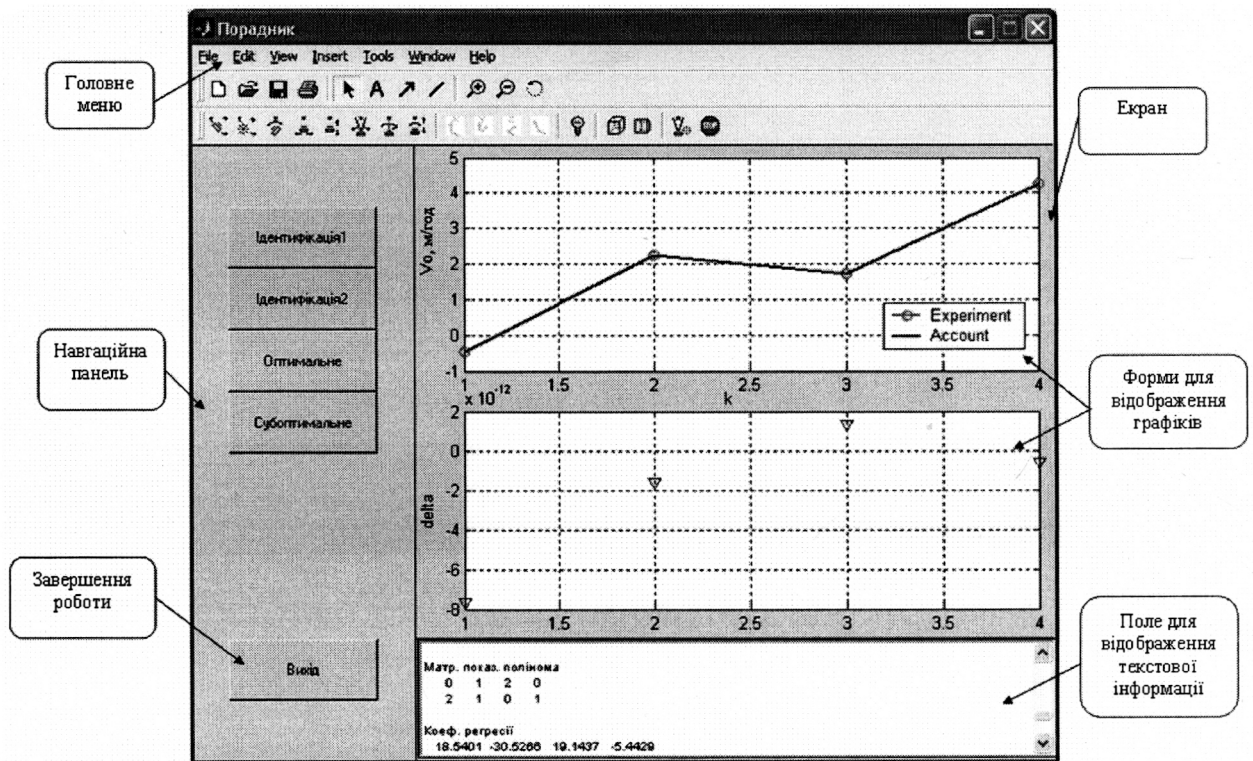
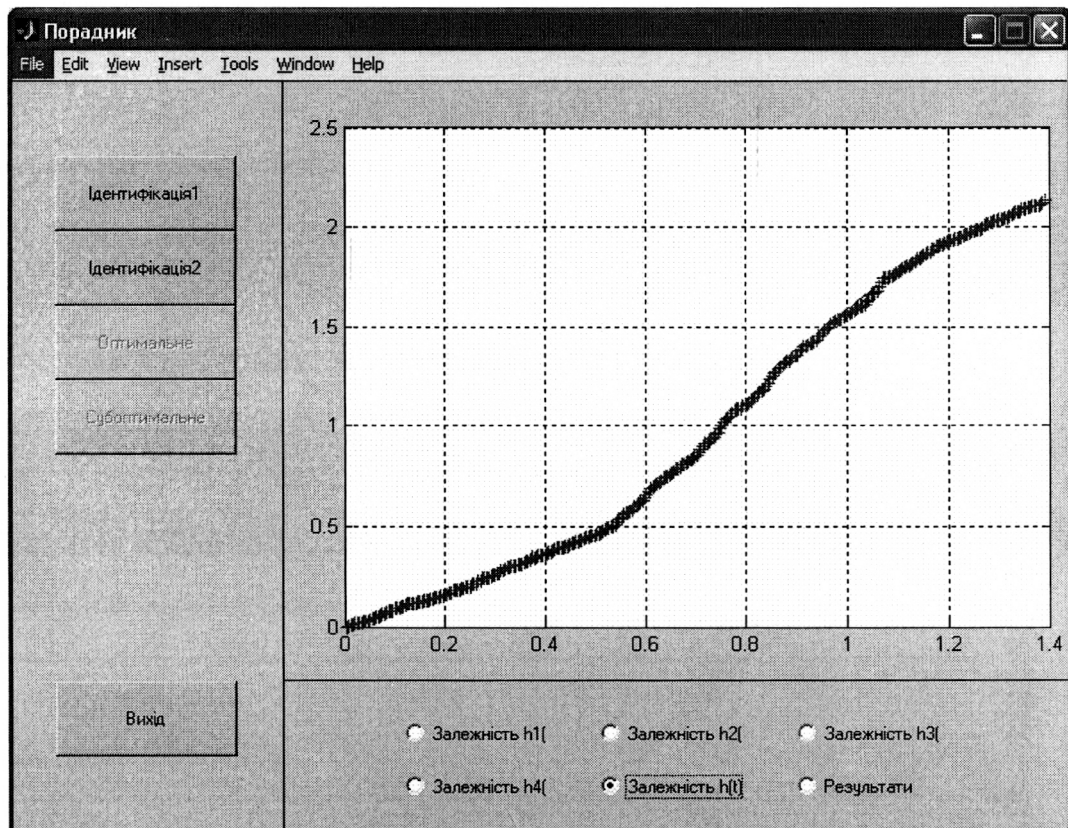


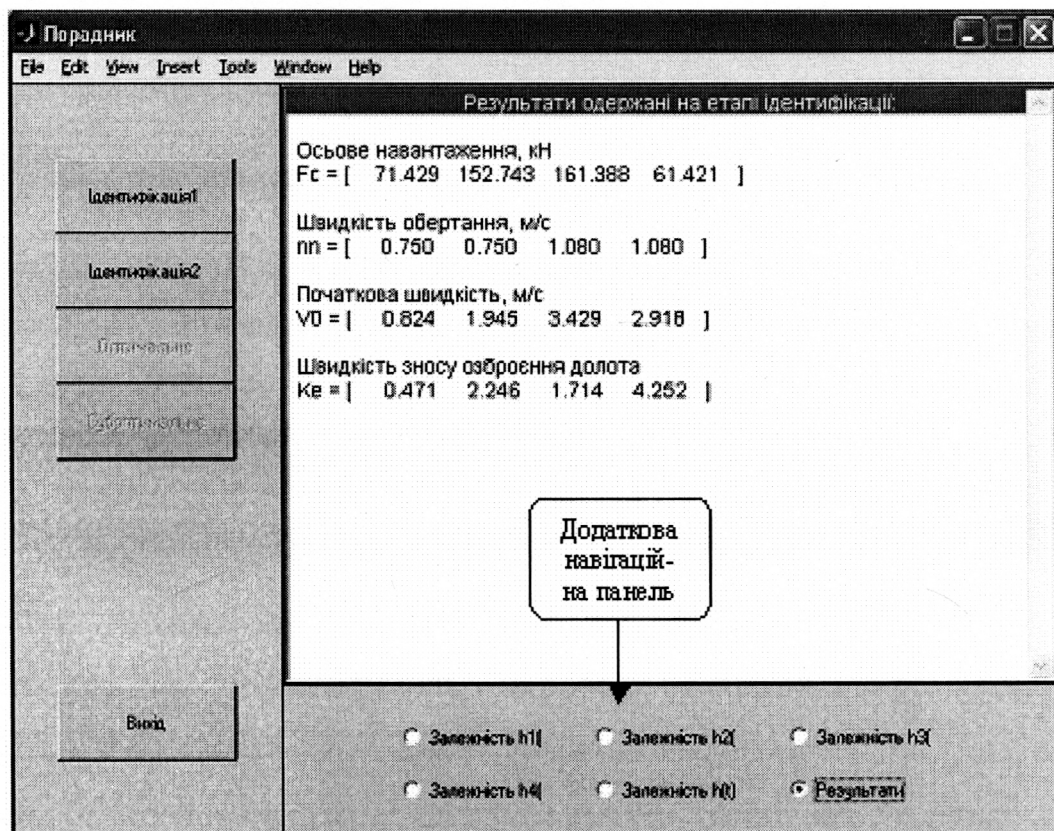
Рис. 4.8. Складові елементи головної форми *Порадника*

Слід зауважити, що в початковий момент часу, активною є тільки кнопка *Ідентифікація1*, інші стануть доступними після послідовного виконання всіх етапів оптимізаційної задачі.

Нижня частина екрана головної форми математичного модуля при натисканні на кнопки *Ідентифікація1* та *Оптимальне* перетворюється в додаткову навігаційну панель, що дає можливість переключатися між результатами роботи окремого сценарію. Така організація забезпечує компактне відображення великої кількості графіків та текстової інформації, дозволяючи швидко переключатися між ними (рис. 4.9).



а) Графік зміни проходки в часі



б) Числові значення параметрів

Рис. 4.9. Динамічна зміна інтерфейсу

При натисканні на кнопку *Ідентифікація2* на *Екрані* відобразиться діалогове вікно (див. рисунок 4.10), призначене для введення даних користувачем, які необхідні для роботи сценарію *Spid_orto*. При цьому, враховуючи специфіку параметрів, що вводяться, користувач не зможе задати максимальну кількість поліном у відповідному елементі управління, поки не буде встановлено прапорець *Фіксоване число поліном*.

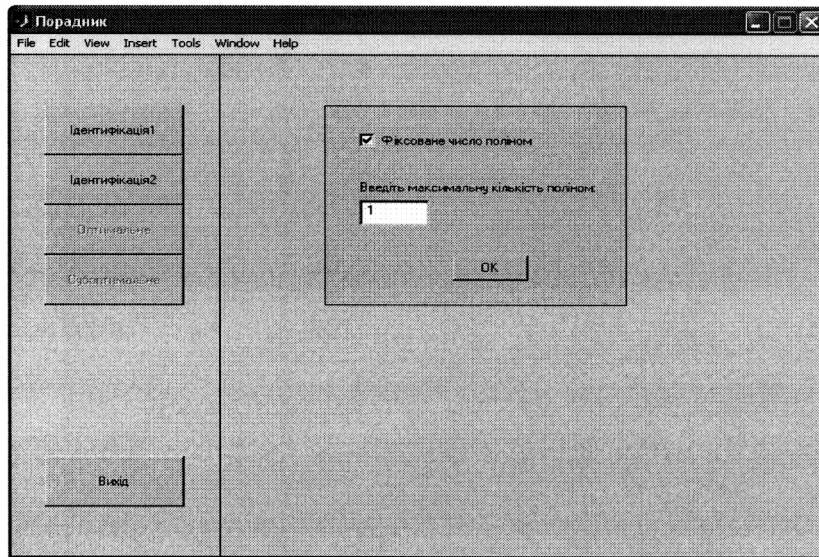


Рис. 4.10. Діалогова взаємодія з користувачем

Результати роботи задачі *Ідентифікація 2* відображені на рисунку 4.9.

Після розв'язку задачі ідентифікації стає можливим розв'язок задач оптимального керування. Для цього необхідно вибрати кнопку *Оптимальне* або *Оптимальне ДН*. На рис. 4.11 відображені результати роботи програми *Optimdril*, у вигляді графіків зміни керувальних дій.

Задачі оптимального керування є незалежними і можуть бути розв'язаними в будь-якій послідовності одна відносно одної.

На рис. 4.12 показані результати роботи програми, що реалізує оптимальне керування з дискретно-неперервною зміною керувальних дій. Для наглядності інформація відображається у вигляді графіка зміни керувальних дій (верхня частина екрану) та у числовому вигляді оптимальних значень режимних параметрів та часу їх перемикаць з одного рівня на інший (нижня частина екрану).

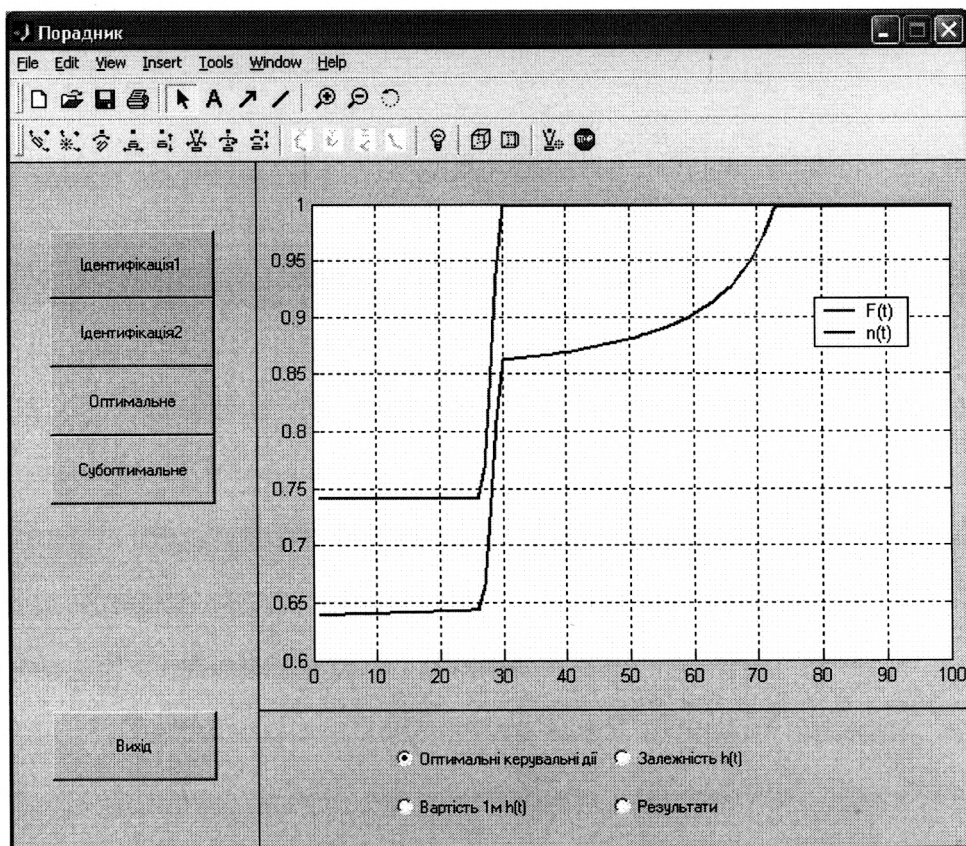


Рис. 4.11. Результати роботи програми оптимального керування

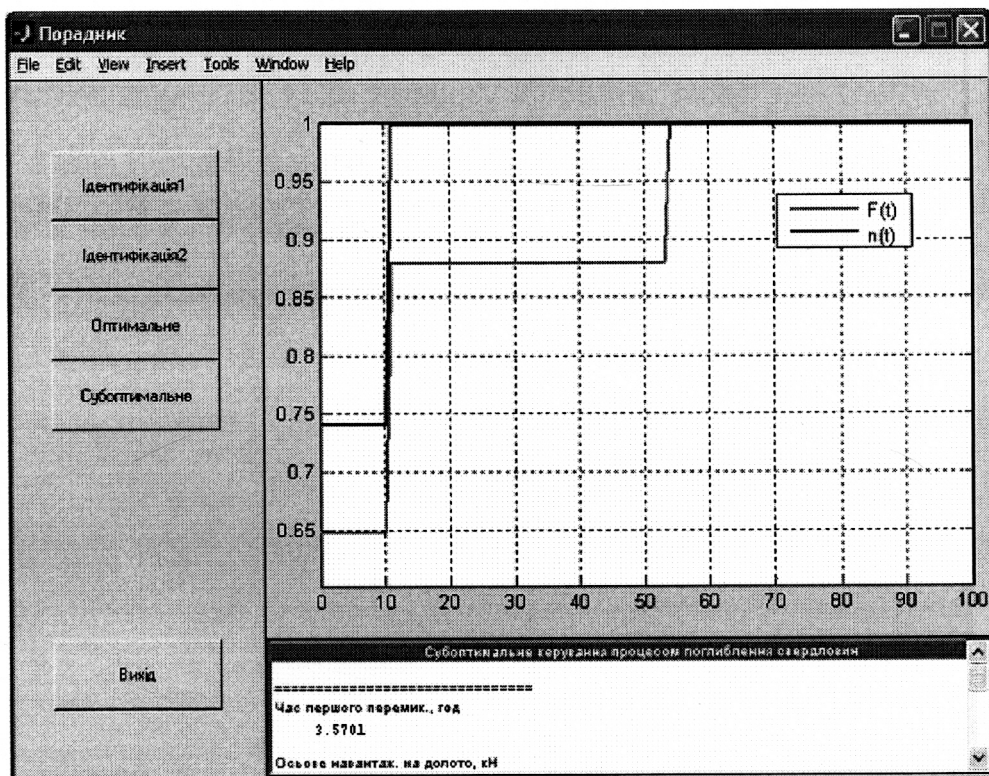


Рис. 4.12. Вигляд вікна при розв'язку задачі оптимального керування з дискретно-неперервною зміною керувальних дій

Для завершення роботи із оптимізаційним модулем необхідно натиснути на кнопку *Вихід*.

Висновки до розділу 4

1. Запропонована система оптимального керування процесом буріння з дискретно-неперервною зміною керувальних дій за двома керувальними впливами та здійснено її технічну реалізацію за допомогою системи приладів СКУБ-М2, інтерфейсу вводу-виводу та персональної ЕОМ, яка дає можливість знаходити оптимальні значення осьового навантаження на долото і швидкості його обертання, а також моменти часу перемикання керувальних дій з одного рівня на інший.

2. Запропонована структура комп'ютерної системи, яка забезпечує поетапний розв'язок задачі оптимального керування процесом буріння з дискретно-неперервною зміною керувальних дій і яка інтегрована в існуючу систему керування процесом буріння СКУБ-М2.

3. Розроблений прикладний програмний продукт підтримки оптимізаційної задачі в АСК процесу буріння, який забезпечує інтегрування розв'язку задач оптимального керування за єдиним сценарієм з можливістю інтегрування його в існуюче програмне забезпечення.

4. Система оптимального керування з дискретно-неперервною зміною керувальних дій та програмне забезпечення були апробовані на результатах експериментального дослідження, які проводилися на свердловині № 3 Бугруватівського родовища Прикарпатського УБР.

ВИСНОВКИ

У дисертації на основі проведених досліджень розв'язано актуальну науково-технічну задачу, яка полягає в розробці комп'ютерної системи оптимального керування процесом буріння нафтових і газових свердловин роторним способом з дискретно-неперервною зміною керувальних дій, що дає змогу знайти оптимальні значення керувальних дій та прогнозувати час буріння протягом рейсу одного долота. Вирішення цієї задачі має важливе значення у нафтогазодобувній галузі, оскільки дозволяє оптимізувати процес буріння з врахуванням технічних можливостей бурової установки. Основні наукові та практичні результати роботи полягають в наступному:

1. На основі проведеного аналізу сучасного стану проблеми оптимізації процесу буріння встановлено, що існує цілий ряд моделей, в основі яких лежать різні закони зміни механічної швидкості, що вимагає для кожного із них розробляти як алгоритми ідентифікації параметрів моделей, так і алгоритми оптимального керування процесом буріння. Крім того, реалізація алгоритмів оптимізації, за допомогою яких отримують змінні у часі керувальні дії, викликає значні технічні труднощі, а іноді і неможлива. Тому перспективними є створення узагальнених математичних моделей, які є придатними для різних умов буріння, методів ідентифікації їх параметрів та методів оптимального керування процесом буріння нафтових і газових свердловин з дискретно-неперервною зміною керувальних дій, які дозволяють проводити процес буріння з керувальними діями близькими до оптимальних.

2. Створена узагальнена математична модель процесу буріння свердловин, яка відображає причинно-наслідкові зв'язки між керувальними діями і змінними стану об'єкта, що дає можливість ефективно розв'язувати задачу ідентифікації параметрів моделі за єдиним алгоритмом, який не залежить від вигляду функції механічної швидкості проходки. Проведене

комп'ютерне моделювання алгоритмів ідентифікації параметрів моделі показало, що похибка в обчисленні МНК-оцінок лежить в межах до 5%.

3. На основі аналітичних досліджень чутливості алгоритмів ідентифікації до параметрів v_0 та K_φ узагальненої математичної моделі доведено, що при розробці алгоритмів ідентифікації перевагу слід надавати тим алгоритмам, які забезпечують підвищену точність обчислення K_φ .

4. Вперше розглянуто і розв'язано задачу оптимального керування процесом роторного буріння з дискретно-неперервною зміною керувальних дій, яка дає можливість спростити технічну реалізацію оптимальних керувальних дій, завдяки чому досягається здешевлення і прискорення будівництва свердловині. Для її ефективного розв'язку розроблено алгоритми оптимального керування процесом буріння для узагальненої математичної моделі, що спрощує процес створення програм, оскільки алгоритм не залежить від виду моделі, а змінюються тільки відповідні коефіцієнти. Для оцінки ефективності розроблених алгоритмів зроблено порівняльний аналіз методів оптимального керування, з якого випливає, що в співвідношенні за техніко-економічними показниками і за можливостями технічної реалізації алгоритмів, найкращим є метод оптимального керування з дискретно-неперервною зміною керувальних дій.

5. У результаті системного аналізу методів для прогнозування тривалості спуско-підіймальних операцій (СПО) обґрунтована стратегія вибору математичної моделі та розроблений алгоритм розв'язку задачі визначення часу СПО. Удосконалено систему контролю і керування процесом буріння свердловин, яка базується на використанні серійного автоматизованого комплексу СКУБ-М2, з урахуванням алгоритмів оптимального керування з дискретно-неперервною зміною керувальних дій, реалізація яких ведеться за двома керувальними діями. В режимі порадики надаються рекомендації щодо оптимальних значень режимних параметрів та визначаються моменти часу перемикання керувальних дій з одного рівня на інший.

6. Запропонована структура комп'ютерної системи, розроблено прикладний програмний продукт підтримки оптимізаційної задачі в АСК процесу буріння, який забезпечує поетапний розв'язок задачі оптимального керування з дискретно-неперервною зміною керувальних дій за єдиним сценарієм з можливістю інтегрування його в існуюче програмне забезпечення.

7. Для розв'язку задач оптимального керування процесом буріння свердловин за двома керувальними діями на базі узагальненої математичної моделі і алгоритмів ідентифікації розроблене програмне забезпечення, що дає змогу удосконалити існуючу систему автоматизованого контролю і управління СКУБ-М2.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Адишкин О.А., Алиев Р.С. и др. Устройство для выбора эффективной осевой нагрузки на долото // Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности. – 1979. – №9. – С. 12-14.
2. Айзуппе Э. Определение параметров модели бурения по промысловым данным // Бурение и нефть. – 2006. – №11. – С. 26-27.
3. Алексеев Ю.Ф. Использование данных по механическим и абразивным свойствам горных пород при бурении скважин. – М.: Недра, 1968. – 136 с.
4. Алиев Т.Н. Игровая оптимизация режимов бурения скважин // Известия вузов. Нефть и газ . – 1975. – №4. – С. 93-98.
5. Ангелопуло О.К., Пичугин В.Ф., Петросянц Е.А. Исследования изнашивания опоры долота в высокоминерализованных буровых растворах // Машины и нефтяное оборудование. – 1971. – №6. – С. 24-26.
6. Афанасьев А.А. Математическая модель процесса бурения для оптимизации параметров его режима // Бурение. – 1983. – №1. – С. 3-5.
7. Бадалов Р.А. Кривая изменения механической скорости проходки и ее аналитическое выражение // Известия вузов. Нефть и газ. – 1958. – № 1. – С. 51-55.
8. Бареев М.Б., Астафьев И.М. О критериях износостойкости вооружения долот // Нефтяное хозяйство. – 1971. – №7. – С.7-10.
9. Башлык С.М., Загибайло Г.Т. Бурение скважин: Учебник для средних специальных учебных заведений. – М.: Недра, 1990. – 477 с.
10. Беликов В.Г. Обобщение и распространение передового опыта в бурении. – М.: Недра, 1978. – 175 с.
11. Беликов В.Г., Посташ С.А. Рациональная отработка и износостойкость шарошечных долот. – М.: Недра, 1972. – 160 с.
12. Белима А.С., Болтевцев А.Д., Гребень А.И. Теоретические основы централизованного контроля технологических процессов. – К.: Вища шк., 1973. – 272 с.
13. Блантер С.Г., Суд М.И. Электрооборудование нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 1971. – 488 с.

14. Близоруков М.М. Математическая модель первого приближения процесса углубления скважин / Близоруков М.М., Прокопьев В.П., Сулла Е.О. – Свердловск: Институт машиностроения АН СССР, 1989. – 29 с. (Препринт/ АН СССР. Институт машиностроения; 89).
15. Богаткин Г.К. Метод идентификации механической скорости бурения // Научно-технические достижения и передовой опыт, рекомендуемый для внедрения в нефтяной промышленности: ИС ВНИИОЭНГ. – 1990. – №8. – С. 12 - 14.
16. Бражников В. А., Фурнэ А. А. Информационное обеспечение оптимального управления бурением скважин. – М.: Недра, 1989. – 208 с.
17. Бражников В.А. Математические модели показателей процесса бурения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: ЭИ ВНИИОЭНГ. –1990. – №8. – С. 32-36.
18. Бражников В.А. Система экстремального управления турбинным бурением // Автоматическое управление технологическими процессами и промышленными установками: Сб. научн. трудов. – Куйбышев, 1984. – Т.1. – С. 81-96.
19. Бражников В.А., Попов С.С. Влияние сил сопротивления и неравномерности осевой нагрузки на точность измерения скорости бурения // Нефтяное хозяйство. – 1975. – № 2. – С. 16-17.
20. Бревдо Г.Д. Проектирование режима бурения. – М.: Недра, 1988. – 200 с.
21. Бродский Е.Е., Дарховский Е.С. Апостериорное обнаружение момента разладки // Теория вероятностей и ее применение. – 1980. – Т. XXIV, №3. – С. 5-56.
22. Бродский Е.Е., Дарховский Е.С. О задаче скорейшего обнаружения момента изменения вероятности характеристик случайной последовательности // Автоматика и телемеханика. – 1986. – №10. – С. 101-108.
23. Булатов А.И., Аветисов А. Г. Справочник инженера по бурению: В 2-х томах. – М.: Недра, 1985. – Т.2. – 407 с.
24. Видавский В.Э. Новые технологии обеспечивают повышение эффективности бурения // Бурение и нефть. – 2005. – №5. – С. 10-13.

25. Воздвиженский Б.Н., Мельничук И.Н., Пешалов Ю.А. Физико-механические свойства горных пород и влияние их на эффективность бурения. – М.: Недра, 1973. – 240 с.
26. Воинов О.В. Исследование процесса бурения долотом анизотропной породы // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 1991. – №2. – С. 67-76.
27. Вопияков В.А. и др. Диспетчерское управление буровыми работами. – М.: Недра, 1974. – 216 с.
28. Воцинский В.С., Ролик В.А. Модернізований комплекс засобів наземного контролю і керування процесом буріння нафтових і газових свердловин СКУБ-М2 // Нафтова і газова промисловість. – 2004. – №3. – С. 24-29.
29. Габашвили Н.В., Кирия Т.А., Чхаидзе Л.Л. Применение методов математического программирования для оптимизации режима бурения. – Тбилиси: Мацнисреба, 1971. – 94 с.
30. Galle E.M., Woods H.B. Optimization des Parametres de Forage // Revue de l'Institut Francias de Petrole. – 1962. – № 2. – P. 195-212.
31. Гилл Ф., Мюррей У., Райт М. Практическая оптимизация. – М.: Мир, 1985. – 509 с.
32. Горбійчук М. І. Ідентифікація параметрів математичної моделі процесу поглиблення свердловин // Розвідка і розробка нафтових і газових свердловин. Серія: Методи і засоби технічної діагностики. – 2000. – Вип. 37. – С. 186 -207.
33. Горбійчук М. І. Спосіб відбору критеріїв оптимальності при адаптивному управлінні процесом буріння // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1997. – Вип. 34. – С. 18-23.
34. Горбійчук М. І. Узагальнююча математична модель процесу поглиблення свердловини // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1999. – Вип. 36. – С. 12-27.
35. Горбійчук М.І., Кропивницька В.Б. Порівняльний аналіз методів оптимального керування процесом буріння // Автоматика-2006: 13 Міжнародна

конференція по автоматичному управлінню. Вінниця, 25-28 вересня 2006 р. – Вінниця, 2006. – С. 250.

36. Горбійчук М.І., Кропивницька В.Б. Аналіз алгоритмів ідентифікації процесу заглиблення свердловин // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – №2. – С. 24-26.

37. Горбійчук М.І., Кропивницька В.Б. Визначення чутливості алгоритму ідентифікації до параметрів моделі процесу буріння // Сучасні проблеми прикладної математики та інформатики: Всеукраїнська наукова конференція. Львів, 21-23 вересня 2004 р. – Львів, 2004. – С.52.

38. Горбійчук М.І., Кропивницька В.Б. Метод і алгоритми оптимального керування процесом поглиблення свердловин // Контроль і управління в складних системах: VII Міжнародна конференція “КУСС-2003”. Вінниця, 8-11 жовтня 2003. – Вінниця, 2003. – С. 153.

39. Горбійчук М.І., Кропивницька В.Б. Моделювання та ідентифікація процесу заглиблення свердловин // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2004. – №1. – С. 7-9.

40. Горбійчук М.І., Кропивницька В.Б. Оптимальне керування процесом механічного буріння // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – №3. – С. 20-22.

41. Горбійчук М.І., Кропивницька В.Б. Методи оптимального керування процесом буріння // Автоматика-2004: 11 Міжнародна конференція по автоматичному управлінню. Київ, 27-30 вересня 2004 р.– Київ, 2004. – Т.2. – С.11.

42. Горбійчук М.І., Кропивницька В.Б. Прогнозування спуско-піднімальних операцій // Східно-Європейський журнал передових технологій. – 2006. – №2. – С. 37-40.

43. Горбійчук М.І., Кропивницька В.Б. Субоптимальне керування процесом заглиблення свердловин // Нафтова і газова промисловість. – 2003. – №1. – С. 24-25.

44. Горбійчук М.І., Семенцов Г.Н. Оптимізація процесу буріння глибоких свердловин. Монографія. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 493 с. – Бібліогр.: с. 478-493.
45. Гречин Е., Овчинников В., Атрасев С., Каменский А., Будько А. Применение методов математической статистики к анализу промысловых данных // Бурение и нефть. – 2006. – №7/8. – С. 14-15.
46. Григулецкий В.Г. Оптимальное управление при бурении. – М.: Недра, 1988. – 186 с.
47. Демченко П.М. Деякі аспекти діяльності АТ “Укрнафта” // Нафтова і газова промисловість. – 1997. – №6. – С. 3-4.
48. Dwight Yoder, James Willians. Computers in the drilling process // Petrol Megan. – 1987. – № 6. – P. 29-32.
49. Есьман Б.И., Габузов Г.Г. Термогидравлические процессы при бурении скважин. – М.: Недра, 1991. – 216 с.
50. Закиров Н.Н. Влияние технологических параметров бурения скважин на механическую скорость и проходку на долото // Бурение и нефть. – 2003. – №6. – С. 18-21.
51. Закиров Н.Н. Контактная прочность вооружения буровых долот // Бурение и нефть. – 2003. – №7/8. – С. 13-15.
52. Замиховский Л.М., Горбійчук М.И., Семенцов Г.Н. Экспериментальные исследования влияния износа вооружения долот на механическую скорость проходки // Нефтяная и газовая промышленность. – 1976. – № 5. – С. 25-27.
53. Зиненко Л.В. Решение оптимизационной задачи при выборе величины проходки за оборот алмазным буром // Известия вузов. Геология и разведка. – 1993. – №5. – С. 133-136.
54. Иванов Т.Ф. Типичная кривая изменения механической скорости при бурении шарошечными долотами // Нефтяное хозяйство. – 1954. – № 7. – С.20-23.
55. Иоанесян Р.А., Иоанесян Ю.Р. Развитие техники турбинного бурения глубоких скважин // Нефтяное хозяйство. – 1971. – № 5. – С. 23-26.

56. Иоанесян Р.А., Иоанесян Ю.Р., Сильман Л.Ф. Новый метод оптимизации режимов турбинного бурения // Нефтяное хозяйство. – 1971. – № 6. – С. 6-10.

57. Камелин А. Автоматизированная система управления стендами тестирования погружного электрооборудования // Нефтегазовая промышленность. – 2004. – № 3. – С. 16-23.

58. Кавалко М.П. Результати роботи нафтогазового комплексу в 1997 році. // Нафтова і газова промисловість. – 1998. – № 2. – С.3-6.

59. Каплан А.Л. Моделирование скоростей бурения // Научно-производственные достижения нефтяной промышленности. Технические и технологические средства бурения скважин на суше и на море: НТИС ВНИИОЭНГ. – 1989. – №12. – С. 18-20.

60. Карпук В.В. О моделировании взаимодействия бурового раствора с горными породами // Нафта і газ України: 6-та міжнародна науково-практична конференція. Івано-Франківськ, 15-18 травня 2000 р. – Івано-Франківськ, 2000. – Т.2.– С. 56-59.

61. Кирия Т.А. Совершенствование проходки глубоких скважин. – М.: Недра, 1971. – 168 с.

62. Клигенс Н., Телькенис Л. Методы обнаружения моментов свойств случайных процессов // Автоматика и телемеханика. – 1983. – №10. – С. 5-56.

63. Козловский Е.А. Моделирование процесса бурения с целью его оптимизации // Техника и технология геологоразведочных работ: Обзорная информация. – М.: ВИЭМС, 1974. – 92 с.

64. Козловский Е.А., Автоматизация управления геологоразведочным бурением. – М.: Недра, 1991. – 215 с.

65. Козловский Е.А., Богачев А.В. Адаптивная автоматизированная система управления техническими процессами // Техника, технология и организация геологоразведочных работ: Обзорная информация. – Вып. 6-7. – М., 1992. – 41 с.

66. Козловский Е.А., Дьяконов А.Д., Петров П.А. Механизация и оптимизация процессов бурения разведочных скважин. – М.: Недра. –1980. – 216 с.

67. Кошелев Ю. Ф. Влияние параметров режима бурения на износ резцов коронок // Известия вузов. Геология и разведка. – 1973. – №5. – С. 141-145.
68. Краскевич В.Е., Зеленский К.Х., Гречко В.И. Численные методы в инженерных исследованиях. – К.: Вища школа, 1986. – 263 с.
69. Крижанівський Є.І. Нафтогазова енергетика: ефективні технології і техніка видобування, транспортування та споживання нафти і газу // Нафтова і газова промисловість. – 2006. – №5. – С. 7-9.
70. Кропивницька В.Б. Алгоритм вибору типу моделі механічної швидкості проходки // Наука і освіта: VII Міжнародна науково-практична конференція. Дніпропетровськ., 10-25 лютого 2004 р. – Дніпропетровськ. – 2004. – Т. 64. – С.53.
71. Кропивницька В.Б. Визначення точності узагальненої математичної моделі механічної швидкості проходки // Наука і освіта: VIII Міжнародна науково-практична конференція. Дніпропетровськ., 7-21 лютого 2005 р. – Дніпропетровськ. – 2005. – Т. 63. – С. 44-45.
72. Кропивницька В.Б. Дослідження точності механічної швидкості проходки процесу буріння свердловин // Східно-Європейський журнал передових технологій. – 2005. – №6. – С. 59-61.
73. Кропивницька В.Б. Застосування методу послідовних наближень в задачах оптимізації процесу поглиблення свердловин // Інтелектуальні системи прийняття рішень та інформаційні технології: Міжнародна науково-практична конференція. Чернівці, 19-21 травня 2004р. – Чернівці; К.; Москва; Могилів, 2004. – С. 195-196.
74. Кропивницька В.Б., Сабат Н.В. Стратегія ідентифікації параметрів математичної моделі процесу буріння // Теорія та методи обробки сигналів: Перша міжнародна наукова конференція. Київ, 25-27 травня 2005 р. – Київ, 2005. – С. 106-108.
75. Крылов И.А., Черноусько Ф.Л. О методе последовательных приближений для решения задач оптимального управления // Журнал

вычислительной математики и математической физики. – 1962. – Т.2, № 2. – С. 132-139.

76. Крылов И.А., Черноусько Ф.Л. Решение задач оптимального управления методом локальных вариаций // Журнал вычислительной математики и математической физики. – 1966. – Т.6, № 2. – С. 203-217.

77. Куликовский Л.Ф., Ушмаев В.И. Информационно- измерительные системы для управления процессом бурения. – М.: Недра, 1972. – 105 с.

78. Лугуманов М.Г., Гусев А.Б., Артемов Д.В. Применение информационной системы “Geo Vox” для решения задач автоматизации строительства скважин // Научно-технический вестник "Каротажник". – 2003. – Вып. 111-112. – С. 21-26.

79. Лугуманов М.Г., Низалинов Р.А., Артемов Д.В. Система контроля и управления процессом проводки нефтяных и газовых скважин // Геофизика. – 2000. – Спец. выпуск к 30-летию юбилею фирмы. – С. 24-30.

80. Лукьянов Э.Е. Создание новых технологий информационного обеспечения строительства нефтегазовых скважин - вехи времени // Научно-технический вестник "Каротажник". – 2005. – №3. – С. 132-133.

81. Малярчук Б.М. Динаміка підтримання осевого навантаження на долото // Нафтова і газова промисловість. – 2006. – №6. – С. 36-38.

82. Маковський С.А. Вуль М.А., Гебула М.Д. Напрямки геолого-розвідувальних робіт на нафту і газ в Західному регіоні України // Нафтова і газова промисловість. – 1997. – № 1. – С. 6-7.

83. Математическая теория оптимальных процессов / Л.С. Понтрягин, В.Г. Болтянский, Г.В. Гамкрелидзе, Е.Ф. Мищенко. – М.: Наука, 1969. – 384 с.

84. Мизина С. Будущее отечественной газодобычи: стратегические задачи и пути их решения // Нефть и газ. – 2006. – №8. – С. 12-16.

85. Мислюк М., Зарубін Ю.О. Моделювання явищ і процесів у нафтогазовій справі: Підручник. – К.: “ЕКОР”, 1999. – 458с.

86. Мислюк М.А., Василюк Ю.М., Рибич І.Й. До оцінювання динамічних процесів у бурильній колоні // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – №6. – С. 16-18.

87. Мислюк М.А., Василюк Ю.М., Рибич І.Й., Стефурак Р.І. Динамічні режими шарошкових доліт: вплив нерівностей поверхні вибою на характеристики повздовжніх коливань // Нафтова і газова промисловість. – 2006. – №3. – С. 8-11.

88. Мислюк М.А., Рибич І.Й., Єгер Д.О., Зарубін Ю.О., Ковбасюк І.М., Мислюк В.М. Принципи створення системи керування якістю спорудження нафтових і газових свердловин // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – №1. – С. 9-13.

89. Мислюк М.А., Рибич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин: Довідник: У 5 т. Т.2. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 303 с.

90. Молдавцев С.А. Совершенствование аналитической модели углубления скважин: Автореф. дис.... канд. техн. наук. – Ивано-Франковск, 1992. – 24 с.

91. Мочернюк Д.Ю. Моделювання фізичних процесів на основі визначальних рівнянь // Нафтова і газова промисловість. – 2001. – №3. – С. 11-14.

92. Нафта України // Науково-виробничий збірник. – 2006. – № 2-3. – С. 8.

93. Оперативное нахождение оптимального режима бурения методом стохастической аппроксимации / Г.Д.Бревдо, Г.М.Бриль, В.И.Дмитриев и др. // РНТС.: Серия: Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности. – 1981. – №11. – С. 28-96.

94. Орлов А.В. Установление оптимального сочетания осевой нагрузки на долото при различных приводах ротора // Буровые долота их конструкция и технология изготовления. – М.: Недра, 1965. – Вып. 13. – С. 113-130.

95. Остапенко Ю.О. Ідентифікація та моделювання технологічних об'єктів керування: Підручник для студентів вищих закладів освіти, що навчаються за напрямом “Автоматизація та комп'ютерно-ігрові технології”. – К.: Задруга, 1999. – 424 с.

96. Патрахин В.А. Средства программирования РС-совместимых контроллеров // Программное обеспечение. – 2003. – №1-2. – С.34-40 .

97. Петров И.П., Ситников Н.Б. Методика прогнозирования срока службы опор долота // Известия вузов. Горный журнал. – 1976. – № 6. – С. 94-98.
98. Пешалов Ю.А. Оптимизация применения технических средств и технологии бурения разведочных скважин. – М.: Недра, 1979. – 295 с.
99. Питерский В.М., Шаповал А.А. Оценка информативности параметров при оперативном управлении процессом бурения установками с электробуром. – М.: ВИЭМС, 1981. – 37 с.
100. Погарский А.А., Чефранов К.А. Оптимизация процесса бурения // Нефтяное хозяйство. – 1969. – № 9. – С. 13-16.
101. Померанц Л.П., Леоненко Г.Н. Современное состояние и перспективы исследования нефтяных и газовых скважин в процессе бурения. – М.: ВИЭМС, 1982. – 46 с.
102. Рабин И.И., Кузнецов Г.М., Соколов Б.Г. Выбор рациональных режимных параметров при бурении скважин // Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности. – 1983. – №6. – С. 10-11.
103. Ramirez M. Fred. Application of Optimal Control Theory of Enhanced Oil Recovery. – Amsterdam, 1987. – 342 p.
104. Разработка математической модели для определения оптимального сочетания нагрузки и скорости вращения / Обз. Инф. Бревдо Г.Д., Герши К. / Оптимизация параметров режима бурения. Серия: Бурение. ВНИИОЭНГ, 1980. – С.7-19.
105. Распопов А.В. Создание постояннодействующей математической модели для участка Ольховского нефтяного месторождения // Разработка нефтяных месторождений и методы повышения нефтеотдачи: ЭИ ВНИИОЭНГ. – 991. – №2. – С. 17-25.
106. Романенко В.Д. Адаптивное управление технологическими процессами на базе микроЭВМ. – К.: Вища школа, 1990. – 261 с.
107. Романенко В.Д. Методи автоматизації прогресивних технологій. – К.: Вища школа, 1995. – 519 с.

108. Романов А.В., Лебединская Е.Н. Определение оптимальных режимов бурения // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 9. – С. 12-14.
109. Рутковская Д., Пилинский М., Рутковский Л. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы/ Пер. с польск. – М.: Горячая линия – Телеком, 2004. – 452 с.
110. Семенцов Г.Н. Теорія автоматичного керування: Навч. посібник. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1999. – 611 с.
111. Семенцов Г.Н. Автоматизація процесу буріння глибоких свердловин: Навч. посібник. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1998. – 300 с.
112. Sementzov G.N., Gorbyichuk M. I. Optimization Control of the Drillings Hole Process // Доклады 12- ой Международной конференции ICA MC – 95. – Польша: Гливице, 1995. – Р. 111-114.
113. Семенцов Г. Н., Горбийчук М. И. Многостадийная оптимизация процесса углубления скважин // Известия вузов. Горный журнал. – 1987. – №7 – С. 105-109.
114. Семенцов Г.Н., Горбийчук М.И. Алгоритм расчета оптимального режима процесса углубления скважин и результаты их промышленных исследований // Автоматизация. и телемеханизация нефтяной промышленности: РНТС. – 1981. – № 2. – С. 3-6.
115. Семенцов Г.Н., Горбийчук М.И. О структуре критериев рациональной отработки долот // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1989. – № 26. – С. 70-73.
116. Семенцов Г.Н., Горбийчук М.И. Об одном алгоритме оптимального управления процессом углубления скважин // Известия вузов. Горный журнал. – 1985. – № 11. – С. 72-78.
117. Семенцов Г.Н., Горбийчук М.И. Определение оптимальной осевой нагрузки на долото в процессе бурения по критерию «стоимость метра проходки скважины». Программный модуль. Инв. № 50870000946. – К.: ГОС ФАП, 1987. – 4 с.

118. Семенцов Г.Н., Горбійчук М. І. Концепція адаптивного керування процесом буріння глибоких свердловин // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 1997. – Вип. 34. – С. 3-14.

119. Семенцов Г.Н., Горбійчук М. І. Методика автоматичного визначення d-експоненти безпосередньо в процесі буріння // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – №4. – С. 21-23.

120. Семенцов Г.Н., Горбийчук М.И., Замиховский Л.М. Промысловые исследования износа зубьев шарошечных долот при бурении скважин электробуром с очисткой забоя воздухом // Известия вузов. Горный журнал. – 1976. – №9. – С. 46-49.

121. Семенцов Г.Н., Горбийчук М.И., Кукурудз С.Ф. Анализ влияния глубины скважины, коэффициента потерь и утяжеленного низа на АФХ колонны бурильных труб. // Элементы и системы автоматики в нефтяной и газовой промышленности. – К.: Техніка. – 1974. – С. 111-119.

122. Семенцов Г.Н., Горбийчук М.И., Тельшева Т.А. Определение момента подъема долота в условиях неопределенности // Известия вузов. Горный журнал. – 1985. – № 8. – С. 102-104.

123. Семенцов Г. Н., Горбийчук М. И., Тельшева Т. А. Программа определения оптимальной осевой нагрузки на долото по критерию “стоимость метра проходки“ // Приборы, средства автоматизации и системы управления. ТС-3: Автоматизированные системы управления. – 1987. – № 10. – С. 5.

124. Семенцов Г. Н., Горбийчук М. И., Тельшева Т. А. Идентификация параметров математической модели процесса углубления скважин // Известия вузов. Нефть и газ. – 1989. – №9. – С. 79-83.

125. Семенцов Г. Н., Горбийчук М. И., Юдин С.В. Компьютеризованная технология бурения нефтяных и газовых скважин // Приборы и устройства автоматики для нефтяной и газовой промышленности. – 1989. – №1. – С. 3-6.

126. Семенцов Г.Н., Горбийчук М.И. Юдин С.В. Вычисление скорости проходки с помощью ЭВМ // Известия вузов. Горный журнал. – 1990. – № 10. – С. 11- 14.

127. Семенцов Г.Н., Горбийчук М.И., Юдин В.В. Комбинированный алгоритм повторения момента поиска оптимальных управляющих воздействий в адаптивной системе управления технологическим процессом бурения нефтяных и газовых скважин // Автоматизация технологических процессов и объектов нефтяной и газовой промышленности. – 1991. – №1. – С. 3-8.

128. Семенцов Г.Н., Горбийчук М.И., Юдин С.В. Методика выбора оптимальной нагрузки на долото в процессе бурения // Экспресс- информация. Серия: Техника и технология бурения скважин. – 1998. – № 5. – С. 3-6.

129. Серeda Н.Г., Соловьев Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1982. – 120 с.

130. Система оптимизации режимов бурения «Поиск» / Г.Д. Бревдо, А.М.Моисеев, В.И. Падеев и др. // Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности.– 1986. – №2. – С.7-12.

131. Ситников Н.Б. Использование функции износа в математической модели процесса бурения скважин // Горный журнал. – 1989. – №11. – С. 57-59.

132. Ситников Н.Б. Математическая модель процесса бурения глубоких геологоразведочных скважин // Горный журнал. – 1992. – №1. – С. 51-55.

133. Ситников Н.Б. Оптимизация процесса отработки затупляющего инструмента // Известия вузов. Горный журнал. – 2000. – №1. – С. 35-40.

134. Соколович А. ВЕНТЕС: немецкое качество на российском рынке // Бурение и нефть. – 2006. – №6. – С.14-16.

135. Способ обнаружения пласта по буримости: А.с. 136636 СССР / Е.В. Калыгин, Г.А. Багаутдинов, И.Ю. Бражников, В.В. Шабалкин. – № 411052 / 22-03; Заявл. 03.12. 1986; Оpubл. 1986; Бюл. № 26. – 2 с.

136. Справочник по теории автоматического управления / Под ред. А.А. Красовского. – М.: Наука, 1987. – 712 с.

137. Струговец Е.Т., ЛугумановМ.Г. О поиске оптимальных нагрузок на долото при бурении забойными двигателями // Научно-технический вестник "Каротажник". – 2005. – Вып. 5-6. – С. 14-17.

138. Сю Д., Мейер А. Современная теория управления и ее применение/ Пер с англ. – М.: Машиностроение, 1972. – 352 с.
139. Терехов Н.И. Автоматическое регулирование и управление режимами бурения. – М.: Недра, 1982. – 205с.
140. Устройство для определения границ залегания горных пород различной буримости и износа алмазной коронки: А.с. 798277 СССР / Е.А. Козловский, М.А. Комаров, Б.М. Питерский, Е.И. Павлов, А.А. Сотников. – № 358033 / 22-03; Заявл. 03.12.1982; Оpubл. 15.07.1984; Бюл. № 26. – 3с.
141. Федоров В.С. Проектирование режимов бурения. – М.:Гостоптехиздат, 1958. – 214 с.
142. Фоменко Ф.Н. Бурение скважин электробуром. – М.: Недра, 1974. – 272с.
143. Хакімов Л.З. Оптимальні витрати промивної рідини для буріння свердловин долотами $D=215,9$ мм // Нафтова і газова промисловість. – 2003. –№4. – С. 22-24.
144. Химмельблау Д. Анализ процессов статическими методами/ Пер. с англ. - М.: Мир, 1973. – 957с.
145. Химмельблау Д. Прикладное нелинейное программирование/ Пер. с англ. – М.: Мир, 1975. – 534 с.
146. Хисметов Т.В., Эфендиев Г.М., Кирисенко О.Г., Маммадов Т.Н., Алиев М.С., Бакиров Ш.Х. Оценка показателей бурения и принятие решений на основе комплексной геолого-технологической информации // Нефтяное хозяйство. –2006. – №10. – С. 42-45.
147. Цыганков В.А. Адаптивная система управления процессом бурения с комбинированным управлением // Известия вузов. Приборостроение. – 1971. – №4. – С. 5-11.
148. Чефранов К.А. Регулирование процесса бурения. – М.: Недра, 1972. – 50 с.
149. Чистякова И.В. О возможности оценки информативности геолого-технических характеристик буровых процессов // Научно-технические

достижения и передовой опыт, рекомендуемый для внедрения в нефтяной промышленности: ИС ВНИИОЭНГ. – 1990. – №9. – С. 25-27.

150. Чуев Ю.В., Михайлов Ю.Б., Кузьмин В.Н. Прогнозирование количественных характеристик процессов. – М.: Сов. Радио, 1975. – 400 с.

151. Эванс Н. Новая технология бурильных работ повышает механическую скорость бурения и снижает затраты // Нефтегазовая технология. – 2002. – №4. – С. 44-47.

152. Эйгелес Р.М. Разрушение горных пород при бурении. – М.: Недра, 1971. – 232 с.

153. Эйгелес Р.М., Стрекалова Р. В. Расчет и оптимизация процессов бурения скважин. – М.: Недра, 1977. – 200 с.

154. Элияшевский И.В. Технология добычи нефти и газа. – М.: Недра, 1975. – 256 с.

155. Эфендиев Г.М., Меджидов Г.Н. Построение и идентификация механической скорости проходки итерационным методом // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 2001. – №8. – С. 19-23.

156. Яковлев В.А. Рациональная отработка долот уменьшенного и малого диаметра. – М.: Недра, 1979. – 136 с.

157. Яремийчук Р.С., Рейхерт А.А. Бурение стволов большого диаметра. – М.: Недра, 1977. – 174 с.

158. Яремійчук Р.С., Байдюк Б.В. Напрямок створення української технології спорудження свердловин, конкурентноспроможної на світовому рівні // Нафтова і газова промисловість. – 1997. – № 4. – С. 17-18.

ДОДАТКИ

Додаток А

Програма ідентифікації параметрів математичної моделі процесу

буріння (перший етап)

```

% Ідентифікація параметрів залежності  $h=f(v_0, K_e)$ 
% Читання експериментальних даних з файлу
load HFN
M=HFN;
% План експерименту
N0=[98.1,0.75;210.9,0.75;210.9,1.08;98.1,1.08];
N=length(M);
% Формування масивів
% h - проходки на долото
% F - осьове навант. на долото
% n - швидкість обертання долота
% tk - тривалість експерименту
h=M(1:N,1); F=M(1:N,2); n=M(1:N,3); tk=1.3917;
NX=(N0(2,1)-N0(1,1))/4+N0(1,1);
% Визначення кількості точок в кожному досліді
for i=1:N
    if (F(i)<NX) & (n(i)==N0(1,2))
        NV(1)=i;
    end
    if (F(i)>N0(2,1)/2) & (n(i)==N0(2,2))
        NV(2)=i;
    end
    if (F(i)>N0(3,1)/2) & (n(i)==N0(3,2))
        NV(3)=i;
    end
    if (F(i)<NX) & (n(i)==N0(4,2))
        NV(4)=i;
    end
end
end
% Обчислення середніх значень F
Fc(1)=sum(F(1:NV(1)))/NV(1); Fc(2)=sum(F(NV(1):NV(2)))/(NV(2)-NV(1));
Fc(3)=sum(F(NV(2):NV(3)))/(NV(3)-NV(2)); Fc(4)=sum(F(NV(3):NV(4)))/(NV(4)-NV(3));
delt=tk/NV(4);
H0=[0 h(NV(1)+1) h(NV(2)+1) h(NV(3)+1)];
options=optimset;
% Основна програма
% x0 - початкове значення  $K_e$ 
for j=1:4
    if j==1
        NF=NV(j); H=h(1:NF);
        SIGMA(j)=0;
    end
    % Обчислення  $K_e$  (j=1)
    % Розрахунок початкового інтервалу [x1,x2] (j=1)
    [x1,x2]=fun_start(H,NF,SIGMA(j),delt);
    [x,fval]=fzero(@fun_ind,[x1 x2],options,H,NF,SIGMA(j),delt);
    Ke(j)=x;
end

```

```

% Обчис. v0 (j=1)
V=fun_VV(Ke(j),H,NF,SIGMA(j),delt);
V0(j)=V;t=0;
Hp=fun_HP(Ke(j),V0(j),NF,SIGMA(j),delt);
Sh=0;ts=0;
% Оцінка точності моделі
% Hp(i) - Розрахункове значення проходки
for i=1:NF
    hp(j,i)=Hp(i); Sh=Sh+(H(i)-Hp(i))^2;
    tt(i)=ts; ts=i*delt;
end
figure(j) plot(tt,Hp,tt,H,'+')
else
    NF=Nv(j)-Nv(j-1); H=h(Nv(j-1)+1:Nv(j))-H0(j);
if j>2
    t0=(Nv(j-1)-Nv(j-2))*delt;
else
    t0=Nv(j-1)*delt;
end
% Обчис. Ke (j>1)
SIGMA(j)=SIGMA(j-1)+Ke(j-1)*t0;
% Розрахунок початкового інтервалу [x1,x2] (j>1)
[x1,x2]=fun_start(H,NF,SIGMA(j),delt);
[x,fval]=fzero(@fun_ind,[x1 x2],options,H,NF,SIGMA(j),delt);
Ke(j)=x;
% Обчислення v0 (j>1)
V=fun_VV(Ke(j),H,NF,SIGMA(j),delt);
V0(j)=V;
Hp=fun_HP(Ke(j),V0(j),NF,SIGMA(j),delt);
Sh=0;ts=0;
for i=1:NF
    hp(j,i)=Hp(i);
    Sh=Sh+(H(i)-Hp(i))^2; tr(i)=ts; ts=i*delt;
end
NS=length(tr);
tr(NF+1:NS)=[];
figure(j)
plot(tr,Hp,tr,H,'+')
end
end
% Формування залежності h(t)
h1=hp(1,:);h2=hp(2,:);h3=hp(3,:);h4=hp(4,:);NN=length(hp);
for j=1:4
    switch j
    case 1
        for i=1:NN
            if i==1
                continue
            else
                if h1(i)>0
                    N1=i;
                else
                    break
                end
            end
        end
    end
end

```

```

        end
    end
end
    case 2
    for i=1:NN
        if i==1
            continue
        else
            if h2(i)>0
                N2=i;
            else
                break
            end
        end
    end
end
    case 3
    for i=1:NN
        if i==1
            continue
        else
            if h3(i)>0
                N3=i;
            else
                break
            end
        end
    end
end
    case 4
    for i=1:NN
        if i==1
            continue
        else
            if h4(i)>0
                N4=i;
            else
                break
            end
        end
    end
end
end
end
h1(N1+1:NN)=[];h2(N2+1:NN)=[];h3(N3+1:NN)=[];h4(N4+1:NN)=[];
HP=[h1 h2+h1(N1) h3+h1(N1)+h2(N2) h4+h1(N1)+h2(N2)+h3(N3)];
for i=1:N
    tf(i)=i*delt;
end
% Оцінка точності моделі
Sigma=sum((h'-HP).^2);Sigma1=Sigma/N;
figure
plot (tf,HP,tf,h,'+')
nn=N0(:,2);
% Масив вихідних даних
Dril=[Fc' nn V0' Ke'];

```

Додаток Б

Програма ідентифікації параметрів математичної моделі процесу буріння (другий етап)

```

%Ідентифікація параметрів залежності  $V_0=f(F,N)$ 
load Dril_2.mat;XX=Dril_2;Ff=XX(:,1);Nn=XX(:,2); X=[Ff,Nn];
Y=XX(:,4); ky=1;jf=0;ind=0; NN=1;ort=0;ind1=0;km=0;
[NS,N]=size(X);qj=2; Q=2;FF=N^2;
disp('Фіксоване число поліном.?');
fix=input('1-yes;0-now');
%Задайте максимальну кількість поліномів kmax, що буде включено в
модель
if fix==1
kmax=input('kmax=');
end
for i=2:N+1
    QQ(i)=qj;
end
for i=2:N+1
    s=i-1;
    for j=1:Q+1
        if s==1
            Z(s,j)=1;
        end
        if j==1
            continue
        end
        k=j-1;
        if k==1
            Z(i,k)=1;r=k-QQ(i);
        end
        if r>=1
            Z(i,j)=Z(i,k)+Z(s,j)-Z(s,r);
        else
            Z(i,j)=Z(s,j)+Z(i,k);
        end
    end
end
Z(1,:)=[];
K=Z(N,Q+1);SN=1;QI=1;RC=1;
for i=1:N
    Q(i,SN)=0;
end
jj=N+2; while jj<=K
    IS=1;
    for j=SN+1:SN+N
        for i=1:N
            if i==IS
                Q(i,j)=RC;
            else
                Q(i,j)=0;
            end
        end
    end
end

```

```

        end
        IS=IS+1;
    end
    QI=QI+1;A=2;IM=1;
while jj<=FF
    IS=A; [SQ,Q]=fun_s(N,IM,Q,IS,jj);
    while SQ==QI
        jj=jj+1;IS=IS+1; [SQ,Q]=fun_s(N,IM,Q,IS,jj);
    end
    C=factorial(N)/(factorial(QI)*factorial(N-QI));
    FF=N+1+C; A=A+1;IM=IM+1; [SQ,Q]=fun_s(N,IM,Q,IS,jj);
end
    RC=RC+1;SN=jj-1;jj=jj+N-1;
end
% Основна програма
if fix==1
if kmax>K
    kmax=K
end
end
KL=K;Q0=zeros(N,KL);A=zeros(KL,KL);KS=KL;KM=1;JH=1;ZZ=KL;k1=K;
    % Початок цилу за j
    for j=JH:KL
        VM=0;
    % Початок цилу за ip
        for ip=1:KS
            SU=ip;
    % Початок цилу за i
            for i=1:KM
                if i==j
                    if j==1
                        FS=fun_fs(X,Q,N,NS,SU);A(i,j)=FS;
                        if A(i,j)==0
                            ort=1;disp ('Орт_неможлива');
                            break
                        else
                            continue
                        end
                    else
                        FS=fun_fs(X,Q,N,NS,SU);FSS=0;
                        for wi=1:i-1
                            FSS=FSS+A(wi,wi)*A(wi,j)^2;
                        end
                        A(i,j)=FS-FSS;
                        if A(i,j)==0
                            ort=1;disp ('Орт_неможлива'); break
                        else
                            continue
                        end
                    end
                end
            else
                SZ=i;
                if i<j

```



```

                sf=0;
                for in=1:NS
                    jb=in;pr=fun_pr(X,Q,N,SU,jb);
pr1=fun_pr1(X,Q0,N,SZ,jb);sf=sf+pr*pr1;
                end
                if i==1
                    A(i,j)=sf/A(i,i);continue
                else
                    AR=0;
                for LI=1:i-1
                    AR=AR+A(LI,LI)*A(LI,i)*A(LI,j);
                end
                A(i,j)=(sf-AR)/A(i,i);
                continue
            end
        else
            continue
        end
    end
    % Кінець циклу i
end
if ort==1
    break
end
    ii=j; FY=0;
    for in=1:NS
        jb=in;pr=fun_pr(X,Q,N,SU,jb);FY=FY+pr*Y(in);
    end
    if ii==1
        B(ii)=FY/A(ii,ii); V=A(ii,ii)*B(ii)^2;
    else
        BS=0;
        for jz=1:ii-1
            BS=BS+B(jz)*A(jz,jz)*A(jz,ii);
        end
        B(ii)=(FY-BS)/A(ii,ii);V=A(ii,ii)*B(ii)^2;
    end
    if V<=VM
        continue
    else
        VM=V;IV=ip;BB=B(ii);
        for id=1:KM
            AA(id)=A(id,ii);
        end
    end
    end
    % Кінець циклу ip
end
if ort==1
    break
end
    B(j)=BB;
    for i=1:KM
        A(i,j)=AA(i);
    end
end

```

```

end
  if j==1
      S=sum(Y.^2);disp ('Поч_сума S=');disp(S);
      S=S-VM;FJ=NS-j;SJ=S/FJ;FI=VM/SJ;
      for i0=1:N
          Q0(i0,j)=Q(i0,IV);
      end
      for j0=IV:KS-1
          for i0=1:N
              Q(i0,j0)=Q(i0,j0+1);
          end
      end
      KM=KM+1;KS=KS-1;
      disp ('Етап_закінчення j=');disp(j);
  else
      S=S-VM;FJ=NS-j;SJ=S/FJ;FI=VM/SJ;
      for i0=1:N
          Q0(i0,j)=Q(i0,IV);
      end
      for j0=IV:KS-1
          for i0=1:N
              Q(i0,j0)=Q(i0,j0+1);
          end
      end
      KM=KM+1;KS=KS-1;
      disp ('Етап_закінч. j=');disp(j);
  end
  Fkp=finv(0.99,1,FJ);km=km+1;
  if FI>Fkp
      disp ('Дефект моделі S=');disp(S);
      disp ('Заллишкова сума VM=');disp(VM);
      jf=jf+1;
      if jf>=1000
          disp('Подальше підвищення точності неможливе');
          ind=1; break
      end
      continue
  else
      if fix==1
          if km<=kmax
              disp ('Дефект моделі S=');disp(S);
              disp ('Заллишкова сума VM=');disp(VM);
              continue
          else
              disp ('Дефект моделі S=');disp(S);
              disp ('Заллишкова сума VM=');disp(VM);break
          end
      end
  end
  break
end
% Кінець циклу j
end
if ind==1

```

```

        break
    end
    if ort==1
        break
    end
    qq=Q0; [nj,mj]=size(qq); ss=mj-km;
    if ss>=0
        qq(:,km+1:mj)=[];disp('Матричний показник полінома');disp (qq);
    end
    for j=1:km
        for i=1:km
            if j>=i
                continue
            else
                AB=0;
                for L=j+1:i-1
                    AB=AB+A(L,i)*A(L,j);
                end
                A(i,j)=- (A(j,i)+AB);
            end
        end
    end
    disp('Коеф. регресії');
    for i=1:km
        AK=0;
        for j=i+1:km
            AK=AK+B(j)*A(j,i);
        end
        AZ(i)=B(i)+AK;
    end
    ZA=AZ;disp(AZ);SX=0;
    for jб=1:NS
        YR0=0;
        for sz=1:km
            pr1=fun_pr1(X,Q0,N,sz,jб);YR0=YR0+pr1*AZ(sz);
        end
        YR(jб)=YR0; SX=SX+(Y(jб)-YR0)^2;
    end
    disp('Залишкова сума кв.S=');disp(S);
    if km<=k1
        disp('Середньоквадратичне відхил.SX=');disp(SX);
        disp('Обчислення закінчені');
    end
    for i=1:NS
        nn(i)=i;
    end
    QTW=Q0;aTW=AZ;
    save QTW.mat;save aTW.mat; delta=100*(YR'-Y)./Y;
    disp('Оцінка дисперсії s^2=');
    sigma=sum((YR'-Y).^2)/(NS-1); disp(sigma);
    subplot(2,1,1),plot(nn,Y,'-m',nn,YR,'-b')
    legend('експеримент','розрахунок')
    subplot(2,1,2),plot(nn,delta,'v')

```

Додаток В

Програма розрахунку оптимального режиму процесу буріння

свердловини

```

Програма оптимізації процесу буріння свердловин
% Вихідні дані
%Читання значень полінома з файлу
load POLINOM
AB=POLINOM; a=AB(1:5,1); b=AB(1:5,2);
Fmin=70/159;nmin=0.8/1.08;Fmax=1;nmax=1;qb0=0;
tmax=10;N=100;Delta=tmax/N;qk=0.98;tb=tmax;E0=0.1;
% Обчислення часу буріння
q=fun_g(Delta,tmax,N);E=0.001;
while abs(q-qk)>E
    if q-qk>0
        tb=tb-Delta; Delta=tb/N; q=fun_g(Delta,tmax,N);
    else
        Delta=Delta/2; tb=tb+Delta; Delta=tb/N;q=fun_g(Delta,tmax,N);
    end
end
% Y1 - поточна швидкість буріння
% Y2 - швидкість зміни оцінки стану долота
% Y3 - початкова швидкість буріння
e0=1;Delta=tb/N; Y2=fun_Ke(b,Delta,tmax,N);
for i=1:N
    e(i)=Delta*(sum(Y2(1:i))-(Y2(1)+Y2(i))/2)+e0;
end
[Y3,Y1]=fun_V0(a,Delta,tmax,N,e);
for i=1:N
    h(i)=Delta*(sum(Y1(1:i))-(Y1(1)+Y1(i))/2);
end
% Обчислення вартості метра проходки
% Cb - вартість години роботи БУ
% d - вартість долота
% tcn - тривалість СПО
Cb=820; d=1690;tcn=15; qb=(Cb*(tb+tcn)+d)/h(N);
% Обчисл.змінних psi
psi1=qb/h(N);
for i=1:N
    Y4(i)=Y3(i)/e(i)^2;
end
for i=N:-1:1
    psi2(i)=-psi1*Delta*(sum(Y4(i:N))-(Y4(i)+Y4(N))/2);
end
% Y0 - швидкість зміни оцінки стану опори
Y0=fun_Kq(Delta,tmax,N);
psi3=(Cb/h(N)-psi1*Y3(N)/e(N))/Y0(N); psi=[psi1 psi3];
% Роз'язок задачі оптимізації
global psi,psi2; lb=[Fmin,nmin];
ub=[Fmax,nmax]; x0=[(Fmax+Fmin)/2,(nmax+nmin)/2];
for i=1:N

```

```

    k=i; global k; options=optimset('LargeScale','off');
[x,fval,exitflag]=fmincon(@hamfun,x0,[],[],[],[],lb,ub,[],options,p
si,psi2,k,e);
    U(1,i)=x(1);X1(i)=x(1);U(2,i)=x(2);X2(i)=x(2); x0=x; s(i)=i;
end
plot(s,X1,s,X2)
% Початок другої і наступних ітерацій
kx=1;
while abs(qb-qb0)>E0
    QB(kx)=qb;
    % Обчислення часу буріння
    ts=tb; tb=fun_tb(U,ts,qk,Delta,N);
    % Y1 - поточна швидкість буріння
    % Y2 - швидкість зміни оцінки стану долота
    % Y3 - початкова швидкість буріння
    e0=1;Delta=tb/N; Y2=fun_Kel(b,U,N);
    for i=1:N
        e(i)=Delta*(sum(Y2(1:i))-(Y2(1)+Y2(i))/2)+e0;
    end
    [Y3,Y1]=fun_V01(a,U,N,e);
    for i=1:N
        h(i)=Delta*(sum(Y1(1:i))-(Y1(1)+Y1(i))/2);
    end
    qb0=qb; qb=(Cb*(tb+tcn)+d)/h(N);
    for i=1:N
        Y4(i)=Y3(i)/e(i)^2;
    end
for i=N:-1:1
    psi2(i)=-psi1*Delta*(sum(Y4(i:N))-(Y4(i)+Y4(N))/2);
end
Y0=fun_Kq1(U,N); psi3=(Cb/h(N)-psi1*Y3(N)/e(N))/Y0(N);psi=[psi1
psi3];
for i=1:N
    m=i; global m;
[x,fval,exitflag]=fmincon(@hamfun,x0,[],[],[],[],lb,ub,[],options,p
si,psi2,m,e);
    U(1,i)=x(1);X1(i)=x(1);U(2,i)=x(2);X2(i)=x(2);
    x0=x; s(i)=i;
end
kx=kx+1; plot(s,X1,s,X2)
end
nb=length(QB);
for i=1:nb
    xxz(i)=i;
end
figure
plot(xxz,QB,'+')
figure
plot(s,h)
disp('Час бур. ');disp(tb)
disp('Проходка на долото ');disp(h(N))
disp('Вартість метра проходки,грн/м')
disp(QB)

```

Додаток Г

Програма визначення оптимальних неперервно-дискретних керувальних дій

```

=====
% Оптимальне керування процесом буріння свердловин
% з дискретно-неперервною зміною керувальних дій
%=====
% Вихідні дані
%-----
%Читання значень полінома з файлу
load POLINOM
AB=POLINOM;
a=AB(1:5,1);%Залежність v0(u)
b=AB(1:5,2); %Залежність Ke(u)
% Cb - вартість години роботи БУ
% d - вартість долота
% tcn - тривалість СПО
% tb - час буріння
Cb=1820; tcn=15;d=2690;tb=37.7;
%-----
%Обмеження на керувальні дії
fmax=159;fmin=70;%Обмеж. на осьове навант.,кН
Nmax=1.08;Nmin=0.8;%Обмеж. на шв.оберт. долота,1/с
Fmin=fmin/fmax;nmin=Nmin/Nmax;Fmax=1;nmax=1;
P=[Cb;tcn;d]; Aeq=[1 1 1 0 0 0 0 0 0];beq=tb;
%-----
%Обчислення моментів перемикачів
options=optimset('LargeScale','off');
x0=[1;1;2;Fmin;nmin;Fmin;nmin;Fmin;nmin];
lb=[0;0;0;Fmin;nmin;Fmin;nmin;Fmin;nmin];
ub=[inf;inf;inf;Fmax;nmax;Fmax;nmax;Fmax;nmax];
[x,fval]=fmincon(@fun_SubCon_1,x0,[],[],Aeq,beq,lb,ub,[],options
,a,b,P);
%Вивід результатів
N=100;%Кількість точок дискретизації
T=tb/N;%Час дискретності
for i=1:3
    switch i
    case 1
        if x(4)==0&x(5)==0
            continue
        else
            for j=1:N
                if x(1)>=j*T
                    X1(j)=x(4); X2(j)=x(5);
                else
                    N1=j; break
                end
            end
        end
    end
end

```

```

end
case 2
    if x(6)==0&x(7)==0
        continue
    else for j=N1:N
        if x(2)>=(j-N1-1)*T
            X1(j)=x(6);X2(j)=x(7);
            if j==N
                N2=j;
            end
        else
            N2=j;break end
        end
    end
end
case 3
    if x(8)==0&x(9)==0
        continue
    else
        if N2>=N
            break
        else
            for j=N2:N
                if x(3)>=(j-N2-1)*T
                    X1(j)=x(8);X2(j)=x(9);
                else
                    break
                end
            end
        end
    end
end
end
end
end
end
for i=1:N k(i)=i; end
%-----
%Візуалізація результатів обчислень
%-----
%Час першого перемикання
disp('=====')
tn1=x(1);
disp('Час першого перемикання, год');disp(          tn1)
disp('Осьове навантаження на долото, кН')
disp(          x(4)*fmax)
disp(' Швидкість обертання долота, 1/с')
disp(          x(5)*Nmax)
disp('=====');
%Час другого перемикання
tn2=tn1+x(2);
disp('Час другого перемикання, год');disp(          tn2)
disp('Осьове навантаження на долото, кН')
disp(          x(6)*fmax)
disp(' Швидкість обертання долота, 1/с')
disp(          x(7)*Nmax)
plot(k,X1,'r',k,X2,'b')

```

Додаток Д

**Протокол роботи програми визначення оптимальних
неперервно-дискретних керувальних дій****Вартість метра проходки свердловини:**

$$q(\bar{u}) = 3328,8 \text{ грн.}$$

Значення параметрів режиму буріння

Для першого інтервалу часу:

осьове навантаження на долото – 93 кН;

швидкість обертання долота – $0,8 \text{ с}^{-1}$.

Для другого інтервалу часу:

осьове навантаження на долото – 120 кН;

швидкість обертання долота – $1,08 \text{ с}^{-1}$.

Для третього інтервалу часу:

осьове навантаження на долото – 139 кН;

швидкість обертання долота – $1,08 \text{ с}^{-1}$.

Час першого перемикання – 3,57 год.;

час першого перемикання – 29,00 год.;

час буріння – 37,7 год.

Додаток Е

Робочий протокол експериментального дослідження закономірностей процесу буріння в умовах Прикарпатського УБР

Е1. Умови проведення експерименту

1. Бурова установка – 336 Бугруватівського родовища
2. Спосіб буріння – роторний.
3. Мета буріння – експлуатація.
4. Проектна глибина – 3900 м.
5. Компоновка низу бурильної колони:
6. Тришарошкове долото діаметром 215,9 мм;
ОБТ діаметром 146 мм і довжиною 300 м.
7. Умови проведення активного експерименту:
інтервал буріння – 2773-2776 м;
тип долота - 295,3 МС-Ц ГАУ

Таблиця Е.1

План активного експерименту

Параметри процесу буріння			
Максимальні		Мінімальні	
Осьове навантаження на долото F , кН	Швидкість обертання долота N_{∂} , c^{-1}	Осьове навантаження на долото F , кН	Швидкість обертання долота N_{∂} , c^{-1}
–	–	98,1	0,75
210,9	–	–	0,75
210,9	1,08	–	–
–	1,08	98,1	–

Е2. Результати активного експерименту

Таблиця Е.2

Зміна в часі проходки при проведенні активного експерименту

№ п п	Час t, год	Проходка h, м	Осьове навантаження на долото, кН	Швидкість обертання долота, c^{-1}
1	2	3	4	5
1	0	0	98,1	0,75
2	0,03	0,0219	98,1	0,75
3	0,06	0,0418	98,1	0,75
4	0,09	0,0802	98,1	0,75
5	0,12	0,1149	98,1	0,75
6	0,15	0,1243	98,1	0,75
7	0,18	0,1438	98,1	0,75
8	0,21	0,1878	98,1	0,75
9	0,24	0,2016	98,1	0,75
10	0,27	0,2437	98,1	0,75
11	0,3	0,2641	98,1	0,75
12	0,33	0,3016	98,1	0,75
13	0,36	0,3266	210,9	0,75
14	0,39	0,3729	210,9	0,75
15	0,42	0,3906	210,9	0,75
16	0,45	0,4156	210,9	0,75
17	0,48	0,4338	210,9	0,75
18	0,51	0,4688	210,9	0,75
19	0,54	0,5187	210,9	0,75
20	0,57	0,5832	210,9	0,75
21	0,6	0,6578	210,9	0,75
22	0,63	0,7375	210,9	0,75
23	0,66	0,7853	210,9	0,75
24	0,69	0,8351	210,9	0,75
25	0,72	0,9104	210,9	1,08
26	0,75	1,0011	210,9	1,08
27	0,78	1,0832	210,9	1,08
28	0,81	1,1362	210,9	1,08
29	0,84	1,2197	210,9	1,08

продовження таблиці 1

1	2	3	4	5
30	0,87	1,3212	210,9	1,08
31	0,9	1,3576	210,9	1,08
32	0,93	1,4284	210,9	1,08
33	0,96	1,4958	210,9	1,08
34	0,99	1,5499	210,9	1,08
35	1,02	1,5988	210,9	1,08
36	1,05	1,6701	210,9	1,08
37	1,08	1,7544	98,1	1,08
38	1,11	1,8102	98,1	1,08
39	1,14	1,8466	98,1	1,08
40	1,17	1,8977	98,1	1,08
41	1,2	1,9359	98,1	1,08
42	1,23	1,9543	98,1	1,08
43	1,26	1,9879	98,1	1,08
44	1,29	2,0344	98,1	1,08
45	1,32	2,0687	98,1	1,08
46	1,35	2,1029	98,1	1,08
47	1,38	2,1365	98,1	1,08
48	1,39	2,1999	98,1	1,08

Дата проведення експерименту 4 листопада 2005 р.

Від ІФНТУНГ

асистент кафедри КСМ

Кропивницька В.Б.

Завідувач кафедри КСМ,
д. т. н., професор

Горбійчук М.І.

Від Прикарпатського УБР
Головний метролог



Федорів О.І.

Затверджую:

Директор ТОВ СКБ ЗА

 В.С.Вощинський

23 травня 2007 року

АКТ

передачі – прийому програмного модуля
“Субоптимальне керування процесом поглиблення свердловин”

Ми, що нижче підписалися, директор, к.т.н. ТзОВ “Івано-Франківське бюро СКБ ЗА” Вощинський В.С., з однієї сторони та д.т.н., проф., завідувач кафедри комп’ютерних систем і мереж ІФНТУНГ Горбійчук М.І., асистент кафедри Кропивницька В.Б. з другої сторони склали цей акт у тому, що ТОВ СКБ ЗА прийняло до впровадження програмний модуль “Субоптимальне керування процесом поглиблення свердловин”, розроблений асистентом Кропивницькою В.Б. Програмний модуль буде інтегрований у програмне забезпечення систем контролю процесом буріння.

Від СКБ ЗА

Директор, к.т.н.

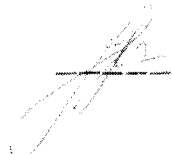
 В.С.Вощинський

Від ІФНТУНГ

Д.т.н., професор

 М.І.Горбійчук

асистент

 В.Б.Кропивницька

Затверджую
Ректор Івано-Франківського
національного технічного
університету нафти і газу
д. т. н., проф.



Є. І. Крижанівський

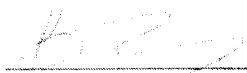
2007р.

АКТ

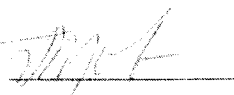
про впровадження матеріалів дисертації асистента кафедри комп'ютерних систем і мереж Кропивницької В. Б. у навчальний процес

Ми, що нижче підписалися, перший проректор, д. т. н., проф. Векерик В. І. завідувач кафедри комп'ютерних систем і мереж, д. т. н., проф. Горбійчук М. І. та асистент кафедри Кропивницька В. Б., склали цей акт у тому, що матеріали дисертації (синтез комп'ютерної системи оптимального керування процесом буріння нафтових і газових свердловин) "Оптимальне керування процесом буріння нафтових і газових з дискретно-неперервною зміною керувальних дій" Кропивницької В. Б. впроваджені у навчальний процес при вивченні дисципліни "Спеціалізовані комп'ютерні системи" (ЗМ Спеціалізовані комп'ютерні системи для об'єктів нафтогазового комплексу) студентами спеціальності 6.091500 – комп'ютерні системи і мережі

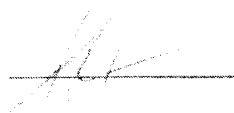
Проректор

 В. І. Векерик

Завідувач кафедри

 М. І. Горбійчук

Асистент

 В. Б. Кропивницька