

Міністерство освіти і науки України
НТУ «Дніпровська політехніка»

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

З ДИСЦИПЛІНИ

«Автоматизація технологічних процесів у нафтогазовій галузі»

ДЛЯ СТУДЕНТІВ СПЕЦІАЛЬНОСТІ

185 «Нафтогазова інженерія та технології»

Дніпро

2018

ЗМІСТ

	Вступ	3
1	Особливості технологічного процесу буріння як об'єкта керування	4
2	Формалізація процесу буріння свердловин	10
3	Способи керування технологічним процесом буріння нафтових і газових свердловин	12
4	Структурні схеми сучасних систем автоматизованого керування режимами буріння нафтових і газових свердловин	18
5	Математична модель технологічного процесу буріння нафтових і газових свердловин	22
6	Блок-схема алгоритму розробки системи автоматизації процесів керування об'єктами, що функціонують за умов невизначеності	27
7	Структура фаззи-контролера для системи автоматизації процесів буріння	30
8	Автоматизований контроль витрат енергії на засадах нечіткої логіки	33
9	Система автоматичного керування технологічним процесом поглиблення нафтових і газових свердловин	35
10	Математична модель трьохшарошкового долота як ланки системи автоматичного керування	36
	Список використаних джерел	40

Вступ

Проблема автоматизації керування процесом буріння нафтових і газових свердловин є об'єктом постійної уваги вітчизняних і зарубіжних дослідників. Заплановане підвищення обсягів пошуково-розвідувального буріння на акваторіях і на суходолі вимагає підвищення якості процесів керування і висуває як одну з найбільш актуальних задач необхідність дослідження та удосконалення математичних моделей, зокрема, математичної моделі процесу буріння свердловин. Це, в свою чергу, вимагає більш детального вивчення цього процесу як об'єкта контролю і керування. Проте, процес буріння нафтових і газових свердловин вивчений ще недостатньо як в експериментальному, так і в теоретичному плані.

Процес буріння вивчався різними вченими, серед яких М.Г.Бінгхем (USA), Е.А. Козловський, Р.Х.Гафіятуллін, О.Т.Драганчук, І.П. Петров, Л.М. Заміховський, С.Ф.Кукурудз, Я.Р.Когуч, Р.С.Яремійчук, І.М.Галлі (USA), Г.Б.Вудс (USA) та ін. У їх працях запропоновані різні варіанти математичних моделей процесу буріння, знайдені шляхи створення приладів і систем автоматичного керування цим процесом.

За останнє десятиріччя досягнуто значних успіхів у подальшому розвитку математичних моделей процесу буріння нафтових і газових свердловин вченими М.А. Мислюком, М.І. Горбійчуком, В.Б. Кропивницькою, Г.Н. Семенцовим, Ф.Д. Балденко, А.П. Шмидтом, Р.А. Гасановою, Г.Н. Меджидовою, Р.І. Алимбековим, Л.М. Смітом (US), В.Е. Голдманом (USA), котрі удосконалили математичну модель процесу буріння шарошковими долотами, проаналізували вплив зносу озброєння і опор шарошкових доліт на показники процесу буріння.

Вирішення проблем автоматизації керування процесом буріння нафтових і газових свердловин ведеться з використанням: числових методів аналізу математичної моделі об'єкта автоматизації; методів імітаційного моделювання; методів математичної статистики для перевірки адекватності математичної моделі процесу буріння, теорії планування і оброблення експериментів, імітаційного моделювання, теорії синергетики, системного підходу, теорії інформації, теорія катастроф, методів нечіткої логіки, теорії автоматичного керування, штучних нейронних мереж, генетичних алгоритмів, схемо- і системотехніки.

1. Особливості технологічного процесу буріння як об'єкта керування

Оскільки рівень розвитку енергетики має вирішальний вплив на стан економіки в державі, вирішення проблем соціальної сфери та рівень життя людини, тому роботи, пов'язані з нарощуванням розвіданих запасів нафти і газу та збільшення на їх основі видобутку вуглеводнів, є пріоритетним напрямком в інвестиційній політиці України, який планує суттєво збільшити обсяг пошуково-розвідувального буріння нових свердловин.

Буріння у нашій країні ведеться як на суходолі, так і на шельфі Чорного і Азовського морів. Найбільш складними є умови буріння свердловин на родовищах Прикарпаття, які представлені комплексом відкладень від третинного до палеозойського віку. Їх технологічні профілі утворені зсунутими складками, які розміщені у декількох шарах і розбиті паралельними розрізами на блоки та зміщені як в горизонтальному, так і у вертикальному напрямках. Відзначимо, що родовища природного газу в цьому регіоні знаходяться на глибині 4000-5100 м. Все це ускладнює буріння свердловин і вимагає значних фінансових витрат на їх спорудження. За цих умов поряд з удосконаленням техніки і технології буріння важливого значення набуває наукова проблема моделювання й ідентифікації процесу буріння для задач оптимізації керування в умовах апріорної та поточної невизначеності об'єкта керування щодо його структури і параметрів.

Як показали дослідження, використання сучасних методів керування процесом буріння нафтових і газових свердловин, які ґрунтуються на використанні сучасних ІТ-технологій, забезпечує зниження до 25% витрат на спорудження свердловини.

Процес буріння є нелінійним, нестационарним, параметрично невизначеним стохастично-хаотичним динамічним об'єктом керування, що функціонує за умов апріорної та поточної невизначеності щодо структури та параметрів, перебуває під впливом зовнішніх збурень і розвивається у часі.

Для врахування цих особливостей об'єкта розроблені методи керування процесом буріння як стохастичним об'єктом, які допускають, що розробнику відома апріорна інформація про стохастичні характеристики вхідних і вихідних сигналів. В дійсності така інформація є недостатньою і тому є актуальною наукова проблема створення таких математичних моделей, методів й алгоритмів керування, які на основі поточної інформації про процес буріння дали б змогу синтезувати таку стратегію керування, яка б за умови безаварійної роботи бурової установки забезпечила оптимальне керування процесом буріння в умовах апріорі невідомих збурень щодо параметрів і структури об'єкта.

Бурова установка, за допомогою якої здійснюється технологічний процес

буріння свердловини, є складним об'єктом керування з багатьма каналами передачі як керуючих впливів, так і збурень, які зумовлені взаємодією системи з навколишнім середовищем і унікальними властивостями самої бурової установки. Результатом дії вхідних впливів є чинники, які характеризують стан об'єкта керування, ефективність процесу буріння та його техніко-економічні показники. Виявлення керуючих впливів є складною науково-прикладною задачею, роз'язок якої визначається не тільки складністю системи та її фізичною природою, але й метою керування. Керуючі впливи повинні бути такими, щоб перевести систему із деякого початкового стану у визначений кінцевий стан таким чином, щоб була досягнута мета керування, а саме – безаварійне спорудження свердловини проектної глибини і визначеної конструкції у задані терміни і з мінімальними витратами. Досягається ця мета у процесі спорудження свердловини за допомогою керуючих впливів, які діляться на дві групи.

Перша група – це типи бурової установки, вишки, лебідки, кран-блоку, талевого блоку, вертлюга, ротора, типорозміри труб, кількість насосів, типорозмір доліт, компоновка низу бурильної колони, оснастка талевої системи. Вони є елементами технічного керування. Більшість елементів технічного керування вибираються на стадії проектування спорудження свердловини і в подальшому залишаються незмінними. У залежності від глибини змінюються лише тип і розміри доліт, оснащення талевої системи, компоновка низу бурильної колони.

Друга група – це параметри режиму буріння (осьова сила на долото, швидкість його обертання, кількість та якість промивальної рідини). Вони є елементами технологічного керування. Елементи технологічного керування можна цілеспрямовано змінювати з метою досягнення необхідних показників у кожному рейсі долота з урахуванням обмежень, встановлених геолого-технічним нарядом на свердловину. Структурну модель технологічного процесу буріння нафтових і газових свердловин як об'єкта керування наведено на рис. 1.1.

Осьова сила на долото та швидкість його обертання визначають величину енергії, що підводиться до вибою свердловини для руйнування породи, а промивальна рідина повинна забезпечувати його повне очищення. Окрім цього, керуючі впливи повинні бути взаємно незалежними і такими, щоб об'єкт керування задовольняв умови керуваності. Із аналізу фізичної суті процесу буріння ясно, що параметри режиму F , n , Q задовольняють умовам керуваності, тобто переводять об'єкт керування із початкового стану (нульова проходка і нове долото) у кінцевий стан (проходка долота за рейс, відпрацювання долота). Що стосується взаємної незалежності керуючих впливів, то виконання цієї

вимоги залежить від способу буріння (ротором або вибійним двигуном) і властивостей приводу долота.

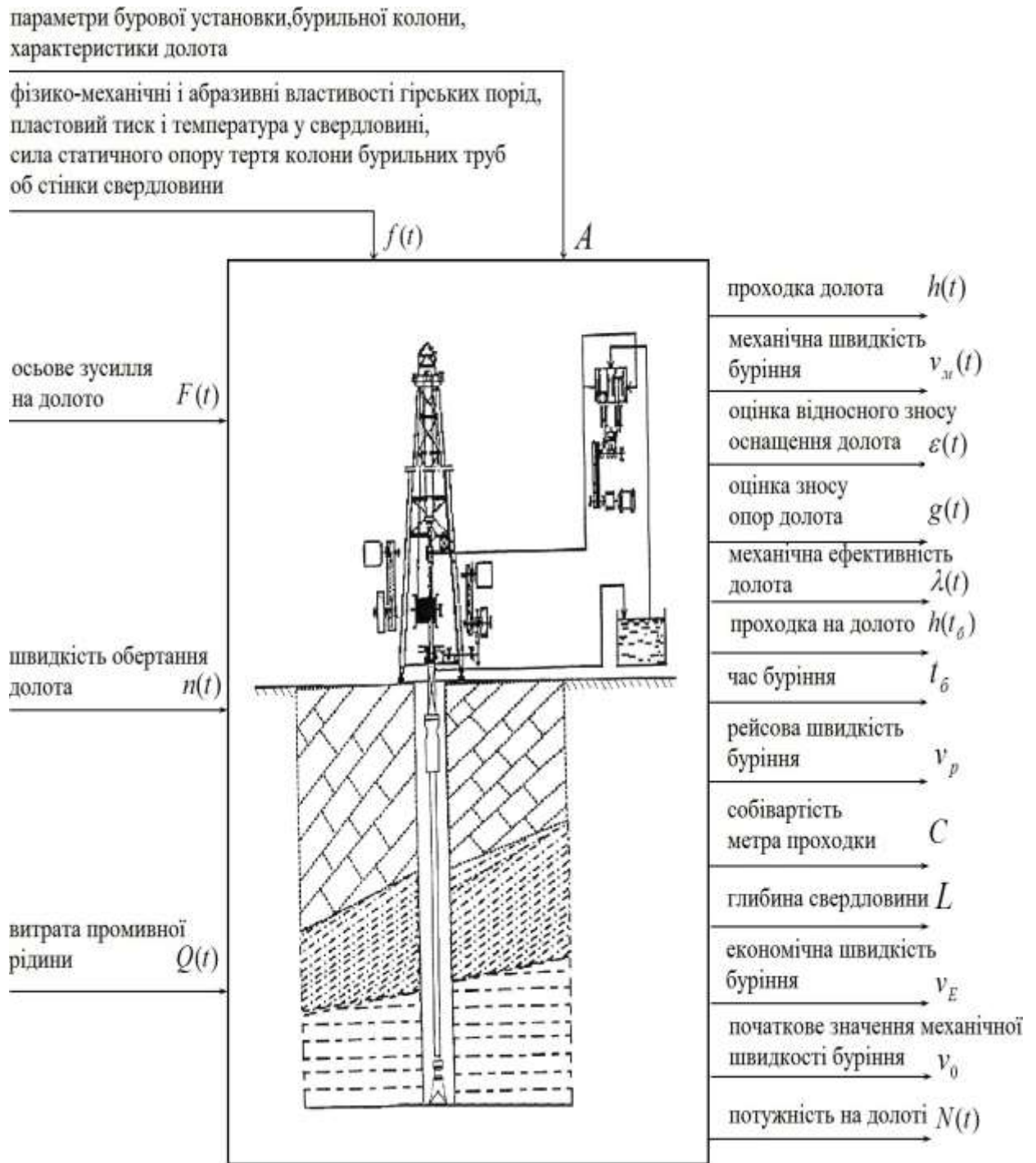


Рис. 1.1. Структурна модель технологічного процесу буріння нафтових і газових свердловин як об'єкта керування

Під час роторного буріння долото обертається разом з колоною бурильних труб, яка приводиться в обертний рух окремим приводом, а при бурінні вибійними двигунами колона бурильних труб нерухома і служить ланкою зв'язку між гирлом свердловини і вибійним двигуном, який обертає

долото.

Отже, з точки зору забезпечення незалежності керуючих впливів F і n електродвигун приводу ротора повинен мати абсолютно жорстку механічну характеристику.

Критерієм оцінки жорсткості механічної характеристики приводу є ступінь жорсткості

$$\beta = (dM/d\omega)100\%$$

де M – момент, який розвиває двигун; ω - кутова швидкість двигуна, рад/с.

Абсолютно жорстка механічна характеристика має ступінь жорсткості $\beta = \infty$.

Тому механічну характеристику має лише синхронний електропривід, який на бурових установках використовується для інших механізмів. Як електричний привід роторного стола бурових установок використовують асинхронні електродвигуни з короткозамкненим ротором. Вони мають механічні характеристики з жорсткістю $\beta = 90 \div 95\%$.

Проте слід врахувати що процес буріння супроводжується неперервною зміною моменту на долоті коливання якого передаються колоною бурильних труб привідному двигуну ротора у вигляді пружних хвиль кручення повздовжніх коливань та інших збурень, які поширюються в сталевих бурильних трубах зі швидкістю до 3 км/с, якщо привід ротора має абсолютно жорстку механічну характеристику і долото переходить в передаварійний режим, який викликаний його заклинюванням, то напруга кручення, яка пропорційна швидкості обертання колони бурильних труб, стрімко зростає, що може викликати поломку труб. Якщо ж звичайний або верхній привід ротора має м'яку механічну характеристику, тоді під час зростання моменту на долоті швидкість обертання двигуна падає і напруга в колоні бурильних труб буде меншою ніж у першому випадку – при абсолютно жорсткій механічній характеристиці. Отже, з метою обмеження напруг у бурильних трубах і захисту їх від поломок доцільним є використання приводу ротора з м'якими механічними характеристиками $n = f(M)$.

Проте, якщо використання приводу з абсолютно жорсткими механічними характеристиками забезпечує взаємну незалежність керуючих впливів F , n і Q , то при бурінні свердловин установками, що мають привід ротора з м'якими механічними характеристиками збільшення моменту на долоті неминуче веде до зменшення швидкості обертання долота, тобто швидкість обертання долота n стає залежною від осьової сили F на долото. Проте, цей факт у відомих математичних моделях процесу буріння не враховується.

Відзначимо, що приводи ротора бурових установок у більшості випадків мають ступеневе регулювання швидкості його обертання, хоча відомо, що

безступеневе регулювання при бурінні глибоких свердловин може забезпечити збільшення механічної швидкості буріння до 20%, а рейсової швидкості – до 30%.

Проведений аналіз особливостей процесу буріння як об'єкта керування дозволив встановити, що граничні значення керуючих впливів обмежені технічними можливостями бурової установки й особливостями способів буріння – роторного, турбінного, буріння електробурами.

Для роторного буріння граничні значення величин F і n зменшуються зі збільшенням глибини свердловини, оскільки, на великих глибинах значна частина потужності привода ротора витрачається на подолання опору обертання колони бурильних труб і відповідно зменшується потужність, яка підводиться на долото, що є недоліком цього способу буріння.

Цього недоліку не мають турбінне буріння і буріння електробурами, оскільки, колона бурильних труб у цих випадках залишається нерухомою. Джерелом енергії, яка живить турбіну привода долота, є потік стисненої промивальної рідини, тому долоту на великих глибинах передається більше потужності, ніж при роторному бурінні. Проте, цей спосіб буріння характеризується тісним взаємозв'язком керуючих впливів F , n і Q , який зумовлений особливостями характеристики турбіни.

Отже, для турбінного способу буріння незалежними керуючими впливами є осьова сила на долото F і витрата промивальної рідини Q . Якщо з будь-яких причин змінюються F або Q , тоді одночасно змінюється і швидкість обертання долота n , яка перебуває у функціональній залежності від цих величин. Проте, навіть, коли $F = \text{const}$ і $Q = \text{const}$ швидкість обертання долота є змінною величиною $n = \text{var}$, оскільки її закон зміни носить ймовірнісний характер внаслідок зміни фізико-механічних і абразивних властивостей гірських порід і наявності тертя в системі «колона бурильних труб – турбобур – долото».

Невисокий ККД турбіни, котра працює з використанням енергії потоку промивальної рідини з високою в'язкістю, викликає значне збільшення потужності насосів на поверхні та перепаду тиску в трубах. У звичайних умовах при бурінні на великі глибини неможливо проконтролювати частоту обертання долота без спеціальних засобів, відсутня можливість незалежного керування режимом роботи долота і режимом промивання свердловини. Окрім того, в'язкість промивальної рідини не може перевищувати певної межі, а в результаті підвищеного перепаду тиску в трубах з'являється нова проблема – абразивне зношування трубної різьби внаслідок промивання її глинистим розчином.

Тому західні фірми пішли шляхом впровадження гідростатичних

(об'ємних) двигунів, котрі за умов використання в'язкої рідини можуть забезпечити вищий ККД, ніж турбіни. Розвиток цього типу вибійних двигунів ішов паралельно з використанням концепції MWD (measuring while drilling – вимірювання під час буріння). Технічна реалізація концепції призвела до створення надзвичайно складної телеметричної системи під назвою Mud pulse telemetry (МРТ). На відміну від класичних телевимірювальних систем, де первинні механічні або гідравлічні параметри за допомогою давачів перетворюються на електричні сигнали, тут маємо потрібне перетворення, а саме: крім згаданого, відбувається перетворення електричного сигналу в послідовність гідравлічних імпульсів, що пересилаються через стовп промивальної рідини на поверхню, де відбувається кінцеве перетворення гідравлічного сигналу в електричний. До того ж потрібне додаткове перетворення гідравлічної енергії потоку промивальної рідини або механічної енергії обертання колони бурильних труб для живлення енергією глибинних генераторів імпульсів та давачів.

За допомогою телеметричної системи контролюють швидкість обертання і момент на долоті, тиск на вибої, кути, що визначають траєкторію керовано-спрямованої свердловини, перепад тиску на гідродвигуні, а також дані геофізичних досліджень.

Граничні значення витрати промивальної рідини Q як керуючого впливу обмежені з однієї сторони, продуктивністю насосів, що встановлені на буровій, а з іншої – бажанням донести до вибою свердловини максимальну гідравлічну потужність, від якої залежить механічна швидкість буріння. Окрім того, потік промивальної рідини повинен охолоджувати долото, очищати його і вибій від часток вибуреної породи та створювати силу удару струменя, достатнього для видалення з вибою свердловини часток вибуреної породи. Тому зарубіжні фірми створюють спеціальні гідравлічні програми для доліт різних типів: шарошкових і полікристалічних.

При бурінні електробурами для керуючих впливів F і n відсутні обмеження, які зумовлені глибиною свердловини, а співвідношення між допустимими значеннями F і n зумовлює лише потужність двигуна електробура. Швидкість обертання двигуна електробура можна змінювати незалежно від осьової сили на долото і витрати промивальної рідини шляхом частотного регулювання або використання редукторів-вставок. Отже, буріння електробурами, з точки зору керування процесом буріння, подібне роторному та зберігає переваги турбінного способу буріння. Особливо цінним буріння електробурами є для досліджень закономірностей, які притаманні процесу буріння, оскільки є можливість контролю і зміни усіх керуючих впливів у широких межах. Основними недоліками буріння електробурами є висока

аварійність струмопідводу і значні гідравлічні втрати в бурильних трубах, оскільки у них вмонтовано кабель.

Відзначимо ще одну характерну особливість процесу буріння нафтових і газових свердловин, яка полягає у тому, що на теперішній час відсутні прилади для вимірювання керуючих впливів і показників процесу безпосередньо на вибої свердловини, що значною мірою зумовлено унікальністю цього технологічного процесу. Це призвело до використання колони бурильних труб і стовпа промивальної рідини як природних каналів зв'язку й оцінювання процесу буріння за показниками наземних приладів.

Проте канали зв'язку породжують нестационарні адитивні шуми $e_h(t)$, $e_F(t)$, $e_n(t)$, $e_Q(t)$. Із аналізу статистичних властивостей керуючих впливів випливає, що найбільш динамічним керуючим впливом є осьова сила на долото. На діаграмних стрічках записів можна виявити нестационарність випадкового процесу $F(t)$ за математичним сподіванням, дисперсією й інтервалом кореляції як за глибиною свердловини, так і в межах одного додання. Проте, завжди є можливість виявити на діаграмних стрічках ділянки запису осьової сили на долото, де функція $F(t)$ є стаціонарним випадковим процесом, який володіє властивостями ергодичності. Швидкість обертання долота і витрата промивальної рідини за нормальних умов буріння змінюються значно повільніше, але під час прихоплень, обвалів стінок свердловини, заклинювання опор шарошок та інших передаварійних ситуацій зміна швидкості обертання і витрати промивальної рідини за динамічністю може наближатися до осьової сили на долото.

2. Формалізація процесу буріння свердловин

На сучасному етапі розвитку теорії і практики буріння нафтових і газових свердловин на суходолі і шельфах морів у світовій практиці застосовують технологічні і кібернетичні моделі. Із відомих типів моделей (концептуальних, фізичних, математичних) широке застосування у практиці буріння отримали математичні моделі, які у формалізованому вигляді встановлюють кількісні і якісні співвідношення між фізичними процесами, що відбуваються в механічній, гідродинамічній, електричній підсистемах бурової установки як складного технологічного комплексу, що функціонує за умов невизначеності.

Слід відзначити, що кожна свердловина, яка буриться (пошукова, розвідувальна, експлуатаційна та ін.) є унікальною за гірничо-геологічних умов і споруджується за умов суттєвої апріорної та поточної невизначеності щодо її параметрів і структури. Основним процесом, який об'єктом формалізації за допомогою технологічних моделей, є процес взаємодії долота з гірською

породою на вибої свердловини. Цей процес є двоєдиним, оскільки одночасно з руйнуванням породи відбувається зношування долота. Він залежить від багатьох факторів: фізико-механічних і абразивних властивостей гірських порід, пластового тиску, глибини свердловини, керуючих впливів та ін. Тому основним завданням створення технологічних моделей процесу буріння є дослідження ефективності роботи долота на вибої свердловини з метою створення такого технологічного обладнання, яке забезпечувало б якісне спорудження нафтових і газових свердловин з мінімальними витратами. У літературі відзначається, що ефективність роботи долота на вибої свердловини можна оцінити величиною проходки долота за один його оберт, яка залежить від характеру взаємодії оснащення трьохшарошкового долота або безопорного полікристалевого долота типу PDC. Сьогодні для буріння нафтових і газових свердловин використовується нове покоління трьохшарошkových доліт, які забезпечують проходку на одне долото до 2000 м, а також алмазні долота типу PDC з проходкою до 6000 м. У результаті одним долотом розбурюються декілька ріднорідних шарів порід, буримість яких треба знати, щоб уточнити параметри математичної моделі і визначити керувальні дії для наступного інтервалу буріння.

На основі чисельних промислових і лабораторних досліджень науковцями якісно визначені основні закономірності зміни початкової механічної швидкості буріння V_0 , або проходки долота за один оберт під впливом основних факторів, що діють на процес буріння свердловин.

До тепер не існує достатньо повної теорії руйнування гірських порід шарошковими й алмазними долотами, на базі якої можна було б отримати математичну модель з повним набором факторів. Тому у більшості робіт, основними факторами є лише осьова сила на долото та швидкість його обертання. Інші фактори приймаються постійними для одного рейсу долота, їх вплив враховується через коефіцієнти математичної моделі.

Різноманітність формул, які описують закономірність зміни механічної швидкості буріння $V(t)$ у часі, пояснюється не однаковими умовами буріння свердловин, різними типами доліт та обладнання, що застосовуються для спорудження свердловин.

На відміну від розглянутих технологічних моделей кібернетичні моделі кількісно та якісно відтворюють взаємозв'язки між керованою та керуючою підсистемами, а також між системою керування і зовнішнім середовищем. Це означає, що кібернетична модель процесу буріння нафтових і газових свердловин повинна відображати процеси в системі керування у термінах «вхід–вихід». Відомо, що до структури кібернетичної математичної моделі входять: критерій оптимальності; математичний опис динаміки об'єкта у

просторі станів; граничні умови; матеріальні, енергетичні та інші обмеження на процес керування. Проте, залежно від постановки задачі керування, кібернетична модель складається лише з деяких елементів загальної структури.

Тому до перших кібернетичних моделей у бурінні відносять критерії відпрацювання бурових доліт, а саме: рейсову швидкість буріння V_p і собівартість метра проходки C_m , оскільки метою розв'язку задачі раціонального відпрацювання доліт було визначення такого часу буріння t_b , при якому критерії V_p і C_m набули б свого екстремального значення.

Перша математична модель процесу буріння нафтових і газових свердловин, яка описувала процес буріння у просторі станів, була запропонована американськими спеціалістами E.M.Galle, H.B.Woods для роторного способу буріння свердловин. Як змінні простору стану були вибрані проходка долота h і величини μ і g , що характеризують технічний стан озброєння шарошкового долота та його опор.

Найбільш складним і найменш вивченим є питання про вплив режимних параметрів процесу буріння на технічний стан опор трьохшарошкових доліт. Це пояснюється неможливістю отримати інформацію в режимі on-line про фізичний знос опор долота, яке працює на вибої свердловини на глибині декілька тисяч метрів. З іншого боку, оскільки стійкість опор долота залежить від багатьох факторів (осьової сили на долото, швидкості його обертання, кількості і якості промивальної рідини, конструкції опор долота, фізико-механічних і абразивних властивостей гірських порід), то отримання аналітичної залежності зносу опор долота від перерахованих факторів є складною науковою проблемою.

Емпіричні залежності справедливі лише для тих конкретних геолого-технічних умов і для того діапазону керувальних дій, при яких вони отримані. Це є однією із причин наявності великої різноманітності математичних формул, які кількісно та якісно описують закономірності процесу буріння нафтових і газових свердловин.

Вирішення проблеми моделювання даних об'єктів керування може бути знайдене шляхом використання методів нечіткої логіки та теорії нечітких множин, а також штучних нейронних мереж і синергетики. Ці методи дозволяють удосконалити кібернетичну математичну модель процесу буріння свердловин і сам спосіб керування ним.

3. Способи керування технологічним процесом буріння нафтових і газових свердловин

У нафтогазовидобувній промисловості використовуються ручний,

автоматичний, оптимальний і адаптивний способи керування процесом буріння глибоких свердловин.

Найбільш поширеним в умовах України є ручний спосіб, коли процесом буріння керує оператор-бурильник, спираючись на геолого-технічний наряд, а також на інструкції, власний досвід й інтуїцію.

Автоматичний спосіб керування процесом буріння передбачає стабілізацію як правило, однієї з керувальних дій – осьової сили на долото. Такий пристрій подачі долота був одним із перших створених на Харківському електромеханічному заводі. Перші зразки автомату типу ХЕМЗ на базі системи «генератор–двигун» були впроваджені у виробництво в 1936 р. З 1940 р. на нафтових промислах використовувався удосконалений тип автоматичного регулятора – буровий автоматичний регулятор типу БАР, який забезпечував стабілізацію осьової сили на долото при турбінному і роторному способах буріння або стабілізацію струму двигуна електробура. Подальшим розвитком регуляторів такого типу були регулятори АВЕ (1957 р.) і АЕПД (розробник – Львівський політехнічний інститут, 1959 р.), на основі яких був створений регулятор подачі долота електричний типу РПДЕ. Він забезпечує стабілізацію осьової сили на долото і підтримання заданої швидкості подачі або підйому інструменту. Для буріння свердловин електробурами Харківський електромеханічний завод виготовляв автомат ваги – струму типу АВТ, призначений для керування осьовою силою на долото або струмом навантаження двигуна електробура.

Регулятори подачі долота, більшість з яких застосовувались для буріння свердловин в умовах Прикарпаття, значно розширюють можливості керування процесом буріння і полегшують працю бурильника. Проте, вони не вирішують питання оптимізації процесу буріння, під якою розуміють сукупність математичних методів, які дозволяють вибрати найкраще рішення із множини доступних варіантів буріння свердловини при заданих технічних, технологічних і економічних обмеженнях на процес буріння. Реалізацію конкретних алгоритмів на буровій установці прийнято називати оптимальним керування процесу буріння свердловин.

На основі результатів аналізу досліджень, які проводяться в області оптимізації й оптимального керування процесом буріння, можна виділити два напрямки: оптимізацію на стадії проектування будівництва свердловини та оперативну оптимізацію процесу буріння.

Перший напрямок ґрунтується на апріорній інформації про стратиграфічний та літологічний розрізи свердловин і фізико-механічні властивості гірських порід і передбачає вирішення двох завдань. Перше з них полягає у тому, що вибирається і розраховується конструкція свердловин, її

профіль, конструкція колони бурильних труб, компоновка низу бурильної колони, глибина спуску і діаметр обсадних труб, висота підйому тампонажного розчину і конструкція вибою свердловини.

Другим завданням є проектування процесів поглиблення і промивки свердловини. На цій стадії визначають спосіб буріння, тип вибійного двигуна, типорозмір і кількість доліт, режим буріння, кількість насосів, параметри бурового розчину, оснастку талевої системи, перелік хімреагентів та інтервали обробки. Результати цієї оптимізації є робочий проект на будівництво свердловини і геолого-технічний наряд.

Такий напрямок керування процесом буріння свердловин характерний для провідних нафтовидобувних компаній, які приділяють значну увагу оптимізації і моніторингу буріння свердловин на суходолі і на шельфі морів.

Характерною особливістю методів розрахунку режимних параметрів процесу буріння на стадії проектування спорудження свердловин є те, що процес буріння розглядається як детермінований. Проте, в дійсності він є нелінійним, нестаціонарним, стохастично-хаотичним і таким, що розвивається в часі. З глибиною змінюються умови буріння (зростають гідростатичний тиск і температура та ін.), фізико-механічні і абразивні властивості гірських порід. Окрім цього, оскільки інформація про технологічні параметри на вибої свердловин передається через колону бурильних труб, це веде до зниження точності вимірювань і сильної зашумленості результатів вимірювання. Все це викликає значні відхилення дійсних режимів буріння свердловини від проектних, що обумовлює необхідність використання оперативного методу оптимізації процесу буріння.

Ці методи засновані на тому, що відомі тип бурової установки, спосіб буріння, конструкція свердловини, типорозміри доліт та інше бурове обладнання для здійснення технологічного процесу буріння і необхідно лише визначити керувальні дії – осьову силу на долото F , швидкість його обертання n та витрату промивальної рідини Q . Для вирішення цього завдання необхідно отримати математичну модель процесу буріння як об'єкта керування, у структуру якої повинні входити критерій оптимальності, закон руху об'єкта керування разом з граничними умовами та обмеження на керувальні дії. Залежно від повноти врахування змін умов буріння і наявності шумів у каналах вимірювання застосовують математичні моделі процесу буріння двох типів: детерміновані і стохастичні.

Аналіз оперативних методів оптимізації процесу буріння нафтових і газових свердловин, описаних у літературі дозволив поділити їх на такі, що ґрунтуються на використанні математичних моделей (так звані модельні методи), і пошукові методи.

Методи знаходження оптимального режиму буріння нафтових і газових свердловин є дуже складними, що обмежило можливості їх використання на виробництві. Головною причиною такої ситуації є те, що ці методи ґрунтуються в основному на припущенні про лінійність об'єкту. Проте, процес буріння є складним нелінійним динамічним об'єктом, що функціонує за умов апіорної та поточної невизначеності і перебуває під впливом зовнішніх завад. Задача керування такими об'єктами є однією з ключових у сучасній теорії керування. У цьому випадку прийнятним математичним апаратом є теорія нейродинаміки, в основі якої лежать методи теорії штучних нейронних мереж, хаосу та фракталів.

Практична реалізація розглянутих методів визначення оптимальних режимів процесу буріння нашкоджуються на певні труднощі, які породжені тим, що інформацію про знос озброєння і опір долота неможливо отримати в процесі буріння свердловини. Це значно ускладнює процедуру визначення параметрів математичної моделі. Тому були запропоновані різні критерії відпрацювання доліт – максимум рейсової швидкості буріння V_p , проходки на долото h , добутків hV_p , hV_c , V_pV_c , $V_k t_b$ (V_c , V_k – середня і кінцева швидкість буріння), а також мінімуму собівартості метра проходки. Отже, ефективність процесу буріння підвищували не тільки за рахунок вибору оптимальних керувальних дій F , n , Q , але й за рахунок вибору часу буріння. Тому задача оперативної оптимізації була поставлена ширше, а сама: на основі вибраного критерію оптимальності і математичної моделі процесу буріння свердловин визначити оптимальні значення осьової сили на долото та швидкості його обертання, добившись при цьому раціонального відпрацювання долота на вибої свердловини.

Поставлена задача розв'язувалась дослідниками двома способами. Перший спосіб ґрунтувався на припущенні, що осьова сила на долото F і швидкість його обертання n є постійними протягом рейсу долота і обмеження на них не враховували. Керувальні дії визначали шляхом розв'язання варіаційної задачі Лагранжа з термінальним критерієм якості (собівартості метра проходки свердловини), використовуючи емпіричний закон зміни механічної швидкості буріння без врахування обмежень на керувальні дії. У випадку врахування обмежень, що покладені на режимні параметри, суть задачі оптимального керування полягала у визначенні таких керувальних дій, які мінімізують собівартість метра проходки свердловини.

Оскільки практична реалізація цих способів оптимізації залежить від наявності інформації про поточний технічний стан озброєння і опір долота, було запропоновано стан озброєння долота оцінювати опосередковано. Отримана при цьому математична модель дозволяє успішно розв'язувати задачу

оптимального керування процесом буріння свердловин як при постійних параметрах режиму буріння, так і при $F = \text{var}$, $n = \text{var}$.

Недоліками розглянутих способів оптимізації керування процесом буріння є використання у них детермінованого підходу і математичних моделей та алгоритмів керування, структури, і коефіцієнти яких визначені апіорі на початку рейсу долота. Проте, оскільки процес буріння нафтових і газових свердловин є нелінійним нестационарним і стохастичним об'єктом, що функціонує за умов не тільки апіорної, але й поточної невизначеності і перебуває під впливом зовнішніх збурень, все це призводить не тільки до зміни параметрів математичної моделі, але й з ростом глибини свердловини свою структуру повинні змінювати і критерії оптимальності.

Усунути недоліки детермінованого підходу запропоновано було шляхом застосування способу адаптації керування, який дає змогу зняти початкову невизначеність параметрів математичної моделі при зміні умов буріння і при дії на режимні параметри, у загальному випадку, нестационарних збурень з невідомими статистичними характеристиками. Такі системи можна поділити на системи прямого і непрямого пошуку.

Однією з перших адаптивних систем прямого пошуку була самоналагоджувальна система регулювання процесу буріння глибоких свердловин електробуром. Було показано, що при певному оптимальному значенні осьової сили на долото проходка за рейс, яка була прийнята за критерій оптимальності, буде максимальною. Проте, для системи адаптивного керування досягнутий рівень проходки втрачає свою практичну цінність, оскільки вона може бути визначена лише після закінчення буріння. Для оцінки ефективності процесу буріння був запропонований показник, який дістав назву «інтенсивність зносу долота K_i », який є функцією осьової сили на долото і досягає свого мінімального значення тоді, коли проходка за рейс буде максимальною. При переході долота в породи з іншими властивостями мінімуму інтенсивності зносу долота відповідатиме інше значення осьової сили на долото. Вибір і підтримання осьової сили на долото, яка відповідає мінімуму інтенсивності зносу долота, а відповідно і максимуму проходки на долото, забезпечується за допомогою самоналагоджувальної системи.

Завдання регулятора подачі долота РПД формується екстремальним регулятором ЕР так, що забезпечується пошук мінімуму інтенсивності зносу долота K_i . Електричні сигнали від давачів В2, В3, пропорційні поточним значенням проходки долота h і середній механічній швидкості буріння V_c , подаються на формувач показника екстремуму ФПЕ, де відбувається отримання неперервного сигналу, що пропорційний інтенсивності зносу долота. З виходу ФПЕ сигнал надходить на вхід екстремального регулятора ЕР. З метою

отримання статичної характеристики $K_i(F)$ з більшою крутизною між ЕР і ФПЕ встановлений загострювач екстремуму ЗЕ. Екстремальний регулятор керує регулятором подачі долота, встановлюючи йому таке завдання, яке відповідає оптимальній силі на долото при неперервних змінах умов буріння Z .

Дослідження цієї системи довели, що при гіперболічному законі зміни механічної швидкості буріння максимум критерію оптимальності $\max:h(t_6)$ досягається лише при бурінні незатупленим долотом, а час буріння t_6 буде обмежений лише стійкістю опор долота. Тобто система є недосконалою для буріння традиційними трьохшаршковими долотами і є ефективною для буріння шаршковими долотами нового покоління.

Другим недоліком розглянутої системи є те, що процес вимірювання показника K_i в силу дискретно-неперервного переміщення верхнього кінця колони бурильних труб породжує випадкову складову з високим значенням дисперсії.

До систем непрямого пошуку слід віднести адаптивну систему керування процесом буріння не глибоких свердловин на кар'єрах, основною метою якої є компенсація основного збурення – зміни фізико-механічних властивостей гірських порід. Припускається, що вектор контрольованих збурень містить лише один компонент, який є невідомою випадковою константою з нормальним законом розподілу.

Окрім цього, приймається, що канали вимірювання і передачі керувальних дій не мають пам'яті і вміщують адитивну суміш сигналів і шуму, які мають нульове математичне сподівання і підпорядковуються нормальному закону розподілу. При таких припущеннях система є системою з повною інформацією і її синтез ґрунтується на класичних методах оптимізації стохастичних систем. Оскільки процес буріння нафтових і газових свердловин є нестационарним, то запропоновано розбивати породи на такі інтервали, у середині яких виконується умова стаціонарності випадкових процесів. Недоліком цього підходу є відсутність методики розбиття порід на однорідні інтервали, а також необхідність визначення статистичних характеристик (оцінок математичного сподівання дисперсії, автокореляційних функцій) випадкових процесів безпосередньо у процесі буріння, оскільки вони змінюються від рейсу до рейсу, від свердловини до свердловини. Окрім цього, є відмінності в об'єктах керування (застосування промивальних рідин, вплив динаміки колони бурильних труб, труднощі контролю режимних параметрів на вибої свердловини) і в структурі критеріїв оптимальності, що пояснюється різною питомою вагою спуско-підіймальних і допоміжних операцій при бурінні глибоких нафтових і газових свердловин та не глибоких свердловин, які буряться на кар'єрах.

4. Структурні схеми сучасних систем автоматизованого керування режимами буріння нафтових і газових свердловин

Розглянемо структурні схеми автоматизованих систем керування режимом буріння свердловин, які відрізняються від типової структурної схеми управління, що склалася впродовж багатьох років. Це обумовлено двома причинами:

- неможливістю підтримування заданих параметрів режиму буріння при бурінні похило-спрямованих і горизонтальних свердловин з великим відхиленням вибою, навіть у разі застосування телеметричних систем контролю вибійних параметрів, що спричиняє зменшення ефективності і якості будівництва свердловин;

- істотним важкопрогнозованим впливом сил тертя бурильної колони до стінки свердловини, що вимагає пошуку альтернативних способів керування режимом буріння незалежних від характеру взаємодії бурильної колони зі стінками свердловини, а саме додатково до регулювання осьової сили в основному контурі механізму подачі долота введення гідравлічного контуру регулювання. Це обумовлено тим, що осьова гідравлічна сила від перепаду тиску у вибійному двигуні, яка діє в нижньому перетині колони, залежить від витрати промивальної рідини. Отже, потрібен перехід до двоконтурного керування – за осьовою силою на долото і за витратою промивальної рідини. Практична реалізація цього способу можлива тільки в автоматизованих системах керування з узгодженим керуванням буровим насосним агрегатом і механізмом подачі долота. Концепцію узгодженого керування такими основними агрегатами бурової установки, як насосний і спуско-підіймальний в процесі буріння свердловин вибійними двигунами запропоновано в роботі. На її базі розроблено три структурні схеми автоматизованих систем керування режимом буріння для сучасних бурових установок, що забезпечують реалізацію перспективних технологій буріння і ремонту свердловин.

Перша структура призначена для автоматизованого керування режимом буріння похило-спрямованих і горизонтальних свердловин з використанням гідравлічних вибійних двигунів із змінним перепадом тиску традиційними буровими установками, оснащеними регульованим електроприводом і регуляторами подачі долота (рис. 4.1).

Друга структурна схема призначена для автоматизованого керування бурінням свердловин електробурами нового покоління (рис. 4.2) з регульованою частотою обертання.

Третя структурна схема запропонована для автоматизованого керування бурінням свердловин гідравлічним вибійним двигуном установками з колоною

безперервних гнучких труб, яка орієнтована на мобільні колтюбінгові бурові установки, що випускаються в Білорусії (рис. 4.3). Колтюбінговий спосіб буріння (coiled tubing) оснований на використанні безмуфтових гнучких труб і широко застосовується для буріння як нових свердловин, так і нових стовбурів із старих свердловин. Висока технічна і економічна ефективність досягаються при бурінні похилих і горизонтальних бокових стовбурів із існуючих свердловин.

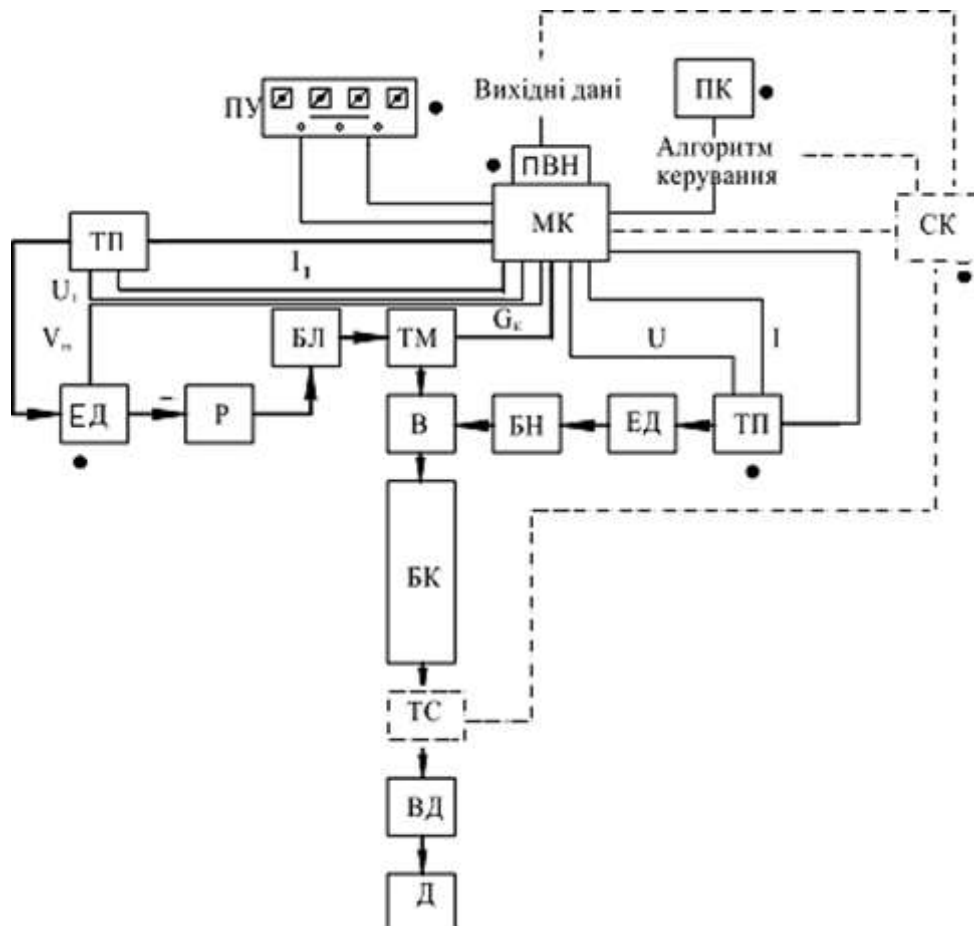


Рис. 4.1. Структурна схема системи автоматизованого керування режимами буріння для традиційних бурових установок:

- - точки управління; ПУ - пульт управління; МК - мікроконтролер;
- ПВН - пристрій введення і налаштування; ПК - переносний комп'ютер;
- СК - стаціонарний комп'ютер; Р - редуктор; БЛ - барабан лебідки;
- ТМ - талевий механізм; В - вертлюг; БН - буровий насос;
- ЕД - електродвигун; ТП - тиристорний перетворювач; БК - бурильна колона;
- ТС - телесистема; ВД - вибійний двигун; Д - долото;
- > енергетичні канали;> інформаційні канали;
- > канали керування

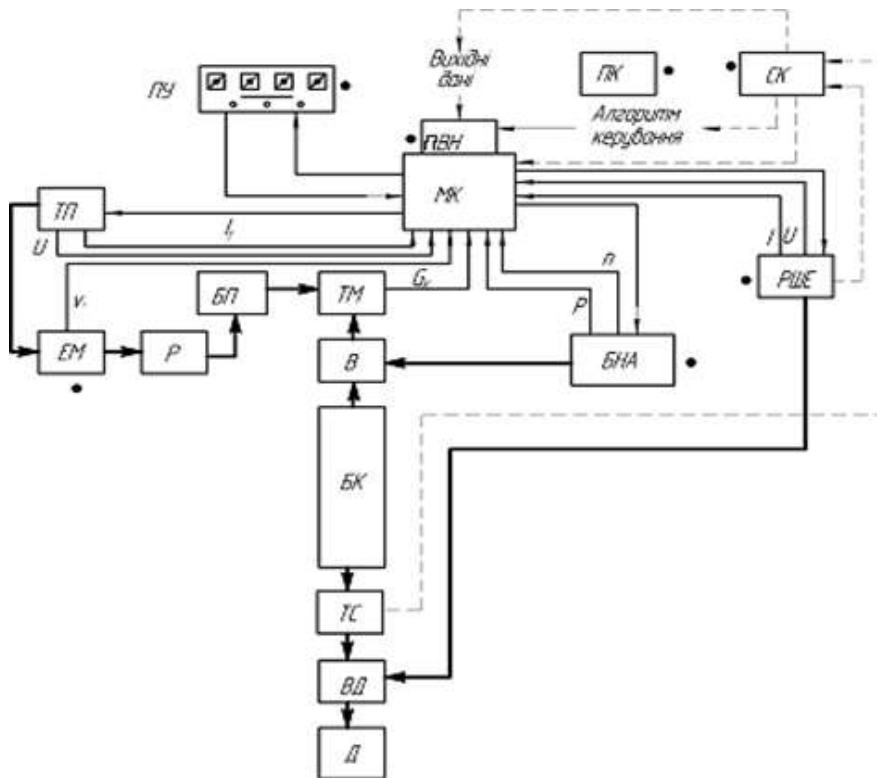


Рис. 4. 2. Структурна схема системи автоматизованого керування режимами електробуріння

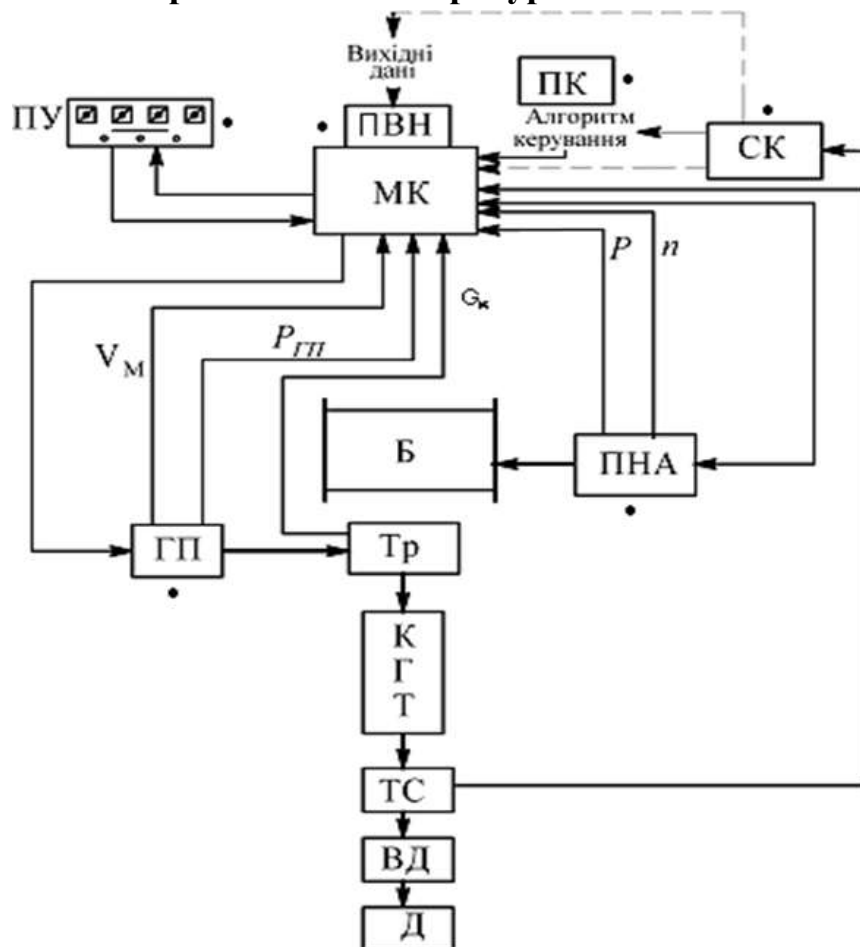


Рис. 4.3. Структурна схема автоматизованої системи керування для колтюрінгового устаткування

Перевагою розглянутих схем є те, що вони можуть бути реалізовані шляхом модернізації штатних систем регулювання, які перебувають в експлуатації або проектуються.

Недоліком цих систем є складність інформаційного забезпечення у зв'язку з необхідністю організації каналу зв'язку вибою з гирлом свердловини і виділення складової перепаду тиску у вибійному двигуні на фоні різного роду збурень в гідравлічному тракті.

Відзначимо, що сучасні бурові установки з цифровими системами керування приводами оснащені стаціонарним керуючим комп'ютером, тому запропоновані схеми можуть бути реалізовані більш простим способом – шляхом розширення програмного забезпечення системи за мінімальних змін стандартного комплекту, який управляє обладнанням. Так, схема узгодженого регулювання транспортувальним та промивальним насосними агрегатами базової колтюрінгової установки М40 передбачає перехід від гідромеханічного до електрогідравлічного регулювання золотниковим гідророзподільником в контурі регулювання подачі силового насоса інжектора (кута нахилу диска) та розробку пристрою регулювання швидкості силового агрегату промивального насоса.

Відзначимо також, що для бурових установок з мікропроцесорним керуванням розширення програмного забезпечення зводиться до введення до блоку автоматичного керування насосними агрегатами і механізмом подачі долота додаткових алгоритмів. Аналіз показав, що крім обґрунтованого моделювання процесів, що відбувається в системі і вибору структури, для мікропроцесорних систем визначальне значення має вибір оптимальних алгоритмів керування.

Як алгоритми керування для всіх трьох схем можуть бути використані і типові алгоритми, що базуються на підтримці заданого значення головного параметра регулювання (осьової сили, струму і тиску), і нестандартні алгоритми, в яких залучені ще деякі додаткові параметри (наприклад, навантаження на гаку (інжекторі), механічна швидкість буріння, частота ходів насоса, кут положення корпусу вибійного двигуна і ін.), що служать для ідентифікації процесів в динамічній системі і відповідного коректування поточної координати завдання. В таких алгоритмах реалізуються і можливості адаптивного керування у функції декількох параметрів, тобто здійснюється перехід до інтелектуальних систем керування нового покоління з гнучкими процедурами прийняття рішення, що дозволить подолати відомі труднощі, які мають місце при розробці автоматизованих систем, ідентифікувати і усунути вплив збурюючих чинників, наприклад, внаслідок зашламування затрубного простору свердловини при незадовільному очищенні вибою, обвалах, осипах

тощо. Основні принципові труднощі розробки алгоритмів керування режимом буріння зв'язані з тим, що: об'єкт керування є системою з невідомою, змінною в часі динамічною характеристикою; керуючі і збурюючі впливи передаються із запізнюванням через хвилеводи великої довжини, що вимагає використання прогнозуючих оцінок.

Врахування перелічених вище проблем, які виникають при моделюванні процесу буріння свердловин та зменшення їх впливу, дасть змогу удосконалити математичні моделі і методи ідентифікації процесу буріння для задач оптимізації керування в умовах невизначеності та дозволить створити робастну систему керування. З точки зору теорії адаптивних систем нетривіальність задачі, що розглядається, є у тому, що зовнішні збурення, які є апіорі невідомими функціями часу, належать до класу сигнальних невизначеностей, а не параметричних. Якщо методи адаптивної компенсації параметричних збурень добре розроблені, то методи компенсації сигнальних невизначеностей розроблені недостатньо.

5. Математична модель технологічного процесу буріння нафтових і газових свердловин

Найбільш важливою характеристикою процесу взаємодії долота з гірничою породою є залежність механічної швидкості буріння від осьової сили на долото і частоти обертання долота.

Питання автоматизації процесів керування бурінням нафтових і газових свердловин приводять до необхідності вивчення цих складних характеристик технологічного процесу буріння, який здійснюється за умов невизначеності під впливом стохастично-хаотичних збурень. Тому й моделям процесу буріння притаманна невизначеність, зумовлена, з одного боку, відсутністю точного опису процесів функціонування систем, а з іншого боку – неспроможністю оцінити стан систем абсолютно точно, що ускладнює й унеможливорює використання точних кількісних методів. Дійсно, скористатися математичними моделями, які розкривають основні закономірності впливу різних технологічних факторів на механічну швидкість буріння, не представляється можливим без проведення експериментального буріння з метою визначення конкретних цифрових значень коефіцієнтів моделі. Це викликано тим, що результати промислового буріння, які відображають сукупний вплив різних технологічних факторів на проходку одного долота і механічну швидкість, не дозволяють побудувати графіки залежностей механічної швидкості буріння від осьової сили на долото і частоти його обертання та визначити параметри моделі, які потрібні для корегування і оптимізації режимів буріння. Тому,

аналіз взаємозв'язків параметрів математичної моделі процесу буріння свердловин є важливим науковим та практичним завданням, яке дозволить синтезувати кібернетичну математичну модель. Синтез адекватних математичних моделей процесу буріння свердловин є актуальною задачею у зв'язку з інтенсивним впровадженням у галузі цифрових керуючих обчислювальних комплексів і нового типу доліт, які мають проходку декілька тисяч метрів на одне долото.

Невирішеною частиною загальної проблеми ідентифікації параметрів математичної моделі процесу буріння є встановлення взаємозв'язків параметрів математичної моделі технологічного процесу буріння нафтових і газових свердловин для ефективного і швидкого визначення збурень, що впливають на об'єкт керування.

У зв'язку з вище наведеним, проаналізуємо взаємозв'язки параметрів математичної моделі технологічного процесу буріння свердловин для ефективного і швидкого розв'язання задачі ідентифікації стохастично-хаотичних збурень, що впливають на об'єкт керування в процесі роботи долота на вибої свердловини.

Відомо, що процес формалізації процесу буріння свердловин має ряд специфічних особливостей, що дає підстави говорити про специфічну методологію його досліджень. До числа специфічних ознак слід віднести невідтворюваність, нестационарність, стохастичність процесу, його багатofакторність. Крім того, процес буріння є таким, що розвивається в часі. Все це викликає погану організацію внутрішньої структури об'єкта в розумінні нечіткого проявлення причинно-наслідкових відношень. Проте, процес буріння як об'єкт керування повинен бути формалізований у вигляді багатовимірної системи однонаправленого перетворення вхідних координат (керуючих впливів) U , вхідних контрольованих і неконтрольованих збурень f у реакції об'єкта X .

При заданій геолого-технічним нарядом конструкції колони на кожному з інтервалів, компоновці низу бурильної колони і вибраному типорозміру долота керуючими впливами, які визначають режим буріння, є осьова сила F на долото, частота його обертання n , продуктивність насосів Q і тиск бурового розчину на стояку. До збурень, які впливають на процес слід віднести фізико-механічні і абразивні властивості гірських порід, градієнт пластового тиску, тертя колони в свердловині, можливі ускладнення при бурінні (осипи і обвали, заклинювання, затяжки, каверно-жолобо-утворення, поглинання бурового розчину, звуження ствола). Вихідні реакції X об'єкта – це проходка h долота і величини, що характеризують технічний стан оснащення долота ε та опір його шарошок g .

Встановлення в математичній формі причинно-наслідкових зв'язків між вихідними реакціями об'єкта (змінними стану) X і вхідними величинами U та f є головним завданням формалізації технологічного процесу буріння. Аналітичний розв'язок поставленої задачі можливий лише при певних спрощеннях і припущеннях, а справедливість перенесення отриманої моделі на інший спосіб буріння та інший тип долота повинна бути підтверджена промисловими дослідженнями на діючих бурових установках.

Усі математичні моделі, що розроблялись, можна поділити на статичні і динамічні. Останні розроблялись з врахуванням динаміки зношення фрезерованого і штир'ювого оснащення та підшипникових опор бурових доліт. Класифікацію математичних моделей наведено на рис. 5.1. Вона доповнена додатковим класом моделей для сучасних бурових доліт типу РДС.



Рис. 5.1. Класифікація математичних моделей технологічного процесу буріння нафтових і газових свердловин

У більшості робіт статистичні математичні моделі одержані на базі промислових або стендових досліджень процесу буріння лише шарошковими долотами. Вони являють собою закономірності зміни початкової механічної швидкості V_0 , яка є функцією багатьох змінних

$$V_0 = \varphi(F, n, Q, q_1, q_2, \dots, q_n, A, \omega, H), \quad (5.1)$$

де: q_1, q_2, \dots, q_n – фізико-механічні властивості розбурюваних порід, бурового долота і бурового розчину; A, ω – амплітуда і частота коливань колони бурильних труб; H – глибина свердловини.

Проте, труднощі визначення в реальному часі міцності гірських порід на вибої свердловини, зносу бурового долота і властивостей бурового розчину змусили дослідників розглядати закономірність (5.1) при бурінні в однорідних

породах з незмінними властивостями та постійною витратою бурового розчину $Q = \text{const}$. При таких допущеннях початкова механічна швидкість дорівнює

$$V_0 = \varphi(F, n), \quad (5.2)$$

Відсутність в рівнянні (5.2) витрати бурового розчину компенсують обмеженнями знизу на швидкість витікання бурового розчину з насадок долота та на питому витрату розчину на одиницю площі вибою. Вводять також обмеження зверху на величину диференціального тиску і вважають, що витрата бурового розчину Q практично не впливає на початкову механічну швидкість V_0 .

У значній кількості випадків використовують наступну математичну модель

$$V_0 = k_1 F^{\alpha_1} n^{\beta_1}, \quad (5.3)$$

де k_1, α_1, β_1 – постійні для однорідних пачок порід коефіцієнти, що залежать від конструкції бурового долота та умов буріння і підлягають ідентифікації експериментально-аналітичними методами.

Проте, значення коефіцієнтів k_1, α_1, β_1 у всіх моделях різні, що пояснюється різними умовами проведення експериментів. Це означає, що статичні моделі придатні для використання лише в конкретних умовах експерименту з обмеженим діапазоном зміни параметрів режиму і не придатні для застосування в інших умовах.

Відомі статичні моделі малопараметричні, до яких входять такі невимірювані параметри як знос оснащення і підшипникових опор шарошкового бурового долота, розмірності у них, як правило, не співпадають. Тому, вони не можуть бути використані для вирішення задач керування.

Більш широкий клас – це динамічні моделі, до яких можна віднести статистичні і фізичні моделі. Останні враховують фізичні закономірності зношення оснащення і опор бурового долота за час його роботи t_p на вибої свердловини. Дійсно, в процесі буріння руйнується не тільки порода, але й зношуються оснащення і опори бурового долота. При буріння з $F = \text{const}$ та $n = \text{const}$ це призводить до зменшення механічної швидкості V_t в часі, тобто

$$V_t = \varphi(F, n, t_p). \quad (5.4)$$

Для шарошкових доліт середня величина проходки на одне долото за час його роботи t_p на родовищах України складає приблизно 40 м при бурінні м'яких з пропластками середніх за твердістю малоабразивних порід. Буріння здійснюється роторним і турбінним способами, а також електробурами; максимальне зусилля на долото становило 140 кН, мінімальне – 10 кН; частота обертання долота змінювалася в межах 40÷135 об/хв.

Для сучасних бурових доліт типу РДС іноземного і вітчизняного

виробництв показники їх роботи суттєво відрізняються (майже на 2 порядку) і проходка на одне долото перевищує 4000 м (табл. 5.1).

Таблиця 5.1 Показники роботи доліт типу РДС іноземного і вітчизняного виробництв

<i>Тип долота</i>	<i>Проходка на долото, м</i>	<i>Швидкість буріння, м/год</i>	<i>Стійкість, год.</i>
BC75PX Bicentric 8,375 inc	4474	13,3	
BC75PX Bicentric 8,75 inc	2310,7	24,2	
11 5/8 DS66H	4230	2,97	1442,5
РДС 149,2FD-353М-А34	1100	1,8	700
РДС 295,3FD-257М-А27М	1300	2,38	
РДС 293,0FD-388МН-А44	2000	4,35	

Конструкція доліт типу РДС забезпечує тривалий ресурс експлуатації і високі швидкості буріння за рахунок високої зносостійкості ріжучих елементів РДС-різців та відсутності підшипникової опори, що підвищує проходку долота і суттєво зменшує кількість спуско-підймальних операцій. Незначний вплив динаміки роботи долота на вибій і бурильну колону порівняно з шарошковими та висока зносостійкість різців колібруючої поверхні долота виключають необхідність проробки і калібрування стовбура свердловини перед спуском обсадної колони. Відсутність рухомих елементів в конструкції доліт виключає аварійні ситуації, які пов'язані з ними.

Сьогодні долота типу РДС застосовуються для буріння порід середніх за твердістю (аргіліти, доломіти, вапняки, пісковики, солі та ін.) і неабразивних, але даний тип доліт є надзвичайно перспективним для буріння також твердих порід. Співвідношення між обсягами буріння шарошковими долотами і долотами типу РДС наразі становлять приблизно 3:1 відповідно і найближчим часом може досягати 1:1. Середня величина проходки для шарошкових доліт іноземного і вітчизняного виробництва на родовищах України складає 38,4м, тобто майже на 2 порядку менше порівняно з проходкою на одне долото типу РДС.

Основними причинами підймання доліт типу РДС були 72% – досягнення проектної глибини, 19% – зміна компоновки бурильної колони, 3%

– проблеми в стволі свердловини, 3% – ремонт бурової установки, 3% – падіння швидкості проходки. Причинами падіння швидкості проходки, а отже основними характеристиками спрацювання доліт були: сколювання зубців (31%), поломка зубців (30%), зношення зубців (17%), відсутність спрацювання (19%), випадіння зубців (3%).

У зв'язку з відсутністю узагальненої формули, яка б охоплювала весь комплекс фізичних явищ, що мають місце в процесі буріння і пов'язані зі зношенням бурового долота та руйнуваннями породи, стан оснащення долота оцінюють опосередковано через зміну механічної швидкості буріння в часі

$$V_t = V_0 \cdot \varphi_3(t), \quad (5.5)$$

де V_0 – початкова механічна швидкість буріння; $\varphi_3(t)$ – функція зносу.

Такий підхід дозволяє уникнути використання в математичній моделі такого не вимірюваного показника як технічний стан оснащення долота. Узагальнена математична модель процесу буріння свердловини отримана із припущення, що осьова сила F на долото і частота обертання n - взаємно незалежні величини, витрата промивальної рідини Q постійна і є такою, що забезпечує повну очистку вибою свердловини від вибуреної породи; вся глибина свердловини розбита на інтервали буріння, всередині яких фізико-механічні властивості гірських порід постійні; буріння ведеться шарошковими долотами з фрезерованими призматичними зубцями.

6. Блок-схема алгоритму розробки системи автоматизації процесів керування об'єктами, що функціонують за умов невизначеності

Для автоматизації технологічних об'єктів, що функціонують за умов апріорної та поточної невизначеності щодо їх структури і параметрів, якими є деякі об'єкти нафтової і газової промисловості, наприклад, установки для буріння нафтових і газових свердловин роторним способом, електробурами або турбобурами на суходолі і на акваторії Чорного і Азовського морів та ін., найбільш сприятливим є застосування принципів фаззи-логіки. Ця задача є актуальною у зв'язку з широким впровадженням в галузі комп'ютерно-інтегрованих технологій.

Проте, аналіз показує недостатній об'єм проведених досліджень у цьому напрямку, зокрема в напрямку розробки алгоритмів синтезу систем з фаззи-контролерами. Тому доцільним є синтез алгоритму процесу розробки системи автоматизації процесів керування об'єктами, що функціонують за умов апріорної та поточної невизначеності.

Відомо, що основними етапами розробки системи автоматизації такого класу на базі фаззи-контролерів є наступні:

- формалізація поставленої задачі: встановлення функціональної структури системи, вхідних та вихідних величин, вхідних та вихідних фільтрів; складання лінгвістичного опису з конкретними фізичними значеннями параметрів;
- встановлення алгоритмічних ступенів свободи: агрегація, імплікація, акумуляція, вибір методу дефазифікації;
- встановлення параметричних ступенів свободи: можливих діапазонів зміни вхідних та вихідних величин, форми та параметрів функцій належності, фаззі-правил;
- моделювання і оптимізація розробленої системи в режимі *off-line*: інтерактивний аналіз поведінки фаззі-системи за допомогою програмної моделі об'єкта керування або з використанням заздалегіть підготовлених промислових даних;
- оптимізація фаззі-системи в режимі *on-line*: під'єднання створеної системи контролю або керування до реального об'єкта і оптимізація різних компонентів системи в реальних умовах;
- реалізація розробленої системи на об'єкті.

Крім цього, розрахунок і проектування автоматичної системи керування передбачає виконання таких етапів:

- аналіз об'єкта керування з метою встановлення основних вимог до системи автоматичного керування. На цьому етапі встановлюється клас системи (лінійна, нелінійна, дискретна), закон зміни керованої величини, характер передачі сигналів (неперервні, дискретні), визначається допустимий діапазон зміни керованої величини і основні вимоги до якості перехідного процесу і до системи керування в цілому;
- апроксимація заданого об'єкта керування і визначення його функції передачі (математичної моделі);
- вибір елементів системи, розробка функціональної структури автоматичної системи керування;
- розрахунок оптимальних параметрів налаштування регуляторів;
- перевірка структурної стійкості замкненої системи; синтез оптимального керуючого пристрою;
- аналіз стійкості системи; побудова графіка перехідного процесу і оцінка якості автоматичної системи керування.

Сукупність всіх названих етапів покладена в основу створення блок-схеми алгоритму (рис. 6.1) розробки системи автоматизації процесів керування об'єктами, що функціонують за умов апіорної та поточної невизначеності.

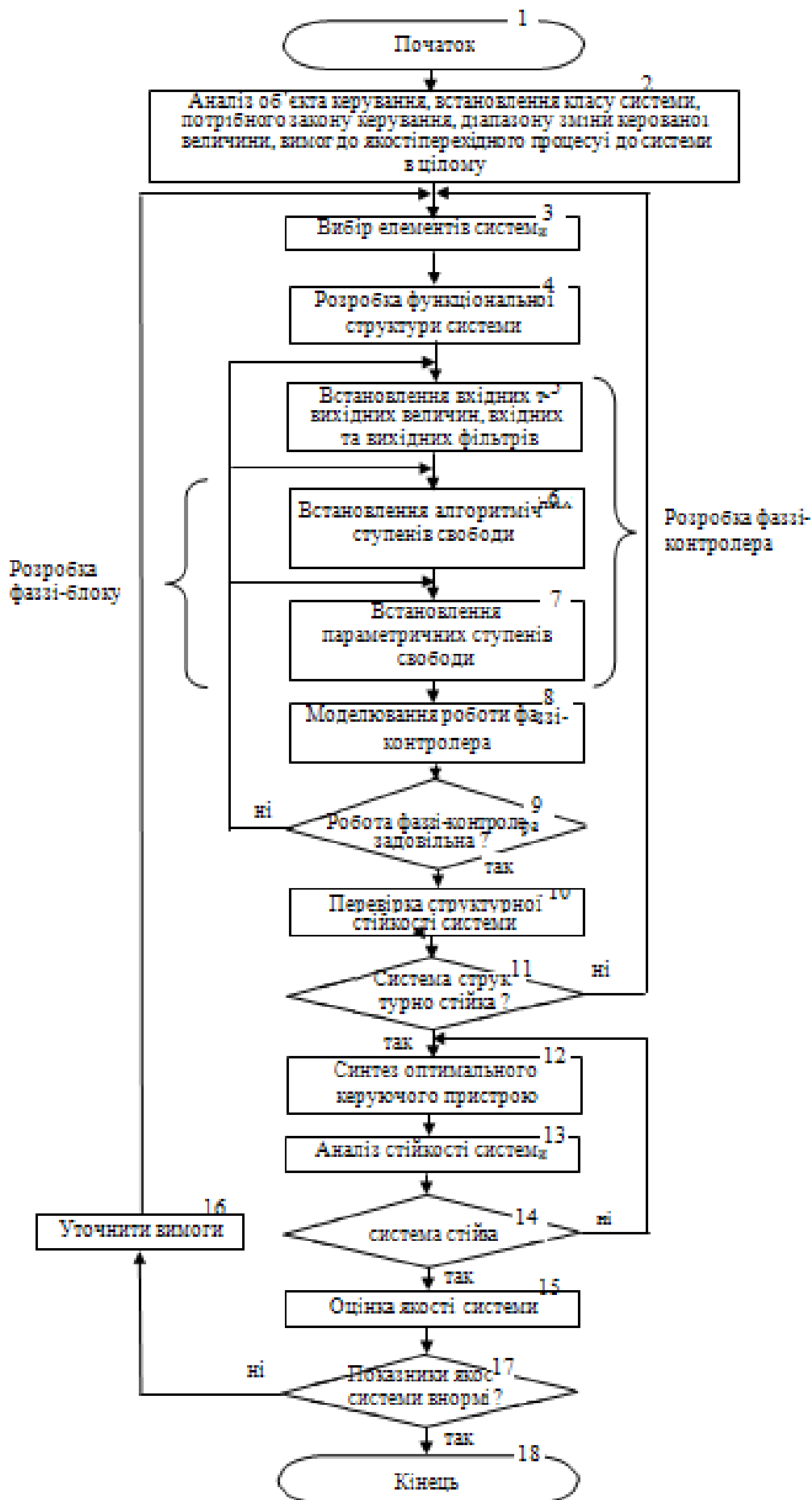


Рис. 6.1. Блок-схема алгоритму розробки системи автоматизації

Запропонований алгоритм розробки системи автоматизації процесів керування об'єктами, що функціонують за умов апріорної та поточної невизначеності, на відміну від алгоритму створення звичайних систем керування, містить алгоритм розробки фаззі-контролера, що дозволяє розробити проект фаззі-системи автоматизації процесів керування складними об'єктами, наприклад, процесом буріння нафтових і газових свердловин.

7. Структура фаззі-контролера для системи автоматизації процесів буріння

Процес буріння відносяться до класу погано вивчених нелінійних динамічних об'єктів. Задача керування такими об'єктами, що функціонують за умов апріорної та поточної невизначеності щодо їх структури та параметрів і перебувають під впливом зовнішніх завад, є актуальною для галузі. Проте, аналіз показує недостатній об'єм проведених досліджень в напрямку створення систем автоматизації процесів керування на базі апарату обчислювального інтелекту. Проблема ускладнюється тим, що тип нелінійності об'єкта апріорі невідомий і її характер може змінюватися з часом. Збурення також мають не традиційний стохастичний характер з елементами хаосу. У цьому випадку прийнятним математичним апаратом є теорія нечітких множин і нечіткої логіки. Простота і невисока вартість розробки фаззі-систем контролю і керування сприяє широкому застосуванню цієї технології в автоматизації процесів керування об'єктами нафтової і газової промисловості.

Принципи нечіткої логіки є методами системного підходу і базуються на інтуїції та досвіді експертів, використовуючи елементи повсякденної мови для опису поведінки систем контролю або керування. Оскільки при проектуванні систем, що базуються на фаззі-логіці, розробляється спеціальний фаззі-проект, проаналізуємо структуру фаззі-контролера як керуючого пристрою з нечітким алгоритмом.

Фаззі-проект системи керування або контролю складається з окремих об'єктів. З позицій програмування об'єкт містить у пам'яті дані і функції. Дані є інформацією, а функції – операціями, що працюють з цими даними. Потоки даних проходять відповідну обробку в пристрої з нечітким алгоритмом, як це зображено на рис. 7.1.

Інформація, яка поступає на вхід фаззі-контролера, перетворюється таким чином, щоб завдання лінгвістичних змінних дозволяло визначити правило керування і лінгвістичну змінну, яка відповідає вихідній величині фаззі-контролера.

Інформаційна обробка вхідної інформації здійснюється фаззі-блоком і складається з наступних основних процедур: фазифікації, інференції і

дефазифікації.

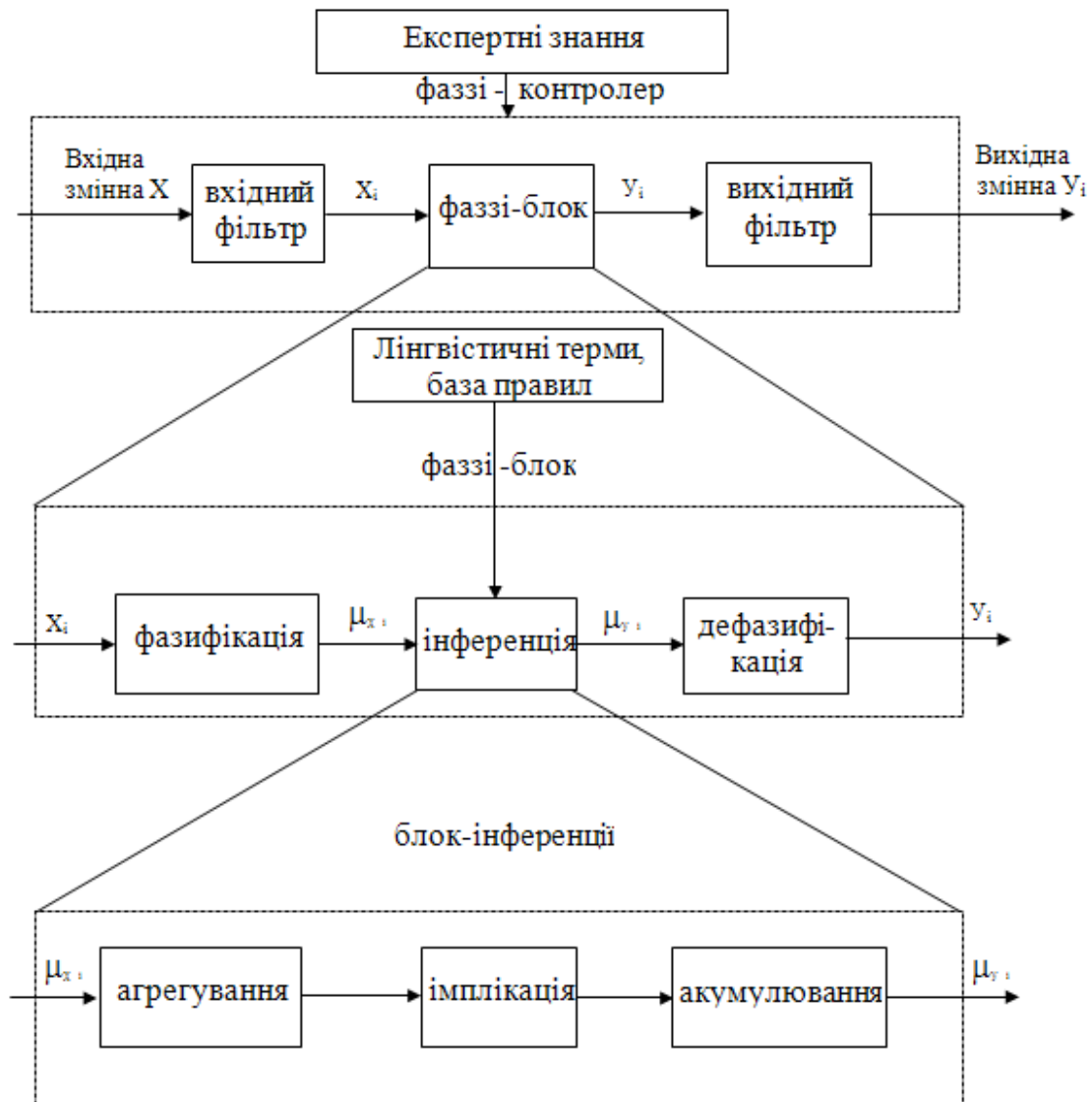


Рис. 7.1. Структура і компоненти фаззі-контролера

На початку проектування фаззі-контролера здійснюється вибір вимірюваних величин та вхідних змінних фаззі-контролера, а також визначення його вихідних змінних. На цьому етапі можуть бути встановлені вхідні і вихідні фільтри, які слугують для узгодження параметрів об'єкта керування з параметрами фаззі-блока. Ця процедура є обов'язковою при застосуванні нормованих фаззі-блоків, оскільки, у цьому випадку необхідно узгодити величини системи керування із вхідними та вихідними змінними фаззі-блоку, які змінюються в одиничному інтервалі (наприклад, $[-1, 1]$ або $[1, 100]$).

Використання нормованих фаззі-блоків дозволяє використовувати їх в різних системах керування, змінюються лише масштабні коефіцієнти вхідних та вихідних фільтрів, які мають такеж важливе значення як і коефіцієнти передачі в класичних регуляторах.

Вхідні та вихідні фільтри можуть складатися із статичних елементів

(суматорів, підсилювачів) або із динамічних компонентів таких як інтегруючі та диференціюючі ланки. Визначення основних властивостей фаззі-блоку здійснюється на етапі встановлення алгоритмічних ступенів свободи. Враховується, що як керуючі сигнали можуть бути використані лише однозначні величини. Тому створена в процесі інформації фаззі-множина не може бути використана як керувальний вплив для керованого об'єкта і потрібна дефазифікація отриманого результату. Метою дефазифікації є перетворення лінгвістичних значень на виході фаззі-блоку у неперервний сигнал на виході.

Задача дефазифікації є зворотною по відношенню до задачі фазифікації. Проте перевірка діапазонів в цьому випадку не потрібна. Маючи нечіткі діапазони, лишається отримати зрозумілий для комп'ютера і користувача чіткий результат.

Обчислення змінної y_i на виході фаззі-блоку здійснюється для кожної вхідної змінної, для якої функція належності $\mu_{x_i} > 0$. Значення величини y_i може бути розраховано, наприклад, з використанням методу «центра ваги» (метод Мамдані) композиції «максимум–мінімум». Інші поширені підходи – метод медіани, тобто використання середнього значення функції належності, метод ваги (максимального значення функцій належності) та ін. Конкретний вибір методу дефазифікації здійснюється залежно від бажаної поведінки нечіткої експертної системи, оскільки метод дефазифікації визначає сталість фаззі-блоку та його швидкодію. Відзначимо, що із усіх методів, (а їх запропоновано більше ста) найбільш придатним вважається метод «центра ваги» композиції «максимум–мінімум».

Проте, центральним етапом у проектуванні фаззі-контролера є встановлення параметричних ступенів свободи. Він містить три стадії:

1. На основі попередньо визначених властивостей керованого об'єкта та масштабних коефіцієнтів вхідного і вихідного фільтрів визначаються можливі інтервали зміни вхідних і вихідних величин.

2. Для всіх лінгвістичних змінних встановлюються лінгвістичні терми та їх функції належності. У більшості випадків для кожного терма використовуються функції належності у вигляді трикутника. Проте, в ряді випадків використовують трапецієдальні і інші функції належності.

Перевагою трикутної форми є простота обчислень значень функції належності, недоліком є порушення неперервності похідної у точці максимуму. Оскільки частіше фазифікуються аналогові сигнали, тому експерти готують дані так, щоб проявлялися ознаки, які можна було б оцінити, тобто з нечітких величин отримати нечіткі діапазони. Що стосується даних, то нечіткі діапазони містять невизначеність і визначені лише ознаки, що оцінюються.

Визначені таким чином нечіткі діапазони є даними фазифікації. Вони

йдуть на логічну обробку – інференцію.

Отже, головними задачами фазифікації є перевірка нечітких діапазонів на припустимість, відображення контрольованих величин у вигляді нечітких діапазонів і представлення отриманих результатів для інформації (агрегування, імплікації, акумулювання), тобто логічної обробки.

3. Третім кроком є складання бази правил. Правила містять знання експертів про те, що треба роботи, якщо стала справедливою одна з властивостей, сформульованих при фазифікації. Правила регулюють взаємозв'язки даних фазифікації з даними логічної обробки і являють собою чіткі висловлювання. Операції “ЯКЩО (антецедент, умова) ТО (консеквент, дія)” працюють з нечіткими даними, тому, хоча правила і є чіткими, результат можна отримати тільки нечіткий.

Проте, для складання бази правил не існує жодного систематизованого алгоритму. Тому цей етап проектування фаззі-регулятора не має такої загальноприйнятої систематики, як при проектуванні класичних П, І, ПІ, ПІД-регуляторів. Це ускладнює процес проектування системи керування і тому, як наслідок, трапляються випадки, коли різні настройки фаззі-блоку зумовлюють майже ідентичні його передавальні властивості.

Разом з тим є підхід до проектування бази правил, який базується на стандартній базі правил, наприклад, яку запропонував Mac Vicar-Whelan. Залежно від завдань, які ставляться перед експертною системою, існує багато модифікацій бази правил Mac Vicara-Whelana, які здійснюються шляхом відповідних модифікацій лінгвістичних термів. База правил Mac Vicar-Whelan, дозволяє як шаблонна база правил для конструкції великої кількості спеціальних баз правил створювати нові правила шляхом виключення модифікації або додавання нових правил керування.

Отже, системи з фаззі-регулятором на відміну від систем з класичним ПІД-регулятором є більш робастними по відношенню до зміни параметрів об'єкта керування, які відбуваються в процесі його роботи.

8. Автоматизований контроль витрат енергії на засадах нечіткої логіки

За умов дефіциту енергоресурсів в державі нафтогазовидобувна промисловість потребує нових енергоощадних технологій. Актуальність цього питання підтверджує і той факт, що, наприклад, на буріння одного метра свердловини глибиною 2000м наразі витрачається приблизно 2000-2500 кВт·годин енергії. Тобто головною складовою собівартості буріння 1 м породи є витрати енергії на 1 м проходки свердловин. Для управління витратами енергії потрібні відповідні засоби контролю, які можна було б застосувати при

бурінні свердловин установками як з електричним, так і дизельним приводами роторного механізму.

Проте, аналіз літературних джерел показує, що в цьому напрямку проведено недостатньо досліджень. Насамперед, недостатньо досліджені питання:

- вибору і обґрунтування таких критеріїв автоматизації процесу поглиблення свердловин, які були б функціоналами поточного стану об'єкта керування;
- застосування сучасних мікропроцесорних пристроїв контролю за витратами енергоресурсів;
- розробки засобів автоматизації технологічних процесів, які дають змогу досягти покращення показників продуктивності технологічного процесу; забезпечення керування технологічним процесом на основі поточної інформації про його техніко-економічні показники – питомі витрати енергії та собівартість одного метра свердловини.

Ці фактори водночас впливають на надійність керування процесом буріння, а також на собівартість видобутку вуглеводнів.

Тому актуальним науково-практичним завданням є розробка методів і приладів контролю питомих витрат енергії з позицій системного підходу до побудови системи управління процесом формування витрат енергії на буріння нафтових і газових свердловин.

Ця задача розв'язується в двох напрямках:

- для бурових установок з електричним приводом (потужність встановлених двигунів до 1000 кВт і більше);
- для бурових установок з дизельним приводом.

Що стосується першого напрямку, то для контролю питомих витрат електроенергії можуть бути використані прилади загальнопромислового призначення. Прикладом можуть бути вимірювальні прилади типу POWERLOGIC Power Meter, Class 3020 з мікропроцесорними пристроями для вимірювання таких електричних параметрів як струм, напруга, потужність, енергія. Прилад забезпечує вимірювання біля 40 параметрів з максимальною похибкою $0,25 \div 0,5\%$.

Другим прикладом може бути прилад типу POWERLOGIC Circuit Monitor, Class 3020, який вимірює потужність і енергію з максимальною похибкою 0,2 для струму і напруги і 0,4 для потужності і енергії.

Коли йде мова про контроль питомих витрат енергії на буріння свердловини буровими установками, то перш за все виникає питання створення інформаційної моделі контролю. Розв'язання цієї задачі ускладнюється тим, що контроль питомих витрат енергії в цьому випадку відбувається за умов

апріорної та поточної невизначеності на об'єкті, що розвивається в часі по мірі поглиблення свердловини.

9. Система автоматичного керування технологічним процесом поглиблення нафтових і газових свердловин

Особливістю технологічних процесів нафтогазової галузі промисловості як об'єктів керування є те, що багато з них є погано визначеними нелінійними динамічними стохастично-хаотичними об'єктами, що функціонують за умов апріорної та поточної невизначеності щодо структури та параметрів і перебувають під впливом зовнішніх завад. Для управління ними методи класичної теорії автоматичного керування і теорії адаптивних систем найчастіше виявляються неефективними, оскільки ґрунтуються головним чином на припущенні про лінійність об'єкта. Крім того, визначення оптимальних параметрів налаштування регуляторів таких систем суттєво ускладнено за відсутності повної інформації про діючі на об'єкт параметричні і координатні збурення та складністю аналітичного розв'язку задачі параметричного синтезу.

У зв'язку з цим для розв'язання задач автоматичного керування погано визначеними нелінійними об'єктами все більш широке застосування знаходять методи, що ґрунтуються на апараті обчислювального інтелекту: нечітка логіка, штучні нейронні мережі, генетичні алгоритми, тощо.

Проте, як показує аналіз, наявні результати мають локальний характер. Проблема стосовно автоматизації процесів керування поглибленням свердловин ускладнюється ще й тим, що характер нелінійності об'єкта змінюється з часом і з глибиною свердловин. Збурення також мають нетрадиційний стохастичний характер з наявністю хаотичних і квазі-періодичних сигналів. У цьому випадку прийнятним математичним апаратом є нечітка логіка.

Характерною особливістю процесу заглиблення свердловин є те, що на теперішній час відсутні серійні прилади для вимірювання режимних параметрів безпосередньо на вибої свердловини (що значною мірою і зумовлює унікальність процесу поглиблення свердловин). Це призводить до необхідності використовувати природні канали зв'язку (колону бурильних труб, стовп промивальної рідини) і оцінювати режимні параметри за показами наземних приладів. Дослідження, проведені вітчизняними і зарубіжними авторами, засвідчили, що природні канали зв'язку у свердловині породжують адитивні шуми, які в загальному випадку є нестационарними.

Записавши осьову силу F на бурове долото, можна виявити

нестационарність випадкового процесу $F(t)$ за математичним сподіванням, дисперсією і інтервалом кореляції як за глибиною свердловини, так і в межах одного довшання. Проте, завжди є можливість виявити такі ділянки запису осьової сили на долото, де функція $F(t)$ є стаціонарним випадковим процесом, який володіє властивостями ергодичності. При ручній подачі долота дисперсія $F(t)$ може досягати значень порядку 39 кН^2 , а при автоматичній подачі – порядку $4,5 \text{ кН}^2$.

Аналіз записів швидкості обертання долота $n_d(t)$ на діаграмній стрічці доводить, що при роторному бурінні і бурінні електробурами величина швидкості обертання долота має незначну дисперсію, і її значення зумовлене переважно похибками вимірювання і зміною умов роботи долота на вибої свердловини, а також тертям колони об стінки свердловини (для роторного буріння).

Синтез оптимальних систем керування технологічними процесами в нафтогазовидобувній промисловості є актуальною науково-практичною задачею у зв'язку з інтенсивним впровадженням на об'єктах галузі систем автоматизації процесів керування і комп'ютерно-інтегрованих технологій.

Ця задача ускладнюється тим, що практично всі об'єкти галузі функціонують під впливом завад за умов апріорної та поточної невизначеності щодо структури об'єкта і його параметрів.

Детерміновані і стохастичні методи, які застосовуються для їх автоматизації, не дають належного результату, тому виникає необхідність пошуку нових сучасних методів автоматизації, інтелектуальних технологій управління на базі штучних нейронних мереж, нечіткої логіки, генетичних алгоритмів, тощо.

Відомо, що генетичні алгоритми використовуються для розробки програмного забезпечення в системах штучного інтелекту, оптимізації, штучних нейронних мережах (ШНМ) та інших галузях знань.

10. Математична модель трьохшарошкового долота як ланки системи автоматичного керування

Визначення функції передачі бурового долота як динамічної ланки автоматичної системи керування процесом поглиблення нафтових і газових свердловин, є актуальною науково-практичною задачею у зв'язку з створенням останнім часом глибинних пристроїв контролю швидкості обертання долот і, як наслідок, замкнутих систем автоматичного регулювання, в яких долото є елементом цих систем. При цьому слід врахувати, що ефективність процесу буріння свердловин залежить від енергії, яка підводиться до бурового долота.

Проте, аналіз показує недостатній об'єм проведених досліджень в напрямку визначення статичних і динамічних властивостей бурових доліт як елементів систем автоматичного керування.

Тому доцільним є визначення функції передачі бурового долота як елемента системи автоматичного керування на основі енергетичного підходу.

На початку скористаємось очевидним твердженням, що енергія W_3 , яка підводиться із зовні до бурового долота, дорівнює сумі витрат енергії на руйнування гірської породи на вибої свердловини W_1 , на просування бурильного інструменту W_2 і тепло W_T за рахунок сил тертя при розтиранні породи, тобто:

$$W_3 = W_1 + W_2 + W_T. \quad (10.1)$$

Що стосується потужності N , яка витрачається на поглиблення вибою свердловини, то вона дорівнює сумі двох потужностей: N_1 – потужності, яка витрачається на обертання долота; N_2 – потужності, яка витрачається на поглиблення вибою свердловини. Частка потужності N_1 в залежності від конструкції долота і його технічного стану, а також фізико-механічних і абразивних властивостей гірської породи, витрачається на подолання сил тертя і перетирання сколотих шматків породи, якщо вони не відразу були винесені із свердловини, або потрапили знов в зону дії долота. Ця частка енергії перетворюється в тепло, а решта витрачається на механічну роботу на руйнування гірської породи на вибої свердловини.

При бурінні гірських порід з різними фізико-механічними і абразивними властивостями долотами різних типорозмірів при різних, але постійних під час експерименту параметрах режимів буріння, механічна швидкість буріння $V(t)$ у більшості випадків зменшується внаслідок зношування фрезерованого оснащення доліт за гіперболічним законом.

При бурінні долотами з твердосплавним і алмазним оснащенням і постійних параметрах режиму механічна швидкість буріння практично не змінюється в часі, оскільки абразивне зношення твердосплавних зубців і алмазів незначне. Зміни механічної швидкості буріння спостерігались тільки тоді, коли починалось викришування або випадання зубців, що приводить до зниження породоруйнівної властивості оснащення долота.

Отже, з урахуванням прийнятих припущень алгоритмічну структуру бурового долота як динамічної ланки системи автоматичного регулювання параметрів режиму буріння, можна представити у вигляді послідовно з'єднаних нелінійного елемента і ідеальної інтегруючої ланки, тобто у вигляді нечіткої системи Гаммерштейна. Це дозволяє використати передавальну функцію бурового долота як елемент системи автоматичного контролю і керування процесом поглиблення нафтових і газових свердловин.

Аналіз похибок вимірювання проходки є актуальною науково-прикладною задачею у зв'язку з тим, що інформація про проходку долота і про усереднене значення механічної швидкості проходки, яка визначається за величиною подачі бурильного інструменту, широко використовується при управлінні процесом буріння нафтових і газових свердловин, а також розрахунках техніко-економічних показників процесу. Після опрацювання інформації про подачу бурильного інструменту можуть бути отримані такі показники ефективності процесу заглиблення свердловини, як проходка на долото; рейсова швидкість буріння; проходка за певний інтервал часу; час або енергія, що витрачається на проходку певної величини; собівартість метра проходки; проходка за вахту (за добу, за місяць, за рік) та ін. Перераховані показники є інтегральними величинами, які отримують вимірюванням подачі бурильного інструменту або часу, що витрачається на проходку певної величини. При визначенні проходки як інтегральної величини вдається значно знизити вплив різного типу завод, які сильно викривляють інформацію про миттєві значення механічної швидкості буріння. Ці завади пов'язані з тертям колони бурильних труб до стінки свердловини, нерівномірністю подачі бурильного інструменту, вібраціями, деформацією елементів спуско-підіймального механізму, деформацією бурильної колони тощо. Головними джерелами похибок вимірювання проходки є деформація колони бурильних труб і елементів спуско-підіймального механізму.

Подальший розвиток отримав метод аналізу впливу деформації колони бурильних труб на абсолютну похибку вимірювання проходки долота в процесі поглиблення нафтових і газових свердловин, що на відміну від існуючих методів, які не враховують вплив температури на похибку вимірювання, дає змогу враховувати реальні залежності деформації колони бурильних труб від температури, які спостерігаються при бурінні свердловини, що підвищує достовірність і точність отриманих результатів вимірювання проходки. Отримані результати можуть бути рекомендовані для розрахунків похибок вимірювання проходки долота на базі переміщення верхнього кінця колони бурильних труб з урахуванням коливань температури в регіоні. При проектуванні пристроїв, що контролюють проходку долота, слід здійснювати корекцію температурної похибки.

Ідентифікація хаотичної поведінки об'єктів керування, що функціонують за умов апіорної та поточної невизначеності щодо їхньої структури та параметрів, є важливим науково-прикладним завданням для нафтогазовидобувної галузі промисловості, зокрема для керування процесом буріння свердловин і розробки нафтових і газових родовищ. Це обумовлено тим, що ці об'єкти керування відносяться до класу погано визначених об'єктів,

що розвиваються в часі і мають нелінійні статичні та динамічні характеристики. Вони не достатньо точно описуються за допомогою традиційних математичних моделей, прийятних в теорії ідентифікації. Проблема ідентифікації ускладнюється тим, що тип нелінійності об'єкта апіорі невідомий, її характер може змінюватися з часом, об'єкт розвивається в часі, змінює свою структуру, можливе виникнення коливних режимів, а також дивних атракторів. Збурення також мають стохастичний характер. У цьому випадку прийнятним математичним апаратом є теорія синергетичних моделей у вигляді систем нелінійних звичайних диференційних рівнянь, а також теорія нейродинаміки, в основі якої лежать методи теорії штучних нейронних мереж, фракталів і хаосу.

Геологічні розрізи площ, що розбурюються, характеризуються високою неоднорідністю. Окрім цього, в окремих стратегічних підрозділах і складках пластові тиски змінюються від аномально низьких до аномально високих, що вимагає застосування бурових розчинів різної густини.

Великі кути падіння пластів (від 5° до 8° до 70° до 90°), суттєві тектонічні порушення сприяють інтенсивному викривленню свердловини. Найбільше відхилення вибою свердловини від гирла свердловини досягає 300-350 м. Висока абразивність і міцність гірських порід є однією із причин викривлення стовбурів свердловин і відхилення їх вибоїв від заданих координат. Окрім цього, коливання колони бурильних труб викликані роботою долота, переходом його із однієї породи в іншу, прихопленнями колони бурильних труб сприяють тому, що колона бурильних труб працює, головним чином, у динамічному режимі. Це може викликати різкі і часто небезпечні коливання частоти обертання і крутного моменту, які створюють у даній системі аварійні ситуації – поломку колони бурильних труб та вихід з ладу усієї бурової установки.

Динамічну стійкість поглиблення свердловин поряд з включенням в компоновку низу бурильної колони наддолотного бурового амортизатора, можна забезпечити регулюванням параметрів режиму буріння, зокрема, осьового навантаження F на долото. Цьому питанню приділяється достатньо уваги у вітчизняній і зарубіжній технічній літературі. Запропоновано багато моделей вибору осьового навантаження на долото. Проте, враховуючи складність об'єкта керування, а також те, що осьове навантаження передається на вибій свердловини не повністю, оскільки частка навантаження втрачається на подолання сил опору, запропоновано моделі цього процесу розглядати як феноменологічні моделі, що створені на основі холістичного підходу. Це дає змогу збільшити глибину прогнозів у цій галузі знань.

Факторами, які обмежують процес буріння можуть слугувати особливості фізико-механічних і абразивних властивостей гірських порід, глибина

залягання, аномальні пластові тиску, поглинання бурового розчину та ін.

Вибір конкретного типу інформаційної моделі повинен ґрунтуватись на апріорних даних про свердловини, які побудовані на даному родовищі. Запропонована методика дозволяє на основі даних системи контролю і управління процесом буріння свердловин оперативно уточнювати значення параметрів моделі по мірі поглиблення свердловини і визначити величину осьового навантаження на долото. Це дасть змогу забезпечити стійкий динамічний режим поглиблення свердловин.

Список використаних джерел

1. Семенцова А.О. Автоматизований електропривід: [навч. посібник] / А.О.Семенцова. – Івано-Франківськ: Факел, 2001. – 174 с.
2. Семенцов Г.Н. Фаззі-логіка в системах керування: [навч. посібник] / Г.Н.Семенцов, І.І.Чигур, М.В.Шавранський, В.С.Борин. – ІФНТУНГ: Факел, 2002. – 85 с.
3. Семенцов Г.Н. Основи моніторингу технологічних об'єктів нафтогазової галузі: [навчальний посібник] / Г.Н. Семенцов, М.М.Дранчук, О.В. Гутак, Я.Р. Когуч, М.І. Когутяк, Я.В. Куровець.– Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010. – 808 с.
4. Семенцов Г.Н. Теорія автоматичного керування: [навч. посібник] / Г.Н.Семенцов – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 1999. – 611 с.
5. Семенцов Г.Н. Автоматизація процесу буріння / Г.Н Семенцов. – Івано-Франківськ: Факел, 1997. – 300 с.
6. Довідник з нафтогазової справи / За ред. В.С, Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
7. Дудля М.А., Карпенко В.М., Гриняк О.А., Цзян Гошен. Автоматизація процесу буріння. Монографія. Д.: НГУ. 2005. – 206 с.
8. Методичні вказівки до практичних занять з дисципліни «Автоматизація технологічних процесів у нафтогазовій галузі» для студентів спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Упоряд.: А.О. Ігнатов. – Д.: НТУ «Дніпровська політехніка», 2018. – 20 с.
9. Основи нафтогазової інженерії / Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г.; НТУ «ХП», ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
10. William C. Lyons (2010). Drilling Equipment and Operations. Published by Elsevier Inc.