

Література

- 1 Вершинин И.М. К соотношению окружной, относительной и абсолютной скоростей в лопастных насосах // Изв.вузов СССР: Энергетика. – 1991. – №3. – С. 117-118.
- 2 Бессонов Л.А. Теоретические основы электротехники. – М.: Высшая школа, 1975. – 749 с.
- 3 Paynter H. M. Analysis and Design of Engineering Systems. – Cambridge, MA.: M.I.T. Press, 1961. – 268 p.
- 4 Paynter H. M. The Dynamics and Control of Eulerian Turbomachines // Journal of Dynamic Systems Measurement, and Control. – 1972. – Vol.6. – P. 198-205.
- 5 Ratliff R. Modeling of vertical centrifugal pumps for failure analysis and redesign: Thesis Master of Science in Engineering. – Austin: The University of Texas at Austin, 1993. – 158 p.
- 6 Костишин В.С. Моделирование режимов работы відцентрових насосів на основі електрогидравлічної аналогії. – Івано-Франківськ: Факел, 2000. – 164 с.
- 7 Blondel A. Complement a la theorie des alternateurs a deux reactions // R.G.E. – 1922. – Vol.12. – P. 203-235.
- 8 Park R. Two-Reaction Theory of Synchronous Machines – Generalised Method of Analysis, Part 1. – AIEE Trans., 1929. – p. 712; Part 2, AIEE Trans., 1933. – p. 352.
- 9 Горев А.А. Переходные процессы синхронных машин. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1950. – 133 с.
- 10 Breedveld P.C. Bond Graph-Physicals systems modeling: Fundamental concept. – Netherlands: University of Twente, 2003. – 92 p.
- 11 ГОСТ 6134-87 Насосы динамические. Методы испытаний.

УДК 681.3:622.276

ОСОБЛИВОСТІ ВИБОРУ ПАРАМЕТРІВ ДИСКРЕТИЗАЦІЇ І КВАНТУВАННЯ ІНФОРМАЦІЇ В ІНФОРМАЦІЙНИХ СИСТЕМАХ БУРІННЯ

Г.І.Левицька, А.Ю.Левицький, Г.Я.Ширмовський, Н.Г.Ширмовська

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 49358
e-mail: publik@nung.edu.ua

Предложено решение задачи отбора диапазона квантирования по уровню технологических параметров процесса бурения. Предложено обоснование времени формирования кода информационного состояния процесса бурения, что базируется на соблюдении ряда системных требований, а также условий неадаптивности и параллельности процедур отбора информации на буровой позволяют рекомендовать оптимальный интервал времени формирования кода идентификации информационного состояния технологического процесса бурения равным 2.3 с.

Solution of task of selection range of quantum on the level of technological parameters of drilling process is offered in the article. The ground of time of code forming of the informative state of the drilling process, that is based on observance of some system requirements, and also terms of non-adaptiveness and parallelism procedures of selection the information on chisel to recommend an optimum interval of time of forming the shot of identification the informative technological process of drilling equal 2.3 s. is described.

Основою для аналізу метрології дискретизації і квантування інформації в інформаційних системах буріння (ІСБ) служить методика і методологічні прийоми формування повідомлень для квазістаціонарних джерел інформації [1].

Дослідження кореляційних і структурних функцій технологічних параметрів буріння при різних інформаційних станах бурової установки для різних регіонів показують значний рівень не стаціонарності статистичних характеристик [2]. Тому відомі методи вибору кроку дискретизації недостатньо ефективні для обґрунтування параметрів дискретизації в конкретних умовах, тому що засновані на моделях стаціонарного випадкового процесу.

Обґрунтування вибору параметрів дискретизації і квантування інформації є одним із

складних і трудомістких теоретико-алгоритмічних завдань. Методологічно для вибору параметрів дискретизації та квантування квазістаціонарних процесів вибирається заздалегідь завищений крок дискретизації. Це, в середньому, на порядок вище інтервалу кореляції найбільш динамічних параметрів при похибці вимірювання 1%, що також на порядок підвищує необхідну точність при статистичних розрахунках [3].

В таблиці 1 подається інформація про діапазон зміни технологічних процесів буріння, отриманих в реальному масштабі часу; максимальний розмір, необхідний при їх цифровому відображенні, а також допустима похибка вимірювання.

Таблиця 1 – Діапазон зміни та допустима похибка виміру технологічних параметрів буріння

№ з/п	Назва показників	Індикація	Максимальний розмір	Похибка вимірювань
1	Навантаження на гак(вага інструменту)	0-250	999	0.1
2	Навантаження на долото	40-0-10	999	0.1
3	Момент на роторі (ключі)	0-60	999	0.1
4	Розхід на вході, $Q_{вх}$	0-100	99	1.0
5	Розхід на виході, $Q_{вих}$	0-100	99	1.0
6	Тиск на маніфольді	0-400	999	0.1
7	Число подвійних ходів (1-ий насос), N_1	0-150	999	0.1
8	Число подвійних ходів (2-ий насос), N_2	0-150	999	0.1
9	Рівень (1-а ємність), H_1	40-200	999	0.1
10	Рівень (2-а ємність), H_2	4-200	999	0.1
11	Густина на вході, $\rho_{вх}$	0-260	999	0.1
12	Густина на виході, $\rho_{вих}$	0-260	999	0.1
13	Температура на вході, $t_{вх}$	0-100	99	1.0
14	Температура на виході, $t_{вих}$	0-100	99	1.0
15	Вмістиме газу, W	0-100	99	1.0
16	Оберти ротора, n	0-300	999	0.1
17	Проходка	0-200	99	1.0
18	Глибина свердловини	0-9000	9999	0.01
19	Механічна швидкість	0-100	99	1.0
20	Загальне число обертів ротора	0-10000	9999	0.01
21	Число циклів роботи талевого канату	0-1000	999	0.1
22	Диференційний розхід	0-100	99	1.0

Розв'язок задачі вибору діапазону квантування за рівнем технологічних параметрів процесу буріння пов'язано з необхідністю, що задовольняє системним вимогам:

– забезпечення метрологічної відповідності діапазону квантування кожного параметру з класом точності первинного перетворювача комплексу контролю процесу буріння;

– облік параметрів, які застосовуються для обробки даних на буровій установці;

– облік способу кодування і представлення результатів вимірювання у цифровому вигляді персоналу бурової;

– облік способу представлення кодів для реєстрації даних на ПЕОМ;

– облік параметрів процедур обробки інформації в реальному масштабі часу.

Клас точності датчиків контролю технологічних процесів буріння не перевищує 2.5, що відповідає точності дозволу і не перевищує 64 рівня квантування. При передачі телеметричної інформації аналоговим способом допускається клас точності 4.0, що не перевищує 32 рівні квантування. Для забезпечення метрологічних вимог, використаних при повірці приладів, похибка вимірювання взірцевого приладу повинна бути не менш, ніж утричі менша від похибки приладу, який підлягає повірці. Відомо, що помилка вимірювання цифрових приладів не перевищує одного рівня квантування. Тому діапазон квантування технологічних процесів буріння повинен бути не меншим 256 рівнів

квантування (8 біт) для передачі телеметричної інформації, і не менше 1024 рівнів квантування (10 біт) для відображення і обробки даних на буровій.

На сьогодні існує широкий клас аналогоцифрових приладів (АЦП) в мікросхемному виконанні, що забезпечують діапазон квантування уніфікованих вихідних сигналів давачів в межах 5-16 двійкових розрядів. При вбудуванні автономного АЦП в кожний сигнал легко реалізується принцип одночасності вимірювання, паралельності обробки інформації в кожному каналі, мобільності каналів та підвищення надійності інформаційно-вимірювальних систем в цілому. Для спрощення алгоритмів ідентифікації інформаційного стану процесу буріння доцільно використання АЦП, що забезпечують формування вихідних кодів з наступними параметрами [4]:

– унітарні коди або послідовні двійково-десяткові коди середніх значень технологічних параметрів, представлених в дійсних одиницях для відображення процесу буріння в цифровій формі з числом рівнів квантування, що не перевищує 1024 [5];

– унітарні коди параметрів для статистичного кореляційного аналізу процесу буріння в реальному масштабі часу з діапазоном квантування, що не перевищує 16 рівнів [6];

– послідовні двійкові коди немасштабних уніфікованих сигналів датчиків з числом рівнів квантування не більше 256 [7].

Для обміну даними в рамках буріння, а також організації діалогу з операторами термінальних пунктів управління на рівні бурової, потрібна видача інформації про технологічний процес в стандартному коді. В розглянутому випадку необхідно 3 байти для представлення одного відліку телеметрії або 3 чотири розрядних двійково-десяткових коди [1].

Квазістаціонарні процеси можуть мати такі типи нестационарності:

- 1) за математичним сподіванням $M_x(i)$;
- 2) за дисперсією $D_x(i)$;
- 3) за спектральною функцією $S_{x\omega}(i)$, де $i = 1, 2, 3, \dots$ – дискретна ознака поточного часу.

Введемо поняття характеристичного параметру π , який є зручною оцінкою втрати повідомлень, зумовлений дискретизацією процесу. Якщо відома нормована автокореляційна функція процесу $R_{xx}(i)$, то значення λ можна визначити залежністю

$$\lambda = \frac{\sqrt{2}}{\Delta\xi} \sqrt{1 - R_{xx}(i)}, \quad (1)$$

де: $\Delta\xi = \frac{\Delta x}{\tau}$ – приведена (нормована) величина запасу норми; $\Delta x = x_{i+1} - x_i$ – приріст поточної ординати по відношенню до попередньої в інтервалі дискретизації; τ – середньоквадратичне відхилення контрольного параметру.

На основі формули (1), коли відома нормована автокореляційна функція $R_{xx}(i)$ чи хоча б її початкова віддаль, при витримуванні допустимої похибки вимірювання можна знайти значення Δt_{don} – допустимого кроку дискретизації, як абсцису перетину графіка $R_{xx}(i)$ з прямою, паралельною осі абсцис, віддаленої від дотичної $R_{xx}(1)$ на величину $0,045\Delta x^2$.

Розглянемо перший випадок, коли параметри процесу мають такі типи:

$$M_x(i) = \text{var}; D_x(i) = \text{const}; S_{x\omega}(i) = \text{const}.$$

На рис. 1 зображена залежність зміни навантаження на долото для трьох найбільш типових ділянок технологічного процесу по 300 дискретних звітів в кожному. На рис. 2 зображені залежності їх нормованих автокореляційних функцій. Враховуючи, що графіки представлених замірів технологічних параметрів процесу буріння виконувались з діаграм самописучих приладів бурової установки, потрібна була фільтрація процесів від високочастотних складових. Фільтрація необхідна, перш за все, тому, що вібрації установки буріння і всього обладнання, що знаходяться на ній, призводять до викривлення записів самописців.

Для квазістаціонарних процесів, статистичні характеристики яких поволі змінюються в часі, час дискретизації $\Delta t_{\text{max}} = 1,7\Delta t_{\text{don}}$. Перевищення значення Δt_{max} не бажано, оскільки це призводить до швидкого зросту втрачених повідомлень, зумовлених дискретністю централізованого контролю. Тоді для параметра – на-

вантаження на долоті при заданому кроці квантування $\delta = 0,045\Delta x_i^2 = 0,0449$ для першої “#”, другої “*” та третьої “+” ділянок процесу буріння кроки дискретизації складають 4.54 с, 5.45 с, 3.81 с (рис. 2).

Розглянемо другий випадок, коли процес має такі типи нестационарності:

$$M_x(i) = \text{const}; D_x(i) = \text{var}; S_{x\omega}(i) = \text{var}.$$

Для аналізу на рис.3 вибрана реалізація технологічного процесу буріння, що представляє момент на трубах. Реалізація характеризується нестационарністю другого типу. Розраховані значення нормованої автокореляційної функції для трьох ділянок технологічного процесу представлені на рис.4. Часові інтервали дискретизації для кожного з ділянок складають 2.04 с, 3.23 с, 1.02 с відповідно.

На рис. 5 зображено поведінку технологічного параметру тиску на маніфольді для трьох найбільш типових ділянок, якщо:

$$M_x(i) = \text{var}; D_x(i) = \text{var}; S_{x\omega}(i) = \text{var}.$$

Крок дискретизації (рис.6) при заданому рівні квантування δ рівний 1.36 с, 4.42 с, 1.53 с.

Для параметра буріння – розхід бурової рідини (рис. 7) параметри статистичних моментів представлені як:

$$M_x(i) = \text{const}; D_x(i) = \text{const}; S_{x\omega}(i) = \text{var}.$$

Крок дискретизації (рис.8) для кожної з ділянок відповідно рівний 5.61 с, 2.38 с, 4.0 с.

Значна різноманітність динамічності окремих груп технологічних параметрів процесу буріння не дають змоги визначити конкретно рекомендовані параметри дискретизації в часі процесів буріння.

Задача вибору параметрів дискретних процесів буріння для ідентифікації інформаційного стану бурової установки повинна розв'язуватись за допомогою ПЕОМ, оскільки відсутність процедур фільтрації перешкод високої частоти на цій стадії призводить до підвищення частоти дискретизації більш ніж на порядок.

Іншими системними задачами, які впливають на величини технологічних параметрів є:

- вибір числа каналів інформаційно-вимірювальних систем;
- пропускна здатність по швидкодії і передачі інформації;
- обчислювальні ресурси алгоритмів даних.

Інтервал дискретизації процесів буріння повинен також узгоджуватись з пропускною здатністю оператора і часом його реакції на візуально представлені в цифровому вигляді дані.

Отже, обґрунтування вибору параметрів дискретизації процесів буріння можна звести до трьох випадків:

1. Обґрунтування інтервалу дискретизації для кореляційної обробки процесів буріння в реальному масштабі часу.

2. Вибір інтервалу дискретизації для представлення даних оператору.

3. Визначення кроку дискретизації для формування кадру ідентифікуючого інформаційного стану бурової установки.

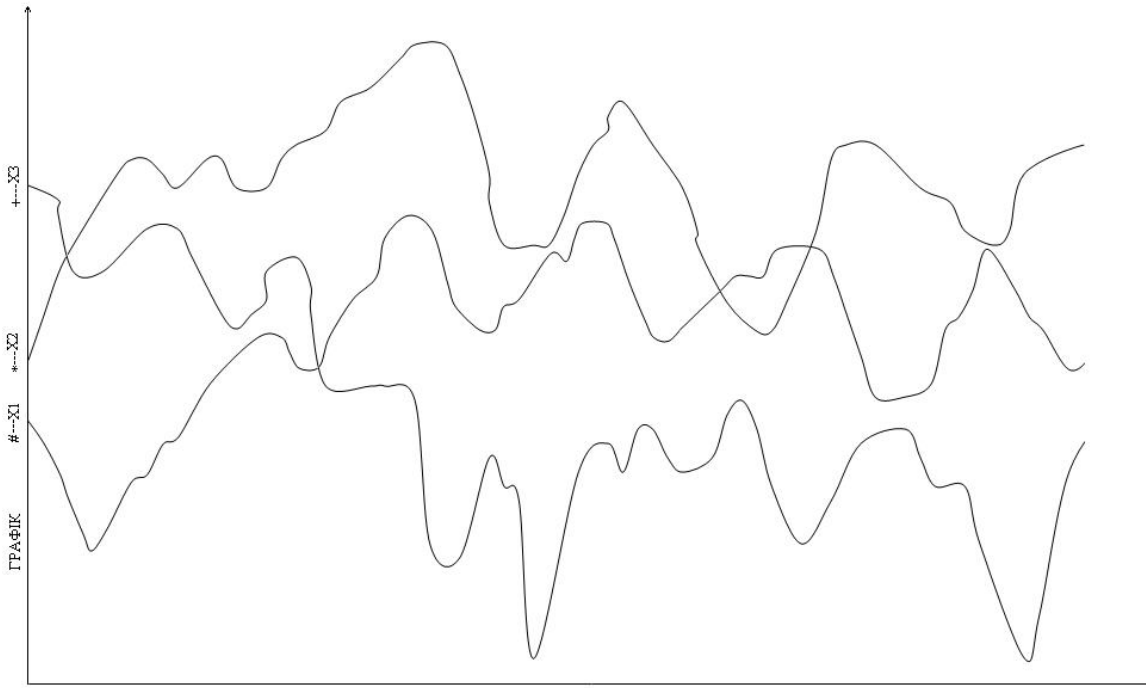


Рисунок 1 — Графік реалізації навантаження на долоті

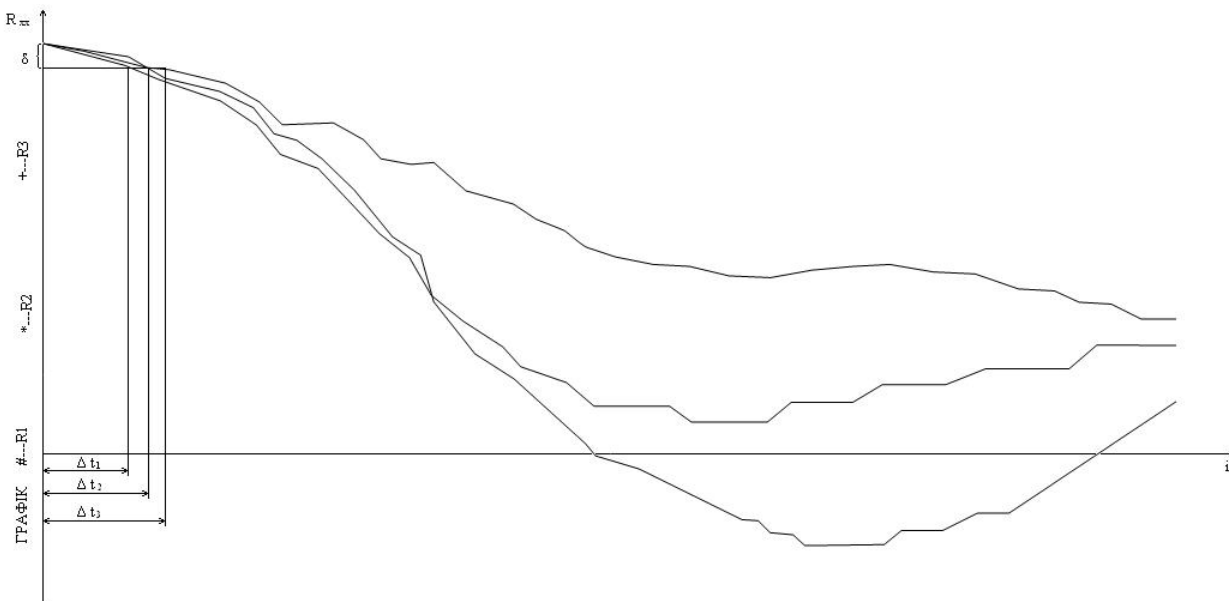


Рисунок 2 — Графік функції автокореляції на долоті

Виходячи з вимог точності кореляційного аналізу, частота дискретизації випадкового процесу, що аналізується, повинна на 1-2 порядки перевищувати частоту, що визначається за інтервалом кореляції [3]. Враховуючи, що інтервал кореляції найбільш динамічних параметрів технологічного процесу буріння знаходиться в межах 4-8 с, шуканий параметр у нашому випадку повинен знаходитись в межах 10-25 Гц [4]. При інформаційній потужності відліку 0,5 байт це призведе до швидкості створення повідомлення 40-100 біт/с.

Результати досліджень психологічно сумісної частоти наданих даних оператору показує,

що вона знаходиться в межах 1,8-2,6 с. В інформаційно-вимірювальних системах буріння найбільш раціональним потрібно вважати інтервали дискретизації 2 с, 2,4 с та 2,5 с, що відповідає представленню оператору 30, 25 та 24 повідомлення за хвилину [4]. При інформаційній потужності відліку 12 біт, швидкість створення повідомлень знаходиться в межах 5-6 біт/с.

Обґрунтування часу формування кадру інформаційного стану процесу буріння потрібно засновувати на наступних системних вимогах:

– кадр, який ідентифікує інформаційний стан процесу буріння, повинен використовуватись оператором після передачі на диспетчер-

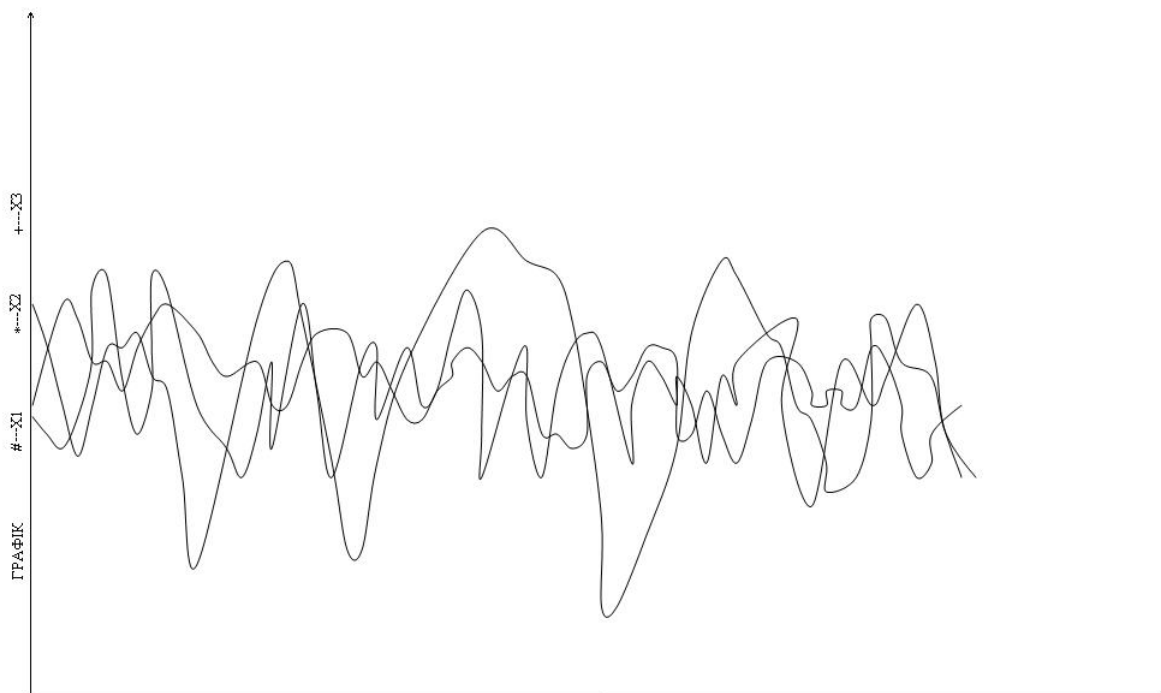


Рисунок 3 — Графік реалізації моменту на зубах

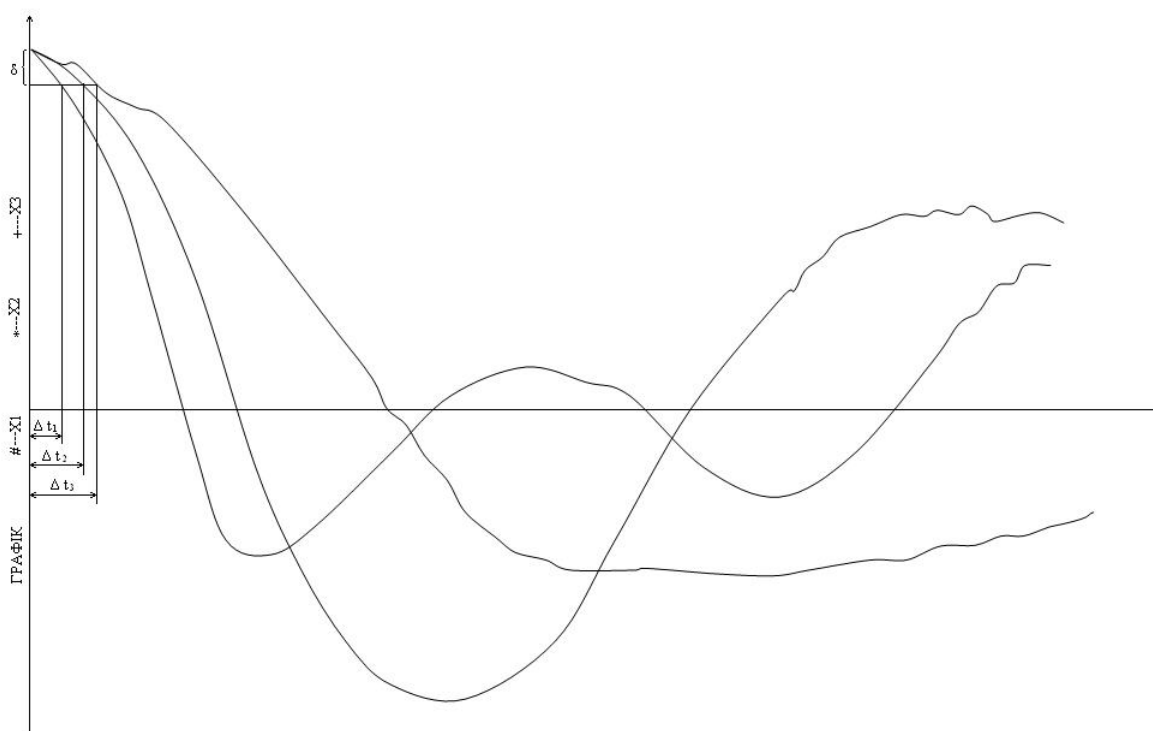


Рисунок 4 — Графік функції автокореляції моменту на зубах

ський пункт управління як візуальне повідомлення значень цифрових відліків параметрів, що контролюються;

- інформація кадрів, які зберігаються в пам'яті ПЕОМ після інтерполяції, повинна використовуватись для відновлення дискретних параметрів технологічного процесу буріння;

- інформаційні кадри повинні використовуватись для оперативного керування;

– результати статистичної обробки параметрів буріння повинні надаватись з інтервалом дискретизації, узгодженим з інтервалом кореляції найбільш динамічного параметра, для здійснення коректування параметрів інформаційної моделі процесу буріння та видачі керуючих сигналів цифровим регулятором.

Дотримання перерахованих вимог, а також умов неадаптивності та паралельності процедур

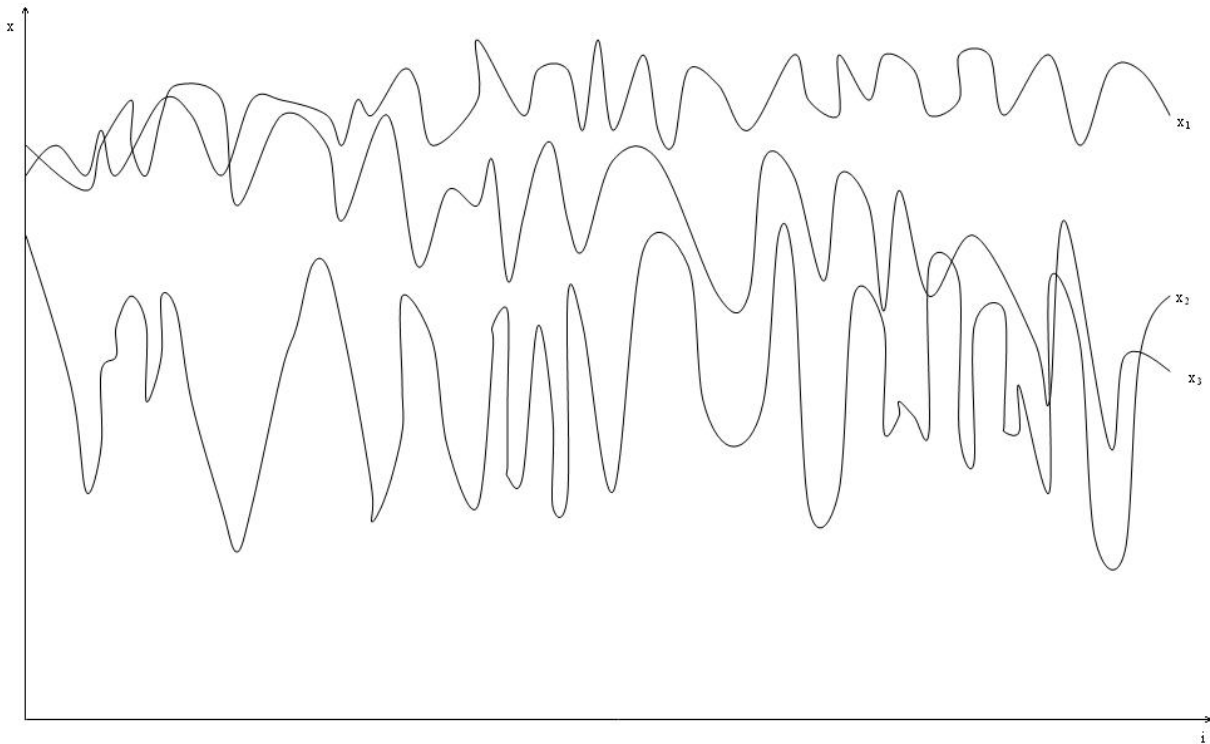


Рисунок 5 — Графік реалізації тиску

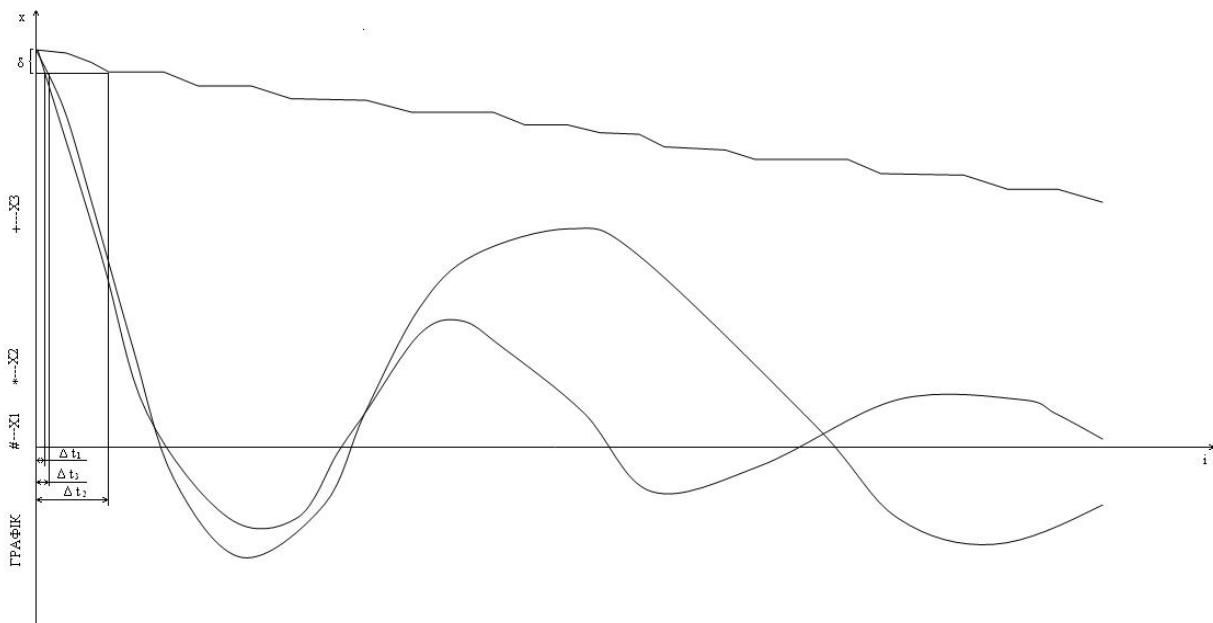


Рисунок 6 — Графік функції автокореляції тиску

відбору інформації на буровій дасть підстави рекомендувати як оптимальний інтервал часу інтервал формування кадру ідентифікації інформаційного стану технологічного процесу буріння, рівним 2.4 с. При цьому швидкість створення повідомлень визначається сумуванням швидкостей трьох інформаційних потоків: телеметричної інформації, коду інформаційного стану установки буріння та результатів статистичної обробки.

Проведений аналіз динаміки та статистичних властивостей технологічних параметрів буріння показує, що останні характеризуються квазістаціонарними властивостями, зумовленими повільними і стрибкоподібними змінами $M_x(i), D_x(i), S_{x\omega}(i)$. Це визначає динаміку зміни швидкості створення повідомлень дослідницьким джерелом інформації в межах 40-100 біт/с при внутрішній ентропії джерела порядку 6-20 біт/с. Одержані результати підтверджують



Рисунок 7 — Графік реалізації витрати бурової рідини

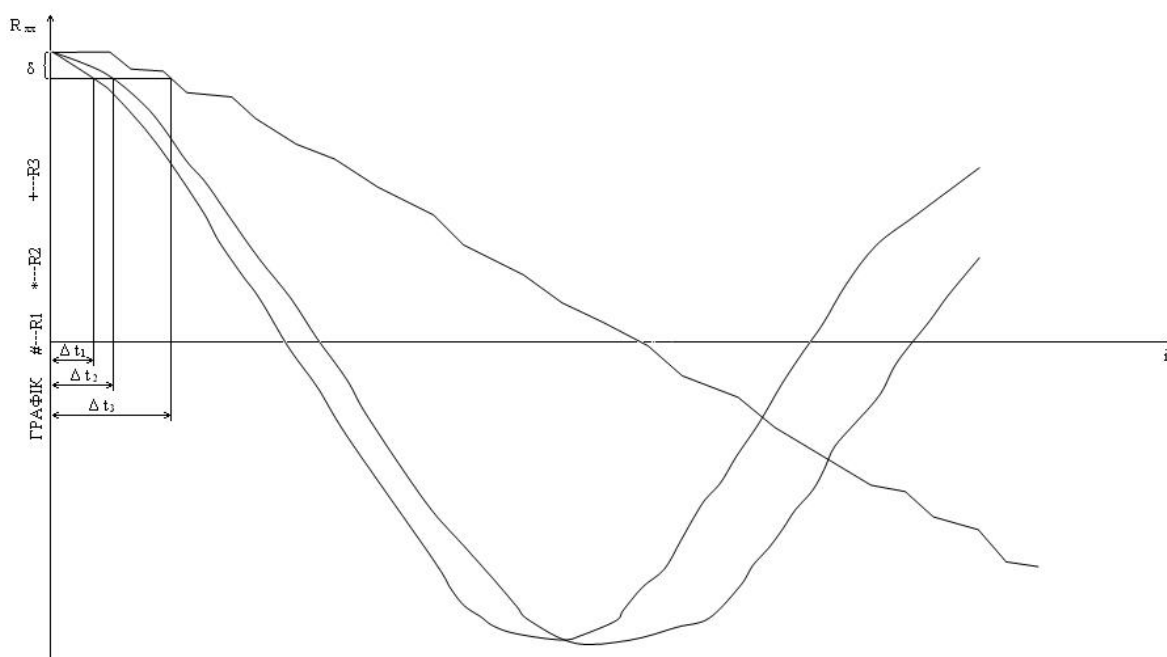


Рисунок 8 — Графік функції автокореляції витрати бурової рідини

доцільність реалізації на рівні бурової методом скорочення надлишку та концентрації повідомлень, вибір конкретних типів яких вимагає проведення більш глибоких досліджень.

Література

1 Николайчук Я.Н., Процюк В.Р., Ширмовский Г.Я. Эффективное кодирование суточного рапорта бурового мастера для формализованного ввода в ЭВМ // Экспресс-информация.

Сер.: Экономика и управление. — М.: ВНИИОЭНГ, 1986. — Вып. 7. — С.29-33.

2 Николайчук Я.Н. Разработка и исследование эффективных методов и устройств формирования сообщений для низовых сетей АСУТП бурения / Автореферат дис. ... канд. техн. наук. — К., 1979. — 250 с.

3 Романенко А.Ф., Сергеев Г.А. Вопросы прикладного анализа случайных процессов. — М.: Сов.радио, 1986. — 255 с.

4 Белима А.С., Большевцев А.Д., Гребень И.И. Теоретические основы централизованного контроля технологических процессов. – К.: Вища школа, 1973. – 242 с.

5 Николайчук Я.Н., Ширмовский Г.Я. Рациональное кодирование и концентрация данных в низовой сети АСУТП бурения // Автоматизация и телемеханизация нефтяной и газовой промышленности. – 1983. – №3. – С.7-8.

6 Грибанов Ю.И., Веселова Г.П., Андреев В.Н. Автоматические цифровые корреляторы. – М.: Энергия, 1971. – 240 с.

7 Таджибаев Т.М., Якубенков К.Д. Система диспетчерского телеконтроля и управления бурения скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – 44 с.

УДК 622.692.4

ОСОБЛИВОСТІ РОЗВ'ЯЗУВАННЯ КРАЙОВОЇ ЗАДАЧІ ПРИ РОЗРАХУНКУ НЕСТАЦІОНАРНИХ НЕІЗОТЕРМІЧНИХ ПОТОКІВ В МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВОДАХ

Ю.Г.Мельниченко, Д.Ф.Тимків

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 49358
e-mail: informatik@nung.edu.ua

Исследован вопрос математического описания нестационарного неизо термического потока в магистральных газопроводах. Предложен уточненный метод решения краевой задачи.

The questions of mathematical description of the unsteady nonisothermal flows in gas pipelines are studied. An improved method of solving the boundary problems is offered.

При виконанні більшості технологічних розрахунків магістральних газопроводів припускають, що потік газу в кожній точці трубопроводної системи є незмінним в часі, тобто стаціонарним.

Враховуючи стрімкий розвиток технологічного обладнання та комп'ютерної техніки стає можливим накопичення інформації про роботу складних газотранспортних систем (ГТС) в режимі реального часу. Такі бази даних стають матеріалом, на основі якого можливо проводити безперервний контроль над роботою ГТС. Для проведення такого виду контролю повинна бути створена програма симуляції роботи системи. Основою такої програми повинен бути метод розрахунку нестационарного неізо термічного потоку газу в магістральному газопроводі. Запропоновано велику кількість методів визначення параметрів нестационарного неізо термічного потоку [1-3]. В найзагальнішому розумінні під методом визначення параметрів газотранспортної системи розуміють метод формулювання та ефективного розв'язування системи диференціальних рівнянь.

Розглянемо деяку ділянку магістрального газопроводу з відомими геометричними параметрами. Для нестационарного неізо термічного руху газу через ділянку газопроводу як диференціальні рівняння згаданої вище системи виступають закони збереження маси, кількості руху, енергії, а також рівняння теплопередачі та стану газу [1, 3]. Таким чином, для одиниці маси газу, що рухається в трубопроводі, запишемо

$$\left\{ \begin{aligned} \frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x}(\rho w) &= 0; \\ \frac{\partial(\rho w)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho w^2)}{\partial x} &= -\frac{\partial p}{\partial x} - \rho \frac{\xi \cdot w |w|}{2 \cdot D} - \rho g \frac{dh}{dx}; \\ \frac{\partial(\rho \cdot E)}{\partial t} + \frac{\partial \left[\rho \cdot w \cdot \left(E + \frac{p}{\rho} \right) \right]}{\partial x} &= \\ &= \frac{4K}{D}(T_{o.c.} - T) - \rho \cdot g \cdot w \frac{dh}{dx}; \\ p &= \rho \cdot g \cdot z \cdot R \cdot T, \end{aligned} \right. \quad (1)$$

де: ρ, P, T, w – газодинамічні параметри потоку: густина, тиск, температура та осереднена швидкість руху частинок газу по перерізу потоку відповідно; x, t – незалежні змінні: довжина та час відповідно; ξ – коефіцієнт гідравлічного опору; E – повна енергія одиниці маси газу; K – коефіцієнт теплопередачі від газу в оточуюче газопровід середовище; D – внутрішній діаметр ділянки газопроводу; h – геодезична висота осі трубопроводу; z – коефіцієнт стисливості газу.

Така система нелінійних диференціальних рівнянь в часткових похідних не може мати точного аналітичного рішення. Тому, розроблено ряд методів наближеного розв'язку таких систем [1, 2]. Для розв'язання даної системи диференціальних рівнянь застосуємо метод сіток з неявною схемою розбиття. Згідно з аналізом,