

АВТОМАТИЗАЦІЯ І КОМП'ЮТЕРНО-ІНТЕГРОВАНІ ТЕХНОЛОГІЇ НЕРУЙНІВНОГО КОНТРОЛЮ

УДК 681.5.015:622.24

DOI: 10.31471/1993-9981-2023-2(51)-57-71

МОДЕЛЮВАННЯ ТА ОЦІНКА ШЛЯХОМ ПРОГРАМНОЇ РЕАЛІЗАЦІЇ СТАТИСТИЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ФЛУКТУАЦІЙ ТИСКУ І ВИТРАТИ БУРОВОГО РОЗЧИНУ

О. В. Кучмистенко, М. В. Шавранський, Г. Д. Матеїк, Б. С. Незамай

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна, 76019; тел. (03422)4-60-67,
e-mail: kafatp@ukr.net*

Нафтогазова промисловість в Україні має вирішальне значення для національної економіки, забезпечуючи енергетичні та економічні потреби країни. Процес буріння свердловин є основним складовим процесом в цій галузі. Сучасний стан нафтогазової промисловості обумовлений великою важливістю природних ресурсів, які засновують енергетичну безпеку країни, але водночас стикаються із вичерпанням родовищ і зростанням глибини буріння, що потребує впровадження нових технологій та методів для забезпечення високої продуктивності та безпеки.

Змодельовано та оцінено (верифіковано) шляхом програмної реалізації моделі методу ідентифікації динамічних характеристик процесу буріння свердловини з метою оцінювання властивостей об'єкта керування. Дослідження фокусується на технологічному процесі буріння свердловини, який є об'єктом цієї роботи. Для досягнення вказаної мети проаналізовано сучасні методи ідентифікації динамічних характеристик процесу буріння свердловин для задач оцінювання властивостей об'єкта керування. Цей аналіз вимагає ретельного огляду існуючих методів і їх подальшої адаптації до конкретних умов буріння. Також проведено аналіз статистичних характеристик флуктуацій тиску і витрати бурового розчину. Вивчення цих параметрів в процесі буріння є важливим для з'ясування їх змін і взаємозв'язку. Вибір єдиного методу дискретного вимірювання тиску та витрати бурового розчину дозволяє зробити вибір кращого обладнання і методів для збору даних. Для забезпечення ефективності процесу буріння та раціонального використання ресурсів проведений розрахунок оптимальної продуктивності бурових насосів.

Ця стаття має на меті вдосконалення процесу буріння свердловини через розробку нового методу ідентифікації динамічних характеристик та оцінки властивостей об'єкта керування, що може позитивно вплинути на нафтогазову промисловість України та сприяти її розвитку.

Ключові слова: аналіз статистичних властивостей, буріння, оптимальної продуктивності бурових насосів.

The oil and gas industry in Ukraine played a crucial role in the national economy by meeting the country's energy and economic needs. The drilling process was a fundamental component of this sector. The current state of the oil and gas industry was influenced by the high importance of natural resources, which were essential for the country's energy security. However, it also faced the challenges of depleting reserves and increasing drilling depths, requiring the implementation of new technologies and methods to ensure high productivity and safety.

The purpose of this work was to develop a method for identifying the dynamic characteristics of the drilling process for the purpose of assessing the properties of the control object. The research focused on the technological process of drilling, which was the subject of this work. To achieve the specified goal, modern methods for identifying the dynamic characteristics of the drilling process for the purpose of evaluating the properties of the control object were analyzed. This analysis required a thorough review of existing methods and their further adaptation to the specific drilling conditions. An analysis of the statistical characteristics of pressure and drilling fluid flow fluctuations was also conducted. Studying these parameters during the drilling process was important to understand their variations and interrelationships. Choosing a single method for discrete measurement of pressure and drilling fluid

flow allowed for selecting the best equipment and data collection methods. To ensure the efficiency of the drilling process and the rational use of resources, calculations for the optimal productivity of drilling pumps were performed.

This article aimed to improve the drilling process through the development of a new method for identifying dynamic characteristics and assessing the properties of the control object, which could have a positive impact on Ukraine's oil and gas industry and contribute to its development.

Keywords: analysis of statistical properties, drilling, optimal productivity of drilling pumps.

Вступ. Нафтогазова промисловість є однією з найважливіших складових частин економіки України, що визначальною мірою забезпечує як функціонування всіх інших галузей, так і ступінь добробуту нашого населення. Вона відіграє важливу роль в економічному розвитку України, в її безпеці, енергетичній залежності, в сільському господарстві та інших галузях. Сьогодні ми живемо в такий час, коли особливо важливими стали проблеми у сфері нафто- та газовидобування, оскільки саме ці природні ресурси є основними в енергетичному забезпеченні галузей, та мають здатність вичерпуватись. З кожним роком залягання нафтових та газових родовищ вичерпуються, продуктивні горизонти стають глибшими, що визначає умови їх видобування, зменшуються обсяги поставки і переробки нафти. Зараз інтенсивно впроваджуються оптимальні технологічні програми буріння та гідравлічні програми буріння для впровадження доліт нового покоління. Але існують проблеми ідентифікації динамічних характеристик процесу буріння свердловини та задач оцінювання властивостей об'єкту керування. Проте аналіз досліджень, публікацій, в яких започатковано розв'язання даної проблеми, показав, що відомі методи ідентифікації динамічних характеристик процесу буріння свердловини для задач оцінювання об'єктів керування не відповідають сучасному рівню автоматизації та інформаційної забезпеченості бурових підприємств нафтогазовидобувної галузі.

Це обумовлено тим, що процес буріння є складною динамічною системою, що функціонує за умов апріорної і поточної невизначеності та перебуває під впливом

стохастично-хаотичних збурень. Ідентифікація динамічних характеристик ускладнюється невимірюваністю багатьох параметрів і показників процесу безпосередньо на вибої свердловини. У зв'язку з цим актуальною є задача розробки ефективного методу ідентифікації динамічних характеристик процесу буріння свердловин для задач оцінювання властивостей об'єкту керування. [1].

Метою керування процесом буріння є безаварійне спорудження свердловини визначеної глибини і конструкції у задані терміни і, по можливості, з мінімальними витратами. Реалізується ця мета в процесі спорудження свердловини безпосередньо за допомогою керуючих впливів, які можна розділити на дві групи. Перша група – це різновидність бурових веж, комплекс бурових верстатів, тип колони бурильних труб, типорозмір бурильного інструменту. Другу групу утворюють режимні параметри процесу: осьове навантаження на долото, частота його обертання, кількість та якість бурового розчину. Змінні першої групи носять назву елементів технічного керування, а другої – елементів технологічного керування. Елементи технічного керування вибираються на стадії проектування свердловини і в подальшому залишаються незмінними, в крайньому випадку, для кожного рейсу проходки. Елементи технологічного впливу можна цілеспрямовано змінювати з метою досягнення показників в кожному із рейсів.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Способи управління процесом буріння можна розділити на ручний, автоматичний, оптимальний і адаптивний. При ручному способі управління процесом буріння керує

бурильник, спираючись на технологічний регламент, а також на здобутий досвід і інструкції. Автоматичний спосіб управління процесом буріння передбачає, як правило, стабілізацію одного з режимних параметрів осьового навантаження на долото. Під оптимізацією буріння слід розуміти сукупність математичних методів, які дають можливість вибрати найкраще рішення із множини доступних варіантів проводки свердловини при заданих технічних, технологічних і економічних обмеженнях на процес буріння. Реалізацію конкретних алгоритмів на промисловому об'єкті (буровій установці) будемо називати оптимальним управлінням. Застосування способу адаптації управління дає можливість зняти початкову невизначеність параметрів математичної моделі при зміні умов буріння і при дії на режимні параметри, в загальному випадку, нестаціонарних перешкод з невідомими статистичними характеристиками. Адаптивна система дає можливість керувати об'єктом при неповній і навіть при незначній апіорній інформації, оскільки всю необхідну інформацію система отримує на протязі процесу керування. Адаптивні системи, що застосовують в практиці буріння, можна розділити на системи прямого і непрямого пошуку [1].

Керуючі впливи від системи управління до керованого об'єкту повинні надходити своєчасно і відповідно до зміненими умовами буріння. Від швидкодії управління багато в чому висять якість управління і кінцевий результат. А оскільки процес буріння динамічний і вимагає частого коригування керуючих впливів, принаймні в сильно переміжних породах, то очевидно, що автоматизована система управління має перевагу перед людиною. Автоматизоване управління процесом буріння дозволяє успішно змінювати практично одночасно два-три параметри з недоступною людині частотою. Отже, джерелом ефективності автоматизованого управління є, по меншій

мірі, зменшення проміжку часу, пошук оптимального режиму, швидка перебудова з одного режиму на інший у зв'язку з зміненими умовами, а також практично повне виключення порушень процесу, що призводять до аварійних ситуацій.

Ефективне управління технологічним процесом з використанням методів теорії автоматичного управління можливо лише тоді, коли відомо математичний опис цього процесу. Тому побудова математичного опису - ідентифікація технологічного процесу - це найважливіший етап створення будь-якої автоматизованої або автоматичної системи управління технологічним процесом.

Вибір характеру математичного опису, тобто виду моделі процесу, залежить від природи самого процесу і від розв'язуваної задачі управління. Так, модель процесу можна задати у вигляді таблиці, що зв'язує вхідні і вихідні змінні, описати функціональними залежностями, диференціальними або різницевиими рівняннями, передавальними функціями та ін. У кожному випадку методи отримання математичного опису виявляються різними. Проте відмінність методів ідентифікації цим не вичерпується.

Методи ідентифікації технологічних процесів розрізняються, крім того, в залежності від наявності тієї чи іншої апіорної інформації про процес, а також діляться на активні і пасивні. Активні методи ідентифікації засновані на проведенні спеціальних заздалегідь спланованих експериментів, що дозволяють проводити цілеспрямоване вивчення досліджуваних властивостей процесу. Пасивні методи передбачають вивчення технологічного процесу в режимі нормальної роботи. При цьому збільшується час, необхідний для збору експериментальних даних, достатніх для побудови адекватної моделі процесу, однак знижуються витрати на проведення експерименту. Крім того, при використанні

пасивних методів виявляється можливим використовувати архівний матеріал. Як показує досвід, пасивні методи ідентифікації технологічних процесів на діючих виробництвах з економічної точки зору більш кращі.

Для управління технологічним процесом необхідно знати, як впливає те чи інше вхідний вплив, що управляє процесом, на вихідну зміну, що характеризує його протікання. Тому ідентифікація процесу зводиться до побудови математичного опису залежності між цими величинами, яке складається з двох етапів. Спочатку необхідно визначити характер шуканої залежності і вид її математичного опису, а потім знайти конкретні значення параметрів такого опису. Перший етап зазвичай називається структурною ідентифікацією, а другий - параметричною.

Вихідними даними для побудови математичної моделі технологічного процесу можуть служити як теоретичні уявлення про природу фізичних явищ, що відбуваються при протіканні цього процесу, так і експериментально вимірювані залежності між вхідними і вихідними змінними. В принципі кожен з цих підходів може використовуватися для ідентифікації процесу. Однак використання тільки теоретичного підходу ускладнене тим, що на практиці, як правило, виявляється неможливим врахувати все різноманіття реально діючих на процес факторів. У той же час ідентифікація процесу тільки на підставі експериментальних даних виявляється досить складною з обчислювальної точки зору. Тому при ідентифікації технологічних процесів доцільно комплексне використання всієї наявної інформації про процес, причому теоретичні уявлення слід відносити до структурної ідентифікації. При цьому оцінюються динамічні властивості процесу, його лінійність, стаціонарність та ін., на яких ґрунтується вибір виду математичного опису. Експериментальні дані

використовуються для параметричної ідентифікації.

При розробці систем управління технологічними процесами в основному доводиться розглядати задачі параметричної ідентифікації. Тому викладемо лише ряд методів параметричної ідентифікації, найбільш придатних для побудови моделей технологічних процесів на діючих виробництвах.

Використання «швидкої» оптимізації технологічного процесу на його звичайною або прогнозуючої моделі є головним у так званих системах двошкального управління. При цьому ідентифікація може здійснюватися як в реальному масштабі часу, так і в супервізорному режимі із запам'ятовуванням даних у зовнішній пам'яті ЕОМ і їх подальшою обробкою.

Знання параметрів прогнозуючої моделі необхідно в системах термінального керування, застосовуваних в АСУ ТП для управління кінцевим станом технологічного процесу, причому тут також використовується ідентифікація в реальному масштабі часу.

Ідентифікація в реальному масштабі часу дає можливість здійснювати функціональну діагностику об'єкта, датчиків, виконавчих пристроїв і самої ЕОМ.

В адаптивних АСУ ТП, побудованих на базі адаптивних систем з ідентифікатором, використовується настраюється модель процесу та ідентифікатор статичних або динамічних характеристик по каналу основного збурення. У інваріантних адаптивних системах з еталонною моделлю використовується ідентифікатор динамічних характеристик об'єкту по каналу керування, що працює в реальному масштабі часу, а пристрій адаптації може працювати як в реальному масштабі часу, так і в супервізорному режимі. Ідентифікатор необхідний для роботи оптимальних систем управління нестационарними динамічними

технологічними процесами, що використовують спостерігачі стану.

Висока точність ідентифікації вимагається в задачах статичної оптимізації з використанням прогнозуючої моделі. Однак, не завжди слід прагнути до повної компенсації впливу того чи іншого параметра об'єкта управління на ефективність системи управління. Ясно, що параметри, які слабо впливають на якість адаптивного управління, можна не ідентифікувати, що дозволяє спростити структуру налаштувань моделі та алгоритми ідентифікації.

Алгоритми ідентифікації відрізняються і за характером збіжності оцінок параметрів. Велика кількість методів ідентифікації, дають добрі результати при досить малих відхиленнях початкових значень параметрів від «справжніх» значень, не забезпечує збіжності оцінок при великих початкових параметричних розузгодження [4].

Необхідною умовою якісного рішення задачі автоматичного керування процесом буріння - отримання інформації про стан процесу з необхідною оперативністю і точністю. Необхідна оперативність отримання інформації визначається необхідністю управління процесом у реальному масштабі часу, тобто керуючі впливу повинні сформуватися без запізнення (або з припустимим запізненням) щодо змін стану керованого процесу. Це забезпечується тим, що технологічні параметри повинні вимірюватися з частотою, оптимальною для тимчасових характеристик процесу буріння, до яких відносяться тривалість перехідних процесів у приводі подачі бурового верстата, інерціальні властивості бурової колони, нестационарний характер процесу.

Крім того, часові характеристики істотно залежать від геолого-технічних умов буріння: глибини свердловини, фізико-механічних властивостей порід, типів бурильних труб і компонування бурильної колони, властивостей очисного агента,

режиму промивки свердловини і т.п. Розрахунок точних часових характеристик можливий лише на основі адекватного математичного опису процесу буріння (моделі), що визначає не тільки якісні, але й точні кількісні залежності вхідних і вихідних змінних, що характеризують процес буріння, для конкретних геолого-технічних умов.

Однак існуючі в даний час математичні описи процесу буріння мають якісний характер і дозволяють лише досить приблизно оцінити (від одиниць до декількох десятків секунд) тимчасові характеристики процесу буріння. Ця оцінка також підтверджується численними експериментальними даними. Таким чином, тимчасові характеристики процесу буріння, а отже, і частота опитування параметрів, не можуть бути точно визначені на підставі розрахунків. На даному етапі розвитку автоматизованого управління процесом буріння доцільно розглядати період опитування параметрів як технологічну константу, конкретне значення якої для певних умов встановлюють експериментальним шляхом за відповідними методиками. За великі періоди опитування параметрів неможливий аналіз високочастотних процесів в бурінні, наприклад, вібрацій, діапазон яких становить, за різними оцінками, від сотень герц до десятків кілогерців. Для реалізації опитування параметрів з високими частотами необхідні спеціальні технічні засоби і складний математичний апарат обробки вимірів. Тому в даний час доцільно проводити спеціальні дослідження високочастотних процесів в бурінні і формувати за їх результатами рекомендації з управління режимами буріння, наприклад, у вигляді системи обмежень.

Для цілей управління режимами буріння в реальному масштабі часу можливо обмежитися вирішенням завдання формування тимчасового ряду вимірювань (тренду), який адекватний реальним

закономірностям зміни стану процесу буріння, що дозволяє виявляти взаємозалежності зміни параметрів і прогнозувати тенденції зміни стану процесу. Якість формування тренда кожного параметра буріння також визначається точністю вимірювань окремих точок (миттєвих значень), що становлять тренд.

Процедура отримання миттєвого значення параметра, що представляє собою безперервний електричний сигнал, полягає в квантуванні цього сигналу за рівнем, яка полягає в тому, що в діапазоні безперервних значень функції вибирається кінцеве число дискретних значень функції, розподілених, наприклад, рівномірно по всьому діапазону. У момент вимірювання деяке значення функції замінюється значенням найближчого дискретного рівня. Функція при цьому набуває ступінчастий вигляд. При квантуванні виникає похибка квантування, яка визначається кроком квантування.

Аналіз статистичних властивостей флуктуацій тиску бурового розчину в процесі буріння нафтових і газових свердловин є актуальною науково-практичною задачею у зв'язку з інтенсивним впровадженням в даний час оптимальних технологічних програм буріння та гідравлічних програм буріння для впровадженнь доліт нового покоління в тому числі для доліт типу РДС. Рациональна гідравлічна програма для доліт РДС сприяє підвищенню механічної швидкості проходки і стійкості долота на вибої не менше ніж на 50% [5].

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Аналіз літературних джерел [5,6,7,8,9,10] свідчить, що питання розробки і впровадження гідравлічних програм для буріння сучасними долотами недостатньо дослідженні. Це викликано тим, що процес буріння є складною динамічною системою з нечітко відомими математичними

моделями, що функціонує за умов апіорі невідомих збурень щодо параметрів і структури об'єкта. Ідентифікація параметрів об'єкта ускладнюється невимірюваністю багатьох параметрів і показників процесу безпосередньо на вибої свердловини. Одним із вимірюваних параметрів є тиск бурового розчину, що подається в свердловину. На стадії дослідження об'єкта керування і експлуатації автоматизованої системи керування режимами буріння необхідні оцінки статистичних характеристик різних параметрів в задачах контролю для вибору тестових сигналів, планування експериментів, оцінки точності характеристик об'єкта керування, для вибору кроку дискретизації, діагностики стану обладнання та ін.

Формулювання цілей статті

Постановка завдання: задача полягає в дослідженні методів ідентифікації динамічних характеристик процесу буріння свердловини для задачі оцінювання властивостей об'єкта керування.

Метою даної роботи полягає в розробленні методу ідентифікації динамічних характеристик процесу буріння свердловини для задач оцінювання властивостей об'єкта керування.

Об'єктом дослідження технологічний процес буріння свердловини.

Результати: для досягнення вказаної мети забезпечення результатів, необхідно вирішувати наступні завдання:

1. аналіз сучасних методів ідентифікації динамічних характеристик процесу буріння свердловин для задач оцінювання властивостей об'єкта керування;
2. аналіз статистичних характеристик флуктуацій тиску і витрати бурового розчину;
3. вибір єдиного методу дискретного вимірювання тиску витрати бурового розчину;
4. розрахунок оптимальної продуктивності бурових насосів.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Експериментальні дані для аналізу статистичних властивостей флуктуацій тиску бурового розчину були отримані на свердловині №15 «Делятин». Буріння здійснювалося роторним способом долотом типу 1AU269,9 СТГ на глибині 3198-3206 м з осьовою силою на долото $F=220\text{кН}$, швидкістю обертання долота $n=1,33\text{ с}^{-1}$, витратою бурового розчину $Q = 40 \cdot 10^{-3}\text{ м}^3/\text{с}$ [11]. Схема давача тиску наведена на рис. 1.

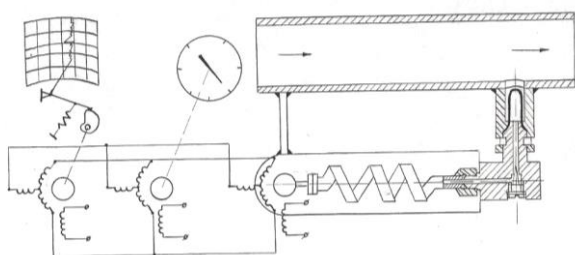


Рисунок 1 – Схема давача тиску бурового розчину

Вихідні дані у вигляді дискретних значень через інтервал часу 1,5 с були відтворені як графік залежності $K(t)$ в програмному середовищі MATLAB [6] (рис. 2).

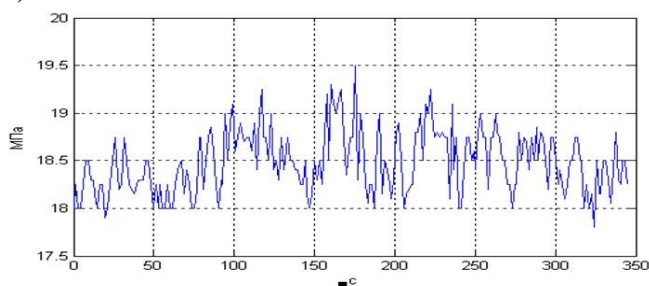


Рисунок 2 – Відтворений графік флуктуацій тиску бурового розчину

Визначений закон розподілу перевірено за допомогою критерію Пірсона. Для цього вибірку значень x поділено на інтервали та визначено їх частоти. Об'єм вибірки склав: $n=231$.

Впорядкуємо досліджувану вибірку у порядку зростання та поділяємо її на групи. В результаті розрахунків отримано наступні значення, що відображені в табл. 1.

Таблиця 2.1 - Результати групування вибірки даних

Номер інтервалу	Середина інтервалу	Частоти
1	17.8	1
2	17.9	2
3	18	7
4	18.15	14
5	18.25	22
6	18.3	30
7	18.4	34
8	18.5	42
9	18.75	33
10	18.8	19
11	18.9	11
12	19	8
13	19.1	6
14	19.25	3
15	19.5	1

За отриманими даними побудовано полігон, приведений на рис. 3. Інтегральну функцію розподілу наведено на рис. 4.

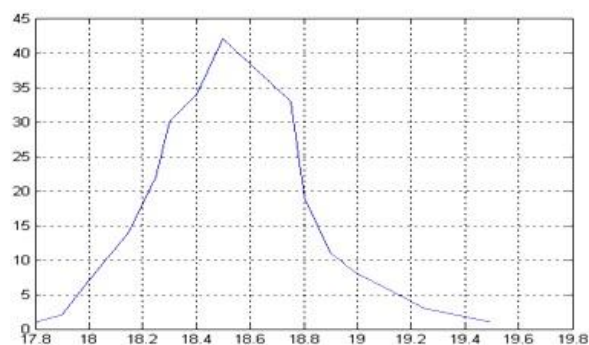


Рисунок 3 – Розподіл по даній вибірці

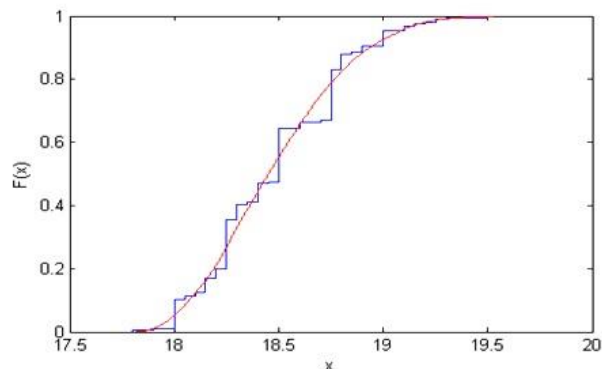


Рисунок 4 – Інтегральна функція розподілу

Для визначення закону розподілу було використано програмне середовище Curve Expert [12]. В результаті отримаємо наступні варіанти, що зображені на рис. 5:

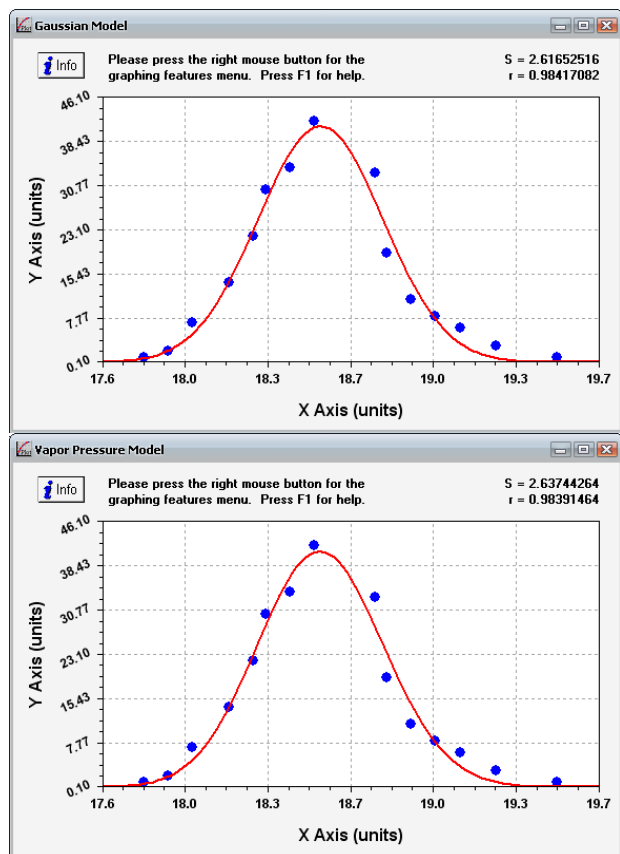


Рисунок 5 – Визначення закону розподілу

В даному випадку є нормальний (Гауса) закон розподілу (рис. 5).

Перевірки даної гіпотези за критерієм Пірсона та програмного середовища Mathcad [12] підтвердила справедливість цієї гіпотези.

Для визначення автокореляційної функції $R_{KK}(\tau)$ було використане програмне середовище (Partial) Autocorrelation Function - Free Statistics Software (Calculator) (рис. 6).

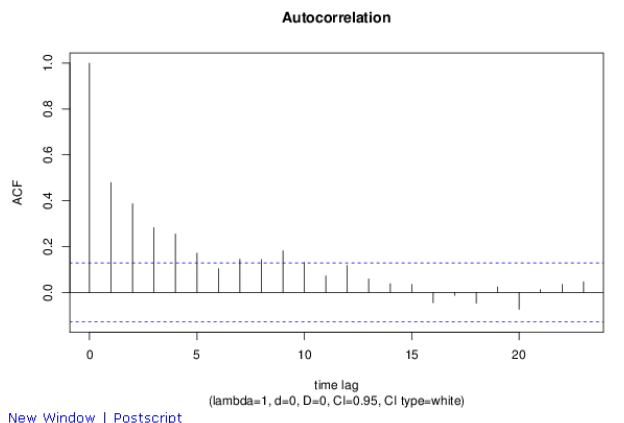


Рисунок 6 – Графік автокореляційної функції

Виходячи з отриманих результатів найкраще даний графік описує експоненціально-косинусне рівняння, оскільки S – найменше значення, а r – найбільше. (рис. 7):

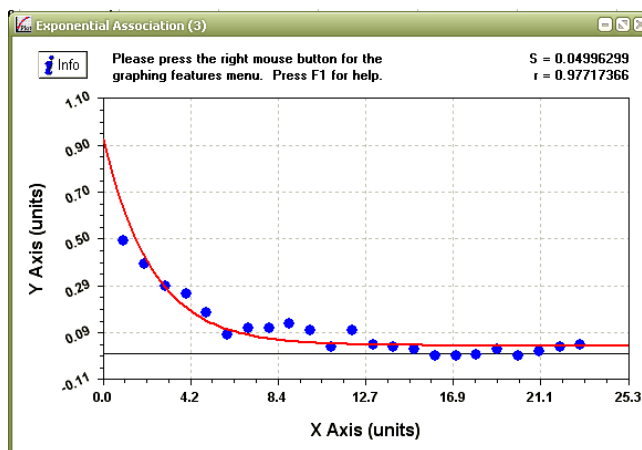


Рисунок 7 – Графік автокореляційної функції

Даному графіку відповідає рівняння:

$$y = ae^{-bx} \cos cx \quad (1)$$

де $a=0.10552462572$;

$b=0.21563578565$;

$c=0.19648657349$.

Необхідно визначити спектральну густину досліджуваного процесу і побудувати графік.

Даній кореляційній функції відповідає спектральна густина:

$$S(\omega) = \frac{D\alpha}{\alpha^2 + (\beta - \omega)^2} + \frac{D\alpha}{\alpha^2 + (\beta + \omega)^2} \quad (2)$$

Спектральна густина є додатною функцією у всьому діапазоні частот від 0 до ∞ . Вона не містить відомостей про фази окремих гармонійних складових. За допомогою приведеної формули можна визначити спектральну гушину по заданій аналітично автокореляційній функції $R_{kk}(\tau)$ [9,10].

Спектральна густина визначається за допомогою пакету Mathcad. Попередньо була визначена автокореляційна функція $R_{kk}(\tau)$ і перетворення:

$$S(\omega) = \frac{0.105 \cdot 0.21}{0.21^2 + (0.196 - \omega)^2} + \frac{0.105}{0.21^2 + (0.196 + \omega)^2}. \quad (3)$$

Графік спектральної густини має такий вигляд (рис. 8):

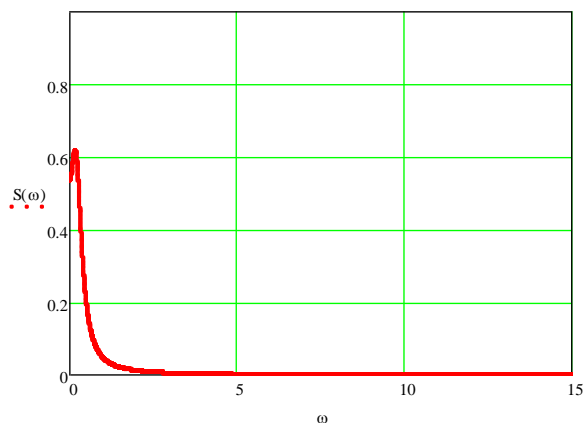


Рисунок 8 – Графік спектральної густини

Тепер визначаємо АФХ формуючого фільтру.

Спектральна густина (1.3) також може бути розкладена на два множники:

$$S(\omega) = \sqrt{2D\alpha} \frac{j\omega + \sqrt{\alpha^2 + \beta^2}}{(j\omega + \alpha)^2 + \beta^2} \sqrt{2D\alpha} \frac{-j\omega + \sqrt{\alpha^2 + \beta^2}}{(-j\omega + \alpha)^2 + \beta^2}. \quad (4)$$

Отже, частотна передавальна функція фільтру, формуючого сигнал з прихованою періодичністю визначається:

$$W_{\phi}(j\omega) = \sqrt{2D\alpha} \frac{j\omega + \sqrt{\alpha^2 + \beta^2}}{(j\omega + \alpha)^2 + \beta^2}. \quad (5)$$

Для нашого випадку частотна функція матиме вигляд:

$$W_{\phi}(j\omega) = \sqrt{2 \cdot 0.105 \cdot 0.21} \frac{j\omega + \sqrt{(0.21)^2 + (0.196)^2}}{(j\omega + 0.21)^2 + (0.196)^2}. \quad (6)$$

Будуємо АФХ формуючого фільтру (рис. 9).

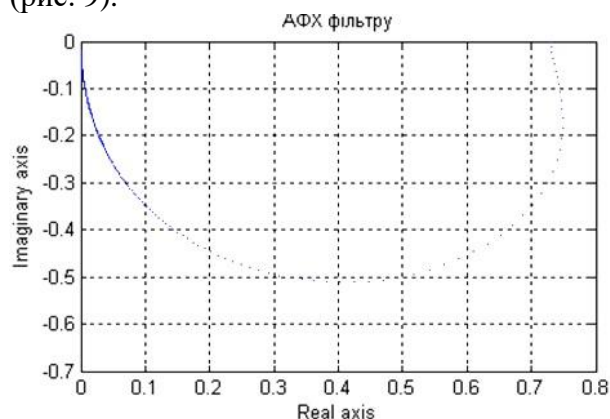


Рисунок 9 – АФХ формуючого фільтру

Вибір єдиного методу дискретного вимірювання тиску і витрати бурового розчину. Для вибору єдиного методу дискретного вимірювання, параметри першої групи зведемо до другої і максимально допустиму похибку апроксимації δ_{α} перерахуємо на допустиму середню квадратичну похибку σ_{α} , користуючись методикою викладеного в [11]. Для цього скористаємося нерівністю Чебешева [5]: незалежно від закону розподілу випадкової похибки апроксимації інтервалу Δt ймовірність похибки апроксимації, не менше, ніж значення δ_{α} , обмежена зверху таким співвідношенням:

$$P[\Delta t \geq \delta_{\alpha}] \leq \frac{\sigma_{\alpha}^2}{\delta_{\alpha}^2}. \quad (7)$$

Для нормального закону розподілу похибок апроксимації, коли $\delta_{\alpha} = 3\sigma_{\alpha}$, оцінка, що отримана із співвідношення (7), дорівнює:

$$P[\Delta t \geq \sigma_{\alpha}] \leq 0.111$$

$$\sigma_{\alpha} = \delta_{\alpha} (P[\Delta t \geq \delta_{\alpha}])^{1/2}. \quad (8)$$

Визначення періодичності опитування давачів за заданим значенням середньої квадратичної похибки апроксимації сприяє розв'язуванню задач оцінки періодичності опитування параметрів першої категорії.

Побудуємо автокореляційну функцію $R_{pp}(\tau)$ для тиску бурового розчину.

Вибравши максимально допустиме значення $\sigma_{\delta_{\text{доп}}}^2$, отримаємо рівняння:

$$R_{xx}(\Delta t) = R_{xx}(0) - \frac{\sigma_{\delta_{\text{доп}}}^2 - \sigma_{\text{в}}^2}{2} \quad (9)$$

або

$$(\sigma_{\delta_{\text{доп}}}^2 - \sigma_{\text{в}}^2) = 2[R_{xx}(0) - R_{xx}(\Delta t)], \quad (10)$$

з якого визначається інтервал Δt між вимірюваннями.

Якщо використати параболічну інтерполяцію, яка здійснюється за формулою Лагранжа

$$\varphi_n(t) = \sum_{m=1}^n S_m \dot{x}(t_m), \quad (11)$$

де $\dot{x}(t)$ – центрований випадковий стаціонарний процес, то після аналогічних першому методу перетворень розрахункова формула для середньої квадратичної похибки приймає такий вигляд

$$\sigma_{\text{ст}}^2 = 6R_{xx}(0) - 8R_{xx}(\Delta t) + 2R_{xx}(2\Delta t). \quad (12)$$

Використовується також статистична інтерполяція, яка дає для випадкових функцій мінімальне середньоквадратичне відхилення кривої апроксимації від істинної

$$\sigma_{\text{ст}}^2 = R_{xx}(0) - \frac{R_{xx}(0)R_{xx}^2(\Delta t) - 2R_{xx}^2(\Delta t)R_{xx}(2\Delta t) + R_{xx}(0)R_{xx}^2(2\Delta t)}{R_{xx}^2(0) - R_{xx}^2(\Delta t)}, \quad (15)$$

до $t_0 = t_2 - t_1 = \Delta t$.

Формули (9), (12), (14), (15) зв'язують інтервали часу дискретних вимірювань з заданою похибкою апроксимації через оцінки фіксованих точок автокореляційної функції випадкового процесу $x(t)$. Проте ці оцінки характеризують не тільки зміну величини $x(t)$ в часі, але і залежать від випадкових похибок приладів, які вимірюють $x(t)$. Виключити з формул (9), (12), (14), (15) випадкові похибки вимірювальних приладів $\sigma_{\text{п}}^2$, можна лише на підставі таких припущень:

- похибка приладу є некорельованою із значенням, яке приймає вимірювана величина;
- похибка приладу розглядається як випадковий процес, який за час має таку малу автокореляційну функцію, що нею можна знехтувати.

кривої реалізації випадкової функції. Така інтерполяція здійснюється за формулою, яка аналогічна формулі (1.11) параболічної інтерполяції:

$$\varphi_c(t) = \sum_{m=1}^n P_m \dot{x}(t_m). \quad (13)$$

де $\dot{x}(t_m)$ – центроване значення.

На відміну від параболічної інтерполяції коефіцієнти інтерполяційного многочлена залежать не від відстані між точками відліку, а від кореляційних зв'язків між ними. Оскільки на практиці застосовуються лише два найпростіших види статистичної інтерполяції по одній ($n=1$) або по двом ($n=2$) точкам, будемо використовувати такі розрахункові формули:

для $n=1$:

$$\sigma_{\text{ст}}^2 = R_{xx}(0) - \frac{R_{xx}^2(t)}{R_{xx}(0)}, \quad (14)$$

для $n=2$:

Враховуючі ці умови, можна визначити дійсні оцінки окремих значень автокореляції функції випадкового процесу $x(t)$:

$$R_{xx}(0) = R'_{xx}(0) - \sigma_{\text{п}}^2, \quad (16)$$

$$R_{xx}(\Delta t) = R'_{xx}(\Delta t) - \sigma_{\text{п}}^2, \quad (17)$$

$$R_{xx}(2\Delta t) = R'_{xx}(2\Delta t) - \sigma_{\text{п}}^2. \quad (18)$$

де $R'_{xx}(\Delta t)$ - оцінки фіксованих точок автокореляційної функції випадкового процесу $x(t)$,

$R_{xx}(\Delta t)$ - фактичні оцінки окремих значень автокореляційної функції випадкового процесу $x(t)$.

Використаємо описані методи для визначення періоду опитування давачів в інформаційній вимірювальній системі контролю технічного стану системи промивання свердловини.

Для розрахунків періоду опитування давачів використані реалізації ергодичних функцій тиску бурового розчину $P(t)$, по

яких розраховані на ЕОМ оцінки нормованих автокореляційних функцій $R_{pp}(\tau)$.

Скориставшись формулами (9), (12), (14), (15) визначили $\sigma, \%$ для нашого методу(побудувати таблицю) і побудували графік $\sigma f(t)$ (рис. 11). На рисунку зображена оцінка автокореляційної функції тиску бурового розчину.

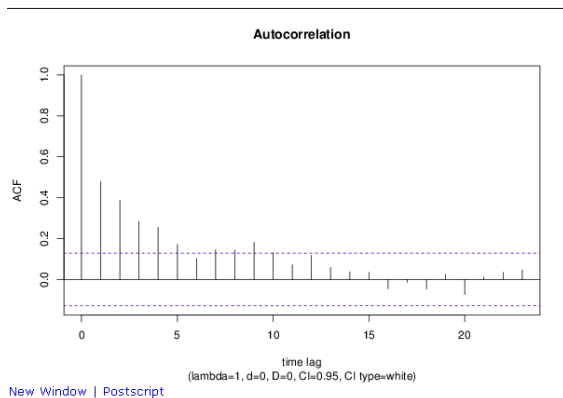
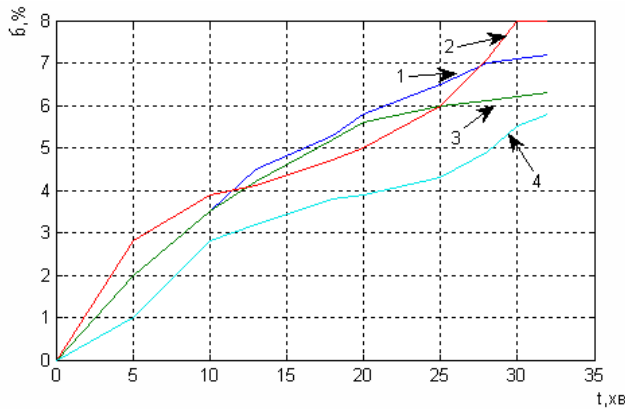


Рисунок 10 – Оцінка автокореляційної функції тиску бурового розчину $R_{pp}(\tau)$.



1-ступінчаста інтерполяція; 2- параболічна інтерполяція; 3- статистична інтерполяція($n=1$); 4- статистична інтерполяція($n=2$).

Рисунок 11 – Графіки залежностей допустимої середньоквадратичної похибки апроксимації σ в залежності від періоду дискретних вимірювань тиску бурового розчину при різних методах інтерполяції

Користуючись цими графіками можна розрахувати необхідний період дискретних вимірювань параметрів $x(t)$ за заданими значеннями середньої квадратичної похибки

апроксимації і налаштувати комутатор опитування тиску давачів.

Статистичні характеристики витрати бурового розчину. Вихідні дані у вигляді дискретних значень через інтервал часу 1,5 с були відтворені як графік залежності $Q(t)$ в програмному середовищі MATLAB (рис. 12).

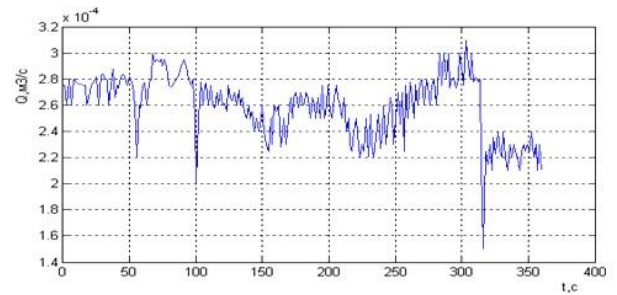


Рисунок 12 – Відтворений графік витрати бурового розчину $Q(t)$

За отриманими даними побудуємо полігон в програмному середовищі MATLAB. Він приведений на рис. 13.

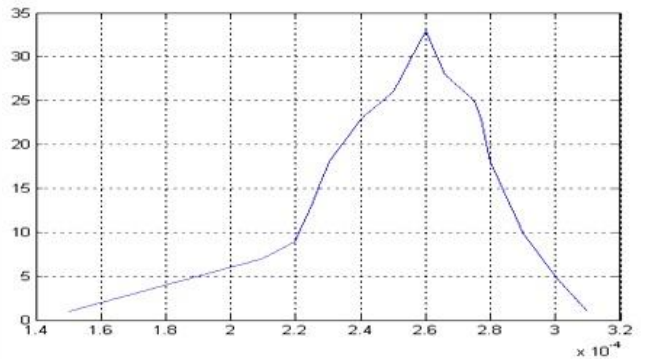


Рисунок 13 – Полігон для визначення закону розподілу по даній вибірці

В середовищі MATLAB побудуємо інтегральну функцію розподілу. Вона показана на рис. 14.

Для визначення закону розподілу скористаємося програмним середовищем Curve Expert. В результаті отримаємо наступні варіанти, що зображені на рис. 15.

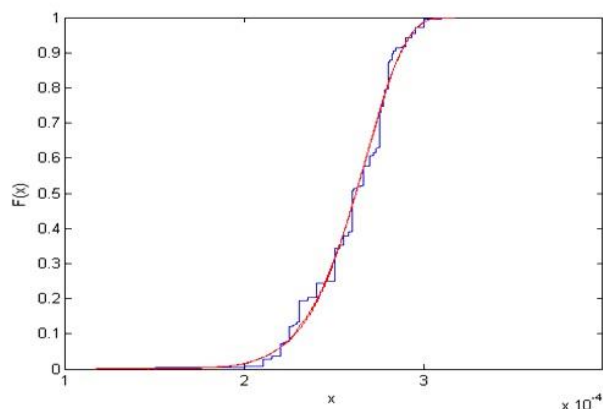


Рисунок 14 – Інтегральна функція розподілу

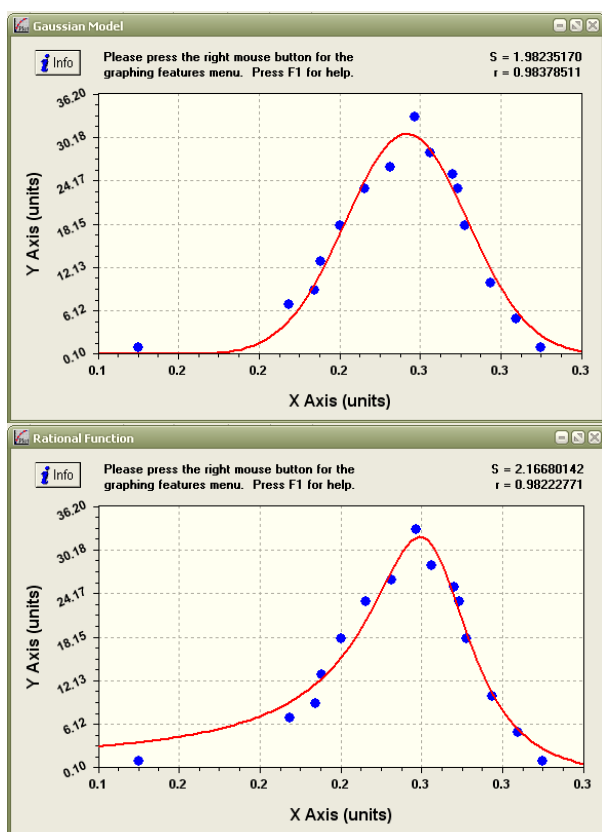


Рисунок 15 – Визначення закону розподілу

В даному випадку найдоцільнішим є нормальний (Гауса) закон розподілу. Перевірки даної гіпотези за критерієм Пірсона та програмного середовища Mathcad підтвердила справедливість цієї гіпотези.

Визначаємо автокореляційну функції $RQQ(\tau)$ (графік і рівняння). Для визначення автокореляційної функції $RQQ(\tau)$ скористаємося програмним середовищем (Partial) Autocorrelation Function - Free Statistics Software (Calculator) (рис. 16).

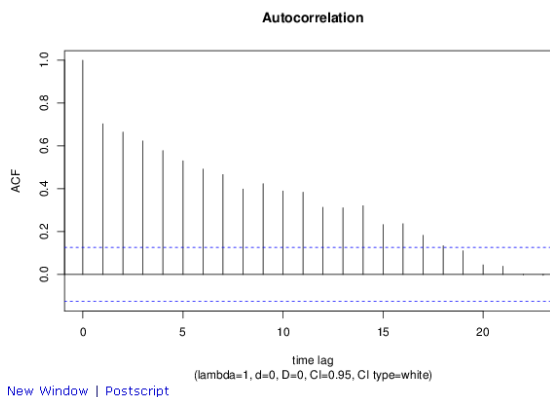


Рисунок 16 – Графік автокореляційної функції

Для визначення рівняння автокореляційної функції скористаємося програмою Curve Expert. Виходячи з отриманих результатів найкраще графік описує експоненціально-косинусне рівняння, оскільки S – найменше значення, а r – найбільше. (рис. 17):

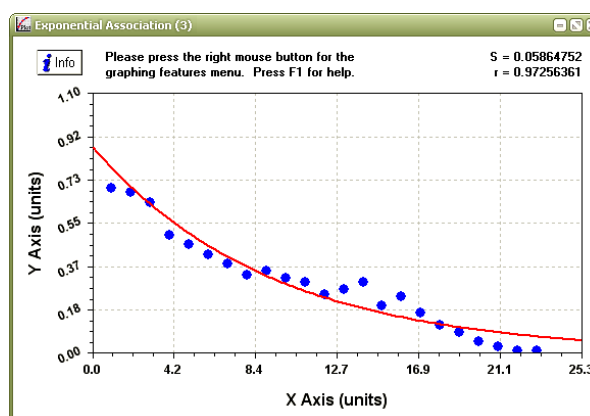


Рисунок 17 – Графік автокореляційної функції для визначення рівняння

Даному графіку відповідає рівняння:

$$y = ae^{-bx} \cos cx \quad (19)$$

де $a=0.00000000055$;
 $b=0.21785469526$;
 $c=0.14272727272$.

Для побудови графіка треба визначити спектральну густину досліджуваного процесу.

Даній кореляційній функції відповідає спектральна густина:

$$S(\omega) = \frac{D\alpha}{\alpha^2 + (\beta - \omega)^2} + \frac{D\alpha}{\alpha^2 + (\beta + \omega)^2}. \quad (20)$$

Спектральна густина є додатною функцією у всьому діапазоні частот від 0 до ∞ . Вона не містить відомостей про фази окремих гармонійних складових. За допомогою приведеної формули можна визначити спектральну густину по заданій аналітично автокореляційній функції RQQ(τ) [9, 10].

Попередньо визначивши автокореляційну функцію RQQ(τ) і застосувавши перетворення отримуємо:

$$S(\omega) = \frac{5.5 \cdot 10^{-10} \cdot 0.217}{0.217^2 + (0.142 - \omega)^2} + \frac{5.5 \cdot 10^{-10} \cdot 0.217}{0.217^2 + (0.142 + \omega)^2}. \quad (21)$$

Графік спектральної густини має такий вигляд (рис. 18):

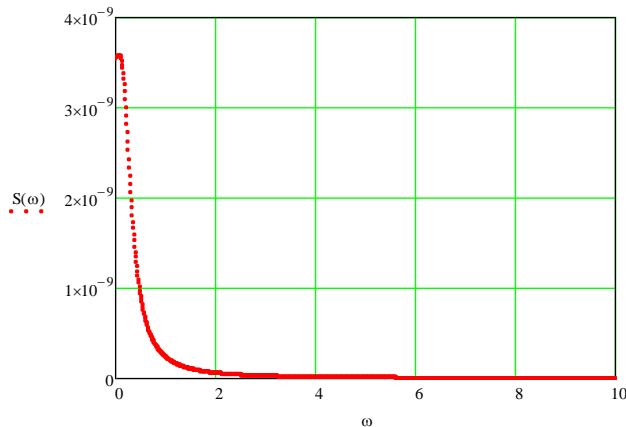


Рисунок 18 – Графік спектральної густини

Тепер можемо визначити АФХ формуючого фільтра.

Спектральна густина (21) також може бути розкладена на два множники:

$$S(\omega) = \sqrt{2D\alpha} \frac{j\omega + \sqrt{\alpha^2 + \beta^2}}{(j\omega + \alpha)^2 + \beta^2} \sqrt{2D\alpha} \frac{-j\omega + \sqrt{\alpha^2 + \beta^2}}{(-j\omega + \alpha)^2 + \beta^2}. \quad (22)$$

Отже, частотна передавальна функція фільтра, формуючого сигнал з прихованою періодичністю визначається:

$$W_\phi(j\omega) = \sqrt{2D\alpha} \frac{j\omega + \sqrt{\alpha^2 + \beta^2}}{(j\omega + \alpha)^2 + \beta^2}. \quad (23)$$

Для нашого випадку частотна функція матиме вигляд:

$$W_\phi(j\omega) = \sqrt{2 \cdot 5.5 \cdot 10^{-10} \cdot 0.217} \frac{j\omega + \sqrt{(0.217)^2 + (0.142)^2}}{(j\omega + 0.217)^2 + (0.142)^2}. \quad (24)$$

Пошук оптимальної продуктивності бурових насосів. Залежність градієнтів зміни гідродинамічного тиску від продуктивності бурових насосів полягає у визначенні, як зміни в продуктивності бурових насосів впливають на темпи зміни гідродинамічного тиску під час буріння свердловини. Ця залежність допомагає розуміти, як ефективно працюють бурові насоси під час видобутку, і як це впливає на характеристики тиску в системі. Аналіз градієнтів гідродинамічного тиску дозволяє оптимізувати роботу нафтогазової промисловості та забезпечити більш високу продуктивність і безпеку під час буріння свердловин (рис. 19).

Висновки

Проведено аналіз статистичних властивостей флуктуацій тиску та витрати бурового розчину в технологічному процесі буріння нафтових і газових свердловин довів, що цей процес є стаціонарним ергодичним випадковим процесом з нормальним законом розподілу та експоненціально-косинусною автокореляційною функцією, а також визначити взаємкореляційні функції та побудувати їх графіки. Це дозволило визначити спектральні густини сигналів і амплітудно-фазові функції формуючих фільтрів. Зроблено розрахунок оптимальної продуктивності бурових насосів в двох варіантах, що дає змогу порівняти результати та побачити вплив різних характеристик на оптимальну продуктивність бурових насосів. А також

побачити різницю в залежності градієнтів зміни гідродинамічного тиску від продуктивності бурових насосів, що побудовані.

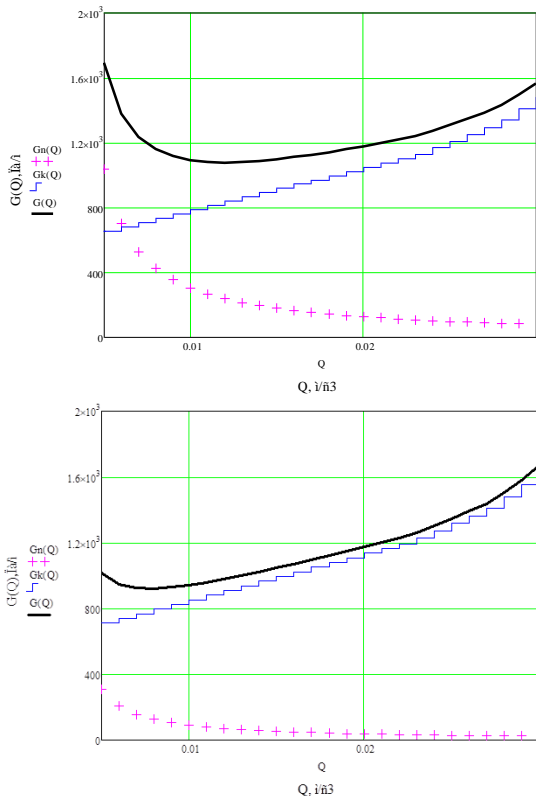


Рисунок 19 – Залежність градієнтів зміни гідродинамічного тиску від продуктивності бурових насосів

Отримані результати дають змогу обґрунтовано визначати в задачі автоматичного контролю тиску та витрати бурового розчину крок дискретизації кожного з цих параметрів, а також структуру давача для системи автоматизованого керування режимами буріння.

Список використаних джерел

1. Автоматизація технологічних процесів у нафтовій та газовій промисловості [текст]: навчальний посібник. Екл.: Г.Н.Семенцов., Я.Р. Когуч, М.М. Дранчук, Я.В. Куровець. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. 300 с.

2. Мала гірнича енциклопедія: в 3 т. / ред. В.С. Білецький. Донецьк: Донбас, 2004. 640 с.

3. Основи гірничого виробництва [текст]: навчальний посібник / укл. Р.С. Яремійчук, В.Р. Возний. Київ: Українська книга, 2000. 360 с.

4. Коцкулич Я.С., Оринчак М. І., Оринчак М. М. Бурові промивні рідини. Івано-Франківськ: «Факел», 2008. 500 с.

5. Огородніков П.І., Світлицький В.М., Угрюмов М.В. Вплив вибійних приводів на хвильові процеси в бурильній колоні. *Нафтогазова галузь України*. 2020. No1. С. 3-7.

6. М.І. Горбійчук, Д.Р. Кропивницький. Математична модель процесу поглиблення свердловини під час буріння гвинтовими вибійними двигунами. *Збірник наукових праць національного університету кораблебудування імені адмірала Макарова*. Миколаїв: видавничий дім "Гельветика", 2021. No1 (484). С. 68-74.

7. Фадеева О.В. Удосконалення математичної моделі технологічного процесу буріння нафтових і газових свердловин. *Вісник Хмельницького національного університету. Технічні науки*, 2008. №6 (123). С.55-60.

8. Гутак О.В., Семенцов Г.Н. Аналіз зв'язків показників ефективності процесу буріння на засадах системного підходу. *Нафтогазова енергетика*, 2009. №2(11). С.94-99.

9. Теорія автоматичного керування [текст]: навчальний посібник/ укл. Г.Н. Семенцов. Івано-Франківськ: Факел, 1999. 611 с.

10. Теорія автоматического управління [текст]: навчальний посібник / укл. В.А. Лукас. М.: Недра, 1990. 416 с.

11. Семенцов Г.Н. Автоматизація процесу буріння свердловин: Івано-Франківськ: Факел, 1999. 200 с.

12. Чисельні методи розв'язку задач у MathCad [текст]: навчальний посібник / укл. О.А. Васильєва, О.А. Гончаров, В.А.

Коновалов, Н.А. Соловйова. Краматорськ: ДДМА, 2006. 108с.

References

1. Automation of Technological Processes in the Oil and Gas Industry [text]: a textbook / compiled by H.N. Sementsov, Ya.R. Kohuch, M.M. Dranchuk, Ya.V. Kurovets. Ivano-Frankivsk: IFNTUNG, 2009. 300 p. [in Ukrainian]

2. Small Mining Encyclopedia: in 3 volumes / edited by V.S. Biletsky. Donetsk: Donbas, 2004. 640 p. [in Ukrainian]

3. Fundamentals of Mining Production [text]: a textbook / compiled by R.S. Yaremychuk, V.R. Vozny. Kyiv: Ukrainian Book, 2000. 360 p. [in Ukrainian]

4. Kotskulich Ya.S., Orinchak M.I., Orinchak M.M. Borehole Drilling Fluids. Ivano-Frankivsk: Fakel, 2008. 500 p. [in Ukrainian]

5. Ogorodnikov P.I., Svitlytsky V.M., Ugryumov M.V. Influence of Drive Systems on Wave Processes in the Drilling Column. Oil and Gas Industry of Ukraine. 2020. No. 1. P. 3-7. [in Ukrainian]

6. M.I. Horbiychuk, D.R. Kropyvnytskyi. Mathematical Model of Well Deepening Process during Drilling with Screw Drives. Collection of Scientific Works of Admiral Makarov National University of Shipbuilding. Mykolaiv: Publishing House 'Helvetika,' 2021. No. 1 (484). P. 68-74. [in Ukrainian]

7. Fadeyeva O.V. Improvement of the Mathematical Model of the Technological Process of Drilling Oil and Gas Wells. Bulletin of Khmelnytskyi National University. Technical Sciences, 2008. No. 6 (123). P. 55-60. [in Ukrainian]

8. Hutak O.V., Sementsov H.N. Analysis of Efficiency Indicators of the Drilling Process on the Basis of a System Approach. Oil and Gas Energy, 2009. No. 2(11). P. 94-99. [in Ukrainian]

9. Theory of Automatic Control [text]: a textbook / compiled by H.N. Sementsov.

Ivano-Frankivsk: Fakel, 1999. 611 p. [in Ukrainian]

10. Theory of Automatic Control [text]: a textbook / compiled by V.A. Lukas. Moscow: Nedra, 1990. 416 p. [in Ukrainian]

11. Sementsov H.N. Automation of Well Drilling Process: Ivano-Frankivsk: Fakel, 1999. 200 p. [in Ukrainian]

12. Numerical Methods for Problem Solving in MathCad [text]: a textbook / compiled by O.A. Vasilyeva, O.A. Goncharov, V.A. Konovalov, N.A. Solovyova. Kramatorsk: DDMA, 2006. 108 p. [in Ukrainian]