



УДК 658.5.015:622.24

**STATISTICAL IDENTIFICATION OF DYNAMIC CHARACTERISTICS OF BORING PUMPING INSTALLATIONS FOR OPTIMIZATION CONTROL**  
**СТАТИСТИЧНА ІДЕНТИФІКАЦІЯ ДИНАМІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК БУРОВИХ НАСОСНИХ УСТАНОВОК ДЛЯ ЗАДАЧ ОПТИМІЗАЦІЇ УПРАВЛІННЯ****Sementsov G.N. / Семенцов Г.Н.***d.t.s., prof. / д.т.н., проф.*

ORCID: 0000-0001-8976-4557

**Iagoyda A.I. / Лагойда А.І.***k.t.s. / к.т.н.*

ORCID: 0000-0002-0862-7786

*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Karpatskaya, 15,76019**Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, вул.Карпатська, 15,76019*

**Анотація.** У роботі розглянуто й описано аналітично структуру інформаційної моделі бурової насосної установки, як об'єкта керування типу МІ-МО. З множини зовнішніх впливів вибрали лише ті, які є найбільш суттєвими для розв'язування задачі моделювання та ідентифікації. Визначено функцію передачі бурової насосної установки при запуску насоса, яка показує, який тиск насосу слід очікувати на різних етапах прискорення насосу. Показано, що гідравлічна система промивання свердловини має ланку з чистим запізненням, яке постійно зростає разом з збільшенням довжини свердловини. Це бурильні труби і затрубний простір. Отримано оцінки математичного сподівання, дисперсії, автокореляційних функцій, спектральної щільності для витрати бурового розчину і тиску нагнітання. На основі зв'язку спектральних щільностей потужностей сигналів з кореляційною функцією, визначено функцію передачі за каналом «витрата бурового розчину – тиск нагнітання».

**Ключові слова:** автоматизація, математична модель, бурова насосна установка, кореляційні функції, спектральна щільність, функція передачі.

**Вступ.** Задача управління промиванням свердловин у процесі їх поглиблення є підзадачею загальної проблеми оптимального керування процесом буріння нафтових і газових свердловин. Промивання свердловин здійснюється спеціальним буровим розчином, який подається на вибій свердловини по бурильних трубах із застосуванням поршневих бурових насосів з приводом великої потужності. Особливістю цього об'єкта є те, що довжина труб постійно збільшується і, отже, сама гідравлічна система є такою, що розвивається у часі. Режим процесу буріння задається у вигляді певного сполучення витрати промивальної рідини, швидкості обертання долота й осьового зусилля на долото. Саме з розробки регуляторів подачі долота для стабілізації осьового зусилля на долото в минулому столітті починалася автоматизація процесу буріння. Пізніше був розроблений метод автоматизації, орієнтований на роторний спосіб буріння з регулюванням швидкості обертання ротора й осьового зусилля на долото. Він дозволяє розраховувати оптимальне зусилля на долото і швидкість його обертання, а також прогнозовані значення тривалості буріння і проходки на долото.

Проте, невирішеною залишається проблема управління промиванням



свердловини у процесі її поглиблення у режимі on-line. Це зумовлено тим, що процес поглиблення свердловини відбувається під впливом різного типу завад за умов дефіциту апріорної та поточної інформації щодо параметрів гідравлічної системи та її структури, а саме процес промивання є не відтворюваним нелінійним стохастичним й таким, що розвивається у часі. Тому залишається ще багато невіршених питань, зокрема, побудова комплексної математичної моделі технічної гідравлічної системи промивання свердловини. З урахуванням того, що у перспективі очікується широке впровадження бурових насосних установок з регульованою продуктивністю, моделювання та ідентифікація бурових насосних установок для задач управління процесом промивання свердловин є важливою науково-прикладною проблемою, яка потребує свого вирішення.

### **Основний текст.**

*Аналіз останніх досліджень і публікацій.* Світовий досвід у галузі автоматизації процесу буріння нафтових і газових свердловин свідчить, що науковці приділяють велику увагу дослідженню цієї проблеми. Теоретичні основи сучасного розвитку автоматизації буріння та результати впровадження нових технологій представлені у працях [1÷5]. У [1] переконливо доведено, що автоматизація процесу буріння вимагає наявності системи, яка має здатність справлятися з мінливістю і невизначеністю геосередовища. Підкреслено, що поява керованого буріння під тиском грає важливу роль у прагненні й автоматизації промивання свердловин. Гідравлічна модель повинна бути побудована і постійно оновлюватися під час буріння за допомогою даних з бурової установки, таких як швидкість потоку, густина розчину, глибина, швидкість обертання, крутний момент, температура і реологічні параметри бурового розчину [2]. Показано, що повністю автоматизований процес буріння, у кінцевому рахунку, залежить від здатності всіх компонентів обмінюватися інформацією [3]. Для того, щоб ефективно використовувати ці дані автоматично і належним чином реагувати на непередбачувані ситуації, буріння вимагає загальносистемної сумісності людей, інструментів, обладнання та інформації у потрібний час і у контексті певної операції буріння [4]. Особливої уваги заслуговує робота [5], де підкреслено особливу роль промивання свердловини у процесі її поглиблення і необхідність неперервного вимірювання параметрів бурового розчину. Детально розглянуто питання пуску бурового насоса і процедуру його автоматизації, а також наявність гідравлічної моделі насоса [6]. Для автоматизованого експериментального буріння на платформі «Stafjord C» були випробувані два давачі для безперервного вимірювання параметрів бурового розчину: густини рідини і в'язкості [6].

У роботі [7] на прикладі результатів буріння свердловини № 510 Бугруватівського родовища ВАТ «Укрнафта» з горизонтальним закінченням стовбуру довжиною 139 м, відходом по горизонталі 483 м, глибиною по вертикалі 3416 м, по довжині стовбуру – 3737 м показано велику роль полімерного бурового розчину «Flo-Pro NT», який використано для розкриття продуктивних відкладів. Позитивний ефект досягнуто завдяки тому, що використаний буровий розчин володіє необхідними структурно-реологічними



властивостями та максимально захищає привибійну зону продуктивного горизонту від забруднення. Розроблені системи малоглинистих бурових промивальних рідин з органоколоїдними складовими для розбурювання нестійких порід та якісного розкриття пластів відповідають світовим вимогам і здатні забезпечити підвищення техніко-економічних показників буріння і продуктивність свердловин [7].

Визначаючи наукові досягнення, викладені у роботах [1÷7], слід відзначити, що питання моделювання й ідентифікації динамічних характеристик бурових насосних установок залишаються мало вивченими. Проблеми практичного використання результатів моделювання й ідентифікації динамічних характеристик бурових насосних установок висвітлені не повною мірою та потребують апробації із подальшим удосконаленням у напрямі врахування можливостей АСУТП, ІТ і цифрової техніки відповідно до стратегію світового розвитку Industry 4.0. Тож обрана тема наукового дослідження є актуальною на сучасному етапі розвитку автоматизації процесу буріння нафтових і газових свердловин.

*Метою статті* є емпірична оцінка, моделювання та ідентифікація динамічних характеристик бурових насосних установок для задач оптимізації управління.

*Результати досліджень.* Відзначимо, що буровий насос є основним елементом технічної гідравлічної системи промивання свердловини у процесі її поглиблення. Насос здійснює транспортування промивальної рідини із накопичувача бурового розчину у напрямку вибою свердловини по каналу зв'язку – бурильним трубам і затрубному простору – у накопичувач. Ізолююча система представлена як твердим корпусом техногенного каналу (труби), так і твердим панцером гірських порід у природному каналі зв'язку – свердловині. Впродовж рейсу бурового інструменту розрізняють:

- режим процесу механічного буріння, який задається геолого-технічним нарядом у вигляді певного сполучення витрати промивальної рідини, осьового зусилля на долото, швидкості обертання долота і часу обертання;
- режим промивання свердловини до і після механічного буріння, що задається витратою промивальної рідини;
- режим виконання спуско-підймальних операцій, що задається швидкістю спуско-підйому бурильних труб.

Оскільки зміна витрати промивальної рідини пов'язана із заміною втулок бурових насосів, то промивання стовбура свердловини на певному інтервалі глибини здійснюють з такою ж витратою, що й для механічного буріння. Це дозволяє не розглядати режим промивання як самостійний, а вважати його заданим при заданому режимі буріння.

Неперервна циркуляція бурового розчину необхідна в процесі буріння свердловини. При цьому розчин, що подається у свердловину буровими насосами, надходить спочатку в бурильні труби, а потім через отвори у долоті на вибій свердловини і по затрубному простору піднімається до гирла свердловини. Буровий розчин у процесі буріння виконує декілька функцій, основними з яких є винос вибуреної породи із вибою свердловини на



поверхню, охолодження долота в процесі буріння, створення протитиску на породи, що розбурюються та ін. Будучи однією із керувальних дій режиму буріння, витрата бурового розчину суттєво впливає на ефективність процесу буріння [8]. Це обумовлює необхідність оптимізації процесу промивання свердловини, основними задачами якої є покращення очистки вибою і свердловини від продуктів руйнування, покращення показників роботи долота на вибої свердловини, зменшення аварій і ускладнень, пов'язаних із станом стовбура свердловини. Вирішення цих завдань пов'язане зі створенням бурових насосів з регульованою продуктивністю.

Режими роботи бурових насосів різноманітні і навантаження їх залежить від багатьох факторів – глибини свердловини, питомої ваги і в'язкості бурового розчину, параметрів долота, вибійного двигуна та ін. Водночас режим роботи насосів суттєво впливає на процес буріння, оскільки потужність, що розвивається гвинтовими вибійними двигунами і механічна швидкість буріння пропорційні потужності насосів. Тому доцільно повністю використовувати потужність в усіх режимах буріння шляхом зменшення продуктивності насоса і збільшення тиску нагнітання. Якщо привід насосу нерегульований, то змінити продуктивність можна лише ступінчато – шляхом заміни циліндричних втулок, що призведе до суттєвого недовикористання встановленої потужності. Більш повне використання потужності насосів забезпечує регульований привід. Слід також враховувати, що у кожному інтервалі буріння можливим є деякий оптимальний режим, який реалізується при плавному регулюванні швидкості у певних межах.

Регульований привід бурових насосів значно полегшує також проведення операції поновлення циркуляції бурового розчину в гідравлічній системі, коли, в початковий момент, в'язкість розчину і гідравлічний опір у системі значно більше, а ніж у робочому режимі. Для бурових насосів, що використовуються при бурінні свердловин довжиною до 2,5 км рекомендується [8] нерегульований привід, для свердловин довжиною 2,5÷4 км – частково регульований, для свердловин 4÷6 км – регульований привід зі зниженням швидкості обертання на 30÷50 % від номінальної, для глибини 6-7 км – рекомендується глибоко регульований привід бурових насосів. Сучасні засоби електроприводу дозволяють вирішити цю задачу.

Для регулювання швидкості обертання бурового насоса у діапазоні 0÷100 %, а також автоматичної стабілізації частоти обертання якоря та обмеження за заданим рівнем максимального струму інструменту на валі приводу застосовується тиристорний електропривід постійного струму ТЕР-1600/750-1221-Я-В1П2-0У2 зі станцією управління БУНА-800/1320 У2 або ТЕР-1600/750-1221-Я-В1П2-0У3 зі станцією управління БУНА-740/1270-У31Р21 [9]. Номінальна напруга трифазної мережі змінного струму не більше 660В з відхиленням напруги живлення від номінального значення не більше +10, -15%. Частота мережі живлення 50 Гц ±5%. Збудження приводного електродвигуна незалежне, номінальний середній струм збудження приводного електродвигуна – 22А. Номінальне середнє значення випрямленої напруги  $U = 800\text{В}$ , випрямленого струму  $I = 1600\text{А}$ . Діапазон регулювання швидкості обертання



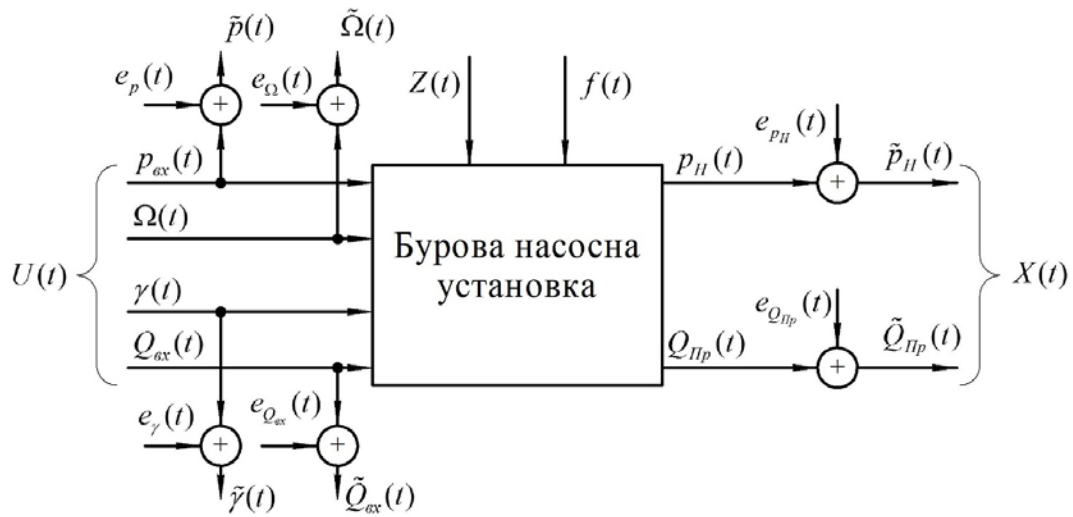
двигуна при зворотному зв'язку за швидкістю 1:75; при зворотному зв'язку за ЕРС 1:25. Похибка стабілізації швидкості обертання двигуна при зворотному зв'язку за швидкістю 0,9 %; при зворотному зв'язку за ЕРС – 3,5 %. Система управління тиристорним електроприводом мікропроцесорна, забезпечує самодіагностування, ККД 98%, коефіцієнт потужності 0,87.

Як критерій оптимізації процесу промивання свердловини рекомендується [8] мінімум витрат на промивання свердловини і допоміжні роботи, що пов'язані з ним. Для вирішення основних завдань оптимізації промивання свердловини необхідні дві математичні моделі: взаємодії бурового розчину з свердловиною та регулювання властивостей бурових розчинів.

Перша математична модель повинна встановити зв'язок техніко-економічних показників процесу буріння з параметрами бурових розчинів, а друга – зв'язок між якісними параметрами бурових розчинів і параметрами реагентів, що використовуються при їхньому виготовленні. Особливістю є те, що ці математичні моделі розробляються лише на основі технологічної інформації, яку отримують під час буріння опорно-технологічних й інформаційних свердловин за певною методикою. Ця інформація є основою для встановлення залежностей техніко-економічних показників буріння від якісних і кількісних параметрів бурових розчинів і для розроблення математичної моделі взаємодії бурового розчину зі свердловиною.

У результаті дослідження цієї моделі визначаються якісні і кількісні параметри бурового розчину для всіх інтервалів буріння, а також основні вимоги до технологічного обладнання. Водночас видається необхідна інформація відповідним службам, які розробляють рецептуру бурових розчинів. Окрім цього, розробляється технічне завдання на проектування нового, більш ефективного технологічного обладнання для промивання свердловини (наприклад насосів). На основі отриманої технологічної інформації розробляється також математична модель регулювання властивостей бурового розчину, у результаті дослідження якої визначаються рецептури бурових розчинів, перелік необхідних матеріалів і реагентів, а також вимоги до якості приготування бурових розчинів і до технологічного обладнання, що призначене для приготування і регулювання параметрів бурових розчинів. Окрім цього, розробляється також технічне завдання на проектування нового, більш ефективного технологічного обладнання для приготування і регулювання параметрів бурових розчинів.

Для розв'язання розглянутих задач оптимізації процесів промивання свердловин під час їхнього поглиблення необхідним є використання сучасних засобів контролю параметрів бурового розчину (питомої ваги, в'язкості, рівня та ін.) та пристроїв для збору інформації й представлення її у режимі on-line у комп'ютер АСУТП–буріння. Оскільки показники процесу промивання свердловини під час її поглиблення залежать від великої кількості взаємопов'язаних вхідних факторів, структуру інформаційної моделі бурової насосної установки як об'єкта керування типу МІ-МО (рис. 1) розглянемо відповідно до поставлених задач моделювання та ідентифікації.



**Рис. 1 Структура інформаційної моделі бурової насосної установки як об'єкта керування типу МІ-МО:**  $p_{ex}(t)$  – тиск на вході насосу;  $\Omega(t)$  – число ходів поршнів бурового насосу в одиниці часу, задані оператором;  $\gamma(t)$  – густина бурового розчину;  $Q_{ex}(t)$  – об'єм бурового розчину на вході насосу;  $f(t)$  – вектор збурень, який характеризує взаємодію об'єкта з навколишнім середовищем;  $p_n(t)$  – тиск нагнітання бурового розчину на вході у свердловину;  $Q_{np}(t)$  – продуктивність насосу;  $e_p(t), e_{\Omega}(t), e_{\gamma}(t), e_{Q_{ex}}(t), e_{p_n}(t), e_{Q_{np}}(t)$  – адитивні шуми у вимірювальних каналах;  $t \in T$  – неперервний час;  $T$  – тривалість інтервалу спостереження протягом рейсу долота

Внаслідок впливу збурень  $f(t)$  вхідні і вихідні параметри бурової насосної установки вимірюються з похибками, які трактують як адитивний шум  $e(t)$

$$\begin{aligned} \bar{p}_n(t) &= p(t) + e_{p_n}(t), \\ \bar{\Omega}(t) &= \Omega(t) + e_{\Omega}(t), \\ \bar{Q}_{np}(t) &= Q(t) + e_{Q_{np}}(t) \text{ та ін.} \end{aligned}$$

Отже, робота бурової насосної установки описується сукупністю випадкових процесів  $\Omega(t), p(t), \gamma(t), Q(t), p_n(t), Q_{np}(t)$ , які стохастично пов'язані між собою.

Оскільки експериментальні дослідження проводили у стаціонарному режимі, то оцінки математичних сподівань досліджуваних параметрів під час експерименту вважатимемо постійними, а самі реалізації досліджуваних процесів розглядатимемо як квазістаціонарні випадкові функції.

Для побудови математичної моделі бурової насосної установки враховуватимемо, що стан насосного агрегату у кожний момент часу  $t$  з певною точністю можна охарактеризувати компонентами вектора вихідних змінних

$$\bar{x}^T(t) = (Q_{np}(t), p_n(t)), \tag{1}$$

де  $Q_{np}(t)$  – продуктивність насосу;

$p_n(t)$  – тиск нагнітання бурового розчину на вході у свердловину.

Процес функціонування бурової насосної установки запропоновано



розглядати як послідовну зміну її станів. При переході від одного миттєвого стану до іншого, значення  $Q_{\text{пр}}(t)$  і  $p_{\text{н}}(t)$  змінюються, тобто вони є функціями не тільки стану, але й часу і їх називають характеристиками стану бурової насосної установки. На бурову насосну установку також впливає велика кількість зовнішніх впливів., але далеко не всі вони суттєві.

З множини зовнішніх впливів відібрали лише ті, які є найбільш суттєвими для розв'язуваної задачі ідентифікації. Це в першу чергу керувальні дії

$$\bar{U}^T(t) = (Q_{\text{вх}}(t), \Omega(t), p_{\text{вх}}(t), \gamma(t)). \quad (2)$$

Окрім цього, об'єкт керування характеризується деякою кількістю постійних величин  $\bar{Z}^T(t)$ :

$$\bar{Z}^T(t) = (\Omega_{\text{зд}}(t), D, \rho, Fl\dots), \quad (3)$$

де  $\Omega_{\text{зд}}(t)$  – задана оператором частота обертання приводу бурового насосу;

$Fl$  – компонентний склад бурового розчину;

$D$  – діаметр насадок;

$\rho$  – структурно-геологічні властивості промивальної рідини,

та вектором збурень  $f(t)$ , від яких залежать витрато-напірні характеристики бурової насосної установки: технічний стан насосної установки, хімічний склад бурового розчину, динаміка температур навколишнього середовища і гірських порід у свердловині, зони проникнення фільтрату бурового розчину, атмосферний тиск та ін.

Отже, кожна із вихідних величин є функцією керувальних дій  $\bar{U}^T(t)$  і зовнішніх впливів  $\bar{Z}^T(t)$  та  $\bar{f}(t)$

$$\bar{x}_i(t) = F_i(\bar{U}(t), \bar{Z}(t), \bar{f}(t)), \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (4)$$

де  $n$  – кількість вихідних величин.

Для моделювання й ідентифікації динамічних характеристик бурових насосних установок як основного елемента системи промивання свердловин, застосуємо універсальний системний аналіз. Відзначимо, що теорія гідравлічних мереж ґрунтується на методах теорії електричних мереж.

Отже, при виборі будь-яких фізичних аналогій розмірності потужності, роботи й енергії повинні співпадати. Дійсно, для електричної  $N_e$  та гідравлічної  $N_r$  потужностей

$$[N_e] = [U][I] = \left[ \frac{\text{Н} \cdot \text{м}}{\text{А} \cdot \text{с}} \right] [A] = \left[ \frac{\text{Дж}}{\text{с}} \right] = [\text{Вт}],$$

$$[N_r] = [p][Q] = \left[ \frac{\text{Дж}}{\text{м}^2} \right] \left[ \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \right] = \left[ \frac{\text{Дж}}{\text{с}} \right] = [\text{Вт}].$$

При практично повній аналогії законів матеріального й енергетичного балансу в гідравлічних і електричних системах недоліком такого підходу є те, що структура гідравлічної системи промивання свердловини розімкнена, на відміну від електричних систем, які замкнені, тобто в гідравлічній системі промивання свердловини мають місце приток промивальної рідини у систему і



витік із неї, а сама система функціонує за умов невизначеності під впливом завад. Окрім цього, процес буріння має велику розмірність і велику кількість зв'язків, що формалізуються важко. Його модель є лише інструментом для визначення міри порівненої ефективності рішень, що приймаються.

За основний критерій оптимальності процесу поглиблення свердловин прийнято максимум механічної швидкості буріння [1÷4]:

$$V_M(x) \xrightarrow{x \in S} \max$$

з технологічними обмеженнями

$$S = \left[ \Omega_i \in \{\Omega_{\min}, \Omega_{\max}\}; \gamma_i \in \{\gamma_{\min}, \gamma_{\max}\}; Q_{\text{BX}_i} \in \{Q_{\text{BX}_{\min}}, Q_{\text{BX}_{\max}}\}; p_{\text{BX}_i} \in \{p_{\text{BX}_{\min}}, p_{\text{BX}_{\max}}\} \right. \\ \left. F_i \in \{F_{\min}, F_{\max}\}; Q_{\text{пр}_i} \in \{Q_{\text{пр}_{\min}}, Q_{\text{пр}_{\max}}\}; p_{\text{H}_i} \in \{p_{\text{H}_{\min}}, p_{\text{H}_{\max}}\}; h_i > 0; \sum_{i=1}^M h_i = H; \right. \\ \left. V_{\text{спo}_i} \leq (V_{\text{спo}})_{\max}; M_{\text{д}} \leq (M_{\text{д}})_{\max}; N \leq N_{\text{макс доп}} \right]$$

де  $H = \text{const}$  – проектна глибина свердловини, яка може бути розділена на  $M$  рівнів;

$h_i$  – проходка на долото в  $i$ -му рейсі;

$N$  – потужність двигуна приводу бурової насосної установки;

$F_i$  – осьове зусилля на долото;

$V_{\text{спo}}$  – швидкість спуско-підймальних операцій;

$M_{\text{д}}$  – момент на долоті;

$T_{\text{б}}$  – тривалість роботи долота у певному інтервалі  $h_i$ .

Отже, якщо вектор режиму експлуатації обладнання бурової установки на  $i$ -му рейсі долота

$$V_i = (F_i, \Omega_i, Q_i, t_i, V_{\text{спo}_i}),$$

то вектор показників режиму експлуатації бурової техніки на  $i$ -му рейсі долота

$$\chi_i = (h_i, t_i, T_{\text{спo}_i}, T_{\text{пром}_i}),$$

де  $T_{\text{спo}_i} > 0$  – час, що витрачається на спуско-підймальні операції;

$T_{\text{пром}_i} > 0$  – час, що витрачається на промивання свердловини на  $i$ -му рейсі долота.

Для бурових установок для експлуатаційного і глибокого розвідувального буріння нафтових і газових свердловин використовуються системи наземного контролю процесу буріння нафтових і газових свердловин СКУБ-М2, БУР-САК, Геосервіс, Разрез-2 та ін. Основні параметри гідравлічної системи промивання свердловини, що контролюються в АСУТП-буріння, наведені у табл. 1.

Основними чинниками, що визначають режим роботи бурових насосів, є тиск нагнітання бурового розчину  $p$ , МПа і витрата бурового розчину в нагнітальній лінії  $Q$ ,  $\text{дм}^3/\text{с}$ . У статичному режимі зв'язок між цими чинниками наступний [8]:

$$p = K \cdot Q^2, \quad (5)$$

де  $K = \text{var}$  – коефіцієнт гідравлічного опору, що характеризує загальний опір технічної гідравлічної системи промивання свердловини.





**Таблиця 1**

**Основні параметри, що контролюються системою і верхні межі їхнього вимірювання**

Контрольований параметр	Верхня межа вимірювань у залежності від глибини свердловини, м			
	1250÷2000	1600÷3200	2500÷6500	5000÷16000
Тиск нагнітання бурового розчину, МПа	25	25 40	25 40	25 40 60
Витрата бурового розчину у нагнітальній лінії, $\text{дм}^3/\text{с}$	60 100	60 100	60 100 150	60 100 150

Оптимальний режим роботи бурового насоса характеризується потужністю на виході  $pQ = \text{const}$ , яка дорівнює номінальній. Наближення до цього режиму для насосних установок з нерегульованим приводом досягається застосуванням циліндричних втулок різного діаметру. Відзначимо, що регульований електропривід бурових насосів істотно впливає на конструкцію обладнання насосної установки.

Статична витрато-напірна характеристика бурових насосів (5) є неістотно нелінійною, оскільки графік  $p = f(Q)$  має гладку форму. Нелінійність, що призводить до неможливості використання принципу суперпозиції, різко збільшує розмірність задачі і номенклатуру технічних засобів на формування компонент градієнта показника якості. Проте, в обмеженому діапазоні вихідна величина  $p$  може бути приблизно охарактеризована лінійною функцією. Така лінеаризація за Тейлором нелінійної характеристики  $p = f(Q)$  правомірна, оскільки у процесі роботи бурового насоса його вхідна величина  $Q$  змінюється у невеликому діапазоні навколо деякого значення  $Q_0$ , якому відповідає  $p_0$  (табл.2).

Для лінеаризації за методом дотичних скористаємося розкладанням функції  $p(Q)$  у ряд Тейлора з подальшим обрахунком перших двох членів цього ряду

$$p(Q) \approx p(Q_0) + p'(Q_0)(Q - Q_0). \quad (6)$$

Оскільки при розрахунку автоматичних систем керування зручно розглядати лінійні характеристики виду (6) як відхилення змінних  $Q$  і  $p$  від значень  $Q_0$  і  $p_0$ , то можемо записати

$$p - p_0 = p'(Q_0)(Q - Q_0), \quad (7)$$

$$\text{або} \quad \Delta p = k \Delta Q, \quad (8)$$

де  $k$  – коефіцієнт передачі бурового насоса;

$$[k] = \frac{[p]}{[Q]} = \frac{\text{МПа}}{\text{дм}^3/\text{с}}.$$



Таблиця 2

Статичні характеристики насосної установки та характеристики функціональних перетворень, що їм відповідають

Статична характеристика насосної установки – крива навантаження	ММ насосної установки як НЕ	ММ функції перетворювача	Характеристика функції перетворювача
	$p(Q) = K \cdot Q^2$	$\frac{\partial p}{\partial Q} = 2K \cdot Q$	
	$N_r(Q) = K \cdot Q^3$	$\frac{\partial N_r}{\partial Q} = 3K \cdot Q^2$	

Якщо скористатися формулою (5), тоді коефіцієнт передачі у робочій точці дорівнюватиме

$$k = \left( \frac{\partial p}{\partial Q} \right)_{Q=Q_0} = 2KQ. \tag{9}$$

Вираз (9) є математичною моделлю функції перетворювача (табл.2).

Якщо мова йде про гідравлічну потужність  $N_r$  (табл.2), тоді

$$N_r = p(Q) = KQ^2Q = KQ^3. \tag{10}$$

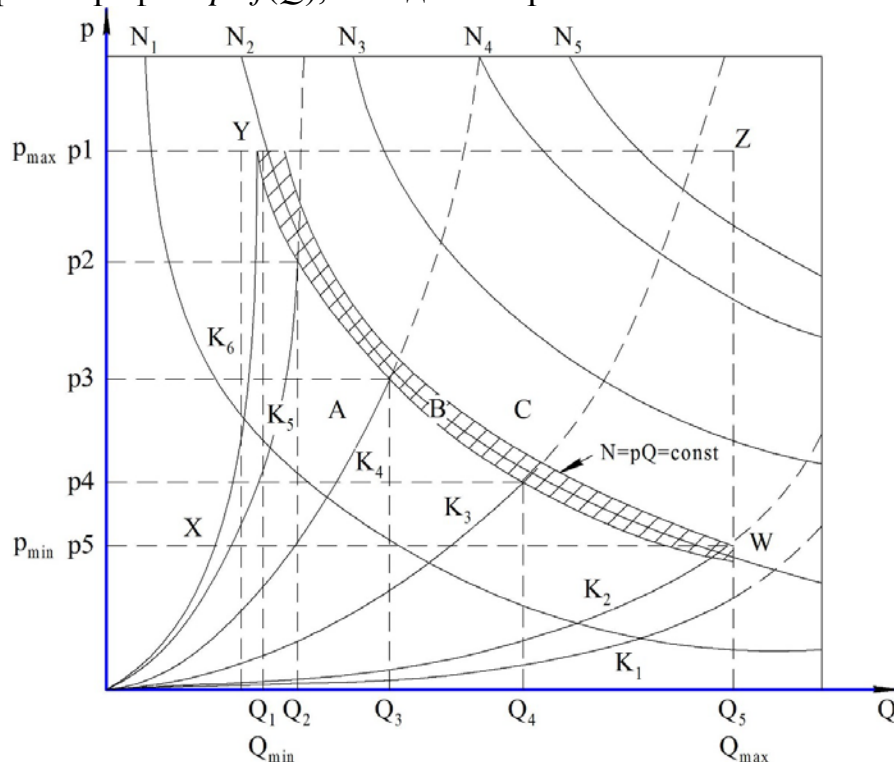
Отже, при постійних параметрах гідравлічної системи, гідравлічна потужність  $N_r$  пропорційна подачі бурового розчину у третьому ступені, тобто зростає досить інтенсивно.

На рис. 2 у площині параметрів  $(Q, p)$  наведено області роботи системи регулювання бурового насосу. Прямокутник  $XYZW$  у цій площині, який обмежений гранично допустимими значеннями подачі бурового розчину  $Q$  і тиску нагнітання  $p$  на вході у свердловину, розділений на три обмежені області А, В, С. Області А і В умовно можна вважати областями роботи системи стабілізації потужності  $N=pQ=const$ . Область А відповідає фактичній потужності, яка менше заданої, а область С – більше заданої. Область В є областю підтримання номінального значення  $pQ=const$ . Вона обмежена шириною зони нечутливості регулятора. Чим чутливіше регулятор, тим вужче



область В. Коли зона нечутливості регулятора прямує до нуля, область В вироджується у криву рівної потужності (криву навантаження насоса). В останньому випадку задача регулювання зводиться до пошуку точки, що лежить на кривій рівної потужності і стабілізації координат цієї точки.

Внаслідок відхилення від режиму  $pQ = \text{const}$  як у бік збільшення, так і у бік зменшення потужності  $N$  показники процесу буріння погіршуються. Оптимальний режим роботи бурової насосної установки характеризується потужністю на виході, яка дорівнює номінальній  $N_{\text{ном}} = pQ = \text{const}$  [8]. Для нерегульованого приводу насоса наближення до цього режиму досягається шляхом застосування циліндричних втулок різного діапазону для поршнів. Їм відповідають різні графіки  $p=f(Q)$ , наведені на рис.2.



**Рис. 2** Витрато-напірні характеристики (криві навантаження) та області роботи бурового насосу:  $N_1 < N_2 < N_3 < N_4 < N_5$

Значення коефіцієнта гідравлічного опору  $K = \text{var}$  і зростає зі збільшенням довжини свердловини

$$K_1 < K_2 < K_3 < K_4 < K_5 < K_6.$$

Якщо регулювання здійснюється при постійній потужності, то крива  $p=f(Q)$  наближається до оптимальної.

Що стосується динамічних характеристик насосної установки, то для їхнього дослідження скористаємося експериментально-аналітичним методом. Для визначення функцій передачі скористаємося перехідними характеристиками (криві розбігу)  $p(t)$ , які отримані на насосній установці, до складу якої входить насос У8-6МА з приводом СДБО=99/49-8 потужністю 1260 кВт (св. №185 Північна Долина, Прикарпатського УБР).

Вхідною величиною є напруга  $U$  живлення двигуна, вихідною – тиск  $p$  нагнітання бурового розчину у свердловину. Проведено два експерименти на



різних глибинах свердловини. У першому тиск зріс до 17,2 МПа, у другому – до 18,21 МПа. Здійснено перехід до безрозмірних одиниць  $U^*$ ,  $p^*$  за формулами

$$U^* = \frac{U - U_0}{U_{\max} - U_0} \leq 1; \quad p^* = \frac{p - p_0}{p_{\infty} - p_0} \leq 1. \quad (11)$$

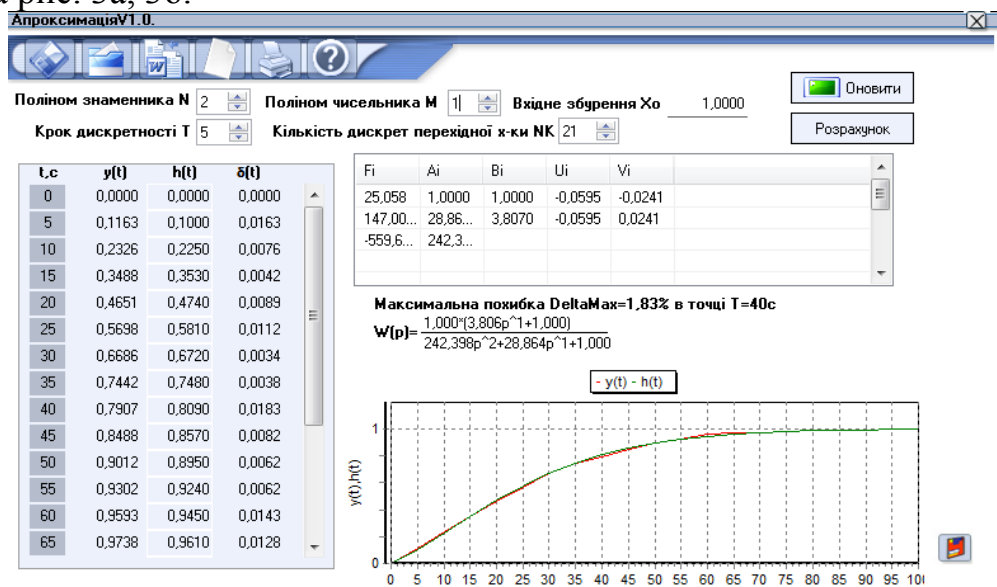
Тут  $U, p$  – поточні значення у розмірних одиницях;

$U_0, p_0$  – значення вхідної і вихідної величин у розмірних одиницях до моменту нанесення збурення на об'єкт керування;

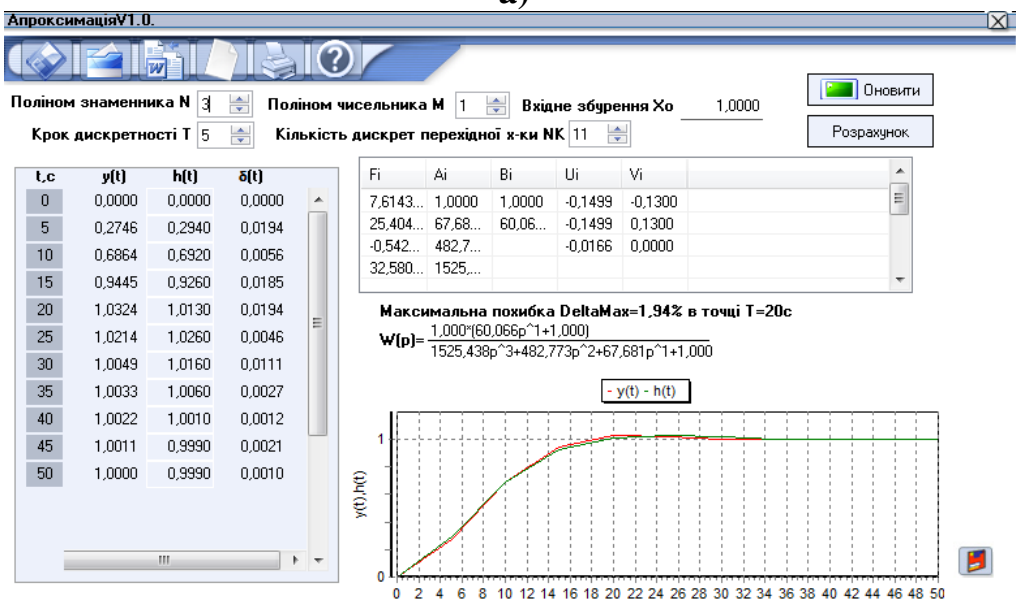
$U_{\max}$  – максимальне значення вхідної величини ;

$p_{\infty}$  – усталене значення вихідної величини.

Для розрахунків скористалися програмою Арох. Результати розрахунків наведені на рис. 3а, 3б.



а)



б)

**Рис. 3. Функції передачі бурової насосної установки:**  
 а) максимальне значення тиску  $p = 17,23$  МПа; б) максимальне значення тиску  $p = 18,2$  МПа



Бачимо, структури функції передачі  $W(p)$  і їхні параметри різні. Це підтверджує те, що об'єкт керування має властивість невизначеності щодо параметрів та його структури. Цей факт є підставою для розробки методу визначення функції передачі бурової насосної установки у режимі on-line. Оскільки процес промивання свердловини під час її поглиблення відбувається під впливом різного типу завад, за умов дефіциту апріорної та поточної інформації щодо параметрів промивальної системи та її алгоритмічної структури, а сам процес є не відтворюваним нелінійним стохастичним і таким, що розвивається у часі, то розглянемо питання статистичної ідентифікації допоміжних характеристик насосної установки в реальному часі.

Для проведення статистичного дослідження отриманих даних у якості вхідного параметру використовується графік зміни витрати  $Q(t)$  у часі, а вихідного параметру – графік зміни тиску  $p(t)$  у часі. Дискретні значення досліджуваних сигналів визначені з кроком дискретизації  $\Delta t=1,5$  сек. Масив даних  $n = 150$  досліджено в Matlab. Отримані статистичні характеристики наведено у табл.3.

Таблиця 3

## Статистичні характеристики витрати бурового розчину і тиску нагнітання

№	Статистичні характеристики досліджуваних сигналів	Витрата бурового розчину $Q(t)$ , $\text{дм}^3/\text{с}$	Тиск нагнітання $p(t)$ , МПа
1	Математичне сподівання	26,663	19,044
2	Дисперсія	2,575	0,025
3	Середньо-квадратичне відхилення	1,604	0,158
4	Асиметрія	-0,5107	0,229
5	Ексцес	3,245	2,161
6	Закон розподілу	нормальний	логнормальний
7	Нормована автокореляційна функція	$R_{QQ}(\tau) = 0.4685e^{-0.01179(\tau)} \cdot \cos(-0.03275\tau)$	$R_{pp}(\tau) = 0.8652e^{-0.007819(\tau)} \cdot \cos(-0.0283\tau)$
8	Оцінка функції спектральної щільності	$S_Q(\omega) = 0.389 - 0.018\omega^2 + 1.597 \cdot 10^{-4} \omega^4$	$S_p(\omega) = 0.404 - 6.668 \cdot 10^{-3} \omega^2$

Рівняння автокореляційних функцій визначені за допомогою програми Curve Fitting Tool (рис. 4, рис. 5).

За допомогою приведених формул нормованих автокореляційних функцій визначили графіки функцій спектральної щільності вхідного  $Q(t)$  і вихідного  $p(t)$  сигналів (рис. 6, рис. 7)

Для визначення функції передачі  $W(s) = \frac{p(s)}{Q(s)}$ , потрібно мати рівняння, які

би описували функцію спектральних щільностей вхідного і вихідного сигналів:

$$|W(j\omega)|^2 = \frac{S_x(\omega)}{S_y(\omega)}, \quad (12)$$

де  $S_y(\omega)$  – спектральна щільність вхідного сигналу  $Q(t)$ ;

$S_x(\omega)$  – спектральна щільність вихідного сигналу  $p(t)$ .

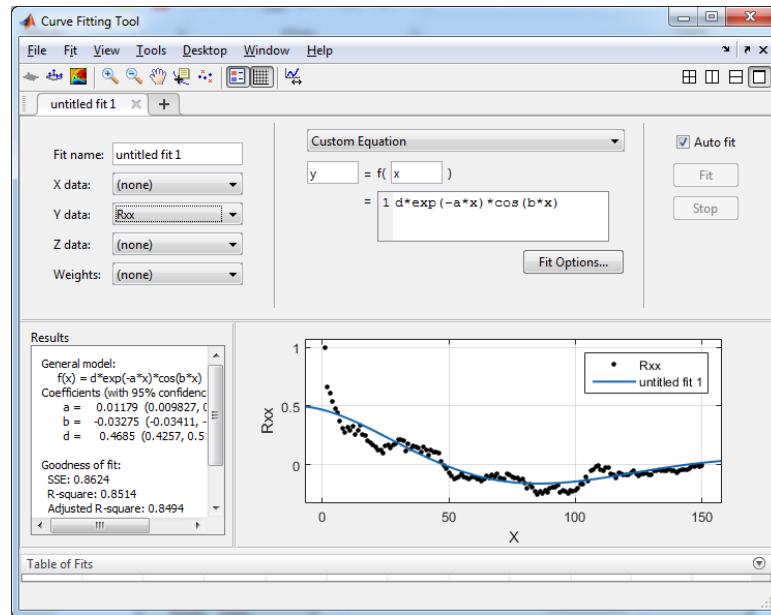


Рис. 4 Визначення рівняння нормованої автокореляційної функції  $R_{00}(\tau)$

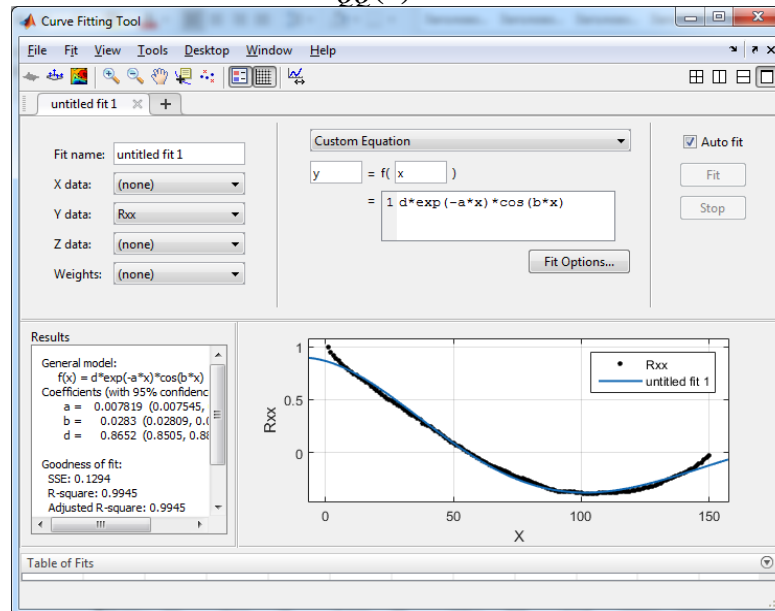


Рис. 5 Визначення рівняння нормованої автокореляційної функції  $R_{pp}(\tau)$

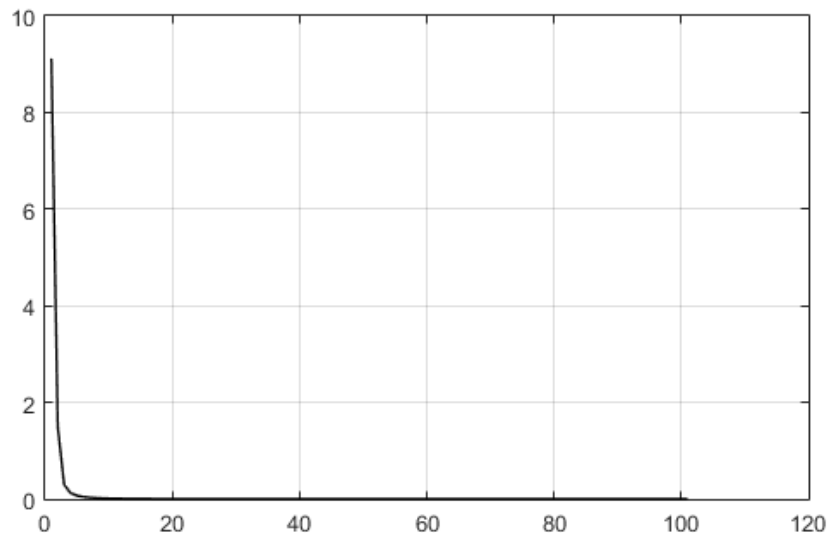
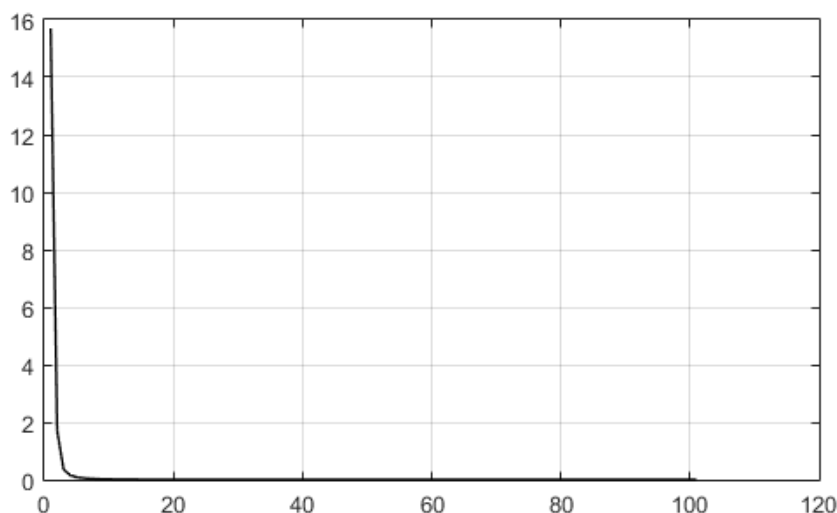


Рис. 6 Графік функції спектральної щільності вхідного сигналу  $Q(t)$



**Рис. 7** Графік функції спектральної щільності вихідного сигналу  $p(t)$

Для цього розраховані спектральні щільності опишемо за допомогою програмного продукту MathCad і вбудованої функції узагальненої регресії *linfit* [10]. Дану функцію застосовують у тих випадках, коли звичайна поліноміальна функція не придатна для опису залежності певних даних, і тому для апроксимації даних необхідно використовувати лінійну комбінацію довільних функцій, жодна з яких може навіть не бути поліномом:

$$y = a_0 \cdot f_0(x) + a_1 \cdot f_1(x) + \dots + a_n \cdot f_n(x),$$

де  $a_0, a_1, \dots, a_n$  - невідомі коефіцієнти, розраховані за допомогою функції *linfit*;

$f_n(x)$  - довільна функція лінійної комбінації.

Отже, результатом роботи функції *linfit* буде вектор із коефіцієнтів, потрібних для створення лінійної комбінації апроксимуючої функції.

Задаємо відповідні значення для кожної змінної функції *linfit* і визначаємо рівняння спектральної щільності  $S_y(\omega)$  відповідного сигналу в такій послідовності:

$$vx = \omega.$$

$$vy = S_y,$$

$$F1(x) = \begin{pmatrix} x^0 \\ x^2 \\ x^4 \end{pmatrix},$$

$$K1 = \text{linfit}(vx, vy, F1),$$

$$g1(w) = K1 \cdot F1(w),$$

$$K1 = \begin{pmatrix} 0.389 \\ -0.018 \\ 1.597 \cdot 10^{-4} \end{pmatrix}.$$

У результаті отримуємо рівняння функції спектральної щільності вхідного сигналу:



$$S_y(\omega) = 0,389 - 0,018 \cdot \omega^2 + 1,597 \cdot 10^{-4} \cdot \omega^4. \quad (13)$$

Аналогічні операції проведемо із функцією  $S_x(\omega)$ :

$$\begin{aligned} vx &= \omega, \\ vy &= S_x, \\ F2(x) &= \begin{pmatrix} x^0 \\ x^2 \end{pmatrix}, \\ K2 &= \text{linfit}(vx, vy, F2), \\ K2 &= \begin{pmatrix} 0.404 \\ -6.668 \cdot 10^{-3} \end{pmatrix}. \end{aligned}$$

Рівняння спектральної щільності вихідного сигналу отримали таким:

$$S_x(\omega) = 0,404 - 6,668 \cdot 10^{-3} \cdot \omega^2. \quad (14)$$

У результаті даних розрахунків отримали вираз для амплітудно-фазової функції:

$$|W(j\omega)|^2 = \frac{0,404 - 6,668 \cdot 10^{-3} \cdot \omega^2}{0,389 - 0,018 \cdot \omega^2 + 1,597 \cdot 10^{-4} \cdot \omega^4}. \quad (15)$$

Щоб отримати із виразу (15) функцію передачі, скористаємось програмним продуктом Matlab і функцією *fact*:  $[W, W_] = \text{fact}(S)$ , яка виконує факторизацію дробово-раціонального виразу [11]. Тут  $S$  - права частина виразу (15)  $W$ ,  $W_-$  - функція передачі і комплексно спряжена до неї функція.

Виконання роботи даної функції зображене нижче.

```
>> S=tf([-6.668e-3 0 0.404], [1.597e-4 0 -0.018 0 0.389]);
```

```
>> [W,W_]=fact(S)
```

Transfer function:

W =

```
0.08166 s + 0.6356
```

```
-----
```

```
0.01264 s^2 + 0.1837 s + 0.6237
```

Continuous-time transfer function.

W\_ =

```
0.08166 s - 0.6356
```

```
-----
```

```
0.01264 s^2 - 0.1837 s + 0.6237
```

Continuous-time transfer function.

Код програми для функції *fact* в Matlab:

```
function[W,W_]=fact(S)
```

```
[c,d]=tfdata(S,'v');
```

```
nul=roots(c);
```

```
pol=roots(d);
```





```

m=1;
for i=1:length(nul) if real(nul(i))<0 p(m)=nul(i); m=m+1; end
end
m=1;
for i=1:length(nul) if real(nul(i))>0 p_(m)=nul(i); m=m+1; end
end
m=1;
for i=1:length(pol) if real(pol(i))<0 pp(m)=pol(i); m=m+1; end
end
m=1;
for i=1:length(pol) if real(pol(i))>0 pp_(m)=pol(i); m=m+1; end
end
b=poly(p); b_=poly(p_);
a=poly(pp); a_=poly(pp_);
a=sqrt(abs(d(1)))*a; a_=sqrt(abs(d(1)))*a_;
b=sqrt(abs(c(length(pol)-length(nul)+1)))*b;
b_=sqrt(abs(c(length(pol)-length(nul)+1)))*b_;
W=tf(b,a); W_=tf(b_,a_);

```

Отже, отримуємо наступну функцію передачі:

$$W(s) = \frac{0,08166 \cdot s + 0,6356}{0,01264 \cdot s^2 + 0,1837 \cdot s + 0,6237} = \frac{p(s)}{Q(s)}. \quad (16)$$

За допомогою вбудованих функцій  $step(W)$  та  $impulse(W)$  знаходимо відповідно перехідну (рис. 8) і імпульсну перехідну (рис. 9) характеристики.

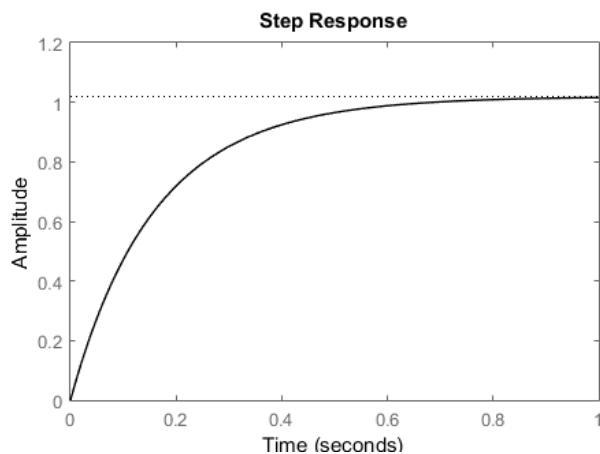


Рис. 8. Перехідна характеристика

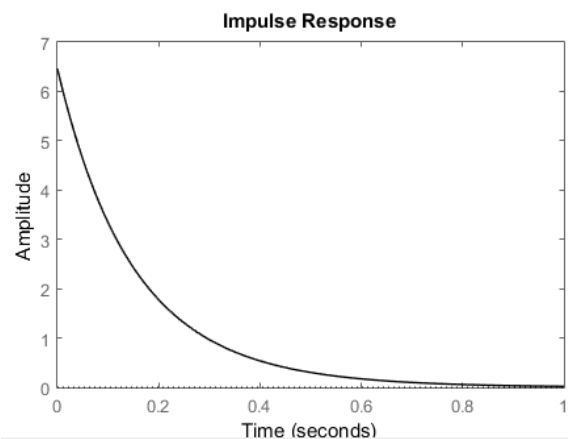


Рис. 9. Імпульсна перехідна характеристика

Отримана функція передачі (16) встановлює зв'язок між вхідною  $Q(t)$  і вихідною  $p(t)$  величинами як у динамічному, так і в усталеному режимах. Підстановкою  $S=j\omega$  можна одержати аналітичний вираз для амплітудно-фазової характеристики і дослідити частотні характеристики.

### Висновки.

Розглянуто та аналітично описано структуру інформаційної моделі бурової



насосної установки як об'єкта керування типу МІ-МО, що дало змогу із множини зовнішніх впливів вибрати лише ті, які є найбільш суттєвими для розв'язання поставленої задачі моделювання й ідентифікації.

Визначено функцію передачі бурової насосної установки під час запуску насоса, яка показує, який тиск насосу слід очікувати на різних етапах прискорення насосу і при різних глибинах свердловини.

Доведено, що досліджувані квазістаціонарні функції  $Q(t)$ ,  $p(t)$  мають властивість ергодичності по відношенню до оцінок математичного сподівання й автокореляційних функцій. Це дозволило на основі зв'язку спектральних щільностей потужностей сигналів  $Q(t)$ ,  $p(t)$  з автокореляційною функцією визначити функцію передачі насосної установки по каналу «витрата бурового розчину – тиск нагнітання». Функція передачі описує усі статичні і динамічні властивості цієї ланки, а також частотні характеристики.

#### Література:

1. Aldred W. Drilling automation / W.Aldred, I.Bourque, M. Mannering, C.Chapmen, B.Castel // Oilfield Review, 2012. 2122. – P. 18-27.
2. Stock T. The Development and Successful Application of an Automated Real-Time Drilling Fluids Measurement System / T.Stock, E.Ronaes, T.Fosssdal, J.Bjerkaas // Paper SPE 150439, presented at the SPE Intelligent Energy International, Utrecht, 2012, N25. – P 47 – 54.
3. Sadlier A. Interoperability: An Enabler for Drilling Automation and a Driver for Innovation / A.Sadlier, M.Laing // Paper SPE/IADC 140114, presented at the SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, 2011. 2121. – P 66 – 75.
4. Sadlier A. Data Aggregation and Drilling Automation: Connecting the Interoperability Bridge between Acquisition, Monitoring, Evaluation and Control / A.Sadlier, M.Laing, J. Shields // Paper IADC/SPE 151412, presented at the IADC/SPE Drilling ^ Conference and Exhibition. 2012. N25. P 81 - 92.
5. Larsen H.F. The Automated Drilling Pilot on Statfjord C / H.F.Larsen, T.E.Alfsen, R.Kvalsund and oth. // IADC / SPE 128234 Drilling Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiano, USA, 2-4. February, 2010. - P.1-11.
6. Saacen A. Automatic measurement of drilling Fluid and drill cuttings properties / A. Saacen, T.N.Omland, S.Ekrene, I.Breviere and oth. //2008ADC/SPE Drilling Conferens, Orlando, Florida, USA, IADC/SPE 112587.
7. Мрозек Е.Р. Перспективні напрямки ресурсозбереження при будівництві свердловин родовищ ВАТ «Укрнафта» / Е.Р.Мрозек, І.І.Наритник, М.В.Лігозький, Б.А.Тершак // Нафтогазова енергетика, №3(4). – 2007. С.16-20.
8. Головата Ю.Б. Аналіз впливу продуктивності бурових насосів на ефективність процесу поглиблення свердловин електробурами / Ю.Б.Головата, Д.М.Зварич, Г.Н.Семенцов // Нафтогазова енергетика, №. – 2016. С.
9. Технічна пропозиція ВАТ «Запорізький електроапаратний завод», Запоріжжя, 2010. – 26 с. – Режим доступу: [URL:www.zeaz.zp.ua](http://www.zeaz.zp.ua)
10. Волков В. Л. Разработка алгоритмов оценивания процессов на основе Matlab / АПИ НГТУ; сост.: В. Л. Волков. Арзамас: ООО «Ассоциация ученых», 2009. - 58 с.

**References:**

1. Aldred W. Drilling automation / W.Aldred, I.Bourque, M. Mannering, C.Chapmen, B.Castel // Oilfield Review, 2012. 2122. – P. 18-27.
2. Stock T. The Development and Successful Application of an Automated Real-Time Drilling Fluids Measurement System / T.Stock, E.Ronaes, T.Fossdal, J.Bjerkaas // Paper SPE 150439, presented at the SPE Intelligent Energy International, Utrecht, 2012, N25. – P 47 – 54.
3. Sadlier A. Interoperability: An Enabler for Drilling Automation and a Driver for Innovation / A.Sadlier, M.Laing // Paper SPE/IADC 140114, presented at the SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition, 2011. 2121. – P 66 – 75.
4. Sadlier A. Data Aggregation and Drilling Automation: Connecting the Interoperability Bridge between Acquisition, Monitoring, Evaluation and Control / A.Sadlier, M.Laing, J. Shields // Paper IADC/SPE 151412, presented at the IADC/SPE Drilling ^ Conference and Exhibition. 2012. N25. P 81 - 92.
5. Larsen H.F. The Automated Drilling Pilot on Statfjord C / H.F.Larsen, T.E.Alfsen, R.Kvalsund and oth. // IADC / SPE 128234 Drilling Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiano, USA, 2-4. February, 2010. - P.1-11.
6. Saacen A. Automatic measurement of drilling Fluid and drill cuttings properties / A. Saacen, T.N.Omland, S.Ekrene, I.Breviere and oth. //20088ADC/SPE Drilling Conferens, Orlando, Florida, USA, IADC/SPE 112587.
7. Mrozek ER (2007). Perspektyvni napryamky resursozberezhennya pry budivnytstvi sverdlovyh rodovyshch VAT «Ukrnafta» [Perspective directions of resource saving in the construction of wells of the JSC “Ukrnafta”] in Naftohazova enerhetyka [Oil and Gas Energy], issue 3 vol.4, pp 16-20
8. Holovata YU.B. (2016). Analiz vplyvu produktyvnosti burovykh nasosiv na efektyvnist' protsesu pohlyblennya sverdlovyh elektroburamy [Analysis of the Impact of Drilling Pumps Performance on the Efficiency of the Drilling of Wells by Electric Drills] in Naftohazova enerhetyka [Oil and Gas Energy], issue 3 vol.4, pp 16-20
9. Tekhnichna propozitsiya VAT «Zaporiz'kiy yelektroaparatniy zavod» [Technical proposition of VAT "Zaporizhzhya Electric Appliance Plant"] (2010). 26 p. Access mode: URL: [www.zeaz.zp.ua](http://www.zeaz.zp.ua)
10. Volkov V. L. (2009). Razrabotka algoritmov otsenivaniya protsessov na osnove Matlab [Development of process estimation algorithms based on Matlab] in API NGTU [IPA NSTU], 58 p.

**Abstract.** *In this paper, the structure of the information model of the drilling pump installation as an object of control of MI-MO type is analyzed and described. Of the many external influences, only those that are most relevant to the modeling and identification problem were selected. The transfer function of the pumping pump at startup of the pump has been determined, which shows what pump pressure to expect at different stages of pump acceleration. It has been shown that the hydraulic system of borehole flushing has a link with a net delay, which is steadily increasing with increasing well length. These are drill pipes and annulus. Estimates of mathematical expectation, variance, autocorrelation functions, spectral density for drilling fluid flow and discharge pressure were obtained. Based on the correlation of the spectral power densities of the signals with the correlation function, the transmission function over the channel is determined, and the «drilling fluid flow is discharge pressure».*

**Keywords:** *automation, mathematical model, drilling rig, correlation functions, spectral density, transfer function.*

Статья отправлена: 18.09.2019 р.

© Семенцов Г.Н., Лагойда А.И.