

МОДЕЛЮВАННЯ ФУНКЦІЇ МЕТИ ДЛЯ СИСТЕМИ АДАПТИВНОГО ОПТИМАЛЬНОГО КЕРУВАННЯ ПРОЦЕСОМ БУРІННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН ДОЛОТАМИ НОВОГО ПОКОЛІННЯ

Стаття присвячена питанням розробки функції мети оптимального керування процесом буріння нафтових і газових свердловин долотами нового покоління.

The article is devoted the questions of development of goal of optimum process control of the boring drilling of oil and gas mining holes function the chisels of new generation.

Ключові слова: свердловина, адаптивне керування, буріння, моделювання, функція мети.

Вступ

Синтез алгоритмів оптимального керування процесом буріння нафтових і газових свердловин, побудованих на базі математичної моделі керованого об'єкта, і визначення функціонального зв'язку між критерієм оптимальності та незалежними змінними, тобто функції мети, є актуальною науково-практичною задачею у зв'язку з інтенсивним впровадженням в даний час бурових доліт нового покоління та комп'ютерно-інтегрованих технологій в нафтогазовидобувній галузі промисловості (1-5).

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Аналіз літературних джерел (наприклад, [1-3]) показує недостатній об'єм проведених досліджень в контексті формування функції мети для системи адаптивного оптимального керування процесом буріння нафтових і газових свердловин долотами нового покоління.

Виділення невирішених частин

Вибір такого сполучення техніки обумовлений тим, що настала нова ера в процесі будівництва нафтових і газових свердловин, коли стало можливим буріння свердловин долотами нового покоління PDC, SUPER-PDC від першого метра до проектного вибою. Це веде до піднесення технології буріння свердловин на якісно новий рівень при бурінні в твердих абразивних породах, а також м'яких і середніх породах.

Метою даної статті є аналіз функціонального зв'язку між економічним критерієм оптимальності процесу буріння і незалежними змінними та створення функції мети системи оптимального керування процесом буріння нафтових і газових свердловин роторним способом долотами нового покоління.

Виклад основного матеріалу

Використання доліт нового покоління, які оснащені полікристалевими алмазними різцями PDC (Polycrystalline Diamond Cutter) виробництва провідних світових марок: DDI, Reed Hycalog, DPI, Baker Hughes, Smith International, King Dream, Security та ін.; має суттєві переваги в порівнянні з шарошковими (4):

- збільшення проходки на долото і механічної швидкості буріння в 4-5 разів;
- зменшення кількості спуско-підймальних операцій;
- суттєве зниження собівартості метра проходки і вартості однієї години роботи бурової установки;
- покращений контроль напрямку буріння;
- значне зменшення вібраційного навантаження на колону бурильних труб;
- економія палива і експлуатаційних витрат до 40÷50 %;
- можливість ефективного поповнення доліт і повторного використання без погіршення експлуатаційних якостей внаслідок відсутності рухомих елементів;
- мінімальний ризик обриву колони бурильних труб;
- високий моторесурс;
- висока зносостійкість різців;
- конструктивна надійність (відсутність руйнувань доліт);
- висока породоруйнівна спроможність;
- можливість реалізації програми буріння свердловини долотами PDC від першого метра до проектного вибою;
- хороша колібруюча спроможність і забезпечення просторового рівного (стабільного) стовбура свердловини.

Використання доліт PDC в комплексі з керованими компоновками для турбінно-роторного буріння за даними підприємства «Газпромнефть-Хантос» дало змогу перейти до схеми буріння двухолонної конструкції свердловин за 2 довбання, що мінімізувало найбільш травмонебезпечний вид робіт – спуско-підймальні операції і дозволило бурити кожний інтервал в одному гідродинамічному режимі. Тому необхідна мінімізація часу будівництва свердловин, що усуває ускладнення, аварії, каверно- і жолобоутворення, забезпечує стійкість стовбура і, як правило, надійний спуск обсадних колон на проекту глибину. Все це дає високу якість кріплення і виключає міжпластові перетоки як під час проведення гідророзриву, так і під час усього періоду експлуатації свердловини.

Ще більші можливості має нове покоління доліт типу SUPER-PDC компанії "Varel International" (5), які розроблені для важких умов буріння в твердих абразивних породах. За рахунок удосконаленої схеми

розміщення різців в долоті, використання спеціальних полікристалевих різців з новою геометрією поверхні з'єднання карбідо-вольфрамового тіла різця з алмазною породоруйнуючою платівкою, а також використання високоефективної гідравліки долота вони можуть забезпечити підвищену механічну швидкість проходки протягом тривалого часу буріння, маючи знижений знос різців.

Порівняння абразивної зносостійкості стандартного різця долота серії PDC і різця долота серії SUPER-PDC за результатами експериментів, проведених компанією "Varel International" в ідентичних умовах, наведено на рис. 1.

Бачимо, що із збільшенням приведенного об'єму стирання алмазу в процесі зношення різця від 1 до 6, приведений об'єм зруйнованої породи зростає від 4 до 22, що набагато більше в порівнянні з долотами PDC (від 2 до 3,5). Проте, і в першому, і в другому випадках спостерігається зростання об'єму зруйнованої породи по мірі зростання об'єму стирання алмазу, що вказує на те, що різці доліт самозаточуються.

Враховуючи сказане, необхідно системне дослідження технологічного процесу буріння свердловини сучасними безопорними долотами нового покоління, зокрема синтез алгоритму оптимального керування, побудованого на базі удосконаленої математичної моделі об'єкта (9).

Відправним пунктом синтезу алгоритму керування процесом буріння є вибір критерію оптимальності і встановлення функціонального зв'язку між критерієм оптимальності і незалежними змінними, тобто формування функції мети.

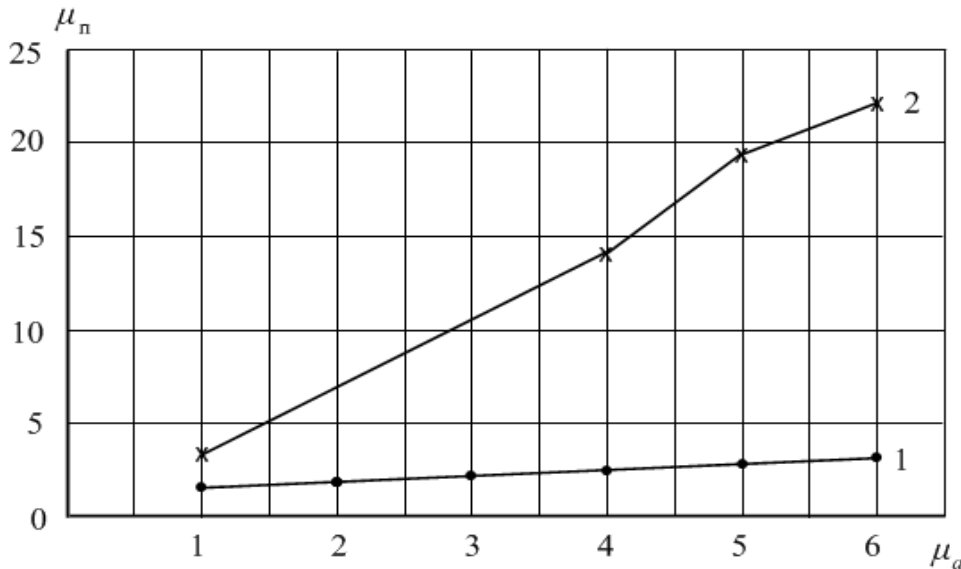


Рис. 1. Порівняння абразивної зносостійкості стандартного різця долота серії PDC (1) і різця долота серії SUPER-PDC (2) за результатами експериментів, проведених компанією "Varel International" в ідентичних умовах (μ_a – приведенний об'єм стирання алмазу в процесі зношення різця, μ_n – приведенний об'єм зруйнованої породи (чим більше, тим краще))

Виходитимемо з того, що буріння нафтових і газових свердловин зв'язане з великими матеріальними, енергетичними, трудовими, транспортними та іншими витратами. Тому в геолого-технічних нарядах (ГТН) на буріння кожної свердловини відображаються проектна глибина, проектний горизонт, мета буріння, швидкість буріння, тривалість будівництва, вид свердловини (наприклад, похило-спрямована), відхилення від вертикалі, азимут буріння, конструкція свердловини, конструкція бурильної колони на кожному з інтервалів, тип долота, режими буріння, параметри бурового розчину та ін. З урахуванням того, що буріння є нелінійним дискретно-неперервним динамічним об'єктом, що функціонує за умов апріорної та поточної невизначеності щодо структури та параметрів, мета керування може бути сформульована для одного рейсу бурового долота. Окрім того, врахуємо і те, що сучасні шарошкові долота нового покоління і долота з полікристалевою вставкою PDC дозволяють бурити свердловини усього протягом одного-двох рейсів долота.

Отже, метою оптимального керування технологічним процесом буріння нафтових і газових свердловин є досягнення максимально можливого приросту глибини свердловини заданої конструкції і виду з одночасним досягненням найвищої продуктивності, а отже і мінімального часу буріння та найменшої собівартості кожного метра проходки.

Математичний еквівалент цієї мети або критерій оптимальності процесу буріння I являє собою функціонал, який залежить від собівартості кожного метра проходки $c(t_0)$, проходки на долото $h(t_0)$ і рейсової швидкості буріння $V_p(t_0)$, тобто

$$I = I(c(x, t_0), h(x, t_0), V_p(x, t_0)), \quad (1)$$

де t_0 – час механічного буріння.

Проте, оскільки для коректної постановки оптимальної задачі необхідна наявність одного критерію оптимальності, користуються одним із критеріїв:

$$c(x, t_0) \xrightarrow{x \in S} \min, \quad (2)$$

$$h_i(x, t_{\bar{\sigma}}) \xrightarrow{x \in S} \max, \quad (3)$$

$$V_p(x, t_{\bar{\sigma}}) \xrightarrow{x \in S} \max, \quad (4)$$

де $S = (F_i, n_i)_{i=1,2,\dots,N}; F_{\min} \leq F_i \leq F_{\max};$

$$n_{\min} \leq n_i \leq n_{\max}; \sum_{i=1}^N h_i = H; h_i > 0;$$

F_i, n_i – осьова сила на долото і швидкість його обертання в i -му рейсі;

h_i – проходка на долото в i -му рейсі;

H – проектна глибина свердловини, яка може бути розділена на N рівнів.

Порівняльна оцінка критеріїв (2), (3), (4) оптимальності процесу буріння свердловин (1,2,3) дає змогу обґрунтовано вибрати один із цих критеріїв – мінімум собівартості метра проходки $c(x, t_{\bar{\sigma}})$, який є найбільш компромісним та конкурентним і тому визнаний у нафтогазовій галузі промисловості в Україні, Росії, США та ін. країнах:

$$c(x, t_{\bar{\sigma}}) = \frac{(A + B + C_{\Pi})(t_{\bar{\sigma}} + t_{\text{сп}}) + B_{\text{д}}}{t_{\bar{\sigma}} \cdot V_{\text{М}}^i} \rightarrow \min, \quad (5)$$

де $A+B+C_{\Pi}=C_{\Gamma}$ – вартість 1 години роботи бурової установки, грн/год.;

A – витрати на експлуатацію бурової установки, грн/год.;

B – витрати на додаткове обладнання (турбобури, електробури, компресори для буріння з очисткою вибою повітрям та ін.), грн/год.;

C_{Π} – витрати на промивальну рідину, грн/год.;

$t_{\bar{\sigma}}$ – час механічного буріння, год.;

$t_{\text{сп}}$ – час спуско-підймальних і допоміжних операцій (нарощування інструменту, промивання свердловини та ін.), год.;

$$t_{\bar{\sigma}} \cdot V_{\text{М}}^i = h(t_{\bar{\sigma}}) \text{ – проходка на долото, м;}$$

$$V_{\text{М}}^i \text{ – механічна швидкість проходки, м/год.}$$

В сучасних методах оптимізації буріння, заснованих на використанні ЕОМ, значення A, B, C_{Π} вважаються постійними, тобто $C_{\Gamma} = \text{const}$.

Слід зазначити, що статичний регулярний критерій оптимальності (5) містить у собі проходку на долото $h(t_{\bar{\sigma}})$, при максимальному значенні якої забезпечується мінімальне значення собівартості метра проходки $C(t_{\bar{\sigma}})$. Крім того, критерій (5) містить рейсову швидкість буріння

$$V_p(t_{\bar{\sigma}}) = \frac{h(t_{\bar{\sigma}})}{t_{\bar{\sigma}} + t_{\text{сп}}} \quad (6)$$

і механічну швидкість $V_{\text{М}}$.

Поточне значення собівартості 1 м проходки C за час рейсу долота змінюється в межах $\infty \geq C \geq C_{\min}$.

За даними (8) середня величина проходки для традиційних шарошкових доліт на родовищах України складає 38,4 м при бурінні м'яких та м'яких з пропластками середніх за твердістю малоабразивних порід.

Для доліт нового покоління (шарошкових і PDC) величина проходки зросла майже на два порядки (табл. 1).

Висока зносостійкість ріжучих елементів доліт PDC та відсутність підшипникової опори не тільки підвищили проходку інструменту, але й збільшили основний період роботи долота, коли зміну механічної швидкості в часі при бурінні в однорідних за місністю породах можна вважати стаціонарним процесом.

Таблиця 1

Показники роботи доліт нового покоління на родовищах України і СНД

Долото	Середня проходка на долото, м	Середня механічна швидкість буріння, м/год.
11 5/8 DS 66H	4230	2,97
PDC 149,2 FD 353M-A34	110	1,8
PDC 295,3 FD 357M-A27M	1300	2,38
PDC 293,0 FD 388MH-A44	2000	4,35

Проте, технологічний процес буріння нафтових і газових свердловин як об'єкт керування є нестационарним. Це проявляється у зміні міцності гірських порід по глибині свердловини і залежності від часу параметрів математичної моделі, що відповідає.

Для вибору стаціонарного режиму процесу буріння зробимо такі допущення:

- буріння здійснюється безпорними долотами нового покоління, тривалість рейсу буріння якими

обмежена лише терміном служби озброєння долота;

- витрата бурового розчину є достатньою для ефективного виносу шлама з вибою свердловини;
- глибина свердловини розбита на певні інтервали, в середині яких міцність порід вважається відомою;
- керувальні дії – осьова сила на долото і швидкість його обертання.

Дійсно, оскільки при бурінні в i -му шарі однорідної за міцністю породи можна підібрати деяку величину часу $T \mid 0 < T < \infty$, яка суттєво перебільшує тривалість перехідних процесів в об'єкті і для якої виконується векторна рівність (7)

$$t + \frac{T}{2} \int V_M(t) dt = \text{const}, \quad (7)$$

$$t - \frac{T}{2}$$

де $V_M(t)$ – механічна швидкість буріння, тому режим буріння протягом часу T можна вважати стаціонарним.

Проте, у цьому режимі постійна не сама функція часу $V_M(t)$, а оцінка математичного сподівання на інтервалі часу тривалістю T , який відповідає бурінню в породах однакової міцності долотом типу PDC.

У зв'язку з тим, що на даний час собівартість 1 м проходки свердловини можна визначити тільки після закінчення рейсу долота, оцінити ефективність режимів буріння свердловини можна лише на базі прогнозованої оцінки собівартості 1 м проходки свердловини, яка відповідає завершенню рейсу бурового долота t_6 .

Тому важливим є отримання такої функції мети, яка дозволяє розрахувати цей показник через параметри режиму буріння: осьову силу на долото F і швидкість його обертання n , тобто через керувальні впливи.

Взаємозв'язки вихідних показників процесу буріння з керувальними впливами протягом обмеженого часу роботи долота T на вибої свердловини, коли можна знехтувати зносом долота і вважати, що буріння ведеться в однорідних за міцністю породах, можна представити у такому вигляді:

$$\bar{X} = f(\bar{U}, \bar{Z}), \quad (8)$$

де \bar{X} – вектор стану керованого об'єкта;

\bar{U} – вектор керувальних дій;

\bar{Z} – вектор збурень.

До збурень відносяться міцність порід, водопроявлення, градієнд пластового тиску, сила статичного опору тертя колони бурильних труб об стінки свердловини, осипи і обвали гірських порід, заклинювання, затяжки, поглинання бурового розчину, прихоплення, каверноутворення та ін.

Слушно відмітити, що поточні середні значення складових вектору збурень

$$\bar{Z} = T(z_1, z_2, \dots, z_l) \quad (9)$$

не є постійними і змінюються з глибиною свердловини i , отже, в часі.

Зокрема, в умовах Долинського родовища Прикарпатського УБР ВАТ «Укрнафта», під час буріння свердловини № 522ГС спостерігалася зміна міцності порід: до глибини 680 м це були м'які (70 %) і середні (30 %) породи, з глибини 680 м до проектної 2256 м – тверді (100 %). Водопроявлення спостерігалися по всьому розрізу свердловини. Температура до глибини 680 м складала 13⁰С і поступово зростала. На глибині 1620 м до 37⁰С, 1800 м – 38⁰С, 2230 м – 59⁰С, 2180 м – 62⁰С, 2256 м – 69⁰С.

Окрім того, порушення стаціонарності технологічного процесу буріння може бути викликане зміною технічного стану долота, а саме, зносом оснащення та опор шарошкових доліт і зносом полікристалевих різців безопорних доліт PDC, особливо на завершальному етапі роботи долота. Порушення стаціонарності процесу відбувається незалежно від того чи долото затуплюється, чи загострюється, оскільки вихідні параметри керованого об'єкта змінюються.

Враховуючи це, рівняння (8) слід записати у такому вигляді

$$\bar{X}_i(t_l) = f_{oi}(\bar{U}, \bar{Z}) f(\bar{U}, \bar{Z}, t_l), \quad \forall i = 1, 2, \dots, n, j, j \quad (10)$$

де i – номер шару однорідної за міцністю породи, визначений геологотехнічним нарядом на буріння свердловини;

t_l – час, протягом якого спостерігається зношення оснащення долота в однорідному шарі породи;

n – кількість шарів однорідних за міцністю порід по глибині свердловини.

Рівняння (10) є узагальненою математичною моделлю технологічного процесу буріння нафтових і газових свердловин в кожному i -му шарі однорідних за міцністю порід.

Перший співмножник відображає взаємозв'язки показників керованого об'єкта з керувальними впливами, які відповідають початковому технічному стану оснащення долота. Другий – характеризує зміну показників процесу в часі t_l по мірі зношення оснащення долота. Зважаючи на це постає питання формування функції мети, яка повинна зв'язати собівартість 1 м проходки свердловини з керувальними впливами, зовнішніми збуреннями і часом механічного буріння.

Аналіз критерію оптимальності (5) свідчить про те, що він містить лише один показник (проходку на долото h), який функціонально зв'язаний з основними керувальними діями – осьвою силою F на долото, швидкістю його обертання n та витратою бурового розчину Q . Цей зв'язок багатьма авторами розглядається у вигляді рівняння механічної швидкості проходки, яке запишемо в узагальненому вигляді у відповідності з рівнянням (10)

$$\frac{dh(t_6)}{dt} = V_0(\bar{U}, \bar{Z})f(\bar{U}, \bar{Z}, t_6), \quad (11)$$

де $V_0(\bar{U}, \bar{Z})$ – початкове значення механічної швидкості при бурінні незатупленим долотом;

t_6 – час механічного буріння;

$\varphi(\bar{U}, \bar{Z}, t_6)$ – функція зносу, яка характеризує зміну фізичного стану долота.

Розділивши змінні у рівнянні (11) і розв'язавши його, отримаємо вираз для проходки долота в інтегральній формі

$$h(t_6) = V_0(\bar{U}, \bar{Z}) \int_0^{t_6} f(\bar{U}, \bar{Z}, t_6) dt. \quad (12)$$

Отже, проходка на долото пропорційна інтегралу від функції $\varphi(\bar{U}, \bar{Z}, t_6)$, яка характеризує зміну фізичного стану оснащення долота.

З урахуванням (12) функція мети оптимального керування технологічним процесом буріння нафтових і газових свердловин долотами нового покоління, яка зв'язує собівартість одного метра C проходки (5) з керувальними впливами, збуреннями і часом механічного буріння, може бути представлена у такому вигляді:

$$C(x, t_6) = \frac{C_\Gamma(t_6 + t_{\text{сп}}) + B_d}{V_0(\bar{U}, \bar{Z}) \int_0^{t_6} f(\bar{U}, \bar{Z}, t_6) dt}. \quad (13)$$

Отже задача оптимізації керування технологічним процесом буріння нафтових і газових свердловин зводиться до пошуку таких керувальних впливів

$$\bar{U}^* = (\bar{u}_1^*, \bar{u}_2^*, \dots, \bar{u}_m^*)$$

і часу механічного буріння t_6^* , для яких виконується умова

$$C(x, t_6) = \frac{C_\Gamma(t_6^* + t_{\text{сп}}) + B_d}{V_0(\bar{U}^*, \bar{Z}) \int_0^{t_6^*} f(\bar{U}^*, \bar{Z}, t_6^*) dt} \xrightarrow{x \in S^*} \min, \quad (14)$$

де S^* – область допустимих значень керувальних впливів U , умов проходки і часу механічного буріння t_6 . Формула (14) є узагальненим виглядом функції мети, яка зв'язує економічний критерій оптимальності з незалежними змінними керуваного об'єкта.

Конкретний вигляд знаменника визначається для кожного родовища. Наприклад, для Прикарпаття при постійній витраті бурового розчину $Q = \text{const}$ рівняння для початкової механічної швидкості буріння має такий вигляд (2):

$$V_0(\bar{U}, \bar{Z}) = k_1 F^{\alpha_1} n^{\beta_1}, \quad (15)$$

а рівняння швидкості зношення оснащення долота таке

$$\frac{de}{dt} = k_2 F^{\alpha_2} n^{\beta_2}, \quad (16)$$

де $k_1, \alpha_1, \beta_1, k_2, \alpha_2, \beta_2$ – параметри моделі, які підлягають ідентифікації в конкретних умовах буріння; ε – оцінка відносного зносу оснащення долота, $\varepsilon = V_0 \cdot V^I$. Цей показник безрозмірний і піддається неперервному контролю.

Множина допустимих рішень визначається обмеженнями на осьову силу на долото

$$F_{\min} \leq F_i \leq F_{\max},$$

обмеженням на швидкість обертання долота

$$n_{\min} \leq n_i \leq n_{\max},$$

та умовами

$$\sum_{i=1}^N h_i = H; \quad h_i > 0.$$

Як бачимо з (14), оптимальні керувальні впливи \bar{U}^* і тривалість основного періоду роботи долота

на вибої свердловини t_6^* залежать від вектора збурень \bar{Z} .

Якщо $\bar{Z} = \text{const}$, то тоді задача мінімізації функції мети (14) розв'язується порівняно просто, оскільки процес буріння відбувається в однорідних за міцністю породах. Ця задача ускладнюється при бурінні одним долотом різномірних за міцністю порід за умов зміни структури об'єкта (довжини колони бурильних труб) та його параметрів, пластового тиску, температури, сили статичного опору та інших збурень. Саме за таких умов здійснюється буріння долотами нового покоління на родовищах України. Зважаючи на це, постає питання ефективного пошуку законів керування таким складним стохастично-хаотичним об'єктом на базі функції мети (14).

Окрім того, дослідженнями багатьох авторів [1-3] доведено, що повну математичну модель технологічного процесу буріння глибоких свердловин, яка б зв'язала вектор стану керованого об'єкта з усіма його керувальними впливами, аналітично отримати неможливо.

Внаслідок нестационарності процесу буріння, великої кількості збурень і обмеження часу на експерименти в процесі буріння, для розробки такої математичної моделі не можуть бути використані й експериментальні методи.

Все це дозволяє вважати, що в повному об'ємі задача оптимізації керування технологічним процесом буріння може бути вирішена лише на базі комплексу різних методів, зокрема, методів нечіткої логіки, штучних нейронних мереж, генетичних алгоритмів тощо. Проте, незалежно від виду використаної інтелектуальної технології керування, для розв'язання задачі оптимального адаптивного керування процесом буріння потрібна функція мети, яка придатна для практичного використання.

Тому формулу (5) собівартості буріння представимо у такому вигляді

$$C = \frac{B_r T}{h} + \frac{B_d}{h}, \quad (17)$$

де C – вартість 1 м проходки, грн/м;

B_r – вартість прокату обладнання протягом 1 години роботи, грн/м;

B_d – вартість долота, грн;

h – проходка на долото, м;

T – час, який витрачено на механічне буріння, спуско-підймальні операції і зміну долота; цей час характеризує роботу долота за рейс.

Тоді перший доданок у формулі (17) можна записати як $\frac{B_r}{V_p}$, де V_p – рейсова швидкість, м/год, яка,

в свою чергу, дорівнює

$$V_p = \frac{V_m}{1 + \frac{T_{сп}}{T_6}}, \quad (18)$$

де V_m – механічна швидкість буріння, м/год.;

T_6 – час механічного буріння, год.;

$T_{сп}$ – час спуско-підймальних операцій з нарощуванням бурильного інструменту, год.

Вираз (18) є рівнянням зсунутої гіперболи і не має екстремума. Слід відзначити, що протягом рейсу долота здійснюється 100÷300 одношпінних з'єднувань і роз'єднувань бурильного інструменту.

Узагальнене рівняння механічної швидкості буріння має вигляд

$$V_m = a \cdot n^{\alpha} \cdot F^{\beta}, \quad (19)$$

де a – коефіцієнт пропорційності;

α, β – показники степеня.

При цьому, як приклад, $a = 0,0024$; $\alpha = 0,7$; $\beta = 1,1$.

Тоді перший доданок формули (17) буде мати такий вигляд

$$\frac{B_r T}{h} = \frac{B_r \left(1 + \frac{T_{сп}}{T_6} \right)}{a \cdot n^{\alpha} \cdot F^{\beta}}, \quad (20)$$

де T_6 – час перебування долота на вибої свердловини.

Для безопорних доліт нового покоління, зокрема, PDC і SUPER-PDC, час T_6 визначається лише геолого-технічним нарядом. Що стосується шарошkových доліт, то для них відносна стійкість опор, коли проходка за рейс лімітується стійкістю опори, визначається (10) для роторного буріння за такою формулою

$$T_6 = \frac{A}{F^{b_1} \cdot n}, \quad (21)$$

де A – сталий коефіцієнт, який залежить від конструкції опори і середовища, в якому вона працює;

b_1 – показник степеня, який залежно від зміни абразивних фракцій змінюється в межах $b_1 = 1,5 \div 3$, для масляного середовища $b_1 = 3,3$; для води $b_1 = 3$; для нормальних бентонітових розчинів $b_1 = 2,5$; для обважених бурових розчинів $b_1 = 1,5$ (10).

З урахуванням (21) перший доданок рівняння (17) матиме наступний вигляд

$$\frac{B_{\Gamma} T}{h} = \frac{B_{\Gamma} \left(1 + \frac{T_{\text{сп}} \cdot F^{b_1} \cdot n}{T_{\text{б}}} \right)}{a \cdot n^a \cdot F^b} = \frac{B_{\Gamma}}{a \cdot n^a \cdot F^b} + \frac{B_{\Gamma} T_{\text{сп}}}{A \cdot a} F^{b_1-b} n^{1-a}, \quad (22)$$

Тепер розглянемо другий доданок формули (17). Знаменник цього доданку є проходкою на долото, яка дорівнює

$$h = V_{\text{м}} T_{\text{б}} \quad (23)$$

Підставивши вираз для другого доданку формули (17) значення $V_{\text{м}}$ і $T_{\text{б}}$ із формул (19) і (21), отримуємо

$$\frac{B_{\text{д}}}{h} = \frac{B_{\text{д}}}{V_{\text{м}} T_{\text{б}}} = \frac{B_{\text{д}} F^{b_1} \cdot n}{a \cdot n^a \cdot F^b \cdot A} = \frac{B_{\text{д}}}{A \cdot a} F^{b_1-b} n^{1-a} \quad (24)$$

і для безпорних доліт

$$\frac{B_{\text{д}}}{h} = \frac{B_{\text{д}}}{V_{\text{м}} T_{\text{б}}} = \frac{B_{\text{д}}}{a \cdot n^a \cdot F^b \cdot T_{\text{б}}}. \quad (25)$$

В цілому функція мети для оптимального управління процесом буріння свердловин безпорними долотами нового покоління приймає такий вигляд:

$$C_{\text{PDC}} = \frac{B_{\Gamma} \left(1 + \frac{T_{\text{сп}}}{T_{\text{б}}} \right)}{a \cdot n^a \cdot F^b} = \frac{B_{\Gamma}}{a \cdot n^a \cdot F^b T_{\text{б}}} = \frac{1}{a \cdot n^a \cdot F^b} \left(B_{\Gamma} \left(1 + \frac{T_{\text{сп}}}{T_{\text{б}}} \right) + \frac{B_{\Gamma}}{T_{\text{б}}} \right). \quad (26)$$

Для шарошкових доліт, коли їх стійкість лімітується опорами, функція мети має такий вигляд:

$$C_{\text{шоп}} = \frac{B_{\Gamma}}{a \cdot n^a \cdot F^b} = \frac{B_{\Gamma} T_{\text{сп}}}{A \cdot a} F^{b_1-b} n^{1-a} + \frac{B_{\text{д}}}{a \cdot A} F^{b_1-b} n^{1-a}, \quad (27)$$

або

$$C_{\text{шоп}} = \frac{B_{\Gamma}}{a \cdot n^a \cdot F^b} = \left(\frac{B_{\Gamma} T_{\text{сп}} + B_{\text{д}}}{A \cdot a} \right) F^{b_1-b} n^{1-a}. \quad (28)$$

У формулах (26), (27), (28) коефіцієнти показників степеня мають додатні значення.

Розглянемо тепер варіант, коли довговічність шарошкового долота обмежена зносом його оснащення. У цьому випадку можна скористатися формулою стійкості долота, яка запропонована (10) фірмою «Юз»:

$$T_{\text{б}}^* = \frac{A^*}{F^{b_2} \cdot n^{a_2}}, \quad (29)$$

де $T_{\text{б}}^*$ – довговічність оснащення шарошкового долота, год.;

A^* – постійний коефіцієнт, який залежить від типу і конструкції оснащення долота;

β_2 , α_2 – показники степеня, які залежать від абразивності гірських порід, абразивності бурового розчину і швидкості обертання долота, і можуть досягати значення 1,5.

З урахуванням (29) формула (17) буде мати такий вигляд:

$$C_{\text{ш}}^* = \frac{B_{\Gamma}}{a \cdot n^a \cdot F^b} = \left(\frac{B_{\Gamma} T_{\text{сп}} + B_{\text{д}}}{A^* \cdot a} \right) F^{b_2-b} n^{a_2-a}. \quad (30)$$

Коефіцієнти α , β , α_2 , β_2 у формулі (30) додатні

Користуючись рівняннями функції мети для шарошкових доліт нового покоління (27) і традиційних моделей (30), а також функцією мети для оптимального керування долотами PDC (26), можна за допомогою різних методів, в тому числі інтелектуальних технологій керування, визначити оптимальні швидкість обертання і осьову силу на долото, при яких забезпечується мінімальна собівартість метра проходки.

Висновок

Сформульовано функцію мети оптимального керування технологічним процесом буріння нафтових і газових свердловин і математичний еквівалент цієї функції мети, як функціональний зв'язок економічного критерію оптимальності з незалежними керувальними діями, що дає змогу синтезувати ефективний алгоритм оптимального керування процесом буріння свердловин долотами нового покоління на базі узагальненої математичної моделі об'єкта з урахуванням технологічних обмежень.

Література

1. Горбійчук М.І. Оптимізація процесу буріння глибоких свердловин / М.І. Горбійчук, Г.Н. Семенов. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2003. – 493 с.
2. Семенов Г.Н. Основные принципы оптимизации режимов при бурении скважин роторным

способом / Г.Н.Семенов // Изв. вузов. Горный журнал. – 1984. – № 11. – С. 46-49.

3. Ситников Н.Б. Исследование критериев оптимальности процесса вращательного бурения скважин / Н.Б. Ситников, И.А. Бердов, В.А. Савельев // Изв. вузов. Горный журнал. – 1977. – № 3. – С. 131-135.

4. Продаем PDC долота. Компания ЮНИТУЛЗРус. 02.03.2009. [http // www.unitools.ru](http://www.unitools.ru) – 61 с.

5. Новое поколение долот PDC компании "Varel International". – М.: Филиал компании Varel International, 2009. – 2 с.

6. Тимофеев В.А. О некоторых проблемах синтеза критических систем управления / В.А. Тимофеев // Радиоэлектроника. Информатика. Управление. – 2004. – № 1 (11). – С. 160-162.

7. Балакирев В.С. Оптимальное управление процессом химической технологии (Экстремальной задачи в АСУ) / В.С. Балакирев, В.М. Володин, А.М. Цирлин. М.: Химия. – 1978. – 383 с.

8. Драганчук О.Т. Аналіз відпрацювання доліт PDC на родовищах України і світу / О.Т. Драганчук, Т.О. Пригоровська // Нафтогазова енергетика. – 2008. – № 4. – С. 11-15.

9. Фадеева О.В. Удосконалення математичної моделі технологічного процесу буріння нафтових і газових свердловин / О.В. Фадеева // Вісник Хмельницького нац. ун-ту. Технічні науки. – 2008. – № 6. – С. 55-61.

10. Александров А.А. Экономика бурения скважин долотами уменьшенного диаметра / А.А. Александров – М.: Недра. – 1968. – 192 с.

Надійшла 15.12.2009 р.

УДК 389: 638.011.54

В.Т. КОНДРАТОВ

Институт кибернетики им. В.М.Глушкова НАН Украины

ТЕОРИЯ ИЗБЫТОЧНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ: ОСНОВНЫЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ОПЕРАЦИИ

Настоящая статья является второй статьёй после статьи об универсальном уравнении измерений, посвященной теории и методам избыточных измерений. В ней рассмотрены современные определения функции преобразования измерительного канала, операции измерительного восприятия, операциям первичного, вторичного и третичного преобразования физических величин, операциям сравнения и т.д. Настоящая статья направлена на расширение и углубление наших представлений и знаний о теории избыточных измерений.

The current article is the second in chain article about universal equalization of measurings, to the devoted theory and methods of the surplus measurings. Modern determinations of function of transformation of measuring channel are considered in it, to the operation of measuring perception, operations of primary, second and tertiary transformation of physical sizes, to the operations of comparison et cetera The real article is directed on expansion and deepening of our presentations and knowledges about the theory of the surplus measurings.

Ключевые слова: избыточные измерения, измерительные операции

Введение

В связи с созданием и развитием теории избыточных измерений (ТИИ) возникла необходимость в пересмотре существующих определений понятий «функция преобразования», «измерительное преобразование» и их частные виды, «измерительное восприятие», «сравнение» и т.д. с позиции общенаучной методологии системного подхода, по-новому подойти к существующим определениям, критически их осмыслить и предложить новые определения, свойственные не только данной теории, но и теории прямых измерений. Это расширит и углубит наши представления и знания о теории прямых и избыточных измерений.

Объект и предмет исследований

Объектом исследований являются основные измерительные операции.

Предметом исследований являются как операции измерительного преобразования ФВ, так и операции измерительного восприятия и сравнения ФВ.

Постановка задачи (цель статьи)

Целью настоящей статьи является ознакомление ученых и специалистов в области метрологии и измерительной техники с новым подходом к раскрытию сущности измерительных операций.

Полученные результаты

1. *Функции преобразования и их структуры*

Функция преобразования (ФП) является основной метрологической характеристикой измерительного канала (ИК). Она описывает процесс измерительного преобразования ФВ.

Формализовано ФП описывается уравнением связи между ФВ, т.е. уравнением величин. Запись ФП в виде уравнения числовых значений используется для проведения соответствующих расчетов, построения графиков и таблиц. В метрологии чаще оперируют с понятием «функция преобразования ИП или ИК».

Определение 1 (с математической точки зрения)

ФП ИП – функциональная зависимость выходной величины от входной, описываемая аналитическим выражением или графиком [1].

Определение 2 (с метрологической точки зрения)