http://www.moderntechno.de/index.php/meit/article/view/meit32-00-020
DOI: 10.30890/2567-5273.2024-32-00-020

УДК 681.05.03:681.5

DEVELOPMENT OF THE ALGORITHM FOR THE OPTIMIZATION OF WELL DRILLING TIME BASED ON THE DYNAMIC PROGRAMMING METHOD

РОЗРОБКА АЛГОРИТМУ ОПТИМІЗАЦІЇ ЧАСУ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИНИ НА ОСНОВІ МЕТОДУ ДИНАМІЧНОГО ПРОГРАМУВАННЯ

Shavranskyi M.V. / Шавранський М.В.
ORCID: 0000-0001-6636-1069
Karpinets B.I. / Карпінець Б.І..
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 розглядається алгоритм оптимізації часу буріння свердловини з використанням методу динамічного програмування. Робота визначає актуальність проблеми оптимізації буріння у контексті видобутку вуглеводнів та досліджує можливості покращення ефективності цього процесу.*

Ключові слова: *алгоритм оптимізації, динамічне програмування*, *математична модель оптимальне керування.*

Вступ. Однією з ключових галузей розвитку сучасної енергетики є видобуток вуглеводнів з підземних родовищ, що вимагає вдосконалених технологій буріння свердловин. Ефективність цього процесу напряму впливає на вартість видобутку та загальну продуктивність видобувних площадок. У зв'язку з цим актуальною стає задача розробки алгоритму оптимізації часу буріння свердловини. Метод динамічного програмування (МДП) вважається потужним інструментом для вирішення задач оптимізації в різних галузях, включаючи буріння свердловин. Основною метою цього дослідження є розробка алгоритму оптимізації часу буріння свердловини з використанням методу динамічного програмування [1÷4].

Основні дослідження.

Моделювання задачі: створення математичної моделі, що відображає основні параметри буріння, такі як глибина свердловини, характеристики ґрунтів та обладнання.

Перейдемо до розгляду моделювання задачі оптимізації. Потрібен мінімізувати функціонал якості, який має вигляд [4] :

$$T = \int_{h=0}^{H} \frac{1}{v(h)} dh \to \min \tag{1}$$

Запишемо залежність швидкості буріння з урахуванням зносу долота для заданого інтервалу Т при управлінні стаціонарним об'єктом у вигляді:

$$\frac{dh}{dt} = f_{fuzzy}(n(t), P(t), p_{ш}(h(t)) \cdot e^{-w(t)} \tag{2}$$

де w - нарахування зносу на глибині h_i на якій знаходитися в даний момент долото, яке задається як:

$$w(t)=\int_{\tau=0}^{t}\theta_{fuzzy}\left[n(\tau),P(\tau),K_{абр}(h(\tau))\right]d\tau\ . \qquad (3)$$

Стан системи на глибині h характеризується вектором $x = <w,\ d>$, де d - номером долота. Вектор управляючих впливів $u =< P,\ n,\ S_d >$ складають осьове навантаження на долото, частота обертання долота, параметр, що позначає зміну долота: $S_d = 1$, коли відбувається зміна долота, інакше $S_d=0$.

Початковий стан системи $t(h)\big|_{h=0}=0$, $w(h)\big|_{h=0}=0$, $d = 1$. Буріння відбувається на глибині H, при цьому на кінцевий стан системи $t(h)\big|_{h=H}$, $w(h)\big|_{h=H}$, d накладені обмеження:

$$0 \le w \le w_{max}\ , \qquad (4)$$

$$1 \le d \le d_{\max}.$$

На значення керуючих параметрів осьового навантаження і частоти обертання долота так само накладено обмеження:

$$P_{min} \le P \le P_{max} \qquad (5)$$

$$n_{min} \le n \le n_{\ max}$$

Для чисельного рішення нелінійної задачі на простір станів об'єкта $x = <h,w,d>$ нанесемо сітку, вузли якої відповідають дискретним значенням стану об'єкта управління.

Розглянемо значення параметрів дискретизації зносу долота w і поточної глибини h, що характеризують стан об'єкта управління. Глибина буріння H може приймати значення до 3000-4000 м. При визначенні кроку дискретизації будемо виходити з значень, які може приймати швидкість буріння. Виберемо мінімальний крок дискретизації швидкості буріння, який позначимо, як ΔV_{min}. Виходячи із значення мінімального кроку за часом, крок дискретизації глибини буріння буде визначатися співвідношенням: $\Delta h = \Delta V_{min}\ \cdot \Delta t_{min}$.

При визначенні інтервалу дискретизації зносу долота будемо виходити з урахування критерію зняття долота з вибою і часу буріння долотом. Наведемо залежність $v = v0 \cdot e^{-\theta \cdot t} = v_0 \cdot e^{-w(t)}$ до вигляду $w = \ln\dfrac{v}{v_0}$. Нехай критерій зняття долота з вибою виглядає наступним чином: зняти долото з вибою, коли швидкість буріння впаде в n раз. Якщо t_{max} - максимальний час роботи долота, при якому його швидкість може зменшитися в n раз, то $w_{max}=ln(n)$. При визначенні верхньої межі кроку дискретизації зносу, будемо виходити з максимального часу роботи долота $t_{\max}(v = v_0 \cdot e^{-\sum_{k=1}^{m}\theta_k \cdot \Delta t_k} = v_0 \cdot e^{-\theta \cdot t_{\max}})$ і критерію зміни долота $\Theta = ln\ (v/v_0)\ /t_{\ max} = w_{max}\ /\ t_{max}$.

Розглянемо інтеграл, що визначає прирощення глибини при бурінні свердловини за деякий інтервал часу $[T_i,\ T_{i+1}]$:

$$h_{i+1}-h_i=\int_{Ti}^{T_{i+1}}v(t)dt=\int_{Ti}^{T_{i+1}}f_{fuzzy}(P,n,p_{ш})\cdot e^{-\int_{\tau=0}^{t}\theta_{fuzzy}(P,n,K_{абр})d\tau}\,d\tau \qquad (4)$$

Будемо вважати, що на інтервалі управління [h_i, h_{i+1}] керуючі параметри P_i і N_i, а так само параметри середовища, що руйнується $K_{\text{абр}}(h_\text{i})$, $p_{\text{ш}}$ (h_i) залишаються незмінними, тоді постійні значення можна винести за знак інтеграла:

$$h_{i+1} - h_i = f(P_i, n_i, p_{шi}) \cdot \int\limits_{T_i}^{T_{i+1}} e^{-\theta(P_i, n_i, K_{абр,i}) \int\limits_{Ti}^{t} d\tau + \int\limits_{0}^{Ti} \theta(P, n, K_{абр})\, d\tau} dt. \quad (5)$$

Для стислості викладу зробимо заміну змінних:

$$h_{i+1} - h_i = v_i \cdot \int\limits_{T_i}^{T_{i+1}} e^{-[\theta_i(t - T_i) + w_i]} dt = v_i \cdot e^{-w_i} \cdot \int\limits_{T_i}^{T_{i+1}} e^{-\theta_i(t - T_i)} dt . \quad (6)$$

Інтегруючи цей вираз, отримуємо:

$$h_{i+1} - h_i = \frac{v_i \cdot e^{-w_i}}{\theta_i} \left(1 - e^{-\theta_i \cdot (T_{i+1} - T_i)}\right). \quad (7)$$

Визначимо з цього виразу $T_{\text{i+1}}$ - T_i

$$T_{i+1} - T_i = -\frac{\ln\left(1 - \frac{\theta_i \cdot (h_{i+1} - h_i)}{v_i \cdot e^{-w_i}}\right)}{\theta_i} = -\frac{\ln\left(1 - \frac{\theta_i \cdot \Delta h}{v_i \cdot e^{-w_i}}\right)}{\theta_i}. \quad (8)$$

Час ΔT_i, необхідний для переходу зі стану на глибині h_i в стан на глибині h_{i+1}:

Визначимо рівняння, що переводить систему управління зі стану з глибиною h_i в стан з глибиною $h_{\text{i+1}}$ при бурінні одним і тим же долотом, у вигляді різницевого рівняння:

$$w_{i+1} - w = \Theta_{fuzzy}(P_i, n_i, K_{абр}(h_i)) \cdot (T_{i+1} - T_i) \quad (9)$$

Для того, що б позбавитися від T_{i+1} - T_i підставимо праву частину виразу (8), зробивши відповідні перетворення, отримаємо дискретний аналог управління об'єктом, що переводять систему зі стану на глибині h_i в стан на глибині $h_{\text{i+1}}$ при бурінні одним і тим же долотом:

$$w_{i+1} = w_i - \ln\left(1 - \frac{\theta_{fuzzy}(P_i, n_i, K_{абр}(h_i)) \cdot \Delta h}{f_{fuzzy}(P_i, n_i, p_ш(h_i)) \cdot e^{-w_i}}\right) \quad (10)$$

При зміні долота витрачається час на спускопідйомні операції $t_i = t_i + T_{\text{сп}}$, при цьому після зміни старого долота знос у нового дорівнює нулю $w_{\text{i+1}} = 0$, глибина свердловини не змінюється $h_{\text{i+1}} = h_i$, номер долота збільшується $d_{i+1} = d_{\text{i+1}}$.

Схематична ілюстрація алгоритму вибору послідовності значень керуючих параметрів P_i і N_i при бурінні на задану глибину H, що доставляють оптимум цільової функції (1) представлена на рисунку 1.

У відповідність з принципом динамічного програмування бота алгоритму здійснюється у два етапи. На першому етапі роботи алгоритму, починаючи з останньої ділянки управління з глибиною $h_{N\text{-1}}$ і до дільниці управління з глибиною h_i, для всіх можливих станів системи $<w_i, d_i>$ з глибиною h_i проводитися вибір таких значень керуючих впливів u_i*, які переводять систему з поточного стану в кінцеве стан з глибиною h_N за мінімальний час.

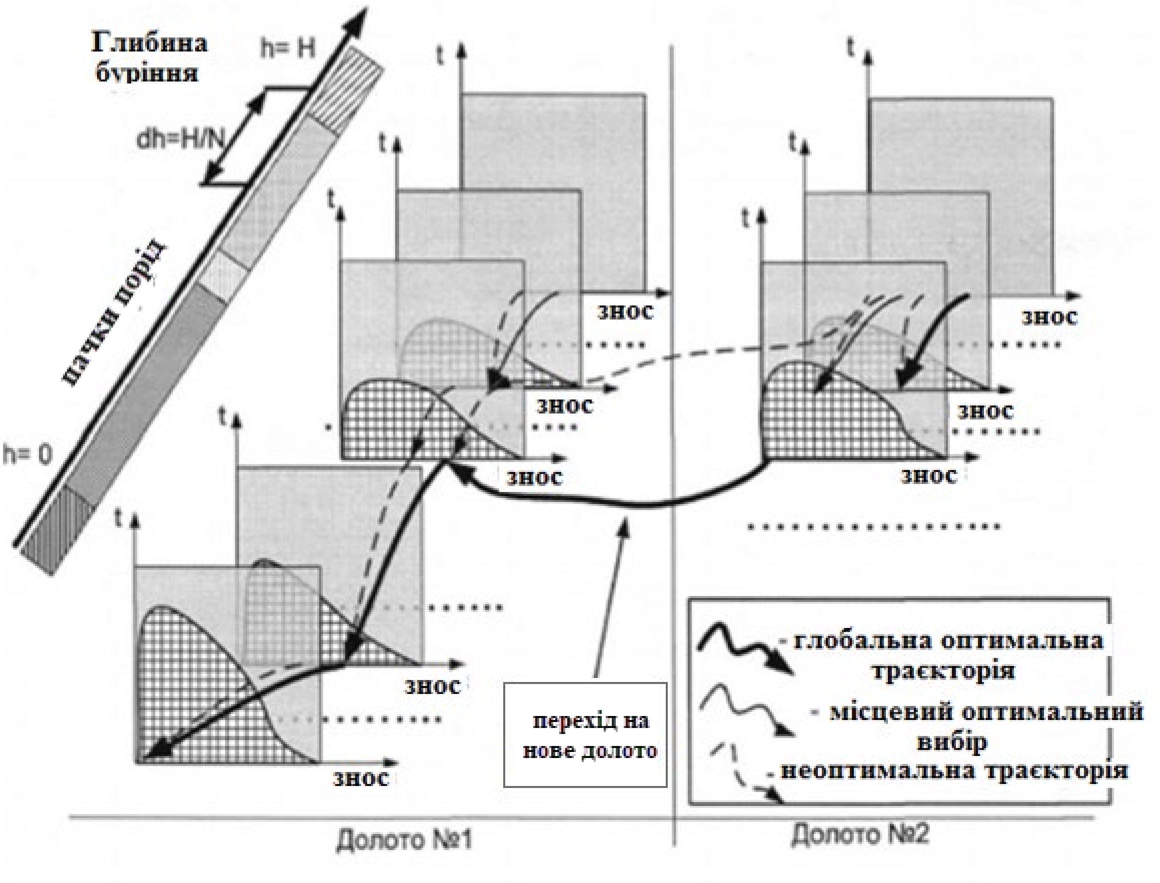

Рисунок 1 - Схема алгоритму оптимізації

Джерело: [3]

На другому етапі, виходячи з значень керуючих впливів отриманих для всіх допустимих станів системи, відбувається вибір послідовності значень керуючих параметрів < P^*_{N-1}, n^*_{N-1}, S^*_{N-1}>, які задовольняють критерію (1).

Розглянемо перший етап роботи алгоритму. Зробимо перший крок оптимізації для останньої ділянки інтервалу управління.

Будемо розглядати випадки, коли буріння закінчилося на 1-му, 2-му, ...D_{max}-му за рахунком долоті. Для кожного значення w^d_{N-1} знаходимо методом перебору всіх можливих значень управління такі значення <P^*_{N-1}, S^*_{N-1}>, які мінімізують критерій (3.4). Згідно з процедурою динамічного програмування, в якості оптимального рішення слід взяти те, для якого час переходу мінімально:

$$T_1^{*d}(h_{N-1}, w^d_{N-1}) = \min_{\substack{P_{N-2}\in P \\ n_{N-2}\in N}} x[\Delta T(h_{N-1}, w^d_{N-1}, P_{N-1})],\ d=\overline{1,D}_{\max}, \qquad (11)$$

де P, N - множина всіх дискретних значень управління. Всі значення <P^*_{N-1}, n^*_{N-1} >, $T_1^*(h_{N-1}, w^d_{N-1}, d_{N-1})$ для стану w^d_{N-1}, $d=\overline{1,D}_{\max}$, запам'ятовуємо.

Перейдемо до оптимізації <P^*_{N-2}, n^*_{N-2}> на останній ділянці управління [2,3]. Якщо взяти до уваги принцип оптимальності, то вибір <P^*_{N-1}, n^*_{N-1}> повинен проводитися тільки в залежності від початкового стану <w_{N-1}, d_{N-1}> останньої ділянки, не залежно від того, яке значення управління $<\mathrm{P}^*_{N-2}, \mathrm{n}^*_{N-2}>$ вибирається на попередньому кроці.

І знову для кожного початкового стану $<w_{N-2}, d_{N-2}>$ передостаннього ділянки (беручи до уваги, що оптимальне управління на останній ділянці залежно від $<w_{N-1}, d_{N-1}>$ нам відомо) знаходимо методом перебору з усіх можливих значень керування такі $<\mathrm{P}^*_{N-2}, n^*_{N-2}>$, які звертають в мінімум вираз:

$$T_2^*(h_{N-2}, w^d_{N-2}, d) = \min_{S_{N-2}\in[0,1]} \left\{ \begin{array}{l} \min\limits_{\substack{P_{N-2}\in P,\\ n_{N-2}\in N}} \left[\begin{array}{c} \Delta T(h_{N-2}, w^d_{N-2}, P_{N-2}, N_{N-2}) \\ + T_1(h_{N-1}, w^d_{N-1}, d) \end{array} \right] : S=0 \\ \min\limits_{\substack{P_{N-2}\in P,\\ n_{N-2}\in N}} \left[\begin{array}{c} \Delta T(h_{N-2}, 0, P_{N-2}, N_{N-2}) \\ + T_1(h_{N-1}, w^{d+1}_{N-1}, d+1) + T_{sp}(h_{N-2}) \end{array} \right] : \left| \begin{array}{l} S=1 \\ d \neq D_{\max} \end{array} \right. \end{array} \right\}, \qquad (12)$$

При цьому для кожного з обираних значень $<\mathrm{P}^*_{N-2}, \mathrm{n}^*_{N-2}>$ і $<w_{N-2}, d_{N-2}>$ обчислюємо початковий стан $<w_{N-1}, d_{N-1}>$ останньої ділянки.

Так як значення $<w_{N-1}, d_{N-1}>$ цілком залежить від попередніх значень $<P^*_{N-2}, n^*_{N-2}>$ і $<w_{N-2}, d_{N-2}>$, то замість $<w_{N-1}, d_{N-1}>$, у функцію мінімальної помилки T_1 підставимо праву частину рівняння об'єкту:

$$T_2^*(h_{N-2}, w^d_{N-2}, d) =$$

$$= \min_{S_{N-2}\in[0,1]} \left\{ \begin{array}{l} \min\limits_{\substack{P_{N-2}\in P,\\ n_{N-2}\in N}} \left[\begin{array}{c} \Delta T(h_{N-2}, w^d_{N-2}, P_{N-2}, N_{N-2}) \\ + T_1(h_{N-1}, w(h_{N-2}, w^d_{N-2}, P_{N-2}), d \end{array} \right] : S=0 \\ \min\limits_{\substack{P_{N-2}\in P,\\ n_{N-2}\in N}} \left[\begin{array}{c} \Delta T(h_{N-2}, 0, P_{N-2}, N_{N-2}) \\ + T_1(h_{N-1}, w(h_{N-1}, w(h_{N-2}, w^{d+1}_{N-1}, P_{N-1}, N_{N-2}), d+1) \end{array} \right] : \left| \begin{array}{l} S=1 \\ d \neq D_{\max} \end{array} \right. \end{array} \right\}. \qquad (13)$$

Очікувані мінімальні втрати для залишилися до кінця інтервалу керуванняя двох кроків T_2 (w_{N-2}, d_{N-2}) і значення оптимального керування $<P^*_{N-2}, n^*_{N-2}>$ запам'ятовуємо. Продовжуючи послідовну процедуру оптимізації, для останнього N-го кроку отримуємо:

$$T_1^*(h_{N-1}, w_{N-1}, d) = \min_{\substack{P_{N-2}\in P,\\ n_{N-2}\in N}} [\Delta T(h_1, w_1^d, P_1, N_1) + T_1(h_2, w_2^d, d],\ d = \overline{1, D}_{\max} \ . \qquad (14)$$

Це функціональне рівняння Беллмана дискретної форми методу динамічного програмування для вирішення оптимізаційної задачі. У загальному випадку для i-ї точки [4]:

Модель (15) відображає основні параметри буріння, такі як глибина свердловини, характеристики ґрунтів та обладнання тощо.

$$T_2^*(h_i,w_i^d,d)=\min_{S_{N-2}\in[0,1]}\left\{\begin{array}{l}\min\limits_{\substack{P_{N-2}\in P,\\ n_{N-2}\in N}}\begin{bmatrix}\Delta T(h_i,w_i^d,P_i,N_i)\\ +T_1(h_{i+1},w_{i+1}^d,d)\end{bmatrix}:S=0\\ \min\limits_{\substack{P_{N-2}\in P,\\ n_{N-2}\in N}}\begin{bmatrix}\Delta T(h_i,0,P_i,Ni)\\ +T_1(h_{i+1},w_{i+1}^{d+1},d+1)+T_{sp}(h_i)\end{bmatrix}:\left|\begin{array}{c}S=1\\ d\neq D_{\max}\end{array}\right.\end{array}\right\}, \qquad (15)$$

$$d=\overline{1,D}_{\max},\ \mathrm{i}=\overline{\mathrm{N}-1},1$$

Висновки.

Було розроблено ефективний алгоритм оптимізації часу буріння свердловини на основі методу динамічного програмування може значно підвищити продуктивність видобувних площадок та зменшити витрати на видобуток вуглеводнів. Результати цього дослідження можуть бути використані для практичного застосування в нафтогазовій промисловості з метою оптимізації та підвищення ефективності технологічних процесів буріння свердловин.

Література:

1. Горбійчук М.І. Оптимізація процесу буріння глибоких свердловин / М.І. Горбійчук, Г.Н. Семенцов // Івано-Франківськ: Факел, 2003 – 493 с.

2 Стеценко І.В. Моделювання систем: навч. посіб. [Електронний ресурс, текст] / І.В. Стеценко ; М-во освіти і науки України, Черкас. держ. технол. ун-т. – Черкаси : ЧДТУ, 2010. – С.399.

3 Фадєєва О.В. Удосконалення математичної моделі технологічного процесу буріння нафтових і газових свердловин / О.В. Фадєєва // Вісник Хмельницького національного університету. - 2008. - № 6(123). - С. 55-60.

4 Семенцов Г.Н., Гутак О.В. Моделювання та ідентифікація процесу буріння для задач оптимізації управління: [Текст]. – Одеса: Куприенко С.В. – 2014. – 295 с. – 300 прим. – ISBN 978-966-2769-43-2.

Abstract. *The work is devoted to the development of an algorithm for the optimization of well drilling time using the dynamic programming method. The work determines the relevance of the problem of drilling optimization in the context of hydrocarbon production and explores the possibilities of improving the efficiency of this process. The work uses mathematical modeling to represent drilling parameters and develops an algorithm based on the principles of dynamic programming. The developed algorithm can become an important tool for improving the technological processes of drilling wells and solving challenges related to the complexity of geological conditions and high requirements for production efficiency.*

Keywords: *optimization algorithm, dynamic programming, mathematical model, optimal control.*

Стаття відправлена: 18.03.2024 р.