
Наука і сучасні технології

УДК 681.513.68:622.24

АВТОМАТИЗАЦІЯ ПРОЦЕСУ КЕРУВАННЯ БУРІННЯМ СВЕРДЛОВИН З РЕГУЛЮВАННЯМ ВИТРАТИ БУРОВОГО РОЗЧИНУ

Г.Н. Семенцов, О.В. Гутак, Ю.Б. Головата

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 46067,
e-mail: kafatp@ukr.net

Розроблено метод автоматизації процесу керування бурінням свердловин шляхом введення до блоку автоматизованого керування насосними агрегатами додаткового алгоритму оптимізації. Алгоритм реалізує можливість адаптивного керування у функції не тільки осьової сили на долоті та швидкості обертання, але й витрати бурового розчину, тобто дає змогу здійснити перехід до інтелектуальної системи керування нового покоління з гнучкими процедурами прийняття рішень, які дозволяють усунути вплив таких збурюючих впливів як обвали, осипання, зашлямування затрубного простору свердловин, прихоплення та ін.

З урахуванням того, що в перспективі очікується широке використання бурових установок з регульованою продуктивністю бурових насосів, розглянута задача оптимізації керування процесом буріння для цього випадку. Запропоновано механічну швидкість буріння подати як функцію, яка залежить від відносного зносу долота і об'ємної концентрації вибуреної породи в промивальній рідині, коли керувальні дії незмінні. З урахуванням передумови, що швидкість відносного зносу озброєння долота не залежить від ступеня очищення вибою, а також відсутня фільтрація бурового розчину через вибій і стінки свердловини, отримано додаткове рівняння механічної швидкості для математичної моделі процесу буріння. Визначено граничні умови і обмеження на процес. Задача оптимізації вирішена з використанням принципу максимуму Л.С.Понтрягіна. Розроблена методика дає змогу визначати оптимальну програму поглиблення свердловини з урахуванням технологічних обмежень і можливостей бурового обладнання при регульованій продуктивності бурових насосів.

Ключові слова: процес буріння, алгоритм оптимізації, адаптивне керування, інтелектуальні системи керування, буровий розчин.

Разработан метод автоматизации процесса управления бурением скважин путем введения в блок автоматизированного управления насосными агрегатами дополнительного алгоритма оптимизации. Алгоритм реализует возможность адаптивного управления в функции не только осевой силы на долото и скорости вращения, но и расхода бурового раствора, т.е. позволяет осуществить переход к интеллектуальной системе управления нового поколения с гибкими процедурами принятия решений, которые позволяют устранить влияние таких возмущающих воздействий, как обвалы, осыпания, попадание шлама в затрубное пространство скважин, прихваты и др.

С учетом того, что в перспективе ожидается широкое использование буровых установок с регулируемой производительностью буровых насосов, рассмотрена задача оптимизации управления процессом бурения для этого случая. Предлагается механическую скорость бурения представить функцией, которая зависит от относительного износа долота и объемной концентрации выбуренной породы в промывочной жидкости, когда управляющие действия неизменны. С учетом предпосылки, что скорость относительного износа вооружения долота не зависит от степени очистки забоя, а также отсутствует фильтрация бурового раствора через забой и стенки скважины, получено дополнительное уравнение механической скорости для математической модели процесса бурения. Определены граничные условия и ограничения на процесс. Поставленная задача оптимизации решена с использованием принципа максимума Л.С.Понтрягина. Разработанная методика позволяет определять оптимальную программу углубления скважины с учетом технологических ограничений и возможностей бурового оборудования при регулируемой производительности буровых насосов.

Ключевые слова: процесс бурения, алгоритм оптимизации, адаптивное управление, интеллектуальные системы управления, буровой раствор.

The method of automating the process of drilling control based input in block units of automatic control of pumping additional optimization algorithm. The algorithm implements the possibility of adaptive control as a function of not only axial force on the bit and speed, but the cost of drilling mud, that allows you to make the

transition to smart management of the new generation of flexible decision-making procedures that allow you to eliminate the influence of disturbing effects such as falls, shattering, getting sludge into the space between pipes wells, sticking and others.

Given the fact that in the future expected use of drilling rigs with adjustable capacity mud pumps, consider the problem of optimizing the management of drilling in this case. Proposed ROP to provide a function that depends on the relative wear of the bit and the volume concentration of cuttings in the drilling fluid when the control action is not *zmenimy*. Given the assumption that the relative rate of wear of the bit arms does not depend on the degree of purification of the face, and there is no filtration of drilling fluid through the bottom and the borehole wall, received an additional equation for the mechanical speed of the mathematical model of the drilling process. The limiting conditions and restrictions on the process. The objective of optimization is solved using the Pontryagin maximum principle. The developed method allows to determine the optimal program of deepening wells, taking into account technological limitations and possibilities of drilling equipment for drilling performance adjustable beds.

Keywords: drilling, algorithm optimization, adaptive control, intelligent control systems, mud.

Вступ. Актуальність даної роботи визначається необхідністю розроблення автоматизованих систем керування процесом буріння нафтових і газових свердловин на базі нових ідей і методів керування, що базуються на теорії робастних і адаптивних систем, теорії штучних нейронних мереж, рекурентної ідентифікації, теорії випадкових процесів, теорії нейро- і хаос-динаміки, імітаційного моделювання тощо. Створення таких методів вимагає проведення нових ґрунтовних досліджень. Це пояснюється тим, що об'єкт керування відноситься до класу погано визначених об'єктів, що мають нелінійні статичні і динамічні характеристики, функціонують за умов апріорної та поточної невизначеності щодо параметрів і структури об'єкта і перебувають під впливом зовнішніх завад. Окрім того, процес буріння є таким, що розвивається в часі. Для керування такими складними об'єктами методи класичної теорії керування і теорії адаптивних систем виявляються неефективними, оскільки ґрунтуються в основному на припущенні про лінійність об'єкта [1].

У зв'язку із явною нестачею наукових методів для керування процесом буріння нафтових і газових свердловин науковці, які працюють в галузі автоматизації процесів керування [1–9 та ін.], проводять дослідження в напрямку розробки принципово нової теорії і методів керування процесом буріння свердловин.

Аналіз останніх досліджень і публікацій.

Огляд літературних джерел [2–10] показав, що найбільш повно і глибоко питання автоматизації процесів керування бурінням нафтових і газових свердловин розглядається в роботах [3, 7, 8]. В монографії [7] найбільшу увагу приділено питанням адаптивного і робастного керування процесом буріння в умовах невизначеності, який розглядається як параметрично і структурно невизначений об'єкт, що функціонує за умов апріорі невідомих збурень. Розглянуто алгоритми керування, що компенсують невизначеність як зовнішніх збурень, так і самого об'єкта керування.

В роботі [3] розглянуто структурні схеми автоматизованих систем керування режимом буріння свердловин, які відрізняються від типової структурної схеми управління, що склалася впродовж багатьох років. Це обумовлено двома причинами:

1) неможливістю підтримування заданих параметрів режиму буріння при проходці похи-

ло-спрямованих і горизонтальних свердловин з великим відхиленням вибою, навіть у разі застосування телеметричних систем контролю вибійних параметрів, що спричиняє зменшення ефективності і якості будівництва свердловин;

2) істотним важкопрогнозованим впливом сил тертя бурильної колони до стінки свердловини, що вимагає пошуку альтернативних способів керування режимом буріння, незалежних від характеру взаємодії бурильної колони зі стінками свердловини, а саме додатково до регулювання осьової сили в основному контурі механізму подачі долота введення гідравлічного контуру регулювання. Це обумовлено тим, що осьова гідравлічна сила від перепаду тиску у вибійному двигуні, яка діє в нижньому перетині колони, залежить від витрати промивальної рідини. Отже, потрібен перехід до двоконтурного керування – за осьовою силою на долото і за витратою промивальної рідини.

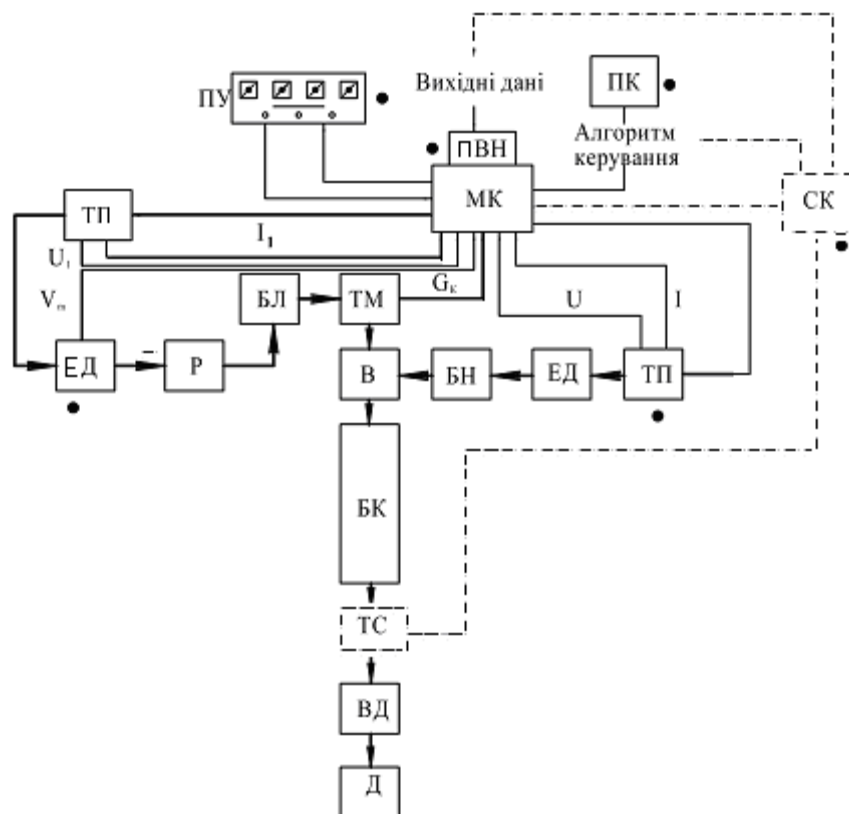
Практична реалізація цього способу можлива тільки в автоматизованих системах керування з узгодженим керуванням буровим насосним агрегатом і механізмом подачі долота.

Концепцію узгодженого керування такими основними агрегатами бурової установки, як насосний і спуско-підіймальний в процесі буріння свердловин вибійними двигунами, запропоновано в роботі [3]. На її базі розроблено три структурні схеми автоматизованих систем керування режиму буріння для сучасних бурових установок, що забезпечують реалізацію перспективних технологій буріння і ремонту свердловин.

Перша структура призначена для автоматизованого керування режимом буріння похило-спрямованих і горизонтальних свердловин з використанням гідравлічних вибійних двигунів із змінним перепадом тиску традиційними буровими установками, оснащеними регульованим електроприводом і регуляторами подачі долота (рис. 1).

Друга структурна схема призначена для автоматизованого керування бурінням свердловин електробурами нового покоління (рис. 2) з регульованою частотою обертання.

Третя структурна схема запропонована для автоматизованого керування бурінням свердловин гідравлічним вибійним двигуном установками з колоною безперервних гнучких труб, яка орієнтована на мобільні колтубінгові бурові установки, що випускаються в Білорусії (рис. 3).



————— енергетичні канали; - - - - - інформаційні канали; ————— канали керування
 • - точки управління; ПУ - пульт управління; МК - мікроконтролер; ПВН - пристрій введення і налаштування; ПК - переносний комп'ютер; СК - стаціонарний комп'ютер; Р - редуктор; БЛ - барабан лебідки; ТМ - талевий механізм; В - вертлюг; БН - буровий насос; ЕД - електродвигун; ТП - тиристорний перетворювач; БК - бурильна колона; ТС - телесистема; ВД - вибійний двигун; Д - долото

Рисунок 1 – Структурна схема системи автоматизованого керування режимами буріння для традиційних бурових установок

Колтюбінговий спосіб буріння (coiled tubing) базується на використанні безмуфтових гнучких труб і широко застосовується для буріння як нових свердловин, так і нових стовбурів із старих свердловин. Висока технічна і економічна ефективність досягаються при бурінні похилих і горизонтальних бокових стовбурів із існуючих свердловин.

Перевагою розглянутих схем є те, що вони можуть бути реалізовані шляхом модернізації штатних систем регулювання, що перебувають в експлуатації або проектуються.

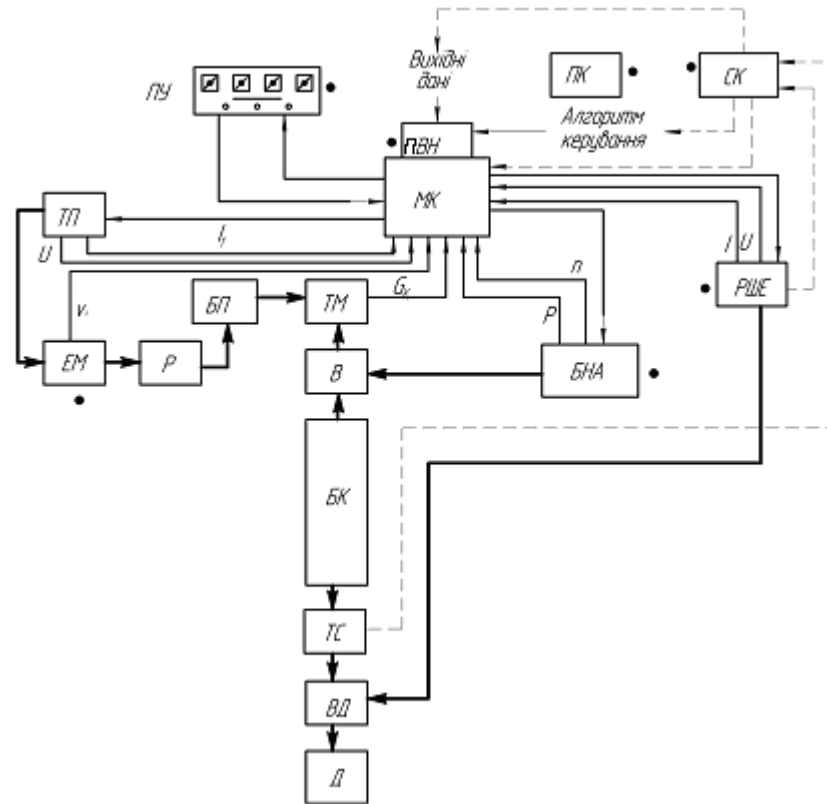
Недоліком цих систем є складність інформаційного забезпечення у зв'язку з необхідністю організації каналу зв'язку вибою з гірлом свердловини і виділення складової перепаду тиску у вибійному двигуні на тлі різного роду збурень в гідравлічному тракті.

Відзначимо, що сучасні бурові установки з цифровими системами керування приводами оснащені стаціонарним керуючим комп'ютером, тому запропоновані схеми можуть бути реалізовані більш простим способом – шляхом розширення програмного забезпечення системи за мінімальних змін стандартного комплексу, який управляє обладнанням. Так, схема узго-

дженого регулювання транспортувальним та промивальним насосними агрегатами базової колтюбінгової установки М40 передбачає [2-5] перехід від гідромеханічного до електрогідравлічного регулювання золотниковим гідророзподільником в контурі регулювання подачі силового насоса інжектора (кута нахилу диска) та розробку пристрою регулювання швидкості силового агрегату промивального насоса.

Відзначимо також, що для бурових установок з мікропроцесорним керуванням розширення програмного забезпечення зводиться до введення до блоку автоматичного керування насосними агрегатами і механізмом подачі долота додаткових алгоритмів. Аналіз показав [6,7,8], що крім обґрунтованого моделювання процесів, що відбувається в системі і вибору структури, для мікропроцесорних систем визначальне значення має вибір оптимальних алгоритмів керування.

Як алгоритми керування для всіх трьох схем можуть бути використані і типові алгоритми, що базуються на підтримці заданого значення головного параметра регулювання (осьової сили, струму і тиску), і нестандартні алгоритми, в яких залучені ще деякі додаткові па-



————— енергетичні канали; ————— інформаційні канали; - - - - - канали керування
 • - точки управління; ПУ - пульт управління; МК - мікроконтролер; ПВН - пристрій введення і налаштування; ПК - переносний комп'ютер; СК - інформаційна система; ТП - тиристорний перетворювач; ЕМ - електрична машина; Р - редуктор; БЛ - барабан лебідки; ТМ - талевий механізм; В - вертлюг; БК - бурильна колона; ТС - телесистема; ВД - вибійний двигун; Д - долото; БНА - буровий насосний агрегат; РШЕ - регулятор швидкості електробура

Рисунок 2 – Структурна схема системи автоматизованого керування режимами електробуріння

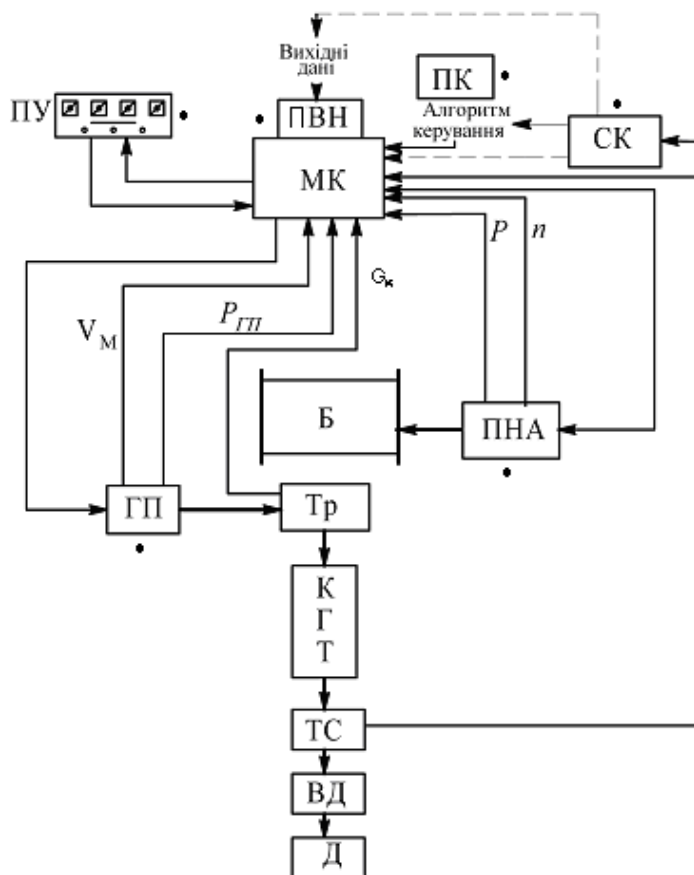
раметри (наприклад, навантаження на гаку (інжекторі), механічна швидкість буріння, частота ходів насоса, кут положення корпусу вибійного двигуна і ін.) [3], що слугують для ідентифікації процесів в динамічній системі і відповідного коректування поточної координати завдання. В таких алгоритмах реалізуються і можливості адаптивного керування [6, 7, 8] у функції декількох параметрів, тобто здійснюється перехід до інтелектуальних систем керування нового покоління з гнучкими процедурами прийняття рішення, що дозволить подолати відомі труднощі, які мають місце при розробці автоматизованих систем, ідентифікувати і усунути вплив збурюючих чинників, наприклад, внаслідок зашламування затрубного простору свердловини при незадовільному очищенні вибою, обвалах, осипаннях тощо [6, 7, 8]. Основні принципи труднощі розробки алгоритмів керування режимом буріння пов'язані з тим, що: об'єкт керування є системою з невідомою, змінною в часі динамічною характеристикою; керуючі і збурюючі впливи передаються із запізненням через хвилеводи великої довжини, що вимагає використання прогнозуючих оцінок [3].

Проте проведений аналіз літературних джерел [1-10] свідчить про недостатній обсяг проведених досліджень в контексті автоматизації процесу керування бурінням нафтових і газових свердловин з використанням прогнозуючих моделей.

Постановка завдання. Метою даної роботи є розроблення способу розв'язання локальної задачі оптимізації технологічного процесу поглиблення свердловин з врахуванням регулювання витрати бурового розчину на базі використання прогнозуючих моделей щодо зміни збурень на вибої свердловини.

Результати. Згідно з розробленою стратегією багатостадійної оптимізації процесу буріння [7,8] в результаті вирішення локальної задачі оптимізації повинні бути визначені оптимальні осьова сила на долото P , частота обертання n і проходка долота $h_{k_{max}}$, при яких критерій оптимальності досягає свого екстремуму.

Розглянемо випадок, коли математична модель процесу поглиблення свердловини описується системою рівнянь [6, 7, 8]:



————— енергетичні канали; ————— інформаційні канали; - - - - - канали керування
 • - точки управління; ПУ - пульт управління; МК - мікроконтролер; ПВН - пристрій вводу і налаштування; ПК - переносний комп'ютер; СК - стаціонарний комп'ютер; КГТ – колона гнучких труб;
 Б - барабан з КГТ; Тр-транспортер; ТС - телесистема; ВД - вибійний двигун; Д - долото;
 ГП – об'ємна гідропередача; ПНА – промивальний насосний агрегат

Рисунок 3 – Структурна схема автоматизованої системи керування для колтубінгового устаткування

$$\begin{aligned}
 \frac{dh}{dt} &= v_0(\bar{U}, \bar{A}_1)\varepsilon^{-1}, \\
 \frac{d\varepsilon}{dt} &= K_\varepsilon(\bar{U}, \bar{A}_2), \\
 \frac{dg}{dt} &= K_g(\bar{U}, \bar{A}_3),
 \end{aligned}
 \quad (1)$$

де: h – проходка долота;
 v_0 – початкова механічна швидкість буріння;
 \bar{A}_i – вектор параметрів моделі, $i=1,2,3$;
 ε – оцінка відносного зношення озброєння долота;
 K_ε – швидкість зміни оцінки відносного зношення озброєння долота;
 g – оцінка відносного зношення опор долота;
 K_g – швидкість зміни оцінки відносного зношення опор долота;
 $\bar{U}^T = (\varnothing, n)$.

Математична модель (1) описує роботу долота на вибої свердловини в тривимірному просторі станів: h, ε, g . Для турбінного способу буріння модель (1) повинна бути доповнена характеристикою турбобура $n = f(P)$.

Із аналізу фізичної сутності технологічного процесу буріння свердловин сформульовані граничні умови. Проходка $h(0)$ і оцінка відносного зношення озброєння долота $\varepsilon(0)$ на початку рейсу приймають наступні значення:

$$h(0) = 0; \varepsilon(0) = 1; g(0) = 0 \text{ при } t = 0, \quad (2)$$

а в кінці рейсу:

$$h(t_\delta) \geq 0, \quad 0 \leq \varepsilon \leq (1 + m)^2, \quad g(t_\delta) = 1\xi$$

при $t = t_\delta$, (3)

де: m – коефіцієнт, який визначається геометрією зубців і формою зносу;

ξ – коефіцієнт безпеки, який компенсує деяку невизначеність в визначених числових значень величин k_3, α_3, β_3 .

Технологічні обмеження на керуючі впливи:

$$P_{\min} \leq P \leq P_{\max}; n_{\min} \leq n \leq n_{\max};$$

$$Q = const; v_{СП} \leq (v_{СП})_{\max};$$

$$M_g \leq (M_g)_{\max}, \quad (4)$$

де: P, n, Q – осьова сила на долоті, швидкість обертання і витрата бурового розчину відповідно;

$v_{СП}$ – швидкість спуско-підймальних операцій;

M_g – момент на долоті.

При цьому слід враховувати, що в моделі (1) k_ε і початкова швидкість буріння v_0 залежать від вектора \bar{U} параметрів режиму буріння $\bar{U} = \{P, n, Q\}$ і від векторів A_1, A_2, A_3 властивостей системи.

Конкретний вид правих частин рівняння визначається для кожного родовища окремо. Так, для Прикарпаття при постійній витраті бурового розчину $Q = const$ рівняння мають вигляд:

$$v_0(\bar{U}, \bar{A}_1) = k_1 P^{\alpha_1} n^{\beta_1},$$

$$K_\varepsilon(\bar{U}, \bar{A}_2) = k_2 P^{\alpha_2} n^{\beta_2}, \quad (5)$$

$$K_g(\bar{U}, \bar{A}_3) = k_3 P^{\alpha_3} n^{\beta_3}.$$

Параметри моделі $\bar{A}_1 = \{k_1, \alpha_1, \beta_1\}$, $\bar{A}_2 = \{k_2, \alpha_2, \beta_2\}$, $\bar{A}_3 = \{k_3, \alpha_3, \beta_3\}$ підлягають ідентифікації відповідно до конкретних умов буріння.

Ефективність кожного k -го довбання оцінюється собівартістю 1 м проходки свердловини [7]:

$$q_k = \frac{C_{\text{ок}} t_{\text{ок}} + C_{\text{спк}} t_{\text{спк}} + d_k}{h_k}, \quad (6)$$

де: $C_{\text{ок}}$ – вартість однієї години роботи бурової установки в k -му рейсі;

$t_{\text{ок}}$ – тривалість буріння в k -му рейсі;

$C_{\text{спк}}$ – вартість однієї години спуско-підймальних операцій;

$t_{\text{спк}}$ – час на спуско-підймальні операції в k -му рейсі;

d_k – ціна долота;

h_k – проходка долота.

Розглянемо перший випадок, коли переважаючим є зношення долота за озброєнням. Тоді з перших двох рівнянь математичної моделі (1) отримаємо:

$$h_k = k P^\alpha n^\beta \ln(k_2 P^{\alpha_2} n^{\beta_2} t_6 + 1), \quad (7)$$

де $\alpha = \alpha_1 - \alpha_2$, $\beta = \beta_1 - \beta_2$, $k = k_1 / k_2$.

Із другого рівняння математичної моделі із врахуванням (2) визначимо тривалість буріння:

$$t_{\text{ок}} = \frac{(1+m)^2 - 1}{k_2 P^{\alpha_2} n^{\beta_2}}. \quad (8)$$

Підставляючи отриманий вираз (7) в (6), отримаємо:

$$q_{k(1)} = \frac{C_{\text{ае}} [(1+m)^2 - 1]}{k_2 P^{\alpha_2} n^{\beta_2}} + C_{\text{міє}} t_{\text{міє}} + d_k$$

$$2k P^\alpha n^\beta \ln(1+m). \quad (9)$$

Другий випадок: переважаючим є зношення опор долота. В даному випадку час буріння t_6 визначається із третього рівняння математичної моделі:

$$t_{\text{ок}} = \frac{\xi}{k_3 P^{\alpha_3} n^{\beta_3}}. \quad (10)$$

Аналогічно попередньому випадку із (10), (7) і (6) визначається:

$$q_{k(2)} = \frac{C_{\text{ае}} \xi}{k_3 P^{\alpha_3} n^{\beta_3}} + C_{\text{міє}} t_{\text{міє}} + d_k$$

$$k P^\alpha n^\beta \ln(\xi k_0 P^{\alpha_0} \cdot n^{\beta_0} + 1), \quad (11)$$

іє $\alpha_0 = \alpha_2 - \alpha_3$, $\beta_0 = \beta_2 - \beta_3$, $k_0 = k_2 / k_3$.

Тепер із мінімуму функцій цілі (9) і (11) при обмеженнях (4) можна визначити P_{opt} і n_{opt} , а з (7) – $h_{k \text{max}}$, яке і є верхньою границею обмеження, де $0 < h_k < h_{k \text{max}}$.

Таким чином, задачу визначення оптимальних керуючих впливів сформулюємо у вигляді:

$$\{q_k(\bar{U}) | \bar{U} \in U\} \rightarrow \min, \quad (12)$$

де область визначення керування U визначається обмеженням (4), а $q_k(U)$ – формулами (9) і (11).

Вихідними даними для розв'язання цієї задачі є значення коефіцієнтів $k_1, \alpha_1, \beta_1, k_2, \alpha_2, \beta_2, k_3, \alpha_3, \beta_3$, які мають бути отримані в результаті розв'язання задачі ідентифікації, параметри математичної моделі, а також вартість часу роботи бурової установки, вартість долота, час спуско-підймальних операцій.

Результатами розв'язання задачі є оптимальні параметри режиму буріння P^* і n^* , розрахунковий час буріння $t_6^{(P)}$, розрахункова проходка долота $h^{(P)}$, розрахункова вартість одного метра проходки. Проте при роторному бурінні реалізувати отримане оптимальне значення частоти обертання ротора не завжди можливо, оскільки частоти коробка швидкостей привода має фіксовані частоти обертання. Тому розроблено другий алгоритм оптимізації для випадку, коли швидкість обертання ротора може приймати тільки фіксовані значення [7,8].

Вихідними даними для цієї задачі є значення коефіцієнтів $k_1, \alpha_1, \beta_1, k_2, \alpha_2, \beta_2, k_3, \alpha_3, \beta_3$ обмеження на осьову силу, дискретні значення швидкості обертання ротора, вартість часу роботи бурової установки, вартість долота, час спуско-підймальних операцій.

Розв'язками задачі є оптимальні значення параметрів режиму P^* і n^* , розрахунковий час буріння $t_6^{(P)}$, розрахункова проходка долота $h^{(P)}$.

Розглянемо тепер задачу оптимізації процесу поглиблення свердловини для випадку, коли за керуючу дію прийняті осьова сила на долото P , швидкість обертання n , витрата бурового розчину Q .

Механічну швидкість буріння v_t подамо функцію, яка залежить від оцінки відносного зношення озброєння долота ε і об'ємної концентрації вибуреної породи в промивальній рідині (при постійних параметрах режиму) [7]:

$$v_t^* = v_0^*(P, n) [(1 + ca)\varepsilon]^{-1}, \quad (13)$$

де: $v_0^*(P, n)$ – початкове значення механічної швидкості буріння при ідеальному очищенні вибою свердловини;

α – коефіцієнт, який залежить від властивостей вибуреної породи і бурового розчину;

c – об'ємна концентрація вибуреної породи.

Виходячи із припущень, що швидкість зміни оцінки відносного зношення k_ε озброєння долота не залежить від ступеня очищення вибою, а також відсутня фільтрація бурового розчину через вибій і стінки свердловини, можна записати:

$$\varepsilon = v_0^*(v_t^*)^{-1}, \quad (14)$$

де v_t^* – механічна швидкість буріння при ідеальному очищенні вибою свердловини.

Із врахуванням рівняння (13) визначимо об'ємну концентрацію вибуреної породи в промивальній рідині [7]:

$$\tilde{n} = \pi D_c^2 v_t^* (Q + \pi D_c^2 v_t^*)^{-1},$$

або

$$c = [B(v_0^*)^{-1} Q \varepsilon + 1]^{-1}, \quad (15)$$

де D_c – діаметр свердловини;

$$B = (\pi D_c^2)^{-1}.$$

Після підстановки рівняння (15) в (13) отримаємо:

$$v_t^* = [(v_0^*)^2 + BQv_0^* \varepsilon] (BQ\varepsilon + Av_0^*)^{-1} \varepsilon^{-1}, \quad (16)$$

іде $A=1+a$.

Оскільки $v_t = dh/dt$, то проходка h на долото визначається рівнянням (16), оцінки відносного зношення ε долота і зношення g його опор залежать від керуючих впливів P , n і фізико-механічних властивостей породи. Отже, рівняння (16) описує технологічний процес поглиблення свердловини в тривимірному просторі стану.

Як критерій оптимізації приймемо вартість q одного метра проходки свердловини (включаючи вартість бурового розчину):

$$q = [C_a(t_a + t_{\text{пр}}) + d][h(t_a)]^{-1} + \psi_* \int_0^{t_a} Q(t) dt, \quad (17)$$

де: ψ_* – ваговий коефіцієнт, $\psi_* = \tilde{N}_{i0} h_i^{-1}$;

$C_{\text{пр}}$ – вартість одиниці об'єму бурового розчину;

h_i – величина проходки долота, яка може бути взята із результатів попереднього буріння.

До відомих обмежень $g(t_6) = z$ і $\varepsilon_K = (1+m)^2$ у даній задачі додаються обмеження, пов'язані з різними геолого-технологічними умовами буріння свердловини. Наприклад, на практиці у процесі буріння свердловин спостерігались випадки, коли підвищення механічної швидкості буріння призвело до поглинання бурового розчину [4, 5].

Допустима верхня межа механічної швидкості буріння в цьому випадку визначається виразом [9]:

$$(v_t)_n = \frac{(\alpha \text{grad} p - \rho_0 g - r V_0 f_{\text{кп}} l x^{-1} - b l x^{-1})^2}{4 a b x^{-1} (\rho_{\text{п}} - \rho_0) g f_2}, \quad (18)$$

де: α – коефіцієнт запасу;

$\text{grad} p$ – градієнт гідророзриву пласта;

ρ_0 і $\rho_{\text{п}}$ – густини бурового розчину і вибуреної породи відповідно;

$f_{\text{кп}}$ – площа кільцевого простору;

f_2 – розбурювана частина вибою свердловини;

V_0 – швидкість осідання шламу в потоці рідини, що рухається,;

x, l – глибина залягання розглядуваного перерізу свердловини і глибина свердловини;

r, b – постійні величини.

З (18) випливає, що:

$$h(t) \leq (v_t)_n t. \quad (19)$$

Тепер задачу оптимізації технологічного процесу поглиблення свердловини сформулюємо таким чином: для заданого зносу опор долота $g(t_6) = z$ визначити вектор-функції $\bar{U}(t) = (P, n, Q)$ і $\bar{O}(t) = (h, \varepsilon, g)$, які забезпечують мінімум функціоналу (17) при вказаних обмеженнях на керуючі впливи і фазові зміни, диференціальних зв'язках і граничних умовах.

Використаємо принцип максимуму Понтрягіна [10]. Функція Гамільтона для розв'язаної задачі має вигляд:

$$\mathcal{H}_\alpha = \sum_{i=0}^3 \psi_\alpha^i f_i, \quad (20)$$

де $f_i (i = \overline{1,3})$ – праві частини диференціальних рівнянь математичної моделі $f_0 = \psi_* Q(t)$.

Після підстановки f_i із (16) отримаємо:

$$\begin{aligned} \mathcal{H}_\alpha = & \psi_\alpha^0 \psi_* Q(t) + \psi_\alpha^2 \frac{v_0^{*2} (P, n) + BQ(t)v_0^*(P, n)\varepsilon}{[BQ(t)\varepsilon + Av_0^*(P, n)]\varepsilon} + \\ & + \psi_\alpha^2 k_\varepsilon (P, n) + k_g (P, n) \psi_\alpha^3. \end{aligned} \quad (21)$$

Як правило [10], приймається $\psi_\alpha^0 = -1$, тоді решта допоміжних змінних ψ_α^i визначимо із системи рівнянь:

$$\psi_\alpha^1 = 0, \quad (22)$$

$$\psi_\alpha^2 = \psi_\alpha^1 \left[\frac{2v_0^*(P, n) BQ(t)(1 - \sqrt{A})}{[BQ(t)\varepsilon + Av_0^*(P, n)]^2} + \frac{v_0^*(P, n)}{\varepsilon^2} \right], \quad (23)$$

$$\psi_\alpha^3 = 0. \quad (24)$$

Із системи рівнянь математичної моделі знаходимо [7]:

$$\psi_\alpha^1 = c_1 = \text{const}, \quad (25)$$

$$\psi_\alpha^2 = \psi_\alpha^1 \times \quad (26)$$

$$\times \left\{ \int_0^t \left[\frac{2[v_0^*(P, n)]^2 BQ(t)(1 - \sqrt{A})}{[BQ(t)\varepsilon + Av_0^*(P, n)]^2} + \frac{v_0^*(P, n)}{\varepsilon^2} \right] dt + c_2 \right\},$$

$$\psi_\alpha^3 = c_3 = \text{const}, \quad (27)$$

а умовами трансверсальності:

$$\psi_\alpha^1(t_6) = - \left. \frac{\partial q}{\partial h} \right|_{t=t_6}, \quad (28)$$

$$\psi_\alpha^2(t_6) = 0, \quad (29)$$

визначаються постійні інтегрування c_1 і c_2 :

$$c_1 = [c_6(t_6 + t_{\text{сн}}) + d][h^2(t_6)]^{-1}, \quad (30)$$

$$c_2 = -c_1 \times \quad (31)$$

$$\times \left\{ \int_0^{t_\delta} \left[\frac{v_0^*(P, n)^2 BQ(t)(1 - \sqrt{A})}{[BQ(t)\varepsilon + Av_0^*(P, n)]^2} + \frac{v_0^*(P, n)}{\varepsilon^2} \right] dt \right\}.$$

Оскільки t_6 не зафіксоване, то в момент часу $t = t_\delta$ функція Гамільтона набуде значення:

$$\chi_\alpha \Big|_{t=t_\delta} = \left. \frac{d\tilde{q}}{dt} \right|_{t=t_\delta}, \quad (32)$$

де $\tilde{q} = [c_6(t_6 + t_{\text{сн}}) + d]h^{-1}$.

Використовуючи (32), знайдемо постійну інтегрування [7]:

$$\tilde{n}_3 = k_g^{-1}(P, n) \left\{ \frac{\tilde{n}_4}{h(t_4)} + v_* Q(t_4) - \left[\frac{v_0^*(P, n)^2}{[BQ(t_4)\varepsilon(t_4) + Av_0^*(P, n)]\varepsilon(t_4)} \right] \right\}. \quad (33)$$

Із фізичної сутності технологічного процесу поглиблення свердловини впливає те, що функція $g(t)$ – монотонна, її кінцеве значення задане $g(t_6) = z$. Остання умова використовується для визначення часу буріння t_6 . Щоб визначити оптимальне управління $\bar{U}(t)$, яке забезпечує мінімум функціоналу (17) при розглянутих вище рівняннях зв'язків, обмежених на управління і на фазові змінні, а також граничних умовах, необхідно [11] в кожен момент

часу $0 \leq t \leq t_6$ обчислити значення P_t^*, N_t^*, Q_t^* , які забезпечують виразу (21) максимум:

$$\chi[\bar{X}^*(t), \bar{U}^*(t), \bar{\psi}^*(t)] = \max \chi[\bar{X}^*(t), \bar{U}^*(t), \bar{\psi}^*(t)]. \quad (34)$$

$$\bar{U}(t) \in U$$

Поточні значення фазових координат \bar{X}_t визначаються шляхом інтегрування системи диференціальних рівнянь математичної моделі, а спряжені змінні $\bar{\psi}_t^*$ – із рівняння (34).

Якщо з керуючого впливу $Q(t)$ зняти обмеження, тоді значення $Q^*(t)$ можна визначити в явній формі із умови $\frac{d\chi_\alpha}{dQ} = 0$:

$$Q^*(t) = \frac{v_0^*(P, n)}{B\varepsilon(t)} \left\{ \left[\frac{c_1}{\psi^*} B(A-1) \right]^{\frac{1}{2}} - A \right\}. \quad (35)$$

Описані алгоритми дають змогу здійснити керування процесом поглиблення свердловин в реальному часі, в оптимальному режимі за умови, що вони використовуються в автоматизованій системі керування процесом буріння, коли $P = \text{var}$, $n = \text{var}$, $Q = \text{var}$.

Слід зауважити, що головним принципом керування очищенням вибою свердловини, що буриться, є роздільне керування кожним із трьох процесів, що є різними за своєю фізичною природою, а саме: очищення поверхні вибою свердловини, очищення привибійної зони і очищення озброєння долота [4]. В кожному конкретному випадку домінує один із названих процесів в залежності від геолого-технічних умов буріння свердловини. Проте, практично не зустрічаються умови буріння, за яких впливи всіх трьох процесів однаково суттєві. Зокрема, не існує таких умов, за яких очищення вибою свердловини і очищення озброєння долота одночасно і в рівній степені впливають на очищення вибою.

Якісне і своєчасне очищення вибою свердловини від шламу є одним із важливих чинників підвищення механічної швидкості буріння при встановлених інших режимних параметрах і раціональному застосуванні долота. Дійсно, якщо витрати промивальної рідини є недостатніми, шлам з вибою несвоєчасно виноситься в затрубний простір і повторно перемелюється на вибої. При цьому швидкість поглиблення свердловини істотно зменшується. Якщо ж в свердловину закачувати надмірну кількість рідини, то також можна одержати негативний результат, оскільки на вибої виникають завихрені потоки, шлам не виноситься, підвищується диференціальний тиск на вибій, витрачається значна гідравлічна потужність. Це зумовлює зменшення механічної швидкості буріння [5].

Особливого значення набуває це питання для буріння свердловин на депресії з використанням колтубінгової технології, яка останніми роками широко застосовується на нафтових підприємствах Росії, Білорусії й України для

розкриття продуктивних порід. Традиційно буріння здійснюється на репресії, коли тиск $P_{св}$ промивальної рідини в свердловині вище пластового тиску $P_{пл}$. Наслідком цього є проникнення промивальної рідини в пласти і їх кольматація. Проте, буріння в умовах депресії, коли $P_{св} < P_{пл}$, викликає притік пластового флюїду в свердловину, не пошкоджуючи природних колекторських властивостей порід.

Колтюбінговий спосіб буріння (Coiled tubing) базується на використанні безмуфтових гнучких труб і застосовується при бурінні нових свердловин і нових стовбурів із старих свердловин. Висока техніка і економічна ефективність досягаються при бурінні похилих і горизонтальних бокових стовбурів із існуючих свердловин. Особливо ефективним колтюбінг може стати на родовищах, що перебувають на пізній стадії розробки, для реанімування старого фонду свердловин шляхом буріння бокових стовбурів [2]. Буріння здійснюється з використанням закритої циркуляційної системи з різними типами промивальної рідини, зокрема з розчином на нафтовій основі, розбавленої азотом. Тиск на вибої свердловини підтримується двома способами: збільшенням або зменшенням надлишкового тиску на гирлі свердловини або забезпеченням необхідної густини промивальної рідини, що досягається аерацією її азотом. Переваги даної технології можуть бути реалізовані лише при точному підтриманні заданих параметрів режиму буріння і параметрів промивальної рідини. Тому необхідним є оперативний контроль параметрів буріння в режимі реального часу і неперервний аналіз поточної інформації. Проте, традиційні технічні і програмно-методичні засоби контролю для рішення цих задач мало придатні, оскільки давачі, табло бурильника, дегазатор та інше виносне обладнання неможливо встановити на установці колтюбінга і на вузлах закритої циркуляційної системи.

Оскільки відомі методи контролю ваги колони, глибини свердловини, осьової сили на долото та ін. непридатні для даної технології буріння, тому актуальним є розроблення нових методів і алгоритмів контролю параметрів буріння для колтюбінгового способу буріння.

Висновок. Розроблено метод автоматизації процесу керування бурінням свердловин шляхом введення до блоку автоматизованого керування насосними агрегатами додаткового алгоритму оптимізації. Алгоритм реалізує можливість адаптивного керування у функції не тільки осьової сили на долоті та швидкості обертання, але й витрати бурового розчину, що уможливило перехід до інтелектуальної системи керування нового покоління з гнучкими процедурами прийняття рішень, які дають змогу усунути вплив таких збурюючих впливів, як обвали, осипання, зашламування затрубного простору свердловин, прихоплення та ін.

1 Никифоров В.О. Адаптивное и робастное управление с компенсацией возмущений / В. О. Никифоров. – СПб. : Наука, 2003. – 282 с.

2 Гибадуллин Н.З. Особенности геологического контроля проводки скважин на депрессии с применением колтюбинговой технологии / Н.З. Гибадуллин, М.Г. Лугуманов, И.И.Иконников // Каротажник. – 2003. – Вып. 102. – С.15-20.

3 Балденко Ф. Д. Автоматизированные системы управления режимом бурения скважин забойными двигателями // Ф.Д.Балденко, А.П.Шмидт // Бурение и нефть, № 4. – 2003. – С.14-17.

4 Гусман А. Управление очисткой забоя скважин при бурении шарошечными долотами / А.Гусман // Бурение и нефть. – 2005. – № 2. – С. 6-9.

5 Хакімов Л. З. Оптимальні витрати промивної рідини для буріння свердловин долотами діаметром 215,9 мм / Л.З.Хакімов, В.П.Дверій // Нафтова і газова промисловість. – 2003. – № 4. – С. 24-25.

6 Семенов Г.Н. Удосконалена кібернетична модель технологічного процесу поглиблення нафтових і газових свердловин / Г.Н.Семенов, О.В.Фадеева // Нафтогазова енергетика. – 2007. – № 2(3). – С.74-79.

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

8 Семенов Г.Н. Автоматизація технологічних процесів у нафтовій та газовій промисловості / Г.Н.Семенов, Я.Р. Когуч, Я.В. Куровець, М.М. Дранчук. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 300 с.

9 Эйкхофф М. Основы идентификации систем управления / М. Эйкхофф. – М.: Мир, 1975. – 688 с.

10 Понтрягин Л.С. Математическая теория оптимальных процессов / Л.С.Понтрягин, М.П.Гомирелидзе, В.Ф.Мищенко. – М.: Наука. – 1969. – С. 23-26.

11 Ли Э.Б. Основы теории оптимального управления / Э.Б. Ли, Л. Маркус. – М.: Наука. – 1972, 576 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
15.02.12*

*Рекомендована до друку професором
М. І. Горбійчуком*