

УДК 681.515+62-551.453:622.24

ІНФОРМАЦІЙНА МОДЕЛЬ АВТОМАТИЗОВАНОГО КОНТРОЛЮ ГУСТИНИ ГІРСЬКИХ ПОРІД В ПРОЦЕСІ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИНИ

Г.Н.Семенов, М.І.Горбійчук, І.І.Чизур, Л.Я.Косило

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 46067,
e-mail: public@ifdtung.if.ua

Рассматривается информационное обеспечение автоматизированного контроля плотности горных пород в процессе бурения скважин. На основании уравнения материального баланса для промывочной жидкости, которая входит в скважину и выходит из нее, получена информационная модель контроля плотности пород. Оценена относительная погрешность контроля этого параметра. Метод контроля проверен на промысловых данных. Приведена классификация приборов для измерения плотности промывочных жидкостей. Обоснованы пути повышения точности и быстродействия измерения плотности промывочной жидкости, основанные на использовании методов нечеткой логики и теории нечетких множеств.

The supply with information of the automated checking of density of rocks is examined during the process of drilling. On the basis of the equation of material balance for emulsion drilling mud which enters into a well and enters from it, the information model of the control of density of rock is received. The relative error of the control of this parameter is appreciated. The quality of monitoring method is checked up on the field data. Classification of devices for measurement of density emulsion drilling mud is given. Ways of increase of accuracy and speed of measurement of density emulsion drilling mud which are based on use of methods of fuzzy logic and the fuzzy sets theory are grounded.

Останнім часом ведуться комплексні дослідження залежностей показників процесу буріння від показників механічних властивостей гірських порід, а також їх зв'язків з параметрами геофізичних досліджень. Зацікавленість спеціалістів зумовлена тим, що використання комплексних досліджень в процесі буріння дає змогу вирішувати такі важливі завдання [3], як отримання інформації про літологічний розріз, прогнозування геологічних об'єктів — продуктивних пластів, зон з аномальними пластовими тисками, інтервалів поглинання фільтрату промивальної рідини в пласт і припливу пластового флюїду в свердловину до їх розкриття або виникнення аварійної ситуації, відокремлення колекторів і перспективних на нафту і газ інтервалів; визначення характеру насичення колекторів і перспективних інтервалів; оптимізація процесу буріння, контроль відпрацювання породоруйнівного інструменту на вибої свердловини, параметрів режиму буріння, параметрів промивальної рідини і т.п., здійснення геофізичних досліджень в ускладнених і похило скерованих свердловинах, в яких використання приладів на кабелі неможливе. Наприклад, в роботі [1] визначені кореляційні зв'язки між фізико-механічними властивостями порід і розрізом будь-якої свердловини для умов Прип'ятського прогину і доведено, що зі збільшенням глибини залягання порід зростає їх об'ємна густина P_n , яку запропоновано оцінювати за допомогою кореляційної моделі,

$$P_n = 10^7 e^{-3.958} + 3.124 e^{0.813+0.000028H} \text{ кг/м}^3, \quad (1)$$

де H — глибина залягання порід, м.

На думку авторів [1], використовуючи модель (1), можна прогнозувати властивості порід в умовах Прип'ятського прогину.

Для оцінки фізичних властивостей колекторів нафти і газу у будь-яких умовах Добриніним В.М. [2] запропонована така модель:

$$K_n^H = K_n^{H_0} e^{-\beta_n H},$$

де: $K_n^H, K_n^{H_0}$ — коефіцієнти пористості порід відповідно на глибині H і на поверхні;

β_n — коефіцієнт незворотного ущільнення

Оскільки механічна швидкість проходки обернено пропорційна густині породи, то в [2] з відомим ступенем наближення запропонована і модель для d -експоненти

$$d^H = d^{H_0} e^{-cH}, \quad (2)$$

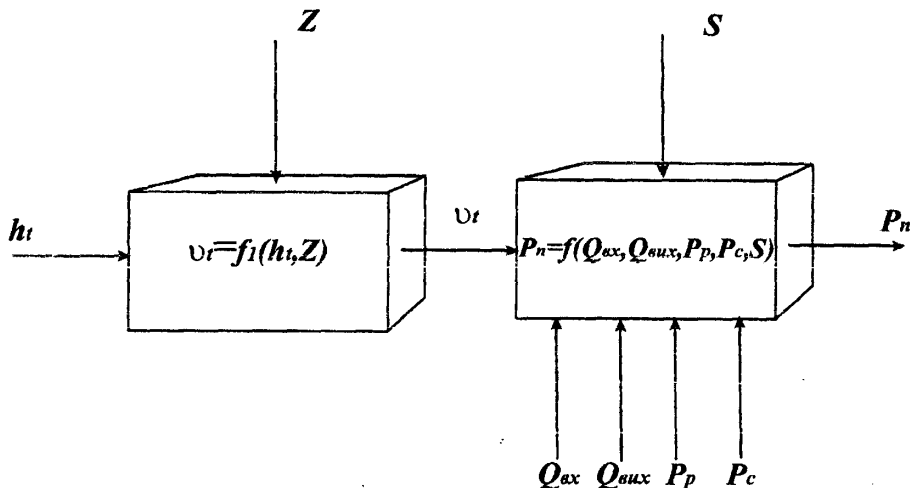
де: d^H, d^{H_0} — d -експоненти відповідно на глибині H і на поверхні;

c — константа, що характеризує кут нахилу лінії $d=f(H)$.

Формула (2), на думку автора [2], адекватно відображає залежність d -експоненти від збільшення густини порід з глибиною. Але моделі (1) і (2) малопараметричні і тому мають велику похибку. До недоліків моделей (1), (2) слід віднести також вузьку область їх застосування, емпіризм, детермінованість, а також незадовільну точність.

Встановлено, що з метою контролю густини гірських порід в процесі буріння свердловини можна оцінювати і непрямим методом [3]. Для цього складемо рівняння матеріального балансу для рідини, що входить в свердловину і виходить із неї.

Припустимо, що $Q_{вх}, Q_{вих}$ — об'ємна витрата промивальної рідини на вході і на виході свердловини відповідно; v_t — поточне значення механічної швидкості проходки; P_n, P_p, P_c — густина породи, рідини на вході в свердловину і на виході зі свердловини. Враховуючи ці позна-



Q_{ax} – об’ємна витрата рідини на вході в свердловину, м³/год;
 $Q_{вих}$ – об’ємна витрата рідини на виході із свердловини, м³/год;
 h_t – поточне значення проходки;
 Z – збурення, що діють на канал вимірювання механічної швидкості проходки;
 S – площа вибою свердловини;
 P_c – густина рідини на виході із свердловини;
 P_p – густина рідини на вході в свердловину

Рисунок 1 — Модель інформаційного забезпечення контролю густини гірських порід в процесі буріння

чення, складемо модель інформаційного забезпечення контролю густини гірських порід в процесі буріння, яка зображена на рис. 1.

Тоді можна записати, що

$$P_c Q_{вих} = P_p Q_{ax} + P_n v_t S.$$

Звідси

$$P_n = \frac{1}{v_t S} (P_c Q_{вих} - P_p Q_{ax}). \quad (3)$$

Крім цього можна вважати, що

$$Q_{вих} = Q_{ax} + v_t S.$$

Тоді інформаційна модель контролю густини гірських порід матиме такий вигляд:

$$P_n = \frac{1}{v_t S} [P_c (Q_{ax} + v_t S) - P_p Q_{ax}] = \frac{Q_{ax}}{v_t S} \left(P_c + P_c \frac{v_t S}{Q_{ax}} - P_p \right). \quad (4)$$

Якщо ввести позначення $\gamma = \frac{Q_{ax}}{v_t S}$, то модель (4) перетворюється до такого вигляду:

$$P_n = \gamma \left[\left(1 + \frac{1}{\gamma} \right) P_c - P_p \right]. \quad (5)$$

Тепер оцінимо вплив похибок вимірювання на процес обчислення густини породи P_n .

Припустимо, що ε_c і ε_p – відносні похибки вимірювання густин рідини P_c і P_p на вході і виході свердловини.

Тоді

$$\hat{P}_c = P_c (1 + \varepsilon_c); \quad (6)$$

$$\hat{P}_p = P_p (1 + \varepsilon_p), \quad (7)$$

де: \hat{P}_c, \hat{P}_p – виміряні значення густини промисловальної рідини на вході і виході свердловини, P_c, P_p – їх точні значення.

В дійсності при обчисленні P_n в формулі (5) фігурують не точні значення P_c і P_p , а виміряні їх значення \hat{P}_c і \hat{P}_p , тобто:

$$\hat{P}_n = \gamma \left[\left(1 + \frac{1}{\gamma} \right) \hat{P}_c - \hat{P}_p \right]. \quad (8)$$

Підставляючи в (8) значення \hat{P}_c і \hat{P}_p із (6) і (7), отримуємо

$$\begin{aligned} \hat{P}_n &= \gamma \left[\left(1 + \frac{1}{\gamma} \right) P_c (1 + \varepsilon_c) - P_p (1 + \varepsilon_p) \right] = \\ &= P_n + \gamma \left[\left(1 + \frac{1}{\gamma} \right) P_c \varepsilon_c - P_p \varepsilon_p \right]. \end{aligned} \quad (9)$$

Оскільки

$$\hat{P}_n = P_n (1 + \varepsilon_n) = P_n + P_n \varepsilon_n,$$

то, порівнюючи цей вираз з рівнянням (9), отримуємо

$$\varepsilon_n = \frac{\gamma}{P_n} \left(1 + \frac{1}{\gamma} \right) P_c \varepsilon_c - P_p \varepsilon_p. \quad (10)$$

Якщо густину рідини на вході і виході свердловини вимірювати однаковими методами і приладами, то $\varepsilon_c \approx \varepsilon_p = \varepsilon$.

Тоді



Рисунок 2 — Класифікація пристроїв для вимірювання густини промивальних рідин

$$\varepsilon_n = \frac{\varepsilon}{P_n} \gamma \left[\left(1 + \frac{1}{\gamma} \right) P_c - P_p \right]. \quad (11)$$

Порівнюючи вирази (11) і (8), бачимо, що

$$\varepsilon_n = \varepsilon.$$

Тобто сумарна похибка обчислень ε_n при інших рівних умовах не перевищує похибок вимірювань густини рідини на вході P_p і виході P_c свердловини.

Запропонований метод контролю густини гірських порід був перевірений на промислових даних. На буровій 413-Новоселиця Долинського УБР було проведено випробування запропонованого методу визначення густини гірських порід безпосередньо в процесі буріння [3]. Випробування проводили в різних інтервалах свердловини і при різних параметрах режиму буріння: навантаження на долото, швидкості обертання долота, витраті і густині промивальної рідини.

Розглянемо приклади визначення густини порід в різних інтервалах свердловини.

1. Інтервал $H=3683-3700$ м; долото 215,9 СЗГНУ; механічна швидкість проходки $v_f=1,076$, м/год; осьове навантаження на долото $F=176,4$ кН; швидкість обертання долота $n=60$ об/хв; витрата промивальної рідини $Q_{ax}=90$ м³/год; густина промивальної рідини на вході в свердловину $P_p=1460$ кг/м³; густина промивальної рідини на виході свердловини $P_c=1461$ кг/м³. Для цього інтервалу отримуємо значення коефіцієнта

$$\gamma = \frac{Q_{ax}}{v_f S} = \frac{90 \cdot 4}{1,076 \cdot \pi (215,9 \cdot 10^3)^2} = 2459,6$$

і густину породи

$$P_n = 2459,6 \left[\left(1 + \frac{1}{2459,6} \right) 1461 \right] = 2462 \text{ кг/м}^3.$$

2. Інтервал $H=3704-3711$ м; долото 215,9 СЗГНУ; механічна швидкість проходки $v_f=1,2$ м/год; осьове навантаження на долото $F=186,2$ кН; швидкість обертання долота $n=60$ об/хв; витрата промивальної рідини $Q_{ax}=90$ м³/год; густина промивальної рідини на вході в свердловину $P_p=1470$ кг/м³; густина промивальної рідини на виході свердловини $P_c=1470$ кг/м³. Для цього інтервалу густина порід дорівнює $P_n=2152$ кг/м³.

Користуючись розробленою інформаційною моделлю і промисловими даними, визначили густину порід також в інтервалах 3711-3719 м, 3719-3725 м, 3725-3744 м. Ці дані порівнювали з даними густини, яка визначалась за керном. Встановлено, що основна приведена похибка контролю густини порід становить $10 \div 12\%$. Для того, щоб більш точно визначити густину розбурюваних порід, необхідно з основною приведеною похибкою $0,1\%$ вимірювати густину промивальної рідини, яка виходить із свердловини, що в даний час є складним завданням.

На рис. 2 зображена класифікація відомих пристроїв для вимірювання густини промивальних рідин.

Пристрої для вимірювання густини промивальних рідин поділяють [3] за принципом дії на гравітаційні, в яких зважається певний об'єм рідини; гідростатичні, які вимірюють тиск стовпчика рідини сталої висоти; поплавкові; радіоактивні; резонансні, в яких використовується частота власних коливань твердих тіл в досліджуваному середовищі.

Основна приведена похибка вимірювання густини промивальної рідини всіх цих пристроїв коливається в межах $\pm 1\% \div \pm 2\%$. Тобто актуальною є проблема підвищення точності та швидкодії пристроїв для вимірювання густини промивальних рідин на порядок і більше.

Це призводить до необхідності використання сучасних методів і пристроїв контролю та обробки інформації. Одними з них є методи, що базуються на використанні нечіткої логіки і теорії нечітких множин.

У зв'язку з цим досліджено підходи до синтезу елементів та пристроїв систем контролю і керування об'єктами в умовах невизначеності, проаналізовано переваги нечіткої логіки, можливості застосування цифрових пристроїв для обробки та перетворення нечіткої інформації як елементної бази системи автоматизованого контролю густини гірських порід в процесі буріння свердловин.

На основі аналізу літературних джерел [4-6] виявлено, що підвищення точності та швидкодії пристроїв для контролю густини промивальних рідин можливе за рахунок використання цифрових пристроїв на нечіткій логіці та розробки нових, більш ефективних методів контролю.

Отже, можна зробити висновок, що удосконалення методу контролю густини гірських порід в процесі буріння свердловин можливе шляхом використання розробленої інформаційної моделі і синтезу алгоритму функціонування пристрою для фазифікації якісних сигналів на основі апіорного формування аналітичних залежностей, що забезпечують підвищення точності та швидкодії цифрового пристрою контролю на нечіткій логіці.

Література

1. Крицун А.Л. Совершенствование режимов бурения на основе изучения механических свойств горных пород (на примере Припятского прогиба) // Автореф. канд. дис. — М., 1981. — 17 с.

2. Добрынин В.М. Деформация и измерение физических свойств коллекторов нефти и газа. — М.: Недра, 1970. — 320 с.

Бродский П.А., Померанц Л.И., Лукьянов Э.Е. Результаты и перспективы геолого-технологических исследований скважин в процессе бурения // Геология нефти и газа. — 1987. — №10. — С. 12-17.

3. Семенцов Г.Н. Разработка и внедрение методики изучения физико-механических свойств пласта в процессе бурения и оценки эффективности их вскрытия перфорацией с применением ЭВМ // Звіт з НДР №69/87, № держ. реєстр. 01824063048. — Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 1987. — 47 с.

4. Hampel R., Chaker N. Structure analysis for fuzzy-controller//Proceedings of Fuzzy-96, Zittau, Germany, 1996. — 83-91 p.

5. Wagenknecht M., Otto O., Hartmen K. Theoretical and applicational aspects of fuzzy modeling// Proceedings of Fuzzy-96, Zittau, Germany, 1996. — 183-150 p.

6. Sementsov G., Chyгур I. Fuzzy simulation of drilling tool wear process as many dimensional nonlinear process// Proceedings of Zittau Fuzzy Colloquium, 2001, Zittau, Germany, 2001. — 175-180 p.

УДК 622.24.05

АКТУАЛЬНІ ПРОБЛЕМИ ТРИШАРОШКОВИХ ДОЛІТ

В.Б.Марик, Є.І.Крижанівський, В.Є.Довжок, Р.Й.Гук

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42353,
e-mail: public@ifdtung.if.ua

ВАТ "Дрогобицький долотний завод", 82100, м. Дрогобич, вул. Тураша, 20, тел. (03244) 27290,
e-mail: ddz@dr.lv.ukrtel.net

Рассмотрены условия работы и пути совершенствования буровых трёхшарошечных долот. Показано, что подход к изучению условий работы и совершенствованию конструкции долота должен быть комплексным. Кратко освещена деятельность ОАО "Дрогобычский долотный завод".

Бурове долото є тим робочим компонентом, без якого не обходиться жодна бурова установка. Ефективність його роботи прямо впливає на собівартість 1 м проходки свердловини. Оскільки долото є специфічним виробом одноразового використання, який не підлягає ремонту чи реставрації, то до його працездатності та пошуку резерву у збільшенні ресурсу роботи висувуються підвищені вимоги.

Статистика свідчить, що на буріння однієї глибокої свердловини (понад 4500 м) в середньому зараз витрачають: у США — 19 доліт, в Європі — 60 доліт, у країнах СНД (в т.ч. й в Україні) — близько 300 доліт [1].

Недивлячись на велику різноманітність асортименту породоруйнівного бурового інструменту (рис. 1), на сьогодні понад 90% обсягу бурових робіт в світі виконується із застосуванням тришарошкових доліт. Хоча першій базовій моделі тришарошкового долота з моменту

In this paper are examined exploitation conditions and ways of roller-cone drill bit's improvement. It has been shown, that approach to study mode operations and the modernization of drill bit's constitutions must be complex. The activity of JSC "Drogobych chisel works" was briefly highlights.

її винайдення вже виповнилося 138 років, вдосконалення конструкції триває і до сьогоднішнього дня. Тільки у США існує близько 5000 патентів, що стосуються вдосконалення конструкції долота, понад 3000 патентів з даного напрямку зареєстровано в країнах СНД, і ці цифри постійно зростають.

На перший погляд, тришарошкове долото нескладний виріб, який конструктивно складається з декількох однотипних деталей. Проте, щоб виготовити сучасне долото, необхідно мати понад 300 найменувань високоякісних сталей, твердих сплавів, основних і допоміжних матеріалів і комплектуючих [2]. Серед великої гами виробів нафтогазового машинобудування напевно не знайдеться механізму, умови роботи якого були б співставимими з умовами роботи бурового долота.

Шарошкові долота, типорозмірний ряд яких налічує близько 300 найменувань зов-