

Блок управління (БУ) призначений для перетворення сигналів датчиків в цифрові сигнали і їх первинної обробки, зберігання інформації, обміну інформацією з ПК, а також формування управляючих сигналів.

Функціональна схема автоматизованої установки для перевірки ротационних і турбінних счётчиків газу представлена на рис.2.

В результаті модернізації були розроблені пристрій відліку положення колокола, комп'ютеризована система збору і обробки вимірної інформації, управління мікрокліматом в лабораторії і роботою установки в цілому, оптимізований алгоритм роботи установки, внесені удосконалення в її конструкцію.

Таким чином, як показали виконані дослідження, вищезазначені удосконалення дозволяють підвищити точність раніше розроблених колокольних установок, що, в свою чергу, дозволить в більшій мірі забезпечити достовірний учёт природного газу.

1. ДСТУ 3383-96 "Метрологія. Государственная поверочная схема для средств измерений объёма и объёмного расхода газа". 2. ГОСТ 8.324-78 "Государственная система обеспечения единства измерений. Счётчики газа. Методы и средства поверки". 3. Яковлев В.И., Панфилов Г.С. Некоторые вопросы обеспечения единства измерений объёма и объёмного расхода газа при переходе к средствам измерительной техники класса точности 1,0 //Методи та прилади контролю якості. -2001. -№7. -С.89-92. 4. Приказ Госнефтегазпрома Украины №103 от 19.06.97 о внесении изменений и дополнений в "Правила подачи и использования природного газа в народном хозяйстве Украины". 5. Павловский А.Н. Измерение расхода и количества жидкостей, газа и пара. -М.: Изд-во стандартов, 1967. -416 с. 6. Метрологическое обеспечение измерения расхода газа, реализуемое NBS (США)// Контрольно-измерительная техника. -М.: ВНИИТИ. - 1990. - №45. 7. Gudrun Wendt. Current investigation of primary and transfer standards for gas measurement at PTB//The 3rd International Seminar "METROLOGY '98". -Chrudium. -1998. - P.10-29.

УДК 532.137:681.2

Г. Крих

Національний університет "Львівська політехніка"

ПРИСТРОЇ ДЛЯ ВИМІРЮВАННЯ РЕОЛОГІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ

© Крих Г., 2002

Обґрунтована необхідність побудови пристроїв неперервного контролю реологічних параметрів бурових розчинів у процесі буріння. Показана можливість їх реалізації на базі гідродинамічного методу вимірювання. Розглянуто варіанти побудови пристроїв контролю реологічних параметрів бурових розчинів залежно від реологічної моделі бурового розчину та їх застосування для регулювання цих параметрів.

The necessity of construction of devices of continuous measuring of rheological parameters of mud during drilling is substantiated. Their realization on hydrodynamic method is shown. The variants of a construction of measuring devices for rheological parameters of mud in order to rheological model and their application for control these parameters are considered.

Зниження собівартості буріння свердловин неможливе без застосування приладів автоматичного контролю параметрів бурових розчинів. Розглянемо лише два чинники, що це підтверджують. Собівартість буріння істотно залежить від застосування сучасного бурового обладнання в поєднанні з прогресивними технологіями промивання свердловин. Для заданих гірничо-геологічних умов прогнозується так званий оптимальний алгоритм буріння свердловини. Але його можна реалізувати лише за умови, що реологічні параметри бурового розчину в будь-який момент часу адекватно відповідають характеристикам породи. Очевидно, для цього слід забезпечити не тільки вимірювання реологічних параметрів бурового розчину, а й їх регулювання. Якщо якість бурового розчину не відповідає заданим технологічним вимогам, то собівартість буріння може істотно перевищувати оптимальну.

Другим чинником зменшення собівартості бурових робіт є зменшення енергетичних затрат на приготування бурового розчину, його зберігання і регенерацію, зниження витрат дорогих матеріалів і хімічних реагентів на його обробку.

Для побудови пристроїв контролю реологічних параметрів бурових розчинів пропонується застосувати гідродинамічний метод вимірювання. Цей метод базується на вимірюванні характеристик потоку контрольованого середовища в дросельних (капілярних) елементах, які залежать від реологічних параметрів середовища. У гідродинамічних пристроях для вимірювання реологічних параметрів бурових розчинів застосовуються капілярні трубки, через які рідина прокачується з постійною витратою. Первинними вимірювальними перетворювачами в таких пристроях є мостові перетворювачі, що складаються з чотирьох капілярних трубок однакового діаметра, з'єднаних в мостову схему [1]. В протилежних плечах моста розміщені капілярні трубки однакової довжини.

Розрахунок пристроїв контролю реологічних параметрів бурових розчинів базується на витратних характеристиках капілярних трубок. Математична модель таких витратних характеристик залежить від прийнятої реологічної моделі бурового розчину. Найпростіша лінійна реологічна модель в'язкопластичної рідини, що характеризує залежність між дотичним напруженням τ і швидкістю зсуву $\dot{\gamma}$ в рідині, має вигляд

$$\tau = \tau_0 + \eta \cdot \dot{\gamma} \quad (1)$$

і містить два параметри: пластичну в'язкість η та граничне напруження зсуву τ_0 . Гідродинамічний вимірювальний перетворювач цих параметрів може бути побудований за допомогою двох послідовно з'єднаних мостових перетворювачів, що відрізняються діаметрами та довжинами капілярних трубок [2]. Принципова схема такого перетворювача показана на рис. 1. Буровий розчин, параметри якого необхідно контролювати, насосом постійної продуктивності 1 подається через капілярні трубки мостових перетворювачів 2 і 3. Перепади тисків у вихідних

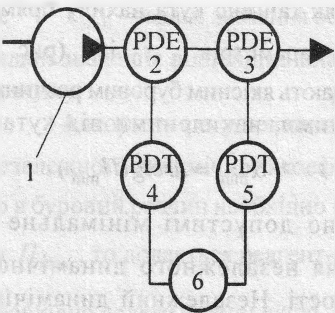


Рис. 1 Принципова схема гідродинамічної вимірювальної системи реологічних параметрів бурових розчинів

діагоналях мостів 2 і 3 вимірюються диференціальними манометричними перетворювачами 4 і 5, що по виходу під'єднуються до обчислювача 6. Значення пластичної в'язкості і граничного напруження зсуву на основі експериментальних значень вихідних сигналів дифманометрів I_1, I_2 знаходять за допомогою мікропроцесорного обчислювача. Вихідний сигнал кожного з дифманометрів залежить від обраних коефіцієнтів передачі дифманометрів, конструктивних характеристик капілярних трубок (діаметрів, довжин) та змінних значень реологічних параметрів. Обчислювач призначений для визначення та формування сигналів, пропорційних до реологічних параметрів бурового розчину. Значення пластичної в'язкості і граничного напруження зсуву є результатом розв'язку системи нелінійних рівнянь

$$\begin{cases} F = \frac{\pi \cdot R_1^3}{4 \cdot \eta} \cdot \left(\frac{I_1 \cdot R_1}{2k_1 \cdot \Delta l_1} - \frac{4}{3} \cdot \tau_0 + \frac{8k_1^3}{3} \cdot \frac{\tau_0^4 \cdot \Delta l_1^3}{I_1^3 \cdot R_1^3} \right) \\ F = \frac{\pi \cdot R_2^3}{4 \cdot \eta} \cdot \left(\frac{I_2 \cdot R_2}{2k_2 \cdot \Delta l_2} - \frac{4}{3} \cdot \tau_0 + \frac{8k_2^3}{3} \cdot \frac{\tau_0^4 \cdot \Delta l_2^3}{I_2^3 \cdot R_2^3} \right) \end{cases} \quad (2)$$

де F – витрата рідини в капілярних трубках; R_1, R_2 – радіуси капілярних трубок відповідно в мостових перетворювачах 2 і 3; $\Delta l_1, \Delta l_2$ – різниця довжин довгої та короткої капілярних трубок відповідно в мостових вимірювальних перетворювачах 2 і 3, k_1, k_2 – коефіцієнти передачі відповідно дифманометрів 4 і 5. Крім того, обчислювач формує також сигнал, що пропорційний до значення незалежного динамічного коефіцієнта пластичності

$$\Pi = \frac{\tau_0}{\eta - \eta_{\min}}, \quad (3)$$

де η_{\min} – мінімальна пластична в'язкість, що характеризує разом з коефіцієнтом Π коагуляційне структуроутворення дисперсної системи. Величина η_{\min} глинистих бурових розчинів змінюється в незначних межах, що дає змогу прийняти його постійним. Водночас незалежний динамічний коефіцієнт пластичності Π бурового розчину, який в процесі буріння зазнає значних збурень, може змінюватися в десятки разів. Як видно з (3), коефіцієнт Π

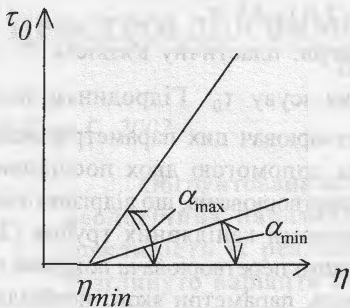


Рис. 2. Залежність між реологічними параметрами дисперсних систем

можна інтерпретувати як тангенс кута нахилу прямої,

побудованої в площині параметрів τ_0 і η (рис. 2). Значення Π , що відповідають якісним буровим розчинам, знаходяться між прямими, нахиленими під кутами $\alpha_{\max} = \arctg(\Pi_{\max})$ і $\alpha_{\min} = \arctg(\Pi_{\min})$, де

Π_{\min}, Π_{\max} – гранично допустимі мінімальне та максимальне значення незалежного динамічного коефіцієнта пластичності. Незалежний динамічний коефіцієнт пластичності характеризує якість бурового розчину і дає можливість окремо враховувати вплив твердої фази і хімічних реагентів на значення пластичної в'язкості і граничного напруження зсуву.

Для вимірювання параметрів бурових розчинів, реологічна поведінка яких описується нелінійними в'язкопластичними моделями, доцільно застосовувати гідродинамічні пристрої з трьома послідовно з'єднаними мостовими перетворювачами. Їх вихідними сигналами є перепади тиску в міжкапілярних камерах, що вимірюються дифманометричними перетворювачами. Вихідні сигнали трьох дифманометрів подаються до обчислювача, де в результаті їх обробки отримують параметри нелінійної реологічної моделі [3]. Для моделі, наприклад, Кесона-Шульмана

$$(\tau)^{1/n} = (\tau_0)^{1/n} + (\eta \cdot \dot{\gamma})^{1/n} \quad (4)$$

крім параметрів τ_0 і η , визначається також і показник нелінійності n .

Необхідні значення граничного напруження зсуву і пластичної в'язкості бурових розчинів під час буріння підтримуються фізико-хімічною обробкою. Водночас в практиці фізико-хімічної обробки бурових розчинів ці параметри регулюються незалежно, і спроба регулювання одного з них звичайно неконтрольовано змінює інший. Вимірювання такого реологічного параметра дисперсної системи як незалежний динамічний коефіцієнт пластичності Π дає змогу регулювати граничне напруження зсуву з одночасним регулюванням пластичної в'язкості. Цей ефект пояснюється тим, що додавання в буровий розчин дисперсійного середовища або твердої фази не викликає зміни коефіцієнта Π [4]. Таким умовам обробки розчину відповідає рух точки в площині параметрів τ_0 , η вздовж лінії, кут нахилу якої залишається постійним і відповідає певному значенню незалежного динамічного коефіцієнта пластичності (див. рис. 2). Поворот прямої навколо точки $(0, \eta_{\min})$, тобто зміна Π відбувається лише під дією хімічних реагентів. Незалежний динамічний коефіцієнт пластичності Π зростає із додаванням реагенту-коагулятора і зменшується із додаванням реагенту-стабілізатора [4]. Такі особливості реологічної поведінки покладені в основу розробленої методики регулювання властивостей глинистого бурового розчину в процесі буріння. Суть її полягає в тому, що регулююча дія на буровий розчин формується залежно від поточних значень об'єму V бурового розчину в циркуляційній системі та його реологічних характеристик: пластичної в'язкості η , граничного напруження зсуву τ_0 та незалежного динамічного коефіцієнта пластичності Π . За умовами буріння ці характеристики повинні знаходитись в межах, зумовлених технологічними вимогами

$$\Pi_{\min} \leq \Pi \leq \Pi_{\max}, \quad V = V_{зад}, \quad \eta = \eta_{зад}, \quad \tau_0 = \tau_{0зад} \quad (5)$$

де $V_{зад}$ – задане значення об'єму бурового розчину в циркуляційній системі; $\eta_{зад}$, $\tau_{0зад}$ – задані значення відповідно пластичної в'язкості та граничного напруження зсуву бурового розчину.

Алгоритм регулювання параметрів бурового розчину такий [5]. Якщо значення незалежного динамічного коефіцієнта пластичності Π бурового розчину є менше ніж Π_{\min} , то в буровий розчин необхідно додавати реагент-структуроутворювач, якщо ж Π є більшим за Π_{\max} , то додається реагент-стабілізатор. Якщо $V < V_{зад}$ і $\eta > \eta_{зад}$, то в буровий розчин необхідно додати рідину, якщо $V > V_{зад}$ і $\eta > \eta_{зад}$, то з бурового розчину необхідно видалити легку фракцію, якщо $V > V_{зад}$ і $\eta < \eta_{зад}$, то з бурового розчину необхідно видалити рідину, якщо $V < V_{зад}$ і $\eta < \eta_{зад}$, то до бурового розчину додають колоїдний матеріал.

Неперервне вимірювання пластичної в'язкості, граничного напруження зсуву, незалежного динамічного коефіцієнта пластичності бурових розчинів за допомогою гідродинамічних пристроїв створює можливість побудови системи автоматичного регулювання параметрів бурових розчинів в процесі буріння.

1. Пистун Е.П., Крых А.Б. Гидродинамические устройства для измерения показателей буровых растворов. Обзор. информ. Техника и технология бурения скважин. - М. N 10, 1988.
 2. Пистун Е.П., Крых Г.Б. Принципи побудови гідродинамічних вимірювальних перетворювачів на базі дросельних матриць // Методи та прилади контролю якості. Вип. № 5, Ів.-Франківськ, 2000, С. 56-59. 3. Крых Г.Б. Методика оброблення сигналів гідродинамічних вимірювальних перетворювачів реологічних параметрів неньютонівських рідин // Вісн. ДУ "Львівська політехніка", N 378 - Львів, 1999. - С. 88-89. 4. Агабальянц Е.Г. Методи контролю фізико-хімічного контролю бурових глинистих суспензій. - К. 1965. 5. А.с. № 969885. Система автоматического регулирования реологических параметров бурового раствора./Крых А.Б., Пистун Е.П., Мочернюк Д.Ю. - БИ № 40, 1982.

УДК 681.121

Л. Лесовой, Л. Близняк

Національний університет «Львівська політехніка»

РОЗРАХУНОК РОЗПОДІЛУ ТИСКУ ПРИРОДНОГО ГАЗУ ПО ДОВЖИНІ ПОХИЛОГО ГАЗОПРОВОДУ З ВРАХУВАННЯМ ФАКТОРА СТИСКУВАНОСТІ

© Лесовой Л., Близняк Л., 2002

The analysis of an existing methods of calculating of pressure distribution of natural gas in a tilted conduit is indicated, influence of the factor of a compressibility of natural gas on pressure distribution in a conduit is shown and the accuracy of pressure distribution in a conduit disregarding modifications of the factor of a compressibility is indicated.

Актуальною проблемою сьогодні є економія паливно-енергетичних ресурсів, до яких також належить і природний газ. Крім ощадливого його використання, існує також проблема підвищення точності визначення кількості природного газу. Підвищити точність визначення витрати та кількості природного газу можна двома шляхами, один з яких – це підвищення точності вимірювання витрати та кількості природного газу технічними засобами вимірювання, а інший – це підвищення точності визначення кількості природного газу із застосуванням нових методик розрахунку параметрів, які входять у рівняння кількості. Крім цього, необхідно також підвищити точність визначення кількості природного газу в похилому магістральному газопроводі. Підвищення точності визначення кількості газу в газопроводі зменшує дисбаланси, які виникають між газотранспортними підприємствами.

Кількість K_r природного газу в магістральному газопроводі визначається за рівнянням [1]