

Измерительный преобразователь с частотным выходом / З.Р.Мычуда, И.М.Бучма, П.В.Мокренко // Бюлл. 1987. №29.

УДК 622.24:621.694.2

## МЕТОДИКА КОНТРОЛЮ СВЕРДЛОВИННОЇ ЕЖЕКЦІЙНОЇ СИСТЕМИ

© Паневник О.В., Онацко Р.Г., 2005

Івано – Франківський національний технічний університет нафти і газу

*Розроблена методика контролю режиму роботи свердловинного струминного насоса призначеного для буріння нафтових і газових свердловин. В основу розробленої методики закладено теоретичну залежність, що зв'язує гідродинамічні параметри потоку в маніфольді бурового насоса з режимними параметрами наддолотного струминного насоса. Для можливості практичного використання даних взаємозв'язок представлено у номографованому вигляді*

Висока ефективність застосування свердловинних ежекційних систем дозволила підвищити рівень їх використання від розряду допоміжних до ролі основних технологій здатних вирішувати самостійні задачі при реалізації багатьох процесів нафтогазової галузі. Незважаючи на поширеність ежекційних технологій рівень розвитку методів контролю режиму роботи ежекційних систем є недостатнім для їх ефективного використання, особливо для струминних насосів з додатковим замкненим привибійним контуром циркуляції, які використовуються при бурінні. Сьогодні відсутні методи контролю витрати промивальної рідини в додатковому привибійному контурі циркуляції ежекційної системи, внаслідок чого фактична інтенсивність промивання вибою і ККД струминного насоса можуть суттєво відрізнятись від запланованих. Періодичний дистанційний контроль характеристик ежекційної системи дозволяє суттєво покращити техніко – економічні показники процесу буріння, що свідчить про актуальність проведених досліджень.

Відомий метод контролю характеристик свердловинних ежекційних систем передбачає застосування глибинних приладів [1]. Даний спосіб не дозволяє оперативно реагувати на зміну режиму роботи струминного насоса, оскільки інформація про його характеристики може бути отримана виключно після підймання апарата на поверхню. Недолік використання глибинних тензометричних систем [2] полягає у наявності в свердловині кабелю, що з'єднує датчик з наземною каротажною станцією. Необхідність використання кабелю ускладнює використання даного способу контролю характеристик струминного насоса при його

використанні під час роторного буріння.

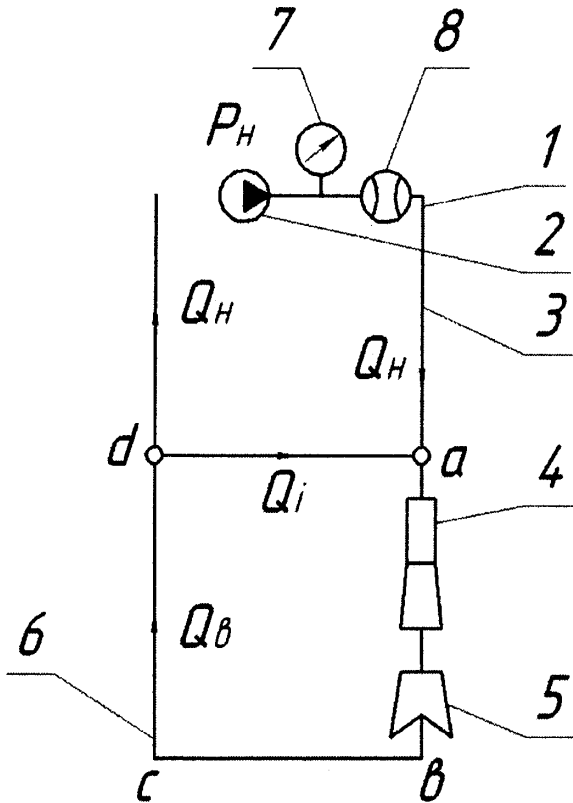
Враховуючи неефективність відомих методів контролю авторами розроблено спосіб гідродинамічного контролю буріння свердловин за різницею тисків в двох точках потоку промивальної рідини [3], що включає вимірювання тиску промивальної рідини в маніфольді бурових насосів та витрати потоків на виході з свердловини. Витрата потоку у привибійному контурі циркуляції при цьому визначається із співвідношення, яке зв'язує тиск промивальної рідини в маніфольді бурового насоса з характеристиками ежекційної системи. Зв'язок між даними величинами встановлює математична модель, основні положення якої приведені в роботі [4]. Задача досліджень, результати яких представлено в даній статті, полягає у розробці номографічних залежностей, які роблять можливим практичне застосування раніше розробленої математичної моделі.

Ежекційні системи з замкненим привибійним контуром циркуляції промивальної рідини (рис.1) є найбільш складними з точки зору контролю режиму роботи струминного насоса. Це пов'язано з відсутністю виходу інжектваного потоку на поверхню і передбачає непрямі методи контролю характеристик. Враховуючи раніше проведений аналіз, запишемо вираз для визначення тиску  $P_M$  в напірній лінії поверхневого насосного агрегата:

$$P_M = K_K \cdot Q_H^2 + K_P \cdot Q_H^2 + K_\delta \cdot Q_3^2 + K_3 \cdot Q_H^2, \quad (1)$$

де  $K_K$ ,  $K_P$ ,  $K_\delta$ ,  $K_3$  – відповідно коефіцієнти гідравлічного опору каналу бурильної колони, робочої насадки струминного насоса, промивальної системи долота та каналу затрубного простору;  $Q_H$ ,

$Q_3$  – витрати робочого та змішаного потоку.



1 – маніфольд; 2 – буровий насос; 3 – бурильна колона; 4 – струминний насос; 5 – долото; 6 – колона затрубного простору; 7 – манометр; 8 – витратомір

Рис. 1. Свердловинна ежекційна система

Визначений тиск  $P_M$  є граничним, перевищення якого свідчить про зашлямування вибою, зростання гідралічного опору привибійної зони, зниження коефіцієнта інжекції струминного насоса та витрати потоку у привибійному контурі циркуляції.

Використовуючи загальновідомі співвідношення [5], рівняння (1) перетворимо до такого вигляду:

$$P_M = \frac{8}{\pi^2} \cdot \frac{\lambda_k \rho H_c Q_H^2}{d_{кв}^5} + \frac{8}{\pi^2} \cdot \frac{\rho \cdot Q_H^2}{M_{рн}^2 d_{рн}^4} + \frac{8}{9\pi^2} \cdot \frac{\rho \cdot Q_H^2 (1+i)^2}{M_o^2 d_o^4} + \frac{8}{\pi^2} \times \frac{\lambda_3 \rho H_c Q_H^2}{(D_c - d_{кз})^3 (D_c + d_{кз})^2}, \quad (2)$$

де  $\lambda_k$ ,  $\lambda_3$  – коефіцієнт лінійного гідралічного опору відповідно каналів бурильної колони та

затрубного простору;  $H_c$  – глибина свердловини;  $D_c$ ,  $d_{кз}$ ,  $d_{кв}$  – діаметри свердловини, зовнішній і внутрішній діаметри бурильної колони;  $\mu_{рн}$ ,  $\mu_o$  – коефіцієнт витрати робочої насадки струминного насоса і долота;  $\rho$  – густина промивальної рідини;  $i$  – коефіцієнт інжекції струминного насоса.

Третя складова рівнянь (1) і (2) визначає гідралічні втрати в промивальній системі долота, що складається з трьох насадок. Визначення коефіцієнта інжекції струминного насоса передбачає розв'язок системи рівнянь характеристики насоса та гідралічної системи, в якій він працює. Вигляд цих рівнянь приведено в роботі [4]. Коефіцієнти гідралічного опору визначаємо згідно загальноприйнятої методики, яка передбачає [5] послідовне визначення швидкості руху потоку промивальної рідини, параметра Сан – Венана та числа Рейнольдса. Згідно існуючих рекомендацій вважаємо, що рух рідини підпорядкований закону ламінарного та гладкостінного тертя, а коефіцієнти  $\lambda_k$ ,  $\lambda_3$  визначаються відповідно за формулами Стокса та Блазіуса.

Для можливості практичного використання залежність  $P_M = f(Q_H, i)$  доцільно представити у вигляді номограми. Для номографування рівняння (2) його необхідно привести до номографованого вигляду [6]. Запишемо елементи номограми шляхом використання додаткових (проміжних) функціональних залежностей, до складу яких входять параметри перетворення

$$P_M = f_1(C); A = f_2(Q_H); B = f_3(Q_H, H_c), \quad (3)$$

де  $C = A + B$ .

Враховуючи функціональні залежності (3), рівняння (2) перепишемо так:

$$P_M = A + B, \quad (4)$$

$$A = \frac{8}{9 \cdot \pi^2} \cdot \frac{\rho \cdot Q_H^2 \cdot (1+i)^2}{\mu_o^2 d_o^4};$$

$$B = \frac{8}{\pi^2} \cdot \frac{\lambda_k \cdot \rho \cdot H_c \cdot Q_H^2}{d_{кв}^5} + \frac{8}{\pi^2} \cdot \frac{\rho \cdot Q_H^2}{\mu_{рн}^2 d_{рн}^4} + \frac{8}{\pi^2} \cdot \frac{\lambda_3 \cdot \rho \cdot H_c \cdot Q_H^2}{(D_c - d_{кз})^3 \cdot (D_c + d_{кз})^2}.$$

Номографічне зображення рівняння (2) таким чином складається з однієї одинарної шкали  $C$  та двох сіткових номограм  $A$  і  $B$  (рис.2). Позначення проміжних шкал не показано. Представлену на рис.2 номограму згідно існуючої класифікації можна віднести до номограм циркульного типу. Шукана

величина визначається за номограмою рівняння (2) шляхом побудови паралелограма за трьома заданими його вершинами. Використання номограми передбачає наступну послідовність операцій:

1) на полі *A* (рис.2) визначаємо точку  $A_1$ , що відповідає заданим значенням параметра  $Q_H$ ;

2) використовуючи поле *B*, визначаємо точку  $B_1$ , що відповідає заданим значенням параметрів

$Q_H, H_C$ ;

3) визначену на полі *B* точку з'єднуємо з центром відріку одинарної шкали *C* (точка *O*);

4) через точку  $A_1$  проводимо пряму паралельну лінії  $A_1O$ . В перетині даної прямої з шкалою *C* визначаємо шуканий параметр  $P_M$ .

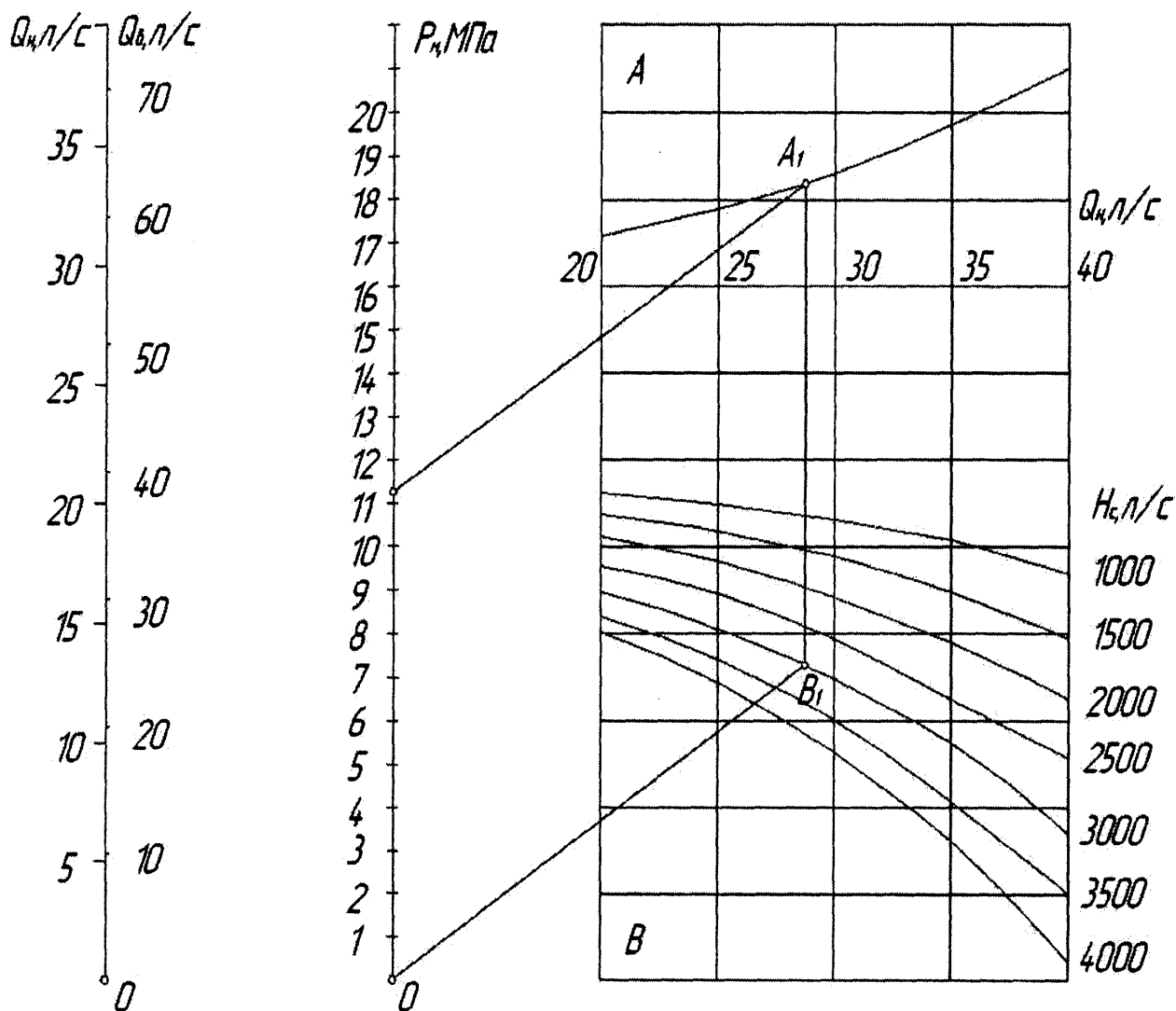


Рис. 2. Контроль режиму роботи струминного насоса

Побудова паралелограма може бути замінена відкладанням на шкалі *C* відрізка  $A_1B_1$ .

На номограмі (рис.2) показаний розв'язок чисельного прикладу:

$Q_H = 29 л/с; H_C = 3000 м.$  Відповідь

$P_M = 11,25 МПа.$

Ліва частина номограми містить додаткову подвійну шкалу, яка дозволяє доповнити інформацію про роботу струминного насоса на вибої свердловини. Враховуючи взаємозв'язок між

витратами робочого  $Q_H$  та змішаного  $Q_3$  потоків  $Q_3 = Q_H \cdot (1 + i)$ , приведена номограма дозволяє визначити витрату у привибійному контурі циркуляції промивальної рідини  $Q_B = Q_3$ . Так, наприклад, продуктивність поверхневого силового приводу  $Q_H = 25 \text{ л/с}$  відповідає витраті на вибої  $Q_B = 46 \text{ л/с}$ .

Враховуючи результати проведених дослідів, контроль за роботою свердловинних ежекційних систем з замкненим привибійним контуром циркуляції полягає у періодичному порівнянні фактичних та розрахункових значень тисків в напірній лінії силового приводу. У разі перевищення фактичними тисками граничних значень необхідно шляхом короточасного підвищення продуктивності поверхневого насосного агрегата інтенсифікувати промивання привибійної зони, після чого відновити попереднє значення витрати робочого потоку. Зниження тиску промивальної рідини на вході в свердловину до початкового значення свідчить про відновлення нормального режиму роботи ежекційної системи.

Аналіз результатів промислового використання свердловинних ежекційних систем [7] дозволяє визначити фактичні значення ККД струминних насосів. Максимальні значення ККД є табличними величинами і визначаються конструкцією проточної частини струминного насоса. Порівняння фактичних

і максимально можливих значень ККД дозволяє визначити перспективи зростання даного параметра. Аналіз результатів впровадження у виробництво показав, що розроблений метод контролю дозволяє суттєво підвищити ККД струминного насоса.

1. Яремійчук Р.С., Возний В.Р. Освоєння та дослідження свердловин. – Львів: Оріяна – Нова, 1994. – 440с. 2. Бочаров Г.В., Бахишев В.Ю., Кульпин Л.Г., Шановский Я.В. Интерпретация переходных процессов при освоении скважин эжекторными установками для оценки параметров системы пласт – скважина // Нефтепромысловое дело. – 2002. – №8. – С.14 – 17. 3. Пат. 65949 А України, МКИ E21B47/06. Спосіб гідродинамічного контролю буріння свердловин / О.В.Паневник, Р.Г.Онацько. – №2003076292; Заявлено 08.07.2003; Опубл. 15.04.2004, Бюл. №4. – 4с. 4. Паневник О.В., Онацько Р.Г. Гідродинамічні основи розробки методів контролю та регулювання режиму роботи свердловинних ежекційних систем // Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ. – 2003. – №1(6). – С.43 – 46. 5. Рабинович Н.Р. Инженерные задачи механики сплошной среды в бурении. – М.:Недра, 1989. – 270с. 6. Хованский Г.С. Номография и ее возможности. – М.:Наука, 1997. – 128с. 7. Дерусов В.П. Обратная промывка при бурении геологоразведочных скважин. – М.:Недра, 1984. – 184с.