

3. Общая химическая технология .Часть 2. Под редакцией Мухленова И.П.- стр.145-180
4. Способ получения синтез газа. Патент WO 2013002668 A1.
5. Способ получения кокса. Патент Казахстана (KZ(A) №17760, 15.09.2006, бюл. № 9)

УДК 517.958:5

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Даирбаева Г.М., к.ф.-м.н., доцент, КазНУ им.аль-Фараби, Казахстан, +77273773223, г.Алматы, пр. аль-Фараби 71, e-mail: lazat-dairbayeva@mail.ru

Койлубаев Э. С., старший научный сотрудник Лаборатории физико-химических методов обработки ГТП, ТОО "Институт высоких технологии" КазАтомПром, Казахстан, г.Алматы, ул. Богенбай батыра, 168, e-mail: e.koilubaev@iht.kz

Кабылжан А.М., магистрант, КазНУ им. Аль-Фараби, Казахстан, г.Алматы, пр. аль-Фараби 71, e-mail: ainura1-93@gmail.com

Аннотация:

В данной работе рассматривается процесс бурения скважин с использованием аппарата математического моделирования. Для описания процесса бурения применяются математические модели углубления и промывки скважин. Механическая скорость бурения породы долотом описывается уравнением предложенным М.Г. Бингхэмом [2]. Наряду с этим рассматривается полная математическая модель механической скорости бурения с учётом гидравлических параметров, полученная на основе применения метода наименьших квадратов и регрессионного анализа. Разработан вычислительный алгоритм для нахождения параметрических коэффициентов полной модели бурения, что позволяет вычислить механическую скорость для произвольных буровых данных. Проведен сравнительный анализ буровых экспериментальных и вычислительных данных. Рассматривается математическая модель гидравлической промывки скважины, основанная на общей потере давления бурового раствора в отдельных участках скважины. Промывка скважины предназначена не только для очистки забоя от выбуренной породы, но и служит для глинизации (укрепление) стенок скважины, охлаждения и смазки инструмента, которые происходят при движении раствора. Исследуются потери давления на разных участках скважин, зависящие от физических параметров.

Ключевые слова: бурение скважин, промывка, скорость бурения долотом, давление, математическая модель, регрессионный анализ.

MATHEMATICAL MODELING OF PROCESS OF DRILLING WELLS

Dairbayeva G.M., Cand. Sci. (Phys.-Math.), Associate Professor, Kazakhstan, +77273773223, c. Almaty, KazNU named after al-Farabi e-mail: lazat-dairbayeva@mail.ru

Koilubayev E. S., senior research associate in the Laboratory of physicochemical methods GTR treatment, LLP "Institute of High Technologies"?, KazAtomProm, Kazakhstan, c. Almaty, st. Bogenbai batyra, 168, e-mail: e.koilubaev@iht.kz

Kabylzhan A.M., master student, Kazakhstan, c. Almaty, KazNU named after al-Farabi, e-mail: ainura1-93@gmail.com

Abstract. This paper considers the process of drilling wells using mathematical modeling. Mathematical models of deepening and flushing-out of wells are used to describe the drilling process. Mechanical speed of drilling bedrock by drill bit is described by the equation proposed by

M.G. Bingham [2]. Along with this there is considered a complete mathematical model of the mechanical speed of drilling in view of the hydraulic parameters obtained by applying the least squares method and regression analysis. There is designed computational algorithm for finding the coefficients of full parametric model of drilling, which allows calculating the mechanical speed of drilling for arbitrary data. A comparative analysis of the drilling experimental and computational data is conducted. The paper deals with a mathematical model of the hydraulic flushing of well, based on the total loss of drilling fluid pressure in individual sections of the well. Flushing of well designed, not only to clean the bottomhole from cuttings, but also serves to claying (strengthening) of the borehole walls, cooling and lubrication of the tool, which occur during the motion of liquor. There are explored the pressure losses at various sections of wells depending on the physical parameters.

Keywords: drilling of wells, flushing-out, drilling speed by rock bit, pressure, mathematical model, regression analysis.

1. ВВЕДЕНИЕ

Важнейшее место в строительстве скважин занимает процесс бурения скважин, который является комплексным сложным процессом. Система адаптивного управления процессом роторного бурения нефтяных и газовых скважин позволяет контролировать давление в затрубном пространстве по всей длине скважины. Основными преимуществами бурения под контролем являются улучшение параметров процесса бурения, контроль основных параметров системы, таких как противодействие, плотность, объем промывочной жидкости, мощность бурения, потери давления на разных участках скважины. Процесс бурения скважин состоит из двух основных этапов: процесс углубления и процесс промывки скважины.

2. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРОЦЕССА УГЛУБЛЕНИЯ

Рассмотрим первый этап бурения скважины - процесс углубления, который описывается 3-мя уравнениями [3]:

1) $v_m = f_1(G, n)$ - зависимость механической скорости проходки (v_m) от осевой нагрузки на долото (G) и скорости вращения ротора (n);

2) $t_b = f_2(G, n)$ - зависимость времени работы вооружения долота (t_b) от осевой нагрузки на долото (G) и скорости вращения ротора (n);

3) $t_o = f_3(G, n)$ - зависимость времени работы опоры долота (t_o) от осевой нагрузки на долото (G) и скорости вращения ротора (n).

Отечественные и зарубежные исследователи пришли к выводу, что соотношение, определяющее механическую скорость при определенном количестве промывочной жидкости, должно иметь вид, предложенный М.Г. Бингхэмом:

$$v_m = K G^\delta n^\alpha \quad (2.1)$$

где K , δ и α - параметрические коэффициенты [2].

В работах М.Г. Бингхэма, который подробно исследовал зависимость механической скорости проходки только от осевой нагрузки на долото: $v_m = f_1(\bar{G})$, где $\bar{G} = G/D_d$ - удельная осевая нагрузка на долото G , приведённая к его диаметру D_d . Показано, что функция v_m имеет вид кривой 1а, приведённой на рисунке 1. Кривые 2 и 3 - легко буримые породы на малых глубинах (до 2-3-км), а кривая 4 - твёрдые и крепкие породы на больших глубинах (5-6 км). Кривая механической скорости v_m является типичной S — образной кривой, которая имеет следующие зоны:

- зона I - зона малых осевых нагрузок, в ней происходит поверхностное, незначительное разрушение породы, её истирание, поскольку контактное давление зубьев долота на породу меньше предела её прочности.

- зона II - в ней увеличивается контактное давление зубьев долота на породу, что приводит к откалыванию кусочков и к заметному нелинейному росту v_m .

- зона III - давление \bar{G} превышает предел прочности породы, происходит интенсивное объёмное разрушение породы, примерно по линейному закону, но со значительно большим, чем в зоне I наклоном.

- зона IV - происходит повторное перемалывание выбуренного шлама на забое, т.к. поток промывочной жидкости перестаёт справляться с очисткой забоя. Величина v_m достигает своего максимума при осевой нагрузке G_M и уменьшается, как показано кривой 1[1].

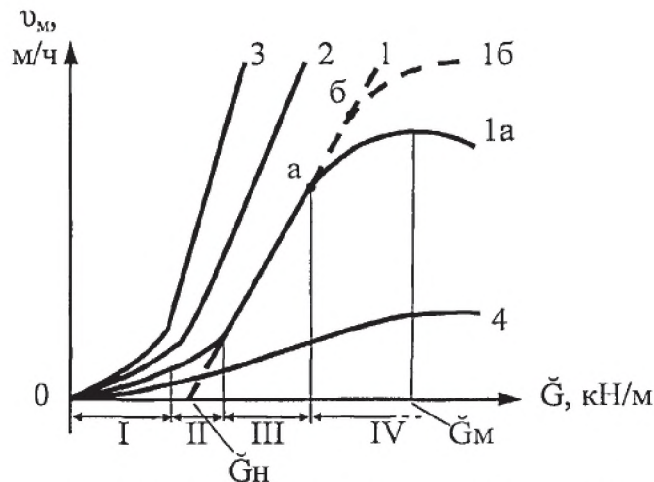


Рисунок 1. График зависимости механической скорости бурения v_m от осевой нагрузки на долото G .

2.1 Модель механической скорости с учётом гидравлических параметров

Очистка забоя является важным фактором, который влияет на механическую скорость бурения породы долотом. Плохая очистка забоя от выбуренной породы влечет за собой повторное перемалывание, затрату лишней энергии на работу и увеличению сроков строительства скважины в целом.

Математическая модель с механическими и гидравлическими параметрами используется при расчёте оптимальных параметров. Такая модель включает в себя функцию $v_m = f(G, n, Q)$, где Q - расход бурового раствора, или $v_m = f(G, n, N_d)$. Отметим, что применение $N_d = f(Q, P_d)$ - гидравлической мощности, приложенной к долоту, предпочтительнее, т.к. учитывается как расход, так и перепад давления бурового раствора на долоте.

Очевидно, что переменная N_d должна входить в уравнение функции (2.1) как прямо пропорциональная составляющая с коэффициентом или показателем степени, обеспечивающая необходимый наклон и изгиб кривой функции v_m . Это объясняется тем, что чем большее количество жидкости поступает на забой, тем лучше его очистка [6].

Для построения полной математической модели нужно вывести формулу $v_m = f(G, n, N_d)$ с помощью метода наименьших квадратов [4].

Для этого сначала проводится многофакторный регрессионный анализ [6]. Покажем, применение регрессионного анализа на примере экспериментальных данных в виде таблицы 1. Этот подход позволяет заменить экспериментальные данные приближающим математическим уравнением, с достаточной точностью и рассчитать значения функции для тех её аргументов, которые находятся как между значениями в таблице, так и выходящими за её пределы.

Таблица 1

Экспериментальные данные ООО "БУРГАЗ"			
v_m	G, kH	n	N_d
1	0	0	36
6,1	58	28	74

12,65	116	30	148
17,55	146	36	222
19,75	152	42	296
20,95	156	45	370
21,6	158	46	444
21,9	161	46	518
22,7	164	48	592

В определении метода наименьших квадратов разности $(v_{mi} - V_{mi})^2$ между экспериментальными (табличными) значениями v_m и значениями приближающей функции V_m должны быть минимальными:

$$(v_{m1} - V_{m1})^2 + (v_{m2} - V_{m2})^2 + \dots + (v_{mn} - V_{mn})^2 = \min \quad (2.2)$$

Задача приближения функции v_m формулируется следующим образом: для функции v_m , заданной таблицей 1, найти функцию V_m степенного вида так, чтобы сумма квадратов (2.2) была минимальной. Поскольку зависимость $v_m = f(G, n, N_d)$ является степенной функцией (геометрическая регрессия), то приближающая функция должна иметь вид:

$$V_m(K, \delta, \alpha, m) = KG^\delta n^\alpha N_d^m, \quad (2.3)$$

где K — коэффициент пропорциональности (буримости), δ , α , m — показатели степени, зависящие от типа долота и качества очистки забоя.

Цель регрессионного анализа состоит в определении коэффициента K и показателей степени δ , α и m в уравнении (2.3). Напишем сумму квадратов разностей (2.2) в развёрнутом виде:

$$\sum_{i=1}^9 [v_{mi} - V_{mi}(K, G, \delta, n, \alpha, N_d, m)]^2 = F(K, G, \delta, n, \alpha, N_d, m). \quad (2.4)$$

Необходимое условие минимума функции F , как функции от переменных K , δ , α и m , записывается в виде следующей системы уравнений

$$\begin{aligned} \frac{\partial F}{\partial K} &= 0, \\ \frac{\partial F}{\partial \delta} &= 0, \\ \frac{\partial F}{\partial \alpha} &= 0, \\ \frac{\partial F}{\partial m} &= 0, \end{aligned}$$

или

$$\begin{aligned} 2 \sum_{i=1}^9 [v_{mi} - F(K, G_i, \delta, n_i, \alpha, N_{di}, m)] \cdot F'_K(K, G_i, \delta, n_i, \alpha, N_{di}, m) &= 0, \\ 2 \sum_{i=1}^9 [v_{mi} - F(K, G_i, \delta, n_i, \alpha, N_{di}, m)] \cdot F'_\delta(K, G_i, \delta, n_i, \alpha, N_{di}, m) &= 0, \\ 2 \sum_{i=1}^9 [v_{mi} - F(K, G_i, \delta, n_i, \alpha, N_{di}, m)] \cdot F'_\alpha(K, G_i, \delta, n_i, \alpha, N_{di}, m) &= 0, \\ 2 \sum_{i=1}^9 [v_{mi} - F(K, G_i, \delta, n_i, \alpha, N_{di}, m)] \cdot F'_m(K, G_i, \delta, n_i, \alpha, N_{di}, m) &= 0. \end{aligned}$$

Нахождение приближающего значения функции $V_m(K, \delta, \alpha, m)$ усложняется показателями степени (δ , α и m). Чтобы заменить V_m на линейный вид, прологарифмируем обе части:

$$\ln V_m = \ln K + \delta \ln G + \alpha \ln n + m \ln N_d. \quad (2.5)$$

Так как рассчитываемая функция V_m является приближающей для табличной функции v_m , то функция $\ln V_m$ будет приближающей для функции $\ln v_m$.

Введём новые переменные и обозначения:

$$k = \ln K, u = \ln G, \varphi = \ln n, w = \ln N_d. \quad (2.6)$$

Тогда из (2.5) следует, что $\ln V_m$ будет функцией от аргументов k, u, φ и w . Обозначив $V = \ln V_m$, получим: $V = k + \delta u + \alpha \varphi + m w$. Таким образом, задача нахождения значений приближающей степенной функции V_m свелась к задаче нахождения значений линейной функции V . Соответственно, обозначим $v = \ln v_m$. Применим метод наименьших квадратов к $\ln v_m$ и приближающей функции $\ln V_m$:

$$(\ln v_{m1} - \ln V_{m1})^2 + (\ln v_{m2} - \ln V_{m2})^2 + \dots + (\ln v_{mi} - \ln V_{mi})^2 = \min. \quad (2.7)$$

Так как $\sum_{i=1}^9 (\ln v_{mi} - \ln V_{mi})^2 = \sum_{i=1}^9 (v_i - V_i)^2$, то будем искать минимум следующей функции:

$$\sum_{i=1}^9 (v_i - V_i)^2 = \sum_{i=1}^9 (v_i - (k + \delta u_i + \alpha \varphi_i + m w_i))^2 = H(k, \delta, \alpha, m). \quad (2.8)$$

Для нахождения необходимого условия минимума функции H вычисляем частные производные по переменным k, δ, α, m и приравняем их к нулю.

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^9 [v_i - (k + \delta u_i + \alpha \varphi_i + m w_i)](-1) &= 0, \\ \sum_{i=1}^9 [v_i - (k + \delta u_i + \alpha \varphi_i + m w_i)](-u_i) &= 0, \\ \sum_{i=1}^9 [v_i - (k + \delta u_i + \alpha \varphi_i + m w_i)](-\varphi_i) &= 0, \\ \sum_{i=1}^9 [v_i - (k + \delta u_i + \alpha \varphi_i + m w_i)](-w_i) &= 0, \end{aligned} \quad (2.9)$$

где $v_i = \ln v_{mi}$, $u_i = \ln G_i$, $\varphi_i = \ln n_i$, $w_i = \ln N_{di}$, а значения v_{mi}, G_i, n_i, N_{di} заданы в таблице 1.

Система (2.9) является линейной системой относительно k, δ, α и m . Зная её решение k, δ, α и m можно найти приближающую функцию $V_m = KG^\delta n^\alpha N_d^m$.

Итак, полная математическая модель процесса механического бурения имеет вид:

$$v_m = KG^\delta n^\alpha N_d^m,$$

где

V_m - механическая скорость проходки;

K — коэффициент пропорциональности (буримости);

G — осевая нагрузка на долото;

$\bar{G} = G/D_d$ - удельная осевая нагрузка на долото G , приведённая к его диаметру D_d ;

n - скорость вращения ротора;

$N_d = QP_c$ - гидравлическая мощность привода, приложенная к долоту;

Q - расход бурового раствора;

P_c — давление раствора в стояке;

δ, α, m — показатели степени, зависящие от типа долота и качества очистки забоя;

k - размерный коэффициент пропорциональности;

G_{\min}, G_{\max} - минимальная и максимальная осевая нагрузка на долото.

При этом на протяжении однородного по твёрдости интервала проходимых пород на забое должна поддерживаться постоянная механическая мощность, приложенная к долоту, т.е. $N_m = Gn = \text{const}$.

2.2 Программа для расчета оптимальных параметров процесса механического бурения

Численная реализация модели процесса механического бурения была сделана с помощью программы С#.

Приведем вычислительный алгоритм нахождения приближающей функции V_m . Как было показано в пункте 2.1 приближающая функция имеет степенной вид: $V_m = KG^\delta n^\alpha N_d^m$, но коэффициент K и показатели δ, α и m неизвестны.

1. Построение вспомогательной приближающей функции V .

Составляем новую таблицу 2, используя данные таблицы 1. В таблице 2 вместо значений v_m, G, n и N_d будут их логарифмы $v = \ln v_m, u = \ln G, \varphi = \ln n, w = \ln N_d$:

Из регрессионного анализа следует [7], что V имеет линейный вид: $V = k + \delta u + \alpha \varphi + m w$, где использованы обозначения (2.6), $k = \ln(K)$.

2. Составление и решение линейной системы (2.9).

Применяя метод наименьших квадратов к $v = \ln v_m$ и вспомогательной приближающей функции $V = \ln V_m$, составляем линейную систему (2.9) относительно параметров k, δ, α, m , используя данные таблицы 2.

Далее численно решаем систему (2.9). Вычисляем коэффициент $K = \exp(k)$.

3. Вычисление приближающей функции V_m

Подставляя найденные значения K , δ , α и m , находим функцию $V_m = KG^\delta n^\alpha N_d^m$, которая является уравнением регрессии.

4. Сравнительный анализ табличных значений v_m и приближенных значений V_m .

Приведем интерфейс главного экрана программы для контроля процесса бурения – рисунок 2.

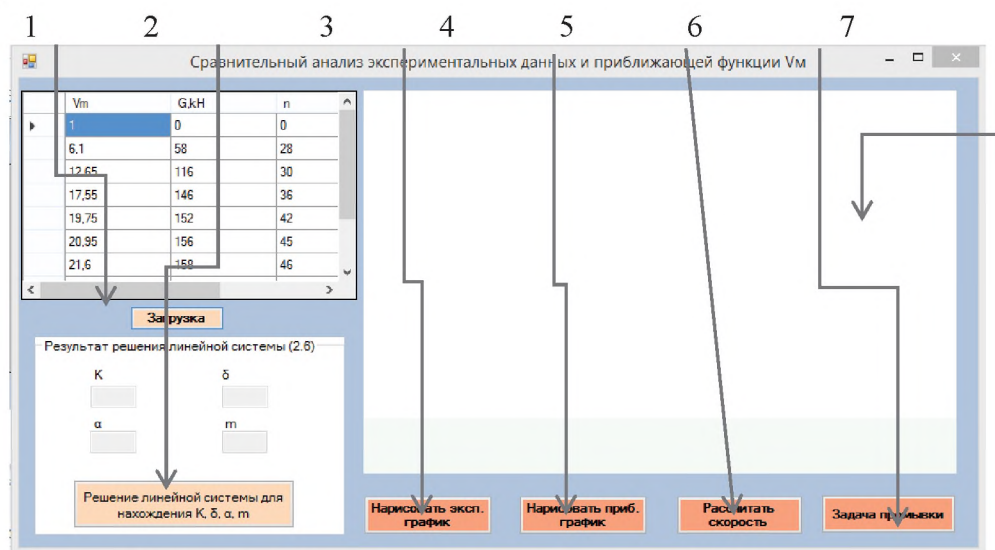


Рисунок 2. Главное окно программного обеспечения.

Здесь обозначены следующие кнопки:

- 1 – экспериментальные данные, загруженные с файла
- 2 – кнопка для решения линейной системы (2.9)
- 3 – кнопка для рисования графика экспериментальных данных
- 4 – кнопка для рисования графика приближенной функции V_m
- 5 – кнопка, которая открывает отдельное окно (рисунок 3) для вычисления механической скорости v_m для других значения G , n и N_d .
- 6 – кнопка, открывающая окно для задачи промывки
- 7 – поле, где рисуется график

Вычисление механической скорости v_m для новых значения G , n и N_d показано на рисунке 3.

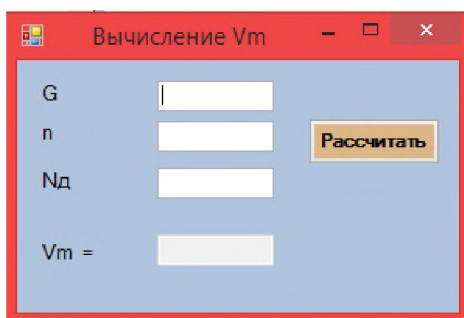


Рисунок 3. Вычисление механической скорости.

В программе после того, как мы нашли параметры k , δ , α и m можно рисовать графики и сравнить табличные и приближенные данные, как показано на рисунке 4.

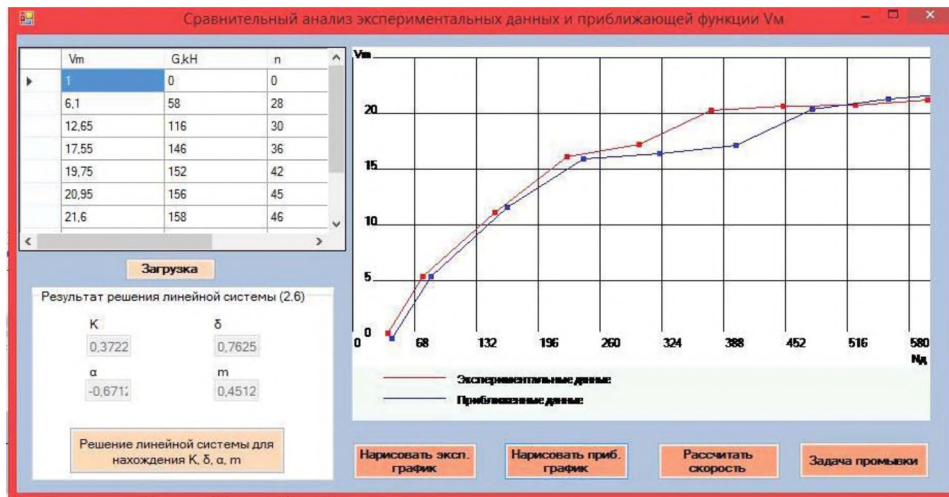


Рисунок 4. Графики экспериментальных и приближенных данных.

Отметим то, что графики приближенных и экспериментальных данных близки, то есть мы можем в дальнейшем использовать найденные параметры K , δ , α и m для других значения G , n и N_d .

3. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ ПРОМЫВКИ СКВАЖИНЫ

В процессе бурения одним из главных этапов является промывка скважины с помощью буровым раствором. Промывка используется для удаления выбуренной породы с забоя, для углубления, охлаждения и смазки бурового инструмента. Основными составляющими уравнения промывки скважины являются давление P и расход буровой жидкости Q . Поэтому, важно понимать, что основной задачей является контроль давления на входе скважины. Для управления давлением в стояке, нужно определить какое давление должно быть на каждом участке трубы.

Для описания течения жидкости рассмотрим закон сохранения энергии для потока идеальной несжимаемой жидкости (3.1) и уравнение непрерывности (3.2) [9]:

$$\frac{\rho V^2}{2} + p + \rho gh = const \quad (3.1)$$

$$V_1 S_1 = V_2 S_2 \quad (3.2)$$

где в (3.1): V – скорость потока, p – давление, S – площадь рассматриваемого сечения, h – высота, g – ускорение свободного падения, ρ – плотность жидкости; в (3.2): V_1 и V_2 – скорости в различных сечениях 1 и 2. Но применение этих уравнений будет не правильно из-за наличия сил внутреннего трения и соответственно потери давления на разных участках трубопровода. Для учета таких потерь нужно вычислить сопротивление, с помощью которого делается вывод о давлении в любой точке.

При потере давлении по длине трубопровода, также при одинаковом сечении, то скорость потока V будет одинаковой и кинетическая энергия будет неизменной. В этом случае потеря статистического давления вычисляется по формуле [5]:

$$\Delta p = \lambda \frac{L}{d} V^2 \frac{\rho}{2} - \text{формула Дарси – Вейсбаха} \quad (3.3)$$

где, Δp - потеря давления, L - длина участка, d – диаметр трубы, V – скорость потока, λ – коэффициент гидравлического трения, ρ – плотность жидкости.

Промывка скважины происходит следующим образом, промывочная жидкость с помощью насосов закачивается под давлением во внутритрубное пространство скважины, выходит из отверстий долота и выносит через кольцевое пространство выбуренную породу на поверхность. При этом буровой раствор преодолевает гидравлические сопротивления на всём пути своего движения.

Для промывки для каждого однородного подсчитывают потери напора бурового раствора, создаваемого насосами буровой. Затем общие потери давления определяют как

сумму потерь давления на всех участках скважины. В роторном бурении определяют следующие составляющие потерь давления [6, 8, 5]:

в поверхностной обвязке:

$$\Delta P_{st} = (\alpha_c + \alpha_h + \alpha_s + \alpha_k) \rho Q^2; \quad (3.4)$$

в бурильных трубах (структурное или турбулентное течение):

$$\Delta P_p = \lambda_T \frac{8Q^2 \rho l}{\pi^2 d_T^5} \text{ или } \frac{4\tau_0 l}{\beta_T d_T}; \quad (3.5)$$

в муфтах и замковых соединениях:

$$\Delta P_t = \frac{l}{l_t} \left(\frac{d_c^2 - d_w^2}{d_c^2 - d_w^2} - 1 \right)^2 \rho v_{as}^2; \quad (3.6)$$

в утяжелённых бурильных трубах (УБТ) (структурное или турбулентное течение):

$$\Delta P_{wp} = \lambda_{wp} \frac{8Q^2 \rho l_w}{\pi^2 d_{wp}^5} \text{ или } \frac{4\tau_0 l_w}{\beta_{\tau y} d_{wp}}; \quad (3.7)$$

в долоте:

$$\Delta P_b = \frac{\rho v^2}{2} = \frac{1}{\mu^2} \rho \frac{Q^2}{2\Phi^2}; \quad (3.8)$$

в кольцевом пространстве между УБТ и стенками скважины (структурное или турбулентное течение):

$$\Delta P_{was} = \lambda_{was} \frac{8Q^2 \rho}{\pi^2 (d_w - d_{ow})^3 (d_c - d_{ow})^2} l_w \text{ или } \frac{4\tau_0 l_w}{\beta_{was} (d_w - d_{ow})}; \quad (3.9)$$

гидростатическое давление в столба жидкости:

$$P_{hs} = \rho g L_c; \quad (3.10)$$

в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины:

$$\Delta P_{as} = \lambda_{as} \frac{8Q^2 \rho}{\pi^2 (d_w - d_o)^3 (d_w - d_o)^2} l \text{ or } \frac{4\tau_0 l}{\beta_{asc} (d_w - d_o)}. \quad (3.11)$$

Для роторного бурения давление на входе скважины, то есть в стояке P_c вычисляется как сумма гидростатического давления столба жидкости P_{hs} и потерь давления на всех элементах ствола скважины $\sum \Delta P_i$:

$$P_c = P_{hs} + \Delta P_{st} + \Delta P_p + \Delta P_t + \Delta P_{wp} + \Delta P_b + \Delta P_{was} + \Delta P_{as}. \quad (3.12)$$

Формула (3.4) является главным уравнением промывки скважины.

Расход буровой жидкости Q определяется с помощью скорости движения потока V бурового раствора. На основании результатов расчёта подачи буровой жидкости и потери давления на каждом участке вычисляют минимально необходимую гидравлическую мощность бурового насоса:

$$N = P_c Q \quad (3.13)$$

По суммарным потерям подбирают тип бурового насоса, а по подаче — полную мощность.

Итак, полная математическая модель гидравлической промывки скважины будет выглядеть следующим образом:

$$\left\{ \begin{array}{l}
\eta = 0,33\rho g - 0,22; \tau_0 = 85\rho g - 70; \\
v_{cr} = 0,25 \sqrt{\frac{\tau_0}{\gamma}}; Q = \frac{\pi}{4} (d_w^2 - d_o^2) v_a \\
Q \geq (0,35 - 0,5) \frac{\pi}{4} d_c^2; v_{as} = \frac{4Q}{\pi(d_c^2 - d_w^2)}; \\
\rho = \min \left\{ k_r \frac{P_{пл}}{gL_k}; \frac{P_{пл} + \Delta p_p}{gL_k} \right\}; Re_{кр} = 2100 + 7,3(He)^{0,58}, He = \frac{\rho d_f^2 \tau_0}{\eta^2} \\
Re_p = \frac{\rho v_p d_p}{\eta} = \frac{4Q\rho}{\pi d_p \eta}, v_p = \frac{4Q}{\pi d_p^2}; \\
Re_{as} = \frac{\rho v_{as} (d_c - d_w)}{\eta} = \frac{4Q\rho}{\pi (d_c - d_w) \eta}, \\
P_c = (\alpha_c + \alpha_h + \alpha_s + \alpha_k) \rho Q_0^2 + \rho g L_c + \lambda_t \frac{8Q^2 \rho l}{\pi^2 d_T^5} \sqrt{\frac{4\tau_0 l}{\beta_T d_T}} + \\
+ \lambda_{as} \frac{8Q^2 \rho}{\pi^2 (d_w - d_o)^3 (d_w - d_o)^2} l \sqrt{\frac{4\tau_0 l}{\beta_{as} (d_w - d_o)}} + \lambda_{wp} \frac{8Q^2 \rho l_w}{\pi^2 d_{wp}^5} \sqrt{\frac{4\tau_0 l_w}{\beta_{T_y} d_{wp}}} + \\
+ \lambda_{was} \frac{8Q^2 \rho}{\pi^2 (d_w - d_{ow})^3 (d_c - d_{ow})^2} l_w \sqrt{\frac{4\tau_0 l_w}{\beta_{was} (d_w - d_{ow})}} + \\
+ \xi \frac{\rho v_T^2}{2} \frac{1}{l_T} + \frac{1}{l_T} \left(\frac{d_w^2 - d_o^2}{d_w^2 - d_m^2} - 1 \right)^2 \rho v_{as}^2 + \frac{1}{\mu^2} \rho \frac{Q^2}{2\Phi^2}.
\end{array} \right. \quad (3.14)$$

Ограничения:

$$\rho < \frac{P_{gr} - \sum(\Delta p_{as}) - (1 - \varphi) \rho_{as} g L_{II}}{\varphi g L_p}, \varphi = \frac{Q}{\frac{\pi}{4} v_m d_o^2 + Q}; \\
k \frac{P_{re} + 1,5}{L_c} \leq \rho \leq k \frac{P_{re} + 3,5}{L_c}; \quad k \frac{Q}{(d_w^2 - d_o^2)} \geq 0,4; \\
P_c \leq P_{нд}; \quad k \cdot \Delta P_b \cdot Q = const$$

В гидравлической модели приняты следующие обозначения:

η – пластическая (динамическая) вязкость раствора, Па·с;

ρ – плотность промывочной жидкости, кг/м³;

g – ускорение свободного падения (9,8 м/с²)

τ_0 – динамическое напряжение сдвига раствора, Па;

v_{cr} – критическая скорость течения раствора, м/с;

γ – удельный вес раствора, кг/м³;

Q – расход бурового раствора, м³/с;

d_o – диаметр скважины (долота), м;

d_w – наружный диаметр бурильных труб, м;

v_a, v_{as}, v_p – скорость движения раствора в кольцевом пространстве скважины и в трубах, м;

k_r – коэффициент резерва;

P_{re} – пластовое давление, Па;

L_r – глубина залегания кровли пласта с максимальным градиентом пластового давления, м;

L_c – глубина вхождения отчета слоя подошв, м;

$\alpha_c, \alpha_h, \alpha_s, \alpha_k$ – коэффициенты гидравлических сопротивлений для стояка, бурового рукава (шланга), вертлюга, ведущей трубы (квадрата);

P_c – давление в стояке, Па.

3.1 Программная реализация математической модели промывки скважины

При нажатии на кнопку 6 на Рисунке 2 открывается окно, изображенное на рис. 4.

В этом окне пользователь выбирает вид течения: турбулентный или структурный, также вносит основные неизменяемые параметры для вычисления общей потери давления.

Рисунок 4. Окно для ввода параметров для вычисления давления в стояке.

Рисунок 5. Окно для показа результатов вычисления общей потери давления P_c .

После того как пользователь введет все данные и нажмет кнопку “Вычислить давление в стояке” откроется окно на рисунке 5. В новом окне будут значения всех потерь давления и общая потеря P_c , которые были численно вычислены по математической модели (3.5).

Выводы: На основе полной математической модели механической скорости бурения разработан вычислительный алгоритм для нахождения параметрических коэффициентов, что позволяет вычислить механическую скорость для произвольных буровых данных. Проведен сравнительный анализ между экспериментальными и вычислительными данными. Применяя математическую модель промывки скважины, показано нахождение общей потери давления бурового раствора. По результатам вычисления общей потери давления можно определить тип и мощность бурового насоса. Используя вышеприведенные математические модели можно проводить контроль процесса бурения скважин.

Список литературы

1. Булатов А.И. Справочник инженера по бурению. Т.1./ А.И. Булатов–М: Недра, 1995. –с. 30-35
2. Бингхем М.Г. Проблемы буримости горных пород/ М.Г. Бингхем ОЗЛ сер. Бурение.- М: ВНИИОЭНГ, 1966.

3. Леонов Е.Г. Новая модель оптимизации режимов роторного бурения. Выбор лучшего типа долота /Е.Г. Леонов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море -М.: ВНИИОЭНГ.- 2005.-№5. -С. 2-5.
4. Линник Ю.В. Метод наименьших квадратов и основы математико-статистической теории обработки наблюдений / Ю.В.Линник-М.-ФИЗМАТЛИТ, 1958
5. Сумбатова А.Р. Потери напора по длине трубопровода при равномерном установившемся движении [Электрон. ресурс]. – 2014. – Режим доступа: <http://ars.gubkin.ru/lost.htm> (дата обращения: 10.03.2016)
6. Цуприков А. Математическое и компьютерное моделирование процесса бурения скважин /А.Цуприков, В.Чередниченко. - Саарбрюккен, Германия: LAP, 2014. –с. 50-55
7. Шашаков В.Б. Прикладной Регрессионный Анализ (Многофакторная Регрессия)/ В.Б. Шашаков. –Оренбург.2003. –с. 5-15
8. Гиматудинов Ш.К. Справочная книга по добыче нефти/ Ш.К. Гиматудинов. –М: Недра, 1983. –с. 319-325
9. Bloomer J. J. Practical fluid mechanics for engineering application // *CRC Press, Sep 21, 1999*/ С. 150-154.

УДК 551.76/77+552.3+551.24+553.071(234.216.1)

ВУЛКАНОГЕННЫЙ ТРЕНД ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ В ЮЖНОМ ТЯНЬ-ШАНЕ В МЕЗОЗОЙ-КАЙНОЗОЙСКОЕ ВРЕМЯ

Ждан Алексей Васильевич, к.г.-м.н.; ОшТУ им. ак. М. Адышева, Южно-Кыргызская геологическая экспедиция, Кыргызстан, г. Ош, e-mail: zhd40@mail.ru

Шамшиев Орунбай Шамшиевич, д. г.-м.-н., Кызыл-Кийский институт природопользования и геотехнологий, директор, КР, г. Кызыл-Кия. kipig@rambler.ru

Толобаева Нургуль Т. Институт горного дела и горных технологий им. Академика У. Асаналиева КГТУ, г. Бишкек, Кыргызстан.

Основной задачей статьи является показать ведущую роль вулканогенного материала по большинству формаций Mz-Kz. Вулканические породы установлены для угленосных отложений юры, «голубого» горизонта и красноцветов мела, нефтегазоносных горизонтов мела и палеогена, кластического материала в породах неогена, включая известняки. Присутствием вулканитов определяются металлогенические особенности отложений.

Ключевые слова: условия осадконакопления, вулканические процессы и породы, металлогеническая специализация, месторождения.

VOLCANIC TREND SEDIMENTATION IN THE SOUTHERN TIAN-SHAN IN THE MEZOZOIC-CENOZOIC

Zhdan Alexey V., PhD (Geologist), Osh technological university, Southern-Kirghiz geological expedition, Kyrgyzstan, Osh; e-mail: zhd40@mail.ru

Shamshiev Orunbay Sh., PhD (Geologist), Kyzyl-Kyja Institute of naturel resourses and of geotechnologys, director, Kirghizia, Kyzyl-Kyja

Tolobaeva Nurgul T. lecturer, Institute gornogo dela I gornih tehnologii im. U. Asanalieva, Kyrgyzstan, Bishkek

The main objective of the article is to show the leading role of volcanic material in most formations Mz-Kz. Volcanic rocks are set for the coal-bearing deposits of the Jurassic, "blue" horizon and red-deposits Cretaceous, petroleum Cretaceous and Paleogene horizons, clastic material in the Neogene rocks, including limestone. Presence sediment metallogenic features defined volcanics.