

УДК 622.243

**Р. А. Гасанов**, докт. техн. наук<sup>1</sup>; **И. Я. Ширали**<sup>2</sup>,  
**Р. Г. Амиров**, кандидаты техн. наук<sup>1</sup>, **А. С. Волков**, аспирант<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Азербайджанская государственная нефтяная академия, г. Баку, Азербайджан

<sup>2</sup> Государственная нефтяная компания Азербайджанской республики,  
г. Баку, Азербайджан

### МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОЦЕНКА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ШАРОШЕЧНЫХ КАЛИБРАТОРОВ В СТВОЛЕ НАКЛОННОЙ СКВАЖИНЫ

*Methodic for calculating to the strength main elements of calibration is elaborated. Observed that the nominal diameter of inclined wells in the given drilling column riding collection by the roller gagger ensured completely lets down casing column before project depth.*

При наклонном бурении и проработке ствола наклонных скважин в компоновке низа бурильной колонны калибраторы как основной элемент устанавливаются непосредственно над долотом (для сохранения диаметра скважины, стабилизации долота и для центрирования низа колонны). Следовательно, при рассмотрении напряженного состояния основных элементов калибратора необходимо разделить условия работы их как при установке непосредственно над долотом и как центрирующий элемент в составе колонны [1, 2, 3].

Широко применяются калибраторы типа КШЗ, они предназначены для работы вместе с долотом при вращательном бурении, проработке и калибровке ствола скважины до номинального диаметра, а также для центрирования забойного двигателя и колонны бурильных труб в наклонной скважине в процессе бурения.

При рассмотрении напряженного состояния калибратора в соответствии с выбранной схемой расчета (рисунок) жесткости компоновки уравнение изогнутой колонны бурильных труб имеет вид [4]

$$EJ \frac{d^2 y}{dx^2} + P_d y + q \int_0^x [y(x) - y(x_1)] dX_1 + M_1 - \frac{q\omega^2}{g} \int (x - x_1) y(x_1) dX_1 = -FX, \quad (1)$$

где  $EJ$  – жесткость компоновки, мН.м<sup>2</sup>;

$P_d$  – осевая нагрузка, мН;

$F$  – реакция опоры, мН;

$\psi$  – угловая скорость, 1/с

$q$  – вес единицы длины компоновки, мН/м.

Введем обозначения

$$\mu^2 = \frac{P}{EJ}; \quad \beta = \frac{q\omega^2}{EJg}; \quad \gamma = \frac{F}{EJ}; \quad \varepsilon = \frac{q}{EJ} \quad (2)$$

Принимаем, что начальная форма оси компоновки описывается следующей функцией

$$y(0) = \alpha \sin \frac{\pi x}{l} \quad (3)$$

где  $\alpha$  - максимальный начальная прогиб компоновки;

$l$  - длина компоновки.

После двукратного дифференцирования уравнения (1), с учетом начального прогиба и деления обеих частей на  $EJ$ , получим следующее дифференциальное уравнение

$$\frac{d^4 y}{dx^4} + (\mu^2 + \varepsilon x) \frac{d^2 y}{dx^2} + \varepsilon \frac{dy}{dx} - \beta y = \frac{d^4 y_0}{dx^4},$$

где

$$\frac{d^4 y_0}{dx^4} = \alpha \left( \frac{\pi}{l} \right)^4 \cdot \sin \frac{\pi x}{l}$$

Общее решение неоднородного уравнения  $\left[ \frac{d^4 y}{dx^4} + \mu^2 \frac{d^2 y}{dx^2} - \beta y(0) = 0 \right]$

$$y(x) = A_1 \sin(v_1 x) + A_2 \cos(v_1 x) + A_3 e^{-v_2 x} + A_4 e^{v_2 x}$$

Частное решение неоднородного уравнения

$$\left[ \frac{d^4 y}{dx^4} + \mu^2 \frac{d^2 y}{dx^2} - \beta y(0) = \alpha \left( \frac{\pi}{l} \sin \frac{\pi x}{l} \right) \right];$$

где

$$y(0) = A_5 \sin \frac{\pi x}{l}$$

Общее решение выражения (I)

$$y(x) = A_1 \sin(v_1 x) + A_2 \cos(v_1 x) + A_3 e^{-v_2 x} + A_4 e^{v_2 x} + A_5 \sin \frac{\pi x}{l} \quad (4)$$

$$\text{где } A_5 = \frac{\alpha \left( \frac{\pi}{C} \right)^4}{\left( \frac{\pi}{l} \right)^4 - \mu^2 \left( \frac{\pi}{l} \right)^2 - \beta}; \quad v_1 = \sqrt{\frac{\mu^2}{2} + \sqrt{\frac{\mu^4}{4} + \beta}};$$

$$v_2 = \sqrt{-\frac{\mu^2}{2} + \sqrt{\frac{\mu^4}{4} + \beta}}.$$

Для определения коэффициентов  $A_1, A_2, A_3, A_4$  используем граничные условия:

- а) при  $y(0) = 0$  из уравнения (4)  $A_2 + A_3 + A_4 = 0$
- б) при  $y(l) = 0$  из уравнения (4)  $A_1 \sin(v_1 l) + A_2 \cos(v_1 l) + A_3 e^{-v_2 l} + A_4 e^{v_2 l} = 0$
- в) при  $\frac{d^2 y_0}{dx^2} = 0$  из уравнения (4)  $-A_2 (v_1)^2 + A_3 (v_2)^2 + A_4 (v_2)^2 = 0$
- г) при  $\frac{d^2 y_e}{dx^2} = 0$  из уравнения (4)  $-A_1 (v_1)^2 \sin(v_1 l) - A_2 (v_1)^2 \cos(v_1 l) + A_3 (v_1)^2 e^{-v_2 l} + A_4 (v_2)^2 e^{v_2 l} = 0$

Из условий (а) и (в) получим

$$A_1 \sin(v_1)^2 - A_2(v_2)^2 = 0, \quad \text{т.е. } A_2=0$$

Из условий (б) и (г)

$$A_1 \sin(v_1 l) + A_1(v_1)^2 \sin(v_1 l) = 0, \quad \text{т.е. } A_1=0$$

Из условий (а) и (б)

$$A_3 + A_4 = 0$$

Таким образом, решение уравнения (1) приобретет вид:

$$Y(x) = \frac{\alpha \left(\frac{\pi}{l}\right)^4}{\left(\frac{\pi}{l}\right)^2 - \mu^2 \left(\frac{\pi}{l}\right)^2 - \beta} \cdot \sin \frac{\pi x}{l} \quad (5)$$

Если учесть еще диаметральный зазор между калибратором и стенкой скважины, максимальный прогиб будет

$$Y_{\text{общ}} = \frac{\alpha \left(\frac{\pi}{l}\right)^4}{\left(\frac{\pi}{l}\right)^4 - \mu^2 \left(\frac{\pi}{l}\right)^2 - \beta} \cdot \sin \frac{\pi x}{l} + \delta \quad (6)$$

Диаметральный зазор определим по формуле

$$\delta = \delta_1 + \Delta + \frac{\delta_2 - \Delta_1}{2},$$

где  $\delta_1$  – паспортная погрешность изготовления калибратора, согласно чертежам и условиям завода-изготовителя  $\delta_1 = 0,7 \dots 0,8 \text{ мм}$ ;

$\Delta$  – расширение скважины относительно диаметра долота

$$\Delta = \frac{D_K - D_{СКВ}}{2} = 0,9 \dots 1,5 \text{ мм};$$

$\delta_2$  – допустимая сработка калибратора. Многолетний опыт показывает, что после сработки диаметра калибратора более 4 мм он теряет свою калибрующую способность;

$\Delta_1$  – уменьшение диаметра долота за полный рейс, для лопастных долот,  $\Delta_1 = 3 \dots 4 \text{ мм}$ .

Исходя из вышеуказанных величин, диаметральный зазор  $\delta$  между калибратором и стенкой скважины равен 0,006 м.

Следует отметить, что при роторном бурении на бурильную колонну, кроме осевой нагрузки и крутящего момента, воздействуют также центробежные силы, которые определяются по формуле

$$dF_y(x) = \frac{q\omega^2}{g} \cdot Y(X) dx \quad (7)$$

Подставляя полученные величины общего прогиба колонны (6) и уравнение (7) и интегрируя его, получим

$$F_y(x) = \frac{q\omega^2}{g} \left[ \delta l + \frac{\alpha \left(\frac{\pi}{l}\right)^5}{\left(\frac{\pi}{l}\right)^4 - \mu^2 \left(\frac{\pi}{l}\right)^2 - \beta} \right]$$

Зная осевую нагрузку на долото  $R_d$ , крутящий момент  $M$  и центробежные силы, определяем давление на стенки ствола скважины по формуле

$$R'_\alpha = -\frac{F_y(x)}{2} - \frac{M_1}{l} - F \quad (8)$$

Если учесть, что калибратор, установленный в составе бурильной колонны, кроме центрирования колонны, производит частично проработку (расширение) ствола скважины, т.е.  $F=(0,06\dots 0,08)P_D$ , то результирующая опорная реакция будет

$$R_\alpha = \frac{F_y(x)}{2} + \frac{M_1}{l} + (0,06\dots 0,08)P_D \quad (9)$$

Ниже рассмотрим конкретный пример расчета опорной реакции сернино-выпускаемого шарошечного калибратора типа КЦЗ.

Калибраторы устанавливаются в компоновке, состоящей из УБТ диаметром 229 мм. При этом  $EJ = 3,86 \cdot 10^3$ ;  $q = 3,40 \text{ Н/М}$ ;  $M_1 = 1,9 \text{ Н/М}$ . Над компоновкой расположены УБТ диаметром 203 мм ( $EJ = 1,79 \cdot 10^8$ ;  $q = 2,13 \text{ Н/М}$ ). Оптимальная длина выбранной компоновки составляет  $l = 4,55 \text{ м}$ .

Кроме того, выбранная расчетная схеме компоновки имеет начальный прогиб  $\alpha_1 = 0,002$  на единицу длины, тогда общий прогиб  $\alpha = \alpha_1 l = 0,009$  вращается с угловой скоростью  $\omega = 50 \text{ 1/с}$ .

Схема расчета жесткой компоновки (Рис. 1), имеющей первоначальный прогиб, с учетом центробежных сил.

Для вышеприведенных условий рассчитываем коэффициенты

$$\mu^2 = \frac{P}{EJ} = 0,097; \quad \beta = \frac{q\omega^2}{EJg} = 0,025$$

Таким образом, опорная реакция для выбранной компоновки от центробежных сил составит

$$F_y(x) = 0,56 \text{ МН}$$

Если бурят долотом диаметром 269,9 мм с осевой нагрузкой 25 МН, то Опорная реакция будет

$$R_\alpha = 0,46 \text{ МН}$$

Приведенный расчет показывает, что контактное давление со стенкой скважины значительно (в 3 раза) выше при работе калибратора в составе колонны, чем при работе калибратора, установленного непосредственно над долотом наклонно-направленных скважин.

Вышеприведенная методика использована для расчета на прочность основных элементов калибратора (ось, опора, шарошка и др.).

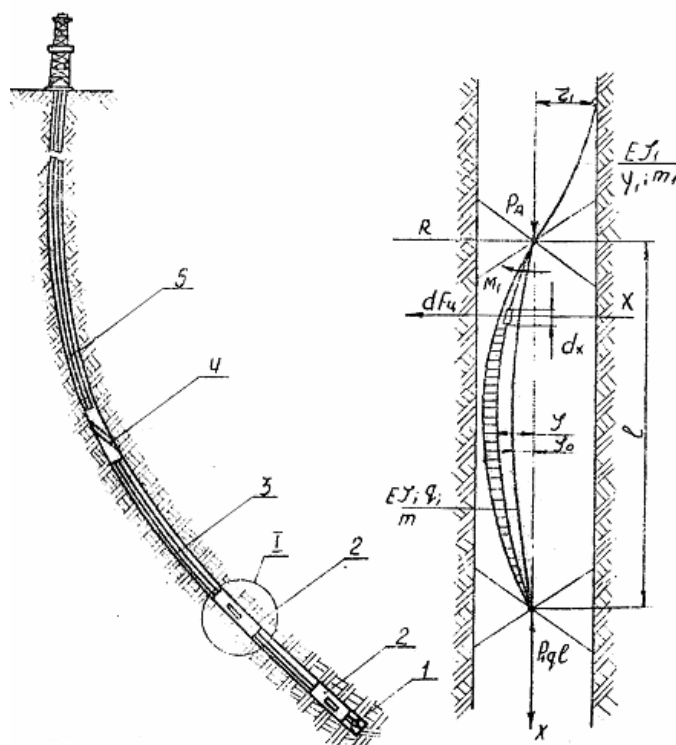


Рис. 1. Схема расчета жесткой компоновки, имеющей первоначальный прогиб с учетом центробежных сил:

1—долото; 2—шарошечный калибратор; 3—укороченные УБТ; 4—лопастной калибратор; 5—бурильные трубы.

### Литература

1. Булатов А. И., Проселков Ю. М., Шаманов С. А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учебник для вузов. Часть I. М.: Недра, 2003, 1006с.
2. Сеид-Рза Н. К., Фараджев Т. Г. причины сужений ствола и кавернообразований в бурящихся скважинах. Бурение, 1965, № 5, с. 9.
3. Яремийчук Р. С., Райхерт Л. А. Бурение стволов большого диаметра. М., Недра, 1977, с. 173.
4. Беляев В. М., Калинин А. Г., Солодский К. М., Федоров А. Ф. Расчет компоновок нижней части буровой колонны. М., Недра, 1977, с.185.
5. Сеид-заде М. К., Фараджев Т. Г., Гасанов Р.А. «Предупреждение осложнений в кинетике буровых процессов». М.: Недра, 1991, 480 с.
6. Гасанов Р. А., Меджидов Г. Н., Керимов К. С., Меджидов Н. А., Амиров Р. Г. Породоразрушающие инструменты на основе дисперсно-упрочненных материалов. Баку; Чашыюглы, 2000.— 308 с.
7. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник/ А.Г. Калинин, Б.А. Никитин, К.М. Солодкий, Б.З. Султанов. М.: Недра, 2002.— 255 с.

Поступила 07.06.07.