

УДК 622.24

Хнычкин Эмиль Валерьевич, Федоренко Владимир Васильевич

ВЛИЯНИЕ ФОРМЫ ОСИ СКВАЖИНЫ НА ВЕЛИЧИНЫ БОКОВОЙ СИЛЫ НА ДОЛОТЕ И УГОЛ ЕГО НАКЛОНА

В статье обоснована важность учета фактической формы оси скважины при расчете и анализе работы КНБК, предложен метод получения соответствующих аппроксимирующих формул.

Ключевые слова: зенитный угол, азимут, форма оси скважины, боковая сила на долоте, угол наклона долота.

Hnychkin Emil V., Fedorenko Vladimir V.

INFLUENCE OF THE SHAPE ON THE BOREHOLE AXIS VALUE AT THE BIT SIDE FORCE AND THE ANGLE OF IT

The article substantiated the importance of considering the actual shape of the borehole axis in the calculation and analysis of the BHA, a method to obtain the corresponding approximate formulas.

Key words: zenith angle, azimuth, form the axis of the borehole, the lateral force at the bit, the angle of the drill bit.

Большое влияние на определение и выбор рациональных (оптимальных) параметров КНБК, на результаты исследований, имеющих целью сопоставления фактических данных по искривлению скважин с величинами действовавших при бурении на долоте боковых сил, с имевшимися углами наклона долота оказывает степень соответствия аппроксимируемой формы оси скважины реальности.

Действительно, такие исследования основаны на расчетах сил и прогибов компоновок в стволе скважины заданного диаметра и с заданной формой ее оси. Эта форма оси, в принципе, может быть прямолинейной [1], дугой окружности [2], параболой или произвольной [3–4]. На наш взгляд, уместны два утверждения:

1) так же, как не бывает абсолютно вертикальных скважин, так и не бывает скважин с абсолютно прямолинейной осью, с осью строго в форме дуги окружности – эта форма оси всегда произвольна, но в пределах длины «активной» части КНБК (30–40 м призабойной части) она с достаточной точностью, практически всегда, может быть описана полиномом 3–4 порядка и, иногда, параболой второго порядка.

2) принятая форма оси даже сравнительно мало искривленной скважины, в призабойной зоне, в значительной степени определяет (для данной КНБК) величины боковой силы на долоте и угол его наклона, поскольку именно эта форма задает, имеющие первостепенное влияние на расчет, смещения оси КНБК относительно оси OX (касательной к оси скважины у забоя и направленной в сторону уменьшения длины скважины).

Действительно, задаваемые при расчетах величины радиальных зазоров r между опорно-центрирующими элементами компоновки (например, установочной муфте) и стенками скважины обычно не превышают $r = 2–5$ мм (в месте плавного сопряжения компоновки со стенкой скважины r не более 60–80 мм), а смещения оси скважины δ (и, следовательно, компоновки) за счет искривления может быть кратно больше. Например, даже при интенсивности искривления в зенитной плоскости по параболе $S = 5^\circ/10$ м $\delta = 0,5 \cdot S \cdot L^2 = 0,5 \cdot 5/573 \cdot L^2 = 0,0044 \cdot L^2$ (где L – расстояние от долота до рассматриваемой точки на оси скважины) оказывается, что при $L = 1$ м $\delta = 0,0044$ м = 4,4 мм; при $L = 10$ м $\delta = 0,44$ м = 440 мм, а при $L = 40$ м $\delta = 7,04$ м = 7040 мм. Таким образом, эти смещения, которые при расчете КНБК суммируются с зазорами r , намного превышают последние и определяют результаты расчетов.

Отсюда можно сделать еще один вывод: чем более искривлена скважина, тем менее актуальным становится знание и учет «точной» величины зазора по опорно-центрирующим элементам, особенно удаленным от долота более чем на 3–5 м, поскольку он уже не оказывает принципиального влияния на результаты расчета КНБК, что очень важно с практической точки зрения, так как из-за уширения ствола, износа элементов компоновки относительная погрешность в определении зазо-

ра может достигать 50–100 % и более (при малых величинах полуразности номинального диаметра скважины и диаметра элемента КНБК).

Более важное влияние на величины сил и прогибов компоновки, а, следовательно, и на результаты анализа функционирования КНБК в реальной скважине, выбор ее рациональных параметров, оказывает форма оси уже пробуренной части скважины, в которой расположена КНБК. Погрешности в описании оси скважины также могут быть заметными, и здесь имеет большое значение адекватность принимаемого уравнения аппроксимации.

При обычной частоте замера инклинометром через 10м, коэффициенты в уравнениях проекции кривой оси скважины на плоскость зенитного искривления XOY (ось OY перпендикулярна к оси OX и направлена вниз) следует рассчитывать методом наименьших квадратов по 4 (кроме забойной) точкам – через 10, 20, 30 и 40 м от забоя (в пределах активной части КНБК [4]). Расчеты можно вести по данным о замеренных зенитных углах α (с учетом азимута φ) или, что по многочисленным расчетам оказалось более целесообразным, по рассчитанным фактическим смещениям δ_φ оси скважины в этих точках. Эти смещения следует рассчитывать теми же методами, что и смещения по всей длине скважины (например, метод усреднения углов). Следует, однако, помнить, что "фактические" смещения δ_φ , все таки, являются расчетными, поскольку, к сожалению, не существует инструментальных методов замера этих смещений.

Фактические смещения $\delta_{\varphi_0}, \delta_{\varphi_{10}}, \delta_{\varphi_{20}}, \delta_{\varphi_{30}}, \delta_{\varphi_{40}}$ в плоскости XOY на расстоянии 0, 10, 20, 30 и 40 м от забоя (как нами принято для удобства) рассчитываются по формулам:

$$\begin{aligned} \delta_{\varphi_0} &= 0; \delta_{\varphi_{10}} = 10 \cdot \sin\left(\frac{\alpha_{10} - \alpha_0}{2}\right) \cos\left(\frac{\varphi_{10} - \varphi_0}{2}\right); \\ \delta_{\varphi_{20}} &= \delta_{\varphi_{10}} + 10 \cdot \sin\left(\frac{\alpha_{10} + \alpha_{20} - 2\alpha_0}{2}\right) \cos\left(\frac{\varphi_{10} + \varphi_{20} - 2\varphi_0}{2}\right); \\ \delta_{\varphi_{30}} &= \delta_{\varphi_{20}} + 10 \cdot \sin\left(\frac{\alpha_{20} + \alpha_{30} - 2\alpha_0}{2}\right) \cos\left(\frac{\varphi_{20} + \varphi_{30} - 2\varphi_0}{2}\right); \\ \delta_{\varphi_{40}} &= \delta_{\varphi_{30}} + 10 \cdot \sin\left(\frac{\alpha_{30} + \alpha_{40} - 2\alpha_0}{2}\right) \cos\left(\frac{\varphi_{30} + \varphi_{40} - 2\varphi_0}{2}\right), \end{aligned}$$

где $\alpha_0, \alpha_{10}, \alpha_{20}, \alpha_{30}, \alpha_{40}$ и $\varphi_0, \varphi_{10}, \varphi_{20}, \varphi_{30}, \varphi_{40}$ – зенитные углы и азимуты скважины у забоя и на расстоянии 10, 20, 30, 40 м от него.

Поскольку принимается, что ось OX является касательной к оси скважины у забоя, первые производные уравнений кривой оси при $X = 0$ должны быть равны нулю. Исходя из обозначенных условий, аппроксимирующее уравнение $\delta(x)$ можно принять в виде:

1. $\delta(x) = ax^2$ - кривая с постоянной кривизной $\mu(x) = \delta''(x) = 2a$ (парабола, второго порядка, $n = 2$); уравнение касательной $tg \xi(x) = \delta'(x) = 2ax$.

2. $\delta(x) = ax^2 + bx^3$ – кривая с линейно изменяющейся кривизной $\mu(x) = \delta''(x) = 2a + 6bx$ (кривая третьего порядка, $n = 3$); уравнение касательной $tg \xi(x) = \delta'(x) = 2ax + 3bx^2$.

3. $\delta(x) = ax^2 + bx^3 + cx^4$ – кривая с нелинейно изменяющейся кривизной $\mu(x) = \delta''(x) = 2a + 6bx + 12cx^2$ (кривая четвертого порядка, $n = 4$); уравнение касательной $tg \xi(x) = \delta'(x) = 2ax + 3bx^2 + 4cx^3$.

Таким образом, постоянные коэффициенты a, b, c рассчитываются по точкам $\delta_{\varphi_0}, \delta_{\varphi_{10}}, \delta_{\varphi_{20}}, \delta_{\varphi_{30}}, \delta_{\varphi_{40}}$ методом наименьших квадратов.

Как показывают расчеты дальнейшее увеличение порядка полиномов нецелесообразно ввиду ограниченного числа точек замеров и возможности возникновения ложных экстремумов.

Кривизна скважины считается положительной, если зенитный угол увеличивается по направлению к забоям.

На рис. 1 в качестве иллюстрации показаны фактическая и аппроксимирующая кривые оси скважины в зенитной плоскости $\delta(x)$ при следующих, произвольно назначенных исходных данных: призабойный интервал 1000–960 м; зенитные углы: 1000 м – 19,5°; 990 – 20°; 980 – 19°; 970 – 19,5°; 960 – 20°.

Из этого рисунка видно, насколько большим может быть различие в форме аппроксимирующих кривых и степени их соответствия фактической кривой оси скважины.

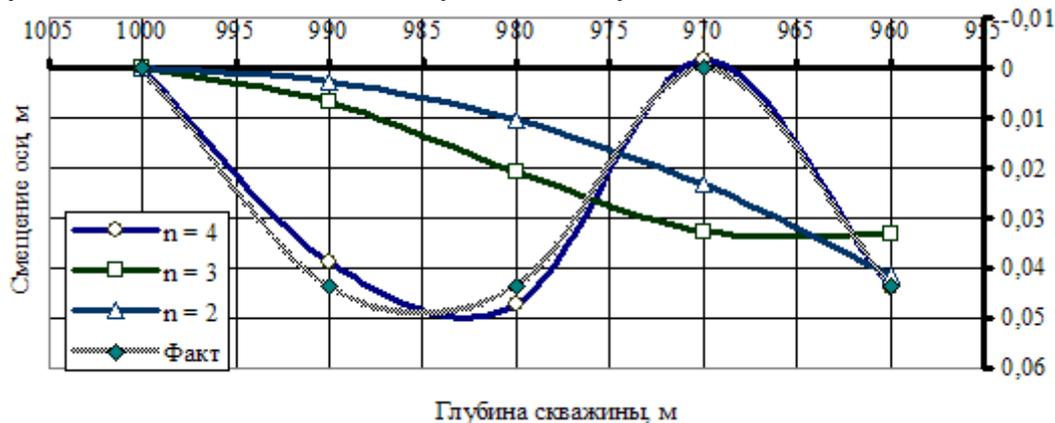


Рис. 1. Смещения оси скважины от оси X в зенитной плоскости (фактические и при аппроксимации кривой полиномами 2-й, 3-й и 4-й степени)

На рис. 2 и 3 представлены фактические величины боковой силы на долоте U_0 и угла наклона долота ξ_0 , полученные при расчете отклоняющей ориентируемой КНБК в зенитной плоскости при бурении скважины 3147 Нонг-Еганского месторождения в интервале 140 – 330 м. Компоновка включала в себя: 1 участок – долото FD 295,3 мм + переводник + вал (общая длина 0,98 м, наружный / внутренний диаметры 190/90 мм); 2 участок – шпindel ВЗД ДРУ 240 мм (длина 2,71 м, установочная муфта радиусом 122 мм – условный диаметр 244 мм); 3 участок – двигательная секция ДРУ 240 мм (длина 5,66 м); 4 участок – УБТ и переводник (203/100 мм длиной 10,8 м); далее диамагнитная УБТ 176 мм, телесистема 172 мм, ЛБТ 147 мм.

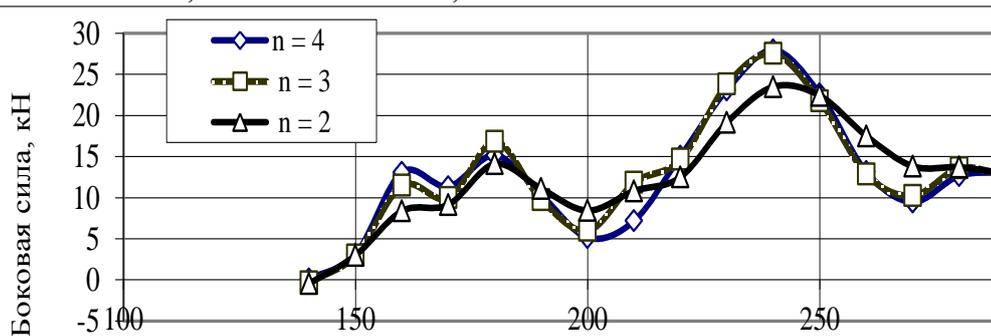


Рис. 2. Изменение боковой силы на долоте при бурении скважины 3147 Нонг-Еганского месторождения в интервале 140–330 м при расчетах с различной аппроксимацией кривой оси скважины

Расчет производился по формулам, приведенным в статье [5]. Осевая нагрузка на долото составляла, в среднем, 60 кН; пробные изменения в пределах, 30–150 кН практически не сказывались на величине поперечной силы на долоте и угле его наклона, и несущественно влияли на боковую силу, что соответствует общепринятым представлениям [4, 6].

Из рис. 2 и 3 следует, что в некоторых точках существуют, значительные расхождения в расчетных величинах боковой силы и угла наклона долота при вычислении этих показателей КНБК при различных видах аппроксимации формы кривой оси скважины. Укажем эти максимальные и средние расхождения:

- 1) по боковой силе U_0 :
 - (при $n = 4$ и 2) 4,5–4,7 кН (на глубинах 160 и 210 м); в среднем по интервалу бурения расхождение 46 %;
 - (при $n = 4$ и 3) 1,6–4,7 кН (на глубинах 160 и 210 м); в среднем по интервалу бурения расхождение 26 %;
- 2) по углу наклона долота ξ_0 :
 - (при $n = 4$ и 2) 0,09–0,13° (на глубинах 250 и 210 м); в среднем по интервалу бурения расхождение 32 %;
 - (при $n = 4$ и 3) 0,12–0,15° (на глубинах 230 и 210 м); в среднем по интервалу бурения расхождение 21 %.

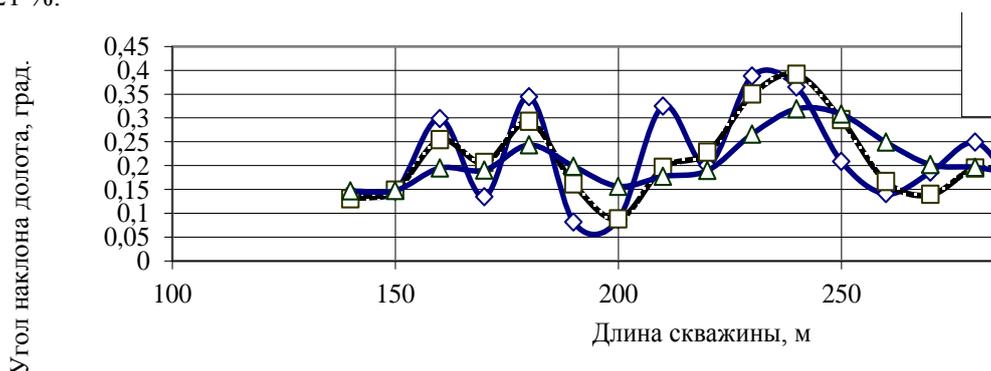


Рис. 3. Изменение угла наклона долота при бурении скважины 3147 Нонг-Еганского месторождения в интервале 140–330 при расчетах КНБК с различной аппроксимацией кривой оси скважины

Как оказывается, указанные расхождения достаточно значительные, учитывая, что средние величины U_0 и ξ_0 в этом интервале бурения скважины 3147 Нонг-Еганского месторождения составляют, соответственно, величины 13–14 кН и 0,21–0,22°.

Чтобы показать, чем вызваны эти расхождения, в таблице представлены фактические и полученные из аппроксимирующих формул смещения оси $\delta(x)$ призабойной части скважины 3147 Нонг-Еганского месторождения при забое 210 м, когда различия в величинах U_0 и ξ_0 были особенно большими.

Сопоставление фактических и расчетных смещений оси $\delta(x)$ скважины 3147 Нонг-Еганского месторождения при забое 210 м

Глубина скважины, м	Смещение оси скважины $\delta_y(x)$, мм				Ошибка, мм / %		
	Факт	Расчет, $n = 4$	Расчет, $n = 3$	Расчет, $n = 2$	$n = 4$	$n = 3$	$n = 2$
170	-1190,3	-1190,6	-1199,1	-1179,4	-0,3 / 0,03	-8,8 / 0,7	10,9 / 0,9
180	-669,6	-668,0	-640,6	-663,4	1,6 / 0,2	29,0 / 4,3	6,2 / 0,9
190	-245,0	-248,5	-269,7	-294,8	-3,5 / 1,4	-24,7 / 10,1	-49,8 / 20,3
200	-42,8	-38,1	-63,7	-73,7	4,7 / 11,0	-20,9 / 48,7	-30,9 / 72,2
210	0	0	0	0	-	-	-

Из таблицы видно большое расхождение расчетных смещений от фактических при $n = 3$ и $n = 2$, особенно, вблизи забоя скважины (до 24,7–49,8 мм) чем и обусловлены различия в величинах U_0 и ξ_0 .

В общем, с повышением степени полинома кривых аппроксимации до $n = 4$ ее точность всегда повышается. Как показывают расчеты, при $n = 4$ коэффициент детерминации R^2 редко бывает ниже 0,98–0,95. Поэтому, в дальнейшем, применяется именно такая аппроксимация.

Здесь уместно отметить различие понятий «интенсивность» или «темп» искривления скважины (отношение изменения зенитного угла $\Delta\alpha$ к длине ΔL , где это изменение произошло ($S = \Delta\alpha / \Delta L$) и «кривизна» скважины в проекции на соответствующую плоскость $\mu(x) = \delta''(x)$. Если интенсивность и кривизна величины постоянные, то при изменении азимута $\Delta\varphi \rightarrow 0$ $S \approx \mu$.

Относительно проектирования сложных, неориентируемых КНБК, включающих 2 и более центраторов, в рамках исследований [7–9], можно сказать, что они не теряют своей актуальности, поскольку составление таких компоновок исходя из условий $V_0 = \xi_0 = 0$ или $U_0 < 0$; $U_0 > 0$; $U_0 = 0$ для достижения планируемой постоянной (в том числе нулевой) интенсивности искривления S , пусть даже как некоей средней величины в заданном интервале бурения, в любом случае повышает эффективность КНБК.

Литература

1. Вудс Г., Лубинский А. Искривление скважин при бурении. М.: Гостоптехиздат, 1960. 161 с.
2. Callas N. P. Prediction borehole trajectories // Oil & Gas Journal, 1981, vol. 79, № 34. P. 129–133.
3. Лукьянов В. Т. Расчет траекторий бурящихся скважин / проблемы технологии сооружения газовых и газоконденсатных скважин. Сб. научных трудов. М.: ВНИИГАЗ, 1985. С. 9–16.
4. Григулецкий В. Г., Лукьянов В. Т. Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны. М.: Недра, 1990. 125 с.
5. Хнычкин Э. В., Пуля Ю. А., Лукьянов В. Т. Стабилизация зенитного угла наклонно направленных скважин при бурении компоновками с кривым переводником // НТЖ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОНГ, 2012. № 5. С. 18–22.
6. Гулизаде М. П. Турбинное бурение наклонных скважин. Баку: Азернефтнаучтехлит, 1959. 306 с.
7. Прохоренко В. В. Неориентируемые компоновки низа бурильной колонны для бурения скважин. Программное обеспечение // НТЖ Бурение и нефть. М.: 2002. № 7. С. 28–29.
8. Повалихин А. С. Устойчивость стабилизирующих КНБК с оптимальными размерами на проектной траектории // НТЖ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОНГ, 1995. № 4–5. С. 23–33.
9. Гречин Е. Г., Овчинников В. П. Расчет двухцентраторных компоновок с учетом условий бурения скважин в Западной Сибири // НТЖ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОНГ, 2007. № 4. С. 4–7.