

ПРО ВПЛИВ РОЗТАШУВАННЯ ТА РОЗМІРІВ СТАБІЛІЗАТОРА НА ВЕЛИЧИНУ ЗЕНІТНОГО КУТА

І.А. Васько, А.І. Васько

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (03422) 42153
e-mail: drill@nung.edu.ua

Розглядається питання взаємодії нижньої частини бурильної колони із стабілізатором з вибоєм та стінкою свердловини. Одержано аналітичні залежності для визначення відстані від долота до стабілізатора, нормальної складової реакції вибою на долото та напруженого стану напрямної ланки бурильної колони для умов стабілізації зенітного кута.

Ключові слова: стабілізатор, бурильна колона, нормальна складова реакції вибою на долото, зенітний кут, свердловина, долото, вибій.

Рассмотрен вопрос взаимодействия между нижней частью бурильной колонны со стабилизатором и забоем, а также стенкой скважины. Выведены аналитические зависимости для определения расстояния от долота до стабилизатора, а также нормальной составляющей реакции забоя на долото и напряжённо-го состояния направляющего участка бурильной колонны для условий стабилизации зенитного угла.

Ключевые слова: стабилизатор, бурильная колонна, нормальная составляющая реакции забоя на долото, зенитный угол, скважина, долото, забой.

Example of cooperation developed low parts of boring column there are stabilizer with the bottom and wall well. Lead out analytical dependences for determine distance from the bit to stabilizer, normal compound reaction of hollow on a chisel and a strain state direct district boring column for conditions stabilize zenithal corner.

Keywords: stabilizer, boring column, normal compound reaction of hollow on a chisel, zenithal corner, well, bit, bottom.

Відомо, що процес поглиблення свердловини значно ускладнюється через відхилення її осі від заданого (вертикального чи похилого) напрямку. Це відбувається з ряду причин, обумовлених впливом геологічних, технологічних та технічних чинників, котрі формують величину та напрям сили, що діє на долото. Тому питання підтримання зенітного кута, котрими впродовж багатьох років займалися і займаються численні виробничники, окремі науковці та науково-дослідні організації, досі залишається актуальним.

Спільними працями науковців було досягнуто значне зменшення інтенсивності викривлення свердловин та вироблено окремі рекомендації стосовно величини зазорів між стабілізатором і стінкою свердловини, а також визначено оптимальні довжини стабілізатора. Зокрема Калінін А.Г. [3], Рибчич І.Й. [2] та інші вважають, що необхідною є довжина стабілізатора три метри і більше, а зазор між стабілізатором і стінкою свердловини не повинен перевищувати трьох-чотирьох міліметрів. Однак даних про вплив таких параметрів, як геометричні розміри напрямної ланки бурильної колони, навантаження на долото чи густина бурового розчину на величину кута стабілізації, вони не подають.

Авторами статті проведено аналітичне дослідження взаємодії між бурильною колоною із стабілізатором та вибоєм і стінкою свердловини із врахуванням згаданих параметрів на величину кута стабілізації з метою виведення аналітичних залежностей для оцінки впливу згаданих вище параметрів на величину кута стабілізації. При цьому вважатимемо, що стабі-

лізатор є жорсткою ланкою бурильної колони, вісь якого збігається з віссю свердловини, а наявності зазору – нахиляється на деякий кут.

Розрахункову схему зображено на рисунку 1.

Безрозмірне диференціальне рівняння пружної осі напрямної ланки колони за Зего П. [3] має вигляд:

$$\frac{d^3 U(x)}{dx^3} = -(x_2 - x) \frac{dU(x)}{dx} + x + h. \quad (1)$$

Проінтегрувавши рівняння (1) по частинах з використанням апроксимуючої функції

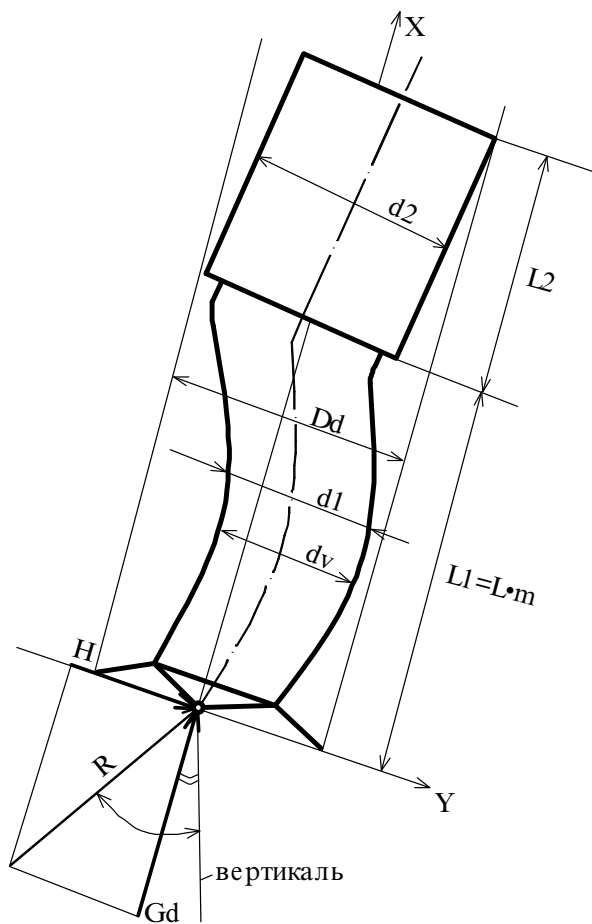
$$U_a(x) = Ax^3 + Bx^2 + Cx + D \quad (2)$$

отримаємо:

$$\frac{d^2 U(x)}{dx^2} = -(x_2 - x) U_a(x) - \int_0^x U_a(x) dx + \frac{x^2}{2} + hx + K1. \quad (3)$$

$$\frac{dU(x)}{dx} = -(x_2 - x) \int_0^x U_a(x) dx - 2 \int_0^x \int_0^x U_a(x) dx dx + \frac{x^3}{6} + h \frac{x^2}{2} + K1x + L3, \quad (4)$$

$$U(x) = -(x_2 - x) \int_0^x \int_0^x U_a(x) dx dx - 3 \int_0^x \int_0^x \int_0^x U_a(x) dx dx dx + \frac{x^4}{24} + h \frac{x^3}{6} + K1 \frac{x^2}{2} + L3 \cdot x + M1. \quad (5)$$



$L1$ та $L2$ – довжина напрямної ланки та опорної поверхні стабілізатора відповідно;
 $d1$, dv і $d2$ – зовнішній та внутрішній діаметри напрямної ланки і діаметр опорної поверхні стабілізатора відповідно;
 Dd – діаметр долота;

H і Gd – нормальна та осьова компоненти реакції вибою на долото відповідно

Рисунок 1 – Розрахункова схема для дослідження взаємодії між бурильною колоною зі стабілізатором та вибоєм і стінкою свердловини

У рівняннях (2) – (5) є 16 невідомих, для знаходження яких задамось такими граничними умовами:

$$U(0) = U_a(0) = 0; \quad U(L) = U_a(L) = R2;$$

$$U\left(\frac{1}{3}L\right) = U_a\left(\frac{1}{3}L\right);$$

$$\frac{d^2U(0)}{dx^3} = 0; \quad \frac{dU(L)}{dx} = K; \quad (6)$$

$$U\left(\frac{2}{3}L\right) = U_a\left(\frac{2}{3}L\right).$$

Дані граничні умови дозволяють знайти 8 невідомих $A, B, C, D, K1, L3, M1, h$, виразивши їх через 8 інших $Dd, d1, dv, d2, Gd, \rho_{pr}, \alpha, L1$, які будемо вважати відомими параметрами (па-

раметрами, що задаються) або $L2$. Для переведення розмірних параметрів у безрозмірні використано такі залежності:

$$I = \frac{\pi}{64} (d1^4 - dv^4);$$

$$q = \frac{\pi}{4} (d1^2 - dv^2) \cdot (\rho_m - \rho_{pr}); \quad (7)$$

$$L = \frac{L1}{m}; \quad m = 3 \sqrt{\frac{EI}{q \cdot \cos \alpha}};$$

$$R2 = \frac{Dd - d2}{2m \cdot \text{tg} \alpha}; \quad x_2 = \frac{Gd}{m \cdot q \cdot \cos \alpha}.$$

Тоді

$$K = \left\{ L1 \cdot \sin \left[a \sin \left(\frac{Dd - d2}{L2} \right) - a \sin \left(\frac{Dd - d2}{2L1} \right) \right] \right\} \times \{ (L1 + L2) \cdot \text{tg} \alpha \}^{-1}. \quad (8)$$

Для знаходження коефіцієнтів A і B використано умову рівності функцій U та U_a в заданих точках осі свердловини. З врахуванням сказаного, одержано:

$$W1 = -\frac{1}{48} \cdot \left[(2Y^3 - 3Y^2L + L^3) \cdot \left(\frac{R2}{L} + 1 \right) + 24 \frac{R2}{L} \left(1 - \frac{Y^2}{L^2} \right) \cdot \left(K \cdot \frac{L}{R2} - 1 \right) \right];$$

$$AW2 = A \cdot \left[Y^2 - L^2 + \frac{x_2}{20} \cdot (Y^2 - L^2)^2 - \frac{1}{40} Y^5 + \frac{1}{24} Y^3 L^2 - \frac{1}{60} L^5 \right];$$

$$BW3 = B \cdot \left[Y - L + \frac{x_2}{24} \cdot (2Y^3 - 3K^2L + L^3) - \frac{1}{3} Y^4 + \frac{1}{24} Y^3 L + \frac{1}{240} Y^2 L^2 - \frac{1}{80} L^4 \right]. \quad (9)$$

$$\text{При } Y = \frac{1}{3}L \text{ маємо } B = \frac{W1 - A_n \cdot W2}{W3};$$

$$\text{При } Y = \frac{2}{3}L \text{ маємо } A = \frac{W1 - B_n \cdot W3}{W2};$$

Тут A_n і B_n – наближені значення коефіцієнтів A і B відповідно.

Використовуючи задані граничні умови, знаходимо:

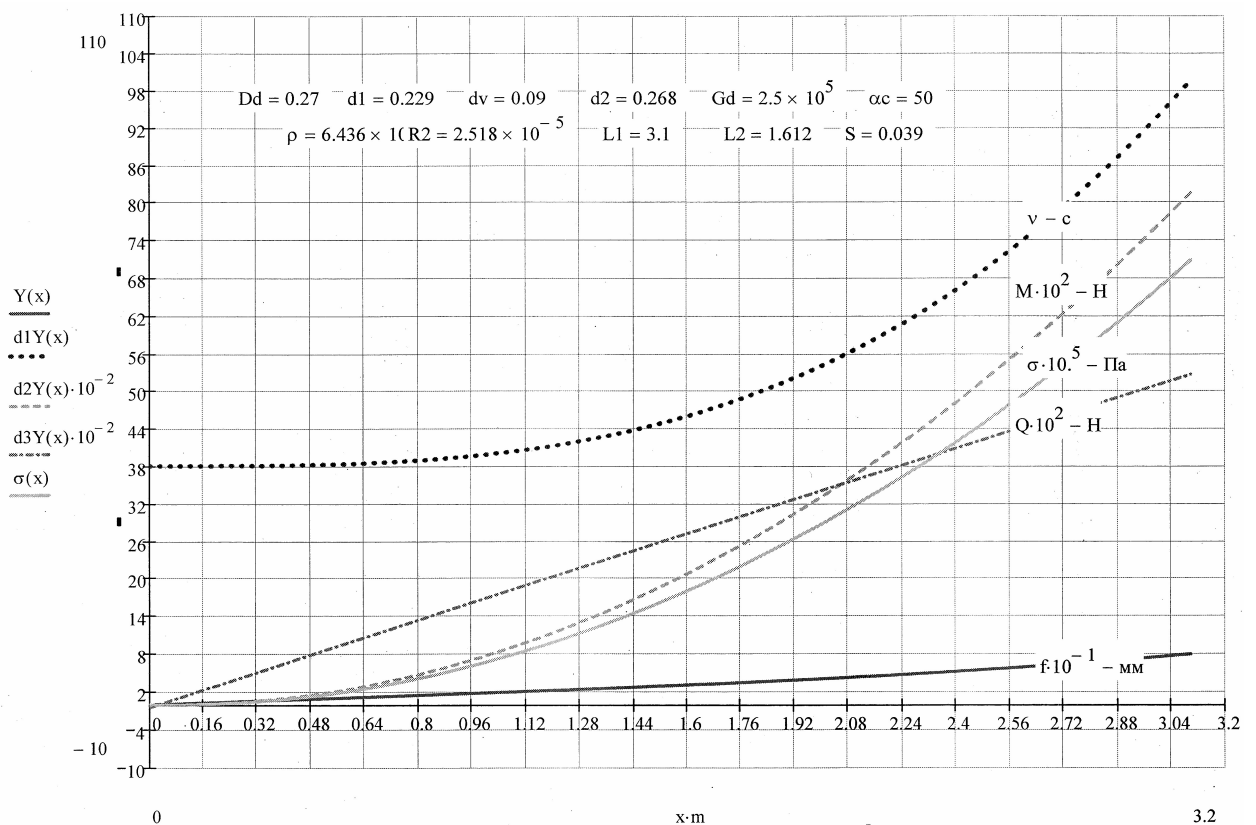
$$K1 = 0; \quad M1 = 0; \quad D = 0;$$

$$C = \frac{R2}{L} - AL^2 - BL;$$

$$L3 = (x_2 - L) \cdot L^2 \cdot \left(\frac{1}{4} AL^2 + \frac{1}{3} BL + \frac{1}{2} C \right) + L^3 \cdot \left(\frac{1}{40} AL^2 + \frac{1}{6} BL + \frac{1}{3} C \right) - \frac{L^3}{6} - h \frac{L^2}{2};$$

Таблиця 1 – Залежності довжин КНБК L1 та L2 від кута стабілізації

Кут стабілізації α , град	КНБК-1		КНБК-2		КНБК-3	
	L1, м	L2, м	L1, м	L2, м	L1, м	L2, м
1	10,52	5,5	8,7	4,34	7,82	4,12
2	9,02	4,5	7,55	3,53	6,95	3,25
3	8,31	3,98	6,85	3,15	6,2	2,89
4	8,22	3,6	6,25	2,94	5,6	2,69
5	7,07	3,52	5,8	2,79	5,23	2,54
7	6,61	3,2	5,25	2,57	4,75	2,33
10	6,15	2,9	4,72	2,34	4,25	2,13
15	5,64	2,6	4,2	2,12	3,8	1,92
20	5,35	2,4	3,82	1,98	3,43	1,77
23	5,26	2,3	3,66	1,92	3,28	1,73
25	5,18	2,25	3,6	1,88	3,24	1,69
30	4,98	2,15	3,46	1,8	3,11	1,62
45	4,42	2,0	3,24	1,64	2,92	1,47
60	3,86	1,95	3,14	1,55	2,79	1,39
75	3,72	1,9	3,07	1,51	2,75	1,35
89	3,57	1,89	3,0	1,5	2,71	1,34



Gd – навантаження на долото; $d1, dv, d2$ та Dd – відповідно зовнішній, внутрішній діаметри напрямної ланки, діаметри опорної поверхні стабілізатора та долота; ρ – густина промивальної рідини; α – кут стабілізації; $L1$ та $L2$ – відповідно довжини напрямної ланки та опорної поверхні стабілізатора; $R2$ – радіальний зазор між стабілізатором та стінкою свердловини; f, v, M, Q, σ – відповідно стріла прогину, кут нахилу дотичної до осі свердловини, згинальний момент, поперечна сила та напруження згину

Рисунок 2 – Напружений стан КНБК у випадку застосування стабілізатора

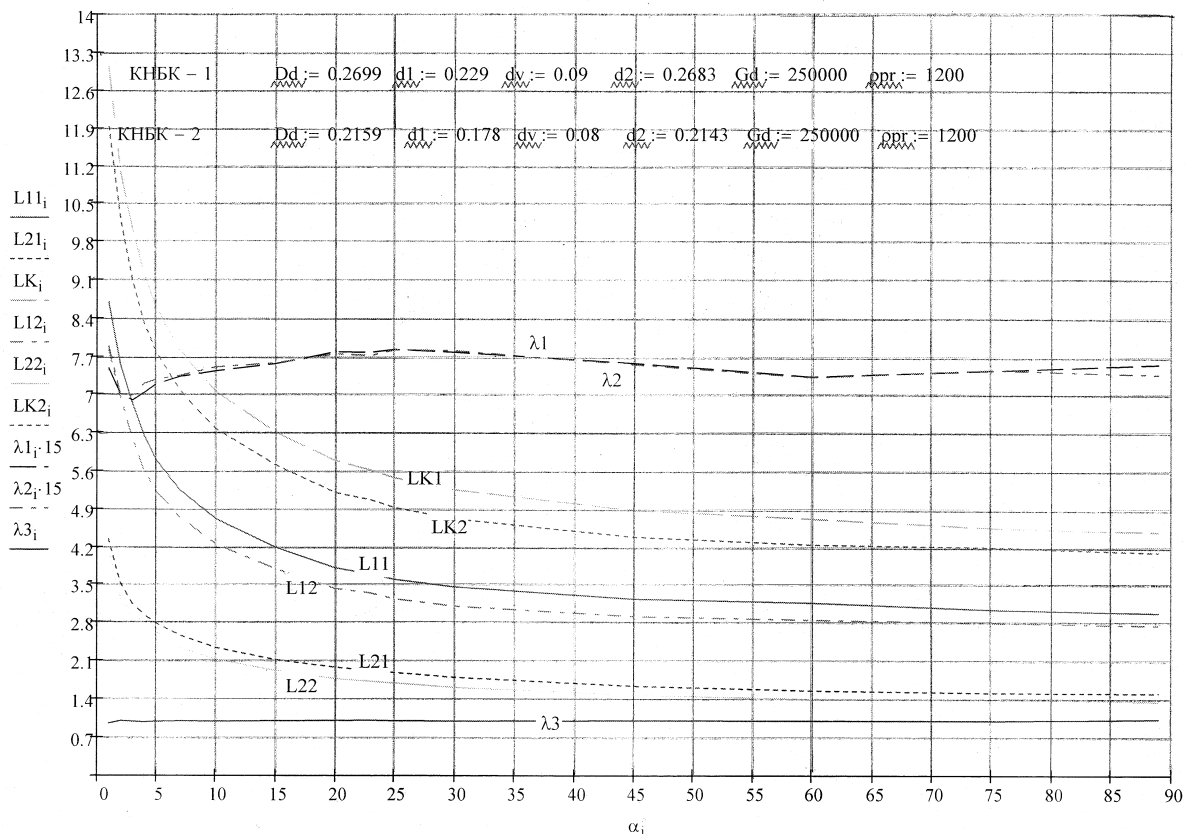


Рисунок 3 – Залежності довжин плечей КНБК L1, L2 та LK від кута стабілізації

$$L = \frac{8}{3} \cdot \left[-x_2 \left(\frac{2}{5} AL^2 + \frac{1}{4} BL - \frac{R2}{L} \right) - \frac{1}{40} BL^2 - 3 \frac{R2}{L^3} \cdot \left(\frac{L^3}{8} + \left(1 - K \frac{L}{R2} \right) \right) \right]; \quad (10)$$

$$h = -x_2 \cdot \left(\frac{2}{5} AL^2 + \frac{1}{4} BL - \frac{R2}{L} \right) - \frac{1}{40} BL^2 - \frac{3}{8} L - 3 \frac{R2}{L^3} \left[\frac{1}{8} L^3 + \left(1 - K \frac{L}{R2} \right) \right]. \quad (11)$$

При розкритті інтегралів у рівняннях (3) – (5) із врахуванням знайдених коефіцієнтів та постійних інтегрування вони набувають вигляду:

$$\left. \begin{aligned} \frac{d^2U(x)}{dx^2} &= -(x_2 - x) \cdot x \cdot (Ax^2 + Bx + C) - \\ &- x^2 \cdot \left(\frac{1}{4} Ax^2 + \frac{1}{3} Bx + \frac{1}{2} C \right) + \frac{x^2}{2} + hx; \\ \frac{dU(x)}{dx} &= -(x_2 - x) \cdot x^2 \cdot \left(\frac{1}{4} Ax^2 + \frac{1}{3} Bx + \frac{1}{2} C \right) - \\ &- x^3 \cdot \left(\frac{1}{10} Ax^2 + \frac{1}{6} Bx + \frac{1}{3} C \right) + \frac{x^3}{6} + h \frac{x^2}{2} + L^3; \\ U(x) &= -(x_2 - x) \cdot x^3 \cdot \left(\frac{1}{20} Ax^2 + \frac{1}{12} Bx + \frac{1}{6} C \right) - \\ &- x^4 \left(\frac{1}{40} Ax^2 + \frac{1}{20} Bx + \frac{1}{8} C \right) + \frac{x^4}{24} + h \frac{x^3}{6} + L^3 \cdot x; \\ \frac{d^3U(x)}{dx} &= -(x_2 - x) \cdot \frac{dU(x)}{dx} + x + h. \end{aligned} \right\} \quad (12)$$

$$\begin{aligned} h &= -(x_2 - L) \cdot \left(\frac{2}{5} AL^2 + \frac{1}{4} BL - \frac{R2}{L} \right) - \frac{2}{5} AL^3 - \\ &- \frac{11}{40} BL^2 + \frac{5}{8} R2 - \frac{3}{8} L + 3 \frac{R2}{L^3} \left(K \frac{L}{R2} - 1 \right); \end{aligned} \quad (13)$$

$$L = \frac{8}{3} \cdot \left[-x_2 \left(\frac{2}{5} AL^2 + \frac{1}{4} BL - \frac{R2}{L} \right) - \frac{1}{40} BL^2 - R2 \left[\frac{3}{8} - \frac{3}{L^3} \left(K \frac{L}{R2} - 1 \right) \right] \right] \quad (14)$$

Для знаходження невідомих h , U та $L1$ або $L2$ і реалізації одержаних залежностей розроблено спеціальні програми для ЕОМ на мові Mathcad, які передбачають два варіанти розв'язку:

а) при заданій довжині напямної ланки $L1$;

б) при заданій довжині стабілізатора $L2$.

В таблиці 1 наведено залежності довжин КНБК $L1$ та $L2$ від кута стабілізації.

На рисунках 2 і 3 зображено результати розв'язку одержаних залежностей для конкретного випадку.

Аналіз результатів розв'язку для різних вихідних даних свідчить, що із збільшенням кута стабілізації довжини плечей КНБК $L1$ та $L2$ зменшуються, а вплив навантаження на долото та густини бурового розчину є незначним. Співвідношення довжин верхнього та нижнього плечей КНБК вказано на рисунку 3.

Висновки та завдання

Результати розрахунків, зведені до таблиці 1 та зображені на рисунку 3, можуть бути використані для проектування параметрів КНБК, що забезпечать заданий кут стабілізації.

Для інших розмірів доліт та елементів КНБК необхідно провести розрахунки відповідно до викладеної методики.

Література

1 Калинин А.Г. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. / А.Г. Калинин, Б.А. Никитин, К.М. Солодкий и др. – М.: Недра, 1997. – 648 с.

2 Мислюк М.А. Буріння свердловин: довідник / М.А.Мислюк, І.І. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 292с. – т.3. – Вертикальне та скероване буріння.

3 Вудс Г. Искривление скважин при бурении / Г. Вудс, А. Лубинский – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 161с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

13.10.10

Рекомендована до друку професором

Я.С.Коцуличем