

Список літератури

1. R. Komine et N. Ogata. Prediction for swelling characteristics of compacted bentonite. Canadian Geotechnical Journal, 33, pages 11-22, 1996.
2. F.T. Madsen et M. Muller-Vomnoos. Swelling pressure calculated from mineralogical properties of a Jurassic opalinum shale, Switzerland. Clays and Clay Minerals, 33, pages 109-129, 1985.
3. J.K. Mitchell. Fundamentals of soil behavior, pages 111-130. Number 2. New-York, John Wiley & Sons edition, 1993.
4. R.N. Yong et A.M.O. Mohamed. A study of particle interaction energies in wetting of unsaturated expansive clays. Canadian Geotechnical Journal, 29, pages 1060-1070, 1992.
5. L. Dormieux, P. Barboux, O. Coussy, et, P. Dangla. A macroscopic model for the swelling phenomenon of a saturated clay. European Journal of Mechanics of solids, 14 (6), pages 981-1004, 1995.

*Рекомендовано до публікації д.т.н. Бойком В.А.
Надійшла до редакції 21.03.2012*

УДК 622.245.23

© Р.В. Рачкевич, А.С. Величкович, В.В. Гриців, А.А. Козлов, І.О. Рачкевич

НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНИЙ СТАН БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ У КРИВОЛІНІЙНОМУ СТОВБУРІ СВЕРДЛОВИНИ ІЗ ВИРОБКАМИ СТІНОК

В статті проаналізовано напружено-деформований стан бурильної колони у криволінійній ділянці свердловини, на стінках якої утворилися жолоб або каверна. Додатково визначено силу взаємодії бурильної колони із дном жолоба або каверни.

В статье проанализировано напряженно-деформационное состояние бурильной колонны в криволинейном участке скважины, на стенках которой образовались желоб или каверна. Дополнительно определено силу взаимодействия бурильной колонны с дном желоба или каверны.

In this article deflected mode of drill column in curved section of borehole is analysed. At that it is considered, that chute or rock cavity is present on a side of hole. In addition strength interaction between the drill column and the bottom of chute or rock cavity is defined.

Буріння свердловин для видобування нафти і газу часто супроводжується непередбачуваними зупинками технологічного процесу. Так у БУ «Укрбургаз» за період з 2007 по 2009 рр. сталося 73 ускладнення та 14 аварій. Із них 39 пов'язано із утворенням жолобних виробок та порушенням цілісності стінок стовбура, що становить 45 % від загальної кількості ускладнень та аварій.

Наприклад, 4-го квітня 2007 р. на свердловині № 300 Веселівської площі після підйому бурильної колони виявилось, що в стовбурі залишилась компонувка низу колони та бурильні труби діаметром 127 мм довжиною 38 м. Причиною роз'єднання бурильної колони було потрапляння її в жолобну виробку.

27 листопада 2007 року проводилось пророблення стовбура свердловини № 4 Чкалівської площі. В ході підйому бурильної колони, при знаходженні долота на глибині 1340 м, відбулося прихоплення внаслідок потрапляння в жолобну виробку.

Крупна аварія сталася при бурінні третього стовбура свердловини № 1 Комишнянського нафтогазоконденсатного родовища. Причиною руйнування труб були значні знакозмінні напруження в кавернозній частині ствола. Після інклінометричного дослідження свердловини на інтервалі 4182 – 4205 було виявлено каверни, діаметр яких становив 500 мм.

Відтак можна зробити висновок про необхідність подальших досліджень взаємодії бурильної колони із стінками необсадженого стовбура свердловини.

В роботі [1] нами розглянуто напружено-деформований стан (НДС) бурильної колони у прямолінійному стовбурі свердловини в місці утворення жолоба або каверни. Механізм утворення останніх детально описано в працях [2 – 4], тому в даній роботі упустимо розгляд цих питань, натомість розглянемо методику аналізу напружено-деформованого стану бурильної колони у криволінійному стовбурі свердловини у місці утворення жолоба або каверни.

Розглянемо випадок, коли бурильна колона не доторкається до дна виробки як для випадку збільшення так і для випадку зменшення зенітного кута (рис. 1).

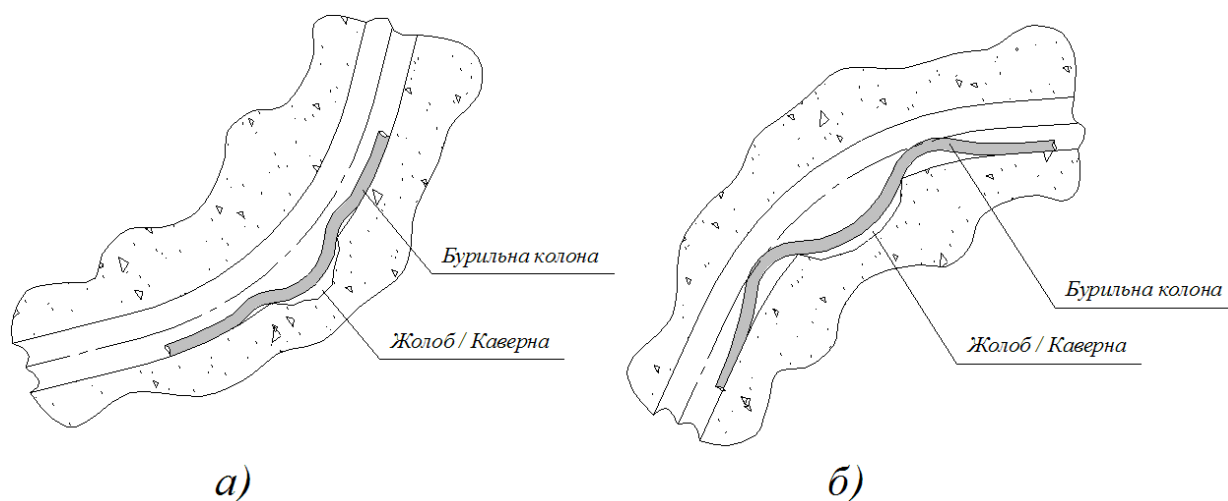


Рис. 1. Бурильна колона у криволінійному стовбурі свердловини з виробкою (не доторкається до дна виробки)

Змодельюємо колону бурильних труб у вигляді статично невизначеної балки на 4-х опорах [1]. Згідно із [1], функції пружних осей для кожного із трьох прогонів матимуть вигляд:

$$y_1(z_1) = \sin\left(\sqrt{\frac{S}{EI}} z_1\right) C_2 + \cos\left(\sqrt{\frac{S}{EI}} z_1\right) C_1 - \frac{z_1(q_n l^2 + 2M_1 - q_n z_1 l)S - 2EIq_n l}{2l S^2}; \quad (1)$$

$$y_2(z_2) = \sin\left(\sqrt{\frac{S}{EI}} z_2\right) C_4 + \cos\left(\sqrt{\frac{S}{EI}} z_2\right) C_3 - \frac{S(q_n(l-z_2)l_m^2 + (q_n(l-z_2))^2 - M_1)l_m - 2(M_1 - M_2)(l-z_2) - 2EI l_m q_n}{2l_m S^2}; \quad (2)$$

$$y_3(z_3) = \sin\left(\sqrt{\frac{S}{EI}} z_3\right) C_6 + \cos\left(\sqrt{\frac{S}{EI}} z_3\right) C_5 +$$

$$+ \frac{2S(q_n l^2 + q_n l(l_m - z_3) - 2M_2)(l + 0,5l_m - 0,5z_3) - 2EI l q_n}{2lS^2}, \quad (3)$$

де S – осьова сила; EI – жорсткість бурильної колони на згин; $C_1 \dots C_6$ – змінні інтегрування; q_n – перпендикулярна до осі свердловини складова ваги одиниці довжини бурильної колони; l , l_m – довжини відповідних прогонів балки; M_1 , M_2 – згинальні моменти в кінці першого та другого прогонів відповідно.

Числові значення величин $C_1 \dots C_6$, M_1 та M_2 визначаємо із системи крайових умов

$$\begin{cases} y_1(0) = 0; \\ y_1(l) = l_{BD}; \\ y_2(l) = l_{BD}; \\ y_2(l + l_m) = l_{BD}; \\ y_3(l + l_m) = l_{BD}; \\ y_3(2l + l_m) = 0; \\ y'_1(l) = y'_2(l); \\ y'_2(l + l_m) = y'_3(l + l_m). \end{cases} \quad (4)$$

Для розв'язку системи (4) необхідно обчислити довжини l та l_m , які, згідно із розрахунковою схемою, що зображена на рисунку 2, рівні:

$$l = l_{BC} - (R_C + R_H - r) \sin \beta; \quad (5)$$

$$l_m = 2(R_C + R_H - r) \sin \beta; \quad (6)$$

$$l = l_{BC} - (R_C - R_H + r) \sin \beta; \quad (7)$$

$$l_m = 2(R_C - R_H + r) \sin \beta. \quad (8)$$

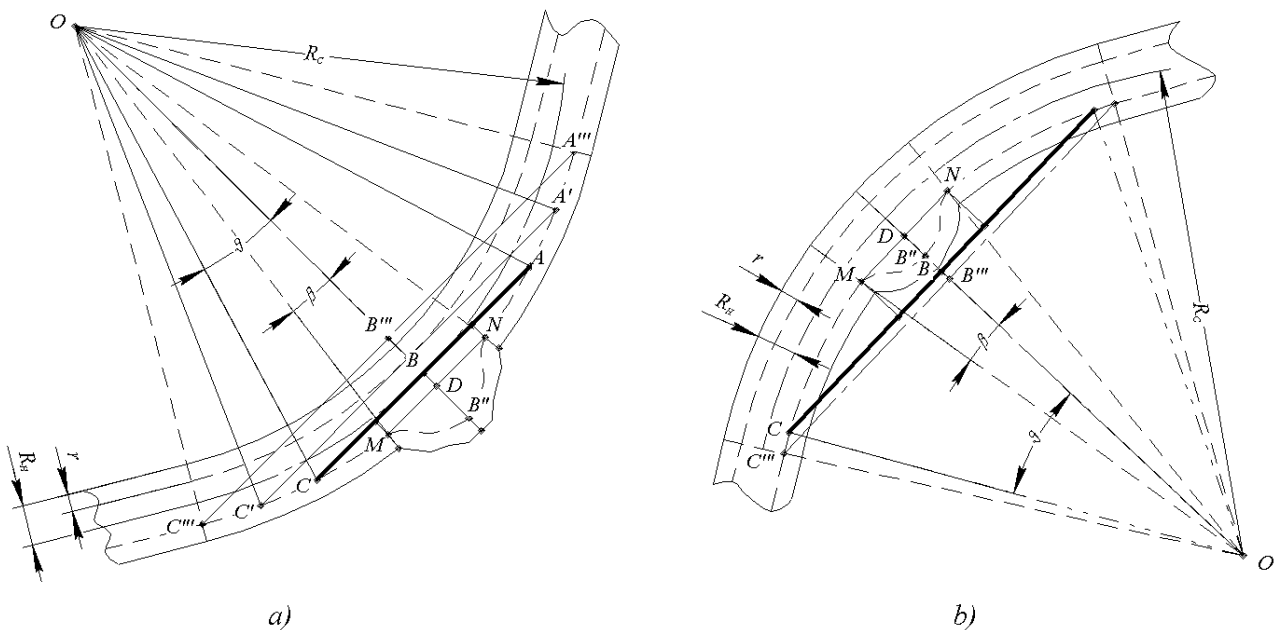


Рис. 2. Схеми для визначення крайових умов

Формули (5) та (6) використовуються для випадку набору зенітного кута (рис. 2 а), а формули (7) та (8) – для випадку зменшення зенітного кута (рис. 2 б).

Розрахунок довжини l_{BD} також проводиться опираючись на рисунок 2, з якого маємо

$$l_{BD} = (R_C + R_H - r) \cos \beta - \sqrt{(R_C + R_H - r)^2 - l_{CB}^2}; \quad (9)$$

$$l_{BD} = -(R_C - R_H + r) \cos \beta - \sqrt{(R_C - R_H + r)^2 - l_{BC}^2}. \quad (10)$$

де R_C – радіус заокруглення криволінійної ділянки свердловини; R_H – радіус свердловини; r – зовнішній радіус бурильної колони.

У випадку збільшення зенітного кута, слід використовувати формулу (9), а для зменшення – (10).

Величина кута β рівна

$$\beta = \frac{l_D}{2R_C}, \quad (11)$$

де l_D – протяжність жолоба або каверни вздовж осі свердловини.

Нормальна складова власної ваги бурильної колони рівна

$$q_n = q \sin\left(\frac{\alpha_1 + \alpha_2}{2}\right), \quad (12)$$

де α_1, α_2 – відповідно зенітні кути на початку та закінченні криволінійної ділянки свердловини; q – вага одиниці довжини бурильної колони.

Осьова сила визначається із формули [5]:

$$S = -(Q_1 + Q_2), \quad (13)$$

де Q_1 – осьова сила розтягу, що створюється ділянкою бурильної колони, яка знаходиться нижче криволінійного стовбура; Q_2 – осьова сила розтягу, що створюється ділянкою бурильної колони між точками C та C''' (див. рис. 2).

Величину Q_2 визначимо, використовуючи методику, викладену в роботі [5], згідно з якою

$$Q_2 = q l_{CC'''} \left(\frac{\sin \alpha_{beg} + \mu \cos \alpha_{beg} - \sin \alpha_{end} - \mu \cos \alpha_{end}}{\alpha_{beg} - \alpha_{end}} \right), \quad (14)$$

де μ – коефіцієнт тертя між стінкою свердловини та бурильною колоною в буровому розчині.

Всі інші величини визначаються за формулами (див. рис. 2)

$$l_{CC'''} = (R_C + R_H - r) \left(\frac{\alpha_2 - \alpha_1}{2} - \vartheta \right); \quad (15)$$

$$l_{CC'''} = (R_C - R_H + r) \left(\frac{\alpha_1 - \alpha_2}{2} - \vartheta \right); \quad (16)$$

$$\vartheta = \arcsin\left(\frac{l_{BC}}{R_C + R_H - r}\right); \quad (17)$$

$$\vartheta = \arcsin\left(\frac{l_{BC}}{R_C - R_H + r}\right); \quad (18)$$

$$\alpha_{beg} = \alpha_1 + \frac{\alpha_2 - \alpha_1}{2} + \vartheta; \quad (19)$$

$$\alpha_{beg} = \alpha_1 - \frac{\alpha_1 - \alpha_2}{2} - \vartheta; \quad (20)$$

$$\alpha_{end} = \alpha_2. \quad (21)$$

Як і для вище згаданих випадків, формули (15), (17), (19) слід використовувати для розрахунків при збільшенні зенітного кута, а формули (16), (18) та (20) – зменшенні зенітного кута.

Для визначення величин згідно з формулами (5), (7), (9), (10), (17), (18) необхідно задатися величиною l_{BC} , яка вибирається з умови, що

$$\vartheta_{beam} = \vartheta, \quad (22)$$

де ϑ_{beam} – кут повороту перерізу балки на її початку.

З практичної точки зору підбір довжини l_{BC} може реалізовуватися наступним чином. Вибирається система координат, де по осі абсцис відкладається величина l_{BC} , а по осі ординат – кут ϑ . В цій системі координат одночасно будується дві функції. Перша – згідно із формулою (17) (або формулою (18), коли розглядається випадок зменшення зенітного кута), а друга за наступною формулою:

$$\vartheta_{beam} = \arctan \frac{d y_1(z_1)}{d z_1}. \quad (23)$$

Значення аргументу l_{BC} у вказаних функціях змінюється від величини l_{MD} до величини $l_{B''C''}$, які, згідно із рисунком 2, можна визначити за формулами

$$l_{MD} = (R_C + R_H - r) \sin \beta; \quad (24)$$

$$l_{MD} = (R_C - R_H + r) \sin \beta; \quad (25)$$

$$l_{B''C''} = (R_C + R_H - r) \sin\left(\frac{\alpha_2 - \alpha_1}{2}\right); \quad (26)$$

$$l_{B''C''} = (R_C - R_H + r) \sin\left(\frac{\alpha_1 - \alpha_2}{2}\right). \quad (27)$$

У випадку збільшення зенітного кута використовуємо залежності (24) та (26), зменшення – (25) та (27).

Абсциса точки перетину цих функцій і є необхідна довжина l_{BC} , яку необхідно надалі використовувати для визначення напружень.

Перед початком обчислення нормальних напружень згину необхідно перевірити виконання наступної умови

$$y_2(l + 0,5l_m) < l_{BB''}, \quad (28)$$

де

$$l_{BB''} = R_C + R_{HD} - r - \sqrt{(R_C + R_{HD} - r)^2 - l_{CB}^2}; \quad (29)$$

$$l_{BB''} = \sqrt{(R_C - R_{HD} + r)^2 - l_{CB}^2} - (R_C - R_{HD} + r). \quad (30)$$

Тут R_{HD} – радіус стовбура свердловини у місці жолоба або каверни.

Як і для попередніх випадків, рівності (29) та (30) використовуються відповідно для зростання та спадання zenітного кута.

Виконання умови (28) свідчить про те, що бурильна колона не доторкається до дна жолобу чи каверни. Отже напруження згину можна визначити за формулами

$$\sigma_1(z_1) = \frac{EI y_1''(z_1)r}{I}, \quad (31)$$

$$\sigma_2(z_2) = \frac{EI y_2''(z_2)r}{I}, \quad (32)$$

$$\sigma_3(z_3) = \frac{EI y_3''(z_3)r}{I}. \quad (33)$$

В протилежному випадку необхідно використовувати методика зазначену нижче.

Розглянемо випадок, коли бурильна колона доторкається до дна виробки як при збільшенні так і при зменшенні zenітного кута (рис. 3).

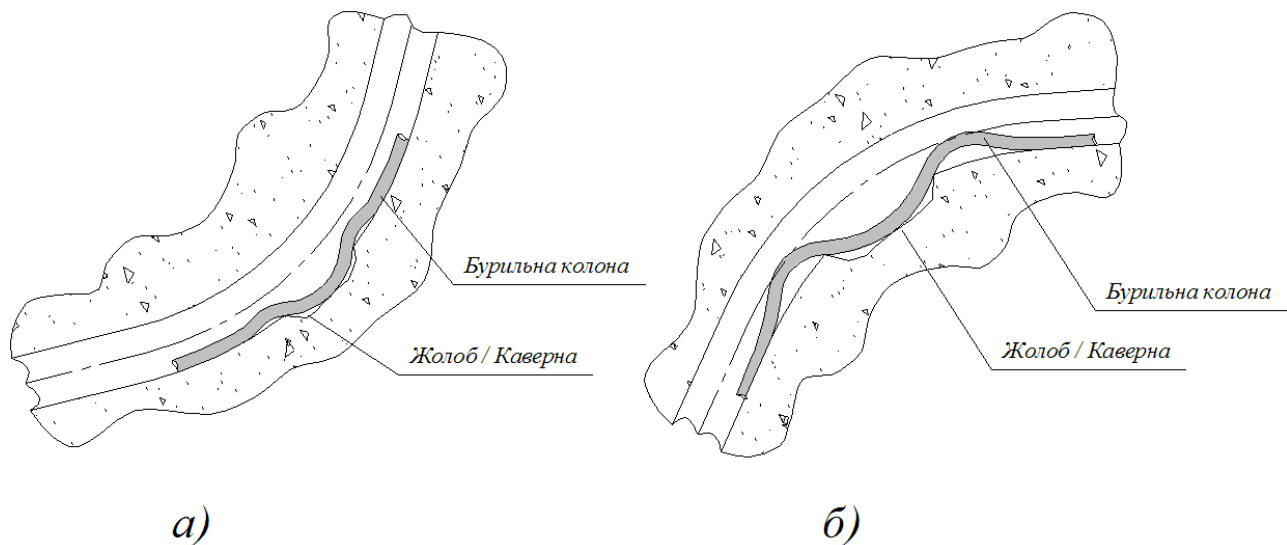


Рис. 3. Бурильна колона у криволінійному стовбурі свердловини з виробкою (доторкається до дна виробки): а) – випадок збільшення zenітного кута; б) – випадок зменшення zenітного кута.

Для визначення нормальних напружень згину для даного випадку, скористаємося розрахунковою схемою чотирьохпрогонної тричі статично невизначеної балки на 5-ти опорах. Як і в роботі [1], балку навантажено розподіленим зусиллям та осьювою силою. Для аналізу напружено-деформованого стану такої балки скористаємося методом, що описаний у праці [6]. Для цього умовно розділимо балку на чотири прогони, так, як це показано на рисунку 4.

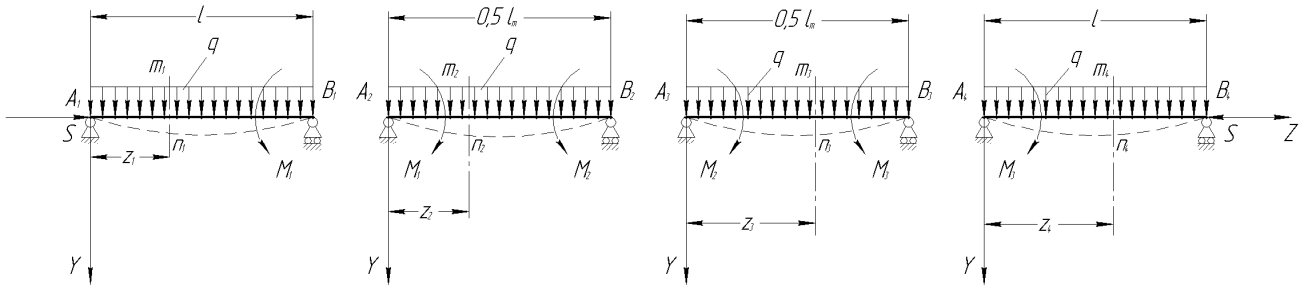


Рис. 4. Розрахункова модель для аналізу НДС чотирьохпрогонної статично невизначеної балки

Враховуючи те, що балка насправді суцільна, в місцях її «розриву» необхідно додатково прикласти згинальні моменти M_1 , M_2 та M_3 . Відтак, диференціальні рівняння пружної осі матимуть вигляд

$$EI \frac{d y_1(z_1)}{d z_1} = - \frac{0,5q_n l^2 + M_1}{l} z_1 + 0,5q_n z_1^2 - S y_1(z_1); \quad (29)$$

$$EI \frac{d y_2(z_2)}{d z_2} = - \frac{q_n l_m^2 - 8M_1 + 8M_2}{4l_m} z_2 + 0,5q_n z_2^2 - M_1 - S y_2(z_2); \quad (30)$$

$$EI \frac{d y_3(z_3)}{d z_3} = - \frac{q_n l_m^2 - 8M_2 + 8M_3}{4l_m} z_3 + 0,5q_n z_3^2 - M_2 - S y_3(z_3); \quad (31)$$

$$EI \frac{d y_4(z_4)}{d z_4} = - \frac{0,5q_n l^2 - M_3}{l} z_4 + 0,5q_n z_4^2 - M_3 - S y_4(z_4). \quad (32)$$

Розв'язки диференціальних рівнянь (29 – 32) наступні:

$$y_1(z_1) = \sin\left(\sqrt{\frac{S}{EI}} z_1\right) C_2 + \cos\left(\sqrt{\frac{S}{EI}} z_1\right) C_1 + \\ + \frac{-z_1(q_n l^2 + 2M_1 - q_n z_1 l) S - 2EIq_n l}{2l S^2}; \quad (33)$$

$$y_2(z_2) = \sin\left(\sqrt{\frac{S}{EI}} z_2\right) C_4 + \cos\left(\sqrt{\frac{S}{EI}} z_2\right) C_3 + \\ + \frac{0,25(S(-z_2 q_n l_m^2 + (2q_n z_2^2 - 4M_1) l_m + 8z_2(M_1 - M_2)) - 4l_m EIq_n)}{S^2 l_m}; \quad (34)$$

$$y_3(z_3) = \sin\left(\sqrt{\frac{S}{EI}} z_3\right) C_6 + \cos\left(\sqrt{\frac{S}{EI}} z_3\right) C_5 + \\ + \frac{0,25(S(-z_3 q_n l_m^2 + (2q_n z_3^2 - 4M_2) l_m + 8z_3(M_2 - M_3)) - 4l_m EIq_n)}{S^2 l_m}; \quad (35)$$

$$y_4(z_4) = \sin\left(\sqrt{\frac{S}{EI}} z_4\right) C_8 + \cos\left(\sqrt{\frac{S}{EI}} z_1\right) C_7 + \frac{0,5(-l - z_4)(q_n l z_4 + 2M_3)S - 2EIq_n l}{l S^2}. \quad (36)$$

У рівностях (33 – 36) невідомим є змінні інтегрування $C_1 \dots C_8$ та згинальні моменти $M_1 \dots M_3$. Для їх визначення скористаємося наступною системою крайових умов:

$$\begin{cases} y_1(0) = 0; \\ y_1(l) = l_{BD}; \\ y_2(0) = l_{BD}; \\ y_2(0,5l_m) = l_{BB''}; \\ y_3(0) = l_{BB''}; \\ y_3(0,5l_m) = l_{BD}; \\ y_4(0) = l_{BD}; \\ y_4(l) = 0; \\ y_1'(l) = y_2'(0); \\ y_2'(0,5l_m) = y_3'(0); \\ y_3'(0,5l_m) = y_4'(0). \end{cases} \quad (37)$$

Як і для попереднього випадку, величини l_{BD} , $l_{BB''}$, q_n , S , l та l_m визначаються за формулами (9), (10), (29), (30), (12), (13) та (5 – 8) відповідно. Довжина l_{BC} вибирається таким же чином, як і для попередньому випадку.

Далі, використовуючи формули (31) – (33) та наступну залежність

$$\sigma_4(z_4) = \frac{EI y_4''(z_4) r}{I}, \quad (38)$$

можна визначити максимальні величини напружень на кожному із прогонів балки.

Додатково можна визначити реакцію дна жолоба або каверни на бурильну колону (див. рис. 4)

$$Q_{def} = 2 \left(0,5q_n l_m - \frac{q_n l_m^2 - 8M_1 + 8M_2}{4l_m} \right). \quad (39)$$

Проілюструємо методику розрахунку. Для прикладу використаємо свердловину «Яблунівська № 151». Стовбур свердловини має криволінійну ділянку із інклінометричними показниками зазначеними в таблиці 1.

Для буріння у вказаному в таблиці 1 інтервалі у компоновці бурильної колони використовувалися бурильні труби ТБПК 127.

Для подальшого розрахунку припустимо, що по середині криволінійного стовбура присутня виробка нижньої частини стінки (жолоб або каверна). Діаметр свердловини у місці порушення цілісності стінки 0,3 м. Протяжність виробки по осі свердловини 15 м.

| Показник | Величина |
|---|-----------------|
| Зенітний кут на початку (α_1) | 30° |
| Зенітний кут на закінченні (α_2) | $84,6^\circ$ |
| Інтервал | 3451 м – 3699 м |
| Радіус заокруглення | 260 м |
| Діаметр по долоту | 0,2159 м |

Використовуючи методику, приведену в роботі [7], можемо зробити висновок, що за даних умов бурильна колона буде «лежати» на нижній частині стінки криволінійного стовбура. Відтак будь-які порушення цілісності стінки будуть впливати на напружено-деформований стан бурильних труб.

Припустимо, що бурильні труби не контактують із дном жолоба чи каверни. В такому випадку функції пружної осі бурильної колони матимуть вигляд (1) – (3). Використовуючи систему із крайових умов (4), формули (5), (6), (9), (11), (12), (13), (14), (15), (17), (19), (21) та (23), проводимо розрахунок змінюючи величину l_{BC} в межах від 8 до 35 м (отримано за формулами (24), (26)). Результати розрахунків згідно із (17) та (23) представлено на рисунку 5.

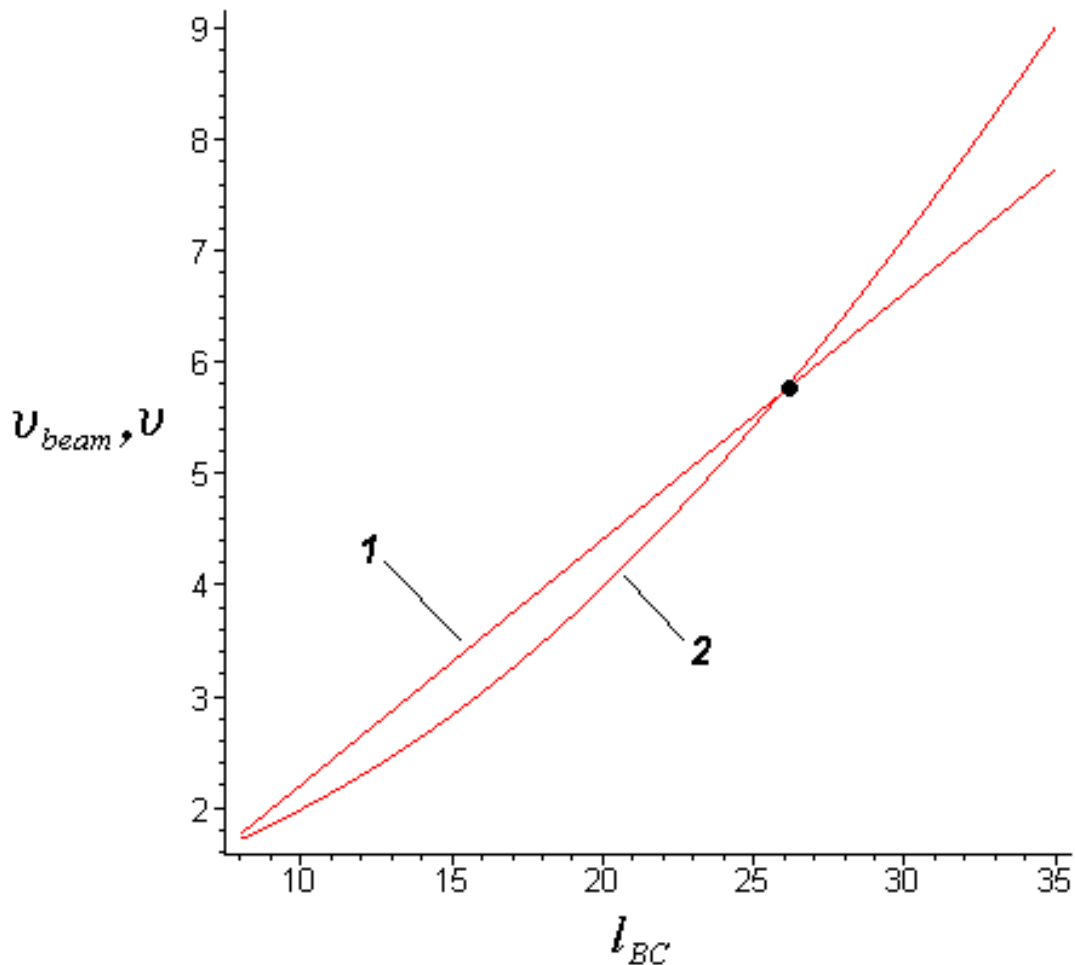


Рис. 5. Залежність кутів ϑ_{beam} та ϑ від довжини l_{BC} (бурильна колона не доторкається до дна виробки)

Пряма 1 відображає залежність (17), крива 2 – залежність (23). Згідно рисунка 5 довжина $l_{BC} = 26$ м.

Далі перевіряємо умову (28), яка для даного випадку виконується. Відтак за рівняннями (31) – (33) отримуємо наступні величини нормальних напружень від згину

$$\sigma_{1\max} = 75,9 \text{ МПа,}$$

$$\sigma_{2\max} = 63,2 \text{ МПа,}$$

$$\sigma_{3\max} = 75,9 \text{ МПа.}$$

Розглянемо наступний приклад. Всі вихідні дані для розрахунку залишаємо незмінними окрім протяжності виробки по осі свердловини, яка для даного випадку рівна 25 м. Отже проводимо розрахунок повністю аналогічний до попереднього прикладу. В даному випадку умова (28) не виконується, отже пружну вісь бурильної колони слід описувати функціями (33) – (36). Для визначення змінних інтегрування, невідомих моментів, величин l_{BD} , $l_{BB''}$, q_n , S , l та l_m використовуємо формули (9), (29), (12), (13), (5) і (6) відповідно. Довжина l_{BC} вибирається таким же чином, як і для попередньому прикладу (рисунок 6).

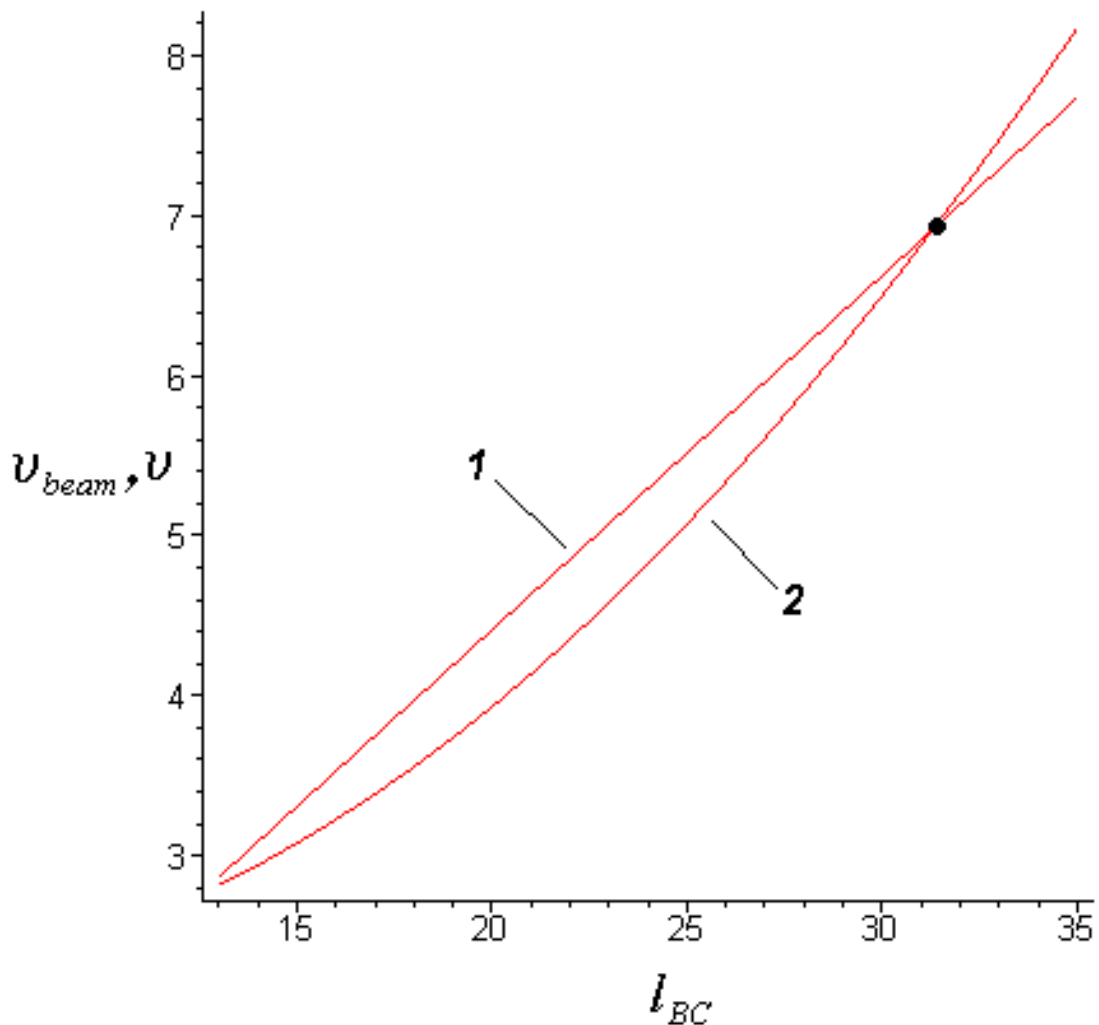


Рис. 6. Залежність кутів ϑ_{beam} та ϑ від довжини l_{BC} (бурильна колона доторкається до дна виробки)

Довжину відрізка ВС отримуємо рівною $l_{BC} = 31,5$ м. Тоді, використавши формули (31) – (33) і (38) можемо визначити максимальні величини нормальних напружень згину, що виникають на кожному прогоні балки (див. рис. 4)

$$\sigma_{1\max} = 76,6 \text{ МПа,}$$

$$\sigma_{2\max} = 66 \text{ МПа,}$$

$$\sigma_{3\max} = 66 \text{ МПа,}$$

$$\sigma_{4\max} = 76,6 \text{ МПа.}$$

Реакція дна жолоба або каверни, визначена за формулою (39), рівна 1224 Н.

Отримані величини напружень згину порівнюємо із величинами, які отримуються без врахування жолобів або каверн [8]. Для даної криволінійної ділянки маємо 51,3 МПа.

Як бачимо наявність жолобу або каверни глибиною всього 10 см збільшує нормальні напруження згину у поперечному перерізі бурильної колони більше ніж на половину. Відтак розроблену методику можна рекомендувати при виявленні порушень цілісності необсадженого стовбура криволінійних ділянок свердловин.

Список літератури

1. Рачкевич Р.В. Взаємодія бурильної колони зі стінками свердловини в місцях утворення жолобів та каверн [Текст] / Р.В. Рачкевич, А.А. Козлов, В.М. Сенчішак, [та ін.] // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: сборник научных трудов. – Киев, 2010. – С. 47 – 51.
2. Жестовский А. Д. Определение аналитическим путем ориентации в пространстве желобных выработок в скважине // Нефтяное хозяйство. – 1972. – № 2. – С. 13 – 17.
3. Пейсиков Ю.В. Кавернообразование при бурении скважин // Геология нефти и газа. – 1992. - №6. – С. 6 – 11.
4. Фролов Е.П. Механизм желобообразования и некоторые основные факторы, определяющие его развитие [Текст] / Е.П. Фролов, Н.Н. Кошелев, Р.Р. Алишанян // РНТС, ВНИИ-ОЭНГ, сер. Бурение. – 1970. – №7. – С.3 – 5.
5. СОУ 11.2-00153117-033: 2004 “Компоновки низу бурильної колони для буріння похило-скерованих та горизонтальних свердловин. Вибір і забезпечення надійності”.
6. Тимошенко С.П. Механика материалов / С.П. Тимошенко, Дж. Гере. – М., Мир, – 1975. – 670 с.
7. Рачкевич Р.В. Визначення положення бурильної колони у криволінійному стовбурі свердловини [Текст]: / Р.В. Рачкевич, В.І. Артим, А.А. Козлов // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ, 2007. – № 4 (25). – С. 88 – 91.
8. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник [Текст]/ А.Г. Калинин, Б.А. Никитин, К.М. Солодкий, Б.З. Султанов / Под. ред. А.Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 648 с.

*Рекомендовано до публікації д.т.н. Кириченком Є.О.
Надійшла до редакції 26.04.2012*