

ВИЗНАЧЕННЯ НАПРУЖЕНЬ У БУРИЛЬНІЙ КОЛОНІ З УРАХУВАННЯМ ОСОБЛИВОСТЕЙ ВЗАЄМОДІЇ ЗІ СТІНКОЮ КРИВОЛІНІЙНОГО СТОВБУРА

¹Р.В.Рачкевич, ¹В.І.Артим, ²А.А.Козлов

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42002
e-mail: ndingt@nung.edu.ua

²ДАТ „Чорноморнафтогаз”, 95000, м. Сімферополь, пр. Кірова / провул. Совнаркомівський, 52/1,
тел. (0652) 523403, e-mail: office@gas.crimea.ua

Рассмотрена методика определения нормальных напряжений в поперечном сечении буровой колонны, работающей в криволинейном участке скважины. При расчете учтены силы взаимодействия колонны со стенкой ствола, собственный вес и растягивающие усилия.

The technique of normal stresses definition in cross-section of drill-string that works in curvilinear part of hole is considered. By calculation the forces of interaction of string with wall of bore, dead load and stretching force are taken into account.

Сучасні темпи економічного, науково-технічного та соціального розвитку у світі зумовили різке зростання попиту на нафту та газ, що спричинило збільшення кількості розроблених і вичерпаних родовищ. За період існування нафтогазовидобувної галузі в першу чергу освоєвалися ті родовища, які давали можливість без значних затрат ресурсів та часу провести розгортання бурових, видобувних і транспортних систем та розпочати промислову розробку покладу. З часом кількість таких родовищ зменшувалася, зростали глибини їх залягання. Рельєф місцевості із рівнин почав змінюватися на гори, болота, вічномерзлі ґрунти, густонаселені райони, рекреаційні зони та континентальний шельф. У зв'язку з цим майже всі нафтогазові родовища на сьогодні отримали статус важкодоступних із точки зору їх освоєння. Основним шляхом вирішення проблем, пов'язаних із ефективною розробкою важкодоступних покладів нафти і газу, є буріння скерованих свердловин.

Це, в свою чергу, вимагає не тільки розроблення нового обладнання для буріння, але й вдосконалення існуючих методик розрахунку та проектування бурових колон (БК). Особливої уваги потребують методи визначення напружень у поперечному перерізі бурових труб, які працюють у викривлених ділянках свердловин. В роботі [1] нами проведено аналіз напрацювань за даним напрямом таких науковців як А.Г.Калінін, Б.З.Султанов, В.Г.Григулецький, Б.Д.Малько, М.В.Лігоцький, В.Т.Лук'янов, А.Лубінські та ін. [2, 3, 4, 5]. З метою вдосконалення розрахункових методик аналізу напружено-деформованого стану БК нами розглянуто модель поздовжньо-поперечного згину вагової балки і на її основі сформульовано критерій для визначення положення колони бурових труб у криволинійній ділянці свердловини [1]. Метою даної роботи є розрахунок напружень у кожному із положень.

Визначимо напруження у випадку, коли буровий стовбур взаємодіє із верхньою части-

ною стінки свердловини. Скористаємося розрахунковою схемою із [1]. Ділянку АВ змодельуємо у вигляді вагової балки на двох шарнірних опорах, одна з яких рухома (рис. 1).

Реакції R_1 та R_2 зумовлені власною вагою та силою R_C , яка виникає внаслідок контакту колони із верхньою частиною стінки свердловини. Залежності для зусиль F_1 та F_2 , а також реакцій R_1 та R_2 мають вигляд:

$$F_1 = F_2 = q \cdot \cos(\alpha_3) (L_{3AG} - 0.5 L_{PP(C)});$$

$$R_1 = R_2 = \frac{1}{2} (L_{PP(C)} \cdot q \cdot \sin(\alpha_C) + R_C);$$

$$\alpha_C = \alpha_{II} + \frac{1}{2} (\alpha_3 - \alpha_{II}),$$

де: q – вага одиниці довжини бурової колони; α_3 – зенітний кут на закінченні криволинійної ділянки; α_{II} – зенітний кут на початку криволинійної ділянки; L_{3AG} – відстань від середини криволинійної ділянки до місця, де знаходиться нейтральний переріз бурової колони.

Для даної схеми і виду навантаження диференціальне рівняння пружної осі балки можна записати у вигляді:

– для інтервалу АС

$$R_1 x + F_1 y_L(x) - \frac{q \sin(\alpha_C)}{2} x^2 - EI \frac{d^2 y_L(x)}{dx^2} = 0;$$

– для інтервалу СВ

$$R_1 \left(x + \frac{L_{PP(C)}}{2} \right) + F_1 y_R(x) - R_C x - \frac{q \sin(\alpha_C)}{2} \left(x + \frac{L_{PP(C)}}{2} \right)^2 - EI \frac{d^2 y_R(x)}{dx^2} = 0.$$

Розв'язок рівнянь:

– для інтервалу АС

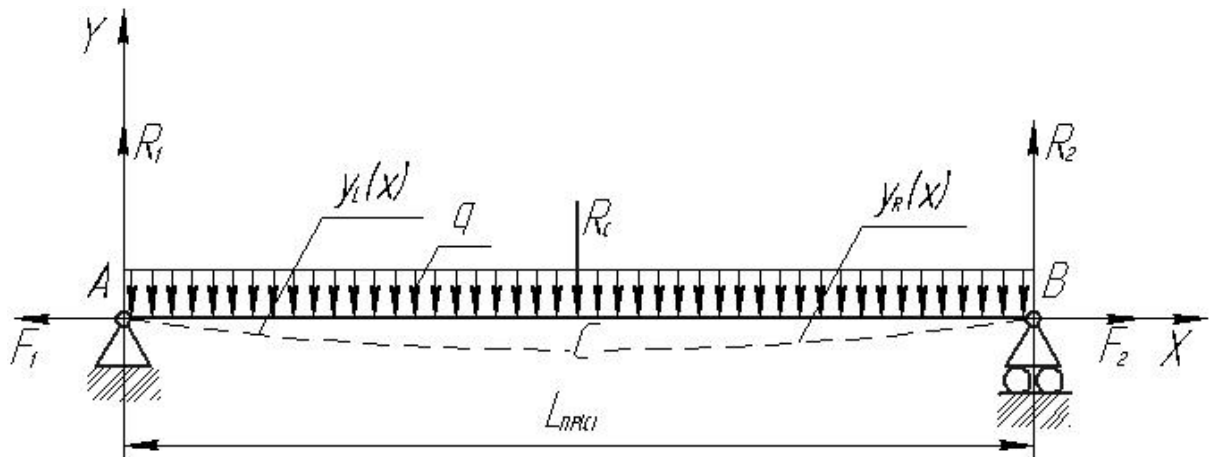


Рисунок 1 – Розрахункова модель бурильної колони

$$y_L(x) = C_1 e^{-k} + C_2 e^k + \frac{F_1 x (q x \sin(\alpha_C) - 2R_1) + 2EI q \sin(\alpha_C)}{2F_1^2};$$

– для інтервалу СВ,

$$y_R(x) = C_3 e^{-k} + C_4 e^k +$$

$$\left\{ F_1 \cdot \left(q \left(x + \frac{L_{PP(C)}}{2} \right) \sin(\alpha_C) + 2x(R_C - R_1) - R_1 L_{PP(C)} \right) + 2EI q \sin(\alpha_C) \right\} \cdot \{2F_1^2\}^{-1},$$

де $k = \frac{\sqrt{F_1} x}{\sqrt{EI}}$.

Змінні інтегрування C_1, C_2, C_3, C_4 , невідома реакція R_C та відстань $L_{PP(C)}$ повинні задовольняти таким граничним умовам:

$$\left\{ \begin{array}{l} y_L(0) = 0; \\ y_R(L_{PP(C)}) = 0; \\ y_L\left(\frac{L_{PP(C)}}{2}\right) = y_R\left(\frac{L_{PP(C)}}{2}\right); \\ y'_L\left(\frac{L_{PP(C)}}{2}\right) = y'_R\left(\frac{L_{PP(C)}}{2}\right); \\ y_L\left(\frac{L_{PP(C)}}{2}\right) = y_{adm}^{B(C)}; \\ y_{adm}^{B(C)} = -\frac{L_{PP(C)} \operatorname{tg}(\psi)}{2} + \frac{R}{\cos(\psi)} - R + (D_{CB} - d_{BK}). \end{array} \right. \quad (1)$$

Тоді для всіх трьох випадків положення бурильної колони, напруження у поперечному перерізі визначаються за формулами:

1) бурильна колона доторкається до верхньої частини стінки (рис. 2, а):

$$\sigma_{3Г} = \frac{EI}{W} \frac{d^2 y_L\left(\frac{L_{PP(C)}}{2}\right)}{dx^2}; \quad (2)$$

2) бурильна колона доторкається до нижньої частини стінки (рис. 2, б):

$$\sigma_{3Г} = \frac{E d}{2 R}; \quad (3)$$

3) бурильна колона не доторкається до стінок криволінійного стовбура (рис. 2, в):

$$\sigma_{3Г} = \frac{EI}{W} \frac{d^2 y\left(\frac{L_{PP}}{2}\right)}{dx^2}. \quad (4)$$

Величина $y\left(\frac{L_{PP}}{2}\right)$ розраховується згідно

із методикою, наведеною в роботі [1]. Використовуючи формули (2–4), визначимо напруження в поперечному перерізі бурильних труб ТБПК 127 (товщина стінки 8 мм) у криволінійному стовбурі свердловини діаметром 295,3 мм (див. табл. 1.).

Як бачимо із таблиці, за відстані від нейтрального перерізу до початку криволінійної ділянки 250 м ($L_{ПД} = 250$ м) колона буде доторкатися до нижньої частини стінки свердловини по всій довжині. У цьому випадку напруження згину – 9,5 МПа. У разі збільшення $L_{ПД}$ до 260 м, сила розтягу зростає і стає достатньою для відриву колони від стінки свердловини. Напруження зростає до 11,9 МПа. За подальшого збільшення $L_{ПД}$ (понад 260 м), сила розтягу спричиняє контакт бурильної колони із верхньою частиною стовбура свердловини, а величина напружень збільшується від 15,2 до 40,2 МПа. Сила, із якою колона притискається до верхньої частини стовбура змінюється в діапазоні 103,2–916,5 Н. З іншого боку, у випадку використання формули (3), яка є найбільш по-

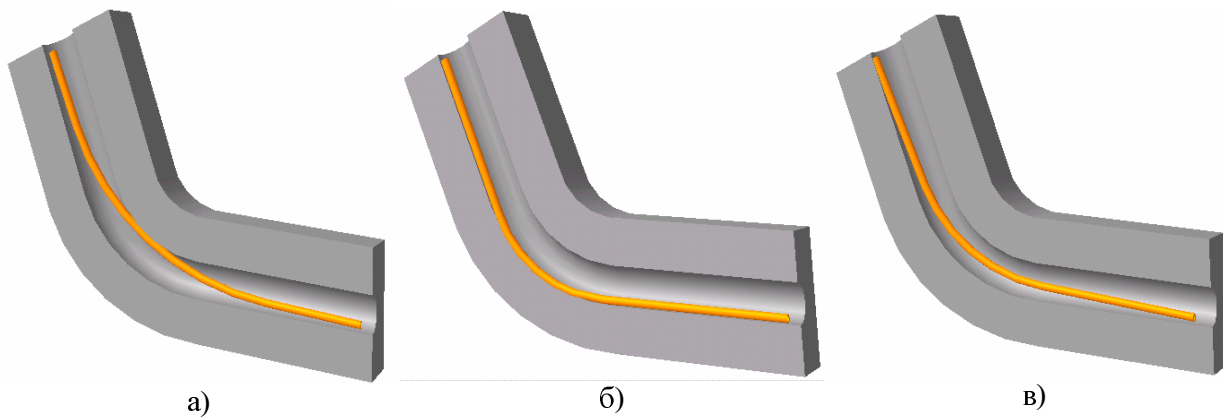


Рисунок 2 – Можливі положення бурильної колони на криволінійній ділянці свердловини

Таблиця 1 – Результати визначення напружень у поперечному перерізі бурильних труб у криволінійному стовбурі свердловини

Початок криволінійної ділянки		Закінчення криволінійної ділянки		Довжина криволінійної ділянки	Відстань $L_{ПД}$	Положення бурильної колони	Напруження у бурильній колоні, МПа	Сила взаємодії колони із стінкою свердловини, Н
Інтервал	Зенітний кут, $\alpha_{П}$	Інтервал	Зенітний кут, $\alpha_{З}$					
Свердловина № 187 Північна Долина								
625	0	1115	20	490	250	«П2»	9,5	–
					260	«П3»	11,9	–
					270	«П1»	15,2	103,2
					280	«П1»	23,9	378,2
					290	«П1»	31,9	635,5
					300	«П1»	40,2	916,5

Примітка: $L_{ПД}$ – відстань від нейтрального перерізу до початку криволінійної ділянки

ширеною, напруження згину у даній криволінійній ділянці можуть мати єдине значення – 9,5 МПа.

Отже, можемо зробити висновок, що використання моделі поздовжньо-поперечного згину вагової балки дає змогу визначати нормальні напруження у поперечному перерізі бурильних труб та силу взаємодії колони із стінкою криволінійної ділянки свердловини враховуючи не тільки їх геометричні параметри але й поздовжні сили. Це, в свою чергу, дає можливість більш точно прогнозувати довговічність БК, оцінювати спрацювання стінок труб та стовбура свердловини.

Література

- 1 Рачкевич Р.В., Артım В.І., Козлов А.А. Визначення положення бурильної колони у криволінійному стовбурі свердловини // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – № 4(25). – С. 88–92.
- 2 Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник / Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. / Под. ред. А.Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 648 с.: ил.
- 3 Лубински А. Максимальные допустимые отклонения стволов скважин при роторном бурении. – М.: ГосИНТИ, 1979. – 68 с.
- 4 Григулецкий В.Г., Лук'янов В.Т. Проектирование нижней части бурильной колонны. – М.: Недра, 1990. – 302 с.: ил.
- 5 Малько Б.Д., Лігоцький М.В., Прозур О.В. Характеристика сил опору при переміщенні труб у свердловині // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 1(6). – С. 125–128.