

3 Копылов В.Е., Артюшкин В.Н. Исследование стенок скважины при бурении. – Тюмень: ТГУ, 1981. – 101 с.

4 Зейналов И.Э. Исследование влияния фильтрации бурового раствора и свойств жидкостей, используемых в качестве ванны на

характер взаимодействия колонны труб в глинистой корке // Изв. ВУЗов. Нефть и газ. – 1991. – №8. – С. 46–51.

5 Игнатъева А.В., Краснощекова Т.И., Смирнов В.Ф. Курс высшей математики. – М.: Высшая школа, 1968. – 691 с.

УДК 622.245.23

ВИЗНАЧЕННЯ ПОЛОЖЕННЯ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ У КРИВОЛІНІЙНОМУ СТОВБУРІ СВЕРДЛОВИНИ

Р.В.Рачкевич, ¹В.І.Артим, ²А.А.Козлов

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

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

Рассмотрен продольно-поперечный изгиб буровой колонны с целью определения ее положения в криволинейном участке скважины. На основе сравнительного расчета сделан вывод о необходимости учета продольных сил при анализе напряженно-деформированного состояния колонны.

Drill string longitudinal-transverse bend with the aim of its displacement definition on curvilinear part of the hole is considered. Based on comparative calculation the conclusion about necessity of longitudinal force consideration by analysis of string deflected mode is drawn.

Більшість запасів нафти та газу на території України можна віднести до важковидобувних, і забезпечити високий коефіцієнт флюїдо-вилучення шляхом спорудження вертикальних свердловин досить важко. Одним із шляхів інтенсифікації видобування вуглеводневої сировини є спорудження похило-скерованих та горизонтальних свердловин. Значна їх кількість містить криволінійні ділянки, на яких відбувається зміна зенітного і азимутального кутів. Такі умови спричиняють додаткові навантаження на бурильну колону і вимагають вдосконалення методів її розрахунку.

Традиційний підхід до визначення напружень згину у бурильних трубах передбачає умову, що колона торкається стінок криволінійної ділянки свердловини по всій довжині [1, 2, 3, 4, 5, 6]. Це означає, що напруження у бурильній колоні є функцією від її жорсткості та радіусу викривлення стовбура свердловини. Однак, загалом, радіус викривлення бурильної колоні не співпадає з радіусом викривлення криволінійного стовбура свердловини. Зокрема в роботі [7] зазначається, що внаслідок своєї жорсткості ОБТ не зовсім точно повторюють профіль стовбура. Можливі випадки, коли труби доторкаються до «верхньої» частини стінки свердловини, «провисають» або лежать на «нижній» частині стінки. В роботі [1] додатковим аргументом функції для визначення напружень згину у поперечному перерізі бурильної колоні є довжина криволінійної ділянки. В роботі [8, 9] допускається, що дотик бурильної колоні до стінки інтенсивно викривленого стовбура свердловини здійснюється в окремих трьох

точках. При аналізі напружено-деформованого стану розглядається модель невагомої балки на двох шарнірних опорах, навантаженої тільки зосередженою силою по середині. Для розгляду особливостей положення бурильної колоні у криволінійному стовбурі свердловини у роботі [10] використано модель вагомої балки на двох опорах, що залежно від умов роботи навантажена зосередженою силою або згинаючим моментом.

Виходячи із проаналізованих робіт, представляє практичний інтерес вивчення впливу на поперечну деформацію бурильних труб по вздовжній розтягуючої сили, яка створюється бурильною колоною, що лежить нижче від криволінійної ділянки.

Розглянемо бурильну колону у криволінійному стовбурі свердловини та прилеглих до нього прямолінійних ділянках (рис. 1). Умовно розділимо її на три частини: 1) у напрямку від вибою свердловини до точки А; 2) між точками А та В; 3) від точки В у напрямку до устя. Розглянемо другу частину. Залежно від навантаження вона може: а) доторкатися до «верхньої» частини стінки криволінійного стовбура («П1»); б) доторкатися до «нижньої» частини стінки криволінійного стовбура («П2»); в) не доторкатися до стінки криволінійного стовбура («П3»). Саме вказане положення є критерієм вибору розрахункової схеми для визначення напружень згину у колоні.

Розглянемо критерій вибору положення бурильної колоні. Введемо у розрахунок систему координат, вісь абсцис якої проходить через точки А та В з початком у т. А. Ділянку АВ

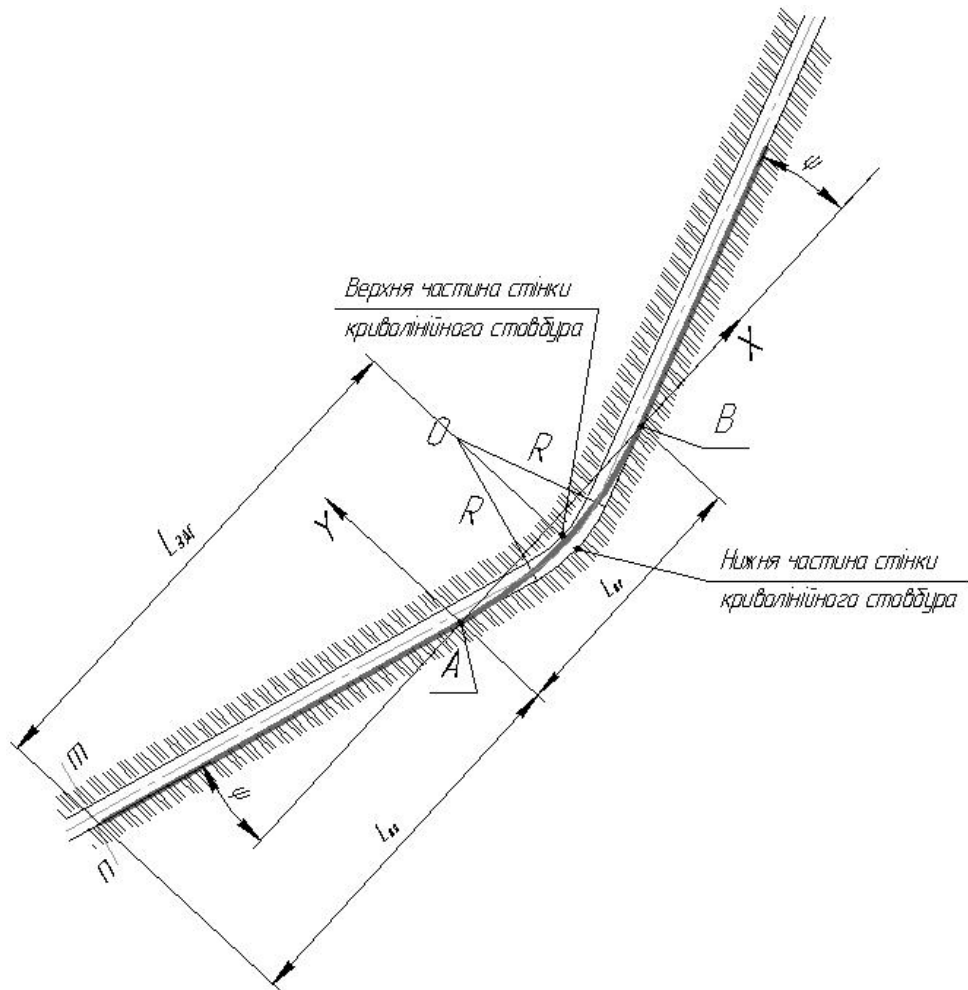


Рисунок 1 – Бурильна колона у криволінійному стовбурі свердловини

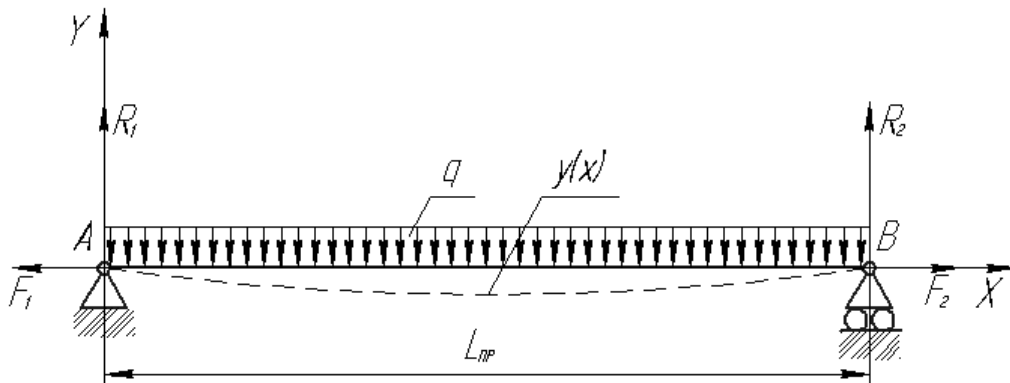


Рисунок 2 – Розрахункова модель бурильної колони

змодельовано у вигляді вагової балки на двох шарнірних опорах, одна з яких рухома (рис. 2).

Реакції R_1 та R_2 зумовлені власною вагою, а сили розтягу F_1 та F_2 першою та третьою ділянками бурильної колони:

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

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

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

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

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

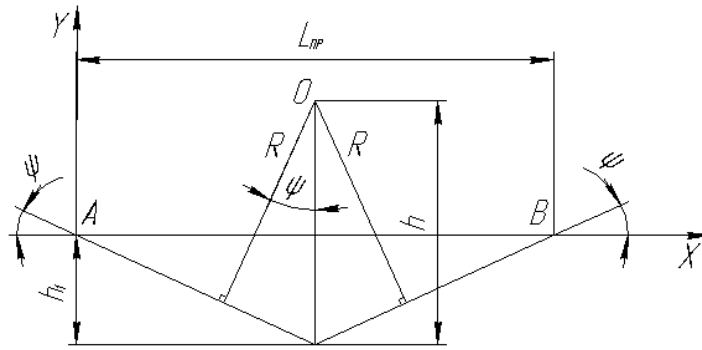


Рисунок 3 – Схема для визначення допустимих прогинів

$$R_1 x + F_1 y(x) - \frac{q \sin(\alpha_C)}{2} x^2 - EI \frac{d^2 y(x)}{dx^2} = 0, \quad (1)$$

де EI – жорсткість на згин.
Розв'язок рівняння (1)

$$y(x) = C_1 e^{\left(\frac{-\sqrt{F_1} x}{\sqrt{EI}}\right)} + C_2 e^{\left(\frac{\sqrt{F_1} x}{\sqrt{EI}}\right)} + \frac{1}{2F_1^2} (F_1 x(q x \sin(\alpha_C) - 2R_1) + 2EI q \sin(\alpha_C));$$

де C_1, C_2 – змінні інтегрування.

Невідомі величини C_1, C_2 та $L_{\Pi P}$ повинні задовольняти таким граничним умовам:

$$\begin{cases} y(0) = 0; \\ y(L_{\Pi P}) = 0; \\ y'(0) = -tg(\psi); \\ y'(L_{\Pi P}) = tg(\psi). \end{cases}$$

де: $\psi = \frac{L_{KD}}{2R}$; L_{KD}, R – довжина та радіус викривлення криволінійної ділянки.

«Верхній» та «нижній» допустимі прогини бурильної колони визначаються з схеми, що зображена на рис. 3.

$$y_{adm}^B = -\frac{L_{\Pi P} tg(\psi)}{2} + \frac{R}{\cos(\psi)} - R + (D_{CB} - d_{BK});$$

$$y_{adm}^H = -\frac{L_{\Pi P} tg(\psi)}{2} + \frac{R}{\cos(\psi)} - R;$$

де: D_{CB} – діаметр свердловини; d_{BK} – діаметр бурильної колони.

Таким чином, критерій вибору має вигляд:

1) бурильна колона доторкається до верхньої стінки криволінійного стовбура при виконанні умови:

$$y\left(\frac{L_{\Pi P}}{2}\right) \leq y_{adm}^B; \quad (2)$$

2) бурильна колона доторкається до нижньої стінки криволінійного стовбура при виконанні умови:

$$y\left(\frac{L_{\Pi P}}{2}\right) \geq y_{adm}^H; \quad (3)$$

3) бурильна колона не доторкається до стінок криволінійного стовбура:

$$y_{adm}^B \leq y\left(\frac{L_{\Pi P}}{2}\right) \leq y_{adm}^H. \quad (4)$$

Використовуючи умови (2 – 4), визначимо положення колони бурильних труб ТБПК 127 (товщина стінки 8 мм) у криволінійному стовбурі свердловини діаметром 295,3 мм (див. табл. 1.)

Для свердловин, дані для яких представлені у таблиці 1, довжини криволінійних ділянок перебувають у межах від 129 до 595 м. Якщо визначити положення бурильної колони у таких криволінійних ділянках, не враховуючи сил розтягу [10], то отримаємо, що у всіх випадках колона лежить на нижній частині стінки стовбура. Проте використання формул (2 – 4) для аналогічних умов свідчить, що сили розтягу можуть спричинити відрив бурильної колони від нижньої частини стінки криволінійного стовбура і навіть притискання до верхньої частини його стінки (див. табл. 1).

Таким чином, нехтування силами розтягу та неспівпадінням осі свердловини і бурильної колони може призвести до похибок при розрахунках напружено-деформованого стану та довговічності бурильних труб.

Література

1 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.
2 Инструкция по расчету бурильных колонн: РД 39-014 70214-502-85. – Куйбышев, 1986 – 130 с.
3 Инструкция по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин. – М.: ВНИИТнефть, 1979. – 14 с.
4 Козаченко Н.И. Вопросы надежности бурильных колонн // Обзор. Техн. и технол. геол. работ; орг. производства. – М.: ВИЭМС, 1978. – 37 с.; с ил. Список лит.: 41 назв.
5 Прозоров Г.П., Острин Г.Я. и др. Исследование усталостной долговечности металла бурильных труб // Нефтяное хозяйство. – 1973. – № 2. – С. 17–19.

Таблиця 1 – Результати визначення положення бурильної колони у криволінійному стовбурі свердловини

Початок криволінійної ділянки		Закінчення криволінійної ділянки		Довжина криволінійної ділянки	Відстань $L_{пл}$	Положення бурильної колони
Інтервал	Зенітний кут, $\alpha_{пл}$	Інтервал	Зенітний кут, α_3			
Свердловина № 152 Яблунівського НГКР						
3425	30	3554	84,6	129	523	«П2»
					1500	«П1»
Свердловина № 18 Бухтівець						
830	4,5	1425	20,5	595	480	«П2»
					490	«П3»
					500	«П1»
Свердловина № 187 Північна Долина						
625	0	1115	20	490	250	«П2»
					260	«П3»
					270	«П1»
Свердловина № 413 Бугруватівського родовища						
300	0	538	12	238	120	«П2»
					130	«П3»
					140	«П1»

6 Чернов Б.А., Щербюк Н.Д. и др. Повышение циклической прочности соединений УБТ // РНТС, ВНИИОЭНГ, сер. Машины и нефтяное оборудование. – 1980. – № 9. – С. 23–25.

7 Лубински А. Максимальные допустимые отклонения стволов скважин при роторном бурении. – М.: ГосИНТИ, 1979. – 68 с.

8 Григулецкий В.Г., Лук'янов В.Т. Проектирование нижней части бурильной колонны. – М.: Недра, 1990. – 302 с.: ил.

9 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.

10 Рачкевич Р.В. Прогнозування довговічності бурильної колони в ускладнених умовах буріння свердловини: Автореф. дис. канд. техн. наук / ІФНТУНГ. – Івано-Франківськ, 2006. – 20 с.

Х Міжнародна науково-практична конференція аспірантів і студентів

ПРОБЛЕМИ РОЗВИТКУ ФІНАНСОВОЇ СИСТЕМИ УКРАЇНИ В УМОВАХ ГЛОБАЛІЗАЦІЇ

*м. Сімферополь
(19 – 21 березня 2008 р.)*

Оргкомітет конференції

*Технічний національний університет
імені В. І. Вернадського,
95007, м. Сімферополь, пр. Вернадського, 4*

**confa@list.ru
факс +38 (0652) 60 83 07**

Тематичні напрямки конференції:

- Державні фінанси
- Фінанси підприємств
- Ринок цінних паперів
- Банківська справа
- Страхування
- Міжнародні фінанси
- Інвестиційна діяльність в Україні
- Моделювання фінансових процесів