

# БУРІННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

УДК 622.245.23

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

<sup>1</sup>Р.В.Рачкевич, <sup>1</sup>В.І.Артим, <sup>2</sup>А.А.Козлов

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

<sup>2</sup>ДАТ „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 бурильной 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 освоювалися 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 бурильних колон (БК). Особливої уваги потребують методи визначення напружень у поперечному перерізі бурильних 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.Лу-

к'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 бурильних труб у криволінійній ділянці свердловини [1]. Метою даної роботи є розрахунок напружень у кожному із положень.

Визначимо напруження у випадку, коли бурильна колона взаємодіє із верхньою частиною стінки свердловини. Скористаємося розрахунковою схемою із [1]. Ділянку АВ змодельємо 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:

$$F_1 = F_2 = q \cdot \cos(\alpha_3) (L_{ЗАГ} - 0.5 L_{ПП(C)});$$

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

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

де:  $q$  – вага одиниці довжини бурильної колони;  $\alpha_3$  – зенітний кут на закінченні криволінійної ділянки;  $\alpha_{II}$  – зенітний кут на початку

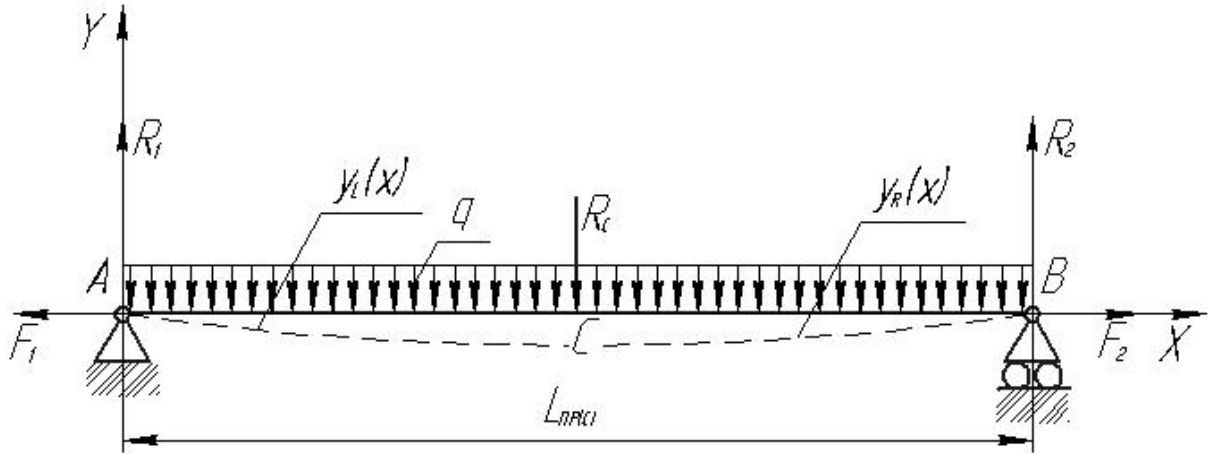


Рисунок 1 – Розрахункова модель бурильної колони

криволінійної ділянки;  $L_{3\Gamma}$  – відстань від середини криволінійної ділянки до місця, де знаходиться нейтральний переріз бурильної колони.

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

– для інтервалу AC

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

– для інтервалу CB

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

Розв'язок рівнянь:

– для інтервалу AC

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

– для інтервалу CB,

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

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

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  $L_{ПП(C)}$  повинні задовольняти таким граничним умовам:

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

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):

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

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

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

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

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

Величина  $y\left(\frac{L_{ПП}}{2}\right)$  розраховується згідно із методикою, наведеною в роботі [1]. Використовуючи формули (2–4), визначимо напружен-

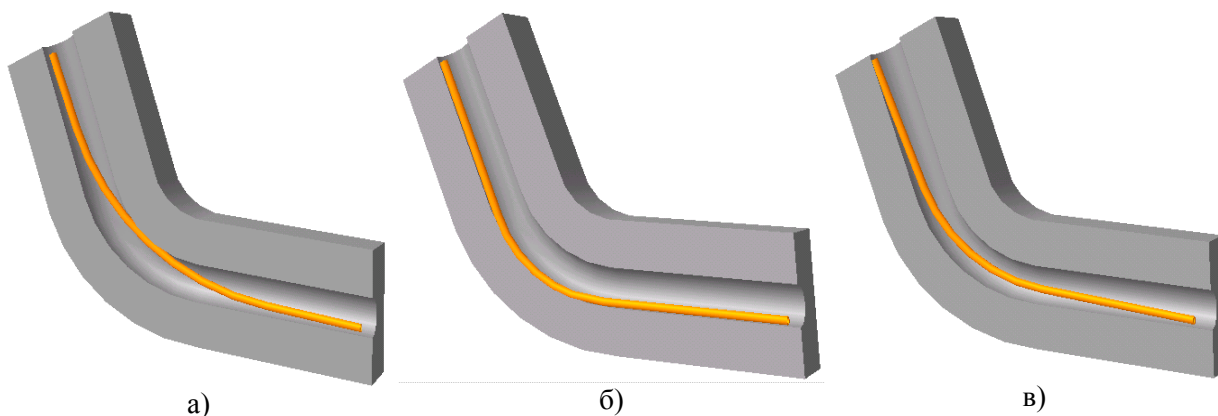


Рисунок 2 – Можливі положення бурильної колони на криволінійній ділянці свердловини

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, $\alpha_3$					
<b>Свердловина № 187 Північна Долина</b>								
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

ня 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 поширеною, 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., Артим 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.

УДК 622.24.051.553

## МЕТОДИЧНИЙ ПІДХІД ДО РАЦІОНАЛЬНОГО ВИБОРУ ТРИШАРОШКОВИХ ДОЛІТ ДЛЯ РІЗНИХ ЗАДАЧ СПРЯМОВАНОГО БУРІННЯ

*І.В. Восвідко*

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42464  
e-mail: math@nuing.edu.ua

*Дан кратний анализ причин, не способствующих полному использованию отклоняющих возможностей компоновок низа бурильной колонны (КНБК). На основании анализа конструктивных особенностей трёхшарошечных долот предложен и обоснован критерий оценки ресурса фрезерования. Рассчитаны показатели фрезерования  $K_f$  и  $K_r$  для основных типоразмеров долот в соответствии с ГОСТ-20692-75. Разработан методический подход к рациональному выбору долот, позволяющий реализовать потенциальные фрезерующие возможности КНБК.*

*A short analysis of reasons, which do not assist to complete using of deflecting possibilities of drilling string assemblies has been done. On a base of analysis constructive peculiarities of tripane bits a criterion for valuation a milling cutting resource has been suggested and proved. The milling cutting indexes  $k_f$  and  $k_r$  for main sizes of bits according to HOST-20692-75 have been calculated. A methodical view to rational choice of bits, giving an opportunity to realize potential milling cutting possibilities of drilling string assemblies has been worked-out.*

Як свідчить практика буріння похило-спрямованих свердловин, теоретичні результати розрахунку інтенсивності зміни зенітного та азимутального кутів викривлення стовбурів свердловин зазвичай відрізняються від тих показників, які отримані в промислових умовах [1, 2]. Пояснюється це тим, що математичні моделі не в повному об'ємі враховують всі чинники, які мають місце в процесі проведення спрямовано викривлених свердловин [2].

Пошук шляхів підвищення ефективності буріння спрямованих свердловин вимагає, в першу чергу, виявлення причин, які не дають змоги повністю реалізувати на практиці потенційні можливості відхиляючих компоновок за існуючої техніки і технології буріння інтервалів із зміною параметрів викривлення.

В роботі [3] неповне використання відхиляючих можливостей КНБК пояснюється такими причинами.

1. Механічна швидкість буріння (турбінний спосіб буріння) настільки висока, що долото не може повністю реалізувати свою фрезеруючу здатність і відхилити стовбур на максимальну величину.

2. Величина відхиляючої сили на долоті недостатня для інтенсивного фрезерування стінки свердловини, тобто питоме контактне навантаження на стінку стовбура свердловини недостатнє для об'ємного руйнування породи.

3. Процес викривлення стовбура свердловини обмежується або корпусом вибійного двигуна, або встановленими над ними ОБТ.

4. Бокова фрезеруюча здатність тришарошкових доліт незначна і фактичне викривлення свердловин лімітується корпусом тришарошкового долота.

Другим чинником, який, безумовно, має вагомий вплив на процес викривлення свердловини, є коливання діаметра долота в межах свого допуску. Для діаметрів доліт в межах 93,0-349,2 і 374,6-444,5 мм відхилення від номінального діаметра складає відповідно +0,8 і +1,6 мм [4].

Збільшення діаметра долота до максимального розміру призводить до істотного зменшення відхиляючої сили на долоті (до 25%), яке із збільшенням зенітного кута свердловини стає все менш вагомим [5].

Вибір типу шарошкового долота і облік точності його виготовлення повинен стати однією із складових технології буріння похило-спрямованих свердловин, оскільки є резервом підвищення ефективності їх проведення.

Метою даної статті є висвітлення основних аспектів методичного підходу до вибору тришарошкових доліт для забезпечення реалізації функціональних можливостей компоновок.

На рис. 1 зображено схему секції тришарошкового долота. Згідно з [3] бокова фрезеруюча здатність долота характеризується коефіцієнтом