

Устойчивость против коррозионного растрескивания сварных соединений трубопроводов и роль водорода при электродуговой сварке. – М.: ВНИИСТ, 1969. – С. 150-181.

5. Макаров Э.Л. Холодные трещины при сварке легированных сталей. – М.: Машиностроение, 1981. – 247 с.

6. Тарлинский В.Д., Капинос Д.Б., Сбарская Н.П. Применение пробы Теккен для оценки трубопроводных сталей классов X-60, X-65 к образованию холодных трещин при сварке // Автоматическая сварка. – 1976. – №8. – С. 26-29.

УДК 622.289

## ВИГИН БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ ТА ВИБІР ТРАЄКТОРІЇ БУРІННЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО БІЧНОГО СТОВБУРА СВЕРДЛОВИНИ

В.Г.Глушич

ДАТ "Чорноморнафтогаз", АР Крим, м. Сімферополь, пр-т. Кірова, 52,  
тел. (0652) 533620

Приводятся результаты аналитических исследований изгиба бурильной колонны в горизонтальном стволе скважины. Установлено, что определяющим фактором продольного изгиба бурильной колонны является кривизна самой скважины. Если кривизна оси ствола скважины приближается к максимальной кривизне участка выпучивания бурильных труб, то возможен резкий изгиб бурильной колонны, приводящий к ее распору в стволе скважины.

Предложен метод определения критических значений параметров искривления горизонтального ствола скважины. Впервые при анализе траектории ствола скважины учитывается кручение, определяющее пространственное отклонение оси в конкретной точке от соприкасающейся плоскости.

Метод был использован при выборе параметров траектории горизонтальных боковых стволов скважин 21 и 22 Штормовая, расположенных на шельфе Черного моря.

За певних умов бурильна колона, яка розташована в горизонтальному стовбурі, може втратити стійкість, вигнутись і впертись у стінку свердловини. Різне збільшення площі контакту бурильної колони зі стінкою свердловини і сил реакції призводить до відповідного збільшення сил тертя. Причому подальше збільшення проштовхувальної сили з метою збереження осьового навантаження на долото сприяє зростанню сил тертя аж до заклинювання бурильної колони в стовбурі свердловини і повного припинення процесу буріння.

Розглянемо умови, за яких може виникнути прогин ділянки бурильної колони в горизонтальному стовбурі свердловини та його відрив в раніше невідомому місці.

Математичне дослідження форми ділянки відриву бурильної колони, розташованої в горизонтальному стовбурі свердловини, зводиться до розв'язування крайової задачі для лінеаризованого диференціального рівняння згину пружного стрижня під дією стискаючої сили і поперечного навантаження під дією власної ваги (2)

In the paper are given results of analytical investigations of drill string buckling in the horizontal borehole. It is determined that the crucial factor of drill string buckling is a tortuosity of the well bore itself. If the tortuosity of s borehole axis approaches the maximal tortuosity of the buckling section of the drill pipe, then a sharp bend of drill string is possible, which leads to a force impact on the walls in the well bore.

A method is put forward for determining critical values of horizontal drill string buckling parameters in the borehole. For the first time while analyzing a trajectory of the borehole torsion is taken into consideration. The torsion determines a spatial deviation of the well bore axis at a particular point from an osculating plane.

$$EJ \cdot Y^{(4)} + P \cdot Y^{(2)} = -q, \quad (1)$$

де:  $EJ$  – жорсткість бурильної труби на згин,  $\text{кН} \cdot \text{м}^2$ ;

$q$  – вага лінійного метра,  $\text{кН/м}$ ;

$P$  – осьова стискаюча сила,  $\text{кН}$ .

Відповідно до розрахункової схеми (рис. 1) граничні умови мають такий вигляд:

$$Y_{(0)} = Y_{(0)}^{(1)} = Y_{(0)}^{(2)} = 0; \quad (2)$$

$$Y_{(2L)} = Y_{(2L)}^{(1)} = Y_{(2L)}^{(2)} = 0.$$

Аналітичний розв'язок рівняння (1), який задовольняє граничним умовам (2), може бути записаний у вигляді

$$Y = -\frac{qEJ}{P^2} \cdot \cos\left(\sqrt{\frac{P}{EJ}} \cdot X\right) - \frac{qL\sqrt{EJ}}{P\sqrt{P}} \times \\ \times \sin\left(\sqrt{\frac{P}{EJ}} \cdot X\right) - \frac{q}{2P} \cdot X^2 + \frac{qL}{P} \cdot X^2 + \frac{qEJ}{P^2}. \quad (3)$$

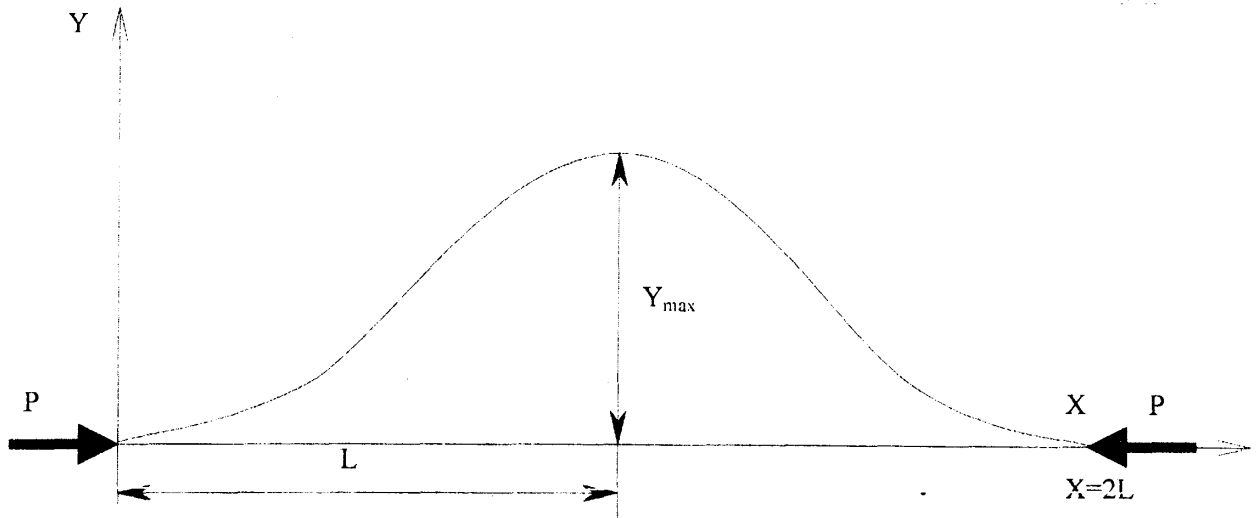


Рисунок 1 — Розрахункова схема згину бурильної колони в горизонтальному стовбурі свердловини

Для визначення довжини ділянки відриву  $-2L$  отримуємо трансцендентальне рівняння

$$\operatorname{tg}\left(\sqrt{\frac{P}{EJ}} \cdot L\right) = \sqrt{\frac{P}{EJ}} \cdot L.$$

З точністю до другого знака після коми з даного рівняння знаходимо

$$L = 4.49 \sqrt{\frac{EJ}{P}}. \quad (4)$$

З рівняння (4) маємо, що чим менша проштовхувальна сила, тим більша довжина відриву ( $2L$ ) бурильної колони від стінки свердловини.

Парадокс виникає внаслідок ідеалізації розрахункової схеми, як і у випадку дослідження бурильної колони у вертикальному стовбурі свердловини (3).

У даному випадку ідеалізація полягає в розгляді ідеально горизонтального стовбура, а розв'язання парадокса полягає в тому, що саме припущення про довільний згин колони є невірним.

Таким чином, геометричного обмеження на довжину бурильної колони при її проштовхуванні в ідеально горизонтальному стовбурі немає.

Оскільки можливо, що парадокс зумовлений лінеаризацією диференціального рівняння згину пружного стрижня, автором була розглянута і чисельно розв'язана ця ж крайова задача, але для нелінійного рівняння поперечного згину пружного стрижня, на який діє проштовхувальна сила та власна вага. Для слабо-зігнутої бурильної колони результати співпали, а у випадку малих стискальних сил на кривій згину, яка утворює ділянку згину, виникає петля із самоперетином, що відповідає в лінійному випадку вказаному вище парадоксу і виключає

самовільний згин бурильних труб в ідеально горизонтальному стовбурі, хоча в реальній свердловині бурильна колона може прийняти форму, вельми близьку до знайденої вище кривої згину ділянки відриву за рахунок викривлення самого стовбура свердловини.

Аналіз повної енергії, яка накопичується у відірваній ділянці бурильної колони і виражається відомим інтегралом [2], засвідчує, що зігнуте положення рівноваги бурильної труби є нестійким. Це означає, що в даній пружній системі можливий перехід в закритичний стан. Наявність стінки свердловини, призведе до розпирання бурильної колони, що істотно збільшить сили тертя.

Таким чином, якщо висота локального викривлення стовбура свердловини, через котрий повинна пройти бурильна колона, близька до високої точки відриву ( $Y_{max} = 15,7q EJ/P^2$ ), а довжина інтервалу викривлення коротша від довжини ділянки відриву ( $2L$ ), то з такого початкового викривлення колона може перейти до положення розпирання стінки свердловини.

Цю оцінку можна суттєво уточнити, пов'язуючи не тільки довжину та висоту ділянки відриву, але й таку його геометричну характеристику, як кривизна зі змінними в процесі буріння зенітними та азимутальними кутами.

Вісь стовбура свердловини характеризується, як будь-яка крива у просторі з двома числовими параметрами, кривизною, яка визначає згин кривої до дотичної площини поблизу точки, що розглядається, та обертанням, яке визначає відхилення у просторі в даній точці від дотичної площини. Якщо обертання дорівнює нулю, це означає плоский характер згину кривої [1].

Безпосередньо з визначення зенітного та азимутального кутів, а також кривизни і обертання впливають формули

$$K = \sqrt{\left(\frac{d\alpha}{dS}\right)^2 + \left(\frac{d\beta}{dS}\right)^2} \cdot \sin^2 \alpha ; \quad (5)$$

$$X = \left\{ \frac{d\beta}{dS} \cdot \left[ \frac{d^2\alpha}{dS^2} \cdot \sin - 2 \left( \frac{d\alpha}{dS} \right)^2 \cdot \cos \alpha - \right. \right. \\ \left. \left. - \left( \frac{d\beta}{dS} \right)^2 \cdot \cos \alpha \cdot \sin^2 \alpha \right] - \frac{d\alpha}{dS} \cdot \frac{d^2\beta}{dS^2} \cdot \cos \alpha \right\} \times (6) \\ \times \left[ \left( \frac{d\beta}{dS} \right)^2 + \left( \frac{d\alpha}{dS} \right)^2 \cdot \sin^2 \alpha \right]^{-1}.$$

Користуючись формулами (5) і (6), фактичну кривизну стовбура свердловини слід порівнювати з абсолютною величиною кривизни для бурильної колони при заданій стискуючій силі за допомогою формули (3). Якщо кривизна осі стовбура свердловини наближається до максимальної кривизни ділянки згину бурильних труб, то можливий різкий згин бурильної колони, який призводить до її розпирання в стовбурі свердловини. Якщо в процесі буріння обертання, обчислене з урахуванням зенітного кута та азимута, зростає за абсолютною величиною та зберігає знак протягом  $L$ , то необхідно змінити технологію буріння для попередження подальшого викривлення свердловини, оскільки вісь стовбура вже набула згину в просторі на половині довжини ділянки вигину.

Таким чином, опираючись на виміряні в процесі буріння геометричні параметри стовбура свердловини, можна попередньо прогнозувати можливі ускладнення, пов'язані з переміщенням колони бурильних труб по стовбуру горизонтальної свердловини, та доведення на-

вантаження на долото, яке зменшується при утворенні зон розпирання бурильної колони.

Викладений метод використовувався при проектуванні та проведенні горизонтальних бокових стовбурів у свердловинах 21 та 22, розташованих на газоконденсатному родовищі (ГКР) Штормове (Чорне море).

Буріння горизонтальних бокових стовбурів здійснювалося з самопідйимальної бурової установки (СПБУ) "Таврида".

В процесі буріння бокових стовбурів проводились дослідження, на основі яких коригувалась траєкторія свердловини.

Мінімальний радіус кривизни стовбура при цьому визначався умовою виключення поздовжнього згину бурильних труб за рахунок осьових стискуючих сил.

Мінімальний радіус кривизни стовбура свердловини, при якому можливий згин бурової колони діаметром 73 мм, дорівнює 140 м. При проведенні горизонтальної частини бічних стовбурів всі інтервали викривлення планувались з меншим радіусом, що дало змогу успішно пробурити бічні стовбури в свердловинах 21 та 22 на родовищі Штормове з довжиною горизонтального інтервалу 200 м та 180 м відповідно.

### Література

1. Рашевский П.К. Курс дифференциальной геометрии. – М.: Гостехиздат, 1956.
2. Светлицкий В.А. Механика трубопроводов и шлангов. – М.: Машиностроение, 1982.
3. Barskij I.L., Gusman A.M., Povalikhin A.S. Development of a Method for drilling of Straight Sections of Various Type Wellbores. Proceedings of ETCE / OMAE 2000 joint conference. "Energy for the New Millenium". New Orleans, Louisiana. – 2000.

Перший Міжнародний симпозиум

## “Методи хімічного аналізу”

м. Севастополь (АР Крим, Україна)  
1-3 жовтня 2002 р.

Оргкомітет симпозиуму

Хроматографічне товариство України  
а/с 30  
03143, м. Київ, Україна

Тел.: +38 044 2613201

Факс: +38 044 2519687

E-mail: gmt@medved.kiev.ua

Наукова програма симпозиуму

- дослідження процесів і явищ, що лежать в основі фізико-хімічного аналізу
- методики хімічного аналізу та їх використання в різних галузях науки та в практичній діяльності
- метрологічне забезпечення хімічного аналізу
- сучасне обладнання для хімічного аналізу