

## КОНТАКТНІ ЗУСИЛЛЯ В КОЛОНІ НАСОСНИХ ШТАНГ У СВЕРДЛОВИНАХ СКЛАДНОГО ПРОФІЛЮ З УРАХУВАННЯМ РОЗТЯГУ

В.І.Артим

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

*Работа посвящена определению прижимного усилия и напряжений изгиба в насосных штангах на искривленном участке скважины. Выведены расчетные уравнения для определения усилий в колонне насосных штанг с учетом зазора между штангами и насосно-компрессорными трубами. С помощью разработанной методики проанализировано влияния геометрии скважины и параметров колонны насосных штанг на прижимное усилие. Сделаны выводы для обеспечения надежности работы колонны насосных штанг на искривленном участке*

*The paper is dedicated to definition of clamping gain and flexure stresses in pump rods on a curved lease of a well. Is maneuvered the calculated equations for definition of forces and stresses in a rod string with allowance for of gap between drill rods and stalks. With the help of the designed method of application is parsed influencings geometry of a well and arguments of a rod string on clamping force and flexure stresses. Is made the deductions for supply of a reliability of operation of a rod string on a deviated borehole.*

Сучасні тенденції розвитку нафтовидобувної галузі полягають у все більшому поширенні буріння похило-скерованих свердловин. Такі умови значно ускладнюють роботу колони насосних штанг (КНШ), що пов'язано з появою напружень згину в тілі штанг та зношуванням з'єднуючих штангових муфт по внутрішній поверхні насосно-компресорних труб (НКТ) на викривлених ділянках. Та й існуючі свердловини Прикарпаття переважно відносяться до свердловин складного профілю [1, 2]. Так, практика експлуатації глибинонасосних свердловин свідчить, що близько половини відмов елементів підземного обладнання відбувається через взаємне зношування муфт і НКТ [2]. Зношування призводить до передчасних відмов: обривів колони штанг в тілі зношених муфт та порушення герметичності НКТ, і, як наслідок, до складних підземних ремонтів, збільшення витрат НШ і НКТ та зниження видобутку нафти через вимушені простой. Крім того, напруження згину в тілі штанг зменшують опір корозійній втомі, прискорюють ріст корозійних тріщин і, таким чином, призводять до обриву КНШ і важких аварій. При високій інтенсивності викривлення стовбура свердловини є можливим контакт НШ з НКТ не тільки по муфті, але й по гладкій частині.

Отже, оцінка контактних зусиль КНШ на викривленій ділянці свердловини є актуальним завданням, вирішення якого має велику наукову і практичну цінність.

Питанням оцінки сили контактної взаємодії КНШ і НКТ на викривлених ділянках науковцями приділялося багато уваги [3, 4]. Але автори переважно виходять з того, що умовно свердловина приймається вертикальною, а для більшої точності розрахунків вводять поправочні коефіцієнти. При цьому визначається вже зусилля в точці підвіски штанг, а не на конкретних небезпечних ділянках. Зрозуміло, що така

методика не дає повної картини впливу геометрії свердловини. Розрахунок напружень згину та сили, яка притискає штангову муфту до НКТ, було проведено в праці [4]. Але даний розрахунок проводився без урахування поздовжніх сил. Як відомо, НДС КНШ характеризується значним впливом змінних осьових зусиль розтягу, особливо при русі КНШ угору. Тому метою наших досліджень є визначення НДС КНШ на викривленій ділянці з урахуванням поздовжніх сил розтягу.

Для розрахунків скористаємося розрахунковою схемою, запропонованою в праці [4] і наведеною на рис. 1. Кут  $\varphi$  та радіус викривлення  $\rho$  відомі і є параметрами профілю свердловини. Нехтуючи дією сили ваги штанг на ділянці ВС, ділянку колони можна розглядати як балку на двох опорах довжиною  $L$ , навантаженою на кінцях поздовжньою силою розтягу  $S$  і посередині – поперечною силою  $F$  (рис. 2). Відомими величинами для даної схеми є тільки  $\varphi/2$  – кут повороту перерізу над опорою та поздовжня сила  $S$ .

Рівняння пружної осі лівої ділянки балки має вигляд

$$EJ \frac{d^2 y}{dx^2} = Sy - \frac{Fc}{L} x, \quad (1)$$

де:  $E$  – модуль пружності матеріалу штанги, Па;

$J$  – момент інерції поперечного перерізу, м<sup>4</sup>;

$c$  – відстань від правої опори до місця дії поперечної сили  $F$ .

З урахуванням умови  $c = \frac{L}{2}$

$$EJ \frac{d^2 y}{dx^2} = Sy - \frac{F}{2} x. \quad (2)$$

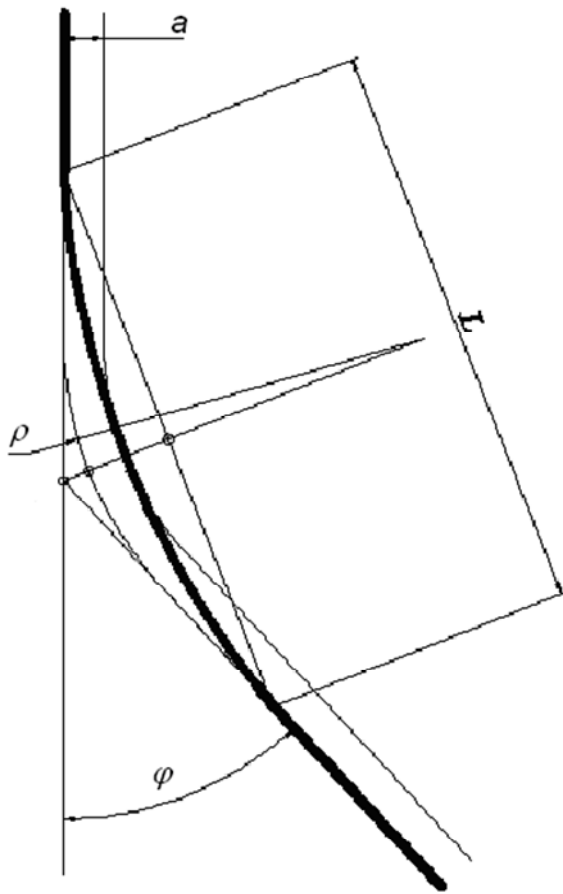


Рисунок 1 – Схема згину колони насосних штанг на інтенсивно викривленій ділянці свердловини [4]

Розв'язок рівняння (2) з граничними умовами  $y(0) = 0$ ;  $\frac{dy}{dx}(0,5L) = 0$  має вигляд

$$y(x) = \frac{Fx}{2S} - \frac{1}{2} \frac{F \sinh(kx)}{kS \cosh(0,5kL)}; \quad (3)$$

$$\frac{dy}{dx} = \frac{F}{2S} - \frac{1}{2} \frac{F \cosh(kx)}{S \cosh(0,5kL)}, \quad (4)$$

де  $k = \sqrt{\frac{S}{EJ}}$ .

З геометричних міркувань [4]

$$y(0,5L) = \frac{L}{2} \operatorname{tg}(\varphi/2) - a - \rho \left( \frac{1}{\cos(\varphi/2)} - 1 \right), \quad (5)$$

де  $a$  – проміжок між КНШ і НКТ. За умови торкання стінки НКТ тільки муфтами насосних штанг проміжок  $a$  дорівнює різниці внутрішнього діаметра НКТ і зовнішнього діаметра штангової муфти.

З (3) маємо ще одне рівняння для визначення  $y(0,5L)$

$$y(0,5L) = \frac{FL}{4S} - \frac{1}{2} \frac{F \tanh(0,5kL)}{kS}. \quad (6)$$

З (4) при  $x = 0$  отримуємо

$$\varphi/2 = \frac{F}{2S} - \frac{1}{2} \frac{F}{S \cosh(0,5kL)}. \quad (7)$$

Таким чином, ми маємо систему з трьох рівнянь (5-7), з якої необхідно визначити невідомі три величини  $L$ ,  $F$  і  $y(0,5L)$ . Задача ускладнюється наявністю в рівняннях (6, 7) гіперболічних функцій з невідомим  $L$ . Рівняння такого виду не піддаються розв'язку у вигляді традиційних математичних функцій. Чисельний розв'язок системи також є досить складним через можливість отримання в результаті побічних коренів, які не мають фізичного змісту. Тому було проведено аналіз системи на можливість отримання єдиного розв'язку. За результатами аналізу розроблено алгоритм і програму чисельного розв'язку системи в програмному середовищі Maple. Головною особливістю алгоритму є пошук кореня рівняння

$$\frac{y(0,5L)}{\varphi/2} [1] = \frac{y(0,5L)}{\varphi/2} [2], \quad (8)$$

де символи 1 і 2 означають геометричне (5) і силові рівняння (6, 7) відповідно.

Єдиним невідомим рівняння (8) є довжина  $L$ , а його розв'язок є однозначним при будь-яких вхідних параметрах, які мають реальний фізичний зміст. Знайшовши  $L$ , не важко з рівняння (5) визначити  $y(0,5L)$ , а, підставивши його значення в (6), – і зусилля притискання  $F$ .

Проведено перевірку алгоритму з допомогою рівняння (7), яка показала можливу похибку в межах  $\pm 0.001\%$ , що є більш ніж прийнятним.

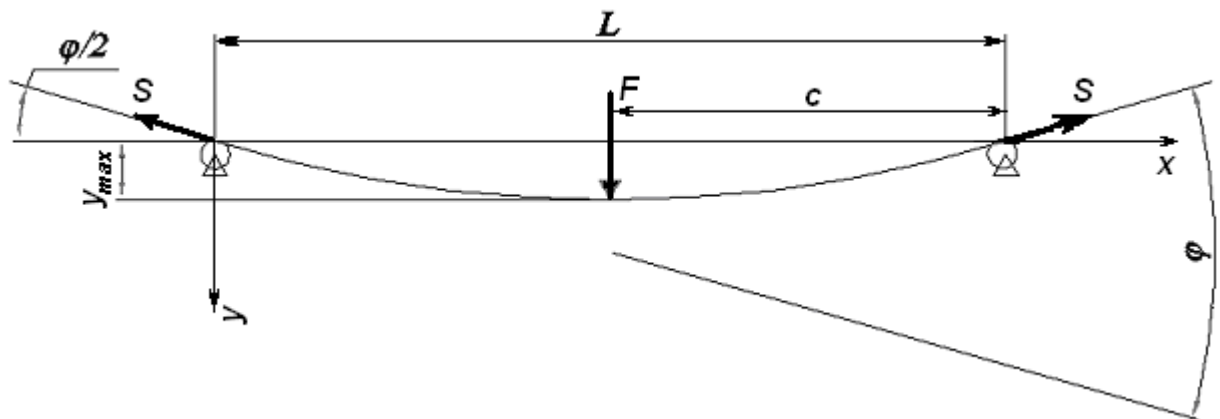
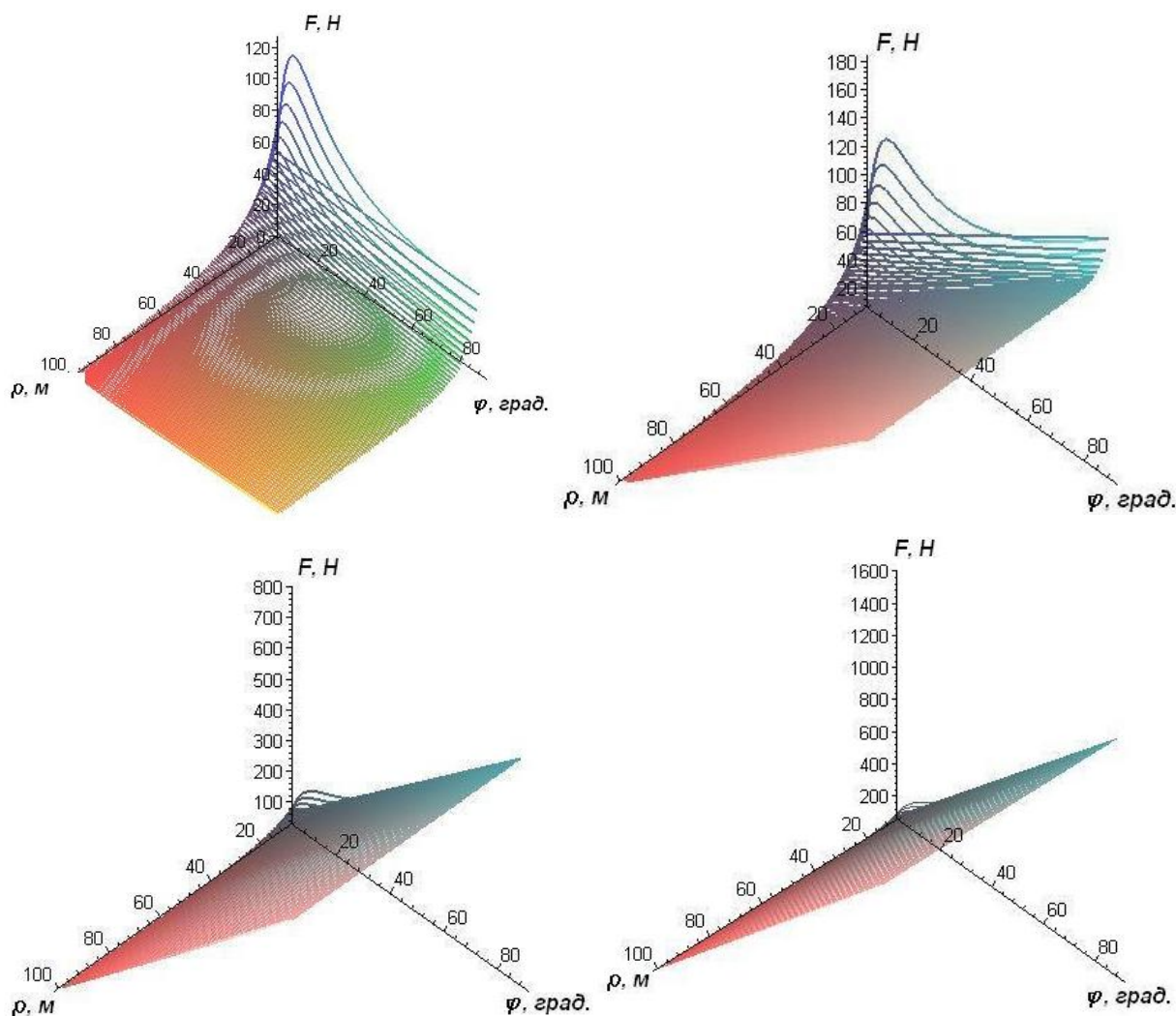


Рисунок 2 – Розрахункова схема викривлення штанги



*a* – 0 Н; *б* – 100 Н; *в* – 500 Н; *г* – 1000 Н

**Рисунок 3 – Залежність сили притискання колони штанг від радіуса викривленої ділянки і кута викривлення свердловини при силі розтягу:**

З метою порівняння результатів з наведеними в [4], подальші розрахунки зусиль притискання виконували для штанг з діаметром 19 мм та проміжком між НКТ і муфтою 18 мм. Залежність зусилля притискання від радіуса і кута викривлення свердловини наведена на рис. 3. Аналіз результатів свідчить, що збільшення зусилля розтягу призводить до різкого збільшення сили притискання. Звертає на себе увагу тенденція різкого зменшення впливу радіуса і збільшення впливу кута викривлення на зусилля притискання. Як бачимо з рис. 3б, вже при силі розтягу 100 Н залежність зусилля притискання від кута має майже лінійний характер. Вплив радіуса викривлення свердловини спостерігається тільки при малих значеннях радіуса і кута викривлення з тенденцією до повної нечутливості при збільшенні поздовжнього зусилля.

Таким чином, при розтягу КНШ доміnantними параметрами для зусилля притискання є кут викривлення ділянки свердловини і зусилля розтягу. У наближених розрахунках пропонується користуватись емпіричним рівнянням

$$F \cong \frac{2}{\pi} k \phi S, \quad (9)$$

де  $k$  – коефіцієнт, який дорівнює відношенню сили притискання до сили розтягу при куті викривлення свердловини  $90^\circ$ . Наприклад, для розглянутого випадку (штанги з діаметром 19 мм та проміжок між НКТ і муфтою 18 мм)  $k = 1,6$ . Такі високі контактні зусилля призводять до інтенсифікації взаємного зношування НКТ та муфт штанг. Зменшити зношування можна збільшенням площі контакту, що є можливим при великих радіусах викривлення завдяки збільшенню кількості одночасно контактуючих з НКТ муфт. Тобто, як і без урахування розтяжних зусиль [4], опосередковано спостерігається позитивний вплив збільшення радіуса скривлення свердловини на покращання умов роботи КНШ.

Для оцінки довговічності КНШ, крім контактних зусиль, великий практичний інтерес має також визначення додаткових напружень згину. Накладаючись на циклічні напруження розтягу, вони можуть суттєво змінити напру-

жено-деформований стан КНШ на викривленій ділянці, а, отже, і її довговічність. Тому подальші дослідження будуть спрямовані на визначення впливу геометрії викривленої ділянки свердловини на напруження згину КНШ з урахуванням поздовжньої сили.

### Література

1 Копей Б.В. Анализ отказов и определение параметров надежности насосных штанг по НГДУ "Долинанефтегаз" // НТИС ВНИИОЭНГ. Сер. Защита от коррозии и охрана окружающей среды. – 1992. – № 5. – С. 7-10.

2 Пушкар П.В., Павлюк Я.Ю., Матвішин Т.Б., Артım В.І. Аналіз відмов колон насосних штанг в НГВУ "Надвірнанафтогаз" // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 1. – С. 116-120.

3 Уразаков К.Р. Нагрузки на штанги в наклонно-направленной скважине // Эксплуатация наклонно-направленных скважин штанговыми глубинными насосами: Обз. инф. – М.: ВНИИОЭНГ, 1988. – С. 5-14.

4 Пушкар П.В. Визначення сил та напружень в насосних штангах на скривленій ділянці свердловини // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ. – 2005. – № 3. – С. 63-66.

УДК 622.24.053

## ОЦІНКА НЕСПІВВІСНОСТІ ЕЛЕМЕНТІВ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ В РІЗЬБОВИХ З'ЄДНАННЯХ

Я.В.Солоничний, В.М.Вакалюк, Ю.М.Лях

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422)

e-mail: public@nuing.edu.ua

УБР „Укрбургаз”, 63304, Харківська обл., м. Красноград, вул. Полтавська, 86

*Произведена оценка влияния несоосности элементов бурильной колонны в резьбовых соединениях на эксплуатационные показатели самой бурильной колонны в процессе бурения скважины. Разработана математическая модель несоосности элементов бурильной колонны и предложена методика и устройства для ее определения в процессе изготовления резьбовых соединений.*

*Estimation of influencing of declination of axes elements of boring column is conducted in screw-thread connections in the process of well-boring on the operating indexes of the most boring column. The mathematical model of declination of axes elements of boring column is developed and offered a method and devices for determination of declination of axes elements of boring column in screw-thread connections in the process of their making*

Бурильна колона в процесі буріння свердловини є однією із найбільш відповідальних складових частин всього комплексу бурового обладнання. Компонівка бурильної колонни вибирається, виходячи із конкретної конструкції свердловини, способу буріння і геолого-технологічних умов. Для запобігання поломкам в бурильній колоні всі складові її елементи повинні мати регламентовані запаси міцності, а також відповідати показникам якості.

З певних причин при виготовленні різьб на бурильних трубах, перехідниках, розширювачах, калібраторах, вибійних двигунах і т.п. виникає неспіввісність у різьбових з'єднаннях складових частин бурильної колонни. Це призводить до появи низки негативних явищ в процесі буріння свердловин, некерованого відхилення свердловини від вертикальної осі та появи додаткових причин, які прискорюють процес зношування та руйнування елементів колонни бурильних труб.

Особливо великого негативного впливу завдає неспіввісність елементів різьбових з'єднань, які знаходяться між стовбуром вертлюга та верхньою частиною колонни бурильних труб (наприклад, різьбові з'єднання стовбура вертлюга та запобіжного перехідника, запобіжного перехідника та квадратної штанги, квадратної штанги та нижнього перехідника тощо).

Неспіввісність різьбових з'єднань перелічених елементів під час обертання бурильної колонни призводить до її ексцентричного руху, який викликає коливання (вібрацію) ротора і вертлюга. А це призводить до вібрації талевої системи і навіть бурової вишки (основ та іншого обладнання).

Неспіввісність елементів у нижній частині бурильної колонни (обважені бурильні труби, вибійні двигуни, породоруйнуючий інструмент) буде сприяти самовільному відхиленню осі свердловини.

Неспіввісність різьбових з'єднань елементів бурильної колонни в середній частині колонни під час обертання також буде призводити до її