

# Розрахунок Сил Тертя у Викривлених Нафтовидобувних Свердловинах з Врахуванням Положення З'єднувальних Муфт

Ольга Євчук  
кафедра інформаційно-телекомунікаційних технологій і  
систем  
Івано-Франківський національний технічний  
університет нафти і газу  
Івано-Франківськ, Україна  
olga.yevchuk@gmail.com

Віктор Ровінський  
кафедра інформатики  
Прикарпатський національний університет  
Івано-Франківськ, Україна  
musicneutrino@gmail.com

## Computation of Friction Forces in Deviated Oilwells Taking into Account Rod Coupling Positions

Olga Yevchuk  
dept. of Information and Telecommunication Technologies  
and Systems  
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and  
Gas  
Ivano-Frankivsk, Ukraine  
olga.yevchuk@gmail.com

Victor Rovinsky  
dept. of Computer Science  
Precarpathian National University  
Ivano-Frankovsk, Ukraine  
musicneutrino@gmail.com

**Анотація**—Запропоновано спосіб врахування положення з'єднувальних муфт при визначенні контактних зон між штанговою колоною та колоною насосно-компресорних труб штангової глибиннонасосної установки. Вдосконалено алгоритм розрахунку сил тертя з врахуванням знайдених контактних зон.

**Abstract**—Method of taking into account rod coupling positions has been proposed for contact zones detection between rod string and tubing of sucker-rod pumping unit. Algorithm of friction forces calculation has been improved using results of contact zone detection.

**Ключові слова**—штангова глибиннонасосна установка, тертя викривлені свердловини, інтерполяція

**Keywords**— sucker-rod pumping unit, rod string, friction, deviated wells, interpolation

### I. ВСТУП

Особливістю роботи нафтовидобувних свердловин, що мають викривлений профіль, є значний вплив сил тертя на роботу нафтовидобувної установки [1, 2]. Для свердловин, обладнаних штанговими глибиннонасосними установками

(ШГНУ), наявність тертя призводить до збільшення навантаження на штангову колону при її русі вгору та відповідно зменшення при русі вниз. Це призводить до зміни форми динамограми (крива навантаження на полірований шток в залежності від переміщення полірованого штоку), що використовується як основна діагностична ознака при оцінці технічного стану підземної частини ШГНУ. Підвищення точності оцінки тертя покращує ефективність діагностування ШГНУ динамометричним методом, оскільки дозволяє більш адекватно сформулювати еталонні динамограми для типових дефектів підземної частини ШГНУ.

Ряд робіт присвячено врахуванню в'язкого тертя між колоною штанг та рідиною, що видобувається [3] та колоною штанг і колоною насосно-компресорних труб (НКТ) [4,5,6], а також питанням визначення порогових навантажень, що призводять до спіралеподібної або синусоїдальної деформації колони під дією стискаючого навантаження [7,8,9]. Врахування положення з'єднувальних муфт, зокрема і під час руху штангової колони, не проводилося і залишається актуальною задачею.

## II. ВРАХУВАННЯ ПОЛОЖЕННЯ МУФТ

Наявність з'єднувальних муфт ускладнює задачу оцінки сил тертя, оскільки характер зазору між штанговою колоною та колоною насосно-компресорних труб (НКТ) є нерівномірним. Для прикладу на рис. 1 показано фрагмент муфтового з'єднання штанг діаметром 25мм за допомогою муфти типу МШ25 (діаметром 56мм) всередині колони НКТ діаметром 73мм (відносні розміри всіх елементів збережено).

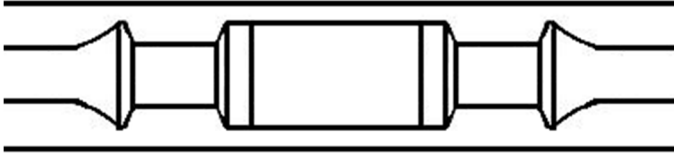


Рис. 1. Фрагмент муфтового з'єднання штанг  $\varnothing 25$ мм всередині колони НКТ  $\varnothing 73$ мм

Імовірність наявності контактної зони між штанговою колоною та колоною насосно-компресорних труб значно підвищується у місцях розташування муфтових з'єднань. У [6] пропонується вважати, що для викривленої свердловини всі штангові муфти мають контакт з колоною НКТ, а наявність та довжина контактної зони на ділянках між муфтами визначається із розв'язку рівняння рівноваги однієї штанги з врахуванням жорсткості штангової колони, прикладеного навантаження від ваги штанг у рідині та розтягуючої сили, що діє на колоною штанг. Даний метод дає дещо завищені значення сил тертя, що можна пояснити невиконанням в загальному випадку припущення про контакт всіх муфт із колоною НКТ.

При використанні згладжуючої сплайн-інтерполяції для визначення положення точок штангової колони всередині колони НКТ за даними інклінометрії [10] допустиме відхилення задається як різниця між діаметрами штангової колони та колони НКТ. Пропонується для визначення наявності контакту у місцях муфтових з'єднань на першому етапі виконати інтерполяцію із значенням допустимого відхилення, що дорівнює різниці діаметрів з'єднувальної муфти та колони НКТ.

$$\Delta_{\max} = D_T - D_M,$$

де  $D_T$  – діаметр НКТ,  $D_M$  – діаметр муфт.

Слід зауважити, що для комбінованих колон, що складаються із ділянок труб та/або штанг з різними діаметрами, необхідно проводити окремий розрахунок для кожної комбінації діаметрів.

Умовою наявності контакту буде близькість різниці між інтерпольованими звичайним кубічним сплайном точками колони НКТ з координатами  $(x_{S_{НКТ}}, y_{S_{НКТ}}, z_{S_{НКТ}})$ , та точками штангової колони з координатами  $(x_{S_M}, y_{S_M}, z_{S_M})$ , інтерпольованими згладжуючим сплайном з допуском  $\Delta_{\max}$ , до величини зазору:

$$\sqrt{(x_{S_{НКТ}} - x_{S_M})^2 + (y_{S_{НКТ}} - y_{S_M})^2 + (z_{S_{НКТ}} - z_{S_M})^2} - \Delta_{\max} < \varepsilon \quad (1)$$

де  $\varepsilon$  – достатньо мала величина, яку можна прийняти рівною  $0.01(D_T - D_M)$ .

На наступному етапі для кожної знайденої імовірної контактної зони виконується перевірка наявності контакту виходячи із умови, що в даній зоні дійсно розташована з'єднувальна муфта. Для визначення положення з'єднувальних муфт необхідно знати, штанги якої довжини використовуються для компоновки штангової колони, а також мати інформацію про розташування укорочених штанг за умови їх наявності, довжину полірованого штоку  $L_{\text{ПШ}}$  та відстань від гирла свердловини до точки підвісу штанг у крайньому верхньому положенні  $H_{\text{П}}$ :

$$L_M(0) = L_{\text{ПШ}} - H_{\text{П}},$$

$$L_M(i) = L_M(i-1) + l_{\text{Ш}}(i) + \Delta l_{\text{Ш}}(i), \quad i=1 \dots N,$$

де  $L_M(i)$  – відстань до  $i$ -ї муфти у крайньому верхньому положенні полірованого штока,  $l_{\text{Ш}}(i)$  – довжина  $i$ -ї штанги,  $N$  – загальна кількість штанг,  $\Delta l_{\text{Ш}}(i)$  – величина розтягу  $i$ -ї штанги під дією навантаження від ваги  $W_i$  частини колони штанг, розташованої нижче даної штанги, та прикладеної до плунжера насоса ваги рідини всередині колони НКТ (обидві величини визначаються із врахуванням кривини по всій довжині стовбура свердловини):

$$W_i = \rho_{\text{Ш}} \cdot g \cdot \frac{\pi}{4} \cdot \sum_{k=0}^{ns} \Delta L_k \cdot D_{\text{Ш}k}^2 \cdot \sum_{j=0}^{N_k} \cos(\alpha_j)$$

де  $\rho_{\text{Ш}}$  – густина матеріалу штанг,  $ns$  – кількість секцій довжиною  $\Delta L$  з діаметром штанг  $D_{\text{Ш}}$ ,  $N_k$  – кількість ділянок з середнім кутом нахилу  $\alpha$  всередині  $k$ -ї секції,  $g$  – прискорення вільного падіння;

$$W_p = \rho_p \cdot g \cdot \frac{\pi}{4} \cdot \sum_{i=0}^{ns} \Delta L_i \cdot (D_{\text{Т}i}^2 - D_{\text{Ш}i}^2) \cdot \sum_{j=0}^{N_i} \cos(\alpha_j)$$

де  $\rho_p$  – густина рідини, що видобувається,  $ns$  – кількість секцій довжиною  $\Delta L$  з відмінними комбінаціями діаметрів насосно-компресорних труб  $D_T$  та діаметрів штанг  $D_{\text{Ш}}$ ,  $N_i$  – кількість ділянок з середнім кутом нахилу  $\alpha$  всередині  $i$ -ї секції;

$$\Delta l_{\text{Ш}}(i) = \frac{4 \cdot L_i \cdot (W_i + W_p)}{\pi \cdot D_{\text{Ш}}^2 \cdot E}$$

де  $E$  – модуль Юнга матеріалу штанг.

Остання формула є справедливою лише для верхньої мертвої точки, коли штангова колона навантажена вагою рідини всередині НКТ і перебуває в стані спокою. Оскільки на протязі періоду качання положення муфт змінюється, можна для кожного моменту часу визначити факт наявності відповідної контактної зони, враховуючи

положення муфти в цей момент часу. Найпростіше це зробити, вважаючи, що додатковий розтяг штангової колони під дією динамічного навантаження відсутній. Тоді положення муфт в часі описуються формулами:

$$L_M(0, t) = L_{III} - H_{II} + S(t),$$

$$L_M(i, t) = L_M(i-1, t) + l_{III}(i) + S(t),$$

де  $S(t)$  – закон руху точки підвісу штанг:

$$S(t) = \frac{S_{\max}}{2} \cdot \left[ 1 - \cos\left(2\pi \frac{nk}{60} t\right) \right]$$

де  $S_{\max}$  – довжина ходу,  $nk$  – кількість качань за хвилину.

Для отримання більш точних результатів необхідно шукати розв'язок рівняння руху штангової колони [11]

$$\frac{\partial^2 y(x, t)}{\partial t^2} = v^2 \frac{\partial^2 y(x, t)}{\partial x^2} - c \frac{\partial y(x, t)}{\partial t}$$

де  $y(x, t)$  – шукана функція, що описує рух штангової колони,  $v$  – коефіцієнт, що враховує модуль пружності та густину матеріалу штанг,  $c$  – коефіцієнт, що враховує коефіцієнт тертя між штанговою колоною та рідиною, що видобувається.

В результаті виконаних обчислень отримується інформація про наявність контактних зон між муфтами та колоною НКТ для довільного моменту часу на протяжці циклу качання. Після цього слід визначити наявність контактних зон на ділянках між раніше знайденими зонами контакту. Цей розрахунок можна проводити за методикою, наведеною в [6], за умови що ділянка колони НКТ між даними точками не містить точок перегину.

Наявність і координати точок перегину можна визначити шляхом аналізу сплайн-коефіцієнтів, отриманих для відповідних ділянок колони НКТ [10]. Значення параметру  $t$ , для якого друга похідна дорівнює нулю для  $i$ -го інтерпольованого фрагменту (умова перегину):

$$t_{Pi,i} = -\frac{C_{2,i}}{6C_{3,i}}$$

де  $C$  – сплайн-коефіцієнти. За умови що  $0 \leq t_{Pi,i} \leq dt$ , розраховуються координати точки перегину:

$$x_{Pi,i} = x(t_i + t_{Pi,i}),$$

$$y_{Pi,i} = y(t_i + t_{Pi,i}),$$

$$z_{Pi,i} = z(t_i + t_{Pi,i}).$$

При наявності точки перегину пропонується виконати повторну інтерполяцію для даної ділянки за допомогою згладжуючого сплайну, причому допустиме відхилення,

прийняти рівним різниці діаметрів штангової колони та колони НКТ.

$$\Delta_{\max} = D_T - D_{III},$$

де  $D_T$  – діаметр НКТ,  $D_{III}$  – діаметр штанг.

Після цього слід виконати повторний пошук зон контакту, використовуючи умову (1).

### III. АЛГОРИТМ РОЗРАХУНКУ СИЛ ТЕРТЯ

Описаний в [10] алгоритм розрахунку сил, що діють на штангову колоною з врахуванням тертя, передбачає наявність контакту по всій довжині колони, що призводить до систематично завищених значень сил тертя для умов роботи штангової глибиннонасосної установки навіть при значній викривленості стовбура свердловини. Для прикладу на рис. 3 наведено результат розрахунку сили тертя при русі штангової колони вгору по всій довжині стовбура свердловини Б-320 НГВУ «Надвірнанафтогаз», профіль якого наведено на рис. 2.

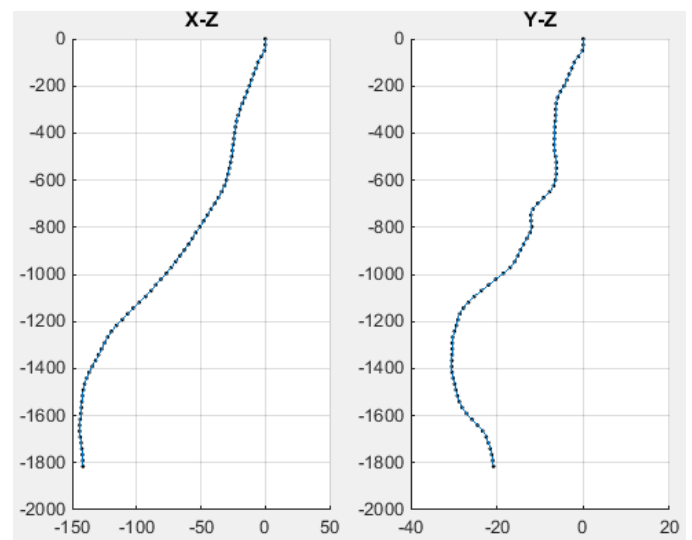


Рис. 2. Проекції профілю свердловини Б-320

Додаткове навантаження від сил тертя оцінюється величиною 30кН, що не відповідає значенням, які спостерігаються для даної свердловини.

З врахуванням того, що сили тертя присутні лише в зонах контакту, алгоритм набуває наступного вигляду.

Розрахунок починається від точки підвісу глибинного насосу. В даній точці штангу можна вважати центрованою всередині колони НКТ, а прикладене навантаження дорівнює:

при русі вниз

$$F_{0d} = W_{\text{нас}} + F_{\text{кл}} - F_{\text{мП}}$$

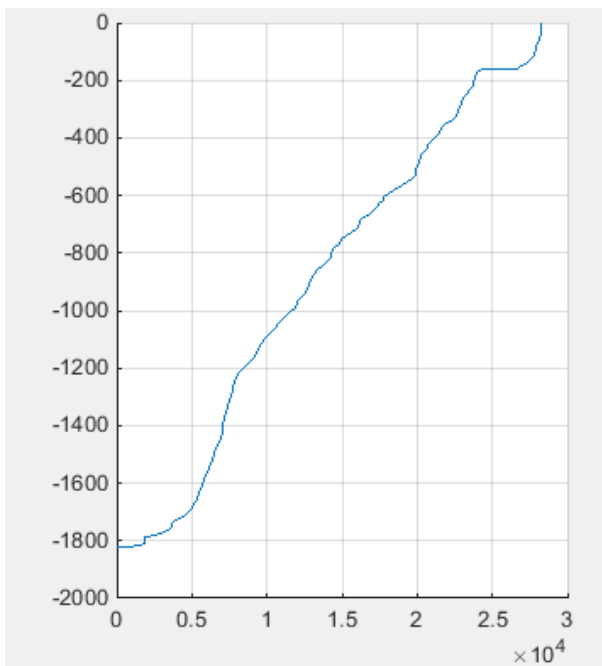


Рис. 3. Величина сили тертя при русі вгору для свердловини Б-320

де  $F_{кл}$  – додаткове навантаження внаслідок гідравлічних втрат у клапанах,  $F_{тП}$  – сила тертя між плунжером та циліндром;

при русі вгору

$$F_{0u} = W_{нас} + F_{кл} + F_{тП} + W_P,$$

де  $W_P$  дорівнює прикладеній до плунжера насоса вазі рідини всередині колони НКТ, яка визначається із врахуванням кривини по всій довжині стовбура свердловини.

При значній викривленості свердловини можна знехтувати складовими, що описують вагу плунжера глибинного насоса, гідравлічні втрати у клапанах та тертя у парі плунжер-циліндр. Тоді для руху вниз навантаження в точці підвісу насоса приймається нульовим, а для руху вгору – рівним  $W_P$ .

Для кожного інтервалу колони  $\Delta L$  розраховується значення сили на верхньому кінці  $F_2$  в залежності від сили, прикладеної на нижньому кінці  $F_1$ :

для прямолінійної ділянки

$$F_2 = F_1 + w \cdot \Delta L \cdot (\cos(\varphi) \pm \mu \cdot \sin(\varphi)),$$

де  $w$  – вага одиниці довжини колони в рідині,  $\varphi$  – кут нахилу;

для криволінійної ділянки

$$F_2 = F_1 \cdot e^{\pm \mu |\theta_1 - \theta_2|} + w \cdot \Delta L \cdot \frac{\sin(\varphi_2) - \sin(\varphi_1)}{\varphi_2 - \varphi_1}$$

де  $\mu$  – коефіцієнт тертя, знак + береться для ходу вгору, мінус – для ходу вниз.

Для ділянок, де контактні зони відсутні, коефіцієнт тертя приймається рівним 0. Це приводить до формули

$$F_2 = F_1 + w \cdot \Delta L \cdot (\cos(\varphi))$$

для прямолінійної ділянки, та

$$F_2 = F_1 + w \cdot \Delta L \cdot \frac{\sin(\varphi_2) - \sin(\varphi_1)}{\varphi_2 - \varphi_1}$$

для криволінійної ділянки.

Визначення складової, зумовленої тертям, виконується шляхом віднімання сили, зумовленої навантаженням від ваги колони штанг та ваги рідини.

#### IV. ВИСНОВКИ

Запропоновано алгоритм врахування положення з'єднувальних муфт при розрахунку сил тертя між штанговою колоною та колоною насосно-компресорних труб при русі штангової колони вгору та вниз, на сонові чого вдосконалено алгоритм розрахунку сил, що діють на штангову колону для викривлених нафтовидобувних свердловин, обладнаних ШГНУ.

#### ЛІТЕРАТУРА REFERENCES

- [1] И.Т. Мищенко. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. — М.: Изд-во «Нефть и газ», 2003. - 816 с.
- [2] Gabor Takacs, "Sucker-Rod Pumping Handbook: Production Engineering Fundamentals and Long-Stroke Rod Pumping", Elsevier, 2015. – 598pp.
- [3] Z. Ma, S. L. Peng, Z. Z. Qu, J. Li, "The Detailed Calculation Model of the Friction between Sucker Rod and the Liquid in the Sucker Rod Pump Lifting System of Heavy Oil", Applied Mechanics and Materials, Vol. 694, pp. 346-349, 2014
- [4] К.Р. Уразаков, Б.М. Латыпов, Р.Р. Исмагилов. Экспериментальные исследования коэффициента трения элементов штанговой колонны винтовых насосных установок // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. 2015. №3. С.256–270.
- [5] А.Г. Газаров., С.А. Рекин, У.М. Абуталипов. Модифицированный параметр Зоммерфельда для исследования трения штанг о трубы: Сб. науч.тр. ДООО БашНИПИнефть. – Уфа, 2002.- Вып. 106.- С. 59-61.
- [6] Насосная добыча высоковязкой нефти из наклонных и обводненных скважин / К. Р. Богомольный, Е.И. Уразаков. - М. : Недра-Бизнесцентр, 2003.
- [7] F.J. Schuh, 1991. The Critical Buckling Force and Stresses for Pipe in Inclined Curved Boreholes, Paper SPE/IADC 21942 Presented at the SPE/IADC Drilling Conference, 11 -14 March, Amsterdam
- [8] J. Wu and H.C. Juvkam-Wold. "The Effect of Wellbore Curvature on Tubular Buckling and Lockup", J. Energy Resour. Technol 117(3), 214-218 (Sep 01, 1995)
- [9] X. He, and A. Kyllingstad, "Helical Buckling and Lock-up Conditions for Coiled Tubing in Curved Wells", SPE Paper 25370, 1995.
- [10] О.В. Євчук, «Розрахунок сил тертя у викривлених свердловинах на основі параметричної сплайн-інтерполяції точок штангової колони», *Методи та прилади контролю якості*, Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2016. - № 1. - С. 107-113
- [11] S. Gibbs, "Rod pumping: Modern Methods of Design, Diagnosis, and Surveillance", USA: BookMasters, Inc., 2012. - 682pp.