

19. Дреус А. Ю., Кожевников А. А. Определение коэффициента распределения тепловых потоков на забое при бурении скважины // Вісн. нац. гірн. ун-ту. –2007. – № 8. – С 54–56.
20. Дреус А. Ю., Кожевников А. А., Чайка А. И. О моделировании процессов теплопереноса на забое при бурении скважины // Пром. теплотехника. – 2007. – Т. 29. – №3. – С.29–35.
21. Дреус А. Ю. Кожевников А. А., Мартыненко И. И. Исследование температурного режима алмазной коронки при импульсной промывке // Вісн. нац. гірн. ун-ту. – 2005. – № 12. – С.64–68.
22. Тепловое поле алмазной коронки при бурении с нестационарным режимом промывки скважины / А. А. Кожевников, С .В. Гошовский, А. Ю. Дреус, И. И. Мартыненко // Доп. НАН України. – 2007. – №2. – С. 62–67.

Поступила 17.06.15

УДК 622.24.053

О. О. Кожевников, д-р техн. наук, **Ю. Л. Кузін**, канд., техн., наук, **О. А. Лексіков**

Державний вищий навчальний заклад «Національний гірничий університет», Україна

ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ КІЛЬКОСТІ ПРОМИВНОЇ РІДИНИ ТА ТОВЩИНИ СТІНКИ БУРИЛЬНОЇ ТРУБИ НА ВИТРАТИ НАПОРУ В КОМБІНОВАНІЙ БУРИЛЬНІЙ КОЛОНІ.

Представлены результаты теоретических исследований зависимости потерь напора в бурильных трубах с различной толщиной стенки с целью определения возможностей существующего бурового оборудования.

Ключевые слова: *толщина стенки бурильной трубы, потери напора, промывочная жидкость, параметры режима бурения.*

Вступ

Для підвищення осьового навантаження одним зі шляхів використання комбінованих колон, що складаються зі стандартних бурильних труб у верхній частині, а у нижній, стиснутій, із внутрішнім діаметром меншим, ніж у стандартних [1; 2].

Метою роботи є теоретично дослідити вплив кількості промивної рідини та товщини стінки на втрати тиску в комбінованій бурильній колоні.

При застосуванні комбінованої бурильної колоні, яка зібрана з стандартних бурильних труб (СБТ) та обважнених бурильних труб (СБТО) з товщиною стінки більшою ніж у СБТ особливе значення для розрахунків втрат тиску промивної рідини мають втрати тиску у гладкій частині СБТО.

Для прикладу розглянемо бурильну колону, що складається з труб з зовнішнім діаметром 50 мм, у якій нижня частина має обважені бурильні труби з товщиною стінки 7,5; 9,5; 11,5; 13,5; 15,5; 17,5 та 19,5 мм. Зі збільшенням товщини стінки обважнених бурильних труб зменшується їх внутрішній діаметр.

Обчислювали тільки втрати тиску у гладкій частині обважнених бурильних труб як найсуттєвіших порівняно з втратами тиску у з'єднаннях.

Розрахунки здійснювали за таких параметрів колоні, свердловини та промивної рідини:

Довжина бурильної колоні $L = 1000$ м;

Витрати промивної рідини $Q = 60; 80; 100$ л/хв;

Густина промивної рідини $\gamma = 1000$ кг/м³;

Зовнішній діаметр бурильної труби $d_{\text{зн}} = 50$ мм;

Товщина стінки стандартної бурильної труби $\delta = 5,5$ мм;

Товщина стінки обважненої бурильної труби $\delta = 7,5; 9,5; 11,5; 13,5; 15,5; 17,5$ та 19,5 мм.

Втрати тиску у гладкій частині колоні бурильних труб були обчислені за формулою [3]

$$P = 82,6 \cdot 10^{-7} \lambda \gamma Q^2 \frac{L}{d_B^5}, \text{ Па} \quad (1)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічних опорів при течії промивної рідини в бурильних трубах; d_B – внутрішній діаметр бурильних труб, м.

У свою чергу

$$d_B = d_{3H} - 2\delta. \quad (2)$$

тоді

$$P = 82,6 \cdot 10^{-7} \lambda \gamma Q^2 \frac{L}{(d_{3H} - 2\delta)^5}, \text{ Па.} \quad (3)$$

При застосуванні комбінованої бурильної колони, яка складається з двох ділянок, одна з котрих складена з СБТ, а інша – з СБТО за рахунок збільшення товщини стінки, втрати тиску у гладкій частині комбінованої колони обчислюють як суму втрат тиску у гладкій частині СБТ та втрат тиску у гладкій частині СБТО, тобто

$$P_1 = P_1' + P_1'', \quad (4)$$

де P_1' – втрати тиску у гладкій частині СБТ, Па,

$$P_1' = 82,6 \cdot 10^{-7} \lambda \gamma Q^2 \frac{L - l_0}{(d'_{3H} - 2\delta')^5} \quad (5)$$

або залежно від товщини стінки бурильної труби δ'

$$P_1' = 82,6 \cdot 10^{-7} \cdot 0,1 \left(1,46 \frac{\Delta_3}{d'_{3H} - 2\delta'} + \frac{4Q100}{\pi(d'_{3H} - 2\delta') \nu} \right)^{0,25} \gamma Q^2 \frac{L - l_0}{(d'_{3H} - 2\delta')^5}, \text{ Па;} \quad (6)$$

де l_0 – довжина нижньої частини колони бурильних труб, що складається з СБТО, м, d'_{3H} – зовнішній діаметр СБТ, м; δ' – товщина стінки СБТ, м,

$$\Delta_3 = L - l_0.$$

P_1'' – витрати тиску у гладкій частині СБТО, Па;

$$P_1'' = 82,6 \cdot 10^{-7} \lambda \gamma Q^2 \frac{l_0}{(d''_{3H} - 2\delta'')^5}, \quad (7)$$

або в залежності від товщини стінки бурильної труби δ''

$$P_1'' = 82,6 \cdot 10^{-7} \cdot 0,1 \left(1,46 \frac{\Delta_3}{d''_{3H} - 2\delta''} + \frac{4Q100}{\pi(d''_{3H} - 2\delta'') \nu} \right)^{0,25} \gamma Q^2 \frac{l_0}{(d''_{3H} - 2\delta'')^5}, \text{ Па,} \quad (8)$$

де: d''_{3H} – зовнішній діаметр СБТО, м; δ'' – товщина стінки СБТО, м.

Для розрахунку втрат тиску у нижній частині бурильної труби довжина нижньої частини СБТ приймаємо еквівалентною довжині нижньої частини СБТО, тобто

$$l_{0СБТ} = l_{0СБТО} \quad (9)$$

Втрати тиску на 1 м у нижній гладкій частині бурильної колони обчислюють за формулою (1) де l_0 1 м, тобто

$$P_1'' = 82,6 \cdot 10^{-7} \cdot 0,1 \left(1,46 \frac{\Delta_3}{d''_{3H} - 2\delta''} + \frac{4 \cdot Q \cdot 100}{\pi(d''_{3H} - 2\delta'') \nu} \right)^{0,25} \gamma Q^2 \frac{1}{(d''_{3H} - 2\delta'')^5} \quad (10)$$

Різницю між втратами тиску на 1 м у гладкій нижній частині бурильної колони, яка зібрана з СБТУ, та втратами тиску на 1 м у нижній гладкій частині колони, що зібрана з СБТ залежно від витрат промивної рідини, осьового навантаження на породоруйнівний інструмент та товщини стінки бурильної труби обчислюють за формулою

$$\Delta P_{1м} = P_{1мСБТО} - P_{1мСБТ}, \text{ Па} \quad (11)$$

Різницю між втратами тиску у гладкій нижній частині бурильної колони, яка складається з СБТО, та витратами тиску у нижній гладкій частині колони, що складається з СБТ залежно від витрат промивної рідини, осьового навантаження на породоруйнівний інструмент та товщини стінки бурильної труби обчислюють за формулою

$$\Delta P = (P_{1мСБТО} \cdot l_{0СБТО} - P_{1мСБТ} \cdot l_{0СБТ}), \text{ Па,} \quad (12)$$

де $l_{0СБТ} = l_{0СБТО}$.

Залежність ΔP від товщини стінки бурильної труби наведена на рис. 1.

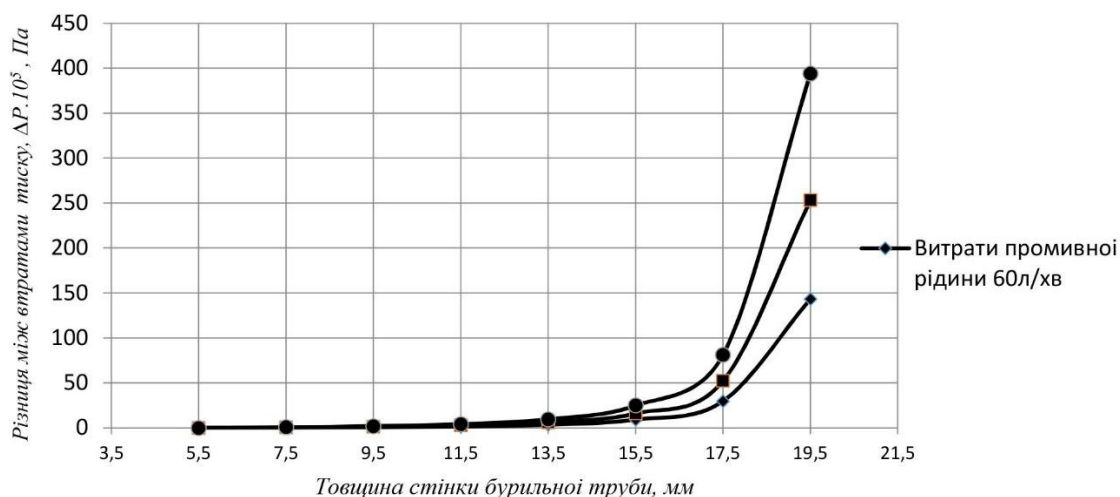


Рис. 1. Залежність різниці між втратами тиску, ($\Delta P \cdot 10^5$, Па) від товщини стінки бурильної труби за різних витрат промивної рідини

Коефіцієнт, що відображає перевищення втрат тиску в нижній частині колони, що складена СБТО у порівнянні з втратами тиску в нижній частині колони, яка складена з СБТ при довжині труби 1 м розраховують за формулою:

$$K_p = \frac{P_{1мСБТУ}}{P_{1мСБТ}}. \quad (13)$$

Залежність K_p від товщини стінки бурильної труби наведена нарис. 2.

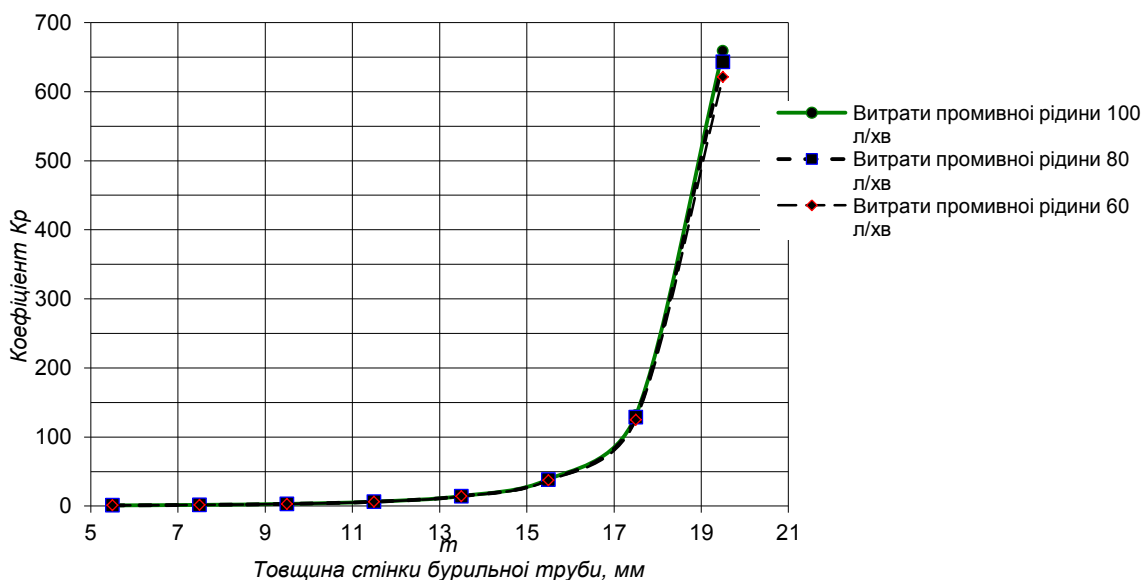


Рис. 2. Залежність коефіцієнта K_p від товщини стінки бурильної труби при різних витратах промивної рідини

Висновки

За розрахунком втрат тиску в комбінованій колоні бурильних труб можна проектувати конструкцію колони, що забезпечуватиме необхідне осьове навантаження та кількість промивної рідини в межах можливостей існуючого обладнання.

Наведено результати теоретичних досліджень залежностей втрат тиску в бурильних трубах з різною товщиною стінки з метою визначення можливостей існуючого бурового обладнання.

Ключові слова: товщина стінки бурильної труби, втрати тиску, промивна рідина, параметри режиму буріння.

Presents the results of theoretical studies of the dependence of the pressure losses in the drill pipe with different wall thickness to determine the capabilities of the existing drilling equipment.

Key words: *the thickness of drill pipe, head loss, the flushing fluid, the parameters of drilling mode.*

Література

1. Залежність між теоретичною масою метра труби та товщиною стінки / А. О. Кожевников, Ю. Л. Кузін, О. А. Лексиков // Гірнична електромеханіка та автоматика: Наук. - техн. зб. – 2004. – Вип.72. – С.102–107.
2. Залежності геометричних характеристик бурильної труби від товщини стінки / С. В. Гошовський, А. О. Кожевников, Ю. Л. Кузін та ін.// Наук. Вісн. НГУ. – 2004. – № 4. С. 58–62.
3. Ганджумян Р. А. Практические расчёты в разведочном бурении.– М.: Недра – 1986. –253 с.

Поступила 16.06.15

УДК 622.24.051

М. В. Супрун; В. І. Куш, д-р фіз.-мат. наук, **А. П. Загора, Р. К. Богданов**, кандидати технічних наук

Інститут надтвердих матеріалів ім. В. М. Бакуля НАН України, м. Київ

МОДЕЛЮВАННЯ ЗНОШУВАННЯ ТА ФОРМОЗМІНИ РОБОЧОЇ ПОВЕРХНІ БУРОВОЇ КОРОНКИ

Запропоновано модель зношування робочої поверхні бурової коронки, що базується на чисельному аналізі модельної контактної крайової задачі механіки деформованого твердого тіла і забезпечує облік не тільки кінематики процесу буріння, а й специфіки контактної взаємодії інструменту і породи.

Ключові слова: *імпрегнована коронка, модель зношування, профіль, контактна взаємодія, метод скінченних елементів.*

Найважливішим конструктивним геометричним параметром алмазної імпрегнованої бурової коронки є профіль робочої поверхні.

Нині доволі важко зберегти задану форму профілю робочого торця до повного відпрацювання бурової коронки без додаткового оснащення матриці армуючими породоруйнівними елементами. У цьому зв'язку актуальна мета – якнайточніше змодельовати знос і зміну форми робочої поверхні імпрегнованої бурової коронки для того, щоб можна було визначити найбільш вразливі місця на робочому торці матриці.

В останні десятиліття запропоновано значну кількість рівнянь зношування, що базуються на концепціях механіки руйнування. Ці рівняння включають характеристики втомної міцності матеріалів [1], граничні напруги крихкого руйнування [2], критичні значення енергії абсорбції [3] та ін. Такі теорії значно розширюють кількість параметрів, які впливають на зношування, включаючи параметри, що характеризують властивості матеріалів. Рівняння зношування, отримані при вивченні різних механізмів зношування наведено у таблиці [4].

У таблиці H означає твердість матеріалу, коефіцієнт K має певне значення для кожного конкретного механізму зношування і моделі, використаної для його вивчення. Як впливає з наведених рівнянь, основними зовнішніми характеристиками, що впливають на швидкість зношування, є контактний тиск p і відносна швидкість ковзання V . Результати аналізу великої кількості рівнянь зношування, отриманих як теоретично, так і на підставі опрацювання результатів трибологічних випробувань на зношування, засвідчують, що в багатьох випадках залежність швидкості зношування від тиску і швидкості ковзання можливо навести у вигляді [3]
$$\frac{\partial w_*}{\partial t} = K_w p^\alpha V^\beta,$$

де параметри K_w, α, β є функціями не лише матеріалу, що зношується, а усього процесу контактної взаємодії. Щодо теоретичних постановок зносоконтактних задач, див. напр. [4].