

РОЗРАХУНОК МАСОВОГО ЗНОСУ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ ЕНЕРГЕТИЧНИМ МЕТОДОМ

А.Я.Янишевський

НДПІ ВАТ „Укрнафта”, 76019, м. Івано-Франківськ, Північний бульвар ім. Пушкіна, 2,
тел. (03422) 43222, e-mail: vyd@cndl.ukrnapfta.com

Определён усреднённый коэффициент, который характеризует энергозатраты на единицу массового износа буровых труб. В статье описывается способ расчёта износа колонн буровых труб.

Average coefficient had been defined which characterizes expenditure of energy on unit of mass wear drill pipes. Method of calculation wear drill string is being describing in this article.

Одним із шляхів підвищення техніко-економічних показників буріння свердловин є зменшення кількості відмов колон бурових труб, на ліквідацію яких витрачаються значні кошти. В зв'язку з цим зростає актуальність проблеми абразивного зношування зовнішньої поверхні сталевих бурових труб, як визначального фактора їх довговічності. На 1 м проходки витрачається від 10 до 20 кг металу бурових труб [1]. При цьому на поповнення відбракованої кількості бурових труб внаслідок зносу і аварій, пов'язаних з ним, витрачаються значні кошти.

Знос зовнішньої поверхні бурових труб характеризується зменшенням діаметра їх замків і тіла. Внаслідок зношування колона досягає граничного стану, при якому вона не може виконувати своїх функцій, спостерігається її відмова (перехід в нероботоздатний стан). Найчастіші поступові відмови в буровій практиці пов'язані з втомними пошкодженнями різьбових з'єднань бурових труб та зносом тіла труб і їх замків. Знос зовнішньої поверхні бурових труб виявляють на поверхні при спуско-підйомних операціях. Рідше спостерігаються відмови, пов'язані з заїданням трубною різьби.

Для глибоких свердловин проблема довговічності стоїть особливо гостро. Це пояснюється особливостями геологічного, технічного і технологічного характеру. До них відносяться: велика глибина свердловини, велика протяжність необсаджених інтервалів, високі твердість і абразивність порід, ускладнена форма просторової траєкторії стовбура свердловини, вібрація бурової колони, велика кількість спуско-підйомних операцій, високі тиски і температура.

Існуючі та інноваційні способи підвищення зносостійкості бурових труб допомагають збільшити їх ресурс. Але, незважаючи на це, проблема виникнення непрогнозованих аварій залишається актуальною.

Відсутність загальної методологічної основи при вивченні тертя, зношування і довговічності колон бурових труб ускладнює практичне використання існуючих досягнень і отримання необхідних для практики науково-технічних рішень [1]. Отже, залишається актуальною необхідність розробки нової науково-обґрунто-

ваної методики прогнозування довговічності колон бурових труб, яка б враховувала їх зношування. Така наукова розробка допоможе передбачити довговічність колон бурових труб і зменшити кількість їх непрогнозованих відмов.

Величину масового зносу колон бурових труб, в основному, нараховують за наступною формулою [2, 3]:

$$Q_1 = K_{\text{зн}} \cdot L_{\text{інт}}, \quad (1)$$

де: Q_1 – зношена маса колони бурових труб, кг; $K_{\text{зн}}$ – коефіцієнт металовитрати при бурінні свердловин, кг/м; $L_{\text{інт}}$ – довжина інтервалу буріння, м.

Але ця методика не повністю враховує умови тертя бурової колони в процесі проходки того чи іншого інтервалу. З метою попередження аварій, які пов'язані зі зносом тіла бурових труб і їх замків, потрібні нові уточнені методи прогнозування зносостійкості колон бурових труб. Обчислити величину масового зносу колони бурових труб і передбачити її довговічність можна за розробленою методикою [4]. Ця методика базується на використанні комплексної емпіричної формули, яка враховує вплив таких шести факторів, як контактний тиск, абразивність гірських порід, швидкість ковзання, шлях тертя, твердість сталі за Брінеллем, мастильні властивості бурових розчинів.

Але інколи виникають ситуації, коли немає повної інформації стосовно абразивності гірських порід чи мастильних властивостей бурового розчину, і тому необхідно мати альтернативну залежність для обчислення масового зносу колони бурових труб. Ця залежність повинна бути науково-обґрунтованою, а також враховувати попередні напрацювання в цьому напрямку і сучасні результати досліджень зношування зовнішньої поверхні бурових труб під час проходки свердловини.

Надійним методом оцінки зносу колони бурових труб, який об'єднував би стандартну методику нарахування масового зносу комплектів бурових труб [2, 3] та розроблену методику [4], може бути така залежність:

$$Q_2 = K_{\text{ен.с}} \cdot E_{\text{внт}}, \quad (2)$$

де: Q_2 – масовий знос бурильних труб, при бурінні свердловини, кг; $K_{ен.с}$ – усереднений розрахунково-емпіричний коефіцієнт, кг/(Н·м); $E_{вит}$ – енергія, витрачена на проходку свердловини, Н·м.

Для цього необхідно вивести значення коефіцієнта $K_{ен.с}$, який характеризує втрату металу бурильних труб за одиницю витраченої на буріння свердловини енергії.

Для визначення величини енергії, необхідної для буріння свердловини, необхідно обчислити значення потужності, яка витрачається на проходку певного інтервалу свердловини. Тому, скориставшись методикою розрахунку, що описана в роботі [5], розрахуємо потужність на верхньому кінці бурильної колони, при бурінні під кондуктор, технічну та експлуатаційну колони (для двох свердловин, пробурених Прикарпатським УБР). Отже, для визначення потужності, що витрачається на обертання бурильної колони, використовуємо такі формули [5]:

$$N_{об} = 0,5 \omega k D_{св} \omega f \left[\frac{\omega^2}{g} \left(\frac{k - \epsilon}{1 - \epsilon} \right)^2 \cdot (0,43 L_p q + L_{кнбк} q_{кнбк} - \frac{0,6 L_p}{1 + \sqrt{1+H} + \sqrt{1 + \sqrt{1+H}} \sqrt[4]{H}}) + \frac{q_{кнбк} \cdot L_{кнбк}^3 \cdot \cos^2 \beta}{12 EI} + \frac{L_p q}{f} \sin \beta \right], \quad (3)$$

$$H = \frac{10,72 EI \omega^2}{L_p^2 g q \cos^2 \beta} \left(\frac{k - \epsilon}{1 - \epsilon} \right)^2, \quad (4)$$

де: γ – відносна густина бурового розчину; μ – коефіцієнт тертя; k – коефіцієнт зменшення швидкості; $D_{св}$ – діаметр свердловини, м; ω – кутова швидкість обертання ротора, с⁻¹; q , $q_{кнбк}$ – вага одиниці довжини бурильної труби та КНБК, Н/м; f – максимальний прогин ділянки колони бурильних труб, м; β – відношення діаметрів бурильної колони і свердловини; L_p , $L_{кнбк}$ – довжини відповідно розтягнутої і стиснутої частин бурильної колони, м; H – допоміжний коефіцієнт; EI – жорсткість бурильних труб при згині, Н·м²; α – зенітний кут.

Потужність, необхідну для подолання опору тертя ($N_{тр} + N_p$) породоруйнівного інструменту по гірській породі і на її руйнування, знаходимо за такими залежностями:

$$N_{тр} + N_p \approx 1,2 F_d \mu \omega R_{ин}; \quad (5)$$

$$F_d = a_1 q_{кнбк} L_{кнбк} \cdot \left(1 - \frac{c_{бр} g}{c_m g} \right) \cos \beta; \quad (6)$$

$$R_{ин} = D_{дол} / 2, \quad (7)$$

де: F_d – дійсне осьове зусилля, Н; a_1 – коефіцієнт пропорційності, що враховує сили опору і гідравлічного підпору; $q_{кнбк}$ – вага одиниці довжини компоновки низу бурильної колони (КНБК), Н/м; $R_{ин}$ – відстань від осі обертання долота до точки прикладання сили руйнування гірської породи, м; $D_{дол}$ – діаметр долота, м.

Розрахункове значення потужності на верхньому кінці бурильної колони знаходимо за наступною формулою [5]:

$$N_{роз} = 1,1 \cdot (N_{об} + N_{тр} + N_p). \quad (8)$$

Використовуючи значення потужності на верхньому кінці бурильної колони, при бурінні під кондуктор, технічну та експлуатаційну колони (для двох свердловин, пробурених Прикарпатським УБР) знаходимо їх витрати на 1 м проходки для кожного інтервалу певної свердловини у вигляді коефіцієнта $(a_N)_i$. Користуючись знайденими величинами, прогнозуємо значення витраченої енергії при бурінні того чи іншого інтервалу.

$$E_{вит} = (a_N)_i \cdot L_i \cdot T_{мб}, \quad (9)$$

де: $(a_N)_i$ – розрахунковий коефіцієнт, кВт/м; L_i – довжина інтервалу, м; $T_{мб}$ – час механічного буріння, с.

Маючи значення витраченої енергії при бурінні свердловин 501-Бугруватівська та 10-Вигода-Витвиця, прогнозуємо знос колони бурильних труб.

Прогнозування зносу Q_1 і Q_2 колони бурильних труб здійснимо двома способами: за методикою описаною в роботах [2, 3] та за методикою [4]. Різниця обчислених величин пояснюється тим, що нова розроблена методика [4], на відміну від узагальненої методики, описаної в [2, 3], детально враховує умови тертя бурильної колони в процесі проходки того чи іншого інтервалу.

Передбачивши значення масового зносу, при бурінні двох вищезгаданих свердловин, обчислюємо значення $(K_{ен.с})_i$ для кожної свердловини і усереднюємо цю величину.

$$(K_{ен.с})_{роз} = Q_1 / E_{вит}, \quad (10)$$

$$(K_{ен.с})_{емп} = Q_2 / E_{вит}, \quad (11)$$

$$(K_{ен.с})_{ем-р} = [(K_{ен.с})_{емп} + (K_{ен.с})_{роз}] / 2, \quad (12)$$

$$(K_{ен.с})_i = \{ [(K_{ен.с})_{ем-р}]_{конд.} + [(K_{ен.с})_{ем-р}]_{т.к.} + [(K_{ен.с})_{ем-р}]_{ек.к.} \} / 3, \quad (13)$$

де: $(K_{ен.с})_{роз}$ – розрахунковий коефіцієнт, кг/(Н·м); $(K_{ен.с})_{емп}$ – емпіричний коефіцієнт, кг/(Н·м); $(K_{ен.с})_{ем-р}$ – емпірично-розрахунковий коефіцієнт, кг/(Н·м).

Отже,

$$K_{ен.с} = [(K_{ен.с})_{501-Бугр} + (K_{ен.с})_{10-Виг.-Витв.}] / 2.$$

$$K_{ен.с} = (6,31 \cdot 10^{-8} + 0,5 \cdot 10^{-8}) / 2 = 3,41 \cdot 10^{-8} \text{ кг/(Н·м)}.$$

В результаті розрахунків за промисловими даними отриманими при бурінні свердловин № 501 на площі Бугруватівська і свердловини № 10 на площі Вигода-Витвиця отримано значення розрахункового та емпіричного коефіцієнтів. Суттєва різниця цих коефіцієнтів пояснюється тим, що новий спосіб розрахунку (на відміну від стандартної методики, описаної в [2, 3]) детально враховує умови тертя бурильної колони.

Таблиця 1 – Вихідні дані

Технологічні фактори	Св. № 501-Бугруватівська			Св. № 10-Вигода-Витвицька		
	Конд.	Т. кол.	Ек. кол.	Конд.	Т. кол.	Ек. кол.
$P_{дл}$, кН	50	157	177	50	137	196
$\rho_{бр}$, кг/м ³	1140	1180	1180	1100	1160	1200
$n_{рот}$, об/хв	80	75	60	80	75	60
$D_{дол}$, мм	393,7	295,3	215,9	393,7	295,3	215,9
$(D_{КНБК})_{сеп}$, мм	215	208	178	254	203	178
$D_{бт}$, мм	127	127	127	140	140	140
$L_{КНБК}$, м	26	80	134	20	72	148
$L_{бт}$, м	222	1920	3416	480	1428	2352
Мастильна композиція	графіт	графіт з нафтою	нафта	нафта	графіт з нафтою	нафта
$\alpha^{сеп}$, град	0	0	0	0	10	12
$T_{мб}$, год	36	457	1172	105	515	900
Гірська порода	пісков. крупноз.	пісков. дрібноз.	аргіліт	алевроліт	пісков. дрібноз.	пісков. крупноз.

Таблиця 2 – Розрахункові величини

Розрахункові параметри	Св. № 501-Бугруватівська			Св. № 10-Вигода-Витвицька		
	Конд.	Т. кол.	Ек. кол.	Конд.	Т. кол.	Ек. кол.
$E_{вит}$, ГН·м	1,2	118	216	51	751	729
Q_1 , кг	273	6984	14787	550	3560	8180
Q_2 , кг	25,6	154	23,84	9,28	39,3	435,6
$(K_{ен.емп}) \times 10^{-8}$, кг/(Н·м)	2	0,131	0,011	0,0182	0,005	0,06
$(K_{ен.розр}) \times 10^{-8}$, кг/(Н·м)	23	6	6,85	1,08	0,474	1,12
$(K_{ен.ем-р}) \times 10^{-8}$, кг/(Н·м)	12,4	3,1	3,43	0,6	0,24	0,591
$(K_{ен.с})_i \times 10^{-8}$, кг/(Н·м)	6,31			0,5		
$K_{ен.с} \times 10^{-8}$, кг/(Н·м)	3,41					

Всі основні вихідні дані відображені в табл. 1, а основні розраховані та спрогнозовані величини наведені в табл. 2. Значення усередненого розрахунково-емпіричного коефіцієнта для західного нафтогазопромислового регіону менше, ніж значення такого ж коефіцієнта для східного нафтогазопромислового регіону. Це пояснюється різними геологічними розрізами розбурюючих площ західного та східного нафтогазопромислових регіонів. Тому встановлено величину коефіцієнта пропорційності між витраченою енергією при бурінні свердловини та величиною масового зносу бурильних труб – $K_{ен.с} = 3,41 \cdot 10^{-8}$ кг/(Н·м). Це дає можливість, знаючи величину витраченої на буріння свердловини енергії, точніше вираховувати масовий знос колони бурильних труб енергетичним способом і прогнозувати її ресурс.

Таким чином, за допомогою рівняння (2) можна спрогнозувати масовий знос колони бурильних труб енергетичним методом при бурінні прогнозованої ділянки (під кондуктор, технічну чи експлуатаційну колони). Далі, аналогічно алгоритму, описаному в роботі [4], можна передбачити ресурс колони бурильних труб. Послідовність прогнозування наступна:

– визначаємо мінімальну товщину стінки колони бурильних труб, при бурінні прогнозованої ділянки;

– якщо зношування бурильних труб – одностороннє, то шляхом геометричних побудов та розрахунків, використовуючи результати роботи [6], передбачаємо вигляд перерізу зношеної бурильної труби;

– якщо спрогнозована товщина стінки бурильної труби виявилась меншою рекомендованих величин, то планується проведення позачергового неруйнівного контролю;

– якщо товщина стінки знаходиться в нормі, то передбачають ресурс колони бурильних труб, враховуючи попередній шлях тертя та втрату товщини стінки;

Отже, за допомогою розробленої методики можна передбачити ресурс колони бурильних труб за даних умов. Це дасть змогу уникнути непередбачених відмов бурильної колони шляхом застосування необхідних ефективних заходів, а саме: раціонально визначити час проведення позачергового неруйнівного контролю. Періодичність такого контролю визначається розрахунковим методом. Тому методика прогнозування довговічності колон бурильних труб, розроблена на основі роботи [4] та даного методу — вдосконалений інструмент, що дає змогу раціонально спланувати позачерговий неруйнівний контроль бурильних труб та їх ремонт.

Отже, в найближчий період планується впровадити розроблену методику прогнозування довговічності колон бурильних труб на виробництві.

В перспективі необхідно розробити програму для ПЕОМ, яка допомагала б оперативно проводити обчислення за методикою [4] і за цим енергетичним методом. Крім цього, в зв'язку з тим, що питання тертя і зношування стоять особливо гостро, необхідно розробляти покращані мастильні композиції для бурових розчинів [7]. Потребують вдосконалення існуючі конструкції протекторів бурильних труб. Також необхідно досліджувати, розробляти і впроваджувати інноваційні способи зміцнення бурильних труб. Потребують дослідження і впровадження наплавки новітніх зносостійких матеріалів на замках бурильних труб [8].

Література

- 1 Голубев Г.Р., Новиков Л.А. Трение, износ и защита бурильных колонн в глубоких скважинах. – М.: Недра, 1981. – 158 с.
- 2 Эрлих Г.М. Эксплуатация бурильных труб. – М.: Гостоптехиздат, 1956. – 302 с.
- 3 Волков А.С., Калинин А.Г., Бронзов А.С. Бурильные трубы и их соединения. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 128 с.

4 Крижанівський Є.І., Янишевський А.Я. Методика прогнозування працездатності бурильної колони // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. Сер. „Нафтогазопромислове обладнання”: Держ. міжвід. наук.-техн. зб. / ІФДТУНГ. – 1999. – Т. 4. – Вип. 36. – С. 14-24.

5 Расчёт бурильных труб в геолого-разведочном бурении / Е.Ф.Эпштейн, В.И.Мацейчик, И.И.Ивахнин, А.Ш.Асатурян. – М.: Недра, 1979. – 160 с.

6 Двоглазов И.А., Березина Н.А. Оценка снижения прочности геологоразведочных труб с износом // Вопросы эксплуатации нефтепродовольственных труб: Тр. ВНИИТнефть. – Куйбышев: Гипровостокнефть. – 1980. – Вып. 12. – С. 62 - 72.

7 Голубев Г.Р. и др. Снижение сил сопротивления движению колонны в сверхглубокой скважине / Г.Р.Голубев, М.И.Ворожбитов, В.И.Иванников // Пути интенсификации буровых работ: Тр. / ВНИИБТ. – М.: Изд-во ВНИИБТ. – 1973. – Вып. 30. – С. 68 - 72.

8 Исследование износостойкости замковой стали при трении о горные породы в различных средах / А.И.Голованов, Г.В.Конесев, М.Р.Мавлютов и др. // Технология бурения нефтяных и газовых скважин: межвузовский науч.-темат. сб. / УНИ. – Уфа: Изд-во Уфим. нефт. ин-та. – 1982. – С. 108 - 114.

УДК 622.276.53.05-886

АНАЛІЗ СТРУКТУРНИХ СХЕМ ВИКОНАВЧИХ МЕХАНІЗМІВ ВЕРСТАТІВ-ГОЙДАЛОК

Є.І.Крижанівський, Б.Д.Малько, В.Я.Попович

ІФНТУНГ, вул. Карпатська, 15 тел. (03422) 42264, 42453, факс. (03422) 42139,
e-mail: rector@nung.edu.ua

Проведен анализ исполнительных схем исполнительных механизмов станков-качалок. Предложены варианты структурных схем исполнительных механизмов без избыточных связей с целью увеличения КПД.

The analysis of executive mechanisms of the pumping units is done. The authors have proposed the alternative executive mechanisms schemes without overloading connections in order to increase productivity.

Верстат-гойдалки (ВГ) належать до машин циклічної дії з великим навантаженням на виконавчий механізм. Враховуючи складні експлуатаційні умови і велике навантаження, як виконавчі – найчастіше використовують найпростіші чотириланкові важільні механізми. На рис. 1 зображені структурні схеми найпоширеніших виконавчих механізмів, які використовуються у ВГ.

Важільний механізм складається із п'яти рухомих ланок (1 – кривошип, 2,3 – шатуни, 4 – траверса, 5 – балансир) та семи кінематичних пар 5-го класу – О, А, В, С, D, Е та F.

Враховуючи, що число ступенів вільності цього просторового механізму складає $W = 1$, визначаємо кількість надлишкових зв'язків у

його структурній схемі [1, 2]

$$q = W - 6n + 5p_5 + 4p_4 + 3p_3 + 2p_2 + p_1 = \\ = 1 - 6 \cdot 5 + 5 \cdot 7 = 6,$$

де: n – кількість рухомих ланок; p_i – кількість кінематичних пар i -го класу ($i=1, 2, 3, 4, 5$).

Надлишкові зв'язки, як правило, проявляються при складанні механізму. Кожний надлишковий зв'язок викликає додаткові натяги в кінематичних парах і деформації ланок. Як наслідок, з'являються додаткові реакції в кінематичних парах, зростають втрати на тертя, зменшується коефіцієнт корисної дії механізму, з'являються додаткові деформації в його елементах.