

## ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ДЕЯКИХ ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНИХ ЧИННИКІВ НА ХОЛОСТЕ ОБЕРТАННЯ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ

І. І. Чудик

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 45560,  
e-mail: chudoman@ukr.net

*Предлагается энергетический метод расчета потерь мощности при вращении буровой колонны, которая учитывает вид вращения буровой колонны в укрепленном и открытом стволе скважины под действием сжимающих и растягивающих усилий, сил взаимодействия полуволн изгиба колонны буровых труб со стенками скважины, адгезионное взаимодействие фильтрационной корки на стенках скважины с буровой колонной, влияние плотности бурового раствора, производительности буровых насосов, диаметров и длины бурового инструмента, а также других факторов. В данном направлении ведутся дальнейшие исследования.*

Енергетика займає в економіці кожної країни ключові позиції та великою мірою визначає розвиток держави взагалі. В енергетичному балансі України 60% займає нафта і газ. Згідно із Енергетичною стратегією річне використання природного газу в Україні має поступово зменшитися до 2030 року і знизитися до рівня 49,5 млрд. м<sup>3</sup>. Сьогодні Україна належить до енергодефіцитних держав світу, за видобутком власних енергоносіїв посідає 26 місце і забезпечує себе лише на 25%. Тому існує велика проблема подолання нафтогазового дефіциту в державі шляхом збільшення пошуково-розвідувальних бурових робіт та використання нових, прогресивних і енергоощадливих технологій видобування вуглеводнів. Одним із перспективних шляхів її вирішення є реалізація проектів буріння з одночасною мінімізацією затрат енергії при цьому. В основі вдосконалення способів проходки нафтових і газових свердловин складних профілів (вертикальних надглибоких, горизонтальних із великою протяжністю стовбура по продуктивному горизонту, багатовибійних) лежить вирішення ряду техніко-енергетичних проблем:

1. Здійснення передачі з устя свердловини на вибій потужності, необхідної для ефективного буріння.

2. Найбільш ефективна реалізація цієї потужності для механічного руйнування гірської породи і транспортування її уламків на денну поверхню.

3. Зменшення затрат енергії на буріння свердловини (процес руйнування гірської породи, поглиблення вибою і виносу вибуреної породи на денну поверхню з одночасною очищеною вибою свердловини).

Під час розрахунку потужності привода бурової установки для обертання бурової колонни здебільшого використовуються різні емпіричні формули, отримані шляхом обробки

*The energy method of calculation of capacity's expenses in the case of a drilling column revolving is presented in this article. The given method takes into consideration the following things: the kind of revolving of a drilling column in the fixed and open pipe of a borehole under the influence of compressing and stretching efforts, interaction forces of separate half-waves a bendings of a column of boring pipes, interaction of filtering peel on walls of a borehole, with a boring column, influence of irrigating liquids thickness, supply of drilling pumps, diameters and lengths of the boring tool and other factors. In the given direction the further researches are conducted.*

експериментальних результатів у отриманих в промислових умовах [1]. Дані залежності адекватно описують затрати потужності лише за певних гірничо-геологічних та техніко-технологічних умов буріння, і їхнє використання для інших випадків не дає позитивного результату. УВ дослідженнях [2, 3] запропоновано точніші залежності, які дають змогу визначати потужність на обертання бурової колонни в свердловині з частковим розвантаженням на вибій, але не враховують: характер обертання та відцентрові сили. Врахувавши вказані недоліки попередніх досліджень, Султанов [4] запропонував розрахункову математичну модель у похило-скерованій свердловині триінтервального профілю з використанням спрощених залежностей, які наближено описують взаємодію труб на ділянці набору та стабілізації зенітного кута, що також ставить під сумнів їх достовірність. У дослідженнях [5] Сарояном було замінено емпіричні залежності Федорова [1] на аналітичні і враховано сили опору в свердловині при обертанні зігнутих частин бурової колонни. Проте, незважаючи на велику кількість досліджень у даному напрямі, математична модель розрахунку затрат потужності на обертання бурової колонни в свердловині залишається спрощеною і не враховує:

1. Сили взаємодії окремих півхвиль згину колонни бурових труб із стінками свердловини.

2. Адгезійну взаємодію (прилипання) фільтраційної кірки на стінках свердловини із буровою колоною.

3. Вид обертання бурової колонни в закріпленому і відкритому стовбурах свердловини під дією стискаючих, розтягуючих зусиль та інших навантажень.

4. Вплив густини промивальної рідини, подачі бурових насосів, діаметрів та довжин бурового інструменту й інших техніко-технологічних чинників.

Тому для встановлення впливу на затрати потужності у процесі обертання бурильної колони перерахованих чинників пропонується методика розрахунку потенціальної енергії деформації трубно-системи в стовбурі свердловини, яка описується такою рівністю:

$$U - A_1 - A_2 - A_3 - A_4 - A_5 - A_6 = 0, \quad (1)$$

де:  $A_1$  – робота розтягуючої (стискаючої) осьової сили;

$A_2$  – робота розтягуючої (стискаючої) сили власної ваги;

$A_3$  – робота відцентрової сили;

$A_4$  – робота інерційної сили, обумовленої рухом бурового розчину;

$A_5$  – робота сили тиску помпування бурового насоса;

$A_6$  – робота крутного моменту.

На основі існуючих залежностей [5], було отримано систему рівнянь:

$$\left\{ \begin{aligned} U_i - A_{1i} - A_{2i} - A_{3i} - A_{4i} - A_{5i} - A_{6i} &= 0 \\ U_i &= \frac{EI_i f^2 \pi^4}{4L_i^3} \\ A_{1i} &= \pm \frac{G^2 f^2 \pi^2}{4L_i} \\ A_{2i} &= \pm \frac{q_i}{8} \cos(\alpha) f^2 \pi^2 \\ A_{3i} &= \frac{q_i}{4 \cdot g} \omega^2 f^2 L_i \\ A_{4i} &= \frac{\rho_{\delta p} f^2 \pi^2}{4L_i} (S_{\delta} v_{\delta}^2 + S_{kn} v_{kn}^2) \\ A_{5i} &= \left[ P_0 S_0 + \left( \left[ \rho_{\delta p} + \frac{P_{kn}}{Lg} \right] S_{kn} - \left[ \rho_{\delta p} - \frac{P_{\delta m}}{Lg} \right] S_{\delta} \right) L_i g \right] \frac{f^2 \pi^2}{4L_i} \\ A_{6i} &= \frac{2Mkp_i^2 \pi^2 f^2}{EI_i L_i} \end{aligned} \right. \quad (2)$$

де:  $i$  – порядковий номер півхвилі згину;

$L_i$  – довжина півхвилі згину бурильної колони;

$S_{\delta}$  і  $S_{kn}$  – площі поперечних перерізів внутрішнього каналу бурильних труб і кільцевого простору за ними;

$v_{\delta}$  і  $v_{kn}$  – швидкості течій промивальної рідини в перерізах, площами  $S_{\delta}$  і  $S_{kn}$ ;

$P_{\delta m}$ ,  $P_{kn}$ ,  $P_0$  – втрати тиску в трубах, у кільцевому просторі та насадках долота;

$S_0$  – площа поперечного перерізу промивальних отворів долота;

$Mkp_i$  – момент, необхідний для обертання бурильної колони;

$\omega$  – кутова швидкість обертання бурильної колони;

$\rho_{BP}$  – густина бурового розчину;

$EI_i, q, f$  – жорсткість на згин, вага погонного метра та стріла прогину бурильної колони;

$G$  – осьове навантаження на бурильну колону;

$g$  – прискорення вільного падіння.

Крутний момент, необхідний для обертання бурильної колони у свердловині, заповненій буровим розчином, визначається за наступною залежністю:

$$Mkp_{i+1} = Mkp_i + M\delta p_i + Mтер_i, \quad (3)$$

де:  $M\delta p_i$  – момент опору у процесі обертання бурильної колони у буровому розчині [5];

$Mтер_i$  – момент опору, обумовлений тертям бурильної колони об стінку свердловини та адгезійною взаємодією труб із фільтраційною кіркою.

$$M\delta p_i = \frac{\pi L_i \eta_{\delta p} D_{\delta m}^2 D_{cv}^2}{D_{cv}^2 - D_{\delta m}^2} \left[ \omega - \frac{\tau_{\delta p}}{\eta_{\delta p}} \ln \left( \frac{D_{\delta m}}{D_{cv}} \right) \right], \quad (4)$$

$$Mтер_i = (F_{npi} \mu_{тер} + S_i A) \frac{D_{\delta m}}{2}, \quad (5)$$

$$F_{npi} = f \left[ \frac{q_i \cdot \sin(\alpha) g 10^{-5}}{2} L_i \left( \frac{3\omega}{\pi} \right)^2 + \frac{P}{25L_i} \right]; \quad (6)$$

$$Mkp \cdot \phi_i = Mkp \cdot \phi_{i-1} + b \rho_{BP} \omega^{0.7} \sum_{i=1}^n D_{BT}^2 L_i, \quad (7)$$

де:  $D_{\delta m}$ ,  $D_{cv}$  – діаметри бурильної колони та свердловини;

$\tau_{\delta p}$ ,  $\eta_{\delta p}$  – динамічне напруження зсуву та пластична в'язкість бурового розчину;

$\mu_{тер}$  – коефіцієнт тертя металу труб об стінку свердловини (обсадну колону);

$A$  – показник міцності фільтраційної кірки при зсуві [8];

$F_{npi}$  – сила притискання вершини півхвилі до стінки свердловини [2, 3];

$b$  – коефіцієнт врахування викривлення свердловини;

$S_i$  – площа взаємодії тіла труби із фільтраційною кіркою [6];

$Mkp \cdot \phi$  – значення моменту опору обертання бурильної колони, визначене в роботі [1].

Для встановлення кількісної і якісної оцінки впливу різноманітних чинників на взаємодію бурильної колони із стінками свердловини використовуються такі вихідні дані (табл. 1).

У результаті проведених досліджень за запропонованою методикою, згідно наведених вихідних даних (т. 1), отримано графічні залежності (рис. 1 – 10), з яких випливає наступне.

Таблиця 1 – Вихідні дані для проведення розрахунків за наведеною методикою

Вихідні параметри	Осьове навантаження на бурильну колону	Швидкість обертання долота	Діаметр долота	Діаметр бурильної колони	Довжина бурильної колони
Позначення	$P_{БК}$	$\omega$	$D_{Дол}$	$D_{БТ}$	$L_{БТ}$
Одиниця вимірювання	Н	$C^{-1}$	М	М	М
Діапазон зміни	$(-4 \div 4) \times 10^4$	2 ÷ 14	0.18 ÷ 0.26	0.06 ÷ 0.12	100 ÷ 1000
Вихідні параметри	Густина бурового розчину	Показник міцності фільтраційної кірки під час зсуву	Товщина фільтраційної кірки	Коефіцієнт тертя	Подача насоса
Позначення	$\rho_{БР}$	$A$	$f$	$\mu$	$Q$
Одиниця вимірювання	КГ/М <sup>3</sup>	Па	ММ		М <sup>3</sup> /С
Діапазон зміни	1000 ÷ 1600	$(0 \div 2) \times 10^4$	1 ÷ 4	0 ÷ 0.25	0.01 ÷ 0.05

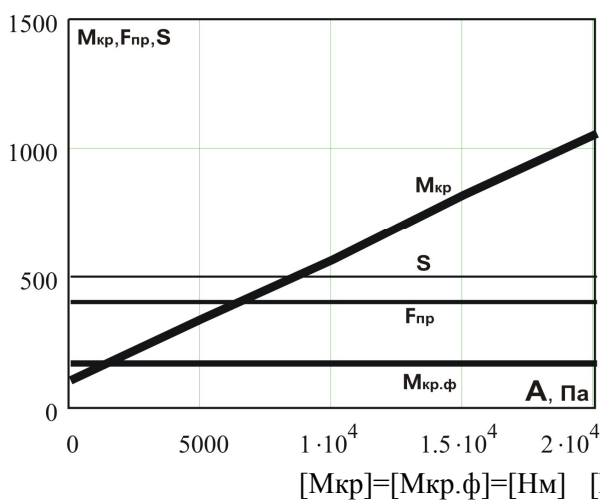


Рисунок 1 — Залежність  $M_{кр}$ ,  $M_{кр.ф}$ ,  $F_{пр}$  і  $S$  від показника адгезії фільтраційної кірки

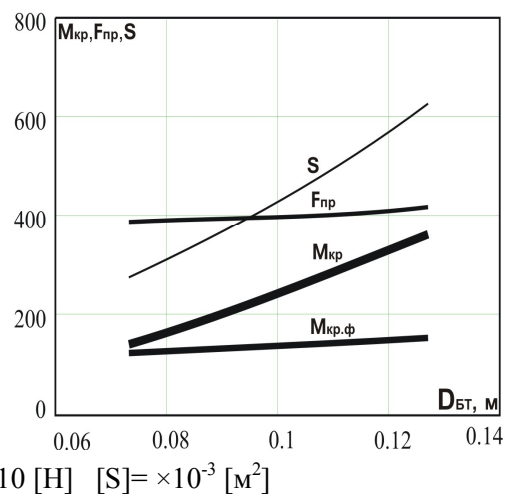


Рисунок 2 — Залежність  $M_{кр}$ ,  $M_{кр.ф}$ ,  $F_{пр}$  і  $S$  від діаметра бурильної колони

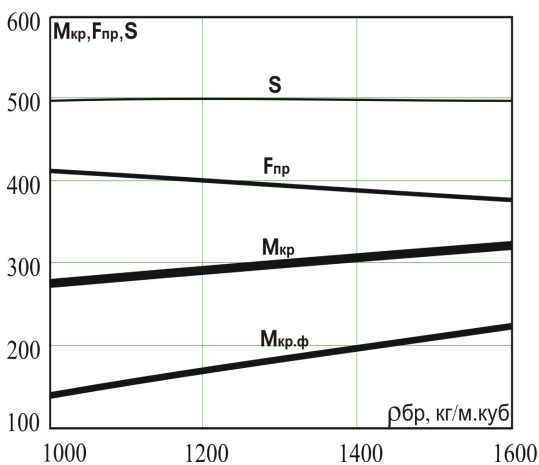


Рисунок 3 — Залежність  $M_{кр}$ ,  $M_{кр.ф}$ ,  $F_{пр}$  і  $S$  від густини бурового розчину

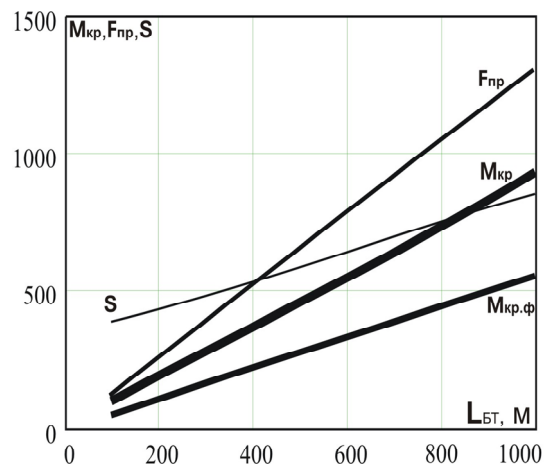


Рисунок 4 — Залежність  $M_{кр}$ ,  $M_{кр.ф}$ ,  $F_{пр}$  і  $S$  від довжини бурильної колони

1. Зростанню величини  $M_{кр}$  сприяють збільшення: швидкості обертання бурильної колони в свердловині  $\omega$  (рис. 9), її зовнішнього діаметра  $D_{БТ}$  (рис. 2) і довжини  $L_{БТ}$  (рис. 4), показника міцності фільтраційної кірки під час зсуву  $A$  (рис. 1) і її товщини  $f$  (рис. 7), густини бурового розчину  $\rho_{БР}$  (рис. 3), діаметра долота  $D_{Дол}$  (рис. 5), коефіцієнта тертя металу труб об стінку свердловини  $\mu$  (рис. 6). Зменшення моменту опору обертання бурильної колони спостерігається при зростанні величин  $Q$  (рис. 8) і  $P_{БК}$  (рис. 10). Величина  $M_{кр}$  є визначальною при

вого розчину  $\rho_{БР}$  (рис. 3), діаметра долота  $D_{Дол}$  (рис. 5), коефіцієнта тертя металу труб об стінку свердловини  $\mu$  (рис. 6). Зменшення моменту опору обертання бурильної колони спостерігається при зростанні величин  $Q$  (рис. 8) і  $P_{БК}$  (рис. 10). Величина  $M_{кр}$  є визначальною при

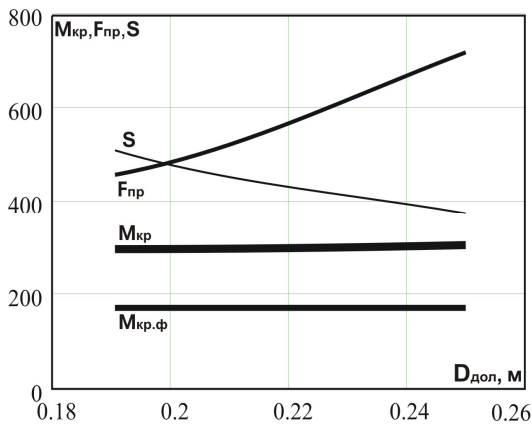


Рисунок 5 — Залежність  $M_{кр}$ ,  $M_{кр.ф}$ ,  $F_{пр}$  і  $S$  від діаметра долота

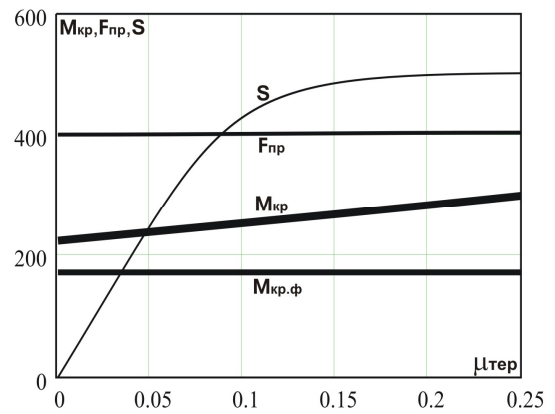


Рисунок 6 — Залежність  $M_{кр}$ ,  $M_{кр.ф}$ ,  $F_{пр}$  і  $S$  від коефіцієнта тертя

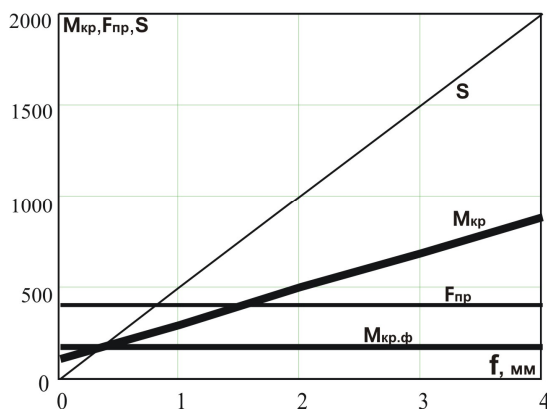


Рисунок 7 — Залежність  $M_{кр}$ ,  $M_{кр.ф}$ ,  $F_{пр}$  і  $S$  від товщини фільтраційної кірки

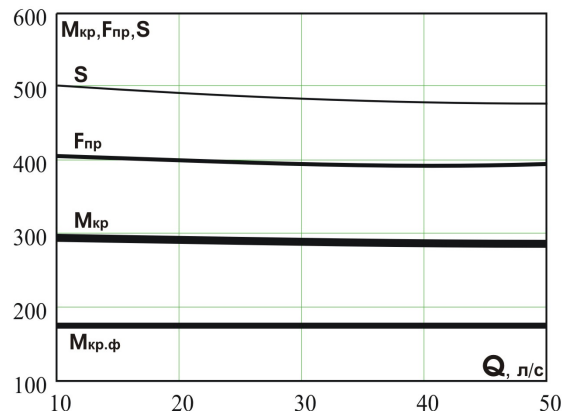


Рисунок 8 — Залежність  $M_{кр}$ ,  $M_{кр.ф}$ ,  $F_{пр}$  і  $S$  від подачі насоса

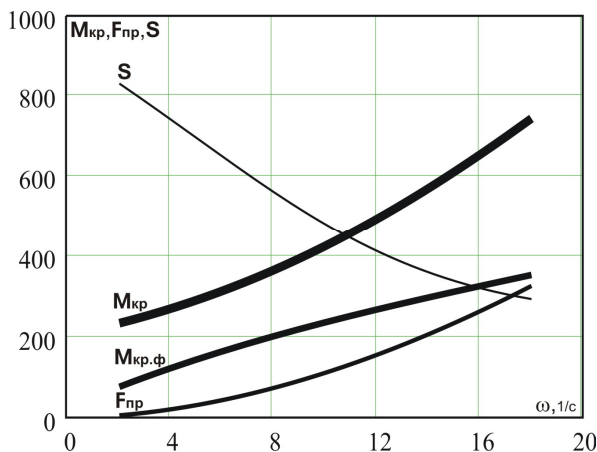


Рисунок 9 — Залежність  $M_{кр}$ ,  $M_{кр.ф}$ ,  $F_{пр}$  і  $S$  від швидкості обертання долота

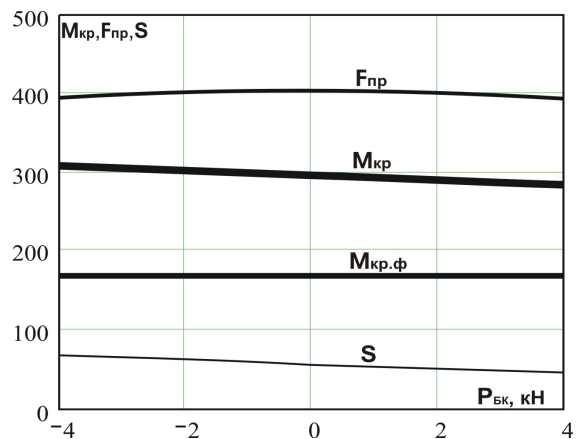


Рисунок 10 — Залежність  $M_{кр}$ ,  $M_{кр.ф}$ ,  $F_{пр}$  і  $S$  від осевого навантаження на долото

оцінюванні затрат енергії на обертання бурильної колони, і тому вищевказані параметри є безпосередніми чинниками впливу на передачу потужності від привода до долота.

2. Зростанню величини  $S$  сприяють збільшення: зовнішнього діаметра бурильної колони  $D_{БТ}$  (рис. 2) і її довжини  $L_{БТ}$  (рис. 4), товщини фільтраційної кірки  $f$  (рис. 7), густини бурового розчину  $\rho_{БР}$  (рис. 3), коефіцієнта тертя металу труб об стінки свердловини  $\mu$  (рис. 6). Змен-

шення площі контакту бурильної колони із стінками свердловини і фільтраційною кіркою спостерігається у випадку зростання величини швидкості її обертання в свердловині  $\omega$  (рис. 9), подачі насоса  $Q$  (рис. 8) і навантаження  $P_{БК}$  (рис. 10), показника міцності фільтраційної кірки під час зсуву  $A$  (рис. 1), діаметра долота  $D_{ДОЛ}$  (рис. 5). Величина  $S$  є досить наближеним параметром і визначити її навіть при дуже точних методах в умовах свердловини є неможли-

во. Тому при аналітичній оцінці затрат енергії на обертання бурильної колони можна за наведеною методикою [5] врахувати величину площі контакту труб із стінками свердловини і фільтраційною кіркою та підвищити точність даного методу розрахунку.

3. Зростанню величини  $F_{\text{пр}}$  сприяють збільшення: зовнішнього діаметра бурильної колони  $D_{\text{БТ}}$  (рис. 2), довжини  $L_{\text{БТ}}$  (рис. 4) і швидкості її обертання в свердловині  $\omega$  (рис. 9), діаметра долота  $D_{\text{Дол}}$  (рис. 5). Зменшення сили притискання бурильної колони до стінок свердловини спостерігається при зростанні густини бурового розчину  $\rho_{\text{БР}}$  (рис. 3). Мало впливають на величину  $F_{\text{пр}}$  коефіцієнт тертя металу труб об стінки свердловини  $\mu$  (рис. 6), товщина фільтраційної кірки  $f$  (рис. 7), подача насоса  $Q$  (рис. 8) і навантаження  $P_{\text{БК}}$  (рис. 10), показник міцності фільтраційної кірки під час зсуву  $A$  (рис. 1). Величину  $F_{\text{пр}}$  в умовах свердловини можна визначити, використовуючи спеціальний пристрій [6], результати роботи якого забезпечать підвищення точності запропонованого методу.

4. Момент опору обертання бурильної колони  $M_{\text{кр,ф}}$ , (згідно всіх наведених графічних залежностей) є заниженим. Порівнянню із  $M_{\text{кр}}$ , внаслідок того, що не враховуються такі чинники, як показник міцності фільтраційної кірки під час зсуву  $A$ , її товщина  $f$ , діаметр долота  $D_{\text{Дол}}$ , коефіцієнт тертя металу труб об стінки свердловини  $\mu$ , подача насоса  $Q$  і навантаження на бурильну колону  $P_{\text{БК}}$ .

5. Показник міцності фільтраційної кірки під час зсуву  $A$  (рис. 1) на момент опору обертання бурильної колони має лінійний вплив за незмінних значень сумарної сили її притискання до стінок свердловини та площі контактування. Незважаючи на такий вплив параметра  $A$ , в попередніх відомих дослідженнях майже відсутнє наукове обґрунтування доцільності його врахування внаслідок складності визначення фактичної площі контакту  $S$ .

6. Незалежно від того, як змінюється площа контакту труб із фільтраційною кіркою  $S$  та сила притискання  $F_{\text{пр}}$  за всіма параметрами ( $P_{\text{БК}}$ ,  $\omega$ ,  $D_{\text{Дол}}$ ,  $D_{\text{БТ}}$ ,  $L_{\text{БТ}}$ ,  $\rho_{\text{БР}}$ ,  $A$ ,  $f$ ,  $\mu$ ,  $Q$ ), за запропонованою методикою момент опору обертання  $M_{\text{кр}}$  характеризується значно більшими значеннями, ніж  $M_{\text{кр,ф}}$  за рахунок комплексного врахування при розрахунках чинників ( $P_{\text{БК}}$ ,  $\omega$ ,  $D_{\text{Дол}}$ ,  $D_{\text{БТ}}$ ,  $L_{\text{БТ}}$ ,  $\rho_{\text{БР}}$ ,  $A$ ,  $f$ ,  $\mu$ ,  $Q$ ).

7. Зростання  $M_{\text{кр}}$  відбувається в основному за рахунок збільшення площі контактування труб із стінками свердловини і фільтраційною кіркою через її товщину, липкості, коефіцієнта тертя, кількості півхвиль згину і довжини бурильної колони, співвідношення  $D_{\text{БТ}}/D_{\text{д}}$ , подачі бурового розчину і його густини.

**Висновок:** наведені результати аналітичних досліджень та їх аналіз підтверджують необхідність комплексного врахування різноманітних техніко-технологічних чинників і необхідність їх використання при проектуванні режимів буріння і регулюванні енергозатрат цього процесу.

1 Практические расчеты в бурении / В.С.Федоров, В.Г.Беликов, Ф.Д.Зенков и др. – М.: Недра, 1966. – 600 с.

2 Александров М. М. О формулах для определения затрат мощности на холостое вращение бурильной колонны // Изв. ВУЗов Нефть и газ. – 1971. – №2. – С. 21 – 24.

3 Александров М. М. О затратах мощности на холостое вращение бурильной колонны, опирающейся на забой // Изв. ВУЗов Нефть и газ. – 1971. – №4. – С. 30 – 33.

4 Работа бурильной колонны в скважине / Б. З. Султанов, Е. И. Ишемгузин, М. Х. Шаммасов, В. Н. Сорокин. – М.: Недра, 1973. – 217 с.

5 Сароян А.Е. Теория и практика работы бурильной колонны. – М.: Недра, 1990. – 264 с.

6 Чудик І.І., Буй В.В. Розрахунок контактних зон бурильних труб зі стінками свердловини і фільтраційною кіркою // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – № 4(25). – 2007. – С. 84 – 88.

7 Патент Україна 20126 А, МПК 2006 E21B19/00. Пристрій для вимірювання зусиль в колоні бурильних труб / Івасів В.М., Василів М.В., Атрим В.І., Козлов А.А., Чудик І.І., Юрич А.Р. Опубл. 15.01.2007. Бюл. №1.

8 Зейналов И.Э. Исследование влияния фильтрации бурового раствора и свойств жидкостей, используемых в качестве ванны на характер взаимодействия колонны труб в глинистой корке // Изв. ВУЗов Нефть и газ. – 1991. – №8. – С. 46 – 51.