УДК 681.518.3

ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF DRILL PIPE COLUMN DEFORMATION ON THE ACCURACY OF PASSAGE MEASUREMENT АНАЛІЗ ВПЛИВУ ДЕФОРМАЦІЇ КОЛОНИ БУРИЛЬНИХ ТРУБ НА ТОЧНІСТЬ

ВИМІРЮВАННЯ ПРОХОДКИ

Zvarych Н. / Зварич Г.Г. ORCID: 0000-0002-7866-542X Маteik H./ Матеїк Г.Д. 0000-0003-0286-389X Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Karpatskaya, 15,76019 Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, вул.Карпатська, 15, 76019

Анотація. У роботі розглядаються елементи деформації колони бурильних труб на похибку вимірювання проходки долота у процесі буріння нафтових та газових свердловин. Шляхом переробки інформації про подачу бурильного інструменту отримані показники ефективності процесу заглиблення свердловини як проходка на долото; рейсова швидкість буріння; проходка за певний інтервал часу та ін. Зроблено висновок про необхідність корекції температурної похибки пристрою вимірювання проходки долота.

Ключові слова: процес буріння, колона бурильних труб, проходка долота, похибка вимірювання, деформація колони бурильних труб.

Вступ.

Аналіз похибок вимірювання проходки є актуальною науково-практичною задачею у зв'язку з тим, що інформація про проходку долота і про усереднене значення механічної швидкості проходки, яка визначається за величиною подачі бурильного інструменту, широко використовується при управлінні процесом буріння нафтових і газових свердловин, розрахунках техніко-економічних показників процесу [1]. Шляхом переробки інформації про подачу бурильного інструменту можуть бути отримані такі показники ефективності процесу заглиблення свердловини як проходка на долото; рейсова швидкість буріння; проходка за певний інтервал часу; час або енергія, що витрачається на проходку певної величини; собівартість метра проходки; проходка за вахту, за добу, за місяць, за рік та ін. Перераховані показники є інтегральними величинами, які отримуються вимірюванням подачі бурильного інструменту або часу, що витрачається на проходку певної величини.

При визначені проходки як інтегральної величини вдається значно знизити вплив різного роду завад, які сильно викривляють інформацію про миттєві значення механічної швидкості буріння. Ці завади зв'язані з тертям колони бурильних труб об стінки свердловини, нерівномірністю подачі бурильного інструменту, вібраціями, деформацією елементів спуско-підіймального механізму, деформацією бурильної колони, тощо. Головними джерелами похибок вимірювання проходки є деформація колони бурильних труб і елементів спуско-підіймального механізму.

Тому метою даної роботи є аналіз впливу деформації колони бурильних труб (КБТ) на точність вимірювання проходки з урахуванням конструкції свердловини і сил, що діють на КБТ при заглибленні свердловини.

Основний текст.

Методологічною основою досліджень є класична і сучасна теорія похибок, методи обробки результатів експериментальних досліджень, методи математичного аналізу, праці визнаних у світовій науці вчених, основні положення системного підходу. Інформаційною базою слугували результати спостережень і експериментальних досліджень, проведених на бурових установках Прикарпаття, матеріали наукових джерел, результати власних наукових досліджень авторів.

Будемо вважати, що виміряним значенням механічної швидкості буріння $V_{M}(t)$ є швидкість подачі бурильного інструменту $V_{n}(t)$. Тоді з урахуванням завад $\eta(t)$ можна записати

$$V_n(t) = V_{\mathcal{M}}(t) \pm \eta(t). \tag{1}$$

Тоді проходка за інтервал часу $\Delta t \in c$ інтегралом виразу (1):

$$\Delta h = \int_{0}^{\Delta t} V_{n}(t) dt, \qquad (2)$$

або

$$\Delta h = \int_{0}^{\Delta t} \left(V_{\mathcal{M}}(t) \pm \eta(t) \right) dt \, .$$

На рис. 1 наведено графік зміни поточного значення проходки h(t)



протягом 7 хвилин при ручній подачі бурильного інструменту, який було отримано при бурінні свердловини № 719 Надвірнянського УБР.



Рисунок 1 – Графік зміни проходки в часі $h(t) : \Delta h$ – величина подачі

бурильного інструменту, **t**_n - час між черговими подачами Джерело: [2]

Для реєстрації проходки був використаний автоматичний потенціометр КСП-2 кл.0,5 і резистивний давач проходки (рис.2).



Рисунок 2 – Функціональна структура давача проходки:

1 – перетворювач лінійного переміщення КБТ в кутове; 2 – перетворювач кутового переміщення в напругу постійного струму;

3 – лінія зв'язку, 4 – нормуючий перетворювач; 5 – реєструючий ристрій; 6,7 – стабілізовані джерела живлення

Джерело: [2]

На рис.3 наведені графіки зміни проходки в часі h(t) (крива 1) і механічної

швидкості буріння V_м(t) (крива 2), отримані протягом 11 годин при бурінні роторним способом установкою Уралмаш ЗД-76 в інтервалі 2919-2929 м. Бачимо, що на глибині 2926 м збільшилась механічна швидкість при бурінні з постійними параметрами режиму, що свідчить про зміну властивостей гірських порід.



Рисунок 3 – Графіки зміни в часі проходки h(t) - (1) і механічної швидкості буріння $V_{M}(t)$ – (2)

Джерело: [2]

Із графіків h(t), наведених на рис. 1 і рис. 3, видно, що на базі інтегрального показника Δh може бути отримана об'єктивна інформація про механічну швидкість буріння $V_{M}(t)$, зміну умов на вибої свердловини і про ефективність обраних керувальних дій. Проте, оптимальний інтервал вимірювання проходки Δh повинен бути таким, щоб забезпечити мінімум загальної похибки. При цьому слід враховувати, що із збільшенням інтервалу інтегрування деякі похибки зменшуються, а інші збільшуються. Зменшуються похибки, зв'язані з нерівномірністю подачі інструмента, силами тертя, вібраціями. Збільшується динамічна похибка, яка обумовлена дискретністю вимірювань.

Дійсно, оскільки КБТ виконує функції каналу зв'язку, по якому передається інформація про проходку долота h_{π} з вибою на денну поверхню, то

внаслідок дій різних завад на колону в свердловині, інформація спотворюється і проходка долота $h_{\rm d}$ вимірюється по переміщенню верхнього кінця КБТ $h_{\rm k}$ з певною абсолютною похибкою вимірювання

$$\delta = h_{\pi} - h_{\kappa} . \tag{3}$$

Класифікацію сил, що діють на КБТ при заглибленні свердловин в залежності від причини їх появи, зображено на рис. 4.



Рисунок 5 – Класифікація сил, що діють на КБТ при заглибленні

свердловини: F – осьова сила на долото, ω – швидкість обертання долота, Q – витрата промивальної рідини, α – кут похилу свердловини, L – довжина свердловини, T – температура в свердловині

Джерело: [2]

Вказані сили створюють кортеж

$$Cor <\!\!F_{p}, F_{T}, F_{c}, F_{B}, F_{\Pi p}, F_{BII}, F_{BF}, F_{J}, F_{cK}, F_{\Pi p}, F_{TEMII} >,$$
(4)

який комплексно впливає на КБТ в свердловині і тим самим на похибку вимірювання проходки по переміщенню верхнього кінця КБТ. Отже величина похибки *є* вимірювання проходки є функціоналом всіх цих сил:

$$\varepsilon = \varphi(F_{\rm p}, F_{\rm t}, F_{\rm c}, F_{\rm b}, F_{\rm mp}, F_{\rm bil}, F_{\rm bf}, F_{\rm d}, F_{\rm ck}, F_{\rm mp}, F_{\rm temm.})$$

Якщо припустити, що КБТ не має деформації, то тоді похибка вимірювання проходки $\varepsilon = 0$ та $h_{\pi} = h_{\kappa}$. У цьому випадку, який може бути лише тоді, коли довжина колони труб $l_o \rightarrow 0$, передавальний коефіцієнт КБТ як вимірювального перетворювача дорівнюватиме:

$$K_{\rm KBT} = \frac{dh_{\kappa}}{dh_{\lambda}} = 1.$$
 (6)

Коефіцієнт $K_{KbT} \neq 1$ при заглибленні свердловини і в процесі спускопідіймальних операцій. У процесі заглиблення свердловини похибки вимірювання проходки долота ведуть до появи похибок визначення технікоекономічних показників в цілому за рейс і параметрів, які характеризують процес руйнування породи. У процесі заглиблення свердловини на КБТ комплексно впливає весь кортеж сил (4). Внаслідок цього, поряд з розтягнутою ділянкою КБТ L_p зв'являється стиснута ділянка L_c , яка обумовлена осьовою силою *F* на бурове долото. Довжина стиснутої нижньої ділянки КБТ з урахуванням сил опору руху нижньої ділянки $F_{\rm тр.c}$ дорівнює

$$L_{\rm c} = \frac{F + F_{\rm rp.c}}{\gamma_{\rm r} E K_{\rm pig}},\tag{7}$$

де $K_{\text{pig}} = 1 - \frac{\gamma_{\text{pig}}}{\gamma_{\text{T}}}$ - коефіцієнт, який враховує підйомну силу промивальної рідини; γ_{T} – питома вага матеріалу труб, кН./м³; E – модуль пружності, кН./м²; γ_{pig} – питома вага промивальної рідини, кН./м³.

Отже, уся КБТ довжиною L складається з розтягнутої L_p і стиснутої L_c ділянок:

$$L = L_{\rm p} + L_{\rm c} . \tag{8}$$

Для визначення сумарної лінійної деформації в процесі заглиблення свердловини розглянемо деформації від окремих сил, що складають кортеж (4). Для цього розглянемо елемент Δl в колоні бурильних труб на відстані l від верхнього кінця (рис.7) і вплив температури на деформацію КБТ.





Рисунок 6 – Схема сил, що діють на елемент *Δl*

Джерело: [2]

Збільшення довжини розтягнутої ділянки КБТ Δl_p під впливом ваги з урахуванням впливу температури *T* свердловини на модуль пружності *E* і виштовхуючої сили промивальної рідини визначимо за формулою [2]:

$$\Delta l_p = \frac{l \cdot \Delta l(\gamma_{\rm T} - \gamma_{\rm pig})}{E(T)}.$$
(9)

Зменшення довжини стиснутої ділянки Δl_c під впливом ваги з урахуванням впливу температури *T* свердловини на модуль пружності *E* і виштовхуючої сили промивальної рідини визначимо за формулою [2]:

$$\Delta l_c = \frac{l \cdot \Delta l(\gamma_{\rm T} - \gamma_{\rm pig})}{E(T)}.$$
(10)

Різниця між формулами (9) та (10) полягає в тому, що координата *l* (рис.6) в формулі (9) відноситься до розтягнутої ділянки, а у формулі (10) – до стиснутої ділянки КБТ.

Середній геотермічний градієнт для свердловин Західної України дорівнює $2,3^{\circ}$ С / 100м, для Східної України - $3,1^{\circ}$ С / 100м [3]. При цьому вплив промивальної рідини на температуру в свердловині залежить не тільки від глибини *L* свердловини, але й від режиму промивання, часу після завершення промивання до моменту вимірювання температури, розподілу вздовж стовбура свердловини геотермічного градієнта Γ_e та інших чинників.

Тому задача визначення температури циркулюючої промивальної рідини

на різних ділянках стовбура свердловини є досить складною і вимагає проведення спеціальних досліджень. Степінь охолодження залежить від глибини свердловини L, геотермічного градієнту Γ_e , теплоємності і теплопровідності гірських порід λ , діаметра свердловини, тривалості спускопідіймальних операцій і промивання за рейс, кількості бурового розчину, що прокачується, та ін. За даними [3] вимірювань побудовано криву зміни температури T промивальної рідини на вибої свердловини на глибині L=2970м з моменту вмикання насосу спочатку без вмикання електробура. Потім після досягнення деякого мінімального значення – з увімкненим електробуром (рис.7).



Рисунок 7 – Графік зміни температури промивальної рідини на вході в електробур після початку циркуляції на глибині 2970 м

Джерело: [2]

Як видно з графіка, зображеного на рис.8, температура промивальної рідини на початку циркуляції швидко зменшується, досягає мінімуму і потім внаслідок загального прогрівання рідини протягом декількох годин підвищується на $2\div4$ ⁰C. Особливий інтерес викликають закономірності природної температури гірських порід для конкретного родовища, температури промивальної рідини на вибої до початку циркуляції і після зниження температури до мінімальної величини по мірі заглиблення свердловини вздовж її стовбура, що наведені на рис.8.





Рисунок 8 – Графік зміни природної температури гірських порід (1), промивальної рідини на вибої до початку циркуляції (2) і після зниження температури до мінімальної величини по мірі заглиблення свердловини (3)

вздовж її стовбура

Джерело: [2]

Слід також врахувати, що температура промивальної рідини $T_{\text{рід}}$ по мірі заглиблення свердловини зростає з постійним геотермічним градієнтом Γ_e незалежно від граничної глибини свердловини *L*. Крім того, незалежно від глибини свердловини КБТ має температуру $T_{\text{КБТ}}$, яка дорівнює температурі промивальної рідини $T_{\text{рід}}$. Такий висновок є справедливим, оскільки КБТ, яка має теплопровідність в 100 раз більше ніж промивальної рідини і товщину в декілька міліметрів, є безінерційною ланкою в порівнянні з рідиною по відношенню передачі тепла від промивальної рідини до труби. Отже, КБТ має температуру $T_{\text{КБТ}}$, яка дорівнює температурі промивальної рідини, тобто

$$T_{\rm KBT} = T_{\rm pig} = T_{\rm cp} + A\cos(0,72 \cdot 10^{-3} (n-1)\tau_{\rm M}) + al + bL.$$
(16)

Із збільшенням температури нелінійно зменшується модуль пружності бурильних труб.

Користуючись рівнянням (16) можна визначити зміну модуля пружності *E*(T_{КБТ}) КБТ в залежності від температури труб за формулою для середнього значення модуля пружності [2]



$$E_{\rm cp} = \frac{1}{L_0} \int_0^L E(T_{\rm KFT}) dl, \qquad (17)$$

або

$$E_{\rm cp} \approx E_0 - C_E \frac{1}{L} \int_0^L (0,004l + 0,0085L + 12) dl \approx E_0 - C_E (12 + 0,01L),$$
(18)

де 12 – середньорічна температура повітря у квітні, для Прикарпаття, ⁰С; 0,004*l* ≈0.

У подальшому сили опору руху колони зростають на стільки, що величина стиснення КБТ не тільки компенсує, але й перебільшує подовження колони від температури (рис. 9).



Рисунок 9 – Графік зміни довжини сталевих бурильних труб в залежності від глибини свердловини при заглибленні свердловини занурним двигуном Джерело: [2]

При бурінні роторним способом величина δ буде меншою, оскільки враховуються дві додаткові складові рівняння (51): $((1 + K_p^2)^{0.5} - 1)$ і $((1 + K_c^2)^{0.5} - 1)$, які входять в це рівняння зі знаком «мінус».

Експеримент по виявленню впливу осьової сили на зміну довжини КБТ був проведений на вертикальній ділянці свердловини №185. Північна Долина Прикарпатського УБР ВАТ "Укрнафта". Проектна глибина – 2700/2710 м, мета буріння – експлуатація, вид свердловини похило-спрямована, відхилення від вертикалі 130 м, азимут буріння 238°. Буріння здійснюється буровою установкою Уралмаш-4Е-76, лебідка ЛБУ-1200 (У-2-5-5), вишка Вб-53-320, крон-блок УКБ-

6-270, телевий блок, гакоблок – УТБК-5-225, вертлюг – УВ-250, ротор Р-560, насоси У8-6МА2, привод насосів СДБО-99/49-8 – 2 шт., потужність 1260 кВт, двигуни лебідки і ротора АКБ-114-6 – 2 шт., трансформатор ТМБ-250-830/10. Устя свердловини має таке обладнання: противикідне обладнання ОПЧ-280/80х35, колонна головка ОКК-350х146х245х324, фонтанна арматура АФЗ-65х350. Під час експерименту буріння на глибині 1700 м здійснювалося електробуром Е240-8Р, долотом 295,3 С-ЦВ. Осьова сила на долото 120 кН, частота обертання 23 об/хв, продуктивність насосів 32 л/с.

При визначенні початкової осьової сили $F_{\text{поч.1}}$ КБТ загальмовували. В процесі подальшого заглиблення свердловини значення осьової сили поступово зменшувалось до значення $F_{\text{поч.2}}$.

Висновок.

Дістав подальшого розвитку метод аналізу впливу деформації колони бурильних труб на абсолютну похибку вимірювання проходки долота в процесі заглиблення нафтових і газових свердловин, що на відміну від існуючих методів, які не враховують вплив температури на похибку вимірювання, дозволяє враховувати реальні залежності деформації колони бурильних труб від температури, які спостерігаються при бурінні свердловини, що підвищує достовірність і точність отриманих результатів вимірювання проходки. При проектування пристроїв, що контролюють проходку долота, слід здійснювати корекцію температурної похибки.

Література

1. Горбійчук М.І., Семенцов Г.Н. Оптимізація процесу буріння глибоких свердловин. – Івано-Франківськ: Факел, 2013. – 493 с.

2. Петришин І.С. Науково-методологічні та технічні засади забезпечення точності вимірювання витрати природного газу // Дис....докт.техн.наук: 05.11.01.–Нац.ун-т «Львівська політехніка». – 2007. – 32 с.

Abstract. The work considers the elements of the deformation of the drill string on the error of measuring the bit penetration in the process of drilling oil and gas wells. By processing information



on the feed of the drilling tool, indicators of the efficiency of the well deepening process were obtained, such as penetration per bit; cruising drilling speed; penetration for a certain time interval, etc. The conclusion is made about the need to correct the temperature error of the bit penetration measuring device.

The method of analyzing the influence of drill string deformation on the absolute error of bit penetration measurement during the drilling of oil and gas wells has been further developed, which, unlike existing methods that do not take into account the effect of temperature on the measurement error, allows taking into account the real dependence of drill string deformation on temperature observed during well drilling, which increases the reliability and accuracy of the obtained penetration measurement results. When designing devices that control bit penetration, temperature error correction should be performed.

Key words: drilling process, drill string, bit penetration, measurement error, drill string deformation.

Стаття відправлена: 24.03.2025 г.

© Зварич Г. Г., Матеїк Г. Д.