

Література

1 Волобуєв А.І., Малярчук Б.М. Методичні вказівки з дисципліни “Механіка гірських порід” для студентів спеціальності 09.03. — Івано-Франківськ: Факел, 1994. — 13 с.

2 Оринчак М.М., Оринчак М.І. Силікатно-калієва ванна // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. — 2006. — №1(18). — С. 26-29.

3 Оринчак М.М., Оринчак М.І. Гідрофобно-адгезійна ванна // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. — 2007. — № 4 (25). — С. 128-131.

4 Краткая химическая энциклопедия. / Под редакцией Кнунянц И.Л. и др. Том.2. — Изд. Москва, 1963. —1085 с.

5 Ясов В.Г., Мыслик М.А. Осложнения в бурении. — М.: Недра, 1991. — 17 с.

УДК 622.243.23

ТОЧНІСТЬ ПРОВЕДЕННЯ ПОХИЛО-СПРЯМОВАНИХ СВЕРДЛОВИН

І.В.Восвідко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42464
e-mail: math@nung.edu.ua

Обоснована необхідність забезпечення точності проводки вертикальних и наклонно-направленных скважин. Разработана методика контроля за траекторией ствола скважины с помощью радиусограммы, отображающей динамику процесса отклонения фактической траектории скважины от проектной. Предложен критерий оценки точности проводки наклонно-направленных скважин, учитывающий точность их бурения по всей длине ствола.

The necessity of providing accuracy of carrying out vertical and inclined wells has been proved. The methodize for controlling the trajectory of well with a help of radiusgramme, giving an opportunity to reflect the process dynamics of deflecting factual well trajectory from projective one has been worked-out. The criterion for valuation accuracy of inclined wells carrying-out which considers the accuracy of drilling on the length of well body has been suggested.

Проведення похило-спрямованих свердловин є однією із надзвичайно складних завдань технології глибокого буріння. Специфіка проблеми полягає в тому, що одночасно із всіма труднощами, які виникають в процесі проведення вертикальних свердловин, необхідно вирішувати питання ефективного керування формою викривлення свердловини. Відомо, що викривлення стовбура похилої свердловини загалом відбувається по складній просторовій кривій, геометричні параметри якої залежать від низки факторів геологічного, технічного і технологічного характеру [1, 2, 3].

Успіх спрямованого буріння свердловин в значною мірою залежить від форми їх профілю і точності його реалізації в процесі буріння [4, 5]. Висока точність реалізації профілю похило-спрямованої свердловини забезпечує [6]:

- доведення свердловини до проектного глибини без будь-яких ускладнень за існуючого стану техніки і технології бурових робіт;

- якісне будівництво свердловин за мінімальних затрат часу і матеріальних засобів;

- досягнення проектного зміщення вибою від вертикалі в заданому напрямку із врахуванням допустимих норм відхилення від проектного положення за мінімального об’єму робіт з орієнтованими відхиляючими компоновками низу бурильної колони (КНБК);

- мінімальна кількість перегинів стовбура з радіусами викривлення, які не перевищують допустимі величини;

- можливість вільного проходження вздовж стовбура різних КНБК і обсадних колон в про-

цесі буріння, а також елементів підземного обладнання в процесі експлуатації і підземного ремонту;

- довготривалу і безаварійну експлуатацію свердловин глибинними насосами.

Основною запорукою забезпечення точності проведення похило-спрямованих свердловин є здійснення постійного контролю за положенням їх траєкторії в просторі. Такий контроль передбачає систематичне вимірювання зенітного кута і азимута свердловини в процесі її поглиблення, а також нанесення фактичних координат точок її осі на проектний профіль і план (горизонтальна проекція) [7, 8]. При цьому частота вимірювання параметрів просторового положення траєкторії стовбура похило-спрямованої свердловини залежить від специфіки буріння різних її ділянок, а також існуючої технології проведення бурових робіт [6].

В процесі буріння свердловин за довільним профілем внаслідок дії різних геологічних, технічних і технологічних факторів, реальне розташування їх стовбура, як правило, відрізняється від проектного. При цьому допустиме відхилення стовбурів свердловин від проекту встановлюються з точки зору розвідки і розробки родовища, а також буріння і експлуатації свердловин [9, 10].

У випадку значного відхилення фактичного профілю стовбура свердловини від проектного, зазвичай, приймають рішення щодо визначення траєкторії подальшого буріння. Для цього спочатку оцінюють положення вибою свердловини відносно заданого кола допуску.

Ця операція є досить трудомісткою і передбачає розрахунок елементів, геометричних параметрів, взаємного просторового положення вибою і кола допуску [1]. Окрім цього, такий підхід не відрізняється високою точністю розрахунку, оскільки прогнозування траєкторії свердловини відбувається на значній довжині, а отримані математичні залежності не зовсім зручні для оперативного підрахунку параметрів викривлення осі свердловини у разі відсутності обчислювальної техніки в умовах бурової.

Метою даної статті є висвітлення основних аспектів методики контролю за траєкторією стовбура похило-спрямованої свердловини та оцінка точності її проведення.

Як зазначалось вище, в процесі розвідки і розробки родовищ похило-спрямовані свердловини повинні розкрити продуктивний пласт в певній точці, але при цьому дозволяється деяке відхилення вибою в межах так званого кола допуску, яке повинно враховуватись під час спорудження таких свердловин. Радіус кола допуску регламентується у відповідності до інструктивних матеріалів колишнього СРСР [11].

Знаючи радіус кола допуску на кінцевій глибині свердловини можна встановити також проміжні кола допуску на різних її глибинах через певні інтервали (100, 200, 500 м). В цілому допустиме відхилення траєкторії свердловини в процесі буріння від її проектного положення буде обмежуватися “конусом розсіювання”, який на конкретній глибині характеризується певним колом допуску розрахункового радіуса

$$r_{ди} = \frac{r_d}{L} \cdot L_1, \quad (1)$$

де: r_d – радіус кола допуску на кінцевій глибині свердловини;

L – загальна (проектна) довжина свердловини;

L_1 – поточна довжина свердловини.

На рис. 1 зображено в плані проектна і фактична траєкторії свердловини та “конус розсіювання”, що лімітує допустимі межі просторового положення осі стовбура свердловини. Кола різного діаметра – кола допуску на різних глибинах свердловини.

Для визначення відстані від довільної точки M фактичного профілю свердловини до центру кола допуску скористаємося правилами перетворення декартових координат при одночасному перенесенні її початку та повороті осей на кут ω . Координати точки M в новій системі координат $x'O'y'$ пов'язані з старою системою xOy такими співвідношеннями:

$$\begin{aligned} x' &= (x - x_1) \cos \omega - (y - y_1) \sin \omega = \\ &= \Delta x \cos \omega - \Delta y \sin \omega ; \\ y' &= (x - x_1) \sin \omega + (y - y_1) \cos \omega = \\ &= \Delta x \sin \omega + \Delta y \cos \omega , \end{aligned} \quad (2)$$

де ω – кут повороту системи координат $x'O'y'$, який дорівнює азимуту свердловини на конкретній глибині.

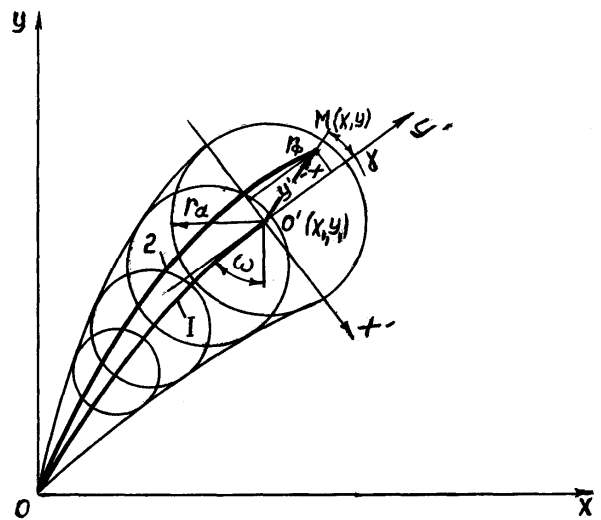


Рисунок 1 – Схема для визначення відстані між фактичною та проектною траєкторіями осі свердловини

Координати x, y, x_1, y_1 розраховуються у відповідності з існуючими методами побудови профілів свердловин.

Тоді кут γ нахилу відрізка OM до осі y' можна знайти за таким виразом:

$$\gamma = \arctg \frac{x'}{y'} = \arctg \frac{\Delta x \cos \omega - \Delta y \sin \omega}{\Delta x \sin \omega + \Delta y \cos \omega}. \quad (3)$$

Відрізок OM , який є відстанню між точками проектної та фактичної траєкторії осі свердловини на певній глибині, дорівнюватиме

$$OM = r_\phi = x' \sin \gamma = y' \cos \gamma. \quad (4)$$

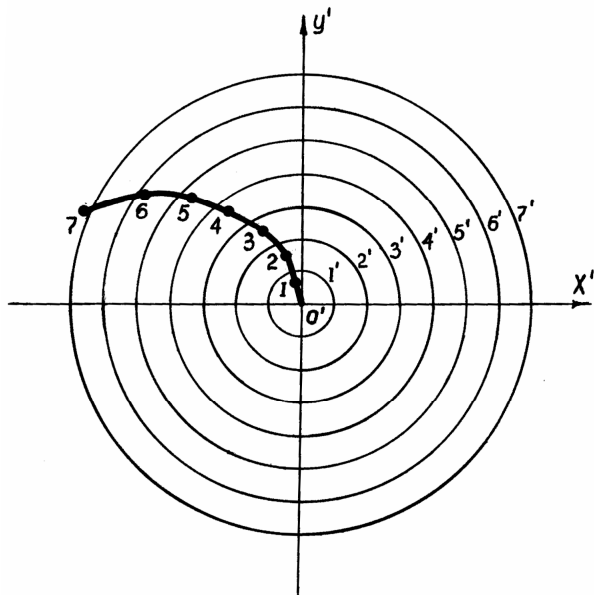
Відрізок $OM=r_\phi$ назовемо радіус-вектором, тоді положення точки свердловини на колі допуску буде визначатися його довжиною і величиною кута γ за (3) і (4).

Криву, яку описує на горизонтальній площині радіус-вектор в процесі поглиблення свердловини, назовемо радіусограмою. Вона відображає процес відхилення фактичної траєкторії свердловини від її проектної. При цьому поточне коло допуску повинне мати постійну орієнтацію відносно апсидальної площини, тобто вісь $O'y'$ повинна співпадати з азимутом свердловини.

Отже, радіусограма дає інформацію про картину зміни величини та орієнтації радіус-вектора в часі, тобто в процесі буріння свердловини.

На рис. 2 зображено довільну радіусограму, яка свідчить про відхилення осі стовбура похило-спрямованої свердловини під переважним впливом того, чи іншого фактору викривлення. В інтервалі 0-2 переважає техніко-технологічний фактор викривлення, оскільки спостерігається збільшення зенітного кута свердловини порівняно з проектним. В інтервалі 2-5 геологічний та техніко-технологічний фактори, що спричинили відхилення осі свердловини від проекту, майже врівноважені, а в інтервалі 5-7, очевидно, вирішальною причиною такого явища слід вважати геологічні умови

буріння. В точці 7 необхідно констатувати факт виходу траєкторії свердловини за межі поточного кола допуску, після чого слід проводити її коригування. В даному випадку, номери концентричних кіл вказують на розрахункові кола допуску свердловини, що відповідають її конкретним глибинам.



1/1', 2/2', 3/3', 4/4', 5/5', 6/6', 7/7' – відношення глибини свердловини до її поточного радіуса кола допуску

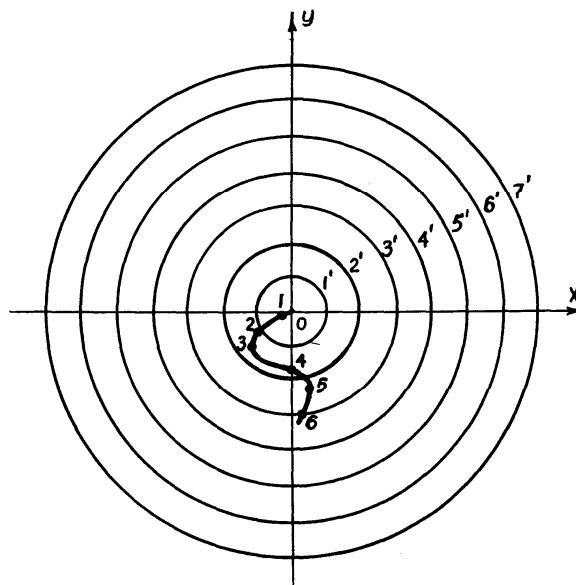
Рисунок 2 – Довільна радіусограма відхилення стовбура свердловини від її проектної траєкторії

За допомогою радіусограми, в першу чергу, піддається аналізу закономірність відхилення траєкторії свердловини від проекту в процесі буріння інтервалів стабілізації та спаду зенітного кута неорієнтованими компоновками, оскільки точність проведення свердловини не залежить від похибок орієнтації відхилювачів.

Таким чином, окрім вирішення основної задачі з контролю за траєкторією стовбура свердловини, аналіз отриманих радіусограм дає можливість уточнити умови роботи КНБК і специфіку механізму викривлення свердловини в цілому, що значно спрощує процес відстежування її траєкторії. Фактичне відхилення траєкторії свердловини від проектної зобов'язує, з одного боку, вносити певні корективи в проектування траєкторій наступних свердловин, а з іншого - вимагає проведення досліджень якості процесу буріння вертикальних і похилих свердловин і визначення його найкращого варіанту, що забезпечив би вищу точність проведення свердловин за існуючого стану техніки і технології. Такий підхід необхідний для збереження мережі розробки родовищ нафти і газу.

На рис. 3 зображено радіусограму похило-спрямованої свердловини 12-Лопушна Калуської НГРЕ. Як видно із рисунка, відхилення осі фактичної траєкторії свердловини від її проектної спричинене як геологічними, так і техніч-

ними факторами викривлення, що відображено в одночасній зміні зенітного кута і азимута свердловини порівняно з проектними значеннями. Однак очевидно, що переважаючим фактором викривлення в даному випадку є, все ж таки, технічний. Основне відхилення двох траєкторій виникло в результаті недостатньої інтенсивності набору зенітного кута КНБК на базі кривого перехідника в інтервалі 500-700м, а також як наслідок незначного зменшення зенітного кута свердловини в інтервалі 700-3000м під час застосування стабілізуючих компоновок низу бурильної колони.



1/1', 2/2', 3/3', 4/4', 5/5', 6/6' – відношення глибини свердловини до її поточного радіуса кола допуску відповідно 500/7,5, 1000/15, 1500/22,5, 2000/30, 2500/37,5, 3000/45

Рисунок 3 – Радіусограма відхилення стовбура свердловини 12 – Лопушна від її проектної траєкторії

Як наголошувалось вище, в результаті дії різних технічних, технологічних і геологічних факторів фактичний напрям вертикальних і похило-спрямованих свердловин в переважній більшості випадків відрізняється від проектного, що порушує мережу розробки родовищ нафти і газу.

Ця обставина, з одного боку, вносить певні корективи в проектування буріння наступних свердловин, а з іншого – вимагає проведення досліджень якості (точності) буріння вертикальних і похило-спрямованих свердловин і визначення найкращого варіанту буріння, який би забезпечував більш високу точність їх проведення за даного рівня техніки і технології буріння свердловин.

Одним із варіантів оцінки точності проведення похилих свердловин слугує критерій М.П. Гулізаде [12]

$$K_1 = \frac{h_{\phi}}{h_{np} \cos \psi}, \quad (5)$$

або критерій Н.А. Григоряна [12]

$$K_e = \frac{\sqrt{h^2_{\phi} - 2h_{\phi}h_{np} \cos\psi + h^2_{np}}}{r_d} = \frac{r_{\phi}}{r_d}, \quad (6)$$

де: h_{ϕ} , h_{np} – відповідно фактичне і проектне відхилення вибою похилої свердловини від вертикалі;

ψ – різниця фактичного і проектного азимутів свердловини;

r_d – допустима норма зміщення вибою похилої свердловини від проекту (радіус кола допуску);

r_{ϕ} – фактичне зміщення вибою свердловини від центра кола допуску.

Аналіз виразу (5) засвідчує, що критерій K_1 характеризує тільки зміну величини і напрямку фактичного відхилення свердловини відносно її проектного значення, однак він не вказує однозначно на потрапляння її вибою в коло допуску.

Аналіз рівняння (6) засвідчив, що такий критерій відображає тільки точність потрапляння в коло допуску спрямовано-викривлених свердловин, але не може слугувати критерієм їх точності проведення. Наприклад, в процесі буріння траєкторія свердловини на значному інтервалі мала суттєві відхилення від проекту, в результаті чого було прийнято рішення про забурювання нового стовбура, однак на проектній глибині вона потрапила в коло допуску. Користуючись критерієм якості K_2 , таку свердловину можна кваліфікувати як цілком точно пробурену, що абсолютно не відповідає дійсності.

Для оцінки точності проведення похило-спрямованої свердловини по всій її довжині пропонується такий критерій:

$$K_T = \frac{\sum_{i=1}^n K_{Ti}}{n}, \quad (7)$$

де: $\sum_{i=1}^n K_{Ti}$ – сума коефіцієнтів точності проведення свердловини, розрахованих на її різних глибинах;

n – кількість розрахованих коефіцієнтів.

Коефіцієнт $K_{Ti} = \frac{r_{\phi_i}}{r_{d_i}}$ розраховується за

методикою, що наведена вище, із застосуванням радіусограми.

Аналіз різних варіантів траєкторій свердловин, які відхилювалися від проектного положення, засвідчив, що зазначений вище коефіцієнт може набувати значень в досить широкому діапазоні. Знаходження їх в межах 0-1 свідчить про достатню точність проведення похило-спрямованої свердловини. Коефіцієнт точності проведення свердловини 12-Лопушна $K_T=0,46$.

Таким чином, розроблено методику оперативного контролю за траєкторією стовбура свердловини, яка відображає процес відхилення фактичної траєкторії свердловини від її проект-

ної з допомогою радіусограми, що сприяє підвищенню точності проведення похило-спрямованих свердловин. Запропоновано і обґрунтовано коефіцієнт точності проведення похило-спрямованої свердловини, який розраховується на базі отриманої радіусограми і дає змогу оцінити точність буріння свердловини по всій її довжині.

Література

- 1 Профили направленных скважин и компоновки низа бурильных колонн / А.Г.Калинин, Б.А.Никитин, К.М.Солодкий, А.С.Повалихин. – М.: Недра, 1993. – 649 с.
- 2 Поташников В.Д. Разработка метода искривления скважин с заданной интенсивностью шарнирными компоновками низа бурильной колонны: Дис... канд. техн. наук: 05.15.10. – М., 1987. – 173 с.
- 3 Рюкасл С., Шульженко Г. Современные технические средства оперативной корректировки траектории горизонтальной скважины с учётом фактических геологических условий // Нефтяное хозяйство. – 1996. – №4. – С. 16-18.
- 4 Сулакшин С.С. Проектирование профилей геологоразведочных скважин при направленном бурении // Обз. инф. Сер. Техника и технология геологоразведочных работ, организация производства. – М.: ВИЭМС, 1978. – 72 с.
- 5 Григулецкий В.Т., Лукьянов В.Т. Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны. – М.: Недра, 1990. – 230 с.
- 6 Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин: Справочник. – М.: Недра, 1990. – 348 с.
- 7 Исаченко В.Х. Инклинометрия скважин. – М.: Недра, 1987. – 132 с.
- 8 Оганов А.С. Техника и технология строительства горизонтальных скважин // Экспрессинформ. Сер. Газовая промышленность. – М.: НРЦ Газпром, 1993. – Вып. 4. – 26 с.
- 9 Белоруссов В.О. Боднарук Т.М. Прогнозирование и расчёт естественного искривления скважин: Справочное пособие. – М.: Недра, 1988. – 175 с.
- 10 Воевідко І.В. Розробка теоретичних основ і технічних засобів для підвищення точності проведення спрямованих свердловин: Дис... докт. техн. наук: 05.15.10. – Івано-Франківськ, 2007. – 410 с.
- 11 Инструкция по бурению наклонно-направленных скважин: РД 39-2-810-83: Утв. Министерством нефтяной промышленности СССР 01.07.83. – М., 1983. – 152 с.
- 12 Григорян Н.А. Качество и эффективность бурения глубоких морских скважин различной конструкции // Обз. инф. Сер. Бурение морских нефтяных и газовых скважин. – М.: ВНИИЭгазпром, 1983. – 44 с.