

УДК 622.43.92

МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ПРОСТОРОВОГО ВИКРИВЛЕННЯ СТОВБУРА СВЕРДЛОВИНИ ПРИ РОТОРНОМУ СПОСОБІ БУРІННЯ НЕОРІЄНТОВАНИМИ КНБК В СКЛАДНИХ ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ

I.В.Восвідко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 45369,
e-mail: public@ifntung.if.ua

Дан краткий анализ разработанных аналитических моделей движения долота при бурении в анизотропной среде и указаны их недостатки. Рассмотрен процесс искривления скважины в зависимости от величин геометрических критериев оценки воздействия фактора анизотропии. Приведены уравнения для расчёта темпа изменения зенитного и азимутального углов скважины при роторном способе бурения в сложных геологических условиях.

The short analysis of worked out analytic models of bit movement during drilling in anisotropic sphere is given and their defects are shown. The process of well inclination in dependence of geometrical criterions of valuation of influence of anisotropic factor is reviewed. The equations for calculation of pace change of zenith and azimuth angles of well during rotary drilling in difficult geological conditions are suggested

Необхідність швидкого розвитку нафтогазового комплексу України поставила перед працівниками бурових організацій першочергове завдання — найближчим часом підвищити ефективність і поліпшити якість буріння. Одним з найважливіших факторів підвищення його якості є забезпечення буріння похило-спрямованих свердловин строго за проектом.

В процесі буріння, відхилившись під впливом геологічних факторів від розрахункової траєкторії, свердловини можуть не відкрити нафтогазоносні шари і, як наслідок, не виконати своїх проектних завдань. Однак накопичений фактичний матеріал щодо природного викривлення свердловин, а також розроблені теоретичні основи процесу штучного їх викривлення дали змогу встановити ряд загальних закономірностей цього процесу. Проте в багатьох випадках розрахункова (проектна) траєкторія стовбура свердловини не збігається з фактичною, що викликано рядом факторів, які не завжди піддаються обліку і, як результат, не враховуються в розроблених математичних моделях просторового формування стовбура свердловини.

Відомі рівняння, які описують темп викривлення свердловини при бурінні в анізотропному середовищі неорієнтованими компоновками низу бурильної колони (КНБК) [1, 2]. Зокрема, групою вчених під керівництвом М.П. Гулізаде було отримано таке рівняння:

$$\frac{d\alpha}{dS} = \frac{2}{L} \left[\beta_0 + \Theta + \frac{1}{a} \frac{F_{\text{від}}}{F_{\text{ос}}} - \frac{1}{h} \sin 2(\alpha - \gamma) \right] = \frac{2}{L} \Phi, \quad (1)$$

де: L — довжина направляючої ділянки від долота до першої точки контакту КНБК зі стінкою свердловини;

$$\beta_0 = \frac{D_d - D_m}{2} - \text{кут неспіввісності};$$

D_d, D_m — діаметр відповідно долота і

компоновки;

Θ — поворот осі долота під дією прикладених до нього навантажень;

a — коефіцієнт, який показує в скільки разів здатність долота руйнувати породу робочою поверхнею переважає його здатність фрезерувати стінку свердловини при дії однакових навантажень;

$F_{\text{від}}, F_{\text{ос}}$ — відповідно відхиляюча сила і осьове навантаження на долото;

h — буровий індекс анізотропії;

α — зенітний кут свердловини;

γ — кут падіння пластів;

Φ — величина відхиляючого фактора в анізотропному середовищі.

Однак така модель руху КНБК справедлива тільки для часткового випадку, коли компоновка знаходиться у вертикальній площині вздовж лінії падіння пластів і, крім того, вони не враховують зміну азимуту свердловини.

Вагомим здобутком в плані вивчення процесу викривлення свердловин при бурінні в складних геологічних умовах можна справедливо вважати результати дослідження П.Я.Сушона [3], який отримав залежності для турбінного способу буріння орієнтованими КНБК

$$\frac{d\alpha}{dS} = \frac{2}{L} [(\beta_0 + \Theta + \eta_1) \cos \alpha_y - \eta_2 + \delta_\alpha] = \frac{2}{L} \Phi_\alpha; \quad (2)$$

$$\frac{d\varphi}{dS} = \frac{2}{L} \left[(\beta_0 + \Theta + \eta_1) \frac{\sin \alpha_y}{\sin \alpha} + \delta_\varphi \right] = \frac{2}{L} \Phi_\varphi, \quad (3)$$

де: η_1, η_2 — складові відхиляючого фактора, що виникають за рахунок фрезеруючої здатності долота;

α_y — кут установки відхилювача;

$\delta_\alpha, \delta_\varphi$ — відповідно зенітна та азимутальна складові відхиляючого фактора, що діють в анізотропному середовищі.

Отримана математична модель описує процес викривлення стовбура свердловини тільки при бурінні орієнтованими КНБК на базі вибійних двигунів. Крім цього, детальний аналіз виведення рівнянь для розрахунку відхиляючого фактора анізотропної породи засвідчив, що не цілком коректно проведено проектування вектора швидкості буріння на допоміжні осі, яке в кінцевому результаті призвело до появи у формулі певних неточностей.

Для прогнозування інтенсивності зміни зенітного кута і азимута при бурінні похило-спрямованих свердловин із застосуванням неорієнтованих КНБК при турбінному способі буріння розроблена математична модель [4], в якій використовується вираз відхиляючого фактора геологічного середовища, що запозичений з роботи [3], тому її також не можна вважати досконалою.

Таким чином, в даний час не існує математичних залежностей для розрахунку інтенсивності свердловини при роторному способі буріння в анізотропному геологічному середовищі.

Метою цієї статті є висвітлення результатів теоретичних досліджень з розробки математичної моделі просторового викривлення стовбура свердловини при роторному способі буріння неорієнтованими КНБК в складних геологічних умовах із врахуванням технічних, технологічних та геологічних факторів такого процесу.

На рис. 1 зображений графічний алгоритм розрахунку геометричних параметрів взаємного розташування стовбура свердловин і пласта анізотропної геологічної структури ω і σ – критеріїв оцінки впливу анізотропії гірських порід на процес викривлення. Вісь свердловини знаходиться в апсидальній площині Φ , перпендикулярній до горизонтальної площини, а взаємодія долота з пластом проходить вздовж лінії осі в площині Π . Площина Π завжди перпендикулярна до площини геологічної структури Σ . Лінією перетину двох площин Π і Φ в даному випадку і буде вісь свердловини. З рисунка очевидно, що σ – кут між площинами Π і Φ , а ω – кут нахилу осі свердловини до площини Σ .

Якщо твердість породи в перпендикулярному перерізі геологічної структури зобразити векторами відповідної величини і напрямку, що виходять з початку координатної системи, тоді кінці векторів утворять деяку криву у вигляді еліпса [5, 6]. Еліпс анізотропії однозначно свідчить про те, що при різних напрямках буріння відносно однієї з його осей опір породи руйнуванню, і як наслідок величина механічної швидкості буріння, також буде різним. В результаті в анізотропному середовищі проходить процес асиметричного руйнування породи, причому асиметрія руйнування максимальна у випадку, коли кут зустрічі долота з площиною пласта становить близько 45° [6,7].

В теоретичному плані процес викривлення свердловини при бурінні в анізотропних породах пояснюється кутовим зміщенням вектора швидкості руху долота під дією фактора анізотропії [8], який також можна зобразити у вигляді вектора. Величина модуля вектора фактора

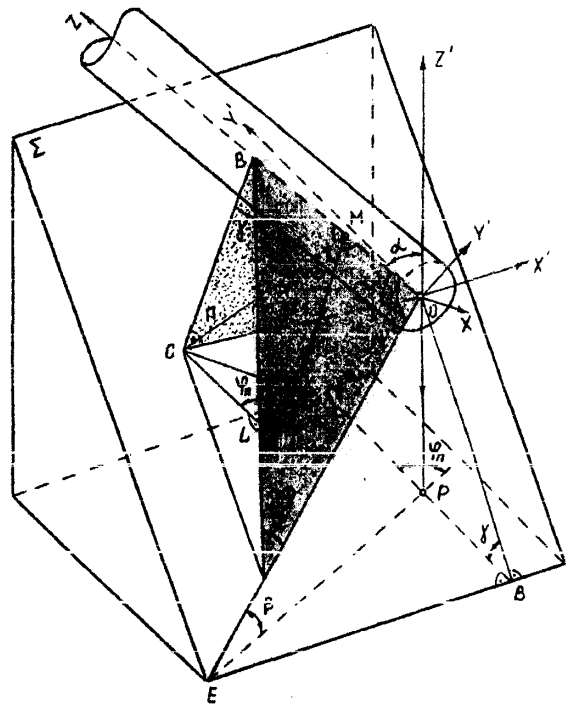


Рисунок 1 — Графічний алгоритм розрахунку геометричних критеріїв оцінки впливу фактора анізотропії гірських порід на процес викривлення свердловини

анізотропії буде залежати від величини бурового індексу анізотропії, а також від кута зустрічі осі свердловини з площиною пласта. Тому кут ω , який разом з числовим значенням бурового індексу анізотропії буде визначати величину впливу фактора анізотропії, можна вважати одним з його геометричних критеріїв оцінки.

Як зазначалося вище, дію фактора анізотропії можна виразити у вигляді вектора. Однак такий вектор, безумовно, буде мати певну орієнтацію в просторі і, як результат, буде діяти на вектор швидкості руху долота, викликаючи його кутове зміщення також у визначеному напрямі. Якщо вісь свердловини знаходиться в апсидальній площині Φ , а вектор фактора анізотропії гірської породи діє в площині Π , тоді величина кута σ між двома площинами і буде характеризувати напрям дії вектора фактора анізотропії в просторі (рис. 1). При невеликих числових значеннях кута σ буде спостерігатися в основному тенденція до зміни зенітного кута викривлення. При значних величинах σ – навпаки, буде суттєво змінюватись азимутальна орієнтація свердловини. Таким чином, цілком закономірно можна вважати кут σ другим геометричним критерієм оцінки впливу фактора анізотропії гірських порід на просторову орієнтацію свердловини і, як наслідок, на її тенденцію до зміни зенітного кута і азимута.

На базі розробленого графічного алгоритму (рис. 1) були отримані необхідні рівняння для визначення числових значень кутів ω і σ у взаємозв'язку з параметрами свердловини і пласта геологічної структури, а також рівняння

для розрахунку кута μ миттєвої зміни напрямку буріння під впливом фактора анізотропії

$$\mu = \arctg \left(\frac{0,5 h \sin 2\omega}{(1 - h \cos^2 \omega)} \right), \quad (4)$$

де: h – буровий індекс анізотропії;
 α – zenітний кут свердловини.

Аналіз отриманої залежності (4) засвідчив, що для більшості геологічних структур, які характеризуються буровим індексом анізотропії $h = 0,005 - 0,03$, вираз в знаменнику зазвичай не буде перевищувати 1,02. Величиною такого порядку можна знехтувати, в результаті чого отримано спрощений вираз

$$\mu = \arctg (0,5 h \sin 2\omega). \quad (5)$$

Рівняння (5) близьке до залежності, яка у свій час була отримана М.П.Гулізаде [1] для часткового випадку, коли буріння проводиться вздовж лінії падіння пластів, що загалом свідчить про правильний підхід до оцінки впливу анізотропії гірських порід на процес викривлення свердловини.

На наступному етапі досліджень були отримані формули для розрахунку величин zenітної та азимутальної складових відхиляючого фактора анізотропії – числових значень zenітної μ_α складових кута миттєвої зміни напрямку вектора результуючої швидкості руху долота під впливом анізотропного середовища

$$\mu_\alpha = \arctg (0,5 h \sin 2\omega \cos \sigma); \quad (6)$$

$$\mu_\varphi = \arctg \left(\frac{0,5 h \sin 2\omega \sin \sigma}{\sin \alpha} - 0,5 h \sin 2\omega \cos \sigma \right). \quad (7)$$

Аналіз залежності (7) засвідчив, що навіть при малих значеннях кута α права частина знаменника не перевищує 2% від величини $\sin \alpha$, тому зазначеним виразом можна знехтувати. Кінцевий варіант формули (7) набуде такого вигляду:

$$\mu_\varphi = \arctg \left(\frac{0,5 h \sin 2\omega \sin \sigma}{\sin \alpha} \right). \quad (8)$$

Як відомо, в результаті наявності зазора між центруючим елементом і стінкою свердловини утворюється перекіс КНБК в стовбурі свердловини, і вектор швидкості буріння отримує кутове зміщення β_0 . Під дією прикладених навантажень долото додатково повертається на певний кут Θ .

Загальний кут повороту долота

$$\xi = \beta_0 + \Theta. \quad (9)$$

Під дією відхиляючого зусилля на долоті вектор швидкості буріння зміщується в одному з напрямів (відповідно до орієнтації вектора відхиляючого зусилля) на величину

$$\eta = \frac{K F_{\text{від}}}{F_{\text{ос}}}. \quad (10)$$

Загальний траєкторний кут — кут миттєвого переміщення між дотичною до осі свердло-

вини і напрямом вектора швидкості буріння, який виникає за рахунок дії техніко-технологічних відхиляючих факторів дорівнює

$$\mu_m = \beta_0 + \Theta + \frac{K F_{\text{від}}}{F_{\text{ос}}}. \quad (11)$$

Для підрахунку zenітної та азимутальної компонент, техніко-технологічної складової загального відхиляючого фактора з врахуванням ефекту накочування долота [9, 10, 11] отримано такі рівняння:

$$\mu_{m\alpha} = \beta_0 + \Theta + \frac{K F_{\text{від}}}{F_{\text{ос}}} \cos \rho; \quad (12)$$

$$\mu_{m\varphi} = \frac{K F_{\text{від}}}{F_{\text{ос}}} \cdot \frac{\sin \rho}{\sin \alpha}, \quad (13)$$

де ρ – кут накочування долота на стінку свердловини.

Величину кута ρ можна вирахувати за методикою, запропонованою в [10].

З врахуванням zenітного і азимутального відхиляючих факторів геологічного характеру та кута накочування долота на стінку свердловини автором отримані такі рівняння траєкторії руху долота при роторному способі буріння неорієнтованими КНБК:

$$\frac{d\alpha}{ds} = \frac{2}{L} \times$$

$$\times \left(\beta_0 + \Theta + K \frac{F_{\text{від}}}{F_{\text{ос}}} \cos \rho + 0,5 h \sin 2\omega \cos \sigma \right); \quad (14)$$

$$\frac{d\varphi}{ds} = \frac{2}{L} \left(K \frac{F_{\text{від}} \sin \rho}{F_{\text{ос}} \sin \alpha} + 0,5 h \sin 2\omega \frac{\sin \sigma}{\sin \alpha} \right), \quad (15)$$

де: L – довжина направляючої ділянки від долота до першої точки контакту КНБК із стінкою свердловини;

α – zenітний кут свердловини;

$$\beta_0 = \frac{D_\delta - D_{\text{обм}}}{2} - \text{кут неспівосності};$$

$D_\delta, D_{\text{обм}}$ – діаметр відповідно долота і обважнених бурильних труб;

Θ – поворот осі долота під дією прикладеного до нього навантаження;

K – коефіцієнт фрезеруючої здатності долота;

$F_{\text{від}}, F_{\text{ос}}$ – відповідно відхиляюча сила і осьове навантаження на долото;

ρ – кут накочування долота на стінку свердловини;

h – буровий індекс анізотропії;

ω – кут зустрічі долота з площиною пласта геологічної структури;

σ – кут між апсидальною площиною і площиною дії відхиляючого фактора анізотропії.

Як видно з рівнянь (14) і (15), темп приросту zenітного та азимутального кутів положення стовбура свердловини в просторі залежить від алгебраїчної суми відхиляючих факторів технічного, технологічного та геологічного характеру. Зазначені фактори в одних випадках можуть збільшувати викривлення свердловини,

в інших, навпаки, — зменшувати, а в деяких умовах, компенсуючи один одного, можуть забезпечити стабілізацію напрямку свердловини.

Таким чином, розроблена математична модель просторового викривлення свердловини при роторному способі буріння неорієнтованими КНБК в складних геологічних умовах, яка дає можливість не тільки прогнозувати інтенсивність зміни Zenітного кута і азимута як функцію відхиляючих факторів, але й керувати процесом просторового формування стовбура свердловини.

Найближчим часом планується провести пе-ревірку результатів теоретичних досліджень в промислових умовах при бурінні різними типами неорієнтованих КНБК в складних геологічних умовах нафтогазових родовищ Прикарпаття.

Література

1. Гулизаде М.П., Зельманович Г.М., Кауфман Л.Я., Сушон Л.Я. Определение индекса анизотропии пород и фрезерующей способности долота по темпам искривления стволов скважин // Изв. ВУЗов: Нефть и газ. — 1972. — №10.

2. Гулизаде М.П., Зельманович Г.М., Кауфман Л.Я., Сушон Л.Я. Влияние анизотропии пород по буримости на процесс пространственного искривления // Изв. ВУЗов: Нефть и газ. — 1975. — №8.

3. Сушон Л.Я. Состояние и пути совершенствования технологии наклонного бурения // Труды СибНИИП. — 1980. — №16.

4. Гулизаде М.П., Мамедбеков О.К. Расчет темпа пространственного искривления наклонных скважин при бурении неориентированными КНБК // ТСНТ. Сер.: Теория и практика бурения наклонных скважин. — Баку: Изд. АЗИН-НЕФТЕХИМа, 1982.

5. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодкий К.М., Султанов Б.З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. — М.: Недра, 1997. — 648 с.

6. Сулакшин С.С. Направленное бурение. — М.: Недра, 1987. — 272 с.

7. Колесников А.Е., Мелентьев Н.Я. Искривление скважин. — М.: Недра, 1979. — 175 с.

8. Вудс Г., Лубинский А. Искривление скважин при бурении. — М.: Гостоптехиздат, 1960.

9. Мамедбеков О.К. Исследование факторов, влияющих на изменение азимута при бурении наклонных скважин // Азерб. нефт. хоз. — 1985. — № 3. — С. 24-27.

10. Дороднов Н.П. Влияние типа долота на качество ствола скважини и азимутальное искривление // Нефт. хоз-во. — 1979. — № 10. — С. 7-9.

11. Toutain P. Analyzing drill string behavior. Part 3. What affects azimuth control. World Oil. — 1981. — vol. 193, # 4. — P.143-144, 146, 148, 150.

УДК 622.241

ВПЛИВ ОКРЕМИХ ПАРАМЕТРІВ НАСОСА НА КУТИ ЗАПІЗНЕННЯ ВІДКРИВАННЯ І ЗАКРИВАННЯ КЛАПАНА

Б.Д.Малько, Д.Р.Яцків

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42342,
e-mail: public@ifntung.if.ua

Рассматривается движение клапана поршневого бурового насоса с учетом длины шатуна и угла запаздывания закрытия всасывающего клапана. Рассчитано давление в цилиндре насоса при разных значениях коэффициента сжимаемости жидкости, найдены углы запаздывания открывания клапана и получена зависимость данного параметра от коэффициента K_c .

Кути запізнєння закривання і відкривання клапана насоса є одним з найважливіших чинників, що впливають на роботу клапанного вузла поршневого насоса. Надмірно великі значення кутів призведуть до збільшення гідравлічних втрат, що знижує ефективність роботи клапанів. Несвоєчасна посадка клапанів є причиною зменшення коефіцієнта подачі насоса через наявність зворотних перетікань рідини. Таким чином, кути запізнєння повинні бути найменшими, що забезпечувало б мінімальні

It has been considered the movement of the piston pump including the length of connecting rod and angle of lag of closing suction valve. There has been calculated the pressure in the pump barrel at different magnitudes of liquid-deviation coefficients. There have been found the lag angles of valve opening and received dependence of the given parameter from coefficient K_c .

гідравлічні втрати і максимальний коефіцієнт подачі.

В літературних джерелах недостатньо інформації про залежність кутів запізнєння закривання і відкривання клапана від конструктивних і робочих параметрів насоса [1-6]. Розглянемо залежність кута запізнєння закривання від окремих параметрів насоса.

Висота піднімання h тарілки клапана визначається залежністю [2]