

5.5. ВЕРТИКАЛЬНЕ БУРІННЯ

5.5.1. ПРИЧИНИ І ЗАКОНОМІРНОСТІ ВИКРИВЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН

Механічне поглиблення свердловин представляє собою складний рух бурового долота сумісно з бурильною колоною в масиві гірських порід, на який впливає значна кількість взаємозв'язаних керованих і некерованих факторів, змінних у часі та просторі. Все це призводить до формування траєкторії свердловини. Відхилення фактичної траєкторії від проектною називають *викривленням свердловини*.

Науковці та практики з багатьох країн світу значну увагу приділяли вивченню причин і закономірностей викривлення свердловин. Одним із перших, хто зробив у 1916 р. повний опис фактичних результатів та аналіз, був російський гірничий інженер І.В. Васильєв.

Вагомий внесок у розвиток цієї проблеми свого часу зробили Лейбензон Л.С., Динник А.Н., Шахназаров А.І., Юзбашев Г.С., Федоров В.С., Гулізаде М.П., Тимофеев М.С., Woods H., Lubinski A., Carriel J.T., Jonston D.S., Williamson J.S., Gravley W., Tolle G., Fridman M.B., Walker B.H., Wilson G.E., Калінін А.Г., Белорусов В.О., Сароян О.Є., Серєда М.Г., Григулецький В.Г., Семак Г.Г. та багато інших.

Напрямок стовбура свердловини в першу чергу залежить від КНБК і характеристик розбурюваного пласта. На рис. 5.82, за М.Г. Серєдою, показана схема впливу механічних факторів на викривлення стовбура свердловини в ізотропних породах.

Для викривленої свердловини із зенітним кутом α направляюча ділянка бурильної колони торкається стінки свердловини у точці T . У процесі буріння свердловини під впливом ваги направляючої ділянки G_n долото намагається прийняти вертикальне положення, а під впливом осьового навантаження на долото — переміститися вздовж осі бурильної колони. Результуюча цих сил P_s може бути розкладена на дві складові — силу P , направлену вздовж осі бурильної колони, і силу F , перпендикулярну до неї. Якщо сила F направлена до вертикалі, то долото буде намагатися зменшити зенітний кут свердловини, і сила F може бути названою *випрямляючою силою* (рис. 5.82,а); якщо сила $F = 0$, то настає *стабілізація зенітного кута свердловини* і відповідно свердловина буде буритися похило (рис. 5.82,б); якщо сила F направлена від вертикалі, то долото буде намагатися збільшити зенітний кут викривлення свердловини, і сила F може бути названою *відхиляючою силою* (рис. 5.82,в).

При бурінні в ізотропних породах значення і напрямки сили F визначається залежно від навантаження на долото, діаметра свердловини і ОБТ, зенітного кута свердловини. З підвищенням навантаження на долото збільшується прогин нижньої частини бурильної колони, точка T наближається до долота і складова ваги направляючої ділянки G_n зменшується, що призводить до зменшення випрямляючої сили. При подальшому підвищенні навантаження на долото може наступити стабілізація ($F = 0$), а потім — збільшення зенітного кута свердловини (F стає відхиляючою силою).

Причини викривлення свердловин умовно поділяють на геологічні, технологічні і технічні.

Геологічні причини викривлення свердловин полягають у тому, що при бурінні в пластах, які різняться фізико-механічними властивостями порід, їх будовою та характеристиками залягання, швидкість руйнування порід в окремих точках вибою різна.

До основних геологічних причин, які мають найбільший вплив на викривлення, належать: анізотропія гірських порід; кут нахилу пласта; чергування різних за твердістю і товщиною пластів; наявність зон із м'якими, незцементованими або сильно зруйнованими породами; диз'юнктивні порушення; тверді включення в м'яких породах.

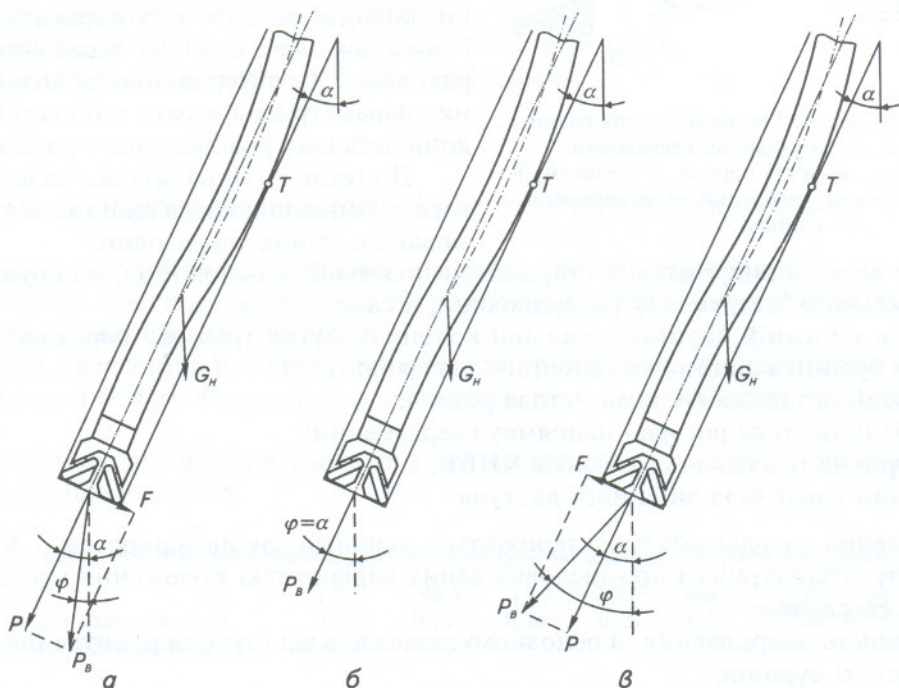


Рис. 5.82. Схема впливу механічних факторів на викривлення стовбура свердловини в ізотропних породах:
а—зменшення зенітного кута; б—стабілізація зенітного кута; в—збільшення зенітного кута

Вплив анізотропії гірських порід на викривлення свердловин оцінюється *буровим індексом анізотропії* h , який, за А. Lubinski, характеризує відносну різницю між буримістю породи в двох напрямках — паралельному і перпендикулярному до площини шаруватості

$$h = 1 - \frac{v_{\perp}}{v_{\parallel}},$$

де $v_{\perp}$, $v_{\parallel}$ — відповідно механічна швидкість проходки перпендикулярно і паралельно до напластування.

За оцінками А. Lubinski, індекс анізотропії гірських порід може перебувати в межах від 0 до 0,75.

При бурінні в розрізах, представлених чергуванням порід різної твердості, виникають умови, що сприяють викривленню свердловин (рис. 5.83, а). М'які прошарки розбурюються легше з утворенням стовбура збільшеного діаметра. ОБТ сприятиме відхиленню долота від вертикалі в межах цього інтервалу, доки не буде досягнутий твердий прошарок.

У похилих пластах долото руйнує породу нерівномірно, що призводить до зміщення долота в боковому напрямку і відповідно до викривлення свердловини (рис. 5.83, б). Із практики відомо, що напрямок зміщення долота залежить від кута падіння пласта.

Аналіз промислових даних, за А.Г. Калініним, свідчить, що на викривлення свердловин, в основному, впливає не величина кута падіння пластів, а ступінь анізотропії гірських порід.

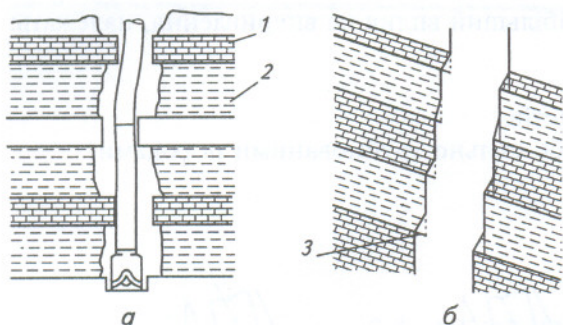


Рис. 5.83. Вплив твердості порід (а) і кутів падіння пластів (б) на викривлення свердловин:
1—тверді породи; 2—м'які породи; 3—незначний уступ — відхилювач, утворений незруйнованим клином

Технічні причини викривлення свердловин пов'язані, в основному, з порушеннями співвісності бурильного інструменту і свердловини, а саме:

- наявність у нижній частині бурильної колони зігнутих труб або перекошених різьбових з'єднань при бурінні з допомогою вибійних двигунів;
- неспіввісність талевої системи і стола ротора;
- неспіввісність стола ротора і напрямку свердловини;
- ексцентричність з'єднань елементів КНБК;
- радіальний люфт вала вибійного двигуна.

Викривлення свердловин характеризується певними закономірностями. А.Г. Калінін на основі аналізу літературних і промислових даних виділив такі положення про **закономірності викривлення свердловин**:

інтенсивність викривлення, в основному, залежить від ступеня руйнування стінок свердловини в процесі буріння;

ступінь руйнування стінок свердловини залежить значною мірою від обраного технологічного режиму буріння;

з підвищенням жорсткості низу бурильної колони зменшується інтенсивність викривлення свердловини;

при рівних умовах свердловини з більшим діаметром викривлюються менше, ніж із меншим;

інтенсивність викривлення залежить від частоти дії геологічних факторів, а також від кута нахилу свердловини в даному інтервалі буріння;

при переході від м'яких до твердих порід або навпаки інколи спостерігається азимутальне викривлення свердловини;

свердловини, пробурені на синклінальних і антиклінальних складках, викривлюються по-різному. Так, в межах синкліналі стовбури свердловин відхилюються, в основному, вверх по підняттю крил складки, а в межах антикліналі — вверх по підняттю, якщо складка полого. Для крутих крил свердловини відхилюються вниз по падінню крил і рідше — паралельно осьовій площині складок;

свердловини при всіх видах обертового буріння викривлюються азимутально як вправо, так і вліво.

В.Г. Григулецький одержав рівняння, які визначають *формування траєкторії руху долота і КНБК в анізотропних породах*.

До викривлення свердловин тільки у вертикальній площині рівняння для кута миттєвого переміщення долота ψ (який відраховується відносно вертикалі) в анізотропній породі має вигляд

Технологічні причини викривлення свердловин зумовлені впливом способів і режимів буріння, які призводять до нерівномірної розробки стінок свердловини і до нерівномірного руйнування вибою.

При обертовому способі буріння основними режимними параметрами, які впливають на викривлення свердловини, є осьове навантаження на долото і частота його обертання. Низ бурильної колони під дією цих параметрів згинається, і внаслідок цього вісь ОБТ відхиляється від осі свердловини. Характер впливу режимно-технологічних параметрів на втрату стійкості бурильної колони детально розглянутий у розділі 2.5, том 1.

До технологічних причин належить також режим промивання свердловини, який сприяє розмиванню стінок свердловин.

$$\operatorname{tg}(\psi - \gamma) = (1 - h)\operatorname{tg}(\psi_0 - \gamma), \quad (5.50)$$

де γ — кут падіння пласта;

h — буровий індекс анізотропії;

ψ_0 — кут миттєвого переміщення долота в ізотропній породі,

$$\operatorname{tg}\psi_0 = \frac{\sin\varphi_d \cos(\varphi_c - \varphi_d) + f \cos\varphi_d \sin(\varphi_c - \varphi_d)}{\cos\varphi_d \cos(\varphi_c - \varphi_d) - f \sin\varphi_d \sin(\varphi_c - \varphi_d)},$$

φ_d — кут нахилу долота відносно вертикалі;

φ_c — кут нахилу сили, що діє на долото відносно вертикалі;

f — коефіцієнт бокової фрезеруючої здатності долота,

$$f = \frac{v_n}{v_b};$$

v_n — швидкість поглиблення свердловини у напрямку, перпендикулярному до осі свердловини;

v_b — швидкість поглиблення свердловини у напрямку осі свердловини.

Зазначимо, що величини φ_d та φ_c у (5.50) розраховуються на основі розв'язання відповідної задачі деформації низу бурильної колони.

Коефіцієнт f введений В.Г.Григулецьким для урахування здатності долота (зумовленої його конструктивними особливостями) руйнувати породу в осьовому та поперечному напрямках.

Нижче наведені дані В.Г.Григулецького про коефіцієнт f для деяких розмірів тришарошкових і одношарошкових доліт.

Промислові дані про коефіцієнт бокової фрезеруючої здатності шарошкових доліт

Діаметр долота, мм	139,7	190,5	215,9	244,5	269,9	295,3	349,2	393,7
Значення f для тришарошкових доліт	0,19	0,22	0,24	0,26	0,27	0,28	0,32	0,34
Значення f для одношарошкових доліт	0,25	0,30	—	—	—	—	—	—

Рівняння (5.50) узагальнює відомі рівняння Н. Woods та А. Lubinski, М.П. Гулізаде, Д.Р. Bergard, Л.Я. Сушона. З використанням (5.50) можна прогнозувати інтенсивність викривлення свердловини внаслідок впливу природних, технологічних і технічних (конструкція долота) факторів.

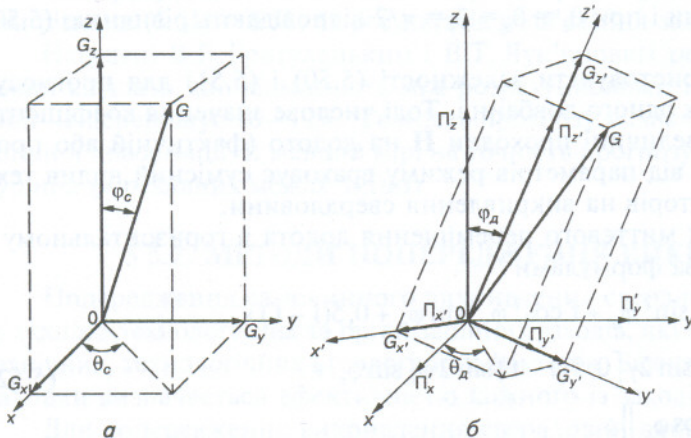


Рис. 5.84. Проекції компонент сили, що діють на долото

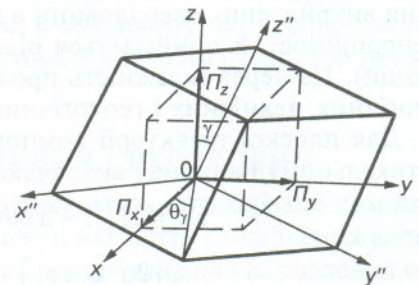


Рис. 5.85. Проекції компонент миттєвого переміщення долота

Для просторової розрахункової схеми (рис. 5.84 і 5.85) В.Г.Григулецький одержав такі залежності для кута нахилу ψ і напрямку η миттєвого переміщення долота з КНБК:

$$\begin{aligned}\operatorname{tg} \psi &= \frac{1}{\Pi_z} \sqrt{\Pi_x^2 + \Pi_y^2}; \\ \operatorname{tg} \eta &= \Pi_y / \Pi_x.\end{aligned}\quad (5.51)$$

Проекції переміщень долота і сил, прикладених до долота, у відповідних системах координат визначають з використанням послідовності формул

$$\begin{aligned}\Pi_x &= \Pi_z \cdot \sin \gamma \cos \theta_\gamma - \Pi_{x'} \cdot \sin \theta_\gamma + \Pi_{y'} \cdot \cos \gamma \cos \theta_\gamma; \\ \Pi_y &= \Pi_z \cdot \sin \gamma \sin \theta_\gamma + \Pi_{x'} \cdot \cos \theta_\gamma + \Pi_{y'} \cdot \sin \theta_\gamma \cos \gamma; \\ \Pi_z &= \Pi_z \cdot \cos \gamma - \Pi_{y'} \cdot \sin \gamma; \\ \Pi_{x'} &= (1 - h)(\Pi_{y'} \cos \theta_\gamma - \Pi_{x'} \sin \theta_\gamma); \\ \Pi_{y'} &= (1 - h)(\Pi_{x'} \cos \gamma \cos \theta_\gamma + \Pi_{y'} \cos \gamma \sin \theta_\gamma - \Pi_z \sin \gamma); \\ \Pi_{z'} &= \Pi_{x'} \sin \gamma \cos \theta_\gamma + \Pi_{y'} \sin \gamma \sin \theta_\gamma + \Pi_z \cos \gamma; \\ \Pi_{x'} &= \Pi_z \cdot \sin \varphi_d \cos \theta_d - \Pi_{x'} \cdot \sin \theta_d + \Pi_{y'} \cdot \cos \theta_d \cos \varphi_d; \\ \Pi_{y'} &= \Pi_z \cdot \sin \varphi_d \sin \theta_d + \Pi_{x'} \cdot \cos \theta_d + \Pi_{y'} \cdot \sin \theta_d \cos \varphi_d; \\ \Pi_{z'} &= \Pi_z \cdot \cos \varphi_d - \Pi_{y'} \cdot \sin \varphi_d; \\ \Pi_{x'} &= fkG_{x'}; \quad \Pi_{y'} = fkG_{y'}; \quad \Pi_{z'} = kG_{z'}; \\ G_{x'} &= -G_x \sin \theta_d + G_y \cos \theta_d; \\ G_{y'} &= G_x \cos \varphi_d \cos \theta_d + G_y \cos \varphi_d \sin \theta_d - G_z \sin \varphi_d; \\ G_{z'} &= G_x \sin \varphi_d \cos \theta_d + G_y \sin \varphi_d \sin \theta_d + G_z \cos \varphi_d; \\ G_x &= \sin \varphi_c \cos \theta_c; \quad G_y = \sin \varphi_c \sin \theta_c; \quad G_z = \cos \varphi_c,\end{aligned}$$

де θ_γ — азимут площини напластування гірських порід;

k — коефіцієнт пропорційності між проекціями переміщень та силами, що діють на долото;

G_x, G_y, G_z — проекції на осі координат одиничної сили, що діє на долото.

Тут величини $\varphi_c, \theta_c, \varphi_d, \theta_d$ визначаються за результатами розв'язання просторової задачі деформації низу бурильної колони.

Залежності (5.51) є більш загальними і при $\theta_c = \theta_d = \theta_\gamma = \pi/2$ відповідають рівнянню (5.50) для плоского профілю.

В.Г. Григулецький пропонує використовувати залежності (5.50) і (5.51) для прогнозування викривлення свердловини в межах одного довбання. Тоді числове значення коефіцієнта пропорційності k приймається рівним величині проходки H на долото (фактичний або прогнозний). Це через залежність проходки від параметрів режиму враховує сумісний вплив технологічних, технічних і геологічних факторів на викривлення свердловини.

Для плоскої траєкторії компоненти миттєвого переміщення долота в горизонтальному і вертикальному напрямках визначаються за формулами

$$\begin{aligned}\bar{\Pi}_v &= H \left\{ (1 - h \cos^2 \gamma) \left[(\sin^2 \varphi_d + f \cos^2 \varphi_d) \sin \varphi_c + 0,5(1 - f) \times \right. \right. \\ &\quad \times \sin 2\varphi_d \cos \varphi_c \left. \right] + 0,5h \sin 2\gamma \left[0,5(1 - f) \sin 2\varphi_d \sin \varphi_c + \right. \\ &\quad \left. \left. + (\cos^2 \varphi_d + f \sin^2 \varphi_d) \cos \varphi_c \right] \right\};\end{aligned}\quad (5.52)$$

$$\begin{aligned}\bar{\Pi}_u &= H \left\{ (1 - h \sin^2 \gamma) \left[0,5(1 - f) \sin 2\varphi_d \sin \varphi_c + (\cos^2 \varphi_d + f \sin^2 \varphi_d) \cos \varphi_c \right] + \right. \\ &\quad \left. + 0,5h \sin 2\gamma \left[(\sin^2 \varphi_d + f \cos^2 \varphi_d) \sin \varphi_c + 0,5(1 - f) \sin 2\varphi_d \cos \varphi_c \right] \right\},\end{aligned}\quad (5.53)$$

де H — проходка на долото (поточне значення).

Аналітичні формули для визначення лінійного елемента поверхні (5.52) і (5.53) довжини стовбура свердловини dS при переміщенні долота з точки $(\alpha_0, \varphi_{c0}, \varphi_{d0})$ в точку $(\alpha_1, \varphi_{c1}, \varphi_{d1})$, а також інтенсивності зміни зенітного кута

$$dS = \sqrt{E(d\varphi_c)^2 + 2F d\varphi_c d\varphi_d + G(d\varphi_d)^2}; \quad (5.54)$$

$$\frac{d\alpha}{dS} = \left[E \left(\frac{d\varphi_c}{d\alpha} \right)^2 + 2F \frac{d\varphi_c}{d\alpha} \frac{d\varphi_d}{d\alpha} + G \left(\frac{d\varphi_d}{d\alpha} \right)^2 \right]^{-0,5}, \quad (5.55)$$

де $E = \left(\frac{d\bar{\Pi}_v}{d\varphi_c} \right)^2 + \left(\frac{d\bar{\Pi}_u}{d\varphi_c} \right)^2$; $F = \frac{d\bar{\Pi}_v}{d\varphi_c} \frac{d\bar{\Pi}_v}{d\varphi_d} + \frac{d\bar{\Pi}_u}{d\varphi_c} \frac{d\bar{\Pi}_u}{d\varphi_d}$; $G = \left(\frac{d\bar{\Pi}_v}{d\varphi_d} \right)^2 + \left(\frac{d\bar{\Pi}_u}{d\varphi_d} \right)^2$ — коефіцієнти першої квадратичної форми поверхні (5.52) і (5.53).

Формули (5.54) і (5.55) можуть бути записані в дискретній постановці, зручній для практичного користування

$$\Delta S_i = \sqrt{(\bar{\Pi}_{vi} - \bar{\Pi}_{v(i-1)})^2 + (\bar{\Pi}_{ui} - \bar{\Pi}_{u(i-1)})^2}; \quad (5.56)$$

$$\left(\frac{\Delta\alpha}{\Delta S} \right)_i = \left[\left(\frac{\bar{\Pi}_{vi} - \bar{\Pi}_{v(i-1)}}{\alpha_i - \alpha_{i-1}} \right)^2 + \left(\frac{\bar{\Pi}_{ui} - \bar{\Pi}_{u(i-1)}}{\alpha_i - \alpha_{i-1}} \right)^2 \right]^{-0,5}, \quad (5.57)$$

де i — номер рейсу, для якого прогнозується інтенсивність викривлення.

Для просторової розрахункової схеми величина ΔS_i оцінюється аналогічно (5.56):

$$\Delta S_i = \sqrt{(\bar{\Pi}_{xi} - \bar{\Pi}_{x(i-1)})^2 + (\bar{\Pi}_{yi} - \bar{\Pi}_{y(i-1)})^2 + (\bar{\Pi}_{zi} - \bar{\Pi}_{z(i-1)})^2}, \quad (5.58)$$

де $\bar{\Pi}_x = \text{НП}_x$; $\bar{\Pi}_y = \text{НП}_y$; $\bar{\Pi}_z = \text{НП}_z$.

Зміна кута нахилу і напрямку миттєвого переміщення долота визначаються з використанням (5.51).

В.Г. Григулецьким описаний алгоритм прогнозування траєкторії свердловини з використанням рівнянь (5.51)—(5.58) та результатів розв'язання задач деформації низу бурильної колони.

Наведені В.Г. Григулецьким і В.Т. Лук'яновим результати розрахунків траєкторій свердловин свідчать, що відмінність між розрахунковими і фактичними значеннями кутів стабілізації не перевищує 10—12%. Точність прогнозу визначається, в основному, достовірністю геологічної інформації. В меншій мірі на точність прогнозу траєкторії впливають параметри режиму буріння (в реальних межах зміни).

5.5.2. МЕТОДИ ПОПЕРЕДЖЕННЯ ВИКРИВЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН

Попередження самочинного викривлення свердловин ґрунтується на реалізації комплексу техніко-технологічних та організаційних заходів, які направлені на зняття і зменшення впливу технічних, технологічних і геологічних факторів. Ефективність попередження викривлення свердловин визначається ефективністю кожного із заходів зокрема.

Для попередження викривлення свердловин використовують:

- організаційно-технічні заходи при монтажі бурових вишок і обладнання, а також при за-
бурюванні стовбура свердловини;
- спеціальні КНБК і пристрої;
- технологічні заходи для забезпечення якісної форми стовбура свердловини.

Організаційно-технічні заходи при монтажі бурового обладнання і при забурюванні стовбура свердловини здійснюються для зняття та зменшення впливу технічних факторів на викривлення свердловин. Вони включають:

забезпечення співвісності ліхтаря вишки, прохідного отвору ротора і осі свердловини (направлення);

забезпечення горизонтальності встановлення стола ротора;

використання прямолінійних ОБТ, ведучих і бурильних труб;

забезпечення вертикальності встановлення направлення;

забурювання стовбура свердловини на довжину КНБК при низьких осьових навантаженнях для досягнення вертикальності стовбура свердловини.

Одним з основних методів попередження викривлення свердловин є **застосування спеціальних КНБК**. Ще в 50-х рр. минулого століття А. Lubinski та Н. Woods вказували, що буріння вертикальних свердловин з використанням достатньо гнучкої бурильної колони практично неможливе навіть у горизонтальних пластах, якщо не застосовувати дуже низькі, економічно не вигідні осьові навантаження.

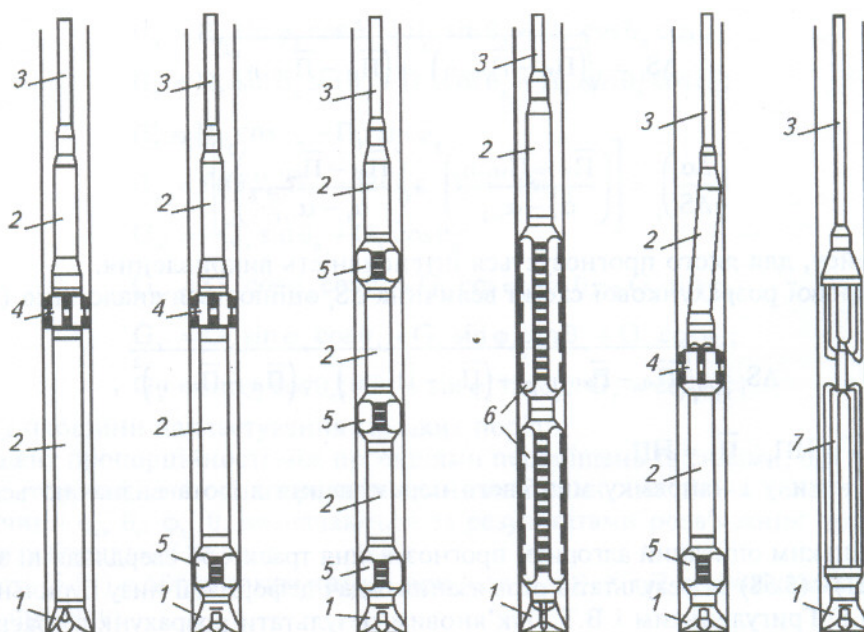


Рис. 5.86. Схеми КНБК для роторного буріння свердловин:
1—долото; 2—ОБТ; 3—бурильні труби; 4—центратор; 5—калібратор;
6—стабілізатор (квадратна ОБТ); 7—наддолотний обважнювач

На даний час запропонована значна кількість конструкцій низу бурильної колони, які різняться між собою конструктивними особливостями елементів (ОБТ, калібратори, стабілізатори, центратори тощо), їх призначенням, місцем розташування і т. ін. На рис. 5.86 і 5.87 показані, за А.Г. Калініним, О.З. Левицьким і Б.О. Нікітіним, різновиди КНБК відповідно для роторного і турбінного буріння.

За принципом дії КНБК для попередження викривлення основані на ефектах виска (або маятника), жорсткого центрування долота і низу у стовбурі свердловини, обертових мас (або гіроскопа), шарнірного з'єднання і т. ін.

Ефект виска (або маятника) реалізується у КНБК з максимально наближеним до долота центром ваги. Це досягається використанням ОБТ максимально можливого діаметра і відповідно маси погонного метра. В такому разі при відхиленні осі КНБК від вертикалі виникає складо-

ва сили, яка сприятиме поверненню долота до вертикалі (див. рис. 5.82,а). Такі компоновки називаються *маятниковими*.

Маятникові компоновки використовуються переважно при бурінні вертикальних свердловин у нестійких, м'яких гірських породах.

До складу таких компоновок входять:

долото, ОБТ, бурильні труби;

долото, ОБТ більшого діаметра, ОБТ, бурильні труби;

долото, ОБТ розрахункової довжини, ОЦЕ, ОБТ, бурильні труби;

долото, вибійний двигун з пересувним або міжсекційним центратором на розрахунковій відстані від долота, ОБТ, бурильні труби;

долото, турбобур, ОЦЕ, ОБТ більшого діаметра, ОЦЕ, ОБТ, бурильні труби.

Недоліком маятникових компоновок є те, що складової ваги часто недостатньо для компенсації відхиляючої сили. Внаслідок цього стовбур свердловини викривляється. Для підсилення

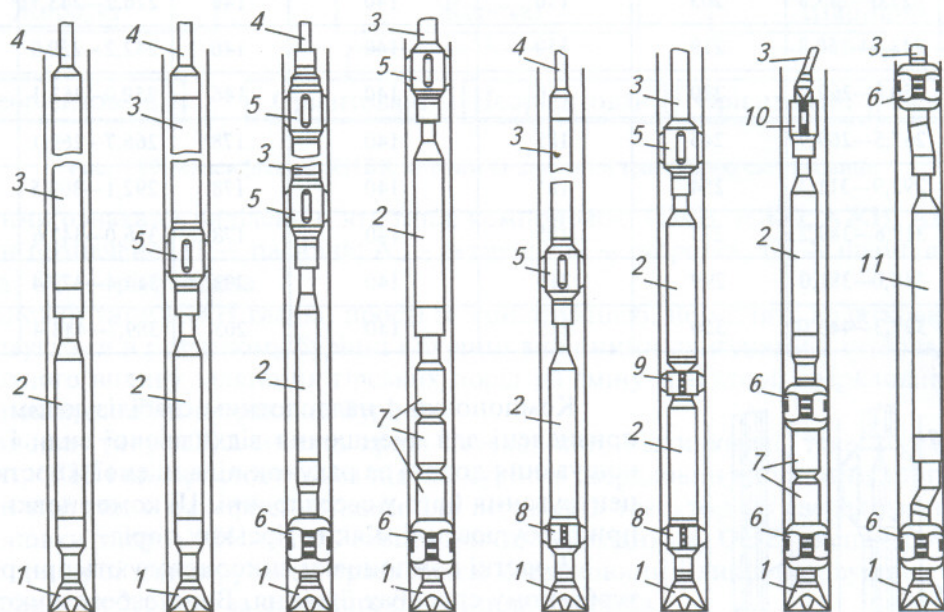


Рис. 5.87. Схеми КНБК для турбінного буріння свердловин:

1—долото; 2—турбобур; 3—ОБТ; 4—бурильні труби;

5—центратор; 6—калібратор; 7—наддолотний маховик;

8—центратор на ніпелі турбобура; 9—міжсекційний центратор;

10—шарнірний центратор; 11—турбобур-стабілізатор

ефекта виска потрібно зменшувати навантаження на долото, що знижує показники роботи доліт.

Ефект жорсткого центрування долота і низу бурильної колони реалізується в компоновках, які включають ОБТ (в тому числі спіральні і квадратні), ОЦЕ і стабілізатори та дозволяють при достатньо високих осьових навантаженнях зберігати прямолінійність КНБК і її співвісність зі стовбуром свердловини.

Такі компоновки називаються *жорсткими* і використовуються для попередження викривлення свердловин у стійких породах (твердих і середньої твердості).

Для жорстких компоновок довжина направляючої ділянки має бути меншою за довжину півхвилі при поздовжньому згині низу бурильної колони.

Для буріння вертикальних свердловин діаметром від 138,1 до 445,0 мм роторним способом ВНДІБТ розроблені компоновки з наддолотними стабілізуючими пристроями типу НСУ (рис. 5.88). У табл. 5.21 наведені основні геометричні характеристики таких компоновок.

Розмірний ряд наддолотних стабілізуючих пристроїв

Типорозмір	Діаметр долота, мм	Діаметр, мм					Довжина корпусу, м
		корпусу		бурильної труби	ОБТ	центратора	
		зовнішнього	внутрішнього				
НСУ-127	138,1—151,0	127	97	89	95	137,3—150,2	8
НСУ-140	157,1—171,4	140	110	89	108	156,3—170,6	8
НСУ-168	185,7—190,5	168	120	114	108	184,9—189,7	8
НСУ-172	190,0—200,0	172	120	114	108	189,2—199,2	8
НСУ-194	211,1—222,3	194	150	127	146	210,3—221,5	12
НСУ-203	227,0—244,5	203	150	140	146	226,2—243,7	12
НСУ-219	243,0—250,8	219	150	140	146	242,2—250,0	12
НСУ-229	250,8—269,9	229	150	140	146	250,0—263,1	12
НСУ-245	267,5—269,9	245	185	140	178	266,7—269,1	12
НСУ-254	292,9—311,1	254	185	140	178	292,1—309,5	12
НСУ-273	317,6—349,2	273	185	140	178	316,0—347,6	12
НСУ-299	346,0—381,0	299	215	140	203	344,4—379,4	12
НСУ-350	391,3—445,0	350	215	140	203	389,7—443,4	12

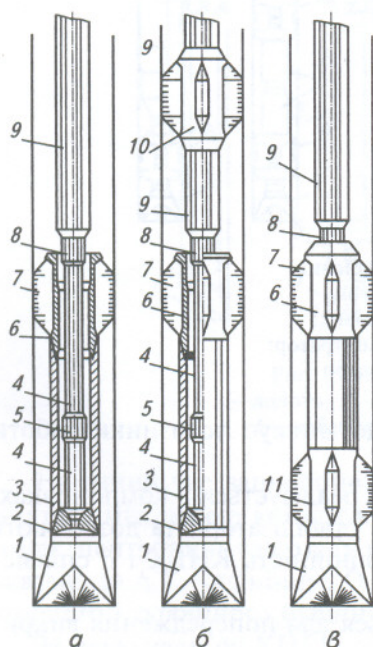


Рис. 5.88. Схема КНБК із наддолотним стабілізуючим пристроєм:

- 1—долото; 2, 5, 8—перехідник;
3—корпус; 4—внутрішня труба;
6, 10—центратор; 7—лопатець; 9—ОБТ;
11—калібратор

Компоновки з наддолотним стабілізуючим пристроєм призначені для зменшення відхиляючої сили і кута перекошування долота за рахунок підвищеної жорсткості низу і центрування його у свердловині. Ці компоновки ефективні при розбурюванні м'яких гірських порід.

Жорсткі компоновки використовують при роторному і турбінному способах буріння. Вони забезпечують відробку доліт при підвищених осьових навантаженнях.

Ефект *обертючих мас* (або *гіроскопа*) реалізується при турбінному бурінні. У таких компоновках на валу вибійного двигуна встановлюється відцентрована секція ОБТ збільшеного діаметра (маховик) довжиною 10—15 м. Момент обертючої маси сприяє збереженню прямолінійності свердловини. На практиці такі компоновки не знайшли широкого застосування.

Компоновки з використанням *шарнірних елементів* призначені для перерозподілу відхиляючої сили проти природного викривлення. КНБК із шарнірними елементами можуть використовуватися при турбінному і роторному способах буріння.

Компоновки з *ексцентричними елементами* (ОБТ, перехідники, ОЦЕ) призначені для реалізації динамічних ефектів, що виникають у процесі їх обертання при роторному бурінні. Такі КНБК сприяють попередженню викривлення свердловин і формуванню якісного стовбура. Їх використовують у складних гірничогеологічних умовах.

Загалом для похило-скерованого буріння І.М. Фриз запропонував класифікацію компоновок, яка ґрунтується на їх впливі на траєкторію свердловини, а також на жорсткості і орієнтованості. Залежно від впливу на траєкторію класифікація КНБК визначається активністю елементів щодо її зміни, класифікація за жорсткістю визначається наявністю в складі КНБК шарнірних елементів, а класифікація за орієнтованістю — потребою в орієнтуванні компоновки (рис. 5.89).



Рис. 5.89. Класифікація КНБК за їхнім впливом на траєкторію свердловини

За даними ознаками виділено п'ять типів компоновок: ПЖН, АЖО, АЖН, АШО і АШН. Тут буквами позначено: П — пасивна; А — активна; Ж — жорстка, Ш — шарнірна, Н — неорієнтована, О — орієнтована.

Компоновки типу ПЖН гладкі, прості за конструкцією, не містять додаткових елементів і використовуються в роторному бурінні і бурінні вибійними двигунами в інтервалах неістотного природного впливу залягання гірських порід на зміну траєкторії свердловини. Цей тип КНБК найпоширеніший в практиці буріння.

Компоновки типу АЖО містять криві перехідники, відхилювачі, телесистеми, магнітні перевідники, ОЦЕ і використовуються під час буріння свердловин вибійними двигунами. Вважається, що цей тип є найефективнішим для керування траєкторією свердловини.

Компоновки типу АЖН містять ексцентричні перехідники, ОЦЕ, ексцентричні калібратори, різні пристрої для керування траєкторією свердловини і використовуються під час роторного буріння та буріння за допомогою вибійних двигунів.

Компоновки типу АШО відрізняються складністю конструкції елементів і застосовуються для буріння спеціальних свердловин (горизонтальних, розгалужених) вибійними двигунами в тих випадках, коли ефективність компоновок типу АЖО і АЖН низька.

Компоновки типу АШН використовуються в турбінному і роторному бурінні. За ефективністю перевищують компоновки типу АЖН.

Для попередження викривлення свердловин застосовують, в основному, компоновки типів ПЖН, АЖН і рідше — АШН.

За даними Н. Rabia, в практиці зарубіжних компаній компоновки для попередження викривлення умовно поділяють на гладкі, маятникові і складні.

Гладкі КНБК складаються з ОБТ, в тому числі ступінчастих, і бурильних труб. Їх використовують рідко, в основному, для пластів із незначною тенденцією до викривлення.

Маятникові КНБК включають ОБТ для створення ефекту виска, один (або більше) стабілізатор, ОБТ, товстостінну бурильну трубу і бурильні труби. Компоновки цього типу використовують для розбурювання м'яких, незцементованих порід під кондуктор, а також для зменшення викривлення стовбура.

Складні КНБК включають наддолотний повнорозмірний стабілізатор (один або декілька), ОБТ, ОЦЕ та бурильні труби.

На рис. 5.90 показані складні компоновки з багатоточковою стабілізацією стовбура свердловин із різною інтенсивністю викривлення.

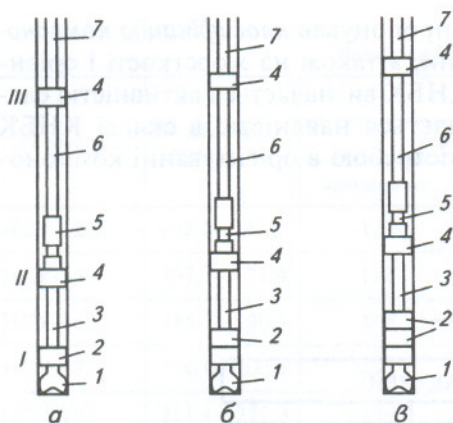


Рис. 5.90. Схеми складних КНБК для свердловин із незначним (а), середнім (б) та інтенсивним (в) викривленням стовбура:

1—долото; 2, 4—стабілізатор або розширювач; 3—коротка ОБТ; 5—амортизатор вібрацій (необов'язковий елемент); 6—ОБТ довжиною 9 м; 7—інша частина колони

У КНБК для свердловин з незначним викривленням (рис. 5.90,а) в зоні I забезпечується центрування її осі безпосередньо над долотом, в зоні II — над короткою ОБТ із збільшеним зовнішнім діаметром і в зоні III — над стандартною ОБТ. Якщо застосовують амортизатор вібрацій, то його встановлюють у зоні II для забезпечення максимальної ефективності.

У КНБК для свердловин з середнім викривленням (рис. 5.90,б) другий стабілізатор встановлюють у зоні I для забезпечення стабілізації долота. Зони II і III подібні за оснащенням до зон компоновок для свердловин із незначним викривленням.

У КНБК для свердловин з інтенсивним ступенем викривлення (рис. 5.90,в) в зоні I встановлюють три стабілізатори, а зони II і III подібні за оснащенням до зон компоновок для свердловин із незначним викривленням.

Використання КНБК з ОЦЕ при бурінні вертикальних свердловин вимагає врахування таких організаційних і технологічних рекомендацій:

1. До початку буріння бурову бригаду потрібно ознайомити з конструкцією КНБК, її призначенням і правилами експлуатації.

2. Компоновка з ОЦЕ має використовуватись безпосередньо з-під кондуктора, башмака обсадної колони або з початку буріння долотом, діаметр якого відповідає найбільшому діаметру ОЦЕ в КНБК.

3. При спуску КНБК з ОЦЕ ділянки стовбура свердловини, які пробурені без них, мають бути обов'язково пророблені.

4. У процесі буріння слід мати на увазі, що ефективне використання КНБК відповідає певним параметрам режиму буріння. Тому зміна в процесі буріння осьового навантаження на долото і частоти його обертання мають детально обґрунтовуватись.

5. При кожному підніманні інструменту потрібно здійснювати огляд ОЦЕ, вимірювати їх знос, якщо він більший за допустимий, замінювати ОЦЕ. Допустимий знос ОЦЕ за діаметром становить 2—3 мм.

6. Компоновки із заміненними ОЦЕ опускають у свердловину обережно, не допускаючи посадки інструменту і його заклинювання у звуженій частині стовбура. При наявності навіть незначних посадок інструмент припіднімають і звужену ділянку проробляють.

7. СПО в інтервалі башмака обсадної колони здійснюють на понижених швидкостях з контролем за індикатором ваги, не допускаючи можливого зачеплення елементів КНБК за башмак.

Технологічні заходи для забезпечення якісної форми стовбура свердловини направлені на попередження відхилень стовбура у поперечному і поздовжньому перерізах від ідеальної форми, а також локальних викривлень.

Наявність цих відхилень і локальних викривлень може призвести до таких наслідків:

викривлення стовбура свердловини;

підвищення опору переміщенню КНБК по стовбуру свердловини;

збільшення зносу ОЦЕ;

збільшення затрат часу на калібрування стовбура свердловини перед наступним рейсом;

збільшення витрат на підготовку стовбура свердловини до спуску обсадної колони.

Вибір заходів має базуватися на визначенні вимог до якості стовбура у різних інтервалах свердловини, аналізі досвіду проходження свердловини у даних умовах, оцінці співвідношення витрат на ліквідацію можливих ускладнень і реалізацію додаткових заходів для їх попередження. Це співвідношення визначає доцільність застосування технологічних заходів для забезпечення якісної форми стовбура свердловини.

Профілактика зміни форми стовбура свердловини досягається легше та з меншими витратами, ніж їх ліквідація калібруванням пробурених інтервалів свердловин.

Для забезпечення якісної форми стовбура свердловини потрібно:

використовувати калібратори із спіральними лопатями і твердосплавним озброєнням робочих поверхонь;

при застосуванні калібраторів із прямими лопатями враховувати, що їхня кількість має бути більшою за кількість шарошок;

калібратори приєднувати безпосередньо до долота, тобто без проміжного перехідника;

довжину калібруючої лопаті l_k вибирати за співвідношенням $l_k > (2...3)D_d$, де D_d — діаметр долота;

здійснювати контроль і спостереження за характером зносу ОЦЕ, що дозволяє судити про ефективність їх застосування. Інтенсивний знос калібраторів з торця або на конус знизу і зверху свідчать про формування локальних викривлень, що вимагає більш ефективних заходів для їх попередження;

при підготовці до спуску обсадної колони для поліпшення форми стовбура калібрувати пробурену свердловину при першому спуску КНБК, яка використовувалася при бурінні, але повинна мати наддолотний калібратор.

5.5.3. ПРИНЦИПИ ВИБОРУ І РОЗРАХУНКІВ КОМПОНОВОК НИЗУ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ З ОПОРНО-ЦЕНТРУЮЧИМИ ЕЛЕМЕНТАМИ

Вибір ефективних КНБК істотно впливає на техніко-економічні показники спорудження свердловин. Це зумовлено попередженням самочинного викривлення стовбура свердловини і його негативними наслідками, а також реалізацією оптимальних режимів буріння з метою досягнення найвищих техніко-економічних показників відробки бурових доліт.

У загальному випадку вибір КНБК здійснюється на основі вихідних даних про умови буріння (конструкція і глибина свердловини, спосіб буріння, проектний режим буріння, характер розрізу, zenітний кут викривлення свердловини в інтервалі встановлення ОБТ та ін.) і зводиться до обґрунтування діаметрів і довжин ОБТ, типу КНБК, кількості ОЦЕ та місця їх розташування.

Діаметр ОБТ визначається діаметром долота. Жорсткість ОБТ (точніше, її нижньої секції) на згин має бути вищою за жорсткість обсадної колони, під яку ведеться буріння. Частіше на практиці використовують ступінчасті КНБК, складені з декількох ОБТ різних діаметрів. Досвід застосування цих КНБК свідчить про їх меншу прихватонебезпечність та аварійність.

Нижче наведено рекомендовані співвідношення між діаметрами доліт і нижньої секції ОБТ при роторному способі буріння:

Діаметр долота, мм	139,7—146,0	149,2—158,7	165,1—171,4	187,7—200,0	212,7—228,6	244,2—250,8
Діаметр ОБТ, мм	108; 114	114; 121; 133	121; 133; 146	146; 159	159; 178	178; 203
Діаметр долота, мм	269,9	295,3	320	349,2	374,6	≥393,7
Діаметр ОБТ, мм	203; 229	229; 245	229; 245	229; 245; 254	254; 273	273; 299

Для ускладнених умов буріння вибирають ОБТ із меншими діаметрами.

Такі ж рекомендації справедливі і для буріння з допомогою вибійних двигунів. Діаметр нижньої секції ОБТ не має бути більшим за діаметр вибійного двигуна.

При виборі ступінчастих КНБК співвідношення між діаметрами попередньої D_n і наступної D_{n+1} секцій мають задовольняти умовам

$$\frac{D_{n+1}}{D_n} \geq \begin{cases} 0,80 & \text{для ОБТ діаметром 108 – 203 мм;} \\ 0,85 & \text{для ОБТ діаметром 203 – 299 мм;} \\ 0,70 & \text{для бурильних труб.} \end{cases} \quad (5.59)$$

Загальна довжина ОБТ вибирається залежно від необхідного осьового навантаження P на долото. Для ступінчастої компоновки довжина нижньої секції ОБТ визначається за формулою

$$l_{\text{ОБТ}} = \frac{(1, 20 \dots 1, 25)P - (1 - \rho_p / \rho_m) \left(G_B + \sum_{i=2}^{n_0} l_i q_i \right)}{q(1 - \rho_p / \rho_m)}, \quad (5.60)$$

де ρ_p, ρ_m — відповідно густина бурового розчину і матеріалу труб;

G_B — вага вибійного двигуна;

l_i, q_i — довжина та вага погонного метра i -ї секції ОБТ;

n_0 — кількість секцій ОБТ.

Довжини верхніх секцій ОБТ вибирають із практичних міркувань, наприклад, рівними довжині однієї стандартної труби.

Тип і склад компоновки мають відповідати технологічному процесу, що проводиться у свердловині. Вибір здійснюється залежно від умов буріння.

На даний час запропоновано ряд підходів до розрахунку параметрів КНБК з метою попередження викривлення свердловин, які різняться між собою особливостями розрахункової моделі та критеріями вибору розташування опорних елементів. Застосовують плоскі (рис. 5.91) та просторові розрахункові схеми. Плоскі розрахункові схеми використовують, як правило, для компонок з осесиметричними елементами.

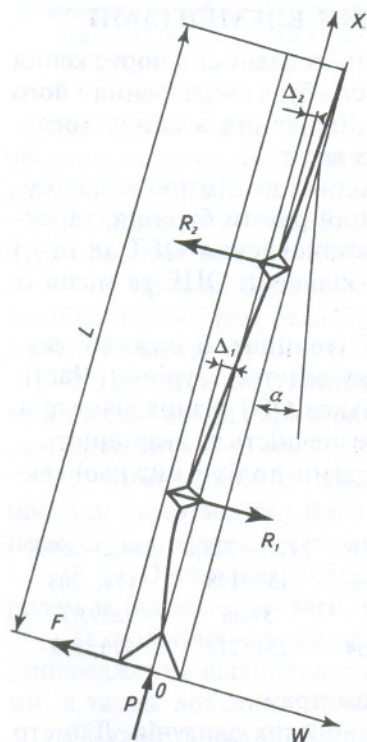


Рис. 5.91. Плоска розрахункова схема

Параметри КНБК найчастіше обґрунтовують з допомогою таких критеріїв розташування опорних елементів:

1. Кут нахилу вектора сили φ_c , що діє на долото, до осі свердловини або поперечна складова F сили на долоті.

2. Кут нахилу долота φ_d до осі свердловини.

3. Кут миттєвого переміщення долота ψ за (5.50).

При роторному бурінні КНБК обертається навколо осі статичного прогину і виникаючі при цьому динамічні сили практично не впливають на характер викривлення свердловини. Це було відзначено А. Lubinski і знайшло широке підтвердження на практиці. Тому розрахунки КНБК при роторному бурінні і бурінні за допомогою вибійних двигунів здійснюють у статиці.

Для **плоских деформацій** (рис. 5.91) використовують диференціальні рівняння рівноваги елемента КНБК з урахуванням статичних сил

$$EI \frac{d^4 w}{dx^4} + (P - qx \cos \alpha) \frac{d^2 w}{dx^2} - (q \cos \alpha) \frac{dw}{dx} = q \sin \alpha, \quad (5.61)$$

де EI — жорсткість поперечного перерізу елемента КНБК при згині;

E — модуль пружності матеріалу при розтягу (стисненні);

I — осьовий момент інерції поперечного перерізу;

P — осьова сила, що діє на нижній кінець елемента компоновки;

$w(x)$ — прогин елемента низу бурильної колони у довільній координаті x ;

q — вага одиниці довжини елемента КНБК у буровому розчині;

α — зенітний кут викривлення свердловини.

У загальному випадку розрахунок КНБК пов'язаний із розв'язанням системи диференціальних рівнянь виду (5.61), складеної для кожного i -го елемента КНБК. В.Г. Григулецький з посиланням на результати О.Є. Сарояна і П.А. Зего рекомендує граничні умови (рис. 5.91):

на долоті ($x = 0$)

$$w(0) = 0; \quad w'(0) = 0; \quad (5.62)$$

в місцях встановлення ОЦЕ ($x = x_i$)

$$w_i(x_i) = \Delta_i; w_{i+1}(x_i) = \Delta_i; w'_i(x_i) = w'_{i+1}(x_i); w''_i(x_i) = w''_{i+1}(x_i); \quad (5.63)$$

в точці дотику колони труб до стінки свердловини ($x = L$)

$$w(L) = \Delta_L; w'(L) = 0; w''(L) = 0, \quad (5.64)$$

де Δ_i — радіальні зазори між i -м ОЦЕ та стінкою свердловини;

Δ_L — радіальний зазор між ОБТ і стінкою свердловини.

Такі граничні умови раніше використовувалися Н. Woods та А. Lubinski для визначення місця встановлення центратора в компоновці низу. Відомі також інші формулювання граничних умов. Наприклад, різноманітний характер граничних умов на долоті зустрічається в задачах стійкості низу бурильної колони (див. розділ 2.5, том 1).

Розрахунок КНБК зводиться до розв'язання систем диференціальних рівнянь (5.61) з граничними умовами виду (5.62)—(5.64). Вибір розташування ОЦЕ здійснюють за умови оптимальності прийнятого критерію. Зазначимо, що в такій постановці пошук оптимальних розв'язків для системи диференціальних рівнянь (5.61) реалізується за допомогою числових методів. На практиці часто диференціальні рівняння (5.61) спрощують з метою одержання наближених аналітичних розв'язків.

Найбільш повний набір таких задач розглянуто в працях В.Г. Григулецького, А.Г. Калініна, В.Т. Лук'янова, Б.З. Султанова та ін.

Приклад 5.12. Розглянемо, за В.Г. Григулецьким і В.Т. Лук'яновим, розрахунок КНБК з одним центратором. Диференціальні рівняння для КНБК запишемо у спрощеному вигляді:

для ділянки від долота до центратора

$$EI_1 w_1^{IV} + \left(P_1 - \frac{q_1 l_1}{2} \cos \alpha \right) w_1'' = q_1 \sin \alpha; \quad (5.65)$$

для ділянки від центратора до точки дотику ОБТ до стінки свердловини

$$EI_2 w_2^{IV} + \left(P_2 - \frac{q_2 l_2}{2} \cos \alpha \right) w_2'' = q_2 \sin \alpha, \quad (5.66)$$

де l_1 — відстань від долота до центратора;

l_2 — відстань від центратора до точки дотику ОБТ до стінки свердловини.

Граничні умови:

на долоті ($x = 0$)

$$w_1(0) = (0); w_1''(0) = (0); \quad (5.67)$$

у місці встановлення центратора

$$w_1(l_1) = w_2(0) = \Delta_1; w_1'(l_1) = w_2'(0); EI_1 w_1''(l_1) = EI_2 w_2''(0); \quad (5.68)$$

у точці дотику колони труб до стінки свердловини

$$w_2(l_2) = \Delta_2; w_2'(l_2) = 0; w_2''(l_2) = 0. \quad (5.69)$$

Тут для зручності прийнято, що для першої ділянки $0 \leq x \leq l_1$, а для другої $0 \leq x \leq l_2$.

Розв'язки рівнянь (5.65) і (5.66) мають вигляд

$$w_1(x) = -\frac{a_1}{\lambda_1^2} \sin(\lambda_1 x) - \frac{b_1}{\lambda_1^2} \cos(\lambda_1 x) + \frac{1}{2} \left(\frac{q_1 \sin \alpha}{P_1 - \frac{q_1 l_1}{2} \cos \alpha} \right) x^2 + c_1 x + d_1; \quad (5.70)$$

$$w_2(x) = -\frac{a_2}{\lambda_2^2} \sin(\lambda_2 x) - \frac{b_2}{\lambda_2^2} \cos(\lambda_2 x) + \frac{1}{2} \left(\frac{q_2 \sin \alpha}{P_2 - \frac{q_2 l_2}{2} \cos \alpha} \right) x^2 + c_2 x + d_2, \quad (5.71)$$

$$\text{де } \lambda_1 = \sqrt{\frac{P_1 - \frac{1}{2} q_1 l_1 \cos \alpha}{EI_1}}; \lambda_2 = \sqrt{\frac{P_2 - \frac{1}{2} q_2 l_2 \cos \alpha}{EI_2}}.$$

Постійні інтегрування $a_1, b_1, c_1, d_1, a_2, \dots, d_2$ в (5.70) і (5.71), а також I_2 визначають з граничних умов (5.67)–(5.69). Тоді за допомогою рівняння (5.70) можна визначити критерії вибору місця розташування центратора.

Кут нахилу долота φ_d до осі свердловини визначається

$$\varphi_d = w'_1(0) = c_1 - \frac{a_1}{\lambda_1},$$

а поперечна сила на долоті

$$F = EI_1 w''_1(0) = EI_1 a_1 \lambda_1.$$

Просторові розрахункові схеми дозволяють вивчати просторовий згин низу бурильної колони у викривленій свердловині. Їх використовують при наявності асиметричних елементів у КНБК, необхідності вивчення сумісного впливу крутного моменту, осьового навантаження та сил власної ваги на просторовий згин осі компоновки.

Диференціальні рівняння поперечних деформацій згину низу бурильної колони у похилій свердловині, за В.Г. Григулецьким, мають вигляд

$$\begin{cases} EI \frac{d^4 u}{dx^4} + M \frac{d^3 v}{dx^3} + \frac{d}{dx} \left[(P - qx \cos \alpha) \frac{du}{dx} \right] = q \sin \alpha; \\ EI \frac{d^4 v}{dx^4} - M \frac{d^3 u}{dx^3} + \frac{d}{dx} \left[(P - qx \cos \alpha) \frac{dv}{dx} \right] = -\frac{M}{GI_0} qx \sin \alpha, \end{cases} \quad (5.72)$$

де $u(x), v(x)$ — проекції поперечних прогинів на взаємоперпендикулярні осі Oy та Oz ;

M — крутний момент;

GI_0 — жорсткість поперечного перерізу елемента компоновки при крученні;

G — модуль пружності матеріалу при зсуві (крученні);

I_0 — полярний момент інерції поперечного перерізу.

Якщо ввести комплексний прогин

$$w(x) = u(x) + iv(x),$$

то система рівнянь (5.72) може бути подана у вигляді одного комплексного диференціального рівняння

$$EI \frac{d^4 w}{dx^4} - iM \frac{d^3 w}{dx^3} + \frac{d}{dx} \left[(P - qx \cos \alpha) \frac{dw}{dx} \right] = q \left(1 - i \frac{Mx}{GI_0} \right) \sin \alpha, \quad (5.73)$$

де $i = \sqrt{-1}$ — уявна одиниця.

У даному разі граничні умови для комплексного прогину зберігаються аналогічними граничним умовам для плоскої розрахункової схеми (5.62)–(5.64).

Розрахунок КНБК за допомогою просторових схем такий самий, як для плоскої розрахункової схеми.

Відхилення осі долота від осі стовбура свердловини визначається такими кутами:

$$\operatorname{tg} \varphi_{dy} = u'(0); \quad \operatorname{tg} \varphi_{dz} = v'(0).$$

Відхилення вектора сили, що діє на долото, від осі стовбура свердловини визначається кутами

$$\operatorname{tg} \varphi_{cy} = \frac{EI}{P} u'''(0) + u'(0); \quad \operatorname{tg} \varphi_{cz} = \frac{EI}{P} v'''(0) + v'(0),$$

де $\varphi_{cy}, \varphi_{cz}$ — кути між напрямком дії вектора сили на долото та відповідних осей координат.

Використання просторових схем для розрахунку деяких КНБК розглянуто в працях В.Г. Григулецького і В.Т. Лук'янова.

М.А. Мислюк, В.Д. Новиков, Р.І. Стефурак і А.С. Овсянніков запропонували для вибору розташування ОЦЕ використовувати результати **аналізу статичних і динамічних характеристик**

тик КНБК. Для плоскої розрахункової схеми (рис. 5.91), яка включає повно- і неповнорозмірні ОЦЕ, одержано диференціальне рівняння деформації низу бурильної колони

$$\frac{d^2}{dx^2} \left(EI \frac{d^2 w}{dx^2} \right) + \frac{d}{dx} \left(N \frac{dw}{dx} \right) - \omega^2 \rho_m S w = (\rho_m - \rho_p) g S \sin \alpha, \quad (5.74)$$

де $N(x) = P - \int_0^x (\rho_m - \rho_p) g S \cos \alpha dx$ — поздовжня сила, яка діє вздовж осі колони у перерізі з координатою x ;

g — прискорення сил тяжіння;

ρ_m, ρ_p — відповідно густина матеріалу труб і бурового розчину;

S — площа поперечного перерізу колони труб;

α — zenітний кут викривлення свердловини;

ω — кутова швидкість обертання долота.

Для статичного розрахунку w_c використовували рівняння (5.74) при $\omega = 0$, а для динамічного розрахунку w_d — рівняння (5.74) при нульовій правій частині.

Граничні умови:

на долоті

$$w_c(0) = 0; \quad w_d(0) = a_d; \quad \frac{d^2 w_c(0)}{dx^2} = 0; \quad \frac{d^2 w_d(0)}{dx^2} = 0; \quad (5.75)$$

у місцях встановлення ОЦЕ

$$w_c(x_i) = \pm \Delta_i; \quad w_d(x_i) = 0; \quad \frac{d^2 w_c(x_i)}{dx^2} = 0; \quad \frac{d^2 w_d(x_i)}{dx^2} = 0 \quad (5.76)$$

та в точці дотику низу бурильної колони до стінки свердловини

$$w_c(L) = \Delta_L; \quad w_d(L) = 0; \quad \frac{dw_c(L)}{dx} = 0; \quad \frac{dw_d(L)}{dx} = 0; \quad \frac{d^3 w_c(L)}{dx^3} = 0; \quad \frac{d^3 w_d(L)}{dx^3} = 0, \quad (5.77)$$

де a_d — амплітуда поперечного збурення на долоті;

Δ_i, Δ_L — радіальні зазори відповідно між центраторами та низом бурильної колони і стінкою свердловини.

Розв'язання задачі статичного розрахунку зводиться до знаходження першої точки дотику низу бурильної колони до стінки свердловини, побудови кривої розподілу прогинів в інтервалі $[0, L]$ і, як наслідок, визначення сил на долоті і взаємодії ОЦЕ зі стінкою свердловини, кутів φ_c та φ_d .

Суть динамічного розрахунку зводиться до визначення кривої розподілу амплітуд поперечних коливань при виникненні малого збурення на долоті та власних частот.

Через те, що низ бурильної колони загалом складається з ОБТ різного діаметра (тобто функція $S(x)$ кусочно-стала в інтервалі $[0, L]$), а також враховуючи наявність неповнорозмірних ОЦЕ, розв'язання задачі (5.74) — (5.77) побудовано з допомогою методу кінцевих елементів.

Низ бурильної колони моделюється набором плоских балочних елементів із чотирма степенями свободи: нормальні переміщення q_1 та q_3 , а також кутові переміщення q_2 та q_4 кінцевих точок елемента (рис. 5.92).

Поперечне переміщення, як статичне, так і динамічне, в довільній точці x балки апроксимується виразом

$$w(x) = \frac{q_1}{l^3} (2x^3 - 3lx^2 + l^3) - \frac{q_3}{l^3} (2x^3 - 3lx^2) + \frac{q_2}{l^2} (x^3 - 2lx^2 - l^2x) + \frac{q_4}{l^2} (x^3 - lx^2), \quad (5.78)$$

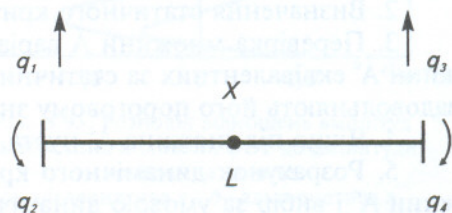


Рис. 5.92. Схема плоского балочного елемента

який є точним для балочних елементів постійного поперечного перерізу при відсутності поперечного розподіленого навантаження.

Задача (5.74)—(5.77) з урахуванням кінцево-елементної апроксимації виду (5.78) зводиться до розв'язання системи алгебраїчних рівнянь у векторно-матричному вигляді

$$([K] + P[D] + (\rho_m - \rho_p)g[G]\cos\alpha - \omega^2[M])\{U\} = (\rho_m - \rho_p)gS\{F\}\sin\alpha + \{H\}, \quad (5.79)$$

де $[K]$, $[D]$, $[G]$ — приведені глобальні матриці відповідно жорсткості на згин, геометричної жорсткості від дії осевого навантаження та осевої складової власної ваги КНБК;

$[M]$ — приведена глобальна матриця маси КНБК;

$\{U\}$ — вектор вузлових узагальнених переміщень;

$\{F\}$ — вектор навантаження від дії поперечної складової власної ваги;

$\{H\}$ — вектор (відмінний від нуля при статичному розрахунку), який відповідає вузовим переміщенням і поворотам.

Розроблено програмний комплекс, який формує математичну модель (5.79) для розрахункових схем, що включають до 4 розмірів ОБТ і 12 ОЦЕ, та виконує статичні і динамічні розрахунки КНБК.

Дослідження динамічних характеристик КНБК показали, що залежно від розподілу амплітуд поперечних коливань можна виділити їх дві характерні форми, що відповідають затуханню і підсиленню коливань, збудованих роботою долота. Компонувки, які сприяють затуханню поперечних коливань, належать до *динамічно стійких*, а ті, що їх підсилюють, — до *динамічно нестійких*.

Суть пропонованого підходу полягає у виборі таких КНБК, які при оптимальних параметрах режиму буріння забезпечують статичний критерій стабілізації напрямку стовбура свердловини і відповідають умові динамічної стійкості. В його основу покладений аналіз промислового матеріалу застосування КНБК у відповідних геолого-технологічних умовах буріння з метою визначення найбільш чутливого статичного критерію (відхиляюча сила на долоті, кут нахилу осі долота, кут миттєвого переміщення та ін.) і обґрунтування його порогового значення. Такий аналіз проводиться з використанням моделі (5.79) і програмного комплексу розрахунку багатоопорних КНБК.

Для вибору КНБК з урахуванням її статичних і динамічних характеристик можна використати два методологічних підходи.

У першому з них вважається, що для заданих умов буріння запропонована, наприклад, на основі узагальнення досвіду буріння множина $A = \{a_i\}$ можливих для використання варіантів КНБК. Потрібно за допомогою розробленої моделі вибрати з цієї множини A варіант a^* компоновки, який для заданих параметрів режиму буріння в найкращій мірі відповідає статичним і динамічним критеріям оптимальності.

Процедура вибору КНБК реалізується у такій послідовності:

1. Формування множини A альтернативних варіантів КНБК.
2. Визначення статичного критерію і його порогового значення для вибору КНБК.
3. Перевірка множини A варіантів КНБК за статичним критерієм і формування підмножини A^c еквівалентних за статичним критерієм варіантів КНБК (тобто таких компоновок, які задовольняють його пороговому значенню).
4. Якщо підмножина A^c пуста, то побудувати нову множину A і перейти до кроку 3.
5. Розрахунок динамічного критерію (кривої розподілу амплітуд) для елементів підмножини A^c і вибір за умовою динамічної стійкості оптимального a^* варіанта КНБК.

Приклад 5.13. Розглянемо на основі аналізу промислових даних для св. № 30 Севрейшорської площі Калінінградської ЕГБ ВГО «Архангельськгеология» процедуру вибору КНБК.

Вихідні дані: зенітний кут свердловини $1^\circ 20'$; осеве навантаження на долото 180 кН; частота обертання долота 60 об/хв; густина бурового розчину 1170 кг/м^3 ; діаметр долота 215,9 мм; ОБТ діаметром 178 мм і довжиною 160 м; 127-мм бурильні труби. Порогове значення статичного критерію (відхиляюча сила на долоті) становить 0,1 кН.

У табл. 5.22 наведені варіанти КНБК та результати їх статичного і динамічного розрахунків. При описі варіантів КНБК у чисельнику вказана відстань від вибою до кожного з ОЦЕ в м, а в знаменнику — діаметри кожного ОЦЕ в мм.

Аналіз КНБК за статичними і динамічними критеріями

Варіант КНБК	Результати розрахунків	
	статичний критерій F, кН	динамічний критерій
$a_1 = \left(\frac{1,0}{215,4} \right)$	1,66	—
$a_2 = \left(\frac{1,0}{215,4}; \frac{9,0}{214,0}; \frac{23,0}{214,0} \right)$	0,33	—
$a_3 = \left(\frac{1,0}{215,4}; \frac{7,0}{212,0}; \frac{21,0}{212,0}; \frac{30,7}{210,0}; \frac{42,1}{209,0} \right)$	-0,06	$a_{\text{ОБТ}}/a_d \geq 1$
$a_4 = \left(\frac{1,0}{215,0}; \frac{10,0}{212,0}; \frac{22,2}{212,0}; \frac{32,3}{211,0}; \frac{40,7}{210,0}; \frac{49,7}{209,0}; \frac{58,7}{208,0} \right)$	0,05	$a_{\text{ОБТ}}/a_d \geq 1$
$a_5 = \left(\frac{1,0}{215,0}; \frac{5,8}{212,0}; \frac{16,2}{212,0}; \frac{28,2}{211,0}; \frac{36,0}{210,0}; \frac{44,5}{209,0}; \frac{56,0}{208,0} \right)$	0,00	$a_{\text{ОБТ}}/a_d \leq 1$

Із розрахунків випливає, що компоновки a_1 та a_2 не задовольняють статичному критерію, тобто підмножина еквівалентних за статичним критерієм варіантів є такою: $A^c = \{a_3, a_4, a_5\}$. Побудова кривих розподілу амплітуд поперечних коливань низу бурильної колони вказує, що тільки компоновка a_5 відповідає динамічному критерію стійкості.

На рис. 5.93 показані криві розподілу амплітуд для варіантів компоновок a_4 та a_5 . Вздовж осі абсцис відкладені значення відношень амплітуд $a_{\text{ОБТ}}$ коливань ОБТ до амплітуди a_d коливання долота, а вздовж осі ординат — відстань L від вибою свердловини. З рисунка випливає, що для компоновки a_4 величина $a_{\text{ОБТ}}/a_d \geq 1$, тобто така КНБК підсилює поперечні коливання, збудовані роботою долота на вибої, і належить до динамічно нестійкої. А для компоновки a_5 величина $a_{\text{ОБТ}}/a_d \leq 1$, і відповідно така компоновка буде динамічно стійкою.

Другий підхід, по суті, зводиться до проектування квазіоптимальних КНБК для заданих умов буріння і ґрунтується на використанні методів планування числових експериментів. Його реалізація може бути представлена такими процедурами:

1. Вибір діаметрів ОБТ та їх довжин на основі вихідних даних (діаметр долота, зенітний кут свердловини, параметри режиму буріння і т. ін.) за відомими методиками.

2. Вибір статичного критерію і його порогового значення.

3. Обґрунтування кількості та діаметрів ОЦЕ. Прийняття рішення про встановлення наддолотного калібратора.

4. Пошук квазіоптимальних розташувань ОЦЕ (за винятком наддолотного) за допомогою послідовного симплекс-методу планування числових експериментів.

4.1. Вибір діапазону зміни координат ОЦЕ

$$x_i \in [x_i^{\min}, x_i^{\max}], \quad i = \overline{1, n},$$

де $x_i^{\min}$, $x_i^{\max}$ — відповідно нижня і верхня межі зміни координати i -го елемента;

n — кількість ОЦЕ, для яких шукають оптимальне розташування.

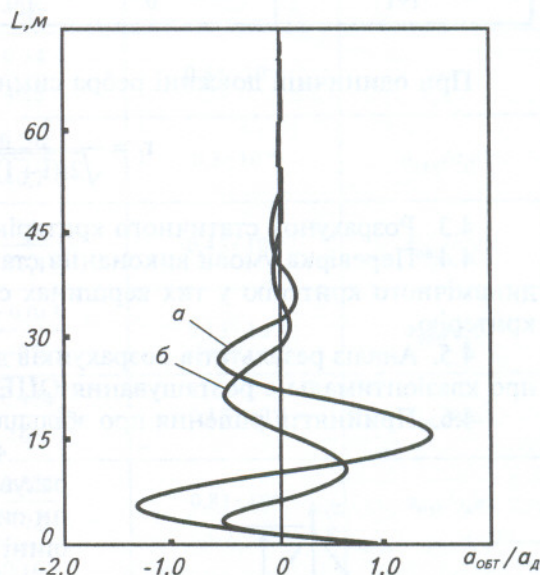


Рис. 5.93. Розподіл відношень амплітуд поперечних коливань ОБТ до амплітуди коливання долота:

a —альтернатива a_4 ; b —альтернатива a_5

4.2. Побудова початкового симплексу з центром у початку координат

$$x_i^* = 0,$$

$$\text{де } x_i^* = x_i - (x_i^{\max} + x_i^{\min})/2.$$

Центр симплексу вміщують у початок координат, а вершину $i+1$ — на вісь x_i (рис. 5.94). Решта вершин розташовується симетрично відносно координатних осей. Координати вершин визначаються матрицею (табл. 5.23).

Таблиця 5.23

Координати вершин початкового симплексу

Номер вершини	Координати вершин			
	x_1	x_2	$x_3, \dots, x_{i-1}$	x_i
1	$-r_1$	$-r_2$	$-r_3, \dots, -r_{i-1}$	$-r_i$
2	R_1	$-r_2$	$-r_3, \dots, -r_{i-1}$	$-r_i$
3	0	R_2	$-r_3, \dots, -r_{i-1}$	$-r_i$
.	.	.	.	.
.	.	.	.	.
.	.	.	.	.
i	0	0	$-R_{i-1}$	$-r_i$
$i+1$	0	0	0	R_i

При одиничній довжині ребра симплексу

$$r_i = \frac{1}{\sqrt{2i(i+1)}}, \quad R_i = \frac{1}{\sqrt{2(i+1)}}, \quad i = \overline{1, n}.$$

4.3. Розрахунок статичного критерію у всіх вершинах симплексу.

4.4. Перевірка умови виконання статичного критерію у вершинах симплексу. Розрахунок динамічного критерію у тих вершинах симплексу, в яких задовольняється умова статичного критерію.

4.5. Аналіз результатів розрахунків динамічного критерію. У випадку прийняття рішення про квазіоптимальне розташування ОЦЕ перейти до кроку 4.8.

4.6. Прийняття рішення про збільшення кількості ОЦЕ. Перейти до кроку 4.1.

4.7. Якщо рішення за кроком 4.6 не прийняте, то розрахувати за статичним критерієм координати нової вершини симплексу, статичний і динамічний критерії у цій вершині і перейти до кроку 4.5.

4.8. Завершення проектування квазіоптимальних багатоопорних КНБК.

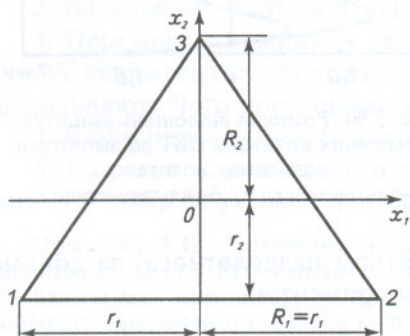


Рис. 5.94. Схема початкового симплексу із центром у початку координат

Наведена схема вибору квазіоптимальних КНБК реалізується в інтерактивному режимі з допомогою розробленого програмного комплексу для розрахунку статичних і динамічних характеристик. Використання симплекс-методу для пошуку квазіоптимальних розташувань ОЦЕ обумовлено простотою його реалізації, незначною в порівнянні з іншими методами кількістю числових експериментів і можливістю врахування обмежень на область зміни факторів при переміщенні симплексу.

Приклад 5.14. Розглянемо характерний приклад проектування квазіоптимальної КНБК, до складу якої входять три ОЦЕ.

Вихідні дані: долото діаметром 215,9 мм; zenітний кут викривлення свердловини 0° ; осьове навантаження на долото 200 кН; частота обертання долота 120 об/хв; густина бурового розчину 1200 кг/м³.

Відповідно до чинних рекомендацій приймемо ОБТ діаметром 178 мм і довжиною 202 м, решта 140-мм бурильні труби.

Таблиця 5.24

Результати числових експериментів для вибору оптимального розташування опорно-центруючих елементів у багатоопорних КНБК

Номер експерименту	Координати вершин симплексу, м			Результати розрахунку	
	$\frac{x_1^*}{x_1}$	$\frac{x_2^*}{x_2}$	$\frac{x_3^*}{x_3}$	статичний критерій (кут нахилу осі долота), град	динамічний критерій
1	$\frac{-0,5}{7,5}$	$\frac{-0,289}{22,7}$	$\frac{-0,204}{39,8}$	$0,72 \cdot 10^{-4}$	—
2	$\frac{0,5}{8,5}$	$\frac{-0,289}{22,7}$	$\frac{-0,204}{39,8}$	$0,49 \cdot 10^{-4}$	—
3	$\frac{0}{8,5}$	$\frac{0,578}{23,6}$	$\frac{-0,204}{39,8}$	$0,67 \cdot 10^{-4}$	—
4	$\frac{0}{8,5}$	$\frac{0}{23,0}$	$\frac{0,612}{40,6}$	$0,55 \cdot 10^{-4}$	—
5	$\frac{0,83}{8,8}$	$\frac{0,48}{23,5}$	$\frac{0,34}{40,3}$	$0,65 \cdot 10^{-4}$	—
6	$\frac{0,886}{8,9}$	$\frac{-0,45}{22,5}$	$\frac{0,702}{40,7}$	$0,3 \cdot 10^{-4}$	$a_{\text{ОБТ}}/a_{\text{д}} \geq 1$
7	$\frac{0,094}{8,1}$	$\frac{-0,972}{22,0}$	$\frac{0,4}{40,4}$	$0,45 \cdot 10^{-4}$	$a_{\text{ОБТ}}/a_{\text{д}} \geq 1$
8	$\frac{0,986}{9,0}$	$\frac{-1,14}{21,8}$	$\frac{-0,013}{40,0}$	$0,13 \cdot 10^{-4}$	$a_{\text{ОБТ}}/a_{\text{д}} \geq 1$
9	$\frac{-0,806}{8,8}$	$\frac{-1,4}{21,6}$	$\frac{0,924}{40,9}$	$0,15 \cdot 10^{-4}$	$a_{\text{ОБТ}}/a_{\text{д}} \geq 1$
10	$\frac{1,68}{9,68}$	$\frac{-0,961}{22,0}$	$\frac{0,326}{40,3}$	$0,82 \cdot 10^{-6}$	$a_{\text{ОБТ}}/a_{\text{д}} \geq 1$
11	$\frac{1,42}{9,4}$	$\frac{-1,54}{21,5}$	$\frac{0,164}{40,64}$	$0,76 \cdot 10^{-6}$	$a_{\text{ОБТ}}/a_{\text{д}} \geq 1$
12	$\frac{1,92}{9,92}$	$\frac{-0,78}{22,2}$	$\frac{-0,636}{39,4}$	$0,26 \cdot 10^{-4}$	$a_{\text{ОБТ}}/a_{\text{д}} \geq 1$
13	$\frac{2,01}{10,0}$	$\frac{-0,328}{22,7}$	$\frac{-0,054}{39,9}$	$0,32 \cdot 10^{-5}$	$a_{\text{ОБТ}}/a_{\text{д}} \geq 1$
14	$\frac{2,94}{10,9}$	$\frac{0,81}{23,8}$	$\frac{-0,38}{39,6}$	$0,18 \cdot 10^{-4}$	$a_{\text{ОБТ}}/a_{\text{д}} \leq 1$

Примітки: 1. x_1^*, x_2^*, x_3^* — коди вершин симплексу.

2. x_1, x_2, x_3 — відстань від долота до кожного з ОЦЕ у метрах.

Для вибору КНБК за статичними характеристиками прийемо кут нахилу осі долота відносно осі свердловини з пороговим значенням $0,4 \cdot 10^{-4}$ град. Розрахуємо квазіоптимальні місця розташування трьох ОЦЕ діаметрами 215,9 мм. Прийемо діапазони зміни координат ОЦЕ такими: $x_1^{\min} = 1$ м; $x_1^{\max} = 16$ м; $x_2^{\min} = 16$ м; $x_2^{\max} = 30$ м; $x_3^{\min} = 30$ м; $x_3^{\max} = 50$ м. Розраховані за алгоритмом координати вершин початкового симплексу (експерименти 1–4) з центром у початку координат $x_i^* = 0$ при довжині плеча 1 м та результати розрахунків статичного і динамічного критеріїв наведені у табл. 5.24.

Аналіз одержаних результатів розрахунку динамічного і статичного критеріїв показав, що в шостому експерименті була досягнута умова виконання статичного критерію, тобто кут нахилу осі долота склав $0,3 \cdot 10^{-4}$ град, що задовольняє прийнятому пороговому значенню кута. Однак дана компоновка не задовольняє динамічному критерію (рис. 5.95).

Подальше проведення числових експериментів дозволило покращити значення статичного критерію — кут нахилу осі долота склав $0,82 \cdot 10^{-6}$ град, однак рішення про квазіоптимальне розташування ОЦЕ, яке б задовольняло виконанню динамічного критерію, вдалося досягти в 14-му експерименті (табл. 5.24). На рис. 5.95 (крива б) показана динамічна характеристика цього варіанта компоновки.

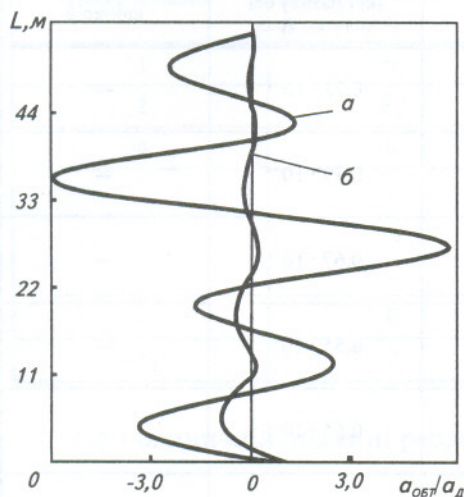


Рис. 5.95. Розподіл відношень амплітуд поперечних коливань ОБТ до амплітуди коливання долота: а—експеримент 6; б—експеримент 14

Отже, другий підхід дозволяє вибрати необхідну кількість ОЦЕ і місця їх розташування, виходячи з умови забезпечення статичного і динамічного критеріїв. Якщо симплекс знаходиться в допустимій області за статичним критерієм, то пошук оптимальної характеристики багатоопорних КНБК потрібно здійснювати за динамічним критерієм.

Таким чином, запропонована методика вибору багатоопорних КНБК для буріння свердловин роторним способом дозволяє здійснювати розрахунок оптимальних місць розташування і кількості ОЦЕ із врахуванням статичного і динамічного критеріїв, що сприятиме підвищенню техніко-економічних показників роботи шарошkových доліт. Промислова перевірка рекомендацій по вибору багатоопорних КНБК на площах ВАТ «Укрнафта», бурового управління «Укрбургаз», ВГО «Архангельскгеология» (Росія) та інших підприємств показала їх ефективність з позицій попередження викривлення свердловин і підвищення показників роботи шарошkových доліт.

Ефективність роботи багатоопорних КНБК залежить не тільки від місця встановлення ОЦЕ, але також від їх діаметра. Крім цього, при виборі ОЦЕ потрібно брати до уваги довжину калібруючої частини, стійкість до зносу і породоруйнуючі можливості їх опорних (робочих) поверхонь.

Знос опорних поверхонь ОЦЕ призводить до зменшення їх діаметра, а значні породоруйнуючі властивості — до збільшення зазору між ОЦЕ і стінкою свердловини, внаслідок чого вісь компоновки відхиляється від осі свердловини. При бурінні з використанням багатоопорних компоновок підвищення зазору призводить до значного їх перекошування і, як наслідок, до зменшення ефективності таких КНБК.

Модель (5.79) дозволяє кількісно оцінювати вплив зносу ОЦЕ на статичні і динамічні характеристики багатоопорних КНБК. Це може бути виконане як в режимі контролю характеристик КНБК після кожного довбання і замірів зносу ОЦЕ, так і в режимі прогнозу зносу і наступним контролем статичних і динамічних характеристик КНБК.

У першому випадку за результатами розрахунків оцінюється відповідність КНБК статичним і динамічним характеристикам. Це дозволяє обґрунтувати доцільність заміни відповідних ОЦЕ у компоновці.

У другому випадку за промисловими даними можна прогнозувати знос ОЦЕ (наприклад, на кінець довбання) при бурінні в однакових гірничогеологічних умовах. Побудова прогнозу зносу опорних елементів здійснюється у такій послідовності:

1. Розрахувати статичні характеристики КНБК.
2. Вибрати найбільше (за абсолютною величиною) значення $R_{\max}$ реакції сили взаємодії між i_* -м ОЦЕ та стінкою свердловини.

3. На основі промислових даних про інтенсивність зносу ОЦЕ побудувати оцінку зносу δ_{i*} на i_* -му опорному елементі для заданого часу і режимних параметрів.

4. Побудувати оцінки зносу на всіх інших ОЦЕ за формулою

$$\delta_j = \delta_{i*} \left| \frac{R_j}{R_{\max}} \right|; \quad j = 1, 2, \dots$$

5. Розрахувати прогнознi статичні і динамічні характеристики КНБК для заданого часу та параметрів режиму буріння.

У цьому разі контроль за статичними і динамічними критеріями дозволяє більш обґрунтовано приймати рішення про доцільність заміни відповідних ОЦЕ.

Для розрахунку КНБК при турбінному способі буріння можуть бути використані рівняння виду (5.61), (5.65), (5.73) або (5.79). При цьому слід мати на увазі, що одним із елементів КНБК є турбобур. Вага одиниці довжини турбобура визначається як середня. У деяких моделях потрібно враховувати взаємозалежність між параметрами режиму буріння. У табл. 5.25 наведені відомості про жорсткість деяких турбобурів за даними ВНДІБТ, а інші параметри турбобурів розглянуто у розділі 2.4.1, том 1.

Таблиця 5.25

Жорсткість турбобурів

Параметр	Шифр турбобура					
	ЗТСБ-240	ЗТСШ-240	ЗТСБ-195	ЗТСШ-195	ЗТСШ-195ТЛ	А7Ш
Кількість секцій	3	3	3	3	3	2
Жорсткість EI, кН·м²	23540	23540	10300	9418	9418	9563

Вибір КНБК при турбінному способі здійснюється з урахуванням встановлення ОЦЕ між шпинделем і першою секцією турбобура, а також між секціями турбобура. У компоновках з маховиком ОЦЕ встановлюються над долотом, над маховиком, між секціями або над турбобуром.

5.5.4. ВИБІР І РОЗРАХУНОК КОМПОНОВОК НИЗУ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ З ЕКСЦЕНТРИЧНИМИ ЕЛЕМЕНТАМИ

У практиці буріння використовують компоновки з ексцентричними елементами, які сприяють обмеженню викривлення свердловин і формуванню якісних стовбурів.

Теоретичне вивчення особливостей деформації таких компоновок ґрунтується на розв'язку системи диференціальних рівнянь (5.72) з відповідними граничними умовами. Для ексцентричних елементів компоновок (наприклад, ОБТ з еліптичним перерізом) рівняння (5.72) записується з неоднаковими головними осяовими моментами інерції.

Для **жорсткої КНБК з ексцентричним перехідником** (рис. 5.96) В.Г. Григулецький і В.Т. Лук'янов використали спрощену систему рівнянь (5.72), яка у безрозмірному вигляді записується так:

$$\begin{cases} v_j^{IV} + v_j^{II} = N_j \sin \alpha_j; \\ u_j^{IV} + u_j^{II} - p_j u_j = 0, \end{cases} \quad (5.80)$$

де j — номер ділянки КНБК;

$$N_j = \frac{q_j v_j^3}{EI_j}; \quad p_j = \frac{4m_j \omega^2}{EI_j} v_j^4; \quad v_j = \sqrt{EI_j/G_j}; \quad (5.81)$$

$$\bar{v}_j = v_j v_j; \quad \bar{x} = x v_j; \quad \bar{u}_j = u_j v_j;$$

m_j — маса погонного метра j -ї ділянки компоновки;

G_j — осяова сила, що прикладена до нижнього кінця j -ї ділянки.

Тут з рискою зверху позначені розмірні величини ($\bar{v}$, $\bar{u}$ і т. ін.).

Граничні умови та умови неперервності пружної лінії КНБК записуються на межах кожної ділянки і для розрахункової схеми мають вигляд

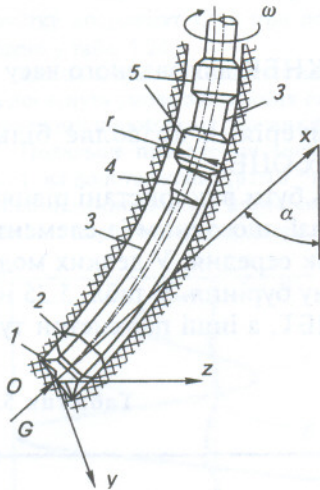


Рис. 5.96. Схема жорсткої КНБК з ексцентричним перехідником: 1—долото; 2—калібратор; 3—ОБТ; 4—ексцентричний перехідник; 5—центратор; r —величина ексцентриситету; O —початок системи координат

$$\left\{ \begin{aligned} &v_1(0) = u_1(0) = v_1''(0) = u_1''(0) = 0; \\ &v_1(l_1) = -0,5S_\alpha v_1 l_1^2; \quad u_1(l_1) = r_1/v_1; \\ &u_2(0) = (\delta - r_1)/v_2; \quad v_2(0) = -0,5S_\alpha (v_1^2/v_2^2) l_1^2; \\ &v_2(l_2) = -0,5S_\alpha (l_1 v_1 + l_2 v_2)^2/v_2; \quad u_2(l_2) = r_2/v_2; \\ &v_3(0) = -0,5S_\alpha (l_1 v_1 + l_2 v_2)^2/v_3; \quad u_3(0) = r_2/v_3; \\ &v_3(l_2) = r_3/v_3 - 0,5S_\alpha (l_1 v_1 + l_2 v_2 + l_3 v_3)^2/v_3; \\ &v_3'(l_3) = -S_\alpha (l_1 v_1 + l_2 v_2 + l_3 v_3); \quad v_3''(l_3) = -S_\alpha; \\ &u_3(l_3) = u_3'(l_3) = 0; \end{aligned} \right. \quad (5.82)$$

$$\left\{ \begin{aligned} &v_2'(0) = v_1'(l_1); \quad v_2''(0) = \frac{EI_1}{EI_2} \frac{v_2}{v_1} v_1''(l_1); \\ &u_2'(0) = u_1'(l_1); \quad u_2''(0) = \frac{EI_1}{EI_2} \frac{v_2}{v_1} u_1''(l_1); \\ &v_3'(0) = v_2'(l_2); \quad v_3''(0) = \frac{EI_2}{EI_3} \frac{v_3}{v_2} v_2''(l_2); \\ &u_3'(0) = u_2'(l_2); \quad u_3''(0) = \frac{EI_2}{EI_3} \frac{v_3}{v_2} u_2''(l_2), \end{aligned} \right.$$

де l_1, l_2, l_3 — відповідно довжини від долота до першого центратора, від першого центратора до другого, від другого центратора до точки дотику ОБТ до стінки свердловини;
 r_1, r_2, r_3 — ексцентриситет у місці встановлення першого і другого центратора та ОБТ на третій ділянці;

S_α — кривизна осі свердловини у вертикальній площині (приймається зі знаком «+», якщо зенітний кут збільшується);

δ — ексцентриситет перехідника.

Загальний розв'язок системи диференціальних рівнянь (5.80) має вигляд

$$\left\{ \begin{aligned} &v_j(x) = -C_{1j} \sin x - C_{2j} \cos x + 0,5N_j x^2 \sin \alpha_j + C_{3j} x + C_{4j}; \\ &u_j(x) = C_{5j} \sin(a_{1j} x) + C_{6j} \cos(a_{1j} x) + C_{7j} \operatorname{sh}(a_{2j} x) + C_{8j} \operatorname{ch}(a_{2j} x), \end{aligned} \right. \quad (5.83)$$

де $a_{1j} = \sqrt{0,5 + \sqrt{0,25 + p_j}}$; $a_{2j} = \sqrt{-0,5 + \sqrt{0,25 + p_j}}$.

Умови (5.82) достатні для визначення постійних інтегрування $C_{1j}, C_{2j}, \dots, C_{8j}$ в (5.83) і довжини l_3 та побудови статичного розв'язку (5.83) задачі.

Розв'язок (5.83) дозволяє обчислити прикладені до долота бокові сили:

$$T_{v1} = C_{31} G_1; \quad T_{u1} = [C_{51} (a_{11} - a_{11}^3 + p_1/a_{11}) + C_{71} (a_{21} + a_{21}^3 - p_1/a_{21})] G_1. \quad (5.84)$$

Якщо у (5.82) умову $u_2(0) = (\delta - r_1)/v_2$ замінити на $u_2(0) = r_1/v_2$, а умову $u_3(0) = r_2/v_3$ на $u_3(0) = (\delta - r_2)/v_3$, то можна вивчити характеристики КНБК з ексцентричним перехідником під другим центратором.

В.Г. Григулецький і В.Т. Лук'янов вказують, що при використанні КНБК з ексцентричними перехідниками характер викривлення свердловини визначається статичними складовими бокової сили на долоті і його нахилом. Параметри таких КНБК потрібно вибирати з умови

мінімуму статичної складової кута нахилу долота при нульовій або від'ємній складовій T_{v1} бокової сили за (5.84).

Розроблена С.Я. Савреєм компоновка включає ексцентричні контактні елементи з радіусом, більшим за радіус долота та зміщенням у горизонтальній площині (рис. 5.97).

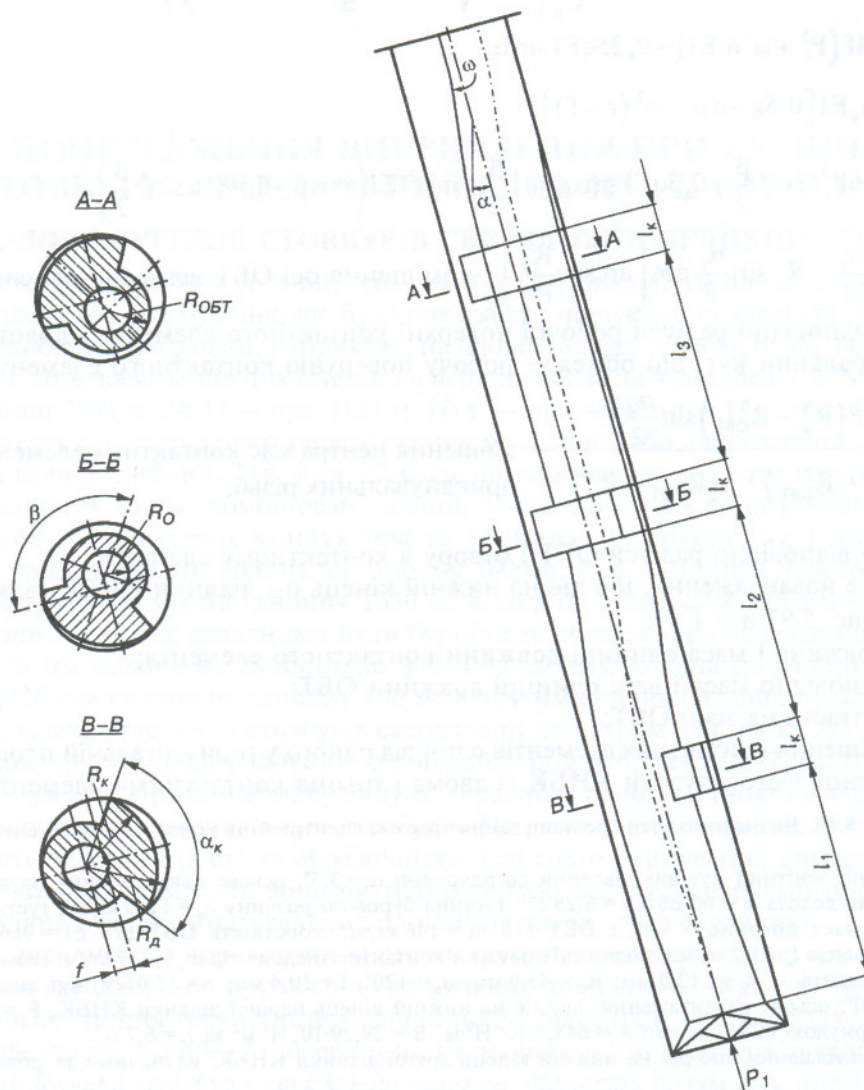


Рис. 5.97. Схема КНБК з ексцентричними контактними елементами

Ця компоновка призначена:

для попередження викривлення свердловини;

для формування циліндричного стовбура свердловини;

для гасіння поперечних коливань, які збуджуються роботою долота на вибої.

Конструктивні особливості калібраторів приводять до зміщення осі ОБТ відносно осі свердловини, внаслідок чого виникають сили пружної деформації, що діють на долото в перпендикулярному до осі свердловини напрямку. Це позитивно впливає на формування поперечного перерізу стовбура свердловини.

Для визначення відстані між контактними елементами С.Я. Саврей рекомендує такі формули:

$$l_1 = 0,5 \frac{B}{A} \left(-1 + \sqrt{1 + 4,8 \frac{A}{B^2} P_1 f EI} \right); \quad (5.85)$$

$$l_n = 0,5 \frac{B}{C_n} \left(-1 + \sqrt{1 + 19,2 \frac{C_n}{B^2} P_n f EI \sin^2 \frac{\beta}{2}} \right), \quad (5.86)$$

де $A = 0,3714f(P_1^2 + \omega^2 m EI) + 0,25qEI \sin \alpha$;

$$B = 0,5l_k m_k EI [0,5g \sin \alpha - \omega^2(r - f)];$$

$$C_n = 1,4856P_n^2 f \sin^2 \frac{\beta}{2} + 0,5qEI \sin \alpha \sin^2 \frac{\beta}{2} + m\omega^2 f EI \left(\cos \beta + 1,4856 \sin^4 \frac{\beta}{2} \right);$$

$$f = R_k \cos \frac{\alpha_k}{2} - R_d \sin \frac{\alpha_k}{2} \cos \left(\arcsin \frac{R_k}{R_d} \right) - \text{зміщення осі ОБТ відносно осі свердловини};$$

R_k, R_d — відповідно радіуси робочої поверхні контактної елементи і долота;

α_k — центральний кут, що обмежує робочу поверхню контактної елементи;

$$r = \frac{0,66(R_d^3 - R_{\text{ОБТ}}^3) \sin \frac{\alpha_k}{2}}{\frac{\alpha_k}{2}(R_d^2 - R_{\text{ОБТ}}^2) + \pi(R_{\text{ОБТ}}^2 - R_o^2)} - \text{зміщення центра мас контактних елементів відносно осі приєднувальних різьб};$$

$R_{\text{ОБТ}}, R_o$ — відповідно радіуси ОБТ і отвору в контактному елементі;

P_n — осьове навантаження, що діє на нижній кінець n-ї ділянки КНБК (для розрахункової схеми на рис. 5.97 $n = \overline{1,3}$);

l_k, m_k — довжина і маса одиниці довжини контактної елементи;

m, q — відповідно маса і вага одиниці довжини ОБТ;

EI — жорсткість на згин ОБТ;

β — кут зміщення контактних елементів один від одного у горизонтальній площині (рис. 5.97).

На практиці застосовували КНБК із двома і трьома контактними елементами.

Приклад 5.15. Визначимо місце розташування трьох ексцентричних контактних елементів для долота 215,9 СЗ-ГАУ.

Вихідні дані: зенітний кут викривлення свердловини $\alpha = 3,5^\circ$; осьове навантаження на долото $P_d = 240$ кН; частота обертання долота $\omega = 60$ об/хв $= 6,28$ с⁻¹; густина бурового розчину $\rho_p = 1240$ кг/м³; густина матеріалу труб $\rho_m = 7850$ кг/м³; маса погонного метра ОБТ-178 $m = 146$ кг/м; жорсткість ОБТ-178 $EI = 9666$ кН·м²; довжина контактної елементи $l_k = 1,2$ м; маса одиниці довжини контактної елементи $m_k = 129$ кг/м; геометричні параметри контактної елементи — $R_k = 112,9$ мм; $R_o = 45,0$ мм; $\alpha_k = 120^\circ$; $f = 10,4$ мм; $r = 17,0$ мм; кут зміщення контактних елементів $\beta = 120^\circ$; осьове навантаження, що діє на нижній кінець першої ділянки КНБК, $P_1 = P_d = 240$ кН.

Тоді за формулою (5.85) маємо $A = 648,8 \cdot 10^6$ Н²·м; $B = 29,29 \cdot 10^6$ Н²·м² та $l_1 = 6,7$ м.

Осьове навантаження, що діє на нижній кінець другої ділянки КНБК, визначимо за формулою

$$P_2 = P_d - (l_1 m + l_k m_k) g \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m} \right) \cos \alpha = 230,7 \text{ кН.}$$

За формулою (5.86) одержимо $C_2 = 1127,7 \cdot 10^6$ Н²·м та $l_2 = 8,6$ м. Аналогічно обчислимо і довжину третьої ділянки КНБК $l_3 = 8,6$ м.