

Вибір стабілізованих компоновок низу бурильної колони для буріння свердловин / Selection of Stabilized Bottom-Hole Assemblies for Drilling of Wells

© М.А. Мислюк / M. A. Myslyuk

д-р техн. наук / Doctor of Technical Sciences
mmyslyuk@ukr.net

Р.М. Долик / R. M. Dolyk
ІФНТУНГ / IFNTUOG

УДК / UDC 622.24.001.57

Запропоновано модель вибору стабілізованих компоновок низу бурильної колони (КНБК) із урахуванням інформаційної невизначеності про контакт опорно-центруючих елементів (ОЦЕ) зі стінкою свердловини. На прикладі даних буріння вертикальної і похилої ділянок св. 172-Мелехівської проаналізовано її вплив на статичні і динамічні характеристики КНБК. Обґрунтовано оптимальні КНБК для буріння вертикальної і похилої ділянок св. 172-Мелехівської, наведено їх характеристики.

Ключові слова: багатоопорна КНБК, динамічні характеристики, інформаційна невизначеність, похила свердловина, ризики, система обмежень, статичні характеристики.

Предложена модель выбора стабилизированных компоновок низа бурильной колонны (КНБК) с учетом информационной неопределенности о контакте опорно-центрирующих элементов (ОЦЭ) со стенкой скважины. На примере данных бурения вертикального и наклонного участков св. 172-Мелеховской проанализировано ее влияние на статические и динамические характеристики КНБК. Обоснованы оптимальные КНБК для бурения вертикального и наклонного участков св. 172-Мелеховской, приведены их характеристики.

Ключевые слова: динамические характеристики, информационная неопределенность, многоопорная КНБК, наклонная скважина, риски, система ограничений, статические характеристики.

The article suggests a model for selection of the stabilized bottom-hole assemblies (BHA) with the account of the information uncertainty concerning the contact of the centralizing and supporting elements (CSE) with the wellbore wall. The influence of well Melekhivska 172 on the BHA static and dynamic characteristics was analysed on the example of the data of drilling of its vertical and inclined sections. Optimal BHAs for drilling of vertical and inclined sections of well Melekhivska 172 were justified and their characteristics were provided.

Key words: constraint system, directional well, dynamic characteristics, information uncertainty, multi-supported BHA, risk, static characteristics.

В інженерній практиці вибір компоновок низу бурильної колони (КНБК) для буріння ділянок стабілізації кривини обґрунтовують на основі аналізу статичних і динамічних розв'язків систем диференціальних рівнянь рівноваги пружної осі низу бурильної колони зазвичай для плоскої розрахункової схеми [1–4]. При цьому опорно-центруючі елементи (ОЦЕ) моделюють як повно- і неповнорозмірні точкові опори з їх фіксованим місцем розташування (у центрі опори).

Очевидно, що така модель не є адекватною навіть із урахуванням припущення про точковий контакт ОЦЕ зі стінкою свердловини. Конструктивні особливості ОЦЕ (наявність поверхні з номінальним діаметром D_i і довжиною l_i), а також локальні нерівності стінок

In engineering practices, selection of bottom-hole assemblies (BHA) for drilling well curvature stabilization sections are usually justified for a two-dimensional design model on the basis of the analysis of the static and dynamic solutions for the differential equation system of the elastic axis balance of the BHA [1–4]. Therewith, the centralizing and supporting elements (CSE) are modelled as full- and part-size point supports with their fixed location (in the center of the support).

It is clear that such a model is not adequate even with the account of the assumption about the point contact of the CSE with the wellbore wall. The CSE design peculiarities (availability of a surface with the nominal diameter D_i and length l_i) and local wellbore wall irregularities permit

свердловин допускають невизначеності у традиційній постановці задач оцінки статичних і динамічних характеристик КНБК для заданих умов буріння [1–4].

У нашій статті розглянуто вибір стабілізованих КНБК для роторного буріння свердловин із урахуванням інформаційної невизначеності про контакт ОЦЕ зі стінкою свердловини. В основу покладено запропоновані в [3] та розвинуті з урахуванням поліфункціональних вимог до КНБК у [5–7] методичні засади їх вибору.

Розрахунок характеристик КНБК

Для розрахунку статичних і динамічних характеристик КНБК в умовах інформаційної невизначеності про контакт ОЦЕ зі стінкою свердловини використано модель [3, с. 119]. Диференціальне рівняння поперечної деформації елемента низу бурильної колони

$$\frac{d^2}{dx^2} \left(EI \frac{d^2 w}{dx^2} \right) + \frac{d}{dx} \left(N(x) \frac{dw}{dx} \right) - \omega^2 \rho_m S w = (\rho_m - \rho_p) g S \sin \alpha, \quad (1)$$

де $w(x)$ – прогин елемента низу бурильної колони як функція координати x ; E – модуль пружності матеріалу при розтягу (стисненні); I – осьовий момент інерції поперечного перерізу; $N(x) = G - \int_0^x (\rho_m - \rho_p) g S \sin \alpha dx$ – поздовжня сила, яка діє вздовж осі колони у перерізі x ; G – навантаження на долото; ω – кутова швидкість обертання долота; ρ_m та ρ_p – відповідно густини матеріалу труби та бурового розчину; g – прискорення сил тяжіння; S – площа поперечного перерізу труб; α – зенітний кут викривлення свердловини.

Статичний розрахунок $w_c(x)$ виконують при $\omega=0$ в (1), а динамічний розрахунок $w_d(x)$ – із нульовою правою частиною (1).

Граничні умови: на долоті ($x=0$)

$$w_c(0) = 0, w_d(0) = a_d, w_c''(0) = 0, w_d''(0) = 0; \quad (2)$$

у місцях встановлення ОЦЕ (x_i)

$$w_c(x_i) = \pm \Delta_i, w_d(x_i) = 0, w_c''(x_i) = 0, w_d''(x_i) = 0; \quad (3)$$

у точці дотику низу бурильної колони до стінки свердловини ($x_L=L$)

$$w_c(L) = \Delta_L, w_d(L) = 0, w_c'(L) = 0, w_d'(L) = 0, w_c''(L) = 0, w_d''(L) = 0, \quad (4)$$

де Δ_i та Δ_L – радіальні зазори відповідно між ОЦЕ та низом бурильної колони і стінкою свердловини. Граничні умови (2)–(4) доповнюються умовами неперервності пружної осі КНБК.

Особливість задачі (1)–(4) у тому, що координати точок дотику ОЦЕ до стінки свердловини є випадковими величинами в інтервалі $x_i \pm l_i/2$ із статистично незалежними функціями розподілу ймовірностей $f_i(x)$. Це означає, що результати розв'язку задачі (1)–(4), тобто статичні і динамічні характеристики КНБК, будуть також випадковими величинами.

Для розв'язання задачі (1)–(4) можна використати методи статистичного моделювання, які зводяться до моделювання масивів координат точок дотику ОЦЕ до стінки свердловини, побудови статичних $w_c(x)$ і динамічних $w_d(x)$ розв'язків рівняння (1), визначення ста-

uncertainties in traditional statement of the problems on evaluation of the BHA static and dynamic characteristics for the specified drilling conditions [1–4].

This article deals with selection of the stabilized BHAs for rotary well drilling with the account of the information uncertainty about the CSE contact with the wellbore wall. It is based on the methodological principles for their selection that were suggested in [3] and developed with the account of the polyfunctional requirements to the BHAs in [5–7].

Calculation of BHA characteristics

The model was used for calculation of the BHA static and dynamic characteristics under the conditions of information uncertainty about the CSE contact with the wellbore wall [3, p. 119]. Differential equation of the BHA element lateral deformation is

$$\frac{d^2}{dx^2} \left(EI \frac{d^2 w}{dx^2} \right) + \frac{d}{dx} \left(N(x) \frac{dw}{dx} \right) - \omega^2 \rho_m S w = (\rho_m - \rho_{DM}) g S \sin \alpha, \quad (1)$$

where $w(x)$ – BHA element deflection as a function of coordinate x ; E – material elastic modulus under tension (compression); I – axial moment of inertia of cross-section; $N(x) = G - \int_0^x (\rho_m - \rho_{DM}) g S \sin \alpha dx$ – linear force acting along the string axis in cross-section x ; G – weight on the bit; ω – angular velocity of bit rotation; ρ_m , ρ_{DM} – density pipe material and drilling mud respectively; g – gravitational acceleration; S – cross sectional area of pipes; α – wellbore deviation zenith angle.

Static calculation $w_s(x)$ is conducted at $\omega=0$ in (1), and dynamic calculation $w_d(x)$ – with zero right part of (1).

Limiting conditions: on the bit ($x=0$)

$$w_s(0) = 0, w_d(0) = a_s, w_s''(0) = 0, w_d''(0) = 0; \quad (2)$$

in the CSE mounting places (x_i)

$$w_s(x_i) = \pm \Delta_i, w_d(x_i) = 0, w_s''(x_i) = 0, w_d''(x_i) = 0; \quad (3)$$

in the BHA contact point with the wellbore wall ($x_L=L$)

$$w_s(L) = \Delta_L, w_d(L) = 0, w_s'(L) = 0, w_d'(L) = 0, w_s''(L) = 0, w_d''(L) = 0, \quad (4)$$

where Δ_i , Δ_L – radial clearances between the CSE and BHA with the wellbore wall respectively. The limiting conditions (2)–(4) are supplemented by the continuity conditions of bottom-hole assembly elastic axis.

The peculiar feature of the problem (1)–(4) consists in that the coordinates of the CSE contact points with the wellbore wall are random values in the interval of $x_i \pm l_i/2$ with the statically independent functions of distribution of the probabilities $f_i(x)$. This means that the solution results of the problems (1)–(4), i. e. the BHA static and dynamic characteristics, will also be random values.

The methods for statistical modeling that are limited to modeling of an array of coordinates of the CSE contact points with the wellbore wall, developing of static $w_s(x)$ and dynamic $w_d(x)$ solutions of the equation (1), determining of the BHA static and dynamic characteristics, and developing of statistical evaluations are used in order to solve the problems (1)–(4).

тичних і динамічних характеристик КНБК та побудови їх статистичних оцінок.

Аналіз характеристик КНБК

На основі даних буріння похило-скерованої св. 172-Мелехівської розглянемо вплив координат точок дотику ОЦЕ зі стінкою свердловини на характеристики КНБК для умовно вертикальної (393,7-мм долотом) і похилої (215,9-мм долотом) ділянок стовбура. Свердловина експлуатаційна, проектна глибина 3270 м (за стовбуром 3300 м) із відхиленням від осі 210 м, інтервали буріння вертикальної і похилої (за стовбуром) ділянок відповідно 460–1275 і 2500–2595 м.

Використовували КНБК:

долото 393,7МЦ-ГВ; 0,5 м 203-мм патрубок; КЛС-393,7; 9 м ОБТ-203; КЛС-393,7; 9 м ОБТ-203; КЛС-393,7; 108 м ОБТ-203;

долото 215,9 US 516 U16; 3,42 м 159-мм патрубок; КЛС-215,9; 18 м ОБТ-159; КЛС-214; 14,58 м ОБТ-159; 153 м ОБТ-146.

В інтервалах буріння вертикальної ділянки: $l_i=704$ мм, $G=170$ кН, $\omega=70$ хв⁻¹, $\rho_p=1150$ кг/м³ та похилої ділянки: $l_i=400$ мм, $G=130$ кН, $\omega=90$ хв⁻¹, $\rho_p=1530$ кг/м³. Максимальні значення зенітних кутів викривлення стовбура для вертикальної і похилої ділянок пробуреної свердловини становили відповідно 3 і 17°.

У табл. 1 наведено результати розрахунків статичних (поперечна сила на долоті R_{0r} , реакції на ОЦЕ R_{ir} , координата L точки дотику низу бурильної колони до стінки свердловини) і динамічних ($a_{ОБТ}^{max} / a_d$).

Analysis of BHA characteristics

Let us consider the influence of the coordinates of the CSE contact points with the wellbore walls on the BHA characteristics for the conventionally vertical (393.7 mm drill bit) and inclined (215.9 mm drill bit) well sections on the basis of the data of drilling of directional well Melekhivska 172. It is a production well, design depth is 3270 m (beyond the wellbore – 3300 m) with the deviation from the axis being equal to 210 m, drilling intervals of the vertical and inclined (beyond the wellbore) sections are 460–1275 and 2500–2595 m respectively.

The following BHAs were used:

drill bit 393.7МЦ-ГВ; 0.5 m 203 mm pipe nipple; SCE-393.7; 9 m DCS-203; SCE-393.7; 9 m DCS-203; SCE-393.7; 108 m DCS-203;

drill bit 215.9 US 516 U16; 3.42 m 159 mm pipe nipple; SCE-215.9; 18m DCS-159; SCE-214; 14.58m DCS-159; 153m DCS-146.

In the drilling intervals of the vertical section: $l_i=704$ mm, $G=170$ kN, $\omega=70$ min⁻¹, $\rho_{DM}=1150$ kg/m³, as well as of the inclined section: $l_i=400$ mm, $G=130$ kN, $\omega=90$ min⁻¹, $\rho_{DM}=1530$ kg/m³. Maximum values of the wellbore deviation zenith angles for vertical and inclined sections of the drilled well were equal to 3 and 17° respectively.

Table 1 provides the calculation results of the static (bit side force R_{0r} , reactions on the CSE R_{ir} , coordinate L of the BHA contact point with the wellbore wall) and dynamic (a_{DC}^{max} / a_B) BHA characteristics for the contact points in the CSE center (experiment 0), as well as of some modeled CSE coordinates for the uniform laws of their distribution

Таблиця 1 / Table 1

Фрагменти результатів статистичного моделювання характеристик КНБК / Fragments of results of BHA characteristics statistical modeling

Експеримент / Experiment	Координати ОЦЕ, м / CSE coordinates, m			Характеристики КНБК / BHA characteristics					
	x_1	x_2	x_3	R_{0r} , кН / R_{0r} , kN	R_{1r} , кН / R_{1r} , kN	R_{2r} , кН / R_{2r} , kN	R_{3r} , кН / R_{3r} , kN	L , м / L , m	$a_{ОБТ}^{max} / a_d / a_{DC}^{max} / a_B$
КНБК для вертикальної ділянки / BHA for vertical section									
0	2.25	12.75	23.25	-0.80	1.55	-1.84	2.86	58.0	1.7
1	2.16	12.58	23.55	-0.85	1.61	-1.77	2.79	58.2	2.2
...
33	1.90	12.62	23.06	-0.99	1.73	-1.84	2.87	57.8	2.1
...
41	1.99	12.78	23.41	-0.94	1.67	-1.79	2.84	58.1	2.4
42	2.57	12.44	22.92	-0.67	1.45	-1.90	2.88	57.6	1.3
43	1.92	12.77	23.35	-0.98	1.72	-1.79	2.84	58.1	2.4
...
50	2.05	12.68	23.05	-0.90	1.64	-1.85	2.88	57.8	1.8
КНБК для похилої ділянки / BHA for inclined section									
0	3.91	22.45	–	-0.95	0.46	6.72	–	33.8	1.0
1	3.86	22.46	–	-1.00	4.61	6.73	–	33.8	1.0
...
7	3.72	22.50	–	-1.15	4.76	6.73	–	33.9	1.0
...
18	3.98	22.32	–	-0.85	4.45	6.69	–	33.6	1.0
19	3.86	22.36	–	-0.97	4.56	6.71	–	33.7	1.0
...
50	4.07	22.29	–	-0.77	4.37	6.66	–	33.6	1.0

характеристик КНБК для координат дотику в центрі ОЦЕ (експеримент 0), а також деяких змодельованих координат ОЦЕ для рівномірних законів їх розподілів (експерименти 1–50). Тут $a_{\text{ОБТ}}^{\text{max}}$ та $a_{\text{д}}$ – відповідно максимальна амплітуда поперечних зміщень низу бурильної колони і амплітуда долота. Моделювання виконано для зенітних кутів 1° (вертикальна ділянка) та 16° (похила ділянка) викривлення стовбура свердловини.

Аналіз характеристик КНБК для координат точок дотику в центрі ОЦЕ вказує на достатньо високі значення величин поперечної сили на долоті та невідповідність динамічному критерію стійкості (вертикальна ділянка). Результати моделювання координат точок дотику свідчать про їх вагомий вплив на статичні, а в окремих випадках, і динамічні характеристики КНБК.

У табл. 2 наведено оцінки статистичних параметрів (математичні сподівання \bar{x} , дисперсії S_x^2 , коефіцієнти кореляцій r_{xy}) статичних характеристик КНБК. Потрібно відзначити значущий кореляційний зв'язок, зумовлений випадковими координатами точок дотику ОЦЕ, між деякими статичними характеристиками КНБК ($|T| \geq u_{\varepsilon/2} = 1.96$), де T – критерій для перевірки статистичної гіпотези $H_0: \rho=0$; ρ – істинне значення коефіцієнта кореляції; $u_{\varepsilon/2}$ – квантиль u -розподілу з довірчою ймовірністю $\varepsilon=0,05$. Числові значення цих емпіричних оцінок коефіцієнтів кореляцій позначено зірочками.

CSE(experiment 1–50). Here $a_{\text{DC}}^{\text{max}}$ are maximum amplitude of the BHA lateral displacement and drill bit amplitude respectively. Modeling was conducted for the wellbore deviation zenith angles of 1° (vertical section) and 16° (inclined section).

The analysis of the BHA characteristics for the contact points coordinates in the CSE center shows quite high values of the bit side force and non-conformity with the dynamic stability criterion (vertical section). The results of modeling of the contact points coordinates indicate their significant influence onto the BHA static and, in some cases, dynamic characteristics.

Table 2 gives evaluations of the statistical parameters (mathematical expectation \bar{x} , variance S_x^2 and correlation coefficients r_{xy}) of the BHA static characteristics. It should be noted that there is a significant correlation relationship that is caused by the random CSE contact points coordinates, among some BHA static characteristics ($|T| \geq u_{\varepsilon/2} = 1.96$), where T – testing criterion of the statistical hypothesis $H_0: \rho=0$; ρ – correlation coefficient actual value; $u_{\varepsilon/2}$ – quantile of u -distribution with the confidence probability $\varepsilon=0.05$. Numeric values of these correlation coefficients empirical evaluations are marked by asterisks.

Таблиця 2 / Table 2

Оцінка статичних характеристик КНБК / Evaluation of BHA static characteristics

Статистичні оцінки / Statistical evaluations	Діаметр долота, мм / Drill bit diameter, mm	
	393.7	215.9
$\bar{R}_0, \text{кН} / S_0^2, \text{кН}^2 / \bar{R}_0, \text{кН} / S_0^2, \text{кН}^2$	-0.815 / 0.098	-1.155 / 1.299
$\bar{R}_1, \text{кН} / S_1^2, \text{кН}^2 / \bar{R}_1, \text{кН} / S_1^2, \text{кН}^2$	1.568 / 0.084	4.585 / 0.107
$\bar{R}_2, \text{кН} / S_2^2, \text{кН}^2 / \bar{R}_2, \text{кН} / S_2^2, \text{кН}^2$	-1.831 / 0.035	6.715 / 0.020
$\bar{R}_3, \text{кН} / S_3^2, \text{кН}^2 / \bar{R}_3, \text{кН} / S_3^2, \text{кН}^2$	2.855 / 0.040	–
$\bar{L}, \text{м} / S_L^2, \text{м}^2 / \bar{L}, \text{м} / S_L^2, \text{м}^2$	57.974 / 0.169	33.784 / 0.150
r_{01}/T_{01}	-0.989* / -312.226	-0.101 / -0.722
r_{02}/T_{02}	-0.195 / -1.431	-0.088 / -0.628
r_{03}/T_{03}	-0.183 / -1.339	–
r_{12}/T_{12}	0.256 / 1.941	0.804* / 160.75
r_{13}/T_{13}	0.071 / 0.504	–
r_{23}/T_{23}	-0.854* / -22.300	–
r_{0L}/T_{0L}	0.081 / 0.576	0.144 / 1.038
r_{1L}/T_{1L}	-0.120 / -0.862	0.591* / 6.415
r_{2L}/T_{2L}	0.690* / 9.306	0.633* / 7.477
r_{3L}/T_{3L}	-0.421* / -3.623	–

Модель вибору КНБК

У загальному випадку вибір КНБК здійснюється із урахуванням поліфункціональних вимог, які відображають її ефективність залежно від технічних, технологічних і природних факторів [1–7]. Оскільки декілька факторів, що впливають на стабілізацію стовбура

Model for BHA selection

In most cases BHA selection is conducted with the account of the polyfunctional requirements that reflect its efficiency depending on the technical, technological, and natural factors [1–7]. Since some

свердловини під час буріння, є випадковими, то основою для обґрунтування КНБК має бути статистична модель прийняття рішень.

Для проходження відповідних інтервалів похило-скерованих свердловин залежно від геометричних параметрів траєкторій та умов буріння формулюються вимоги, які можуть бути реалізовані у деякому класі \mathfrak{D} КНБК. В умовах інформаційної невизначеності вибір КНБК має відповідати системі обмежень, що відображають вимоги до умов спорудження свердловин, і формалізується у вигляді статистичної моделі прийняття рішень

$$\begin{cases} R(p^v, a^v) \rightarrow \min, v \in \mathfrak{D}, p^v \in D^v; \\ \varphi(p^v) \leq 0, \end{cases} \quad (5)$$

де $R(p^v, a^v)$ – ризик v -ї КНБК із класу альтернатив \mathfrak{D} ; $p^v = (p^v_1, p^v_2, \dots, p^v_n)^T$ – вектор змінних параметрів v -ї КНБК із областю визначення D^v ; $a^v = (a^v_1, a^v_2, \dots, a^v_m)^T$ – вектор відомих параметрів; $\varphi(p^v)$ – система обмежень на параметри КНБК.

Система $\varphi(p^v)$ визначає обмеження на параметри режиму буріння, геометричні параметри і жорсткість елементів КНБК, їх статичні і динамічні характеристики. Модель (5) також враховує інформаційну невизначеність деяких параметрів (координати точок дотику ОЦЕ до стінок свердловини, зенітний кут свердловини, параметри режиму буріння, наявність локальних каверн). Клас \mathfrak{D} альтернативних варіантів КНБК визначається конструктивними особливостями, розмірами та розміщенням їх елементів.

Функція ризику $R(p^v, a^v)$ визначає ймовірність порушення умов розв'язку задачі (5) для статичних і динамічних характеристик КНБК за причиною неточної інформації моделі прийняття рішення. Оцінка ризиків будується із використанням методів статистичного моделювання та аналізу одержаних результатів [8].

Приклади вибору КНБК

З допомогою моделі (5) та з урахуванням інформаційної невизначеності про контакт ОЦЕ зі стінкою свердловини і деякі інші випадкові фактори обґрунтуємо вибір КНБК для буріння вертикальної і похилої ділянок св. 172-Мелехівської. Для розбурювання цих ділянок можливе використання трьохшарошкових доліт і доліт PDC із різними частотами збурювальних сил.

У моделі (5) прийнято елементи низу бурильної колони (діаметр і довжина ОБТ, діаметр ОЦЕ) аналогічними тим, які застосовували під час буріння св. 172-Мелехівської. Клас \mathfrak{D} включає альтернативні варіанти КНБК, що вміщують 4 і більше повнорозмірних ОЦЕ. Особливість формалізації моделі прийняття рішення (5) полягає у виборі кількості та місця розташування ОЦЕ для забезпечення заданих функціональних вимог. Вихідні дані для вибору КНБК наведено в табл. 3.

factors that provide an influence onto the wellbore stabilization during drilling are random, the statistical model of decision making must be a basis for the BHA validation.

In order to drill the corresponding directional well intervals depending on the geometrical parameters of trajectories and drilling conditions, the requirements that can be accomplished in some class \mathfrak{D} of the BHAs are formed. Under the conditions of information uncertainty selection of the BHAs must comply with the system of constraints that reflect the requirements to the conditions of well construction and formalizes as the statistical model of decision making

$$\begin{cases} R(p^v, a^v) \rightarrow \min, v \in \mathfrak{D}, p^v \in D^v; \\ \varphi(p^v) \leq 0, \end{cases} \quad (5)$$

where $R(p^v, a^v)$ – risk of the v -BHA from the class of alternatives \mathfrak{D} ; $p^v = (p^v_1, p^v_2, \dots, p^v_n)^T$ – vector of changeable parameters of the BHA with the domain of definition D^v ; $a^v = (a^v_1, a^v_2, \dots, a^v_m)^T$ – vector of the known parameters; $\varphi(p^v)$ – system of constraints for the BHA parameters.

System $\varphi(p^v)$ determines the constraints for the drilling mode parameters, geometrical parameters and stiffness of the BHA elements, their static and dynamic characteristics. Model (5) also takes into account the information uncertainty of some parameters (coordinates of the CSE contact points with the wellbore wall, well zenith angle, drilling mode parameters, and availability of local caverns). Class \mathfrak{D} of the alternative BHA variants is determined by design peculiarities, as well as by dimensions and location of their elements.

Risk function $R(p^v, a^v)$ defines the probability of violation of the problem (5) solution conditions for static and dynamic BHA characteristics due to the inadequate information of the decision making model. Evaluation of risks is conducted on the basis of the methods for statistical modeling and analysis of the obtained results [8].

Examples of BHA selection

Let us ground the BHA selection for drilling of vertical and inclined sections of well Melekhivska 172 with the help of the model (5), with the account of the information uncertainty about the CSE contact with the wellbore wall and some other random factors. In order to drill in some of these sections, three-cone and PDC drill bits with different frequencies of perturbation forces can be used.

The model (5) has the bottom-hole assembly elements (DC diameter and length, CSE diameter) that are similar to the ones that were used for drilling of well Melekhivska 172. Class \mathfrak{D} includes alternative BHA variants that have 4 and more full-size CSE. The peculiar feature of formalization of the decision making model (5) consists in selection of the CSE amount and their location in order to ensure the specified functional requirements. The output data for the BHA selection are provided in Table 3.

Вхідні дані для вибору КНБК / Input data for BHA selection

Величина / Value	Діаметр долота, мм / Drill bit diameter, mm	
	393.7	215.9
Зенітний кут α , град / Zenith angle α , degree	0 – 3	16
Дисперсія S_{α}^2 , град ² / Variance S_{α}^2 , degree ²	–	0.25
Осьове навантаження G , кН / Weight on the bit G , kN	160 – 180	120 – 140
Частота обертання ω , хв ⁻¹ / Rotation frequency ω , min ⁻¹	60 – 80	80 – 100
Густина бурового розчину ρ_p , кг/м ³ / Drilling mud density ρ_{DM} , kg/m ³	1150	1530
Довжина робочої поверхні ОЦЕ l_p , м / Length of the CSE working surface l_p , m	0.704	0.400
Обмеження на поперечну силу на долоті $[R_0]$, кН / Limitations of bit side force $[R_0]$, kN	0.70	0.75

У системі обмежень $\varphi(p^*)$ передбачено умови стабілізації напрямку стовбура свердловини

$$(R_0)^2 - [R_0]^2 \leq 0 \quad (6)$$

і динамічної стійкості низу бурильної колони

$$a_{\text{ОБТ}}^{\max} / a_d \leq 1, \quad (7)$$

причому $a_{\text{ОБТ}}^{\max} / a_d = 1$ тільки на долоті. Обмеження на поперечну силу $[R_0]$ на долоті в (6) (див. табл. 3) побудовано за результатами статистичного аналізу промислових даних під час буріння свердловин на Мелехівському родовищі. Для моделювання впливу локальних каверн стовбура на ефективність КНБК у задачі (5) додатково прийнято забезпечення умов (6) і (7) за відсутності контакту одного (причому довільного) із ОЦЕ зі стінкою свердловини [5–7]. Для буріння вертикальної ділянки підібрано КНБК, що включає 4 ОЦЕ з координатами (відстань від низу долота до центра ОЦЕ) x_i , м: $x_1=3$, $x_2=6,5$, $x_3=11$, $x_4=16$. У табл. 4 наведено статистичні оцінки параметрів статичних характеристик КНБК, які побудовано з допомогою моделювання зазначених вище випадкових факторів. Кількість статистичних експериментів – 100.

Кореляційна матриця симетрична відносно головної діагоналі: у частині над головною діагоналлю наведено емпіричні оцінки коефіцієнтів кореляцій r_{ij} між i - та j -тими параметрами статичних характеристик (R_0, R_1, \dots, L) , а під головною діагоналлю – критерії T_{ij} для перевірки відповідних статистичних гіпотез $H_0: \rho=0$. Аналогічно (табл. 2) числові значення статистично значущих із довірчою ймовірністю $\varepsilon=0,05$ позначено зірочками.

Запропонована КНБК має нижчу відхиляючу силу на долоті ($\bar{R}_0=0,26$ кН, див. табл. 4), ніж використана під час буріння св. 172–Мелехівської ($\bar{R}_0=0,815$ кН, табл. 2). Аналіз даних табл. 4 свідчить про вагомий вплив випадкових факторів на характеристики КНБК (особливо дисперсії їх оцінок). Відзначимо статистично значущий кореляційний зв'язок майже між усіма параметрами статичних характеристик КНБК (за винятком між R_3 і L).

The system of constraints $\varphi(p^*)$ provides the conditions for stabilization of the wellbore direction

$$(R_0)^2 - [R_0]^2 \leq 0 \quad (6)$$

and BHA dynamic stability

$$a_{\text{DC}}^{\max} / a_B \leq 1, \quad (7)$$

with $a_{\text{DC}}^{\max} / a_B = 1$ only. Constraints on bit side force $[R_0]$ in (6) (see Table 3) are built in accordance with the results of the statistical analysis of the field data during drilling of wells at the Melekhivske field. In order to model the influence of the wellbore local caverns onto the BHA efficiency in the problem (5), provision of the conditions (6) and (7) without the contact (random) of one of the CSE with the wellbore wall [5–7] was additionally taken into account. In order to drill vertical sections, the BHA that includes 4 CSE with the coordinates (distance from the drill bit bottom to the CSE center) x_i , m was selected: $x_1=3$, $x_2=6.5$, $x_3=11$, $x_4=16$. Table 4 gives the statistical evaluations of the BHA static characteristics parameters that are built with the help of modeling of the abovementioned random factors. The number of the statistical experiments is equal to 100.

The correlation matrix is symmetrical to the main diagonal: in the part above the main diagonal there are correlation coefficients empirical evaluations r_{ij} between i - and j -parameters of the static characteristics (R_0, R_1, \dots, L) , and below the main diagonal there are the testing criteria T_{ij} of the statistical hypothesis $H_0: \rho=0$. Like in Table 2, the statistically significant numeric values with the confidence probability $\varepsilon=0.05$ are marked by asterisks.

The suggested BHA has lower bit side force ($\bar{R}_0=0.26$ kN, see Table 4) than the one used during drilling of well Melekhivska 172 ($\bar{R}_0=0.815$ kN, see Table 2). The analysis of the table 4 data shows a significant influence of random factors on the BHA characteristics (especially variance of its evaluations). Let us notice the statistically significant correlation relationship among almost all parameters of the BHA static characteristics (with the exception of the relationship between R_3 and L).

Оцінка статичних характеристик КНБК для буріння вертикальної ділянки /
Evaluation of BHA static characteristics for drilling of vertical section

Параметри / Parameters	Статичні характеристики / Static characteristics					
	$R_{0'} \text{ кН} / R_{0'} \text{ кН}$	$R_{1'} \text{ кН} / R_{1'} \text{ кН}$	$R_{2'} \text{ кН} / R_{2'} \text{ кН}$	$R_{3'} \text{ кН} / R_{3'} \text{ кН}$	$R_{4'} \text{ кН} / R_{4'} \text{ кН}$	$L, \text{ м} / L, \text{ м}$
Математичне сподівання / Mathematical expectation	-0.260	1.382	-1.652	-1.536	4.211	52.343
Дисперсія / Variance	0.089	2.328	14.175	25.449	8.518	269.756

Кореляційна матриця / Correlation matrix

r_{0i} / T_{0i}	–	-0.899*	0.713*	-0.516*	0.237*	0.294*
r_{1i} / T_{1i}	-46.766	–	-0.890*	0.699*	-0.369*	-0.347*
r_{2i} / T_{2i}	14.448	-42.775	–	-0.942*	0.700*	0.234*
r_{3i} / T_{3i}	-7.004	13.599	-83.827	–	-0.878*	-0.060
r_{4i} / T_{4i}	2.493	-4.250	13.629	-38.028	–	-0.299*
r_{Li} / T_{Li}	3.205	-3.920	2.466	-0.598	-3.272	–

Аналіз результатів статистичного моделювання характеристик запропонованої КНБК в умовах інформаційної невизначеності вказує на те, що загальні ризики під час буріння трьохшаршковими долотами становлять 0,10, у т.ч. ризики виконання умови стабілізації напрямку стовбура (6)–0,03 та динамічної стійкості (7)–0,08. Під час буріння з долотами PDC загальні ризики КНБК становлять 0,03, у т.ч. ризики виконання умови стабілізації напрямку стовбура –0,03.

The analysis of the results of the statistical modeling of the suggested BHA characteristics under the conditions of information uncertainty shows that the general risks when drilling with the help of the three-cone drill bits are equal to 0.10, including the risks of meeting the condition of the wellbore direction stabilization (6) – 0.03, and dynamic stability (7) – 0.08. When drilling with the help of the PDC drill bits, general BHA risks are equal to 0.03, including the risks of meeting the condition of the wellbore direction stabilization – 0.03.

Таблиця 5 / Table 5

Оцінка статичних характеристик КНБК для буріння похилої ділянки /
Evaluation of BHA static characteristics for drilling of inclined section

Параметри / Parameters	Статичні характеристики / Static characteristics						
	$R_{0'} \text{ кН} / R_{0'} \text{ кН}$	$R_{1'} \text{ кН} / R_{1'} \text{ кН}$	$R_{2'} \text{ кН} / R_{2'} \text{ кН}$	$R_{3'} \text{ кН} / R_{3'} \text{ кН}$	$R_{4'} \text{ кН} / R_{4'} \text{ кН}$	$R_{5'} \text{ кН} / R_{5'} \text{ кН}$	$L, \text{ м} / L, \text{ м}$
Математичне сподівання / Mathematical expectation	0.360	-0.231	1.407	0.833	-1.457	6.760	24.897
Дисперсія / Variance	0.042	0.655	3.292	6.963	8.556	3.201	1.380

Кореляційна матриця / Correlation matrix

r_{0i} / T_{0i}	–	-0.877*	0.617*	-0.339*	0.146	-0.113	-0.101
r_{1i} / T_{1i}	-37.835	–	-0.859*	0.564*	-0.303*	0.238*	0.185
r_{2i} / T_{2i}	9.900	-32.534	–	-0.882*	0.637*	-0.551*	-0.464*
r_{3i} / T_{3i}	-3.807	8,217	-39.524	–	-0.891*	0.847	0.769
r_{4i} / T_{4i}	1.489	-3.317	10.670	-42.942	–	-0.946*	-0.909*
r_{5i} / T_{5i}	-1.137	2.511	-7.877	29.758	-89.983	–	0.970*
r_{Li} / T_{Li}	-1.015	1.911	-5.884	18.679	-51.832	164.285	–

Для буріння похилої ділянки свердловини умовам задачі (5) із урахуванням вимог табл. 3 відповідає КНБК, що включає 5 ОЦЕ з координатами x_i , м: $x_1=1,2$, $x_2=3$, $x_3=5$, $x_4=9$, $x_5=14$. У табл. 5 наведено оцінки статичних

In order to drill an inclined well section, the BHA that consists of 5 CSE with the coordinates x_i , m meets the conditions of the problem (5) with the account of the requirements of table 3: $x_1=1.2$, $x_2=3$, $x_3=5$, $x_4=9$, $x_5=14$.

характеристик КНБК за результатами статистичного моделювання. Запропонована КНБК має значно нижчі оцінки параметрів відхиляючої сили на долоті ($\bar{R}_0=0,36$ кН, $S_0^2=0,042$ кН², див. табл. 5), ніж використана під час буріння св. 172-Мелехівської ($\bar{R}_0=1,155$ кН, $S_0^2=1,299$ кН², див. табл. 2). Потрібно зазначити, що запропонована КНБК характеризується нульовими ризиками відповідності умовам задачі (5) під час буріння трьохшаршковими долотами і долотами PDC.

Table 5 gives the evaluations of the BHA static characteristics on the basis of the statistical modeling results. The suggested BHA has much lower evaluations of the parameters of the bit side force ($\bar{R}_0=0.36$ kN, $S_0^2=0.042$ kN², see table 5) than the one used during drilling of well Melekhivska 172 ($\bar{R}_0=1.155$ kN, $S_0^2=1.299$ kN², see Table 2). It should be noticed that the suggested BHA is characterized by zero risks of the compliance with the problem (5) conditions when drilling with the help of the three-cone and PDC drill bits.

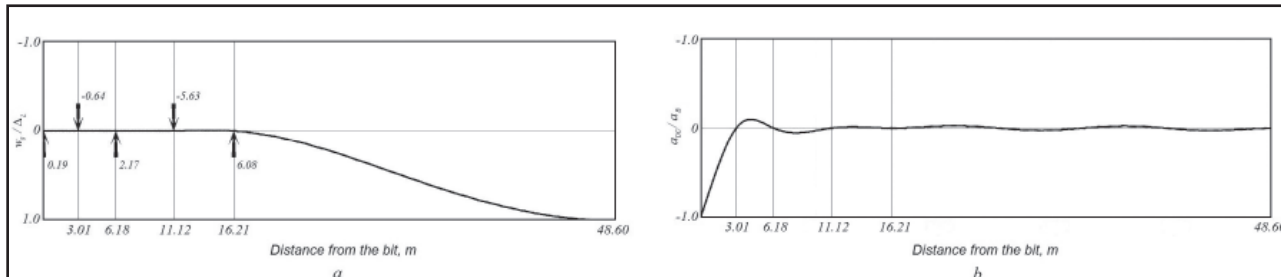


Рис. 1. Статична (а) і динамічна (б) характеристики КНБК для буріння вертикальної ділянки (експеримент 40, 1,44град, 167,3кН, 79,77 хв⁻¹) / Fig. 1. Static (a) and dynamic (b) BHA characteristics for drilling vertical section (experiment 40, 1.44deg, 167.3kN, 79.77 min⁻¹)

На рис. 1 і 2 за результатами статистичного моделювання показано характеристики запропонованих КНБК для буріння трьохшаршковим долотом вертикальної і долотом PDC похилої ділянок. Для верти-

Figures 1 and 2 show the characteristics of the suggested BHAs for drilling of vertical sections with the help of the tree-cone drill bit, as well as of the inclined sections using the PDC drill bit, on the basis of the

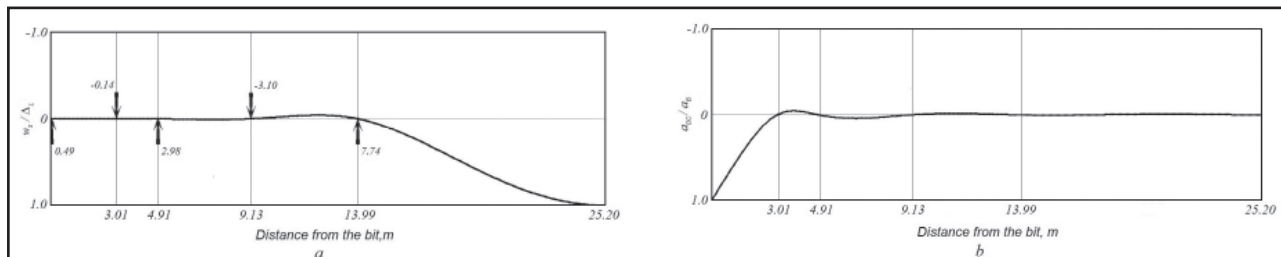


Рис. 2. Статична (а) і динамічна (б) характеристики КНБК для буріння похилої ділянки (експеримент 19, 16,72 град, 127,6кН, 88,53 хв⁻¹) / Fig. 2. Static (a) and dynamic (b) BHA characteristics for drilling inclined section (experiment 19, 16.72 deg, 127.6kN, 88.53 min⁻¹)

кальної ділянки характеристики КНБК змодельовані за відсутності локальних каверн, а похилої ділянки – за наявності локальної каверни (перший ОЦЕ не контактує зі стінкою свердловини). Розподіли амплітуд поперечних коливань низу бурильної колони для ілюстрованих КНБК (див. рис. 1, б та 2, б) відповідають умові динамічної стійкості (7). На рис. 3 показано гістограми

statistical modeling. The BHA characteristics for the vertical section are modeled without local caverns and for the horizontal – with local caverns (the first CSE is not in contact with the well) Divisions of amplitudes of the BHA lateral vibrations for the illustrated BHAs (see Figures 1b, 2b) correspond to the dynamic stability condition (7). Figure 3 shows the histogram of frequencies of

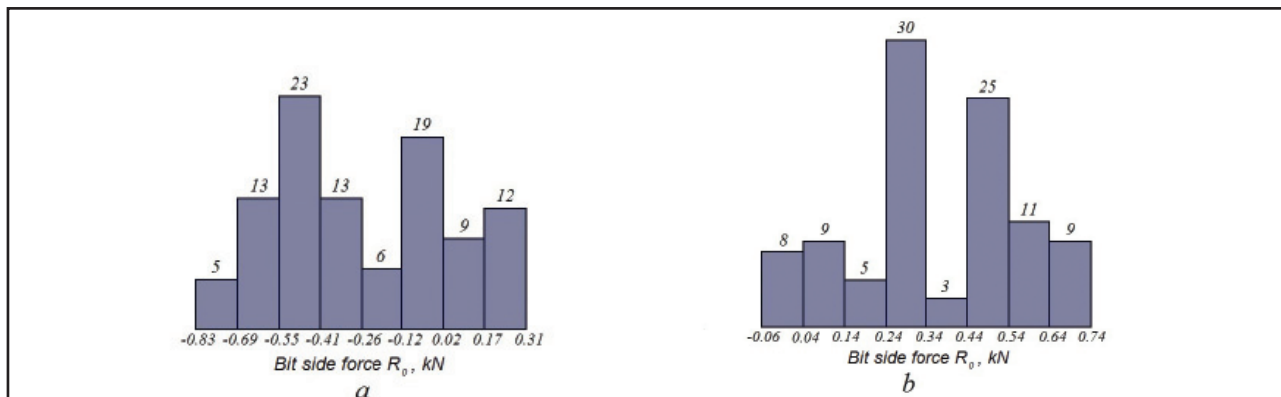


Рис. 3. Гістограми частот розподілу поперечної сили на долоті за результатами статистичного моделювання для вертикальної (а) і похилої (б) ділянок / Fig. 3. Histogram of frequencies of distribution of the bit side force R_0 of the results of statistical modeling for vertical (a) and inclined (b) section

частот розподілу поперечної сили R_0 на долотах, які зумовлені впливом розглянутих випадкових факторів.

distribution of the bit side force, which are caused by the influence of the considered random factors.

Висновки

Показано, що використання в інженерних розрахунках КНБК моделей ОЦЕ як точкових опор приводить до інформаційної невизначеності щодо розміщення точок їх дотику до стінки свердловини. На основі аналізу результатів моделювання відзначено вагомий вплив координат точок контакту ОЦЕ зі стінками свердловини на статичні і, в окремих випадках, динамічні характеристики КНБК, що залежить від умов буріння (кут викривлення стовбура свердловини, кількість і розміщення ОЦЕ, їх конструктивні особливості, параметри режиму буріння).

Запропоновано статистичну модель прийняття рішення для вибору КНБК із урахуванням інформаційної невизначеності про умови буріння. Пошук оптимального варіанта здійснюється у деякому класі багатоопорних КНБК за допомогою методу статистичного моделювання із умови мінімізації ризику.

На прикладі умов буріння вертикальної та похилої ділянок св. 172-Мелехівської обґрунтовано оптимальні варіанти в класі КНБК, що включають відповідно до чотирьох і п'яти повнорозмірних ОЦЕ. Запропоновані варіанти КНБК забезпечують функціональні вимоги до статичних і динамічних характеристик за наявності ймовірних локальних каверн під час буріння трьохшарошковими долотами і долотами PDC із ризиками 0,10 і 0.

Список використаних джерел / References

1. Григулецкий В.Г. Проектирование компоновок нижней части буровой колонны / В.Г. Григулецкий, В.Т. Лукьянов. – М.: Недра, 1990. – 302 с.
2. Оганов А.С. Новые решения в проектировании компоновок низа буровой колонны / А.С. Оганов, А.С. Повалихин, З.Ш. Бадреев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1995. – № 4–5. – С. 11, 12, 16.
3. Мислюк М.А. Буріння свердловин: Довідник: У 5 т. Т.3.: Вертикальне та скероване буріння / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 294 с.
4. Гречин Е.Г. Проектирование технических средств для бурения искривленных скважин: Учебное пособие / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников. – Тюмень: Экспресс, 2011. – 254 с.
5. Мыслюк М.А. О задаче выбора компоновок низа буровой колонны / М.А. Мыслюк // НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 2. – С. 12–15.
6. Мыслюк М.А. Оценка риска принятия решений в бурении / М.А. Мыслюк // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. – № 1. – С. 18–23.
7. Мислюк М.А. Принципи вибору компоновок низу бурової колони для буріння похилих ділянок свердловин / М.А. Мислюк, Р.М. Долик // Нафтогазова галузь України. – 2014. – № 5. – С. 7–15.

Conclusions

It is shown that utilization of the CSE models in the BHA engineering calculations as point supports leads to the information uncertainty concerning the location of their contact points with the wellbore wall. On the basis of the results analysis we noted the significant influence of the coordinates of the CSE contact points with the wellbore wall on the static and in some cases dynamic BHA characteristics that depends on the drilling conditions (wellbore deviation angle, CSE number and location, their design peculiarities, drilling mode parameters).

The statistical decision making model was suggested for BHA selection with the account of the information uncertainty about the drilling conditions. The search for an optimal variant was carried out in some class of the multi-supported BHAs with the help of the statistical modeling method based on the risk minimization condition.

Optimal variants in the class of the BHAs that include 4 and 5 full-size CSE were grounded on the example of the drilling conditions of the vertical and inclined sections of well Melekhivska 172. The suggested BHA variants meet the functional requirements to the static and dynamic characteristics when there possible local caverns when drilling with the help of the three-cone and PDC drill bits with the risks of 0.10 and 0.

Споживання газу в Україні у 2015 р.

Споживання газу в Україні у 2015 р. (без даних по АР Крим) становило 33,7 млрд м³, тобто зменшилося проти аналогічних показників за 2014 р. на 8,7 млрд м³.

За матеріалами http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/article?art_id=245086132&cat_id=35081