

## Принципи вибору компоновок низу бурильної колони для буріння похилих ділянок свердловин

### Principles of Bottom-Hole Assemblies Choice While Drilling Inclined Well Sections

© **М.А. Мислюк**

д-р техн. наук

**Р.М. Долик**

ІФНТУНГ

**М. А. Myslyuk**

Doctor of Technical  
Sciences

**R. M. Dolyk**

Ivano-Frankivsk National  
Technical University of  
Oil and Gas

УДК 622.24.001.57

*Розглянуто модель вибору багатоопорних компоновок низу бурильної колони (КНБК) для буріння похилих ділянок свердловин, наведено принципи побудови оцінок ризику в умовах інформаційної невизначеності. З урахуванням результатів аналізу промислових даних обґрунтовано оптимальні КНБК для буріння похилих ділянок свердловин на Яблунівському газоконденсатному родовищі. Дано порівняння статичних і динамічних характеристик запропонованих і використовуваних КНБК.*

**Ключові слова:** багатоопорна компоновка низу бурильної колони, динамічні характеристики, інформаційна невизначеність, критерій вибору, похила свердловина, система обмежень, статичні характеристики.

*Рассмотрена модель выбора многоопорных компоновок низа бурильной колонны (КНБК) для бурения наклонных участков скважин, приведены принципы построения оценок ее риска в условиях информационной неопределенности. С использованием результатов анализа промысловых данных обоснованы оптимальные КНБК для бурения наклонных участков скважин на Яблуневском газоконденсатном месторождении. Дано сравнение статических и динамических характеристик предложенных и применяемых КНБК.*

**Ключевые слова:** динамические характеристики, информационная неопределенность, критерий выбора, многоопорная компоновка низа бурильной колонны, наклонная скважина, система ограничений, статические характеристики.

*A choice model for multi-supported bottom-hole assemblies (BHA) for drilling inclined well sections was considered, the principles of risk assessment building in the conditions of information uncertainty were described. The optimal BHAs for drilling inclined well sections on the Yablunivske gas condensate field were grounded by using the results of the field data analysis. The comparison of the static and dynamic characteristics of the developed and used BHAs was given.*

**Key words:** choice criterion, directional well, dynamic characteristics, information uncertainty, multi-supported BHA, static characteristics, system limits.

Ефективність сучасних технологій буріння нафтових і газових свердловин значною мірою залежить від типу і параметрів компоновок низу бурильної колони (КНБК), що впливає на якість стовбура свердловини та техніко-економічні показники роботи доліт, визначає актуальність задачі вибору КНБК і всебічну увагу до неї дослідників [1–6].

На сьогодні використовують різні підходи до вибору КНБК [1–6], які визначаються особливостями прийнятої моделі, призначенням і траєкторією свердловини, гірничогеологічними умовами буріння та іншими факторами. Вибір КНБК зводиться до обґрунтування її типу, діаметра і довжин секцій обважнених бурильних труб (ОБТ), кількості опорно-центрвальних елементів (ОЦЕ), їх діаметрів і місця розташування тощо. Пошук ефективних КНБК потребує аналізу статичних і (або) динамічних розв'язків систем диференціальних рівнянь пружності пружної осі низу бурильної колони для плоскої або просторової розрахункових схем.

В інженерній практиці для буріння ділянок стабілізації кривизни похило-скерованих свердловин переважно засто-

The effectiveness of modern technologies for drilling oil and gas wells is largely dependent on the type and characteristics of the bottom-hole assemblies (BHA), that affects the wellbore quality and technical-and-economic performance of bits, determines the relevance of the problem of choosing the BHA and comprehensive attention of researchers to it [1–6].

Currently, different approaches to the BHA choosing are used [1–6]; they are determined by the peculiarities of the adopted model, well purpose and trajectory, geological drilling conditions and other factors. The BHA choosing is reduced to grounding of its type, diameter and length of drill collars (DC) sections, number of supporting and centering elements (SCE), their diameters, locations, etc. The search for effective BHA requires the analysis of static and (or) dynamic solutions of the differential equation system of the elastic axis balance of the bottom-hole assembly for two-dimensional or three-dimensional design models.

The BHAs with a few (1–3) SCE are mainly used in engineering practices to drill the sections for curvature stabilization of the directional wells [1–4, 6, 7]. The SCE location is proven for static

Таблиця 1/ Table 1

Оцінки статистичних параметрів КНБК для буріння нахилених ділянок свердловин/  
Assessment of the BHA Statistical Parameters for Drilling the Inclined Well Sections

Статистичні параметри/ Statistical parameters	Діаметр долота, мм/Bit diameter, mm	
	295.3	215.9
$\bar{\alpha}$ , deg	10.338	15.542
$S_{\alpha}^2$ , (deg) <sup>2</sup>	0.443	0.667
$\overline{d\gamma/ds}$ , deg/10m	1.234	1.143
$S_{\gamma}^2$ , (deg/10m) <sup>2</sup>	0.289	0.531
$\bar{R}_0$ , kN	0.670	-0.369
$S_{R_0}^2$ , kN <sup>2</sup>	0.001	0.005
$\bar{R}_{1\gamma}$ , kN	2.314	4.531
$S_{R_{1\gamma}}^2$ , kN <sup>2</sup>	0.093	0.203
$\bar{R}_2$ , kN	8.829	7.109
$S_{R_2}^2$ , kN <sup>2</sup>	0.249	0.254
$r_{\alpha\gamma}/T$	0.117 / 0.530	0.442 / 2.693
$r_{\alpha R_0}/T$	0.997 / 96.292	-0.684 / -6.290
$r_{\alpha R_{1\gamma}}/T$	-0.973 / -83.076	0.690 / 6.458
$r_{\alpha R_2}/T$	-0.970 / -72.198	0.691 / 6.472
$r_{\gamma R_0}/T$	0.035 / 0.155	-0.761 / -8.877
$r_{\gamma R_{1\gamma}}/T$	-0.049 / -0.221	0.742 / 8.106
$r_{\gamma R_2}/T$	-0.050 / -0.225	0.738 / 7.956
$r_{R_0 R_{1\gamma}}/T$	-0.997 / -789.316	-0.993 / -344.140
$r_{R_0 R_2}/T$	-0.995 / -413.006	-0.991 / -278.952
$r_{R_{1\gamma} R_2}/T$	0.997 / 672.746	0.999 / 7694.352

совують КНБК із незначною кількістю (1–3) ОЦЕ [1–4, 6, 7]. Розташування ОЦЕ обґрунтовують для статичних моделей за критеріями поперечної сили на долоті, кута нахилу осі долота до осі свердловини, кута миттєвого переміщення долота та ін. Очевидно, що поліфункціональність вимог до КНБК потребує їх повнішого оцінювання.

У цьому плані заслуговує на увагу оцінка стійкості КНБК, заснована на вивченні впливу різних факторів (геометричних параметрів кривизни свердловини, діаметрів свердловини і ОЦЕ тощо) на величину поперечної сили на долоті [3]. Запропоновано показники надійності стабілізації зенітного кута викривлення свердловини і стійкості КНБК, з допомогою яких враховуються реальні умови розрахункової моделі [3, 6].

У [4, 5] наведено методику вибору КНБК, яка ґрунтується на аналізі її статичних і динамічних характеристик. Методика допускає вибір багатоопорних КНБК, враховує вплив залежних від гірничогеологічних і технічних умов буріння поліфункціональних вимог [8, 9], що особливо актуально під час реалізації проектів спорудження похило-скерованих свердловин. Нижче розглянуто особливості її застосування для буріння похилих ділянок свердловин.

#### Модель вибору КНБК

Різноманітність конкурентних варіантів КНБК для буріння відповідних інтервалів похило-скерованої свердловини у заданих умовах зумовлена геометричними параметрами траєкторії, діаметрами і довжинами секцій ОБТ, кількістю і місцем розташування ОЦЕ тощо. Тому вибір КНБК має відповідати критеріям оптимальності та системі обмежень, що відображають вимоги до умов спорудження свердловини.

Таблиця 2/ Table 2

Вхідні дані для вибору КНБК/ Input Data for BHA Choice

Величина/ Value	Діаметр долота, мм/ Bit diameter, mm			
	295.3			215.9
Зенітний кут angle $\alpha$ , град/ Zenith angle $\alpha$ , deg	10	15	20	14
Діаметр ОБТ (зовнішній / внутрішній), мм/ DC diameter (outer/inner), mm	203 / 80			165/57.2
Довжина ОБТ, м/ DC length, m	120			180
Осьове навантаження $G$ , кН/ Axial load $G$ , kN	200	200	190	180
Частота обертання $\omega$ об/хв/ Rotation speed per minute $\omega$ , rev/min	70	90	80	70
Густина бурового розчину, кг/м <sup>3</sup> Drilling mud density, kg/m <sup>3</sup>	1140			1310
Обмеження/ Restrictions:				
$[\alpha]$ , град/ $[\alpha]$ , deg	12	17	22	–
$[d\gamma/ds]$ , град /10м/ $[d\gamma/ds]$ , deg/10m	–			0.6
$[R_0]$ , кН/ $[R_0]$ , kN	0.74			0.29
Інформація для моделювання неточних величин/ Information for inaccurate values modeling:				
$\sigma_\alpha$ , град/ $\sigma_\alpha$ , deg	1			1
$G_{\min} - G_{\max}$ , кН	190 – 210	190 – 210	180 – 200	170 – 190
$\omega_{\min} - \omega_{\max}$ , min <sup>-1</sup>	60 – 80	80 – 100	70 – 90	60 – 80

models according to the criteria of the lateral force on the bit, bit axis inclination angle to the borehole axis, angle of the instantaneous bit movement etc. It is obvious that the multi-functionality of the requirements for the BHA requires their full evaluation.

In this respect, the BHA stability assessment, which is based on the study of influence of various factors (geometric parameters of well curvature, well diameter, SCE, etc.) on the magnitude of the lateral force on the bit is worth mentioning [3]. Reliability indices for zenith angle stabilization of the well curvature and BHA stability were suggested in order to take into consideration the real conditions of the design model [3, 6].

The technique for BHA choice, which is based on the analysis of its static and dynamic characteristics, is provided in [4, 5]. The technique allows the choice of multi-supported BHAs, considers the effect of the multi-functional technical requirements [8, 9] that are dependent on mining, geological and technical drilling conditions, that are especially important for the implementation of projects for directional wells construction. The peculiarities of its application for directional wells drilling are described below.

#### BHA Choice Model

A variety of the BHA competitive variants for drilling the appropriate intervals of the directional wells under the specified conditions is due to the geometric parameters of the trajectory, diameters and lengths of the DC sections, number and location of the SCE, etc. Therefore, the choice of the BHA must meet the criteria of optimality and system limits that reflect the requirements for the well construction conditions.

To choose the BHA a decision-making model in the form of the optimization problem is used [8–10]

$$\begin{cases} K_l(x^v, a^v) \rightarrow \min, v \in \mathcal{V}, l \in L, x^v \in D^v; \\ \varphi(x^v) \leq 0, \end{cases} \quad (1)$$

where  $K_l(x^v, a^v)$  is a local optimality criterion from the certain  $L$

Для вибору КНБК використаємо модель прийняття рішень у вигляді задачі оптимізації [8–10]

$$\begin{cases} K_l(x^v, a^v) \rightarrow \min, v \in \mathcal{G}, l \in L, x^v \in D^v; \\ \varphi(x^v) \leq 0, \end{cases} \quad (1)$$

де  $K_l(x^v, a^v)$  – локальний критерій оптимальності із деякого класу  $L$  критеріїв;  $x^v = (x_1^v, x_2^v, \dots, x_n^v)^T$  – вектор змінних у класі альтернатив  $\mathcal{G}$  із областю визначення  $D^v$ ;  $a^v = (a_1^v, a_2^v, \dots, a_m^v)^T$  – вектор параметрів;  $\varphi(x^v)$  – система обмежень.

Особливість моделі (1) полягає у попередньому виборі з деякого класу  $L$  локального критерію  $K_l$ , який для заданих умов найкращою мірою відповідає глобальному критерію оптимальності та здійснюється за допомогою методів експертного оцінювання. Такі задачі виникають у випадку відсутності адекватних математичних моделей для глобального критерію або складної ієрархічної структури останнього і часто зустрічаються у практиці спорудження нафтових і газових свердловин.

Клас  $L$  включає критерії оптимальності, які відображають статичні і динамічні характеристики КНБК або їх вплив на геометричні параметри стовбура свердловини. Модель (1) допускає також багатокритеріальну оптимізацію. Функціональна залежність  $K_l(x^v, a^v)$  визначає вплив керованих параметрів альтернатив на критерій оптимальності та будується для плоскої або просторової розрахункової схем.

Система  $\varphi(x^v)$  у (1) визначає переважно обмеження на геометричні параметри і жорсткість елементів КНБК, параметри режиму буріння тощо. В окремих випадках критерії оптимальності (за винятком найбільш значущого) можуть бути подані у системі обмежень, що спрощує задачу багатокритеріальної оптимізації та зводить її до однокритеріальної. Клас  $\mathcal{G}$  альтернатив визначається типом КНБК (конструктивними особливостями і розмірами ОБТ, кількістю ОЦЕ тощо).

Формалізація задачі прийняття рішень із гнучким вибором критерію оптимальності у вигляді (1) є найбільш логічною з позицій особи, яка приймає рішення, допускає вибір оптимального рішення у випадку його існування, потребує використання інтерактивних систем підтримки прийняття рішень або експертних систем [10].

#### Оцінка ризиків

З причин неточної відомої інформації про ви-

class criteria;  $x^v = (x_1^v, x_2^v, \dots, x_n^v)^T$  – vector of variables in the class of alternatives  $\mathcal{G}$  with the definition domain  $D^v$ ;  $a^v = (a_1^v, a_2^v, \dots, a_m^v)^T$  – vector of parameters;  $\varphi(x^v)$  – system limits.

The model (1) peculiarities consists in the pre-selection of local criteria  $K_l$  from the certain class of  $L$  local criterion, that, at the given conditions, most of all corresponds to the global optimality criterion and is carried out by means of expert evaluation methods. Such problems arise in case of absence of the adequate mathematical models for the global criterion or complex hierarchical structure of the latter and are often found in the practice of oil and gas wells construction.

The  $L$  class includes optimality criteria that reflect static and dynamic characteristics of the BHA or their influence on the geometric parameters of the borehole. Model (1) allows multicriteria optimization. Functional dependence  $K_l(x^v, a^v)$  determines the effect of the controlled alternative parameters on the optimality criterion and is formed for two-dimensional or three-dimensional design model.

The  $\varphi(x^v)$  system (1) mainly defines the restrictions on geometrical parameters and roughness of the BHA elements, drilling parameters etc. In certain cases, the optimality criteria (except for the most relevant) can be represented in the system limits that simplifies the task of multi-criteria optimization and reduces it to one-criterion optimization. Class  $\mathcal{G}$  of alternatives is determined by the BHA type (design features and dimensions of DC, the number of SCE, etc.).

The formalization of the decision-making problem with a flexible choice of the optimality criterion in the form of (1) is the most

Таблиця 3/ Table 3

Результати вибору КНБК для буріння ділянок свердловин із зенітним кутом  $10^\circ$  долотом 295,3 мм / Results of the BHA Choice for Drilling the Well Sections with the Zenith Angle of  $10^\circ$  with 295.3 mm Bit

Параметр/ Parameter	Числові значення для варіантів КНБК/ Numeric values for the BHA variants				
	1	2	3	4	5
Вхідні дані/ Input data					
Діаметр ОЦЕ (мм) / відстань від долота до ОЦЕ (м): / Diameter of the SCE (mm) / distance from the bit to SCE (m):					
перший/ first	295.3 / 3.5	–	295.3 / 3.5	295.3 / 3.5	295.3 / 3.5
другий/ second	295.3 / 6	295.3 / 6	–	295.3 / 6	295.3 / 6
третій/ third	295.3 / 10	295.3 / 10	295.3 / 10	–	295.3 / 10
четвертий/ fourth	295.3 / 14	295.3 / 14	295.3 / 14	295.3 / 14	–
Розрахункові характеристики/ Design characteristics					
Поперечна сила на долоті, кН/ Lateral force on the bit, kN	0.61	0.50	-0.33	-0.09	-0.13
Реакція на ОЦЕ, кН:/ Reaction on SCE, kN:					
перший/ first	-0.40	–	3.75	5.99	6.34
другий/second	4.95	4.60	–	-7.31	-13.80
третій/third	-11.02	-10.91	-8.60	–	15.93
четвертий/fourth	15.45	15.43	14.77	10.82	–
Відстань від долота до точки дотику ОБТ зі стінкою свердловини, м/ Distance from the bit to the contact point of the SCE with the wellbore wall, m	30.6	30.6	30.6	30.0	26.6
Відношення амплітуд поперечних коливань $a_{OBT} / a_{\Pi}$ / Relation of the lateral vibration amplitude $a_{DC} / a_B$	$\leq 1$	$\leq 1$	$\leq 1$	$\leq 1$	$\leq 1$

logical from the standpoint of the decision-maker, it also allows the choice of the optimal solution in the case of its existence, requires the usage of interactive decision support systems or expert systems [10].

#### Risk Assessment

Due to inaccurate source information, the usage of model (1) for decision making is associated with certain risks that can be connected with non-compliance of the optimality principle and failure of the system limits. Risk assessment of problem solving (1) is constructed by means of statistical modeling and obtained data analysis [9].

Let's assume that model parameters (1) are accurately known and inaccurately known statistically independent and statistically dependent values. Inaccurately known statistically independent values are modeled with the help of the density of probability distribution law and its parameters. In practice, uniform



користання моделі (1) прийняття рішення зумовлене певними ризиками, які можуть бути пов'язані з невідповідністю принципу оптимальності і невиконанням системи обмежень. Оцінка ризиків розв'язку задачі (1) будується за допомогою методів статистичного моделювання та аналізу одержаних результатів [9].

Нехай параметри моделі (1) подані точно відомими, а також неточно відомими статистично незалежними і статистично залежними величинами. Неточно відомі статистично незалежні величини моделюються законом щільності розподілу ймовірностей та його параметрами. На практиці найчастіше використовують рівномірний і нормальний закони розподілу ймовірностей, які характеризуються найбільшою ентропією серед усіх інших законів, якщо оцінка неточно відомої величини задається відповідно двома граничними значеннями або середнім значенням і його похибкою. Статистично залежні величини моделюються багатовимірним нормальним розподілом ймовірностей із вектором середніх значень і матрицею коваріацій.

Статистичне моделювання задачі прийняття рішення (1) зводиться до моделювання неточно відомих параметрів, побудови вибірок для критерію оптимальності та деяких обмежень  $\varphi(x^*)$ , залежних від неточно відомих параметрів. На основі цих вибірок будують оцінки ризиків розв'язку задачі (1). Така процедура може бути реалізованою як додатковий модуль системи підтримки прийняття рішень або експертної системи і допускає уточнення моделі (1), яке полягає у пошуку стійких до впливу випадкових факторів розв'язків [9].

#### Аналіз КНБК для похилих ділянок свердловин

Реалізація моделі (1) прийняття рішення потребує інформації про вплив режимно-технологічних параметрів на викривлення стовбура свердловини у відповідних умовах буріння. За промисловими даними і результатами оцінок характеристик КНБК можна побудувати їх статистичні моделі, які дають можливість обґрунтувати систему  $\varphi(x^*)$  деяких обмежень у (1).

У [7] за допомогою плоскої розрахункової схеми проаналізовано статичні і динамічні характеристики неорієнтованих КНБК за промисловими даними буріння свердловин на Яблунівському ГКР 2006–2012 рр. У табл. 1 наведено детальнішу інформацію про емпіричні оцінки основних статистичних параметрів (математичне сподівання  $\bar{x}$ , дисперсії  $S_x^2$ , коефіцієнти кореляції  $r_{xy}$ ) КНБК для зенітного кута  $\alpha$  та інтенсивності  $dy/ds$  викривлення стовбура свердловини, оперечної сили  $R_0$  на долоті, реакцій  $R_i=1, 2, \dots$  на ОЦЕ під час буріння похилих

Таблиця 4/ Table 4

Результати вибору КНБК для буріння ділянок свердловин із зенітним кутом  $15^\circ$  долотом 295,3 мм / Results of the BHA Choice for Drilling the Well Sections with the Zenith Angle of  $15^\circ$  with 295.3 mm Bit

Параметр/Parameter	Числові значення для варіантів КНБК/ Numeric values for BHA variants						
	1	2	3	4	5	6	7
Вхідні дані/ Input data							
Діаметр ОЦЕ (мм) / відстань від долота до ОЦЕ (м):/ Diameter of SCE (mm) / distance from the bit to SCE (m):							
перший/ first	295.3 / 1.2	–	295.3 / 1.2	295.3 / 1.2	295.3 / 1.2	295.3 / 1.2	295.3 / 1.2
другий/ second	295.3 / 2.8	295.3 / 2.8	–	295.3 / 2.8	295.3 / 2.8	295.3 / 2.8	295.3 / 2.8
третій/ third	295.3 / 4.5	295.3 / 4.5	295.3 / 4.5	–	295.3 / 4.5	295.3 / 4.5	295.3 / 4.5
четвертий/ fourth	295.3 / 8	295.3 / 8	295.3 / 8	295.3 / 8	–	295.3 / 8	295.3 / 8
п'ятий/ fifth	295.3 / 12	295.3 / 12	295.3 / 12	295.3 / 12	295.3 / 12	–	295.3 / 12
шостий/ sixth	295.3 / 16	295.3 / 16	295.3 / 16	295.3 / 16	295.3 / 16	295.3 / 16	–
Розрахункові характеристики/ Design characteristics							
Поперечна сила на долоті, кН/ Lateral force on the bit, kN	0.24	0.48	-0.25	0.16	-0.14	-0.05	-0.07
Реакції на ОЦЕ, кН:/ Reaction on SCE, kN:							
перший/ first	0.46	–	1.82	0.81	2.14	1.74	1.82
другий/ second	1.50	1.89	–	0.85	-4.17	-2.82	-3.08
третій/ third	-0.56	-0.68	0.24	–	7.34	7.62	8.12
четвертий/ fourth	6.02	6.03	5.87	5.85	–	-6.16	-13.82
п'ятий/ fifth	-12.61	-12.61	-12.57	-12.56	-9.12	–	19.55
шостий/ sixth	19.33	19.33	19.32	19.32	18.37	13.83	–
Відстань від долота до точки дотику ОБТ зі стінкою свердловини, м/ Distance from the bit to the contact point of the SCE with the wellbore wall, m	31.1	31.1	31.1	31.1	31	30.5	27.1
Відношення амплітуд поперечних коливань $a_{обт} / a_n$ / Relation of the lateral vibration amplitude $a_{DC} / a_B$	$\leq 1$	$\leq 1$	$\leq 1$	$\leq 1$	$\leq 1$	$\leq 1$	$\leq 1$

and normal probability distribution law is most commonly used; it is characterized by the highest entropy among all other laws, if the estimation of an inaccurately known value is set by two limit values or an average value and its measure of inaccuracy. Statistically dependent values are modeled by the multivariate normal probability distribution with mean vector and covariance matrix.

Statistical modeling of the decision-making problem (1) is reduced to modeling of inaccurately known parameters, sample design for the optimality criterion and some restrictions  $\varphi(x^*)$  that depend on the inaccurately known parameters. On the basis of these samples the risk assessment for problem solving (1) is constructed. This procedure can be implemented as an additional module of decision support system or expert system and allows the model refinement (1) that is contained in the search of decisions which are random factors resistant [9].

#### BHA Analysis for Drilling Directional Wells

Implementation of the decision-making model (1) requires the information about the impact of the technological parameters on a borehole deviation in the appropriate drilling conditions. According to field data and evaluations results of the BHA features their statistical models can be build, which make it possible to prove a system of certain constraints in (1).

The static and dynamic characteristics of the non-steerable BHA were analyzed in [7] with the help of the two-dimensional design model in accordance with the field drilling data in Yablunivske

Таблиця 5/ Table 5

Результати вибору КНБК для буріння ділянок свердловин із zenітним кутом 20° долотом 295,3 мм/  
Results of the BHA Choice for Drilling the Well Sections with the Zenith Angle of 20° with 295.3 mm Bit

Параметр/Parameter	Числові значення для варіантів КНБК/ Numeric values for BHA variants						
	1	2	3	4	5	6	7
Вхідні дані/ Input data							
Діаметр ОЦЕ (мм) / відстань від долота до ОЦЕ (м) / Diameter of SCE (mm) / distance from the bit to SCE (m):							
перший/ first	295.3 / 1.3	–	295.3 / 1.3	295.3 / 1.3	295.3 / 1.3	295.3 / 1.3	295.3 / 1.3
другий/ second	295.3 / 2.5	295.3 / 2.5	–	295.3 / 2.5	295.3 / 2.5	295.3 / 2.5	295.3 / 2.5
третій/ third	295.3 / 5.5	295.3 / 5.5	295.3 / 5.5	–	295.3 / 5.5	295.3 / 5.5	295.3 / 5.5
четвертий/ fourth	295.3 / 8.5	295.3 / 8.5	295.3 / 8.5	295.3 / 8.5	–	295.3 / 8.5	295.3 / 8.5
п'ятий/ fifth	295.3 / 11	295.3 / 11	295.3 / 11	295.3 / 11	295.3 / 11	–	295.3 / 11
шостий/ sixth	295.3 / 14	295.3 / 14	295.3 / 14	295.3 / 14	295.3 / 14	295.3 / 14	–
Розрахункові характеристики/ Design characteristics							
Поперечна сила на долоті, кН/ Lateral force on the bit, kN	0.41	0.49	-0.42	0.46	0.10	0.13	0.15
Реакції на ОЦЕ, кН:/ Reaction on SCE, kN:							
перший/ first	0.12	–	2.70	-0.16	2.22	2.01	1.84
другий/ second	2.15	2.28	–	2.56	-1.75	-1.36	-1.04
третій/ third	0.26	0.23	0.91	–	6.50	8.60	7.85
четвертий/ fourth	9.06	9.06	8.82	9.30	–	-11.86	-24.68
п'ятий/ fifth	-22.85	-22.85	-22.78	22.95	-16.17	–	31.37
шостий/ sixth	28.12	28.12	28.11	28.14	26.46	19.58	–
Відстань від долота до точки дотику ОБТ зі стінкою свердловини, м/ Distance from the bit to the contact point of the SCE with the wellbore wall, m	28.3	28.3	28.3	28.3	28.2	27.8	25.4
Відношення амплітуд поперечних коливань $a_{обт} / a_d$ / Relation of the lateral vibration amplitude $a_{oc} / a_b$	≤1	≤1	≤1	≤1	≤1	≤1	≤1

ділянок 295,3- та 215,9-мм долотами.

Із табл. 1 із довірчою ймовірністю  $\varepsilon=0,05$  впливає значущий кореляційний зв'язок між геометричними параметрами викривлення стовбура свердловини та статичними характеристиками КНБК для 215,9-мм доліт ( $|\Gamma| \geq u_{\varepsilon/2} = 1,96$ ), де  $T$  – критерій для перевірки статистичної гіпотези  $H_0: \rho = 0$ ;  $\rho$  – істинне значення коефіцієнта кореляції;  $u_{\varepsilon/2}$  – квантиль  $u$ -розподілу. Для 295,3-мм доліт значущий кореляційний зв'язок спостерігається тільки для залежностей між zenітним кутом викривлення і статичними характеристиками. Враховуючи зазначене, умова стабілізації викривлення похилої ділянки стовбура свердловини формально може бути подана у вигляді

$$(R_i(x^i))^2 - ([R_i])^2 \leq 0, i = 0, 1, \dots, \quad (2)$$

де  $[R_i]$  – обмеження на поперечні сили на долоті та ОЦЕ.

Ці обмеження будуть із використанням статистичних параметрів КНБК у вигляді оцінок математичного сподівання за умови допустимого значення zenітного кута  $[\alpha]$  або інтенсивності  $[d\gamma/ds]$  викривлення стовбура свердловини [11]. Наприклад, для інтенсивності викривлення оцінка математичного сподівання

$$[\bar{R}_i] = \bar{R}_i + \frac{S_{R_i}}{S_{\gamma}} r_{R_i\gamma} \left( [d\gamma/ds] - (\overline{d\gamma/ds}) \right) \quad (3)$$

та його дисперсії

GCF for the period of 2006 – 2012. Table 1 shows the detailed information about the empirical estimation of the basic statistical parameters (expectation  $\bar{x}$ , dispersion  $S_x^2$ , correlation rates  $r_{xy}$ ) of the BHA for the zenith angle  $\alpha$  and wellbore inclination intensity  $d\gamma/ds$ , lateral force  $R_0$  on a bit, reactions  $R_i=1, 2, \dots$  for SCE while drilling directional wells with 295.3 mm and 215.9 mm bits.

The considerable correlational relationship between the geometric parameters of the wellbore zenith and static characteristics of the BHA for the 215.9 mm bits ( $|\Gamma| \geq u_{\varepsilon/2} = 1,96$ ) follow from Table 1 with the confidence level  $\varepsilon=0,05$ , where  $T$  – criterion for the statistical hypothesis verification  $H_0: \rho = 0$ ;  $\rho$  – actual value correlation factor;  $u_{\varepsilon/2}$  – quantile of the  $u$  distribution. For the 295.5 mm bits the considerable correlational relationship can be observed only for the dependencies between the deviation zenith angle and static characteristics. Taking into account the abovementioned, the conditions for stabilizing the deviation of the inclined wellbore section can be formally represented as

$$(R_i(x^i))^2 - ([R_i])^2 \leq 0, i = 0, 1, \dots, \quad (2)$$

where  $[R_i]$  – limitations for the lateral forces on the bit and SCE.

These limitations are made with the help of the BHA static parameters in the form of estimation of expectation at the accepted value of the zenith angle  $[\alpha]$  or wellbore inclination intensity  $[d\gamma/ds]$  [11]. For example, the estimation of expectation for the inclination intensity is as follows

$$[\bar{R}_i] = \bar{R}_i + \frac{S_{R_i}}{S_{\gamma}} r_{R_i\gamma} \left( [d\gamma/ds] - (\overline{d\gamma/ds}) \right) \quad (3)$$

and its dispersion

$$S_i^2 = S_{R_i}^2 (1 - r_{R_i\gamma}^2). \quad (4)$$

Then the limitations  $[R_i]$  for the given  $[\alpha]$  or  $[d\gamma/ds]$  and confidence level  $\varepsilon$  are estimated as one-sided class limits  $[[R_i], +\infty[$  at  $R_i > 0$  or  $]-\infty, [R_i]$  at  $R_i < 0$ , inside of which there is a random value  $R_i$  with the confidence level of 1- $\varepsilon$ .

#### Choice of the BHA for Directional Wells Drilling

We consider the choice of the BHA for drilling the inclined well intervals on the Yablunivske GCF within the Model (1). For the two-dimensional design scheme we use the criterion of dynamic stability, which reflects the nature of attenuation of the amplitude distribution curve of the BHA transverse vibrations that are perturbed by the bit operation on the bottomhole [4, 5].

$$S_i^2 = S_{R_i}^2 (1 - r_{R_i}^2). \quad (4)$$

Тоді обмеження  $[R_i]$  для заданих  $[\alpha]$  чи  $[dy/ds]$  і довірчої ймовірності  $\varepsilon$  оцінюють як односторонні границі інтервалів  $[[R_i], +\infty[$  при  $\bar{R}_i > 0$  або  $]-\infty, [R_i]]$  при  $\bar{R}_i < 0$ , усередині яких із ймовірністю надійності  $1-\varepsilon$  знаходиться випадкова величина  $R_i$ .

#### Вибір КНБК для похилих ділянок свердловин

У рамках моделі (1) розглянемо вибір КНБК для буріння похилих ділянок свердловин на Яблунівському ГКР. Для плоскої розрахункової схеми скористасмося критерієм динамічної стійкості, який відображає характер затухання кривої розподілу амплітуд поперечних коливань низу бурильної колони, що збуджуються роботою долота на вибої [4, 5].

КНБК вважається динамічно стійкою, якщо вона забезпечує затухання амплітуд поперечних коливань, тобто  $a_{\text{ОБТ}}/a_{\text{д}} \leq 1$  (причому  $a_{\text{ОБТ}}/a_{\text{д}} = 1$  тільки на долоті), де  $a_{\text{д}}$  – амплітуда поперечних зміщень на долоті,  $a_{\text{ОБТ}}$  – амплітуда поперечних зміщень низу бурильної колони. В іншому разі КНБК вважається динамічно нестійкою. Оскільки для розбурювання похилих ділянок свердловин можливе використання трьохшаршкових доліт і доліт PDC із різними частотами збуджувальних сил, то КНБК мають відповідати умовам динамічної стійкості для цих доліт.

Системою обмежень  $\varphi(x^i)$  передбачено використання повнорозмірних ОЦЕ, що розташовані між собою на відстані, більшій за їх довжину. В умовах стабілізації кривизни (2) прийнято обмеження, побудоване на основі (3) і (4) для долота. Для моделювання впливу локальних каверн стовбура на ефективність КНБК у задачі (1) додатково прийнято умови забезпечення динамічної стійкості низу (критерію оптимальності) і стабілізації кривизни (2) за відсутності контакту одного (причому довільного) із ОЦЕ зі стінкою свердловини [8, 11]. До важливих вимог потрібно віднести також досягнення низьких ризиків розв'язку задачі (1) в умовах інформаційної невизначеності.

Очевидно, що забезпечення сформульованих вимог може бути досягнуто за рахунок вибору багатопорних КНБК. У задачі (1) клас 9 альтернатив сформовано із КНБК, що включають 4 і більше ОЦЕ.

У табл. 2 наведено деякі вхідні дані для вибору КНБК, які прийнято на основі типових конструкцій і профілів свердловин, а також результатів аналізу промислових даних [7, 11]. Обмежен-

The BHA is supposed to be dynamically stable if it provides attenuation of the transverse vibrations amplitude, i. e.  $a_{\text{DC}}/a_{\text{B}} \leq 1$  (with  $a_{\text{DC}}/a_{\text{B}} = 1$  only on the bit), where  $a_{\text{B}}$  – transverse displacements amplitude on the bit,  $a_{\text{DC}}$  – transverse displacements amplitude of the drill string bottom. In other cases the BHA is considered to be non-stable. As well as for perturbation of the inclined well sections there is a possibility to utilize the three-cone and PDC bits with different frequencies of the perturbation force, the BHAs must comply with the requirements for the dynamic stability of these bits.

The limitation system  $\varphi(x^i)$  provides for utilization of the full-scale SCE, located on the distance that is greater than their length. The limitation for the bit was made on the basis of (3) and (4) under the conditions of the curvature stabilization (2). To model the effect of the wellbore local caverns on the efficiency of the BHA in the problem (1) the conditions to ensure the dynamic stability of the bottom (optimality criterion) and stabilization of curvature (2) in the absence of the contact of one of the SCE (arbitrary) with the borehole wall were additionally accepted [8, 11]. The important requirements must also include the achievements of low risks for solving the problem (1) in the conditions of information uncertainty.

It is obvious that the provision of the formulated requirements can be achieved by means of choosing the multi-supported BHA. The class 9 of the alternatives in the problem (1) is made of the BHAs that include 4 and more SCE.

Table 6

Результати вибору КНБК для буріння ділянок свердловин із zenітним кутом 14° долотом 215,9 мм / Results of the BHA Choice for Drilling the Well Sections with the Zenith Angle of 14° with 215.9 mm Bit

Параметр/ Parameter	Числові значення для варіантів КНБК/ Numeric values for BHA variants						
	1	2	3	4	5	6	7
Вхідні дані/ Input data							
Діаметр ОЦЕ (мм) / відстань від долота до ОЦЕ (м):/ Diameter of SCE (mm) / distance from the bit to SCE (m):							
перший / first	215.9 / 1.2	–	215.9 / 1.2	215.9 / 1.2	215.9 / 1.2	215.9 / 1.2	215.9 / 1.2
другий / second	215.9 / 2.6	215.9 / 2.6	–	215.9 / 2.6	215.9 / 2.6	215.9 / 2.6	215.9 / 2.6
третій / third	215.9 / 5.5	215.9 / 5.5	215.9 / 5.5	–	215.9 / 5.5	215.9 / 5.5	215.9 / 5.5
четвертий / fourth	215.9 / 8	215.9 / 8	215.9 / 8	215.9 / 8	–	215.9 / 8	215.9 / 8
п'ятий / fifth	215.9 / 12	215.9 / 12	215.9 / 12	215.9 / 12	215.9 / 12	–	215.9 / 12
шостий / sixth	215.9 / 15	215.9 / 15	215.9 / 15	215.9 / 15	215.9 / 15	215.9 / 15	–
Розрахункові характеристики/ Design characteristics							
Поперечна сила на долоті, кН/ Lateral force on the bit, kN	0.18	0.25	-0.26	0.18	0.02	0.08	0.07
Реакція на ОЦЕ, кН:/ Reaction on SCE, kN:							
перший / first	0.14	–	1.31	0.11	0.94	0.64	0.71
другий / second	0.96	1.07	–	1.00	-0.63	-0.03	-0.16
третій / third	0.01	-0.02	0.38	–	2.71	3.06	3.46
четвертий / fourth	2.68	2.68	2.55	2.70	–	-2.74	-5.73
п'ятий / fifth	-5.96	-5.96	-5.94	-5.97	-4.52	–	8.46
шостий / sixth	9.74	9.74	9.73	9.74	9.21	6.58	–
Відстань від долота до точки дотику ОБТ зі стінкою свердловини, м/ Distance from the bit to the contact point of the SCE with the wellbore wall, m	27.4	26.7	26.7	26.7	26.7	26.2	26.3
Відношення амплітуд поперечних коливань $a_{\text{ОБТ}}/a_{\text{д}}$ / Relation of the lateral vibration amplitude $a_{\text{DC}}/a_{\text{B}}$	$\leq 1$	$\leq 1$	$\leq 1$	$\leq 1$	$\leq 1$	$\leq 1$	$\leq 1$



ня на статичні характеристики побудовано для геометричних параметрів викривлення зі значущим кореляційним зв'язком: для 295,3-мм доліт за допустимим значенням зенітного кута  $[\alpha]$ , а для 215,9-мм доліт за допустимим значенням інтенсивності викривлення  $[dy/ds]$ . Зазначимо, що для 295,3-мм доліт додатково розглянуто КНБК при зенітних кутах 15 і 20°. Такі ділянки можуть бути використані в окремих ситуаціях для відповідних траєкторій свердловин.

У табл. 3–6 наведено результати вибору параметрів КНБК для 295,3- та 215,9-мм доліт із розв'язку задачі (1) із урахуванням (2)–(4). Одержані результати свідчать про досягнення розв'язків задачі для КНБК, що включають чотири (для 295,3-мм доліт) і шість (для 215,9-мм доліт) ОЦЕ. В табл. 3–6 наведено також статичні і динамічні характеристики КНБК, у тому числі для варіантів, які моделюють локальні каверни. Для варіанта 1 всі ОЦЕ контактують зі стінкою свердловини (каверни відсутні), для інших варіантів один із ОЦЕ не контактує зі стінкою свердловини (наявні каверни). У табл. 3–6 показники  $a_{\text{ОЦЕ}}/a_{\text{Д}}$  – для трьохшарошкових доліт і доліт PDC.

Оцінку ризиків вибору КНБК виконано з урахуванням статистичного моделювання неточної інформації про наявність каверн (варіанти компоновок), зенітний кут викривлення свердловини, осьове навантаження та частоту обертання (див. табл. 2). У табл. 7 наведено фрагменти результатів статистичного моделювання деяких характеристик КНБК для буріння 295,3-мм долотами. Кількість статистичних експериментів – 100. Оцінку показників ризиків запропонованих КНБК подано в табл. 8.

Аналіз даних табл. 3–6 свідчить про вагомое покращення характеристик запропонованих КНБК порівняно із тими, які застосовували під час буріння похилих ділянок стовбура свердловин на Яблунівському ГКР [7]. Особливо важливим є забезпечення майже нульових ризиків вибору компоновок.

Слід зазначити, що в [7] вивчали характеристики КНБК без урахування моделювання локальних каверн. Статистичне моделювання неточної інформації для КНБК, які застосовували під час буріння похилих ділянок на Яблунівському родовищі, показало високі їх ризики. Показники ризиків за умовами стабілізації викривлення стовбура свердловини під час буріння 295,3- і 215,9-мм долотами становлять відповідно 0,81 та 0,74, а їх об'єднання з показниками ризиків за критеріями динамічної

Фрагменти результатів статистичного моделювання деяких характеристик КНБК для буріння ділянок свердловин доломом 295,3-мм із зенітним кутом 15° Fragments of the Statistical Modeling Results of Certain BHA Characteristics for Drilling the Well Sections with the Zenith Angle of 15° with 295.3 mm Bit

Неточні вхідні дані/ Inaccurate input data				Результати експерименту/ Experiment results		
Варіант КНБК/ BHA variant	$\alpha$ , град/ $\alpha$ , deg	$\omega$ , хв <sup>-1</sup> / $\omega$ , min <sup>-1</sup>	G, кН/ G, kN	$K_r$ , ш./ $K_r$ , TCB	$K_r$ , PDC	$F_{\text{Д}}^{\text{ш}}/ F_{\text{Д}}^{\text{ш}}, \text{кН}/ F_{\text{Д}}^{\text{ш}}/ F_{\text{Д}}^{\text{ш}}, \text{kN}$
6	13.8	92.64	193.58	+	+	-0.04
5	13.6	89.07	199.44	+	+	-0.13
2	14.4	86.67	194.97	+	+	0.46
7	14.8	85.65	195.54	+	+	-0.05
3	15.6	97.46	206.44	+	+	-0.25
...	...	...	...	...	...	...
5	13.3	92.11	206.88	+	+	-0.13
6	15.3	95.68	192.10	+	+	-0.03
6	15.6	90.85	208.07	+	+	-0.03
4	14.7	87.89	207.85	+	+	0.19
1	15.9	82.03	209.13	+	+	0.26
3	14.9	80.54	196.62	+	+	-0.24
...	...	...	...	...	...	...
2	15.6	87.88	193.48	+	+	0.50
7	15.6	86.33	209.26	+	+	-0.05
5	14.1	97.07	193.95	+	+	-0.13
1	13.7	83.95	190.94	+	+	0.23
...	...	...	...	...	...	...
7	15.2	86.65	195.89	+	+	-0.05
6	14.7	92.29	200.50	-	+	-0.03
5	15.2	85.61	200.34	+	+	-0.13
6	15.6	88.78	206.58	+	+	-0.03
...	...	...	...	...	...	...

Примітки.  $K_{\text{ш}}, K_{\text{PDC}}$  – критерії динамічної стійкості КНБК для трьохшарошкового долота і долота PDC. Знак «+» відповідає критерію динамічної стійкості, а знак «-» – динамічній нестійкості КНБК.  
Note.  $K_{\text{TCB}}, K_{\text{PDC}}$  – criteria of the BHA dynamic stability for the three-cone bit and PDC bit. The sign «+» stands for the criteria of dynamic stability, and sign «-» stands for BHA dynamic instability.

Таблиця 7/ Table 7

Table 2 shows some input data for choosing the BHAs, which are accepted on the basis of the typical well structures and profiles, as well as on the basis of the commercial data analysis results [7, 11]. The static characteristics limitations are made for the geometric parameters of deviation with the significant correlational relationship: for the 295.3 mm bits in accordance with the accepted value of the zenith angle  $[\alpha]$ , and for the 215.9 mm bits in accordance with the inclination intensity  $[dy/ds]$ . We need to point out that the BHA at the zenith angles of 15 and 20° were additionally considered for the 295.3 mm bits.

Tables 3–6 show the choice results of the BHA parameters for 295.3 and 215.9 mm bits based on the (1) problem solution with the account of (2)–(4). The obtained results indicate the finding the problem solutions for the BHA that include four (for 295.3 mm bits) and six (for 215.9 mm bits) SCE. Tables 3–6 also show the statistical and dynamical BHA characteristics, including the characteristics for the variants that are used to model the local caverns. All the SCE are in contact with the wellbore wall (caverns are absent) for the variant 1 and the indices of the Table 3–6  $a_{\text{DCE}}/a_{\text{D}}$  refer to the three-cone and PDC bits for the rest variants.

The risk assessment of the BHA choice is made with the account of the statistical modeling of the uncertain information about presence of the caverns (assembly variants), wellbore deviation zenith angle, axial load, and rotation speed (Table 2). Table 7 shows the fragments of the statistical modeling results of some BHA characteristics for drilling with the help of the 295.3 mm bits. The number of statistical experiments is 100. The risk indices assessment of the suggested BHA is given in Table 8.

The analysis of the data given in Tables 3–6 shows a significant improvement in the developed BHA characteristics if compared with the used during drilling of the wellbore inclined sections on the Yablunivske GCF [7]. Providing of almost risk-free assembly choice is of a particular importance.

It should be noticed that the BHA characteristics were studied in [7] without the account of the local caverns modeling. The statistical modeling of the uncertain information for the BHA that had been used for drilling the inclined well sections on the Yablunivske field showed their high risks. The risk indices in accordance with the conditions of the wellbore curvature stabilization when drilling with the help of 295.3 and

Таблиця 8/ Table 8

## Оцінка ризиків КНБК/ BHA Risk Assessment

Показник ризику/ Risk indicator	КНБК для буріння долотами діаметром, мм/ BHA for drilling with the bit diameters, mm			
	295.3 ( $\alpha=10^\circ$ )	295.3 ( $\alpha=15^\circ$ )	295.3 ( $\alpha=20^\circ$ )	215.9 ( $\alpha=14^\circ$ )
Критерій динамічної стійкості КНБК до вимушених долом поперечних коливань/ BHA dynamic stability criteria to lateral vibration caused by a bit	0.01 / 0	0.01 / 0	0 / 0	0 / 0
Умова стабілізації викривлення свердловини/ Condition of the well deviation stabilization	0 / 0	0 / 0	0 / 0	0 / 0
Перетин критерію динамічної стійкості КНБК і умови стабілізації викривлення свердловини/ Intersection of the BHA dynamic stability criteria and conditions of well deviation stabilization	0 / 0	0 / 0	0 / 0	0 / 0
Об'єднання критерію динамічної стійкості КНБК і умови стабілізації викривлення свердловини/ Union of the BHA dynamic stability criteria and conditions of well deviation stabilization	0.01 / 0	0.01 / 0	0 / 0	0 / 0

Примітка. В чисельнику наведені значення показників ризику для трьохшарошкових доліт, а в знаменнику – для доліт PDC.  
Note. The numerator presents the values of risk indicators for the three-cone bits, and the denominator presents the values for the PDC bits.

стійкості – 0,87 та 0,74 (трьохшарошкові долота) і 0,92 та 0,74 (долота PDC). Вочевидь, такий рівень ризиків є недопустимим із позицій забезпечення функціональних вимог КНБК.

На рисунку для прикладу показано динамічні характеристики КНБК для буріння похилих ділянок 295,3-мм долотами. Характер кривих розподілу амплітуд поперечних коливань низу бурильної колони для КНБК із 4 та 3 ОЦЕ (див. рис. а та б) відповідає критерію динамічної стійкості, а для умов моделювання неточної вхідної інформації (див. рис. в) визначає динамічно нестійку КНБК.

**Висновок**

Отже, на прикладі свердловин Яблунівського ГКР проілюстровано принципи вибору багатоопорних КНБК для стабілізації похилих ділянок свердловин. В їх основу покладено процедуру пошуку оптимального варіанта із деякого класу КНБК, яка враховує систему функціональних вимог та обме-

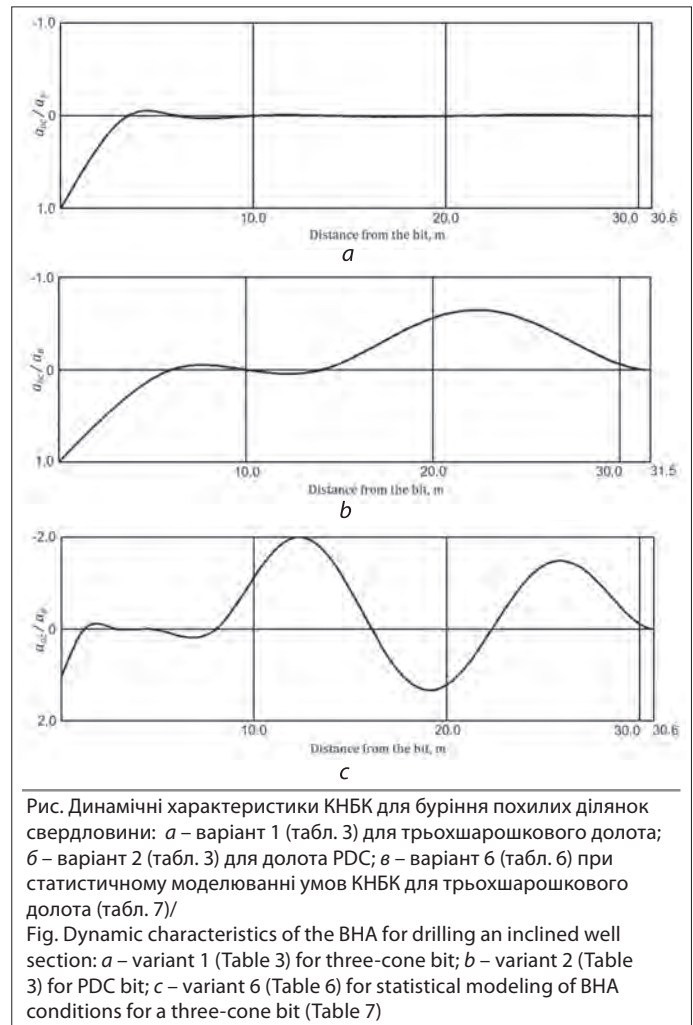


Рис. Динамічні характеристики КНБК для буріння похилих ділянок свердловини: а – варіант 1 (табл. 3) для трьохшарошкового долота; б – варіант 2 (табл. 3) для долота PDC; в – варіант 6 (табл. 6) при статистичному моделюванні умов КНБК для трьохшарошкового долота (табл. 7)/  
Fig. Dynamic characteristics of the BHA for drilling an inclined well section: a – variant 1 (Table 3) for three-cone bit; b – variant 2 (Table 3) for PDC bit; c – variant 6 (Table 6) for statistical modeling of BHA conditions for a three-cone bit (Table 7)

215.9 mm bits are equal to 0.81 and 0.74 respectively and their combination with the risk indices according to the dynamic stability criteria are equal to 0.87 and 0.74 (three-cone bits) and 0.92 and 0.74 (PDC bits). It is obvious that such a level of risks is not allowable from the point of view of providing the BHA functional requirements.

The dynamic BHA characteristics for drilling the inclined sections with the help of the 295.3 mm bits are shown as an example in the Figure. The nature of the amplitude distribution curve of the BHA transverse vibrations for the BHA with 4 or 3 SCE (Fig. a, b) matches the criterion of dynamic stability and it determines the dynamically non-stable BHA for the modeling conditions of the uncertain input information (Fig. c).

**Summary**

Thus, the choice principles of multi-supported BHAs for the stabilization of well inclined sections were formulated and illustrated by the example of the Yablunivske GCF wells. They are based on the search procedure of the optimum alternative from a certain class of BHA, which takes into account the system of functional requirements and constraints. Moreover, these



жень. Причому ці обмеження обґрунтовують за результатами аналізу характеристик КНБК у подібних гірничогеологічних і технічних умовах. Для умов інформаційної невизначеності запропонована модель допускає аналіз і керування ризиками вибору КНБК.

restrictions can be proved according to the results of the BHA characteristics analysis in similar mining, geological and technical conditions. The developed model allows the analysis and risk management during the BHA choice for the conditions of information uncertainty.

#### Список літератури / References

1. **Григулецкий В.Г.** Проектирование компоновок нижней части буровой колонны / В.Г. Григулецкий, В.Т. Лукьянов. – М.: Недра, 1990. – 302 с.
2. **Калинин А.Г.** Бурение наклонных и горизонтальных скважин: справочник / А.Г. Калинин, Б.А. Никитин, К.М. Солодкий, Б.З. Султанов. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
3. **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.
4. **Мислюк М.А.** Буріння свердловин: довідник: у 5 т. / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – Т. 3.: Вертикальне та скерване буріння. – 294 с.
5. **Мыслюк М.А.** Совершенствование технологии обработки трехшарошечных долот при роторном бурении скважин / М.А. Мыслюк, Р.И. Стефурак, И.И. Рыбчич, Ю.М. Василюк. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. – 212 с.
6. **Гречин Е.Г.** Проектирование технических средств для бурения искривленных скважин: учебное пособие / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников. – Тюмень: Экспресс, 2011. – 254 с.
7. **Мыслюк М.А.** Анализ неориентированных компоновок низа буровой колонны при бурении скважин на Яблунском газоконденсатном месторождении / М.А. Мыслюк, Р.Н. Дольк // НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. – № 4. – С. 26–33.
8. **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.
9. **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.
10. **Мислюк М.А.** Моделювання прийняття технологічних рішень у бурінні / М.А. Мислюк // Нафт. і газова пром-сть. – 2010. – № 3. – С. 11–15.
11. **Мыслюк М.А.** Выбор компоновок низа буровой колонны для бурения скважин на Яблунском газоконденсатном месторождении / М.А. Мыслюк, Р.Н. Дольк // НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. – № 8. – С. 8–14.

#### НОВИНИ

## Норвегія має майже 1,4 млрд т н.е. нерозвіданих ресурсів вуглеводнів

За оцінкою Wood Mackenzie, Норвегія має 1,36 млрд т н.е. нерозвіданих вуглеводневих ресурсів, 60 % із яких становить комерційне значення і їх розробка може принести прибуток у сумі 106 млрд дол. США. Нерозвідані ресурси розташовані в норвезькому континентальному шельфі, половина з них припадає на Північне море, інша – знаходиться в Норвезькому та Баренцовому морях.

Серед нерозвіданих ресурсів, як вважає Wood Mackenzie, 660 млн т н.е. – економічно вигідні для розробки, 220 т н.е. – потенційно економічні, решта – не представляють комерційного інтересу, а отже, не вводяться у розробку.

Оскільки інвестори зацікавлені отримати більші дивіденди і скоріше повернути вкладені капітали, складні і більш капіталомісткі проекти можуть бути відтерміновані і, за певних обставин, взагалі не реалізовані.

За матеріалом <http://www.ogj.com/articles/2014/08/woodmac-norway-s-10-billion...>

## Польща розширює потужності терміналу ЗПГ

Польща планує розширити потужності зберігання газу на терміналі ЗПГ у Свіноуйсьце, довівши їх до половини від обсягу споживання газу в країні. Це пов'язано з політикою, спрямованою на диверсифікацію джерел постачання газу і зменшення залежності від імпорту російського газу. Спорудження третьої ємності для зберігання газу на терміналі дасть можливість довести загальну потужність зберігання газу до 7,5 млрд м<sup>3</sup>.

За матеріалом <http://www.ingworldnews.com/polish-lng-terminal-storage...>