

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
НАФТИ І ГАЗУ

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

ДОЛИК РУСЛАН МИКОЛАЙОВИЧ

УДК 622.24.001.57

ДИСЕРТАЦІЯ
ВИБІР НЕОРІЄНТОВАНИХ КОМПОНОВОК НИЗУ БУРИЛЬНОЇ
КОЛОНИ ДЛЯ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН РОТОРНИМ СПОСОБОМ

05.15.10 – Буріння свердловин
18 Виробництво та технології

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук
(доктора філософії)

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело
_____ Р.М. Долик

Науковий керівник Мислюк Михайло Андрійович, доктор технічних наук,
професор

Івано-Франківськ – 2018

АНОТАЦІЯ

Долик Р. М. Вибір неорієнтованих компоновок низу бурильної колони для буріння свердловин роторним способом. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук (доктора філософії) за спеціальністю 05.15.10 – Буріння свердловин. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2018.

Проаналізовано сучасний стан технологій буріння стабілізованих ділянок стовбурів свердловин, статичні і динамічні моделі компоновок низу бурильної колони (КНБК), принципи вибору неорієнтованих КНБК. Відзначено, що вибір неорієнтованих КНБК, як правило, здійснюється для сталих значень зенітного кута, параметрів режиму буріння, без врахування параметрів свердловини (локальні нерівності стінок, наявність локальних каверн). Наведено принципи оцінювання якості технологічних операцій при бурінні свердловин.

На основі моделі з гнучким вибором критерію оптимальності і врахування вимог до якості сформульовано загальну задачу вибору технологічних рішень для буріння стабілізованих ділянок свердловин. Клас локальних критеріїв оптимальності включає вартість та час буріння стабілізованих ділянок свердловин. Побудовано декомпозицію загальної задачі як строгої послідовності задач вибору складу та властивостей бурового розчину, способу і режиму буріння, КНБК із використанням відповідних локальних критеріїв та систем обмежень.

Запропоновано статистичну модель вибору неорієнтованих КНБК в умовах інформаційної невизначеності (зенітний кут свердловини, параметри режиму буріння, координати точок контакту опорно-центрувальних елементів (ОЦЕ) зі стінкою свердловини, наявність локальних каверн). Пошук оптимального варіанту здійснюється за допомогою методу статистичного моделювання у деякому класі багатоопорних КНБК із умови мінімізації ризику невідповідності статичних і динамічних характеристик.

Вивчено вплив математичної моделі кінцевого елемента (лінійної, квадратичної і кубічної) та його довжини на результати оцінок статичних і динамічних характеристик КНБК. Це дає змогу обґрунтувати числові параметри моделі кінцевих елементів для розрахунку характеристик КНБК у програмному середовищі «ANSYS».

Уточнено алгоритм розрахунку статичних і динамічних характеристик неорієнтованих КНБК із неповнорозмірними ОЦЕ у програмному середовищі «ANSYS», реалізація якого зводиться до задачі вибору розрахункової моделі у класі можливих поєднань контактів неповнорозмірних ОЦЕ зі стінкою свердловини. Відповідно до варіаційного принципу Релея – Рітца приймається розрахункова модель із мінімальною питомою енергією деформації низу бурильної колони від вибою до точки дотику обважнених бурильних труб (ОБТ) зі стінкою свердловини.

Із використанням евристичних ідей, методів планування числових експериментів і статистичного моделювання побудовано алгоритм проектування КНБК для заданих умов буріння. Реалізація алгоритму зводиться до формування класу допустимих варіантів КНБК, побудови альтернативного варіанту КНБК із відповідними статичними і динамічними характеристиками, оцінки ризиків варіанту КНБК з урахуванням інформаційної невизначеності та їх аналізу, прийняття рішення про доцільність використання варіанту КНБК у заданих умовах буріння.

Із використанням методу статистичного моделювання досліджено вплив невизначеності координат точок контакту ОЦЕ зі стінкою свердловини на характеристики КНБК, які застосовувались при бурінні вертикальної та похилих ділянок св. 172 Мелехівська. Залежно від умов буріння (зенітний кут свердловини, кількість та розміщення ОЦЕ, їх конструктивні особливості, параметри режиму буріння) відзначено вагомий вплив координат точок контакту ОЦЕ зі стінками свердловини на деякі статичні та, в окремих випадках, динамічні характеристики КНБК.

Вивчено вплив інформаційної невизначеності про зенітний кут свердловини, навантаження на долото, частоту обертання долота, точки контакту ОЦЕ зі стінкою свердловини та наявність локальних каверн на характеристики КНБК, яка використовувалась при бурінні вертикальної ділянки св. 73 Семиренківська. Встановлено, що інформаційна невизначеність про умови буріння значною мірою впливає на статичні і динамічні характеристики КНБК.

Із використанням методів планування числових експериментів досліджено вплив зносу ОЦЕ на характеристики підібраних багатоопорних КНБК для буріння умовно вертикальної та похилої ділянок свердловини. Побудовано залежності $F_d(\delta_2, \delta_3, \delta_4) = idem$, які дають можливість оцінити допустимі зноси ОЦЕ для забезпечення умови стабілізації напрямку стовбура свердловини. Встановлено, що знос ОЦЕ може призвести до відсутності його контакту зі стінкою свердловин і не впливає на динамічну стійкість КНБК.

Вивчено вплив довжини калібрувальної поверхні ОЦЕ на показники ризику підбраної багатоопорної КНБК для буріння похилої ділянки свердловини. Встановлено, що збільшення довжини калібрувальної поверхні першого ОЦЕ призводить до збільшення показника ризику (внаслідок порушення умови стабілізації), а зміна довжини калібрувальної поверхні інших ОЦЕ майже не впливає на показники ризику.

Досліджено характеристики КНБК зі здвоєними ОЦЕ для трьох розмірів долота (295,3; 215,9 і 165,1 мм) та трьох конфігурацій їх розташування. Із умови мінімуму відхиляючої сили на долоті отримано оптимальні довжини здвоєних ОЦЕ, які для трьох розмірів долота і трьох конфігурацій КНБК становлять 0,5 м, причому в усіх випадках КНБК відповідають умові динамічної стійкості.

На основі аналізу промислових даних побудовано статистичні оцінки впливу відхиляючої сили на показники роботи доліт (проходка на долото, час механічного буріння, механічна швидкість буріння). Встановлено, що для буріння вертикальних ділянок 444,3- і 393,7-мм долотами існує значущий кореляційний зв'язок між проходкою на долото, механічною швидкістю буріння

та відхиляючою силою (зі збільшенням відхиляючої сили показники роботи долот погіршуються).

За промисловими даними буріння свердловин на Яблунівському газоконденсатному родовищі (ГКР) вивчено статичні і динамічні характеристики КНБК, побудовано статистичні оцінки відхиляючої сили і зенітного кута для вертикальних ділянок, а також регресійні моделі залежності інтенсивності викривлення від відхиляючої сили на долоті і реакцій на ОЦЕ для похилих ділянок.

Вивчено статичні та динамічні характеристики КНБК за даними буріння похилих ділянок свердловин на Мелехівському ГКР. Показано, що у більшості випадків КНБК відносяться до динамічно нестійких. Побудовано статистичні оцінки відхиляючої сили на долоті, точки дотику ОБТ зі стінкою свердловини та показників якості стовбура свердловини. Встановлено статистичний зв'язок між відхиляючою силою на долоті, точкою дотику ОБТ зі стінкою свердловини та показниками якості стовбура свердловини.

На основі аналізу промислових даних буріння вертикальних свердловин на Семиренківському ГКР вивчено статичні і динамічні характеристики КНБК. Показано, що в умовах відсутності локальних каверн КНБК мають задовільні статичні характеристики для попередження викривлення і в окремих інтервалах динамічно нестійкі з високими відношеннями амплітуд $a_{\text{ОБТ}}/a_{\text{Д}}$. Побудовано оцінки статистичних характеристик відхиляючої сили на долоті і показників якості стовбура свердловини. Встановлено статистичний зв'язок між відхиляючою силою на долоті та показниками якості стовбура свердловини і цементування обсадних колон.

На основі виконаних досліджень і за результатами аналізу промислових даних розроблено та затверджено рекомендації з вибору неорієнтованих КНБК для буріння свердловин роторним способом на Яблунівському, Мелехівському та Семиренківському ГКР. Наведено рекомендації щодо використання КНБК із неповнорозмірними та здвоєними ОЦЕ. Для КНБК із неповнорозмірними ОЦЕ важливою вимогою є забезпечення контакту ОЦЕ зі стінками свердловини та

включення у склад першого (від долота) повнорозмірного ОЦЕ. Для повного затухання кривої розподілу амплітуд поперечних коливань рекомендується застосовувати здвоєний ОЦЕ над долотом.

За результатами аналізу промислових даних буріння деяких свердловин на Яблунівському ГКР проілюстровано вибір багатоопорних КНБК для вертикальних та похилих ділянок свердловин. Обґрунтовано систему функціональних вимог та обмежень на характеристики КНБК для трьохшарошкових доліт і доліт РДС. Рекомендовані варіанти КНБК включають від чотирьох до шести ОЦЕ з низькими показниками ризику.

На основі аналізу промислових даних наведено фрагменти задачі вибору технологічних рішень для буріння похилих ділянок свердловин на Мелехівському ГКР. Запропоновано варіанти багатоопорних КНБК для забезпечення якості стовбурів свердловин і низьких показників їх ризику.

Наведено результати вибору неорієнтованих КНБК для буріння в умовах інформаційної невизначеності вертикальних свердловин на Семиренківському ГКР. Запропоновано чотири варіанти КНБК для 444,5-мм доліт та два варіанти для 311,1-мм доліт. Клас КНБК включає від двох до чотирьох повнорозмірних ОЦЕ.

Ключові слова: динамічні характеристики, інтенсивність викривлення, інформаційна невизначеність, компоновка низу бурильної колони (КНБК), критерій вибору, опорно-центрувальні елементи (ОЦЕ), оцінка ризиків, показники відробки доліт, система обмежень, статичні характеристики, якість стовбура свердловини, якість технологічних операцій.

ABSTRACT

Dolyk R. M. Selection of non-steerable bottomhole assemblies for rotary well drilling. – Qualifying scientific work on the manuscripts copyright.

Dissertation for obtaining an academic degree of candidate of technical sciences (doctor of philosophy) in major 05.15.10 – Well drilling. – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2018.

The current state of drilling technology of vertical and inclined wellbore sections, static and dynamic bottomhole assemblies (BHA) models, principles of non-steerable BHA selection have been analyzed. It has been noted, that non-steerable BHA selection, as a rule, is carried out for the constant values of zenith angle, drilling parameters, and also the parameters of the well (local wall inequalities, the presence of local caverns) are taken into account. The principles of technological operations quality evaluation have been given.

General task of selection technological decisions for drilling vertical and inclined well sections has been formulated based on the model with a flexible selection of the optimality criteria and taking into account the quality requirements. The local optimality criteria includes the cost and time of drilling sections. Decompositions of general task has been built, as a strict sequence of tasks for selection of the composition and properties of drilling mud, method and drilling parameters and BHA with use of appropriate local criteria and constrains.

Statistical model of non-steerable BHA selection in the conditions of information uncertainty (zenith angle, drilling parameters, coordinates of contact points of supporting and centralizing elements with wellbore, presence of local caverns) has been proposed. The search for the optimal variant is carried out using the statistical simulation method in a certain class of multi-supported BHA from the condition of minimizing the risk of discrepancy of static and dynamic characteristics.

The influence of the mathematical model of the finite element has been studied (linear, quadratic, and cubic) and its length on the results of assessments of static and dynamic characteristics of the BHA. This allows to justify the numerical parameters of

the model of finite elements for the calculation of the characteristics of the BHA in the «ANSYS» software environment.

Algorithm for calculating the static and dynamic characteristics of non-steerable BHA with non-gauged supporting and centralizing elements in the «ANSYS» software environment has been specified. Algorithm realization is reduced to the task of calculating model selection in the class of contacts possible combinations of non-gauged supporting and centralizing elements with the wellbore. In accordance with the Rayleigh-Ritz variational principle, it is adopted that the calculation model with a minimum specific energy of the bottomhole assembly deformation from the wellbore bottom to the contact point with the well wall.

Using the heuristic ideas, experiment planning methods and statistical simulation, an algorithm for designing the BHA for the given drilling conditions has been built. The implementation of the algorithm is reduced to the class formation of BHA admissible variants, building of BHA alternative variant with the corresponding static and dynamic characteristics, risk assessment of BHA variant taking into account information uncertainty and their analysis, making a decision on the expediency of using the BHA variant under the given drilling conditions.

Using the statistical modeling method, the influence of the uncertainty of the contact points coordinates of the supporting and centralizing elements with the well wall on the BHA characteristics has been researched, which were used for drilling vertical and inclined sections of 172 Melekhivska well. Depending on drilling conditions (zenith angle, number and location of the supporting and centralizing elements, their design features, drilling parameters), significant influence of the coordinates of the supporting and centralizing elements contact points with the well walls has been noted on some static and, in some cases, dynamic characteristics of the BHA.

The influence of the information uncertainty about zenith angle, weight on the bit, bit speed, contact points of supporting and centralizing elements with well wall and presence of local caverns on BHA characteristics has been studied, which was used for drilling a vertical section of 73 Semyrenkivska well. It has established that the

information uncertainty about the drilling conditions greatly affects BHA static and dynamic characteristics.

Using the experimentation planning methods, the effect of supporting and centralizing elements wear on the characteristics of selected multi-supported BHA for drilling vertical and inclined well sections has been investigated. The dependence $F_{\text{D}}(\delta_2, \delta_3, \delta_4) = \text{idem}$, which makes it possible to estimate permissible supporting and centralizing elements wear to ensure the stabilization condition of wellbore direction. It has been shown that, supporting and centralizing elements wear may result in the absence of contact with wellbore wall and does not affect the BHA dynamic stability.

The influence of calibration surface length of supporting and centralizing element on the risk indicators of the selected multi-supported BHA for drilling inclined sections has been studied. It has been investigated that, increasing the calibration surface length of the first supporting and centralizing element leads to an increase in the risk index (due to violation of the stabilization condition), while change in the calibration surface length of the of other supporting and centralizing elements does not have a significant effect on the risk indicators.

BHA characteristics with doubled supporting and centralizing elements has been studied for three bit sizes (295.3, 215.9, and 165.1 mm) and three configurations of their location. On condition of minimum bit side force, the optimal length of the doubled supporting and centralizing elements have been obtained, which for three bit sizes and configurations equal 0.5 m and in all cases BHA are dynamically stable.

Based on field data analysis, statistical estimations of the influence of bit side force on drill bit performance (footage per bit, net time on bottom, penetration rate) have been built. It has been investigated, that for drilling vertical sections (444.3- and 393.7-mm drill bit) there is significant correlation link between footage per bit, penetration rate and bit side force (with increase of bit side force, the drill bit performances are worsened).

BHA static and dynamic characteristics have been studied based on field data of well drilling on Yablunivske gas condensate field. Statistical estimations have been built for bit side force and zenith angle for vertical sections and dependence regression

models of dogleg severity from bit side force and reactions on supporting and centralizing elements for inclined well sections.

BHA static and dynamic characteristics has been studied based on field data of inclined well sections drilling on Melekhivske gas condensate field. Statistical estimations of bit side force, contact point drill collar with wellbore wall and wellbore quality indicators have been built. Statistical connection between bit side force, contact point drill collar with wellbore wall and wellbore quality indicators have been built.

Based on field data analysis about drilling vertical wells on Semyrenky gas condensate field, static and dynamic characteristics of BHA has been studied. It has been shown that on condition of local caverns absence, BHA have satisfactory static characteristics to prevent deviation and for some sections have dynamically unstable characteristics with high amplitude ratios. Statistical evaluation characteristics of bit side force and wellbore quality indicators have been built. Statistical connection between bit side force and wellbore quality indicators, casing cementing has been estimated.

Based on performed researches and field data analysis results, recommendations of non-steerable BHA selection for rotary well drilling have been developed and approved on Yablunivske, Melekhivske and Semyrenky gas condensate fields. The recommendations for BHA use with non-gauged and doubled supporting and centralizing elements. For BHA with non-gauged supporting and centralizing elements, it is essential to provide contact supporting and centralizing elements with well wall and inclusion in the configuration the first (from a bit) gauged supporting and centralizing element. For full damping of the distribution curve of the transverse oscillation amplitudes, it is recommended to use doubled supporting and centralizing element over a bit.

According to field data analysis about some wells drilling on Yablunivske gas condensate field, selection of multi-supported BHA for drilling vertical and inclined sections has been illustrated. System of functional requirements and constraints on the BHA characteristics for three-cone bits and PDC bits has been substantiated.

Recommended BHA variants include from four to six supporting and centralizing elements with low risk indicators.

Based on field data analysis, fragments of selection task of technological solutions for the drilling inclined sections on Melekhivske gas condensate field have been given. Multi-supported BHA variants has been proposed to ensure the wellbore quality and low risk indicators.

The selection results of non-steerable BHA for drilling in information uncertainty conditions of vertical wells on Semyrenky gas condensate field have been given. Four variants of BHA for 444.5-mm drill bits and two variants for 311.1-mm drill bits have been proposed. The BHA class consists from two to four gauged supporting and centralizing elements.

Keywords: dynamic characteristics, dogleg severity, information uncertainty, bottom hole assembly (BHA), selection criteria, supporting and centralizing element, risk assessment, indexes of drilling bit wear, system of constraints, static characteristics, wellbore quality, quality of technological operations.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Статті, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації

1 Мыслюк М. А., Долык Р. Н. Анализ неориентированных компоновок низа бурильной колонны при бурении скважин на Яблуновском газоконденсатном месторождении. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2014. №4. С. 26–33.

2 Мыслюк М. А., Долык Р. Н. Выбор компоновок низа бурильной колонны для бурения скважин на Яблуновском газоконденсатном месторождении. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2014. №8. С. 8–14.

3 Мыслюк М. А., Долык Р. Н. О выборе технологических решений для бурения наклонных участков скважин. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2016. №4. С. 4–13.

4 Оценка эффективности компоновок низа бурильной колонны при бурении глубоких скважин на Семиренковском газоконденсатном месторождении / М. А. Мыслюк и др. *Бурение и нефть*. 2016. №12. С. 22–27.

5 Мыслюк М. А., Долик Р. М. Принципи вибору компоновок низу бурильної колони для буріння похилих ділянок. *Нафтогазова галузь України*. 2014. №5. С. 7–15.

6 Мыслюк М. А., Долик Р. М. Вибір стабілізованих компоновок низу бурильної колони для буріння свердловин. *Нафтогазова галузь України*. 2016. №1. С. 26–34.

Тези наукових конференцій

7 Мыслюк М. А., Долик Р. М. Вибір технологічних рішень для буріння стабілізованих ділянок свердловин. *Міжнародна конференція GeoDrilling II «Буріння і розкриття пластів – 2017»* : матеріали конференції. Полтава, 2017. С. 43–47.

8 Мыслюк М. А., Долык Р. Н. О повышении эффективности бурения стабилизированных стволов скважин. *Булатовские чтения* : материалы

I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) : в 5 т. : сборник статей. Т.3. Краснодар. 2017. С. 187–194.

9 Dolyk R. Selection of non-steerable bottom hole assemblies for rotary well drilling. *International Fuel Congress* : Congress book, Ivano-Frankivsk, 10-12 December 2015. Ivano-Frankivsk, 2015. P. 26.

10 Dolyk R. Principles of making technological decisions for drilling inclined well sections. *East meets West* : 7th edition of International Student Petroleum Congress & Career Expo, Krakow, 20-22 April 2016. Krakow, 2016. P. 55.

Патенти

11 Компоновка низу бурильної колони: пат. 113814 Україна. №: u201609468 ; заявл. 12.09.16 ; опубл. 10.02.2017, Бюл. №3.

12 Компоновка низу бурильної колони: пат. 123595 Україна. № u201711214 ; заявл. 16.11.17 ; опубл. 26.02.2018, Бюл. №4.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
РОЗДІЛ 1	
СУЧАСНИЙ СТАН ТЕХНОЛОГІЙ БУРІННЯ СТАБІЛІЗОВАНИХ ДІЛЯНОК СТОВБУРІВ СВЕРДЛОВИН	
8	8
1.1 Технології буріння стабілізованих ділянок стовбурів свердловин.....	8
1.2 Статичні моделі КНБК.....	12
1.3 Динамічні моделі КНБК	15
1.4 Принципи вибору неорієнтованих КНБК.....	19
1.5 Система якості технологічних операцій	22
Висновки до першого розділу.....	23
РОЗДІЛ 2	
МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ ПРИЙНЯТТЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІШЕНЬ ДЛЯ БУРІННЯ СТАБІЛІЗОВАНИХ ДІЛЯНОК СВЕРДЛОВИН.....	
24	24
2.1 Загальна задача прийняття технологічних рішень	24
2.2 Принципи вибору ефективних технологічних рішень	27
2.3 Модель вибору неорієнтованих КНБК	29
2.4 Особливості розрахунку характеристик КНБК із неповнорозмірними ОЦЕ.....	42
2.5 Алгоритми вибору неорієнтованих КНБК	46
Висновки до другого розділу	52
РОЗДІЛ 3	
ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ФАКТОРІВ НА ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕОРІЄНТОВАНИХ КНБК	
54	54
3.1 Дослідження характеристик КНБК	54
3.2 Вплив параметрів ОЦЕ на характеристики КНБК	60
3.3 Оцінка ефективності КНБК.....	68
3.4 Дослідження характеристик КНБК зі здвоєними ОЦЕ.....	74
Висновки до третього розділу.....	87

РОЗДІЛ 4

АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ НЕОРІЄНТОВАНИХ
КОМПОНОВОК НИЗУ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ НА ДЕЯКИХ

РОДОВИЩАХ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ	89
4.1 Оцінка впливу відхиляючої сили на долоті на показники їх роботи.....	89
4.2 Аналіз КНБК при бурінні свердловин на Яблунівському ГКР	93
4.3 Результати аналізу КНБК при бурінні стабілізованих ділянок свердловин на Мелехівському ГКР	102
4.4 Результати аналізу КНБК при бурінні стабілізованих ділянок свердловин на Семиренківському ГКР	113
Висновки до четвертого розділу	123

РОЗДІЛ 5

РОЗРОБКА РЕКОМЕНДАЦІЙ З ВИБОРУ НЕОРІЄНТОВАНИХ КНБК
ДЛЯ БУРІННЯ СТАБІЛІЗОВАНИХ ДІЛЯНОК СВЕРДЛОВИН

НА РОДОВИЩАХ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ	125
5.1 Розробка рекомендацій з вибору КНБК.....	125
5.2 Вибір КНБК для буріння свердловин на Яблунівському ГКР	127
5.3 Приклади вибору технологічних рішень при бурінні свердловин на Мелехівському ГКР.....	133
5.4 Вибір КНБК для буріння свердловин на Семиренківському ГКР	138
Висновки до п'ятого розділу	142

ВИСНОВКИ	144
----------------	-----

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	146
----------------------------------	-----

ДОДАТКИ	162
---------------	-----

ВСТУП

Обґрунтування вибору теми дослідження. Один із шляхів до енергонезалежності України лежить через нарощування обсягів видобутку вуглеводневої сировини, що вимагає значного збільшення об'ємів буріння пошуково-розвідувальних свердловин.

На даний час спорудження нафтових і газових свердловин здійснюється у важкодоступних місцях та вже в освоєних регіонах країни, що зумовлює необхідність буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин. Вертикальні і похилі ділянки, інакше кажучи стабілізовані, складають більшу частину траєкторії свердловин, які переважно проходять роторним способом буріння.

Буріння стабілізованих ділянок свердловин включає сукупність технологічних операцій, серед яких найбільш ваговою для забезпечення якості є поглиблення свердловини.

Якість стовбура свердловин характеризується геометричними параметрами траєкторії, формою і діаметром поперечного перерізу, залежить від геологічних, технічних і технологічних факторів та оказує вагомий вплив на ефективність спорудження і подальшої експлуатації свердловин.

Ефективність технології буріння стабілізованих ділянок свердловин багато в чому залежить від застосування КНБК, що визначає якість стовбура свердловини і техніко-економічні показники роботи доліт. Це зумовлює поліфункціональні вимоги до вибору КНБК, які визначаються гірничогеологічними і технічними умовами буріння. Вибір КНБК вимагає інформації про вплив режимно-технологічних параметрів на викривлення свердловини у відповідних умовах буріння.

Проблема вибору КНБК у різних її аспектах вивчалась вітчизняними і закордонними науковцями. Зокрема, слід відмітити наукові праці таких авторів: Александрова М.М., Белорусова В.О., Беляєва В.М., Васька І.А., Воєвідка І.В., Гречіна Є.Г., Григулецького В.Г., Гулізаде М.П., Гуляєва В.І., Іоанесяна Р.А.,

Ишемгужина Е.І., Калініна А.Г., Кауфмана Л.Я., Кунцяка Я.В., Мислюка М.А., Мойсишина В.М., Новікова В.Д., Овсяннікова А.С., Оганова А.С., Поваліхіна А.С., Семака Г.Г., Солодкого К.М., Стефурака Р.І., Султанова Б.З., Фриза І.М., Чудика І.І., Янтурина Р.А., Яремійчука Р.С., Allen M.B., Amara M.H., Bailey J.R., Bernt S., Chandra U., Chen D.C., Dareing D., Dunayevsky V.A., Hoch R., Lubinski A., Millheim K., Mitchell R.F., Walker B.H., Wiley C., Woods H.V. та ін.

Огляд опублікованих наукових праць за даною проблемою дозволив визначитись у методології вибору неорієнтованих КНБК для буріння стабілізованих ділянок свердловин на основі статистичної моделі прийняття технологічних рішень в умовах інформаційної невизначеності.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана згідно тематичних планів наукових досліджень Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу та відповідає державній галузевій програмі «Енергетична стратегія України на період до 2030 року» (розділ 6, пп. 6.1.2 і 6.2.2).

Мета і завдання досліджень. Метою дослідження є покращання характеристик неорієнтованих КНБК для буріння стабілізованих ділянок свердловин роторним способом.

Досягнення поставленої мети пов'язане з вирішенням таких основних завдань досліджень:

1. Розробка моделі вибору неорієнтованих КНБК із урахуванням поліфункціональних вимог для буріння свердловин роторним способом.
2. Дослідження впливу інформаційної невизначеності про умови буріння стабілізованої ділянки свердловини на характеристики неорієнтованих КНБК.
3. Аналіз технологій буріння стабілізованих ділянок свердловин на деяких родовищах Дніпровсько-Донецької западини.
4. Розробка і апробація рекомендацій з вибору неорієнтованих КНБК для буріння стабілізованих ділянок свердловин на деяких родовищах Дніпровсько-Донецької западини.

Об'єктом дослідження дисертаційної роботи є неорієнтовані КНБК для буріння свердловин роторним способом, а *предметом дослідження* – статичні та динамічні характеристики КНБК в умовах інформаційної невизначеності.

Методи дослідження. Вибір неорієнтованих КНБК обґрунтовано з використанням статистичної моделі прийняття технологічних рішень. Оцінку ефективності КНБК побудовано методом статистичного моделювання (Монте-Карло). Статичні і динамічні характеристики КНБК в умовах інформаційної невизначеності досліджено з використанням методів планування числових експериментів та програмного забезпечення ЗАТ «Агронафта» і програмного середовища «ANSYS». Обробку промислових даних геометричних параметрів стовбура свердловин, відробки бурових доліт і характеристик КНБК виконано на основі статистичних процедур аналізу даних (оцінювання параметрів, кореляційний і регресійний аналізи, перевірка гіпотез).

Наукова новизна одержаних результатів

Формалізовано загальну задачу вибору технологічних рішень для буріння стабілізованих ділянок свердловин і побудовано її декомпозицію як строгої послідовності задач вибору складу та властивостей бурового розчину, способу і режиму буріння, КНБК із використанням відповідних локальних критеріїв оптимальності та систем обмежень.

Удосконалено методика вибору неорієнтованих КНБК із урахуванням поліфункціональних вимог для реалізації ефективних режимів відробки бурових доліт, забезпечення стабілізації напрямку буріння та якості стовбура свердловини.

Уточнено алгоритм розрахунку статичних і динамічних характеристик неорієнтованих КНБК із неповнорозмірними ОЦЕ, реалізація якого зводиться до вибору розрахункової моделі із мінімальною питомою енергією деформації низу бурильної колони від вибою до точки дотику ОБТ зі стінкою свердловини.

Практичне значення одержаних результатів дисертації полягає у тому, що виконані дослідження складають базу для науково-обґрунтованого вибору неорієнтованих КНБК при бурінні стабілізованих ділянок свердловин з метою

покращання якості стовбура свердловини та підвищення техніко-економічних показників роботи бурових доліт.

За результатами досліджень розроблено і затверджено технологічні рекомендації з вибору неорієнтованих КНБК для буріння свердловин на деяких площах ПрАТ «Нафтогазвидобування» та БУ «Укрбургаз».

Особистий внесок здобувача. Постановку задачі сформульовано науковим керівником професором М.А. Мислюком. Здобувачем самостійно досліджено вплив інформаційної невизначеності на статичні та динамічні характеристики КНБК [52, 53, 64]. Проведено аналіз технологій буріння стабілізованих ділянок свердловин на деяких родовищах Дніпровсько-Донецької западини [53, 61, 63, 64, 75, 128, 129] та розроблено рекомендації з вибору неорієнтованих КНБК для буріння стабілізованих ділянок свердловин роторним способом [38, 39, 52, 53, 54, 62, 63, 64, 128, 129].

Апробація матеріалів дисертації. Основні результати досліджень доповідалися й обговорювалися на міжнародних науково-технічних конференціях: міжнародний паливний конгрес SPE (м. Івано-Франківськ, 10 – 12 грудня 2015 р.); міжнародна конференція «EastMeetsWest» (м. Краків, 20 – 22 квітня 2016 р.); міжнародна конференція GeoDrilling II «Буріння і розкриття пластів – 2017» (м. Полтава, 15 лютого 2017 р.); міжнародна науково-практична конференція «Булатовские чтения» (м. Краснодар, 31 березня 2017 р.).

Публікації. За матеріалами дисертації опубліковано 12 наукових праць, з яких у співавторстві 6 статей у фахових наукових журналах (в т.ч. 4 статті в іноземних журналах), 4 тези доповідей на міжнародних наукових конференціях та отримано 2 патенти України на корисну модель.

Структура і обсяг роботи. Дисертаційна робота складається зі вступу, 5 розділів, висновків, списку використаних джерел (151 найменування). Викладена на 187 сторінках машинописного тексту, містить 31 рисунок і 53 таблиці.

Автор висловлює щире подяку науковому керівнику докт. техн. наук, проф. Мислюку М.А. за цінні поради в науковій роботі, а також дякує за надану промислову інформацію БУ «Укрбургаз» та ПрАТ «Нафтогазвидобування».

РОЗДІЛ 1

СУЧАСНИЙ СТАН ТЕХНОЛОГІЙ БУРІННЯ СТАБІЛІЗОВАНИХ ДІЛЯНОК СТОВБУРІВ СВЕРДЛОВИН

На даний час у технологіях розробки нафтових і газових родовищ, особливо на їх пізній стадії, широко використовують похило-скеровані і горизонтальні свердловини [4, 11, 35, 36, 57, 66, 92, 93, 96, 98], складовими траєкторій яких є ділянки стовбурів зі стабілізованими (в тому числі умовно вертикальними) та змінними параметрами викривлення. Буріння стабілізованих ділянок стовбурів включає сукупність технологічних операцій поглиблення, спрямованих на забезпечення якості та ефективності спорудження свердловин. Досягнення їх високих функціональних показників потребує комплексного підходу до вибору параметрів технологій буріння, а саме: складу та властивостей бурового розчину, способу і режиму буріння, КНБК і т. ін. [49, 59, 65, 89].

Нижче основна увага приділяється аналізу технологій буріння стабілізованих ділянок свердловин роторним способом із використанням КНБК, їх статичним і динамічним моделям, принципам вибору [5 – 8, 12 – 27, 30 – 34, 40, 43, 46, 47, 50, 51, 57, 59, 60, 67 – 69, 76, 80, 82, 84, 85, 90, 94, 100 – 102, 105, 106, 109, 110, 114 – 127, 130 – 137, 139, 140, 142, 143, 145 – 151]. Розглядаються питання системи якості технологічних операцій [29, 56, 79].

1.1 Технології буріння стабілізованих ділянок стовбурів свердловин

При бурінні стабілізованих ділянок свердловин використовують КНБК із різним функціональним призначенням і конструктивними особливостями. Основне завдання КНБК полягає у формуванні стовбура свердловини, створенням осьового навантаження на долото та одночасного керування траєкторією свердловини [4, 11, 17, 20, 22, 35, 40 – 44, 57, 66, 98].

До складу КНБК входять різні за функціональним призначенням елементи: породоруйнівний інструмент, ОБТ, вибійний двигун, центратори, калібратори,

стабілізатори, амортизатори, керновідбірний пристрій, роторна керована система, система вимірювання вибійних параметрів LWD/MWD, ударний механізм та інші [4, 11, 17, 20 – 22, 35, 37, 40 – 42, 57, 66, 91, 95, 98, 103 – 106]. КНБК визначається функціональним призначенням, способом буріння, кількістю та місцем розташування елементів, їх геометричними розмірами.

Види КНБК визначаються на основі цілей їх застосування. Розділяють неорієнтовані КНБК для буріння вертикальних та похилих інтервалів свердловин. В основному, розрізняють три типи КНБК: гладка, маятникова і складна [5, 7, 22, 44, 57, 86]. Крім того, як окремий тип виділяють роторну керовану систему [70 – 74, 91, 138].

Гладкі компоновки включають долото, одно-, дво- чи трирозмірні ОБТ та бурильні труби. Ці КНБК не містять у своєму складі ОЦЕ та не знайшли широкого використання на практиці внаслідок того, що вони ефективні лише для буріння порід з низькою тенденцією до викривлення [5, 22, 57, 81, 86].

До складу маятникових компоновок можна віднести долото, ОБТ, ОЦЕ, вибійний двигун та бурильні труби. Принцип дії ґрунтується на використанні ефекту виска під дією відхиляючої сили, яка направлена до вертикалі. В переважній більшості ці компоновки застосовуються для буріння вертикальних свердловин у породах із значною тенденцією до викривлення та при обмежених навантаженнях на долото [4, 5, 22, 44, 57, 81, 97].

У складних компоновках використовується ефект жорсткого центрування долота та низу бурильної колони [4, 22, 44, 57, 82, 93, 105, 134], тому їх ще називають жорсткими. Вони складаються з долота, ОБТ та ОЦЕ, кількість яких, зазвичай, перевищує три, що розташовані на невеликій відстані один від одного [4, 22, 44, 57, 82, 93, 105, 134]. Такі компоновки дають змогу забезпечити прямолінійність напрямку стовбура свердловини при високих навантаженнях на долото.

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 [57].

При роторному бурінні відомі компоновки із застосуванням ексцентричних елементів [57]. У таких компоновках вісь КНБК не співпадає з віссю свердловини і вони сприяють попередженню викривлення свердловин та формуванню якісного стовбура. Їх використовують у складних гірничогеологічних умовах.

Також відома технологія буріння стабілізованої ділянки свердловини за допомогою використання обертання ротором орієнтованої КНБК з кривим перехідником [99]. У випадку успіху значно скорочуються затрати часу на буріння за рахунок виключення робіт під час спуско-підймальних операцій для заміни відхиляючої КНБК на стабілізовану.

Керовані системи роторного буріння – це системи, в яких долото рухається по заданій траєкторії при безперервному обертанні бурильної колони. Обертання вибійних компоновок забезпечує ефективне очищення свердловини, знижує ризик прихвату і в кінцевому підсумку дозволяє пробурити більші ділянки свердловини порівняно із бурінням вибійними двигунами. Роторні керовані системи призначенні для буріння як вертикальних, так і похилих ділянок свердловин [70 – 74, 91, 138].

Роторні керовані системи за способом керування зміщенням долота відносно осі свердловини можна розділити на два основних типи [70 – 74, 91, 138]:

«Pushthebit» – відштовхування від стінки свердловини всієї компоновки або більшої її частини, через що створюється тиск на бічну поверхню долота у певному напрямку. До цього типу належать системи «AutoTrak» компанії «BakerHughes INTEQ» і «PowerDrive» компанії «Schlumberger»;

«Pointthebit» – позиціонування долота, яке досягається зсувом привідного валу відносно компоновки або зміною його кривизни, що призводить до зміни кута. До цього типу належать системи «Geo-Pilot» компанії «Halliburton Sperry Drilling Services», «Well-Guide» компанії «Gyrodatta Western Hemisphere».

У зарубіжній та вітчизняній практиці показали високі результати багатоопорні КНБК, до складу яких входили від 4 до 11 ОЦЕ [105, 149]. Необхідно відзначити позитивний результат використання компонок, у яких встановлюють два ОЦЕ відразу над долотом. Ці компоновки забезпечують надійну стабілізацію та якість стовбура свердловини [105, 149].

Відоме застосування жорстких повнорозмірних компонок, до складу яких, окрім ОЦЕ та ОБТ, входять ОБТ із квадратним перерізом [83]. Промислове використання показало зменшення інтенсивності викривлення свердловин. Однак ефективність застосування квадратних ОБТ знижується в міру їхнього зносу, тому їх недоцільно використовувати в геологічних умовах, які схильні до значного каверноутворення.

Відомі позитивні результати застосування жорстких КНБК на території Західної України, де геологічні фактори впливають на викривлення в значній мірі [78]. В складі цих компонок ОЦЕ розташовані на невеликих відстанях від 3 до 5,5 м. Результати використання свідчать про зменшення інтенсивності викривлення.

При бурінні вертикальних свердловин головною метою є попередження викривлення стовбура свердловини. Ця задача може бути вирішена в результаті [57]:

використання так званого ефекту маятника і збільшення при цьому інтенсивності фрезерування стінки стовбура бічною поверхнею долота;

збереження існуючого незначного зенітного кута свердловини;

центрування нижньої частини КНБК шляхом розміщення ОЦЕ на оптимальній відстані від долота;

зменшення викривлення стовбура свердловини за рахунок відхиляючої сили або зміни напрямку осі долота.

КНБК для буріння стабілізованих ділянок свердловин мають забезпечувати постійні значення зенітного та азимутального кутів. При бурінні таких ділянок використовують неорієнтовані компоновки з ОЦЕ, кількість і

місце розташування яких визначають за спеціальними методиками або на основі буріння у відповідних умовах [17, 57].

Відомо, що кількість та місце розташування ОЦЕ впливає на форму свердловини. А.А. Деркач [28] у своїх аналітичних дослідженнях вказує на більш якісний стовбур свердловини при застосуванні жорстких КНБК.

Забезпечення прямолінійності похилої ділянки чи вертикальності свердловини є, як відомо, однією з основних вимог якісного цементування обсадних колон [9, 10]. Також потрібно відмітити, що форма поперечного перерізу стовбура свердловини вагомо впливає на показники якості цементування [9, 10].

1.2 Статичні моделі КНБК

Вибір параметрів КНБК визначається особливостями прийнятої моделі, в основу якої покладено математичне моделювання деформацій осі КНБК. При цьому для однієї і тієї ж розрахункової схеми можливі різні методи розрахунку КНБК [16, 22, 31, 82, 84, 87, 139, 149]. Моделі КНБК в основному ґрунтуються на інтегруванні диференціальних рівнянь пружної осі [16, 22, 31, 82] та на основі енергетичного методу [87, 139, 149].

Р.А. Іоанесян [31] – один із перших дослідників – застосував диференціальне рівняння пружної осі КНБК

$$EI \frac{d^2 w}{dx^2} = -M + \frac{q(l-x)^2}{2} \sin \alpha,$$

де EI – жорсткість на згин елемента низу бурильної колони;

M – момент, що виникає в результаті пружних деформацій;

q – вага одиниці довжини елемента низу бурильної колони;

l – довжина ділянки, що розглядається;

x – повздовжня координати зігнутої осі КНБК;

w – поперечне зміщення пружної осі КНБК;

α – зенітний кут нахилу осі свердловини.

Приблизно в той же час Н.В. Woods та А. Lubinski [16] запропонували досконалішу модель плоского прогину КНБК у похилій свердловині

$$EI \frac{d^2 w}{dx^2} = F_D x - Gw + \int_0^x [(w - \eta) q \cos(\alpha) + (x - \xi) q \sin \alpha] d\xi,$$

де F_D – відхиляюча сила на долоті;

G – навантаження на долото;

ξ – поздовжня координати на осі компоновки;

η – поперечна координати на осі компоновки.

U. Chandra [121] запропонував диференціальні рівняння для дослідження КНБК в умовах плоскої та просторової розрахункових схем. Для плоскої моделі рівняння мають такий вигляд

$$EI \frac{d^4 w}{dx^4} + G \frac{d^2 w}{dx^2} = q.$$

Для просторової моделі враховано крутний момент M , який має сталі значення вздовж всієї КНБК, а рівняння незалежні одне від одного:

$$\begin{aligned} EI \frac{d^4 v}{dx^4} - M \frac{d^3 w}{dx^3} + G \frac{d^2 v}{dx^2} &= q_1; \\ EI \frac{d^4 w}{dx^4} + M \frac{d^3 v}{dx^3} + G \frac{d^2 w}{dx^2} &= q_2, \end{aligned}$$

де v – зміщення в азимутальному напрямку.

В.Г. Григулецький [22] запропонував диференціальні рівняння просторового прогину КНБК, які описують деформовану вісь колони труб відносно стану рівноваги

$$\begin{cases} EI \frac{d^4 w}{dx^4} + M \frac{d^3 v}{dx^3} + \frac{d}{dx} \left[(G - qx \cos \alpha) \frac{dw}{dx} \right] = q \sin \alpha; \\ EI \frac{d^4 v}{dx^4} + M \frac{d^3 w}{dx^3} + \frac{d}{dx} \left[(G - qx \cos \alpha) \frac{dv}{dx} \right] = -\frac{M}{J_{I_0}} qx \sin \alpha, \end{cases}$$

де J – модуль пружності при крученні;

I_0 – полярний момент інерції.

Граничні умови:

на долоті

$$w(0) = 0, w''(0) = 0;$$

у місцях встановлення ОЦЕ

$$w(x) = \pm\Delta, w''(x) = 0;$$

в точці дотику ОБТ зі стінкою свердловини

$$w(L) = \Delta_L, w'(L) = 0, w''(L) = 0,$$

де Δ – радіальний зазор між елементом КНБК та стінкою свердловини.

Пропонується варіаційний спосіб отримання граничних умов [22, 48], однак відсутність точних параметрів цих умов унеможлиблює його практичне використання.

Є.Г. Гречин [21] розглянув розрахунок неорієнтованої КНБК у програмному комплексі «ANSYS», в основу якого покладено числовий розрахунок задач методом кінцевих елементів. Автор порівняв результати розрахунків КНБК, виконаних методом початкових параметрів і в «ANSYS», та вважає їх різницю несуттєвою.

Для розрахунку КНБК не враховується осьове навантаження на долото у [24, 31], тоді як у працях [13, 14, 16, 18, 21, 22, 32, 34, 43, 46, 47, 82, 84, 87, 100, 121, 142, 143, 148, 149] розглядається як предмет дослідження.

У розрахункових схемах [21, 24, 47, 82] не враховувалось повздовжнє розподілене навантаження, а у працях [13, 14, 16, 18, 22, 31, 32, 34, 43, 46, 84, 87, 100, 121, 142, 143, 148, 149] доповнено розрахункову схему цим навантаженням.

Плоска розрахункова модель розглядалась у працях [13, 14, 16, 18, 21, 24, 31, 32, 34, 43, 46, 47, 82, 84, 100, 121, 142, 149], тоді як просторова модель була розглянута у [22, 87, 121, 143, 148].

Аналіз свідчить про використання методик розрахунку КНБК із різною кількістю ОЦЕ, основою яких є опис деформації пружної вісі низу бурильної колони від долота до точки дотику ОБТ зі стінкою свердловини. Точка контакту ОЦЕ зі стінкою свердловини, як правило, відповідає його центру.

1.3 Динамічні моделі КНБК

Відомо, що динамічні коливання є одним з основних факторів впливу на механічну швидкість буріння, показники відробки долота, довговічність бурового інструменту та ефективність роботи геофізичних приладів, що входять до складу КНБК [50, 51, 84, 89, 115 – 117, 122, 124 – 126, 130, 131, 140, 141, 146, 147, 151]. На сьогоднішній день відомо багато досліджень із вивчення динамічних характеристик КНБК.

Коливання бурильної колони умовно поділяють на три основні види: осьові, крутильні та поперечні [25 – 27, 110, 126, 127, 131, 137, 140, 141, 151]. Ці три види коливань мають різний характер, виникають від різних джерел та можуть призвести до проблем під час буріння свердловин. Також має місце поєднання та взаємозв'язок цих коливань, що ускладнює рух низу бурильної колони [140, 146].

Осьові коливання викликані у напрямку осі бурильної колони, тобто у напрямку стовбура свердловини [25, 108]. Вони спричинені рухом бурильної колони вгору і вниз та можуть призвести до явища підстрибування долота на вибої свердловини і до проблем у процесі буріння, таких як поломки долота, зменшення довговічності долота та зниження механічної швидкості буріння [25, 108, 151].

Крутильні коливання – це крутильний рух бурильної колони, основним явищем виникнення яких є «stick-slip». Коливання виникають внаслідок періодичного прискорення та зниження обертання бурильної колони внаслідок моменту тертя на долоті та КНБК [108]. Крутильні коливання призводять до нерегулярного вибійного обертання. Крутильні коливання є досить руйнівними та визначаються як одна з причин втомного руйнування елементів бурильної колони та зносу долота. Вважається, що явище «stick-slip» може призвести до зниження механічної швидкості буріння на 30 – 40 % [108].

Поперечні коливання спостерігаються як рух у поперечному напрямку відносно бурильної колони. Поперечний режим коливання, в основному,

спричинений явищем «whirl». «Whirl» – це ексцентричне обертання бурильної колони або її частини навколо точки, яка не є геометричним центром стовбура [94, 108]. Промисловість відносить поперечні коливання до найбільш руйнівних, які несуть за собою складні поломки елементів КНБК і долота. Взаємозв'язок між долотом/КНБК і стовбуром свердловини призводить до таких проблем, як збільшення діаметра свердловини, поломки обладнання, недостатнього контролю напрямку буріння та втомного руйнування елементів бурильної колони.

Явище «whirl» умовно розділяють для долота та КНБК. «Whirl» долота виникає внаслідок збільшення діаметра свердловини за номінальний діаметр долота, в результаті чого долото обертається навколо стовбура свердловини, створюючи незвичайний рух і високу тенденцію до коливань. «Whirl» КНБК спостерігається обертанням КНБК навколо іншої точки, ніж її геометричний центр. Якщо КНБК рухається вільно навколо стовбура свердловини, то під час обертання це може вплинути на стовбур свердловини та елементи компоновки. «Whirl» КНБК може включати два режими – передній та зворотній, який є комплексом коливального стану, що призводить до поперечного зміщення компоновки і тертя до стінки свердловини. «Whirl» КНБК виникає внаслідок тертя ОЦЕ, дисбалансу чи поперечними коливаннями, спричиненими резонансом.

Дослідження динамічних процесів в основному здійснювалось у напрямі оцінки критичних частот, при яких відбуваються резонансні явища у КНБК [114, 115, 127, 140, 145 – 147]. Вперше дві моделі визначення власних частот були запропоновані американським нафтовим інститутом, при цьому не враховувався розтяг бурильної колони і наявність ОБТ, було знехтувано параметрами стовбура свердловини [114]. Згодом Don W. Dareing [127] дослідив, що основним фактором критичної частоти обертання КНБК є довжина ОБТ, регулюванням якої можна досягти зменшення коливань. Граничні умови на ОЦЕ, механізм затухання та вплив бурового розчину були включені у математичну модель поперечних коливань авторами праці [147].

Розглянемо динамічну модель бурильної колони, що наведена у [130], в якій поєднуються осьові та крутильні коливання з основним осьовим джерелом збурення. В основі математичної моделі покладено теорію динамічної стійкості (припускаючи, що бурильна колона знаходилась у постійному контакті з стінкою свердловини через всю довжину). Враховуються довжина та маса бурильної колони, ОЦЕ, амортизуючий перехідник та густина бурового розчину.

Поперечні деформації бурильної колони у просторово викривленому стовбурі свердловини розглядаються у математичній моделі авторів праці [146]. Модель дозволяє аналізувати поєднані між собою поперечні, осьові та крутильні коливання у частотному діапазоні. Для розрахунку власних частот коливання, розглянуто динамічну модель, в основу якої покладено аналіз частот вимушених коливань. Додатково математична модель включає в'язкі, осьові, крутильні та структурні механізми затухання [145].

Математична модель повздожніх коливань при бурінні шарошковими долотами була розглянута в [89]. Модель побудована для лінійної дисипативної системи з розподіленими параметрами:

$$\frac{E_r}{\rho_r} \frac{\partial^2 u_r}{\partial x^2} = \frac{\partial^2 u_r}{\partial t^2} + 2\beta_r \frac{\partial u_r}{\partial t} - g, \quad r = \overline{1, n}, \quad (1.1)$$

де β_r – коефіцієнт в'язкого тертя для r -ої однорідної секції;

u_r – зміщення r -ої секції з поточною координатою x в момент часу t ;

n – кількість секцій бурильної колони;

ρ_r – густина матеріалу труб.

Характерна особливість моделі (1.1) полягає у граничній умові на долоті, що моделює його взаємодією із вибоєм свердловини. Ця умова враховує еквівалентні пружність та демпфування вибоєм, можливі нерівності його поверхні, а також зміщення і сили, що виникають при взаємодії долота з вибоєм.

Задачу стійкості та вільних коливань обертових бурильних колон, які навантажені повздожньою силою та крутним моментом, розглянуто В.І. Гуляєвим та іншими [26]. Модель враховує статичні і динамічні ефекти механічних факторів для спільної роботи бурильної колони та КНБК:

$$\begin{aligned}
& EI \frac{\partial^4 u}{\partial z^4} - \frac{\partial}{\partial z} \left(H \frac{\partial u}{\partial z} \right) - \frac{\partial^2}{\partial z^2} \left(M \frac{\partial u}{\partial z} \right) - (\rho F + \rho_p F_p) \omega^2 u - 2(\rho F + \rho_p F_p) \omega \frac{\partial w}{\partial t} + \\
& + V^2 \rho_p F_p \frac{\partial^2 u}{\partial z^2} + 2V \rho_p F_p \frac{\partial^2 u}{\partial z \partial t} + \rho F \frac{\partial^2 u}{\partial z^2} = 0; \\
& EI \frac{\partial^4 w}{\partial z^4} - \frac{\partial}{\partial z} \left(H \frac{\partial w}{\partial z} \right) - \frac{\partial^2}{\partial z^2} \left(M \frac{\partial w}{\partial z} \right) - (\rho F + \rho_p F_p) \omega^2 w - 2(\rho F + \rho_p F_p) \omega \frac{\partial u}{\partial t} + \\
& + V^2 \rho_p F_p \frac{\partial^2 w}{\partial z^2} + 2V \rho_p F_p \frac{\partial^2 w}{\partial z \partial t} + \rho F \frac{\partial^2 w}{\partial t^2} = 0,
\end{aligned}$$

де H – поздовжня сила розтягу;

V – швидкість бурового розчину;

F – площа поперечного перерізу колони труб;

ρ_p – густина бурового розчину;

F_p – площа внутрішнього перерізу труби;

ω – кутова швидкість обертання.

Взаємозв'язок осьових та крутильних коливань з використанням доліт PDC розглянуто у праці [137]. Динамічна модель одержана на основі моделі із зосередженими і еквівалентними системними параметрами за допомогою методу Лагранжа. У моделі враховується взаємозв'язок долота з породою для різних фаз ріжучої дії долота PDC. Взаємодія долота з породою моделюється складовими сил тертя та різання, що залежать від контактних характеристик долота з гірською породою, механічних властивостей порід і конструктивних особливостей долота.

У праці [132] основне рівняння руху бурильної колони та КНБК розв'язується методом колокації. Враховано пружність стовбура свердловини з деякою радіальною жорсткістю, поглинання енергії внаслідок породи та наявності фільтраційної кірки. Вплив елемента КНБК чи бурильної колони вивчається як вплив твердого тіла на пружнопластичне середовище, що поглинає деяку енергію та сповільнює відбиття тіла. Граничні умови на долоті приймаються як вільне обертання та вільний поперечний рух стержня і зафіксовані на попередньо визначеній довжині над долотом, де напруження бурильної колони є достатньо високими, щоб прийняти відсутність поперечних

коливань та рефлекторних осьових коливань. Часові залежності враховуються згідно промислових випробувань різних КНБК і поєднань долото – вибійний двигун та аналізуються з використанням моделей нейронних мереж.

1.4 Принципи вибору неорієнтованих КНБК

Вибір типу КНБК, ОБТ, кількості ОЦЕ і їх місця розташування та інших складових елементів проводять на основі вихідних даних про умови буріння і результатів їх статичного та динамічного розрахунків.

До статичного розрахунку належать визначення відхиляючої сили на долоті, кута нахилу осі долота до осі свердловини, реакцій на ОЦЕ, точки контакту ОБТ зі стінкою свердловини та інші [5, 7, 13 – 24, 30, 31, 33, – 36, 40 – 43, 46, 47, 57, 59, 60, 68, 69, 76, 78, 80, 82, 84, 85, 97, 100 – 102, 105, 106, 109, 119, 121, 124, 125, 127, 134, 142, 143, 148 – 150]. До динамічного розрахунку, як правило, відносять власні частоти коливання, амплітудно-частотні характеристики та інші [12, 25 – 27, 40, 50, 51, 59, 84, 94, 95, 110, 115 – 118, 120, 122 – 126, 130 – 132, 135, 137, 147].

На статичний розрахунок, в основному, впливають кількість, місце розташування, зовнішній діаметр ОЦЕ та типорозмір ОБТ. При цьому використовують такі критерії вибору КНБК за статичним розрахунком для буріння стабілізованих ділянок свердловин:

кут нахилу φ_c вектора сили, що діє на долото, до осі свердловини [35, 121];

кут нахилу φ_d долота до осі свердловини [16, 34, 46, 134];

кута нахилу ψ переміщення долота до осі свердловини [14, 22];

кут миттєвого χ переміщення [22].

Деякі автори вважають [24, 46, 105, 149], що для буріння стабілізованих ділянок свердловин потрібно застосовувати більш жорсткі вимоги до вибору КНБК, тому було запропоновано критерій рівності нулю відхиляючої сили на долоті та кута між віссю свердловини і долота.

В.Т. Лук'янов, М.М. Александров, В.Г. Григулецький [43] для вибору КНБК із врахуванням закономірності викривлення свердловини пропонують критерій повного кута траєкторії

$$\psi = \pm \gamma \mp \arctg[(1-h)\operatorname{tg}(\gamma \mp \alpha \mp \mu_0)],$$

де ψ – повний кут траєкторії (кут між дотичною до траєкторії долота в даній точці та вертикаллю) при бурінні в анізотропній породі;

γ – кут падіння пластів;

h – буровий індекс анізотропії гірських порід;

α – zenітний кут свердловини;

μ_0 – кут траєкторії (кут між дотичною до траєкторії долота в даній точці та віссю свердловини) в ізотропній породі

$$\mu_0 = \xi - \arctg[k \operatorname{tg}(\xi - \beta)];$$

ξ, β – відповідно кути нахилу долота і прикладеної до нього результуючої сили (відносно осі свердловини);

k – коефіцієнт бокової фрезерувальної здатності долота.

Умови $\psi / \alpha < 1$, $\psi / \alpha = 1$, $\psi / \alpha > 1$ відповідають зменшенню, стабілізації та збільшенню zenітного кута відповідно.

Для забезпечення надійності роботи геофізичних приладів, що входять до складу КНБК, пропонується критерій мінімального зміщення між осями КНБК і стовбура свердловини та мінімізація згинального моменту [123 – 125]. С.Я. Саврей [85] запропонував критерій розташування двох ОЦЕ для забезпечення прохідності обсадної колони у свердловину. Відомі також деякі інші критерії вибору КНБК за статичним розрахунком [23, 33, 69, 82, 109].

Значна кількість робіт присвячена дослідженню КНБК на власні частоти коливання, яких необхідно уникати під час буріння, оскільки вони спричиняють підвищення інтенсивності коливального руху та призводять до негативних наслідків [110, 123 – 125, 145].

М.А. Мислюк, В.Д. Новіков, А.С. Овсянніков та ін. [84] запропонували вибір стабілізованих КНБК із врахуванням дії поперечних коливань. Для області

допустимих за статичними показниками КНБК (відхиляюча сила на долоті) вибирається та, в якій амплітуда коливань ділянки від вибою свердловини до першої точки контакту ОБТ зі стінкою свердловини менша за амплітуду коливань долота.

В [50] запропоновано критерій інтенсивності динамічної взаємодії трьохшарошкового долота із вибоєм свердловини в процесі буріння, який оцінюється інтегральними характеристиками повздовжніх коливань, такими як величина коливальної потужності на долоті, показники інтенсивності коливань сили на долоті та інші.

Запропоновано критерій вибору КНБК [132], який вказує на стійкість долота у центрі свердловини після взаємодії з породою чи після впливу сил, що відштовхують його. У праці [134] розглянуто деякі конструктивні рішення для прогнозування та зменшення крутильних автоколивань у бурильній колоні.

Основна мета вибору КНБК за J.R.Bailey [116] полягає в тому, щоб отримати компоновку низу з мінімальними показниками коливань для широкого діапазону режимних параметрів буріння. Розглядаються дві форми коливань: поперечний прогин та явище «twirl». Для поперечних коливань ідентичне збурення задається на долоті та оцінюється реакція КНБК. Для режиму «twirl» задається ідентичний дисбаланс для КНБК, щоб дослідити її на стійкість внаслідок дисбалансу та ефекту відцентрових сил.

Використовуються наступні показники оцінки коливань [117, 118]:

показник кінцевої точки викривлення

$$VI_{EP} = \kappa \frac{M_N}{(EI)_N};$$

показник поперечної енергії деформації

$$VI_{SE} = \frac{1}{L} \sum_{i=1}^L \frac{M_i^2}{2(EI)_i};$$

показник суми динамічних реакцій ОЦЕ

$$VI_R = \sqrt{\frac{1}{C} \sum_{j=1}^C R_j^2},$$

де N – останній кінцевий елемент КНБК (від долота); K – нормувальна постійна; L – довжина ділянки; R_j – реакції на ОЦЕ.

Показник кінцевої точки викривлення КНБК описує нормалізований згинальний момент в останньому вузлі моделі [117]. Показник поперечної енергії деформації включає два стани для КНБК та верхньої частини КНБК (товстостінні труби чи ОБТ меншого діаметру). Вибір КНБК обґрунтовується мінімальними значеннями наведених показників.

1.5 Система якості технологічних операцій

Комплекс показників, що характеризують нафтогазову свердловину з позиції виконання основних вимог до неї, визначає якість свердловини як інженерної споруди [29].

Структура системи оцінювання якості свердловин базується на понятті якості свердловин, включає систему критеріїв та систему оцінювання якості свердловин за цими критеріями [2, 3, 9, 10, 29, 56, 58, 77].

Ефективність технологічних операцій поглиблення свердловин визначають критерії, що відповідають мінімальній вартості спорудження свердловин. Критерії ефективності технологічних операцій завершення свердловин мають бути спрямованими на підвищення якості розкриття продуктивних горизонтів і надійності свердловини як технічної споруди.

Якість свердловини залежить від переліку та послідовності технологічних процесів, відповідності їх параметрів гірничогеологічним умовам буріння та інше. Таким чином, цілеспрямований контроль і керування технологічними процесами є невід’ємною частиною системи менеджменту якістю спорудження свердловин.

У працях [29, 56, 79] наводиться система оцінювання якості технологічних операцій, за якою виділяють основні і контрольовані параметри, формують системи обмежень із умов безпечного ведення бурових робіт і забезпечення

якості спорудження свердловини, обґрунтовують критерій оптимальності параметрів операцій.

До основних параметрів відносять такі параметри, які впливають на виконання забезпечення цільових призначень технологічної операції. Контрольовані параметри – це основні параметри, що у відповідності з чинною системою моніторингу та інформаційного забезпечення технологічних процесів буріння свердловин підлягають реєстрації.

Система обмежень на параметри технологічних операцій формується для безпечного ведення бурових робіт, виконання екологічних вимог, попередження ускладнень під час поглиблення і завершення свердловин, забезпечення якості спорудження свердловини.

Запропоновано чотирибальну систему оцінювання якості технологічних операцій (дуже висока, висока, задовільна та незадовільна).

Висновки до першого розділу

Проаналізовано сучасний стан технології буріння стабілізованих ділянок свердловин, статичні і динамічні моделі низу бурильної колони, принципи вибору КНБК та системи якості оцінювання технологічних операцій. Відзначено, що тип і параметри КНБК оказують вплив на траєкторію та якість стовбура свердловини, а форма поперечного перерізу є одним із визначальних факторів якості цементування свердловини. Встановлено, що існуючі методики вибору КНБК не достатньо враховують промислову інформацію та інформаційну невизначеність про зенітний кут свердловини, параметри режиму буріння і параметри свердловини (локальні нерівності стінок, наявність локальних каверн).

За результатами аналізу стану технологій буріння стабілізованих ділянок свердловин обґрунтовано мету та основні завдання досліджень, які наведено у Вступі.

РОЗДІЛ 2

МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ ПРИЙНЯТТЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІШЕНЬ ДЛЯ БУРІННЯ СТАБІЛІЗОВАНИХ ДІЛЯНОК СВЕРДЛОВИН

Підвищення ефективності спорудження нафтових і газових свердловин потребує комплексного підходу для вибору і прийняття технологічних рішень, спрямованих на забезпечення проектних параметрів траєкторії, профілактику ускладнень та аварій, досягнення високих показників поглиблення і якості свердловин [29, 53, 63, 79, 107]. Необхідно відзначити, що якість свердловин визначає їх функціональне призначення і оказує вагомий вплив на показники видобутку вуглеводнів.

У цьому аспекті надзвичайно актуальною є система управління якістю спорудження свердловин, яка визначає бізнес-стратегію високоефективного менеджменту галузі [56]. Нижче формалізовано загальну задачу прийняття технологічних рішень для буріння стабілізованих ділянок свердловин і обґрунтовано методичні засади побудови розв'язку [53, 63, 64], детально розглянуто одну із її важливих складових – модель вибору неорієнтованих КНБК для реалізації відзначених цілей і вимог [53, 63, 64].

2.1 Загальна задача прийняття технологічних рішень

Буріння стабілізованих (умовно вертикальних або похилих) ділянок свердловини включає ряд технологічних операцій, які стосуються поглиблення свердловини та її завершення. Сукупність параметрів (склад і властивості бурового розчину, тип долота, спосіб та режим буріння, КНБК та інші) визначають в заданих умовах техніко-економічні показники поглиблення свердловини та якість стовбура, оказують вплив на якість розкриття продуктивних пластів і кріплення свердловини.

Очевидно, що якість технологій проходження стабілізованих ділянок свердловини визначається геометричними параметрами траєкторії (зенітний та

азимутальний кути, інтенсивність викривлення, радіус кривизни), формою і діаметром стовбура свердловини. Розглянемо з урахуванням вимог до якості задачу прийняття технологічних рішень при бурінні стабілізованих ділянок стовбурів свердловин [53, 63, 64].

Основними елементами задачі прийняття рішення є множини допустимих альтернатив і критеріїв для їх оцінювання [49, 53, 63, 64, 79]. Множина допустимих альтернатив для заданих умов може бути побудованою за рахунок різних поєднань складових (буровий розчин, спосіб буріння, бурове долото, КНБК та ін.) і параметрів (властивості бурового розчину, режим буріння, геометричні характеристики КНБК та ін.) технології буріння стабілізованої ділянки свердловини. Зазначимо, що поєднання відповідних складових технології буріння визначає клас \mathfrak{A} конкурентних альтернатив. У загальному випадку клас \mathfrak{A} включає технології буріння із використанням роторних керованих систем [70 – 74, 91, 138].

Ефективність альтернативних технологій буріння може оцінюватись з використанням одного або декількох критеріїв. Найбільш загальні критерії стосуються вартості з урахуванням відповідних затрат K_1 та часу K_2 буріння стабілізованої ділянки свердловини. У випадку, коли стабілізована ділянка свердловини відноситься повністю або частково до продуктивного пласта, можуть використовуватись критерії якості розкриття K_3 [29, 79].

Задачу вибору параметрів технології проходження стабілізованої ділянки свердловини в класі \mathfrak{A} конкурентних альтернатив формалізуємо у вигляді задачі оптимізації [53, 63, 64]

$$\begin{cases} K_l(p^v) \rightarrow \min, l \in L, v \in \mathfrak{A}, p^v \in D^v; \\ \Phi(p^v) \leq 0, \end{cases} \quad (2.1)$$

де $K_l(p^v)$ – локальний критерій оптимальності в класі L ;

p^v – вектор параметрів технології буріння для v -ої альтернативи;

D^v – область визначення параметрів p^v ;

$\varphi(p^v)$ – система обмежень на параметри технології.

Система $\varphi(p^v)$ визначає технічні і технологічні обмеження на параметри, в тому числі і для забезпечення якості свердловини. В окремих випадках $\varphi(p^v)$ може включати обмеження на деякі із локальних критеріїв оптимальності $K_l(p^v)$.

Модель (2.1) спрощує загальну задачу прийняття рішення у випадку багатокритеріального оцінювання альтернатив, в тому числі за глобальним критерієм із складною ієрархічною структурою [29, 79]. Особливість задачі (2.1) полягає у попередньому виборі із заданого класу L локального критерію оптимальності $K_l(p^v)$, який для заданих умов найкраще відповідає глобальному критерію.

Процедура побудови розв'язку (2.1) зводиться до пошуку оптимальних параметрів p_*^v для кожної альтернативи $v \in \mathcal{V}$, а потім із умови

$$\min_v K_l(p_*^v) \Rightarrow (v_*, p_*) \quad (2.2)$$

визначають оптимальні альтернативу v_* і параметри p_* технології. Відмітимо, що критерії $K_1(p^v)$ або $K_2(p^v)$ у відповідності з системою обмежень $\varphi(p^v)$ в моделі (2.1) забезпечують за допомогою (2.2) вибір технологічних рішень для досягнення високих техніко-економічних показників і якості буріння похилих ділянок свердловин, а критерій $K_3(p^v)$ – високу якість розкриття продуктивних пластів.

Все це потребує використання спеціальних технологій формалізації і розв'язання задач прийняття рішень (2.1), які можуть бути реалізовані у вигляді систем підтримки прийняття рішень або експертних систем. Відзначимо, що модель прийняття технологічних рішень (2.1) відповідає запропонованій в [29, 79] концепції оцінювання якості технологічних операцій.

2.2 Принципи вибору ефективних технологічних рішень

Використання моделі (2.1) для вибору технологічних рішень при бурінні стабілізованих ділянок свердловин відноситься до складних задач. Це зумовлено різноманітністю альтернативних технологій, розмірністю задачі та певними проблемами її інформаційного забезпечення (локальні критерії, система обмежень), яке може бути побудовано на основі промислових даних, результатів лабораторних і промислових досліджень, експертних процедур. Окремі елементи моделі (2.1) можуть бути описані точними, статистичними і нечіткими величинами. Все це ускладнює побудову функціональних залежностей виду $K_l(p^v)$ і $\varphi(p^v)$.

Для вибору оптимальних параметрів p_* технології буріння стабілізованої ділянки свердловини використовується строга послідовність моделей прийняття рішень виду (2.1), тобто її декомпозиція виду

$$\begin{cases} k_{ql}(p_q^v, p_{q-1}^{v*}) \rightarrow \min, q = 1, 2, \dots, l \in L_q, v \in \mathfrak{D}_q, p_q^v \in D_q^v; \\ \varphi_q(p_q^v, p_{q-1}^{v*}) \leq 0, \end{cases} \quad (2.3)$$

де p_{q-1}^{v*} – параметри технологічних рішень із попередніх моделей, причому для $q = 1$ маємо $p_{q-1}^{v*} = 0$.

Послідовність моделей (2.3) формується для відповідних умов буріння, їх цілей та завдань. Наприклад, це моделі вибору бурового розчину, способу і режиму буріння, КНБК (в тому числі із використанням роторних керованих систем).

У кожній q -й моделі використовуються відповідні (причому різні) класи L_q локальних критеріїв оптимальності $k_{ql}(p_q^v, p_{q-1}^{v*})$ та систем обмежень $\varphi_q(p_q^v, p_{q-1}^{v*})$. Залежно від інформаційного забезпечення можуть використовуватися детерміновані, статистичні або нечіткі моделі задач прийняття рішень (2.3).

Так, для q -ї моделі вибору рецептури бурового розчину клас L_q може включати такі критерії оптимальності $k_{q1}(p_q^v)$ [65]: вартість одиниці об'єму рецептури; відповідність показників технологічних властивостей бурового розчину до встановлених параметрів; виносна здатність потоку бурового розчину; стійкість (в тому числі термічна) рецептури; відносне зменшення проникності керна матеріалу. Система обмежень $\varphi_q(p_q^v)$ на концентрації реагентів $p_q^v, v \in \mathfrak{D}_q$ визначається відповідністю технологічних властивостей рецептур бурових розчинів умовам буріння, в тому числі вимогам до якості стовбура свердловини.

Розв'язок задачі (2.3) включає оптимальні рецептуру $v_* \in \mathfrak{D}_q$ і концентрації p_q^{v*} реагентів відповідно з (2.2). Його використовують у наступних моделях прийняття рішень (2.3).

В [89] на основі результатів промислових досліджень і аналізу даних про показники роботи доліт у подібних геологічних умовах буріння запропоновано різні варіанти моделей (2.3) вибору параметрів режиму буріння і типів доліт. У даному випадку клас L_q включає критерії вартості $k_{q1}(p_q^v, p_{q-1}^{v*})$ і часу $k_{q2}(p_q^v, p_{q-1}^{v*})$ буріння стабілізованої ділянки свердловини, в системі φ_q враховується, зокрема, обмеження на продуктивність бурових насосів з метою збереження ерозійної стійкості стінок свердловини.

Зазначимо, що у загальному випадку модель вибору КНБК включає альтернативи із використанням роторних керованих систем [70 – 74, 91, 138] і неорієнтованих компоновок з різною кількістю ОЦЕ [52 – 54, 63, 64, 128, 129]. До важливих вимог при цьому відноситься аналіз і керування ризиками, які пов'язані з інформаційною невизначеністю про геометричні параметри траєкторії, параметри режиму буріння, наявністю локальних каверн та інших випадкових факторів.

2.3 Модель вибору неорієнтованих КНБК

У загальному випадку вибір неорієнтованих КНБК здійснюється з урахуванням поліфункціональних вимог, які відображають її ефективність залежно від технічних, технологічних і природних факторів [52 – 54, 59, 63]. Оскільки низка факторів, що впливають на стабілізацію стовбура свердловини під час буріння є випадковими, то основою для обґрунтування КНБК має бути статистична модель прийняття рішень [52 – 54, 59, 63].

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

$$\begin{cases} R(p^v, a^v) \rightarrow \min, v \in \mathfrak{Q}, p^v \in D^v; \\ \varphi(p^v) \leq 0, \end{cases} \quad (2.4)$$

де $R(p^v, a^v)$ – ризик v -ї КНБК із класу альтернатив \mathfrak{Q} ;

$p^v = (p_1^v, p_2^v, \dots, p_n^v)^T$ – вектор змінних параметрів v -ї КНБК із областю визначення D^v ;

$a^v = (a_1^v, a_2^v, \dots, a_m^v)^T$ – 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 з метою забезпечення ефективності та якості буріння свердловини. Модель (2.4) також враховує інформаційну невизначеність деяких параметрів (зенітний кут свердловини, параметри режиму буріння, координати точок дотику ОЦЕ до стінок свердловини, наявність локальних каверн). Клас \mathfrak{Q}

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 оцінки статичних і динамічних характеристик КНБК за причиною неточної інформації моделі прийняття рішення. Оцінка ризиків будується з використанням методів статистичного моделювання та аналізу одержаних результатів [60].

Для оцінки статичних і динамічних характеристик КНБК в умовах інформаційної невизначеності про контакт ОЦЕ зі стінкою свердловини використано модель для плоскої розрахункової схеми (рис. 2.1) [84, 89].

Диференціальне рівняння поперечної деформації елемента низу бурильної колони

$$\frac{d^2}{dx^2} \left(EI \frac{d^2 w}{dx^2} \right) + \frac{d}{dx} \left(N(x) \frac{dw}{dx} \right) - \omega^2 \rho_m S w = (\rho_m - \rho_p) g S \sin \alpha, \quad (2.5)$$

де $w(x)$ – прогин елемента низу бурильної колони як функція координати x ;

E – модуль пружності матеріалу на розтяг (стиснення); 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 у перерізі x осі колони; G – навантаження на долото; ω – кутова

швидкість обертання долота; ρ_m, ρ_p – відповідно густина матеріалу труби

бурового розчину; g – прискорення сил тяжіння; S – площа поперечного

перерізу труб; α – зенітний кут свердловини.

Статичний розрахунок $w_c(x)$ виконують при $\omega = 0$ в (2.5), а динамічний розрахунок $w_d(x)$ – з нульовою правою частиною (2.5). Граничні умови:

на долоті ($x = 0$)

$$w_c(0) = 0, w_d(0) = a_d, w_c''(0) = 0, w_d''(0) = 0; \quad (2.6)$$

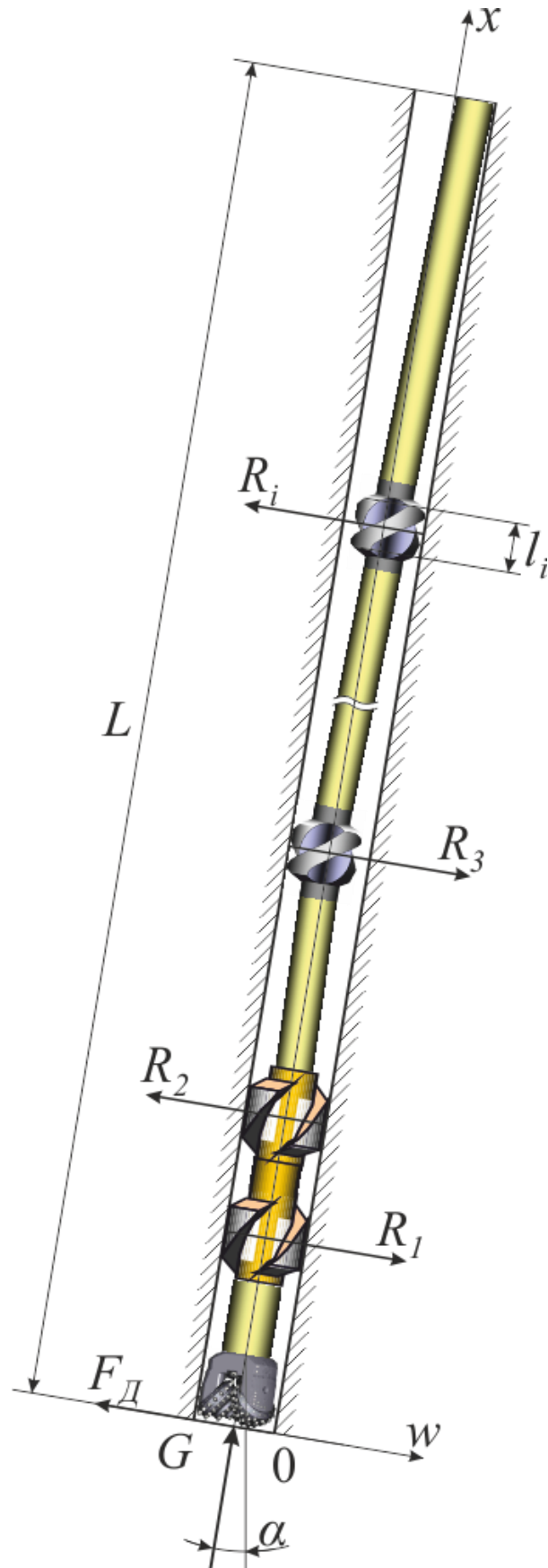


Рисунок 2.1 – Розрахункова схема для оцінки статичних і динамічних характеристик КНБК

у місцях встановлення ОЦЕ ($x_i \pm l_i / 2$)

$$w_c(x_i \pm l_i / 2) = \pm \Delta_i, w_d(x_i \pm l_i / 2) = 0, w_c''(x_i \pm l_i / 2) = 0, w_d''(x_i \pm l_i / 2) = 0; \quad (2.7)$$

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

$$w_c(L) = \Delta_L, w_d(L) = 0, w_c'(L) = 0, w_d'(L) = 0, w_c''(L) = 0, w_d''(L) = 0, \quad (2.8)$$

де Δ_i, Δ_L – радіальні зазори відповідно між ОЦЕ та низом бурильної колони і стінкою свердловини; l_i – довжина калібрувальної поверхні ОЦЕ. Граничні умови (2.6) – (2.8) доповнюються умовами неперервності пружної вісі КНБК.

Зазначимо, що розрахункова схема (див. рис. 2.1) у загальному випадку допускає елементи низу бурильної колони із різними параметрами (в тому числі і поздовжньої сили $N(x)$) у системі рівнянь (2.5). Треба також відмітити невизначеність знаку у граничних умовах (2.7) для неповнорозмірних ОЦЕ. Тому для оцінки статичних і динамічних характеристик КНБК доцільно використати числовий метод – метод кінцевих елементів [84, 89], який ґрунтується на описі повної енергії Π деформації низу бурильної колони від вибою до точки дотику L зі стінкою свердловини, а, саме, кінетичної енергії T поперечних коливань, потенціальної енергії деформацій згину U і стиску V , роботи A_G поперечної складової сили ваги при згині низу бурильної колони

$$\Pi = U + V - T - A_G. \quad (2.9)$$

У відповідності з методом кінцевих елементів [84, 89] низ бурильної колони моделюється сукупністю плоских балочних елементів із чотирма ступенями вільностей (нормальними q_1, q_3 і кутовими q_2, q_4 зміщеннями кінцевих точок елемента), для яких поперечне зміщення апроксимується виразом

$$w(x) = \frac{q_1}{l^3}(2x^3 - 3lx^2 + l^3) - \frac{q_3}{l^3}(2x^3 - 3lx^2) + \frac{q_2}{l^2}(x^3 - 2lx^2 + l^2x) + \frac{q_4}{l^2}(x^3 - lx^2), \quad (2.10)$$

де l – довжина кінцевого елемента.

За допомогою (2.10) описують складові (2.9) для кожного кінцевого елемента і отримують рівняння повної енергії деформації низу бурильної

колони. З використанням варіаційного підходу Релея – Рітца можна одержати систему лінійних рівнянь у матричному вигляді відносно вузлових узагальнених зміщень u у точках кінцевих елементів [84, 89]

$$\{C + GD_G + (\rho_m - \rho_p)g \cos \alpha D_\alpha - \omega^2 M\}u = S(\rho_m - \rho_p)g \sin \alpha f + q, \quad (2.11)$$

де C – приведена глобальна матриця жорсткості низу бурильної колони; D_G , D_α – приведені глобальні матриці геометричної жорсткості від дії осьового навантаження на долото та осьової складової власної ваги; M – приведена глобальна матриця маси низу бурильної колони; f – вектор навантаження від поперечної складової власної ваги; q – вектор (відмінний від нуля при статичному розрахунку), який відповідає вузловим зміщенням точок кінцевих елементів.

Для розрахунку статичних характеристик використовують систему рівнянь (2.11) з $\omega = 0$. Розв’язок статичної задачі (2.5) – (2.8) включає [84, 89]: пошук точки L дотику низу бурильної колони до стінки свердловини; побудову деформованої осі $w(x)$; визначення відхиляючої сили F_d на долоті та реакцій R_i на ОЦЕ.

Динамічні характеристики визначають із системи рівнянь (2.11) з нульовою правою частиною і зводять до побудови кривої розподілу амплітуд $a(x)/a_d$ усталених поперечних коливань, генерованих роботою долота на вибої, і власних частот λ_i коливань низу бурильної колони [84, 89].

Особливість задачі (2.5) – (2.8) полягає у тому, що координати точок дотику ОЦЕ до стінки свердловини є випадковими величинами в інтервалі із статистично незалежними функціями розподілу ймовірностей. Це означає, що результати розв’язку задачі (2.5) – (2.8), тобто статичні і динамічні характеристики КНБК, будуть також випадковими величинами.

Для розв’язку задачі (2.5) – (2.8) використано метод Монте-Карло [88], який зводяться до моделювання локальних каверн, параметрів режиму буріння, зенітного кута стовбура свердловини і координат точок дотику ОЦЕ до стінки свердловини, побудови статичних і динамічних розв’язків рівняння (2.4),

визначення статичних і динамічних характеристик КНБК, побудови їх статистичних оцінок та аналіз ризиків.

Наявність локальних каверн моделюється як дискретна випадкова величина та визначає із заданою (у загальному випадку різною) ймовірністю функціонування того чи іншого ОЦЕ. Це означає, що в розрахунковій схемі для оцінки характеристик КНБК не враховується відповідний ОЦЕ. Оцінки ймовірностей локальних каверн можуть бути побудовані з урахуванням інформації про величини реакцій на ОЦЕ.

Параметри режиму буріння (осьове навантаження G і частота обертання ω) моделюються як неперервні статистично незалежні випадкові величини, які, зазвичай, відповідають рівномірному розподілу ймовірностей у заданому діапазоні $[G_1, G_2]$ чи $[\omega_1, \omega_2]$ їх значень. Тут $G_1, \omega_1, G_2, \omega_2$ – відповідно мінімальні і максимальні значення параметрів режиму буріння.

Моделювання зенітного кута стовбура свердловини виконується, як правило, для нормального розподілу ймовірностей з математичним сподіванням $\bar{\alpha}$ і дисперсією σ_α^2 .

Координати точок дотику ОЦЕ до стінки свердловини моделюються за рівномірним розподілом ймовірностей в інтервалі $x_i \pm l_{ki}/2$, де l_{ki} – довжина контактної поверхні i -го ОЦЕ.

Для розрахунку статичних і динамічних характеристик КНБК використовували програмне забезпечення ЗАТ «Агронафта» [84, 89], а також середовище «ANSYS» [111].

Розглянемо розрахунок КНБК у програмному середовищі «ANSYS». КНБК моделюється як балка змінного поперечного перерізу у плоскій розрахунковій схемі. Для моделювання балки використовується елемент BEAM188 [112]. В основу цього елемента покладено гіпотезу С.П. Тимошенка, яка базується на теорії деформації зсуву першого порядку: поперечний переріз балки залишається плоским і не спотворюється після деформації. Зміщення елемента апроксимується виразами [113]:

лінійний балочний елемент

$$w = \frac{1}{2} (w_i(1-x) + w_j(1+x)), \quad (2.12)$$

$$\theta_y = \frac{1}{2} (\theta_{yi}(1-x) + \theta_{yj}(1+x)); \quad (2.13)$$

квадратичний балочний елемент

$$w = \frac{1}{2} (w_i(-x+x^2) + w_j(x+x^2) + w_k(1-x^2)), \quad (2.14)$$

$$\theta_y = \frac{1}{2} (\theta_{yi}(-x+x^2) + \theta_{yj}(x+x^2) + \theta_{yk}(1-x^2)); \quad (2.15)$$

кубічний балочний елемент

$$w = \frac{1}{16} \left(w_i(-9x^3 + 9x^2 + x - 1) + w_j(9x^3 + 9x^2 - x - 1) + w_k(27x^3 - 9x^2 - 27x + 9) + w_l(-27x^3 - 9x^2 + 27x + 9) \right), \quad (2.16)$$

$$\theta_y = \frac{1}{16} \left(\theta_{yi}(-9x^3 + 9x^2 + x - 1) + \theta_{yj}(9x^3 + 9x^2 - x - 1) + \theta_{yk}(27x^3 - 9x^2 - 27x + 9) + \theta_{yl}(-27x^3 - 9x^2 + 27x + 9) \right), \quad (2.17)$$

де w – переміщення в напрямку y ;

θ_y – поворот в напрямку y .

Розв'язок задачі проводитиметься за допомогою параметричної мови програмування Mechanical APDL, що дозволяє визначати переміщення, напруження, навантаження та інші важливі параметри для оцінки механічної поведінки матеріалів та міцності конструкції [111]. Процес розв'язку задачі можна розділити на три основні стадії [111]:

- 1) передпроцесорна підготовка;
- 2) прикладення навантажень та отримання результатів;
- 3) постпроцесорна обробка.

На стадії передпроцесорної підготовки виконується вибір типу розрахунку та побудова моделі. Задаються необхідні для розв'язку задачі вихідні дані. Вибирається система координат, типи кінцевих елементів, вказуються фізико-

механічні властивості матеріалу, будуються геометрична модель і сітка кінцевих елементів та інше.

Наступний етап включає в себе задання виду аналізу (статичний, динамічний, гармонічний, модальний, спектральний, розрахунок стійкості) та його функцій, прикладення навантажень (внутрішні та зовнішні сили, а також граничні умови у вигляді обмеження на переміщення), кроків дискретизації та закінчується пуском на розрахунок кінцево-елементної задачі.

За допомогою постпроцесорних засобів програмного середовища надається можливість звернутись за результатами розв'язку та інтерпретувати їх належним чином. Результати розв'язку задачі включають значення переміщень, напружень, деформацій та інші.

Оскільки програмний комплекс дозволяє розглянути балку змінного поперечного перерізу, то доцільно долото та ОЦЕ моделювати як циліндричні балки, зовнішній діаметри яких відповідають реальним значенням. Геометричні характеристики підібраної КНБК за допомогою (2.4) наведено в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Геометричні характеристики КНБК для моделювання у програмному середовищі «ANSYS»

Елемент	D , мм	d , мм	l , м	q , кг/м
Долото	295,3	80	0,40	400
ОБТ	203	80	0,56	215
ОЦЕ	295,3	80	0,67	400
ОБТ	203	80	0,83	215
ОЦЕ	295,3	80	0,67	400
ОБТ	203	80	2,03	215
ОЦЕ	295,3	80	0,67	400
ОБТ	203	80	4,83	215
ОЦЕ	295,3	80	0,67	400
ОБТ	203,0	80	4,33	215
ОЦЕ	295,3	80	0,67	400
ОБТ	203,0	80	133,66	215

Вихідні дані для розрахунку: долото діаметром 295,3 мм; zenітний кут свердловини $\alpha=17^\circ$; осьове навантаження на долото $G=180$ кН; частота

обертання долота $\omega = 80 \text{ хв}^{-1}$; густина бурового розчину $\rho_p = 1170 \text{ кг/м}^3$. Точка контакту ОЦЕ зі стінкою свердловини прийнята в центрі елемента.

Оскільки в програмному комплексі «ANSYS» сітка кінцевих елементів задається користувачем, то доцільно дослідити вплив довжини кінцевого елемента на результати статичного (відхиляюча сила на долоті, реакції на ОЦЕ, точка дотику ОБТ зі стінкою свердловини) та динамічного (власні частоти коливання) розрахунків. Для прикладу розглянемо десять значень довжини кінцевого елемента, м: 0,0125; 0,025; 0,05; 0,1; 0,2; 0,4; 0,8; 1,6; 3,2; 6,4 та розрахуємо їх для трьох різних моделей балочного елемента (2.12) – (2.17).

На рис. 2.2 показано вплив довжини кінцевого елемента на показник відхиляючої сили на долоті для лінійної та квадратичної моделей балочного елемента. Для наочного зображення величини сил і реакцій взяті за модулем, а шкала довжини кінцевого елемента прийнята логарифмічною.

На рис. 2.3 показано вплив довжини кінцевого елемента на характеристики КНБК (відхиляюча сила на долоті, реакції на ОЦЕ): *a* – (2.12) – (2.13); *b* – (2.14) – (2.17). Відмінність результатів розрахунків між (2.14) і (2.15) та (2.16) і (2.17) є несуттєвою.

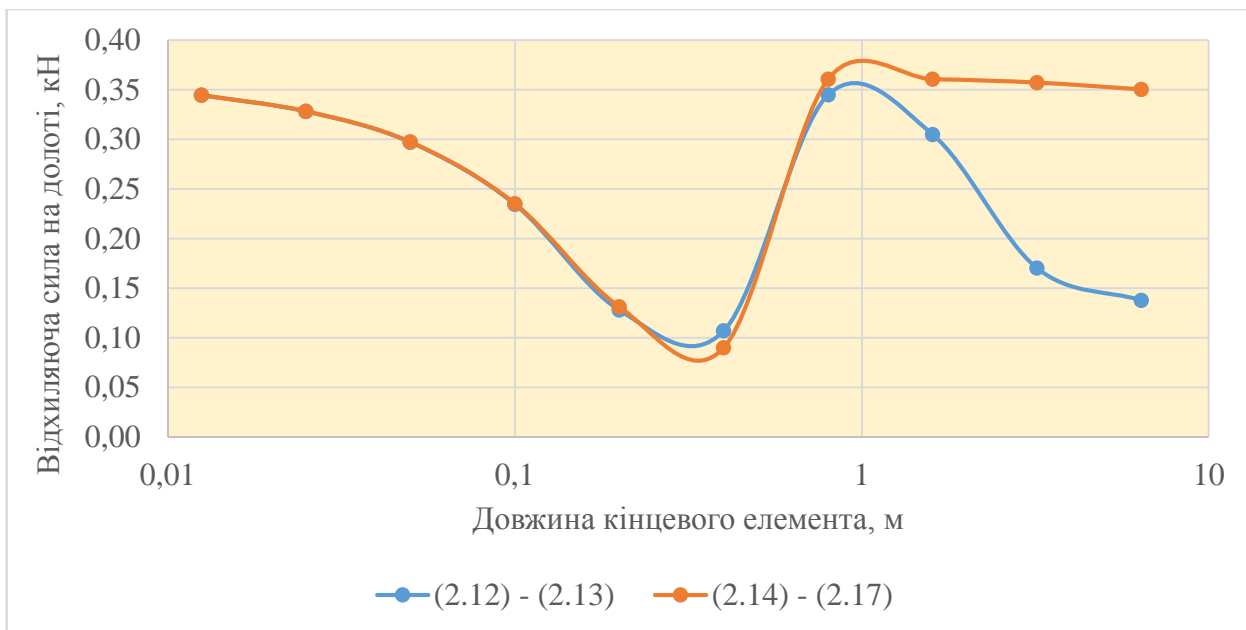
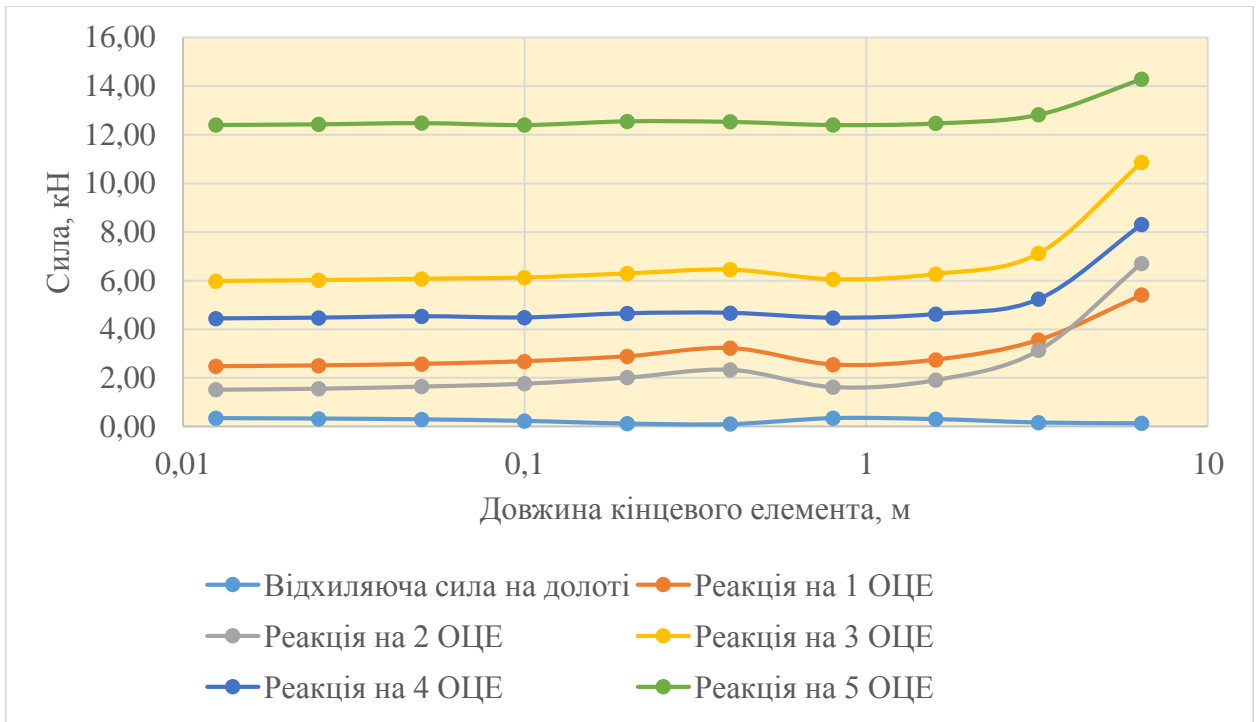
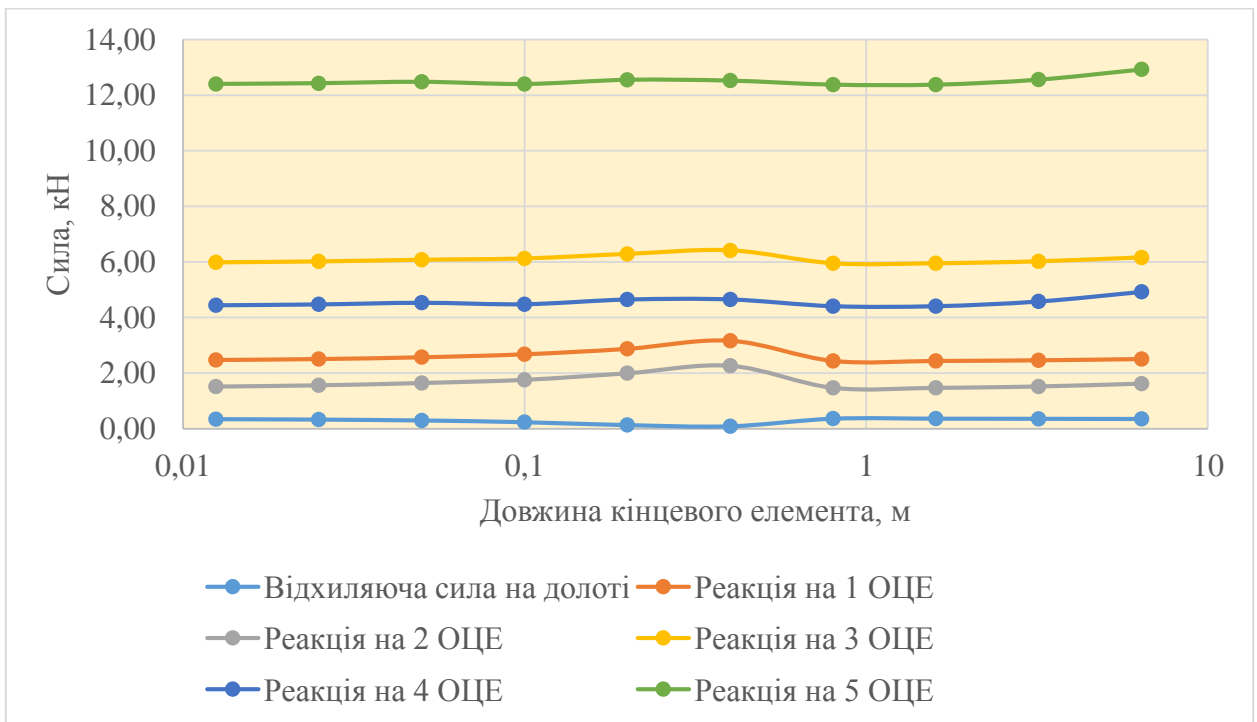


Рисунок 2.2 – Вплив довжини кінцевого елемента на відхиляючу силу на долоті



а)



б)

Рисунок 2.3 – Вплив довжини кінцевого елемента на статичні характеристики КНБК

З рис. 2.2 випливає, що різниця результатів розрахунків для малих значень довжини кінцевого елемента є несуттєвою, тому нею можна знехтувати. Враховуючи рис. 2.3 можна зробити висновок, що для подальших розрахунків за статичними характеристиками слід приймати значення довжини кінцевого елемента в межах 0,0125 – 0,2 м для будь-яких їхніх моделей.

На рис. 2.4 показано вплив довжини кінцевого елемента на енергію деформації КНБК від долота до точки контакту ОБТ зі стінкою свердловини для (2.12) – (2.17). Слід відмітити, що різниця розрахунків між (2.12) – (2.13), (2.14) – (2.15) та (2.16) – (2.17) відсутня, тобто результати ідентичні та показані на рисунку однією кривою.

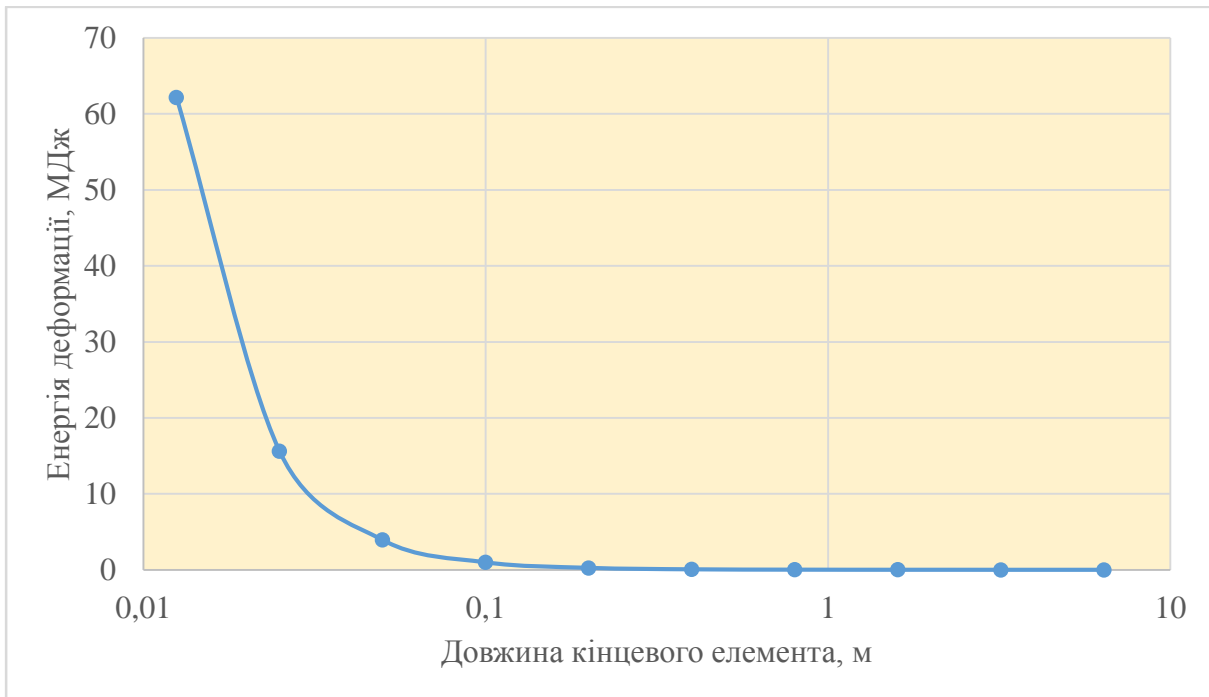
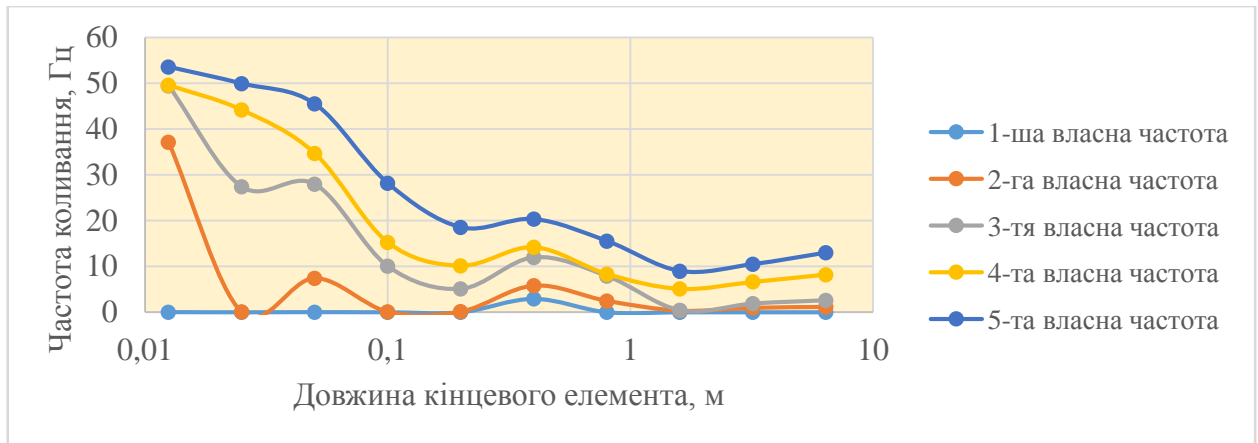
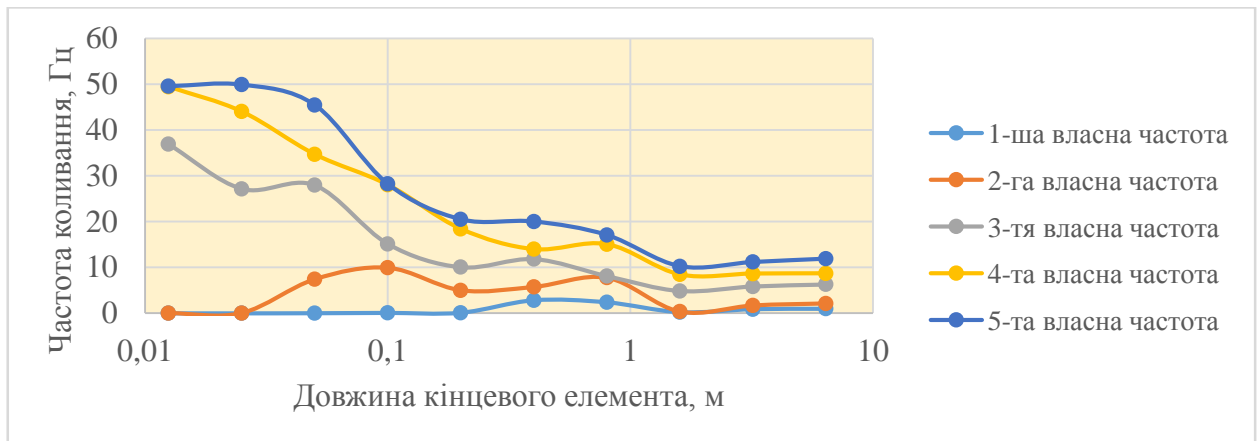


Рисунок 2.4 – Вплив довжини кінцевого елемента на енергію деформації КНБК

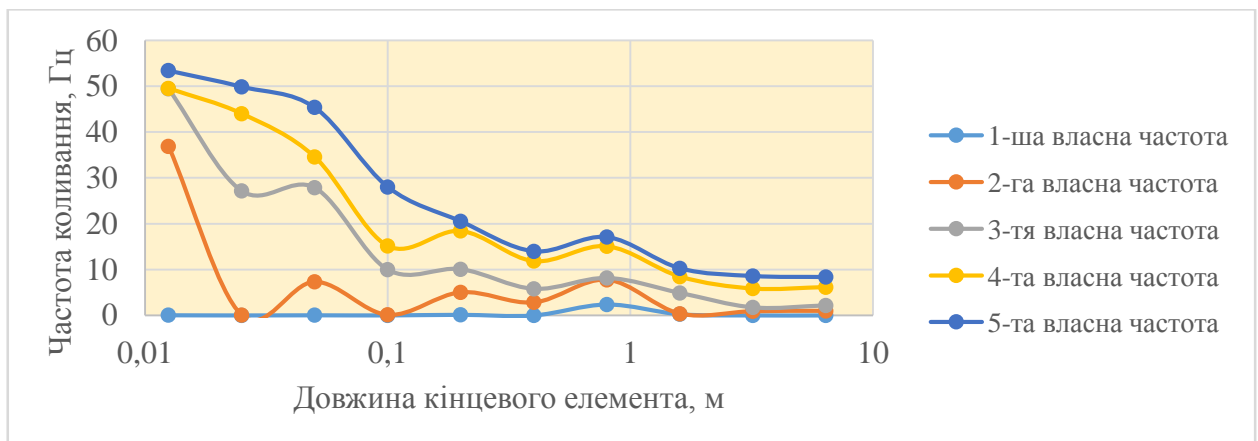
На рис. 2.5 показано вплив довжини кінцевого елемента на перші п'ять власних частот коливання КНБК для трьох варіантів моделей (*a* – (2.12) – (2.13), *б* – (2.14) – (2.15), *в* – (2.16) – (2.17)).



а)



б)



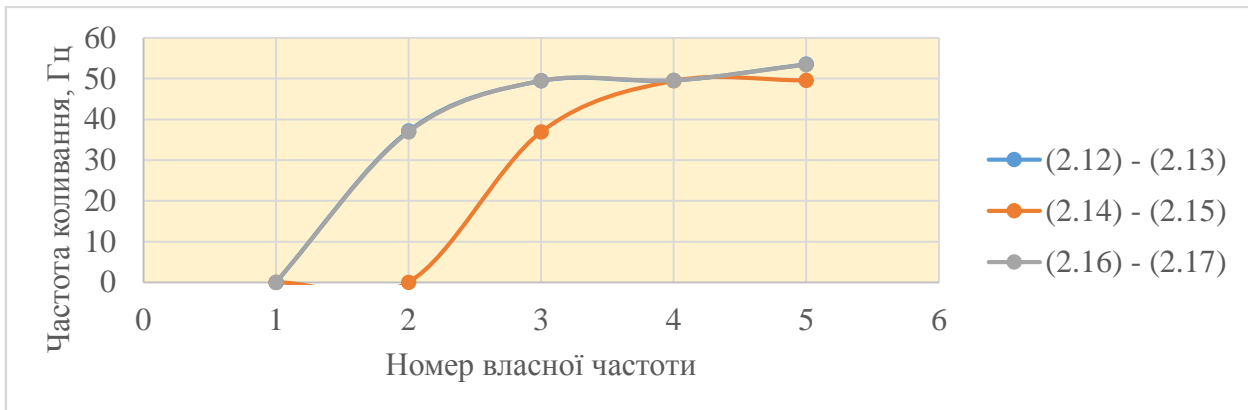
в)

Рисунок 2.5 – Вплив довжини кінцевого елемента на власні частоти коливання КНБК

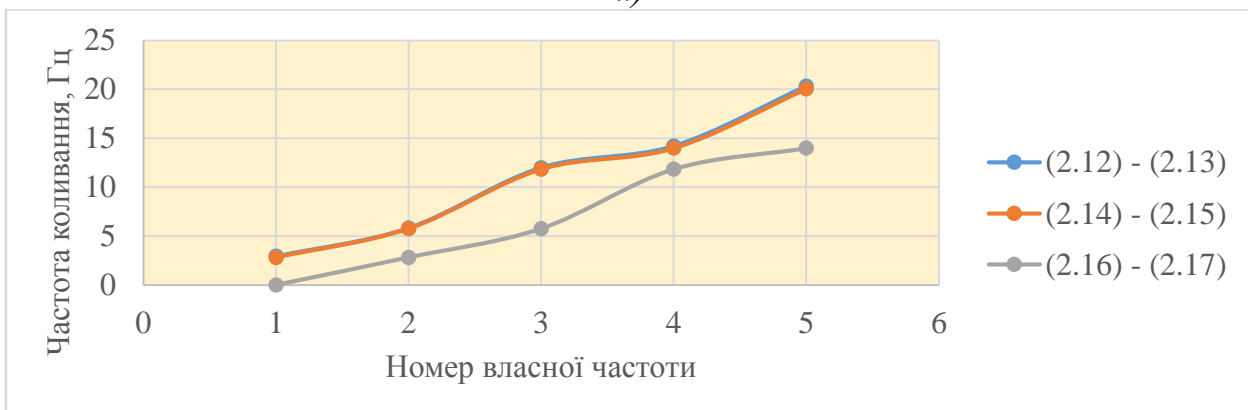
Рис. 2.5 вказує, що довжина кінцевого елемента оказує суттєвий вплив на результати розрахунків власних частот КНБК. При зменшенні довжини

кінцевого елемента значення власних частот збільшується і, навпаки, при збільшенні довжини кінцевого елемента значення власних частот зменшується.

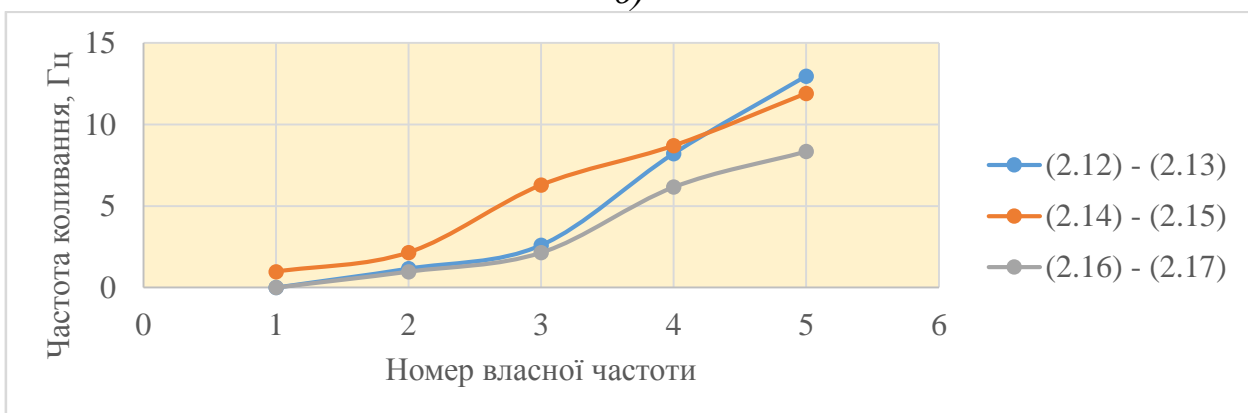
На рис. 2.6 показано вплив різних моделей балочного елемента на власні частоти коливання КНБК для деяких довжин балочного елемента ($a = 0,0125$ м; $b = 0,4$ м; $c = 6,4$ м).



а)



б)



в)

Рисунок 2.6 – Вплив моделей балочного елемента на власні частоти коливання

На рис. 2.6а показано, що для лінійної та квадратичної моделей кінцевого елемента довжиною 0,0125 м значення власних частот суттєво не відрізняються. Приблизно така сама тенденція спостерігається для лінійної та квадратичної моделей при довжині кінцевого елемента 0,4 м (рис. 2.6б), у даному випадку результати розрахунку приблизно однакові. На рис. 2.6в значення власних частот дещо відрізняються при застосуванні різних моделей балочного елемента, довжина якого дорівнює 6,4 м.

Отже, довжина кінцевого елемента та його математична модель оказують вплив на результати розрахунку за статичними і динамічними характеристиками. Проведені вище дослідження дають змогу обґрунтувати довжину кінцевого елемента для забезпечення стабільних розрахункових характеристик КНБК.

2.4 Особливості розрахунку характеристик КНБК із неповнорозмірними ОЦЕ

Неорієнтовані КНБК, особливо багатоопорні, можуть включати неповнорозмірні ОЦЕ. Це зумовлено певними функціональними вимогами до низу бурильної колони (наприклад, запобігання прихватів та інше) або зносом ОЦЕ. Побудова оцінок статичних і динамічних характеристик КНБК, що включають один або більше неповнорозмірних ОЦЕ, має певні особливості, які зв'язані з невизначеністю граничної умови (2.7) для статичного зміщення, а також із можливістю відсутності контакту ОЦЕ зі стінкою свердловини.

Перша особливість враховується умовами неперервності деформованої осі низу бурильної колони. У програмному забезпеченні ЗАТ «Агронафта» [84, 89] умова відсутності контакту одного ОЦЕ діагностується і користувачу пропонується в інтерактивному режимі уточнити розрахункову модель, тобто видалити цей ОЦЕ. У більш загальному випадку передбачена опція «Таблиця коректувальних множників», за допомогою якої користувач в інтерактивному режимі задає напрями зміщень на відповідних ОЦЕ. Оскільки алгоритм побудови статичних характеристик КНБК з неповнорозмірними ОЦЕ не дає

можливості визначити напрями зміщень, то їх вибір здійснюється під час розрахунку перебором всіх можливих комбінацій напрямів зміщень.

У програмному середовищі «ANSYS» розрахунок статичних і динамічних характеристик КНБК можна формалізувати як задачу вибору розрахункової моделі, що допускає різні можливі поєднання контактів неповнорозмірних ОЦЕ зі стінкою свердловини

$$\min_r \Pi(L_r)/L_r \rightarrow \hat{r}, r \in P, \quad (2.18)$$

де $\Pi(L_r)$ – повна енергія деформації низу бурильної колони від вибою до точки L_r дотику зі стінкою свердловини для r – ої розрахункової схеми.

Умова (2.18) відображає по суті варіаційний принцип Релея – Рітца, який покладено в основу використання методу кінцевих елементів.

Розглянемо приклад розрахунку КНБК у програмному середовищі «ANSYS» із неповнорозмірними ОЦЕ для буріння похилої ділянки свердловини для таких вихідних даних: $\alpha=15,0^\circ$, $\rho=1140 \text{ кг/м}^3$, $G=150 \text{ кН}$, $\omega=70 \text{ хв}^{-1}$. До складу КНБК включено чотири ОЦЕ, причому перший від долота повнорозмірний, решта – неповнорозмірні. Геометричні характеристики КНБК наведено у табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Геометричні характеристики КНБК з неповнорозмірними ОЦЕ

Елемент КНБК	D , мм	d , мм	l , м	q , кг/м
Долото	295,3	80	0,40	400
ОБТ	216,0	80	2,76	245
ОЦЕ	295,3	80	0,67	400
ОБТ	216,0	80	0,33	245
ОЦЕ	293,8	80	0,67	400
ОБТ	216,0	80	6,83	245
ОЦЕ	293,3	80	0,67	400
ОБТ	216,0	80	5,33	245
ОЦЕ	292,3	80	0,67	400
ОБТ	216,0	80	66,67	245

КНБК розраховувалась за статичними (відхиляюча сила на долоті, реакції на ОЦЕ, відстань від долота до точки дотику долота зі стінкою свердловини) і динамічними (власні частоти поперечних коливань) характеристиками. Також визначали енергію деформації низу бурильної колони від долота до точки дотику ОБТ зі стінкою свердловини.

У табл. 2.3 наведено результати розрахунків КНБК для чотирьох її варіантів. Для першого варіанта припускається, що всі ОЦЕ контактують зі стінкою свердловини, для другого варіанта другий ОЦЕ не контактує, для третього варіанта третій ОЦЕ не контактує, для четвертого варіанта другий і третій ОЦЕ не контактують. На рис. 2.7 для другого варіанта КНБК (див. табл. 2.3) показано деформовану вісь (*a*), форми поперечних (*б*), осьових (*в*) та крутильних (*г*) коливань для п'ятої власної частоти коливання (24,78Гц).

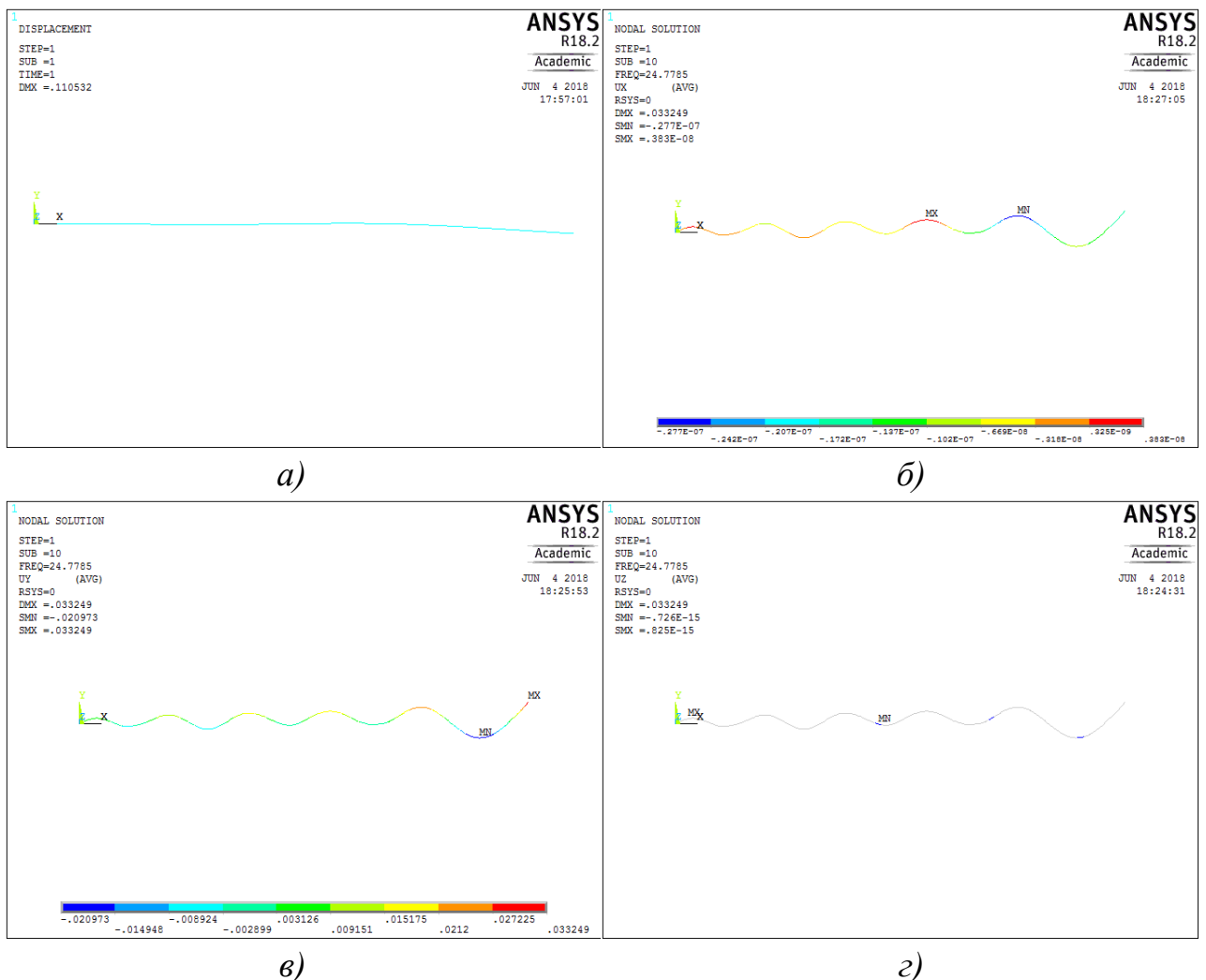


Рисунок 2.7 – Результати розрахунків для другого варіанта КНБК

Таблиця 2.3 – Вихідні дані і результати розрахунку характеристик багатоопорної КНБК з неповнорозмірними ОЦЕ

Параметри	Числові значення для варіантів КНБК			
	1	2	3	4
Вихідні дані				
Діаметр ОЦЕ, мм / Відстань від долота до ОЦЕ, м:				
перший	295,3 / 3,5	295,3 / 3,5	295,3 / 3,5	295,3 / 3,5
другий	293,8 / 4,5	–	293,8 / 4,5	–
третій	293,3 / 12,0	293,3 / 12,0	–	–
четвертий	292,3 / 18,0	292,3 / 18,0	292,3 / 18,0	292,3 / 18,0
Розрахункові характеристики				
Відхиляюча сила на долоті, кН	-2,89	2,82	-2,81	0,11
Реакція на ОЦЕ, кН:				
перший	27,43	4,84	22,64	5,19
другий	-20,78	–	-14,84	–
третій	2,31	3,98	–	–
четвертий	9,43	10,02	10,69	10,30
Відстань від долота до точки дотику ОБТ зі стілкою свердловини, м	27,18	27,28	27,53	27,38
Енергія деформації, МДж	1,49	1,51	0,81	1,52
Питома енергія деформації, МДж/м	0,054	0,029	0,055	0,056
Власні частоти, Гц				
перша	$0,59 \cdot 10^{-4}$	$0,51 \cdot 10^{-4}$	$0,42 \cdot 10^{-1}$	$0,55 \cdot 10^{-4}$
друга	$0,88 \cdot 10^{-1}$	$0,62 \cdot 10^{-1}$	5,50	$0,60 \cdot 10^{-1}$
третя	14,28	10,36	5,72	9,41
четверта	21,60	13,35	18,34	12,39
п'ята	31,75	24,78	19,62	25,34
шоста	35,50	30,94	29,82	30,14

Примітка. Зміщення у місцях відсутності контакту ОЦЕ зі стінкою свердловини: для 2-го варіанту КНБК $w_2=0,12$ мм; для 3-го варіанту $w_3=0,96$ мм; для 4-го варіанту $w_2=0,16$ мм, $w_3=0,60$ мм.

Із результатів розрахунку, що наведені у табл. 2.3, мінімальне значення питомої енергії деформації КНБК становить 0,029 МДж/м, що відповідає другому варіанту КНБК. Звідти випливає, що другий неповнорозмірний ОЦЕ не

контактує зі стінкою свердловини та не виконує своїх функціональних призначень.

2.5 Алгоритми вибору неорієнтованих КНБК

Основою для вибору неорієнтованих КНБК є результати розв'язку попередньої послідовності задач прийняття рішень (2.3). З їх допомогою формують вхідні дані моделі (2.4), які включають, зокрема, клас \mathcal{A} множини допустимих альтернатив і систему обмежень $\varphi(p^v)$ на параметри КНБК.

Зазначимо, що клас \mathcal{A} може включати альтернативи із використанням роторних керованих систем [70 – 74, 91, 138]. Основним елементом роторних керованих систем є механізм орієнтації, який встановлюється над долотом. Слідом за механізмом орієнтації долота, як правило, встановлюють системи контролю навігації буріння та інші елементи, серед яких є і ОЦЕ. Місце розташування ОЦЕ може бути обґрунтовано за допомогою моделі прийняття рішення (2.4). Обмеження на статичні характеристики КНБК доцільно будувати за результатами аналізу промислових даних при спорудженні свердловин у подібних геолого-технічних умовах.

Для вибору КНБК із використанням моделі (2.4) можна використати два методологічних підходи.

У першому з них вважається, що для подібних умов буріння сформована на основі аналізу промислових даних множина $A = \{a_i\}, i = \overline{1, m}$ допустимих для використання альтернативних варіантів КНБК. Необхідно для заданих умов буріння вибрати з цієї множини варіант a^* компоновки, який відповідає умові мінімального ризику (2.4).

Процедура вибору КНБК реалізується у такій послідовності.

1. Сформувані на основі аналізу промислових даних множину $A = \{a_i\}, i = \overline{1, m}$ альтернативних варіантів КНБК.

2. Побудувати для заданих умов буріння оцінки статичних і динамічних характеристик альтернативних варіантів A .

3. Побудувати на основі аналізу статичних і динамічних характеристик варіантів A підмножину еквівалентних $A_e \subset A$ варіантів КНБК, які відповідають умовам задачі (2.4).

4. У випадку, якщо підмножина $A_e = \emptyset$ порожня (тобто не вміщує альтернатив, які відповідають умовам задачі (2.4)), то побудувати нову множину A і перейти до кроку 2.

5. Побудувати оцінки ризиків $R(p^v, a^v)$ для підмножини A_e еквівалентних варіантів КНБК.

6. Вибрати із умови (2.4) варіант a^* КНБК, який відповідає мінімальному ризику.

Другий підхід ґрунтується на проектуванні КНБК для заданих умов буріння із використанням евристичних ідей та методів планування числових експериментів. Його реалізація може бути подана такими процедурами.

1. На основі вихідної інформації (діаметр ОБТ, кількість і діаметри ОЦЕ тощо) сформувані клас \mathcal{A} множини допустимих варіантів КНБК.

2. Із використанням евристичних ідей або промислових даних побудувати в класі \mathcal{A} нульове $v = 0$ наближення варіанту КНБК.

3. Побудувати оцінки статичних і динамічних характеристик v -го варіанту КНБК і виконати їх аналіз на відповідність умовам задачі (2.4).

4. У випадку невідповідності характеристик КНБК умовам задачі (2.4) перейти до кроку 7.

5. Побудувати з використанням методів Монте-Карло на основі інформаційної невизначеності оцінку ризику варіанту КНБК.

6. Якщо ризик задовольняє умовам задачі (2.4), то вивести результати вибору варіанту a^* КНБК.

7. Із використанням евристичних ідей та методів планування експерименту побудувати $v + 1$ наближення варіанту КНБК. Перейти до кроку 3.

Розглянемо приклад вибору КНБК за другим підходом, до складу якої входить три ОЦЕ. Вихідні дані: долото діаметром 295,3 мм; зенітний кут свердловини $\alpha=17^\circ$; осьове навантаження на долото $G=180$ кН; частота обертання долота $\omega=80$ хв⁻¹; густина бурового розчину $\rho_p=1170$ кг/м³; довжина 203-мм ОБТ з внутрішнім діаметром 80 мм $l_{\text{ОБТ}}=150$ м, довжина контактної поверхні $l_k=600$ мм.

Для вибору КНБК скористаємося критерієм мінімуму функції ризику (2.4), який відображає вимоги до статичних і динамічних характеристик. Останнє стосується характеру затухання кривої розподілу амплітуд поперечних коливань низу бурильної колони, що збурюються роботою долота на вибої.

КНБК вважається динамічно стійкою, якщо вона забезпечує затухання амплітуд поперечних коливань, тобто $a_{\text{ОБТ}}/a_d \leq 1$ (причому $a_{\text{ОБТ}}/a_d = 1$ тільки на долоті), де a_d – амплітуда поперечних зміщень на долоті, $a_{\text{ОБТ}}$ – амплітуда поперечних зміщень низу бурильної колони [38, 39, 52 – 54, 59, 60 – 63, 84, 89]. В іншому разі КНБК вважається динамічно нестійкою. Оскільки для розбурювання свердловин можливе використання трьохшарошкових доліт і доліт РДС з різними частотами збурювальних сил, то КНБК мають відповідати умовам динамічної стійкості для цих доліт.

Системою обмежень $\varphi(x^v)$ передбачено використання повнорозмірних ОЦЕ, розташованих між собою на відстані, що перевищує їх довжину. В умовах стабілізації кривизни прийнято обмеження відхиляючої сили на долоті $[F_d]=1,4$ кН. Для моделювання впливу локальних каверн стовбура на ефективність КНБК у задачі (2.4) додатково прийнято умови забезпечення динамічної стійкості низу (критерію оптимальності) і стабілізації кривизни при відсутності контакту одного (причому довільного) ОЦЕ зі стінкою свердловини [38, 39, 52 – 54, 59, 63,]. До важливих вимог слід віднести також досягнення низьких ризиків розв'язку задачі (2.4) в умовах інформаційної невизначеності.

Клас \mathcal{Z} множини допустимих варіантів включає КНБК із трьома і більше повнорозмірними ОЦЕ. Підбір нульового наближення розташування ОЦЕ

здійснюється за допомогою методів планування числових експериментів, відповідно координати центрів ОЦЕ мають наступні значення: $x_1=3,5$ м; $x_2=9,0$ м; $x_3=18,0$ м. У табл. 2.4 наведено результати розрахунків характеристик і ризиків варіантів КНБК.

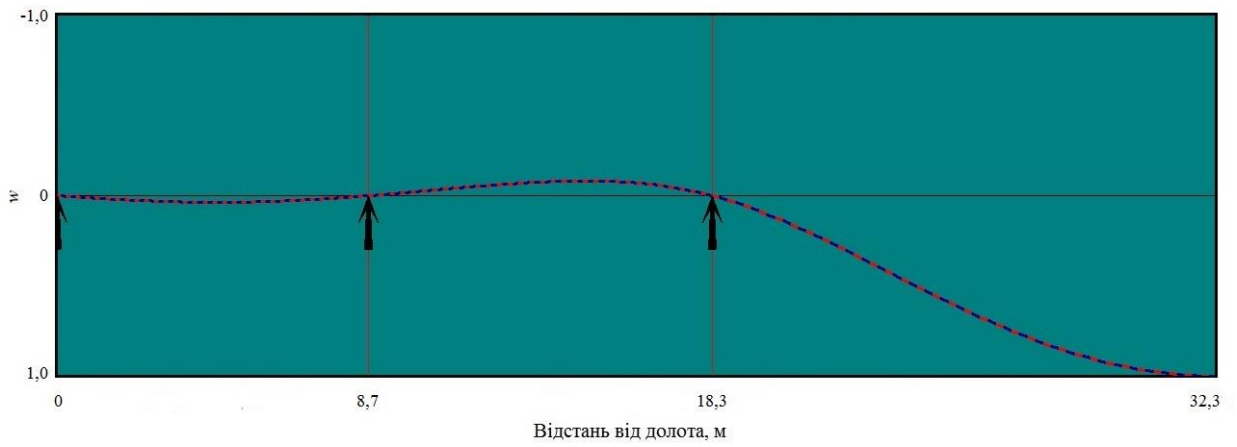
Таблиця 2.4 – Оцінки характеристик і показників ризику КНБК

Показники характеристик КНБК	Кількість ОЦЕ		
	3	4	5
Статичні характеристики			
F_D , кН	-0,24	0,47	-0,01
R_1 , кН	5,69	1,35	2,09
R_2 , кН	-6,39	5,36	-2,06
R_3 , кН	16,35	-1,70	6,49
R_4 , кН	–	14,37	-8,47
R_5 , кН	–	–	17,90
L , м	29,40	35,80	30,50
Динамічні характеристики			
$\max(a_{\text{ОБТ}}/a_D)$	1,0 / 1,0	1,0 / 1,0	1,0 / 1,0
Показники ризику			
r_d	0,29 / 0,32	0,34 / 0,14	0,07 / 0,00
r_s	0,51	0,39	0,09
$r_d \wedge r_s$	0,20 / 0,04	0,22 / 0,01	0,02 / 0,00
$r_d \vee r_s$	0,60 / 0,79	0,52 / 0,53	0,14 / 0,09

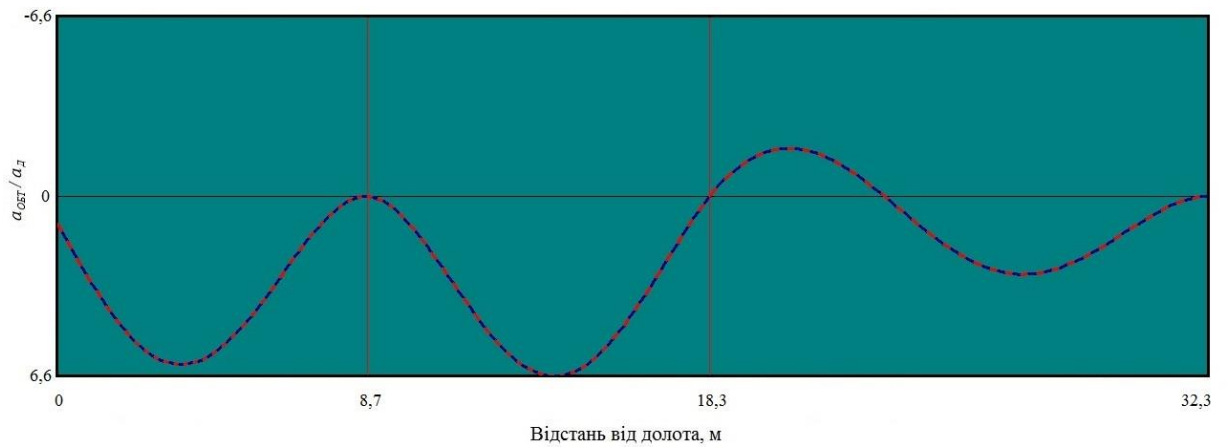
Примітка. В чисельнику наведено значення показників для трьохшарошкового долота, а в знаменнику – долота PDC. r_d , r_s – показники ризику відповідно за динамічними та статичними характеристиками КНБК. $r_d \wedge r_s$, $r_d \vee r_s$ – перетин та об'єднання показників ризику.

Оцінка ризиків вибору КНБК виконується з урахуванням статистичного моделювання неточної інформації. Кількість статистичних експериментів 100. Оцінки показників ризиків запропонованих КНБК наведено в табл. 2.4. На рис. 2.8 показано статичні та динамічні характеристики КНБК за результатами статистичного моделювання неточної інформації (дослід 66; $\alpha=16,9^\circ$;

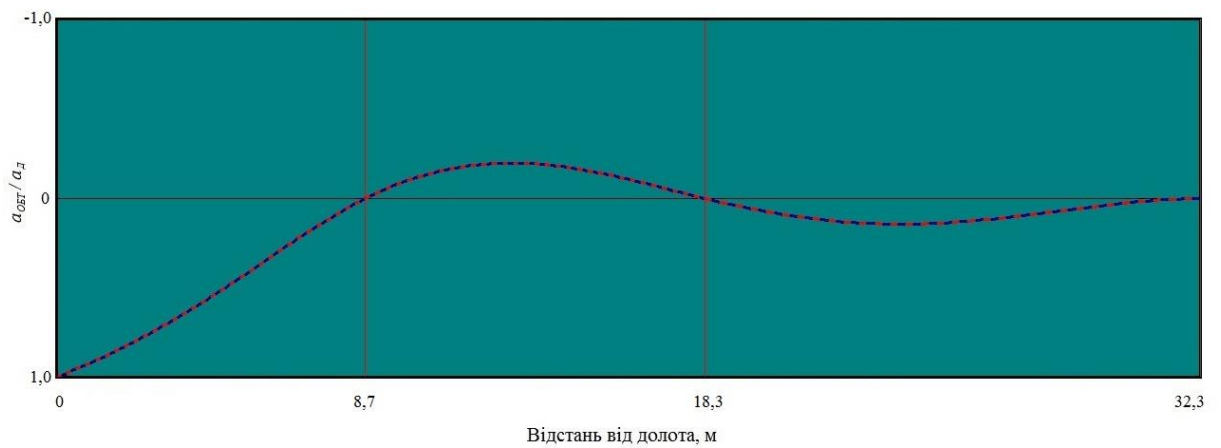
$G=162$ кН; $\omega=81,7$ хв⁻¹), причому перший від долота ОЦЕ не контактує зі стінкою свердловини.



a)



б)



в)

Рисунок 2.8 – Статичні (*a*) та динамічні (*б*, *в*) характеристики КНБК із трьома ОЦЕ

Аналіз даних табл. 2.4 вказує, що КНБК з трьома ОЦЕ має високе значення показників ризиків, що не задовольняє умов задачі (2.4). У такому випадку збільшуємо кількість ОЦЕ та знову знаходимо початкові наближення їхніх розташувань: $x_1=2,0$ м; $x_2=7,0$ м; $x_3=12,0$ м; $x_4=22,0$ м. У табл. 2.4 наведено розрахункові характеристики КНБК та показники їх ризиків.

Відмітимо, що КНБК із чотирма ОЦЕ має вище значення відхиляючої сили на долоті, ніж з трьома. Щодо критерію динамічної стійкості КНБК, то має місце його погіршення для шарошкового долота та покращення для долота РДС. Також покращено показник умови стабілізації викривлення свердловини у порівнянні з попереднім варіантом. В основному об'єднання критерія динамічної стійкості КНБК та умови стабілізації вказує на покращення характеристик КНБК, однак все ще не задовольняє умов задачі (2.4). Тому знову переходимо до збільшення кількості ОЦЕ та знаходження початкових наближень: $x_1=1,3$ м; $x_2=2,8$ м; $x_3=5,5$ м; $x_4=11,0$ м; $x_5=16,0$ м. У табл. 2.4 наведено розрахункові характеристики КНБК та оцінку її ризиків.

На рис. 2.9 зображено точкову діаграму динамічної стійкості КНБК залежно від частоти обертання долота та зенітного кута свердловини, а на рис. 2.10 для тієї ж КНБК показано діаграму умови стабілізації залежно від навантаження на долото і зенітного кута свердловини.

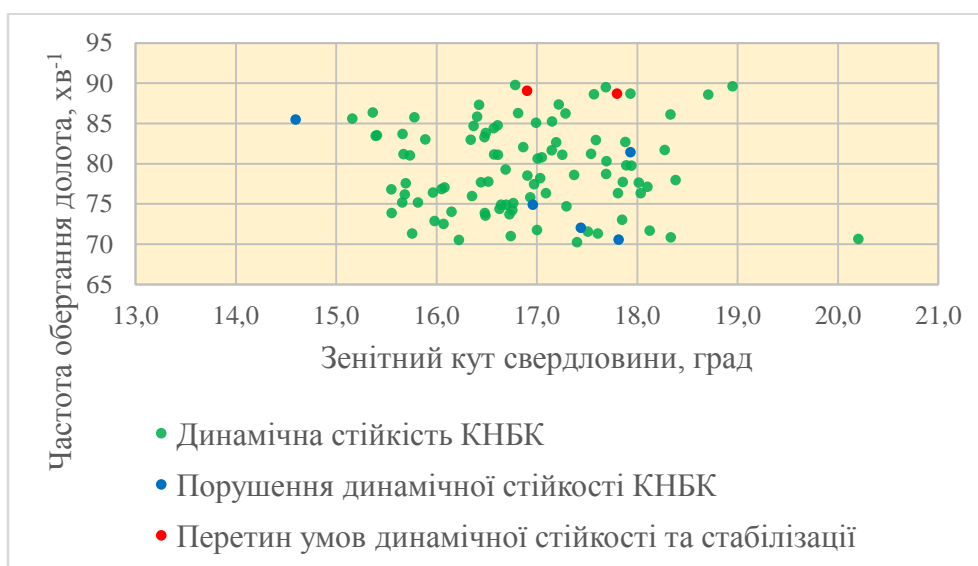


Рисунок 2.9 – Діаграма динамічної стійкості КНБК

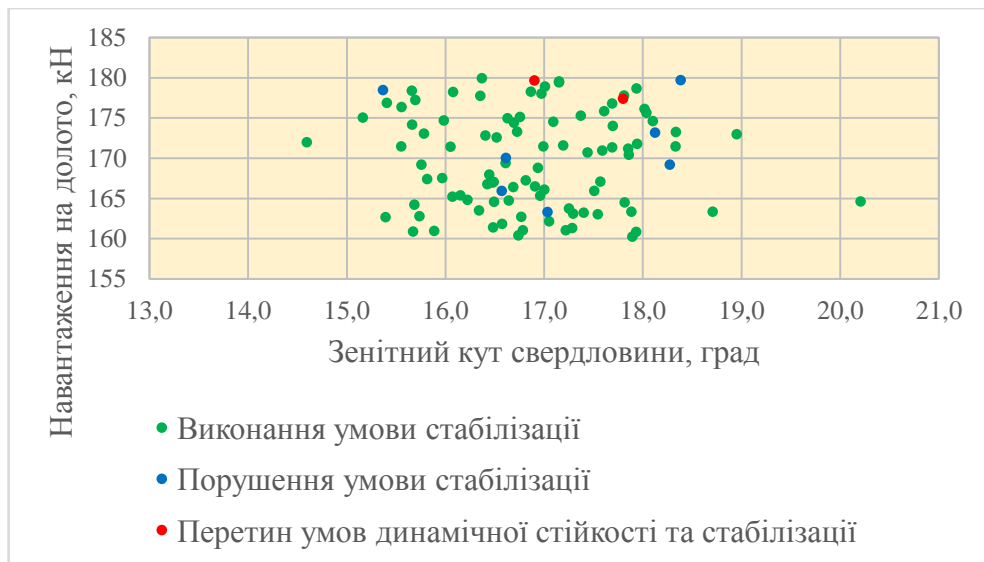


Рисунок 2.10 – Діаграма умови стабілізації зенітного кута свердловини

З табл. 2.4 випливає, що підібрана КНБК є динамічно стійкою та має майже нульову відхиляючу силу на долоті. У порівнянні з попередніми варіантами КНБК значно покращені характеристики КНБК. Ризик за критерієм динамічної стійкості (див. табл. 2.4) досить низький – 0,07 для трьохшарошкового долота та нульовий для долота PDC. Об'єднання критерію динамічної стійкості КНБК і умови стабілізації викривлення свердловини задовольняє задачі (2.4).

Висновки до другого розділу

На основі моделі з гнучким вибором критерію оптимальності і врахування вимог до якості сформульовано загальну задачу вибору технологічних рішень для буріння стабілізованих ділянок свердловин. Клас локальних критеріїв оптимальності включає вартість та час буріння стабілізованих ділянок свердловин. Побудовано декомпозицію загальної задачі як строгої послідовності задач вибору складу та властивостей бурового розчину, способу і режиму буріння, КНБК із використанням відповідних локальних критеріїв та систем обмежень.

Запропоновано статистичну модель вибору неорієнтованих КНБК для умов інформаційної невизначеності (зенітний кут свердловини, параметри

режиму буріння, точки контакту ОЦЕ зі стінкою свердловини, наявність локальних каверн). Пошук оптимального варіанту здійснюється у деякому класі багатоопорних КНБК за допомогою методу статистичного моделювання з умови мінімізації ризику.

Вивчено вплив математичної моделі кінцевого елемента (лінійної, квадратичної і кубічної) та його довжини на результати оцінок статичних і динамічних характеристик КНБК. Це дає змогу обґрунтовувати числові параметри моделі кінцевих елементів для розрахунку характеристик КНБК у програмному середовищі «ANSYS».

Уточнено алгоритм розрахунку статичних і динамічних характеристик неорієнтованих КНБК із неповнорозмірними ОЦЕ у програмному середовищі «ANSYS», реалізація якого зводиться до задачі вибору розрахункової моделі у класі можливих поєднань контактів неповнорозмірних ОЦЕ зі стінкою свердловини. Відповідно до варіаційного принципу Релея – Рітца приймається розрахункова модель із мінімальною питомою енергією деформації низу бурильної колони від вибою до точки дотику ОБТ зі стінкою свердловини.

На основі використання промислових даних і методів планування числових експериментів обґрунтовано алгоритми вибору КНБК, які враховують поліфункціональні вимоги і забезпечують необхідні рівні ризиків в умовах інформаційної невизначеності. Наведено приклад вибору КНБК, який ілюструє особливості реалізації алгоритму для заданих умов буріння. Показано діаграми умов динамічної стійкості КНБК і стабілізації викривлення свердловини, відповідно, в координатах зенітний кут – осьове навантаження і зенітний кут – частота обертання.

РОЗДІЛ 3

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ФАКТОРІВ НА ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕОРІЄНТОВАНИХ КНБК

Ефективність та функціональні можливості багатоопорних КНБК визначаються не тільки кількістю і місцем розташування ОЦЕ, але також і від їх параметрів (діаметр та довжина калібрувальної поверхні). Під час буріння за причиною зношування має місце зменшення діаметрів ОЦЕ та збільшення зазорів між ОЦЕ та стінкою свердловини. Це сприяє поздовжньому згину низу бурильної колони та зміні його характеристик.

У цьому аспекті нижче досліджено вплив параметрів ОЦЕ на характеристики КНБК. Особливу увагу приділено оцінці ефективності (показників ризиків) багатоопорних КНБК в умовах інформаційної невизначеності. Вивчено характеристики КНБК зі здвоєними ОЦЕ.

3.1 Дослідження характеристик КНБК

Вибір КНБК обґрунтовують зазвичай на основі аналізу статичних і динамічних розв'язків систем диференціальних рівнянь рівноваги пружної осі низу бурильної колони для плоскої розрахункової схеми [20, 22, 57, 67]. При цьому ОЦЕ моделюють як повно- і неповнорозмірні точкові опори з їх фіксованим місцем розташування (у центрі опори).

Очевидно, що така модель не є адекватною, навіть з урахуванням припущення про точковий контакт ОЦЕ зі стінкою свердловини. Конструктивні особливості ОЦЕ, а також локальні нерівності стінок свердловин допускають невизначеності у традиційній постановці задач оцінки статичних і динамічних характеристик КНБК для заданих умов буріння [20, 22, 57, 67].

На основі промислових даних буріння похило-скерованої свердловини 172 Мелехівська 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 [52]. Свердловина експлуатаційна, проектна глибина 3270 м (за стовбуром 3300 м) з відхиленням від вертикалі 210 м, інтервали буріння вертикальної і похилої ділянок (за стовбуром) відповідно 460 – 1275 і 2500 – 2595 м.

Використовували такі КНБК:

долото 393,7 МЦ-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: $G=170$ кН, $\omega=70$ хв⁻¹, $\rho=1150$ кг/м³, $l_k=704$ мм та похилої ділянки: $G=130$ кН, $\omega=90$ хв⁻¹, $\rho=1530$ кг/м³, $l_k=400$ мм. Максимальні значення зенітних кутів стовбура для вертикальної і похилої ділянок пробуреної свердловини склали, відповідно, 3 і 17°.

В табл. 3.1 наведено результати розрахунків статичних (відхиляюча сила на долоті F_D , реакції на ОЦЕ R_i , координата L точки дотику ОБТ до стінки свердловини) і динамічних ($a_{ОБТ}/a_D$) характеристик КНБК для координат дотику в центрі ОЦЕ (дослід 0), а також деяких змодельованих координат ОЦЕ для рівномірних законів їх розподілу (досліди 1 – 50). Моделювання виконано для зенітних кутів стовбура свердловини 1° (вертикальна ділянка) і 16° (похила ділянка).

В табл. 3.2 наведено оцінки статистичних параметрів (математичні сподівання \bar{x} , дисперсії S_x^2 , коефіцієнти кореляцій r_{xy}) статичних характеристик КНБК. Необхідно 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 кореляції відзначені зірочками.

Таблиця 3.1 – Фрагменти результатів статистичного моделювання характеристик КНБК із трьома ОЦЕ

Дослід	Координати ОЦЕ, м			Характеристики КНБК					
	x_1	x_2	x_3	F_d , кН	R_1 , кН	R_2 , кН	R_3 , кН	L , м	$a_{обт}/a_d$
КНБК для вертикальної ділянки									
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
34	1,97	12,97	22,90	-0,94	1,66	-1,90	2,95	57,7	1,4
35	2,51	12,60	22,96	-0,69	1,46	-1,90	2,89	57,7	1,3
36	2,42	13,03	23,50	-0,73	1,48	-1,83	2,87	58,2	1,6
...
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									
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
20	3,73	22,59	–	-1,17	4,80	6,75	–	34,0	1,0
21	3,78	22,40	–	-1,05	4,65	6,73	–	33,7	1,0
...
48	4,06	22,25	–	-0,77	4,36	6,66	–	33,6	1,0
49	4,00	22,56	–	-0,90	4,55	6,73	–	33,9	1,0
50	4,07	22,29	–	-0,77	4,37	6,66	–	33,6	1,0

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

Таблиця 3.2 – Оцінка статичних характеристик КНБК із трьома ОЦЕ

Статистичні оцінки	Діаметр долота, мм	
	393,7	215,9
$\bar{F}_D, \text{кН} / S_F^2, \text{кН}^2$	-0,815 / 0,098	-1,155 / 1,299
$\bar{R}_1, \text{кН} / S_1^2, \text{кН}^2$	1,568 / 0,084	4,585 / 0,107
$\bar{R}_2, \text{кН} / S_2^2, \text{кН}^2$	-1,831 / 0,035	6,715 / 0,020
$\bar{R}_3, \text{кН} / S_3^2, \text{кН}^2$	2,855 / 0,040	–
$\bar{L}, \text{м} / S_L^2, \text{м}^2$	57,974 / 0,169	33,784 / 0,150
r_{FR1}/T_{FR1}	-0,989* / -312,226	-0,101 / -0,722
r_{FR2}/T_{FR2}	-0,195 / -1,431	-0,088 / -0,628
r_{FR3}/T_{FR3}	-0,183 / -1,339	–
r_{R1R2}/T_{R1R2}	0,256 / 1,941	0,804* / 160,75
r_{R1R3}/T_{R1R3}	0,071 / 0,504	–
r_{R2R3}/T_{R2R3}	-0,854* / -22,300	–
r_{FL}/T_{FL}	0,081 / 0,576	0,144 / 1,038
r_{R1L}/T_{R1L}	-0,120 / -0,862	0,591* / 6,415
r_{R2L}/T_{R2L}	0,690* / 9,306	0,633* / 7,477
r_{R3L}/T_{R3L}	-0,421* / -3,623	–

Розглянемо вплив інформаційної невизначеності про навантаження на долото, частоту обертання долота, координат точок дотику ОЦЕ зі стінкою свердловини та локальних каверн на характеристики КНБК, яка використовувалась для буріння вертикальної ділянки в інтервалі 2200 – 2455 м свердловини 73 Семиренківська [53, 64].

КНБК включала: долото 311,1 мм; 17,55 м ОБТ-203; КЛСВ-304,8; 8,71 м ОБТ-203; КЛСВ-303,2 і 118,77 м ОБТ-203. В інтервалі буріння вертикальної ділянки: $G=60-100$ кН, $\omega=70-100$ хв⁻¹, $\rho=1150$ кг/м³, $l_k=600$ мм. Максимальне значення зенітного кута стовбура свердловини 3°.

В табл. 3.3 наведено фрагменти результатів моделювання характеристик КНБК. Величина $a_{ОБТ}/a_D$ наведена для трьохшарошкового долота (чисельник) та долота РДС (знаменник). Варіанти КНБК моделювали як дискретну випадкову

Таблиця 3.3 – Фрагменти результатів статистичного моделювання характеристик КНБК із двома ОЦЕ

Дослід	Варіант КНБК	α , град	x_1 , м	x_2 , м	G , кН	ω , хв ⁻¹	Характеристики КНБК				
							F_d , кН	R_1 , кН	R_2 , кН	L , м	$a_{обт}/a_d$
0	–	1,00	19,34	29,93	100,0	100,0	0,32	0,40	1,99	61,3	1,5 / 1,0
1	1	0,44	–	29,6	77,5	88,3	0,05	–	0,83	69,7	1,0 / 1,0
2	1	0,43	–	29,7	83,1	72,2	0,05	–	0,81	69,7	5,6 / 1,0
3	3	2,08	19,3	29,7	85,1	89,6	0,61	0,13	3,11	55,4	1,0 / 1,0
4	2	1,28	19,1	–	80,2	73,1	-0,05	1,88	–	47,2	1,0 / 1,0
5	2	2,90	19,5	–	87,8	76,8	0,24	3,51	–	41,8	1,0 / 1,0
6	3	0,46	19,1	30,0	67,6	97,6	0,17	0,40	1,25	72,6	1,0 / 1,0
7	2	2,47	19,6	–	67,1	89,9	0,18	3,11	–	43,3	1,0 / 1,0
...
22	1	2,54	–	29,8	82,2	98,6	0,74	–	3,52	54,1	1,1 / 1,0
23	1	1,37	–	30,0	69,7	70,8	0,35	–	2,10	58,6	1,1 / 1,0
24	1	2,95	–	30,2	84,2	71,7	0,90	–	4,03	53,7	1,9 / 1,0
25	3	2,22	19,0	29,8	83,4	73,9	0,65	0,05	3,21	54,9	1,0 / 1,0
26	1	0,59	–	29,7	79,8	95,9	0,10	–	1,05	65,8	1,0 / 1,0
27	3	2,52	19,5	29,9	89,6	91,6	0,73	0,05	3,82	54,0	1,0 / 1,0
28	1	1,50	–	30,0	84,8	70,4	0,39	–	2,25	57,5	1,0 / 1,0
...
47	2	2,26	19,1	–	94,9	92,3	0,09	2,88	–	42,8	1,0 / 1,0
48	3	2,50	19,2	29,6	78,1	92,4	0,72	0,01	3,48	54	1,0 / 1,0
49	1	1,31	–	29,7	65,1	76,9	0,33	–	2,02	58,7	3,2 / 1,0
50	2	2,09	19,2	–	91,4	76,9	0,07	2,71	–	43,5	1,2 / 1,0

Примітка. Показник динамічної стійкості КНБК в чисельнику наведений для трьохшарашкового долота, а в знаменнику – для долота PDC. Варіанти КНБК: 1 – перший ОЦЕ не контактує зі стінкою свердловини, 2 – другий ОЦЕ не контактує зі стінкою свердловини, 3 – всі ОЦЕ контактують зі стінкою свердловини.

величину із рівномірним розподілом ймовірностей. Зенітний кут свердловини, параметри режиму буріння (навантаження на долото та частота обертання), точки контакту ОЦЕ зі стінкою свердловини моделювали як неперервні статистично незалежні випадкові величини із рівномірним розподілом ймовірності.

У табл. 3.4 наведено статистичні оцінки статичних характеристик застосовуваної КНБК. Варто зазначити тісний кореляційний зв'язок між деякими параметрами КНБК (їх значення у табл. 3.4 відзначено зірочкою).

Таблиця 3.4 – Оцінка статичних характеристик КНБК із двома ОЦЕ

Показники	Числові значення
$\bar{F}_D, \text{кН} / S_F^2, \text{кН}^2$	0,314 / 0,291
$\bar{R}_1, \text{кН} / S_1^2, \text{кН}^2$	1,367 / 1,357
$\bar{R}_2, \text{кН} / S_2^2, \text{кН}^2$	2,307 / 1,057
$\bar{L}, \text{м} / S_L^2, \text{м}^2$	57,729 / 11,243
r_{FR1}/T_{FR1}	-0,464 / -2,577
r_{FR2}/T_{FR2}	0,997* / 955,989
r_{R1R2}/T_{R1R2}	-0,979* / -62,326
r_{FL}/T_{FL}	-0,259 / -1,820
r_{R1L}/T_{R1L}	-0,622* / -4,304
r_{R2L}/T_{R2L}	-0,916* / -31,688

Аналіз характеристик КНБК за наявності локальних каверн (коли один із ОЦЕ, причому будь-який, не контактує зі стінкою свердловини) і координат точок контакту ОЦЕ суттєво впливають на збільшення відхиляючої сили на долоті та порушення динамічної стійкості.

Дані табл. 3.2 та 3.4 свідчать про вагомий вплив інформаційної невизначеності про зенітний кут свердловини, параметри режиму буріння, точки контакту ОЦЕ зі стінкою свердловини і наявність локальних каверн на показник відхиляючої сили на долоті та динамічну стійкість КНБК.

3.2 Вплив параметрів ОЦЕ на характеристики КНБК

З метою ілюстрації впливу зносу ОЦЕ на статичні та динамічні характеристики розглянемо результати числового моделювання характеристик КНБК для умовно вертикальної і похило скерованої ділянок свердловин. Відзначимо, що КНБК підібрано відповідно до моделі (2.4) з урахуванням інформаційної невизначеності про зенітний кут свердловини, параметри режиму буріння (навантаження на долото, частота обертання долота), наявність локальних каверн і характеризуються низькими показниками ризику.

Для умовно вертикальної свердловини (зенітний кут 1°) досліджували КНБК, що включає долото 393,7 мм, ОБТ-203 з внутрішнім діаметром 80 мм і довжиною 150 м та чотири ОЦЕ з координатами їх розташування $x_1=3$ м, $x_2=6,5$ м, $x_3=11,0$ м, $x_4=16,0$ м. Для забезпечення якісного формування стовбура свердловини прийmemo перший від долота ОЦЕ повнорозмірним (тобто величина зносу $\delta_1=0$ мм), а інші – неповнорозмірними. Параметри режиму буріння: навантаження на долото 170 кН, частота обертання долота 70 хв^{-1} . Густина бурового розчину 1150 кг/м^3 .

Використовували латинський план числового експерименту [55] для трьох змінних факторів на п'яти рівнях: $\delta_2=(0; 0,5; 1,0; 1,5; 2,0)$ мм, $\delta_3=(0; 0,75; 1,50; 2,25; 3,00)$ мм, $\delta_4=(0; 1,0; 2,0; 3,0; 4,0)$ мм. В табл. 3.5 наведено матрицю плану експерименту і результати обчислень відхиляючої сили на долоті та показника динамічної стійкості КНБК $a_{\text{ОБТ}}/a_{\text{Д}}$ для трьохшарошкового долота (чисельник) та долота PDC (знаменник).

Для обробки отриманих результатів досліджень використано регресійні моделі $F_{\text{Д}}(\delta_2, \delta_3, \delta_4)$ у вигляді поліномів другого порядку [55]

$$F_{\text{Д}}(\delta_2, \delta_3, \delta_4) = Bb(\delta_2, \delta_3, \delta_4), \quad (3.1)$$

де $b(\delta_2, \delta_3, \delta_4) = (1, \delta_2, \delta_3, \delta_4, \delta_2\delta_3, \delta_2\delta_4, \delta_3\delta_4, \delta_2^2, \delta_3^2, \delta_4^2)$ – вектор базисних

Таблиця 3.5 – План і результати числового експерименту з вивчення впливу зносу ОЦЕ на деякі характеристики КНБК для буріння вертикальної ділянки свердловини

Дослід	Фактори			Результати числового експерименту		Розрахункові значення F_D за (3.1), кН
	δ_2 , мм	δ_3 , мм	δ_4 , мм	F_D , кН	a_{OBT} / a_D	
1	0	0	0	0,155	1,0 / 1,0	0,019
2	0,50	0,75	1,00	-0,027	1,0 / 1,0	0,064
3	1,00	1,50	2,00	0,359	1,0 / 1,0	0,284
4	1,50	2,25	3,00	0,745	1,0 / 1,0	0,679
5	2,00	3,00	4,00	1,131	1,0 / 1,0	1,249
6	0,50	1,50	3,00	0,303	1,0 / 1,0	0,117
7	1,00	2,25	4,00	0,662	1,0 / 1,0	0,506
8	1,50	3,00	0	0,699	1,0 / 1,0	0,687
9	2,00	0	1,00	-0,304	1,0 / 1,0	-0,428
10	0	0,75	2,00	-0,056	1,0 / 1,0	-0,097
11	1,00	3,00	1,00	0,607	1,0 / 1,0	0,518
12	1,50	0	2,00	-0,197	1,0 / 1,0	-0,108
13	2,00	0,75	3,00	0,189	1,0 / 1,0	0,130
14	0	1,50	4,00	-0,267	1,0 / 1,0	-0,212
15	0,50	2,25	0	0,248	1,0 / 1,0	0,135
16	1,50	0,75	4,00	0,297	1,0 / 1,0	0,282
17	2,00	1,50	0	0,143	1,0 / 1,0	0,133
18	0	2,25	1,00	-0,322	1,0 / 1,0	-0,189
19	0,50	3,00	2,00	0,065	1,0 / 1,0	0,188
20	1,00	0	3,00	-0,089	1,0 / 1,0	0,050
21	2,00	2,25	2,00	0,637	1,0 / 1,0	0,691
22	0	3,00	3,00	-0,321	1,0 / 1,0	-0,305
23	0,50	0	4,00	0,019	1,0 / 1,0	0,046
24	1,00	0,75	0	-0,135	1,0 / 1,0	0,063
25	1,50	1,50	1,00	0,251	1,0 / 1,0	0,290

Примітка. Показник динамічної стійкості КНБК в чисельнику наведений для трьохшарового долота, а в знаменнику – для долота PDC.

функцій поліноміальної моделі. Оцінки вектора \hat{B} параметрів в (3.1) та регресійних моделей $\hat{\varepsilon}$ для показників F_D побудовано в класі E різноманітних поєднань базисних функцій з умови мінімуму дисперсії адекватності [55]

$$\min \left\{ S_{\varepsilon}^2 = \frac{1}{n - r_{\varepsilon}} \sum_{i=1}^n [Bb(\delta_2, \delta_3, \delta_4) - F_{Di}]^2 \right\} \Rightarrow \{ \hat{B}_j, \hat{\varepsilon} \}, \quad \varepsilon \in E, \quad (3.2)$$

де r_{ε} – число оцінюваних параметрів в моделях (3.1);

$\delta_2, \delta_3, \delta_4$ – дані плану експерименту (див. табл. 3.5);

F_{Di} – результати розрахунку відхиляючої сили на долоті.

Клас E сформований з лінійної частини полінома з включенням комбінацій добутоків та квадратів вихідних факторів (див. табл. 3.6) і склав 23 моделі.

В табл. 3.6 наведено оцінки параметрів і дисперсії адекватності рівняння (3.1) для показника відхиляючої сили на долоті, побудованих за допомогою (3.2). Розрахункові значення показників відхиляючої сили на долоті згідно отриманих регресійних моделей (3.1) наведено у табл. 3.5. Одиниці вимірювань параметрів B_i рівнянь відповідають прийнятим в табл. 3.5 одиницям вимірювання факторів та сили F_D .

Таблиця 3.6 – Параметри рівняння (3.1) відхиляючої сили на долоті для буріння умовно вертикальної ділянки свердловини

Базисні функції	Параметри моделі	Значення параметрів B_i моделі (3.1)
1	B_1	$2,298 \cdot 10^4$
δ_2	B_2	14,456
δ_3	B_3	-103,892
δ_4	B_4	-27,302
$\delta_2 \delta_3$	B_5	0,264
$\delta_2 \delta_4$	B_6	0,069
$\delta_3 \delta_4$	B_7	–
δ_2^2	B_8	-0,185
δ_3^2	B_9	–
δ_4^2	B_{10}	–
Дисперсія адекватності моделі, кН^2		0,0144

Результати досліджень (див. табл. 3.5) вказують, що знос ОЦЕ має вплив на показники відхиляючої сили на долоті та не впливає на показник динамічної стійкості КНБК. Під час додаткових досліджень виявлено, що у більшості випадків знос ОЦЕ спричиняє відсутність контакту одного (другого або третього) ОЦЕ зі стінкою свердловини.

На рис. 3.1 показано вплив зносу третього та четвертого ОЦЕ на залежність $F_D(\delta_2)$. На рис. 3.2 показано вплив зносу другого та третього ОЦЕ на показники відхиляючої сили на долоті при різних значеннях діаметра четвертого ОЦЕ.

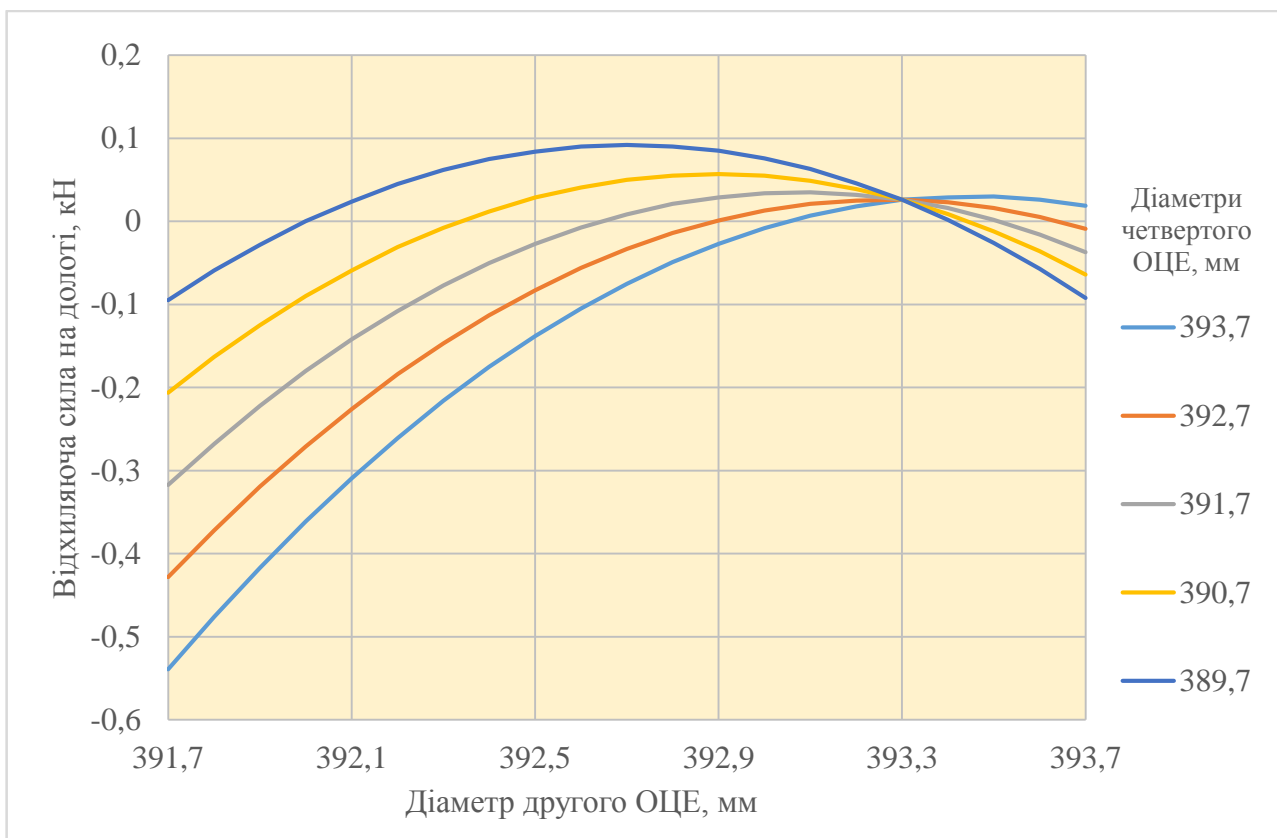


Рисунок 3.1 – Вплив зносу другого ОЦЕ на відхиляючу силу на долоті для фіксованих значень діаметрів третього (392,7 мм) та четвертого ОЦЕ

Проілюструємо вплив зносу ОЦЕ на статичні та динамічні характеристики КНБК, що включає чотири ОЦЕ для похилої ділянки свердловини, зенітний кут якої 11° , координати розташування ОЦЕ такі: $x_1=3,5$ м, $x_2=6$ м, $x_3=10$ м, $x_4=14$ м. Навантаження на долото 180 кН, частота обертання долота 60 хв^{-1} , густина бурового розчину 1160 кг/м^3 .

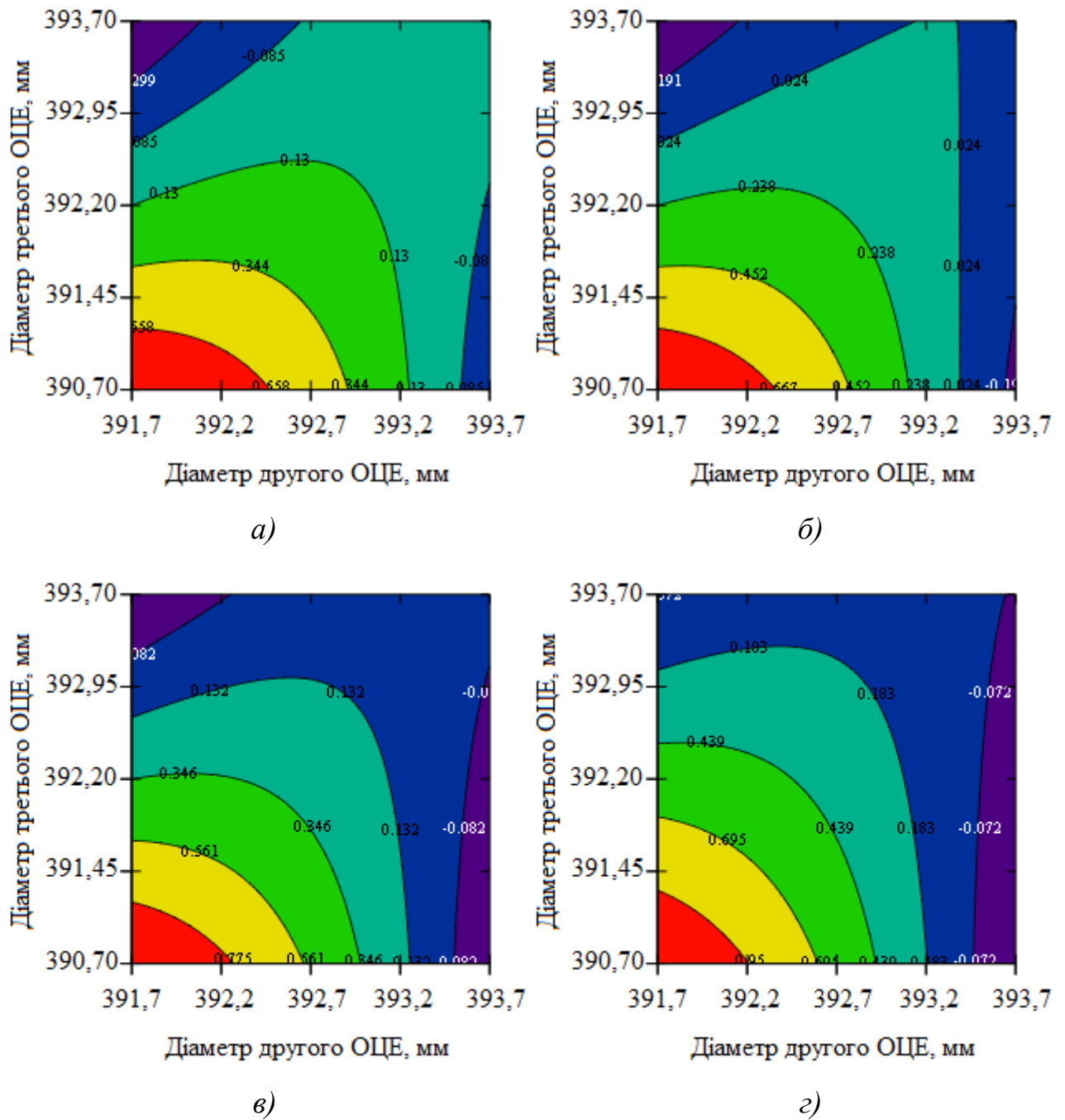


Рисунок 3.2 – Вплив зносу другого та третього ОЦЕ на відхиляючу силу на долоті для фіксованого діаметра четвертого ОЦЕ (*a* – 393,7 мм; *б* – 392,7 мм; *в* – 391,7 мм; *з* – 389,7 мм)

Аналогічно вертикальній ділянці скористаємось латинським планом числового експерименту для трьох змінних на п'яти рівнях: $\delta_2 = (0; 0,5; 1,0; 1,5; 2,0)$ мм, $\delta_3 = (0; 0,75; 1,50; 2,25; 3,00)$ мм, $\delta_4 = (0; 1,0; 2,0; 3,0; 4,0)$ мм. Відзначимо, що перший ОЦЕ – повнорозмірний.

В табл. 3.7 наведено матрицю плану числового експерименту, значення відхиляючої сили на долоті та показника динамічної стійкості КНБК для

Таблиця 3.7 – План і результати числового експерименту з вивчення впливу зносу ОЦЕ на деякі характеристики КНБК для буріння похилої ділянки свердловини

Дослід	Фактори			Результати числового експерименту		Розрахункові значення F_d згідно (3.1), кН
	δ_2 , мм	δ_3 , мм	δ_4 , мм	F_d , кН	$a_{обг} / a_d$	
1	0	0	0	0,66	1,0 / 1,0	0,51
2	0,25	0,50	0,75	0,18	1,0 / 1,0	0,29
3	0,50	1,00	1,50	0,31	1,0 / 1,0	0,32
4	0,75	1,50	2,25	0,63	1,0 / 1,0	0,59
5	1,00	2,00	3,00	0,95	1,0 / 1,0	1,09
6	0,25	1,00	2,25	0,41	1,0 / 1,0	0,37
7	0,50	1,50	3,00	0,73	1,0 / 1,0	0,54
8	0,75	2,00	0	0,54	1,0 / 1,0	0,53
9	1,00	0	0,75	-0,22	1,0 / 1,0	-0,33
10	0	0,50	1,50	0,51	1,0 / 1,0	0,44
11	0,50	2,00	0,75	0,64	1,0 / 1,0	0,51
12	0,75	0	1,50	-0,12	1,0 / 1,0	-0,09
13	1	0,50	2,25	0,20	1,0 / 1,0	0,15
14	0	1,00	3,00	0,36	1,0 / 1,0	0,37
15	0,25	1,50	0	0,33	1,0 / 1,0	0,37
16	0,75	0,50	3,00	0,30	1,0 / 1,0	0,25
17	1,00	1,00	0	0,11	1,0 / 1,0	0,09
18	0	1,50	0,75	0,35	1,0 / 1,0	0,40
19	0,25	2,00	1,50	0,55	1,0 / 1,0	0,45
20	0,50	0	2,25	-0,02	1,0 / 1,0	0,11
21	1,00	1,50	1,50	0,53	1,0 / 1,0	0,59
22	0	2,00	2,25	0,20	1,0 / 1,0	0,35
23	0,25	0	3,00	0,23	1,0 / 1,0	0,26
24	0,50	0,50	0	-0,08	1,0 / 1,0	0,11
25	0,75	1,00	0,75	0,21	1,0 / 1,0	0,23

Примітка. Показник динамічної стійкості КНБК в чисельнику наведений для трьохшарашкового долота, а в знаменнику – для долота PDC.

трьохшарошкового долота (чисельник) і долота PDC (знаменник). Результати свідчать про вплив зносу ОЦЕ на показник відхиляючої сили на долоті, а також у більшості дослідів на відсутність контакту другого ОЦЕ зі стінкою свердловини. Однак, знос ОЦЕ в межах факторного простору не впливає на показник динамічної стійкості КНБК для трьохшарошкового долота і долота PDC.

В табл. 3.8 наведено оцінки параметрів і дисперсій адекватності рівнянь (3.1) для показників відхиляючої сили на долоті, побудованих за допомогою (3.2).

Таблиця 3.8 – Параметри рівняння (3.1) відхиляючої сили на долоті для буріння похилої ділянки свердловини

Базисні функції	Параметри моделі	Значення параметрів B_i моделі (3.1)
1	B_1	$8,261 \cdot 10^4$
δ_2	B_2	-330,919
δ_3	B_3	-177,936
δ_4	B_4	-51,865
$\delta_2 \delta_3$	B_5	0,594
$\delta_2 \delta_4$	B_6	0,172
$\delta_3 \delta_4$	B_7	$8,672 \cdot 10^{-3}$
δ_2^2	B_8	0,179
δ_3^2	B_9	–
δ_4^2	B_{10}	$-2,710 \cdot 10^{-3}$
Дисперсія адекватності моделі, кН^2		0,0143

На рис. 3.3 показано вплив зносу другого та третього ОЦЕ на показники відхиляючої сили на долоті при різних значеннях діаметра четвертого ОЦЕ. На рис. 3.4 для фіксованих діаметрів третього та четвертого ОЦЕ показано вплив зносу другого ОЦЕ на відхиляючу силу на долоті.

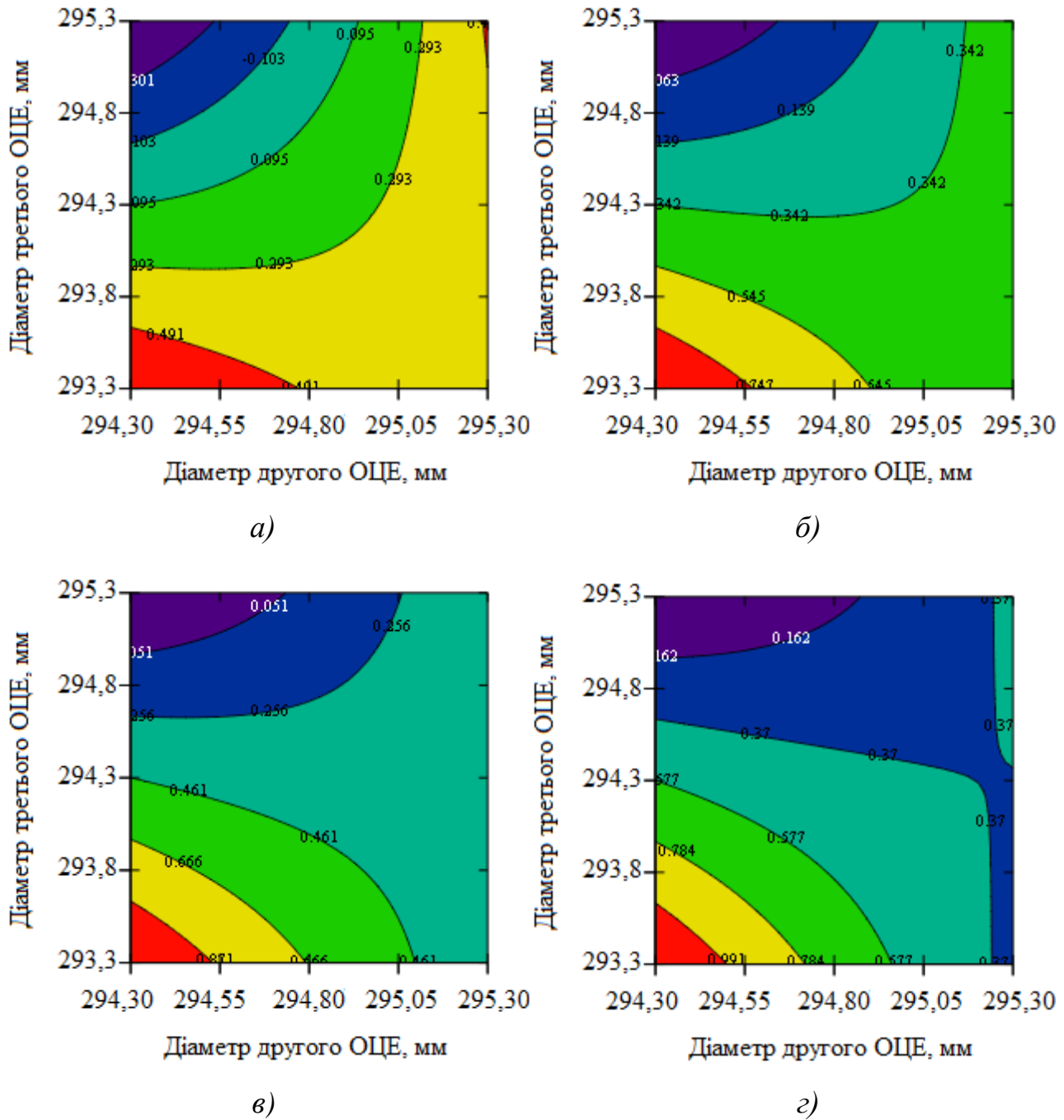


Рисунок 3.3 – Вплив зносу другого та третього ОЦЕ на відхиляючу силу на долоті при фіксованих значеннях діаметра четвертого ОЦЕ (*a* – 295,3 мм; *б* – 293,8 мм; *в* – 293,05 мм; *з* – 292,3 мм)

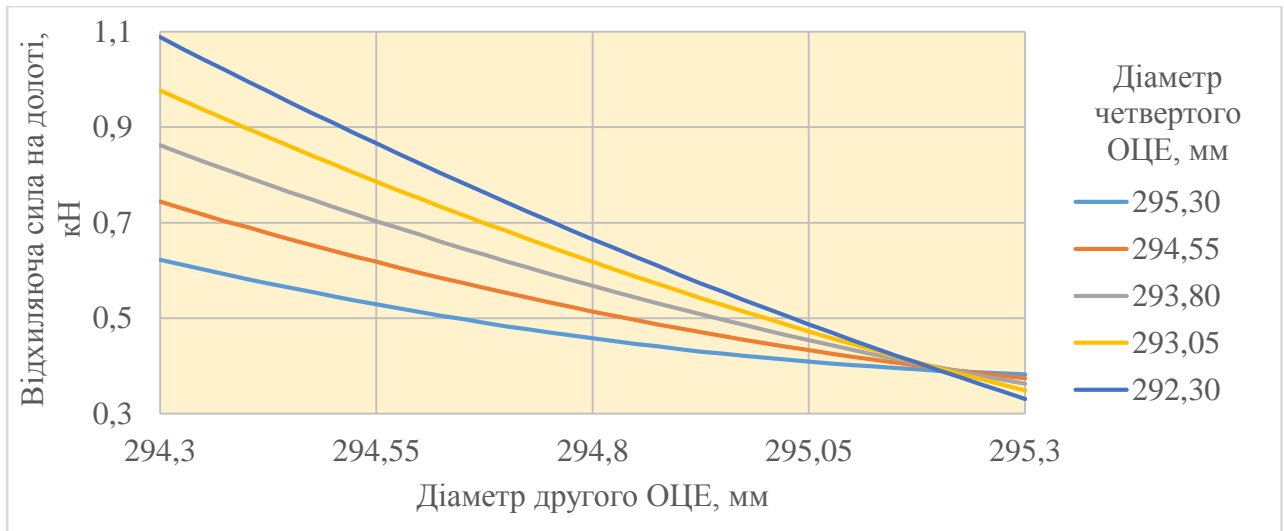


Рисунок 3.4 – Вплив зносу другого ОЦЕ на відхиляючу силу на долоті для фіксованих значень діаметрів третього (293,3 мм) та четвертого ОЦЕ

Таким чином, знос ОЦЕ призводить до відсутності контакту ОЦЕ зі стінкою свердловини, що в подальшому викликає зміну відхиляючої сили на долоті. Щодо показника динамічної стійкості долота, то він залишається незмінним до зносу ОЦЕ для підбраної за допомогою моделі (2.4) КНБК.

3.3 Оцінка ефективності КНБК

Оцінка ризиків розв'язку задачі (2.4) будується з допомогою методів статистичного моделювання та аналізу одержаних результатів вибору КНБК [60].

Нехай параметри моделі (2.4) подані точно відомими, а також неточно відомими статистично незалежними 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 всіх 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 з вектором середніх значень і матрицею коваріацій.

Статистичне моделювання задачі прийняття рішення (2.4) зводиться до моделювання неточно відомих параметрів, побудови вибірок для критерію оптимальності та деяких обмежень $\varphi(x^v)$, залежних від неточно відомих параметрів. На основі цих вибірок будують оцінки ризиків розв'язку задачі (2.4). Така процедура може бути реалізованою як додатковий модуль системи підтримки прийняття рішень або експертної системи і допускає уточнення моделі (2.4), яке полягає у пошуку стійких до впливу випадкових факторів розв'язків [60].

Для прикладу розглянемо оцінку ризиків КНБК, до складу якої входить три ОЦЕ. Геометричні характеристики КНБК наведено у п. 2.3. Змоделюємо інформацію про локальні каверни (тобто коли один, причому будь-який із ОЦЕ, не контактує зі стінкою свердловини), зенітний кут свердловини, навантаження на долото, частоту обертання долота і точку контакту ОЦЕ зі стінкою свердловини). Інформація для моделювання неточних величин: $\sigma_\alpha^2 = 1$ град²; $[G_1, G_2] = 170 - 190$ кН; $[\omega_1, \omega_2] = 70 - 90$ хв⁻¹; $l_k = 600$ мм.

Варіанти КНБК змоделюємо як дискретні випадкові величини з однаковою ймовірністю, зенітний кут як статистично незалежну випадкову величину з нормальним розподілом ймовірності, а всі інші з рівномірним розподілом ймовірності. Дослідимо динамічні та статичні характеристики КНБК при бурінні шарошковими долотами та долотами PDC. Число статистичних експериментів для однієї КНБК – 100.

В табл. 3.9 наведені фрагменти результатів моделювання характеристик КНБК. В статистичних експериментах заливкою сірого кольору виділено ті результати, які не відповідають системі обмежень задачі (2.4).

Таблиця 3.9 – Фрагменти результатів статистичного моделювання характеристик КНБК

Неточні вихідні дані							Результати експерименту	
Варіант КНБК	α , град	ω , хв ⁻¹	G , кН	x_1 , м	x_2 , м	x_3 , м	a_{OBT} / a_D	F_D , кН
2	16,6	87,3	173	3,5	–	18,2	1,1 / 8,8	1,19
4	16,3	84,9	178	3,7	9,2	18,2	1,0 / 1,0	-0,04
2	17,9	75,1	180	3,4	–	18,2	1,0 / 2,3	1,09
3	16,4	77,3	173	3,4	8,7	–	1,0 / 1,0	3,69
2	16,6	78,4	164	3,8	–	18,0	1,0 / 1,9	1,42
3	17,9	80,4	166	3,5	9,2	–	1,0 / 1,0	3,75
...
4	15,4	71,0	165	3,2	9,0	18,1	1,0 / 1,0	-0,38
4	15,8	82,2	170	3,6	9,0	18,3	1,0 / 1,0	-0,07
2	15,7	79,4	178	3,7	–	17,7	1,0 / 1,9	1,51
2	16,7	77,8	175	3,4	–	18,0	1,0 / 2,7	1,22
1	16,8	75,0	177	–	8,9	18,2	1,3 / 1,0	2,62
...
3	17,0	81,0	176	3,7	9,0	–	1,0 / 1,0	3,50
2	18,7	77,8	178	3,5	–	18,2	1,0 / 2,6	1,11
4	16,6	78,5	179	3,5	8,7	18,2	1,0 / 1,0	-0,08
2	16,7	83,3	167	3,7	–	17,9	1,0 / 3,4	1,41
1	17,0	87,8	164	–	8,9	17,7	7,1 / 1,0	2,66
1	16,9	79,0	177	–	8,9	17,8	1,3 / 1,0	2,65
4	17,9	75,3	164	3,5	8,8	18,0	9,8 / 1,0	-0,07

Примітки. Варіанти КНБК: 1 – всі ОЦЕ контактують зі стінкою свердловини, 2 – перший ОЦЕ не контактує зі стінкою свердловини, 3 – другий ОЦЕ не контактує зі стінкою свердловини, 4 – третій ОЦЕ не контактує зі стінкою свердловини. Показник динамічної стійкості КНБК в чисельнику наведений для трьохшарошкового долота, а в знаменнику – для долота PDC.

Згідно з результатами статистичного моделювання максимальне та мінімальне значення відхиляючої сили на долоті відповідно становлять $F_D=4,02$ кН та $F_D=0,03$ кН. Порушення динамічної стійкості КНБК для трьохшарошкового долота становить 29%, а для долота PDC – 32%.

Відомо, що довжина калібрувальної поверхні ОЦЕ впливає на статичні та динамічні характеристики КНБК [52], що в свою чергу впливатиме на показник ризику КНБК. Тому було б доцільно провести дослідження впливу довжини калібрувальної частини ОЦЕ на показник ризику.

Отже, розглянемо КНБК для буріння похилої ділянки свердловини, яка підібрана за допомогою моделі (2.4) та має низьке значення показників ризику. Вихідні дані для розрахунку КНБК: діаметр долота 295,3 мм, довжина ОБТ-203 150 м, зенітний кут свердловини 11° , навантаження на долото 180 кН, частота обертання долота 60 хв^{-1} , густина бурового розчину 1160 кг/м^3 . Координати центрів розташування ОЦЕ: $x_1=3,5 \text{ м}$, $x_2=6 \text{ м}$, $x_3=10 \text{ м}$, $x_4=14 \text{ м}$. Обмеження на відхиляючу силу на долоті $[F_D] = 0,7 \text{ кН}$. Для досліджень використаємо план повного факторного експерименту [55] на двох рівнях зміни довжини калібрувальної поверхні ОЦЕ для чотирьох факторів: $l_{к1}=(0,24; 0,59) \text{ м}$, $l_{к2}=(0,24; 0,59) \text{ м}$, $l_{к3}=(0,24; 0,59) \text{ м}$, $l_{к4}=(0,24; 0,59) \text{ м}$ (за рекомендаціями [57]). В табл. 3.10 наведено матрицю плану експерименту та результати досліджень показників ризику.

Таблиця 3.10 – План і результати числового експерименту з вивчення впливу довжини калібрувальної поверхні ОЦЕ на показники ризику КНБК

Дослід	Фактори				Результати числового експерименту для показника ризику	Розрахункові значення показника ризику за (3.1)
	$l_{к1}, \text{ м}$	$l_{к2}, \text{ м}$	$l_{к3}, \text{ м}$	$l_{к4}, \text{ м}$		
1	0,24	0,24	0,24	0,24	0,16	0,16
2	0,59	0,24	0,24	0,24	0,22	0,22
3	0,24	0,59	0,24	0,24	0,16	0,16
4	0,24	0,24	0,59	0,24	0,16	0,16
5	0,24	0,24	0,24	0,59	0,16	0,16
6	0,24	0,24	0,59	0,59	0,16	0,16
7	0,24	0,59	0,59	0,24	0,16	0,16
8	0,59	0,24	0,24	0,59	0,24	0,24
9	0,59	0,59	0,24	0,24	0,22	0,22
10	0,59	0,24	0,59	0,24	0,22	0,22
11	0,24	0,59	0,24	0,59	0,16	0,16
12	0,24	0,59	0,59	0,59	0,16	0,16
13	0,59	0,24	0,59	0,59	0,24	0,24
14	0,59	0,59	0,24	0,59	0,24	0,24
15	0,59	0,59	0,59	0,24	0,22	0,22
16	0,59	0,59	0,59	0,59	0,24	0,24

Для кожного дослідження проводилась оцінка ризиків, що враховувала неточну інформацію про zenітний кут свердловини, навантаження на долото, частоту обертання долота і точку контакту ОЦЕ зі стінкою свердловини. Вихідні дані для моделювання неточних величин: $\sigma_{\alpha}^2 = 1$ град²; $[G_1, G_2] = 170 - 190$ кН; $[\omega_1, \omega_2] = 50 - 70$ хв⁻¹. Кількість експериментів в одному дослідженні – 50.

Як і в попередніх дослідженнях для обробки результатів досліджень використано регресійні моделі $R(l_1, l_2, l_3, l_4)$ у вигляді поліномів першого порядку. Клас E різноманітних поєднань базисних функцій сформований із лінійної частини полінома із включенням комбінацій добуток вихідних факторів.

В табл. 3.11 наведено оцінки параметрів і дисперсії адекватності найбільш

Таблиця 3.11 – Параметри рівняння для показника ризику $R(l_1, l_2, l_3, l_4)$
КНБК із чотирма ОЦЕ

Базисні функції	Параметри моделі	Значення параметрів B_i моделі для показника оцінки ризику
1	B_1	6,413
l_1	B_2	6,120
l_2	B_3	$7,276 \cdot 10^{-12}$
l_3	B_4	$2,728 \cdot 10^{-12}$
l_4	B_5	-1,959
$l_1 l_2$	B_6	$-9,844 \cdot 10^{-12}$
$l_1 l_3$	B_7	$-6,370 \cdot 10^{-12}$
$l_1 l_4$	B_8	8,163
$l_2 l_3$	B_9	$-1,819 \cdot 10^{-11}$
$l_2 l_4$	B_{10}	$-9,095 \cdot 10^{-12}$
$l_3 l_4$	B_{11}	$-7,276 \cdot 10^{-12}$
$l_1 l_2 l_3$	B_{12}	$2,060 \cdot 10^{-11}$
$l_1 l_2 l_4$	B_{13}	$1,597 \cdot 10^{-11}$
$l_2 l_3 l_4$	B_{14}	$1,819 \cdot 10^{-11}$
$l_1 l_3 l_4$	B_{15}	–
$l_1 l_2 l_3 l_4$	B_{16}	–
Дисперсія адекватності моделі, кН ²		0

адекватної моделі для показника оцінки ризику, а на рис. 3.5 показано вплив довжини калібрувальної поверхні ОЦЕ на показник оцінки ризику КНБК із чотирма ОЦЕ.

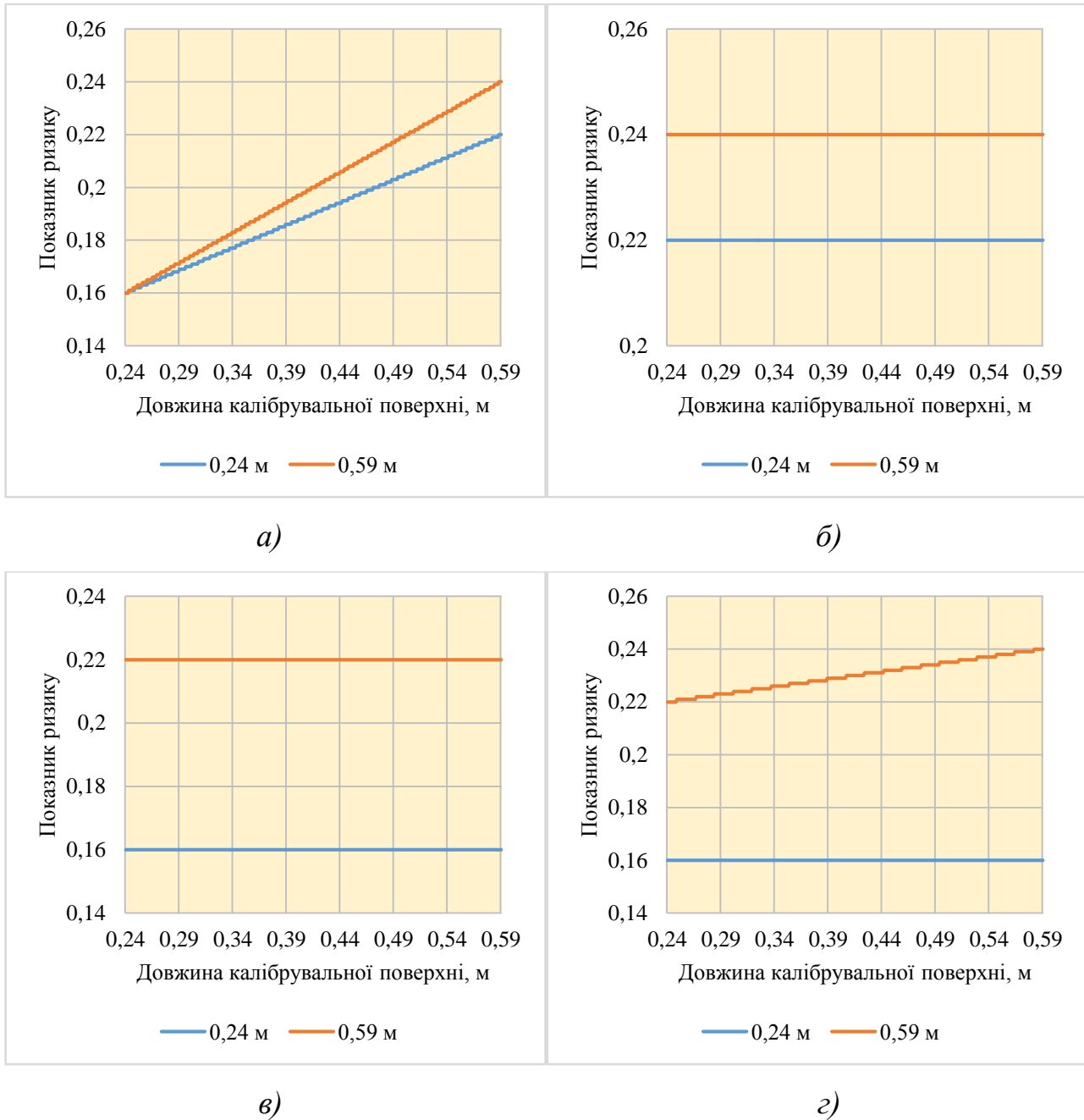


Рисунок 3.5 – Вплив довжини калібрувальної поверхні (а – першого, б – другого, в – третього, г – четвертого) ОЦЕ на показники ризику (а – $l_{к2}=0,24$ м, $l_{к3}=0,24$ м; б – $l_{к1}=0,59$ м, $l_{к3}=0,59$ м; в – $l_{к2}=0,24$ м, $l_{к4}=0,24$ м; г – $l_{к2}=0,24$ м, $l_{к3}=0,24$ м)

Рис. 3.5 вказує на те, що довжина калібрувальної поверхні впливає на показник ризику для першого ОЦЕ. Зі збільшенням довжини калібрувальної поверхні показник ризику збільшується. На відміну від першого ОЦЕ, довжина калібрувальної поверхні ОЦЕ для другого та третього ОЦЕ не впливає на показник ризику. Незначна зміна показника ризику відзначається зі зміною довжини калібрувальної поверхні для четвертого ОЦЕ.

3.4 Дослідження характеристик КНБК зі здвоєними ОЦЕ

Параметри ОЦЕ мають визначальне місце у проектуванні КНБК, яка в подальшому впливає на якість формування стовбура свердловини. У практиці буріння відоме застосування двох повнорозмірних ОЦЕ, розташованих підряд [144], а також здвоєних ОЦЕ у складі КНБК для забезпечення умови стабілізації напрямку свердловини.

Нижче наведено результати досліджень статичних і динамічних характеристик КНБК із застосуванням повнорозмірних здвоєних ОЦЕ. Зазначимо, що використання неповнорозмірних здвоєних ОЦЕ беззмістовно з позицій виконання їх функціонального призначення для зменшення відхиляючої сили на долоті чи забезпечення динамічної стійкості КНБК.

Вивчали відхиляючу силу на долоті та криву розподілу амплітуд поперечних коливань (трьохшарошкове долото та долото PDC) для трьох розмірів доліт (295,3; 215,9; 165,1 мм). Дослідження проводили для трьох конфігурацій КНБК, до складу яких входили:

А – долото, ОБТ, здвоєний ОЦЕ, ОБТ, ОЦЕ, ОБТ, ОЦЕ, ОБТ;

Б – долото, ОБТ, ОЦЕ, ОБТ, ОЦЕ, ОБТ, здвоєний ОЦЕ, ОБТ;

В – долото, ОБТ, здвоєний ОЦЕ, ОБТ, здвоєний ОЦЕ, ОБТ.

Для долота 165,1мм використовували ОБТ-127 (внутрішній діаметр 57,2 мм) довжиною 150 м; 215,9 – ОБТ-146 (внутрішній діаметр 68 мм) довжиною 150 м; 295,3 – ОБТ-203 (внутрішній діаметр 80 мм) довжиною 150 м. Обмеження на

відхиляючу для КНБК з діаметрами доліт: 295,3 мм – $[F_D]=0,6$ кН; 215,9 мм – $[F_D]=0,5$ кН; 165,1 мм – $[F_D]=0,4$ кН.

Дослідження характеристик КНБК виконано за допомогою латинського плану числового експерименту для п'ятих змінних факторів на п'яти рівнях: α – zenітний кут свердловини; x_1 – відстань від долота до першого ОЦЕ; x_2 – відстань від першого до другого ОЦЕ; x_3 – відстань від другого до третього ОЦЕ; x_4 – відстань від третього до четвертого ОЦЕ.

У табл. 3.12 наведено вихідні дані для досліджень, які включають навантаження на долото, частоту обертання долота, густину бурового розчину та межі зміни параметрів. В табл. 3.13 для прикладу наведено матрицю плану експерименту і результати дослідження відхиляючої сили на долоті для конфігурації А КНБК, діаметр долота 295,3 мм.

Для обробки отриманих результатів досліджень використано регресійні моделі $F_D(\alpha, x_1, x_2, x_3, x_4)$ у вигляді поліномів другого порядку

$$F_D(\alpha, x_1, x_2, x_3, x_4) = Bb(\alpha, x_1, x_2, x_3, x_4), \quad (3.3)$$

де $b(\alpha, x_1, x_2, x_3, x_4) = (1, \alpha, x_1, x_2, x_3, x_4, \alpha x_1, \alpha x_2, \dots, x_1 x_3, \dots, x_4^2)^T$ – вектор базисних функцій поліноміальної моделі. Оцінки вектора \hat{B} параметрів в (3.1) та регресійних моделей $\hat{\varepsilon}$ для показників F_D побудовано в класі E різноманітних поєднань базисних функцій із умови мінімуму дисперсії адекватності.

Клас E сформований із лінійної частини полінома з включенням комбінацій добутоків та квадратів вихідних факторів (див. табл. 3.13) і склав 115 моделей.

Таблиця 3.12 – Вихідні дані для досліджень характеристик КНБК зі здвоєними ОЦЕ

Діаметр долота, мм	Частота обертання, хв ⁻¹	Навантаження на долото, кН	Густина бурового розчину, кг/м ³	Конфігурація КНБК	Межі зміни параметрів				
					α , град	x_1 , м	x_2 , м	x_3 , м	x_4 , м
295,3	60	180	1280	<i>A</i>	0,5 – 16	1,5 – 5,5	0,5 – 1,7	4,0 – 12,0	4,0 – 12,0
				<i>B</i>		1,5 – 5,5	4,0 – 12,0	4,0 – 12,0	0,5 – 1,7
				<i>B</i>		1,5 – 5,5	0,5 – 1,7	4,0 – 12,0	0,5 – 1,7
				<i>A</i>	16 – 32	1,5 – 5,5	0,5 – 1,7	4,0 – 12,0	4,0 – 12,0
				<i>B</i>		1,5 – 5,5	4,0 – 12,0	4,0 – 12,0	0,5 – 1,7
				<i>B</i>		1,5 – 5,5	0,5 – 1,7	4,0 – 12,0	0,5 – 1,7
215,9	60	140	1180	<i>A</i>	0,5 – 16	1,5 – 5,5	0,5 – 1,7	4,0 – 12,0	4,0 – 12,0
				<i>B</i>		1,5 – 5,5	4,0 – 12,0	4,0 – 12,0	0,5 – 1,7
				<i>B</i>		1,5 – 5,5	0,5 – 1,7	4,0 – 20,0	0,5 – 1,7
				<i>A</i>	16 – 32	1,5 – 5,5	0,5 – 1,7	4,0 – 12,0	4,0 – 12,0
				<i>B</i>		1,5 – 5,5	4,0 – 12,0	4,0 – 12,0	0,5 – 1,7
				<i>B</i>		1,5 – 5,5	0,5 – 1,7	4,0 – 12,0	0,5 – 1,7
165,1	60	100	1120	<i>A</i>	0,5 – 16	1,5 – 5,5	0,5 – 1,7	4,0 – 12,0	4,0 – 12,0
				<i>B</i>		1,5 – 5,5	4,0 – 12,0	4,0 – 12,0	0,5 – 1,7
				<i>B</i>		1,5 – 5,5	0,5 – 1,7	4,0 – 12,0	0,5 – 1,7
				<i>A</i>	16 – 32	1,5 – 5,5	0,5 – 1,7	4,0 – 12,0	4,0 – 12,0
				<i>B</i>		1,5 – 5,5	4,0 – 12,0	4,0 – 12,0	0,5 – 1,7
				<i>B</i>		1,5 – 5,5	0,5 – 1,7	4,0 – 12,0	0,5 – 1,7

Таблиця 3.13 – План і результати числового експерименту для дослідження відхиляючої сили на долоті (КНБК конфігурації А)

Дослід	Фактори					Результати числового експерименту F_d , кН	Розрахункові значення показника F_d згідно (3.1), кН
	α , град	x_1 , м	x_2 , м	x_3 , м	x_4 , м		
1	0,5	1,5	0,5	4,0	4,0	0,093	0,146
2	4,0	2,5	0,8	6,0	6,0	0,251	0,209
3	8,0	3,5	1,1	8,0	8,0	0,481	0,434
4	12,0	4,5	1,4	10,0	10,0	0,814	0,794
5	16,0	5,5	1,7	12,0	12,0	1,251	1,291
6	0,5	2,5	1,1	10,0	12,0	0,079	0,128
7	4,0	3,5	1,4	12,0	4,0	0,291	0,323
8	8,0	4,5	1,7	4,0	6,0	0,538	0,457
9	12,0	5,5	0,5	6,0	8,0	0,813	0,771
10	16,0	1,5	0,8	8,0	10,0	0,970	1,044
11	0,5	3,5	1,7	6,0	10,0	0,067	0,017
12	4,0	4,5	0,5	8,0	12,0	0,245	0,151
13	8,0	5,5	0,8	10,0	4,0	0,577	0,629
14	12,0	1,5	1,1	12,0	6,0	1,266	0,964
15	16,0	2,5	1,4	4,0	8,0	0,779	0,887
16	0,5	4,5	0,8	12,0	8,0	0,044	0,056
17	4,0	5,5	1,1	4,0	10,0	0,302	0,264
18	8,0	1,5	1,4	6,0	12,0	0,606	0,659
19	12,0	2,5	1,7	8,0	4,0	0,729	0,791
20	16,0	3,5	0,5	10,0	6,0	0,802	0,879
21	0,5	5,5	1,4	8,0	6,0	0,050	0,155
22	4,0	1,5	1,7	10,0	8,0	0,583	0,579
23	8,0	2,5	0,5	12,0	10,0	0,433	0,516
24	12,0	3,5	0,8	4,0	12,0	0,582	0,544
25	16,0	4,5	1,1	6,0	4,0	0,976	0,933

В табл. 3.14 – 3.16 наведено оцінки параметрів і дисперсій адекватності рівнянь (3.3) для показників відхиляючої сили на долоті. Одиниці вимірювань параметрів B_i рівнянь стану відповідають прийнятим в табл. 3.13 одиницям вимірювання факторів та відхиляючої сили на долоті F_d .

Таблиця 3.14 – Параметри рівнянь $F_D(x_1, x_2, x_3, x_4)$ для КНБК з діаметром долота 295,3 мм

Базисні функції	Параметри моделі (3.2)	Значення параметрів B_i моделі (3.1) для показника відхиляючої сили на долоті					
		0,5° – 16°			16° – 32°		
		<i>A</i>	<i>B</i>	<i>B</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>B</i>
<i>I</i>	B_1	0,488	0,834	0,266	0,399	1,665	-0,042
α	B_2	0,045	0,043	0,035	0,050	0,086	0,047
x_1	B_3	-0,414	-0,317	-0,286	-0,645	-0,503	-0,638
x_2	B_4	0,111	-0,161	0,064	0,247	-0,546	0,671
x_3	B_5	0,021	0,021	0,014	0,059	0,039	0,049
x_4	B_6	-0,001	0,075	0,035	-0,015	0,051	0,052
αx_1	B_7	0,004	0,021	0,006	–	0,004	0,006
αx_2	B_8	–	-0,013	–	–	-0,011	-0,019
αx_3	B_9	–	–	–	–	–	–
αx_4	B_{10}	–	–	–	–	–	–
$x_1 x_2$	B_{11}	–	0,045	–	–	0,138	–
$x_1 x_3$	B_{12}	–	–	–	–	–	–
$x_1 x_4$	B_{13}	–	–	–	–	–	–
$x_2 x_3$	B_{14}	–	–	–	–	–	–
$x_2 x_4$	B_{15}	–	–	–	–	–	–
$x_3 x_4$	B_{16}	–	–	–	–	–	–
α^2	B_{17}	–	–	–	–	–	–
x_1^2	B_{18}	0,053	–	0,038	0,101	–	0,086
x_2^2	B_{19}	–	–	–	–	–	–
x_3^2	B_{20}	–	–	–	–	–	–
x_4^2	B_{21}	–	–	–	–	–	–
Дисперсія адекватності моделі, кН^2		0,011	0,014	0,005	0,055	0,210	0,029

Таблиця 3.15 – Параметри рівнянь $F_d(x_1, x_2, x_3, x_4)$ для КНБК з діаметром

долота 215,9 мм

Базисні функції	Параметри моделі (3.2)	Значення параметрів B_i моделі (3.1) для показника відхиляючої сили на долоті					
		0,5° – 16°			16° – 32°		
		<i>A</i>	<i>B</i>	<i>B</i>	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>B</i>
<i>l</i>	B_1	0,190	0,422	0,110	-0,231	0,836	0,058
α	B_2	0,017	0,020	0,015	-0,008	0,044	0,024
x_1	B_3	-0,167	-0,160	-0,126	0,118	-0,292	-0,298
x_2	B_4	0,042	-0,082	0,027	-0,256	-0,273	0,104
x_3	B_5	0,011	0,012	0,008	0,110	0,026	0,019
x_4	B_6	-0,002	0,029	0,008	-0,009	$-4,6 \cdot 10^{-4}$	0,050
αx_1	B_7	-0,003	0,011	0,003	-0,004	0,003	–
αx_2	B_8	–	-0,006	–	0,0143	-0,006	–
αx_3	B_9	–	–	–	–	–	–
αx_4	B_{10}	–	–	–	–	–	–
$x_1 x_2$	B_{11}	–	0,023	–	–	0,072	–
$x_1 x_3$	B_{12}	–	–	–	-0,022	–	–
$x_1 x_4$	B_{13}	–	–	–	–	–	–
$x_2 x_3$	B_{14}	–	–	–	–	–	–
$x_2 x_4$	B_{15}	–	–	–	–	–	–
$x_3 x_4$	B_{16}	–	–	–	–	–	–
α^2	B_{17}	–	–	–	–	–	–
x_1^2	B_{18}	0,021	–	0,017	–	–	0,049
x_2^2	B_{19}	–	–	–	–	–	–
x_3^2	B_{20}	–	–	–	–	–	–
x_4^2	B_{21}	–	–	–	–	–	–
Дисперсія адекватності моделі, кН ²		0,011	0,003	0,004	0,001	0,014	0,051

Таблиця 3.16 – Параметри рівнянь $F_D(x_1, x_2, x_3, x_4)$ для КНБК з діаметром долота 165,1 мм

Базисні функції b_i	Параметри моделі	Значення параметрів B_i моделі (3.1) для показника відхиляючої сили на долоті					
		0,5° – 16°			16° – 32°		
		A	B	B	A	B	B
1	B_1	-0,150	0,413	0,073	-0,203	0,647	-0,116
α	B_2	0,002	-0,016	0,011	-0,007	0,034	0,018
x_1	B_3	0,040	-0,057	-0,089	0,102	-0,226	-0,131
x_2	B_4	-0,026	-0,085	0,018	-0,220	-0,215	0,064
x_3	B_5	0,033	0,010	0,007	0,087	0,021	0,019
x_4	B_6	-0,003	0,016	0,002	-0,008	-0,009	0,001
αx_1	B_7	0,003	0,006	0,003	0,004	0,003	–
αx_2	B_8	0,006	–	–	0,011	-0,005	–
αx_3	B_9	–	–	–	–	–	–
αx_4	B_{10}	–	–	–	–	–	–
$x_1 x_2$	B_{11}	–	0,012	–	–	0,056	–
$x_1 x_3$	B_{12}	-0,007	–	–	-0,018	–	–
$x_1 x_4$	B_{13}	–	–	–	–	–	–
$x_2 x_3$	B_{14}	–	–	–	–	–	–
$x_2 x_4$	B_{15}	–	–	–	–	–	–
$x_3 x_4$	B_{16}	–	–	–	–	–	–
α^2	B_{17}	–	–	–	–	–	–
x_1^2	B_{18}	–	–	0,012	–	–	0,026
x_2^2	B_{19}	–	–	–	–	–	–
x_3^2	B_{20}	–	–	–	–	–	–
x_4^2	B_{21}	–	–	–	–	–	–
Дисперсія адекватності моделі, кН^2		0,011	0,002	0,010	0,001	0,007	0,033

За допомогою регресійних моделей (3.1) з урахуванням (3.3) на рис. 3.6 показано вплив зенітного кута свердловини та відстані від долота до здвоєного ОЦЕ (перша точка контакту) на відхиляючу силу на долоті для різних значень довжини здвоєного ОЦЕ, місця розташування інших ОЦЕ. Графіки побудовані для конфігурації А КНБК з діаметром долота 215,9 мм.

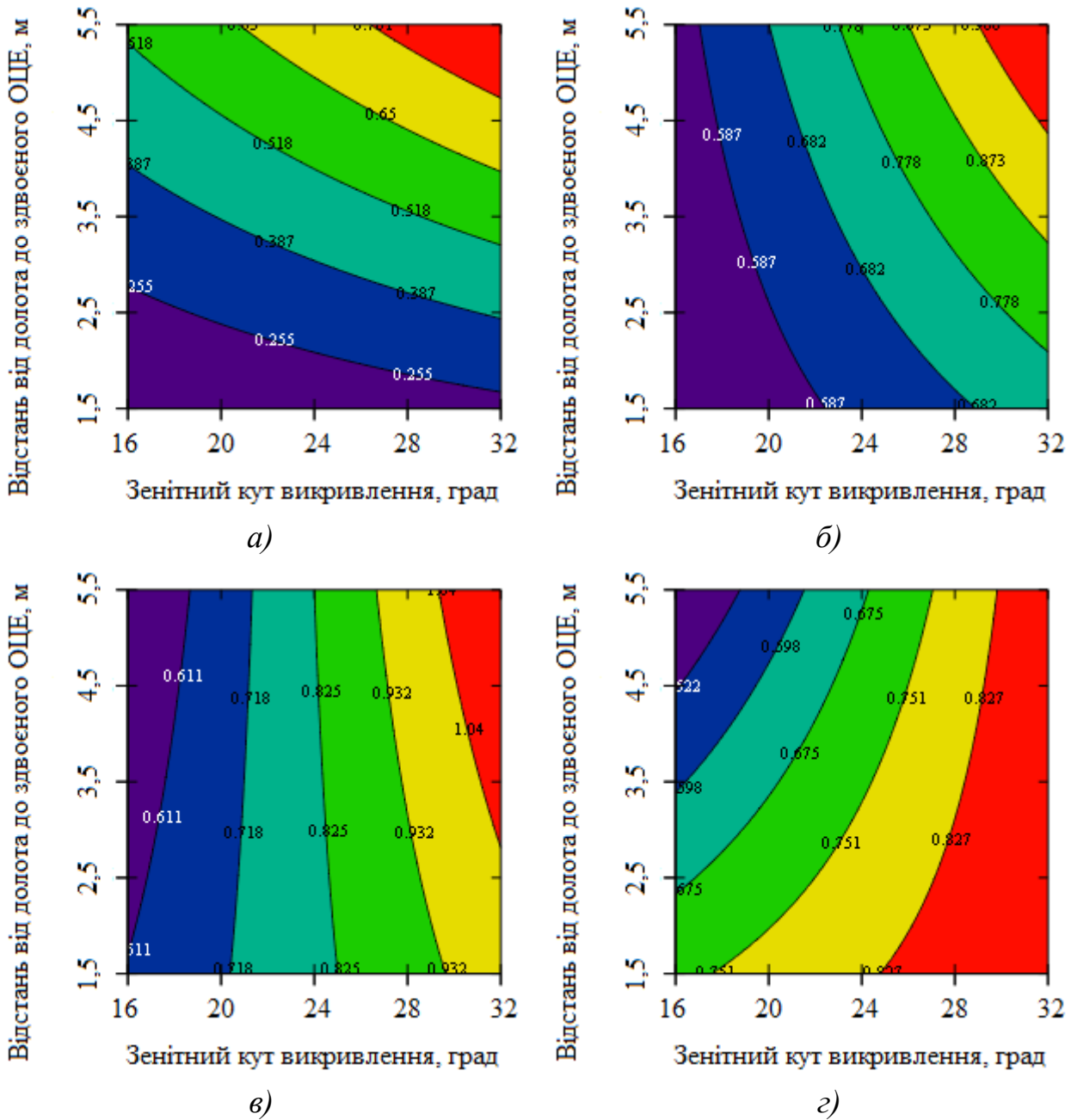


Рисунок 3.6 – Вплив зенітного кута свердловини та місця розташування здвоєного ОЦЕ на відхиляючу силу на долоті (а – $x_2=0,5$ м, $x_3=4,0$ м, $x_4=12,0$ м; б – $x_2=1,1$ м, $x_3=8,0$ м, $x_4=4,0$ м; в – $x_2=1,7$ м, $x_3=10,0$ м, $x_4=6,0$ м; г – $x_2=0,8$ м, $x_3=12,0$ м, $x_4=10,0$ м)

На рис. 3.7 показано вплив розташування першого та другого ОЦЕ на відхиляючу силу на долоті при різних значеннях зенітного кута свердловини, довжини та розташування здвоєного ОЦЕ для конфігурації Б КНБК з діаметром долота 165,1 мм.

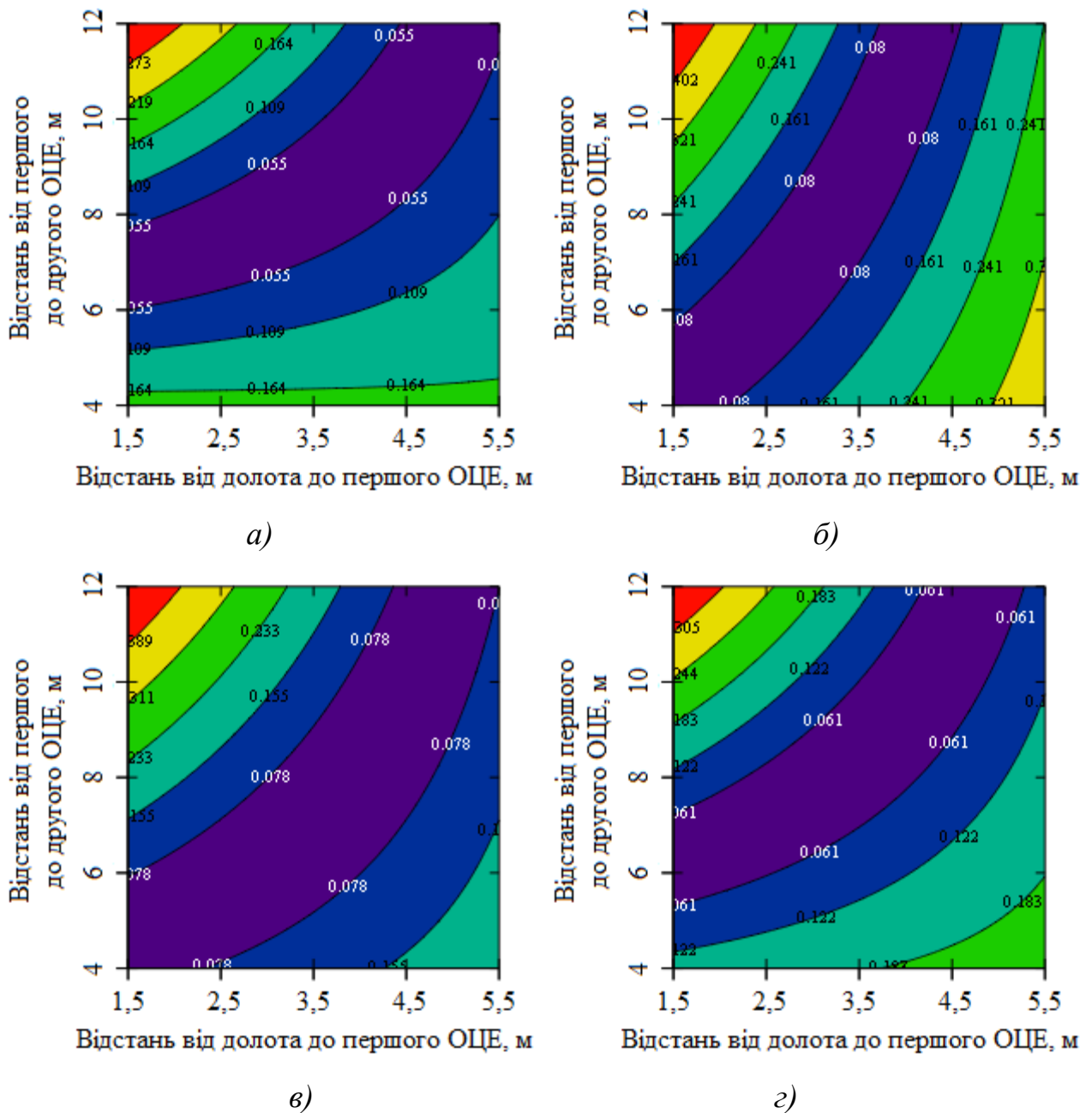
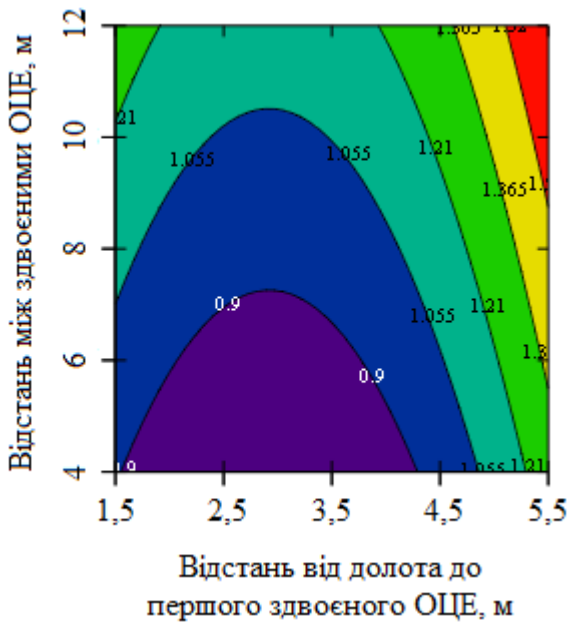
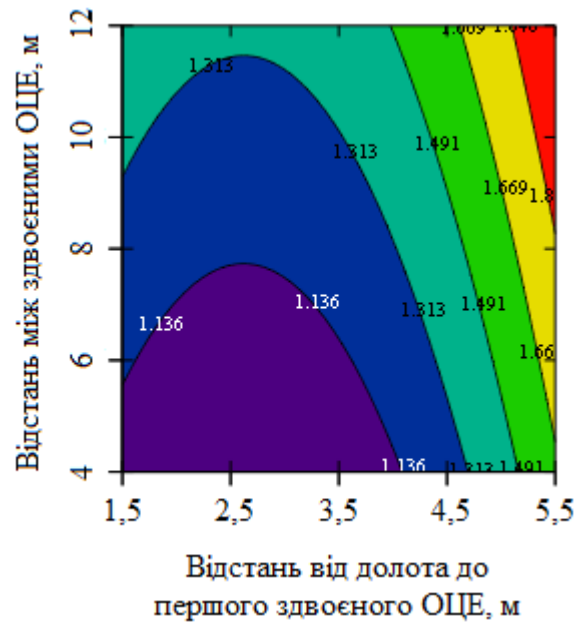


Рисунок 3.7 – Вплив розташування першого та другого ОЦЕ на відхиляючу силу на долоті (*a* – $\alpha = 0,5^\circ$, $x_4 = 12,0$ м, $x_5 = 1,1$ м; *б* – $\alpha = 16,0^\circ$, $x_4 = 6,0$ м, $x_5 = 1,7$ м; *в* – $\alpha = 8,0^\circ$, $x_4 = 4,0$ м, $x_5 = 0,5$ м; *з* – $\alpha = 4,0^\circ$, $x_4 = 10,0$ м, $x_5 = 1,4$ м)

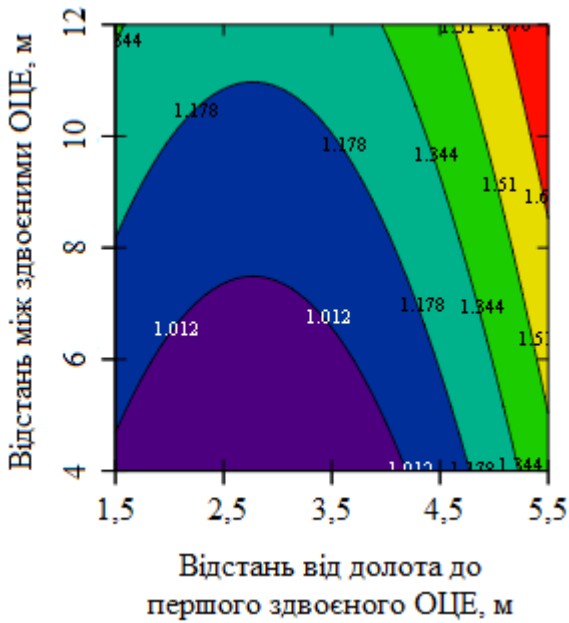
На рис. 3.8 показано вплив розташування першого та другого здвоєних ОЦЕ на відхиляючу силу на долоті при різних значеннях зенітного кута свердловини, довжини та здвоєних ОЦЕ для конфігурації В КНБК з діаметром долота 295,3 мм.



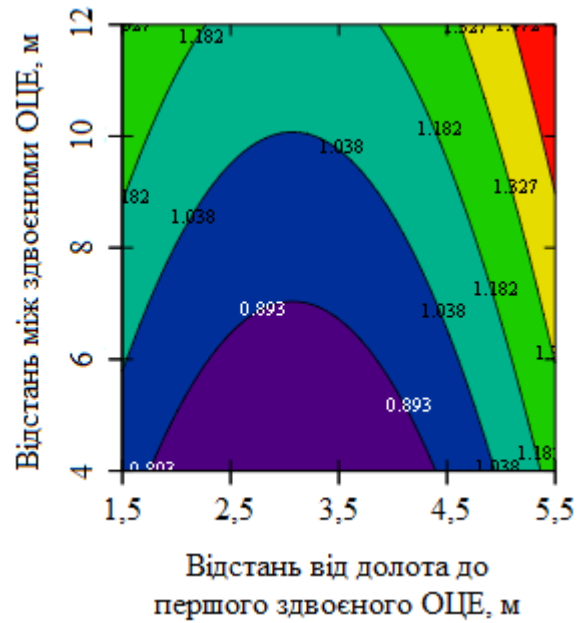
а)



б)



в)



г)

Рисунок 3.8 – Вплив розташування першого та другого ОЦЕ на відхиляючу силу на долоті (а – $\alpha=20,0^\circ$, $x_2=1,1$ м, $x_4=1,7$ м; б – $\alpha=28,0^\circ$, $x_2=0,5$ м, $x_4=0,5$ м; в – $\alpha=16,0^\circ$, $x_2=1,7$ м, $x_4=1,1$ м; г – $\alpha=24,0^\circ$, $x_2=0,8$ м, $x_4=1,4$ м)

Оптимальну відстань між центрами калібрувальних поверхонь зведених ОЦЕ знайдемо із умови

$$\begin{cases} F_d(\alpha, x_1, x_2, x_3, x_4) \Rightarrow \min; \\ \varphi(\alpha, x_1, x_2, x_3, x_4) \leq 0, \end{cases} \quad (3.4)$$

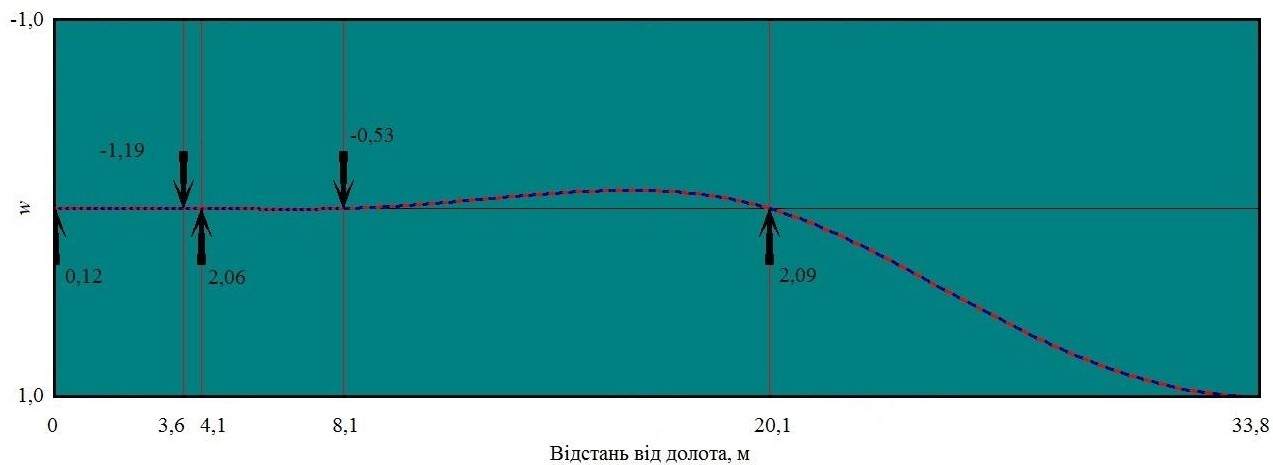
для заданого значення зенітного кута свердловини. В табл. 3.17 наведено результати розрахунку довжини між центрами калібрувальних поверхонь здвоєного ОЦЕ.

Таблиця 3.17 – Результати розрахунку за (3.4) відстані між центрами калібрувальних поверхонь здвоєного ОЦЕ

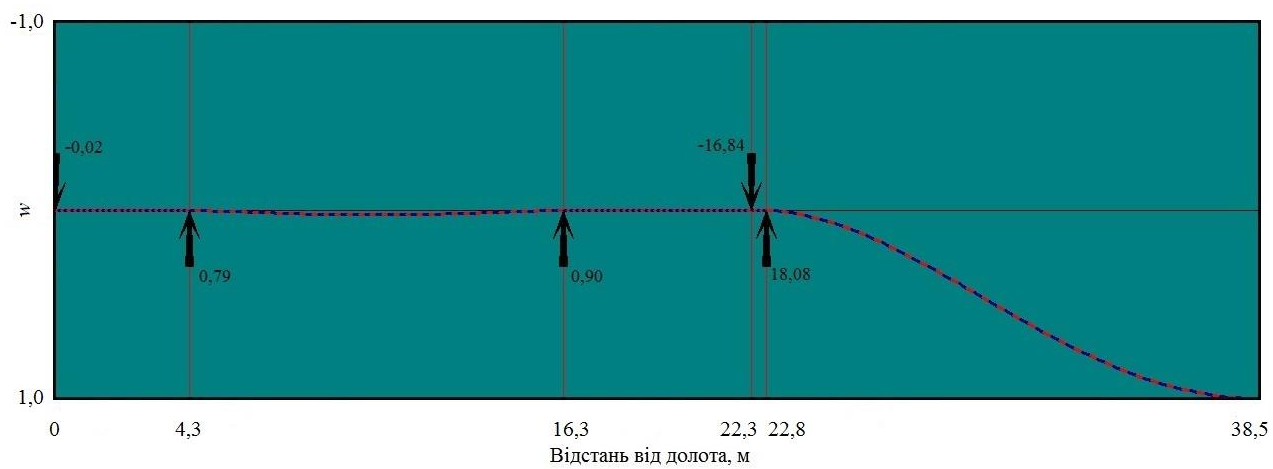
Діаметр долота, мм	Конфігурація КНБК	Довжина між центрами калібрувальних поверхонь здвоєних ОЦЕ, м
295,3	<i>A</i>	0,5
	<i>B</i>	0,5
	<i>B</i>	0,5
215,9	<i>A</i>	0,5
	<i>B</i>	0,5
	<i>B</i>	0,5
165,1	<i>A</i>	0,5
	<i>B</i>	0,5
	<i>B</i>	0,5

Дані табл. 3.17 свідчать, що для трьох типорозмірів долота та трьох конфігурацій КНБК отримано довжину здвоєного ОЦЕ із відстанню між центрами калібрувальних поверхонь 0,5 м, яка мінімізує величину відхиляючої сили на долоті. Відмітимо, що для усіх наведених розрахунків КНБК зберігала динамічну стійкість. Результати розрахунку наведено для умов буріння, що зазначені у табл. 3.11.

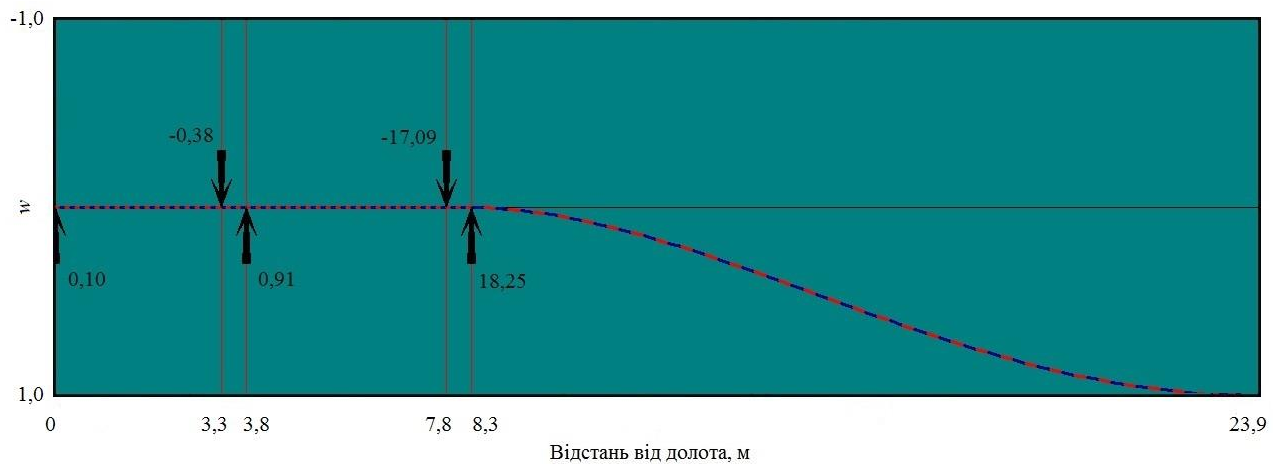
На рис. 3.9 показано статичні, а на рис. 3.10 динамічні характеристики КНБК з діаметром трьохшарошкового долота 215,9 мм для трьох різних конфігурацій КНБК. Навантаження на долото 140 кН, частота обертання 60 хв⁻¹, зенітний кут свердловини 5°.



а)

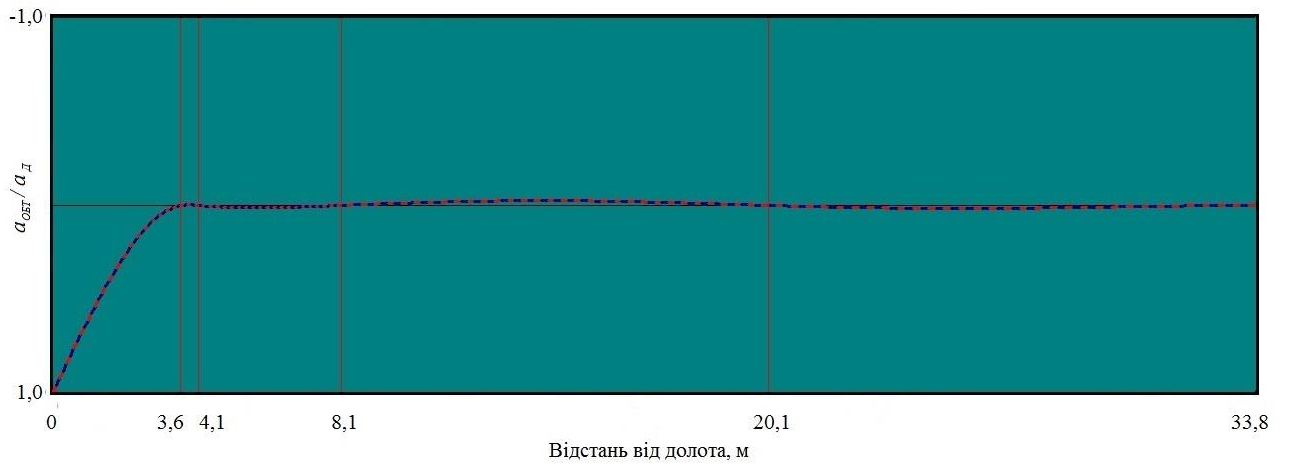


б)

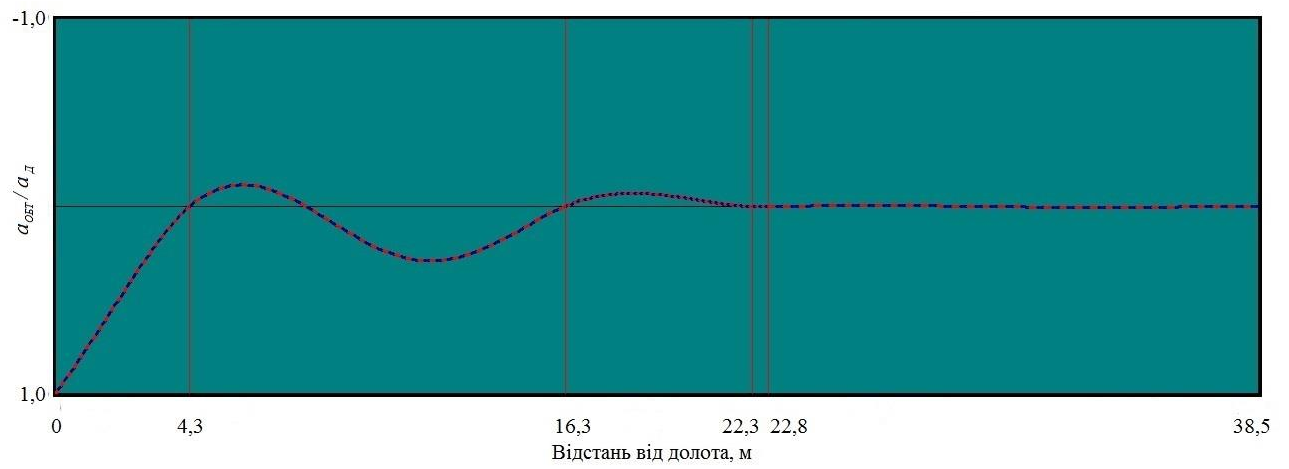


в)

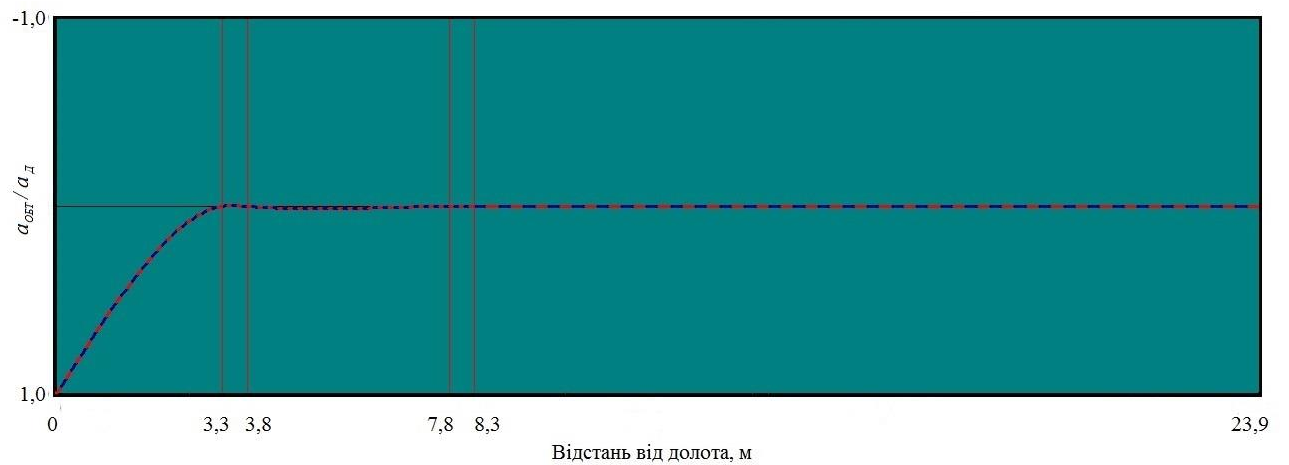
Рисунок 3.9 – Статичні характеристики КНБК із використанням здвоєних ОЦЕ (а – конфігурація А; б – конфігурація Б; в – конфігурація В)



а)



б)



в)

Рисунок 3.10 – Динамічні характеристики КНБК із використанням здвоєних ОЦЕ (а – конфігурація А; б – конфігурація Б; в – конфігурація В)

Аналіз характеристик КНБК із застосуванням здвоєних ОЦЕ (див. рис. 3.9) вказує на низькі значення відхиляючої сили на долоті для трьох різних конфігурацій. Майже відсутня відхиляюча сила для конфігурації *Б* (див. рис. 3.9б). Повне затухання кривої розподілу амплітуд поперечних коливань можливе при використанні конфігурацій *А* та *В*.

Висновки до третього розділу

Із використанням методу статистичного моделювання оцінено вплив невизначеності координат точок контакту ОЦЕ зі стінкою свердловини на характеристики КНБК, які застосовувались при бурінні вертикальної та похилої ділянок св. 172 Мелехівська. Залежно від умов буріння (зенітний кут свердловини, кількість та розміщення ОЦЕ, їх конструктивні особливості, параметри режиму буріння) відзначено вагомий вплив координат точок контакту ОЦЕ зі стінками свердловини на деякі статичні та, в окремих випадках, динамічні характеристики КНБК.

Вивчено вплив інформаційної невизначеності про зенітний кут свердловини, навантаження на долото, частоту обертання долота, точки контакту ОЦЕ зі стінкою свердловини і наявність локальних каверн на характеристики КНБК, яка використовувалась при бурінні вертикальної ділянки св. 73 Семиренківська. Встановлено, що інформаційна невизначеність про умови буріння значною мірою впливає на статичні та динамічні характеристики КНБК.

На основі методів планування числових експериментів досліджено вплив зносу ОЦЕ на характеристики підібраних за допомогою моделі (2.4) багатоопорних КНБК для буріння умовно вертикальної та похилої ділянок свердловини. Побудовано залежності $F_D(\delta_2, \delta_3, \delta_4) = idem$, які дають можливість оцінити допустимі зноси ОЦЕ для забезпечення умови стабілізації стовбура свердловини. Встановлено, що знос ОЦЕ може призвести до відсутності контакту ОЦЕ зі стінкою свердловин і не впливає на динамічну стійкість КНБК.

Вивчено вплив довжини калібрувальної поверхні ОЦЕ на показники ризику багатоопорної КНБК, підбраної за допомогою моделі (2.4) для буріння похилої ділянки свердловини. Встановлено, що збільшення довжини калібрувальної поверхні першого ОЦЕ призводить до збільшення показника ризику (внаслідок порушення умови стабілізації), а зміна довжини калібрувальних поверхонь інших ОЦЕ майже не впливає на показники ризику.

Досліджено характеристики КНБК зі здвоєними ОЦЕ для трьох розмірів долота (295,3; 215,9 і 165,1 мм) і трьох конфігурацій їх розташування. Із умови мінімуму відхиляючої сили на долоті отримано оптимальні довжини між центрами калібрувальних поверхонь здвоєних ОЦЕ, які для трьох розмірів долота і трьох конфігурацій КНБК становлять 0,5 м, причому в усіх випадках КНБК відповідають умові динамічної стійкості.

РОЗДІЛ 4

АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ НЕОРІЄНТОВАНИХ КОМПОНОВОК НИЗУ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ НА ДЕЯКИХ РОДОВИЩАХ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Практична реалізація моделі прийняття рішень (2.4) для вибору ефективних КНБК потребує інформації про вплив параметрів компоновок на показники роботи доліт і якості стовбура свердловин у подібних геолого-технічних умовах буріння. Це зумовлено необхідністю обґрунтування системи обмежень $\varphi(p^v)$ моделі (2.4) на відповідні параметри КНБК. Нижче на основі аналізу промислових даних буріння свердловин на деяких родовищах Дніпровсько-Донецької западини наведено статистичні оцінки характеристик КНБК та їх впливу на показники якості стовбура свердловин [53, 61, 63, 64, 75, 128, 129].

4.1 Оцінка впливу відхиляючої сили на долоті на показники їх роботи

Важливою для обґрунтування параметрів КНБК є оцінка їх впливу на показники відробки бурових доліт, механізм якого зумовлений комплексною дією багатьох (у тому числі випадкових) факторів. Із використанням промислової інформації оцінимо з допомогою методів кореляційного аналізу вплив відхиляючої сили.

Для аналізу використано промислову інформацію з деяких свердловин таких родовищ: Мелехівське (св. 165, 171, 172, 173, 174, 176, 178), Хрестищинське (св. 511, 516, 517, 518), Семиренківське (св. 17, 71, 73), Машівське (св. 120, 122) та Опішнянське (св. 211, 214). Для аналізу використано трьохшарошкові долота та долота PDC таких діаметрів: 444,5; 393,7; 295,3; 215,9; 165,1; 139,7 мм. В табл. 4.1 наведено середні, мінімальні та максимальні значення показників відробки доліт.

Таблиця 4.1 – Статистичні оцінки показників відробки доліт, параметрів режиму буріння та КНБК

Діаметр долота, мм	$\frac{h_{\min}}{h_{\max}}$	$\frac{\bar{h}}{S_h^2}$	$\frac{t_{\sigma \min}}{t_{\sigma \max}}$	$\frac{\bar{t}_{\sigma}}{S_t^2}$	$\frac{v_{m \min}}{v_{m \max}}$	$\frac{\bar{v}_m}{S_{v_m}^2}$	$\frac{F_{Д \min}}{F_{Д \max}}$	$\frac{\bar{F}_Д}{S_F^2}$	$\frac{G_{\min}}{G_{\max}}$	$\frac{\bar{G}}{S_G^2}$	$\frac{\omega_{\min}}{\omega_{\max}}$	$\frac{\bar{\omega}}{S_{\omega}^2}$
444,5	$\frac{10}{1203}$	$\frac{443}{1,45 \cdot 10^5}$	$\frac{6}{152,75}$	$\frac{74,09}{2,45 \cdot 10^3}$	$\frac{1,33}{9,37}$	$\frac{5,31}{7,11}$	$\frac{0,46}{0,98}$	$\frac{0,65}{0,03}$	$\frac{50}{180}$	$\frac{13,38}{1,70 \cdot 10^3}$	$\frac{55}{105}$	$\frac{80,63}{196,48}$
393,7	$\frac{1}{969}$	$\frac{166,20}{4,29 \cdot 10^4}$	$\frac{2}{289}$	$\frac{98,66}{5,88 \cdot 10^3}$	$\frac{0,38}{9,90}$	$\frac{4,69}{1,85}$	$\frac{0,57}{1,19}$	$\frac{0,89}{0,03}$	$\frac{20}{150}$	$\frac{80,95}{1,27 \cdot 10^3}$	$\frac{60}{95}$	$\frac{82,75}{106,19}$
295,3	$\frac{1,70}{285}$	$\frac{63,53}{2,36 \cdot 10^3}$	$\frac{6}{286,25}$	$\frac{123,70}{5,57 \cdot 10^3}$	$\frac{0,14}{4,85}$	$\frac{0,60}{0,35}$	$\frac{0,13}{27,30}$	$\frac{2,20}{26,39}$	$\frac{10}{160}$	$\frac{112,91}{0,83 \cdot 10^3}$	$\frac{40}{110}$	$\frac{63,63}{311,09}$
215,9	$\frac{1}{340}$	$\frac{96,56}{5,01 \cdot 10^3}$	$\frac{1,25}{458}$	$\frac{105,55}{9,19 \cdot 10^3}$	$\frac{0,18}{4,01}$	$\frac{1,16}{0,69 \cdot 10^3}$	$\frac{0,12}{11,32}$	$\frac{2,67}{10,72}$	$\frac{40}{170}$	$\frac{80,39}{1,06 \cdot 10^3}$	$\frac{44}{100}$	$\frac{70,41}{318,74}$
165,1	$\frac{25}{232}$	$\frac{97,08}{3,38 \cdot 10^3}$	$\frac{22,75}{247,75}$	$\frac{106,10}{3,17 \cdot 10^3}$	$\frac{0,39}{1,73}$	$\frac{0,98}{0,16}$	$\frac{0,05}{6,23}$	$\frac{2,18}{6,98}$	$\frac{10}{120}$	$\frac{90,83}{1,36 \cdot 10^3}$	$\frac{44}{80}$	$\frac{47,33}{97,22}$
139,7	$\frac{25}{174}$	$\frac{98,18}{2,72 \cdot 10^3}$	$\frac{17,25}{497}$	$\frac{168,96}{2,35 \cdot 10^4}$	$\frac{0,30}{2,65}$	$\frac{0,94}{0,44}$	$\frac{0,28}{0,72}$	$\frac{0,42}{0,01}$	$\frac{10}{50}$	$\frac{32,73}{256,20}$	$\frac{60}{105}$	$\frac{82,27}{247,11 \cdot 10^3}$

Примітки. x_{\min} , x_{\max} – відповідно мінімальне та максимальне значення величини x ; \bar{x} , S_x^2 – емпіричні оцінки середнього та дисперсії адекватності випадкової величини x . h – проходка на долото, м; t_{σ} – час буріння, год; v_m – механічна швидкість буріння, м/год.

В табл. 4.2 наведено оцінки коефіцієнтів кореляції між показниками відробки доліт та середнім значенням відхиляючої сили на долоті, а також критерій T для перевірки статистичної гіпотези $H_0: \rho = 0$. Тісний кореляційний зв'язок між відхиляючою силою на долоті та механічною швидкістю буріння і проходкою на долото отримано для 444,5- і 393,7-мм доліт.

Таблиця 4.2 – Коефіцієнти кореляції між відхиляючою силою на долоті та показниками їх відробки

Діаметр долота, мм	n	r_{Fh} / T	r_{Ft} / T	r_{Fv} / T
444,5	8	-0,609 / -2,740	-0,497 / -1,866	-0,701 / -3,903
393,7	20	-0,427 / -2,335	0,253 / 1,207	-0,613 / -4,387
295,3	79	0,210 / 1,964	0,022 / 0,195	0,212 / 1,986
215,9	44	-0,061 / -0,405	-0,064 / -0,424	-0,080 / -0,532
139,7	12	-0,009 / -0,023	-0,018 / -0,045	0,031 / 0,075

Примітка. n – об'єм вибірки.

В табл. 4.3 наведено значення коефіцієнта кореляції між показниками відробки доліт та параметрами режиму буріння (навантаження на долото, частота обертання долота).

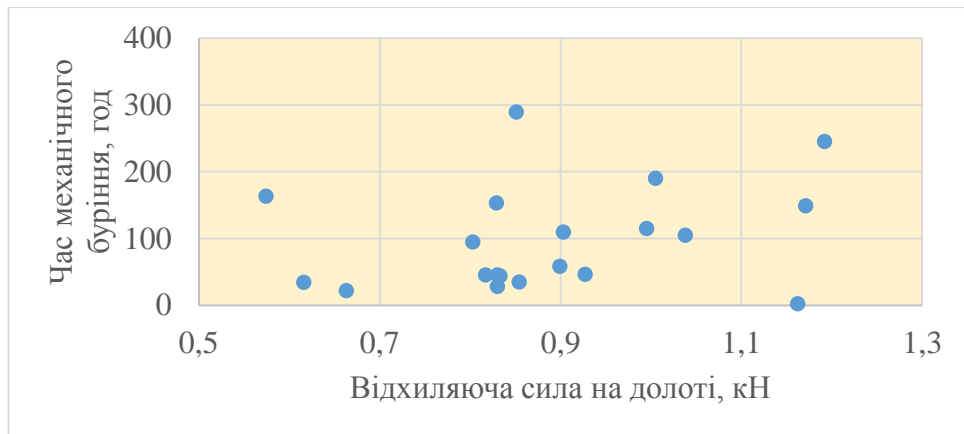
Таблиця 4.3 – Коефіцієнти кореляції між показниками відробки доліт та параметрами режиму буріння

Діаметр долота, мм	$r_{G,oh} / T$	$r_{G,ot} / T$	$r_{G,ov} / T$
Навантаження на долото			
444,5	0,063 / 0,179	0,161 / 0,467	-0,077 / -0,220
393,7	0,334 / 1,684	0,293 / 1,432	0,586 / 3,997
295,3	-0,269 / -2,588	-0,151 / -1,383	-0,231 / -2,186
215,9	0,230 / 1,608	-0,019 / -0,125	0,265 / 1,890
139,7	-0,331 / -1,231	-0,713 / -4,801	0,777 / 6,517
Частота обертання			
444,5	-0,205 / -0,606	0,094 / 0,269	-0,386 / -1,285
393,7	0,682 / 5,712	0,740 / 7,310	0,425 / 2,322
295,3	0,206 / 1,927	0,022 / 0,198	0,150 / 1,374
215,9	0,221 / 1,541	0,370 / 2,839	-0,186 / -1,280
139,7	0,262 / 0,935	0,289 / 1,048	-0,187 / -0,644

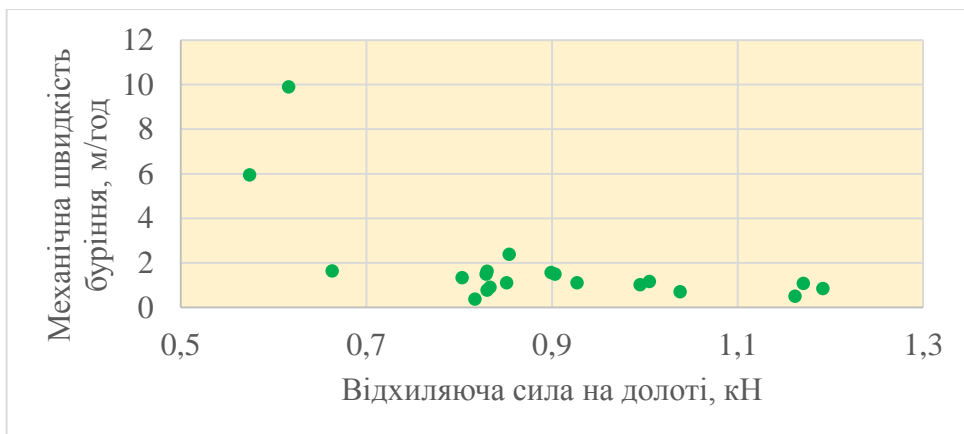
На рис. 4.1 показано залежність показників відробки 393,7-мм доліт (*a* – проходка на долото; *б* – час механічного буріння; *в* – механічна швидкість буріння) від відхиляючої сили на долоті.



a)



б)



в)

Рисунок 4.1 – Вплив відхиляючої сили на долоті на показники їх відробки

Аналіз даних табл. 4.2 вказує на значущий кореляційний зв'язок між відхиляючою силою на долоті та проходкою на долото, а також механічною швидкістю буріння для 444,5 мм та 393,7 мм доліт. Відмітимо, що зазначеними долотами бурились умовно вертикальні ділянки.

Тісний кореляційний зв'язок відмічений між часом механічного буріння, механічною швидкістю буріння та навантаженням на долото (див. табл. 4.3) для 139,7 мм долота, а для долота 393,7 мм між проходкою на долото, часом механічного буріння та частотою обертання долота.

4.2 Аналіз КНБК при бурінні свердловин на Яблунівському ГКР

Розробка Яблунівського ГКР здійснювалася бурінням вертикальних і похило-скерованих (в тому числі горизонтальних [45]) свердловин глибинами 4200 – 5300м. Аналіз неорієнтованих КНБК для буріння під проміжні (324, 245 і 194мм) і експлуатаційну (168/140 мм) колони виконувався для свердловин, пробурених в 2006 – 2012 рр [61]. Загальні дані про КНБК з ОЦЕ наведено в табл. 4.4.

Аналіз КНБК виконано для моделі з плоскою розрахунковою схемою [17, 84], на основі якої вивчалися їх статичні (відхиляюча сила на долоті, реакції на ОЦЕ, відстань від долота до точки дотику ОБТ зі стінкою свердловини) і динамічні (крива розподілу відношення амплітуд поперечних коливань низу бурильної колони $a_{ОБТ}$ до амплітуди долота $a_{Д}$) характеристики. Статичні характеристики визначають виконання цільового призначення КНБК для збереження вертикальності або стабілізації напрямлення стовбура свердловини, а динамічні – стійкість КНБК до поперечних коливань, збурених роботою долота.

В табл. 4.5 на основі промислових даних наведено деякі результати розрахунків статичних і динамічних характеристик КНБК для різних глибин в аналізованих умовах буріння. Аналізу підпорядковувались характеристики КНБК в розглянутих точках буріння через 10 – 20 м стовбура свердловини [61].

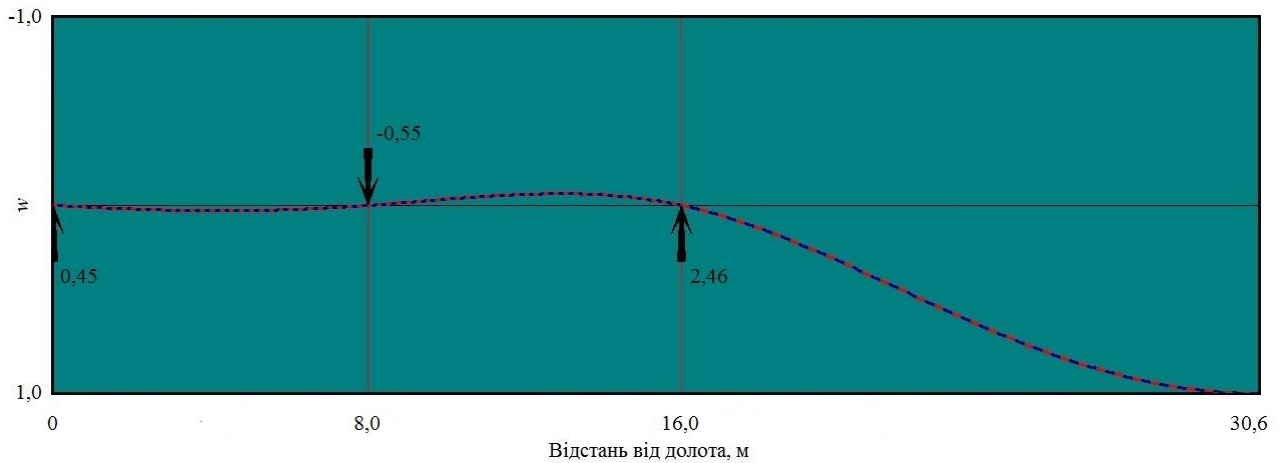
Таблиця 4.4 – Відомості про КНБК при бурінні деяких свердловин на Яблунівському ГКР

Свердловина	Інтервал буріння, м	КНБК
311	1480 – 2000	Долото 393,7мм; КЛС-393,7; 10м ОБТ-229; КЛС-393,7; 10м ОБТ-229; КЛС-393,7; 110м ОБТ-203
	2450 – 3370	Долото 295,3мм; 6м ОБТ-203; КЛС-295; 18м ОБТ-203; КЛС-295; 115м ОБТ-203
	3550 – 4225	Долото 295,3мм; 25м ОБТ-203; КЛС-295; 18м ОБТ-203; КЛС-295; 95м ОБТ-203
	4225 – 4525	Долото 215,9мм; 10м ОБТ-146; КЛС-215,9; 18м ОБТ-146; КЛС-215,9; 210м ОБТ-146
	4525 – 4970	Долото 165,1мм; 20м ОБТ-121; КЛС-165,1; 200м ОБТ-121
326	450 – 2320	Долото 393,7мм; КЛС-393,7; 10м ОБТ-229; КЛС-393,7; 10м ОБТ-229; КЛС-393,7; 10м ОБТ-229; 80м ОБТ-203
338	450 – 2150	Долото 393,7мм; КЛС-393,7; 8м ОБТ-229; КЛС-393,7; 10м ОБТ-229; КЛС-393,7; 130м ОБТ-203
339	450 – 2150	Долото 393,7мм; КЛС-393,7; 10м ОБТ-229; КЛС-393,7; 10м ОБТ-229; КЛС-393,7; 80м ОБТ-229; 38м ОБТ-203
343	450 – 2350	Долото 393,7мм; КЛС-393,7; 10м ОБТ-229; КЛС-393,7; 10м ОБТ-229; КЛС-393,7; 80м ОБТ-229; 38м ОБТ-203
344	450 – 2350	Долото 393,7мм; КЛС-393,7; 10м ОБТ-229; КЛС-393,7; 10м ОБТ-229; КЛС-393,7; 80м ОБТ-229; 38м ОБТ-203
360	475 – 2350	Долото 393,7мм; КЛС-393,7; 10м ОБТ-229; КЛС-393,7; 10м ОБТ-229; КЛС-393,7; 110м ОБТ-203
	2350 – 4100	Долото 295,3мм; 5м ОБТ-203; КЛС-295; 18м ОБТ-203; КЛС-295; 120м ОБТ-203
	4100 – 4860	Долото 215,9мм; 5м ОБТ-165; КЛС-215,9; 18м ОБТ-165; КЛС-215,9; 180м ОБТ-165
370	450 – 2350	Долото 393,7мм; КЛС-393,7; 10м ОБТ-229; КЛС-393,7; 10м ОБТ-229; КЛС-393,7; 130м ОБТ-203
	2350 – 3650	Долото 295,3мм; КЛС-295; 10м ОБТ-203; КЛС-295; 10м ОБТ-203; КЛС-295; 120м ОБТ-203
	3650 – 3900	Долото 215,9мм; КЛС-215,9; 8м ОБТ-165; КЛС-215,9; 8м ОБТ-165; КЛС-215,9; 180м ОБТ-165
	3925 – 4165	Долото 165,1мм; КЛС-165,1; 8м ОБТ-121; КЛС-165,1; 8м ОБТ-121; КЛС-165,1; 200м ОБТ-121
371	475 – 2300	Долото 393,7мм; КЛС-393,7; 10м ОБТ-229; КЛС-393,7; 10м ОБТ-229; КЛС-393,7; 10м ОБТ-229; 80м ОБТ-203
380	500 – 2400	Долото 393,7мм; КЛС-393,7; 10м ОБТ-229; КЛС-393,7; 10м ОБТ-229; КЛС-393,7; 110м ОБТ-203
	2400 – 4420	Долото 295,3мм; КЛС-295; 10м ОБТ-203; КЛС-295; 10м ОБТ-203; КЛС-295; 120м ОБТ-203

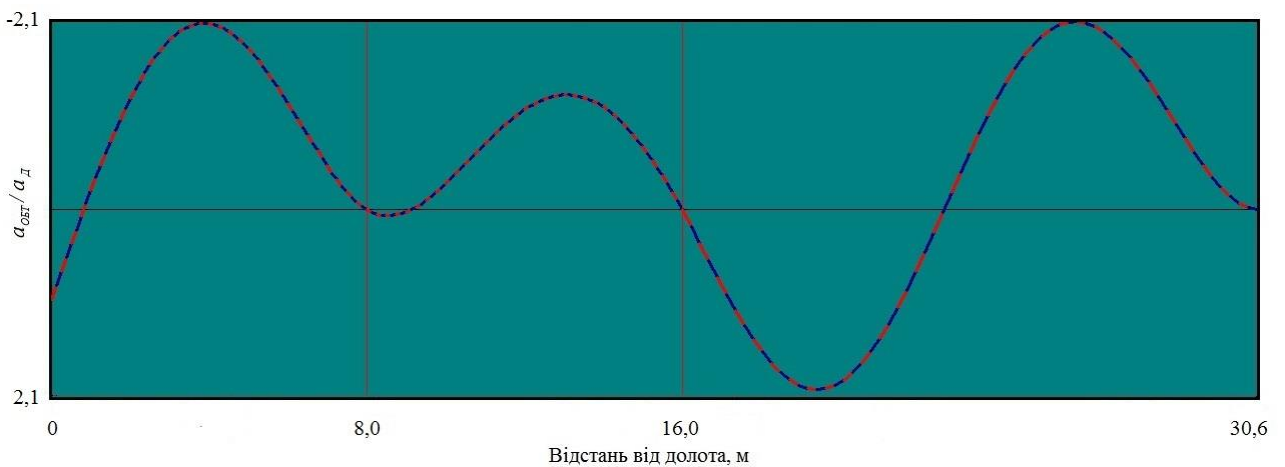
Таблиця 4.5 – Результати розрахунку статичних і динамічних характеристик КНБК для буріння свердловин на Яблунівському ГКР

Свердловина	Глибина, м	Вихідні дані				Результати розрахунку					
		G , кН	ω , хв ⁻¹	α , град	ρ , кг/м ³	F_d , кН	R_1 , кН	R_2 , кН	R_3 , кН	L , м	$a_{обт} / a_d$
КНБК для буріння 393,7-мм долотами											
311	1600	200	90	1,75	1160	-2,84	3,93	-2,53	4,14	49,9	5,6
326	1375	190	90	1,25	1140	-2,79	3,84	-2,37	3,47	652,8	29,2
338	450	220	60	0,75	1160	-2,01	2,88	-2,30	2,63	53,3	6,1
339	450	240	60	0,50	1140	-1,97	2,66	-2,13	2,66	63,4	13,8
343	450	230	60	0,75	1160	-2,37	3,23	-2,45	3,33	59,4	4,4
344	450	240	60	0,75	1160	-2,40	3,26	-2,48	3,34	59,0	4,9
360	1550	220	100	1,00	1160	-2,25	3,07	-2,22	3,03	53,2	3,6
370	450	180	100	0,50	1140	-1,50	2,03	-1,60	2,01	62,3	22,9
371	1375	200	100	0,75	1140	-2,20	3,00	-2,04	2,61	56,7	5,5
380	500	200	100	2,75	1140	3,57	4,99	2,83	5,43	46,9	3,6
КНБК для буріння 295,3-мм долотами											
311	2910	220	80	14,00	1160	0,80	4,34	11,65	–	38,4	1,0
360	2350	200	60	1,50	1160	0,66	-0,70	2,27	–	47,3	1,7
370	2975	210	100	2,00	1140	-2,15	3,04	-1,48	3,36	44,3	4,0
380	2400	220	80	2,25	1140	-2,25	3,20	-1,52	3,52	43,7	41,4
311	4370	200	70	4,00	1320	0,32	0,53	1,60	–	40,8	1,0
360	4100	220	70	22,75	1310	-0,73	6,79	9,63	–	33,4	1,0
370	3715	220	80	3,50	1050	0,29	-0,63	1,61	–	32,9	2,1
КНБК для буріння 165,1-мм долотами											
311	4550	100	60	1,75	1180	0,11	0,51	–	–	32,9	1,6
370	3925	120	80	3,50	1190	-0,52	0,84	-0,19	0,96	28,5	8,0

З метою ілюстрації на рис 4.2 показано статичні (а) і динамічні (б) характеристики КНБК з двома ОЦЕ: форми пружних ліній (поперечних зміщень, віднесених до радіального зазору між ОБТ і стінкою свердловини) деформованої осі, відхиляючої сили на долоті і реакції на ОЦЕ (кН), а також характер розподілу амплітуд $a_{обт} / a_d$ для динамічно нестійкої КНБК.



a)



б)

Рисунок 4.2 – Статичні (а) та динамічні (б) характеристики КНБК: св. 370, глибина 3775 м, $G=220$ кН, $\omega=80$ хв⁻¹; $\alpha=3,50^\circ$

До найбільш важливих статичних характеристик відносять відхиляючу силу F_d на долоті і реакції R_i на ОЦЕ. Відхиляюча сила чинить значний вплив на формування траєкторії стовбура свердловини і може використовуватися як критерій вибору або одного із важливих обмежень на параметри КНБК [17, 84]. В цьому плані виявляє особливий інтерес залежності між параметрами траєкторії свердловини (зенітний кут, інтенсивність викривлення) і відхиляючою силою на долоті, які можуть бути побудовані з допомогою статистичних методів аналізу даних.

В табл. 4.6 наведено оцінки статистичних характеристик відхиляючої сили і зенітного кута свердловини на основі аналізу даних буріння вертикальних ділянок стовбура свердловини, а також критерій T для перевірки статистичної гіпотези.

На рисунку 4.3 показано вплив зенітного кута на відхиляючу силу на долоті і реакції на опорах КНБК при бурінні похилої ділянки стовбура свердловини. Для таких умов характерні більш високі значення цих сил.

Таблиця 4.6 – Статистичні оцінки характеристик КНБК для буріння вертикальних ділянок свердловини на Яблунівському ГКР

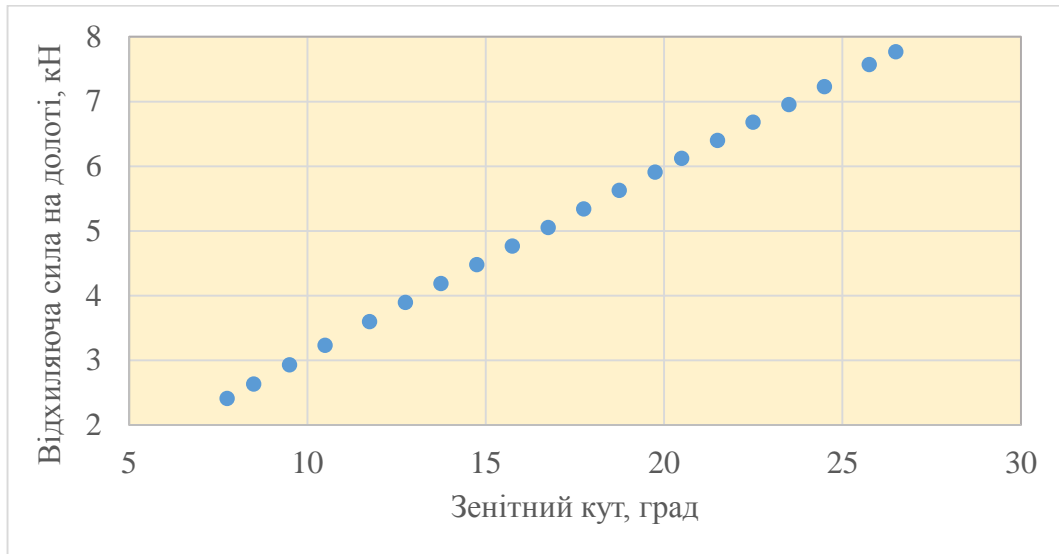
Діаметр долота, мм	Свердловина	Інтервал буріння, м	Статистичні оцінки				
			$\bar{\alpha}$, град	S_{α}^2 , град ²	\bar{F}_D , кН	S_F^2 , кН ²	$r_{F\alpha}/T$
393,7	311	1480 – 2000	1,50	0,419	-2,64	0,516	0,993 / 152
	326	450 – 2320	1,25	0,794	-2,79	1,155	0,989 / 103
	338	450 – 2150	0,75	0,419	-2,01	0,343	0,997 / 349
	339	450 – 2150	1,00	0,456	-2,76	0,703	0,995 / 210
	343	450 – 2350	3,00	0,781	-4,75	0,836	0,996 / 298
	344	450 – 2350	2,50	0,669	-4,35	0,927	0,995 / 229
	360	475 – 2350	0,25	0,231	-1,21	0,337	0,991 / 122
	370	475 – 2350	2,00	0,362	-2,97	0,349	0,996 / 253
	371	475 – 2300	0,50	0,081	-1,81	0,218	0,993 / 163
	380	500 – 2400	2,75	0,831	-3,57	0,642	0,994 / 191
295,3	370	2400 – 3340	2,00	0,156	-2,15	0,064	0,995 / 230
	380	2400 – 3340	3,00	0,219	-2,68	0,062	0,997 / 425
215,9	370	3650 – 3900	3,50	0,743	0,45	0,007	0,999 / 1166
165,1	311	4550 – 4970	5,75	1,679	0,36	0,007	0,999 / 3117
	370	3925 – 4165	3,75	0,063	-0,54	0,001	0,999 / 866

Для обґрунтування обмежень на параметри КНБК при бурінні похилих ділянок стовбура свердловини доцільно використати лінійні регресійні моделі виду

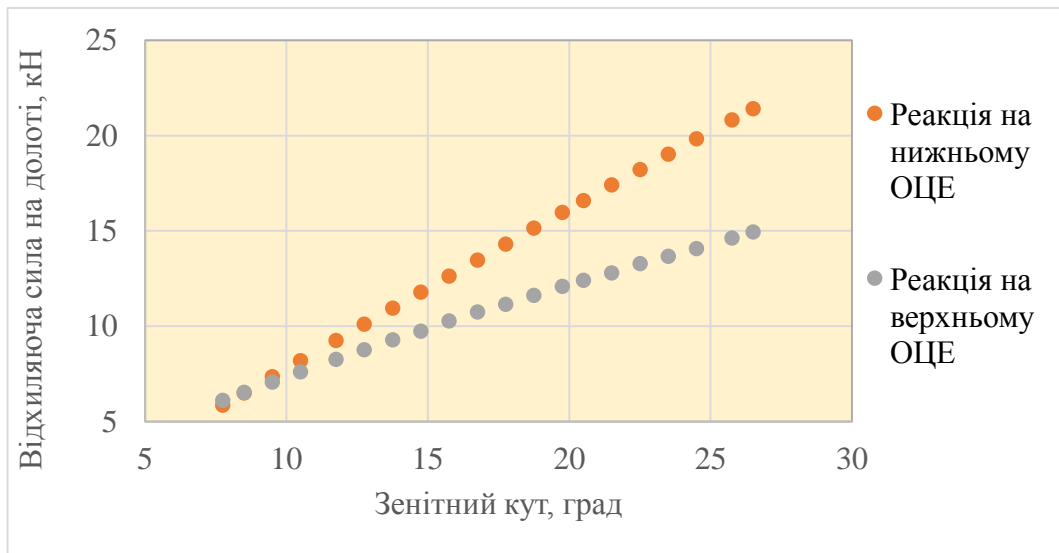
$$i_i = a_0 + a_1 i_{i-1} + a_2 F_D + \sum_j a_{2+j} R_j, \quad (4.1)$$

де i_i – інтенсивність зміни просторового кута викривлення стовбура свердловини в i – й точці інклінометричних вимірювань;

a_0, a_1, \dots – параметри регресійної моделі.



а)

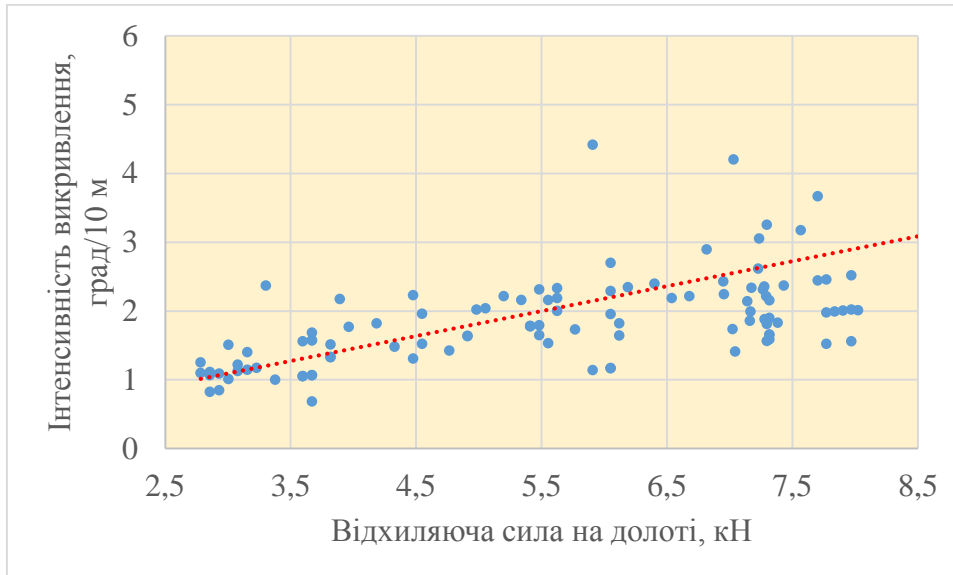


б)

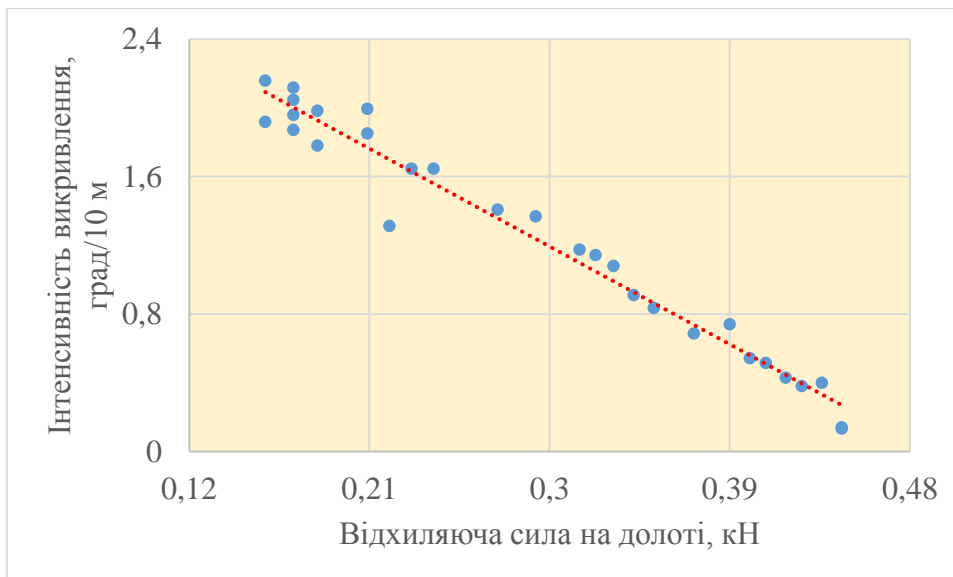
Рисунок 4.3 – Вплив зенітного кута свердловини 311 на відхиляючу силу на долоті (а) і реакції на ОЦЕ (б) для інтервалу буріння 3530 – 4225 м

Інтенсивність викривлення стовбура свердловини оцінювали за формулами для моделі дуги, яка з'єднює (i-1) з i-ою точками траєкторії свердловини [57]. Параметри регресійної моделі (4.1) визначали в класі N лінійних рівнянь з довільними поєднаннями можливих комбінацій останнього елемента, який враховує вплив реакції опор на інтенсивність викривлення.

Результати обробки промислових даних про вплив параметрів двоопорних КНБК на інтенсивність викривлення похилих ділянок стовбура свердловини за допомогою процедури (3.2) наведено в табл. 4.7, а на рис. 4.4 показано залежність



a)



б)

Рисунок 4.4 – Залежність інтенсивності викривлення стовбура св. 311 Яблунівська від відхиляючої сили на долоті для інтервалів буріння 3550 – 4100 м (a) і 4230 – 4520 м (б)

інтенсивності викривлення від величини відхиляючої сили на долоті. Клас N моделей (4.1) сформований із врахуванням впливу реакцій R_1 та R_2 :

$$i_i = a_0^1 + a_1^1 i_{i-1} + a_2^1 F_D; \quad i_i = a_0^2 + a_1^2 i_{i-1} + a_2^2 F_D + a_3^2 R_1; \quad i_i = a_0^3 + a_1^3 i_{i-1} + a_2^3 F_D + a_3^3 R_2;$$

$$i_i = a_0^4 + a_1^4 i_{i-1} + a_2^4 F_D + a_4^4 R_1 R_2; \quad i_i = a_0^5 + a_1^5 i_{i-1} + a_2^5 F_D + a_3^5 R_1 + a_5^5 R_2;$$

$$i_i = a_0^6 + a_1^6 i_{i-1} + a_2^6 F_D + a_3^6 R_1 + a_4^6 R_1 R_2 + a_5^6 R_2.$$

Адекватність вибраних у відповідності з (3.2) регресійних моделей підтверджена результатами перевірки статичних гіпотез. Найбільш адекватні регресійні моделі $\hat{v} = 3$ і $\hat{v} = 4$, на відміну від розглянутих в [57], додатково враховують вплив реакцій R_2 і $R_1 R_2$.

В табл. 4.7 наведено дані про елементи матриці коваріацій (середньоквадратичне відхилення s_i і коефіцієнти кореляцій r) оцінок параметрів регресійної моделі (4.1)

$$O = \left(f'^T(\hat{a}^v) \left(S_{av}^{-2} I \right) f'(\hat{a}^v) \right)^{-1}, \quad (4.2)$$

де $f'(\hat{a}^v)$, $f'^T(\hat{a}^v)$ – матриця похідних рівнянь регресії (4.1) за параметрами \hat{a}^v в точках інклінометричних вимірювань і транспонована до неї матриця; I – одинична матриця.

Ця інформація може бути використана для побудови статистичних прогнозів на відповідних ділянках стовбура свердловини.

Аналіз інформації про максимальні значення відношення амплітуд поперечних коливань ОБТ до долота a_{OBT} / a_D свідчить про те, що більшість застосовуваних КНБК відносяться до динамічно нестійких (див. табл. 4.5). Слід відмітити, що всі аналізовані КНБК для буріння 393,7-мм долотами відносяться до динамічно нестійких з високим відношенням величин a_{OBT} / a_D [61].

Таблиця 4.7 – Оцінка параметрів регресійних моделей (4.1) для буріння похилих ділянок свердловин на Яблунівському ГКР

Величина	Свердловина				
	311	360	380	311	360
Діаметр долота, мм	295,3	295,3	295,3	295,3	215,9
Інтервал буріння, м	2450 – 3370	2350 – 4100	3430 – 4420	3530 – 4225	4100 – 4860
Найбільш адекватна модель \hat{v}	3	4	3	4	3
Дисперсія адекватності S_{av}^2 , (град / 10м) ²	0,246	0,280	0,524	0,418	0,242
Параметри моделей:					
a_0 , град / 10м	40,748	-10,467	32,203	-4,532	5,882
a_1	-0,325	-0,047	0,040	-0,519	0,114
a_2 , град / (10м·кН)	-40,524	15,849	28,591	3,594	-18,425
a_3 , град / (10м·кН)	-0,566	–	-1,177	–	-1,642
a_4 , град / (10м·кН ²)	–	0,08	–	-0,069	–
Середньоквадратичне відхилення параметрів a :					
s_0 , град / 10м	11,950	8,081	20,779	1,606	7,3789
s_1	0,193	0,227	0,254	0,208	0,179
s_2 , град / (10м·кН)	12,460	11,173	19,025	0,833	11,005
s_3 , град / (10м·кН)	0,176	–	0,799	–	1,607
s_4 , град / (10м·кН ²)	–	0,054	–	0,016	–
Коефіцієнти кореляцій між параметрами a :					
r_{01}	-0,179	-0,306	-0,480	0,269	0,304
r_{02}	-0,998	-0,999	-0,999	-0,951	-0,972
r_{03}	-0,967	–	-0,999	–	-0,997
r_{04}	–	0,999	–	0,925	–
r_{12}	0,162	0,291	0,473	-0,509	-0,184
r_{13}	0,127	–	0,458	–	-0,281
r_{14}	–	0,270	–	0,528	–
r_{23}	0,953	–	0,997	–	0,987
r_{24}	–	0,998	–	0,995	–
r_{34}	–	–	–	–	–

Для буріння похилих ділянок свердловин 295,3-мм долотами компоновки з двома ОЦЕ відносяться в основному до динамічно стійких (св. 311 і 360, див.

табл. 4.5). Ці КНБК, а також КНБК з трьома ОЦЕ динамічно нестійкі для умов буріння свердловин з невеликою кривизною (св. 311, св. 360, св. 370 і 380).

Двоопорні КНБК для буріння 215,9-мм долотами відносяться до динамічно стійких (для умов буріння св. 311 і 360) і нестійких (св. 370). Одноопорні (св. 311) і трьохопорні (св. 370) КНБК для буріння 165,1-мм долотами динамічно нестійкі.

4.3 Результати аналізу КНБК при бурінні стабілізованих ділянок свердловин на Мелехівському ГКР

Мелехівське ГКР розташоване в південно-східній частині Дніпровсько-Донецької западини у межах Хрестищинсько-Єфремівського валу, колектори гранулярно-тріщинні і гранулярні з відритою пористістю 11 – 19 % і проникністю 10 – 350 мД. Відклади пластові або масивно-пластові, представлені вапняками, пісковиками, алевролітами з аргілітовими прошарками, газоконденсатність 45 – 85 %.

Дорозробка Мелехівського ГКР здійснюється бурінням вертикальних і похило-скерованих свердловин з глибинами 3200 – 4000 м. Залежно від умов буріння використовуються конструкції свердловин з такими поєднаннями обсадних колон: 324×245×168×127(хвостовик) мм, 426×324×245×168×127(хвостовик) мм, 426×324×245×168/140 мм і 426×324×245×194(хвостовик)×168/140 мм. Профілі похило-скерованих свердловин включали похилі ділянки, які знаходились у теригенних і хемогенних відкладах з різноманітними умовами буріння. Це зумовлює застосування різних типів бурових розчинів для їх розбурювання [52, 63].

Буріння похилих ділянок у розглянутих для аналізу свердловинах здійснювалось роторним способом трьохшарошковими долотами та долотами PDC. КНБК, які використовувались, включали 1 – 2 ОЦЕ (табл. 4.8). Параметри режиму буріння наведено в табл. 4.9, а в табл. 4.10 – деякі відомості про бурові розчини.

Таблиця 4.8 – Відомості про КНБК для буріння свердловин на Мелехівському ГКР

Свердловина	Інтервал буріння, м	КНБК
165	3460 – 3730	Долото 215,9мм; 18м ОБТ-146; КЛС215,9; 109,03м ОБТ-146
	3770 – 3850	Долото 139,7мм; 37,15м ОБТ-108
171	2363 – 2510	Долото 215,9мм; 27,3м ОБТ-146; КЛС215,9; 44,7м ОБТ-146
	2510 – 2607	Долото 215,9мм; 27,3м ОБТ-146; КЛС215,9; 121,7м ОБТ-146
	2607 – 2785	Долото 215,9мм; 27,3м ОБТ-146; КЛС215,9; 82,54м ОБТ-146
	2785 – 3006	Долото 139,7мм; 37,35м ОБТ-104,8
	3006 – 3180	Долото 139,7мм; 18,8м ОБТ-104,8; КЛС139,7; 18,8м ОБТ-104,8
172	2500 – 2595	Долото 215,9мм; 3,42м ОБТ-159; КЛС215; 21,42м ОБТ-159; КЛС214; 14,58 ОБТ-159; 153м ОБТ-146
	3093 – 3300	Долото 139,7мм; 19,04м ОБТ-104,8
173	2218 – 2402	Долото 295,3мм; 1,2м ОБТ-203; КЛС295; 18м ОБТ-216; КЛС294; 84м ОБТ-216
	2402 – 2549	Долото 295,3мм; 1,2м ОБТ-203; КЛС295; 18м ОБТ-216; КЛС294; 55м ОБТ-216
	2561 – 2639	Долото 295,3; 0,9м ОБТ-203; КЛС293; 18м ОБТ-216; КЛС 294; 53м ОБТ-216
	2639 – 2765	Долото 295,3; 0,9м ОБТ-203; КЛС293; 18м ОБТ-216; КЛС 294; 7м ОБТ-216
	2765 – 2900	Долото 295,3; 0,9м ОБТ-203; КЛС293; 56м ОБТ-216
174	2350 – 2656	Долото 295,3мм; 1,2м ОБТ-203; КЛС295; 18м ОБТ-216; КЛС294; 61,3м ОБТ-216
	2667 – 3080	Долото 295,3мм; 1,2м ОБТ-195; КЛС294; 18м ОБТ-216; КЛС292; 16,7м ОБТ-216
176	2237 – 2364	Долото 295,3мм; 3,5м ОБТ-191; КЛС294; 18м ОБТ-203; КЛС292; 65,3м ОБТ-203
	2364 – 2496	Долото 295,3мм; 3,5м ОБТ-191; КЛС294; 18м ОБТ-203; КЛС292; 74,4м ОБТ-203
178	3029 – 3109	Долото 215,9мм; 1,2м ОБТ-158,8; КЛС215; 36м ОБТ-158,8; 158м ОБТ-114
	3112 – 3225	Долото 215,9мм; 1,2м ОБТ-158,8; КЛС215; 8,87м ОБТ-158,8; 158м ОБТ-114
	3225 – 3325	Долото 215,9мм; 1,2м ОБТ-158,8; КЛС215; 8,87м ОБТ-158,8; 139м ОБТ-114

Таблиця 4.9 – Відомості про режим буріння свердловин на Мелехівському ГКР

Свердловина	Інтервал буріння, м	Долото	Навантаження на долото, кН	Частота обертання, хв ⁻¹	Витрата бурового розчину, л / с
165	3460 – 3730	215,9 FD 266 SM	70 – 80	90 – 110	25
	3770 – 3850	139,7 FD 353	15 – 25	110 – 120	10
171	2363 – 2785	215,9 US 516 U 16	40 – 100	70 – 110	20
	2785 – 3006	139,7 СЗ-ГАУ	15 – 25	90 – 110	9
	3006 – 3180	139,7 FD 353 МА-01	15 – 25	90 – 110	9
172	2500 – 2595	215,9 QHK-1GS	120 – 140	85 – 95	23
	3093 – 3300	139,7 С-ГАУ	10 – 20	55 – 65	12
		139,7 FD 353 МА	8 – 12	65 – 75	12
173	2218 – 2402	295,3 МСЦ-ГАУ	150 – 170	80 – 100	30
	2402 – 2549	295,3 FD 257 SMA	90 – 110	80 – 100	30
	2561 – 2639	295,3 FD 257 SMA	90 – 110	80 – 100	31
	2639 – 2900	295,3 СЦ-ГАУ	50 – 70	80 – 100	30
		295,3 FD-257 SMA	30 – 80	80 – 100	31
174	2350 – 2656	295,3 МСЦ-ГАУ	140 – 170	70 – 90	32
		295,3 СЗ-ГАУ	140 – 160	70 – 90	32
		295,3 СЦ-ГАУ	150 – 170	70 – 90	32
	2667 – 3080	295,3 МСЦ-ГАУ	90 – 110	70 – 90	30
176	2237 – 2364	295,3 МСЦ-ГАУ	100 – 120	80 – 100	31
		295,3 EQHC-1GS	100 – 120	90 – 110	31
	2364 – 2496	295,3 EQHC-1GS	110 – 120	90 – 110	31
		295,3 US 619 U 32	80 – 100	90 – 110	31
178	3029 – 3325	215,9 МСЦ-ГАУ	50 – 90	75 – 110	20 – 21

Таблиця 4.10 – Відомості про бурові розчини при бурінні похилих ділянок свердловин на Мелехівському ГКР

Свердловина	Інтервал буріння, м	Буровий розчин	Параметри бурового розчину					
			Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість, с	Фільтрація, см ³ /30хв	Товщина кірки, мм	СНС _{1/10} , дПа	рН
165	3460 – 3730	Малоглинистий	1150	70	5	1,0	40/65	10
	3770 – 3850	полімерний	1050	40	4	0,5	3/7	9
171	2363 – 2510	Мінералізований (глинистий)	1720	85	4	0,5	10/60	8
	2510 – 2607		1740	65	3	0,5	6/14	11
	2607 – 2785		1740	80	4	0,5	5/13	10
	2785 – 3006	Гуматноакрило- калієвий	1150	35	7	1,0	10/20	9
	3006 – 3180		1150	40	5	0,5	12/22	9
172	2500 – 2595	Мінералізований (глинистий)	1530	90	6	1,0	31/56	8
	3093 – 3300	Гуматно- біополімерний	1180	58	6	1,0	14/28	9
173	2218 – 2402	Мінералізований (глинистий)	1540	78	8	1,0	36/62	11
	2402 – 2549		1540	51	5	1,0	6/17	8
	2561 – 2639		1540	85	5	1,0	10/26	9
	2639 – 2765		1540	46	4	0,5	8/16	9
	2765 – 2900		1540	65	5	0,5	54/86	10
174	2350 – 2656	Мінералізований (глинистий)	1480	38	4	1,0	7/13	10
	2667 – 3080		1480	42	6	0,5	18/32	9
176	2267 – 2364	Мінералізований (глинистий)	1720	72	8	1,5	66/93	9
	2364 – 2496		1720	85	8	1,5	80/102	9
178	3029 – 3109	Гуматноакрило- калієвий	1140	31	6	1,0	27/63	9
	3112 – 3225		1140	34	6	1,0	25/63	8
	3225 – 3325	Гуматно- біополімерний	1140	70	7	0,5	105/120	9

В табл. 4.11 наведена інформація про показники якості похилих ділянок стовбура свердловини. Показники кутів викривлення відображають проектні значення (знаменник) і по даних інклінометрії (чисельник), а інтенсивність викривлення – їх розрахункові значення. Форма поперечного перерізу свердловини оцінена за даними профілометрії (круг з номінальним діаметром, еліпс з різними довжинами основних осей, жолоб і каверни), а показники якості – за відносною довжиною стовбура свердловини з номінальним діаметром і усередненими значеннями коефіцієнта кавернозності. Для окремих ділянок в табл. 4.11 не приведена інформація про показники форми поперечного перерізу стовбура свердловини внаслідок відсутності даних профілометрії.

З використанням плоскої моделі пружних деформацій низу бурильної колони [89] і промислових даних вивчено статичні і динамічні характеристики застосовуваних КНБК. В табл. 4.12 наведено статистичні оцінки деяких показників якості похилих ділянок свердловин (інтенсивність i викривлення, коефіцієнт кавернозності k) і параметрів характеристик КНБК (відхиляюча сила на долоті, відстань від нижньої частини долота до точки дотику ОБТ зі стінкою свердловини). Результати табл. 4.12 вказують, що для трьохшарошкових доліт і доліт РДС у більшості випадків максимальне значення $a_{\text{ОБТ}}/a_{\text{Д}} > 1$ і відповідає динамічній нестійкості низу бурильної колони [89]. Аналіз даних табл. 4.12 свідчить про вплив характеристик КНБК на показники якості стовбура свердловини, що дає можливість обґрунтувати систему обмежень $\varphi(p^v)$ для вибору параметрів технології поглиблення похилих ділянок свердловин.

Таблиця 4.11 – Показники якості похилих ділянок свердловин на Мелехівському ГКР

Свердловина	Інтервал, м	Кут викривлення, град		Інтенсивність викривлення, град / 10 м	Довжина стовбура (м / %) з формою поперечного перерізу свердловини				Оцінка поперечного перерізу свердловини	Коефіцієнт кавернозності
		зенітний	азимутальний		круг	еліпс	жолоб	каверни		
165	3460 – 3730	$\frac{10,00-12,00}{11,00}$	$\frac{152-157}{180}$	0 – 1,55	–	–	–	–	–	–
	3770 – 3850	$\frac{11,50-12,50}{11,00}$	$\frac{164-168}{180}$	0 – 2,64	$\frac{25,75}{32,18}$	$\frac{3,25}{4,06}$	$\frac{25,75}{32,19}$	$\frac{25,25}{31,57}$	0,32	1,80
171	2363 – 2510	$\frac{5,50-6,25}{6,50}$	$\frac{316-320}{320}$	0 – 1,63	$\frac{142,50}{96,94}$	$\frac{4,50}{3,06}$	–	–	0,97	1,09
	2510 – 2607	$\frac{5,50-6,75}{6,50}$	$\frac{315-321}{320}$	0,21 – 2,01	$\frac{88,00}{90,72}$	$\frac{9,00}{9,28}$	–	–	0,91	1,14
	2607 – 2785	$\frac{4,50-6,00}{6,50}$	$\frac{321-332}{320}$	0 – 1,69	$\frac{159,00}{89,32}$	$\frac{15,75}{8,85}$	–	$\frac{3,25}{1,83}$	0,89	1,11
	2785 – 3006	$\frac{4,00-8,75}{6,50}$	$\frac{332-358}{320}$	0 – 2,01	$\frac{68,67}{31,07}$	$\frac{35,06}{15,86}$	$\frac{70,12}{31,73}$	$\frac{47,15}{21,34}$	0,31	1,59
	3006 – 3180	$\frac{8,00-10,75}{6,50}$	$\frac{360-2}{320}$	0,30 – 2,50	–	–	–	–	–	–
172	2500 – 2595	$\frac{15,75-17,00}{15,10}$	$\frac{133-136}{129}$	0,50 – 1,26	–	–	–	–	–	1,18
	3093 – 3300	$\frac{8,75-10,50}{10,00}$	$\frac{132-139}{129}$	0 – 2,04	$\frac{48,00}{23,18}$	$\frac{16,25}{7,85}$	$\frac{83,00}{40,10}$	$\frac{59,75}{28,87}$	0,23	1,86

Продовження таблиці 4.11

Свердловина	Інтервал, м	Кут викривлення, град		Інтенсивність викривлення, град / 10 м	Довжина стовбура (м / %) з формою поперечного перерізу свердловини				Оцінка поперечного перерізу свердловини	Коефіцієнт кавернозності
		зенітний	азимутальний		круг	еліпс	жолоб	каверни		
173	2218 – 2402	$\frac{11,75-14,00}{13,00}$	$\frac{126-139}{133}$	0,02 – 1,45	–	$\frac{66,50}{36,14}$	$\frac{109,50}{59,51}$	$\frac{8,00}{4,35}$	0	1,21
	2402 – 2549	$\frac{11,50-14,25}{13,00}$	$\frac{126-132}{133}$	0 – 2,00	–	–	$\frac{147,00}{100}$	–	0	1,30
	2561 – 2639	$\frac{12,00-13,75}{13,00}$	$\frac{133-137}{133}$	0,65 – 1,64	$\frac{7,60}{9,75}$	$\frac{48,80}{62,56}$	$\frac{21,60}{27,69}$	–	0,08	1,17
	2639 – 2765	$\frac{12,25-13,25}{13,00}$	$\frac{131-135}{133}$	0,45 – 2,05	$\frac{21,80}{17,30}$	$\frac{53,80}{42,70}$	$\frac{0,80}{0,63}$	$\frac{49,60}{39,37}$	0,17	1,20
	2765 – 2900	$\frac{11,75-13,25}{13,00}$	$\frac{130-133}{133}$	0 – 2,05	–	–	–	–	–	–
174	2350 – 2656	$\frac{12,00-13,50}{13,90}$	$\frac{352-360}{353}$	0 – 1,62	–	$\frac{4,40}{1,44}$	$\frac{298,80}{97,64}$	$\frac{2,80}{0,92}$	0	1,36
	2667 – 3080	$\frac{8,75-12,50}{13,90}$	$\frac{360-0}{353}$	0,30 – 2,27	–	$\frac{50,80}{12,30}$	$\frac{323,20}{78,25}$	$\frac{39,00}{9,45}$	0	1,40
176	2267 – 2364	$\frac{15,25-16,25}{15,10}$	$\frac{5-10}{12}$	0 – 2,38	$\frac{10,60}{10,93}$	$\frac{4,80}{4,95}$	$\frac{81,60}{84,12}$	–	0,11	1,27
	2364 – 2496	$\frac{15,50-17,75}{15,10}$	$\frac{4-8}{12}$	0,74 – 1,74	$\frac{39,40}{29,85}$	$\frac{11,00}{8,33}$	$\frac{69,80}{52,88}$	$\frac{11,80}{8,94}$	0,30	1,19

Закінчення таблиці 4.11

Свердловина	Інтервал, м	Кут викривлення, град		Інтенсивність викривлення, град / 10 м	Довжина стовбура (м / %) з формою поперечного перерізу свердловини				Оцінка поперечного перерізу свердловини	Коефіцієнт кавернозності
		зенітний	азимутальний		круг	еліпс	жолоб	каверни		
178	3029 – 3109	$\frac{11,25-12,25}{12,00}$	$\frac{196-202}{202}$	0,41 – 1,63	–	–	–	–	–	–
	3112 – 3225	$\frac{11,25-12,25}{12,00}$	$\frac{184-203}{202}$	0,64 – 2,16	–	–	–	–	–	–
	3225 – 3325	$\frac{10,25-12,00}{12,00}$	$\frac{180-192}{202}$	0,37 – 2,16	–	–	–	–	–	–

Таблиця 4.12 – Статистичні оцінки характеристик КНБК для буріння свердловин на Мелехівському ГКР

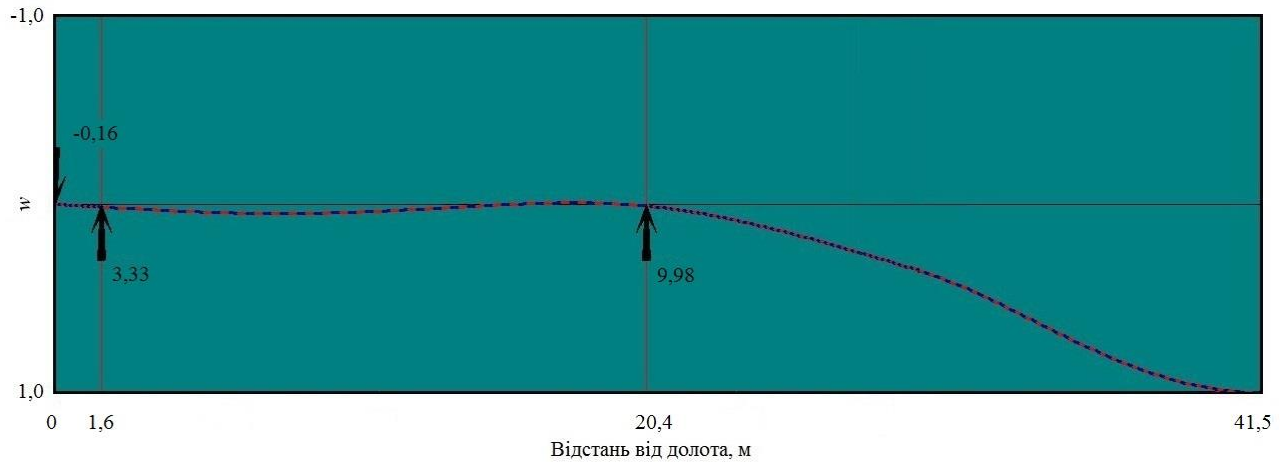
Свердловина	Інтервал буріння, м	Діаметр долота, мм	$a_{\text{ОБТ}} / a_{\text{Д}}$	Статистичні оцінки							
				$\frac{\bar{i}}{S_i^2}$	$\frac{\bar{k}}{S_k^2}$	$\frac{\bar{F}_{\text{Д}}}{S_F^2}$	$\frac{\bar{l}}{S_l^2}$	r_{ik}	r_{Ri}	r_{Rk}	r_{lk}
165	3460 – 3730	215,9	$\frac{1,0}{14,4}$	$\frac{0,64}{0,36}$	–	$\frac{1,18}{0,03}$	$\frac{31,26}{0,08}$	–	-0,05	–	–
	3770 – 3850	139,7	$\frac{1,7}{1,0}$	$\frac{1,08}{0,73}$	$\frac{1,74}{0,44}$	$\frac{0,72}{0,11}$	$\frac{6,19}{0,03}$	-0,37	-0,30	0,44	-0,18
171	2363 – 2785	215,9	$\frac{46,1}{1,1}$	$\frac{0,75}{0,45}$	$\frac{1,11}{0,06}$	$\frac{0,75}{0,10}$	$\frac{45,70}{0,34}$	0,34	-0,02	0,04	0,20
	2785 – 3006	139,7	$\frac{1,1}{1,0}$	$\frac{0,86}{0,53}$	$\frac{1,59}{1,34}$	$\frac{0,35}{0,06}$	$\frac{7,40}{0,28}$	0,18	0,04	0,05	0,19
	3006 – 3180		$\frac{2,2}{1,3}$	$\frac{1,09}{0,56}$	–	$\frac{0,49}{0,05}$	$\frac{30,64}{0,10}$	–	-0,09	–	–
172	2500 – 2595	215,9	$\frac{1,0}{1,0}$	$\frac{0,86}{0,29}$	$\frac{1,18}{0,07}$	$\frac{0,99}{0,04}$	$\frac{33,76}{0,06}$	-0,25	0,31	-0,25	0,27
	3093 – 3300	139,7	$\frac{1,7}{1,0}$	$\frac{0,88}{0,53}$	$\frac{1,86}{0,89}$	$\frac{0,35}{0,02}$	$\frac{30,20}{0,06}$	0,14	0,05	0,18	-0,06

Закінчення таблиці 4.12

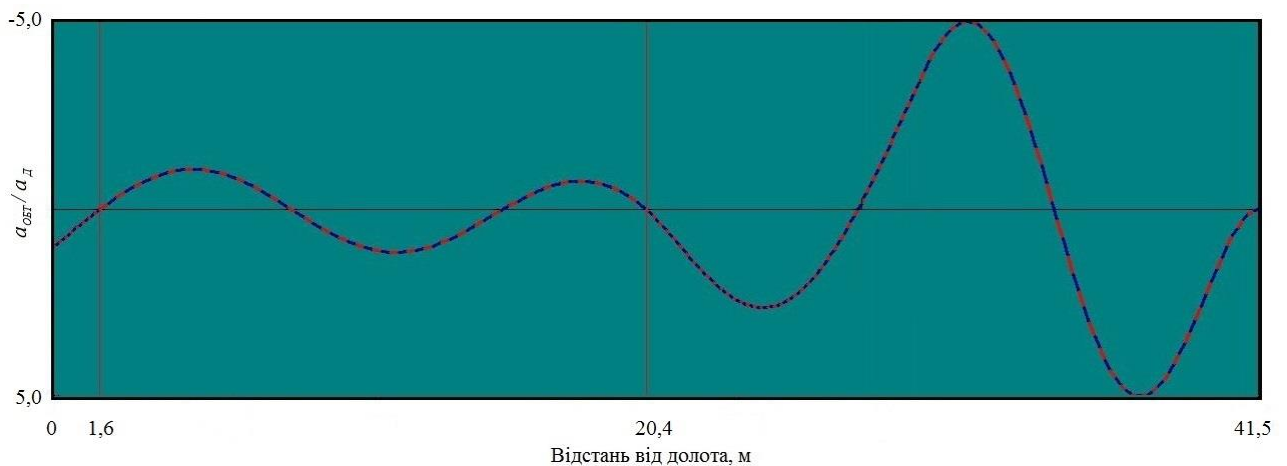
Свер- дловина	Інтервал буріння, м	Діаметр долота, мм	$a_{\text{ОБТ}} / a_{\text{Д}}$	Статистичні оцінки							
				$\frac{\bar{i}}{S_i^2}$	$\frac{\bar{k}}{S_k^2}$	$\frac{\overline{F_{\text{Д}}}}{S_F^2}$	$\frac{\bar{l}}{S_l^2}$	r_{ik}	r_{Ri}	r_{Rk}	r_{lk}
173	2218 – 2549	295,3	$\frac{5,0}{3,9}$	$\frac{0,85}{0,39}$	$\frac{1,23}{0,63}$	$\frac{1,11}{102,09}$	$\frac{37,00}{1,95}$	0,15	0,17	-0,31	-0,33
	2561 – 2900										
174	2350 – 2656	295,3	$\frac{1,1}{2,5}$	$\frac{0,71}{0,40}$	$\frac{1,38}{0,16}$	$\frac{1,01}{75,12}$	$\frac{36,12}{0,46}$	0,05	0,25	0,29	0,36
	2667 – 3080										
176	2267 – 2364	295,3	$\frac{1,0}{1,0}$	$\frac{0,13}{0,01}$	$\frac{1,23}{0,46}$	$\frac{0,19}{7,23}$	$\frac{36,56}{0,01}$	-0,36	-0,85	-0,44	-0,45
	2364 – 2496										
178	3029 – 3109	215,9	$\frac{2,5}{8,0}$	$\frac{1,00}{0,46}$	–	$\frac{8,37}{0,60}$	$\frac{15,41}{0,88}$	–	0,39	–	–
	3112 – 3325										

Примітки. В чисельнику наведено максимальне значення $a_{\text{ОБТ}}/a_{\text{Д}}$ для трьохшарових доліт, а в знаменнику – для доліт PDC. \bar{x} , S_x^2 – емпіричні оцінки середнього та дисперсії адекватності випадкової величини x . r_{xy} – коефіцієнт кореляції між величинами x та y .

На рис. 4.5 для прикладу показано характеристики КНБК, що використовувалась при бурінні похилого інтервалу 2561 – 2900 м свердловини 173. Характеристики КНБК розраховані згідно промислових даних.



a)



б)

Рисунок 4.5 – Статичні (*a*) та динамічні (*б*) характеристики КНБК при бурінні 295,3-мм трьохшарошковими долотами св. 173 Мелехівська (глибина 2660 м, $\alpha=12,5^\circ$, $G=50$ кН, $\omega=90$ хв⁻¹, $\rho=1540$ кг/м³)

Аналіз промислових даних свідчить про те, що аналізовані ділянки буріння мають низькі значення оцінки поперечного перерізу свердловини та високі значення коефіцієнта кавернозності (див. табл. 4.12). КНБК у більшості випадків відносяться до динамічно нестійких (для умов відсутності локальних каверн).

4.4 Результати аналізу КНБК при бурінні стабілізованих ділянок свердловин на Семиренківському ГКР

Розробка Семиренківського ГКР здійснюється бурінням вертикальних і похило-скерованих свердловин глибинами 5700 – 6750 м. Св. 17 закладена в межах приосьової зони центрального гребеня Дніпровсько-Донецької западини з метою вивчення геолого-геофізичних характеристик розрізу і оцінки перспектив нафтогазоносності. Св. 71 і 73 закладено з метою розвідки покладів вуглеводнів візійського ярусу нижнього відділу кам'яновугільної системи [53, 64, 75].

Поглиблення вертикальної св. 17 відбувалось роторним способом. Для буріння св. 71 до глибини 2200 м застосовували роторний спосіб, а в інтервалі 2200 – 5087 м використовували КНБК з гвинтовим двигуном. Буріння св. 73 до глибини 2455 м здійснювалось роторним способом, в інтервалі 2455 – 5113 м застосовували КНБК з вибійним двигуном.

Аналіз КНБК виконано за схемою [40, 57] для умовно вертикальних інтервалів свердловини. При цьому оцінювали показники якості стовбура свердловини [75] та їх вплив на якість цементування. Відмітимо, що інтервал 6524 – 6750 м (св. 17), в якому внаслідок ускладнень не проведено комплекс геофізичних досліджень, не включено в результати аналізу КНБК.

В табл. 4.13 наведено типи і властивості застосовуваних бурових розчинів, а в табл. 4.14 – 4.16 – відповідно відомості про КНБК, параметри режиму буріння і показники відробки доліт.

Таблиця 4.13 – Відомості про бурові розчини при бурінні свердловин на Семиренківському ГКР

Свердловина	Інтервал буріння, м	Буровий розчин	Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість, с	Пластична в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа	СНЗ _{1/10} , дПа	Фільтрація, см ³ /30хв	Товщина кірки, мм	pH
17	236 – 3600	Полімер-акриловий мінералізований	1140 – 1200	22 – 50	12 – 14	60 – 70	20 – 60/60 – 80	6,0 – 8,0	1,0	7 – 8
	3600 – 5754	Полімер-калієвий інгібований мінералізований	1180 – 1250	50 – 80	21 – 25	77 – 120	25 – 55/70 – 90	5,5 – 8,0	0,2 – 1,0	10,6
	5754 – 6524	Обважнений полімер-калієвий інгібований мінералізований	1230 – 1780	50 – 100	5 – 98	24 – 263	28 – 85/45 – 100	5,0 – 10,0	1,0 – 1,5	9,0 – 11,7
	6524 – 6750	Полімер-інгібований мінералізований	1860 – 2360	65 – 120	41 – 123	134 – 402	52 – 129/67 – 158	4,0 – 8,0	1,5	8,0 – 9,3
71	301 – 1946	Полімерний	1080 – 1170	19 – 120	6 – 13	10 – 77	5 – 62/24 – 101	6,0 – 7,0	1,0 – 6,0	10,3 – 12,5
73	301 – 2200	Полімерний	1100 – 1120	20 – 58	6 – 13	24 – 72	5 – 48/24 – 86	5,0 – 6,5	0,5	8,6 – 10,0
	2200 – 2455	Полімерний	1120 – 1200	30 – 90	11 – 23	24 – 120	20 – 52/38 – 72	5,5 – 14,0	0,5	11,8 – 12,2

Таблиця 4.14 – Відомості про КНБК для буріння свердловин на Семиренківському ГКР

Свердловина	Інтервал буріння, м	КНБК
17	236 – 3600	Долото 393,7 мм; 9 м ОБТ-229; КЛС-393,7; 9 м ОБТ-229; КЛС-393,7; 9 м ОБТ-229; 84 м ОБТ-203
	3600 – 5754	Долото 295,3 мм; 9 м ОБТ-203; КЛСВ-292; 9 м ОБТ-203; КЛСВ-292; 91,5 м ОБТ-203
	5754 – 5876	Долото 215,9 мм; 176 м ОБТ-165
	5876 – 5960	Долото 215,9 мм; КЛС-212,7; 9 м ОБТ-165; КЛС-212,7; 167 м ОБТ-165
	5960 – 5980	Бур. головка 215,9/100; КСК-185/100; 138 м ОБТ-165
	5980 – 6180	Долото 215,9 мм; 9 м ОБТ-165; КЛС-212,7; 9 м ОБТ-165; КЛС-212,7; 130 м ОБТ-165
	6180 – 6214	Бур. головка 215,9/100 мм; КСК-185/100 мм; 112 м ОБТ-165; яс; 28 м ОБТ-165
	6214 – 6460	Долото 215,9 мм; 9 м ОБТ-165; КЛС-212,7; 9 м ОБТ-165; КЛС-212,7; 149 м ОБТ-165; яс; 19 м ОБТ-165
	6460 – 6524	Долото 215,9 мм; 9 м ОБТ-165; КЛС-212,7; 9 м ОБТ-165; КЛС-212,7; 149 м ОБТ-165
	6524 – 6588	Долото 165,1 мм; 170 м ОБТ-127; яс; 19 м ОБТ-127
	6588 – 6707	Долото 165,1 мм; 9 м ОБТ-127; Ц-158; 19 м ОБТ-127; Ц-158; 19 м ОБТ-127; Ц-158; 19 м ОБТ-127; Ц-158; 19 м ОБТ-127; Ц-158; 85 м ОБТ-127; яс; 19 м ОБТ-127
6707 – 6750	Долото 165,1 мм; 28 м ОБТ-127; Ц-158; 28,41 м ОБТ-127; Ц-158; 28,30 м ОБТ-127; Ц-158; 28,11 м ОБТ-127; Ц-158; 28,32 м ОБТ-127; Ц-158; 28,15 м ОБТ-127; яс; 18,75 м ОБТ-127	
71	301 – 1534	Долото 444,5 мм; 9,05 м ОБТ-203; КЛС-444,5; 9,09 м ОБТ-203; КЛС-444,5; 127,99 м ОБТ-203
	1534 – 1570	Долото 444,5 мм; 9,05 м ОБТ-203; КЛС-444,5; 100,58 м ОБТ-203; яс; 27,63 м ОБТ-203
	1570 – 1946	Долото 444,5 мм; 9,05 м ОБТ-203; КЛС-444,5; 9,09 м ОБТ-203; КЛС-444,5; 129,35 м ОБТ-203; яс; 27,63 м ОБТ-203
73	301 – 342,5	Долото 444,5 мм; 34,47 м ОБТ-229; 74,28 м ОБТ-203
	342,5 – 1711	Долото 444,5 мм; 8,5 м ОБТ-229; КЛСВ-444,5; 8,53 м ОБТ-229; КЛСВ-444,5; 17,44 м ОБТ-229; 148,01 м ОБТ-203
	1711 – 2200	Долото 444,5 мм; 8,5 м ОБТ-229; КЛСВ-444,5; 8,53 м ОБТ-229; КЛСВ-444,5; 17,44 м ОБТ-229; 92,73 м ОБТ-203; яс; 45,71 м ОБТ-203
	2200 – 2455	Долото 311,1 мм; 17,55 м ОБТ-203; КЛСВ-304,8; 8,71 м ОБТ-203; КЛСВ-303,2; 118,77 м ОБТ-203

Таблиця 4.15 – Відомості про режим буріння свердловин на Семиренківському ГКР

Свердловина	Інтервал буріння, м	Навантаження на долото, кН	Частота обертання, хв ⁻¹	Витрата бурового розчину, л /с
17	236 – 3600	20 – 180	60 – 100	42 – 49
	3600 – 5754	50 – 150	40 – 90	16 – 38
	5754 – 6524	30 – 140	45 – 80	13 – 26
	6524 – 6750	20 – 70	50 – 60	8 – 10
71	301 – 1946	20 – 140	60 – 110	40 – 65
73	301 – 2200	50 – 180	50 – 85	58 – 68
	2200 – 2455	60 – 100	70 – 100	36 – 45

Таблиця 4.16 – Показники відробки бурових доліт на Семиренківському ГКР

Свердловина	Інтервал буріння, м	Діаметр долота, мм	Кількість доліт	Показники відробки доліт		
				\bar{h} , м	\bar{t}_o , год	\bar{v}_m , м/год
17	236 – 3600	393,7	20	168,2	98,7	1,70
	3600 – 5754	295,3	44	48,0	110,0	0,44
	5754 – 6524	215,9	6	128,3	102,4	1,25
71	301 – 1946	444,5	2	822,5	143,9	5,72
73	301 – 2200	444,5	6	316,5	50,3	6,29
	2200 – 2455	311,1	2	127,5	52,4	2,43

В табл. 4.17 на основі промислових даних наведені деякі результати розрахунків статичних і динамічних характеристик КНБК для різних глибин в аналізованих умовах буріння за відсутності локальних каверн. Характеристики КНБК в розглянутих інтервалах буріння вивчались через 10 – 25 м стовбура свердловини.

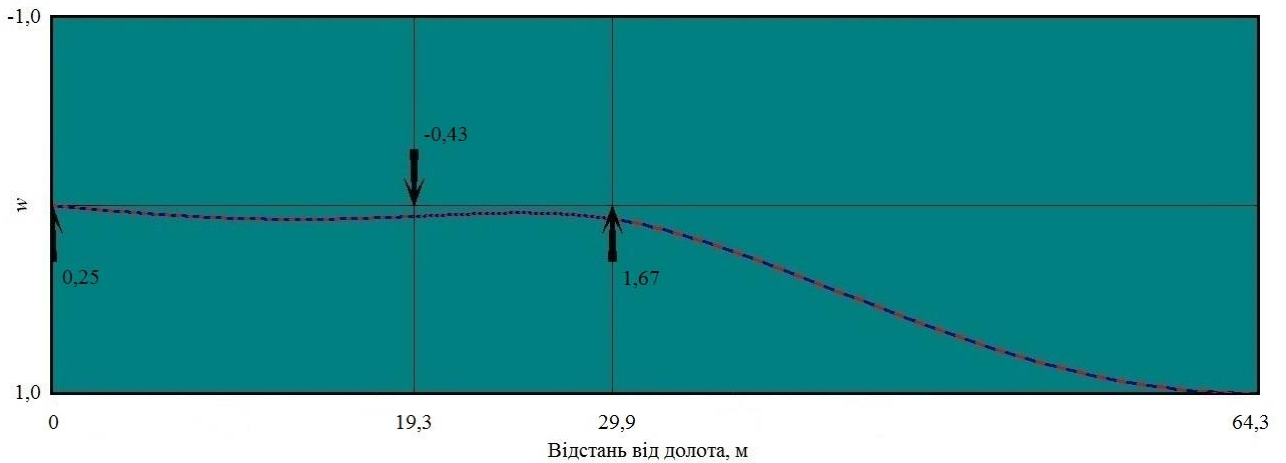
Таблиця 4.17 – Результати розрахунків статичних і динамічних характеристик КНБК для буріння свердловин на Семиренківському ГКР

Свердловина	Глибина, м	Вихідні дані			Результати розрахунків				
		α , град	G , кН	ω , хв ⁻¹	F_D , кН	R_1 , кН	R_2 , кН	L , м	$a_{ОБТ} / a_D$
17	2640	2,25	170	80	1,02	-2,71	5,96	50,0	1,7/4,5
	3725	1,50	140	60	0,22	-0,44	2,33	45,2	1,2/1,0
	5950	1,75	130	70	-5,79	6,31	0,48	26,8	3,8/15,1
	6350	1,00	90	60	0,18	-0,30	0,95	42,2	19,1/ 1,0
71	375	1,75	100	75	0,62	-1,93	4,28	55,7	1,2/1,0
	1575	1,25	140	110	-1,32	3,02	–	45,5	1,0/2,8
	1925	0,50	140	90	0,29	-1,11	1,90	72,6	1,0/14,3
73	325	1,00	70	50	1,06	–	–	26,1	1,0/1,0
	1050	0,25	200	80	0,35	-1,80	2,09	71,1	3,4/1,0
	1900	1,25	180	85	0,79	-3,08	4,91	55,6	4,8/1,0
	2440	0,50	100	100	0,18	-0,44	1,32	69,2	1,6/4,0

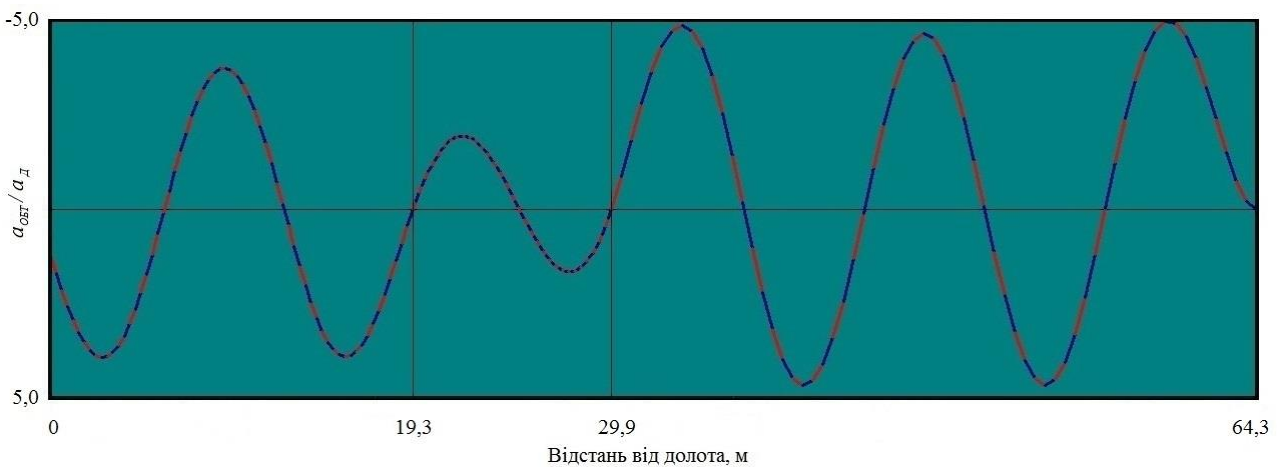
Примітка. В чисельнику для трьохшарошкових доліт, а в знаменнику – для доліт PDC.

Для прикладу на рис. 4.6 показано статичні (а) і динамічні (б) характеристики КНБК для аналізованих свердловин. Показані форми пружних ліній w (поперечних зміщень, віднесених до радіального зазору між ОБТ та стінкою свердловини) деформованої осі КНБК, відхиляючі сили на долоті і реакції на ОЦЕ (кН), а також розподіл амплітуд $a_{ОБТ}/a_D$ для динамічно нестійкої (б) КНБК.

Аналіз результатів розрахунків вказує на те, що у прийнятих умовах застосовувані КНБК мають задовільні статичні і для окремих інтервалів буріння – динамічно нестійкі характеристики. Так, наприклад, КНБК для буріння в інтервалах 5876 – 5960, 6214 – 6410 м (св. 17) і 2200 – 2455 м (св. 73) динамічно нестійкі.



a)



б)

Рисунок. 4.6 – Статичні (а) і динамічні (б) характеристики КНБК (св. 71, глибина 1800 м, $\alpha=0,25^\circ$, $G=140\text{кН}$, $\omega=90\text{ хв}^{-1}$, $\rho=1120\text{ кг/м}^3$)

Для оцінки якості траєкторії використовували показники кутів та інтенсивності викривлення стовбура (за даними інклінометрії), а форми поперечного перерізу – відносної довжини стовбура свердловини з номінальним діаметром і усереднених значень коефіцієнта кавернометрії (за даними профілометрії). В табл. 4.18 наведено відомості про показники якості інтервалів буріння аналізованих свердловин. Для інтенсивності викривлення наведено максимальне значення в інтервалі буріння.

Таблиця 4.18 – Показники якості стовбура свердловини на Семиренківському ГКР

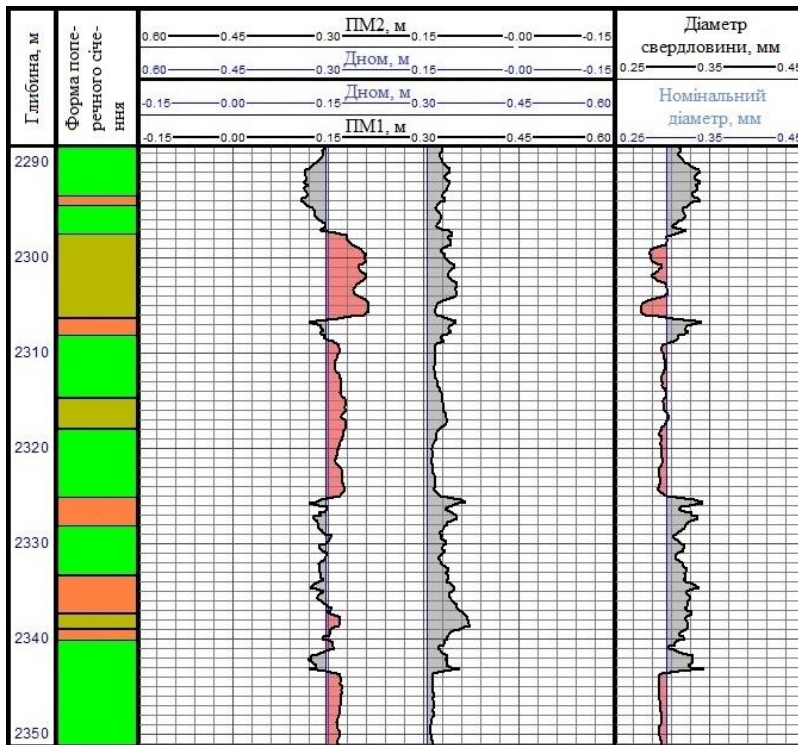
Свердловина	Інтервал, м	Кут викривлення, град		Інтенсивність викривлення, град / 10 м	Довжина стовбура (м / %) з формою поперечного перерізу свердловини					Оцінка поперечного перерізу свердловини	Коефіцієнт кавернозності
		зенітний	азимутальний		круг	еліпс	жолоб	каверни	звуження		
17	236 – 3600	0,25 – 3,00	0 – 134	2,64	$\frac{1530,75}{45,50}$	$\frac{581,00}{17,27}$	$\frac{159,00}{4,73}$	$\frac{1093,25}{32,50}$	$\frac{0}{0}$	0,46	1,29
	3600 – 5754	1,00 – 2,25	0 – 189	1,63	$\frac{277,75}{12,90}$	$\frac{491,25}{22,81}$	$\frac{868,50}{40,32}$	$\frac{516,50}{23,97}$	$\frac{0}{0}$	0,13	1,42
	5754 – 6524	1,00 – 1,75	0	2,01	$\frac{659,75}{85,68}$	$\frac{55,75}{7,24}$	$\frac{10,75}{1,40}$	$\frac{43,75}{5,68}$	$\frac{0}{0}$	0,86	1,23
71	302 – 1946	0,25 – 1,75	0	0,25	$\frac{387,30}{23,53}$	$\frac{412,82}{25,08}$	$\frac{74,73}{4,54}$	$\frac{768,68}{46,70}$	$\frac{2,47}{0,15}$	0,24	1,54
73	298 – 2200	0,25 – 2,50	205 – 222	0,40	$\frac{472,20}{24,85}$	$\frac{496,60}{26,14}$	$\frac{13,80}{0,73}$	$\frac{917,40}{48,28}$	$\frac{0}{0}$	0,25	1,36
	2200 – 2455	0,50 – 1,50	0	0,13	$\frac{123,40}{48,38}$	$\frac{61,70}{24,20}$	$\frac{20,30}{7,96}$	$\frac{49,60}{19,46}$	$\frac{0}{0}$	0,48	1,25

В табл. 4.19 наведено статистичні оцінки параметрів деяких характеристик стовбура свердловини і відхиляючої сили F_D на долоті для інтервалів буріння з різними КНБК, а також критерій T для перевірки статистичних гіпотез $H_0: \rho = 0$. Критерій T має стандартизований нормальний розподіл ймовірностей, тоді з довірчою ймовірністю $\varepsilon = 0,05$ умова відхилення гіпотези H_0 відповідає $|T| > u_{\varepsilon/2} = 1,96$ ($u_{\varepsilon/2}$ – квантиль розподілу).

Інформація про статистичні параметри характеристик стовбура свердловини і КНБК (див. табл. 4.19) дає можливість обґрунтувати деякі обмеження в задачі (2.4). Наприклад, обмеження $[F_D]$ на відхиляючу силу на долоті може бути побудовано через оцінки математичного сподівання і дисперсії.

Для оцінки впливу показників якості стовбура свердловини (зенітний кут, інтенсивність викривлення, коефіцієнт k_c форми поперечного перерізу, коефіцієнт k кавернозності) на якість цементування обсадних колон використано дані акустичного контролю цементування (АКЦ). На рис. 4.7 показано фрагменти даних профілометрії з формою поперечного перерізу стовбура свердловини, а на рис. 4.8 – дані та результати інтерпретації АКЦ 339,7-мм проміжної колони. Коефіцієнт k_y якості цементування визначали за методикою «ВНИИКРнефть» [1].

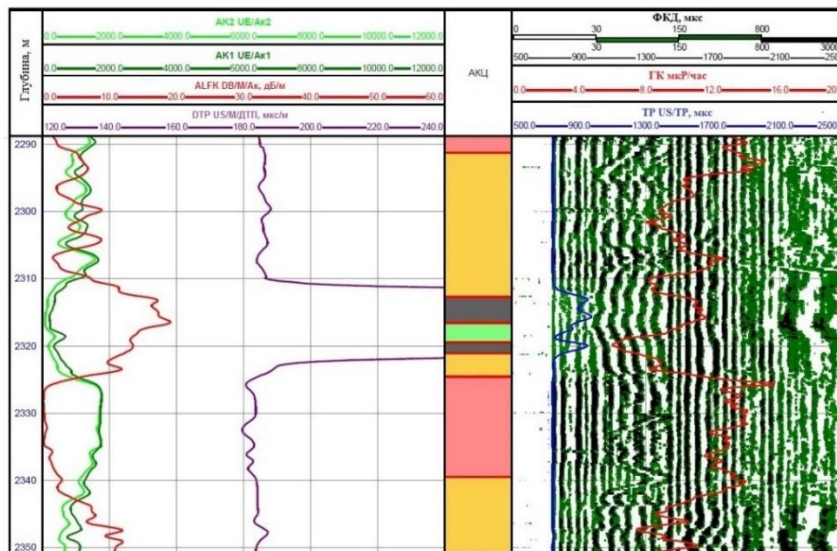
В табл. 4.20 наведено відомості про статистичні оцінки деяких параметрів якості стовбура свердловини і цементування обсадних колон. Дані вказують на існування тісного кореляційного зв'язку ($|T| > u_{\varepsilon/2} = 1,96$) між k_y і α , k_y та i (інтервал 3600 – 5754 м, св. 17); k_y і k_c (інтервали 3600 – 5754 м, св. 17; 301 – 2200 м, св. 71); k_y і k (інтервали 3600 – 5754 м, св. 17; 301 – 2200 м, св. 71).



Форма поперечного перерізу свердловини:

- круг;
- еліпс;
- жолоб;
- каверни;
- звуження

Рисунок 4.7 – Фрагменти даних профілеметрії стовбура св. 73 Семиренківська



Якість зчеплення цементного каменю з колоною:

- висока;
- часткова;
- погана;
- відсутня

Рисунок 4.8 – Фрагменти даних АКЦ 339,7-мм проміжної колони св. 73 Семиренківська

Таблиця 4.19 – Статистичні оцінки характеристик КНБК і свердловини на Семиренківському ГКР

Свердловина	Інтервал буріння, м	Статистичні оцінки								
		$\frac{\bar{F}_D}{S_F^2}$	$\frac{\bar{\alpha}}{S_\alpha^2}$	$\frac{\bar{i}}{S_i^2}$	$\frac{\bar{k}}{S_k^2}$	$r_{F\alpha}/T$	r_{Fi}/T	r_{Fk}/T	$r_{k\alpha}/T$	r_{ki}/T
17	236 – 3600	$\frac{0,79}{0,226}$	$\frac{1,53}{0,675}$	$\frac{0,12}{0,414}$	$\frac{1,29}{0,073}$	$\frac{0,99}{577}$	$\frac{0,27}{3,505}$	$\frac{0,45}{6,540}$	$\frac{0,46}{6,784}$	$\frac{0,02}{0,238}$
	3600 – 5754	$\frac{0,29}{0,042}$	$\frac{1,54}{0,217}$	$\frac{0,08}{0,453}$	$\frac{1,42}{0,065}$	$\frac{0,99}{1,31 \cdot 10^4}$	$\frac{0,31}{3,195}$	$\frac{-0,09}{-0,853}$	$\frac{-0,12}{-1,133}$	$\frac{0,02}{0,145}$
	5754 – 6524	$\frac{0,84}{1,655}$	$\frac{1,56}{0,201}$	$\frac{0,05}{0,056}$	$\frac{1,23}{0,188}$	$\frac{0,21}{1,172}$	$\frac{-0,13}{-0,733}$	$\frac{0,06}{0,339}$	$\frac{0,07}{0,402}$	$\frac{-0,18}{-1,013}$
71	302 – 1946	$\frac{0,62}{0,066}$	$\frac{1,20}{0,138}$	$\frac{0,06}{0,010}$	$\frac{1,54}{0,231}$	$\frac{0,33}{3,772}$	$\frac{0,44}{5,553}$	$\frac{-0,29}{-2,832}$	$\frac{-0,43}{-4,670}$	$\frac{-0,12}{-1,065}$
73	298 – 2200	$\frac{0,58}{0,059}$	$\frac{0,75}{0,320}$	$\frac{0,08}{0,004}$	$\frac{1,36}{0,061}$	$\frac{0,95}{88}$	$\frac{0,05}{0,477}$	$\frac{0,07}{0,651}$	$\frac{-0,03}{-0,223}$	$\frac{-0,13}{-1,195}$
	2200 – 2455	$\frac{0,30}{0,010}$	$\frac{0,95}{0,127}$	$\frac{0,06}{0,004}$	$\frac{1,25}{0,206}$	$\frac{0,99}{9,99 \cdot 10^4}$	$\frac{-0,45}{-5,547}$	$\frac{0,80}{8,771}$	$\frac{0,54}{3,094}$	$\frac{0,52}{2,891}$

Примітки. \bar{x} , S_x^2 – емпіричні оцінки середнього та дисперсії адекватності випадкової величини x . r_{xy} – коефіцієнт кореляції між величинами x та y .

Таблиця 4.20 – Статистичні оцінки якості цементування обсадних колон на Семиренківському ГКР

Свердловина	Інтервал буріння, м	Статистичні оцінки					
		$\frac{\bar{k}_u}{S_{k_u}^2}$	$r_{k_u F}/T$	$r_{k_u \alpha}/T$	$r_{k_u i}/T$	$r_{k_u k}/T$	$r_{k_u k_c}/T$
17	3600 – 5754	$\frac{0,22}{0,070}$	$\frac{0,32}{3,255}$	$\frac{0,34}{3,561}$	$\frac{0,23}{2,267}$	$\frac{-0,21}{-2,078}$	$\frac{0,32}{3,36}$
	5754 – 6524	$\frac{0,07}{0,014}$	$\frac{0,02}{0,133}$	$\frac{-0,19}{-1,059}$	$\frac{0,09}{0,499}$	$\frac{0,02}{0,133}$	$\frac{-0,07}{-0,37}$
71	302 – 1946	$\frac{0,14}{0,052}$	$\frac{0,19}{1,731}$	$\frac{0,13}{1,137}$	$\frac{0,11}{1,034}$	$\frac{-0,28}{-2,668}$	$\frac{0,28}{2,67}$
73	298 – 2200	$\frac{0,13}{0,037}$	$\frac{-0,18}{-1,684}$	$\frac{-0,15}{-1,338}$	$\frac{0,15}{1,361}$	$\frac{-0,32}{-3,140}$	$\frac{-0,06}{-0,52}$
	2200 – 2455	$\frac{0,10}{0,022}$	$\frac{0,01}{0,032}$	$\frac{0,19}{0,806}$	$\frac{-0,09}{-0,364}$	$\frac{-0,15}{-0,599}$	$\frac{0,31}{1,40}$

Дані табл. 4.19 свідчать про тісний кореляційний зв'язок між показниками відхиляючої сили на долоті і коефіцієнтом кавернозності для вертикальних інтервалів св. 17 (236 – 3600 м) та 73 (2200 – 2455 м). Значущий коефіцієнт кореляції відмічений між всіма величинами, що наведені у табл. 4.20.

Висновки до четвертого розділу

На основі аналізу промислових даних побудовано статистичні оцінки впливу відхиляючої сили на показники роботи доліт (проходка, час механічного буріння, механічна швидкість буріння). Встановлено, що для буріння вертикальних ділянок 444,3- і 393,7-мм долотами існує значущий кореляційний зв'язок між проходкою на долото, механічною швидкістю буріння та відхиляючою силою (зі збільшенням відхиляючої сили на долоті показники роботи погіршуються).

За промисловими даними буріння свердловин на Яблунівському ГКР вивчено статичні і динамічні характеристики КНБК, побудовано статистичні оцінки відхиляючої сили і зенітного кута для вертикальних ділянок, а також

регресійні моделі залежності інтенсивності викривлення від відхиляючої сили на долоті і реакцій на ОЦЕ для похилих ділянок.

Вивчено статичні та динамічні характеристики КНБК за даними буріння похилих ділянок свердловин на Мелехівському ГКР. Показано, що у більшості випадків КНБК відносяться до динамічно нестійких. Побудовано статистичні оцінки відхиляючої сили на долоті, точки дотику ОБТ зі стінкою свердловини та показників якості стовбура свердловини. Встановлено статистичний зв'язок між відхиляючою силою на долоті, точкою дотику ОБТ зі стінкою свердловини та показниками якості стовбура свердловини.

На основі аналізу промислових даних буріння вертикальних свердловин на Семиренківському ГКР вивчено статичні і динамічні характеристики КНБК. Показано, що в умовах відсутності локальних каверн КНБК мають задовільні статичні характеристики для попередження викривлення і для окремих інтервалів динамічно нестійкі з високими відношеннями амплітуд $a_{\text{ОБТ}}/a_{\text{Д}}$. Побудовано оцінки статистичних характеристик відхиляючої сили на долоті і показників якості стовбура свердловини. Встановлено значущий статистичний зв'язок між показниками якості стовбура свердловини і цементування обсадних колон та відхиляючою силою на долоті.

РОЗДІЛ 5

РОЗРОБКА РЕКОМЕНДАЦІЙ З ВИБОРУ НЕОРІЄНТОВАНИХ КНБК ДЛЯ БУРІННЯ СТАБІЛІЗОВАНИХ ДІЛЯНОК СВЕРДЛОВИН НА РОДОВИЩАХ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

На основі аналізу промислових даних наведено рекомендації з вибору технологічних рішень для буріння вертикальних та похилих ділянок деяких свердловин на Яблунівському, Мелехівському та Семиренківському ГКР [52 – 54, 62 – 64, 128, 129]. Особлива увага приділяється вибору неорієнтованих КНБК з урахуванням інформаційної невизначеності про гірничогеологічні умови та параметри режиму буріння.

5.1 Розробка рекомендацій з вибору КНБК

За результатами виконаних досліджень [52 – 54, 61, 62 – 64, 75, 128, 129] розроблено та затверджено рекомендації з вибору неорієнтованих КНБК для буріння стабілізованих ділянок свердловин роторним способом (див. додаток А і Б).

У рекомендаціях описано методика вибору неорієнтованих КНБК, яка ґрунтується на основі аналізу статичних (відхиляюча сила на долоті, реакції на ОЦЕ, точка дотику ОБТ зі стінкою свердловини) і динамічних (крива розподілу амплітуд поперечних коливань) характеристик КНБК для заданих умов буріння. Кількість ОЦЕ та координати місць розташування вибирають з урахуванням інформаційної невизначеності про параметри свердловини (зенітний кут, наявність локальних каверн), координати точок дотику ОЦЕ до стінки свердловини і параметри режиму буріння (осьове навантаження, частота обертання) для забезпечення ефективності буріння і якості стовбура свердловини згідно моделі (2.4) [38, 39].

Наведені у розділі 3.2 дослідження свідчать, що надмірний знос ОЦЕ погіршує статичні характеристики підібраних за (2.4) КНБК. Тому після кожного

довбання свердловини необхідно проводити заміри діаметрів ОЦЕ та оцінювати ефективність КНБК відповідно до моделі (2.4). У випадку високих значень показників ризику слід підібрати нову конфігурацію КНБК із існуючими ОЦЕ або замінити їх на повнорозмірні без її повторного підбору. Важливою умовою є контакт неповнорозмірних ОЦЕ зі стінкою свердловини, в іншому випадку ОЦЕ не виконують своїх функціональних можливостей.

Для мінімізації показника ризику КНБК довжину калібрувальної поверхні першого (від долота) ОЦЕ слід приймати мінімально допустимою (див. розділ 3.3), для інших ОЦЕ довжина калібрувальних поверхонь може прийматись довільною, оскільки суттєво не впливає на показники ризику.

Для забезпечення повного затухання кривої розподілу амплітуд поперечних коливань слід застосовувати здвоєні ОЦЕ у складі КНБК. Причому важливою умовою є його розташування над долотом, можливе використання двох і більше здвоєних ОЦЕ. Довжина між калібрувальними поверхнями здвоєних ОЦЕ має обґрунтовуватись для заданих умов буріння у відповідності з (2.4).

Важливою вимогою до спорудження свердловин є якість формування стовбура, на яку впливає велика кількість факторів (в т.ч. конструктивні особливості ОЦЕ). З метою забезпечення формування циліндричної форми та безперешкодної прохідності обсадної колони до складу КНБК потрібно включати повнорозмірний ОЦЕ, причому перший від долота.

Рекомендовані КНБК за рахунок внесення конструктивних змін у виборі кількості, місць розташування ОЦЕ та їх конструктивних особливостей забезпечують необхідні статичні і динамічні характеристики (в тому числі в умовах інформаційної невизначеності) та сприятимуть покращанню якості стовбура свердловини в процесі буріння і підвищенню техніко-економічних показників відробки доліт.

5.2 Вибір КНБК для буріння свердловин на Яблунівському ГКР

На основі аналізу промислових даних буріння свердловин на Яблунівському ГКР розглянемо вибір КНБК для умовно вертикальних ділянок долотами діаметром 393,7, 295,3, 215,9 і 165,1 мм, а також похилих ділянок стовбурів свердловин 295,3- і 215,9-мм долотами згідно моделі вибору неорієнтованих КНБК (2.4).

Вибір КНБК для буріння свердловин на Яблунівському ГКР [54, 62] здійснювався з допомогою (2.4) за критерієм мінімуму функції ризику. Для розбурювання окремих інтервалів свердловин можливе застосування трьохшарошкових доліт і доліт PDC, які відрізняються частотами збуджувальної сили. Тому КНБК мають відповідати критерію динамічної стійкості для трьохшарошкових доліт і доліт PDC. Клас 9 КНБК сформовано для можливих поєднань розташування трьох і більше повнорозмірних ОЦЕ.

У загальному випадку система $\varphi(p^v)$ включає обмеження на діаметри ОЦЕ і відстані між ними, реакції на ОЦЕ та інші, а також умову стабілізації викривлення ствола. Умова стабілізації викривлення стовбура свердловини формально може бути представлена у вигляді [54, 62]:

$$\left(F_D(p^v)\right)^2 - \left([F_D]\right)^2 \leq 0. \quad (5.1)$$

Для умовно вертикальних свердловин ця умова може бути побудована на основі статистичного аналізу промислових даних як оцінка математичного сподівання для допустимого значення $[\alpha]$ зенітного кута стовбура свердловини [62]

$$[\bar{F}_D] = \bar{F}_D + \frac{S_F}{S_\alpha} r_{F\alpha} ([\alpha] - \bar{\alpha}) \quad (5.2)$$

і її дисперсії

$$S_{0\alpha}^2 = S_F^2 (1 - r_{F\alpha}^2). \quad (5.3)$$

З використанням (5.2) та (5.3) для заданих $[\alpha]$ і довірчої ймовірності ε оцінюють обмеження $[F_D]$ на відхиляючу силу у вигляді одностороннього інтервалу $[[F_D], +\infty[$ для $\overline{F_D} > 0$ або $]-\infty, [F_D]$ для $\overline{F_D} < 0$.

Для похилих ділянок стовбура свердловини обмеження на відхиляючу силу може бути побудовано аналогічно з допомогою оцінок виду (5.2) і (5.3) для інтенсивності викривлення [54, 62]

$$[\overline{F_D}] = \overline{F_D} + \frac{S_F}{S_i} r_{Fi} ([i] - \bar{i}) \quad (5.4)$$

і дисперсії

$$S_i^2 = S_F^2 (1 - r_{Fi}^2), \quad (5.5)$$

де S_i^2 , r_{Fi} – оцінки дисперсії інтенсивності викривлення і коефіцієнта кореляції між відхиляючою силою та інтенсивністю викривлення.

У більш загальному випадку побудова обмежень $[\overline{F_D}]$ ґрунтується на використанні лінійних регресійних моделей для інтенсивності викривлення окремих ділянок стовбура свердловини.

При бурінні свердловин на Яблунівському ГКР в окремих інтервалах стовбура свердловин можливе утворення локальних каверн, які мають суттєвий вплив на ефективність жорстких КНБК. Для моделювання цих впливів у задачі (2.4) використовується умова забезпечення критеріїв оптимальності та окремих обмежень (в даному випадку (5.1)) в ситуаціях, коли один із ОЦЕ не контактує зі стінкою свердловини [59]. Це означає, що характеристики КНБК мають відповідати умовам задачі (2.4) за відсутності контакту одного (причому довільного) із ОЦЕ зі стінкою свердловини.

Вихідні дані для вибору КНБК прийнято на основі типових конструкцій і профілів свердловин:

- долото 393,7 мм, $\alpha = 1^\circ$, 80 м ОБТ-228,6 з $d = 71,4$ мм і 38 м ОБТС.2-203 з $d = 80$ мм, $G = 210$ кН, $\omega = 90$ хв⁻¹, $[\overline{F_D}] = 0,68$ кН, $\rho = 1140$ кг/м³;
- долото 295,3 мм, $\alpha = 2^\circ$, 120 м ОБТ.С2-203 із $d = 80$ мм, $G = 210$ кН,

$$\omega=70 \text{ хв}^{-1}, \left[\overline{F}_D \right]=1,47 \text{ кН}, \rho=1140 \text{ кг/м}^3;$$

- долото 295,3 мм, $\alpha=10^\circ$, 120 м ОБТ.С2-203 з $d=80$ мм, $G=200$ кН,
 $\omega=70 \text{ хв}^{-1}$, $\left[\overline{F}_D \right]=0,62 \text{ кН}$, $\rho=1140 \text{ кг/м}^3$;
- долото 215,9 мм, $\alpha=1,5^\circ$, 120 м ОБТ-165,1 з $d=57,2$ мм, $G=190$ кН,
 $\omega=80 \text{ хв}^{-1}$, $\left[\overline{F}_D \right]=0,40 \text{ кН}$, $\rho=1050 \text{ кг/м}^3$;
- долото 215,9 мм, $\alpha=14^\circ$, 180 м ОБТ-165,1 з $d=57,2$ мм, $G=210$ кН,
 $\omega=70 \text{ хв}^{-1}$, $\left[\overline{F}_D \right]=0,34 \text{ кН}$, $\rho=1310 \text{ кг/м}^3$;
- долото 165,1 мм, $\alpha=3^\circ$, 200 м ОБТ-120,6 з $d=50,8$ мм, $G=110$ кН,
 $\omega=70 \text{ хв}^{-1}$, $\left[\overline{F}_D \right]=0,63 \text{ кН}$, $\rho=1190 \text{ кг/м}^3$.

В табл. 5.1 наведено геометричні параметри підібраних КНБК за допомогою моделі (2.4). Результати статичних і динамічних характеристик КНБК наведено в табл. 5.2. Отримані результати свідчать про досягнення шуканих розв'язків задачі (2.4).

Таблиця 5.1 – Геометричні параметри рекомендованих КНБК для буріння свердловин на Яблунівському ГКР

Діаметр долота, мм	Координата центру ОЦЕ, м					
	1	2	3	4	5	6
393,7	3,0	5,0	10,0	14,0	–	–
295,3	1,8	5,0	9,5	12,0	–	–
	3,5	6,0	10,0	14,0	–	–
	1,2	2,8	4,5	8,0	12,0	16,0
	1,3	2,5	5,5	8,5	11,0	14,0
215,9	1,8	4,0	7,0	9,5	–	–
	1,2	2,6	5,5	8,0	12,0	15,0
165,1	1,9	4,0	6,0	10,0	–	–

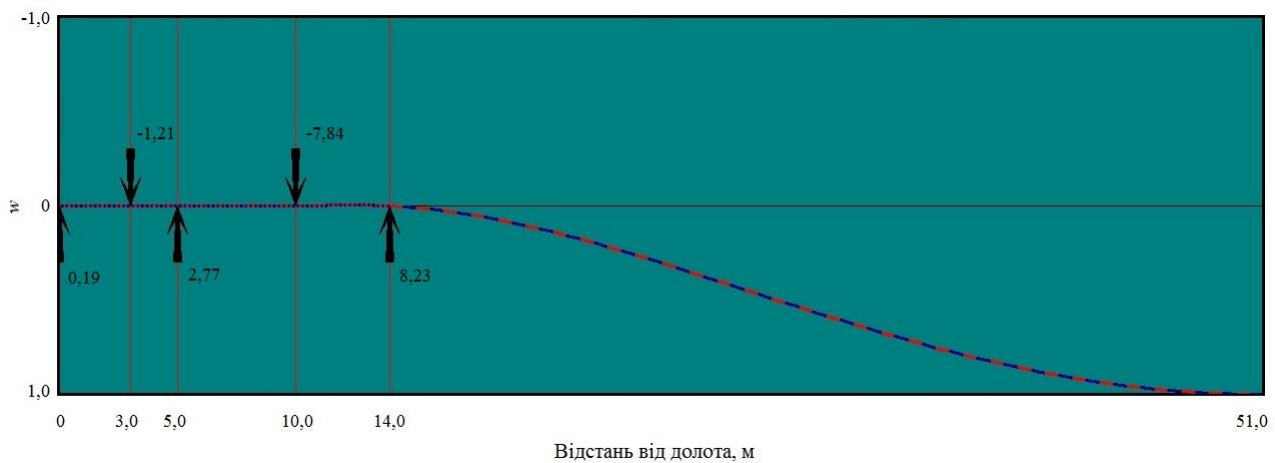
Порівняльний аналіз характеристик застосовуваних і запропонованих КНБК вказує на істотні переваги останніх. Це, перш за все, стосується динамічної стійкості КНБК, а також можливого впливу локальних каверн на статичні і динамічні характеристики КНБК.

Таблиця 5.2 – Результати розрахунку статичних і динамічних характеристик рекомендованих КНБК для буріння свердловин на Яблунівському ГКР

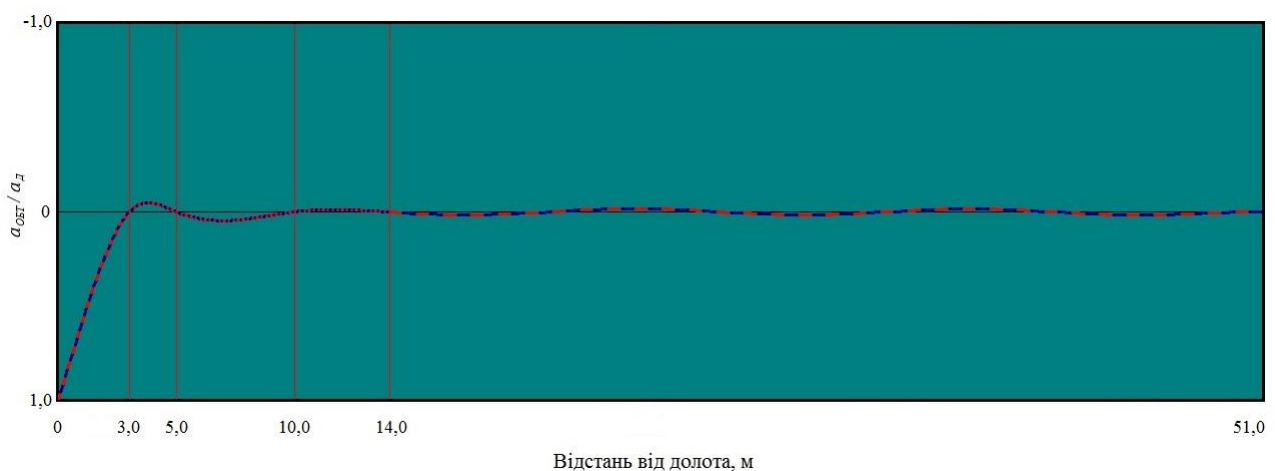
Діаметр долота, мм	F_D , кН	Реакції на відповідних ОЦЕ						L , м	a_{OBT} / a_D
		R_1 , кН	R_2 , кН	R_3 , кН	R_4 , кН	R_5 , кН	R_6 , кН		
393,7	0,19	1,21	2,77	7,84	8,23	–	–	51,0	≤ 1
295,3	0,21	0,43	1,57	8,10	9,05	–	–	36,7	≤ 1
	0,61	0,40	4,95	11,02	15,45	–	–	30,6	≤ 1
	0,24	0,46	1,50	0,56	6,02	12,61	19,33	31,1	≤ 1
	0,41	0,12	2,15	0,26	9,06	22,85	28,12	28,3	≤ 1
215,9	0,09	0,26	0,97	3,41	3,54	–	–	28,7	≤ 1
	0,18	0,14	0,96	0,01	2,68	5,96	9,74	27,4	≤ 1
165,1	0,06	0,11	0,79	1,38	1,38	–	–	22,8	≤ 1

На рис. 5.1 показано статичні та динамічні характеристики КНБК для буріння вертикальних ділянок свердловин 393,7-мм долотом з урахуванням моделювання локальних каверн, які відповідають критерію динамічної стійкості.

Оцінку ризиків розв'язку задачі вибору КНБК для буріння свердловин на Яблунівському ГКР побудовано за допомогою методів статистичного моделювання і аналізу отриманих результатів [54, 60, 62]. Моделювали інформацію про локальні каверни, zenітні кути α свердловини, осьове навантаження G і частоти обертання долота ω . Варіанти КНБК моделювали як дискретні рівнорозподілені величини, інші – як статистично незалежні величини з рівномірним або нормальним розподілом ймовірностей. Вивчали динамічні і статичні характеристики КНБК при бурінні трьохшарошковими долотами і долотами PDC. Кількість статистичних експериментів для однієї КНБК – 100.



а)



б)

Рисунок 5.1 – Статичні (а) та динамічні (б) характеристики КНБК для буріння вертикальної ділянки свердловини 393,7-мм долотом ($\alpha=1,00^\circ$, $G=210\text{кН}$, $\omega=90\text{ хв}^{-1}$, $\rho=1140\text{ кг/м}^3$)

В табл. 5.3 наведено фрагменти результатів моделювання характеристик КНБК для буріння вертикальних і похилих ділянок свердловин. У статистичних експериментах заливкою виділено ті результати, які не відповідають умовам задачі (2.4) з урахуванням (5.1) і визначають прийнятні показники ризику. Варіанти КНБК: 1 – всі ОЦЕ контактують зі стінкою свердловини, 2 – перший ОЦЕ не контактує зі стінкою свердловини, 3 – другий ОЦЕ не контактує зі стінкою свердловини, 4 – третій ОЦЕ не контактує зі стінкою свердловини, 5 – четвертий не контактує зі стінкою свердловини.

Таблиця 5.3 – Фрагменти результатів статистичного моделювання деяких характеристик КНБК для буріння вертикальних ділянок 393,7-мм долотом

Неточні вихідні дані				Результати експерименту	
Варіант КНБК	α , град	ω , хв ⁻¹	G , кН	$a_{\text{ОБТ}} / a_{\text{Д}}$	$F_{\text{Д}}$, кН
...
3	2,09	84,11	208,87	1,0 / 1,2	-0,68
5	0,82	96,01	200,30	1,0 / 1,0	-0,42
2	2,97	97,61	210,92	1,0 / 1,0	-0,18
...
4	0,53	87,49	216,03	1,0 / 1,0	-0,37
4	2,90	93,96	208,42	2,1 / 1,0	-0,67
1	0,74	87,42	211,42	1,0 / 1,0	0,15
...
2	2,18	94,8	214,58	1,0 / 1,0	-0,19
1	0,92	91,05	207,42	1,0 / 1,0	0,17
3	2,61	87,62	203,12	1,0 / 1,0	-0,76
4	1,96	83,88	202,48	1,0 / 1,8	-0,59
5	1,00	81,48	208,44	1,0 / 1,0	-0,46
...
2	0,04	88,84	215,74	1,0 / 1,0	0,08
2	1,80	89,42	206,71	1,0 / 1,0	-0,18
1	0,34	90,38	213,19	1,0 / 1,0	0,09
3	1,16	89,07	211,98	1,0 / 1,0	-0,52
2	0,10	84,33	205,12	1,0 / 1,0	-0,07
5	0,79	95,51	211,43	1,0 / 1,0	-0,40
1	1,70	88,27	211,15	1,0 / 1,0	0,26
4	0,70	83,83	208,92	1,0 / 1,0	-0,42
...

Примітка. Показник динамічної стійкості КНБК в чисельнику наведений для трьохшарашкового долота, а в знаменнику – для долота PDC.

В табл. 5.4 наведено результати аналізу показників ризику запропонованих КНБК для буріння інтервалів свердловин на Яблунівському ГКР. Загалом показники ризиків не перевищують 0,10. Лише для буріння похилих ділянок показник ризику КНБК з діаметром долота 215,9 мм становить 0,22. Відмітимо, що покращення показників ризику пов'язано із застосуванням КНБК зі збільшеною кількістю ОЦЕ або регулюванням режимно-технологічних параметрів.

Таблиця 5.4 – Оцінка показників ризику рекомендованих КНБК для буріння свердловин на Яблунівському ГКР

Діаметр долота, мм	Умова динамічної стійкості	Умова стабілізації викривлення свердловини	Об'єднання умов динамічної стійкості і стабілізації викривлення свердловини
393,7	0,03 / 0,02	0,07	0,10 / 0,09
295,3	0,00 / 0,05	0	0,00 / 0,04
	0,01 / 0,00	0	0,01 / 0,00
	0,01 / 0,00	0	0,01 / 0,00
	0,00 / 0,00	0	0,00 / 0,00
215,9	0,01 / 0,01	0	0,01 / 0,01
165,1	0,00 / 0,07	0	0,00 / 0,07

Примітка. У чисельнику наведено значення показників ризику для трьохшаршкових доліт, а в знаменнику – для доліт PDC.

Таким чином, використання результатів аналізу промислових даних у поєднанні з методикою вибору оптимальних КНБК із урахуванням оцінок показників ризику [54, 62] дає можливість обґрунтувати ефективні КНБК для буріння свердловин на Яблунівському ГКР.

5.3 Приклади вибору технологічних рішень при бурінні свердловин на Мелехівському ГКР

Розглянемо фрагменти задачі вибору технологічних рішень при бурінні похилих ділянок свердловин для прийнятих бурових розчинів на Мелехівському ГКР [63]. На основі промислових даних за допомогою моделі (2.4) і статистичних процедур аналізу [89] обґрунтовано для критерію $K_2(G^v, \omega^v)$ типи \hat{v} доліт, параметри режиму буріння \hat{G}^v і $\hat{\omega}^v$

$$\min \left\{ \sum_i \left[t_{\delta i}(G^v, \omega^v) + t_{\text{спі}} + t_{\text{врі}} \right] \right\} \Rightarrow (\hat{v}, \hat{G}^v, \hat{\omega}^v), v \in \mathfrak{V}, (G^v, \omega^v) \in D^v, \quad (5.6)$$

де $t_{\delta i}$ – час механічного буріння інтервалу для i -го довбання;

$t_{\text{спі}}, t_{\text{врі}}$ – нормативний час на спуско-підймальні операції та додаткові роботи.

Розв'язок задачі (5.6) побудовано відповідно до процедури (2.2): спочатку для заданого типу долота оцінювали в області D^v оптимальні параметри режиму буріння \hat{G}^v і $\hat{\omega}^v$, а потім – тип \hat{v} долота. В табл. 5.5 наведено результати вибору оптимальних типів доліт і параметрів режиму буріння.

Таблиця 5.5 – Результати вибору оптимальних типів доліт і параметрів режиму буріння

Свердловина	Інтервал буріння, м	Долото	Параметри режиму буріння			Час буріння інтервалу, год
			G, кН	ω , хв ⁻¹	Q, л/с	
165	3460 – 3730	215,9 МСЦ-ГАУ	130	90	25	309,5
	3770 – 3850	139,7 СЗ-ГАУ	20	100	10	184,3
171	2363 – 2785	215,9 МСЦ-ГАУ	60	90	20	577,1
	2785 – 3180	139,7 FD 353 МА	20	100	8	817,8
172	2500 – 2595	215,9 МСЦ-ГАУ	130	90	23	152,3
	3093 – 3300	139,7 С-ГАУ	20	100	10	420,2
173	2218 – 2900	295,3 МСЦ-ГАУ	160	110	30	869,3
174	2350 – 3080	295,3 МСЦ-ГАУ	160	110	30	968,1
176	2237 – 2496	295,3 МСЦ-ГАУ	160	110	32	347,7
178	3029 – 3325	215,9 US 516 U 16	95	100	20	441,9

Реалізація моделі (2.4) виконана для елементів низу бурильної колони (діаметри і ОЦЕ) аналогічних застосовуваним при бурінні похилих ділянок свердловин на Мелехівському ГКР [63]. Клас \mathfrak{Z} включає альтернативні варіанти КНБК з чотирма і більше повнорозмірними ОЦЕ. Вибір КНБК здійснювався для забезпечення заданих функціональних вимог у відповідності з вказаними в табл. 5.6 обмеженнями на інтенсивність викривлення $[i]$, відхиляючу силу $[F_d]$ на долоті і координату $[l]$ точки дотику ОБТ зі стінкою свердловини.

В табл. 5.7 наведені геометричні параметри підібраних за допомогою моделі (2.4) КНБК для буріння похилих ділянок свердловин, а в табл. 5.8 – їх показники ризиків. Оцінки статичних характеристик побудовано згідно результатів статистичного моделювання випадкових параметрів (зенітного кута α стовбура свердловини, параметрів G і ω , координат точок дотику ОЦЕ до стінки свердловини). Останні моделювались як статистично незалежні з

нормальним та рівномірним розподілами ймовірностей, а наявність локальних каверн – у вигляді дискретних випадкових величин з рівномірним розподілом ймовірностей між ОЦЕ. Для моделювання координат точок дотику ОЦЕ до стінки свердловини використана інформація про довжину l_k калібрувальної поверхні ОЦЕ. Оцінка динамічної стійкості КНБК для всіх експериментів виконана для трьохшарошкових доліт та доліт PDC. Загальна кількість статистичних експериментів для однієї КНБК 100.

Таблиця 5.6 – Вихідні дані для вибору КНБК на Мелехівському ГКР

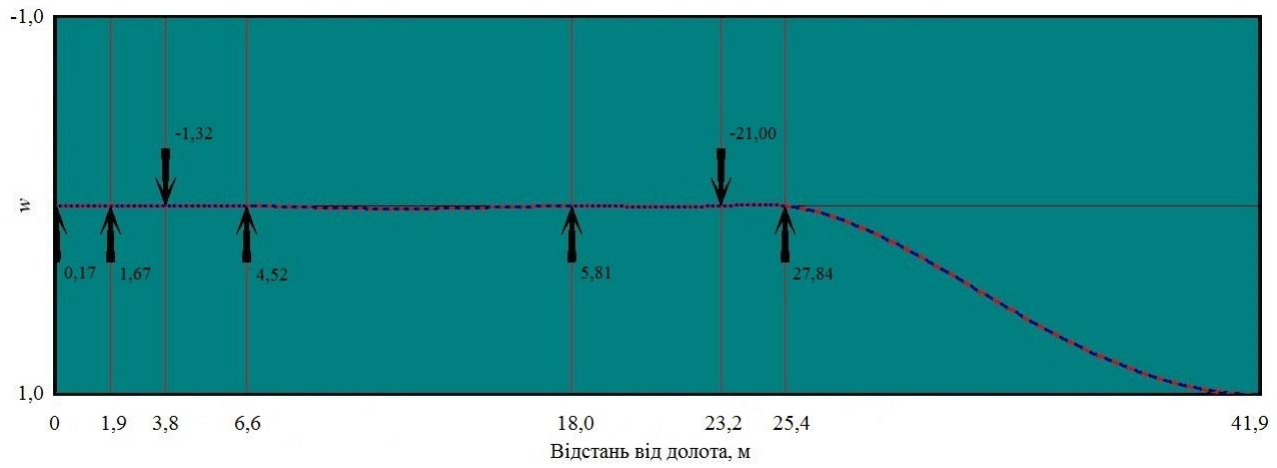
Свердловина	Інтервал буріння, м	Діаметр долота, мм	$\bar{\alpha}$, град	S_{α}^2 , град ²	G , кН	ω , хв ⁻¹	$[i]$, град / 10м	$[F_D]$, кН	$[l]$, м
165	3460 – 3730	215,9	11,0	1,0	120 – 140	80 – 100	0,5	1,18	–
	3770 – 3850	139,7	11,0	1,0	18 – 22	90 – 110	0,5	0,72	7,65
171	2363 – 2785	215,9	6,0	1,0	55 – 65	80 – 100	0,5	0,75	44,79
	2785 – 3006	139,7	6,5	1,0	18 – 22	90 – 110	0,5	0,34	6,20
	3006 – 3180								
172	2500 – 2595	215,9	15,1	1,0	120 – 130	80 – 100	0,5	0,95	32,93
	3093 – 3300	139,7	10,0	1,0	18 – 22	90 – 110	0,5	0,34	33,87
173	2218 – 2549	295,3	13,0	1,0	150 – 170	100 – 120	0,5	1,12	37,99
	2561 – 2900			1,0					
174	2350 – 2656	295,3	13,9	1,0	150 – 170	100 – 120	0,5	1,02	34,46
	2667 – 3080								
176	2267 – 2364	295,3	15,1	1,0	150 – 170	100 – 120	0,8	0,82	36,74
	2364 – 2496			1,0					
178	3029 – 3109	215,9	12,0	1,0	85 – 105	90 – 110	0,5	8,15	–
	3112 – 3325								

Для прикладу на рис. 5.2 показано характеристики підбраної КНБК для буріння похилого інтервалу 2561 – 2900 м св. 173 Мелехівська з врахуванням статистичного моделювання неточної інформації (четвертий ОЦЕ не контактує зі стінкою свердловини).

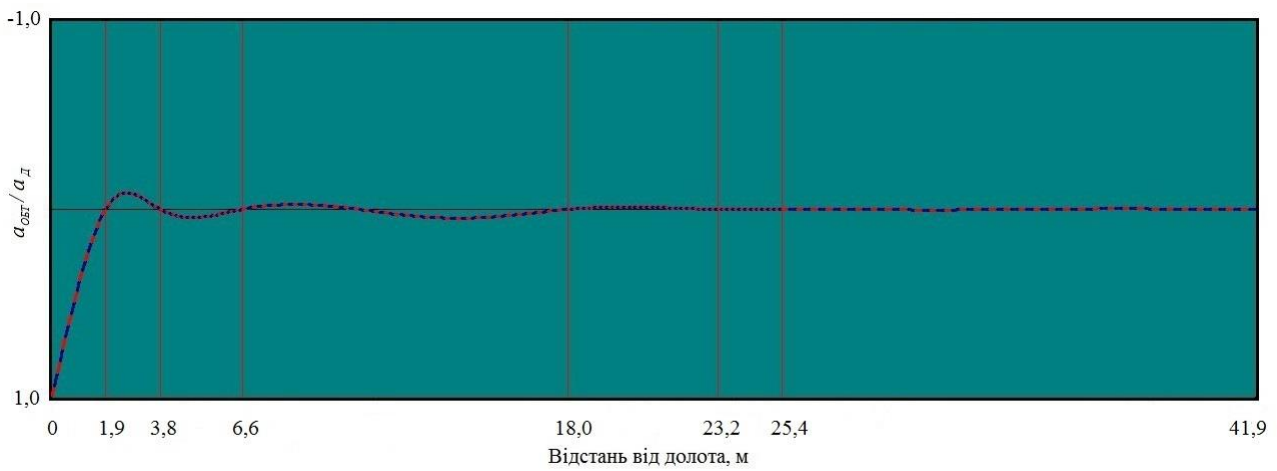
Таблиця 5.7 – Геометричні параметри рекомендованих КНБК для буріння свердловин на Мелехівському ГКР

Свердловина	Діаметр долота, мм	Координата центру ОЦЕ, м							l_k , мм	Параметри ОБТ		
		1	2	3	4	5	6	7		D/d , мм	q , кг/м	L , м
165	215,9	3,0	4,0	10,0	18,0	27,0	36,0	37,0	540	159/57	139,6	139
	139,7	2,2	5,5	10,0	14,0	20,0	26,0	27,0	410	108/38	64,3	46
171	215,9	3,5	4,5	9,0	18,0	27,0	36,0	37,0	540	159/57	139,6	69
	139,7	2,0	7,0	10,0	15,0	–	–	–	410	108/38	64,3	46
172	215,9	3,3	4,3	9,0	16,0	24,0	25,0	–	540	159/57	139,6	150
	139,7	2,2	5,5	10,0	14,0	20,0	26,0	27,0	410	108/38	64,3	46
173	295,3	2,0	4,0	6,0	11,0	18,0	23,0	25,0	800	216/80	248,1	71
174	295,3	2,0	4,0	7,0	11,0	17,0	22,0	24,0	800	216/80	248,1	71
176	295,3	1,4	3,2	6,0	10,0	16,0	22,0	24,0	800	216/80	248,1	74
178	215,9	2,3	4,3	7,6	13,0	20,0	24,0	–	540	159/57	139,6	102

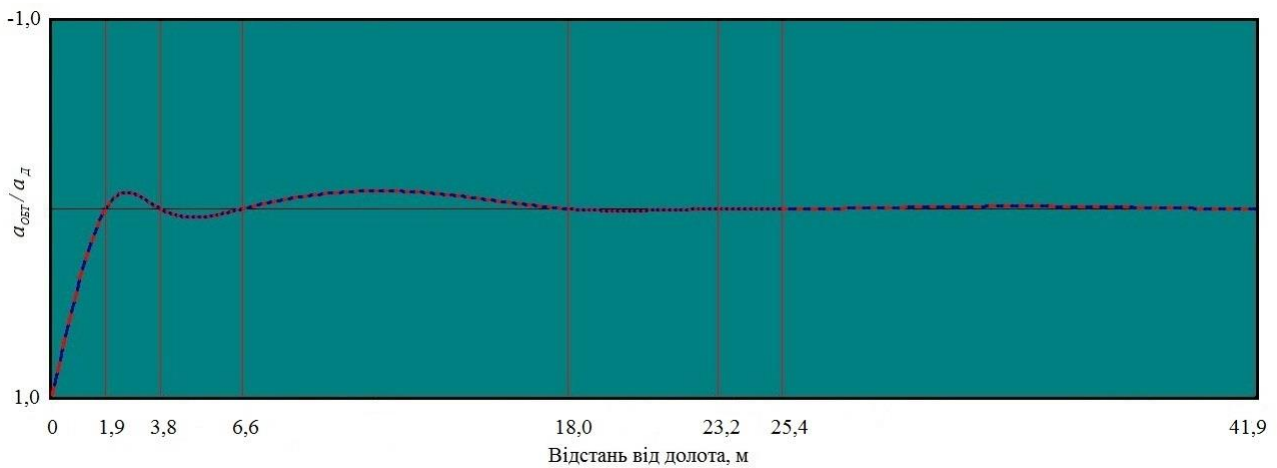
Примітка. Координата центру ОЦЕ відповідає відстані від низу долота.



а)



б)



в)

Рисунок 5.2 – Статичні (а) і динамічні (б, в) характеристики підбраної КНБК для буріння св. 173 Мелехівська: б – трьохшарошкове долото, в – долото PDC ($\alpha=12,50^\circ$, $G=166,8$ кН, $\omega=112$ хв⁻¹, $\rho=1540$ кг/м³)

Таблиця 5.8 – Оцінка ризиків КНБК для буріння свердловин на Мелехівському ГКР

Свердловина	Діаметр долота, мм	Показники ризиків		
		стабілізація викривлення свердловини	динамічна стійкість	точка контакту ОБТ зі стінкою свердловини
165	215,9	0	0,07 / 0,00	0
	139,7	0	0,07 / 0,02	0
171	215,9	0	0,03 / 0,04	0
	139,7	0	0,08 / 0,03	0
172	215,9	0	0,02 / 0,01	0
	139,7	0	0,08 / 0,02	0
173	295,3	0	0,02 / 0,00	0
174	295,3	0	0,00 / 0,00	0
176	295,3	0	0,01 / 0,01	0
178	215,9	0	0,07 / 0,01	0

Примітка. В чисельнику наведено значення показників ризиків для трьохшарошкових доліт, а в знаменнику – для доліт PDC.

Запропоновані варіанти КНБК, що включають для різних умов буріння похилих ділянок стовбурів свердловин від 4 до 7 повнорозмірних ОЦЕ, характеризуються низькими показниками ризиків: 0 – для стабілізації і якості стовбурів, 0...0,08 – динамічною стійкістю низу бурильної колони. Відмітимо, що ці показники відповідають поліфункціональним вимогам до КНБК, в тому числі наявності локальних каверн і невизначеності інформації про точки дотику ОЦЕ до стінки свердловини.

5.4 Вибір КНБК для буріння свердловин на Семиренківському ГКР

З допомогою моделі (2.4) та з урахуванням інформаційної невизначеності про контакт ОЦЕ зі стінкою свердловини і деякі інші випадкові фактори обґрунтуємо вибір КНБК для буріння вертикальних ділянок св. 25 Семиренківська (інтервал 300 – 1280 м) та 73 Семиренківська (інтервал 2200 – 2455 м) [53, 64]. Для розбурювання цих ділянок можливе застосування трьохшарошкового долота для св. 25 (діаметр 444,5 мм) та додатково долота PDC для св. 73 (діаметр 311,1 мм) із різними частотами збурювальних сил.

Вибір КНБК здійснювався для критерію мінімізації функції ризику КНБК. Система обмежень включала вимоги до діаметрів ОЦЕ, відстані між ними, умову стабілізації викривлення та інші. Клас 9 включає альтернативні варіанти КНБК, що вміщують від 2 до 4 повнорозмірних ОЦЕ. Вихідні дані для вибору КНБК наведено в табл. 5.9, а в табл. 5.10 – їх геометричні параметри.

Таблиця 5.9 – Вихідні дані для вибору КНБК на Семиренківському ГКР

Величина	Діаметр долота, мм	
	444,5	311,1
Зенітний кут α , град	2,00	1,50
Навантаження на долото G , кН	200	90
Частота обертання ω , об/хв	70	80
Густина бурового розчину ρ , кг/м ³	1160	1120
Обмеження на відхиляючу силу на долоті $\left[\overline{F}_D \right]$, кН	0,91	0,87
Довжина, м:		
ОБТ-254	27,6	–
ОБТ-229	73,2	–
ОБТ-203	36,6	150

Таблиця 5.10 – Геометричні параметри рекомендованих КНБК для буріння свердловин на Семиренківському ГКР

Діаметр долота, мм	Варіант КНБК	Координата центру ОЦЕ, м				l_k , мм
		1	2	3	4	
444,5	<i>A</i>	5,0	35,0	–	–	–
	<i>B</i>	5,4	6,7	18,4	–	800
	<i>B</i>	4,5	10,0	20,5	–	800
	<i>Г</i>	4,4	5,7	17,4	18,7	800
311,1	<i>A</i>	3,0	7,0	14,0	–	600
	<i>B</i>	3,2	5,5	10,3	14,3	600

В табл. 5.11 наведено статичні (відхиляюча сила на долоті, реакції на ОЦЕ та точка дотику ОБТ зі стінкою свердловини) і динамічні (крива розподілу амплітуд поперечних коливань) характеристики підібраних КНБК. Результати свідчать, що всі варіанти КНБК мають порівняно невисокі значення відхиляючої сили на долоті та відносяться до динамічно стійких.

Таблиця 5.11 – Результати вибору КНБК для буріння свердловин на Семиренківському ГКР

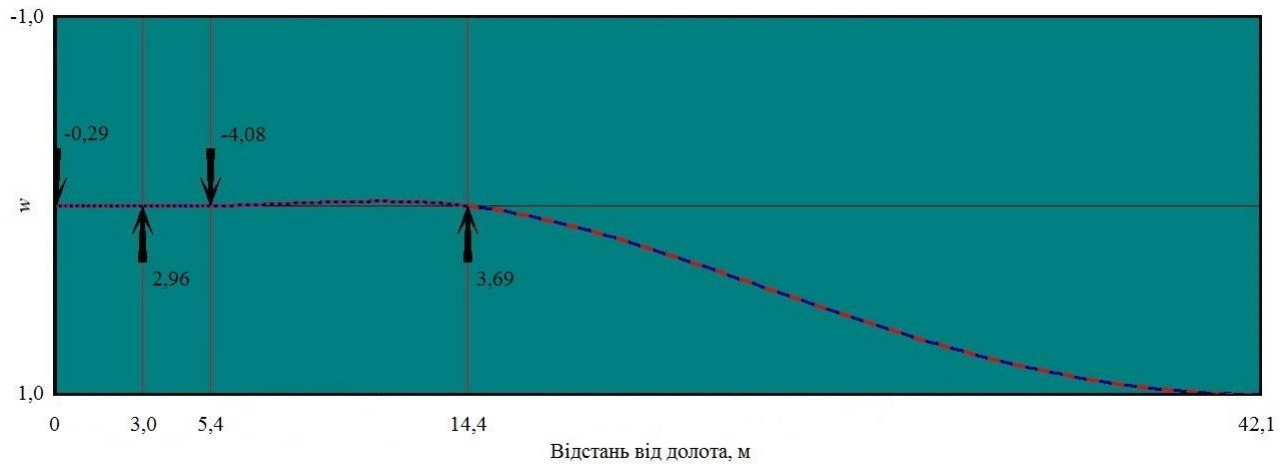
Діаметр долота, мм	Варіант КНБК	F_d , кН	Реакції на відповідних ОЦЕ				L , м	$a_{обт} / a_d$
			R_1 , кН	R_2 , кН	R_3 , кН	R_4 , кН		
444,1	<i>A</i>	0,64	0,44	4,66	–	–	66,7	≤ 1
	<i>B</i>	-0,06	13,64	-16,76	7,91	–	52,3	≤ 1
	<i>B</i>	-0,55	3,96	-6,39	7,90	–	54,6	≤ 1
	<i>Г</i>	0,23	-1,53	2,75	-32,95	36,40	54,2	≤ 1
311,1	<i>A</i>	-0,33	1,87	-3,38	3,86	–	43,1	≤ 1
	<i>B</i>	0,14	-0,57	1,73	-4,85	5,62	44,0	≤ 1

На рис. 5.3 показано статичні і динамічні характеристики підібраного варіанту *B* КНБК для долота 311,1 мм за результатами статистичного моделювання неточної інформації. Необхідно зазначити, що характеристики для варіанта *B* відповідають моделюванню локальних каверн (третій ОЦЕ не контактує зі стінкою свердловини).

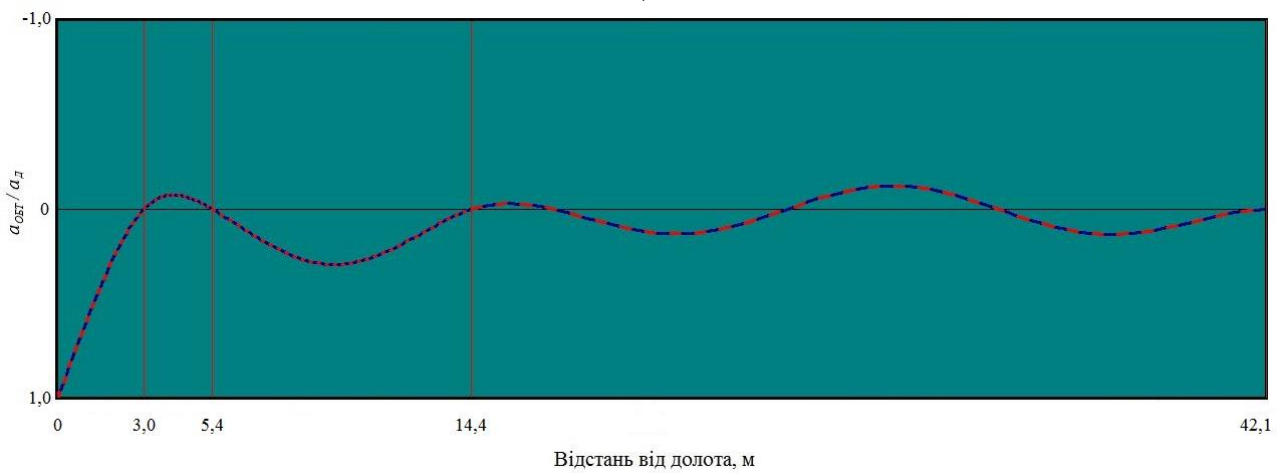
Оцінки ризиків КНБК побудовано за результатами статистичного моделювання (кількість статистичних експериментів 100) такої неточної інформації:

- долото 444,5 мм, зенітний кут $0 - 2^\circ$, навантаження на долото 190 – 210 кН, частота обертання 45 – 90 хв⁻¹;
- долото 311,1 мм, зенітний кут $0 - 3^\circ$, навантаження на долото 80 – 100 кН; частота обертання 70 – 90 хв⁻¹.

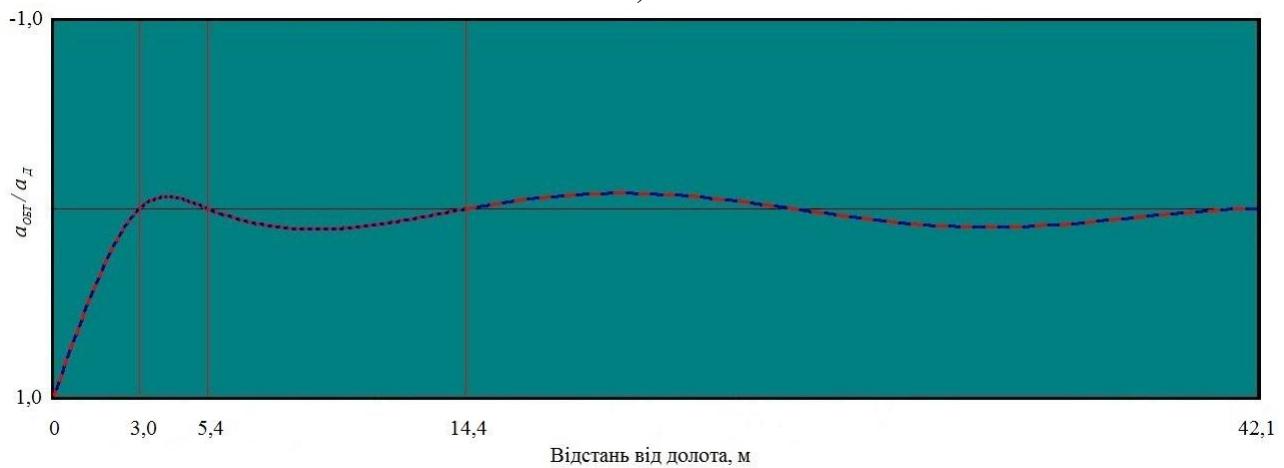
При бурінні вертикальної ділянки св. 25 для варіанту *A* неточна інформація включає зенітний кут свердловини, навантаження на долото та частоту обертання. Для варіантів КНБК *B* та *B*, на відміну від варіанту *A*, змодельовано координати точок контакту ОЦЕ зі стінкою свердловини, а варіант *Г* додатково включає моделювання локальних каверн (коли будь який, причому довільний, ОЦЕ не контактує зі стінкою свердловини). Для КНБК з діаметром долота 311,1 мм варіант *A* підібрано без урахування, а варіант *B* – із урахуванням можливих локальних каверн.



а)



б)



в)

Рисунок 5.3 – Статичні (а) і динамічні (б, в) характеристики КНБК для трьохшарошкового (б) долота та долота PDC (в): $\alpha=1,74^\circ$, $G=86,2$ кН; $\omega=74,7$ хв⁻¹; $\rho=1120$ кг/м³

В табл. 5.12 наведено оцінки ризиків КНБК. Аналіз результатів табл. 5.12 вказує на ефективність застосування моделі (2.4) для вибору КНБК, що

забезпечує виконання поліфункціональних вимог, в тому числі з урахуванням інформаційної невизначеності.

Таблиця 5.12 – Оцінка ризиків КНБК для буріння свердловин на Семиренківському ГКР

Показники ризику	Варіанти КНБК для доліт діаметром					
	444,5 мм				311,1 мм	
	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>B</i>	<i>Г</i>	<i>A</i>	<i>B</i>
Критерій динамічної стійкості КНБК до вимушеного доломом поперечним коливанням	0,12	0	0,08	0,02	0,06 / 0,04	0 / 0,02
Умова стабілізації викривлення свердловини	0	0	0	0	0	0
Перетин критерія динамічної стійкості КНБК і умови стабілізації викривлення свердловини	0	0	0	0	0 / 0	0 / 0
Об'єднання критерія динамічної стійкості КНБК і умови стабілізації викривлення свердловини	0,12	0	0,08	0,02	0,06 / 0,04	0 / 0,02

Примітка. В чисельнику наведені показники ризиків для трьохшаршкових доліт, а в знаменнику – для доліт PDC.

На прикладі умов буріння вертикальних ділянок св. 25 та 73 Семиренківська обґрунтовано оптимальні варіанти в класі КНБК [53, 64], що включають від двох до чотирьох повнорозмірних ОЦЕ. Запропоновані варіанти КНБК забезпечують функціональні вимоги до статичних і динамічних характеристик за наявності ймовірних локальних каверн під час буріння трьохшаршковими долотами і долотами PDC із прийнятними ризиками.

Висновки до п'ятого розділу

На основі виконаних досліджень розроблено та затверджено рекомендації з вибору неорієнтованих КНБК для буріння свердловин роторним способом на

Яблунівському, Мелихівському та Семиренківському ГКР. Наведено рекомендації щодо використання КНБК із неповнорозмірними та здвоєними ОЦЕ. Для КНБК із неповнорозмірними ОЦЕ важливою вимогою є забезпечення контакту ОЦЕ зі стінками свердловини та включення у склад першого (від долота) повнорозмірного ОЦЕ. Для повного затухання кривої розподілу амплітуд поперечних коливань рекомендується встановлювати здвоєний ОЦЕ над долотом.

За результатами аналізу промислових даних про буріння деяких свердловин на Яблунівському ГКР обґрунтовано вибір багатоопорних КНБК для буріння вертикальних і похилих ділянок свердловин. Сформульовано систему функціональних вимог та обмежень на характеристики КНБК для трьохшаршкових доліт і доліт PDC. Рекомендовані варіанти КНБК включають від чотирьох до шести ОЦЕ і характеризуються низькими показниками ризиків.

На основі аналізу промислових даних наведено фрагменти розв'язку задачі вибору технологічних рішень для буріння похилих ділянок свердловин на Мелехівському ГКР. Запропоновано варіанти багатоопорних КНБК для забезпечення якості стовбурів свердловин і низьких показників їх ризиків.

Наведено результати вибору неорієнтованих КНБК для буріння вертикальних свердловин на Семиренківському ГКР. Запропоновано чотири варіанти КНБК для 444,5-мм доліт та два варіанти для 311,1-мм доліт. Клас КНБК включає від двох до чотирьох повнорозмірних ОЦЕ.

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, в якій на основі аналізу промислових даних розроблено модель вибору неорієнтованих КНБК з урахуванням інформаційної невизначеності під час буріння свердловин роторним способом. Одержано такі основні висновки.

1. Сформульовано загальну задачу вибору технологічних рішень для буріння вертикальних та похилих ділянок свердловин із умови оптимальності критеріїв вартості або часу їх буріння. Для вибору оптимальних параметрів технології буріння запропоновано декомпозицію загальної задачі у вигляді строгої послідовності окремих задач із використанням відповідних класів локальних критеріїв оптимальності та систем обмежень.

2. Науково обґрунтовано статистичну модель вибору неорієнтованих КНБК для буріння свердловин роторним способом в умовах інформаційної невизначеності (зенітний кут свердловини, параметри режиму буріння, координати точок контакту ОЦЕ зі стінкою свердловини, наявність локальних каверн). Модель забезпечує реалізацію ефективних технологій буріння та якість стовбура свердловини.

Уточнено та реалізовано у програмному середовищі «ANSYS» алгоритм розрахунку статичних і динамічних характеристик неорієнтованих КНБК з неповнорозмірними ОЦЕ, особливість якого полягає у виборі геометричної моделі в класі можливих варіантів контактів неповнорозмірних ОЦЕ зі стінкою свердловини з умови мінімальної питомої енергії деформації низу бурильної колони. Із використанням евристичних ідей та методів планування числових експериментів побудовано алгоритм проектування КНБК для заданих умов буріння. Пошук оптимального варіанту здійснюється з допомогою методу статистичного моделювання у деякому класі багатоопорних КНБК із умови мінімізації ризику порушення статичних і динамічних характеристик.

3. За результатами статистичного моделювання оцінено вплив інформаційної невизначеності про зенітний кут свердловини, навантаження на

долото, координати точок дотику ОЦЕ зі стінкою свердловини та наявності локальних каверн на статичні і динамічні характеристики КНБК.

На основі методів планування числових експериментів досліджено вплив зносу ОЦЕ та довжини їх калібрувальної поверхні на показники ризиків КНБК. Встановлено, що знос ОЦЕ оказує значущий вплив на статичні характеристики, а збільшення довжини калібрувальної поверхні першого від долота ОЦЕ призводить до підвищення показників ризиків КНБК.

Вивчено характеристики КНБК для трьох різних конфігурацій розташування здвоєних ОЦЕ та отримано їх оптимальні довжини з умови $\min(F_D^2)$, які дорівнюють 0,5 м для доліт діаметрами 295,3, 215,9 і 165,1 мм та відповідних умов буріння.

4. На основі промислових даних буріння стабілізованих ділянок свердловин на деяких родовищах Дніпровсько-Донецької западини побудовано статистичні оцінки впливу відхиляючої сили на долоті на показники їх відробки. Встановлено, що для доліт діаметрами 444,3 та 393,7 мм зі збільшенням відхиляючої сили на долоті зменшуються проходка на долото і механічна швидкість буріння.

Вивчено статичні та динамічні характеристики КНБК, побудовано статистичні оцінки відхиляючої сили на долоті та показників якості стовбура свердловини. Показано, що у більшості випадках КНБК відносяться до динамічно нестійких. Встановлено статистичний зв'язок між статичними характеристиками КНБК та показниками якості стовбура свердловини і цементування обсадних колон.

5. Розроблено рекомендації щодо вибору неорієнтованих КНБК для буріння стабілізованих ділянок свердловин роторним способом на деяких родовищах Дніпровсько-Донецької западини. На основі аналізу промислових даних запропоновано варіанти багатоопорних КНБК із низькими показниками ризику. Наведено фрагменти вибору технологічних рішень для буріння похило-скерованих ділянок свердловин.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Ашрафьян М. О., Новохатский Д. Ф., Лебедев О. А. Современные технологии и технические средства для крепления нефтяных и газовых скважин : монография. Краснодар : ООО «Просвещение – Юг», 2003. 368 с.
2. Балаба В. И. Оценка качества скважин. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2006. № 12. С. 2–8.
3. Балаба В. И. Управление качеством в бурении : учебное пособие. Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. 448 с.
4. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. Ю. Бурение нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для вузов. Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. 632 с.
5. Белоруссов В. О. Подбор компоновок низа бурильной колонны без ориентированного бурения скважин за рубежом. *Техника и технология бурения скважин*. 1988. Вип. 8. 52 с.
6. Белоруссов В. О., Боднарук Т. М. Прогнозирование и расчет естественного искривления скважин : справочное пособие. Москва : Недра, 1988. 175 с.
7. Белоруссов В.О. Современные принципы подбора компоновок низа бурильной колонны методом прогнозирования. *Бурение*. 1984. Вип. 18. 48 с.
8. Близнюков В. Ю., Близнюков В. Ю. Теоретическое обоснование и расчет специальных КНБК для повышения качества формирования ствола долотным буром в глубоких скважинах. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2009. №5. С. 3–5.
9. Булатов А. И. Концепция качества пробуренных нефтяных и газовых скважин. *Бурение и нефть*. 2015. №12. С. 15–19.
10. Булатов А. И. Основные направления и задачи повышения качества строительства скважин. *Нефтяное хозяйство*. 1990. №6. С. 21–26.
11. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: справочник / А. Г. Калинин и др. Москва : Недра, 1997. 648 с.

12. Василюк Ю. М. До оцінки впливу деяких технологічних параметрів на динамічні процеси в бурильній колоні. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ*. 2001. №38(2). С. 35–41.
13. Васько И. А. О взаимодействии невращающейся нижней части бурильной колонны с забоем и стенкой скважины при установке центратора. *Нефтяное хозяйство*. 1972. №1. С. 19–21.
14. Влияние стабилизации керноотборного инструмента на эффективность бурения с отбором керна / И. И. Барабашкин и др. *Нефтяное хозяйство*. 1983. №6. С. 17–19.
15. Воевидко И. В. Разработка неориентированных маятниковых компоновок повышенной активности. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2004. №2. С. 2–5.
16. Вудс Г., Лубинский А. Искривление скважин при бурении : перевод с английского. Москва : ГТТИ, 1960. 161 с.
17. Выбор многоопорных компоновок низа бурильной колонны при роторном бурении скважин / Р. И. Стефурак и др. Москва : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. 64 с.
18. Гасанов И. З., Оганов Г. С. Расчет неориентируемой компоновки низа бурильной колонны с большим количеством опорных элементов. *Изв. ВУЗов – «Нефть и газ»*. 1988. №2. С. 22–26.
19. Гречин Е. Г. Метод проектирования неориентируемых компоновок на основе использования их расчетных характеристик. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2008. №3. С. 14–20.
20. Гречин Е. Г., Овчинников В. П. Проектирование технических средств для бурения искривленных скважин : учебное пособие. Тюмень : Издательско-полиграфический центр «Экспресс», 2011. 210 с.
21. Гречин Е.Г. Расчет системы вал – корпус турбобура в составе неориентируемой КНБК с использованием программного комплекса МКЭ «ANSYS». *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2007. №11. С. 24–29.

22. Григулецкий В. Г., Лукьянов В. Т. Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны. Москва : Недра. 1990. 302 с.
23. Гулизаде М. П., Кауфман Л. Я., Сушон Л. Я. Закономерности искривления наклонных скважин и критерий стабилизации угла наклона. *Нефтяное хозяйство*. 1972. №3. С. 25–28.
24. Гулизаде М. П., Мамедбеков О. К. Разработка забойных компоновок для стабилизации зенитного угла наклонных скважин. *Изв. ВУЗов «Нефть и газ»*. 1985. №6. С. 17–22.
25. Гуляев В. И., Худолий С. Н., Борщ Е. И. Колебания кружения конструкции низа бурильной колонны. *Проблемы прочности*. 2010. №6. С. 13–25.
26. Гуляев В. І., Луговий П. З., Горбунович І. В. Вільні коливання бурильних колон, що обертаються. *Доповіді Національної академії наук України*. 2007. №3. С. 64–70.
27. Гуляев В. І., Лугових П. З., Глушакова О. В. Біфуркації хвильових торсіонних автоколиваний складених бурильних колон. *Доповіді Національної академії наук України*. 2010. №12. С. 50–54.
28. Деркач А. А. Влияние технологии бурения на качество формирования ствола вертикальной скважины в хемогенных отложениях. *Бурение и нефть*. 2008. №2. С. 30–33.
29. Деякі напрямки удосконалення технологій спорудження свердловин на сланцевий газ / М. А. Мислюк та ін. *Нафтогазова галузь України*. 2013. №1. С. 40–45.
30. Измайлов Л. Б., Марченко Р. Н., Овечкин А. И. Выбор компоновки низа бурильной колонны для бурения скважин. *Бурение*. 1986. Вип. 18. 52 с.
31. Иоаннесян Р. А. Основы теории и техники турбинного бурения. Москва : «Гостоптехиздат», 1953. 281 с.
32. Ишемгужин Е. И., Султанов Б. З. К расчету низа бурильной колонны при турбинном бурении. *Нефтяное хозяйство*. 1970. №7. С. 11–16.

33. К расчету компоновки низа бурильной колонны, применяемой для безориентированного управления зенитным углом / М. П. Гулизаде и др. *Нефтяное хозяйство*. 1974. №1. С. 13–16.
34. К расчету компоновок низа бурильной колонны для предупреждения искривления скважин при роторном бурении / К. М. Солодкий и др. *Нефтяное хозяйство*. 1972. №8. С. 10–15.
35. Калинин А. Г., Григорян Н. А., Султанов Б. З. Бурение наклонных скважин : справочник. Москва : Недра, 1990. 348 с.
36. Калинин А. Г., Кульчицкий В. В. Естественное и искусственное искривление скважин : учебное пособие для вузов. Москва-Ижевск : НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. 640 с.
37. Калібратор: пат. 71260 Україна. № 201114901 ; заявл. 15.12.11 ; опубл. 10.07.2012, Бюл. №13.
38. Компоновка низу бурильної колони: пат. 113814 Україна. №: u201609468 ; заявл. 12.09.16 ; опубл. 10.02.2017, Бюл. №3.
39. Компоновка низу бурильної колони: пат. 123595 Україна. № u201711214 ; заявл. 16.11.17 ; опубл. 26.02.2018, Бюл. №4.
40. Компоновка низу бурильної колони: пат. 12443 Україна. № 94107384 ; заявл. 28.10.94 ; опубл. 28.02.97, Бюл. №1.
41. Компоновка низу бурильної колони: пат. 16717 Україна. № 200602556 ; заявл. 19.03.06 ; опубл. 15.08.06, Бюл. №8.
42. Кунцяк Я. В., Кунцяк Р. Я., Лев О. М. Визначення оцінки впливу сил опору на величину осьового навантаження на долото в похило-спрямованій свердловині. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2008. №4. С. 40–44.
43. Лукьянов В. Т., Александров М. М., Григулецкий В. Г. Выбор оптимальных параметров КНБК с учетом закономерностей искривления скважин. *Нефтяное хозяйство*. 1982. №11. С. 14–17.

44. Маятниковые и жесткие компоновки нижней части бурильной колонны / В. М. Беляев и др. *Нефтяное хозяйство*. 1977. №3. С. 12–14.
45. Мельник М. П., Мельник М. М., Яремійчук Я. С. Досвід буріння св. 152 Яблунівського ГКР з горизонтальним закінченням ствола. *Нафтова і газова промисловість*. 2005. № 1. С. 34–35.
46. Метод оптимизации параметров компоновок для стабилизации угла наклонных скважин / А. Ф. Федоров и др. *Нефтяное хозяйство*. 1982. №11. С. 11–12.
47. Методика расчета компоновок низа бурильной колонны, расположенных в искривленном стволе скважины / М. П. Гулизаде и др. *Изв. ВУЗов – «Нефть и газ»*. 1973. №7. С. 15–19.
48. Мирзаджанзаде А. Х., Ширинзаде С. А. Повышение эффективности и качества бурения глубоких скважин. Москва : Недра, 1986. 278 с.
49. Мислюк М. А. Моделювання прийняття технологічних рішень в бурінні. *Нафтова і газова промисловість*. 2010. № 3. С. 11–15.
50. Мислюк М. А., Василюк Ю. М. Динамічні режими шарошkových доліт: вплив опорно-центруючих елементів на характеристики повздожніх коливань. *Нафтова і газова промисловість*. 2004. №4. С. 28–30.
51. Мислюк М. А., Василюк Ю. М., Рибчич І. Й. До оцінювання динамічних процесів у бурильній колоні. *Нафтова і газова промисловість*. 2000. №6. С. 16–18.
52. Мислюк М. А., Долик Р. М. Вибір стабілізованих компоновок низу бурильної колони для буріння свердловин. *Нафтогазова галузь України*. 2016. №1. С. 26–34.
53. Мислюк М. А., Долик Р. М. Вибір технологічних рішень для буріння стабілізованих ділянок свердловин. *Міжнародна конференція GeoDrillingII «Буріння і розкриття пластів – 2017»* : матеріали конференції. Полтава, 2017. С. 43–47.

54. Мислюк М. А., Долик Р. М. Принципи вибору компоновок низу бурильної колони для буріння похилих ділянок. *Нафтогазова галузь України*. 2014. №5. С. 7–15.
55. Мислюк М. А., Зарубін Ю. О. Моделювання явищ і процесів у нафтогазопромисловій справі : навчальний підручник. Івано-Франківськ : Екор, 1999. 496 с.
56. Мислюк М. А., Рибчич І. Й. Підвищення ефективності бурових робіт на газ. *Колега: Науково-популярний журнал*. 2005. №7. С. 33–36.
57. Мислюк М. А., Рибчич І. Й., Яремійчук Р. С. Буріння свердловин: у 5 т. Київ : Інтерпрес ЛТД, 2004. Т. 3 : Вертикальне та скероване буріння. 294 с.
58. Морозов С. Г. Управление качеством скважин при их проектирование и строительстве. *Нефтяное хозяйство*. 1991. №1. С. 9–11.
59. Мыслюк М. А. О задаче выбора компоновок низа бурильной колонны. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2008. №2. С. 12–15.
60. Мыслюк М. А. Оценка риска принятия решений в бурение. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2012. №1. С. 18–23.
61. Мыслюк М. А., Дольк Р. Н. Анализ неориентированных компоновок низа бурильной колонны при бурении скважин на Яблуновском газоконденсатном месторождении. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2014. №4. С. 26–33.
62. Мыслюк М. А., Дольк Р. Н. Выбор компоновок низа бурильной колонны для бурения скважин на Яблуновском газоконденсатном месторождении. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2014. №8. С. 8–14.
63. Мыслюк М. А., Дольк Р. Н. О выборе технологических решений для бурения наклонных участков скважин. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2016. №4. С. 4–13.

64. Мыслюк М. А., Долык Р. Н. О повышении эффективности бурения стабилизированных стволов скважин. *Булатовские чтения : материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) : в 5 т. : сборник статей. Т.3. Краснодар. 2017. С. 187–194.*
65. Мыслюк М. А., Салыжин Ю. М., Богославец В. В. Выбор оптимальной рецептуры бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2012. № 3. С. 35–39.*
66. Нескоромных В. В. Направленное бурение и основы кернометрии : учебное пособие. Красноярск : СФУ, 2012. 328 с.
67. Оганов А. С., Поваляхин А. С., Бадреев З.Ш. Новые решения в проектировании компоновок низа бурильной колонны. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 1995. № 4–5. С. 11, 12, 16.*
68. Оганов А. С., Прохоренко В. В., Оганов Г. С. Принципы выбора неориентируемых компоновок низа бурильной колонны для направленного бурения скважин. *Бурение. 1978. Вип. 6. 24 с.*
69. Определение места установки центраторов на ступенчатой колонне утяжеленных бурильных труб / Н. И. Орынчак и др. *Нефтяная и газовая промышленность. 1976. №2. С. 17–20.*
70. Офіційний сайт компанії «BakerHughes»: <https://www.bakerhughes.com>
71. Офіційний сайт компанії «Gyrodatta»: <http://www.gyrodatta.com>
72. Офіційний сайт компанії «Halliburton»: <http://www.halliburton.com>
73. Офіційний сайт компанії «Schlumberger»: <https://www.slb.com>
74. Офіційний сайт компанії «Weatherford»: <https://www.weatherford.com>
75. Оценка эффективности компоновок низа бурильной колонны при бурении глубоких скважин на Семиренковском газоконденсатном месторождении / М. А. Мыслюк и др. *Бурение и нефть. 2016. №12. С. 22–27.*

76. Повалихин А.С. Выбор КНБК для проводки наклонно прямолинейных интервалов профиля скважины в сложных горно-геологических условиях. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2005. №12. С. 4–6.
77. Повышение качества строительства и эксплуатации скважин как стратегия устойчивой эффективной добычи нефти / Н. А. Бадовский и др. *Нефтяное хозяйство*. 1998. №4. С. 10–14.
78. Применение компоновок с центрирующими элементами для предупреждения искривления скважин при бурении с продувкой газообразными агентами / В. М. Беляев и др. *Труды ВНИИБТ*. 1971. №26. С. 99–104.
79. Принципи створення системи керування якістю спорудження нафтових і газових свердловин / М. А. Мислюк та ін. *Нафтова і газова промисловість*. 2007. №1. С. 9–13.
80. Проблемы создания неориентируемых КНБК для бурения наклонно-направленных скважин / В. Шенбергер и др. *Бурение и нефть*. 2006. №7–8. С. 26–29.
81. Прохоренко В. В. Компоновки низа бурильной колонны для бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2006. №6. С. 10–14.
82. Расчет бурильных компоновок для предупреждения искривления вертикальных скважин / А. Г. Калинин и др. *Нефтяное хозяйство*. 1973. №11. С. 7–9.
83. Резниченко И. Н., Джангиров С. С., Бекух И. И. Результаты применения утяжеленных бурильных труб квадратного сечения для предупреждения искривления скважин. *Бурение*. 1964. №9.
84. Розрахунок стабілізованих компоновок низу бурильної колони / М. А. Мислюк та ін. *Нафтова і газова промисловість*. 1996. №1. С. 17–19.
85. Саврей С. Я. Выбор КНБК в процессе бурения скважины. *Нефтяная и газовая промышленность*. 1985. №1. С. 26.

86. Серeda Н. Г., Соловьев Е. М. Бурение нефтяных и газовых скважин. Москва : Недра, 1988. 359 с.
87. Сесюнин Н. А. Об изгибе весомого стержня в наклонной цилиндрической полости. *Изв. ВУЗов – «Нефть и газ»*. 1983. №9. С. 22–25.
88. Соболев И. М. Численные методы Монте-Карло. Москва : Наука, 1973. 312 с.
89. Совершенствование технологии обработки трехшарошечных долот при роторном бурении скважин / М. А. Мыслюк и др. Москва : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. 212 с.
90. Стійкість і коливання бурильної колони : монографія / В. М. Мойсишин та ін. Івано-Франківськ : Лілея-НВ, 2013. 590 с.
91. Строительство и навигация сложнопрофильных скважин : учебное пособие / Л. М. Левинсон и др. УФА, 2013. 157 с.
92. Сулакшин С. С. Направленное бурение : учебник для вузов. Москва : Недра, 1987. 272 с.
93. Технологии и технологические средства бурения искривленных скважин : учебное пособие для вузов / В. П. Овчинников и др. Тюмень : изд-во ТюмГНГУ, 2008. 152 с.
94. Тихонов В. С., Сафранов А. И., Валиуллин Х. Р., Букашкина О. С. Разработка универсального матобеспечения для моделирования динамики колонны труб. Доклад SPE 171280 был подготовлен для презентации на Российской технической нефтегазовой конференции и выставке SPE по разведке и добыче, 14 – 16 октября, 2014, Москва, Россия.
95. Турыгин Е. Ю., Хегай В. К., Юнин Е. К. О предотвращении низкочастотных продольных вибраций бурильной колонны посредством спецкомпоновок. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2005. №11. С. 13–17.
96. Удосконалення техніки і технології буріння горизонтальної свердловини в нестійких породах Бугруватівського родовища / Я. В. Кунцяк та ін. *Нафтова і газова промисловість*. 2010. №2. С. 27–30.

97. Универсальная маятниковая компоновка низа буровой колонны / М. П. Гулизаде и др. *Нефтяное хозяйство*. 1986. №2. С. 31–33.
98. Фриз І. М. Буріння глибоких спрямованих свердловин. *Нафтова і газова промисловість*. 1999. №4. С. 13–15.
99. Хнычкин Э. В., Пуля Ю. А., Лукьянов В. Т. Стабилизация зенитного угла наклонно направленных скважин при бурении компоновок с кривым переводником. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2012. №5. С. 18–22.
100. Чудик І. І. Удосконалення методики розрахунку сил притискання опор неорієнтованих КНБК до стінок свердловини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2008. №3. С. 35–41.
101. Чудик І. І., Козлов А. А. Вплив кривизни стовбура свердловини на статичні форми рівноваги неорієнтованих КНБК. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2006. №1. С. 51–55.
102. Чудик І. І., Юрич А. Р., Козлов А. А. Врахування каверно- і жолобоутворення при проектуванні неорієнтованих КНБК. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2007. №2(23). С. 45–50.
103. Янтурин А. Ш., Янтурин Р. А. Антивибрационные составные компоновки колонн с динамическим виброгашением для управления динамикой бурового инструмента. *Бурение и нефть*. 2007. №5. С. 46–49.
104. Янтурин А. Ш., Янтурин Р. А. Конструкции антивибрационных составных компоновок колонн для управления динамикой бурового инструмента. *Бурение и нефть*. 2007. №4. С. 46–49.
105. Янтурин А. Ш., Янтурин Р. А. О проектировании КНБК для безориентированного управления траекторией ствола наклонных и горизонтальных скважин. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2006. №9. С. 5–9.

106. Янтурин Р. А. Совершенствование методов расчетов параметров компоновок низа бурильной колонны их элементов для безориентированного бурения : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.02.13. УФА, 2005. 24 с.
107. Яремийчук Р. С., Семак Г. Г. Обеспечение надежности и качества стволов глубоких скважин. Москва : Недра, 1982. 259 с.
108. Advanced Drilling and Well Technology / Aadnoy B. S., Cooper I., Miska S. Z., Mitchell R. F. and Payne M. L. – Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers, 2009.
109. Amara M. H. Use of Drillstring Models and Data Bases for the Scientific Control of Vertical and Directional Hole Paths. Paper SPE 13495 was presented at the SPE/IADC 1985 Drilling Conference held in New Orleans, Louisiana, March 6 – 8, 1985.
110. Amorim D., Hanley C., Leite D. J. BHA Selection and Parameter Definition Using Vibration Prediction Software Leads to Significant Drilling Performance Improvements. Paper SPE 152231 presented at the Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Mexico, 16–18 April 2012.
111. ANSYS® Academic Research Mechanical APDL, Release 18.2
112. ANSYS® AcademicResearchMechanical APDL, Release 18.2, Help System, Mechanical APDL / Element Reference / Element Library / BEAM188, ANSYS, Inc.
113. ANSYS® AcademicResearchMechanical APDL, Release 18.2, Help System, Mechanical APDL / Theory Reference / 11. Shape Functions/ 11.3 3-D Lines, ANSYS, Inc.
114. API Recommended Practice for Drill Stem Design and Operating Limits, API RP 7G, American Petroleum Institute, Production Department, Dallas, Texas, Tenth Edition, January 1981.
115. Apostol M. C., Haduch G. A., Williams J. B. A Study to Determine the Effect of Damping on Finite-Element-Based, Forced-Frequency-Response Models for Bottomhole Assembly Vibration Analysis. Paper SPE 20458 prepared for

- presentation at the 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in New Orleans, LA, September 23–26, 1990.
116. Bailey J. R., Biediger E. A. O., Gupta V., Ertas D., Elks W. C., Dupriest F. E. Drilling Vibrations Modeling and Field Validation. Paper IADC/SPE 112650 was prepared for presentation at the 2008 IADC/SPE Drilling Conference held in Orlando, Florida, U.S.A., 4–6 March 2008.
 117. Bailey J. R., Biediger E. A. O., Sundararaman S., Carson A.D., Elks W. C., Dupriest F. E. Development and Application of a BHA Vibrations Model. Paper IPTC 12737 was prepared for presentation at the International Petroleum Technology Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia, 3–5 December 2008.
 118. Bailey J. R., Remmert S. M. Managing Drilling Vibrations Through BHA Design Optimization. Paper SPE 139426 was prepared for presentation at the International Petroleum Technology Conference held in Doha, Qatar, 7–9 December 2009.
 119. Bernt S., Petur P. Analytical models for design of wellpath and BHA. Paper IADC/SPE 77220 was prepared for presentation at the IADC/SPE Asia Pacific drilling technology held in Jakarta, Indonesia, 9–11 September 2002.
 120. Besaisow A. A., Payne M. L. A Study of Excitation Mechanism and Resonances Including Bottomhole-Assembly Vibration. Paper SPE 15560 presented at the 1986 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans, Oct, 5–8.
 121. Chandra U. Basic Concepts in Static BHA Analysis for Directional Drilling. Paper SPE 15467 prepared for presentation at the 61st Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in New Orleans, LA October 5–8, 1986.
 122. Chatar C., Blyth M. Effective BHA Design and Vibration Modeling for Improving the Quality Sonic Measurements. Paper SPE/IADC 140326 was prepared for presentation at the SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition held in Amsterdam, The Netherlands, 1–3 March 2011.

123. Chen D. C. K. Developing and field implementation of a state-of-the-art BHA program. Paper SPE 107238 was prepared for presentation at the 2007 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, Argentina, 15–18 April 2007.
124. Chen D. C. K. Integrated BHA Modeling Delivers Optimal BHA Design. Paper SPE/IADC 106935 was prepared for presentation at the SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference & Exhibition held in Cairo, 22–24 October 2007.
125. Chen D. C. K., Wu M. Maximizing Drilling Performance with State-of-the-Art BHA Program. SPE/IADC Paper 104502 was prepared for presentation at the 2007 SPE/IADC Drilling Conference held in Amsterdam, The Netherlands, 20–22 February 2007.
126. Chen W., Shen Y., Harmer R., Rawlins S., Dong Y., Chen R. Defining Design and Optimization Method: Dynamic Simulation Model Produces Integrated BHA Solutions for Efficient Wellbore Delivery. Paper SPE/IADC 173008 was prepared for presentation at the SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition held in London, United Kingdom, 17–19 March 2015.
127. Dareing D. Drill Collar Length is a Major Factor in Vibration Control. Paper SPE 11228 presented at the 1982 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans Sept. 26–29.
128. Dolyk R. Principles of making technological decisions for drilling inclined well sections. *East meets West* : 7th edition of International Student Petroleum Congress & Career Expo, Krakow, 20-22 April 2016. Krakow, 2016. P. 55.
129. Dolyk R. Selection of non-steerable bottom hole assemblies for rotary well drilling. *International Fuel Congress* : Congress book, Ivano-Frankivsk, 10-12 December 2015. Ivano-Frankivsk, 2015. P. 26.
130. Dunayevsky V. A., Judzis A., Abbassian F. Use of Dynamic Drillstring Simulator for RPM and Bottomhole Assembly Optimisation. Paper OTC 5902 was presented at the 21st Annual OTC in Houston, Texas, May 1–4, 1989.

131. Eltrissi M. M. Additional Parameters for Better Vibrational Control. Paper SPE/IADC 125457 was prepared for presentation at the SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference & Exhibition held in Manama, 26–28 October 2009.
132. Evangelatosorn I. G., Payne M. L. Advanced BHA-ROP Modeling Including Neural Network Analysis of Drilling Performance Data. Paper IADC/SPE 178852 was prepared for presentation at the IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition held in Fort Worth, Texas, USA, 1–3 March 2016.
133. Harmer R., Suryadi H., Tao Y., Qian W., Mokhti M. Managing BHA Integrity with BHA Design Based on Bending Moment and Stress Analysis. Paper IADC/SPE 180530 was prepared for presentation at the IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference held in Singapore, 22–24 August 2016.
134. Hoch R. A Review of the Crooked-Hole Problem and an Analysis of Packed Bottom-Hole Drill-Collar Assemblies. Paper API-62-027 presented at the spring meetings of the Southern and Mid-Continent Districts, API Division of Production, March and April 1962, respectively.
135. Hohl A., Tergeist M., Oueslati H., Jain J. R., Herbig C., Ostermeyer G., Reckmann H. Derivation and experimental validation of an analytical criterion for the identification of self-excited modes in drilling systems, *Journal of Sound and Vibration*, vol 342, pp 290–302.
136. Hohl A., Tergeist M., Oueslati H., Herbig C., Ichaoui M., Ostermeyer G., Reckmann H. Prediction and Mitigation of Torsional Vibrations in Drilling Systems. Paper IADC/SPE 178874 was prepared for presentation at the IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition held in Fort Worth, Texas, USA, 1–3 March 2016.
137. Kamel J. M., Yigit A. Modeling and Analysis of Axial and Torsional Vibrations of Drillstrings with Drag Bits. Paper IPTC 17258 was prepared for presentation at the International Petroleum Technology Conference held in Doha, Qatar, 20–22 January 2014.

138. Lenamond C., Marques L., Anderson M., Mota S. Performance Gains for Rotary Steerable Through Specialized Bit Design. Paper AADE-05-NTCE-46 was prepared for presentation at the AADE 2005 National Technical Conference and Exhibition, held at the Wyndam Greenspoint in Houston, Texas, April 5–7, 2005.
139. Millheim K., Jordan S., Ritter C. J. Bottom-Hole Assembly Analysis Using the Finite-Element Method. Paper SPE 6057 was presented at the SPE AIME 51st Annual Technical Conference and Exhibition, held in New Orleans, Oct. 3–6, 1976.
140. Mitchell R. F., Allen M. B. Case Studies of BHA Vibration Failure. Paper SPE 16675 was prepared for presentation at the 62nd Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers held in Dallas, TX September 27–30, 1987.
141. Okoronkwo A., Carigali P., Ibrahim T. Through Engineered BHA and Drilling Parameters: A Case Study from the Niger Delta. Paper IADC/SPE 170497 was prepared for presentation at the IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference held in Bangkok, Thailand, 25–27 August 2014.
142. Rafie S. Mechanistic Approach in Designing BHA's and Forecasting Wellbore Position. Paper SPE 17196 was prepared for presentation at the 1988 IADC/SPE Drilling Conference held in Dallas, Texas, February 28–March 2, 1988.
143. Rafie S., Ho H.-S., Chandra U. Applications of a BHA Analysis Program in Directional drilling. Paper SPE 14765 was prepared for presentation at the 1986 IADC/SPE Drilling Conference held in Dallas, TX, February 10–12, 1986.
144. Rohde M. N. Amelioration l'effect de stabilization et reducnion du cout de forage. *Forages*. 1975. № 69. P. 33–37.
145. Samuel G.R., Schottle G., Gupta D.B. Vibration Analysis, Model Prediction, and Avoidance: A Case History. Paper SPE/IADC 102134 was prepared at the 2006 SPE/IADC Indian Drilling Technology Conference and Exhibition held in Mumbai, 16–18 October 2006.

146. Schmalhorst B., Neubert M. Dynamic Modeling Software. Paper AADE-03-NTCE-53 was prepared for presentation at the AADE 2003 National Technology Conference “Practical Solutions for Drilling Challenges”, held at the Radisson Astrodome Houston, Texas, April 1–3, 2003 in Houston, Texas.
147. Spanos P. D., Rice U., Payne M. L. Advances in Dynamic Bottomhole Assembly Modeling and Dynamic Response Determination. IADC/SPE Paper 23905 was prepared for presentation at the 1992 IADC/SPE Drilling Conference held in New Orleans, Louisiana. February 18–21, 1992.
148. Walker B. H., Fridman M. B. Three-dimensional force and deflection analysis of a variable cross section drill string. *Journal of Pressure Vessel Technology*, 1977. May. P. 367–575.
149. Walker B. Some technical and Economic Aspects of Stabilizer Placement. *Journal of Petroleum Technology*. 1973. P. 663–672.
150. Wiley C. The use of near-bit stabilizer-sub assemblies for the control of the hole deviation. The paper API 65-066 presented at the spring meeting of the Southwestern District, API Division of Production, March 1965.
151. Yaveri M., Damani K, Kalbhor H. Solutions to the Down Hole Vibrations During Drilling. Paper SPE 136956 was prepared for presentation at the 34th Annual SPE International Conference and Exhibition held in Tinapa – Calabar, Nigeria, 31 July–7 August 2010.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

«Затверджую»
Головний інженер
БУ «Укрбургаз»
І. І. Сушинський
«27» квітня 2018 р.



«Затверджую»
Проректор з наукової
роботи ІФНТУНГ
І. І. Чудик
«27» квітня 2018 р.



РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО ВИБОРУ
НЕОРІЄНТОВАНИХ КОМПОНОВОК НИЗУ БУРИЛЬНИХ КОЛОН
ПРИ БУРІННІ СВЕРДЛОВИН РОТОРНИМ СПОСОБОМ
НА ЯБЛУНІВСЬКОМУ, МЕЛЕХІВСЬКОМУ ГКР ТА
ОПІШНЯНСЬКОМУ НГКР

м. Івано-Франківськ, 2018

Описано методику вибору КНБК, яка обґрунтовується на основі аналізу статичних (відхиляюча сила на долоті, реакції на опорно-центрувальних елементах (ОЦЕ), точка дотику обважнених бурильних труб (ОБТ) зі стінкою свердловини) і динамічних (крива розподілу амплітуд поперечних коливань) характеристик КНБК для заданих умов буріння, таких як зенітний кут свердловини та параметри режиму буріння (осьове навантаження, частота обертання). Кількість ОЦЕ та координати місць розташування вибирають з урахуванням інформаційної невизначеності про параметри свердловини (зенітний кут, наявність локальних каверн), координати точок дотику ОЦЕ до стінки свердловини і параметри режиму буріння (осьове навантаження, частота обертання).

Рекомендовані КНБК за рахунок вдосконалень внесення конструктивних змін у розташуванні ОЦЕ забезпечуть покращання якості стовбура свердловини в процесі буріння та підвищення техніко-економічних показників роботи доліт.

Виконавці: док. техн. наук, проф. Мислюк М.А.,

аспірант Долик Р.М.

1. Суть рекомендацій

Ефективність технологій буріння нафтових і газових свердловин значною мірою залежить від типу і параметрів компоновок низу бурильної колони (КНБК), що впливає на якість стовбура свердловини і техніко-економічні показники роботи доліт [1– 5].

Вибір КНБК зводиться до обґрунтування її типу, діаметра і довжин секцій обважнених бурильних труб (ОБТ), кількості опорно-центрувальних елементів (ОЦЕ), їх діаметрів і місця розташування тощо. Пошук ефективних КНБК потребує попереднього аналізу статичних і (або) динамічних розв'язків систем диференціальних рівнянь рівноваги пружної осі низу бурильної колони та ґрунтується на промисловій інформації про вплив характеристик КНБК на показники роботи доліт і якість стовбура свердловини.

Методика враховує залежні від гірничогеологічних і технічних умов буріння поліфункціональні вимоги (в тому числі інформаційну невизначеність) та допускає вибір багатоопорних КНБК.

2. Модель вибору неорієнтованих КНБК

Вибір КНБК для буріння стабілізованих ділянок свердловини роторним способом проводиться на основі аналізу статичних (відхиляюча сила на долоті, реакції на ОЦЕ, точка дотику ОБТ зі стінкою свердловини) і динамічних (крива розподілу амплітуд поперечних коливань) характеристик для заданих умов, таких як зенітний кут свердловини, долото (шарошкове, PDC), параметри режиму буріння (осьове навантаження, частота обертання), густина бурового розчину.

Кількість ОЦЕ та їхні координати місць розташування вибираються з урахуванням інформаційної невизначеності про параметри свердловини (зенітний кут, наявність локальних каверн), координати точок дотику ОЦЕ до стінки свердловини і параметри режиму буріння (осьове навантаження, частота обертання) для забезпечення ефективності буріння і якості стовбура свердловини згідно моделі

$$\begin{cases} R(x_i, n) \rightarrow \min, \\ \varphi(x_i, n) \leq 0, \end{cases} \quad (1)$$

де $R(x_i, n)$ – функція ризику, яка вказує на порушення статичних (поперечна сила на долоті) і динамічних (відношення амплітуд поперечних коливань низу бурильної колони до амплітуди долота) характеристик КНБК; $\varphi(x_i, n)$ – система обмежень на параметри режиму буріння, геометричні параметри КНБК, її статичні та динамічні характеристики.

Статичні характеристики визначають виконання цільового призначення КНБК для збереження вертикальності або стабілізації направлення стовбура свердловини, а динамічні – стійкість КНБК до поперечних коливань, вимушених роботою долота.

Динамічно стійка КНБК забезпечує затухання кривої розподілу амплітуд поперечних коливань низу $a_{\text{ОБТ}}/a_{\text{Д}} \leq 1$ (причому $a_{\text{ОБТ}}/a_{\text{Д}} = 1$ тільки на долоті). Динамічно нестійка КНБК посилює амплітудну характеристику, для максимальних значень амплітуд справедливо $a_{\text{ОБТ}}/a_{\text{Д}} \geq 1$.

3. Аналіз промислових даних при бурінні свердловин на Яблунівському, Мелехівському ГКР та Опішнянському НГКР

Аналіз неорієнтованих КНБК виконано за даними буріння під проміжні та експлуатаційні колони деяких свердловин на Яблунівському (св. 311, 326, 338, 339, 343, 344, 360, 370, 371, 380), Мелехівському (св. 165, 171, 172, 173, 174, 176, 178) ГКР [1, 3, 5] та Опішнянському (св. 211, 214) НГКР. Буріння даних інтервалів здійснювалось роторним способом з використанням шарошkových доліт і доліт PDC.

Аналіз виконано для моделі з плоскою розрахунковою схемою, на основі якої вивчали їх статичні (поперечна сила на долоті, реакції на ОЦЕ, відстань від долота до точки дотику ОБТ зі стінкою свердловини) та динамічні (крива розподілу відношення амплітуд поперечних коливань низу бурильної колони $a_{\text{ОБТ}}$ до амплітуди долота $a_{\text{Д}}$) характеристики. У табл. 1 для прикладу наведено вихідні дані для розрахунку КНБК та деякі результати обчислень їх характеристик.

Результати розрахунку статичних і динамічних характеристик деяких КНБК

Свердловина	Глибина, м	Діаметр долота, мм	Вихідні дані				Результати розрахунку					
			α , град	G , кН	ω , хв ⁻¹	ρ , кг/м ³	F_d , кН	R_1 , кН	R_2 , кН	R_3 , кН	L_0 , м	$\frac{\max a_{\text{ОБТ}}}{a_d}$
Яблунівське ГКР												
343	1325	393,7	1,25	230	60	1160	-3,05	4,20	-2,94	4,47	54,5	12,5
370	2350	295,3	1,75	210	100	1140	-2,00	2,82	-1,45	3,09	45,1	3,8
360	4100	215,9	22,75	150	70	1310	-0,73	6,79	9,63	–	33,4	1,0
311	4550	165,1	1,75	100	60	1180	0,11	0,51	–	–	32,9	1,6
326	1375	393,7	1,25	190	90	1140	-2,79	3,84	-2,37	3,47	52,8	29,2
338	450	393,7	0,75	220	60	1160	-2,01	2,88	-2,30	2,63	53,3	6,1
339	2150	393,7	2,25	240	60	1140	-4,14	5,76	-3,54	6,34	49,6	6,0
344	1475	393,7	1,00	240	60	1160	-2,76	3,78	-2,75	3,94	56,2	58,6
371	2300	393,7	0,50	200	100	1140	-1,81	2,45	-1,76	2,08	60,6	4,2
380	3340	295,3	2,50	220	80	1140	-2,43	3,48	-1,54	3,87	42,9	34,6
Мелехівське ГКР												
165	3790	139,7	12,50	20	110	1050	0,75	–	–	–	6,1	1,2
171	3000	139,7	8,25	25	90	1150	0,44	–	–	–	6,9	1,1
172	2540	215,9	16,50	130	90	1530	-1,00	4,74	6,88	–	33,8	1,0
173	2630	295,3	12,25	110	90	1540	0,92	1,95	12,09	–	36,0	2,1
174	2540	295,3	13,50	150	80	1480	-2,03	5,85	12,62	–	35,6	1,1
176	2370	295,3	16,25	110	90	1720	-0,20	5,19	12,40	–	37,5	1,0
178	3160	215,9	12,25	60	90	1140	-9,06	12,44	–	–	15,6	2,5
Опішнянське НГКР												
211	3140	295,3	16,50	160	60	1150	-0,89	7,42	15,63	–	37,0	1,5
214	3700	295,3	15,25	80	80	1160	-0,33	4,78	12,73	–	36,1	1,0

Примітка. G – осьове навантаження на долото; ω – частота обертання долота; α – зенітний кут свердловини; ρ – густина бурового розчину; F_d – поперечна сила на долоті; R_1, R_2, R_3 – реакції на відповідних ОЦЕ; L_0 – відстань від долота до точки дотику ОБТ зістінкою свердловини; $\max a_{\text{ОБТ}}$ – максимальне значення (за абсолютною величиною) амплітуди поперечних коливань ОБТ.

В табл. 2 та 3 наведені оцінки статичних характеристик поперечної сили, зенітного кута α та інтенсивності i викривлення свердловини на основі аналізу даних буріння вертикальних та похилих ділянок стовбура свердловини, а також критерій T для перевірки статичної гіпотези $H_0: \rho_{xy} = 0$ (ρ_{xy} – істинне значення коефіцієнта кореляції між величинами x і y).

Таблиця 2

Оцінка статичних характеристик КНБК для буріння вертикальних ділянок свердловини

Діаметр долота, мм	Свердловина	Інтервал буріння, м	Статистичні оцінки				
			$\bar{\alpha}$, град	S_{α}^2 , град ²	\bar{F}_D , кН	S_F^2 , кН ²	$r_{F\alpha}/T$
Яблунівське ГКР							
393,7	311	1480 – 2000	1,50	0,419	-2,64	0,516	0,993 / 152
	326	450 – 2320	1,25	0,794	-2,79	1,155	0,989 / 103
	338	450 – 2150	0,75	0,419	-2,01	0,343	0,997 / 349
	339	450 – 2150	1,00	0,456	-2,76	0,703	0,995 / 210
	343	450 – 2350	3,00	0,781	-4,75	0,836	0,996 / 298
	344	450 – 2350	2,50	0,669	-4,35	0,927	0,995 / 229
	360	475 – 2350	0,25	0,231	-1,21	0,337	0,991 / 122
	370	475 – 2350	2,00	0,362	-2,97	0,349	0,996 / 253
	371	475 – 2300	0,50	0,081	-1,81	0,218	0,993 / 163
	380	500 – 2400	2,75	0,831	-3,57	0,642	0,994 / 191
295,3	370	2400 – 3340	2,00	0,156	-2,15	0,064	0,995 / 230
	380	2400 – 3340	3,00	0,219	-2,68	0,062	0,997 / 425
215,9	370	3650 – 3900	3,50	0,743	0,45	0,007	0,999 / 1166
165,1	311	4550 – 4970	5,75	1,679	0,36	0,007	0,999 / 3117
	370	3925 – 4165	3,75	0,063	-0,54	0,001	0,999 / 866

Аналіз результатів вказує [1, 5], що використовувані КНБК у більшості випадків мають задовільні статичні характеристики та відносяться до динамічно нестійких. Останнє негативно впливає на ефективність відробки доліт і понижує їх техніко-економічні показники.

**Оцінка статичних характеристик КНБК
для буріння похилих ділянок свердловини**

Діаметр долота, мм	Свердловина	Інтервал буріння, м	Статистичні оцінки				
			\bar{i} , град / 10м	S_i^2 , (град / 10м) ²	\bar{F}_D , кН	S_F^2 , кН ²	r_{Fi}/T
Яблунівське ГКР							
295,3	–	–	1,23	0,29	0,67	0,001	0,04 / 0,16
215,9	–	–	1,43	0,53	0,37	0,005	-0,76 / -8,9
Мелехівське ГКР							
295,3	173	2218 – 2549 2561 – 2900	0,85	0,39	1,11	102,09	0,17 / 1,5
	174	2350 – 2656 2667 – 3080	0,71	0,40	1,01	75,12	0,25 / 2,3
	176	2267 – 2364	0,13	0,01	0,19	7,23	-0,85 / 19
215,9	165	3460 – 3730	0,64	0,36	1,18	0,03	-0,05 / -0,3
	171	2363 – 2785	0,75	0,45	0,75	0,10	-0,02 / -0,1
	172	2500 – 2595	0,86	0,29	0,99	0,04	0,31 / 2,3
	178	3029 – 3109 3112 – 3325	1,00	0,46	8,37	0,60	0,39 / 5,9
139,7	165	3770 – 3850	1,08	0,73	0,72	0,11	-0,30 / -0,8
	171	2785 – 3006	0,86	0,53	0,35	0,06	0,04 / 0,9
		3006 – 3180	1,09	0,56	0,49	0,05	-0,09 / -0,4
172	3093 – 3300	0,88	0,53	0,35	0,02	0,05 / 0,3	
Опішнянське НГКР							
295,3	211	2490 – 3808	0,89	0,643	1,06	0,72	0,17 / 2,73
	214	2537 – 3700	0,87	0,65	5,94	9,60	0,01 / 0,07

4. Результати вибору неорієнтованих КНБК

Для буріння стабілізованих ділянок свердловин на Яблунівському, Мелехівському ГКР та Опішнянському НГКР з допомогою моделі (1) обґрунтовано КНБК за статичними і динамічними характеристиками [2 – 5]. Для розбурювання окремих інтервалів свердловин можливе застосування трьохшаршкових доліт і доліт PDC, які відрізняються частотами збуджувальної сили. Тому вибрані КНБК мають відповідати умовам динамічної стійкості для трьохшаршкових доліт і доліт PDC. Клас КНБК сформований для можливих поєднань розташування трьох і більше повнорозмірних ОЦЕ.

У табл. 4 наведено результати вибору геометричних параметрів КНБК за допомогою моделі (1), а в табл. 3 їх розрахункові характеристики. Запропоновані

варіанти КНБК, що включають для різноманітних умов буріння вертикальних та похилих ділянок свердловин від 4 до 7 повнорозмірних ОЦЕ.

Таблиця 4

Геометричні параметри рекомендованих КНБК

Діаметр долота, мм	Координата центру ОЦЕ, м							l_k , мм	Параметри ОБТ	
	1	2	3	4	5	6	7		D/d , мм	L , м
Яблунівське ГКР										
393,7	3,0	5,0	10,0	14,0	–	–	–	–	229/71 203/80	80 38
295,3	1,8	5,0	9,5	12,0	–	–	–	–	203/80	120
	3,5	6,0	10,0	14,0	–	–	–	–	203/80	120
	1,2	2,8	4,5	8,0	12,0	16,0	–	–	203/80	120
	1,3	2,5	5,5	8,5	11,0	14,0	–	–	203/80	120
215,9	1,8	4,0	7,0	9,5	–	–	–	–	165/57	180
	1,2	2,6	5,5	8,0	12,0	15,0	–	–	165/57	180
165,1	1,9	4,0	6,0	10,0	–	–	–	–	121/51	200
Мелехівське ГКР										
295,3	2,0	4,0	6,0	11,0	18,0	23,0	25,0	800	216/80	71
	2,0	4,0	7,0	11,0	17,0	22,0	24,0	800	216/80	71
	1,4	3,2	6,0	10,0	16,0	22,0	24,0	800	216/80	74
215,9	3,0	4,0	10,0	18,0	27,0	36,0	37,0	540	159/57	139
	3,5	4,5	9,0	18,0	27,0	36,0	37,0	540	159/57	69
	3,3	4,3	9,0	16,0	24,0	25,0	–	540	159/57	150
	2,3	4,3	7,6	13,0	20,0	24,0	–	540	159/57	102
139,7	2,2	5,5	10,0	14,0	20,0	26,0	27,0	410	108/38	46
	2,0	7,0	10,0	15,0	–	–	–	410	108/38	46
	2,2	5,5	10,0	14,0	20,0	26,0	27,0	410	108/38	46
Опішнянське НГКР										
295,3	3,5	4,5	12,0	18,0	–	–	–	500	216/71	85

Примітки. 1. Координата центру ОЦЕ відповідає відстані від нижньої поверхні долота.

2. l_k – довжина калібрувальної поверхні ОЦЕ. 3. D , d – зовнішній і внутрішній діаметри.

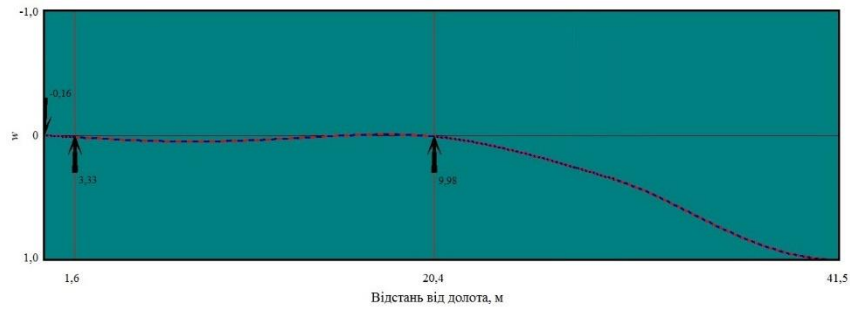
Оцінки ризиків КНБК для буріння свердловин на Яблунівському, Мелехівському ГКР та Опішнянському НГКР побудовано за допомогою методів статистичного моделювання та аналізу отриманих результатів [2 – 5]. Для КНБК при бурінні свердловин на Яблунівському ГКР моделювали інформацію про локальні каверни, зенітний кут свердловини, осьове навантаження на долото та

частоту обертання долота, а для Мелехівського ГКР та Опішнянського НГКР було включено інформацію про точку контакту ОЦЕ зі стінкою свердловини. Варіанти КНБК моделювали як дискретно рівнорозподілені величини, інші – як статистично незалежні величини з рівномірним або нормальним розподілом ймовірностей. Вивчали динамічні і статичні характеристики КНБК при бурінні трьохшарошковими долотами і долотами PDC. Кількість статистичних експериментів для однієї КНБК 100.

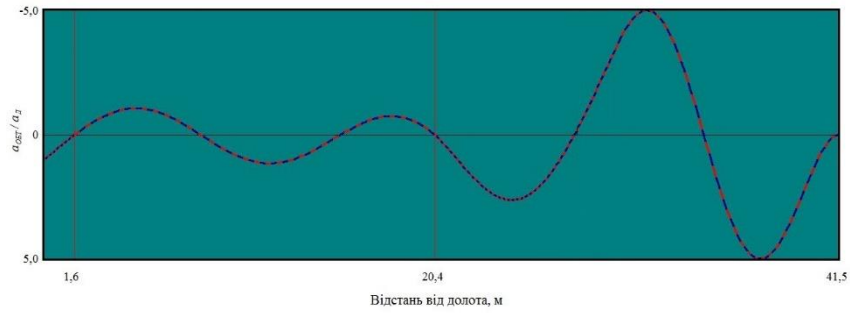
На рисунку показано статичні (*a*, *в*) та динамічні (*б*, *г*) характеристики КНБК: форми пружних ліній деформованої осі, поперечні сили на долоті та реакції на ОЦЕ, координати точок дотику низу бурильної колони до стінки свердловини, розподіли амплітуд для динамічно стійких (*г*) і нестійких (*б*) КНБК.

Аналіз даних табл. 5 свідчить про вагоме покращання характеристик запропонованих КНБК із тими, які застосовувались під час буріння вертикальних та похилих ділянок стовбура свердловин.

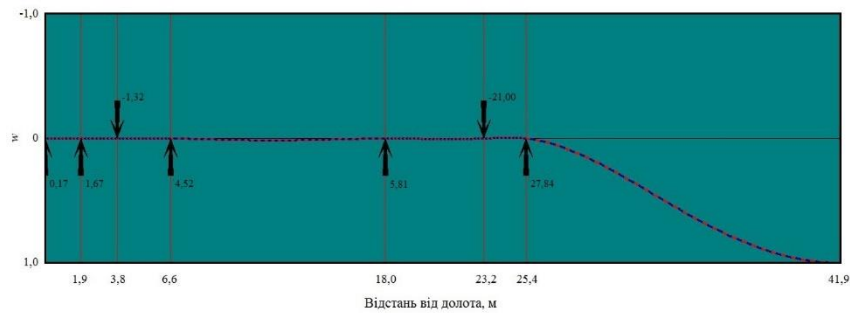
В табл. 6 наведено результати аналізу показників ризику запропонованих КНБК для буріння інтервалів свердловин на Яблунівському, Мелехівському ГКР та Опішнянському НГКР.



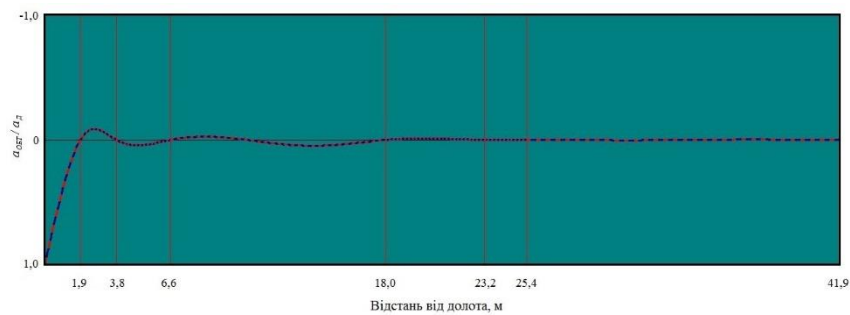
а)



б)



в)



г)

Рисунок – Статичні (а, в) і динамічні (б, г) характеристики КНБК при бурінні 295,3-мм трьохшаршковими долотами (св. 173 Мелехівська): використаної (а, б) (глибина 2660 м, $\alpha = 12,5^\circ$, $G = 50$ кН, $\omega = 90$ хв $^{-1}$, $\rho = 1540$ кг/м 3) та рекомендованої (в, г) (четвертий ОЦЕ не контактує зі стінкою свердловини, $\alpha = 12,5^\circ$, $G = 166,8$ кН, $\omega = 112,0$ хв $^{-1}$, $\rho = 1540$ кг/м 3)

Результати вибору КНБК

Діаметр долота, мм	F_d , кН	Реакції на відповідних ОЦЕ							L_0 , м	$\frac{\max a_{\text{ОБТ}}}{a_d}$
		R_1 , кН	R_2 , кН	R_3 , кН	R_4 , кН	R_5 , кН	R_6 , кН	R_7 , кН		
Яблунівське ГКР										
393,7	0,19	1,21	2,77	7,84	8,23	–	–	–	51,0	≤ 1
295,3	0,21	0,43	1,57	8,10	9,05	–	–	–	36,7	≤ 1
	0,61	0,40	4,95	11,02	15,45	–	–	–	30,6	≤ 1
	0,24	0,46	1,50	0,56	6,02	12,61	19,33	–	31,1	≤ 1
	0,41	0,12	2,15	0,26	9,06	22,85	28,12	–	28,3	≤ 1
215,9	0,09	0,26	0,97	3,41	3,54	–	–	–	28,7	≤ 1
	0,18	0,14	0,96	0,01	2,68	5,96	9,74	–	27,4	≤ 1
165,1	0,06	0,11	0,79	1,38	1,38	–	–	–	22,8	≤ 1
Мелехівське ГКР										
295,3	0,39	0,79	1,48	0,93	3,80	1,55	14,25	28,66	40,94	≤ 1
	0,40	0,94	1,59	1,14	3,94	0,81	15,46	29,07	39,55	≤ 1
	0,26	0,71	1,60	0,97	4,17	1,30	13,79	27,99	39,39	≤ 1
215,9	0,27	0,03	1,33	1,63	2,41	1,76	7,95	13,59	49,63	≤ 1
	0,18	0,25	0,32	1,15	1,43	1,13	8,11	11,41	52,53	≤ 1
	0,37	1,13	0,17	2,47	1,44	6,99	14,71	–	36,64	≤ 1
	0,22	0,71	0,39	1,64	1,56	0,96	6,50	–	35,67	≤ 1
139,7	0,08	0,29	0,48	0,41	0,63	0,53	1,69	3,57	36,39	≤ 1
	0,00	0,41	0,14	0,14	1,19	–	–	–	24,16	≤ 1
	0,08	0,29	0,48	0,41	0,63	0,53	1,69	3,57	36,39	≤ 1
Опішнянське НГКР										
295,3	0,81	-4,96	9,49	-5,49	15,26	–	–	–	33,5	≤ 1

Таблиця 6

Оцінка ризиків КНБК

Діаметр долота,мм	Умова динамічної стійкості	Умова стабілізації викривлення свердловини	Об'єднання умов динамічної стійкості і стабілізації викривлення свердловини
Яблунівське ГКР			
393,7	0,03 / 0,02	0,07	0,10 / 0,09
295,3	0,00 / 0,05	0	0,00 / 0,04
	0,01 / 0,00	0	0,01 / 0,00
	0,01 / 0,00	0	0,01 / 0,00
	0,00 / 0,00	0	0,00 / 0,00
215,9	0,01 / 0,01	0	0,01 / 0,01
165,1	0,00 / 0,07	0	0,00 / 0,07
Мелехівське ГКР			
295,3	0,02 / 0,00	0	0,02 / 0,00
	0,00 / 0,00	0	0,00 / 0,00
	0,01 / 0,01	0	0,01 / 0,01
215,9	0,07 / 0,00	0	0,07 / 0,00
	0,03 / 0,04	0	0,03 / 0,04
	0,02 / 0,01	0	0,02 / 0,01
	0,07 / 0,01	0	0,07 / 0,01
139,7	0,07 / 0,02	0	0,07 / 0,02
	0,08 / 0,03	0	0,08 / 0,03
	0,08 / 0,02	0	0,08 / 0,02
Опішнянське НГКР			
295,3	0,02 / 0,00	0	0,02 / 0,00

Список використаних джерел

1. Мыслюк М. А. Анализ неориентированных компоновок низа бурильной колонны при бурении на Яблунковском газоконденсатном месторождении / М. А. Мыслюк, Р. Н. Дольк // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО "ВНИИОЭНГ". – 2014. – №4. – С. 26 – 33.
2. Мыслюк М. А. Выбор компоновок низа бурильной колонны для бурения скважин на Яблунковском газоконденсатном месторождении / М. А. Мыслюк, Р. Н. Дольк // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО "ВНИИОЭНГ". – 2014. – №8. – С. 8 – 13.
3. Мыслюк М. А. Принципи вибору компоновок низу бурильної колони для буріння похилих ділянок свердловин / М. А. Мыслюк, Р. М. Долик // Нафтогазова галузь України. – 2014. – №5. – С. 7 – 15
4. Мыслюк М.А. Вибір стабілізованих компоновок низу бурильної колони для буріння свердловин / М.А. Мыслюк, Р.М. Долик // Нафтогазова галузь України. – 2016. – №1. – С. 27 –35.
5. Мыслюк М. А. О выборе технологических решений для бурения наклонных участков скважин / М.А. Мыслюк, Р.Н. Дольк // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ОАО "ВНИИОЭНГ". – 2016. – №4. – С. 4 – 13.

ДОДАТОК Б

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

«Затверджую»
начальник департаменту буріння
ПрАТ «Нафтогазвидобування»
Т. Лазаренко
2017 р.



«Затверджую»
Проректор з наукової
роботи ІФНТУНГ
І. І. Чудик
2017 р.



РЕКОМЕНДАЦІЇ ЩОДО ВИБОРУ
НЕОРІЄНТОВАНИХ КОМПОНОВОК НИЗУ БУРИЛЬНИХ КОЛОН
ПРИ БУРІННІ СВЕРДЛОВИН РОТОРНИМ СПОСОБОМ
НА СЕМИРЕНКІВСЬКОМУ ГКР

м. Івано-Франківськ, 2017

Описано методику вибору КНБК, яка обґрунтовується на основі аналізу статичних (відхиляюча сила на долоті, реакції на опорно-центрувальних елементах (ОЦЕ), точка дотику обважнених бурильних труб (ОБТ) зі стінкою свердловини) і динамічних (крива розподілу амплітуд поперечних коливань) характеристик КНБК для заданих умов буріння, таких як зенітний кут свердловини та параметри режиму буріння (осьове навантаження, частота обертання). Кількість ОЦЕ та координати місць розташування вибирають з урахуванням інформаційної невизначеності про параметри свердловини (зенітний кут, наявність локальних каверн), координати точок дотику ОЦЕ до стінки свердловини і параметри режиму буріння (осьове навантаження, частота обертання).

Рекомендовані КНБК за рахунок вдосконалень внесення конструктивних змін у розташуванні ОЦЕ забезпечуть покращання якості стовбура свердловини в процесі буріння та підвищення техніко-економічних показників роботи доліт.

Виконавці: док. техн. наук, проф. Мислюк М.А.,

аспірант Долик Р.М.

1. Суть рекомендацій

Ефективність технологій буріння нафтових і газових свердловин значною мірою залежить від типу і параметрів компоновок низу бурильної колони (КНБК), що впливає на якість стовбура свердловини і техніко-економічні показники роботи доліт [1– 3].

Вибір КНБК зводиться до обґрунтування її типу, діаметра і довжин секцій обважнених бурильних труб (ОБТ), кількості опорно-центрувальних елементів (ОЦЕ), їх діаметрів і місця розташування тощо. Пошук ефективних КНБК потребує попереднього аналізу статичних і (або) динамічних розв'язків систем диференціальних рівнянь рівноваги пружної осі низу бурильної колони та ґрунтується на промисловій інформації про вплив характеристик КНБК на показники роботи доліт і якість стовбура свердловини.

Методика враховує залежні від гірничогеологічних і технічних умов буріння поліфункціональні вимоги (в тому числі інформаційну невизначеність) та допускає вибір багатоопорних КНБК.

2. Модель вибору неорієнтованих КНБК

Вибір КНБК для буріння стабілізованих ділянок свердловини роторним способом проводиться на основі аналізу статичних (відхиляюча сила на долоті, реакції на ОЦЕ, точка дотику ОБТ зі стінкою свердловини) і динамічних (крива розподілу амплітуд поперечних коливань) характеристик для заданих умов, таких як зенітний кут свердловини, долото (шарошкове, PDC), параметри режиму буріння (осьове навантаження, частота обертання), густина бурового розчину.

Кількість ОЦЕ та їхні координати місць розташування вибираються з урахуванням інформаційної невизначеності про параметри свердловини (зенітний кут, наявність локальних каверн), координати точок дотику ОЦЕ до стінки свердловини і параметри режиму буріння (осьове навантаження, частота обертання) для забезпечення ефективності буріння і якості стовбура свердловини згідно моделі

$$\begin{cases} R(x_i, n) \rightarrow \min, \\ \varphi(x_i, n) \leq 0, \end{cases} \quad (1)$$

де $R(x_i, n)$ – функція ризику, яка вказує на порушення статичних (поперечна сила на долоті) та динамічних (відношення амплітуд поперечних коливань низу бурильної колони до амплітуди долота) характеристик КНБК; $\varphi(x_i, n)$ – система обмежень на параметри режиму буріння, геометричні параметри КНБК, її статичні та динамічні характеристики.

Статичні характеристики визначають виконання цільового призначення КНБК для збереження вертикальності або стабілізації направлення стовбура свердловини, а динамічні – стійкість КНБК до поперечних коливань, вимушених роботою долота.

Динамічно стійка КНБК забезпечує затухання кривої розподілу амплітуд поперечних коливань низу $a_{\text{ОБТ}}/a_{\text{Д}} \leq 1$ (причому $a_{\text{ОБТ}}/a_{\text{Д}} = 1$ тільки на долоті). Динамічно нестійка КНБК посилює амплітудну характеристику, для максимальних значень амплітуд справедливо $a_{\text{ОБТ}}/a_{\text{Д}} \geq 1$.

3. Аналіз промислових даних при бурінні свердловин на Семиренківському ГКР

Аналіз неорієнтованих КНБК виконано за даними буріння під проміжні колони деяких свердловин на Семиренківському (св.17, 71, 73) ГКР [1 – 3]. Буріння даних інтервалів здійснювалось роторним способом з використанням шарошkových доліт та доліт PDC.

Аналіз виконано для моделі з плоскою розрахунковою схемою, на основі якої вивчали їх статичні (поперечна сила на долоті, реакції на ОЦЕ, відстань від долота до точки дотику ОБТ зі стінкою свердловини) та динамічні (крива розподілу відношення амплітуд поперечних коливань низу бурильної колони $a_{\text{ОБТ}}$ до амплітуди долота $a_{\text{Д}}$) характеристики. У табл. 1 для прикладу наведено вихідні дані для розрахунку КНБК та деякі результати обчислень їх характеристик.

Таблиця 1

Результати розрахунку статичних і динамічних характеристик деяких КНБК

Свердловина	Глибина, м	Діаметр долота, мм	Вихідні дані				Результати розрахунку				
			α , град	G , кН	ω , хв ⁻¹	ρ , кг/м ³	F_d , кН	R_1 , кН	R_2 , кН	L_0 , м	$\frac{\max a_{\text{ОБТ}}}{a_d}$
17	2640	393,7	2,25	170	80	1160	1,02	-2,71	5,96	50,0	1,7
	3725	295,3	1,50	140	60	1180	0,22	-0,44	2,33	45,2	1,2
	5950	215,9	1,75	130	70	1250	-5,79	6,31	0,48	26,8	3,8
	6350	215,9	1,00	90	60	1700	0,18	-0,30	0,95	42,2	19,1
71	375	444,5	1,75	100	75	1160	0,62	-1,93	4,28	55,7	1,2
	1575	444,5	1,25	140	110	1120	-1,32	3,02	–	45,5	1,0
	1925	444,5	0,50	140	90	1120	0,29	-1,11	1,90	72,6	1,0
73	325	444,5	1,00	70	50	1070	1,06	–	–	26,1	1,0
	1050	444,5	0,25	200	80	1070	0,35	-1,80	2,09	71,1	3,4
	1900	444,5	1,25	180	85	1070	0,79	-3,08	4,91	55,6	4,8
	2440	311,1	0,50	100	100	1170	0,18	-0,44	1,32	69,2	1,6

Примітка. G – осьове навантаження на долото; ω – частота обертання долота; α – zenітний кут свердловини; ρ – густина бурового розчину; F_d – поперечна сила на долоті; R_1, R_2 – реакції на відповідних ОЦЕ; L_0 – відстань від долота до точки дотику ОБТ зі стінкою свердловини; $\max a_{\text{ОБТ}}$ – максимальне значення (за абсолютною величиною) амплітуди поперечних коливань ОБТ.

В табл. 2 наведені оцінки статичних характеристик поперечної сили та зенітного кута свердловини на основі аналізу даних буріння вертикальних ділянок стовбура свердловини, а також критерій T для перевірки статичної гіпотези ($r_{F\alpha}$ – істинне значення коефіцієнта кореляції між величинами F_D і α).

Таблиця 2

Оцінка статичних характеристик КНБК для буріння вертикальних ділянок свердловини

Свердловина	Інтервал буріння, м	Статистичні оцінки				
		$\bar{\alpha}$, град	S_{α}^2 , град ²	\bar{F}_D , кН	S_F^2 , кН ²	$r_{F\alpha}/T$
17	326 – 3600	1,53	0,675	0,79	0,226	0,99 / 577
	3600 – 5754	1,54	0,217	0,29	0,042	0,99 / 1,31·10 ⁴
	5754 – 6524	1,56	0,201	0,84	1,655	0,21 / 1,172
71	302 – 1946	1,20	0,138	0,62	0,066	0,33 / 3,772
73	298 – 2200	0,75	0,320	0,58	0,059	0,95 / 88
	2200 – 2455	0,95	0,127	0,30	0,010	0,99 / 9,99·10 ⁴

Аналіз результатів вказує [1 – 3], що за умови відсутності локальних каверн КНБК мають задовільні статичні характеристики та відносяться до динамічно нестійких. Останнє негативно впливає на ефективність відробки доліт і понижує їх техніко-економічні показники.

4. Результати вибору неорієнтованих КНБК

Для буріння стабілізованих ділянок свердловин на Семиренківському ГКР з допомогою моделі (1) обґрунтовано КНБК за статичними і динамічними характеристиками [2, 3]. Для розбурювання окремих інтервалів свердловин можливе застосування трьохшарошкових доліт і доліт PDC, які відрізняються частотами збурювальної сили. Тому вибрані КНБК мають відповідати умовам динамічної стійкості для трьохшарошкових доліт і доліт PDC. Клас КНБК сформований для можливих поєднань розташування трьох і більше повнорозмірних ОЦЕ.

У табл. 3 наведено результати вибору геометричних параметрів КНБК за допомогою моделі (1), а в табл. 3 їх розрахункові характеристики. Запропоновані варіанти КНБК, що включають для різноманітних умов буріння вертикальних ділянок свердловин від 3 до 4 повнорозмірних ОЦЕ.

Таблиця 3

Геометричні параметри рекомендованих КНБК

Варіант КНБК	Координата центру ОЦЕ, м				l_K , мм	Параметри ОБТ	
	1	2	3	4		D/d , мм	L , м
444,5-мм долото							
А	5,4	6,7	18,4	–	1200	254 / 76,2 228,6 / 71,4 203,2 / 71,4	26,2 73,2 36,6
Б	4,5	10,0	20,5	–	1200	254 / 76,2 228,6 / 71,4 203,2 / 71,4	27,6 73,2 36,6
В	4,4	5,7	17,4	18,7	1200	254 / 76,2 228,6 / 71,4 203,2 / 71,4	24,9 73,2 36,6
311,1-мм долото							
А	3,0	7,0	14,0	–	600	203 / 80	150,0
Б	3,2	5,5	10,3	14,3	600	203 / 80	150,0

Примітки. 1. Координата центру ОЦЕ відповідає відстані від нижньої поверхні долота. 2. l_K – довжина калібрувальної поверхні ОЦЕ. 3. D, d – зовнішній і внутрішній діаметри.

Оцінки ризиків КНБК для буріння свердловин на Семиренківському ГКР побудовано за допомогою методів статистичного моделювання та аналізу отриманих результатів [1]. Моделювали інформацію про zenітний кут свердловини, параметри режиму буріння (осьове навантаження, частота обертання), координати точок контакту ОЦЕ зі стінкою свердловини, а також наявність локальних каверн для варіантів В (діаметр долота 444,5 мм) і Б (діаметр долота 311,1 мм). Варіанти КНБК моделювали як дискретно рівнорозподілені випадкові величини, інші – як статистично незалежні випадкові величини з рівномірним або нормальним розподілом ймовірностей. Вивчали динамічні і статичні характеристики КНБК. Моделювання КНБК виконано для 444,5-мм трьохшаршкових доліт і для 311,1-мм трьохшаршкових доліт і доліт PDC. Кількість статистичних експериментів для однієї КНБК 100.

Таблиця 4

Результати вибору КНБК

Діаметр долота, мм	F_d , кН	Реакції на ОЦЕ				L_0 , м	$\frac{\max a_{\text{ОБТ}}}{a_d}$
		R_1 , кН	R_2 , кН	R_3 , кН	R_4 , кН		
444,5-мм долото							
444,5	0,06	14,07	17,24	8,26	–	51,6	≤ 1
	0,57	4,11	6,56	8,26	–	54,6	≤ 1
	0,22	1,60	2,90	34,09	37,77	54,2	≤ 1
311,1-мм долото							
311,1	0,33	1,87	3,38	3,86	–	43,1	≤ 1
	0,14	0,57	1,73	4,85	5,62	44,0	≤ 1

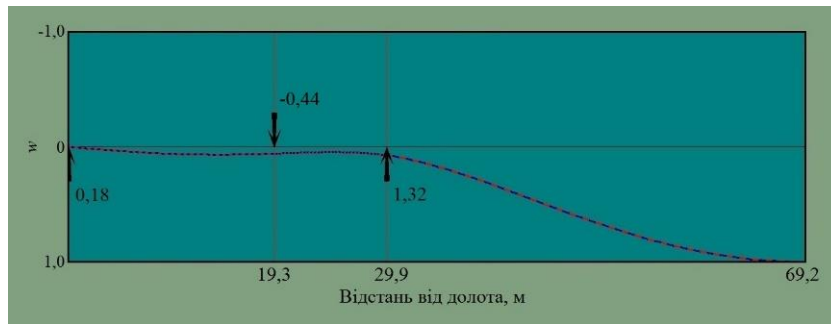
Аналіз даних табл. 4 свідчить про вагоме покращання характеристик запропонованих КНБК із тими, які застосовувались під час буріння вертикальних ділянок стовбура свердловин. В табл. 5 наведено оцінки показників ризику запропонованих КНБК для буріння інтервалів свердловин на Семиренківському ГКР.

Таблиця 5

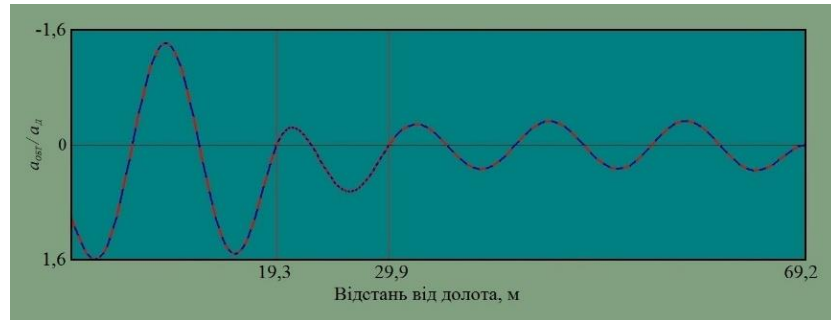
Оцінка ризиків КНБК

Діаметр долота, мм	Умова динамічної стійкості	Умова стабілізації викривлення свердловини	Об'єднання умов динамічної стійкості і стабілізації викривлення свердловини
444,5-мм долото			
444,5	0	0	0
	0,08	0	0,08
	0,02	0	0,02
311,1-мм долото			
311,1	0,06 / 0,04	0 / 0	0,06 / 0,04
	0,00 / 0,02	0 / 0	0,00 / 0,02

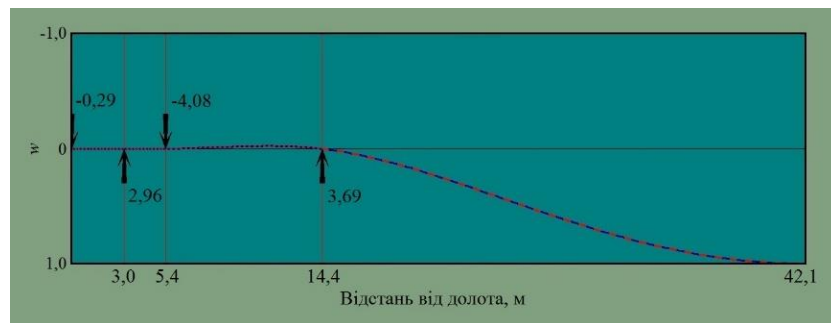
На рисунку показано статичні (*a*, *в*) та динамічні (*б*, *г*) характеристики КНБК: форми пружних ліній деформованої осі, поперечні сили на долоті та реакції на ОЦЕ, координати точок дотику низу бурильної колони до стінки свердловини, розподіли амплітуд для динамічно стійких (*г*) і нестійких (*б*) КНБК.



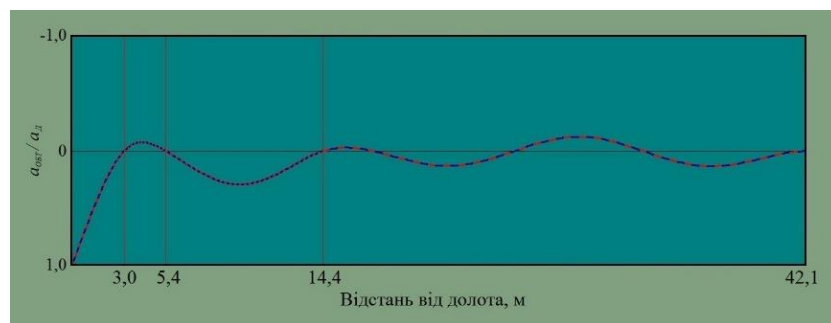
а)



б)



в)



г)

Рисунок – Статичні (а, в) і динамічні для трьохшарошкових доліт (б, г) характеристики КНБК, що використовувалась при бурінні св. 73 (глибина 2380 м, $\alpha=0,5^\circ$, $G=100$ кН, $\omega=100$ хв⁻¹, $\rho=1170$ кг/м³) і варіанту Б 311,1-мм долото (третій ОЦЕ не контактує зі стінкою свердловини, $\alpha=1,74^\circ$, $G=86,2$ кН, $\omega=74,7$ хв⁻¹, $\rho=1120$ кг/м³)

Список використаних джерел

1. Мыслюк М. А. Оценка эффективности компоновок низа буровой колонны при бурении глубоких скважин на Семиренковском газоконденсатном месторождении / М. А. Мыслюк, Р. Н. Дольк, А.К. Раптанов, А.Г. Лазаренко // *Бурение и нефть*. – 2016. – №6. – С. 22 – 27.
2. Мислюк М. А. Вибір технологічних рішень для буріння стабілізованих ділянок свердловин / М. А. Мислюк, Р. М. Долик // Міжнародна конференція *GeoDrilling II «Буріння і розкриття пластів — 2017»*. Матеріали конференції. – Полтава: ФОП Говоров С.В., 2017. – С. 45 – 49.
3. Мыслюк М. А. О повышении эффективности бурения стабилизированных стволов скважин / М. А. Мыслюк, Р. Н. Дольк. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2017. – 320 с. – (Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) : в 5 т. : сборник статей). – (Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин).

ДОДАТОК В**СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ****Статті, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації**

1 Мыслюк М. А., Долык Р. Н. Анализ неориентированных компоновок низа бурильной колонны при бурении скважин на Яблуновском газоконденсатном месторождении. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2014. №4. С. 26–33.

2 Мыслюк М. А., Долык Р. Н. Выбор компоновок низа бурильной колонны для бурения скважин на Яблуновском газоконденсатном месторождении. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2014. №8. С. 8–14.

3 Мыслюк М. А., Долык Р. Н. О выборе технологических решений для бурения наклонных участков скважин. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2016. №4. С. 4–13.

4 Оценка эффективности компоновок низа бурильной колонны при бурении глубоких скважин на Семиренковском газоконденсатном месторождении / М. А. Мыслюк и др. *Бурение и нефть*. 2016. №12. С. 22–27.

5 Мыслюк М. А., Долик Р. М. Принципи вибору компоновок низу бурильної колони для буріння похилих ділянок. *Нафтогазова галузь України*. 2014. №5. С. 7–15.

6 Мыслюк М. А., Долик Р. М. Вибір стабілізованих компоновок низу бурильної колони для буріння свердловин. *Нафтогазова галузь України*. 2016. №1. С. 26–34.

Тези наукових конференцій

7 Мыслюк М. А., Долик Р. М. Вибір технологічних рішень для буріння стабілізованих ділянок свердловин. *Міжнародна конференція GeoDrilling II «Буріння і розкриття пластів – 2017»* : матеріали конференції. Полтава, 2017. С. 43–47.

8 Мыслюк М. А., Долык Р. Н. О повышении эффективности бурения стабилизированных стволов скважин. *Булатовские чтения* : материалы I

Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) : в 5 т. : сборник статей. Т.3. Краснодар. 2017. С. 187–194.

9 Dolyk R. Selection of non-steerable bottom hole assemblies for rotary well drilling. *International Fuel Congress* : Congress book, Ivano-Frankivsk, 10-12 December 2015. Ivano-Frankivsk, 2015. P. 26.

10 Dolyk R. Principles of making technological decisions for drilling inclined well sections. *East meets West* : 7th edition of International Student Petroleum Congress & Career Expo, Krakow, 20-22 April 2016. Krakow, 2016. P. 55.

Патенти

11 Компоновка низу бурильної колони: пат. 113814 Україна. №: u201609468 ; заявл. 12.09.16 ; опубл. 10.02.2017, Бюл. №3.

12 Компоновка низу бурильної колони: пат. 123595 Україна. № u201711214 ; заявл. 16.11.17 ; опубл. 26.02.2018, Бюл. №4.