

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

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

ЛІВІНСЬКИЙ АНДРІЙ МИХАЙЛОВИЧ

УДК 622.24.001.57

ДИСЕРТАЦІЯ

**УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ БУРІННЯ СКЕРОВАНИХ
СВЕРДЛОВИН СУМІЩЕНИМ СПОСОБОМ**

05.15.10 - Буріння свердловин

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
_____ А.М. Лівінський

Науковий керівник Чудик Ігор Іванович, доктор технічних наук, професор

Івано-Франківськ - 2019

АНОТАЦІЯ

Лівінський А. М. Удосконалення технології буріння скерованих свердловин суміщеним способом – 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, 2019.

На підставі критичного аналізу науково-практичних і виробничо-технологічних даних буріння похило-скерованих (ПСС) і горизонтальних (ГС) свердловин Гнідинцівського та Бугроватівського родовищ опрацьовано існуючий спектр проблем керування параметрами їх проектних профілів із використанням традиційних і новітніх компоновок низу бурильної колони (далі – КНБК). Наведено основні принципи проектування вибору їх конструкцій для різних завдань скерованого буріння з використанням різноманітних способів буріння. Встановлено, що керування заданими параметрами проектного профілю скерованих свердловин відбувається з використанням орієнтованих і неорієнтованих КНБК, у залежності від способу буріння.

Наведено конструктивні особливості та технологію застосування типових конструкцій орієнтованих і неорієнтованих КНБК, яким відведено роль забезпечення траєкторних параметрів їх криво- і прямолінійних інтервалів зі зміною куткових параметрів осі стовбура свердловини за існуючих способів буріння. Сконцентровано увагу на орієнтованих конструкціях КНБК на базі вибійного двигуна (далі – ВД), для яких систематизовано математичні моделі розрахунку, критерії їх проектування і вибору для змінних техніко-технологічних параметрів скерованого буріння.

Сформульовано загальні завдання вибору технологічних рішень для буріння скерованих свердловин суміщеним способом із використанням орієнтованих КНБК на базі ВД. Для проектування і вибору параметрів цих КНБК із метою забезпечення заданих техніко-технологічних чинників формування траєкторії скерованої свердловини конструкціями з різною кількістю опорно-центрувальних елементів (далі – ОЦЕ), запропоновано

поєднання конструктивних параметрів і енергетичних характеристик їх взаємодії з вибоєм і стінками свердловини та систем обмежень для забезпечення параметрів проєктного профілю.

З використанням результатів наукових досліджень встановлено техніко-технологічні характеристики енергоефективних орієнтованих КНБК на базі ВД із кутом прекошу шпинделя від 0.77° до 1.22° в умовах суміщеного способу буріння для заданих умов (із відповідним зенітним кутом, осьовим навантаженням на долоті, кількістю ОЦЕ і місцями їх установа). Вирішення статичних аналітичних моделей реалізується методом диференціальних рівнянь пружної осі другого порядку у програмі MathCad Professional із можливістю варіювання вхідними параметрами (зенітний кут стовбура свердловини, геометричні і жорсткісні та вагові параметри елементів КНБК, кут скошу шпинделя ВД відносно його корпусу, осьове навантаження на долоті).

Алгоритм проєктування і вибору орієнтованих КНБК на базі ВД, побудований на принципах забезпечення відповідного відхиляючого вертикально орієнтованого зусилля на долоті та кута його повороту, оптимальної інтенсивності викривлення стовбура свердловини, мінімальних силових параметрів опору їх осьового переміщення і моментів на обертання в стовбурі свердловини для забезпечення найменших енергетичних втрат на роботу систем скерованого буріння за заданих гірничо-геологічних і техніко-технологічних умов.

Для встановлення впливу конструктивних особливостей орієнтованих КНБК на базі ВД і техніко-технологічних параметрів процесу буріння ділянок скерованих свердловин на вертикально спрямовані чинники формування їх траєкторії (відхиляюче зусилля на долоті та кут його повороту і реакції на ОЦЕ) розроблено низку математичних моделей і алгоритмів їх реалізації.

Аналітичне дослідження статичних характеристик взаємодії елементів орієнтованих КНБК на базі ВД із вибоєм та стінками стовбура свердловини проведено з урахуванням процесу обертання КНБК навколо осі свердловини з

оцінкою зміни силових і енергетичних показників їх роботи при із заданими режимно-технологічними параметрами.

Розроблено математичні моделі орієнтованих КНБК на базі ВД із одним і двома ОЦЕ передбачають установа першого ОЦЕ \varnothing 212,7 мм на віддалі 0,5 м від долота \varnothing 215,9 мм, а другого ОЦЕ \varnothing 210 мм – після корпусу ВД і визначення силових і енергетичних показників їх роботи в стовбурі свердловини за різноманітних режимно-технологічних параметрів процесу скерованого буріння суміщеним способом.

За результатами аналітичних досліджень встановлено динаміку зміни статичних характеристик взаємодії елементів орієнтованих КНБК під впливом різноманітних значень зенітного кута, кута перекосу осі корпусу ВД, навантаження на долото, кількості ОЦЕ. Визначено діапазони зміни цих величин і шляхи керування ними.

Вдосконалено методику прогнозування енергетичних витрат у процесі роботи орієнтованих КНБК із різною кількістю ОЦЕ у скерованому стовбурі свердловини. Їх суть пов'язана з подоланням опору обертання і осьового переміщення орієнтованих КНБК в умовах суміщеного способу буріння на згідно з інформацією про гірничо-геологічні і техніко-технологічні умови.

Введено поняття показника питомих енергетичних витрат для подолання опору зовнішнього середовища в процесі роботи орієнтованої КНБК на базі ВД. Запропоновано алгоритм і умови його використання для оцінки енергоефективності різних конструкцій КНБК за довільних умов експлуатації.

Досліджено вплив обертання долота навколо осі свердловини внаслідок змінних конструктивних особливостей орієнтованих КНБК на базі ВД і встановлено, що циклічна зміна радіального зазору в місці перекосу частин корпусу ВД призводить до відповідної зміни довжини верхнього (більшого) плеча КНБК, що сприяє зростанню відхиляючого зусилля на долоті і кута його повороту з переходом їх через «нульове значення».

За результатами аналітичного моделювання встановлено, що в процесі суміщеного способу буріння з використанням орієнтованих КНБК на базі ВД, внаслідок перекосу корпусу і зміни кількості ОЦЕ, їх діаметрів і місця

розташування в компоновці, забезпечується радіальний розподіл по всій твірній стінки стовбура свердловини відхиляючого зусилля на долоті, що сприяє її руйнуванню по периферії. Установлено, що двоопорні конструкції орієнтованих КНБК мають найвищі показники стабільності силових параметрів взаємодії її елементів із вибоєм і стінками стовбура свердловини.

Визначено основні чинники формування питомих енергетичних витрат на роботу орієнтованих КНБК і критерій їх енергоефективності у разі суміщеного способу буріння за різної кількості ОЦЕ в їх складі, змінної величини зенітного кута стовбура свердловини і фізико-механічних характеристик гірської породи, яка його формує.

Створено математичну модель оцінки впливу моменту опору на обертання в'язкого середовища, сил тертя бурильних труб зі стінками криволінійного стовбура свердловини, конструктивних особливостей орієнтованих КНБК на закручування бурильної колони у викривленому стовбурі свердловини. В математичній моделі проектування і вибору орієнтованих КНБК із довільною кількістю ОЦЕ введено критерій енерговитратності, використання якого за відповідних режимно-технологічних параметрів процесу буріння є найефективнішим.

Розроблено метод оцінки ступеня прохідності орієнтованих КНБК у свердловинах із похилими і горизонтальними стовбурами у разі різних варіантів розташування плеча перекосу укороченої шпindelної секції ВД за силовими параметрами взаємодії елементів одно- і безопорної КНБК на базі ВД. Визначено, що в діапазоні зміни зенітного кута від 0° до 90° прохідність КНБК у стовбурі свердловини краща (на 10 % – 15 %) у разі нижнього розташування плеча перекосу ВД. Для одноопорної КНБК визначено оптимальні діаметри центраторів; для ефективної прохідності системи в стовбурі свердловини визначено діаметра і кутів перекосу шпиделя 0.77° та 1.22° .

Для одноопорної КНБК визначено значення оптимального діаметра ОЦЕ, встановленого в певних місцях відносно долота, з точки зору прохідності для системи в стовбурі свердловини визначено діаметра і кутів перекосу

шпинделя 0.77⁰ та 1.22⁰.

Проведено апробацію основних результатів наукових досліджень у промислових умовах і підтверджено їх практичну цінність щодо проектування і вибору орієнтованих КНБК для буріння свердловин із горизонтальним стовбуром № 258 Гнідинцівського та № 535 Бугруватівського родовища та досягнуто ними високих показників із дотримання проєктної траєкторії.

За результатами виконаних досліджень розроблено *«Технологічний регламент на буріння свердловин із похило-скерованими і горизонтальними стовбурами»* ТР 31174865.001:2016, який пройшов апробацію під час буріння свердловин і впроваджений у ТОВ НТП«Бурова техніка», а також *«Методика розрахунку орієнтованих компоновок низу бурильної колони для суміщеного способу буріння»* та *«Методика розрахунку зведеного моменту інерції бурильної колони для роторного та суміщеного способів буріння свердловин»*, які впроваджені в ТОВ «Ендейвер».

Ключові слова: статичні характеристики, кут перекосу, відхиляюче зусилля на долоті, реакція на центраторі, орієнтована компоновка низу бурильної колони, опорно-центрувальний елемент, вибійний двигун, момент опору обертанню, кут повороту, зенітний кут, осьове навантаження на долоті, суміщений спосіб буріння, долото, викривлення свердловини, енергоефективність.

ABSTRACT

Livinskyi A.M. Improvement of the technology of directional drilling by using combined drilling method. - 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, 2019.

A critical analysis of the existing scientific, practical, productional and technological data for drilling directional and horizontal wells at the Gnidyntsyvske and Bugruvatyvske fields helped to process a range of problems of managing the parameters of well profile using the traditional and the newest Bottom Hole Assembly (BHA).

The paper provides basic principles for a well design, the choice of a well construction based on different tasks of directional drilling using diverse methods of drilling. The research showed that the control of the set parameters of the projected well profile of the directional wells is performed with the help of oriented and non-oriented BHA, depending on the method of drilling.

The work provides the structural features and technology for the application of typical structures of oriented and non-oriented BHA's. The paper explains the role of providing trajectory parameters of their curvilinear and rectilinear intervals with changing the angular parameters of the axis of the wellbore under existing drilling methods. The attention is focused on oriented BHA's based on the Positive Displacement Motor (PDM), for which mathematical models of calculation, criteria of their designing and selection for the variable technical and technological parameters of directional drilling are systematized.

There were formulated general tasks of the choice of technological solutions for drilling directional wells with the help of combined drilling method by oriented BHA's based on PDM. For the design and selection of the parameters of these BHA's with the purpose of providing the given technical and technological factors of formation of the well profile of the directional well with different number of stabilizers, there was suggested a combination of design parameters and energy characteristics of their interaction with bottom and wellbore aiming at the provision of project well profile settings.

Per the results of scientific research, there have been established the technical and technological characteristics of energy-efficient oriented BHA's based on PDM with bent from 0.77° to 1.22° on the combined drilling method for the given conditions (with the corresponding inclination, weight on bit, the number of stabilizers and their placement). The resolution of static analytical models is realized with the help of differential equations of the second-order elastic axis in the MathCad Professional software with the possibility of varying the input parameters (inclination of the wellbore, geometric, stiffness and weight parameters of the elements of the BHA, PDM bent, WOB).

The algorithm for design and selection of oriented BHA based on PDM, is formed on the principles of providing a corresponding deflecting vertically oriented

force on the bit and the angle of its rotation, the optimum DLS of the wellbore and the minimum power parameters of the resistance of the overhang and their torques in the wellbore to ensure the lowest energy losses to the operation of directional drilling systems in the specified mining, geological and technical-technological conditions.

To establish the influence of structural features of the oriented BHA's based on the PDM and technical-technological parameters of the drilling of directional sections on vertically factors of formation of their trajectory (deflection force on the bit and the angle of its rotation and reaction on the stabilizer) a number of mathematical models and algorithms for their implementation has been developed.

An analytical research of the static characteristics of the interaction of elements of the oriented BHA's based on PDM with the bottom and the walls of the wellbore was carried out taking into account the process of rotation of the BHA around the axis of the well with an assessment of changes in the force and energy indicators of their work with the specified mode and technological parameters.

Mathematical models of oriented BHA's based on PDM with one and two stabilizers provide for the installation of the first stabilizer \varnothing 212.7 mm at a distance of 0.5 m from the bit \varnothing 215.9 mm, and the second stabilizer \varnothing 210 mm - after the PDM body and determination of power and energy performance of their work in the wellbore at various mode-technological parameters of the process of directional drilling in a combined method.

According to the results of analytical studies, the dynamics of change in the static characteristics of the interaction of elements of the oriented BHA's under the influence of various values of the inclination, PDM bent, weight on bit, the number of stabilizers. The ranges of change of these quantities and ways of their management are determined.

The technique of forecasting energy costs in the working process of oriented BHA with different numbers of stabilizers in the directional wellbore has been improved. Their essence is related to overcoming the rotational resistance and axial movement of the oriented BHA's in the conditions of the combined drilling method according to the information on geological and technological conditions.

The concept of the specific energy cost index for overcoming the environmental resistance in the process of the operation of the oriented BHA based on PDM is introduced. The algorithm and conditions of its use for estimation of energy efficiency of different BHA structures under arbitrary operating conditions are offered.

The influence of the rotation of the bit around the axis of the well due to the variable design features of the oriented BHA's based on PDM is investigated and it is established that the cyclic change of the radial gap at the point of PDM bent leads to a corresponding change in the length of the upper (larger) shoulder of BHA, which contributes to the growth of deflection force on the bit and the angle of its rotation with the transition through the "zero".

The results of analytic modeling showed that in the process of combined drilling method where were used oriented BHAs based on PDM, as a result of PDM bent and change number of stabilizers, their diameter, and placement in BHA, provides radial separation on the wall of the wellbore deflecting force on the bit, which contributes to its destruction on the periphery. It was established that BHA with two stabilizers has the highest stability index of the force parameters their cooperation with bottom and wellbore.

The research determined main reasons for the formation of energetic expenses of the work of oriented BHA's and factor of their energetic efficiency in case of the combined drilling method with a different number of stabilizers in BHA, a variable inclination of the wellbore and characteristics of the formation, which generates it.

There was created the mathematic model of evaluation of the torque influence on the rotation of the viscous environment, friction force of the drilling pipes with the directional wellbore, constructed characteristics of oriented BHA's on making up drill string in the directional wellbore. In the mathematic model of projecting and selection of oriented BHA's with a different number of stabilizers was made criteria of energetic efficiency, utilization of which with needed technical drilling parameters is the most efficient.

The method of evaluation of the level of passability of oriented BHA's in the wells in directional and horizontal sections in case of different variants of PDM

bent angle with power parameters of interaction of the BHA elements with one stabilizer or slick BHA was developed. The research helped to determine, that at differential inclination from 0 to 90 deg. the passability was better by 10-15% in case of lower placement of the PDM bent. For the BHA with one stabilizer was determined the optimal diameters of the stabilizers, for the efficient passability of the BHA in the well of the fixed diameter and bent housing that equals 0.77 deg. and 1.22 deg.

For the BHA with one stabilizer, there was determined the value of the optimal diameter of the stabilizer, placed in specific places related to the bit, from the perspective of passability for the system in the well of the specific diameter and PDM bent 0.77 deg. and 1.22 deg.

The approbation of the main results of the scientific researches in the production environment and confirmed their practical value according to projecting and selection of the oriented BHA's for the drilling of horizontal well #258 of Gnidyntivske and #535 Bugruvativske fields and reached high indexes together with keeping the projected well profile.

Per the results of the researches there have been developed "Technological regulations of the order for the drilling directional and horizontal wells" TP 31174865.001:2016 that passed the approbation during drilling of the wells and implemented in the RTE "Burova Technika" LLC together with "The methods of calculation oriented BHA's for the combined drilling method" and "Method of calculation of the torque of the drilling string inertia for the rotary and combined methods of the well drilling" which are implemented in "Endevour" LLC.

Keywords: static characteristics, PDM with bent housing, deflection force on the bit, stabilizer reaction, oriented BHA, stabilizer, Positive Displacement Motor, the moment of resistance to rotation, turn angle, inclination, weight on bit, combined drilling method, bit, directional drilling, energetic efficiency.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Статті, в яких опублікувані основні результати дисертації

1. Лазаренко О.Г., Наритник І.І., Величко О.О., Лівінський А.М., Коваль О.Ф. Комплекс техніко-технологічних рішень для якісного закінчування горизонтальних свердловин. Науково-виробничий журнал «Буріння». 2012. №1 (9). С. 55-57.
2. Лазаренко О. Г., Лівінський А.М. Досвід буріння горизонтальних свердловин на Гнідинцівському родовищі. Породоразрушающий и металлообработывающий инструмент - техника и технология его изготовления и применения. Сб. науч. тр. К.: ИСМ им. В.Н. Бакуля НАНУ. 2014. Вып.17. С. 47-52.
3. Коцкулич Я.С., Лівінський А.М. Відновлення свердловин шляхом забурювання бокових стовбурів – перспективний напрям збільшення обсягів видобутку вуглеводнів. Породоразрушающий и металлообработывающий инструмент - техника и технология его изготовления и применения. Сб. науч. тр. К.: ИСМ им. В.Н. Бакуля НАНУ. 2015. Вып. 18. С. 43-48.
4. Коцкулич Я.С., Вітрик В.Г., Лівінський А.М. Застосування роторно-керованих систем при споруджуванні похило-скерованих свердловин. Породоразрушающий и металлообработывающий инструмент - техника и технология его изготовления и применения. сб. науч. тр. К.: ИСМ им. В. Н. Бакуля НАНУ. 2016. Вып.19. С. 49-54.
5. Коцкулич Я.С., Лівінський А.М., Лазаренко О.Г., Кирчей О.І. Відновлення свердловин шляхом забурювання нових стовбурів. Науковий журнал «Молодий вчений». 2016. №12.1(40). С.45-49.
6. Чудик І.І., Лівінський А.М., Білецька І.Я. Розширення технологічних можливостей орієнтованих компоновок низу бурильної колони. Науковий вісник ІФНТУНГ. 2017. № 2 (43). С. 26-32.
7. Чудик І.І., Лівінський А.М. Вивчення технологічних можливостей орієнтованих опорних компоновок низу бурильної колони. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2017. №3(64). С. 31-39.

8. Ливинский А. М. Исследование устойчивости нижней части бурильной колонны при бурении скважин с наклонно-направленным и горизонтальным стволами. Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2018. № 5. С.13-20.
9. Чудик І.І., Лівінський А.М., Аль Танакчі А., Пастух А.М., Нурузаде Е. Оцінка конструктивних параметрів орієнтованих компоновок для забезпечення їх проходження в стовбурі скерованої свердловини. Нафтогазова енергетика. 2019. №1(31). С.18-25.
10. Чудик І.І., Лівінський А.М., Аль Танакчі А., Пастух А.М. Особливості застосування орієнтованих КНБК у процесі буріння скерованих свердловин. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2019. №1(70). С. 17-24.

Тези наукових конференцій

11. Лазаренко О. Г., Лівінський А.М. Горизонтальне буріння свердловин. Нафтогазова освіта та наука. Стан та перспективи: матеріали науково-технічної конференції (Івано-Франківськ, 10-12 грудня 2014 р.). Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. 2014. С.131-132.

ЗМІСТ

Вступ.....	4
Розділ 1	
Сучасний стан техніко-технологічного забезпечення процесу буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин.....	10
1.1. Аналіз досвіду буріння скерованих свердловин на Бугруватівському родовищі.....	10
1.2. Аналіз сучасного стану забезпечення процесу буріння ПСС і ГС технічними засобами	14
1.3. Аналіз сучасного стану методичного забезпечення для проектування КНБК.....	23
1.4. Аналіз сучасного стану забезпечення засобами контролю параметрів процесу буріння свердловин.....	28
1.5. Техніко-технологічні особливості буріння свердловин на Гнідинцівському та Бугруватівському родовищах.....	33
1.6. Постановка завдань досліджень і вибір методів їх вирішення.....	37
Розділ 2	
Математичне моделювання орієнтованих КНБК в стовбурі скерованої свердловини.....	40
2.1. Математична модель орієнтованої безопорної КНБК.....	42
2.2. Математична модель одноопорної орієнтованої КНБК.....	48
2.3. Математична модель двоопорної орієнтованої КНБК.....	52
2.4. Математична модель орієнтованої КНБК із врахуванням ерозійних виробок на стінках свердловини	55
2.5. Математична модель оцінки енергетичних витрат на роботу орієнтованих КНБК	60
Висновки до розділу.....	66

Розділ 3

Аналітичні дослідження орієнтованих КНБК у стовбурі скерованої свердловини	68
3.1. Статичні характеристики взаємодії орієнтованих КНБК із вибоєм і стінками свердловини	68
3.1.1 Безопорні орієнтовані КНБК.....	68
3.1.2 Одноопорні орієнтовані КНБК.....	72
3.1.3 Двоопорні орієнтовані КНБК.....	75
3.1.4 Навантаженість згинним моментом КНБК.....	79
3.2. Прогнозування енергетичних витрат на роботу КНБК.....	84
3.3. Закручування БК у процесі використання орієнтованих КНБК у разі суміщеного способу буріння.....	89
Висновки до розділу.....	96

Розділ 4

Технологічні умови та досвід застосування орієнтованих КНБК	98
4.1 Оцінка конструктивних параметрів КНБК для забезпечення проходження в стовбурі свердловини.....	98
4.1.1 Безопорні КНБК.....	98
4.1.2 Одноопорні КНБК.....	108
4.2. Досвід буріння скерованих інтервалів свердловин на Гнідинцівському родовищі	113
4.3. Практичний досвід реалізації технології буріння скерованих свердловин із використанням суміщеного способу.....	125
Висновки до розділу.....	129
ВИСНОВКИ	130
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	133
ДОДАТКИ	146

Вступ

Обґрунтування вибору теми дослідження. Україна сьогодні належить до енергодефіцитних країн, задовольняючи свої потреби в паливно-енергетичних ресурсах менш ніж на 50 %. У зв'язку з цим, досягнення максимально можливого рівня забезпеченості цими ресурсами є одним із головних завдань економіки України. Без їх вирішення досягнення економічного і соціального розвитку держави є неможливе.

Характерною особливістю нафтових і газових родовищ України є значна виснаженість основних запасів і наявності їх достатньої кількості у слабо дренованих зонах нафтових і газових покладів, у водолавних покладах нафти низькопроникних колекторів. Окрім того, існує низка потужних нафтових об'єктів, розташованих під зонами недоступності (болота, заплави, водойми, гірський рельєф тощо), у межах державних природних заповідників, охоронних зон, під населеними пунктами та ін.

У цих умовах надзвичайно актуальним і важливим є створення і впровадження вітчизняних технологій, технічних засобів, інструментів і матеріалів для підвищення ефективності бурових робіт, спрямованих на збільшення видобутку нафти і газу в наведених вище умовах.

Основними складовими цього комплексу є створення сучасного техніко-технологічного забезпечення для відновлення недіючого і старого фонду свердловин і породоруйнівних інструментів та підвищення ефективності буріння нових похило-скерованих (ПСС) і горизонтальних свердловин (ГС).

Провідні нафтогазовидобувні держави світу (США, Канада, Італія, Великобританія, Франція, Норвегія, Нідерланди та інші) широко застосовують ряд технологій буріння ПСС і ГС іще з середини другої половини минулого століття, на противагу Україні, де ці технології досі не знайшли широкого застосування та не мають відчутного впливу на обсяги видобування вуглеводневої сировини.

Процеси буріння ПС і ГС сьогодні надзвичайно широко пов'язані з урахуванням специфіки кожного геологічного регіону практично неможливо.

Вивченню проблем буріння ПС і ГС та їх вирішенню присвячено багато досліджень вітчизняних і зарубіжних вчених, зокрема Алієва М.А., Аскерова В.Б., Агаєва Г.Х., Безухова Н.І., Булатова А.І., Васька І.А., Вітрика В.Г., Воевідка І. В., Григоряна А.М., Глушича В.Г., Гулізаде М. П., Каррисона Х., Краузе К., Кунцяка Я.В., Козлова А.В., Мислюка М.А., Морри В., Оганова О.С., Оганова Г.С., Семака Г.Г., Сьювел М., Фурментро Д., Чудика І. І. та ін.

Виконані дослідження лягли в основу розробки технологій і технічних засобів для забезпечення параметрів проектного профілю ПС і ГС. Проте, як довела практика, ці технології і технічні засоби часто не задовольняли проектні вимоги процесу буріння таких свердловин, що потребує розроблення ефективних науково-обґрунтованих рішень для їх використання в різних умовах скерованого буріння.

Під час буріння скерованих свердловин за низької стійкості стовбура свердловини, спричиненої осипанням і обвалюванням гірської породи, необхідні високі показники механічної швидкості. На прикладі свердловин Бугруватівського родовища №545 і №553 встановлено неефективність традиційних відпрацьованих технологій скерованого буріння в умовах нестійких гірських порід. Використання класичних техніко-технологічних підходів не дозволило реалізацію проектів їх скерованого буріння внаслідок довготривалого поглиблення вибою, спричиненого великою кількістю спуско-підіймальних операцій (СПО), які обумовлювалися коректуванням параметрів проектного профілю.

Збільшення рейсової швидкості поглиблення вибою найбільш можливе завдяки зменшенню кількості і тривалості проведення СПО. А це можливо реалізувати у разі застосування суміщеного способу буріння: руйнування гірської породи вибою відбувається під час роботи вибійного двигуна (ВД), а проробка стовбура у разі поєднання турбінного і роторного способів буріння. А це потребує розроблення відповідної технології управління керування параметрами проектного профілю орієнтованими компоновками з урахуванням

гірничо-геологічних умов, що є актуальним завданням, яке потребує подальшого вирішення.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана згідно з тематичними планами 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) а також пов'язана з програмами промислово-практичних робіт зі спорудження свердловин №№ 256, 258, 259, 266, 276 і 277 Гнідинцівського та №535 Бугруватівського родовищ.

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є розроблення науково-практичних рішень для проектування і вибору орієнтованими КНБК на базі ВД для буріння ПСС і ГС суміщеним способом.

Основні завдання дослідження:

1. Критичний аналіз існуючого техніко-технологічного забезпечення для буріння ПСС і ГС та їх ефективності на Гнідинцівському і Бугруватівському родовищах.
2. Розроблення математичних моделей орієнтованих КНБК на базі ВД у стовбурі скерованої свердловини з різною кількістю опор для суміщеного способу буріння.
3. Дослідження впливу техніко-технологічних параметрів застосування орієнтованих КНБК на базі ВД в умовах суміщеного способу буріння на силові і енергетичні показники їх роботи в стовбурі скерованих свердловини.
4. Вивчення впливу конструктивних параметрів орієнтованих КНБК із різною кількістю опор на їх проходження в стовбурі скерованих свердловини.

5. Промислова апробація науково-практичних основ проектування і вибору орієнтованих КНБК у промислових умовах на деяких родовищах Дніпрово-Донецької Западни.

Об'єкт дослідження: орієнтовані КНБК на базі ВД для буріння скерованих свердловин суміщеним способом.

Предмет дослідження: силові і енергетичні характеристики взаємодії елементів орієнтованих КНБК на базі ВД із вибоєм і стінками свердловини.

Методи дослідження. Для вирішення поставлених завдань дисертаційної роботи використано методи математичного моделювання, теорії пружності, програмування і статистики, а також експериментальні дослідження в промислових умовах на деяких родовищах Дніпрово-Донецької западини.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Вдосконалено метод розрахунку силових параметрів взаємодії елементів орієнтованих КНБК на базі ВД із різною кількістю опорно-центруючих елементів із вибоєм і стінками скерованої свердловини.
2. Вперше встановлено можливість використання орієнтованих КНБК на базі ВД зі змінним кутом перекошу укороченої шпindelної секції та різною кількістю ОЦЕ у разі суміщеного способу буріння.
3. Вперше розроблено метод оцінки можливості проходження безопорних і одноопорних орієнтованих КНБК і встановлення силових і енергетичних параметрів опору осьового переміщення і обертання системи в стовбурі свердловини.

Практичне значення одержаних результатів дисертації полягає у тому, що отримано доповнення баз даних для вдосконалення системи науково-обґрунтованого вибору орієнтованих КНБК для буріння ПСС і ГС із метою забезпечення параметрів проєктного профілю суміщеним способом і підвищення техніко-економічних показників роботи бурових доліт.

За результатами досліджень розроблено і затверджено: *«Технологічний*

регламент на буріння свердловин із похило-скерованими і горизонтальними стовбурами» ТР31174865.001:2016, який пройшов апробацію під час буріння свердловин і впроваджений у ТОВ «НТП «Бурова техніка», а також «Методика розрахунку орієнтованих компоновок низу бурильної колони для суміщеного способу буріння», та «Методика розрахунку зведеного моменту інерції бурильної колони для роторного та суміщеного способів буріння свердловин», які впроваджені в ТОВ «Ендейвер». Практична цінність отриманих наукових результатів полягає в наступному:

1. Згідно із запропонованими математичними моделями обчислення сил взаємодії орієнтованих одно- та дво- і безопорних КНБК (зі змінним кутом перекошу шпindel'ної секції ВД відносно корпусу) з вибоєм і стінками свердловини, розроблено програму проектування і вибору їх конструкцій для забезпечення різноманітних завдань скерованого буріння.
2. Отримані наукові результати стали основою під час проектування і вибору реальних конструкцій орієнтованих КНБК та успішної реалізації низки проектів із буріння похило-скерованих свердловин №№ 256, 258, 259, 266, 276 і 277 Гнідинцівського та № 535 Бугруватівського родовищ.
3. Доведено можливість використання орієнтованих КНБК на базі ВД зі змінним кутом перекошу укороченої шпindel'ної секції у разі суміщеного способу буріння для стабілізації Zenітного кута стовбура свердловини.

Особистий внесок здобувача. Постановку завдання сформульовано науковим керівником, а здобувачем проведено аналіз техніко-технологічних особливостей буріння скерованих та горизонтальних свердловин на деяких родовищах Дніпровсько-Донецької западини [28, 29, 30, 32, 33, 34 і 35] і розроблено рекомендації з вибору орієнтованих КНБК для буріння стабілізованих ділянок свердловин суміщеним способом [91, 92, 93, 94], де самостійно досліджено вплив конструктивних параметрів орієнтованих КНБК із різною кількістю опор на форми їх статичної рівноваги.

Апробація результатів роботи. Основні положення дисертації доповідалися і обговорювалися на: міжнародних науково-технічних конференціях інституту надтвердих матеріалів (ІНМ) ім. В. Н. Бакуля НАН України (м. Трускавець, 2014 р., 2015 р. і 2016 р.) і міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова освіта та наука. Стан та перспективи» (м. Івано-Франківськ, 2014 р.).

У повному обсязі результати досліджень доповідалися на засіданнях кафедри буріння нафтових і газових свердловин Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу в 2017 і 2018 рр.

Публікації. За результатами досліджень, які викладені в дисертації, опубліковано 11 наукових праць, з них 8 – у фахових наукових журналах, 1 - в іноземному виданні, 1 теза доповіді на міжнародній науковій конференції.

Структура і обсяг роботи. Дисертаційна робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел (112 найменувань). Викладена на 158 сторінках машинописного тексту, містить 58 рисунків і 11 таблиць.

Автор висловлює щире подяку науковому керівнику докт. техн. наук, проф. Чудику І. І. за цінні поради в науковій роботі, а також дякує за надану промислову інформацію ТОВ «НТП «Бурова техніка» і ТОВ «Ендейвер».

РОЗДІЛ 1

СУЧАСНИЙ СТАН ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПРОЦЕСУ БУРІННЯ ПОХИЛО-СКЕРОВАНИХ ТА ГОРИЗОНТАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН

Основна технологічна умова, яка ставиться під час буріння ПСС і ГС – це забезпечення параметрів проектного профілю в різноманітних гірничо-геологічних умовах [1, 2, 4, 9-11, 13, 19, 25-27, 36, 38, 45, 46, 56, 58, 61, 66, 68, 73, 76, 79, 95, 97 і ін.]. Із практики спорудження таких свердловин відомо, що відсоток ефективної реалізації параметрів їх проектного профілю не є значним і це, в свою чергу, вимагає розроблення високоефективних технічних засобів і методичних основ для керування траєкторією буріння. До таких засобів відносяться компоновки низу бурильної колони (КНБК), розмаїття яких описується орієнтованими та неорієнтованими конструкціями для роторного та турбінного способів буріння [3, 7-9, 15, 17-20, 22, 25-27, 53-55, 68, 73, 74, 77-79, 95, 99, 102, 104, 105, 110, 112 тощо].

1.1 Аналіз досвіду буріння скерованих свердловин на Бугруватівському родовищі

На одному із перспективних нафтових родовищ України – Бугруватівському – для збільшення обсягів видобування вуглеводнів впродовж багатьох років широко використовуються технології буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин. З практики виконання робіт на цьому родовищі відомо, що внаслідок наявності в розрізі нестійких гірських порід у разі реалізації технології скерованого буріння свердловин виникають ускладнення. Для систематизації причин виникнення ускладнень під час буріння свердловин на Бугруватівському родовищі проведено аналіз проектної і фактичної виробничої документації.

Першим прикладом є буріння свердловини № 545 Бугруватівського родовища. Процес характеризувався рядом ускладнень і аварій, особливо в інтервалах В-14, В-15 і В-16, спричинених великою кількістю осипань та обвалювань стінок свердловини. Основний вертикальний і три з чотирьох похило-скерованих стовбурів були ліквідовані внаслідок осипання та обвалювання стінок. Окрім того, вони бурились однією і тією ж буровою бригадою, однотипними за конструкцією КНБК і долотами з використанням полімерхлоркалієвого бурового розчину. Цей розчин застосовувався під час буріння й інших свердловин на Бугруватівському родовищі як найстабільніший для цих умов буріння. Слід відзначити, що практично за однакових гірничо-геологічних умов було пробурено п'ять стовбурів, що дозволило детально проаналізувати вплив вищенаведених техніко-технологічних чинників на стійкість їх стінок.

Після розкриття горизонту В-15 трьома стовбурами цієї свердловини та аргілітової пачки гірських порід під ним (над покрівлею горизонту В-16), спостерігались прилипання і затягування бурового інструменту, із подальшим осипанням і обвалюванням нестійких шаруватих аргілітів. У кінцевому етапі це призводило до прихоплень бурильної колони.

Під час буріння першого стовбура свердловини характерними були осипання та обвалювання гірських порід в інтервалі (3250 – 3260) м по вертикалі в підшві горизонту В-15. Зенітний кут стовбура свердловини складав від 65° до 68° . Внаслідок обвалювання гірської породи відбулися втрати циркуляції бурового розчину та прихоплення бурового інструменту. Це призвело до припинення буріння свердловини цим стовбуром.

У процесі буріння другого стовбура свердловини із зенітним кутом 65° також спостерігались обвалювання і осипання гірських порід в інтервалі буріння від 3260 м до 3264 м по вертикалі (між продуктивними горизонтами В-15 та В-16).

У процесі буріння третього стовбура свердловини із зенітним кутом ($65 - 68^{\circ}$) в інтервалі 3220-3240 м по вертикалі у перемичці між продуктивними

горизонтами В-14 і В-15 також спостерігались осипання і обвалювання гірських порід. Як і в попередніх випадках, буріння закінчилось втратою циркуляції промивальної рідини внаслідок обвалювання гірської породи та прихопленням бурового інструменту.

За результатами аналізу промислових даних (буріння вертикального і трьох похило-скерованих стовбурів у свердловині № 545), ухвалили рішення змінити траєкторію стовбура свердловини так, щоб інтервал інтенсивного викривлення стовбура знаходився у найстійкіших породах московського і верхньої частини башкирського ярусів. Нестійкі породи горизонту В-15 і перемички між продуктивними горизонтами В-14, В-15 і В-16, які складені глинистими сланцями, аргілітами і прошарками кам'яного вугілля, бурилися з малими змінами зенітного кута.

Для підтвердження висновків щодо причин виникнення аварійності під час буріння свердловини № 545, проведено порівняння матеріалів спорудження свердловини № 553 за рівнозначних гірничо-геологічних умов Бугруватівського родовища) компанією «Schlumberger».

Буріння першого похило-скерованого стовбура в породах верхньовізейського під'ярусу характеризувалося постійними проробками стовбура свердловини, посадками та зтяжками бурового інструменту. У процесі встановлення величини зенітного кута близько 64° із дотриманням інтенсивності викривлення стовбура свердловини $4^\circ/10\text{м}$, у відкладах продуктивного горизонту В-15 знову повторилося прихоплення бурильного інструменту з втратою циркуляції бурового розчину.

Буріння другого стовбура із зенітним кутом $64,8^\circ$ в продуктивних горизонтах верхньовізейського під'ярусу також супроводжувалось осипанням і обвалюванням стінок свердловини. При цьому інтенсивність викривлення стовбура свердловини коливалася в межах $\sim 3,5^\circ/10\text{м}$. Характерними і частими були постійні пророби стовбура, зтяжки та посадки бурового інструменту. Під час досягнення зенітного кута 90° на свердловині № 553 Бугруватівського родовища прихопило буровий інструмент. Подальші роботи із ліквідації аварії

призвели до поломки бурового інструменту, довготривалої аварії та її консервації з 2007 року.

Як показав практичний досвід роботи із буріння низки скерованих стовбурів свердловин на цьому родовищі, основною причиною низької якості робіт стало довготривале розбурювання нестійких і схильних до осипання й обвалювання гірських порід, особливо у разі виконання багаторазових СПО. Адже традиційна технологія буріння цих стовбурів передбачала поглиблення вибою з використанням орієнтованої КНБК на базі ВД із подальшим проведенням СПО та застосуванням роторного способу для проведення проробки, що затягувало в часі цей процес і суттєво знижувало рейсову швидкість проходки, і спричинило пошук нових рішень до забезпечення високих кількісних і якісних показників спорудження скерованих свердловин.

На основі аналізу причин ускладнень і аварій згаданих свердловин № 553 і № 545 Бугруватівського родовища зроблено низку вдосконалень щодо реалізації технологічного процесу і отримано позитивний досвід буріння горизонтальних свердловин № 525 та № 530, які були безаварійно проведені із залученням компанії «Weatherford» у 2012 та 2013 роках (хоча зі значним перевищенням термінів).

Для подальшого буріння свердловини № 535 Бугруватівська було прийнято рішення використати принципово новий техніко-технологічний підхід. Суть нового підходу полягає в застосуванні орієнтованих КНБК на базі гідравлічного ВД (ГВД) із регульованим кутом перекосу та укороченою шпindelною секцією в режимі «слайду» (буріння з використанням ВД) із подальшим їх застосуванням у разі суміщеного способу буріння для проробки проведеного «слайдом» стовбура і, також, можливого подальшого незначного поглиблення вибою (на 3-5 м). Цей підхід показав можливість одночасного застосування орієнтованої КНБК у разі буріння скерованої свердловини ВД (у режимі «слайду») із подальшим проробленням отриманого стовбура цією ж компоновкою, проте в режимі суміщеного способу без використання СПО. Це значно пришвидшило поглиблення свердловини і тим самим збільшило рейсову

швидкість буріння. Проте, запропонований локальний техніко-технологічний підхід ґрунтувався виключно на практичному досвіді буріння скерованої свердловини № 535 Бугруватівського родовища, який для розширеного використання повинен мати наукове обґрунтування. Це підтверджує необхідність розроблення науково-методичного підходу проектування і вибору орієнтованих КНБК для буріння скерованих свердловин суміщеним способом буріння.

1.2 Аналіз сучасного стану забезпечення процесу буріння ПСС і ГС технічними засобами

Класична теорія скерованого буріння свердловин передбачає використання відповідного техніко-технологічного забезпечення для відповідних гірничо-геологічних умов буріння свердловини. Основою в бурінні скерованих свердловин є КНБК.

КНБК – це нижня частина бурильної колони, призначена для створення осьового навантаження на долото і забезпечення ефективного процесу буріння свердловини в заданому напрямі. За принципом керування вони поділяються на неорієнтовані і орієнтовані [19, 41 і ін.].

У залежності від конструкції неорієнтовані компоновки в основному складаються з обважнених бурильних труб (ОБТ), у визначених місцях яких встановлюються такі елементи як: опорно-центрувальні елементи (ОЦЕ) (центратори, калібратори), розширювачі, бурові амортизатори [19, 41 і ін.]. Обов'язковими елементами, якими КНБК контактує із вибоєм і стінками свердловини, є долото й верхня точка дотику, після якої бурильна колона лежить на нижній її стінці [19, 41 і ін.].

Орієнтовані конструкції здебільшого компонуються ВД, до складу якого можуть входити різноманітні засоби для отримання відповідної інтенсивності зенітного, азимутального або просторового викривлення свердловини [2, 4, 9, 25-27, 41, 60, 66, 69, 74, 79, 80, 95 і ін.].

Неорієнтовані компоновки (окрім безопорних) охоплюють ОЦЕ, місце встановлення яких визначається умовами буріння здебільшого умовно-прямолинійних (вертикальних або похило-прямолинійних) інтервалів свердловин [5, 7, 8, 19, 20, 25-27, 38, 51, 57, 75, 81, 95, 96 і ін.].

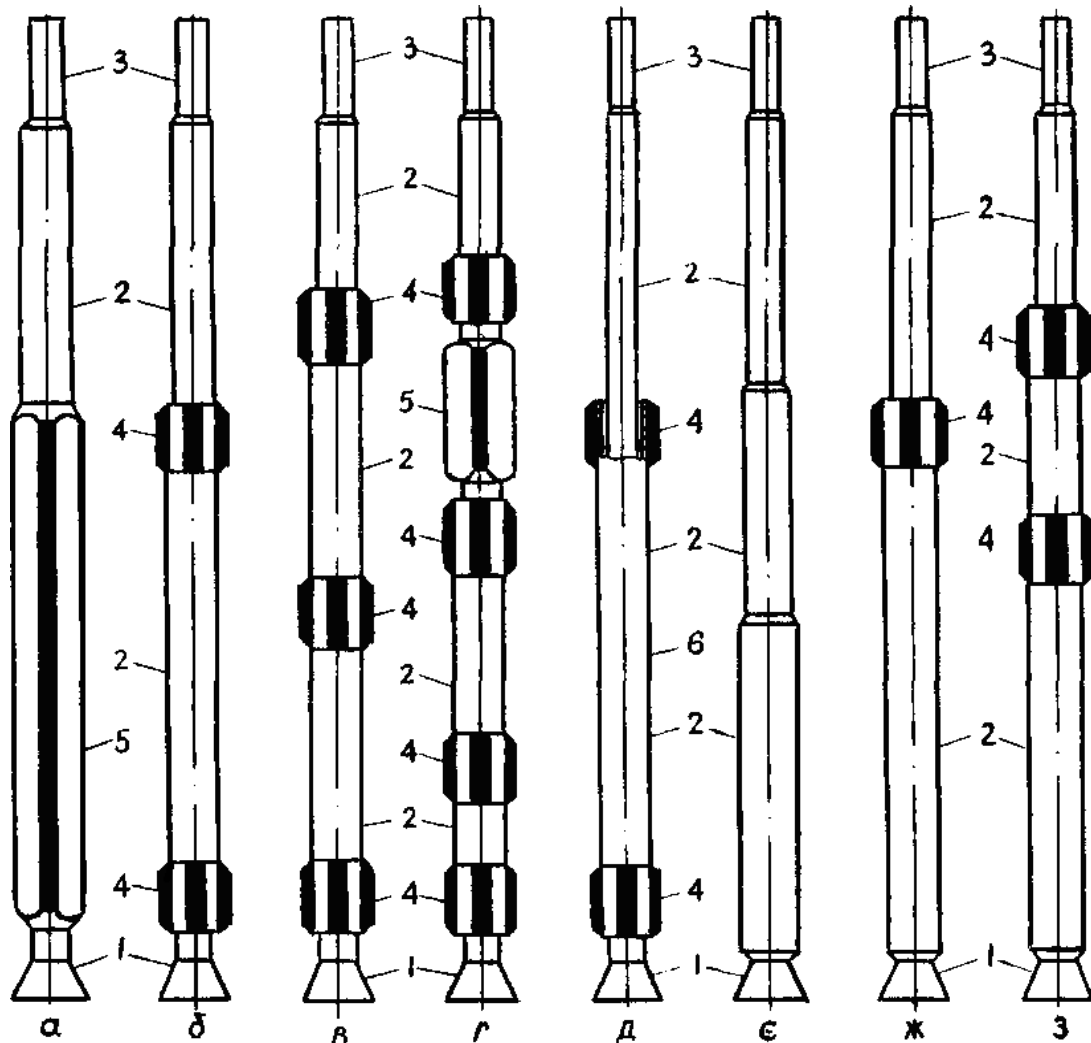
Відомі на сьогодні методики проектування і вибору їх конструкції забезпечують вибір у переважній більшості неорієнтованих компоновок довільних конструкцій, враховуючи як гірничо-геологічні умови буріння [3, 5, 13, 15, 19, 20, 25, 42, 47, 52, 63, 65, 95, 96, 97, 102, 103, 105, 108 та ін.] так і особливості конструкції КНБК [7, 9, 14, 16-18, 21-24, 26, 37, 46, 50, 52, 59, 63, 65, 66, 68, 69, 75, 77, 78, 81-90, 99, 106, 107, 109, 111 та ін.].

Використовуючи результати наукових досліджень за темою дисертації, її автором зроблено їх критичний огляд для реалізації мети і завдань дослідження.

Шляхом критичного аналізу науково-технічної і патентно-ліцензійної інформації систематизовано основні типи КНБК, які знайшли застосування у процесі керування траєкторії буріння вертикальних і похило-скерованих свердловин.

За призначенням КНБК є [3, 5, 7-9, 14, 16, 19, 20-25, 41 і ін.]: стабілізаційними – для буріння похило-скерованих ділянок із дотриманням або запобіганням зміни заданої траєкторії стовбура свердловини, а також відхиляючими – для зменшення або збільшення викривлення.

Більшість вертикальних свердловин бурять неорієнтованими компоновками, і їх використання пов'язано переважно з запобіганням викривлень та забезпечення стабілізації ділянок свердловини, рис. 1.1 і 1.2 [2, 8, 14, 16, 19, 20, 31, 37, 38, 39, 41, 42, 45, 46, 48, 57, 58, 59, 63, 73, 77, 80, 81, 85, 87, 90, 95, 97, 98 і ін.].

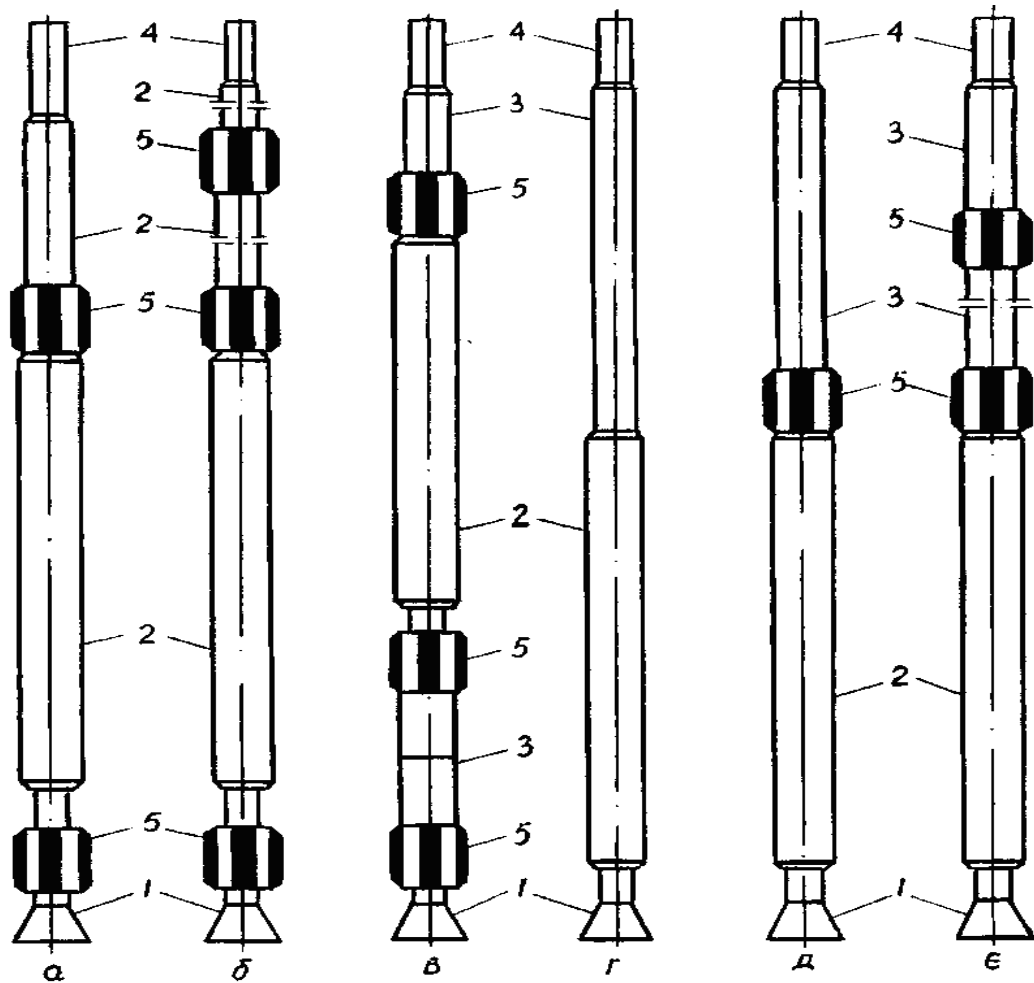


- 1 - долото;
 2 – обважнені бурильні труби (ОБТ);
 3 – сталеві бурильні труби (БТ);
 4 - центратор (калібратор);
 5 - квадратна ОБТ;
 6 - наддолотний стабілізуючий пристрій.

Рисунок 1.1 – Схеми конструкцій КНБК для буріння роторним способом вертикальних і похило-прямолінійних ділянок свердловин

Керування вертикальністю і прямолінійністю стовбура свердловини в переважній більшості натепер забезпечують жорсткі КНБК [3, 17, 20, 72, 73, 77, 81, 96, 97, 101, 110 і ін.], до складу яких входять наддолотний калібратор, ОБТ, ВД, ОЦЕ [7, 17, 20, 24, 51, 73, 77, 81, 90, 95 і ін.]. Розташування опор у складі КНБК визначається розрахунковим шляхом, метою якого є отримання

мінімального загального кута повороту нижнього кінця компоновки [7, 11, 13, 20, 82 і ін.].



- 1 - долото;
- 2 - турбобур;
- 3 - ОБТ;
- 4 - сталева БТ;
- 5 - центратор (калібратор).

Рисунок 1.2 – Схеми конструкцій КНБК для буріння вертикальних ділянок свердловин із використанням ГВД

За таких умов найпростішою конструкцією жорсткої компоновки є безопорна конструкція з максимально-допустимим діаметром квадратної ОБТ (рис. 1.1,*a*) [112]. Незважаючи на відносну простоту конструкції, такі КНБК

сьогодні мають обмежене використання внаслідок поганої керованості під час буріння вертикальних, а тим більше і скерованих свердловин [81, 87].

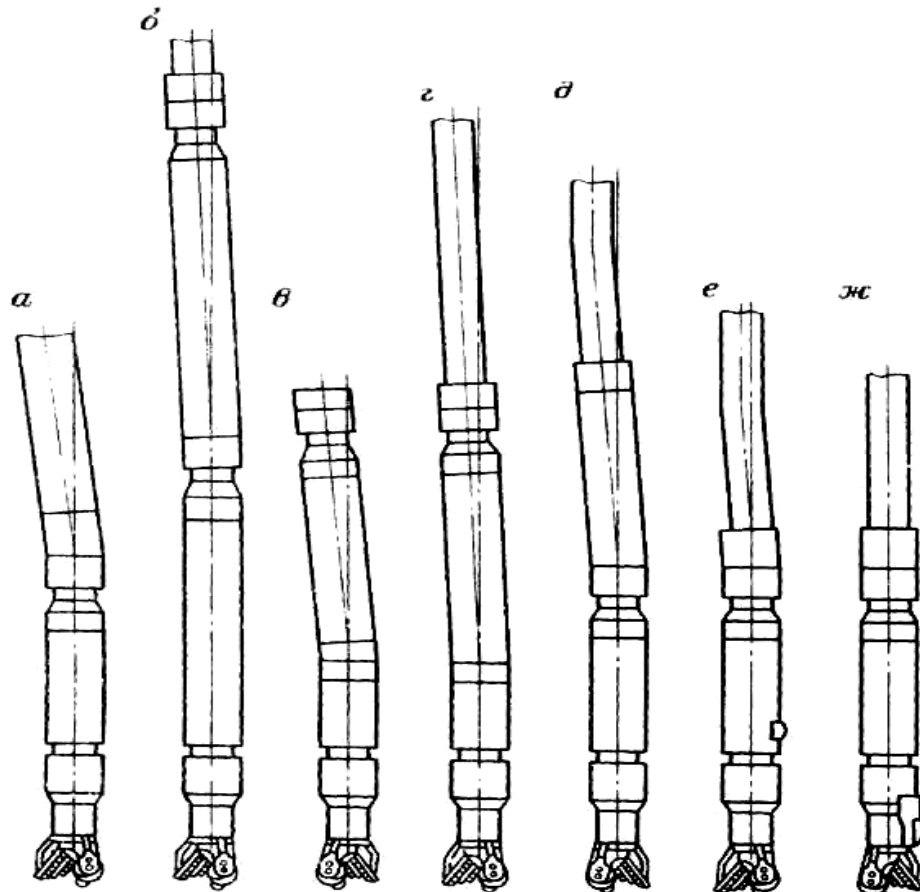
Поширенішими у використанні для буріння вертикальних і скерованих свердловин є неорієнтовані КНБК із двома (рис. 1.1, б і 1.2, а), трьома і більше ОЦЕ (рис. 1.1, в, з) [3, 14, 26, 38, 39 і ін.] (рис. 1.2, б, в). Конструктивною перевагою таких компоновок відносно гладких є можливість створення жорсткішої системи в наддолотній частині бурильної колони (БК) [3, 14, 26, 38, 39 і ін.].

Для буріння роторним способом стабілізаційних інтервалів вертикальних і скерованих свердловин у м'яких, слабо зцементованих породах необхідною умовою є зменшення до нуля бокового відхиляючого зусилля і згинального моменту на долоті [7, 9, 15, 16, 38, 50, 72, 73, 77, 94 і ін.]. Це було досягнуто шляхом використання наддолотного стабілізуючого пристрою в нижній частині БК (рис. 1.7, д)) [2, 8, 16, 20, 78 і ін.]. Подібною за принципом дії цієї компоновки є інша її конструкція - УНБК (рис. 1.7, в) [12] як ефективна система для зменшення інтенсивності викривлення стовбурів свердловин у складних геологічних умовах.

Відомим на практиці також є інший тип компоновок, в яких для забезпечення зниження зенітного кута стовбура свердловини використовують сили гравітації. За принципом дії випрямляючої сили на долоті, ці компоновки мають назву "маятникових" (рис. 1.1, є і 1.2, з) [2, 12, 36, 38, 56, 76, 95 і ін.]. У разі встановлення в них одного або двох центраторів на обчисленій віддалі від долота «маятниковий» або випрямляючий (рис. 1.1, ж, з і 1.2, д, є) [3, 6, 12, 77, 81, 82, 95 і ін.].

Буріння ПСС і ГС безумовно пов'язане із забезпеченням примусового викривлення стовбура свердловин у проектному напрямку шляхом застосування відповідних технологічних підходів і технічних засобів у відповідності до заданих гірничо-геологічних умов із урахуванням вимог техніко-економічної ефективності [7, 9, 10, 12, 16, 17, 22, 25-27, 51, 69, 71, 74, 78, 79, 80, 97, 102, 105, 110 і ін.].

До складу орієнтованих компоновок [9, 10, 21, 26, 27, 57, 60-63, 65-67, 69-71, 74, 78, 111 і ін.] переважно входять елементи примусової зміни кута викривлення осі БК (криві перехідники, ексцентричні накладки на корпус ВД, механізми викривлення в системах ВД), рис. 1.3.



- а* – перехідник із перекошеними нарізнями;
- б* – викривлений ВД;
- в* – турбінний відхилювач;
- г* – турбінний відхилювач і кривий перехідник;
- д* – відхилювач Р-1;
- е* – накладка і кривий перехідник;
- ж* – ексцентричний ніпель.

Рисунок 1.3 – Схеми конструкцій КНБК для буріння викривлених ділянок свердловин із використанням гідравлічних ВД

На сьогодні відомо два основні способи спрямованого буріння свердловин [9, 12, 26, 27 і ін.]. До першого належать техніко-технологічні засоби, які для отримання відповідних параметрів стовбура використовують природні закономірності викривлення стовбура свердловин [9, 12, 26, 27 і ін.]. До другого способу спрямованого буріння свердловин, всупереч дії геологічним чинникам, належить технологія примусового або штучного викривлення [10, 12, 18, 21, 22, 25, 60, 61-64, 66, 67, 69-71, 74, 76, 78, 85, 86 і ін.].

У відповідності до вищезазначеного на сьогодні відомими є три основні методи спрямованого буріння [12, 59, 60]:

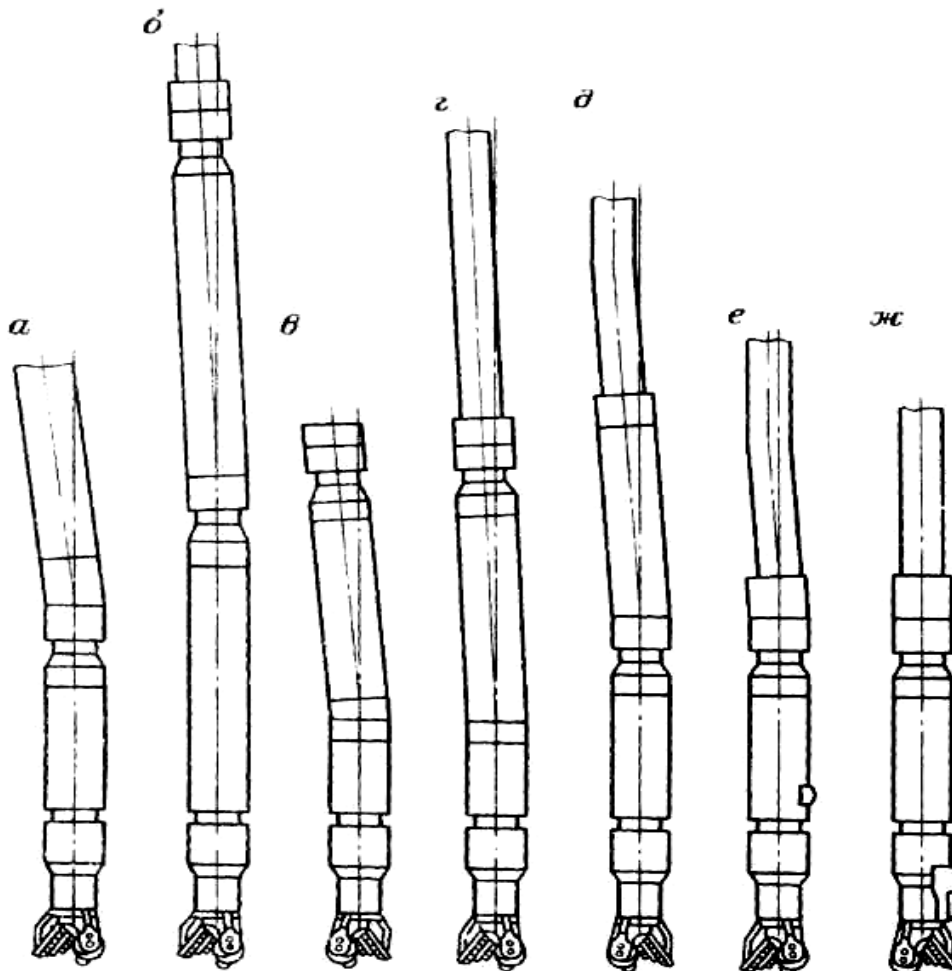
- застосування закономірностей природного викривлення;
- використання засобів примусового викривлення свердловин;
- комбінований як синергія двох попередніх.

Сьогодні під час буріння ПСС і ГС застосовують різні конструкції відхиляючих пристроїв, в основі яких закладено використання спеціальних вузлів, які спрацьовують під тиском промивальної рідини або осьового навантаження або практикуються до використання активні КНБК зі змінною геометрією робочого профілю [9, 26, 27, 53-56, 66, 76, 85, 86 і ін.]. Застосування цих засобів дозволяє оперативно керувати траєкторією буріння свердловини.

Не менш важливим є досвід застосування керованих КНБК в Україні, Росії, Азербайджані спроектованих на базі ВД під час буріння свердловин [9, 10, 12, 26, 62, 64, 67, 69-72, 76, 79 і ін.]. До їх конструкції зазвичай входять: долото, укорочений ВД і відхилювач, установлений між секціями ВД (рис. 1.3, б) або вмонтований в якості турбінного відхилювача (рис. 1.3, в) [12, 62-64, 67].

У геологічних розрізах, складених стійкими гірськими породами і де не очікується збільшення діаметра стовбура свердловини, як показала практика, доцільно застосовувати компоновки (рис. 1.3, а, б і в) [12]. У разі ризиків збільшення діаметра стовбура свердловини внаслідок осипання і розфрезювання стінок, доцільно застосовувати КНБК, зображені на рис. 1.3, г і д [1, 3, 8, 9, 10, 22, 26, 41, 48, 50, 58, 62 і ін.].

Окрім вищенаведених компоновок, для керування проектним викривленням стовбура свердловини використовують їх конструкції, до складу яких входять відхилювач Р-1 (рис. 1.4, *д*), накладка на корпусі ВД, кривий перехідник (рис. 1.4, *е*) та ексцентрична металева або гумова накладка на ніпелі (рис. 1.3, *ж*) [12, 25-27, 78 і ін.].



- а* – перехідник із перекошеними нарізнями;
- б* – викривлений ВД;
- в* – турбінний відхилювач;
- г* – турбінний віхпильовач і кривий перехідник;
- д* – відхилювач Р-1;
- е* – накладка і кривий перехідник;
- ж* – ексцентричний ніпель.

Рисунок 1.4 – Схеми конструкцій КНБК для буріння викривлених ділянок свердловин із використанням ГВД

Компоновки з накладками (рис. 1.4, *е, ж*) пропонують застосовувати за умов отримання незначної інтенсивності зміни кута викривлення (до $1^\circ/10$ м) [12]. Компоновки з двома вузлами викривлення комплектуються відхилювачем і перехідник із перекошеними осями приєднувальних різьб (рис. 1.4, *з*) [9, 12, 18, 21, 25, 26, 27 і ін.].

Окрім наведених пасивних засобів керування параметрами проектного профілю на практиці під час спорудження ПСС і ГС сьогодні широке використання отримали керовані системи в парі з вибійними телеметричними системами для можливості контролю за траєкторією осі стовбура свердловини, [12, 63-65, 68]. До останніх і поширених систем можна віднести телеметричне забезпечення компанії “SMF International” і “Eastman Christensen” [12, 25, 76, 79, 99, 102, 108 і ін.].

Система “Telepilot” [12, 76, 79] складається з двох частин, які з’єднані між собою замковим підшипником (вальницею). Вісь підшипника нахилена до осі верхньої секції під деяким кутом. У них розміщені системи приводу і керування. Привод цього механізму має гідроциліндр із пустотілим підпружиненим поршнем із профільною канавкою. Під час повороту однієї секції відносно іншої на 180 градусів кут перекошу між ними складає 2α . Запірний механізм забезпечує зміну кута викривлення в діапазоні $0-3^\circ$. Вузли керування відхилювача є двох типів (механічні і електричні), трьох типорозмірів (171,5; 196,8 і 241,3 мм) [12, 76, 79]. Перший типорозмір забезпечує максимальне відхилення на кут 2° і спрацьовує за тиску (0,7-1,0) МПа. Він може використовуватись у свердловинах діаметром (212,7 – 250,8) мм у компоновках із звичайними і немагнітними ОБТ.

Відхиляюча система компанії “Eastman Christensen” [12, 79] виконана подвійним згином у шпindelній секції ВД, де напрям одного протилежний напрямку другого. Загальний кут згину змінюється від $0,13^\circ$ до $0,78^\circ$. Інтенсивність набору кривизни регулює зміна діаметрів і положення центраторів, які розміщені на верхній і нижній частині ВД [12, 79].

Під час буріння ПСС і ГС неорієнтованими КНБК, по-перше, використовують закономірності природного викривлення, а також:

- центратори, в тому числі повно- і неповно розмірні [32, 5, 7, 9, 10, 12, 17-26, 31, 38-49, 51-59, 72-78, 81-90, 95-102 і ін.];
- радіально-пружні пристрої [9, 10, 12, 25-27, 37, 60, 68, 79 і ін.];
- шарнірні муфти [9, 10, 12, 25-27, 76, 79 і ін.];
- спіральні центратори і засоби перетворення нормальної складової ваги компоновки на відхиляюче зусилля на долоті [25, 26];
- гнучкі елементи [12, 79].

1.3 Аналіз сучасного стану методичного забезпечення для проєктування КНБК

Для правильного проєктування і вибору тих чи інших КНБК, не зважаючи на багаторічне вивчення умов їх роботи в стовбурі свердловини довільної кривизни, традиційними залишаються два основні підходи [3, 4, 7, 9, 12-14, 16-27, 38-49, 51, 57, 58, 66-69, 72-79, 81-90, 95-100, 102-108, 110-112 і ін.].

Перший практичний, спрямований на вивченні геолого-технологічних умов взаємодії елементів компоновок зі стінками свердловини за допомогою відповідних емпіричних залежностей, які описують тенденцію зміни траєкторії осі стовбура свердловини (зміни зенітного і азимутального кутів) від особливостей конструкції компоновки (жорсткості, геометричні розміри, відстань між центраторами тощо). Цей спосіб використовується, коли набрана відповідна статистика щодо проходки свердловини певними типами компоновок із центраторами з урахуванням закономірностей природного викривлення і параметрів проєктного профілю [12, 31, 39, 42, 46, 81]. Його практичне використання для проєктування і вибору КНБК є складним і низькоефективним [12, 31].

В основі другого, теоретичного способу, покладено складання і обчислення аналітичних моделей КНБК, які використовуються у стовбурі свердловини різних інтенсивностей викривлення. Він використовується для

дослідження різних типів і конструкцій КНБК [3, 4, 7, 9, 12-14, 16-27, 38-49, 51, 57, 58, 66-69, 72-79, 81-90, 95-100, 104-108, 110-112 і ін.]. При цьому, дослідження взаємодії КНБК із вибоєм та стінками свердловини опирається на використання математичних моделей їх розрахунку [3, 4, 7, 9, 12-14, 16-27, 38-49, 51, 57, 58, 66-69, 72-79, 81-90, 95-100, 104-108, 110-112 і ін.].

Перші опубліковані результати реалізації статичної моделі наведено у [13], які в подальшому отримують розширення і в дослідженнях [7, 11, 27, 52, 74, 77]. В них авторами доводиться незначний вплив динамічних сил на умови роботи компоновок у свердловині, особливо за великих zenітних кутів нахилу її осі. А в подальшому в роботах [7, 11, 27, 52, 74, 77] підтверджено доцільність проведення досліджень на основі статичних моделей розрахунку компоновок і вибрано кілька основних підходів:

- метод інтегрування диференціальних рівнянь пружної осі компоновки [5, 7, 11, 13, 18, 20, 21, 38-46, 52, 56, 72, 73, 77, 79-90 і ін.];
- метод трьох моментів [10, 14, 18, 21, 22, 25, 26 і ін.];
- метод початкових параметрів [18, 50, 51, 57 і ін.];
- метод кінцевих різниць [18, 59 і ін.];
- метод обчислення енергії деформації КНБК [15, 16, 81 і ін.].

Метод інтегрування диференціальних рівнянь пружної осі КНБК найпоширеніший і застосовується як для плоских, так і просторових форм її згину [5, 7, 11, 13, 18, 20, 21, 38-46, 52, 56, 72, 73, 77, 79-90 і ін.].

У вертикальному стовбурі свердловини диференційне рівняння пружної КНБК у разі $\alpha = 0$ записується [13 і ін.]:

$$EI \frac{d^2 y}{dx^2} = Qx - Py - \frac{qx^2}{2}, \quad (1.1)$$

де EI - пружність на згин елемента КНБК;

Q – відхиляюче зусилля на долоті;

P – осьове навантаження на долоті;

q – вага погонного метра елемента КНБК.

Для КНБК у ПСС рівняння (1.1) набуває вигляду, [12, 27 і ін.]:

$$EI \frac{d^2 y}{dx^2} = -M_i + \frac{q x^2}{2} \sin(\alpha), \quad (1.2)$$

де M_i – згинальний момент від дії пружних деформацій КНБК;

α – zenітний кут осі стовбура свердловини.

З урахуванням певних уточнень, у роботах [11, 52] запропоновано вдосконалене диференціальне рівняння її пружної осі КНБК:

$$EI \frac{d^2 y}{dx^2} = Qx - Py + \int_0^x q_{БР} [(y - \eta) \cos(\alpha) + (x - \xi) \sin(\alpha)] d\xi, \quad (1.3)$$

де $q_{БР}$ – розподілена вага елемента КНБК у промивальній рідині;

ξ, η – поздовжня і поперечна координати довільної точки на осі КНБК.

Для практичної реалізації розрахунку КНБК методом диференціальних рівнянь задаються відповідні граничні умови [5, 7, 11, 13, 18, 20, 21, 38-46, 52, 56, 72, 73, 77, 79-90 і ін.]. Вони характеризують відповідне геометричне розташування осі КНБК у місцях різних геометричних розмірів і жорсткості на згин в останній точці контактування компоновки зі стінкою свердловини [5, 7, 11, 13, 18, 20, 21, 38-46, 52, 56, 72, 73, 77, 79-90 і ін.]:

$$x = 0 \Rightarrow y_1(0) = 0, y_1''(0) = 0, \quad (1.4)$$

$$x = l_i \Rightarrow \begin{cases} y_i'(l_i) = y_{i+1}'(0) \\ y_i(l_i) = r_i \\ y_{i+1}(0) = r_i \end{cases}, \quad (1.5)$$

$$x = l_n \Rightarrow \begin{cases} y_n^I(l_n) = 0 \\ y_n^{II}(l_n) = 0 \\ y_n(l_n) = r_n \end{cases} \quad (1.6)$$

У місцях контактування елементів компоновки з різними довжинами або (та) геометричними розмірами граничні умови набувають вигляду [5, 7, 11, 13, 18, 20, 21, 38-46, 52, 56, 72, 73, 77, 79-90 і ін.]:

$$x = l_i \Rightarrow \begin{cases} y_i(l_i) = y_{i+1}(0) \\ y_i^I(l_i) = y_{i+1}^I(0) \\ y_i^{II}(l_i) = y_{i+1}^{II}(0) \end{cases}, \quad (1.7)$$

де l_i - довжина елемента КНБК із сталими геометричними розмірами.

Для реалізації розрахункових схем неорієнтованих КНБК вищенаведеним методом необхідно провести інтегрування диференціальних рівнянь і за відповідними граничними умовами скласти систему рівнянь, розв'язком якої є [5, 7, 11, 13, 18, 20, 21, 38-46, 52, 56, 72, 73, 77, 79-90 і ін.]:

- реакції на ОЦЕ - R ;
- віддаль від верхньої опори до точки контактування КНБК зі стінкою свердловини l .

У роботах [10, 14, 18, 21, 22, 25, 26 і ін.] для розрахунку статичних характеристик взаємодії елементів КНБК із вибоєм та стінками свердловини наведено метод трьох моментів як різновид реалізації статично невизначних систем шляхом заміни зайвих зв'язків на невідомі реакції, а ОЦЕ – на шарніри з додаванням невідомих моментів. У результаті цього КНБК можна замінити на сукупність балок однакових геометричних і жорсткісних характеристик, із моментами згину M_i на кінцях балки, які визначаються за умови рівності кутів повороту суміжних перерізів над шарнірами [10, 14, 18, 21, 22, 25, 26 і ін.]

Цей метод розрахунку статичних характеристик взаємодії елементів КНБК із вибоєм і стінками свердловини також вимагає використання відповідних граничних умов на опорах або певних значень кутів повороту осі компоновки, які необхідно обчислити, ідеалізуючи тільки певні умови їх роботи для кожної окремо взятої конструкції, що обмежує точність результатів [10, 14, 17, 18, 21, 22, 25, 26 і ін.].

Ще одним відомим для розрахунку КНБК за умови, що вони є статично визначними системами, є метод початкових параметрів [18, 59]. Для пружної балки існує диференціальне рівняння прогинів її осі з урахуванням відповідних початкових умов [18, 59 і ін.]:

$$EI y = \frac{EI(D_{ОЦЕ1} - D_{ОБТ})}{2} = \frac{R_0 L_0^3}{6} - \frac{q L_0^4}{4}, \quad (1.8)$$

де $D_{ОБТ}$ – зовнішній діаметр ОБТ.

Реалізація обчислення компоновок за цим методом ведеться для п'яти невідомих величин: $R_{ДОЛЬ}$, $R_{ОЦЕ1}$, $R_{ОЦЕ2}$, R_0 , L_0 із використанням рівнянь, які розкривають статичну невизначеність і рівновагу згинальних моментів, але не дозволяють враховувати змінні жорсткість на згин і вагу погонного метра складових елементів КНБК [18, 50, 51, 57 і ін.].

Для обчислення безопорних гладких КНБК застосовують метод кінцевих різниць [18, 59 і ін.]. З використанням граничних умов на опорних елементах компоновки визначають згинальні моменти і кути повороту її осі в перерізах КНБК, розбитих сіткою на n інтервалів з кроком $\Delta = l/n$. За прогинами осі низу БК для кожного з цих перерізів складають матриці та проводять відповідне обчислення, яке внаслідок неможливості розрахунку багатоелементних систем, має обмежене використання [18, 59 і ін.].

Розрахунок сил взаємодії елементів КНБК із вибоєм і стінками свердловини з використанням енергетичного підходу зводиться до мінімізації

функціоналу повної потенціальної енергії деформації трубної колони (1.10), на основі досліджень, наведених у роботах [15, 16, 81 і ін.]:

$$U(x_i) = \int_0^{l_i} \left[EI_{BK} \left[d^2 y(x)/dx^2 \right]^2 / 2 - P(dy(x)/dx)^2 - \right. \\ \left. - q_{BK} \sin(\alpha) y(x) \right] dx, \quad (1.10)$$

де $y(x)$ – функція прогинів пружної осі КНБК.

Для опису функції прогинів пружної осі КНБК $y(x)$ можуть використовуватися різноманітні різні математичні поліноми, які описують функцію осі КНБК. Так як для кожної окремої її конструкцій компоновки їх записувати необхідно в індивідуальному порядку [15, 16, 81 і ін.].

Виявлені в результаті критичного аналізу недоліки методів обчислення статичних характеристик взаємодії елементів компоновок із вибоєм і стінками свердловини аналітичних залишають актуальним питання вдосконалення наукових основ проектування і вибору КНБК для різних завдань скерованого буріння.

1.4 Аналіз сучасного стану забезпечення засобами контролю параметрів процесу буріння свердловин

Загальними тенденціями в розробці систем контролю і керування процесом викривлення свердловини є: підвищення швидкості обробки інформації, збільшення обсягу вимірювальних параметрів, охоплюючи такі, як радіоактивність, питомий опір гірських порід, припливи флюїдів, рівень вібрації долота, підвищення економічної ефективності і зниження вартості систем [2, 9, 19, 25, 26, 53-55, 73, 79, 102, 106, 110 і ін.].

Телеметричні системи контролю і керування траєкторією стовбура свердловини є одним із головних елементів КНБК, які в різних комбінаціях із ВД, ОБТ, перехідниками регульованого викривлення або фіксованими відпилувачами, centruючими пристроями та калібраторами знаходять широке

застосування у світовій практиці буріння ПС і ГС у залежності від гірничо-теологічних умов кожної конкретної площі чи родовища [2, 9, 19, 25, 26, 53-55, 73, 79, 102, 106, 110 і ін.].

На сьогодні в процесі буріння ПС і ГС традиційними техніко-технологічними засобами більшості робіт, пов'язаних із набором кута, виправленнями траєкторії стовбура свердловини, проведенням скерованих і горизонтальних стовбурів здійснюється з використанням шарошkových доліт, хоча техніко-економічні показники роботи породоруйнівних інструментів, оснащених полікристалічними елементами різання (ПЕР) суттєво переважають аналогічні показники шарошkových конструкцій [2, 9, 19, 25, 26, 53-55 і ін.].

У світовій практиці буріння ПСС і ГС здійснюється за одним із трьох варіантів: із малим, середнім і великим радіусом викривлення [2].

Свердловини з великим радіусом кривизни (більше 190 м) можуть бути реалізовані у разі кущового буріння на суші і на морі, а також під час споруджування окремих свердловин із великим відхиленням від вертикалі за довжини горизонтальної ділянки 600-1500 м. Під час споруджування таких свердловин використовують стандартну техніку та технологію похило-скерованого буріння, які дозволяють отримувати максимальну інтенсивність викривлення $(0,7-2,0)^{\circ}/10$ м [2].

Свердловини з середнім радіусом кривизни застосовують для відновлення продуктивності експлуатаційних свердловин. Максимальна інтенсивність викривлення свердловини – у межах $(3 - 10)^{\circ}/10$ м (радіус 60–190 м) за довжини горизонтальної ділянки 450–900 м [2].

Свердловини з середнім радіусом кривизни є найбільш економічно доцільними, оскільки мають значно меншу довжину стовбура у порівнянні зі свердловинами з великим радіусом. Вони характеризуються найвищою точністю попадання стовбура у задану точку поверхні продуктивного горизонту, що особливо важливо під час розбурювання малопотужних нафтових та газових пластів [2].

Точність реалізації параметрів проєктного профілю ПСС і ГС установлює ряд додаткових вимог до якості стовбура свердловини і обмежень щодо параметрів режиму буріння. Першим із цих параметрів є осьове навантаження на долото, визначення якого забезпечується різноманітними пристроями. Найпростішим, слабо працездатним і неточним, але ще вживаним є “гідралічний індикатор ваги” [2].

На сучасніших бурових установках уже встановлено обладнання, яке в порівнянні з вищезазначеним є значно точніше, надійніше в роботі та поліфункціональне. Проте, існує певна несумісність його використання в поєднанні зі застарілим буровим обладнанням.

Окрім телеметричних систем, для реєстрації навантаження на долото та згинального моменту БК у практиці буріння використовуються спеціальні вибійні пристрої [2, 25] трьох основних типів вимірювальних елементів:

- спеціальні, які сприймають зусилля індикаторами, встановленими в корпус пристрою [2, 25];
- пружні елементи, що є частиною БК [2, 25];
- гідралічні перетворювачі [2, 25].

Особливого значення у розвитку технології буріння ГС набуває вдосконалення системи контролю за траєкторією свердловини – MWD, яка складається з блоку вибійних датчиків, засобів для передачі інформації з вибою і поверхневої апаратури для приймання і дешифрування отриманих даних, що можуть передаватись на поверхню по промивальній рідині, по БК, по гірських породах або кабелем. До функцій цієї системи входить [2, 25, 54]:

- контроль за положенням відхилювача в просторі;
- виявлення зон із аномальним пластовим тиском;
- кореляційний каротаж;
- регулювання крутного моменту і осьового навантаження на бурильний інструмент.

Передача інформації по стовпу промивальної рідини здійснюється шляхом генерування на вибої свердловини імпульсів тиску, що передаються на

поверхню зі швидкістю 1310 м/с. На вибої імпульси тиску піддаються цифровому кодуванню, а на поверхні після розшифрування передаються на монітор [2, 25, 55]. Точність вимірювання кута нахилу стовбура свердловини $0,25^{\circ}$, а азимутального - 2° . Максимально допустима температура для вибійних датчиків (150-175) $^{\circ}\text{C}$ [2, 25, 54].

Інші види цієї системи відрізняються між собою швидкістю передачі інформації з вибою на поверхню, матеріалами виготовлення, надійністю та довговічністю роботи, обсягом накопичувальної інформації про магнітні і радіоактивні властивості гірських порід, їх флюїдонасичення, пористість тощо [2, 54].

До нового покоління системи MWD відноситься система БДС, розроблена англійською фірмою «Дженезіс», яка складається з трьох окремих вибійних модулів, кожний з яких забезпечує отримання певного виду інформації [2, 54]. Перший модуль охоплює оптичний лазерний гіроскоп для вимірювання кута нахилу і азимута свердловини, положення торцевої площини породоруйнівного інструменту. Точність вимірювання двох перших характеристик $0,1^{\circ}$. Другий модуль призначений для визначення осьового навантаження на долото, крутного моменту, витрат промивальної рідини, температури і тиску у кільцевому просторі свердловини і всередині БК, механічної швидкості буріння, частоти обертання колони і ВД. За необхідності модуль може контролювати положення кривого перехідника. Третій модуль забезпечує отримання з вибою інформації про магнітні властивості, природну радіоактивність і відносний опір гірських порід, а також наявність у породі нафти. Система БДС стійка до вібрацій та ударів, застосовується у широкому діапазоні температур і має ресурс 1400 год [2, 54].

Надійний контроль за напрямком стовбура свердловини забезпечує також система Павер Драйв Арчер RSS (The Power Drive Archer RSS) фірми «Сінемах» [2, 54]. Вона застосовується для виконання будь-яких операцій із керування напрямком ПС і ГС, забезпечує збільшення швидкості буріння і зменшує вартість одного метра проходки.

Роторно-керовані системи RSS успішно використовуються у бурінні компанією «Cimarex» в регіоні родовища Cana-Woodford [53-55]. У 2010 році з використанням системи RSS пробурено ділянку діаметром 8³/₄" на свердловині Karrus 1-22H із інтенсивністю набору кута 8°/100 футів, де швидкість проходки на 80 % була більшою, ніж на попередніх свердловинах [53-55]. Нерівномірність викривлення стовбура свердловини знижена на 20% у порівнянні з стовбурами раніше пробурених свердловин з використанням ГВД [2, 53-55, 62, 67, 69, 71, 104, 106 і ін.]. У подальшому компанією «Cimarex» пробурено 17 свердловин на родовищі Cana-Woodford, використовуючи систему RSS для буріння ділянки набору кривизни. В багатьох із цих свердловин у процесі буріння інтервалів стабілізації, досягнуто збільшення швидкості проходки, в порівнянні зі свердловинами, де використовувались ГВД [31, 32, 53 і ін.].

За кращої якості стовбура свердловини також стало простіше спускати обладнання для закінчування свердловини. Грунтуючись на успіху цих та інших свердловин, використання роторно-керованих систем (RSS) The Power Drive Archer RSS фірми «Cinematx» продовжується [31, 32, 53 і ін.].

До нового покоління роторно-керованих систем відноситься РКС «Revolution» компанії «Weatherford» [54]. Ефективний контроль за викривленням стовбура забезпечує плавність його вигину, зменшує жолобоутворення і дає змогу успішно завершити споруджування свердловин. Основними перевагами цієї системи є те, що: в системі використовується один центратор, що не обертається (довжина 1,3 м); відсутність внутрішніх частин, що рухаються; відсутність елементів, які можуть бути закольматовані частинками породи чи кольматантами та ін. [54].

Компанія «Schlumberger» розробляє власні роторно-керовані системи RSS [29, 53]. Однією з останніх моделей є Power Drive X6 (PDX6) – роторно-керована система, яка керує напрямком буріння стовбурів ПС і ГС у 3-D моделі. Всі елементи системи PDX6 і вся БК обертаються в процесі буріння. У процесі проходження бурового розчину крізь систему, модуль електроніки

приводить в дію лопасті, що знаходяться над долотом, за допомогою яких можна змінювати напрям буріння. За необхідності PDX6 можна використовувати самостійно без ГВД у комбінації з PowerPак ГВД і телесистемами MWD/LWD [29, 53].

Вітчизняна вибійна система конструкції НВП «Потенціал» має кабельний канал зв'язку і вимірює осьове навантаження і обертовий момент на долоті, зенітний кут викривлення з похибкою $(0,45-1,0)^0$, азимут (похибка 2^0), положення відхилювача, температуру і електроопір на вибої свердловини, здійснює запис гамма-каротажу [29, 53].

1.5 Техніко-технологічні особливості буріння свердловин на Гнідинцівському та Бугруватівському родовищах

Комплекс робіт із буріння інтервалу похило-скерованої свердловини №258 Гнідинцівського родовища проводили фахівці Прилуцького УБР ПАТ «Укрнафта» спільно з ТОВ «НТП «Бурова техніка». Під час роботи було використано таке основне обладнання [33]:

1. Породоруйнівний інструмент компанії «Волгабурмаш».
2. Герметизовані оливонаповнені ГВД діаметром 165 мм із укороченою шпindelною секцією компанії «Wenzel» із кутом перекошу $1,22^0$, де максимальна інтенсивність викривлення досягає $14^0/30$ м.
3. Телеметрична система з гідравлічним каналом зв'язку канадської фірми «DrillTek MWD».
4. Схема КНБК наведена на рис 1.5.

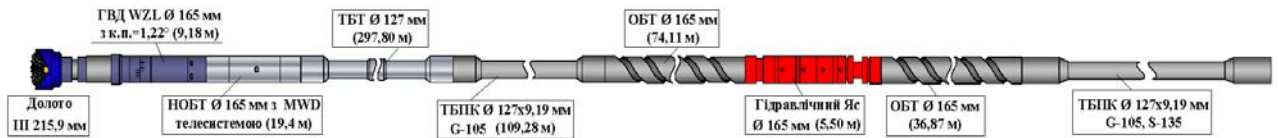


Рисунок 1.5 – КНБК для буріння похило-скерованої ділянки свердловини № 258 Гнідинцівського родовища

Прийняття рішення про необхідність проведення корегування траєкторії стовбура свердловини є однією з найбільш складних інженерних завдань у процесі буріння похило-скерованої свердловини. Вирішальне значення для рішення про початок корегування відіграє техніко-технологічна підготовка для реалізації цього процесу та основні правила при його виконанні.

Першочерговим у процесі похило-скерованого буріння є перевірка вибійного обладнання, яке буде використовуватись, провести обчислення умов роботи БК на встановлення режимів виникнення «баклінг-ефекту» [33, 34, 102, 104 і ін.] та місця встановлення яса. Наступним етапом є вибір кута перекосу ГВД для забезпечення проектної траєкторії стовбура свердловини з урахуванням проектної траєкторії та характеристик ВД.

Початок скерованого буріння (зрізка з вертикальної ділянки) проводиться без обертання БК (буріння в режимі «слайду»). Під час проходження перших метрів у режимі «слайду» фактичні показники набору кривизни можуть відрізнятися від зазначених у паспорті на ГВД. У випадку, якщо фактична інтенсивність викривлення є більшою від проектної, роблять детальний порівняльний аналіз фактичних і проектних значень, порівнюють їх із проектною характеристикою ГВД під час буріння у режимі «слайду», з урахуванням відстані від долота до датчика інклінометрії телеметричної системи (це, як правило, 10-15 м) і після цього бурять необхідний інтервал із обертанням БК [33, 34, 102, 104 і ін.].

Якщо фактична інтенсивність відповідає проектній, процес буріння продовжується без обертання БК у режимі «слайду». За мови, якщо кут перекосу, встановлений на ГВД, дозволяє виконувати обертання БК, необхідно обов'язково проводити калібрування стовбура свердловини з обертанням БК

перед черговим нарощуванням [33, 34, 102, 104 і ін.]. Якщо ж фактична траєкторія після перших замірів інтенсивності є меншою від проєктної, потрібно завчасно підняти КНБК для зміни кута перекосу ГВД, щоб уникнути забурювання другого стовбура.

Слід зазначити, що більшість конструкцій ГВД мають обмеження щодо значень кута перекосу шпindelьної секції відносно корпуса, за якого можливе обертання БК і буріння комбінованим способом. Як правило, провідні компанії-виробники ГВД не рекомендують обертання БК із кутом перекосу на корпусі ГВД більше ніж $1,5^\circ$ [52 і ін.]. Тому за необхідності буріння з великою (більше $3^\circ/10$ м) інтенсивністю викривлення, в інтервалах зарізання бокових стовбурів, зрізання з цементного моста після вирізання частини обсадної колони та ін., необхідно проводити додаткові СПО з великим (більше $1,5^\circ$) кутом перекосу ГВД, але в такому випадку буріння буде проводитись без обертання БК [52 і ін.].

Проте, деякі компанії вирішили цю проблему і розробили спеціальні ГВД із укороченою шпindelьною секцією [33, 52 і ін.], які дозволяють проводити буріння з більшою інтенсивністю в режимі «слайду» та у разі необхідності застосовувати суміщений спосіб, що є неможливим із звичайними ГВД. Це американська компанія National Oilwell Varco та компанія «Wenzel». ГВД укороченою шпindelьною секцією компанії «Wenzel» використовуються в Україні для буріння горизонтальних свердловин №256, №258 і інші на Гнідинцівському родовищі [33].

Розвиваючи цей практичний напрям скерованого буріння з використанням вищенаведеного обладнання без ускладнень та аварій і у короткий термін успішно пробурена горизонтальна ділянка свердловини №535 Бугруватівська. Цей факт є вкрай важливим підтвердженням ефективності прийняття технологічних рішень для проходження серпухівських і верхньовізейських відкладів. Конструктивні особливості таких КНБК для буріння свердловини № 535 Бугруватівська наведено у табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Конструктивні параметри орієнтованих КНБК для буріння свердловини № 535 Бугруватівська

ч.ч.	Елемент компоновки бурильного інструменту	Зовнішній діаметр, мм	Інтервал буріння, м			
			3326 – 3411	3411 – 3426	3426 – 3448	3448 – 3488
1.	Долото (3-шарошкове)	215,9	+	+	+	+
2.	ГВД 7/8 6.0 (ВН - гладкий)	165	1.41 ⁰	1.41 ⁰	1.73 ⁰	1.59 ⁰
3.	Орієнтуючий перехідник 6 1/2"	165	+	+	+	+
4.	Немагнітна ОБТ із т/с MWD всередині 6 1/2"	165	+	+	+	+
5.	Перехідник Н 4 1/2" IF x М з - 133*	165	+	+	+	+
6.	HWDP 168x127x89 мм	168	+	+	+	+
7.	ТБПК 127x9,19 G-105	127	+	+	+	+
8.	HWDP 168x127x89 мм	168	+	+	+	+
9.	Гідравлічний яс	165	+	+	+	+
10.	HWDP 168x127x89 мм	168	+	+	+	+
11.	Акселератор	165	+	+	+	+
12.	HWDP 168x127x89 мм	168	+	+	+	+
13.	ТБПК 127x9,19	127	+	+	+	+

Як видно із таблиці 1.1 для буріння з інтенсивністю набору зенітного кута 3,5 °/10 м свердловини № 535 Бугруватівська з 3326 м до 3488 м в чотирьох інтервалах (3321-3411 м, 3411-3426 м, 3426-3448 м, 3447-3488 м) використовувалися компоновки із різними значеннями кута перекосу шпинделя ВД, способи буріння також різнилися (таблиця 1.2).

Аналізуючи дані таблиці 1.2, слід звернути увагу на успішне використання орієнтованих компоновок у трьох із чотирьох етапів буріння інтервалу (3321 – 3488) м із різними значеннями кута перекосу шпиндельної секції по відношенню до корпусу як під час буріння в режимі «слайду» так і режимі «ротор».

Таблиця 1.2 – Результати буріння свердловини № 535 Бугруватівська орієнтованими КНБК

ч.ч.	Показники буріння	Інтервали буріння горизонтального стовбура свердловини, м			
		3321-3411	3411-3426	3426-3448	3447-3488
1.	Проходка в режимі «слайд», м	82	15	18	33
2.	Тривалість буріння в режимі «слайд», год	55,5	15,8	66,1	92,7
3.	Проходка в режимі «ротор», м	3	0	3	3
4.	Тривалість буріння в режимі «слайд», год	58,2	0	5,8	4,3
5.	Всього пробурено, м/год	85/58,2	15/15,8	21/71,8	36/96,9
6.	Середня механічна швидкість буріння, м/год	1,8	0,9	0,4	0,4
7.	Середнє навантаження на долото в режимі «слайд», т	12,8	15,3	19,2	14,6
8.	Середня механічна швидкість буріння в режимі «ротор», м/год	1,1	0	0,5	0,7
9.	Середнє навантаження на долото в режимі «ротор», т	6,0	0	8,0	11,0
10.	Загальна середня механічна швидкість буріння, м/год	1,5	1,0	0,3	0,4
11.	Загальне середнє навантаження на долото, т	11,9	15,3	16,4	14,5

1.6 Постановка завдань досліджень і вибір методів їх вирішення

На основі проведеного аналізу результатів аналітичних і промислових експериментальних досліджень процесу керування траєкторією ПСС і ГС зроблено висновки, які розкривають суть існуючої проблеми реалізації параметрів проєктного профілю з використанням орієнтованих КНБК у разі суміщеного способу буріння.

1. Аналіз сучасного стану проблем буріння ПСС і ГС на Бугруватівському і Гнідинцівському родовищах показав - обмежену здатність існуючого традиційного науково-практичного і техніко-технічного

забезпечення параметрів проєктного профілю за особливих гірничо-геологічних умов. Сьогодні для керування траєкторією ПСС і ГС, в основному, використовують орієнтовані або неорієнтовані КНБК, у поєднанні з традиційними способами буріння: з ВД і ротором.

Зважаючи на позитивний досвід використання орієнтованих КНБК на базі вибійного двигуна у разі суміщеного способу буріння свердловини №535 Бугруватівського родовища вбачається за доцільне використання комплексу досліджень і розроблення науково-методичних засад їх проєктування і вибору для вирішення різноманітних технологічних завдань. Пропонується розробити принципові схеми орієнтованих компоновок на базі ВД з кутом перекосу укороченої шпindelної секції відносно корпусу та можливістю встановлення одного або двох ОЦЕ для буріння свердловин суміщеним способом (у разі обертання БК).

2. Зважаючи на технологічні особливості суміщеного способу буріння виникає необхідність встановлення силових, моментних і енергетичних характеристик вищенаведеної орієнтованої компоновки за різної кількості ОЦЕ та зміні режимно-технологічних параметрів.

3. Враховуючи особливості конструкції орієнтованої компоновки на базі ВД із укороченою шпindelною секцією та різною кількістю опор, необхідно провести дослідження процесу і умов проходження цієї компоновки в стовбурі ПСС і ГС, із урахуванням взаємодії її елементів зі стінкою свердловини.

Окрім цього слід дослідити умови деформації (кручення) БК, як енергопередавальної ланки від приводу до долота, під час обертання орієнтованих компоновок різних конструкцій навколо осі стовбура свердловини.

4. Виходячи з вищенаведеного основною метою роботи є підвищення ефективності буріння ПСС і ГС шляхом вдосконалення техніко-технологічних засад проєктування і використання орієнтованих КНБК за суміщеного способу буріння. Для досягнення мети сформульовані такі основні завдання:

- проведення критичного аналізу існуючого техніко-технологічного забезпечення для буріння ПСС і ГС та їх ефективності під час буріння свердловин на Гнідинцівському і Бугруватівському родовищах;
- розроблення математичних моделей орієнтованих КНБК на базі ВД у стовбурі скерованої свердловини з різною кількістю опор для суміщеного способу буріння;
- дослідження впливу техніко-технологічних параметрів застосування орієнтованих КНБК на базі ВД в умовах суміщеного способу буріння на силові і енергетичні показники їх роботи в стовбурі скерованих свердловини;
- вивчення впливу конструктивних параметрів орієнтованих КНБК із різною кількістю опор на їх проходження в стовбурі скерованої свердловини;
- проведення промислової апробації науково-практичних засад проектування і вибору орієнтованих КНБК у промислових умовах.

Зазначені завдання вирішуються шляхом проведення комплексних теоретичних і практичних експериментальних методів досліджень у промислових умовах. Їх реалізація дозволить сформулювати нові наукові положення, спрямовані на підвищення якості буріння скерованих свердловин.

РОЗДІЛ 2

МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ОРІЄНТОВАНОЇ КНБК В СТОВБУРІ СКЕРОВАНОЇ СВЕРДЛОВИНИ

Останнім часом у практиці буріння похило-спрямованих і горизонтальних свердловин широке використання має суміщений спосіб буріння, за рахунок крутний момент долота генерується як ГВД так і БК, яка обертається за допомогою верхнього привідного механізму (верхнього приводу чи ротора) [60, 62-71].

Особливої уваги потребує питання забезпечення точності проектування і вибору конструктивних параметрів орієнтованих КНБК, які для суміщеного способу буріння не забезпечуються вже відомими методиками [3, 5, 7, 9, 14, 18, 20, 21, 26, 39, 72, 77, 78, 81, 82, 87, 96, 98 і ін.]. Особливо це стосується застосування суміщеного способу буріння за наявності кута перекосу в нижній частині ВД (рис. 2.1).

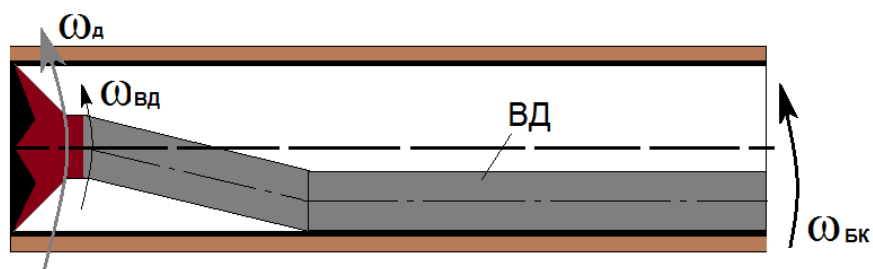


Рисунок 2.1 – Схеми орієнтованої КНБК у суміщеного способу буріння

Внаслідок обертання БК із кутовою швидкістю $\omega_{БК}$, корпус ВД (і компоновка в цілому) переміщуються навколо осі стовбура свердловини, що обумовлює появу відповідних умов роботи КНБК, для яких характерні такі випадки, рис. 2.2., а, б, в. За таких положень наддолотної частини БК суттєво змінюються чинники викривлення стовбура свердловини (кут повороту долота і відхиляюче зусилля на ньому).

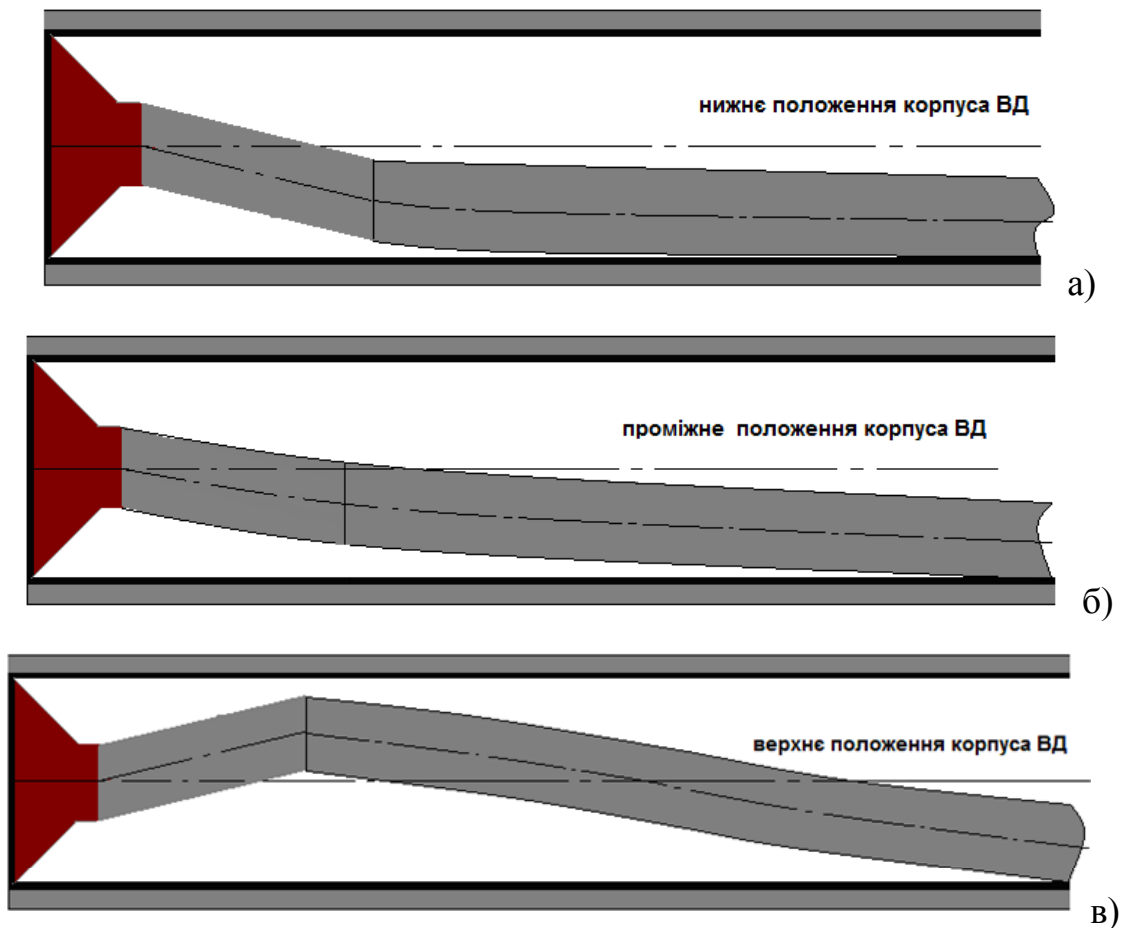


Рисунок 2.2 – Розташування орієнтованої КНБК у разі суміщеного способу буріння

Слід зазначити, що класичні за конструкціями безопорні та опорні КНБК [2, 41, 73 і ін.] у похило-скерованих і горизонтальних свердловинах характеризуються обертанням навколо «власної» осі. Це обумовлює стабільність параметрів викривлення стовбурів свердловин, до яких слід віднести відхиляюче зусилля на долоті Q і кут його повороту відносно осі свердловини δ . Це дозволяє з використанням класичних методик [13, 20, 21, 65, 77, 81 і ін.] прогнозувати траєкторію буріння свердловини або її забезпечувати, використовуючи КНБК відповідної конструкції.

Зважаючи на конструктивні особливості орієнтованих КНБК (рис. 2.1) і спосіб її використання (обертання в стовбурі свердловини за допомогою ротора чи верхнього приводу) слід зазначити, що наведені на рис. 2.2, а і в проєкції

компоновки у вертикальній площині, як крайові положення, враховують кут прекоосу ВД, а в горизонтальній площині – ні, рис. 2.2, б.

Для забезпечення параметрів проектного профілю скерованої свердловини необхідною умовою є правильний підбір типу компоновок і їх геометрично-конструктивних характеристик.

Для ефективного керування параметрами проектного профілю стовбура скерованої свердловини з використанням суміщеного способу і орієнтованої КНБК (ВД із кутом перекоосу) необхідною умовою є врахування геометричних параметрів стовбура свердловини і нижньої частини БК, переміщення обертання корпусу ВД навколо осі стовбура свердловини, жорсткості на згин і ваги погонного метра елементів системи, величини зенітного кута, за наявності ОЦЕ (умов їх взаємодії зі стінками свердловини) і їх аналітичного поєднання у відповідних розрахункових схемах.

2.1 Математична модель орієнтованої безопорної КНБК

Розглянемо орієнтовані відхиляючу і випрямляючу безопорну КНБК, які розташовані в прямолінійному стовбурі свердловини. На рис. 2.3 і 2.4 наведені використані для дослідження схеми їх конструкцій, які складаються із двох ділянок різної ваги погонного метра та жорсткості на згин. Перша від долота ділянка – це шпindel ВД, друга – сам його корпус. Для дослідження відхиляючої сили на долоті цих КНБК для суміщеного способу буріння, запропоновано використовувати балку змінного перерізу, ваги погонного метра та жорсткості на згин, окрім того, вважається, що:

- стінки свердловини не деформуються і є прямолінійними;
- центр долота і стовбура свердловини знаходяться в одній точці;
- відцентрові сили відсутні внаслідок невеликих швидкостей обертання;
- згин БК відбувається в одній площині (плоский).
- у місцях контакту КНБК зі стінкою свердловини відсутні сили тертя.

Згідно з рис. 2.3 і 2.4 l_i – довжини ділянок КНБК; q_i – вага погонного метра ділянок КНБК; EI_i – жорсткість на згин ділянок КНБК; Q – відхиляюча сила на долоті; P – осьова сила на долоті (осьове навантаження на долото).

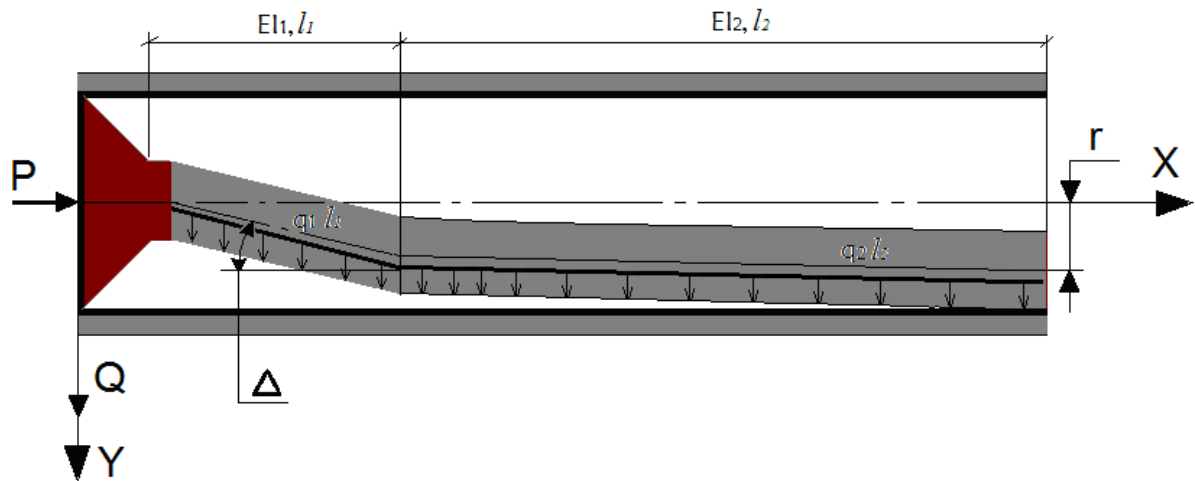


Рисунок 2.3 – Розрахункова схема орієнтованої КНБК у разі нижнього положення корпусу ВД

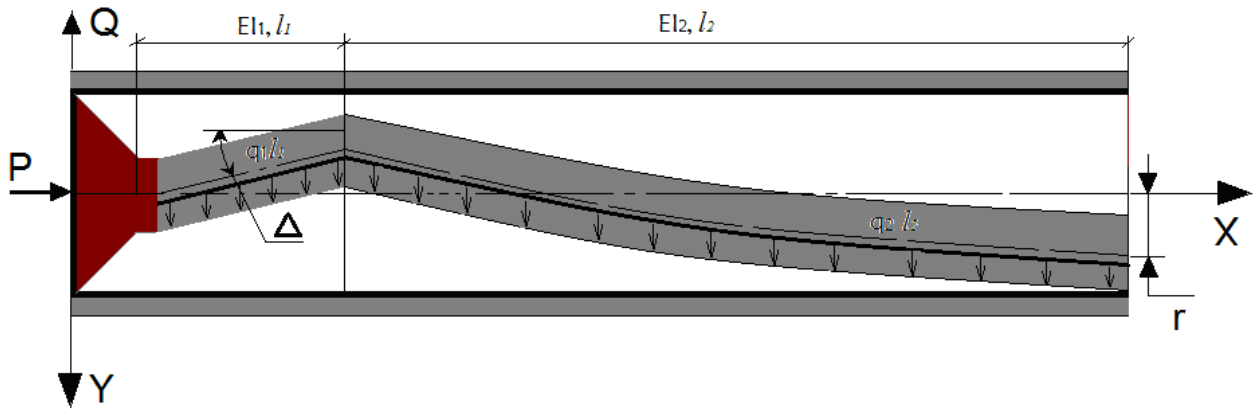


Рисунок 2.4 – Розрахункова схема орієнтованої КНБК у разі верхнього положення корпусу ВД

r – радіальний зазор між віссю корпусу ВД і стінкою свердловини у верхній точці контакту КНБК зі стовбуром свердловини.

$$r = \frac{D_D - D_{ВД}}{2}, \quad (2.1)$$

де D_D – діаметр долота;

$D_{ВД}$ – діаметр корпусу ВД;

Δ – кут перекоосу вала ВД відносно його корпусу;

α – зенітний кут нахилу осі стовбура свердловини.

Аналітичне дослідження сил, що виникають завдяки взаємодії орієнтованої КНБК внаслідок великих значень зенітного кута, гравітації і низьких швидкостей обертання в стовбурі свердловини БК, зводиться до плоскої задачі. У зв'язку з цим, на підставі дослідження [13, 81-90 і ін.], для вирішення таких задач пропонується застосувати метод, який базується на основі розв'язку системи диференціальних рівнянь пружної осі КНБК за відповідних граничних умовах. Відповідно до розрахункових схем, наведених на рис. 2.3 і 2.4, отримано такі рівняння:

Для ділянки КНБК довжиною l_1 :

$$EI_1 \frac{d^2 y_1}{dx_1^2} = -Py_1(x_1) + Qx_1 + \frac{q_1 x_1^2 \sin(\alpha)}{2}. \quad (2.2)$$

Для ділянки КНБК довжиною l_2 :

$$EI_2 \frac{d^2 y_2}{dx_2^2} = -[P - q_1 l_1 \cos(\alpha)]y_2(x_2) + Q(l_1 + x_2) + \left(\frac{q_1 l_1^2}{2} + q_1 l_1 x_2 + \frac{q_2 x_2^2}{2} \right) \sin(\alpha). \quad (2.3)$$

Після подвійного інтегрування вищенаведених диференціальних рівнянь (2.2–2.3), отримано функції зміни прогинів осі орієнтованої КНБК відносно осі стовбура свердловини на двох її ділянках, у відповідності до наведених рахункових схемах на рис. 2.3 і 2.4:

$$y_1(x) = A_1 \sin(k_1 x_1) + A_2 \cos(k_1 x_1) + \frac{Qx_1}{P} + \left[\frac{q_1 x_1^2}{2P} - \frac{q_1}{k_1^2 P} \right] \sin(\alpha) ; \quad (2.4)$$

$$y_2(x) = B_1 \sin(k_2 x_2) + B_2 \cos(k_2 x_2) + \frac{Q(x_2 + l_1)}{P - q_1 l_1 \cos(\alpha)} + \frac{\frac{q_2 x_2^2}{2} + \frac{q_1 l_1^2}{2} + q_1 l_1 x_2 - \frac{q_2}{k_2^2}}{P - q_1 l_1 \cos(\alpha)} \sin(\alpha). \quad (2.5)$$

Зміни величини кутів повороту осі компоновки по відношенню до осі стовбура свердловини, для кожної з ділянок орієнтованих КНБК, наведені на рахункових схемах рис. 2.3 і 2.4:

$$y_1'(x_1) = A_1 k_1 \cos(k_1 x_1) - A_2 k_1 \sin(k_1 x_1) + \frac{Q}{P} + \frac{q_1 x_1}{P} \sin(\alpha) ; \quad (2.6)$$

$$y_2'(x_2) = B_1 k_2 \cos(k_2 x_2) - B_2 k_2 \sin(k_2 x_2) + \frac{Q + (q_1 l_1 + q_2 x_2) \sin(\alpha)}{P - q_1 l_1 \cos(\alpha)} . \quad (2.7)$$

Функції, що описують зміну величин згинаючих моментів, для кожної з ділянок орієнтованих безопорних КНБК, наведених на рахункових схемах рис. 2.3 і 2.4, відповідно:

$$M_1(x_1) = \left[\begin{array}{l} -A_1 k_1^2 \sin(k_1 x_1) - A_2 k_1^2 \cos(k_1 x_1) + \\ + \frac{q_1}{P} \sin(\alpha) \end{array} \right] EI_1 ; \quad (2.8)$$

$$M_2(x_2) = \left[\begin{array}{l} -B_1 k_2^2 \sin(k_2 x_2) - B_2 k_2^2 \cos(k_2 x_2) + \\ + \frac{q_2 \sin(\alpha)}{P - q_1 l_1 \cos(\alpha)} \end{array} \right] EI_2, \quad (2.9)$$

де A_i, B_i – сталі інтегрування;

k_i – розрахунковий коефіцієнт [82-91 і ін.]:

$$k_i = \sqrt{\frac{P - q_{i-1} l_{i-1} \cos(\alpha)}{EI_i}}. \quad (2.10)$$

Взаємодія орієнтованих безопорних КНБК рис. 2.3 і 2.4 зі стінками свердловини характеризується такими граничними умовами:

$$\left. \begin{array}{l} y_1(0) = 0 \\ y_1'(l_1) - y_2'(0) = \pm \Delta \\ y_1(l_1) = y_2(0) \\ y_2'(l_2) = 0 \\ y_2(l_2) = r \\ y_2''(l_2) = 0 \end{array} \right\}. \quad (2.11)$$

Примітка:

«+» - орієнтовна безопорна КНБК із нижнім положенням корпусу ВД (рис. 2.3);

«-» - орієнтовна безопорна КНБК із верхнім положенням корпусу ВД (рис. 2.4).

За результатами обчислення системи рівнянь, складеної з залежностей (2.1) – (2.10) у відповідності до граничних умов (2.11) отримано значення невідомих величин, основними з яких є: Q, l_3 та і постійні інтегрування A_i і B_i .

За отриманими значеннями обчислюють прогини (2.4) і (2.5) і кути повороту (2.6) і (2.7) пружної осі орієнтованих КНБК відносно осі стовбура свердловини. Це дозволяє визначити можливість встановлення

неповнорозмірного ОЦЕ (калібратора), в наддолотній частині орієнтованої компоновки для забезпечення кращого відпрацювання і зачистки стінки свердловини, а також покращення центруючої здатності нижньої частини БК, сприяючи стабілізації напрямку буріння свердловини, (рис 2.5).

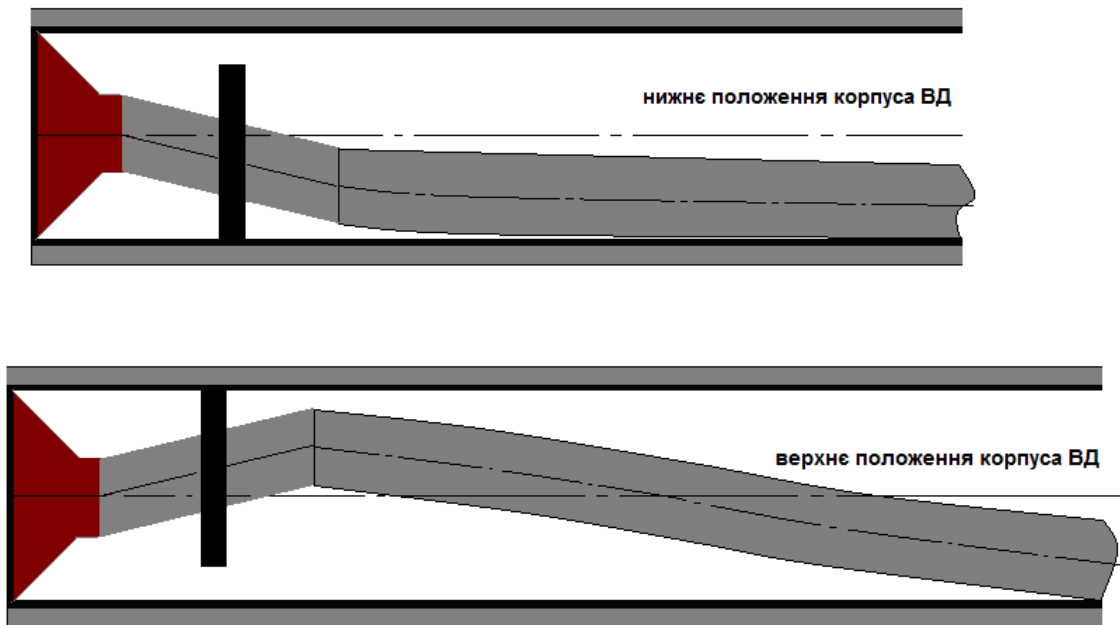


Рисунок 2.5 – Характеристичні положення розташування орієнтованої одноопорної КНБК за суміщеного способу буріння

Визначення оптимального місця встановлення ОЦЕ або його оптимального діаметра у разі заданої віддалі від долота, обумовлюється забезпеченням повноцінної його роботи в компоновці, не допускаючи зависання або защемлення в стовбурі свердловини [13, 20, 21, 25, 77, 81 і ін.].

Керуючись науковими положеннями відомих методик проектування і вибору неорієнтованих КНБК [13, 20, 21, 25, 77, 81 і ін.], для визначення місця встановлення ОЦЕ (калібратора) на шпиндельній частині КНБК або ж його діаметра, наведеного в підпункті 2.1 аналітичну модель доцільно використати як перший етап обчислень. Наступний етап досліджень статичних форм рівноваги орієнтованої КНБК у разі суміщеного способу буріння буде проводитися з урахуванням в її складі калібатора, встановленого в наддолотній (шпиндельній) частині ВД.

2.2 Математична модель орієнтованої одноопорної КНБК

Дослідження сил взаємодії орієнтованої одноопорної КНБК у разі суміщеного способу буріння із вибоєм і стінками свердловини в статичних умовах проведемоодять за розрахунковою схемою, яка зображена на рис. 2.6 і 2.7. Вона складається з трьох ділянок різної ваги погонного метра та жорсткості на згин, на межі контакту першої і другої встановлено центратор.

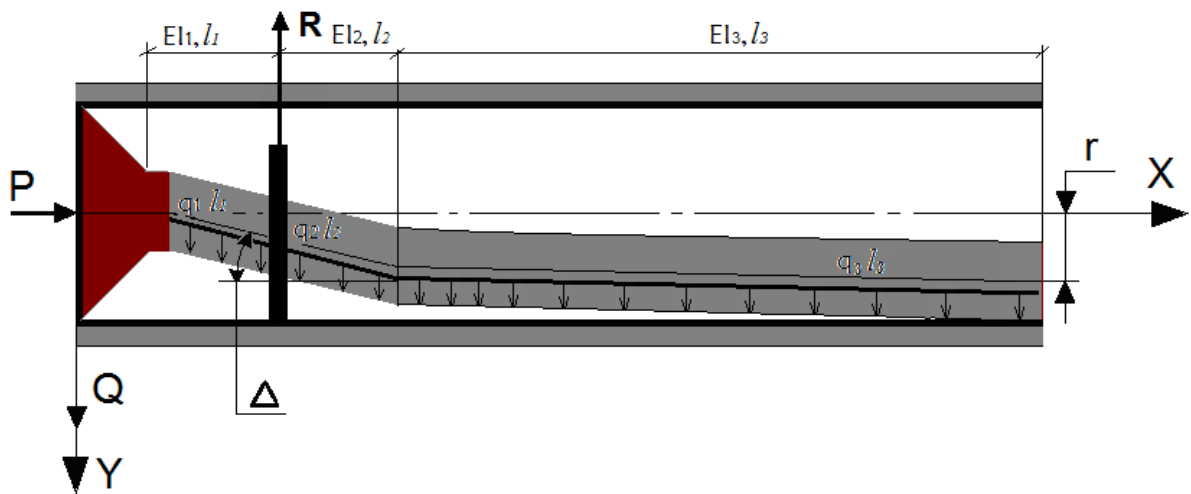


Рисунок 2.6 – Розрахункова схема орієнтованої одноопорної КНБК із нижнім положенням корпусу ВД

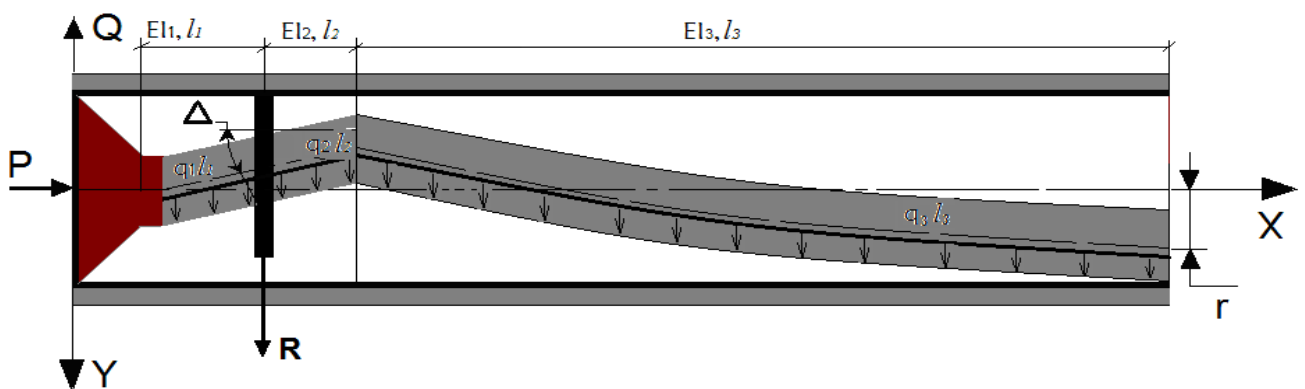


Рисунок 2.7 – Розрахункова схема орієнтованої одноопорної КНБК із верхнім положенням корпусу ВД

Для аналітичного дослідження сил взаємодії елементів КНБК із вибоєм і стінками свердловини за наведеними схемами аналогічно використовують

диференційні рівняння пружної осі БК [81-90]. Для перших ділянок (між долотом і ОЦЕ) справедливим є диференційне рівняння (2.2), а також його розв'язки – прогини осі КНБК відносно осі стовбура свердловини (2.4); кути повороту осі КНБК – (2.6) і згинальні моменти – (2.8).

Для другої та третьої ділянок довжиною l_2 і l_3 відповідно диференційні рівняння такі:

$$EI_2 \frac{d^2 y_2}{dx_2^2} = -[P - q_1 l_1 \cos(\alpha)] y_2(x_2) + Q(x_2 + l_1) - R x_2 + \left(\frac{q_1 l_1^2}{2} + x_2 q_1 l_1 + \frac{q_5 x_2^2}{2} \right) \sin(\alpha); \quad (2.12)$$

$$EI_3 \frac{d^2 y_3}{dx_3^2} = - \left[P - \sum_{i=1}^2 q_i l_i \cos(\alpha) \right] y_3(x_3) + Q \left(x_3 + \sum_{i=1}^2 l_i \right) - R(x_3 + l_2) + \left(\sum_{i=1}^2 \frac{q_i l_i^2}{2} + q_1 l_1 l_2 + x_3 \sum_{i=1}^2 q_i l_i + \frac{q_3 x_3^2}{2} \right) \sin(\alpha). \quad (2.13)$$

Проінтегрувавши двічі рівняння (2.12) – (2.13), отримують функції прогинів осі КНБК для ділянок 2 і 3 (рис. 2.6 і 2.7), де відповідно:

$$y_2(x_2) = E_1 \sin(k_2 x_2) + E_2 \cos(k_2 x_2) + \frac{Q(x_2 + l_1) - R x_2}{P - q_1 l_1 \cos(\alpha)} + \frac{\left[\frac{q_1 l_1^2}{2} + q_1 l_1 x_2 + \frac{q_2 x_2^2}{2} - \frac{q_2}{k_2^2} \right] \sin(\alpha)}{P - q_1 l_1 \cos(\alpha)}; \quad (2.14)$$

$$\begin{aligned}
y_3(x_3) = & F_1 \sin(k_3 x_3) + F_2 \cos(k_3 x_3) + \frac{Q \left[x_3 + \sum_{i=1}^2 l_i \right] - R[x_3 + l_2]}{P - \sum_{i=1}^2 q_i l_i \cos(\alpha)} \\
& + \frac{\left[\sum_{i=1}^2 \frac{q_i l_i^2}{2} + x_3 \sum_{i=1}^2 q_i l_i + q_1 l_1 l_2 + \frac{q_3 x_3^2}{2} + -\frac{q_3}{k_3^2} \right] \sin(\alpha)}{P - \sum_{i=1}^2 q_i l_i \cos(\alpha)}. \quad (2.15)
\end{aligned}$$

Функції кутів повороту осі КНБК відносно осі стовбура свердловини на цих ділянках такі:

$$\begin{aligned}
y_2^l(x_2) = & E_1 k_2 \cos(k_2 x_2) - E_2 k_2 \sin(k_2 x_2) + \\
& + \frac{Q - R + (q_1 l_1 + q_2 x_2) \sin(\alpha)}{P - q_1 l_1 \cos(\alpha)} \quad ; \quad (2.16)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
y_3^l(x_3) = & F_1 k_3 \cos(k_3 x_3) - F_2 k_3 \sin(k_3 x_3) + \\
& + \frac{Q - R + \left(\sum_{i=1}^2 q_i l_i + q_3 x_3 \right) \sin(\alpha)}{P - \sum_{i=1}^2 q_i l_i \cos(\alpha)}. \quad (2.17)
\end{aligned}$$

Функції, що описують зміну згинаючих моментів осі КНБК на ділянках 2 і 3 (рис. 2.6 і 2.7), такі:

$$M_2(x_2) = \left[\begin{aligned} & -E_1 k_2^2 \cos(k_2 x_2) - E_2 k_2^2 \sin(k_2 x_2) + \\ & + \frac{q_2 \sin(\alpha)}{P - q_1 l_1 \cos(\alpha)} \end{aligned} \right] EI_2; \quad (2.18)$$

$$M_3(x_3) = \left[\begin{array}{l} -F_1 k_3^2 \cos(k_3 x_3) - F_2 k_3^2 \sin(k_3 x_3) + \\ + \frac{q_3 \sin(\alpha)}{P - \sum_{i=1}^2 q_i l_i \cos(\alpha)} \end{array} \right] EI_3, \quad (2.19)$$

$$k_3 = \sqrt{\frac{P - \sum_{i=1}^2 q_i l_i \cos(\alpha)}{EI_3}}. \quad (2.20)$$

Взаємодія орієнтованих одноопорних КНБК (рис. 2.6 і 2.7) зі стінками свердловини характеризується такими граничними умовами:

$$\left. \begin{array}{l} y_1(0) = 0 \\ y_1'(l_1) - y_2'(0) = 0 \\ y_2'(l_2) - y_3'(0) = \pm \Delta \\ y_2(l_2) = y_3(0) \\ y_1(l_1) = y_2(0) \\ y_1(l_1) = r_{ОЦЕ} \\ y_3'(l_3) = 0 \\ y_3(l_3) = r \\ y_3''(l_3) = 0 \end{array} \right\}. \quad (2.21)$$

Примітка:

«+» - орієнтовна одноопорна КНБК із нижнім положенням корпусу ВД (рис. 2.6);

«-» - орієнтовна одноопорна КНБК із верхнім положенням корпусу ВД (рис. 2.7).

$$r_{ОЦЕ} = \frac{D_D - D_{ОЦЕ}}{2}, \quad (2.22)$$

де $D_{ОЦЕ}$ – діаметр ОЦЕ.

Враховуючи те, що взаємодія одноопорної орієнтованої КНБК із вибоєм і стінками свердловини за суміщеного способу буріння характеризується

відповідними граничними умовами, за допомогою системи нелінійних рівнянь, складених за ними, визначають: Q , R , l_3 , постійні інтегрування – A_i , E_i , F_i .

2.3 Математична модель двоопорної орієнтованої КНБК

Дослідження сил взаємодії двоопорної орієнтованої КНБК за суміщеного способу буріння із вибоєм і стінками свердловини в статичних умовах проводять за розрахунковими схемами, які зображені на рис. 2.8 і 2.9. Вона складається із п'яти ділянок різної ваги погонного метра та жорсткості на згин, на межі контакту 1-ї і 2-ї та 3-ї і 4-ї встановлено ОЦЕ.

Для аналітичного дослідження сил взаємодії ОЦЕ двоопорної КНБК із вибоєм і стінками свердловини за розрахунковими схемами аналогічно використовують диференційні рівняння пружної осі КНБК [81]. Для перших ділянок (між долотом і ОЦЕ) характерним є диференційне рівняння (2.2) і його розв'язки – прогини осі КНБК відносно осі стовбура свердловини (2.4); кути повороту осі КНБК – (2.6) і згинальні моменти – (2.8).

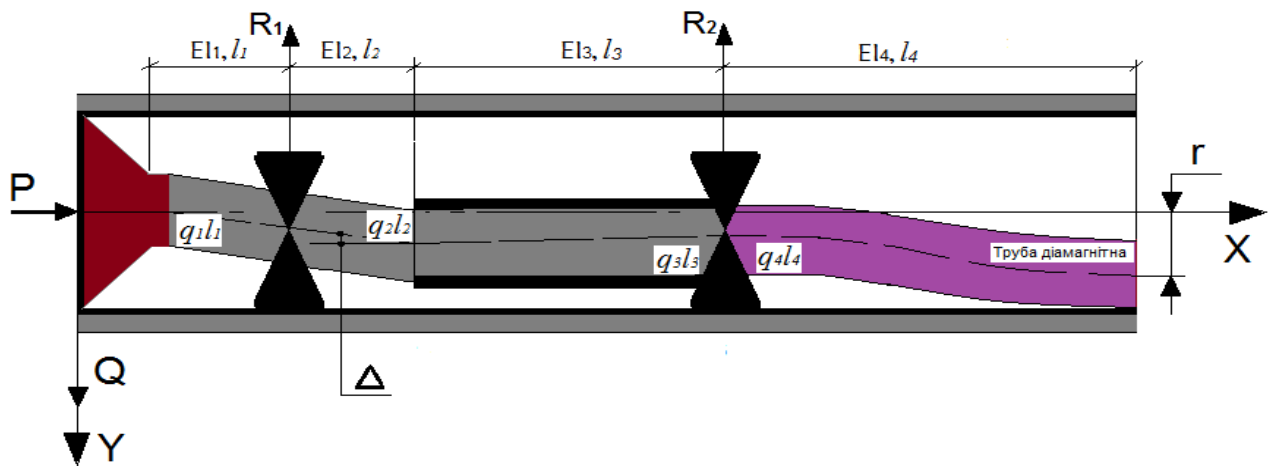


Рисунок 2.8 - Розрахункова схема орієнтованої двоопорної КНБК із нижнім положенням корпусу ВД

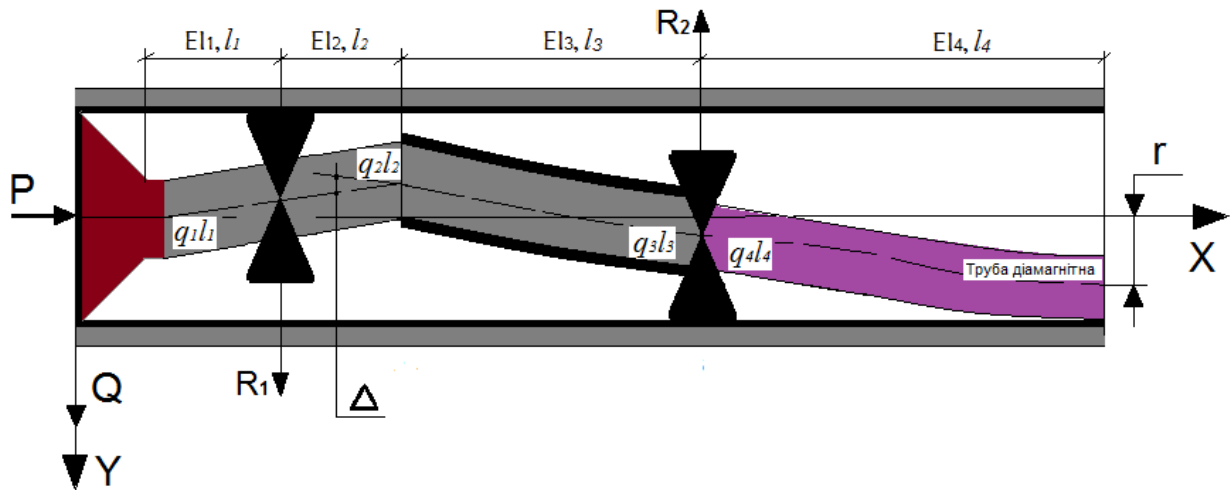


Рисунок 2.9 – Розрахункова схема орієнтованої двоопорної КНБК із верхнім положенням корпусу ВД

Для 2-ї і 3-ї ділянок довжиною l_2 і l_3 відповідно диференційні рівняння (2.12) і (2.13), їх розв'язки $y_i(x_i)$ - (2.14) і (2.15) та похідні $y_i'(x_i)$ - (2.16) і (2.17), а також згинальні моменти $M_i(x_i)$ - (2.18) і (2.19).

Для четвертої ділянки КНБК диференційне рівняння має вигляд:

$$EI_4 \frac{d^2 y_4}{dx_4^2} = - \left[P - \sum_{i=1}^3 q_i l_i \cos(\alpha) \right] y_4(x_4) + Q \left(x_4 + \sum_{i=1}^3 l_i \right) - \left(\sum_{i=1}^3 \frac{q_i l_i^2}{2} + q_1 l_1 l_2 + l_3 (q_1 l_1 + q_2 l_2) + x_4 \sum_{i=1}^3 q_i l_i + \frac{q_4 x_4^2}{2} \right) \sin(\alpha). \quad (2.23)$$

Проінтегрувавши двічі рівняння (2.23), отримують функцію прогинів осі КНБК для ділянки, довжиною l_4 :

$$\begin{aligned}
y_4(x_4) = & B_1 \sin(k_4 x_4) + B_2 \cos(k_4 x_4) + \frac{Q(x_4 + \sum_{i=1}^3 l_i) \pm R_1 \left(x_4 + \sum_{i=2}^3 l_i \right)}{P - \sum_{i=1}^3 q_i l_i \cos(\alpha)} + \\
& + R_2 x_4 + \left[\frac{\sum_{i=1}^3 \frac{q_i l_i^2}{2} + q_1 l_1 \sum_{i=2}^3 l_i + x_4 \sum_{i=1}^3 q_i l_i + q_2 l_2 l_3 + \frac{q_4 x_4^2}{2} - \frac{q_4}{k_4^2}}{P - \sum_{i=1}^3 q_i l_i \cos(\alpha)} \right] \sin(\alpha); \quad (2.24)
\end{aligned}$$

Функція кутів повороту осі КНБК відносно осі стовбура свердловини на четвертій ділянці має вигляд:

$$\begin{aligned}
y_4^l(x_4) = & B_1 k_4 \cos(k_4 x_4) - B_2 k_4 \sin(k_4 x_4) + \\
& + \frac{\left(Q \pm R_1 + R_2 + \left(\sum_{i=1}^3 q_i l_i + q_4 x_4 \right) \sin(\alpha) \right)}{\left(P - \sum_{i=1}^3 q_i l_i \cos(\alpha) \right)}. \quad (2.25)
\end{aligned}$$

Функцію, що описує зміну згинального моменту осі КНБК на четвертій ділянці, можна записати так:

$$M_4(x_4) = \left[\begin{aligned} & -B_1 k_4^2 \cos(k_4 x_4) - B_2 k_4^2 \sin(k_4 x_4) + \\ & + \frac{q_4 \sin(\alpha)}{P - \sum_{i=1}^3 q_i l_i \cos(\alpha)} \end{aligned} \right] EI_4, \quad (2.26)$$

$$k_4 = \sqrt{\frac{P - \sum_{i=1}^3 q_i l_i \cos(\alpha)}{EI_4}}. \quad (2.27)$$

$$\left. \begin{aligned}
 y_1(0) &= 0 \\
 y_1'(l_1) - y_2'(0) &= 0 \\
 y_2'(l_2) - y_3'(0) &= \pm\Delta \\
 y_2(l_2) &= y_3(0) \\
 y_1(l_1) &= y_2(0) \\
 y_1(l_1) &= \pm r_{ОЦЕ1} \\
 y_3(l_3) &= y_4(0) \\
 y_3(l_3) &= r_{ОЦЕ2} \\
 y_3'(l_3) &= y_4'(0) \\
 y_4'(l_4) &= 0 \\
 y_4(l_4) &= r \\
 y_4''(l_4) &= 0
 \end{aligned} \right\} . \quad (2.28)$$

Примітка:

«+» - орієнтовна двоопорна КНБК із нижнім положенням корпусу ВД (рис. 2.8);

«-» - орієнтовна двоопорна КНБК із верхнім положенням корпусу ВД (рис. 2.9).

Враховуючи те, що взаємодія елементів орієнтованої двоопорної КНБК із вибоєм і стінками свердловини характеризується відповідними граничними умовами з відповідною кількістю рівнянь, шляхом розв'язку системи отримують: Q , R_i і l_i , постійні інтегрування – A_i , E_i , F_i і B_i .

Обчислення вище наведених орієнтованих КНБК для буріння свердловин суміщеним способом здійснюють за пакетом *MathCad Professional*.

2.4 Математична модель орієнтованої КНБК із врахуванням ерозійних виробок на стінках свердловини

Порушення цілісності стінок скерованих свердловин може бути зумовлено різними причинами [10, 84, 88 і ін.], слід зазначити, що фрезкування гірської породи стінок свердловини елементами КНБК також є причиною появи каверн на стінках свердловини та призводить до втрат корисної енергії, спрямованої на поглиблення вибою.

Незалежно від типорозміру долота, кількості ОЦЕ та кута нахилу осі стовбура свердловини, зміни на кілька міліметрів їх діаметра (внаслідок абразивного зносу) призводить до відхилень відхиляючого зусилля на долоті від проектного, що підтверджено в роботах [4, 7, 12, 18, 25, 37, 51, 72, 81 і ін.]. Здебільшого, в методиках проектування КНБК наявність каверн і жолобів на стінках свердловин не враховується. Це вносить неточність у методики обчислення КНБК і обумовлює поглиблення у вивченні цього питання.

Для реалізації поставлених цілей дослідження запропонована до розгляду класична аналітично-розрахункова схема взаємодії елементів КНБК зі стінками свердловини, яка зображена на рис. 2.10, *а* і відповідає кільком варіантам їх технологічного призначення з урахуванням процесу каверноутворення: стабілізаційна система, рис. 2.10, *в*; для набору - рис. 2.10, *б* і спаду зенітного кута, рис. 2.10, *г* [7 і ін.]. Базовою слід вважати схему, зображену на рис. 2.10, *а*, для якої стінка свердловини приймається в початковому положенні прямолінійною і не має ерозійних виробок. Для неї характерними ознаками є відсутність проектно-розрахункового радіального зазору на долоті ($\Delta q = 0$) та очікуване його значення на ОЦЕ ($\Delta_{оце} > 0$). У процесі набору зенітного кута згідно з (рис. 1, *а*) для КНБК характерними є: $\Delta q_1 = 0$ – у місці встановлення долота та $\Delta_{оце} > 0$ – на ОЦЕ. Останній, встановлений на відстані l_1 від долота.

Конструктивно передбачено, що в умовах буріння ПСС чи ГС у компоновці під дією її поперечної ваги, ОЦЕ притискається до нижньої стінки свердловини силою, яка рівна R_i . Долото, за цих умов може бути притиснуте до верхньої чи нижньої стінок свердловини силою Qq_i . Разом із ОЦЕ під дією обертання БК вони фрезують гірську породу – (рис. 2.10, *б*). При цьому відбувається поява відповідних радіальних зазорів на долоті - Δq , а на ОЦЕ – $\Delta_{оце} + \Delta_{кав}$ ($\Delta_{кав}$ – глибина каверни).

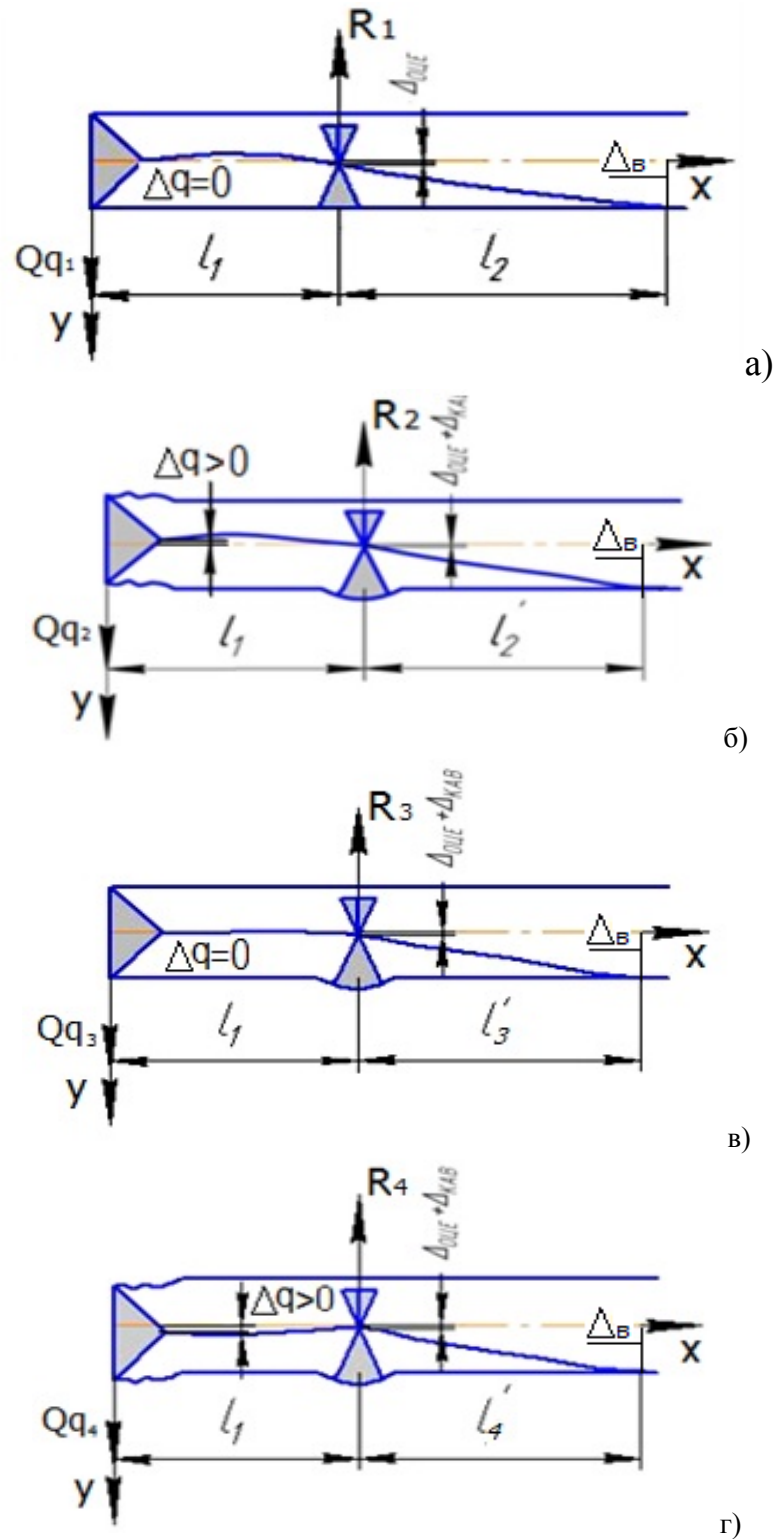


Рисунок 2.10 – Схема формування ерозійних виробок елементами КНБК

Це зумовлює зменшення величини l_2 до l_2' і зміну Qq_1 до Qq_2 , а R_1 до R_2 , а також призводить до зміни інтенсивності викривлення стовбура свердловини. На рис. 2.10, в) зображено стабілізаційну КНБК, для якої $Qq_3 \approx 0$, але а

наявності сили притискання ОЦЕ до стінки свердловини R_3 під час обертання БК відбувається формування на ній каверн, що зумовлює зміну l_2 до l'_3 , а Qq_2 до Qq_3 , (рис. 2.10, в) і перехід КНБК із стабілізаційної у випрямляючу, (рис. 2.10, з).

Для випрямляючої КНБК характерною є аналітично-розрахункова схема, зображена на (рис. 2.10, з), для якої імовірним є фрезування гірської породи тільки по нижній стінці свердловини як долотом (під дією відхиляючого зусилля на долоті $Qq_4 \geq 0$) так і ОЦЕ – під дією сили, R_4 .

У разі кожного наступного контакту лопаті ОЦЕ, вдавненої в стінку свердловини під час обертання, зрізуватиме шар гірської породи товщиною h , що в кінцевому результаті призведе до розширення стовбура свердловини на величину глибиною Z (рис. 2.11):

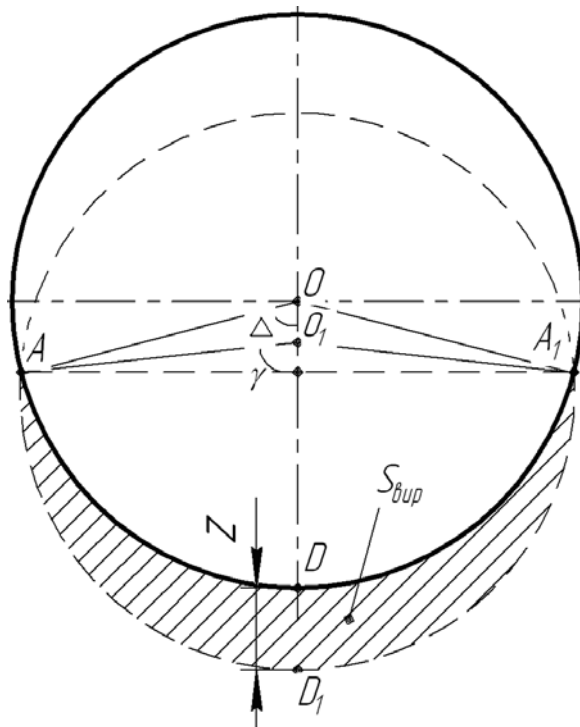


Рисунок 2.11 – Розрахункова схема визначення глибини виробки на стінці свердловини

$$Z = n_{ni} \cdot h \cdot n, \quad (2.29)$$

Згідно з розрахунковою схемою (рис. 2.11) площа виробки на стінках свердловини згідно з геометричною побудовою:

$$S_{ВИР} = \frac{D_{ОЦЕ}^2}{4} \left[\pi - \frac{2\gamma - \sin(2\gamma)}{2} \right] - \frac{D_{ДОЛ}^2 (2\Delta - \sin(2\Delta))}{8}, \quad (2.30)$$

де α і β – отримують за відповідними залежностями:

$$\Delta = \arccos \left[\frac{D_{ДОЛ} - D_{ОЦЕ} + 2Z}{2D_{ОЦЕ}} \right], \quad (2.31)$$

$$\gamma = \arccos \left[\frac{D_{ДОЛ} - D_{ОЦЕ} + 2Z}{2D_{ДОЛ}} \right]. \quad (2.32)$$

Коефіцієнт кавернозності за цих умов на стінках свердловини:

$$K = \frac{4S_{ВИР} + \pi D_{ДОЛ}^2}{\pi D_{ДОЛ}^2}. \quad (2.33)$$

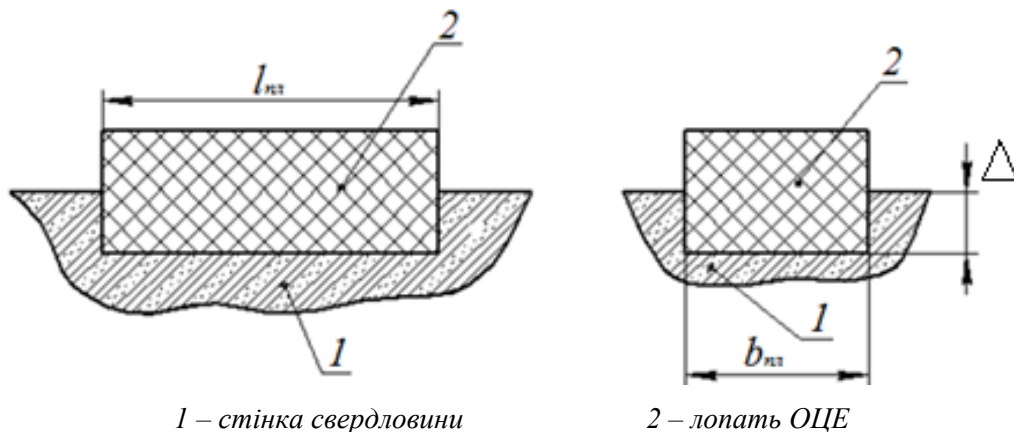


Рисунок 2.12 – Схема різання лопаттю ОЦЕ стінки свердловини

Із урахуванням сил тертя між лопаттю ОЦЕ і стінкою свердловини в процесі різання гірської породи відбувається зниження крутного моменту, який

передається до долота, а витрачається на фрезування стінки свердловини. Це, в свою чергу, призводить до появи додаткових (непродуктивних) витрат енергії на фрезування або ерозійне фрезування стінки свердловини [88 і ін.].

2.5. Математична модель оцінки енергетичних витрат на роботу орієнтованих КНБК

Однією з причин зниження коефіцієнта корисної дії (ККД) на долоті під час використання орієнтованих КНБК є опір осьового переміщення у стовбурі свердловини, для подолання якого витрачається енергія [88, 89, 95]:

$$\Delta E_{оп} = \sum_{i=1}^n (F_{оп_i} \Delta h + \mu R_i), \quad (2.34)$$

де $F_{оп_i}$ - сила опору осьового переміщення КНБК у свердловині, рис. 2.13;

Δh - довжина інтервалу буріння;

R_i - реакція на ОЦЕ;

μ - коефіцієнт тертя ОЦЕ до стінки свердловини;

n - кількість ОЦЕ в КНБК.

Для подолання опору тертя під час обертання КНБК у стовбурі свердловини витрачається енергія, яка визначається [88, 89, 95]:

$$\Delta E_{об} = 2\pi (M_{дол} + \sum_{i=1}^n M_{оце_i}), \quad (2.35)$$

де $M_{дол}$ - моменти опору під час обертання долота;

$M_{оце}$ - моменти опору під час обертання ОЦЕ, рис. 2.13.

Сумарні енергетичні витрати на подолання опору зовнішнього середовища в процесі роботи неорієнтованих КНБК визначаються:

$$E_{\Sigma} = \sum_i^j (\Delta E_{оп_i} + \Delta E_{об_i}), \quad (2.36)$$

де j - кількість обертів долота під час буріння стовбура свердловини Δh .

Одним із техніко-технологічних параметрів під час роботи орієнтованих КНБК у стовбурі свердловини є сили притискання їх елементів до стінки свердловини з реакціями R_i і відхиляюча сила на долоті Q . Вони є визначальними чинниками для $F_{о_i}$, $M_{дол}$, $M_{оце_i}$. Для їх визначення необхідною умовою є використання відповідних математичних моделей неорієнтованих КНБК із різною кількістю ОЦЕ.

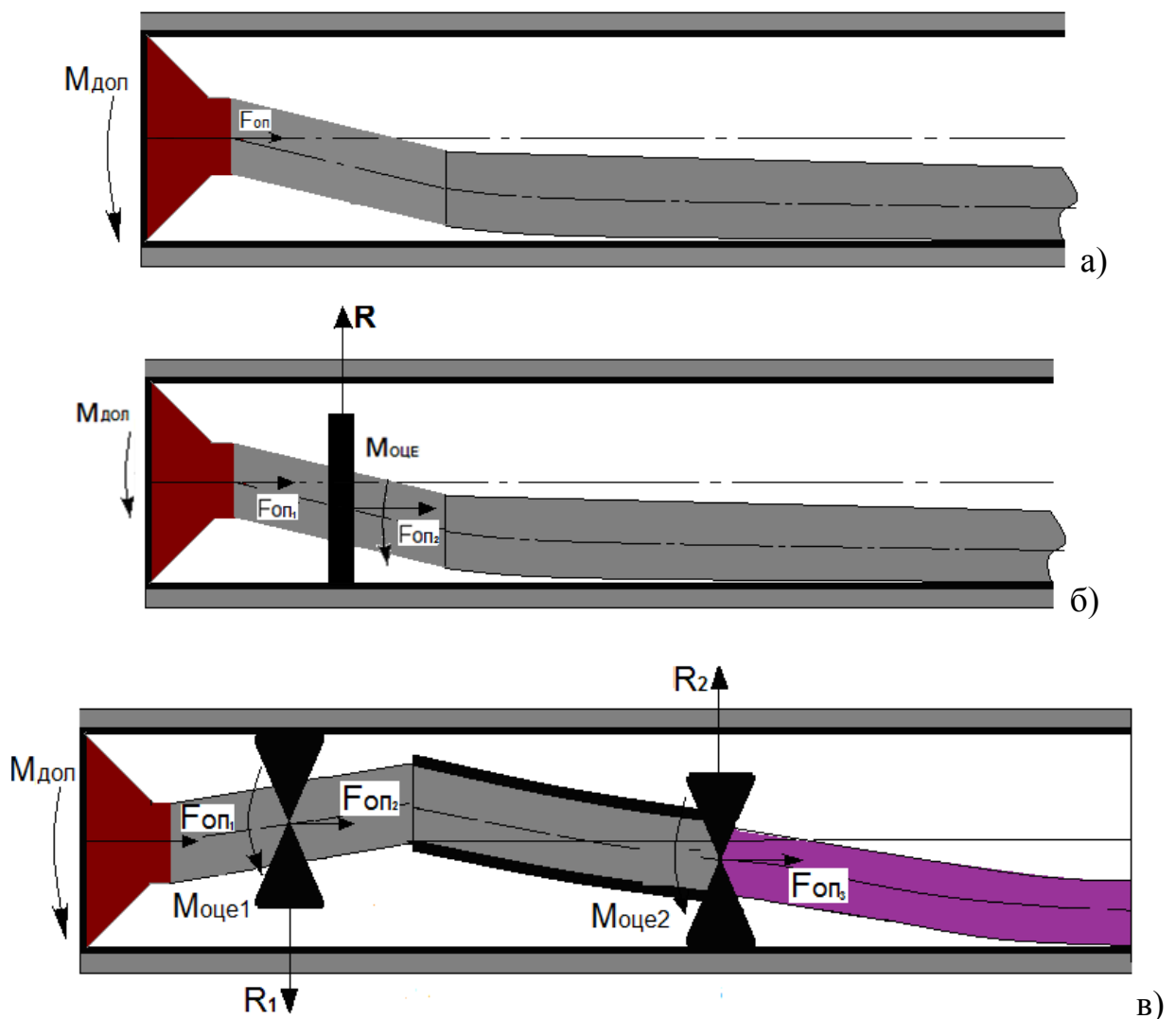


Рисунок 2.13 – Розрахункові схеми оцінки енерговитратності орієнтованих КНБК

Відповідно до зображених на рис. 2.13 розрахункових схем, наведені там орієнтовані КНБК відповідають багатоелементним стрижневим системам, які складаються із ділянок різної жорсткості на згин, ваги погонного метра та інших геометричних розмірів і можуть включати ОЦЕ. Під дією поперечної і повздовжньої складових ваги в похило-прямолинійному стовбурі свердловини, а також осьового навантаження на долоті P , пружні осі орієнтованих КНБК (рис. 2.3 і 2.4, рис. 2.6-2.9) набувають форм плоского згину, які описуються відповідними диференціальними рівняннями (2.2), (2.3), (2.12), (2.13), (2.24) [81-90 і ін.].

Згин їх пружних осей для перших ділянок (плече) вище наведених компоновок (рис. 2.3 і 2.4, рис. 2.6-2.9) описується рівнянням (2.4); для наступних – других, відповідно рівняння (2.5). Для КНБК із одним і двома ОЦЕ згин пружних осей на третій (після ОЦЕ) ділянці описується рівнянням (2.15). Для компоновки з двома ОЦЕ прогин пружної осі 4-ї ділянки описується рівнянням (2.24).

Рівняння кутів повороту осей компоновок, відповідно до розрахункових схем, наведених на рис. 2.3 і 2.4, рис. 2.6-2.9 описуються:

- *безопорна конструкція:* (2.6) і (2.7);
- *одноопорна конструкція:* (2.6), (2.16) і (2.17);
- *двоопорна конструкція:* (2.6), (2.16) і (2.25).

Рівняння згинальних моментів вздовж осі компоновок, відповідно до розрахункових схем, наведених на рис. 2.3 і 2.4, рис. 2.6-2.9 описуються:

- *безопорна конструкція:* (2.8) і (2.9);
- *одноопорна конструкція:* (2.8), (2.18) і (2.19);
- *двоопорна конструкція:* (2.8), (2.18) і (2.26)

Для можливості реалізації наведених на рис. 2.3 і 2.4, рис. 2.6-2.9 розрахункових схем орієнтованих КНБК у прямолинійному стовбурі свердловини характерними є граничні умови (2.11), (2.21) і (2.28), а для умов викривленого стовбура свердловини радіусом R_{CB} необхідною умовою є

врахування зміни радіального зазору r_i на ОЦЕ та верхній точці контакту КНБК зі стінкою, яка визначається [83]:

$$r_i = \left[\begin{aligned} & 2 R_{CB} \left(\sin \left(\frac{l_{ОЦЕ}}{2 R_{CB} + D_{ОЦЕ}} \right) \right)^2 + \left[\frac{D_{ОЦЕ}}{2} \right] \times \\ & \times \left(\cos \left(\frac{2 l_{ОЦЕ}}{2 R_{CB} + D_{ОЦЕ}} \right) \right)^{-1} \end{aligned} \right], \quad (2.37)$$

де $l_{ОЦЕ}$ – віддаль від долота до місця встановлення ОЦЕ в КНБК.

$$r_x = \left[2 R_{CB} \left(\sin \left(\frac{J}{2} \right) \right)^2 + \frac{D_{ОБТ}}{2 \cos(J)} \right], \quad (2.38)$$

де $J = \gamma'(x)$ – кут між дотичною до стінки викривленої частини стовбура свердловини у верхній точці контактування із нею ОБТ [84].

Відтак, за відповідними граничними умовами (2.11), (2.21), (2.28), (2.37) і 2.38) для кожної із розрахункових схем (рис. 2.3 і 2.4, рис. 2.6-2.9), необхідно скласти характерні системи рівнянь, результатами розв'язування яких є невідомі Q , R_i та інші невідомі величини. Їх можна використати для прогнозування процесу фрезування стінок свердловини ОЦЕ у разі обертання і осьового переміщення КНБК, що обумовлюють зростання сил тертя і призводять до зменшення осьового навантаження на долото.

Одним із характеристичних параметрів є величина F_{O_i} , яка використовується в залежності (2.34). Для її визначення використовують умову втискування ОЦЕ у стінку свердловини на глибину Δ_i [84, 90]:

$$\Delta_i(R_i) = \frac{R_i}{n_{nl} b_{nl} K_{II} l_{nl}}, \quad (2.39)$$

де n_{nl} , b_{nl} , l_{nl} – кількість, ширина і довжина лопаті на ОЦЕ відповідно;
 K – коефіцієнт піддатливості стінки свердловини [85, 94]:

$$K_{II} = 2,46 \cdot 10^{-3} \cdot \left[\frac{b_{nl}}{2S} \right]^{1,32} \left[\frac{E_0}{b_{nl} (1 - \nu^2)} \right], \quad (2.40)$$

де S – пружна характеристика ГП [84, 95]:

$$S = \sqrt[3]{\frac{2(1 - \nu)EI}{b_{nl} E_0}}, \quad (2.41)$$

де ν і E_0 – коефіцієнт Пуассона і модуль пружності ГП [84, 95].

Силу опору під час сколювання ГП ОЦЕ визначають за формулою:

$$F_{OP_i} = \sigma_{СК} S_{PIZ_i}, \quad (2.42)$$

де S_{PIZ_i} – площа різання планкою ОЦЕ ГП;

$\sigma_{СК}$ – межа міцності ГП на сколювання:

- у разі осьового переміщення КНБК:

$$S_{PIZ_i} = b_{nl} \Delta_i, \quad (2.43)$$

- у разі обертання КНБК:

$$S_{PIZ_i} = l_{nl} \Delta_i. \quad (2.44)$$

Із урахуванням вищенаведеного моменти опору $M_{ОЦЕ_i}$, $M_{ДОЛ}$, під час обертання КНБК навколо її осі визначають:

$$M_{ОЦЕ_i} = \frac{D_{ОЦЕ_i}}{2} [\mu R_i + F_{ОП_i}]; \quad (2.45)$$

$$M_{ДОЛ} = \frac{\mu Q D_D}{2}. \quad (2.46)$$

Для вибору енергоефективної орієнтованої компоновки запропоновано використання показника питомих енергетичних витрат на подолання опору зовнішнього середовища в процесі роботи орієнтованої КНБК [95]:

$$\varepsilon = \frac{E_{\Sigma}}{L_{КНБК}}, \quad (2.47)$$

де $L_{КНБК}$ – довжина КНБК.

Для визначення енергетичних витрат, обумовлених роботою орієнтованих КНБК, пропонується такий алгоритм.

1. Залежно від конструктивних параметрів неорієнтованої КНБК (кількості ОЦЕ в складі її конструкції) відповідно до рис. 2.3 і 2.4, рис. 2.6-2.9 вибирають необхідну розрахункову схему.

2. Використовуючи характерні диференційні рівняння (2.2)-(2.3), (2.12), (2.13), (2.24), їх розв'язки і граничні умови (2.11), (2.21), (2.28), (2.37), (2.38), формують відповідну систему рівнянь і визначають потрібні в подальшому значення Q і R_i за відповідних вхідних техніко-технологічних параметрів.

3. За залежностями (2.45) – (2.46) визначають величини $M_{ОЦЕ_i}$ і $M_{ДОЛ}$, а за (2.44) – (2.45) – величини $\Delta E_{ОП}$, $\Delta E_{ОБ}$ і $E_{КНБК}$.

4. Використовуючи залежність (2.47), визначають величину ε , що характеризує енергоемність компоновки серед запропонованих до застосування.

5. Запорукою енергоефективності КНБК є відповідність умов $\varepsilon \rightarrow 0$, якщо $Q \cong const$.

Висновки другого розділу

1. Розроблено математичні моделі проектування і принципи вибору енергоефективних орієнтованих одно-, дво- і безопорних КНБК на базі ВД із кутом прекоосу шпинделя (від 0.77^0 до 1.22^0) для змінних умов зенітного кута, осьового навантаження на долоті, кількості ОЦЕ та місць їх установа. В основу реалізації покладено метод обчислення диференціальних рівнянь пружної осі орієнтованої КНБК другого порядку. Аналітичні дослідження проведено в MathCad Profeschenal із можливістю варіювання вхідними параметрами (зенітним кутом стовбура свердловини, геометричними, жорсткісними і ваговими параметрами елементів компоновки, кутом перекоосу шпинделя ВД відносно його корпусу, осьовим навантаженням на долоті).

2. На принципах поєднання статичних характеристик взаємодії долота і ОЦЕ її елементів із вибоєм і сінками свердловини розроблено алгоритм проектування і вибору орієнтованих КНБК на базі ВД для отримання мінімальних силових параметрів опору їх осьового переміщення і моментів на обертання в стовбурі свердловини для забезпечення найменших енергетичних втрат на роботу систем скерованого буріння за заданих гірничо-геологічних і техніко-технологічних умов. Математичні моделі орієнтованих КНБК із одним і двома ОЦЕ передбачають встановлення першого ОЦЕ діаметром 212,7 мм на віддалі 0,5 м від долота діаметром 215,9 мм, а другого ОЦЕ діаметром 210 мм – після корпусу ВД і визначення силових і енергетичних показників їх роботи у стовбурі свердловини у разі різноманітних вихідних параметрів.

3. За результатами статистичного моделювання оцінено вплив техніко-технологічних параметрів процесу буріння скерованих орієнтованими КНБК (зенітного кута, кута перекоосу осі корпусу ВД, навантаження на долото, кількості ОЦЕ) з використанням суміщеного способу.

4. Вдосконалено методику прогнозування енергетичних витрат для роботи орієнтованих КНБК із різною кількістю опор у стовбурі свердловини, які пов'язані з подоланням опору їх обертання і осьового переміщення в умовах суміщеного способу на основі інформації про гірничо-геологічні і техніко-

технологічні умови буріння. Запропоновано до використання показник питомих енергетичних витрат для подолання опору зовнішнього середовища в процесі роботи орієнтованої КНБК для оцінки енергоефективності компоновок різних конструкцій за довільних умов експлуатації.

РОЗДІЛ 3

АНАЛІТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ОРІЄНТОВАНИХ КНБК У СТОВБУРІ СКЕРОВАНОЇ СВЕРДЛОВИНИ

3.1 Статичні характеристики взаємодії орієнтованих КНБК із вибоєм і стінками свердловини

3.1.1 Безопорні орієнтовані КНБК

Для визначення технологічних можливостей орієнтованих безопорних КНБК (діапазони зміни кута повороту долота, відхиляючого зусилля на ньому) під час роботи у скерованій свердловині проведено аналітичні дослідження з урахуванням їх конструктивних і режимно-технологічних параметрів відповідно до рис. 3.1.

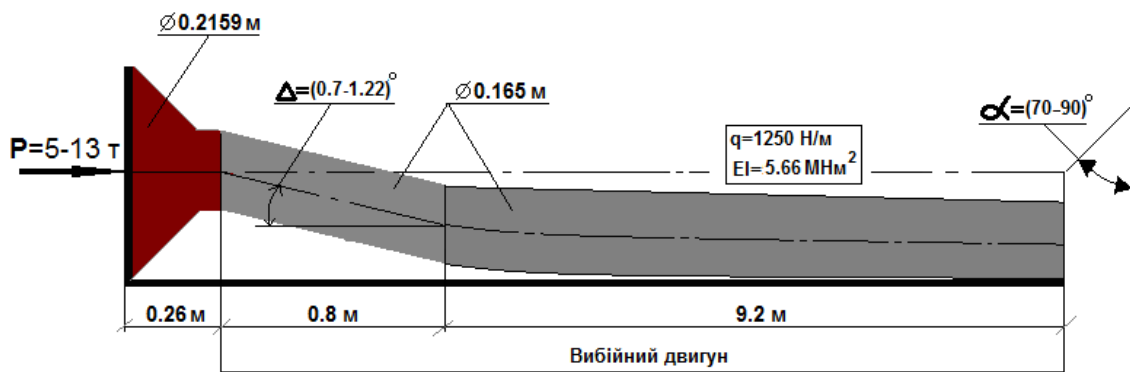
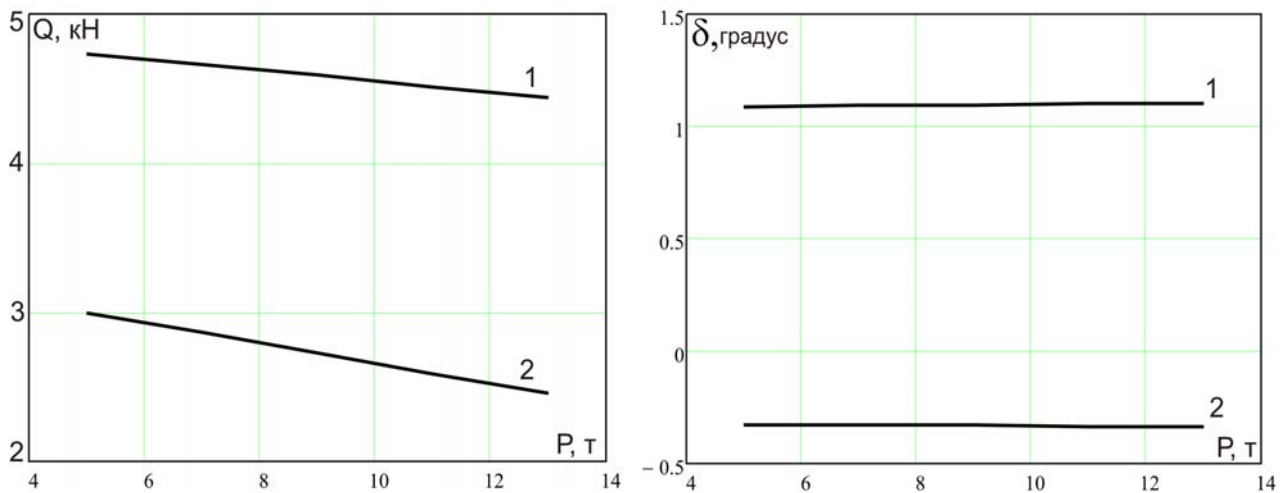


Рисунок 3.1 - Розрахункові параметри безопорної орієнтованої КНБК

За результатами аналітичних досліджень отримано графічні залежності зміни відхиляючого зусилля на долоті $Q(P)$ і кута повороту долота $\delta(P)$ для крайових умов розташування компоновок (у верхньому і нижньому положеннях, рис. 2.2, а) і в), а також рис. 2.2, б), які наведені на рис. 3.2.

На рис. 3.2 наведено зміни $Q(P)$ і $\delta(P)$ для безопорної орієнтованої КНБК, відповідно рис. 3.1, а). Аналізуючи ці результати, очевидно, що внаслідок конструктивної приналежності до компоновки кута δ у ВД під час її обертання

навколо осі стовбура свердловини відбувається циклічна зміна радіального зазору в місці перекосу частин його корпусу.



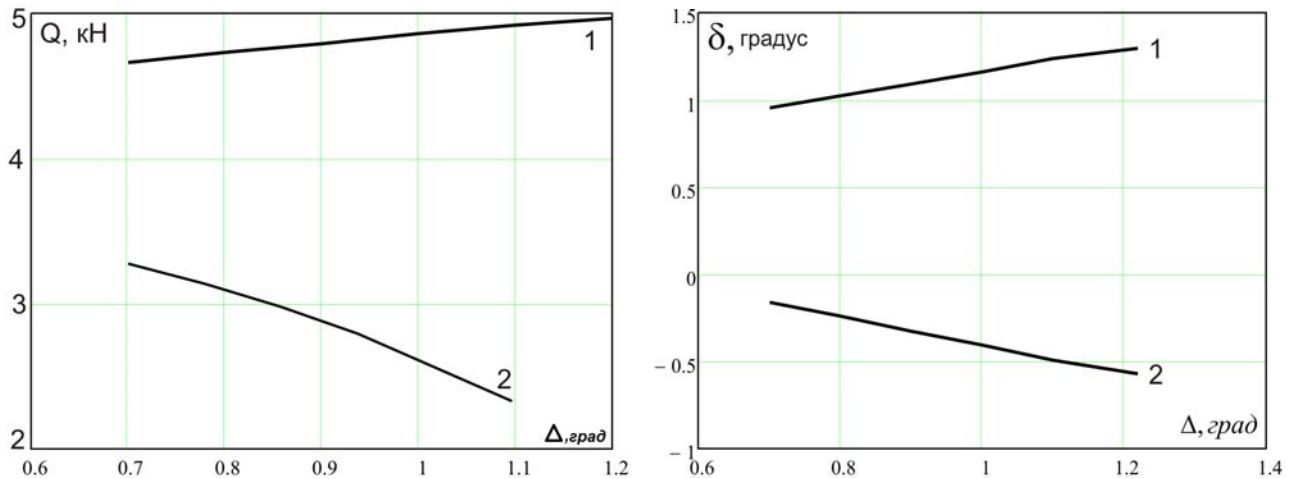
1 - КНБК з верхнім положенням корпусу ВД; 2 – КНБК з нижнім положенням корпусу ВД

Рисунок 3.2 – Статичні характеристики взаємодії безопорної орієнтованої КНБК із вибоєм та стінками свердловини ($\Delta = 0.9^{\circ}/10\text{ м}$; $\alpha = 70^{\circ}$)

Це призводить до відповідної зміни довжини l_2 верхнього (більшого) плеча КНБК, що, сприяє зростанню відхиляючого зусилля на долоті Q і кута його повороту δ , як наведено на рис. 3.1, якщо $\Delta = 0.9^{\circ}/10\text{ м}$; $\alpha = 70^{\circ}$ від нижнього 1 до верхнього 2 (рис. 2.2, а) і в)) положення корпусу ВД. Для орієнтованої КНБК у разі суміщеного способу буріння внаслідок перекосу шпинделя ВД відносно його корпусу, відбувається обертання долота навколо осі стовбура свердловини. Це має явну відмінність від процесу використання звичайних опорних компонок для роторного способу буріння та їх конструкцій із ВД.

Зі зміною осьового навантаження на долоті із зазначеного інтервалу (5 – 13) т, кут повороту долота δ залишається практично сталою величиною. Це дозволяє припустити стійку роботу компоновки у реальних умовах її відпрацювання, для яких характерні коливання осьового навантаження на долото внаслідок гальмування і заклинювання компоновки у стовбурі свердловини, тощо.

Для визначення впливу зміни кута перекосу Δ корпусу ВД на статичні характеристики взаємодії отримано графічні залежності відхиляючого зусилля на долоті $Q(P)$ і кута повороту долота $\delta(P)$ для крайових умов розташування компонок (у верхньому і нижньому положеннях, рис. 2.2, а) і в), а також рис. 2.2, б), які наведені на рис. 3.3.



1 - КНБК з верхнім положенням корпусу ВД; 2 - КНБК з нижнім положенням корпусу ВД

Рисунок 3.3 – Статичні характеристики взаємодії безопорної орієнтованої КНБК із вибоєм і стінками свердловини ($P = 8 \text{ т}$; $\alpha = 80^\circ$)

З отриманих графічних залежностей (рис. 3.3) випливає, що у разі збільшення кута перекосу корпусу ВД у безопорній орієнтованій КНБК за суміщеного способу буріння, відмічається різке зростання параметрів $Q(\Delta)$ і $\delta(\Delta)$. Якщо співставити дані статичних характеристик Q і δ для $\Delta = 0^\circ$ (характерні для класичної безопорної компоновки): $Q = 4114 \text{ Н}$ і $\delta = 0.404^\circ$ із відповідними величинами (рис. 3.3) видно, що вплив кута перекосу корпусу ВД є дуже характерним.

Для інтерпретації динаміки зміни відхиляючого зусилля на долоті Q і кута повороту δ за один її оберт навколо осі стовбура свердловини пропонуються відповідні графічні залежності, наведені в полярних координатах, рис. 3.4.

У обидвох випадках характерною особливістю є певна симетрія в показниках відносно осі ординат. За результатами зміни $\delta(\Delta)$ за один оберт відмічається його подвійний перехід через «нуль». Ця умова характерна для безопорної КНБК тільки за наявності в її наддолотній частині кута перекосу (рис. 3.1).

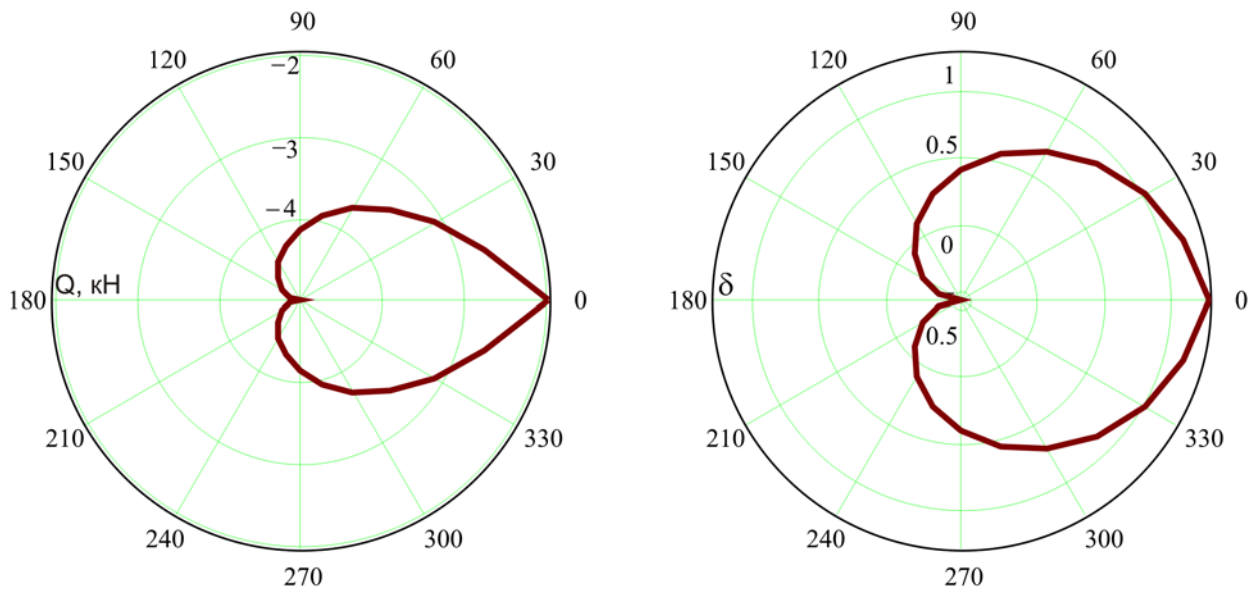


Рисунок 3.4 – Статичні характеристики взаємодії безопорної орієнтованої КНБК із вибоєм і стінками свердловини за один її оберт ($P = 8 \text{ т}$; $\alpha = 80^\circ$)

Для компоновок, в яких $\Delta=0$, у залежності від величини зенітного кута α $0 < \delta$ або $0 > \delta$. Викривлення стовбура свердловини під час буріння значно залежить як від кута повороту долота, так і від відхиляючого зусилля на долоті. Для неорієнтованих КНБК для заданих параметрів $\delta = \text{const}$, а для компоновок орієнтованого типу у разі сумщеного способу буріння δ є змінною величиною. А дія постійного відхиляючого зусилля на долоті Q у процесі його обертання навколо осі стовбура свердловини призводить до радіального розфрезювання стінки свердловини по всьому периметру, що сприяє утриманню заданої траєкторії буріння.

Використання безопорних КНБК у відповідності до схеми конструкції, наведеної на рис. 3.1 пройшли промислове випробування під час буріння таких свердловин: №№ 256, 258, 259, 266, 276 і 277 Гнідинцівського родовища

3.1.2 Одноопорні орієнтовані КНБК

Для встановлення технологічних можливостей орієнтованих КНБК із ОЦЕ в наддолотній частині (діапазони зміни кута повороту долота, відхиляючого зусилля на ньому, реакції на ОЦЕ) у порівнянні з безопорною конструкцією під час роботи у скерованій свердловині проведено обчислення з відповідним урахуванням певних їх конструктивних і режимно-технологічних параметрів.

У математичну модель одноопорної КНБК, конструктивна схема якої наведена на рис. 3.5, включено ОЦЕ, який встановлено на віддалі 0.66 м від робочої поверхні долота (поверхні вибою свердловини).

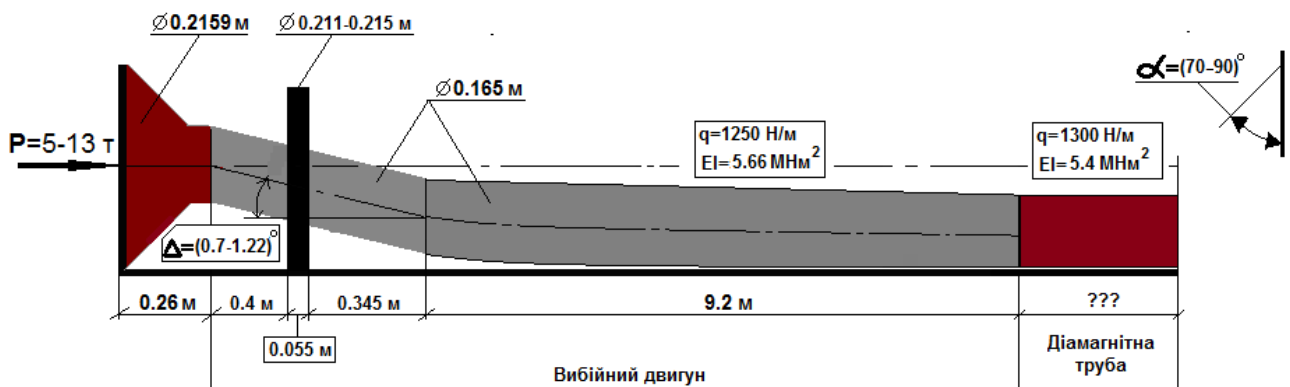
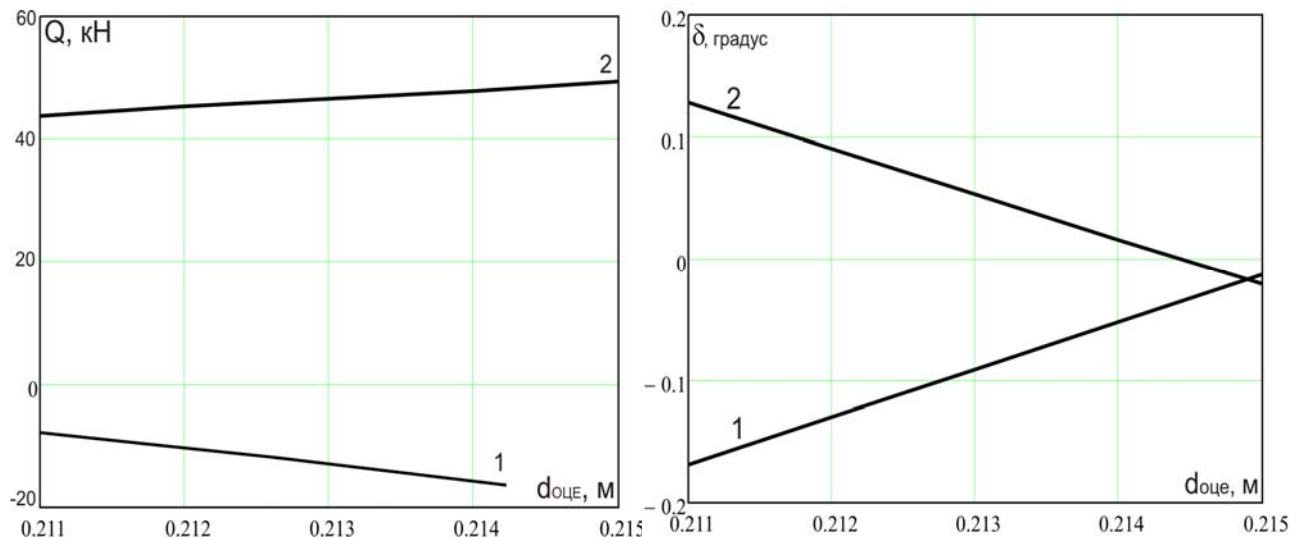


Рисунок 3.5 - Конструктивно-розрахункові параметри орієнтованої одноопорної КНБК

За результатами аналітичних досліджень отримано графічні залежності зміни відхиляючого зусилля на долоті $Q(P)$ і кута повороту долота $\delta(P)$, (рис. 3.6) та обертання навколо осі стовбура свердловини з використанням одноопорної компоновки за умов $\Delta = 0.77^\circ$, $P = 8$ т, $\alpha = 80^\circ$, а також інших параметрів, наведених на рис. 3.5.

У процесі вивчення особливостей зміни статичних характеристик взаємодії КНБК із вибоєм і стінками свердловини розглядався вплив діаметра

ОЦЕ. Як видно з графічних залежностей, наведених на рис. 3.6, для одноопорної КНБК із крайнім верхнім і нижніми (у вертикальній площині) розміщенням корпусу ВД збільшення діаметра ОЦЕ призводить до монотонного зростання відхиляючого зусилля на долоті Q та кута його повороту, δ .



1 - КНБК із верхнім положенням корпусу ВД; 2 – КНБК із нижнім положенням корпусу ВД

Рисунок 3.6 - Статичні характеристики взаємодії орієнтованої одноопорної КНБК із вибоєм і стінками свердловини у разі зміни $d_{оце}$

У процесі вивчення характеру зміни цих величин під час обертання КНБК із ОЦЕ діаметром 212,7 мм отримано кругові діаграми $\delta(\Delta)$ і $Q(\Delta)$, які зображено на рис. 3.6.

За результатами аналітичних досліджень визначено характерну як і для безопорних компоновок, динаміку зміни значень δ за період одного оберту долота з подвійним його переходом через «нуль», що є характерною умовою процесу стабілізації зенітного кута стовбура свердловини.

Слід зазначити, що у порівнянні з безопорними конструкціями, КНБК із одним ОЦЕ, встановленим відповідно до схеми конструкції (рис. 3.1), одноопорна компоновка за суміщеного способу буріння характеризується кількома суттєвими відмінностями і має певні особливості.

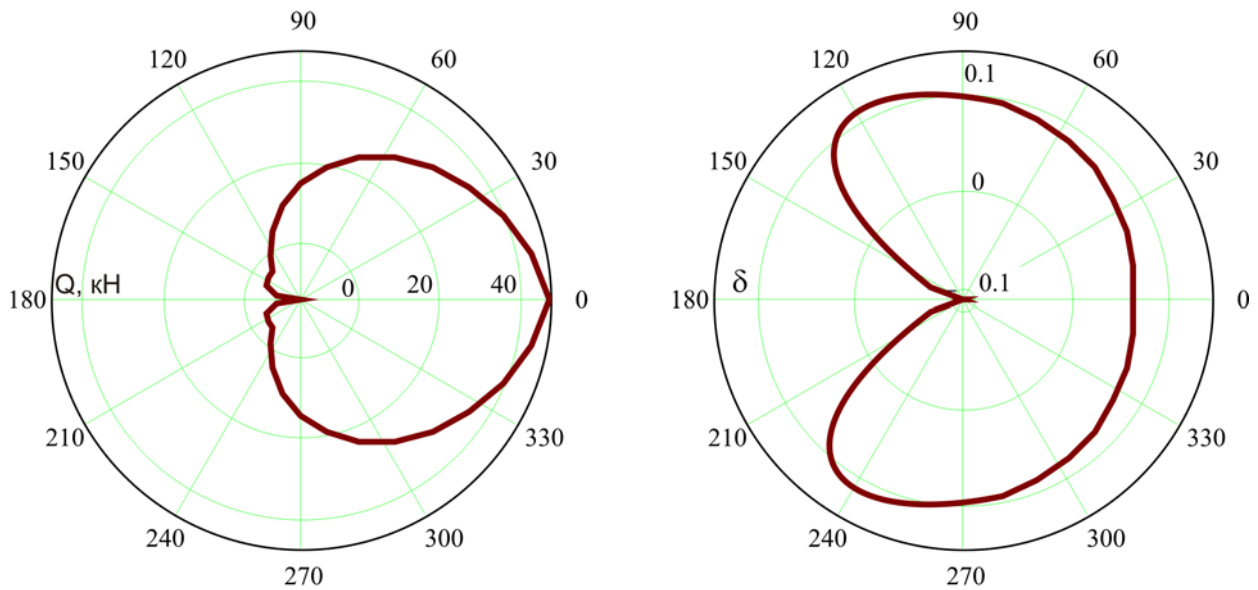


Рисунок 3.7 – Статичні характеристики взаємодії одноопорної орієнтованої КНБК із вибоєм і стінками свердловини за один оберт ($P = 8 \text{ т}$; $\alpha = 80^\circ$)

Розглядаючи орієнтовану одноопорну КНБК із ОЦЕ як геометрично-просторову систему, яка обертається навколо осі стовбура свердловини, враховуючи дію гравітації і силові характеристики взаємодії компоновки зі стінками свердловини (які впливають на зенітний кут викривлення стовбура свердловини) слід відмітити, що основна роль центратора має місце у крайніх положеннях площини зенітного викривлення стовбура свердловини (вертикальній площині). У горизонтальній площині вплив ОЦЕ на статичні характеристики КНБК відсутній. Тому, за один оберт навколо осі стовбура свердловини за суміщеного способу буріння одноопорна орієнтована КНБК має суттєві зміни в параметрах Q і δ внаслідок впливу ОЦЕ, що є особливістю його дії.

У разі використання ОЦЕ в її наддолотній частині на відстані 0.66 м від вибою внаслідок появи додаткової опори та масивного довгомірного плеча (частина ВД), особливо за зенітних кутів $70^\circ - 90^\circ$ сприяє появі суттєвого відхиляючого зусилля на долоті, яке в 2,5-11 разів перевищує значення безопорної конструкції, рис. 3.7. Використання ОЦЕ суттєво покращує інший показник зенітного викривлення стовбура свердловини – кут повороту долота δ . У порівнянні з безопорною КНБК, наведеною на рис. 3.1 конструкції, для

якої кут повороту долота змінюється $-0.572^{\circ} < \delta < 1.24^{\circ}$ (рис. 3.4), одноопорна компоновка характеризується значно меншим δ : $-0.11^{\circ} < \delta < 0.14^{\circ}$. Це має визначальне значення для керування zenітним кутом стовбура свердловини в процесі її буріння суміщеним способом.

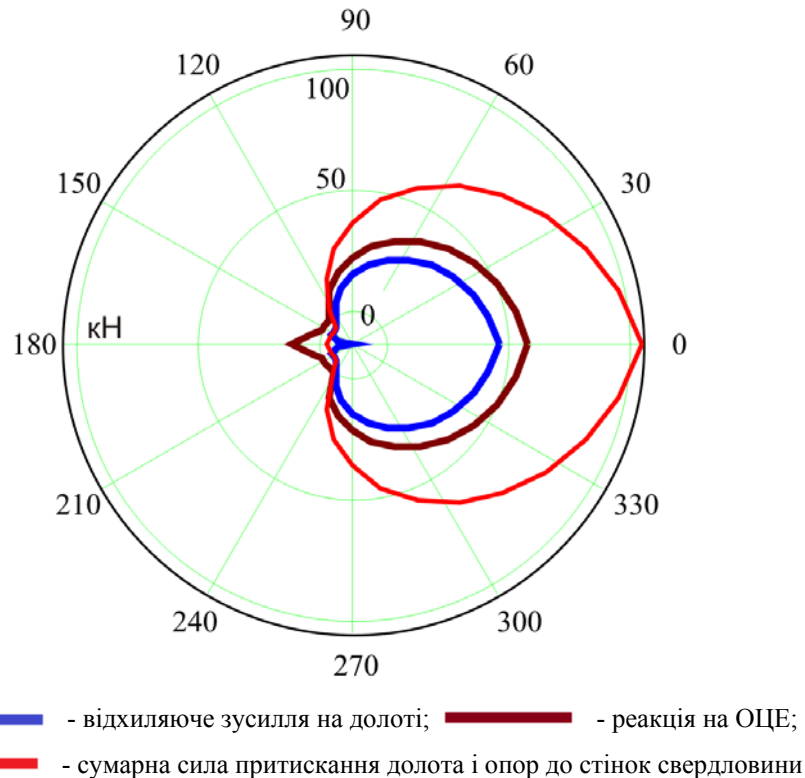


Рисунок 3.8 – Силві характеристики взаємодії одноопорної орієнтованої КНБК із вибоєм і стінками свердловини за один оберт ($P = 8 \text{ Т}$; $\alpha = 80^{\circ}$)

Особливістю роботи одноопорної компоновки у разі суміщеного способу буріння є ризик заклинюючого ефекту, який характеризується високими силами притискання ОЦЕ і долота до стінок свердловини ($>100 \text{ кН}$), рис. 3.8. Це перешкоджає осьовому переміщенню і обертанню КНБК у стовбурі свердловини й сприяє надмірним втратам корисної енергії на подолання опору тертя.

3.1.3 Двоопорні орієнтовані КНБК

Із практики буріння свердловин відомо, що класичні двоопорні КНБК стабільніші в роботі (у порівнянні з одно- і безопорними їх конструкціями) [39,

40, 42, 43-49]. Конструктивні особливості типових компоновок у порівнянні з конструкцією, яка зображена на рис. 3.9, відрізняються наявністю кута перекосу корпуса ВД. Для визначення технологічних можливостей орієнтованих двоопорних КНБК (діапазони зміни кута повороту долота, відхиляючого зусилля на ньому, реакцій на ОЦЕ) під час роботи у скерованій свердловині проведено розрахунки з урахуванням цих конструктивних особливостей і, відповідно, режимно-технологічних параметрів до рис. 3.9.

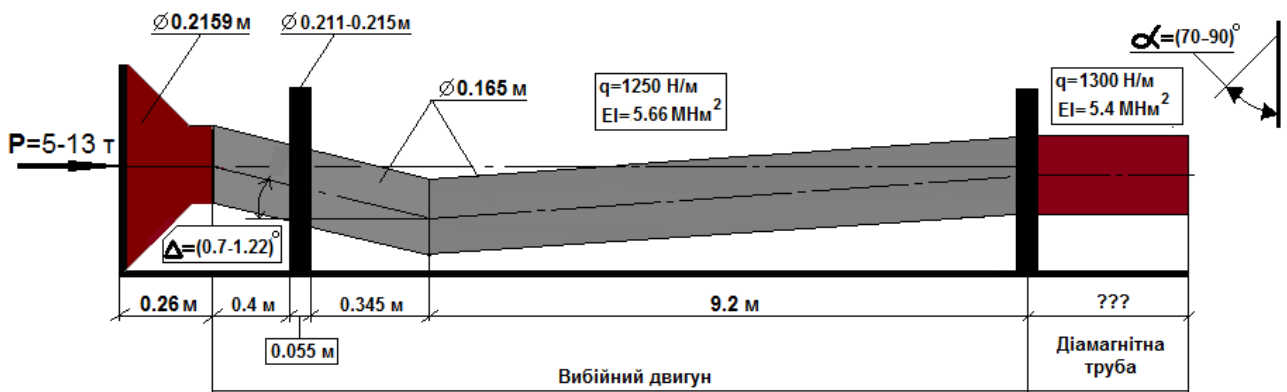


Рисунок 3.9 - Розрахункові параметри двоопорної орієнтованої КНБК

За результатами аналітичних досліджень статичних характеристик взаємодії орієнтованих двоопорних КНБК із вибоєм і стінками свердловини отримано графічні залежності зміни відхиляючого зусилля на долоті $Q(\Delta)$ і кута повороту долота $\delta(\Delta)$ у разі її обертання навколо осі стовбура свердловини (рис. 3.10) за умов, $P = 8 \text{ т}$, $\alpha = 80^\circ$, $d_{\text{ОЦЕ1}} = 0.2127 \text{ м}$, $d_{\text{ОЦЕ2}} = 0.210 \text{ м}$, а також інших параметрів, наведених на рис. 3.9.

Для вивчення особливостей зміни величин $Q(\Delta)$ і $\delta(\Delta)$ під час обертання КНБК двоопорних конструкцій, у порівнянні з одноопорною, отримано кругові діаграми, наведені на рис. 3.10.

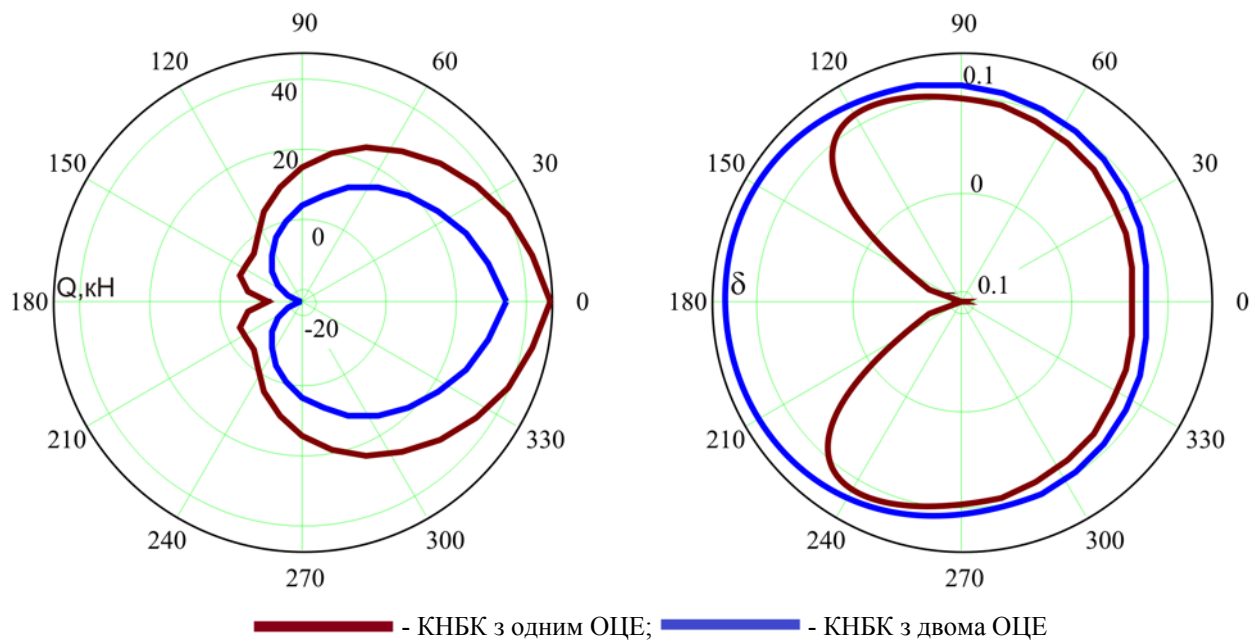


Рисунок 3.10 – Статичні характеристики взаємодії двоопорної орієнтованих КНБК із вибоєм і стінками свердловини за один оберт ($P = 8 \text{ т}$; $\alpha = 80^\circ$)

За результатами аналітичних досліджень встановлено, що двоопорні КНБК, із конструктивними параметрами відповідно до рис. 3.9, у порівнянні з одноопорними, характеризуються зменшеним на 23-65 % показником відхиляючого зусилля на долоті Q і значно більшим кутом повороту долота δ . Внаслідок великої віддалі між ОЦЕ (понад 9 м), у разі дії розподіленого навантаження за зенітного кута стовбура свердловини (у цьому випадку 80°) під час обертання двоопорної орієнтованої КНБК навколо осі стовбура свердловини, другий від долота ОЦЕ постійно контактує з нижньою стінкою свердловини, а перший – має три варіанти взаємодії:

- контактує з нижньою стінкою свердловини;
- зависає в стовбурі свердловини;
- контактує з верхньою стінкою свердловини.

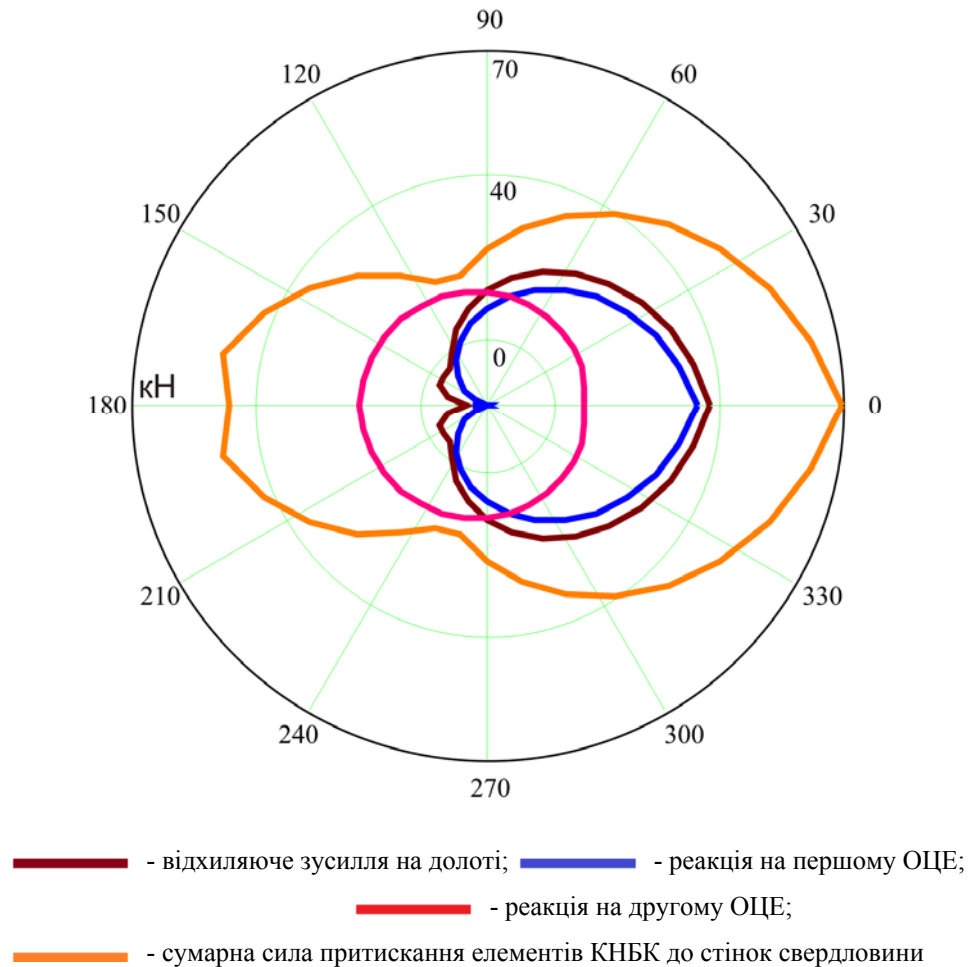


Рисунок 3.11 – Силкові характеристики взаємодії одноопорної орієнтованої КНБК із вибоєм і стінками свердловини за один оберт ($P = 8$ т; $\alpha = 80^\circ$)

Особливостями силової взаємодії двоопорної орієнтованої КНБК із вибоєм і стінками свердловини, у разі використання верхнього ОЦЕ діаметром 210 мм, встановленого над корпусом ВД, за зенітного кута в межах 80° , є те, що реакції на ОЦЕ сумарно перевищують відхиляюче зусилля на долоті, що створює суттєві перешкоди для забезпечення необхідного осьового навантаження і коефіцієнта корисної дії на долоті, рис. 3.11. У порівнянні з використанням орієнтованої КНБК із одним ОЦЕ, другим недоліком КНБК із двома опорами (відповідно до рис. 3.9) є забезпечення нею кута повороту долота в межах $0.08 < \delta < 0.12$, що обмежує її використання для стабілізації зенітного кута для $\alpha \approx 80^\circ$. Ці КНБК можна застосовувати для набору зенітного кута у стійких (несхильних до ерозійного руйнування ОЦЕ) гірських породах.

Із проведеного дослідження випливає, що для реалізації процесу буріння стабілізаційних ділянок свердловин суміщеним способом найефективнішими є безопорні орієнтовані КНБК (із кутом перекосу корпусу ВД), конструктивні параметри яких наведено на рис. 3.1. Вони характеризуються «нульовими значеннями» кута перекосу долота та найнижчим показником опору осьового переміщення у стовбурі свердловини (найменше впливатимуть на зависання і защемлення КНБК), що є перевагою над одно- і двоопорними компоновками.

Одноопорні КНБК, на відміну від їх безопорних конструкцій, мають кращі показники по куту повороту долота, який змінюється $-0.11^{\circ} < \delta < 0.14^{\circ}$ (в безопорних $-0.572^{\circ} < \delta < 1.24^{\circ}$), але характеризуються високим ризиком защемлення в стовбурі свердловини внаслідок одночасної дії високих значень відхиляючого зусилля на долоті і реакції на ОЦЕ.

Двоопорна КНБК, конструкція якої наведена на рис. 3.9, має кращі відхиляючі властивості (набір зенітного кута), і значні силові характеристики опору осьового переміщення БК, що теоретично обмежує її практичне використання як високомоментної, енергозатратної системи, особливо за суміщеного способу буріння.

3.1.4 Навантаженість згинним моментом КНБК

Поряд із дослідженнями особливостей зміни статичних характеристик орієнтованих опорних і безопорних конструкцій КНБК, зважаючи на особливість їх конструкції, необхідно встановити динаміку зміни згинального моменту вздовж осі, як одного з показників надійності і довговічності в роботі у залежності від кількості встановлених у них ОЦЕ.

Для виявлення впливу конструктивних (технічних) і режимних (технологічних) параметрів на зміну згинального моменту КНБК $M_{\text{КНБК}} = f(P, \alpha, q, EI, \varnothing_{\text{ОЦЕ}}, \varnothing_{\text{ДОЛ}})$ використано розрахункові схеми, зображені на рис. 3.12, а), б), в).

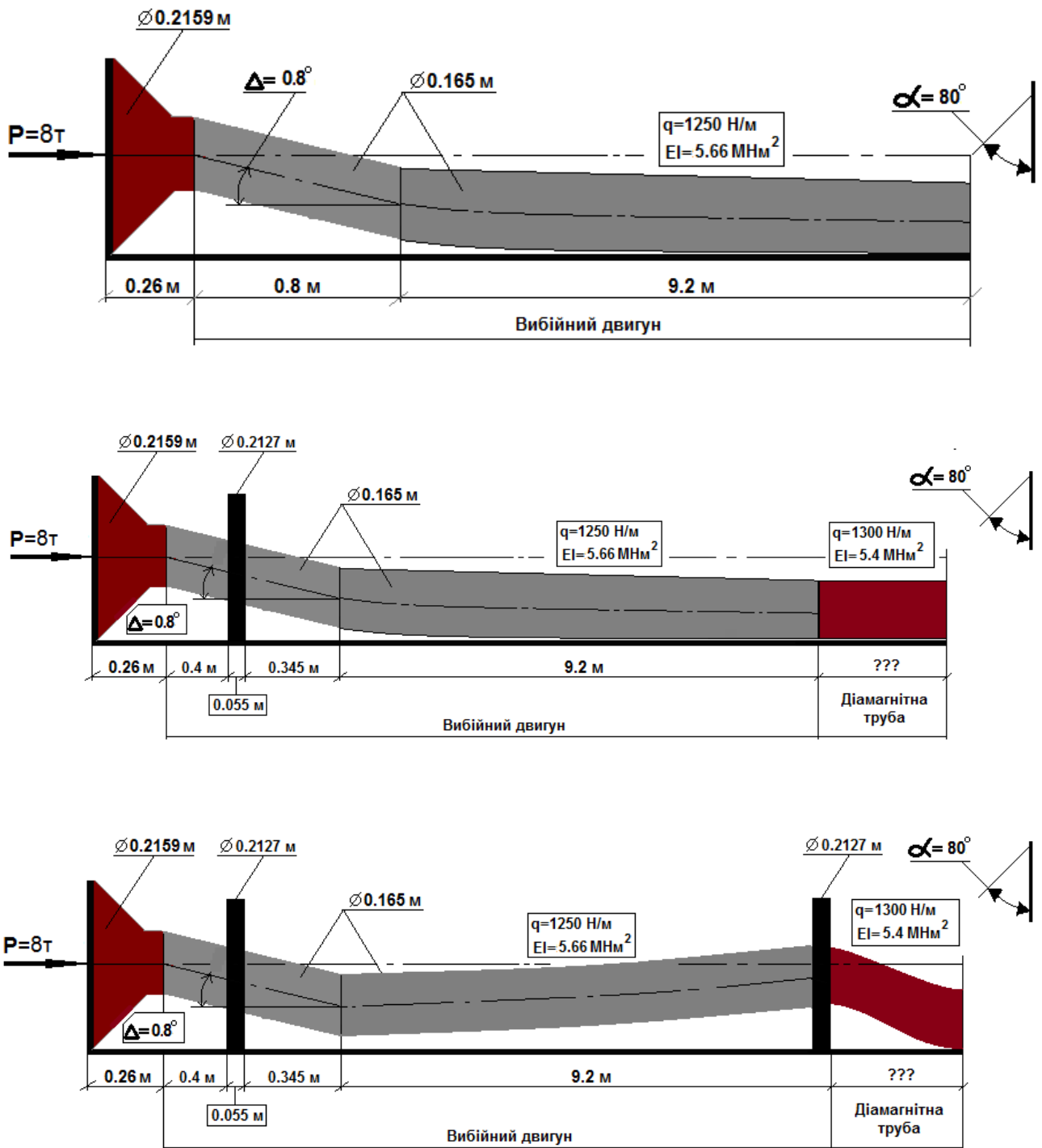


Рисунок 3.12 – Конструктивні параметри орієнтованих КНБК із різною кількістю ОЦЕ для оцінки їх навантаження згинальним моментом

Для наведених на рис. 3.12 вихідних параметрів із використанням залежностей (2.8) і (2.9), (2.18) і (2.19) і (2.26) отримано низку графічних залежностей згинального моменту за довжиною КНБК (рис. 3.13).

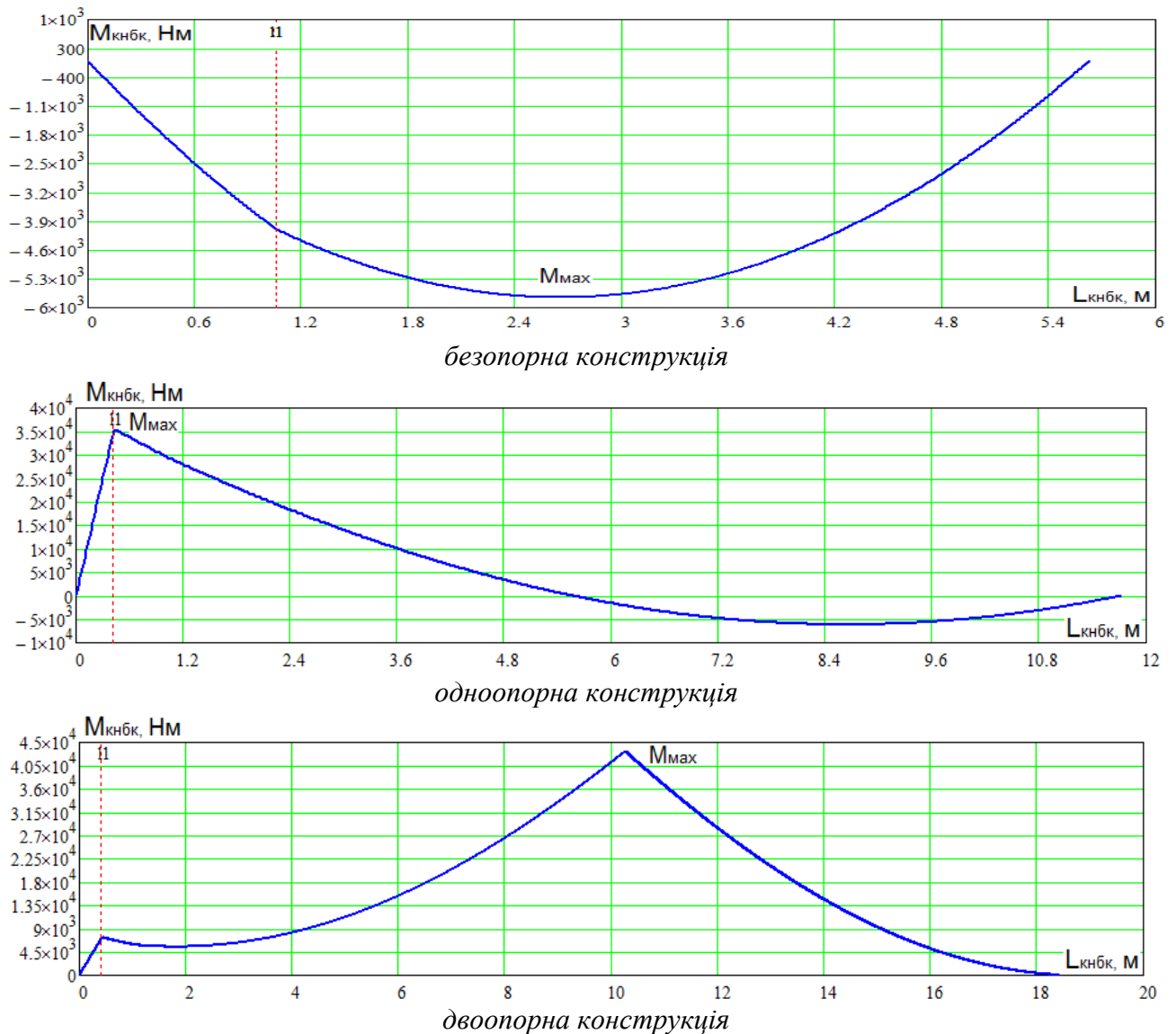


Рисунок 3.13 – Зміна величини згинального моменту за довжиною КНБК

З отриманих графічних залежностей (рис. 3.13) випливає, що за однакових значень осевого навантаження на долоті, зенітного кута стовбура свердловини та інших конструктивних параметрів КНБК (за умови різної кількості в їх складі ОЦЕ) згинальний момент набуває максимального значення для безопорної конструкції орієнтованої КНБК у місці, яке відповідає середині її діючої частини. Для КНБК із одним і двома ОЦЕ – це, відповідно, місця їх установлення. Найбільшого значення згинальний момент набуває в місці встановлення другого від долота ОЦЕ.

Зважаючи на те, що згин корпусу ВД (у двоопорній конструкції КНБК), обумовлений пружною деформацією нижньої частини БК у процесі її роботи у

свердловині, призведе до виникнення напружень згину $\sigma_{зг}$, визначення яких доцільно провести в місцях найбільших величин $M_i(x)$, рис. 3.13:

$$\sigma_{зг}(x) = \frac{M_i(x)}{W_{зг}} = \frac{2M_i(x)D_{ВД}}{I_{ВД}} \quad (3.1)$$

$I_{ВД}$ - момент інерції корпусу ВД.

За отриманими даними щодо зміни згинального моменту з довжинами КНБК, які наведені на рис. 3.13 із відповідними вихідними параметрами, з використанням залежності (3.1) і, відповідно (2.8), (2.9), (2.18) і (2.19) та (2.26), отримано низку графічних залежностей величини напруження згину за довжиною компоновки (рис. 3.14):

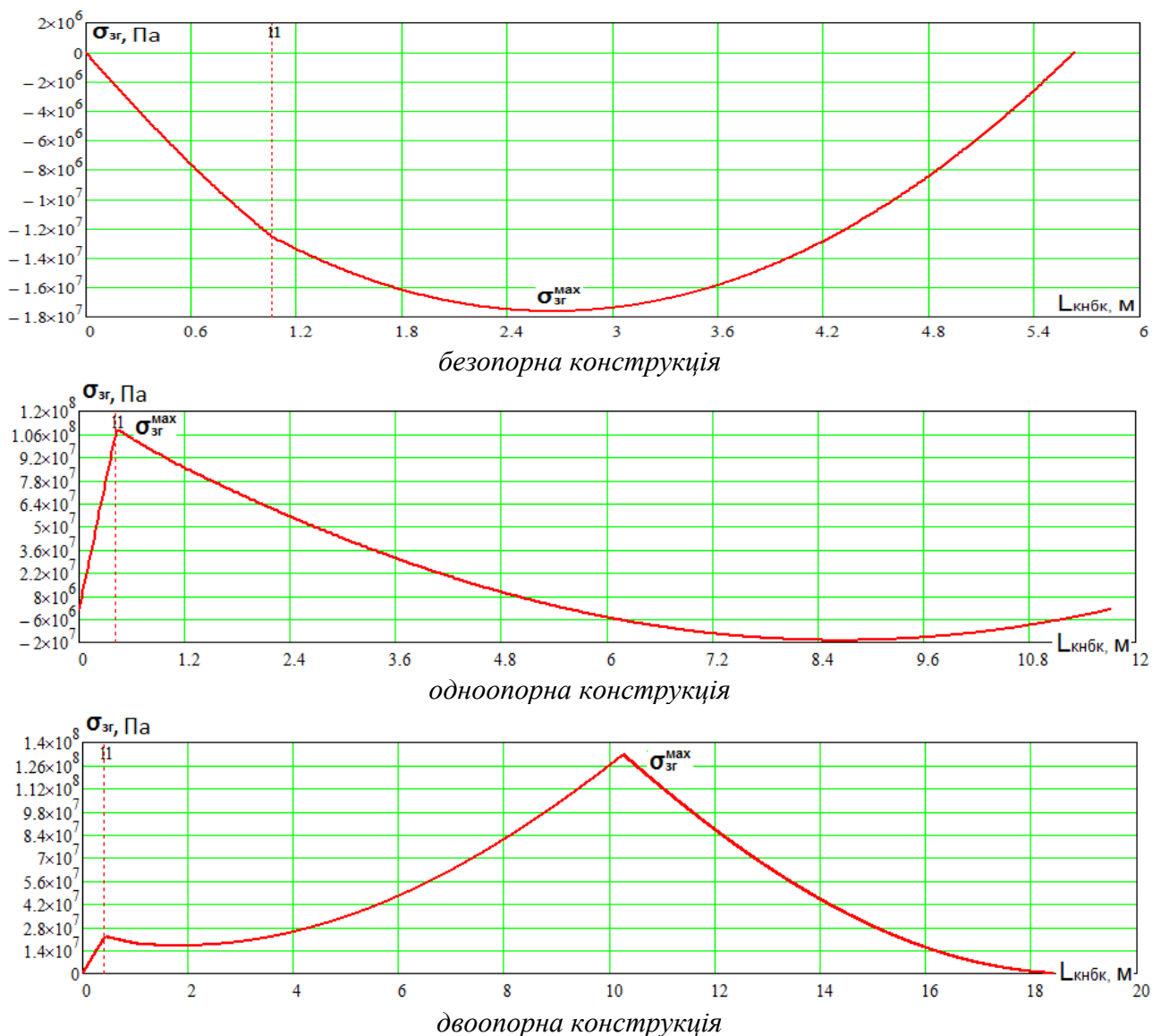


Рисунок 3.14 – Зміна величини напруження згину за довжиною КНБК

Згідно з вихідними даними (рис. 3.14) за умови виконання півоберту кожною з КНБК для максимального згинального моменту (M_{\max}) отримано залежність зміни $\sigma_{зг}(x)$, (рис. 3.15).

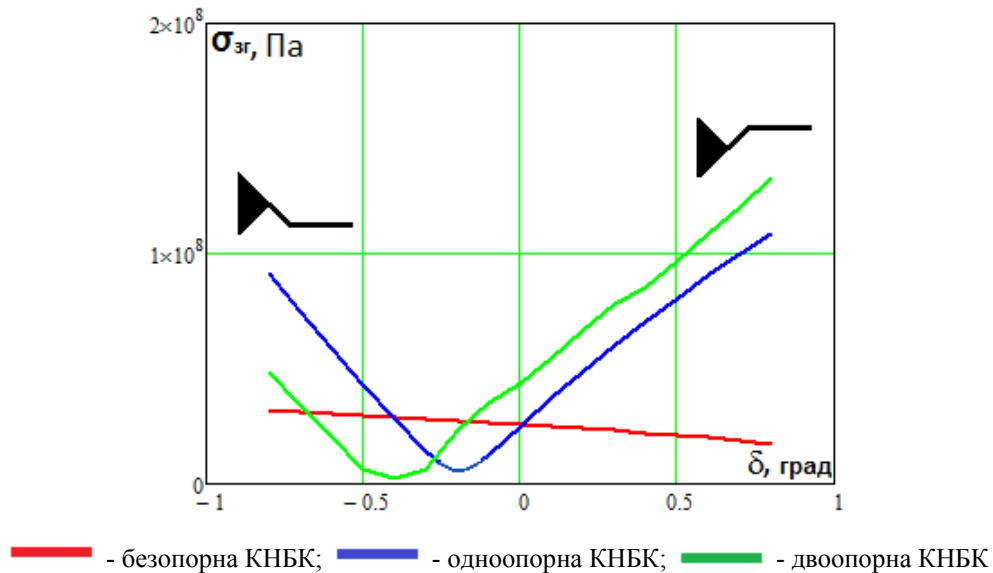


Рисунок 3.15 – Зміна величини напруження згину в елементах КНБК у місцях, де зафіксовано максимальне значення M_{\max}

Опираючись на отримані дані щодо зміни напружень згину за довжиною компонок (рис. 3.15), слід відмітити, що найбільшими їх значеннями характеризуються конструкції з ОЦЕ, а точніше – з двома опорами.

Для одноопорної КНБК напруження згину $\sigma_{зг}$ у місці встановлення ОЦЕ є значно більшими, ніж у безопорній конструкції (у 2-3 рази) внаслідок впливу справа від ОЦЕ, важеля через опору, (корпус ВД). Для вищенаведених вихідних даних $\sigma_{зг}$ досягають найбільших значень 107-109 МПа.

Для двоопорної конструкції КНБК напруження згину $\sigma_{зг}$ в місці встановлення другого ОЦЕ є значно більшими, ніж в одно-, чи в безопорній конструкції внаслідок дії по сторону від ОЦЕ важеля у вигляді корпусу ВД, а по праву – діамагнітної труби. Це, відповідно, зумовлює появу досить великих напружень $\sigma_{зг}$, які перевищують за цих умов 130 МПа, що на 25 % переважає відповідні значення для одноопорних конструкцій.

3.2 Прогнозування енергетичних витрат на роботу КНБК

За результатами аналітичних досліджень, отриманих за допомогою розробленої методики, наведеної в підрозділі 2.6 проведено оцінку впливу параметрів орієнтованої КНБК та інших техніко-технологічних чинників на їх енерговитратність під час роботи в стовбурі свердловини за певних вихідних параметрів, зображених на рис. 3.1, 3.5 і 3.9 і табл. 3.1, і отримано низку графічних залежностей (рис. 3.15-3.19).

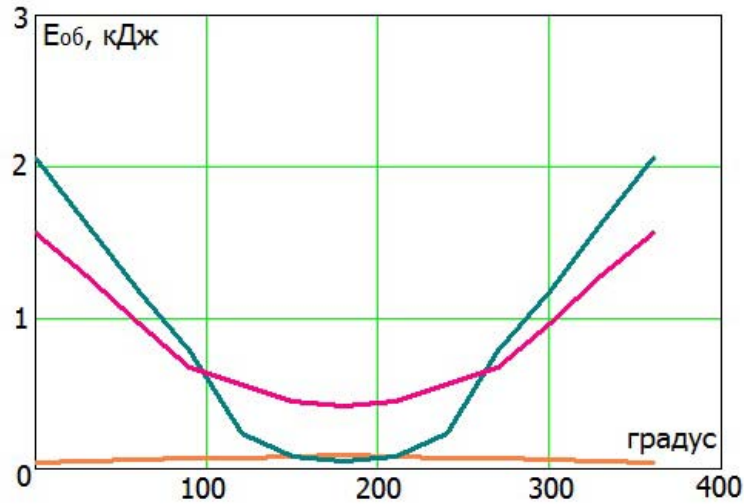
Таблиця 3.1 - Вихідні дані для розрахунку КНБК

Кількість ОЦЕ, в КНБК, шт	$b_{пл}$, м	$l_{пл}$, м	$n_{пл}$, шт	ν	$\sigma_{ск}$, МПа	μ	E_0 , Па
безопорна							
1	0.04	0.3	4	0.25	20	0.3	$(0.8-1.2) \times 10^{10}$
2							

За результатами проведених досліджень встановлено, що збільшення кількості ОЦЕ в складі орієнтованої КНБК спричиняє різку зміну експлуатаційних енергетичних витрат як під час їх обертання (рис. 3.11), так і осьового переміщення (рис. 3.16) в прямолінійному стовбурі свердловини, особливо у разі використання двох центраторів.

Використання безопорної КНБК характеризується найнижчими енергетичними показниками (енергетичні втрати на обертання і осьове переміщення вздовж осі стовбура свердловини) у разі суміщеного способу буріння як під час обертання, так і осьового переміщення відносно «опорних» конструкцій.

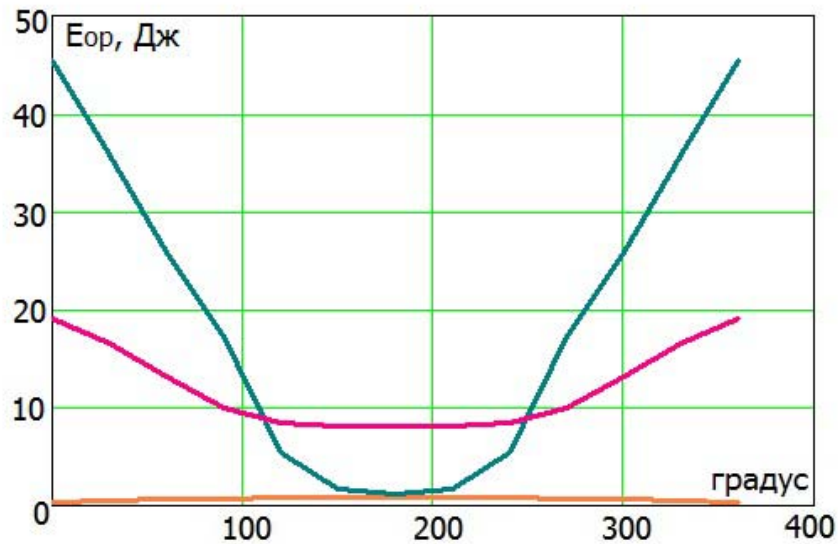
Внаслідок перекосу осей у наддолотній частині КНБК (у цьому випадку $\Delta = 0.9^0/10_m$) під час її провороту на 180^0 і досягнення плечем згину верхньої точки у вертикальній площині, виникає незначне збільшення довжини діючої частини компоновки (до 1.2 м), а, відповідно, й змінюється відхиляюче зусилля на долоті.



— - безопорна КНБК; — - одноопорна КНБК; — - двоопорна КНБК

Рисунок 3.16 – Енергетичні характеристики КНБК із різною кількістю ОЦЕ під час обертання БК ($P = 8$ т; $\alpha = 80^\circ$)

Впродовж одного оберту для безопорної орієнтованої КНБК енергоємність змінюється практично вдвічі, (рис. 3.17).



— - безопорна КНБК; — - одноопорна КНБК; — - двоопорна КНБК

Рисунок 3.17 – Енергетичні характеристики КНБК із різною кількістю ОЦЕ у разі осьового переміщення БК ($P = 8$ т; $\alpha = 80^\circ$)

Кількісні значення енергоємності безопорних орієнтованих КНБК відносно їх опорних прототипів у десятки разів менші, рис. 3.17, що надає їм

суттєву перевагу під час використання.

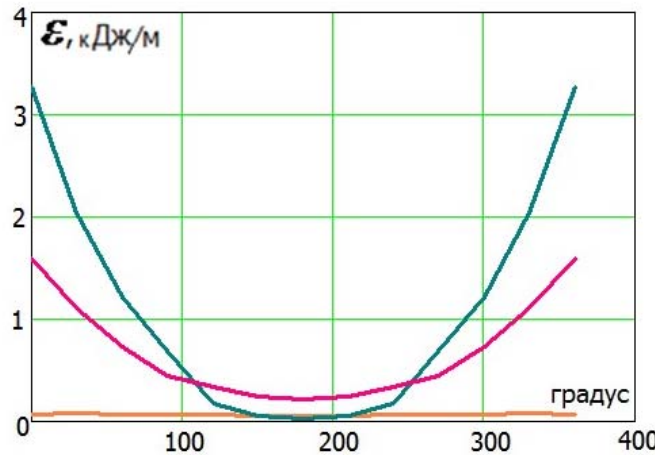
Для одно- і двоопорних конструкцій орієнтованих компоновок енергетичні характеристики їх роботи в стовбурі свердловини суттєво відмінні (значно вищі) від безопорної конструкції.

Одноопорна КНБК, унаслідок існування жорсткого плеча довжиною 0.66 м (відстань від долота до середини встановленого ОЦЕ) і довгомірного важеля (від ОЦЕ діаметром 212 мм до контакту ВД зі стінкою свердловини) довжиною від ≈ 5 м до ≈ 16.5 м (проворот від 0^0 до 360^0) спричиняє суттєве збільшення відхиляючого зусилля на долоті і реакції на ОЦЕ (ефект заземлення).

Унаслідок цього енергетичні показники одноопорної компоновки протягом одного оберту зростають більше ніж у 100 разів (рис. 3.16-3.18). Ризик отримати підклинювання такої компоновки у стовбурі свердловини дуже великий. У разі суміщеного способу буріння це суттєво обмежує використання одноопорних компоновок у реальних промислових умовах.

Для двоопорних КНБК унаслідок наявності жорсткого плеча (в цьому випадку довжиною 0.66 м) – відстань від долота до середини встановленого ОЦЕ) і фіксованого важеля (від ОЦЕ діаметром 212 мм до контакту ВД зі стінкою свердловини) довжиною 9.2 м, у разі провороту компоновки від 0^0 до 360^0 також відбувається збільшення енергоємності роботи.

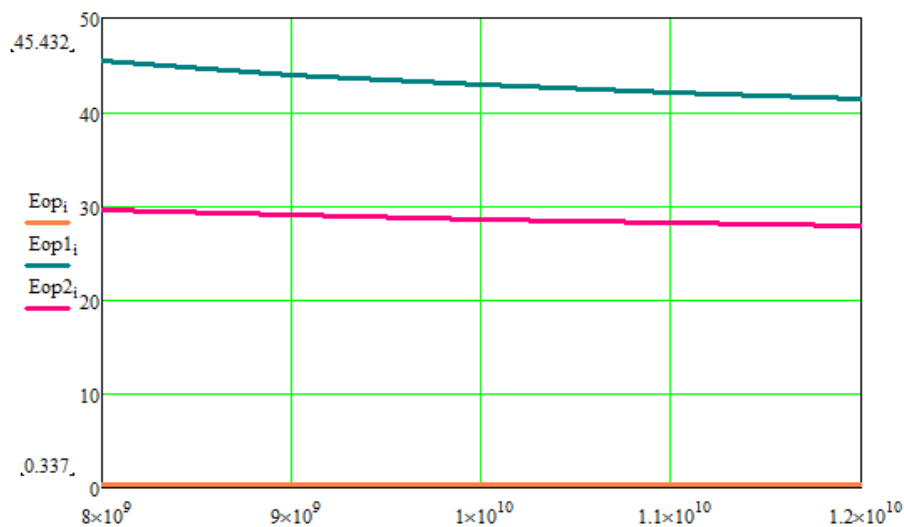
Для двоопорної компоновки енергетичні показники в період одного оберту зростають у 3-4 рази (рис. 3.15-3.18). Але ризики отримання підклинювання такої компоновки в стовбурі свердловини у порівнянні з одноопорною менші, що дозволяє використовувати їх як енергоефективні конструкції. А зважаючи на можливості керування траєкторією буріння свердловини та переважаючі недоліки в енергопередачі до долота у процесі обертового (суміщеного) способу буріння, одноопорні конструкції неефективні, (рис. 3.18).



— - безопорна КНБК; — - одноопорна КНБК; — - двоопорна КНБК

Рисунок 3.18 – Енергоємність КНБК із різною кількістю ОЦЕ в процесі роботи
($P = 8 \text{ т}$; $\alpha = 80^\circ$)

Дослідженнями встановлено, що одним із основних чинників, які впливають на енергоємність КНБК під час її роботи, є пружність гірської породи, яка характеризується модулем E_0 [88, 89]. У процесі дослідження зміни енерговитрат під час роботи орієнтованих КНБК на їх осьове переміщення і енергоємності компоновки в цілому в стовбурі свердловини за умов зростання величини E_0 (у цьому випадку від 0.8 ГПа до $1,2 \text{ ГПа}$) встановлено їх монотонне зменшення, рис. 3.19.



— - безопорна КНБК; — - одноопорна КНБК; — - двоопорна КНБК

Рисунок 3.19 – Енергетичні характеристики КНБК із різною кількістю ОЦЕ у разі їх осьового переміщення ($P = 8 \text{ т}$; $\alpha = 80^\circ$)

Як видно з рис. 3.20-3.21 унаслідок перерозподілу сил притискання ОЦЕ до стінки свердловини і зменшення дії заземленого важеля (рис. 3.12), дія якого є переважаючою в одноопорній компоновці, за відповідних вихідних умов (табл. 3.1), отримуємо до 35 % зміну крутного моменту на її обертання.

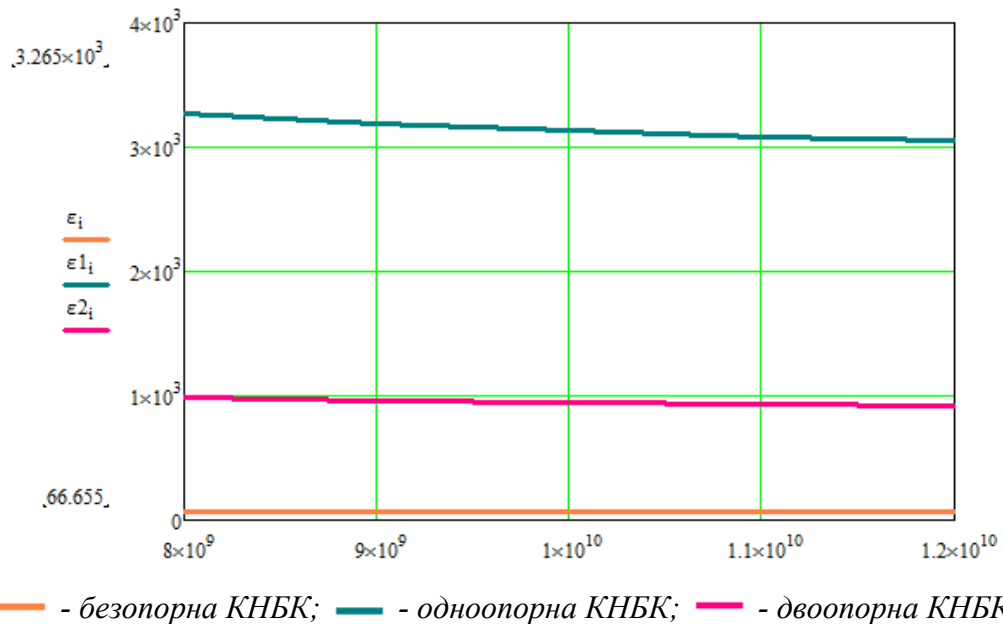


Рисунок 3.20 – Енергоємність КНБК із різною кількістю ОЦЕ в процесі роботи
($P = 8 \text{ т}$; $\alpha = 80^\circ$)

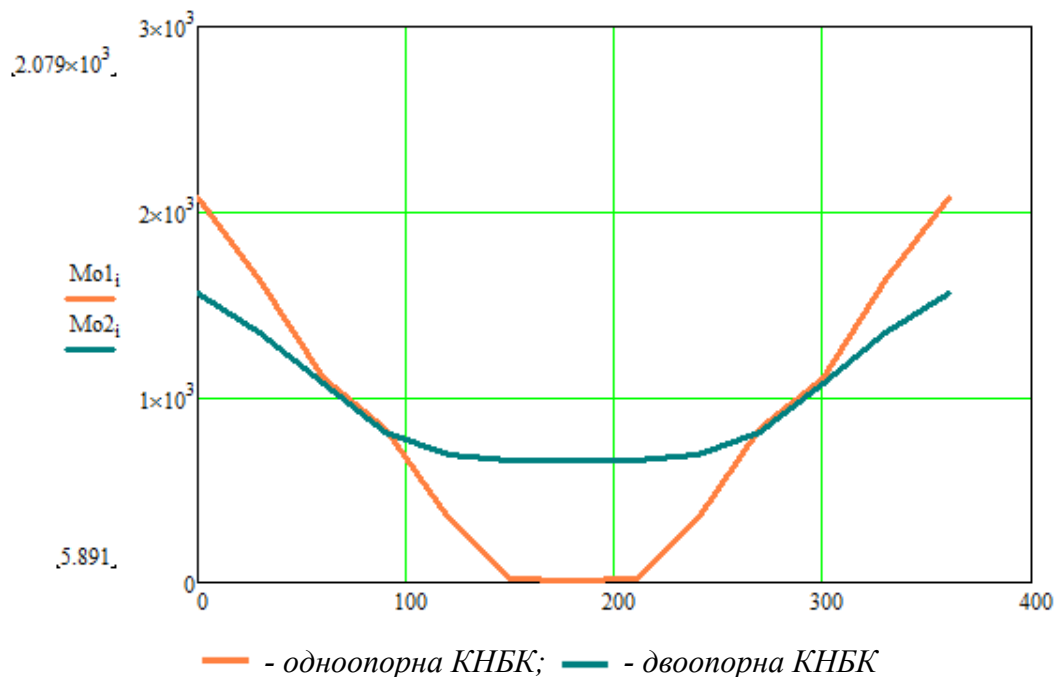


Рисунок 3.21 – Моментоемність під час обертання КНБК із різною кількістю ОЦЕ у процесі роботи ($P = 8 \text{ т}$; $\alpha = 80^\circ$)

Внаслідок цього виникає додаткове зростання моменту опору на обертання всієї бурильної колони, що спричиняє її закручування і потреба у збільшенні крутного моменту на роторі за умов буріння суміщеним способом.

3.3 Закручування БК у процесі використання орієнтованих КНБК у разі суміщеного способу буріння

Буріння скерованої свердловини суміщеним способом із використанням орієнтованих КНБК є складним технологічним процесом, за якого для руйнування долотом гірської породи передається тільки частина енергії, а решта втрачається на подолання моменту опору тертя БК об стінку свердловини і буровий розчин (БР). Енергопровідність БК суттєво залежить від техніко-технологічних чинників [77, 89], до яких відносяться: діаметр долота і колони труб, їх довжина і конструкція, параметри режиму буріння і промивання свердловини, викривлення стовбура свердловини і особливості його кріплення обсадними колонами.

Під час буріння скерованих свердловин складного просторового профілю використання орієнтованих КНБК має низку обмежень щодо довговічності і міцності складових БК. Це в певній мірі пов'язано із крученням БК, яка перебуває у взаємодії зі стінками свердловини і забезпечує передачу енергії долоту для руйнування гірської породи [77, 88, 89].

За дотримання параметрів проектної траєкторії під час буріння скерованих свердловин суміщеним способом із орієнтованими КНБК, які потребують обертання БК за допомогою ротора чи системи верхнього приводу, відбувається суттєве перевантаження останньої, яке призводить до зменшення її експлуатаційної надійності, довговічності та поява «баклаг»- ефекту. Використання орієнтованих КНБК у стовбурі свердловини призведе до перевитрат енергії, більша частина якої сприятиме руйнуванню не гірської породи, а елементів БК.

Суть в тому, що у разі жорсткого защемлення низу колони збільшується крутний момент на роторі чи верхньому приводі. У цьому випадку зростає

крутний момент у її верхній частині під дією обертача, що спричиняє скручування і розклинювання вздовж стовбура свердловини аж до руйнування конструкції.

Моделювання процесу закручування БК, розміщеної у прямолінійному стовбурі свердловини в процесі її обертового буріння, вивчалось в роботах [78]: Вивчено навантажуваність бурильних труб у криволінійних ділянках свердловини, а також зусилля притискання БК до її стінок, яке є основним чинником закручування БК. При цьому користуються умовами, що елементи БК знаходяться в режимі точкової контактної взаємодії зі стінками свердловини. З практики буріння відомо, що в реальних умовах взаємодії БК зі стовбуром свердловини, труби повністю опираються на стінку свердловини (переважно нижню) на певній довжині та зумовлюють великі сили тертя під час її обертання.

На рис. 3.22, наведено конструкцію БК, розташовану у скерованій свердловині.

Для створення осевого навантаження на долото в частині вертикального інтервалу свердловини та інтервалі набору кривизни встановлюють ОБТ, які в процесі буріння створюють на нижчерозташовану частину БК стискаючу силу, що посилює передумови виникнення «баклінг-ефекту».

Закручування БК характеризується кутом, який визначається [78]:

$$\Theta_k = \int_0^{l_k} \frac{\left[M_{KP} - \left(\sum_{i=1}^{k-1} M_{O_i} + M_{O_{(k-1)}} + \frac{M_{O_k}}{l_k} x \right) \right]}{G_k I_{0k}} dx, \quad (3.45)$$

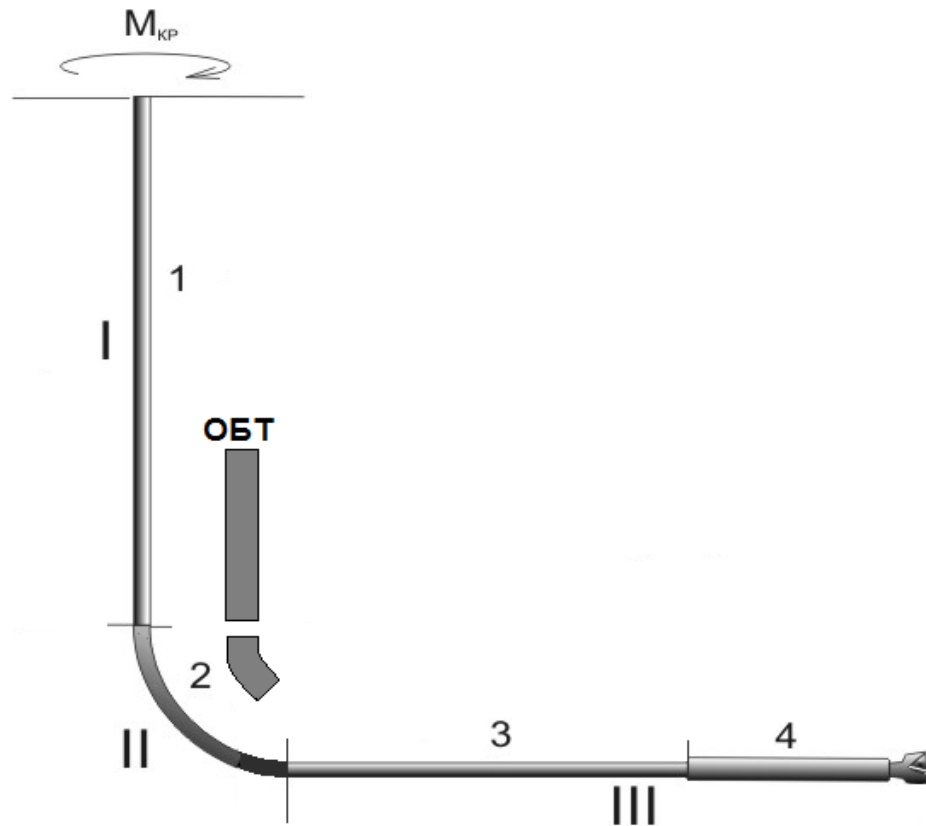
де k – кількість ділянок БК (від ведучої труби до КНБК);

l_k – довжини відповідних секцій БК;

M_{KP} – крутний момент на роторі для забезпечення обертання БК у свердловині;

M_{O_i} , M_{O_k} – моменти опору обертання БК, обумовлені тертям об стінки свердловини;

$G_k I_{Ok}$ – жорсткості на кручення кожної секції БК.



I, II і III – вертикальна, вигнута і умовно горизонтальна ділянки
 1 – бурові труби у вертикальній ділянці свердловини I, 2 – у вигнутому інтервалі свердловини II; 3 – бурові труби у горизонтальній ділянці свердловини III і 4 – КНБК у горизонтальній ділянці свердловини.

Рисунок 3.22 – Схема конструкції БК для буріння горизонтальної свердловини

Кут закручування КНБК із урахуванням (3.45) визначається:

$$\Theta_{\text{КНБК}} = \int_0^{l_{\text{КНБК}}} \frac{\left[M_{\text{КР}} - \left(\sum_{i=1}^{k-1} M_{O_i} + M_{O_k} + \frac{M_{O.\text{КНБК}}}{l_{\text{КНБК}}} x \right) \right]}{G_{\text{КНБК}} I_{\text{КНБК}}} dx. \quad (3.46)$$

де $l_{\text{КНБК}}$ – довжини відповідних секцій бурових труб і КНБК;

$M_{O.\text{КНБК}}$ – моменти опору обертанню, що виникають внаслідок тертя елементів КНБК зі стінками свердловини;

$G_{\text{КНБК}} I_{\text{КНБК}}$ – жорсткості на кручення КНБК;

$\Delta M_{кр_i}$ – приріст крутного моменту обертання БК у викривленому стовбурі свердловини.

Повний кут закручування БК у верхній її частині (на роторі) визначають за формулою (3.47):

$$\Theta = \sum_{i=1}^k \Theta_k + \Theta_{КНБК}. \quad (3.47)$$

Моменти опору M_{O_i} на обертання БК у свердловині визначають за формулою (3.48):

$$M_{O_i} = M_{O.Ci} + \frac{1}{2} \mu_i q_i l_i d_{БКi} \sin \alpha, \quad (3.48)$$

де μ_i – коефіцієнт тертя труб зі стінками свердловини;

q_i – вага погонного метра бурильної труби чи КНБК;

l_i – довжина ділянки БК, діаметром $d_{БК}$;

$M_{O.Ci}$ – момент опору обертання БК, у середовищі бурового розчину:

$$M_{O.Ci} = \pi d_{БКi}^2 l_i \tau, \quad (3.49)$$

де i - порядковий номер відповідної секції БК;

τ – динамічне напруження зсуву промивальної рідини.

Для БК, яка розташована у викривленій ділянці стовбура свердловини (рис. 3.23) величина $M_{O.Ci}$ залежить від низки техніко-технологічних параметрів і буде визначатися на рівні величини елементарного моменту опору обертання відрізка БК довжиною dl , у стовбурі свердловини із зенітним кутом $\alpha(l)$ кожний:

$$dM_{O_i} = \frac{1}{2} \mu d_{BK} q \cdot dl \sin \alpha(l). \quad (3.50)$$

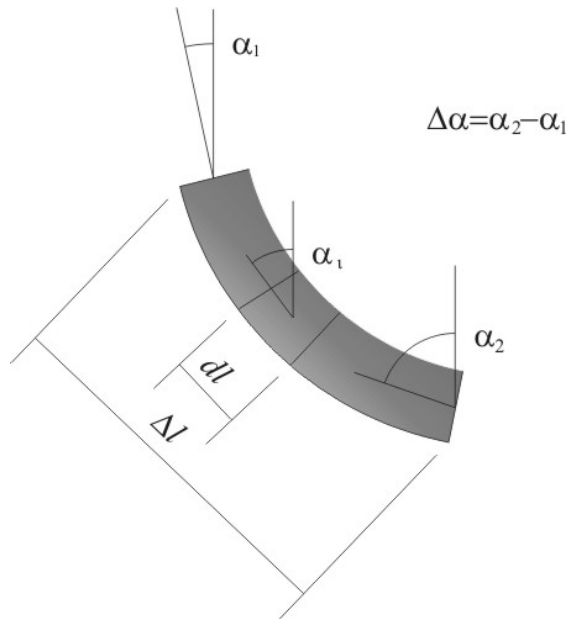


Рисунок 3.23 – Схематична відображення інтервалу набору кривизни

Сумарний момент опору обертання викривленої частини БК довжиною Δl , визначають за формулою (3.51):

$$M_{O_i} = \frac{1}{2} \int_0^{\Delta l} \mu d_{BK} q \sin \alpha(l) dl, \quad (3.51)$$

де $\alpha(l) = \frac{\Delta \alpha}{\Delta l} l$, $0 \leq l \leq \Delta l$.

Момент опору обертанню БК у стовбурі свердловини з урахуванням його кривизни, в середовищі бурового розчину визначають за формулою (3.52):

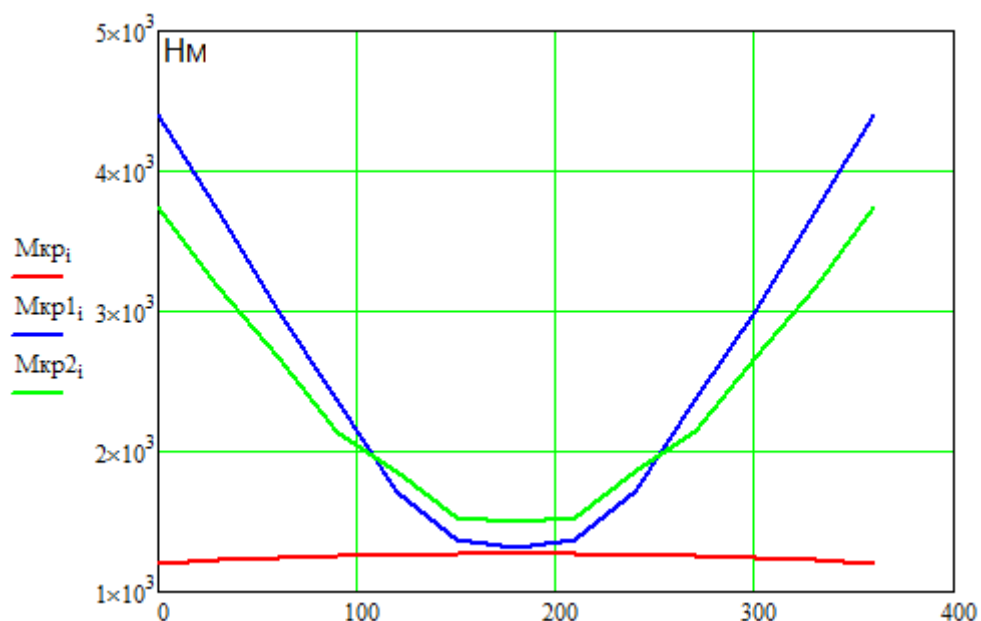
$$M_{O_i} = M_{O_{Ci}} - \mu_i d_{BK} q_i \frac{\cos(\Delta \alpha) - 1}{\frac{\Delta \alpha}{\Delta l} \frac{\pi}{90}}. \quad (3.52)$$

де $\Delta \alpha$ – зміна зенітного кута (градус) на інтервалі буріння Δl (м).

За умови буріння свердловини з використанням відповідних орієнтованих КНБК (частіше в комплектації ОЦЕ), конструкція яких зображена на рис. 3.12, виникає значний додатковий момент опору на обертання БК, що зображено на рис. 3.21, який буде обумовлювати її закручування. Для забезпечення зрушуючого моменту на долоті та створення передумов його обертання для реалізації процесу поглиблення вибою свердловини необхідно забезпечити умову

$$M_{кр} \geq \left(\sum_{i=1}^k M_{O_i} + M_{O.КНБК} \right).$$

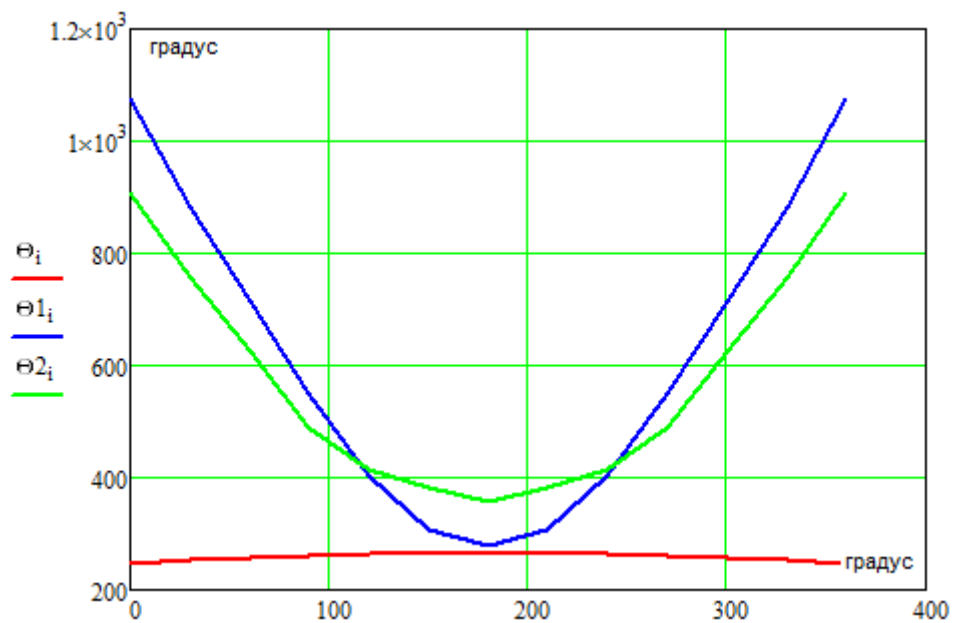
Використовуючи відповідні конструктивні особливості орієнтованих КНБК і режими їх експлуатації відповідно до схеми, зображеної на рис. 3.22 отримано залежність зміни величини моменту на роторі, який буде рівноцінним моменту опору кручення БК за один оберт КНБК, рис. 3.24. При цьому БК укомплектована: БТ 114×7 – 1600 м з $GI=607$ кНм при $\alpha=0-1^0$; ОБТ 146×75 – 300 м з $GI=33,57$ кНм із $\alpha=0-1^0$; БТ 114×7 – 1000 м з $GI=607$ кНм при $\alpha=1-80^0$; БТ 114×7 – 500 м з $GI=607$ кНм при $\alpha=80^0$; КНБК; долото діаметром 215,9 мм із усередненим значенням коефіцієнта тертя у свердловині $\mu=0.15$.



— - безопорна КНБК; — - одноопорна КНБК; — - двоопорна КНБК

Рисунок 3.24 – Зміна моменту кручення у верхній частині БК в її компонентуванні різними конструкціями орієнтованих КНБК ($P = 8$ т; $\alpha = 80^0$)

Із графічних залежностей отримано, що під час обертання БК за умов її експлуатації суміщеним способом буріння внаслідок збільшення сил осьового переміщення і моментів опору на обертання виникає стрибкоподібна зміна $M_{\text{КР}}$, особливо для компоновок із одним і двома ОЦЕ. Для встановлених значень вихідних параметрів згідно з рис. 3.24 впливає, що використання опорних орієнтованих КНБК (у порівнянні з безопорними) призводить до зростання крутного моменту на роторі від 1,2~1.3 кНм до 4.4 кНм.



— - безопорна КНБК; — - одноопорна КНБК; — - двоопорна КНБК

Рисунок 3.25 – Зміна кута закручування верхньої частини БК в її компонованні різними конструкціями орієнтованих КНБК ($P = 8 \text{ т}$; $\alpha = 80^\circ$)

Збільшення моменту опору під час обертання одно- і двоопорних орієнтованих КНБК, яке обумовлено їх конструктивними особливостями, призводить до зростання кута закручування БК, розташованої вище. У порівнянні з безопорною конструкцією, величина кута закручування БК Θ переважає в більш ніж 3.5 разів, що може стати причиною виникнення «баклінг-ефекту» [34, 35].

Висновки до третього розділу

1. За результатами аналітичних досліджень статичних характеристик взаємодії орієнтованих КНБК на базі ВД із різною кількістю ОЦЕ у разі суміщеного способу буріння встановлено:

- зміну радіального зазору в місці перекосу частин корпусу ВД, яка призводить до відповідної зміни довжини верхнього (більшого) плеча КНБК, що сприяє зміні відхиляючого зусилля на долоті Q і кута його повороту δ ;

- під час обертання без- і одноопорних орієнтованих КНБК, відбуваються зміни кута перекосу долота $-0.572^\circ < \delta < 1.24^\circ$ та $-0.11^\circ < \delta < 0.14^\circ$ і здійснюється обертання долота навколо осі стовбура свердловини з радіально змінною відхиляючою силою на долоті;

- за показниками опору осьового переміщення в стовбурі свердловини, величини згинних моментів і напружень згину вздовж осі орієнтованих КНБК встановлено, що їх двоопорні конструкції, у порівнянні з одно- і безопорними системами, мають обмежене використання як високомоментні і енергозатратні системи.

2. Розроблено аналітичний метод і запропоновано відповідні критерії оцінки енергоємності роботи орієнтованих КНБК із різною кількістю ОЦЕ у разі суміщеного способу буріння. З його використанням встановлено, що на показники енергоємності орієнтованої компоновки найбільш суттєво впливають зенітний кут стовбура свердловини і фізико-механічні характеристики гірської породи, яка його формує, та конструктивні параметри КНБК (кут перекосу шпинделя відносно корпусу, кількість ОЦЕ). Кількість ОЦЕ є домінантним чинником у енерговитратності КНБК. Шляхом використання цього критерію в математичних моделях орієнтованих КНБК за умови $\varepsilon \rightarrow \min$ проводять вибір їх енергоефективних конструкцій із відповідними режимно-технологічними параметрами процесу.

3. Розроблено метод оцінки величини кута закручування БК у разі суміщеного способу буріння з використанням у нижній частині БК орієнтованих компоновок із різною кількістю ОЦЕ. У процесі створення

відповідної математичної моделі БК враховується імовірне викривлення стовбура свердловини, додатковий момент опору обертанню в'язкого середовища, зміна сили тертя БК зі стінками криволінійного стовбура свердловини за умови, коли бурильні труби контактують із нижньою стінкою свердловини по всій довжині. За результатами проведених аналітичних досліджень встановлено моментоемність орієнтованих КНБК та їх вплив на закручування БК.

РОЗДІЛ 4

ТЕХНОЛОГІЧНІ УМОВИ ТА ДОСВІД ЗАСТОСУВАННЯ ОРІЄНТОВАНИХ КНБК

4.1 Оцінка конструктивних параметрів КНБК для забезпечення проходження в стовбурі свердловини

4.1.1 Безопорні КНБК

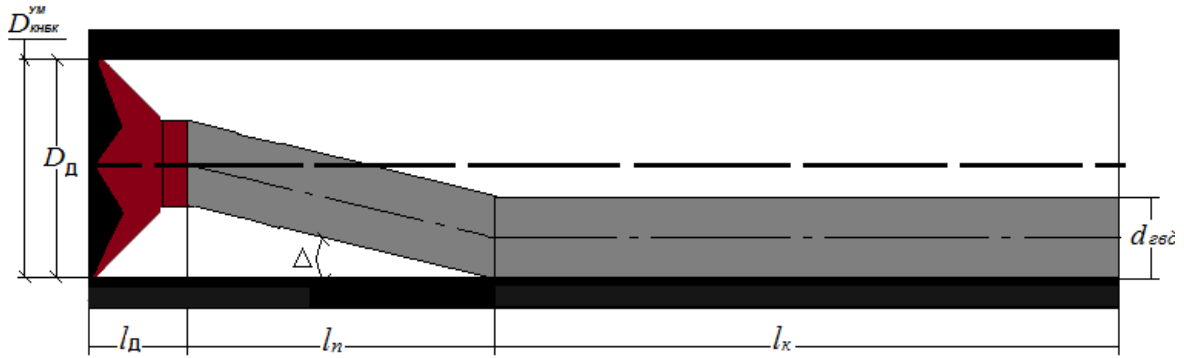
Використання безопорних орієнтованих КНБК для буріння скерованих свердловин першочергово передбачає забезпечення умови їх проходження в пробуреному і закріпленому обсадною колоною стовбурі. А це потребує встановлення «умовного» діаметра орієнтованої КНБК (ураховуючи кут перекосу ВД Δ). Для визначення цих умов для безопорної орієнтованої КНБК запропоновано використати розрахункові схеми, наведені на рис. 4.1.

У залежності від величини кута перекосу корпусу ВД Δ у разі використання безопорної КНБК можливими є два варіанти їх розташування у стовбурі свердловини, наведені на рис. 4.1, а) і б), відповідно до яких:

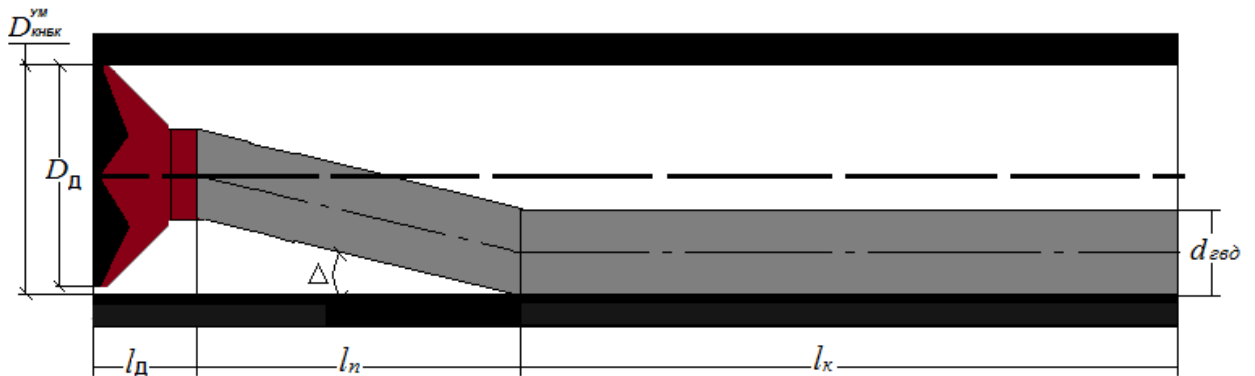
l_0 , l_n і l_k – висота долота, верхнього плеча ГВД і його корпусу та інтервал установлення в КНБК;

$d_{звд}$ – діаметр корпусу ГВД.

На рис. 4.1 наведені геометричні співвідношення з використанням схем, за умови, що під час СПО не відбувається деформація КНБК, характерною є спрощена аналітична залежність (4.1), яка описує величину «умовного» діаметра безопорної орієнтованої КНБК із кутом перекосу корпусу ВД Δ , результати обчислень якої наведені у таблиці 4.1.



$$a) \text{ з умовою } \tan(\Delta) \leq \frac{D_{\text{Д}} - d_{\text{звд}}}{2[l_n + l_{\text{д}}]}$$



$$б) \text{ з умовою } \tan(\Delta) \geq \frac{D_{\text{Д}} - d_{\text{звд}}}{2[l_n + l_{\text{д}}]}$$

Рисунок 4.1 – Розрахункова схема встановлення геометричної вписуваності орієнтованої безпроної КНБК

$$D_{\text{КНБК}}^{\text{ум}} = \left[\sqrt{\left[\frac{D_{\text{Д}} - d_{\text{звд}}}{2} \right]^2 + (l_n + l_{\text{д}})^2} \right] \cdot \sin(\Delta) + D_{\text{Д}} \cdot \cos(\Delta). \quad (4.1)$$

Таблиця 4.1 – Умовний діаметр орієнтованої безпроної КНБК

Кут перекосу на ГВД, градус	$D_{\text{КНБК}}^{\text{ум}}$, м (за умови, що $l_n + l_{\text{д}} = 1.06$ м)	
	ГВД 4 3/4"	ГВД 6 1/2"
0	0,155	0,2159
0,26	0,155	0,2159
0,52	0,155	0,2159

Продовження таблиці 4.1

0,77	0,155	0,2159
1,0	0,157	0,2159
1,22	0,165	0,2159
1,41	0,172	0,217
1,59	0,179	0,224
1,73	0,184	0,229
1,85	0,188	0,235
1,93	0,191	0,236
1,98	0,193	0,238
2,0	0,195	0,240

Як видно із таблиці 4.1, у разі кута перекосу корпусу ВД від 0^0 до 0.77^0 для ГВД 4 3/4" і кута перекосу від 0^0 до 1.22^0 для ГВД 6 1/2" спостерігається умовне проходження КНБК без притискання її елементів (зокрема долота) до стінок свердловини. Подальше збільшення кута перекосу корпусу ВД призводитиме до появи сил притискання елементів КНБК до стінок свердловини і появи сил опору її осьовому переміщенню вздовж осі стовбура свердловини.

Реальна безопорна орієнтована КНБК як трубна система під дією зовнішніх силових чинників (у залежності від зенітного кута стовбура свердловини) набуватиме складних форм згину, які є визначальними у процесі виконання СПО у стовбурі скерованої свердловини. Для дослідження впливу зовнішнього середовища на статичні форми рівноваги орієнтованої безопорної КНБК під час виконання СПО запропоновано метод диференціальних рівнянь [81-88, 95].

Для дослідження умов проходження орієнтованої КНБК (відхиляючої і випрямляючої) у прямолінійному стовбурі свердловини у разі виконання СПО розглядають два випадки її розташування з відповідними обчисленими схемами конструкцій, наведеними на рис. 4.3 і 4.4. Відповідно до схем дослідження

Згідно з рис. 4.2 і 4.3:

l_i – довжини ділянок КНБК;

EI_D – жорсткість на згин долота;

l_D – довжина долота;

r_D – радіальний зазор між віссю долота і стінкою свердловини в нижній точці контакту КНБК зі стовбуром свердловини.

$$r_D = \frac{D_{CB} - D_D}{2}, \quad (4.2)$$

де D_{CB} – діаметр стовбура свердловини.

Установлення для орієнтованої безопорної КНБК прохідного діаметра стовбура свердловини з умови безпечної взаємодії її елементів зі стінками свердловини (відкритий стовбур, обсадна колона) аналогічно зводиться до вирішення плоскої задачі шляхом розв'язання системи диференціальних рівнянь пружної осі компоновки за відповідних граничних умов. Згідно зі схемами, наведеними на рис. 4.2 і 4.3, отримують такі рівняння.

Для ділянки КНБК довжиною l_D :

$$EI_D \frac{d^2 y_D}{dx_D^2} = -P_{\min} y_D(x_D) + Q_{\min} x_D + \frac{q_D x_D^2 \sin(\alpha)}{2}. \quad (4.3)$$

Для ділянки КНБК довжиною l_1 :

$$EI_1 \frac{d^2 y_1}{dx_1^2} = -[P_{\min} - q_1 l_1 \cos(\alpha)] y_1(x_1) + Q_{\min} (l_D + x_1) + \left(\frac{q_D l_D^2}{2} + q_D l_D x_1 + \frac{q_2 x_1^2}{2} \right) \sin(\alpha). \quad (4.4)$$

$$EI_2 \frac{d^2 y_2}{dx_2^2} = -[P_{\min} - (q_D l_D + q_1 l_1) \cos(\alpha)] y_2(x_2) + Q_{\min} (l_D + l_1 + x_2) + \left(\frac{q_D l_D^2}{2} + \frac{q_1 l_1^2}{2} + (q_D l_D + q_1 l_1) x_2 + \frac{q_2 x_2^2}{2} \right) \sin(\alpha). \quad (4.5)$$

Після подвійного інтегрування вищенаведених диференціальних рівнянь (4.3-4.5), отримують функції зміни прогинів осі орієнтованої КНБК відносно осі стовбура свердловини на трьох її ділянках, у відповідності до наведених рахункових схем на рис. 4.2 і рис. 4.3:

$$y_D(x_D) = A_1 \sin(k_1 x_D) + A_2 \cos(k_1 x_D) + \frac{Q_{\min} x_D}{P_{\min}} + \left[\frac{q_D x_D^2}{2P_{\min}} - \frac{q_D}{k_1^2 P_{\min}} \right] \sin(\alpha); \quad (4.6)$$

$$y_1(x) = B_1 \sin(k_2 x_1) + B_2 \cos(k_2 x_1) + \frac{Q_{\min} (x_1 + l_D)}{P_{\min} - q_D l_D \cos(\alpha)} + \frac{\frac{q_1 x_1^2}{2} + \frac{q_D l_D^2}{2} + q_D l_D x_1 - \frac{q_1}{k_1^2}}{P_{\min} - q_D l_D \cos(\alpha)} \sin(\alpha). \quad (4.7)$$

$$y_2(x) = C_1 \sin(k_3 x_2) + C_2 \cos(k_3 x_2) + \frac{Q_{\min} (x_2 + l_D + l_1)}{P_{\min} - (q_D l_D + q_1 l_1) \cos(\alpha)} + \frac{\frac{q_2 x_2^2}{2} + \frac{q_1 l_1^2}{2} + \frac{q_D l_D^2}{2} + (q_1 l_1 + q_D l_D) x_2 - \frac{q_2}{k_3^2}}{P_{\min} - (q_1 l_1 + q_D l_D) \cos(\alpha)} \sin(\alpha). \quad (4.8)$$

Зміни величини кутів повороту осі компоновки відносно осі стовбура свердловини, відповідно для кожної з ділянок орієнтованих КНБК, наведені на рахункових схемах рис. 4.2 і рис. 4.3:

$$y_D'(x_D) = A_1 k_1 \cos(k_1 x_D) - A_2 k_1 \sin(k_1 x_D) + \frac{Q_{\min} + q_D x_D}{P_{\min}} \sin(\alpha); \quad (4.9)$$

$$y_1'(x_1) = B_1 k_2 \cos(k_2 x_1) - B_2 k_2 \sin(k_2 x_1) + \frac{Q_{\min} + (q_D l_D + q_1 x_1) \sin(\alpha)}{P_{\min} - q_D l_D \cos(\alpha)}. \quad (4.10)$$

$$y_2'(x_2) = C_1 k_3 \cos(k_3 x_2) - C_2 k_3 \sin(k_3 x_2) + \frac{Q_{\min} + (q_1 l_1 + q_D l_D + q_2 x_2) \sin(\alpha)}{P_{\min} - (q_1 l_1 + q_D l_D) \cos(\alpha)}. \quad (4.11)$$

Функції, що описують зміну величин згинаючих моментів осі КНБК для кожної з ділянок орієнтованих КНБК, наведені на рахункових схемах рис. 4.2 і рис. 4.3, відповідно:

$$M_D(x_D) = \left[-A_1 k_1^2 \sin(k_1 x_D) - A_2 k_1^2 \cos(k_1 x_D) + \frac{q_D}{P_{\min}} \sin(\alpha) \right] EI_D; \quad (4.12)$$

$$M_1(x_1) = \left[-B_1 k_2^2 \sin(k_2 x_1) - B_2 k_2^2 \cos(k_2 x_1) + \frac{q_1 \sin(\alpha)}{P_{\min} - q_D l_D \cos(\alpha)} \right] EI_1, \quad (4.13)$$

$$M_2(x_2) = \left[-C_1 k_3^2 \sin(k_3 x_2) - C_2 k_3^2 \cos(k_3 x_2) + \frac{q_2 \sin(\alpha)}{P_{\min} - (q_1 l_1 + q_D l_D) \cos(\alpha)} \right] EI_2. \quad (4.14)$$

Взаємодія орієнтованих КНБК (рис. 4.2 і 4.3) зі стінками свердловини характеризується такими граничними умовами:

$$\left. \begin{aligned} y_D(0) &= r_D \\ y'_D(l_D) &= y'_1(0) \\ y'_1(l_1) - y'_2(0) &= \pm \Delta \\ y_1(l_1) &= y_2(0) \\ y'_2(l_2) &= 0 \\ y_2(l_2) &= r \\ y''_2(l_2) &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (4.15)$$

Примітка:

«+» - орієнтовна КНБК із нижнім положенням корпусу ВД (рис. 4.2);

«-» - орієнтовна КНБК із верхнім положенням корпусу ВД (рис. 4.3).



Використання цієї математичної моделі дозволяє отримати обґрунтування мінімального діаметра стовбура свердловини D_{CB} , виходячи з відповідних конструктивних параметрів орієнтованої КНБК за умови, що осьове навантаження $P_{\min} \rightarrow 0$ і відхиляюче зусилля на долоті $Q_{\min} \rightarrow 0$, що в свою чергу описує вільне проковзування породоруйнівного інструменту вздовж осі стовбура свердловини.

З урахуванням вихідних даних проведено обчислення зміни величини відхиляючого зусилля на долоті і умовного діаметра КНБК $D_{КНБК}^{VM}$ у залежності від зміни зенітного кута стовбура свердловини, в якому вона розташовується, та орієнтування апсидальної площини відхилювача в ньому, отримано результати, наведені в таблиці 4.2.

Аналітичні обчислення проводили для чотирьох значень зенітного кута стовбура свердловини, а саме: 1^0 , 20^0 , 50^0 і 90^0 за відсутності осьового навантаження на долоті, імітуючи спуск КНБК на вибій свердловини.

Із таблиці 4.2 випливає, що спрощена для аналітичних обчислень залежність (4.1) дає наближене значення величини $D_{КНБК}^{VM}$ і не враховує умови розташування КНБК у стовбурі свердловини, яке уточнюється шляхом розрахунку за наведеною розрахунковою математичною моделлю, яка представлена в параграфі 4.1.1.

Таблиця 4.2 – Умовний діаметр орієнтованої безопорної КНБК

Кут перекосу на ГВД, градус	$D_{КНБК}^{ум}$, мм								
	умова розташу- вання	ГВД 6 1/2"				ГВД 6 1/2"			
		1 ⁰	20 ⁰	50 ⁰	90 ⁰	1 ⁰	20 ⁰	50 ⁰	90 ⁰
		за методом дифрівнянь				за формулою			
-2,0		228	217	215,9		240			
-1,6		215,9				224			
-1,2		215,9				215,9			
-0,8		215,9				215,9			
-0,4		215,9				215,9			
0		215,9				215,9			
0,4		215,9				215,9			
0,8		215,9				215,9			
1,2		215,9				215,9			
1,6		224	223	222		224			
2,0		238	236	235		240			

Слід відмітити, що врахування в цій математичній моделі пружних деформацій елементів КНБК, на відміну і уточнення значень (4.1) дозволило встановити, що для вищенаведеної конструкції безопорної КНБК тільки за кутів перекосу (1.6-2.0)⁰ її умовний діаметр $D_{КНБК}^{ум}$ перевищує діаметр долота, внаслідок відповідних особливостей конструкції. За цих умов погіршуються вписуваності компоновки в стовбур свердловини, зростають сили тертя у разі осьового переміщення і обертання, тобто під час СПО і буріння.

Положення компоновки у стовбурі свердловини у разі її осьового переміщення та відсутності осьового навантаження на долоті має суттєве значення на її прохідність у стовбурі свердловини. Так, під час орієнтування площини викривлення компоновки для зменшення зенітного кута (табл. 4.2) умовний діаметр компоновки характеризується на (10-15) % меншими значеннями, ніж у разі спуску конструкції як відхиляючої системи. Ще одна

особливість взаємодії безпорної КНБК зі стінками свердловини відображається під час зміни відхиляючого зусилля на долоті, рис. 4.4.

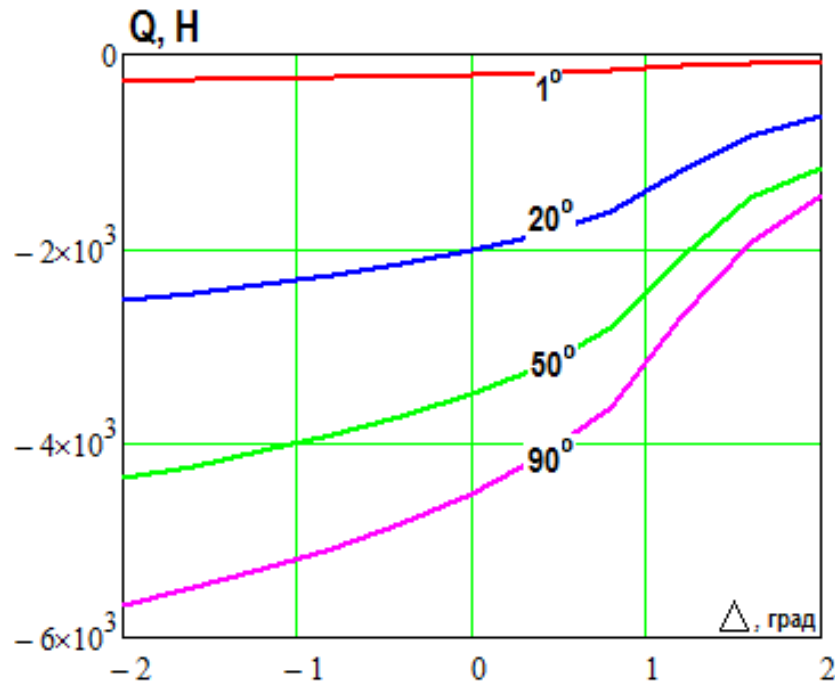


Рисунок 4.4 – Зміна відхиляючого зусилля на долоті для різних значень кута перекоосу Δ і величини α

Незалежно від зміни положення орієнтованої КНБК на α в діапазоні від 1° до 90° під час виконання СПО у свердловині контактування долота відбуватиметься з її нижньою стінкою. І чим більший zenітний кут, тим сила їх взаємодії зростає. Положення компоновки у стовбурі свердловини у разі її осьового переміщення та відсутності осьового навантаження на долоті також має суттєве значення на відхиляюче зусилля на долоті.

Під час орієнтування площини викривлення компоновки для зменшення zenітного кута (табл. 4.2) внаслідок зменшення довжини i , відповідно, ваги компоновки, відхиляюче зусилля на долоті Q , (рис. 4.4) характеризується в 1,5-2,8 рази меншим, ніж у разі спуску конструкції як відхиляючої системи. А це має важливе значення у процесі орієнтування цих компонок у стовбурі свердловини під час виконання СПО.

4.1.2 Одноопорні КНБК

Використання одноопорних орієнтованих КНБК (ураховуючи викривлення з кутом перекосу ВД Δ) під час буріння (особливо під час виконання СПО) також обмежується величиною умовного діаметра її конструкції, який посилює її проходження в стовбурі скерованої свердловини. Для визначення цих умов для безопорної орієнтованої КНБК запропоновано використати відповідні розрахункові схеми, наведені на рис. 4.5 і 4.6. У залежності від кута перекосу корпусу ВД Δ у разі використання одноопорної КНБК крайовими є два варіанти їх розташування в стовбурі свердловини.

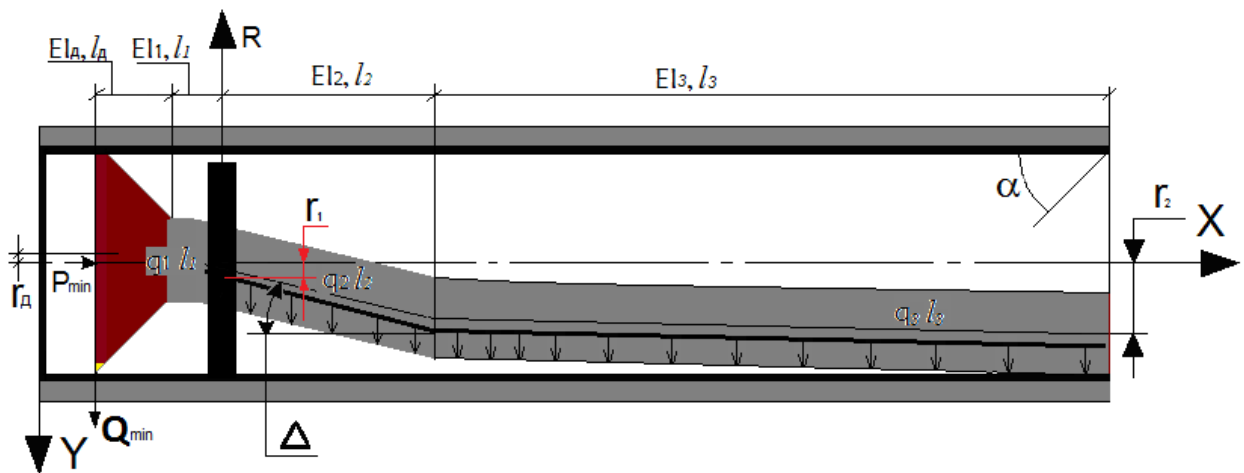


Рисунок 4.5 – Розрахункова схема орієнтованої одноопорної КНБК із нижнім положенням корпусу ВД

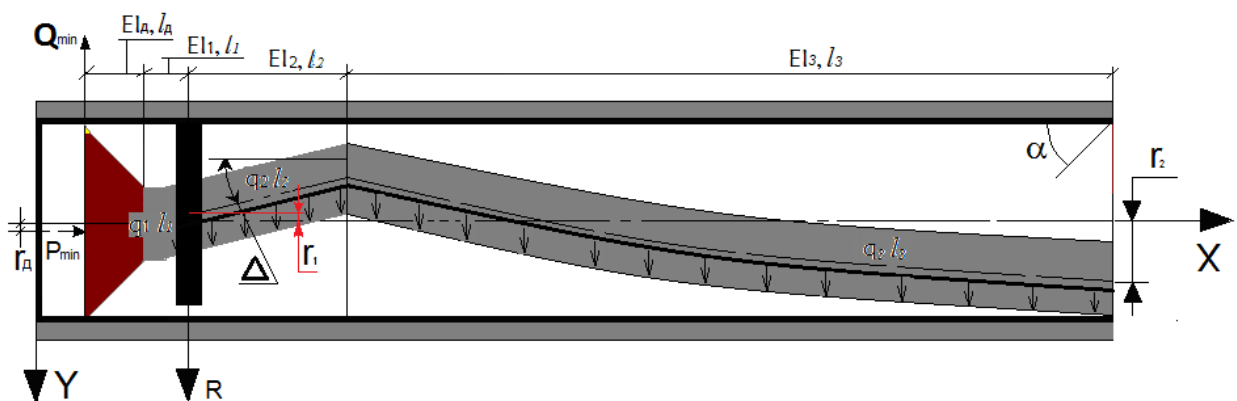


Рисунок 4.6 – Розрахункова схема орієнтованої одноопорної КНБК із верхнім положенням корпусу ВД

Аналогічно як і в параграфі 4.1.1, визначають прохідний діаметр стовбура свердловини для орієнтованої одноопорної КНБК реалізацією контактної схеми взаємодії її елементів зі стінками свердловини (відкритий стовбур, обсадна колона) шляхом обчислення системи диференціальних рівнянь пружної осі компоновки за відповідних граничних умов.

Згідно з розрахунковими схемами, наведеними на рис. 4.5 і 4.6, для ділянок КНБК довжинами l_D і l_1 характерними є диференціальні рівня (4.3) і (4.4), їх розв'язки (4.6) і (4.7), та похідні (4.9) і (4.10), а також (4.12) і (4.13).

Для ділянок КНБК довжинами l_2 і l_3 характерними є диференціальні рівняння (4.16) і (4.17):

$$EI_2 \frac{d^2 y_2}{dx_2^2} = -[P_{\min} - (q_D l_D + q_1 l_1) \cos(\alpha)] y_2(x_2) + Q_{\min}(l_D + l_1 + x_2) - R x_2 + \left(\frac{q_D l_D^2}{2} + \frac{q_1 l_1^2}{2} + q_D l_D l_1 + (q_D l_D + q_1 l_1) x_2 + \frac{q_2 x_2^2}{2} \right) \sin(\alpha). \quad (4.16)$$

$$EI_3 \frac{d^2 y_3}{dx_3^2} = -[P_{\min} - (q_D l_D + q_1 l_1 + q_2 l_2) \cos(\alpha)] y_3(x_3) + Q_{\min}(l_D + l_1 + l_2 + x_3) - R(x_3 + l_2) + \left(\frac{q_D l_D^2}{2} + \frac{q_1 l_1^2}{2} + \frac{q_2 l_2^2}{2} + q_D l_D l_1 + l_2 (q_D l_D + q_1 l_1) + (q_D l_D + q_1 l_1 + q_2 l_2) x_3 + \frac{q_3 x_3^2}{2} \right) \sin(\alpha). \quad (4.17)$$

Після інтегрування диференціальних рівнянь (4.16-4.17), отримано функції зміни прогинів осі орієнтовано КНБК відносно осі стовбура свердловини на двох її ділянках, у відповідності до наведених рахункових схем на рис. 4.5 і 4.6:

$$\begin{aligned}
y_2(x) = & C_1 \sin(k_3 x_2) + C_2 \cos(k_3 x_2) + \\
& + \frac{Q_{\min}(x_2 + l_D + l_1) - R x_2}{P_{\min} - (q_D l_D + q_1 l_1) \cos(\alpha)} + \\
& + \left(\frac{q_2 x_2^2}{2} + \frac{q_1 l_1^2}{2} + \frac{q_D l_D^2}{2} + q_D l_D l_1 + \right. \\
& \left. + (q_1 l_1 + q_D l_D) x_2 - \frac{q_2}{k_3^2} \right) \frac{\sin(\alpha)}{P_{\min} - (q_1 l_1 + q_D l_D) \cos(\alpha)}.
\end{aligned} \tag{4.18}$$

$$\begin{aligned}
y_3(x) = & D_1 \sin(k_4 x_3) + C_2 \cos(k_4 x_3) + \\
& + \frac{Q_{\min}(x_3 + l_D + l_1 + l_2) - R x_3}{P_{\min} - (q_D l_D + q_1 l_1 + q_2 l_2) \cos(\alpha)} + \\
& + \left(\frac{q_3 x_3^2}{2} + \frac{q_1 l_1^2}{2} + \frac{q_2 l_2^2}{2} + \frac{q_D l_D^2}{2} - \frac{q_3}{k_4^2} + q_1 l_1 l_2 \right) \\
& + \frac{(q_1 l_1 + q_2 l_2 + q_D l_D) x_3 + q_D l_D (l_1 + l_2)}{P_{\min} - (q_1 l_1 + q_D l_D + q_2 l_2) \cos(\alpha)} \sin(\alpha).
\end{aligned} \tag{4.19}$$

Зміни кутів повороту осі компоновки відносно осі стовбура свердловини, описуються відповідно для кожної з ділянок орієнтованих КНБК, наведених на схемах рис. 4.5 і 4.6:

$$\begin{aligned}
y_2^I(x_2) = & C_1 k_3 \cos(k_3 x_2) - C_2 k_3 \sin(k_3 x_2) + \\
& + \frac{Q_{\min} - R + (q_1 l_1 + q_D l_D + q_2 x_2) \sin(\alpha)}{P_{\min} - (q_1 l_1 + q_D l_D) \cos(\alpha)}.
\end{aligned} \tag{4.20}$$

$$\begin{aligned}
y_3^I(x_3) = & D_1 k_4 \cos(k_4 x_3) - D_2 k_4 \sin(k_4 x_3) + \\
& + \frac{Q_{\min} - R + (q_1 l_1 + q_2 l_2 + q_D l_D + q_3 x_3) \sin(\alpha)}{P_{\min} - (q_1 l_1 + q_2 l_2 + q_D l_D) \cos(\alpha)}.
\end{aligned} \tag{4.21}$$

Функції, що описують зміну величин згинаючих моментів осі КНБК, для кожної з ділянок орієнтованих КНБК, наведених на схемах рис. 4.5 і 4.6, відповідно:

$$M_2(x_2) = \left[\begin{array}{l} -C_1 k_2^2 \sin(k_2 x_2) - C_2 k_2^2 \cos(k_2 x_2) + \\ + \frac{q_2 \sin(\alpha)}{P_{\min} - (q_1 l_1 + q_D l_D) \cos(\alpha)} \end{array} \right] EI_2, \quad (4.23)$$

$$M_3(x_3) = \left[\begin{array}{l} -D_1 k_2^2 \sin(k_4 x_3) - D_2 k_3^2 \cos(k_4 x_3) + \\ + \frac{q_3 \sin(\alpha)}{P_{\min} - (q_1 l_1 + q_2 l_2 + q_D l_D) \cos(\alpha)} \end{array} \right] EI_3. \quad (4.24)$$

Взаємодія орієнтованої одноопорної КНБК (рис. 4.5 і 4.6) зі стінками свердловини характеризується такими граничними умовами:

$$\left. \begin{array}{l} y_D(0) = r_D \\ y'_D(l_D) = y'_1(0) \\ y_D(l_D) = y_1(0) \\ y_1(l_1) = y_2(0) \\ y'_1(l_1) = y'_2(0) \\ y_1(l_1) = r_1 \\ y'_2(l_2) - y'_3(0) = \pm \Delta \\ y_2(l_2) = y_3(0) \\ y'_3(l_3) = 0 \\ y_3(l_3) = r_2 \\ y''_3(l_3) = 0 \end{array} \right\} \cdot \quad (4.25)$$

Примітка:

«+» - орієнтовна КНБК із нижнім положенням корпусу ВД (рис. 4.5);

«-» - орієнтовна КНБК із верхнім положенням корпусу ВД (рис. 4.6).



Реалізація цієї математичної моделі, як і в попередньому параграфі 4.1.1 дозволяє отримати обґрунтування мінімального діаметра стовбура свердловини D_{CB} , виходячи з відповідних конструктивних параметрів орієнтованої одноопорної КНБК за умови, що осьове навантаження $P_{\min} \rightarrow 0$ і відхиляюче

зусилля на долоті $Q_{\min} \rightarrow 0$, що в свою чергу описує вільне проковзування породоруйнівного інструменту вздовж осі стовбура свердловини.

Першим етапом вирішення цієї задачі є встановлення можливості контактування ОЦЕ відповідного діаметра, встановленого на ВД у залежності від положення системи його викривлення (рис. 4.5 і 4.6). Для цього використовують залежність (4.10) у разі $x_I = l_{ОЦЕ}$. Використовуючи попередні вихідні дані в результаті обчислень отримують величину діаметра ОЦЕ в залежності від місця його встановлення, табл. 4.3.

Згідно з отриманими даними на першому оціночному етапі обчислень, наведених у табл. 4.3, проводять проектування і вибір діаметра ОЦЕ для встановлення на корпусі ГВД. У процесі вибору діаметра ОЦЕ, меншого за наведені в табл. 4.4, характерною є відсутність його контактування зі стінкою свердловини (зависання).

Таблиця 4.3 – Оптимальний діаметр ОЦЕ орієнтованої одноопорної КНБК за мови $Q_{\min} \rightarrow 0$

Відстань від ОЦЕ до вибою, м	$D_{ОЦЕ}^{ОПТ}$, мм								
	умова розташу- вання	ГВД 6 1/2"				ГВД 6 1/2"			
		1°	20°	50°	90°	1°	20°	50°	90°
		Кут перекосу 0.8°				Кут перекосу 1.22°			
0,2		0,2097	0,2091	0,2089	0,2088	0,2071	0,2024	0,2068	0,2068
0,3		0,2067	0,2058	0,2054	0,2053	0,2028	0,198	0,2023	0,2023
0,4		0,2036	0,2024	0,202	0,2018	0,1984	0,1935	0,1978	0,1977
0,5		0,200	0,199	0,1985	0,1983	0,1941	0,1891	0,1933	0,1932
0,6		0,1975	0,195	0,195	0,1948	0,1897	0,1846	0,1888	0,1887
0,7		0,1944	0,1925	0,191	0,1913	0,1853	0,1801	0,1843	0,1842
0,8		0,1914	0,1891	0,188	0,1878	0,181	0,1891	0,1798	0,1797
0,2			0,2117	0,2133	0,214	0,214	0,209	0,2108	0,2116
0,3	0,2096		0,212	0,213	0,2126	0,2055	0,2083	0,2094	0,2098
0,4	0,2076		0,2107	0,212	0,2118	0,2021	0,2057	0,2073	0,2078
0,5	0,2055		0,2094	0,211	0,2109	0,1987	0,2032	0,2051	0,2058
0,6	0,2034		0,208	0,210	0,210	0,1952	0,200	0,2029	0,2038
0,7	0,2013		0,2069	0,209	0,210	0,1918	0,1981	0,2008	0,2018
0,8	0,1993		0,2056	0,208	0,209	0,1883	0,1955	0,1986	0,1997

Під час вибору діаметра ОЦЕ, більшого за наведені в табл. 4.3, характерним є збільшення прохідного або умовного діаметра орієнтованої КНБК, обчислення якого можна проводити з використанням підходу, який наведено в цьому розділі.

4.2 Досвід буріння скерованих інтервалів свердловин на Гнідинцівському родовищі

Гнідинцівське нафтове родовище експлуатується з 1962 року і є на завершальній стадії розробки. Однак за останні роки в рамках спільної діяльності на Гнідинцівському родовищі відкрито новий продуктивний нафтовий об'єкт – долареніт, –вторинно-поровий гранулярний карбонатний колектор, доломітизований пісковик і відноситься до кавернозно-порового типу.

Особливості долареніту за сукупністю властивостей принципово відрізняють його від теригенних колекторів горизонтів П-1+2 та П-3 і необхідно розглядати його як окремий об'єкт розробки.

У процесі складання, розгляду та затвердження Протоколом № 79 від 24 травня 2014 р. «Доповнення до Уточненого проекту розробки Гнідинцівського нафтогазоконденсатного родовища» передбачено збільшення сітки експлуатаційних свердловин по об'єкту долареніт на третьому етапі його розробки.

Провівши детальний аналіз із урахуванням гірничо-геологічних умов цього родовища (завершальна стадія розробки), аналізу ускладнень та аварій раніше пробурених свердловинах, досвіду споруджування свердловин Прилуцьким УБР і ТОВ «НТП «Бурова техніка» на Гнідинцівському родовищі, а також невелику товщину продуктивного горизонту, яка змінюється від 2,5 м до 5 м на межі між верхньою та нижньою частинами пласта долареніту з перемінним переходом із однієї частини пласта на іншу в процесі буріння, слід зазначити, що необхідною умовою для успішної реалізації процесу безаварійної

проводки ПС і ГС на цьому родовищі є використання сучасного комплексу техніко-технологічного забезпечення.

Як приклад успішного виконання робіт із похило-скерованого буріння на цьому родовищі, нижче наведено технологію буріння свердловин із використанням сучасного вибійного обладнання.

Використовуючи запропоновані в розділах 2 і 3 математичні моделі щодо проектування і вибору орієнтованих КНБК для спорудження свердловини № 258 Гнідинцівського родовища, проведено комплекс аналітичних обчислень зі встановлення конструктивних особливостей КНБК для забезпечення параметрів проектного профілю цієї свердловини, часткова схема якого наведена на рис. 4.7.

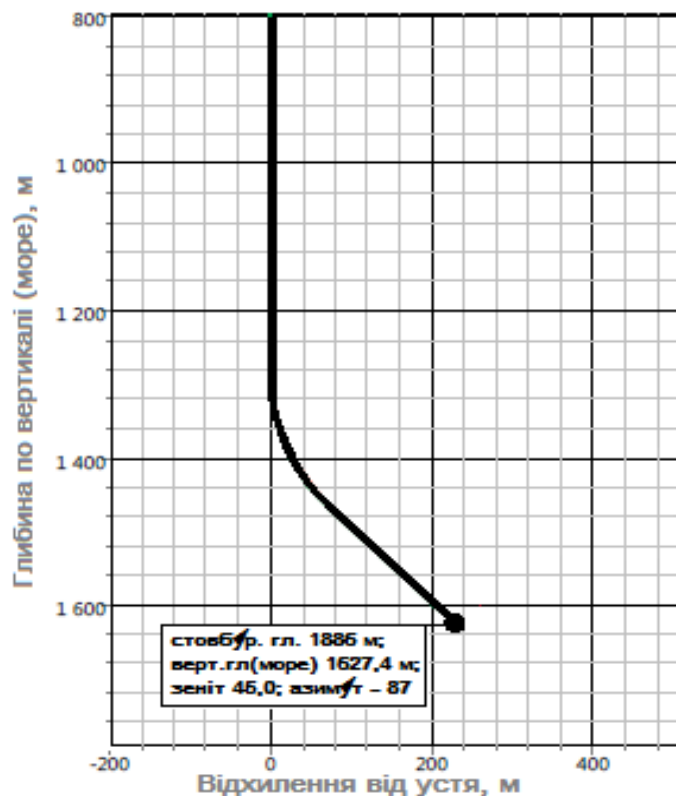


Рисунок 4.7 – Параметри проектного профілю свердловини № 258
Гнідинцівського родовища

Для забезпечення параметрів проєктного профілю на основі практичного досвіду виконання робіт на Гнідинцівському родовищі запропоновано орієнтовану КНБК, конструктивні параметри якої наведено у табл. 4.4.

Таблиця 4.4 – Конструктивні параметри орієнтованих КНБК для буріння свердловини № 258 Гнідинцівського родовища

ч.ч.	Елемент компоновки бурильного інструменту	Зовнішній діаметр, мм
1.	Долото (3-шарошкове)	215,9
2.	ГВД 6/7 5.0 (з відхилювачем)	165
3.	Орієнтуючий перехідник 6 1/2"	
4.	Немагнітна ОБТ із т/с MWD всередині 6 1/2"	
5.	Немагнітна ОБТ 6 1/2"	
6.	Перехідник Н 4 1/2"IF x М з - 133*	
7.	HWDP 168x127x89 мм	168
8.	ТБПК 127x9,19 G-105	127
9.	Перехідник Нз – 133 ⁰ xМз - 122	155
10.	ОБТ 165	168
11.	Перехідник Нз – 133 ⁰ xМз - 122	155
12.	Гідравлічний яс	165
13.	Перехідник Нз – 133xМз - 122	155
14.	ОБТ 165	165
15.	Перехідник Нз – 133xМз - 122	133
16.	ТБПК 127x9,19	127

Використовуючи розроблені математичні підходи, наведені у попередніх підрозділах, розроблено конкретну розрахункову схему орієнтованої КНБК для буріння свердловини № 258 Гнідинцівського родовища (рис. 4.8).

Основним завданням розрахунку є підбір оптимальних кута перекосу шпинделя по відношенню до корпусу ВД за заданих конструктивних і техніко-технологічних параметрів КНБК (табл. 4.1 та рис. 4.8), яка повинна забезпечити просторову інтенсивність викривлення стовбура свердловини 2,2°/10 м під час

буріння в режимі «слайду» і в режимі «суміщеного способу буріння». скерованої ділянки стовбура свердловини № 258 Гнідинцівського родовища.

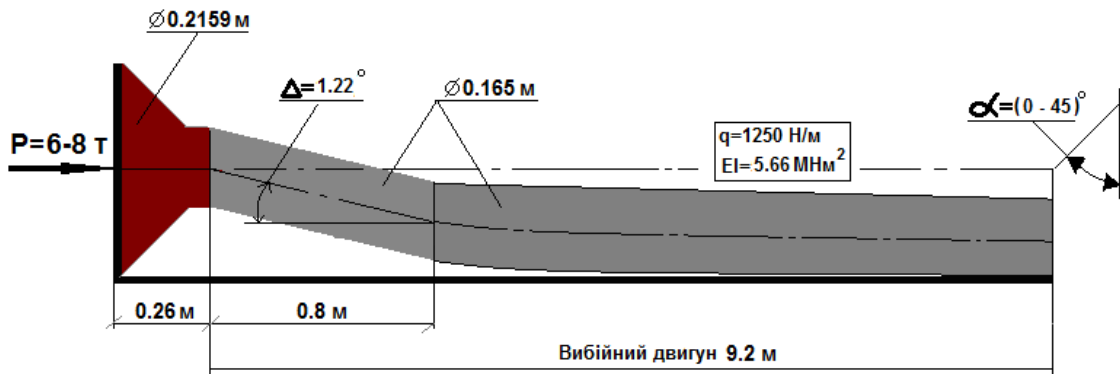


Рисунок 4.8 – Розрахункова схема орієнтованої КНБК для буріння свердловини № 258 Гнідинцівського родовища

Першочерговим етапом розрахунку було встановлення тенденції до зміни величини відхиляючого зусилля на долоті від збільшення зенітного кута. Шляхом аналітичних обчислень визначено відповідну графічну залежність зміни (рис. 4.9).

З отриманих даних випливає, що зі збільшенням зенітного кута стовбура свердловини в процесі буріння в режимі «слайд» із набором кривизни зростатиме випрямляюче зусилля на долоті. А це потребуватиме коректування профілю стовбура свердловини з постійним визначенням положення відхилювача.

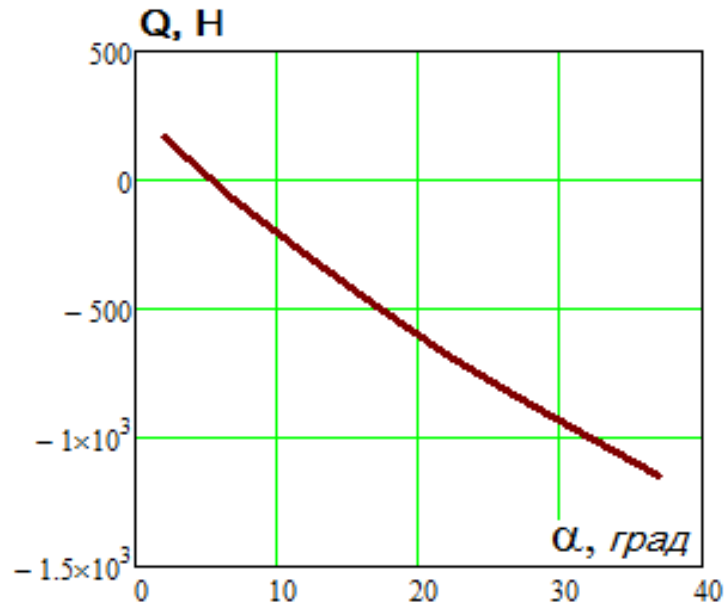


Рисунок 4.9 – Зміна величини відхиляючого зусилля на долоті від збільшення зенітного кута стовбура свердловини, (режим «слайд»)

Наступним кроком визначення технологічних можливостей орієнтованої КНБК було встановлення впливу зміни на відхиляюче зусилля на долоті осьового навантаження на нього, рис. 4.10.

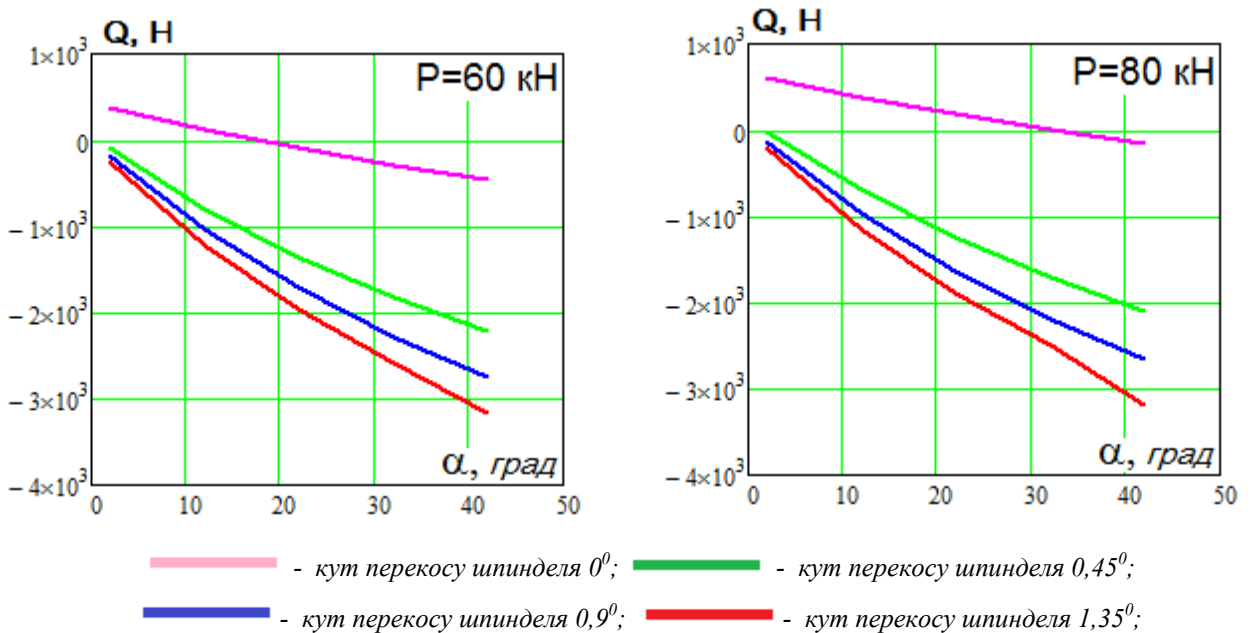


Рисунок 4.10 – Зміна величини відхиляючого зусилля на долоті від збільшення осьового навантаження і зенітного кута стовбура свердловини (режим «слайд»)

У результаті отриманих залежностей, рис. 4.10 встановлено, що збільшення осьового навантаження на долото з 60 кН до 80 кН призводить до збільшення відхиляючого зусилля на ньому (а з ним і до кута перекосу долота відносно осі свердловини) і, тим самим, також потребуватиме врахування під час вибору кута перекосу шпинделя відносно корпусу, щоб забезпечити проектні параметри профілю скерованої свердловини, а саме інтенсивність викривлення стовбура свердловини (рис. 4.11), яка визначається за залежністю (4.26) [25-27]:

$$i = \frac{57.3}{R_o(P, q, \alpha, \Delta)} \quad (4.26)$$

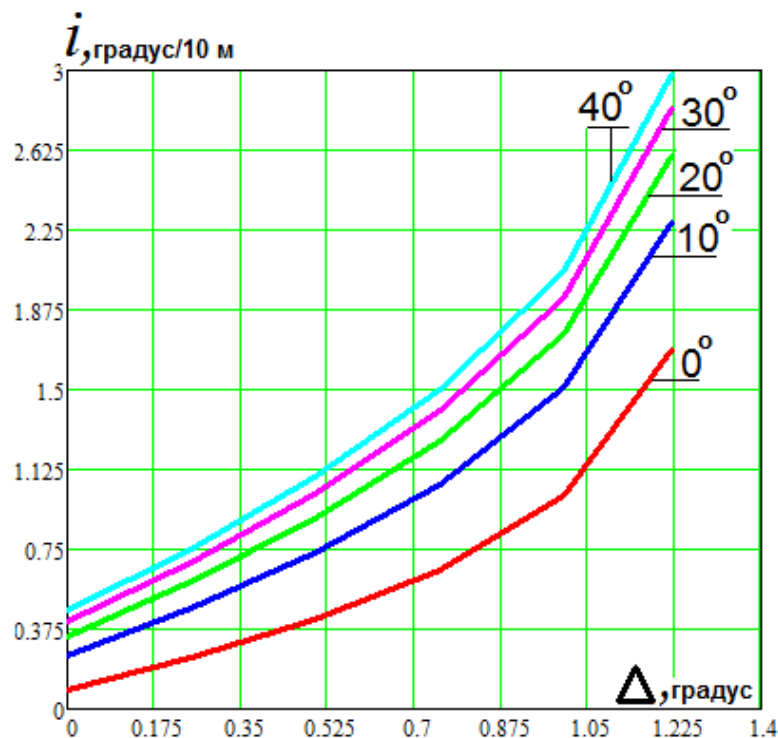


Рисунок 4.11 – Зміна інтенсивності викривлення стовбура свердловини від кута перекосу шпинделя ВД (режим «слайд»)

З розрахункових даних, отриманих у вигляді графічних залежностей, (рис. 4.11), випливає, що прогнозовані значення інтенсивності викривлення стовбура свердловини для конструкції орієнтованої КНБК і заданих режимно-технологічних параметрів (рис. 4.8) у залежності від величини зенітного кута

стовбура свердловини (0-40⁰), коливатимуться в діапазоні від 0.11⁰ /10 м до 3.0⁰/10 м при куті перекосу шпинделя від 0⁰ до 1.22⁰ м.

Опираючись на технологічні можливості ГВД (табл. 4.2) і можливість отримання 13 різних положень кута перекосу шпинделя відносно корпусу від 0⁰ до 2⁰ проведено проектування конструкції орієнтованої КНБК для забезпечення інтенсивності набору зенітного кута 2.2⁰ /10 м, параметри якої наведено в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Технологічні можливості забезпечення інтенсивності викривлення стовбура свердловини за визначених величин Δ

Кут перекосу шпинделя відносно корпусу, градус	Максимальна інтенсивність викривлення стовбура свердловини, (градус/30 м)	
	<i>D_{св}=155 мм, ГВД 4 3/4"</i>	<i>D_{св}=215,9 мм, ГВД 6 1/2"</i>
0.00	0	0
0.26	1	3
0.52	3	6
0.77	6	9
1.00	9	11
1.22	11	14
1.41	12	16
1.59	14	18
1.73	15	19
1.85	17	20
1.93	17	21
1.98	18	22
2.00	18	22

Відповідно до первинних даних конструктивних параметрів орієнтованої КНБК (рис. 4.8) для забезпечення інтенсивності викривлення стовбура свердловини № 258 Гнідинцівського родовища в інтервалі 1463-1681,4 м необхідно вибрати відповідний кут перекосу шпинделя відносно корпусу ГВД. Використовуючи залежність, яка наведена на рис 4.11 та дані табл. 4.5 вибрано кут перекосу шпинделя ГВД $\Delta=1.22^0$:

Таблиця 4.6 – Технологічні параметри орієнтованої КНБК для забезпечення інтенсивності викривлення стовбура свердловини № 258 Гнідинцівського родовища

КОМПОНОВКА НИЗУ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ РАПОРТ						
Робота №	: UA 21	КНБК №	: BT 1			
Свердловина	: №268	Тип КНБК	: 8 1/2"			
Замовник	: СД	Запроектована інтенсив	: 2,2 °/10 м			
Родовище	: Гнідинцівське	Макс. інтенсивність	:			
Виробник долота	: Волгабурмаш	Max. sliding length (m)	:			
Тип долота/ IADC	: MTRP137 (R442)	Глибина від (m)	: 1483,0	23.02.2017	08:00	
Назодки	: 14,3;16,8;18,0	Глибина до (m)	: 1881,8	26.02.2017	20:00	
Причина СПО	: PR	Інтервал (m)	: 218,8	BRT: 60:00	год	
Кіл	Зовн. Діам	Назва	Серійний№	Вн. Діам	Довжина	Всього
1	215,9 mm	Долото (3-х шар)	1032939	Долото	0,25	0,25
1	165 mm	ГВД 6/7 5.0 (ВН 1.22 *-гладкий)	650-НВ21-077	PDM	9,18	9,43
1	165 mm	Орієнтуючий перехідник 6 1/2"	1393964-11	65 mm	0,73	10,16
1	165 mm	Немагнітне ОБТ з т/с MVD всередині 6 1/2"	1393964-7	82 mm	9,29	19,45
1	165 mm	Немагнітне ОБТ 6 1/2"	1393964-6	82 mm	9,38	28,83
1	165 mm	Перехідник Н 4 1/2"IF х М з - 133"		83 mm	0,25	29,08
8	127 mm	HWDP 127/168/89mm		89 mm	297,80	326,88
3	127 mm	ТБПК 127х9,19 G-105		108 mm	109,28	436,16
1	155 mm	Перехідник Н з - 133" х М з - 122	2579	80 mm	0,27	436,43
2	165 mm	ОБТ 165		72 mm	74,11	510,54
1	155 mm	Перехідник Н з - 122 х М з - 133	4425	70 mm	0,33	510,87
1	165 mm	Гідроліній Яс	НЮА 650-1010	65 mm	5,50	516,37
1	155 mm	Перехідник Н з - 133" х М з - 122	2952	80 mm	0,28	516,65
1	165 mm	ОБТ 165		72 mm	36,87	553,52
1	153 mm	Перехідник Н з - 122 х М з - 133	3004	80 mm	0,36	553,88
24	127 mm	ТБПК 127х9,19		109 mm	891,39	1445,27
Operators: Лівінський А. Бойчук В. Михитенко І. Гошко І.	Remarks: Відстань від долота до датчика інклінометра:		14,15			
	Відстань від долота до гамма датчика:		12,70			
	Коефіцієнт обертів ГВД:		0,09 Об./л			
	Відстань від долота до кута перекосу ГВД:		0,8 м.			
	Захід квадрату:		17,73 м.			
	Вага під Ясом:		38,4 т.			
	Загальна вага інструменту:		71,3 т.			

Для використання в промислових умовах для буріння горизонтальної ділянки свердловини № 258 Гнідинцівського родовища запропоновано конструкцію компоновки, наведену в табл. 4.6. та рис. 4.12.

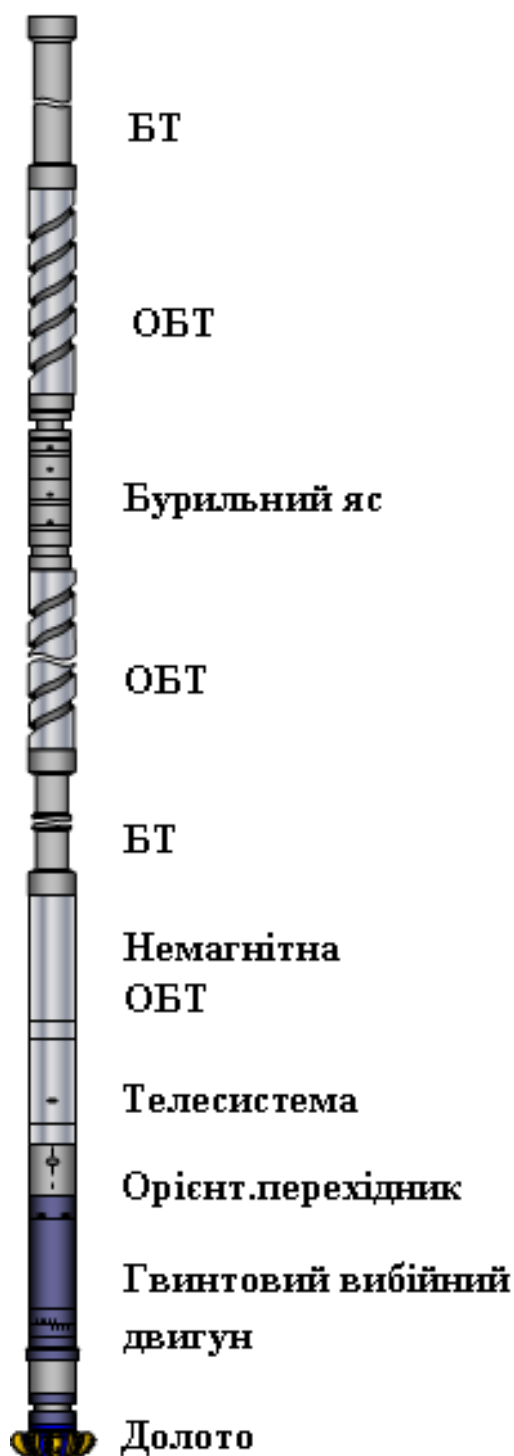


Рисунок 4.12 – КНБК для буріння горизонтального стовбура свердловини

Для реалізації запроєктованої траєкторії стовбура свердловини (табл. 4.4) із постійним її контролем, а також відображення геологічної інформації, проведення інклінометричних вимірювань у процесі буріння та забезпечення якісного розкриття продуктивного горизонту використано MWD-систему фірми

«Drill-Tek MWD» (Канада) з гідравлічним каналом зв'язку. Схема телесистеми наведена на рис. 4.13.

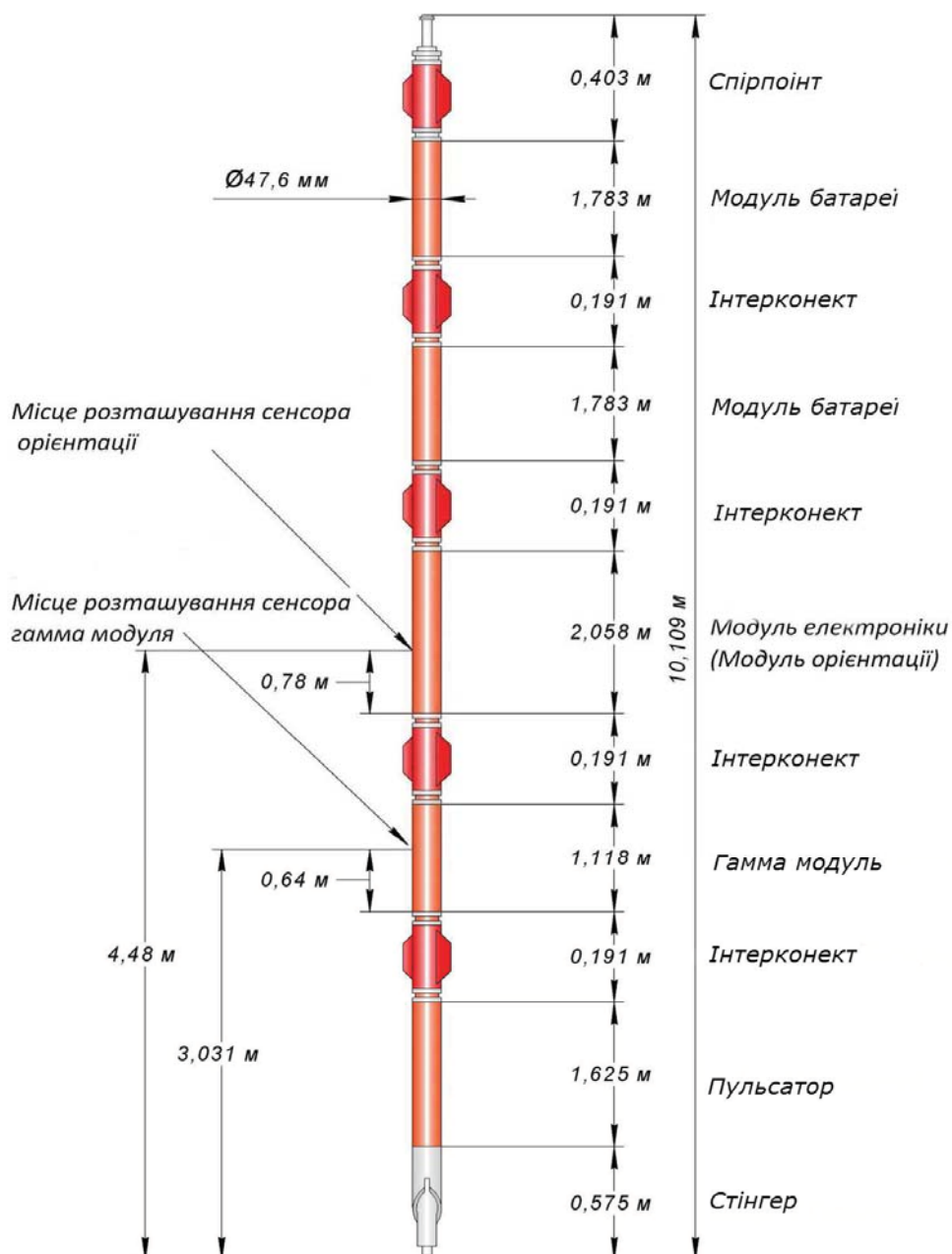


Рисунок 4.13 – Схема компоновки телесистеми «Drill-Tek»

Буріння скерованого стовбура свердловини № 258 Гнідинцівського родовища з першого інтервалу 1463-1487 м (24 м) проводили в режимі «слайду». Наступний інтервал 1487-1491 м (4 м) проводили в режимі «ротор» Перший замір фактичної інтенсивності на глибині 1471,6 м склав $3,4^{\circ}/10 \text{ м}$, що

на $1,24^{\circ}/10$ м більше від проектного. Враховуючи, що замір зроблено на глибині 1471,6 м, і що відстань від долота до датчика інклінометрії 15 м («непромір») і цей інтервал також пробурено в режимі «слайду», інтервал 1487-1491 м пробурено з обертанням БК. Далі інтервал 1491-1499 м проходили в режимі «слайду». Другий замір фактичної інтенсивності склав $2,4^{\circ}/10$ м, що також більше від проектного. Наступний інтервал 1499-1524 м пробурили у таких режимах: 1499-1502 м; 1511-1513 м – роторне буріння; 1502-1511 м і 1513-1524 м – буріння в режимі «слайду».

Із використанням роторного (суміщеного) способу буріння, третій та четвертій заміри інтенсивності склали відповідно $1,6^{\circ}/10$ м і $1,8^{\circ}/10$ м. Середня інтенсивність викривлення за результатами чотирьох замірів $2,3^{\circ}/10$ м, яка є близькою до проектною інтенсивності $2,2^{\circ}/10$ м, табл. 4.7.

Аналогічно буріння (з чергуванням суміщеного способу та режиму «слайду») продовжували до проектною глибини 1856 м, зберігаючи фактичну інтенсивність викривлення близькою до $2,2^{\circ}/10$ м. Проектна і фактична траєкторії стовбура свердловини № 258 Гнідинцівського родовища показано наведено в табл. 4.4.

Ураховавши складність технологічного супроводу, прив'язки точки входження в продуктивний пласт, довжину і тип горизонтальної ділянки, гірничо-геологічні умови та накопичений досвід буріння на цьому родовищі, визначено основні вимоги до технології буріння та бурового обладнання для успішного виконання робіт і реалізовано запроєктовану траєкторію буріння свердловини і отримано відповідні параметри її профілю.

Використання цього комплексу техніко-технологічних рішень для буріння горизонтальних свердловин № 258 на Гнідинцівському родовищі дозволило безаварійно пробурити горизонтальні ділянки, успішно спустити та закріпити обсадну колону-хвостовик $\varnothing 114$ мм із фільтрами ФС-114, зберегти первинні колекторські властивості продуктивного горизонту, а також збільшити дебіт свердловин на (30-40) % у порівнянні з раніше пробуреними свердловинами на цьому родовищі.

Таблиця 4.7 – Рапорт з буріння скерованого стовбура свердловини № 258 Гнідинцівського родовища

															Одиниці виміру:															
Замовник:		Діаметр свердловини: 215,9													Сер. мех. шв. Sliding		14,4	м/год	Інтенс. викривл:		°/10 м									
Підрядник:		Пробурено "sliding"(м): 131,0													Сер. навантаж. Sliding		7,3	т	Довжина:		м									
Века:		Час буріння "sliding"(год): 11,0													Сер. мех. шв. Rotary		14,2	м/год	Тиск:		атм									
Родовище:		Гнідинцівське													Сер. навантаж. Rotary		6,8	т	Продуктивність:		л/с									
Свердловина:		№258													Загальна сер. мех. Шв		12,5	м/год	Навантаження:		т									
КНБК:		ВТ 1 стор. 1 - 1													Всього м/год:		186,0	14,9	Звіт по похило-скерованому бурінню свердловини 1					Загальне сер. навантаж		7,1	т	Швид.оберт. в.д.:		0,09
Дата	Глибина		Інтервал	Час	ROP	RPM	RPM	Момент	WOB	FLOW	Тиск(вибій)		Літологія	Буровий розчин:		Орієнту	Глибина	Зенітний	Азимут	BUR	TURN	Інтенси	Примітка							
	від	до									над	на		SG	PV									YP	Filtrate	Sand	ванія	заміру	кут	"/10m
23.02.17	1463	1474	11,0	40,0	16,5		167		3	31	80	85	Пісковик			110M	1459,1	0,0	0,0											
	1474	1487	13,0	25,0	31,2		157		8	29	70	85	Пісковик			120M	1471,6	4,3	90,7	3,4	72,6	3,44								
	1487	1491	4,0	8,0	30,0	40	197	-	6	29	70	80	Пісковик				1483,8	7,2	92,5	2,4	1,5	2,38								
24.02.17	1491	1499	8,0	30,0	16,0		157		8	29	70	80	Пісковик			80M	1496,1	9,2	85,3	1,6	-5,9	1,82								
	1499	1502	3,0	7,0	25,7	40	197	-	8	29	72	80	Пісковик																	
	1502	1511	9,0	25,0	21,6		162		8	30	75	85	Пісковик			25L	1508,7	11,5	79,8	1,8	-4,4	1,98								
	1511	1513	2,0	4,0	30,0	40	202	-	8	30	75	85	Пісковик																	
	1513	1524	11,0	30,0	22,0		162		8	30	75	85	Пісковик			35R	1521,2	14,6	80,4	2,5	0,5	2,48								
	1524	1536	12,0	75,0	9,6		162		8	30	75	88	Пісковик			20R	1533,8	18,1	81,7	2,8	1,0	2,79								
	1536	1539	3,0	7,0	25,7	40	202	-	8	30	75	90	Пісковик																	
	1539	1549	10,0	35,0	17,1		162		8	30	75	85	Пісковик			75R	1546,3	20,3	87,3	1,8	4,5	2,29								
	1549	1554	5,0	12,0	25,0	40	202	-	7	30	75	85	Пісковик																	
	1554	1561	7,0	45,0	9,3		162		7	30	75	85	Пісковик			25 R	1559,0	22,6	89,6	1,8	1,8	1,93								
	1561	1565	4,0	10,0	24,0	40	202	-	5	30	75	85	Пісковик																	
	1565	1574	9,0	35,0	15,4		162		6	30	75	85	Пісковик			10 R	1571,6	25,6	90,1	2,4	0,4	2,39	шаблон-внн							
	1574	1579	5,0	10,0	30,0	40	202	-	6	30	75	85	Пісковик																	
	1579	1587	8,0	20,0	24,0		162		7	30	75	85	Пісковик			5 L	1584,1	27,9	89,1	1,8	-0,8	1,87								
	1587	1594	7,0	20,0	21,0	40	202	-	7	30	75	85	Пісковик																	
	1594	1599	5,0	20,0	15,0		162		7	30	75	85	Пісковик			5 L														
	1599	1606	7,0	35,0	12,0	40	202	-	7	30	75	85	Пісковик				1596,7	30,0	88,3	1,7	-0,6	1,69								
	1606	1612	6,0	40,0	9,0		162		7	30	75	85	Пісковик			5 L														
	1612	1617	5,0	30,0	10,0	40	202	-	8	30	75	85	Глина																	
	1617	1624	7,0	40,0	10,5		162		8	30	75	85	Глина			HS	1609,4	31,8	87,9	1,4	-0,3	1,43								
	1624	1629	5,0	60,0	5,0	40	202	-	8	30	75	85	Глина				1621,9	34,2	87,3	1,9	-0,5	1,94								
	1629	1637	8,0	80,0	6,0		162		7	30	75	85	Глина			HS														
	1637	1642	5,0	30,0	10,0	40	202	-	4	30	75	85	Глина				1634,3	36,2	86,8	1,6	-0,4	1,63								
	1642	1647	5,0	60,0	5,0		162		8	30	75	85	Глина			HS	1646,9	38,5	86,4	1,8	-0,3	1,84								
25.02.17	1647	1649	2,0	60,0	2,0		162		8	30	75	85	Глина			HS														
REMARKS																														

4.3 Практичний досвід реалізації технології буріння скерованих свердловин із використанням суміщеного способу

Виходячи з необхідності забезпечення високої швидкості буріння свердловини за великих кутів нахилу, значних коливань величини робочого крутного моменту ВД при у разі зміни осьового навантаження на долото та необхідності періодичного оперативного керування траєкторією стовбура свердловини, виникає потреба в інформації про вплив режимно-технологічних параметрів на характер викривлення стовбура свердловини у відповідних умовах буріння. За промисловими даними і результатами оцінок характеристик напружень, навантажень, сил і крутильних моментів у КНБК можна побудувати їх статистичні моделі, які дають можливість обґрунтувати систему деяких обмежень.

Промислова нафтоносність Бугруватівського родовища пов'язана з регіонально продуктивними нижньокам'яновугільними відкладами і з теригенними утвореннями надсольового девону. Розвідувальна свердловина № 525 пробурена в VI блоці Південно-Бугруватівської структури. Інтервал залягання проектного горизонту В-16: 3458-3470 м по вертикалі, 3803-3944 м по стовбуру. Буріння свердловини проводили з метою уточнення геологічної будови перспективного горизонту В-15 у зв'язку з недостатньою вивченістю і для отримання додаткових геолого-геофізичних даних у присклепінній частині родовища.

Скероване буріння під проміжну ОК Ø245 мм проводили в інтервалі 2645-3561 м із кінцевим zenітним кутом 47°. Середня просторова інтенсивність викривлення 0,8-1,0°/10 м. Буріння горизонтальної ділянки під експлуатаційну ОК Ø146x168 мм проводили в інтервалі 3561-3944 м із кінцевим zenітним кутом 92,5°. Середня просторова інтенсивність викривлення склала 2,8-3,3/10 м. Схема КНБК для буріння горизонтальної ділянки під експлуатаційну колону охоплює такі елементи (рис. 4.13):

- термостійкі ГВД компанії «Weatherford» серії MudLube 7/8 5.0 (3935-3944 м);
- телеметрична система LWD (ГДС під час буріння) компанії «Weatherford» із гідравлічний каналом зв'язку (3908-3935 м). За допомогою цієї системи проводили такі вимірювання:
 - zenітний та азимутальний кути;
 - положення відхилювача ВД відносно магнітного меридіану і апсидальної площини стовбура свердловини;
 - природне гамма-випромінювання гірських порід із наданням 8-бітового сканування стовбура свердловини;
 - питомий опорів гірських порід, який вимірює швидкість розповсюдження та затухання радіохвиль і забезпечує чисельні глибини дослідження;
 - труби бурильні товстостінні ТБТ Ø 127 мм (2997-3146 м, 3156-3193 м, 3203-3464 м, 3722-3908 м);
 - бурильні труби ТБПК Ø 127 мм (3722-3464 м);
 - гідравлічний яс та акселератор компанії «Weatherford» (3193-3203 м, 3146-3156 м).

Режимно-технологічні параметри експлуатації КНБК у режимі «слайдингу» у свердловині № 525 Бугруватівського родовища наведені в таблиці 4.8.

Аналіз результатів досліджень показав, що втрата осьової стійкості (синусоїдальний «баклінг-ефект») (рис. 4.15) відбувається в інтервалі 3474-3732 м – інтервал встановлення ТБПК Ø 127x9,2 мм «G-105» і найбільшої просторової інтенсивності ($i=3,5-4,0^\circ/10$ м).

Таблиця 4.8 – Характеристики роботи КНБК у режимі «слайдингу» у свердловині № 525 Бугруватівського родовища

Вихідні дані						Розрахункові значення			
Інтервал по стовбуру, м	Зенітний кут, градус	Навантаження на долото, кН	Частота обертання, хв ⁻¹		Густина бурового розчину, кг/м ³	Коефіцієнт тертя в ОК / КП	M _{кр} при роторному бурінні, кН·м	Коефіцієнт запасу по моменту від межі текучості	Навантаження на долото для синусоїдального «баклінг» ефекту при роторному / турбінному бурінні, кН
			Ротор	ГВД					
3561-3700	47-73	120,0-160,0	40	127	1300-1380	0,15 / 0,3	12,20	2,48	248,0 / 194,0
3700-3800	73-87	120,0-180,0		112	1380		13,20	2,52	204,0 / 116,0
3800-3900	87-92	120,0-160,0		190			14,40	2,54	190,0 / 94,0
3900-3944	92-92,5	100,0-160,0		190			15,30	2,53	186,0 / 102,0

У разі виникнення проблем під час буріння, що виявляться за допомогою вище наведених результатів досліджень, можуть бути зроблені своєчасні дії для їх усунення, такі як зміна режимних параметрів буріння (зниження осьового навантаження на долото), регулювання параметрів промивальної рідини (мастильні домішки – коефіцієнт КТК), зміна КНБК, використання іншого типорозміру бурильних труб, товстостінних бурильних труб, ОБТ або інтелектуальних роторно-керованих систем (РКС), що виключають буріння в режимі «слайдингу», чим забезпечують постійну швидкість обертання БК під час набору кривизни.

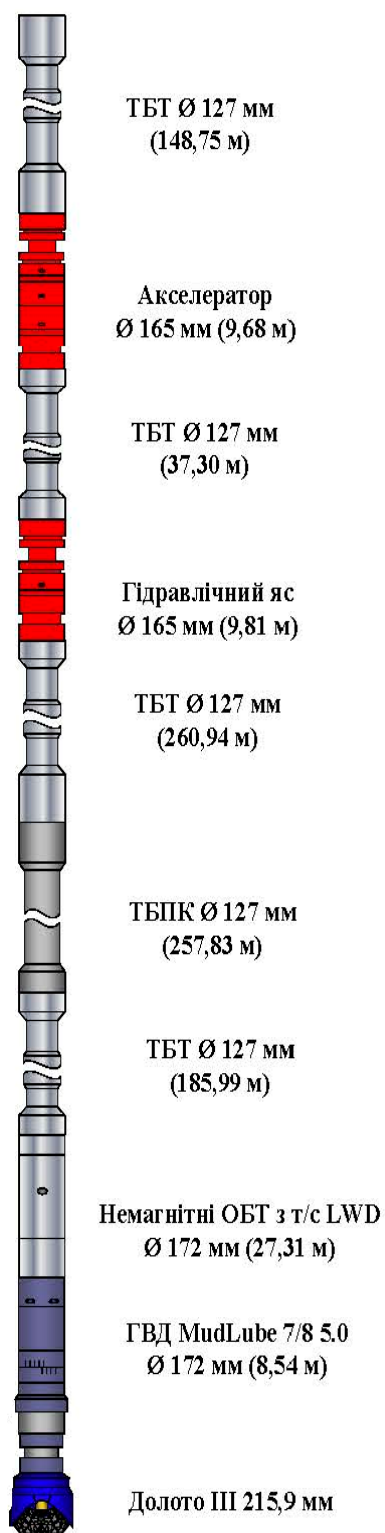


Рисунок 4.14 – КНБК для буріння горизонтальної ділянки у свердловині № 525 Бургуватівська

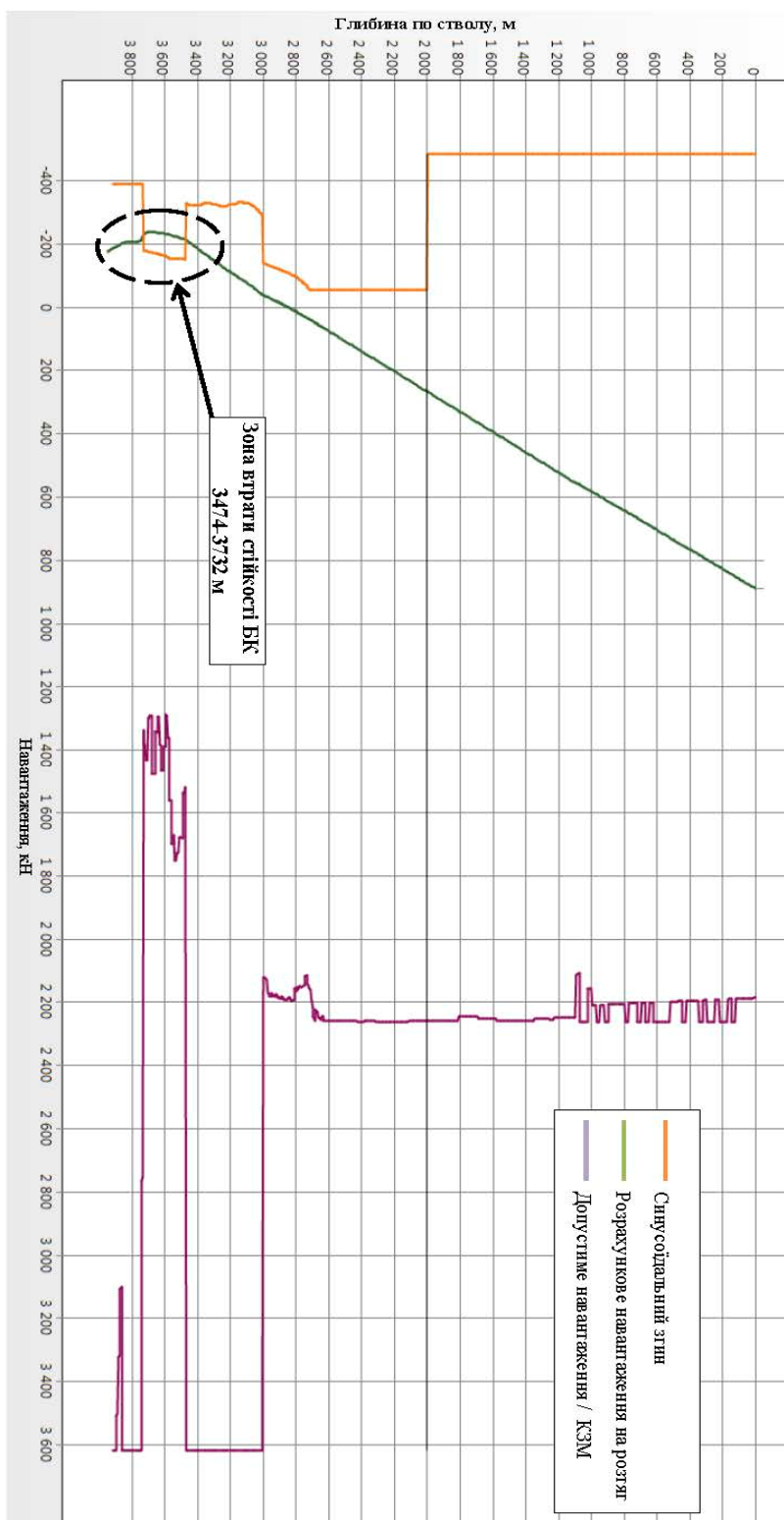


Рисунок 4.15 – Діаграма стійкості бурильної колони в свердловині № 525 Бургуватівського родовища

Висновки до четвертого розділу

1. Розроблено метод обчислення конструктивних параметрів одно- і безопорної орієнтованих КНБК на базі ВД для забезпечення їх проходження в стовбурі похило-скерованої і горизонтальної свердловин за різних варіантів розташування плеча перекосу укороченої шпindelної секції. Визначено, що в діапазоні зміни зенітного кута $(0-90)^{\circ}$ діаметр стовбура свердловини для забезпечення прохідності такої безопорної компоновки (з нижнім розташуванням плеча перекосу ВД) характеризується на $(10-15)\%$ меншими значеннями, ніж у разі спуску конструкції (з верхнім розташуванням плеча перекосу ВД). Визначено місця встановлення та діаметри ОЦЕ в одноопорній КНБК, забезпечуючи її прохідність у стовбурі свердловини визначеного діаметра і кутів перекосу шпінделя 0.8° та 1.22° .

2. Розроблено практичний метод прогнозування інтенсивності викривлення стовбура свердловини з використанням орієнтованих КНБК. Підтверджено практичну цінність основних результатів наукових досліджень, із використанням яких запроєктовано компоновку для буріння свердловини № 258 Гнідинцівського родовища. Досягнуто високих показників забезпечення проектної траєкторії, зберігаючи фактичну інтенсивність викривлення близькою до $2,2^{\circ}/10$ м.

3. Доведено ефективність використання орієнтованих КНБК під час буріння суміщеним способом скерованих ділянок свердловин № 525 Бугруватівського родовища – в інтервалі 3561-3944 м, і № 258 Гнідинцівського родовища – в інтервалі 1463-1856 м. Успішно проведено промислову апробацію розроблених у дисертаційній роботі методичних підходів до проектування і вибору ефективних конструкцій орієнтованих КНБК, спроектованих на базі ВД.

4. Практичним шляхом визначено втрату осьової стійкості БК ТБПК $\varnothing 127 \times 9,2$ мм «G-105» – синусоїдальний «баклінг-ефект» в інтервалі буріння свердловини № 525 Бугруватівського родовища в інтервалі (3474-3732) м – інтервалі найінтенсивнішого просторового викривлення $i=3,5-4,0^{\circ}/10$ м.

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, в якій на підставі аналізу науково-практичних і промислових даних розроблено математичні моделі розрахунку статичних характеристик взаємодії елементів орієнтованих КНБК і проектування їх конструкцій для використання в скерованих свердловинах для суміщеного способу буріння. Одержано такі основні висновки.

1. На підставі аналізу проблем буріння ПСС і ГС на прикладі Бугруватівського і Гнідинцівського родовищ встановлено ряд обмежень традиційних науково-практичних і техніко-технічних засобів для забезпечення параметрів їх проектного профілю.

Сформульовано загальне завдання вибору технологічних рішень для буріння скерованих свердловин суміщеним способом із використанням орієнтованих компоновок низу бурильної колони (КНБК) на базі вибійних двигунів (ВД). Для проектування і вибору оптимальних параметрів ефективних орієнтованих КНБК із різною кількістю ОЦЕ запропоновано математичні моделі, в основу яких покладено техніко-технологічні параметри, енергетичні характеристики їх роботи в стовбурі свердловини та систем обмежень для забезпечення параметрів проектного профілю.

2. Науково обґрунтовано статистичні моделі проектування і вибору енергоефективних орієнтованих КНБК на базі ВД із кутом прекоосу шпинделя від 0.77^0 до 1.22^0 в умовах суміщеного способу буріння із заданими величинами зенітного кута, осьового навантаження на долоті, кількості ОЦЕ і відстані їх встановлення відносно вибою.

Розроблено математичні моделі орієнтованих КНБК на базі ВД з різною кількістю ОЦЕ. Їх реалізовано у програмному середовищі *MathCad Professional*. В аналітичних моделях враховано особливості конструкцій КНБК, умови взаємодії ОЦЕ зі стінками свердловини, обертання компоновок. Розроблено алгоритм проектування і вибору орієнтованих КНБК, побудований

на принципах поєднання статичних характеристик взаємодії її елементів із вибоєм і сінками свердловин, мінімальних силових параметрах опору їх осьового переміщення і моментів на обертання в стовбурі свердловини для забезпечення найменших енергетичних втрат на роботу систем скерованого буріння у разі заданих гірничо-геологічних і техніко-технологічних умов буріння.

3. За результатами аналітичних досліджень оцінено вплив техніко-технологічних параметрів процесу буріння скерованих орієнтованими КНБК суміщеним способом (зенітного кута, кута перекосу осі корпусу ВД, навантаження на долото, кількості ОЦЕ).

Досліджено вплив кута перекосу осі корпусу ВД (від 0.77° до 1.22°), осьового навантаження на долото (від 40 кН до 140 кН), величини діаметра ОЦЕ (від 211 мм до 215 мм) і місця його встановлення на статичні (відхиляюче зусилля на долоті, кут його повороту, реакція на опорах) і енергетичні показники взаємодії елементів орієнтованої КНБК із вибоєм та стінками свердловини (опір осьового переміщення і обертання в стовбурі свердловини). Установлено, що орієнтовані КНБК із різною кількістю ОЦЕ (*без-, одно- і двоопорні конструкції*) із встановленими відповідними конструктивними параметрами у разі суміщеного способу буріння із відносно рівномірним розподілом відхиляючого зусилля на долоті і куті його повороту, забезпечують обертання долота навколо осі стовбура свердловини.

Розширено сукупність оцінок ефективності використання орієнтованих КНБК шляхом визначення питомих енергетичних витрат, як параметра з оцінки їх коефіцієнта корисної дії. Шляхом оцінювання обсягу роботи, витраченої на керування у разі суміщеного способу буріння орієнтованими КНБК параметрами проєктного профілю скерованої свердловини встановлено, що збільшення кількості ОЦЕ в їх складі, зенітного кута свердловини і показників фізико-механічних характеристик гірської породи (її стінок) обмежує використання опорних компоновок як високомоментних і енерговитратних систем.

4. Отримано метод оцінки, за силовими параметрами взаємодії елементів одно- і безопорних орієнтованих КНБК на базі ВД, ступеня їх прохідності в стовбурі ПСС і ГС за різних варіантів розташування плеча перекосу укороченої шпindelної секції. Визначено, що в діапазоні зміни zenітного кута $0-90^{\circ}$ стовбура свердловини краща (на 10-15 %) прохідність компоновки з нижнім розташуванням плеча перекосу ВД. Для одноопорної КНБК визначено оптимальні діаметри ОЦЕ, для ефективної прохідності системи в стовбурі свердловини визначеного діаметра і кутів перекосу шпindelя 0.8° та 1.22° .

Отримано практичне підтвердження основних результатів дослідження щодо проектування і вибору орієнтованих КНБК під час буріння свердловин № 258 Гнідинцівського та № 535 Бугруватівського родовищ.

5. За результатами виконаних досліджень розроблено «Технологічний регламент на буріння свердловин із похило-скерованими і горизонтальними стовбурами» ТР 31174865.001:2016, який пройшов апробацію під час буріння свердловин і впроваджений у ТОВ «НТП «Бурова техніка», а також «Методика розрахунку орієнтованих компоновок низу бурильної колони для суміщеного способу буріння» та «Методика розрахунку зведеного моменту інерції бурильної колони для роторного та суміщеного способів буріння свердловин», які впроваджені в ТОВ «Ендейвер».

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Балаба В. И. Оценка качества скважин. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2006. № 12. С. 2-8.
2. 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.
3. Белоруссов В. О. Подбор компоновок низа бурильной колонны для безориентированного бурения скважин за рубежом: Обзорная информация (сер. Техника и технология бурения скважин). М.: ВНИИОЭНГ, 1988. 52 с.
4. Белоруссов В. О., Боднарук Т. М. Прогнозирование и расчет естественного искривления скважин: справочное пособие. Москва: Недра, 1988. 175 с.
5. Белоруссов В. О. Современные принципы подбора компоновок низа бурильной колонны методом прогнозирования. *Бурение*. 1984. Вып. 18. 48 с.
6. Белоруссов В. О. Боднарук Т. М. Прогнозирование и расчет естественного искривления скважин. М.: Недра, 1988. 176 с.
7. Беляев В. М. Калинин А. Г. , Солодкий К. М., Федоров А. Ф.. Расчет компоновки нижней части бурильной колонны. М.: Недра, 1977. 189 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. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: справочник / А. Г. Калинин и др. Москва: Недра, 1997. 648 с.
10. Бурение кустов наклонно–направленных скважин в морских условиях / М. П. Гулизаде, А. А. и др. Баку: Азернешр, 1984. 84 с.

11. 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.
12. Воевідко І. В. Розробка теоретичних основ і технічних засобів для підвищення точності проведення спрямованих свердловин: дис. д.т. н.: 05.15.10. Івано-Франківськ, 2007. 363 с.
13. Вудс Г., Лубинский А. Искривление скважин при бурении: перевод с английского. Москва: ГТТИ, 1960. 161 с.
14. 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.
15. Гержберг Ю. М. Безориентированное регулирование траектории наклонных скважин *Нефтяная и газовая промышленность*. 1987. №1. С. 44–48.
16. Гержберг Ю. М., Чарков В. Д. Совершенствование КНБК для предотвращения искривления скважин. 1989. №1. С. 23–25.
17. Гречин Е. Г. Разработка и исследование методов проектирования и работы неориентируемых компоновок низа бурильной колонны: автореф. дис. ... д. т. н.: 25.00.15. Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2009. 47 с.
18. Гречин Е. Г., Овчинников В. П. Проектирование технических средств для бурения искривленных скважин: учебное пособие. Тюмень: Издательскополиграфический центр «Экспресс», 2011. 210 с.
19. Григулецкий В. Г. Оптимальное управление при бурении скважин. М.: Недра, 1988. 232 с.
20. Григулецкий В. Г., Лукьянов В. Т. Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны. М.: Недра, 1990. 302 с.
21. Гулизаде М. П. Кауфман Л. Я., Сушон Л. Я. Методика расчета интенсивности искривления ствола наклонной скважины. Тюмень: Тюменское кн. издательство, 1987. 150 с.

22. 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.
23. Деякі напрямки удосконалення технологій спорудження свердловин на сланцевий газ / М. А. Мислюк та ін. *Нафтогазова галузь України*. 2013. №1. С. 40-45.
24. Измайлов Л. Б. Марченко Л. Н., Овечкин А. И. Выбор компоновки низа буровой колонны при бурении скважин . *Обзорная информация*. 1986. Вып. 18. 50 с.
25. Калинин А. Г. Никитин Б. А., Солодкий К. М., Султанов Б. З. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. М.: Недра, 1997. 651 с.
26. Калинин А. Г., Григорян Н. А., Султанов Б. З. Бурение наклонных скважин. М.: Недра, 1990. 352 с.
27. Калинин А. Г. Искривление скважин. М.: Недра, 1974. 304 с.
28. Коцкулич Я. С. Лівінський А. М. Відновлення свердловин шляхом забурювання бокових стовбурів – перспективний напрям збільшення обсягів видобутку вуглеводнів *Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент - техника и технология его изготовления и применения*. 2015. Вып. 18. С. 43-48.
29. Відновлення свердловин шляхом забурювання нових стовбурів/ Коцкулич Я. С., Лівінський А. М., Лазаренко О. Г., Кирчей О. І. *Молодий вчений*. 2016. № 12.1 (40). С. 45-49.
30. Коцкулич Я. С. Вітрик В. Г., Лівінський А. М. Застосування роторно-керованих систем (RSS) під час спорудження похило-скерованих свердловин. *Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент - техника и технология его изготовления и применения* . 2016. Вып. 19. С. 49-54.
31. 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.
32. Комплекс техніко-технологічних рішень для якісного закінчування горизонтальних свердловин / Лазаренко О.Г. і ін. *Буріння.* 2012. №1 (9). С. 55-57.
33. Лазаренко О. Г., Лівінський А. М. Досвід буріння горизонтальних свердловин на Гнідинцівському родовищі *Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент - техника и технология его изготовления и применения.* 2014. Вып. 17. С. 47-52.
34. Лазаренко О. Г., Лівінський А. М. Горизонтальне буріння свердловин. *Нафтогазова освіта та наука. Стан та перспективи: Міжнародна науково-технічна конференція, 10-12 грудня 2014 р., Івано-Франківськ: ІФНТУНГ.* 2014.
35. Ливинский А. М. Исследование устойчивости нижней части бурильной колонны при бурении скважин с наклонно-направленным и горизонтальным стволом. *Азербайджанское нефтяное хозяйство.* 2018. № 5. С. 13-20.
36. 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.
37. Мирзаджанзаде А. Х., Ширинзаде С. А. Повышение эффективности и качества бурения глубоких скважин. Москва: Недра, 1986. 278 с.
38. Мислюк М. А., Долик Р. М. Вибір стабілізованих компоновок низу бурильної колони для буріння свердловин. *Нафтогазова галузь України.* 2016. №1. С. 26-34.
39. Мислюк М. А., Долик Р. М. Вибір технологічних рішень для буріння стабілізованих ділянок свердловин. *GeoDrillingll «Буріння і розкриття пластів - 2017»* : матеріали конференції. 12 лютого 2017 р. Полтава, 2017. С. 43-47.
40. Мислюк М. А., Долик Р. М. Принципи вибору компоновок низу бурильної колони для буріння похилих ділянок. *Нафтогазова галузь*

- України*. 2014. №5. С. 7-15.
41. Мислюк М. А., Рибчич І. Й., Яремійчук Р. С. Буріння свердловин: у 5 т. Київ : Інтерпрес ЛТД, 2004. Т. 3 : 294 с.
42. Мислюк М. А. О задаче выбора компоновок низа буровой колонны. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2008. №2. С. 12-15.
43. Мислюк М. А. Оценка риска принятия решений в бурение. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2012. №1. С. 18-23.
44. Компоновка низу буровой колонны: пат. 113814 Украина.: МПК: [E21B 7/04](#). u201609468 ; заявл. 12.09.16 ; опубл. 10.02.2017, Бюл. №3.
45. Мислюк М. А., Долык Р. Н. Анализ неориентированных компоновок низа буровой колонны при бурении скважин на Яблунковском газоконденсатном месторождении. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2014. №4. С. 26-33.
46. Мислюк М. А., Долык Р. Н. Выбор компоновок низа буровой колонны для бурения скважин на Яблунковском газоконденсатном месторождении. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2014. №8. С. 8-14.
47. Мислюк 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.
48. Мислюк М. А., Долык Р. Н. О повышении эффективности бурения стабилизированных стволов скважин. *Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции в 5 т., 31 марта 2017 г., Краснодар, 2017. Т.3. С. 187-194.*
49. Мислюк М. А., Василюк Ю. М., Рибчич І. Й. До оцінювання динамічних процесів в буровій колоні. *Нафтова і газова промисловість*. 2000. №6. С. 16 - 18.
50. Оганов А. С., Повалихин А. С., Бадреев З. Ш. Новые решения в

- проектировании компоновок низа буровой колонны. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 1995. №2 4-5. С. 11, 12, 16.
51. Оганов А. С., Прохоренко В. В., Оганов Г. С. Принципы выбора неориентируемых компоновок низа буровой колонны для направленного бурения скважин. *Бурение*. 1978. Вип. 6. 24 с.
52. Определение места установки центраторов на ступенчатой колонне утяжеленных буровых труб / Н. И. Орынчак и др. *Нефтяная и газовая промышленность*. 1976. №2. С. 17-20.
53. Офіційний сайт компанії «Schlumberger»: <http://www.slb.com>.
54. Офіційний сайт компанії «Weatherford» <https://www.weatherford.com>.
55. Офіційний сайт компанії «Halliburton»: <http://www.halliburton.com>
56. Оценка эффективности компоновок низа буровой колонны при бурении глубоких скважин на Семиречковском газоконденсатном месторождении / М. А. Мыслук и др. *Бурение и нефть*. 2016. №12. С. 22-27.
57. 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.
58. Продольный изгиб буровой колонны и выбор траектории бурения горизонтального ствола / Повалихин А.С., Барский И.Л., Козлов А.В., Глушич В.Г. *Бурение*. 2001. №6. С. 25-28.
59. Применение телеметрических систем при бурении горизонтальных скважин / Повалихин А.С., Рогачев О.К. *Бурение и нефть*, 2002. октябрь.
60. Повалихин А.С. Отклонитель для роторного способа бурения. *Нефтегазопромысловый инжиниринг*, 2003. № 2. С. 27-33.
61. Повалихин А.С. Управление забойным двигателем-отклонителем. *Нефтегазопромысловый инжиниринг*. 2004. № 2. С. 33-36.

62. Повалихин А.С., Калинин А.Г., Костин Ю.С., Зырянов Ю.А. Отклонитель для бурения горизонтальных скважин роторным способом. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*, ВНИИОЭНГ, 2006. № 11. С. 45-47.
63. Повалихин А.С. Направленное бурение скважин роторным способом. *Инженер-нефтяник*. 2007. №2. С. 30-32.
64. Повалихин А.С. Некоторые вопросы проектирования автоматизированных систем направленного бурения. *Инженер нефтяник*. -2009. №3. С. 26-28.
65. Повалихин А.С., Шатровский А.Г. Проектирование и оптимизация КНБК на основе винтового забойного двигателя для бурения в сложных горно-геологических условиях. *Инженер-нефтяник*. 2009. № 1. С. 37-42.
66. Повалихин А.С. Разработка метода проектирования отклонителей и компоновок низа бурильной колонны для наклонного и горизонтального бурения: дис. ... к-та техн. наук: МГГА, 1998.С. 183-185.
67. Повалихин А.С. Управление двигателем-отклонителем и телеметрическое сопровождение направленного бурения. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2006. № 3. С. 15-17.
68. Профили направленных скважин и компоновки низа бурильной колонны / Калинин А. Г., Никитин Б. А., Солодкий К. М., Повалихин А. С. М.: Недра, 1995. 304 с.
69. Прохоренко В.В. Отклоняющие КНБК для бурения направленных скважин комбинированным способом. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2007. № 5. С. 5-11.
70. Прохоренко В.В. Технология бурения направленных скважин и боковых стволов забойным двигателем-отклонителем. *Инженер-нефтяник*. 2007. № 2. С. 22-24.

71. Прохоренко В. В. Технология бурения горизонтальных скважин и боковых стволов двигателем-отклонителем. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2007. № 11. С. 2-4.
72. Розрахунок стабілізованих компоновок низу бурильної колони / М. А. Мислюк та ін. *Нафтова і газова промисловість*. 1996. №1. С. 17-19.
73. Середя Н. Г., Соловьев Е. М. Бурение нефтяных и газовых скважин. М. : Недра, 1988. 359 с.
74. Современные технические средства для бурения наклонно–направленных скважин с забойным двигателем и технология их применения. *Обз. информ. Бурение*. 1982. Вып. 5 (13). 45 с.
75. Совершенствование технологии отработки трехшарошечных долот при роторном бурении скважин / М. А. Мыслюк и др. Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. 212 с.
76. Строительство и навигация сложнопрофильных скважин : учебное пособие / Л. М. Левинсон и др. УФА, 2013. 157 с.
77. Султанов Б. В., Ишемгузин Е. И., Шаммасов М. Х. Работа бурильной колонны в скважине. М.: Недра. 1973. 217 с.
78. Сушон Л. Я., Емельянов П. В., Муллағалиев Р. Т. Управление искривлением наклонных скважин в Западной Сибири. М.: Недра, 1988. 124 с.
79. Технологии и технологические средства бурения искривленных скважин: учебное пособие для вузов / В. П. Овчинников и др. Тюмень : изд-во ТюмГНГУ, 2008. 152 с.
80. 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.
81. Чудик І. І. Вдосконалення методики проектування неорієнтованих компоновок низу бурильної колони: автореф. дис. ... канд. техн. наук : 05.15.10. Івано-Франківськ: Івано-Франківський національний

- технічний університет нафти і газу, 2005. – 21 с.
82. 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.
83. Чудик І. І., Козлов А. А. Вплив кривизни стовбура свердловини на статичні форми рівноваги неорієнтованих КНБК. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2006. №1. С. 51-55.
84. 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.
85. Чудик І. І., Юрич А. Р. Нові можливості вдосконалення неорієнтованих компонок низу бурильної колони. *Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: Сборник научных трудов*. 2010. Вып. 13. С.117–122.
86. Чудик І. І., Осадца В.Р., Дзядик К.С. Розширення можливостей неорієнтованих компонок низу бурильної колони. *Нафтогазова енергетика*. 2010. № 2(24). С. 7–13.
87. Чудик І. І. Удосконалення методики розрахунку сил притискання опор неорієнтованих КНБК до стінок свердловини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2008. № 3(28). С. 35–41.
88. Чудик І. І. Узагальнена методика розрахунку енергетичних витрат при роботі неорієнтованих компонок низу бурильної колони для роторного способу буріння. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2013. № 2(35). С.121-128.
89. Чудик І. І. Узагальнена методика розрахунку енергетичних затрат обумовлених роботою бурильної колони при роторному способі буріння. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2013. №3(48). С. 84–93.
90. Чудик І. І. Вивчення особливостей застосування орієнтованих КНБК

- при бурінні скерованих свердловин. *Нафтогазова енергетика*. 2013. №2 (20). С. 61–69.
91. Чудик І. І., Лівінський А. М., Білецька І. Я. Розширення технологічних можливостей орієнтованих компоновок низу бурильної колони. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2017. № 2 (43). С. 26-32.
92. Чудик І. І., Лівінський А. М. Вивчення технологічних можливостей орієнтованих опорних компоновок низу бурильної колони. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. № 3 (64). С. 31-39.
93. Чудик І. І., Лівінський А. М., А. Аль Танакчі, Пастух А. М., Нурузаде Е. Оцінка конструктивних параметрів орієнтованих компоновок для забезпечення їх проходження в стовбурі скерованої свердловини. *Нафтогазова енергетика*. 2019. №1(31). С.18-25.
94. Чудик І. І., Лівінський А. М., А. Аль Танакчі, Пастух А. М. Особливості застосування орієнтованих КНБК у процесі буріння скерованих свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2019. №1(70). С. 17-24.
95. 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.
96. Янтурин Р. А. Совершенствование методов расчетов параметров компоновок низа бурильной колонны и их элементов для безориентированного бурения: автореф. дис. ... канд. тех. наук: 05.02.13. «Технология бурения скважин». Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2005.– 20 с.
97. Юрич А. Р., Чудик І. І., Гриців В. В., Рачкевич Р. В., Козлов А. А. Моделювання компоновки низу бурильної колони з опорно-центруючими елементами (ОЦЕ) в похило-скерованому стовбурі свердловини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*.

2008. № 2(27). C. 51–55.
98. 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.
 99. 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.
 100. 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.
 101. 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.
 102. 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, 22 February 2007.
 103. 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.
 104. 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.

105. 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.
106. 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.
107. 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.
108. 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.
109. 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.
110. 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.
111. 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.

112. William G. Lesso, Jr., Iain M. Rezmer-Cooper,, Minh Chau (Schlumberger) "Continuous Direction and Inclination Measurements Revolutionize Real-Time Directional Drilling Decision-Making", SPE/IADS-67752.

ДОДАТКИ

ДОДАТОК А

СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

Статті, в яких опубліковані основні результати дисертації

1. Лазаренко О.Г., Наритник І.І., Величко О.О., Лівінський А.М., Коваль О.Ф. Комплекс техніко-технологічних рішень для якісного закінчування горизонтальних свердловин. Науково-виробничий журнал «Буріння». 2012. №1 (9). С. 55-57.
2. Лазаренко О. Г., Лівінський А.М. Досвід буріння горизонтальних свердловин на Гнідинцівському родовищі. Породоразрушающий и металлообработывающий инструмент - техника и технология его изготовления и применения. Сб. науч. тр. К.: ИСМ им. В.Н. Бакуля НАНУ. 2014. Вып.17. С. 47-52.
3. Коцкулич Я.С., Лівінський А.М. Відновлення свердловин шляхом забурювання бокових стовбурів – перспективний напрям збільшення обсягів видобутку вуглеводнів. Породоразрушающий и металлообработывающий инструмент - техника и технология его изготовления и применения. Сб. науч. тр. К.: ИСМ им. В.Н. Бакуля НАНУ. 2015. Вып. 18. С. 43-48.
4. Коцкулич Я.С., Вітрик В.Г., Лівінський А.М. Застосування роторно-керованих систем при споруджуванні похило-скерованих свердловин. Породоразрушающий и металлообработывающий инструмент - техника и технология его изготовления и применения. сб. науч. тр. К.: ИСМ им. В. Н. Бакуля НАНУ. 2016. Вып.19. С. 49-54.
5. Коцкулич Я.С., Лівінський А.М., Лазаренко О.Г., Кирчей О.І. Відновлення свердловин шляхом забурювання нових стовбурів. Науковий журнал «Молодий вчений». 2016. №12.1(40). С.45-49.
6. Чудик І.І., Лівінський А.М., Білецька І.Я. Розширення технологічних можливостей орієнтованих компоновок низу бурильної колони. Науковий вісник ІФНТУНГ. 2017. № 2 (43). С. 26-32.

7. Чудик І.І., Лівінський А.М. Вивчення технологічних можливостей орієнтованих опорних компонок низу бурильної колони. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2017. №3(64). С. 31-39.
8. Ливинский А. М. Исследование устойчивости нижней части бурильной колонны при бурении скважин с наклонно-направленным и горизонтальным стволами. Азербайджанское нефтяное хозяйство. 2018. № 5. С.13-20.
9. Чудик І.І., Лівінський А.М., Аль Танакчі А., Пастух А.М., Нурузаде Е. Оцінка конструктивних параметрів орієнтованих компонок для забезпечення їх проходження в стовбурі скерованої свердловини. Нафтогазова енергетика. 2019. №1(31). С.18-25.
10. Чудик І.І., Лівінський А.М., Аль Танакчі А., Пастух А.М. Особливості застосування орієнтованих КНБК у процесі буріння скерованих свердловин. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2019. №1(70). С. 17-24.

Тези наукових конференцій

11. Лазаренко О. Г., Лівінський А.М. Горизонтальне буріння свердловин. Нафтогазова освіта та наука. Стан та перспективи: матеріали науково-технічної конференції (Івано-Франківськ, 10-12 грудня 2014 р.). Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. 2014. С.131-132.

ДОДАТОК Б

**ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ
«НАУКОВО-ТЕХНІЧНЕ ПІДПРИЄМСТВО «БУРОВА ТЕХНІКА»**

ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РЕГЛАМЕНТ НА БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН ІЗ ПОХИЛО-СКЕРОВАНИМИ І ГОРИЗОНТАЛЬНИМИ СТОВБУРАМИ

ТР 31174865.001:2016

Київ
2017

УДК 821.161.2(477.53)
ББК 84 (4 УКР – 4 ПОЛ)6
Т 90

Т90 Вітрик В.Г., Денисюк О.М., Лівінський А.М., Бойчук В.Д., Сіренко В.І.
Технологічний регламент на буріння свердловин із похило-скерованими і
горизонтальними стовбурами. – ТОВ «Науково-технічне підприємство «Бурова
техніка», Київ, 2017. – 87 с.

УДК 821.161.2(477.53)
ББК 84 (4 УКР – 4 ПОЛ)6

© Вітрик В.Г., Денисюк О.М., Лівінський А.М., Бойчук В.Д., Сіренко В.І.
© ТОВ «Науково-технічне підприємство «Бурова техніка», 2017.

ЗМІСТ

1	Сфера застосування.....	1
2	Нормативні посилання	2
3	Позначки та скорочення	3
4	Терміни та визначення понять	4
5	Розроблення робочого проекту на споруджування свердловини	6
6	Загальні положення.....	9
	6.1 Свердловини з вертикальним стовбуром	9
	6.2 Свердловини з похило-скерованим стовбуром.....	9
	6.3 Свердловини з горизонтальним стовбуром.....	10
7	Проектування траєкторії свердловин із похило-скерованим стовбуром	13
	7.1 Типи профілів та їх геометричні параметри.....	13
	7.2 Принцип вибору та проектування траєкторії свердловини з похило-скерованим стовбуром	18
8	Проектування траєкторії свердловин із горизонтальним стовбуром.....	20
9	Технологія буріння свердловин із похило-скерованим і горизонтальним стовбуром.....	26
	9.1 Компоновка низу бурильної колони для керування напрямком стовбура свердловини.....	26
	9.2 Технічні засоби, обладнання та інструменти для буріння свердловин із похило-скерованим і горизонтальним стовбуром.....	40
	9.3 Орієнтування відхиляючих компоновок у свердловині.....	44
	9.4 Бурові розчини.....	59
10	Вимоги з охорони праці та промислової безпеки	60
11	Перелік обов'язкових інструкцій, нормативної і технічної документації.	63
	Додаток А Типова робоча програма на буріння похило-скерованого стовбура свердловини	64
	Додаток Б Перелік звітної документації.....	70
	Додаток В Технічні характеристики телеметричної системи «Drill-Тек».	74
	Додаток Г Технічні характеристики та типорозміри вибійного обладнання компанії Wenzel (ГВД, яси, акселератори).....	75
	Додаток Д Гідравлічна програма.....	80
	Додаток Е Функції інженера-технолога із похило-скерованого буріння під час роботи на свердловині.....	81
	Додаток Ж Бібліографія	83

ТР 31174865.001:2016

Технологічний регламент на буріння свердловин із похило-скерованими і горизонтальними стовбурами ТР 31174865.001:2016, розроблений фахівцями ТОВ «Науково-технічне підприємство «Бурова техніка», є науково та практично обґрунтованим нормативним документом, який узагальнює, систематизує та змістовно розкриває вимоги до буріння, порядку вибору і розрахунку оптимального профілю свердловин із похило-скерованими і горизонтальними стовбурами, визначає номенклатуру спеціальних технічних засобів, забезпечує безпечні умови виробництва і дотримання вимог із охорони довкілля, в тому числі й за стандартами API.

Використання буровими і сервісними компаніями цього технологічного регламенту дасть можливість підвищити якість та ефективність розроблення робочих проектів, робочих програм, технічних пропозицій, планів робіт, технологічної документації на ведення робіт і надання сервісних послуг із буріння свердловин із похило-скерованими і горизонтальними стовбурами із застосуванням телеметричної системи і технічного обслуговування бурового обладнання.

Цей технологічний регламент рекомендується для включення до навчального процесу підготовки бакалаврів і магістрів спеціальностей нафтогазового профілю та курсів підвищення кваліфікації працівників нафтогазової галузі як змістовне та актуальне джерело науково-технічної інформації.

Автори висловлюють щире подяку фахівцям Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (д.т.н. Карпаш М.О.), Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка (к.т.н. Матвієнко А.М.), ПрАТ «Нафтогазвидобування» (к.т.н. Лазаренко О.Г.) за плідну співпрацю під час розроблення цього технологічного регламенту.

Цей технологічний регламент погоджено листами:

- Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу – від 14.07.2017 № 110-37-53/37;
- Полтавського національного технічного університету імені Юрія Кондратюка – від 11.07.2017 № 33-9.1326;
- ПрАТ «Нафтогазвидобування» – від 27.07.2017 № 135/3;
- Технічного комітету стандартизації України "НАФТОГАЗнормування" (ТК 138) – від 28.07.2017 № 12-бт.

Цей технологічний регламент затверджено і введено в дію наказом ТОВ «Науково-технічне підприємство «Бурова техніка» від 02.08.2017 № 71.

ДОДАТОК В

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

“ЗАТВЕРДЖЕНО”

Директор ТОВ «Денімекс Юкрейн»

 В.А. Садович

“*22*” *березня* 2019 р.



**МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ОРІЄНТОВАНИХ
КОМПОНОВОК НИЗУ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ
ДЛЯ СУМІЩЕНОГО СПОСОБУ БУРІННЯ**

“ПОГОДЖЕНО”

Директор НДІ НГЕіЕ
ІФНТУНГ

Б. А. Тершак

“ ” 2019 р.

м. Івано-Франківськ, 2019

РОЗРОБЛЕНО:

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу.

РОЗРОБНИКИ:

професор кафедри буріння свердловин, доктор технічних наук, *Чудик І. І.*;
здобувач наукового ступеня кафедри буріння свердловин *Лівінський А. М.*

ПРИЙНЯТО ТА НАДАНО ЧИННОСТІ:



22.03.2019

ДОДАТОК Г

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ**“ЗАТВЕРДЖЕНО”**Директор з видобутку та
переробки вуглеводнів

ГрАТ «Нафтогазвидобування»

О. К. Раптанов

_____ 2019 р.

**МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ОРІЄНТОВАНИХ
КОМПОНОВОК НИЗУ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ
ДЛЯ СУМІЩЕНОГО СПОСОБУ БУРІННЯ****“ПОГОДЖЕНО”**

Директор НДІ НГЕіЕ ІФНТУНУ

_____ **Б. А. Тершак**

“ ” _____ 2019 р.

м. Івано-Франківськ, 2019

РОЗРОБЛЕНО:

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу.

РОЗРОБНИКИ:

професор кафедри буріння свердловин, доктор технічних наук, *Чудик І. І.*;
здобувач наукового ступеня кафедри буріння свердловин *Лівінський А. М.*

ПРИЙНЯТО ТА НАДАНО ЧИННОСТІ:



ДОДАТОК Д

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

“ЗАТВЕРДЖЕНО”

Директор Філії «УГВ-СЕРВІС»

АТ «Укргазвидобування»

І.Ю. Мохній

2019 р.



**МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ОРІЄНТОВАНИХ
КОМПОНОВОК НИЗУ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ
ДЛЯ СУМІЩЕНОГО СПОСОБУ БУРІННЯ**

“ПОГОДЖЕНО”

Директор НДІ НГЕіЕ ІФНТУНГ

Б. А. Тершак

“ ” 2019 р.

м. Івано-Франківськ, 2019

РОЗРОБЛЕНО:

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу.

РОЗРОБНИКИ:

професор кафедри буріння свердловин, доктор технічних наук, Чудик І. І.;

здобувач наукового ступеня кафедри буріння свердловин Лівінський А. М.

ПРИЙНЯТО ТА НАДАНО ЧИННОСТІ:



Т.Ю. Мохнів
18.03.2019р.