

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

Кваліфікаційна наукова праця  
на правах рукопису

**Васько Андрій Іванович**

УДК 622.243

**ДИСЕРТАЦІЯ**

**КЕРУВАННЯ ТРАЄКТОРІЄЮ СВЕРДЛОВИНИ  
В СКЛАДНИХ ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ  
НА ПРИКЛАДІ РОДОВИЩ ПРИКАРПАТТЯ**

05.15.10 – Буріння свердловин

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

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

\_\_\_\_\_ А.І. Васько

Науковий керівник Чудик Ігор Іванович, доктор технічних наук, професор

Івано-Франківськ – 2019

## АНОТАЦІЯ

Васько А.І. Керування траєкторією свердловини в складних гірничо-геологічних умовах на прикладі родовищ Прикарпаття. – 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 даному етапі розвитку вітчизняної нафтогазовидобувної галузі проблема нарощування обсягу видобутку власних вуглеводнів є досить актуальною для нашої держави. Завдяки цьому в останні десятиліття суттєво зросли обсяги буріння похило скерованих свердловин, що загалом спричинило до підвищення якості розробки нафтогазових родовищ та зростання коефіцієнта флюїдовилучення. Однак спорудження таких свердловин пов'язане із цілою низкою проблем, серед яких найважливіша – забезпечення успішного їх буріння із попаданням вибою у визначене коло допуску. Ця проблема, як правило, спричинена недостатньою інформативністю щодо гірничо-геологічних даних під час проектування профілю свердловини та неточністю виконання робіт при їх спорудженні.

Буріння похило скерованих свердловин на площах Прикарпатського регіону в значній мірі ускладнене із-за чергуванням м'яких, середньої твердості та твердих нестійких гірських порід різної абразивності, їхньою перем'ятістю, складною складчастою будовою, наявністю у розрізі гірських порід, що відрізняються фізико-механічними властивостями. Характерною властивістю гірських порід родовищ Прикарпаття є різноманітність текстур, стратиграфічна неузгодженість та високий ступінь їх неоднорідності, обумовлений в першу чергу відмінностями складу і будови порід. Вищий ступінь неоднорідності спостерігається в масивах, які складені різноманітними гірськими породами. Крім того, в масивах гірських порід часто трапляються геологічні порушення та тектонічні розриви, що характеризують велику довжину і розташовані перпендикулярно, під кутом або паралельно напластуванню цих порід.

Інтервали залягання даних відкладів (залежно від площі та місцезнаходження свердловини на структурі) коливаються в широкому діапазоні та досягають різних потужностей. Зі збільшенням глибин залягання пластів гірських порід зростають кути їх падіння, а на великих глибинах вони можуть досягати 80-90°. За даними інклінометрії раніше пробурених свердловин їх викривлення відбувається в основному при постійному азимуті та носить площинний характер. Зенітне викривлення свердловин коливається в межах від 0 до 5°, а на деяких площах досягає 12-14°. Різниця у величині зенітного викривлення окремих свердловин обумовлена застосуванням різних параметрів режиму буріння та компоновок низу бурильної колони (КНБК).

Тому з метою зменшення інтенсивності викривлення свердловин у нижньоворотисенських, бистрицьких, добротівських та слобідських відкладах родовищ Прикарпаття слід застосовувати такі КНБК, які б обмежували бокове переміщення долота та сприймали нормальні сили, що передаються зі сторони вибою на долото. Для цього найкраще використовувати жорсткі стабілізовані КНБК, які включають в себе наддолотний калібратор та квадратні або зі спіральними канавками ОБТ, або компоновки з круглими ОБТ та декількома центраторами, розташованими на близькій відстані один від одного.

Дисертація присвячена дослідження впливу режимно-технологічних та гірничо-геологічних умов на просторову орієнтацію ствола свердловини, який формується різними КНБК з метою покращення ефективності її керування.

В даній роботі проведено аналіз літературних джерел, які стосуються взаємодії нижньої частини бурильної колони з вибоєм та стінкою свердловини. Показано вплив анізотропії гірських порід на викривлення свердловин. Наведено схему та дано обґрунтування способу дослідження, методик проведення експериментальних досліджень, статистичну обробку отриманих результатів, вибрано математичну модель нижньої частини бурильної колони.

Встановлено, що на величину та напрям відхиляючої сили на долоті впливають дві групи чинників - геологічні та режимно-технологічні. До геологічних можна віднести зміну твердості та фізико-механічних

властивостей гірських порід, їх перемежованість та різноманітність кутів падіння гірських порід. До режимно-технологічних відносять: осьове навантаження на долото, швидкість його обертання, геометричні розміри низу бурильної колони і стінки свердловини та інші.

Для оцінювання напрямку дії вектора навантаження на долото проведені аналітичні дослідження впливу анізотропії гірських порід на керування траєкторією свердловини. Досліджено вплив осьового навантаження на долото та сили взаємодії низу бурильної колони зі стінкою свердловини під час буріння в анізотропних породах при застосуванні різних компоновок низу бурильної колони (гладкої, зі встановленим центратором, стабілізатором та відхилювачем).

За результатами аналітичних досліджень встановлено залежності нормальної складової реакції вибою на долото, відстані від долота до точки дотику колони зі стінкою свердловини та до опорно-центруючих елементів та встановлено силу тиску їх на стінки свердловини при заданих геометричних розмірах компоновок та певних значеннях навантажень на долото в безрозмірних одиницях.

Проведено багатофакторний аналіз для оцінювання різних чинників на величину відхиляючої сили на долоті. За результатами обчислень та графічних залежностей встановлено, що відстані від долота до центратора та від центратора до точки дотику колони зі стінкою свердловини зростають зі збільшенням зазору та зменшенням навантаженням на долото. Також слід відмітити, що при від'ємних значеннях сили тиску центратор створюватиме тиск на нижню стінку, а при додатніх значеннях – на верхню стінку свердловини. Це може бути враховано під час буріння в нестійких породах. Аналізуючи отримані результати досліджень, випливає, що сила тиску центратора досягає свого максимуму при відсутності навантаження на вибій.

Вивчено вплив довжини стабілізатора та відхилювача на ступінь викривлення свердловини при відомих інших параметрах. Також оцінено зміну

їх впливу на стінку свердловини при різних варіаціях геометричних розмірів та режимно-технологічних параметрів.

Для зручності виконання розрахунків за розробленою методикою складено відповідну програму у середовищі MathCAD з можливістю отримання графічних залежностей та визначення відстані від долота до точки дотику колони зі стінкою свердловини, нормальної складової реакції вибою на долото, поперечної сили біля центратора та сили тиску центратора на стінку свердловини.

Проведено порівняльний аналіз дії гірничо-геологічних факторів, які впливають на ступінь викривлення свердловини. Головною геологічною причиною просторового викривлення свердловин визначено анізотропію гірських порід. Для її врахування використовують показник бурового індексу анізотропії, який включає в себе як геологічні, так і режимно-технологічні складові. За результатами розрахунків цього показника можна оцінювати тенденцію свердловини до викривлення.

За промисловими даними родовищ Прикарпаття розраховано буровий індекс анізотропії для різноманітних характерних відкладів та вивчено його вплив на викривлення свердловин при застосуванні різних КНБК та режимно-технологічних параметрів.

Проведено експериментальні дослідження з метою отримання значень бурового індексу анізотропії на зразках кернів гірських порід різних відкладів родовищ Прикарпаття. Результати експериментальних досліджень бурового індексу анізотропії практично збігаються із значеннями, отриманими аналітичним шляхом. Це свідчить про високу достовірність результатів аналітичних розрахунків величини бурового індексу анізотропії.

На основі виконаних досліджень і за результатами промислових даних розроблено, затверджено та прийнято до використання буровому підприємству методику розрахунку бурового індексу анізотропії.

На основі виконаних досліджень розроблено та впроваджено у виробничих умовах жорстку ступінчасту компоновку низу бурильної колони,

яка включає в свою конструкцію модифіковане долото, що значно зменшує фрезеруючу дію на стінки свердловини, калібратор, хрестоподібний стабілізатор та ОБТ. Дана компоновка показала свою ефективність під час випробувань на одному із родовищ Прикарпаття. При застосуванні запропонованої жорсткої КНБК інтенсивність викривлення свердловини знижувалась до 4 разів в порівнянні із сусідніми свердловинами, літолого-стратиграфічний розріз яких ідентичний тому, що і у досліджуваній свердловині.

На основі виконаних досліджень і за результатами аналізу промислових даних розроблено рекомендації з управління траєкторією свердловини.

**Ключові слова:** похило скерована свердловина, анізотропія, центратор, буровий індекс анізотропії, навантаження на долото, опорно-центруючі елементи (ОЦЕ), компоновка низу бурильної колони (КНБК), інтенсивність викривлення, зенітний кут.

## **ABSTRACT**

Vasko A. S. Management of the trajectory of wells in complex mining-geological conditions on the example of deposits of the Carpathian region. - On the rights of the manuscript.

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.

At the present stage of development of the domestic oil and gas industry, the problem of increasing the volume of production of our own hydrocarbons is extremely urgent for our state. And this in recent decades has significantly increased the volume of drilling of directional wells, which in general has led to an increase in the efficiency of oil and gas field development and an increase in the fluid recovery coefficient. However, the construction of such wells is associated with a number of problems, among which the most important is ensuring their successful drilling with falling into a certain range of tolerance. This problem, as a rule, is caused by

insufficient information on the geological data when designing the well profile and inaccurate performance of work during well drilling.

Drilling directional wells in areas of the Carpathian region is largely difficult due to the alternation of soft, medium hard and hard unstable rocks of different abrasivity, their crumbling, complex folded structure, the presence of rocks with different physical and mechanical properties in the section. A characteristic property of the rocks of the Carpathian deposits is a variety of textures, stratigraphic inconsistency and a high degree of heterogeneity, primarily due to differences in the composition and structure of rocks. A large degree of heterogeneity is observed in the massifs, which are composed of various rocks. In addition, geological disturbances and tectonic breaks that characterize a large length often occur perpendicularly, at an angle or parallel to the bedding of these rocks in rock massifs. The intervals of occurrence of these deposits (depending on the area and location of the well on the structure) vary in a wide range and reach different capacities. With an increase in the depth of the layers, the angles of their fall grow, and at great depths they can reach 80-90 °. According to the inclinometry of previously drilled wells, their curvature occurs mainly at a constant azimuth and is planar in nature. Anti-aircraft well curvature ranges from 0 to 5° and in some areas reaches 12-14°. The difference in the magnitude of the anti-aircraft curvature of individual wells is due to the use of various parameters of the drilling mode and BHA.

Therefore, in order to limit the curvature of wells in the Nizhnevrotishche, Bystritsky, Dobrotsky and Sloboda deposits of the Prikarpatye fields, such arrangements should be used that could limit the lateral movement of the bit and perceive normal forces that are transmitted from the side of the face to the bit. For these conditions, it is better to use rigid stabilized BHAs, including a supra bit calibrator and square or spiral MBT grooves, or arrangements of round MBT and several centralizers located close to each other.

The thesis is devoted to the study of the influence of regime - technological and mining - geological conditions on the spatial orientation of the wellbore, which is formed by various BHAs in order to increase the efficiency of well control.

In this work, an analysis of the literature on the interaction of the lower part of the drill string with the bottom and the wall of the well. The effect of rock anisotropy on well curvature is shown. The scheme and the justification of the research method, the methodology of the experimental studies, the statistical processing of the results, the selected mathematical model of the lower part of the drill string are given.

It has been established that the magnitude and direction of the deflecting force on the bit are influenced by two groups of factors - geological and regime-technological. The change in the hardness and physic-mechanical properties of rocks, their alternation and a variety of angles of incidence of rocks can be attributed to geological ones. And the regime-technological include: axial load on the bit, the speed of its rotation, the geometric dimensions of the bottom of the drill string and the borehole wall and others.

To assess the direction of the load vector on the bit, analytical studies of the effect of rock anisotropy on the well trajectory control were carried out. The effect of axial load on the bit and the force of interaction of the drill string with the borehole wall when drilling in anisotropic rocks using different layouts of the bottom of the drill string (smooth, with installed centralizer, stabilizer and deflector) was investigated.

According to the results of analytical studies, the dependences of the normal component of the bottomhole reaction on the bit, the distance from the bit to the point of contact between the column and the borehole wall and supporting-centering elements were established, and the force of their pressure on the borehole walls was determined for given geometric dimensions of the layouts and certain values of loads on the bit in dimensionless units.

Conducted multivariate analysis to assess various factors on the amount of deflecting forces on the bit. According to the results of calculations and graphical dependencies, it was established that the distances from the bit to the centralizer and from the centralizer to the point of contact of the column with the well wall increase with increasing clearance and decreasing the load on the bit. It should also be noted



that at negative pressure values, the centralizer creates pressure on the bottom wall, and at positive values - on the upper wall of the well. This can be taken into account when drilling in unstable rocks. Analyzing the obtained research results, it follows that the pressure of the centralizer reaches its maximum in the absence of load on the face.

The influence of the length of the stabilizer and diverter on the degree of curvature of the well was studied with other known parameters. Also evaluated is the change in their effect on the wall of the well with various variations in geometric dimensions and process parameters.

For the convenience of performing calculations according to the developed method, a corresponding program was compiled in the MathCAD environment with the ability to obtain graphical dependencies and determine the distance from the bit to the point of contact of the column with the borehole wall, the normal component of the bottom hole reaction to the bit, the transverse force at the centralizer, and the pressure force of the centralizer on the borehole wall.

A comparative analysis of the action of mining and geological factors affecting the degree of curvature of the well is carried out. The main geological cause of the spatial curvature of the wells is determined by the anisotropy of rocks. To take it into account, an anisotropy index of drilling index is used, which includes both geological components and regime-technological ones. According to the results of calculations of this indicator, we can estimate the tendency of the well to bend.

According to the industrial data of the Precarpathian deposits, the drilling index of anisotropy was calculated for various characteristic deposits and its effect on the curvature of the wells was studied using different layouts of the bottom of the drill string and operating-technological parameters.

Experimental studies have been carried out with the aim of obtaining values of the anisotropy drilling index on rock core samples of various deposits of the Carpathian deposits. The results of experimental studies of the drilling anisotropy index almost coincide with the values obtained analytically. This indicates a high

reliability of the results of analytical calculations of the drilling anisotropy index value.

Based on the studies and the results of field data, methods for calculating the drilling anisotropy index were developed, approved and accepted for use by the drilling company.

Based on the studies, a rigid stepwise layout of the bottom of the drill string was developed and introduced under production conditions, which includes an improved drill bit that significantly reduces the milling effect on the borehole walls, calibrator, cross-shaped stabilizer and MBT. This arrangement has shown its effectiveness during testing at one of the deposits in the Carpathian region. When using the proposed rigid BHA, the well curvature rate decreased by 4 times compared to neighboring wells, the lithologic-stratigraphic section of which is identical to that in the tested well.

Based on the completed studies and the results of the analysis of field data, recommendations for well trajectory management have been developed.

**Keywords:** obliquely directed well, anisotropy, centralizer, drill index of anisotropy, bit load, supporting-centering elements (OCE), bottom hole assembly (KNBK), curvature intensity, zenith angle.

## **СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ**

### **Статті, в яких опубліковані основні результати дисертації**

1. Васько А.І. Просторове орієнтування осі свердловини. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. ІФДТУНГ. 1996. №33. С. 12-18.

2. Васько А.І. Взаємодія нижньої частини бурильної колони з вибоєм та стінкою свердловини. Збірник наукових праць УКРНДГазу. Харків. 2010. №2. С. 66-71.

3. Васько І.А., Васько А.І. Вплив розташування та розмірів стабілізатора на величину зенітного кута. Науковий вісник ІФНТУНГ. 2010. №4. С. 37-41.

4. Васько І.А., Васько І.С., Васько А.І. Графоаналітичний метод коригування траєкторії свердловини. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. ІФНТУНГ. 2010. №2(35). С. 41-44.

5. Воєвидко И.В., Кочкодан Я.М., Васько А.И. Разработка методики определения бурового индекса анизотропии и оценка его влияния на пространственное ориентирование скважин. Вестник Белорусско-Российского университета. г. Могилёв. Республика Беларусь. 2019. №1. С. 5-13.

### **Тези наукових конференцій**

6. Васько А.І. До методики визначення бурового індексу анізотропії: матеріали міжнародної науково-методичної конференції приуроченої 50-річчю кафедри «Буріння нафтових і газових свердловин» (м. Івано-Франківськ, 14-16 вересня 1995 р). Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1995. С. 33-35.

7. Васько І.А., Васько І.С., Васько А.І. До методики визначення бурового індексу анізотропії: матеріали міжнародної науково-технічної конференції «Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців нафтової галузі» (м. Івано-Франківськ, 3-6 жовтня 2012 р). Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. С. 66-67.

8. Васько А.І., Долик Р.М. Вивчення напруженого стану нижньої частини бурильної колони: матеріали ІХ міжнародної науково-практичної конференції «Європейська наука ХХІ століття» (м. Перемишль, 07-15 травня 2013 р). Перемишль, 2013. С. 63-65.

9. Васько А.І., Долик Р.М. До питання викривлення свердловин в анізотропних породах: матеріали ІХ міжнародної науково-практичної конференції «Перспективи розвитку науки і техніки – 2013» (м. Перемишль, 07-15 листопада 2013 р). Перемишль, 2013. С. 69-73.

10. Васько А.І. Просторове орієнтування осі свердловини: матеріали 9-ї Міжнародної науково-практичної конференції «Нафта і газ України-2013» (Яремче, 04-06 вересня 2013 р). Київ: Українська нафтогазова академія, 2013. С. 58-59.

#### **Патенти**

11. Пат. №78919 Україна, МПК Е21В 7/00. Жорстка компоновка низу бурильної колони з долотом, що не фрезує стінку свердловини. Оринчак М.І., Бейзик О.С., Васько А.І., Кирчей О.І. № u201209275; заявл. 30.07 2012; опуб. 10.04.2013, Бюл. №7.

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	4
Вступ.....	5
РОЗДІЛ 1	
ОГЛЯД СУЧАСНОГО СТАНУ ВИВЧЕНОСТІ ПРОБЛЕМИ З	
ПОПЕРЕДЖЕННЯ ВИКРИВЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН ПІД ЧАС БУРІННЯ.	
ПИТАННЯ ТА ПОСТАНОВКА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕНЬ.....	10
1.1 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин на родовищах Прикарпаття	10
1.2 Вплив анізотропії гірських порід на викривлення свердловин.....	12
1.3 Основні поняття та визначення під час буріння, що характеризують	
траєкторію викривленої свердловини.....	20
1.4 Аналіз досліджень взаємодії нижньої частини бурильної колони з вибоєм та	
стілкою свердловини .....	22
Висновки до розділу 1 .....	34
РОЗДІЛ 2	
АНАЛІТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ АНІЗОТРОПІЇ ГІРСЬКИХ ПОРІД	
НА КЕРУВАННЯ ТРАЄКТОРІЄЮ СВЕРДЛОВИНИ.....	
2.2 Обґрунтування способу досліджень .....	35
2.3 Математична модель нижньої частини бурильної колони.....	42
2.4 Аналітичне дослідження бурового індексу анізотропії.....	44
2.5 Методика проведення експериментальних досліджень.....	53
Висновки до розділу 2 .....	61
РОЗДІЛ 3	
АНАЛІТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВЗАЄМОДІЇ НИЖНЬОЇ ЧАСТИНИ	
БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ ІЗ ВИБОЄМ ТА СТІНКОЮ ВИКРИВЛЕНОЇ	
СВЕРДЛОВИНИ ПІД ЧАС БУРІННЯ В АНІЗОТРОПНИХ ПОРОДАХ.....	
3.1 Вплив навантаження на долото (вибій) та сили взаємодії бурильної колони	
зі стінкою свердловини під час буріння в анізотропних породах при	
застосуванні різних КНБК.....	62

	3	
3.1.1 Гладка компоновка низу бурильної колони .....	63	
3.1.2 Компоновка низу бурильної колони зі встановленим центратором.....	73	
3.1.3 Компоновка низу бурильної колони зі встановленим стабілізатором.....	80	
3.1.4 Компоновка низу бурильної колони при встановленому відхилювачі.....	88	
Висновки до розділу 3 .....	92	
<b>РОЗДІЛ 4</b>		
<b>ПРОМИСЛОВА ПЕРЕВІРКА ТА ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ</b>		
<b>НАУКОВИХ ДОСЛІДЖЕНЬ.....</b>		<b>94</b>
4.1 Розроблення заходів для керування траєкторією свердловини із урахуванням бурового індексу анізотропії.....		94
4.2 Розроблення жорсткої ступінчастої КНБК із застосуванням удосконаленого долота.....		107
4.3 Промислова апробація отриманих результатів наукових досліджень .....		111
Висновки до розділу 4 .....		113
<b>ВИСНОВКИ.....</b>		<b>115</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....</b>		<b>117</b>
Додатки.....		135

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

Термінологія в дисертації є загальноприйнятою в науково-технічній літературі даного напрямку. В дисертації прийняті умовні скорочення:

- БК – бурильна колона;
- ГВД – гвинтовий вибійний двигун;
- ГДС – геофізичні дослідження свердловини;
- ГС – горизонтальна свердловина;
- ПСС – похило скерована свердловина;
- КНБК – компоновка низу бурильної колони;
- КП – кривий перевідник;
- КС – калібратор наддолотний зі спіральними лопатями;
- ЛБТ – легкосплавні бурильні труби;
- ОБТ – обваженні бурильні труби;
- ОЦЕ – опорно-центруючий елемент;
- ПСС – похило-скерована свердловина;
- ШВ – шпindelний відхилювач;
- Ц – центратор з прямими лопатями;
- ЦД – центратор вибійного двигуна;
- ЦДП – центратор двигуна пересувний;
- ЦС – центратор з спіральними лопатями;
- т/с – телеметрична система;
- R – радіус викривлення ствола свердловини;
- $i$  – інтенсивність викривлення ствола свердловини;
- $\alpha$  – зенітний кут свердловини;
- $\theta$  – азимутальний кут свердловини.

## Вступ

**Обґрунтування вибору теми дослідження.** Постійне зростання видобутку нафти і газу вимагає підвищення техніко-економічних показників буріння свердловин та зменшення затрат під час розробки родовищ. За кордоном цю проблему вирішують шляхом спорудження похило скерованих та горизонтальних свердловин. В Україні такі свердловини бурять, але в невеликих обсягах у зв'язку зі складністю у будівництві та недостатністю технічних засобів. Буріння свердловин у складних гірничо-геологічних умовах супроводжується різними ускладненнями та аваріями. На якість та точність спорудження похило скерованих свердловин впливає цілий ряд чинників. Якість проводки похило скерованих свердловин залежить від ступеня інформативності щодо гірничо-геологічних умов буріння та прийняття правильних технологічних рішень щодо подальшого керування траєкторією свердловини. Одним із напрямків покращення якості спорудження похило скерованих свердловин є використання ефективних способів та технічних засобів керування траєкторією їхньої осі.

Аналізуючи виконані дослідження даної проблеми можна дійти висновку, що вони велись в таких напрямках:

- вивчення впливу геологічних факторів на викривлення свердловин;
- дослідження впливу режимно-технологічних факторів на повздовжню стійкість нижньої частини бурильної колони та взаємодію її з вибоєм та стінкою свердловини.

Спільним недоліком більшості цих досліджень є спрощення граничних умов при в математичних моделях пружної осі бурильної колони та відсутність дієвих методів їх врахування.

Незважаючи на досить широкий набір інженерних рішень, метою яких є підвищення якості керування свердловиною, розв'язок задачі ефективного керування свердловиною на сьогодні залишається актуальним для нафтогазової галузі та потребує подальшого усестороннього вивчення у зв'язку зі зростанням об'ємів буріння похило скерованих свердловин.



**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Дисертаційна робота є фрагментом науково-дослідних і дослідно-конструкторських робіт Науково-дослідного інституту нафтогазової енергетики і екології Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу за період 2015 – 2017 рр. за темою «Науково-організаційні засади нарощування видобутку вітчизняних нафти і газу, їх транспортування та диверсифікації постачання для підвищення енергетичної безпеки України.

**Мета і завдання дослідження.** Метою роботи є дослідження впливу режимно-технологічних та гірничо-геологічних умов на просторову орієнтацію ствола свердловини, який формується різними неорієнтованими компоновками низу бурильної колони.

Основні задачі досліджень.

1. Аналіз гірничо–геологічних умов буріння, які впливають на траєкторію буріння свердловини.

2. Розроблення аналітичних залежностей для визначення бурового індексу анізотропії та зенітного кута осі свердловини залежно від режимно-технологічних параметрів та кута падіння пласта.

3. Аналітичні дослідження взаємодії нижньої частини бурильної колони з вибоєм і стінкою свердловини залежно від дії режимно-технологічних параметрів.

4. Встановлення залежностей відстані від долота до опорно-центруючих пристроїв для забезпечення заданого зенітного кута.

5. Визначення координат осі свердловини залежно від режимно-технологічних та гірничо-геологічних параметрів пластів.

6. Апробація отриманих наукових результатів у промислових умовах під час буріння похило скерованих свердловин.

**Об'єктом дослідження** є процес впливу режимно-технологічних та гірничо-геологічних умов на просторову орієнтацію ствола свердловини.

**Предметом дослідження** є управління траєкторією свердловин у складних гірничо-геологічних умовах.

**Методи дослідження.** Для вирішення поставлених задач було використано методи теорії пружності, математичного моделювання, програмування і статистики та експериментальні дослідження в лабораторних та промислових умовах.

### **Наукова новизна одержаних результатів.**

1. Вперше шляхом запропонованої математичної моделі визначено та експериментально підтверджено показник бурового індексу анізотропії для рекомендованих характерних відкладів нафтових родовищ Прикарпаття, що дає змогу оцінювати вплив цього показника на викривлення свердловин під час застосування різних компонок низу бурильної колони та режимно-технологічних параметрів.

2. Вперше отримано аналітичні залежності між показником бурового індексу анізотропії, зенітним кутом свердловини, кутом нахилу пластів, компоункою низу бурильної колони та осьовим навантаженням на долото, що дозволяє визначати відстані від долота до опорно-центруючих пристроїв нижньої частини бурильної колони.

3. Вперше в програмному середовищі MathCAD одержано аналітичні залежності з метою визначення оптимального місця встановлення опорно-центруючих елементів низу бурильної колони для стабілізації зенітного та азимутального кутів під час буріння свердловин.

4. Удосконалено компоунку низу бурильної колони, яка обмежує бокове переміщення долота та сприймає нормальні сили, які передаються зі сторони вибою на нього, що дозволяє покращити ефективність керування свердловиною в складних гірничо-геологічних умовах.

### **Практичне значення одержаних результатів.**

Використання наукових розробок дозволить визначити величину бурового індексу анізотропії для окремих пластів гірських порід, що складають розріз за результатами попередньо пробурених свердловин. Впровадження розробленої методики визначення бурового індексу анізотропії дасть можливість знизити темпи приросту зенітних кутів стволів свердловин та

дозволить значно збільшити навантаження на долото без ризику зростання викривлення ствола свердловини.

Впровадження розробленої ступінчастої компоновки низу бурильної колони забезпечить зниження темпу приросту природнього викривлення ствола свердловини. Рекомендації щодо вибору КНБК та режимно-технологічних параметрів забезпечать успішне проведення заданих профілів свердловин.

**Особистий внесок здобувача.** Автор проаналізував літературні джерела з питань сучасного стану вивчення проблем викривлення свердловин та проаналізував промислові дані інклінометричних досліджень деяких пробурених свердловин Прикарпатського регіону. Розглянуто причини природнього викривлення свердловин [1, 4, 9, 10]. Проведено аналітичні дослідження взаємодії нижньої частини бурильної колони з вибоєм і стінкою свердловини, взявши до уваги режимно-технологічні параметри при застосуванні різних КНБК [2, 3, 8], де особистий внесок здобувача складає 50%. Розроблено методику визначення бурового індексу анізотропії за даними попередньо пробурених свердловин [5, 6, 7], особистий внесок здобувача – 50%. Складено програму в середовищі MathCAD та одержано графічні залежності для визначення оптимальної відстані від долота до місця встановлення опорно-центруючих елементів низу бурильної колони з метою набору, спаду чи стабілізації зенітного кута. У співпраці з іншими авторами розроблено конструкцію жорсткої ступінчастої компоновки із застосуванням нефрезуючих бокову стінку свердловини доліт, що запобігає викривленню свердловин [11], де особистий внесок здобувача становить 25%.

**Апробація результатів дисертації.** В роботі проаналізовано літературні джерела з питань сучасного стану вивчення проблем викривлення свердловин та промислові дані геофізичних досліджень вибіркового пробурених свердловин Прикарпатського УБР. Розглянуто причини природнього викривлення свердловин. Запропоновано методику визначення бурового індексу анізотропії. Одержано графічні залежності для визначення оптимального місця встановлення опорно-центруючих елементів низу бурильної колони з метою

набору, спаду чи стабілізації зенітного кута. Основні положення дисертації висвітлено і обговорено на Міжнародній науково-практичній конференції "Нафта і газ України-2013" (Яремче, 4-6 вересня 2013), Міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика 2019» (Івано-Франківськ, 27-31 травня 2019 р.). У повному обсязі дисертаційну роботу апробовано на наукових семінарах кафедри буріння нафтових і газових свердловин ІФНТУНГ (квітень 2010 р., грудень 2013 р., жовтень 2018 р.).

**Публікації.** За матеріалами дисертації опубліковано 11 наукових праць, з яких 5 статей у фахових наукових журналах (в т.ч. 2 одноосібні, 1 стаття у зарубіжному фаховому журналі), 5 тез доповідей на міжнародних наукових конференціях та отримано 1 патент України на корисну модель.

**Структура та обсяг роботи.** Дисертаційна робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, списку використаних джерел 183 найменування). Викладено на 157 сторінках машинописного тексту, містить 33 рисунки та 4 таблиці.

Автор висловлює щиру подяку своєму науковому керівнику доктору технічних наук, професору Чудику І.І. за цінні поради в науковій роботі, колективу кафедри буріння свердловин ІФНТУНГ за підтримку та сприяння у проведенні наукових досліджень.

## РОЗДІЛ 1

# ОГЛЯД СУЧАСНОГО СТАНУ ВИВЧЕНОСТІ ПРОБЛЕМИ З ПОПЕРЕДЖЕННЯ ВИКРИВЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН ПІД ЧАС БУРІННЯ. ПИТАННЯ ТА ПОСТАНОВКА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕНЬ

### 1.1 Гірничо-геологічні умови буріння свердловин на родовищах

#### Прикарпаття

Буріння свердловин на площах Прикарпатського регіону в значній мірі ускладнене із-за чергування м'яких, середньої твердості та твердих нестійких гірських порід різної абразивності, їхньою перем'ятістю, складною складчастою будовою, наявністю у геологічному розрізі порід, які різняться фізико-механічними властивостями. Характерною властивістю гірських порід, які залягають на площах родовищ Прикарпаття є різноманітність текстур, стратиграфічна неузгодженість та високий ступінь їх неоднорідності, обумовлений в першу чергу відмінностями складу і будови гірських порід. Вищий ступінь неоднорідності спостерігається в масивах, складених різноманітними гірськими породами. Крім того, в масивах гірських порід часто зустрічаються геологічні порушення та тектонічні розриви, які характеризуються великою протяжністю та розташовані перпендикулярно, під кутом або паралельно напластуванню цих порід. Інтервали залягання даних стратиграфічних відкладів (залежно від площі та місцезнаходження свердловини на структурі) коливаються в широкому діапазоні та досягають різних потужностей. Зі збільшенням глибин залягання пластів гірських порід зростають кути їх падіння, а на великих глибинах вони можуть досягати і 80-90°. За даними інклінометричних замірів раніше пробурених похило скерованих свердловин викривлення їх відбувається в основному при постійному азимуті та носить площинний характер. Zenітне викривлення коливається в межах від 0 до 5° і на деяких площах досягає 12-14°. Різниця у величині zenітного викривлення окремих свердловин обумовлена

застосуванням різних параметрів режиму буріння та неорієнтованих компоновок низу бурильної колони.

Таким чином, можна вважати, що основними причинами викривлення свердловин на площах Прикарпаття є геологічні та технологічні фактори [62, 64, 103].

Аналіз фактичних даних пробурених на площах Прикарпаття свердловин свідчить, що кути падіння менілітових та манявських відкладів незначні і становлять 5-10°, а нижньоворотищенських, бистрицьких та добротвірських відкладів великі і досягають 65-80°. Найбільшого викривлення зазнають свердловини у бистрицьких та слобідських відкладах, представлених конгломератами та сольовими відкладами з прошарками слабозцементованих пісковиків та алевролітів, що характеризуються кристалічною структурою та щільною масивною текстурою та відносяться до м'яких порід.

На основі аналізу зібраних промислових матеріалів, нами встановлено, що у менілітових та манявських відкладах родовищ Прикарпаття викривлення свердловин носить площинний характер і спричинено, в основному, технологічними факторами [65]. Викривлення свердловин у нижньоворотищенських, бистрицьких та добротвірських відкладах визначається в основному геологічними факторами. Цю особливість геологічного розрізу необхідно враховувати при розробленні неорієнтованих КНБК, як основного заходу, спрямованого на запобігання або зменшення інтенсивності викривлення свердловин саме родовищ Прикарпаття.

З метою обмеження викривлення свердловин у нижньоворотищенських, бистрицьких, добротвірських та слобідських відкладах родовищ Прикарпаття слід застосовувати такі компоновки, які здатні обмежити бокове переміщення долота та сприймати нормальні сили, які передаються зі сторони вибою на долото. За цих умов доцільніше використовувати жорсткі стабілізовані неорієнтовані КНБК, які включають в себе наддолотний калібратор та квадратні або зі спіральними канавками ОБТ, або компоновки з круглих ОБТ та декількох центраторів, розташованих на близькій відстані один від одного.

Це підтверджує актуальність теми досліджень і потребує вирішення.

## **1.2 Вплив анізотропії гірських порід на викривлення свердловин**

Спрямоване буріння практично починається з реалізації заходів боротьби із викривленням свердловин або зводиться до штучного їх викривлення в заданому напрямку. При цьому використовуються певні способи і засоби стосовно до конкретних геолого-технічних умов із урахуванням вимог економічної доцільності.

В основі відомих способів спрямованого буріння свердловин лежать два принципи. Одна група технічних засобів використовує закономірності природного викривлення свердловин, а друга – механізми штучного викривлення, часто всупереч геологічним факторам. У відповідності із зазначеними принципами природнього та штучного викривлення свердловин визначились 3 основні методи спрямованого буріння: буріння із використанням тільки закономірностей природнього викривлення, буріння із застосуванням тільки технічних засобів штучного викривлення свердловин, комбінований метод, який поєднує два попередніх [106, 117, 26].

Раніше було описано гірничо-геологічні та техніко-технологічні причини і фактори, які спричиняють викривлення свердловин. Однак для забезпечення проведення свердловин по заданій проектній траєкторії необхідно вміти оцінювати характер дії відхиляючих чинників на процес буріння як в якісному плані, так і кількісно, тобто передбачити напрям формування свердловини та розрахувати інтенсивність її викривлення. В цьому ракурсі аналіз сучасного стану вивчення процесу викривлення свердловин набуває першочергового значення, оскільки дає відповідь на питання щодо вибору напрямів подальших досліджень.

Ряд теоретичних досліджень [26, 84, 97] довели, що існує лінія найменшого опору (ЛНО), по якій опір руйнуванню анізотропних гірських порід при механічному способі буріння мінімальний. ЛНО завжди

перпендикулярна до площини шаруватості або ділення гірської породи. Тому під час буріння долото намагається зайняти перпендикулярне положення до площини пластів, причому із збільшенням кута нахилу долота до ЛНО інтенсивність викривлення зростає [26, 84, 97, 64, 71].

Виходячи із вищезазначеного підходу до процесу викривлення свердловин під час буріння в анізотропних геологічних структурах, ряд вчених систематизували напрямки викривлення свердловин в залежності від їх розташування по відношенню до таких структур [131, 114], що дозволило вирішувати також і обернену задачу – визначати просторове положення структурних елементів геологічних утворень.

Безумовно, вивчення характеру викривлення свердловин під час буріння в анізотропному середовищі було значним кроком вперед в плані вивчення цього процесу комплексно, що дало можливість прогнозувати не тільки напрям викривлення, але і його відносну інтенсивність [141]. Тобто спостерігається спроба переходу від констатації якісного показника викривлення (напрямку викривлення) до оцінки його кількісно за інтенсивністю зміни просторового положення осі свердловини.

Слід зауважити, що ряд дослідників неодноразово намагалась кількісно та якісно спрогнозувати викривлення свердловин під час буріння в анізотропних гірських породах, узагальнюючи певні набуті знання в цьому напрямку [151, 14, 16]. Проте, точність такого передбачення знаходилась в межах 15-25%, що не завжди дозволяло провести свердловину по проектній траєкторії із забезпеченням попадання її в коло допуску. Цей факт вимагав від буровиків проводити дослідження закономірностей природнього викривлення свердловин в промислових умовах [84, 131], які б забезпечували достовірніші результати.

Як зазначалося раніше, в процесі вивчення впливу чергування шарів гірських порід різної твердості на інтенсивність та напрям викривлення свердловин, різними вченими отримано неоднозначні результати досліджень. Більшість з них дійшли висновку, що викривлення свердловини в даному випадку виникає за рахунок перекидного моменту на долоті і воно, в кінцевому



результаті, буде прагнути зайняти перпендикулярне положення до пластів гірських порід.

Під час буріння будь-яким способом у тій чи іншій мірі має місце довільне викривлення ствола свердловини від заданого напрямку. Буріння викривленої свердловини пов'язане із багатьма труднощами. Тому своєчасне вживання заходів із запобігання викривлення має досить важливе значення в плані ефективності проведення бурових робіт. При одному і тому ж способі буріння, але у різних геолого-технічних умовах закономірності викривлення свердловин проявляються по-різному. Свердловини можуть виположуватись, викручуватись, відхилятися вправо або вліво. Проте в одних випадках переважає один напрямок, а в інших – інший. Суттєво відрізняється і інтенсивність викривлення для одних і тих же способів буріння. Це свідчить про те, що на викривлення свердловин впливає багато факторів, ступінь та характер дії яких у різних умовах неодинакові.

Ступінь та інтенсивність викривлення свердловин визначається дією факторів, які являють собою складний комплекс. Характер впливу окремо кожного з факторів встановити практично дуже важко, проте за кінцевими результатами дії можна виділити ті фактори, які обумовлюють закономірне викривлення та фактори, що призводять до його випадкового перебігу.

З метою запобігання викривлення свердловин потрібна розробка та впровадження комплексу техніко-технологічних заходів. Їх розробка неможлива без вивчення причин, які сприяють викривленню свердловин. На сьогодні загальноприйнятою є думка, згідно з якою основними причинами, що обумовлюють викривлення свердловин вважають геологічні, технічні та технологічні. Ці причини можуть проявлятися як поодинокі, так, що трапляються досить рідко, і в сукупності та можуть діяти як постійно, так і тимчасово.

Геологічні причини викривлення свердловин полягають у тому, що при бурінні у пластах, що різняться фізико-механічними властивостями гірських

порід, їх будовою та характеристиками залягання, швидкість руйнування порід в окремих точках вибою різна.

До основних геологічних причин, що спричиняють викривлення свердловин належать: анізотропність, шаруватість, сланцюватість, тріщинуватість гірських порід, а також чергування порід різної твердості та кут нахилу пластів до горизонту. Також на викривлення свердловини можуть мати вплив зони та ділянки м'яких незцементованих або сильно зруйнованих порід, а також порожнини та тверді включення у м'яких породах.

Значна кількість вчених вважає, що основною геологічною причиною, яка спричиняє викривлення свердловин є анізотропія гірських порід, яка характеризується різницею швидкостей руйнування порід у різних напрямках як безпосередньо на вибої, так і у привибійних бокових стінках ствола свердловини [107, 67, 104, 112, 151].

Анізотропія гірських порід зумовлена їх мінералогічним складом, оскільки вона притаманна багатьом породоутворюючим мінералам. Орієнтоване розташування таких мінералів визначається анізотропією гірських порід, що характеризується їхньою текстурою. Найбільшу анізотропію мають гірські породи із текстурою, що характеризується паралельними площинами, якими орієнтуються мінерали, які мають голчасту, пластинчасту або лускоподібну форму. Гірські породи із текстурою такого типу легше розколюються або поділяються у напрямку, паралельному площинам чи шарам із орієнтованим розшаруванням мінералів. Часто ці площини чи шари розташовуються у відповідності із пластами чи шарами гірських порід, які складають всю товщу. Опір руйнуванню таких гірських порід під час буріння у напрямку, перпендикулярному до цих площин менший ніж в іншому напрямку [151]. Більшість гірських порід за походженням мають шарувату структуру.

У гірських породах із вираженою шаруватістю площини напластування відіграють роль шарів послаблення, вздовж яких деформаційні та міцнісні властивості занижені, порівняно з іншими напрямками. Проте у площинах напластування механічні властивості гірських порід однакові. Таким чином,

такі гірські породи володіють яскраво вираженою анізотропією деформаційних та міцнісних властивостей. Тип анізотропії близький до трансверсально-ізотропного, при якому властивості гірської породи у площинах напластування (площинах ізотропії) однакові та відрізняються від властивостей в ортогональному напрямку (перпендикулярно шарам – вздовж осі ізотропії).

З умови руйнування важливе те, що у гірській породі є горизонтальні поверхні послаблення, обумовлені наявністю горизонтального напластування. Якраз по цих поверхнях в першу чергу буде руйнуватись гірська порода [110].

Слід зауважити, що різниця у механічних властивостях може проявлятися не тільки у шаруватих породах, але і в породах зі строго орієнтованою системою тріщин. У таких породах опір руйнуванню вздовж площин тріщинуватості також вищий, ніж у перпендикулярному напрямку. Тому ізотропні тріщинуваті гірські породи поведуть себе як анізотропні.

З анізотропією гірських порід перш за все пов'язана буримість. Буримість завжди вища у напрямку, перпендикулярному до площини нашарування чи подільності ніж в будь-якому іншому, тощо. Основними причинами анізотропії за буримістю є часте чергування порід різної твердості, шаруватість та сланцюватість відкладів, які практично також пов'язані з частим чергуванням прошарків гірських порід різної міцності та твердості. У монолітних гірських породах основною причиною анізотропії є мікротріщинуватість, в яких напрямок тріщин залежить від геологічних умов.

Ступінь або показник анізотропії гірських порід визначають різними методиками. Найпоширенішою методикою є визначення механічних властивостей гірських порід у взаємно перпендикулярних напрямках (вздовж та перпендикулярно шаруватості) [148]. За даною методикою за ступінь (показник) анізотропії беруть відношення мінімальної швидкості до максимальної.

$$a = \frac{V_{\min}}{V_{\max}}, \quad (1.1)$$

де  $a$  - ступінь (показник) анізотропії;

$V_{\min}, V_{\max}$  - відповідно максимальна і мінімальна швидкість руйнування.

Деякі автори анізотропію гірських порід оцінюють коефіцієнтом анізотропії  $K_a$ , величиною оберненою до ступеня.

$$K_a = \frac{1}{a}. \quad (1.2)$$

За іншою методикою ступінь анізотропії визначають шляхом вимірювання швидкостей поширення поздовжніх хвиль у кубічних взірцях перпендикулярно та вздовж шарів [110].

Відомо, що міцність на стиск взірців гірської породи вздовж шаруватості на 10-15% більша, ніж у перпендикулярному напрямку. Тоді швидкість руйнування породи у перпендикулярному до площини шаруватості напрямку буде максимальна, а у перпендикулярному – мінімальна.

Вплив анізотропії гірських порід на викривлення свердловин оцінюють буровим індексом анізотропії, під яким розуміють відносну різницю між швидкістю руйнування (буримістю) у двох напрямках – перпендикулярному і паралельному до площини шаруватості [110].

$$h_a = 1 - \frac{V_{\parallel}}{V_{\perp}}, \quad (1.3)$$

де  $h_a$  - буровий індекс анізотропії;

$V_{\parallel}, V_{\perp}$  - швидкість руйнування породи відповідно у напрямку паралельному і перпендикулярному шаруватості.

Буровий індекс анізотропії знаходиться в межах від 0 до 1. При  $h_a=0$  – гірська порода ізотропна, а якщо  $h_a>0$  – гірська порода анізотропна.

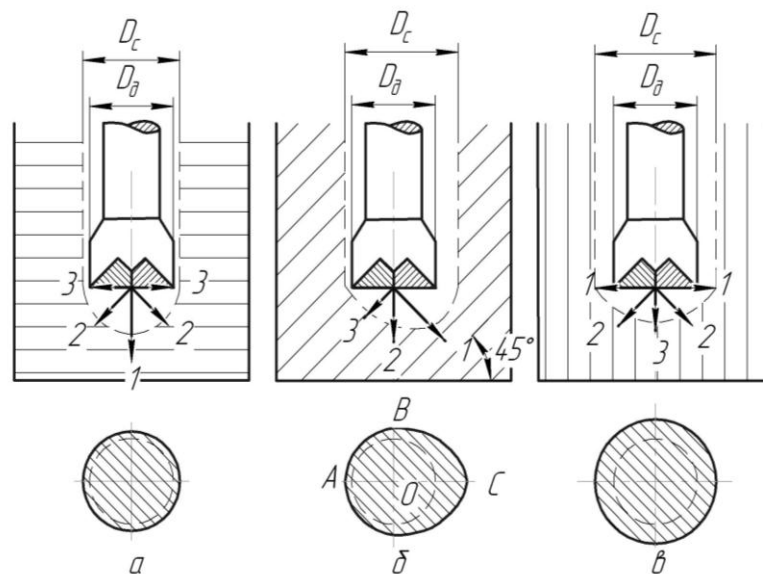
Оскільки буримість гірської породи у напрямку перпендикулярному до площини нашарування має максимальне значення, то буровий індекс анізотропії завжди менший від одиниці, а за оцінками [67] може перебувати в межах від 0 до 0,75.

Для осадових гірських порід, що трапляються під час буріння нафтових і газових свердловин буровий індекс анізотропії коливається в межах від 0,004

до 0,35. Гірські породи із меншим значенням бурового індексу анізотропії практично не впливають на викривлення свердловини, а з більшим – трапляються рідко.

Механізм руйнування вибою в умовах залягання анізотропних гірських порід можна зобразити, як показано на рисунку 1.1.

Швидкість руйнування гірської породи в напрямку, перпендикулярному до напластування має максимальне значення (вектор 1), а паралельно до напластування - мінімальне значення (вектор 3); під кутом  $45^\circ$  до напластування має проміжне значення (вектор 2).



$$OC > OB > OA$$

Рисунок 1.1 – Схема швидкості руйнування вибою і розробки ствола свердловини в залежності від напрямку положення породоруйнівного інструменту до площини напластування гірських порід та епюри швидкості руйнування вибою.

Під час буріння в гірських породах однакової твердості у напрямку перпендикулярному напластуванню відбувається незначне рівномірне збільшення діаметра свердловини (рис. 1.1а).

У випадку буріння в гірських породах однакової твердості, шаруватість яких призводить при зустрічі породоруйнівного інструменту під кутом  $45^\circ$  до

напластування, навіть за відсутності пари сил, яка виникає в результаті різниці у міцності розбурюваних гірських порід, породоруйнівний інструмент буде намагатись зайняти положення, перпендикулярне напластуванню. Сила, необхідна для руйнування вибою в напрямку, паралельному поздовжній осі свердловини має середню величину (вектор 2, рисунок 1.1б). Максимальна швидкість руйнування буде мати місце в напрямку, перпендикулярному напластуванню гірських порід (вектор 1, рисунок 1.1б) і під кутом  $45^\circ$  до поздовжньої осі свердловини. У цьому випадку епюр руйнування вибою має форму овала, зміщеного від центра породоруйнівного інструменту у протилежному падінню шаруватості напрямку. Співвідношення осей в овалі буде таке  $OC > OB > OA$  [111].

Внаслідок одностороннього руйнування вибою викривлення свердловини відбувається в кожний момент ступінчасто. Механізм викривлення ствола свердловини такий. У просторі, вибуреному по контуру епюра руйнування, торець породоруйнівного інструменту намагається зайняти таке положення, при якому його центральна вісь би збігалась із серединою овала. Породоруйнівний інструмент буде пересуватись в сторону найінтенсивнішого розбурювання стінки свердловини у міру виникнення вільного простору, який утворюється після кожного оберту породоруйнівного інструменту по лінії найменшого опору в гірській породі. Цей процес буде тривати до тих пір, поки під торцем долота не припиниться асиметричне руйнування гірської породи вибою та стінок свердловини. Очевидно, це наступить тоді, коли вісь свердловини займе положення, перпендикулярне напластуванню гірських порід.

При зменшенні кута між породоруйнівним інструментом та площиною напластування (рисунок 1.1в) швидкість руйнування стінок свердловини досягне максимальної величини, а умови руйнування вибою будуть найгіршими. Положення інструменту буде не достатньо стійким при найменшому відхиленні ствола свердловини від вертикалі зенітний кут буде збільшуватись у довільному напрямку з найбільшим темпом [129].

Якщо не враховувати дію інших факторів, то внаслідок анізотропії гірських порід свердловини повинні відхилятися завжди у напрямку найменшого опору гірських порід руйнуванню при визначених кутах зустрічі осі свердловини з площинами напластування. При кутах зустрічі  $\gamma=90^\circ$  (перпендикулярно напластуванню) або  $\gamma=0^\circ$  (паралельно напластуванню) свердловина теоретично не повинна викривлятися. Викривлення свердловини може відбуватися тільки під дією технічних та технологічних причин. При кутах зустрічі  $0^\circ < \gamma < 90^\circ$  незалежно від кута нахилу осі свердловини вона буде відхилятися під дією геологічних факторів з тим чи іншим ступенем інтенсивності, який залежить від бурового індексу анізотропії  $h_a$ , величини кута зустрічі та інших причин, які можуть посилювати чи послаблювати вплив геологічних факторів.

### **1.3 Основні поняття та визначення під час буріння, що характеризують траєкторію викривленої свердловини**

Одним із важливих технологічних завдань, що виникає під час буріння похило скерованих свердловин, є дотримання параметрів проектного профілю. Траєкторія свердловини в загальному випадку є дуже складною просторовою кривою, яка характеризується одночасною зміною ряду параметрів. Одні параметри заміряють за допомогою приладів (інклінометра та ін.), а інші розраховують і використовують під час вирішення цілого ряду практичних задач скерованого буріння.

Оскільки в практиці буріння ідеально вертикальних свердловин не існує, поняття «вертикальна свердловина» умовне і, як правило, вертикальною вважають свердловину, яка має незначний (до  $3^\circ$ ) кут нахилу осі до вертикалі.

Аналіз похибок існуючих типів інклінометрів та інших приладів показав, що при зенітних кутах свердловин менше  $1^\circ$ , неможливо встановити фактичний зенітний кут, а при зенітних кутах менше  $2^\circ$ , неможливо

достовірно стверджувати про положення стовбура свердловини в просторі [160]. Тому умовно «вертикальною» вважають свердловину із zenітним кутом до  $2^\circ$ .

Під час буріння вибійними двигунами визначення поняття «бурильна колона» в науково-технічній та навчальній літературі тлумачиться по-різному.

Під «нижньою частиною» бурильної колони, яка знаходиться в прямолінійному стовбурі свердловини, вважають частину бурильної колони від долота до перерізу, вище якого при створенні навантаження на вибій напруження згину незначні і з подальшим збільшенням відстані від долота асимптотично наближаються до нуля. Цей переріз знаходиться на розтягнутій ділянці колони, вага якої передається на гак. В свердловині з криволінійною формою осі, напруження згину виникають на будь-якій ділянці викривленої бурильної колони. Тому, на наш погляд, точніше було б вважати за «нижню частину» бурильної колони ту її ділянку, яка розташована над долотом, пружний стан якої визначають сили, що діють на вибій, а отже і напрям стовбура свердловини, який утворюється в процесі розбурювання гірських порід [69].

Під «напрямною ланкою бурильної колони» вважають ділянку від долота до першої точки дотику бурильної колони зі стінкою свердловини, яка в значній мірі визначає напрямок утвореного в процесі руйнування вибою стовбура свердловини [106, 139, 75].

Під навантаженням на вибій (долото), як правило, розуміють вагу стисненої частини бурильної колони [67]. В наших дослідженнях «навантаженням на вибій» названо вектор рівнодійної сил, прикладених до долота та виникаючих в результаті розвантаження на вибій частини ваги бурильної колони. Як правило, відхилення вектора навантаження на вибій від осі свердловини на вибої незначне. Тому модуль вектора навантаження на вибій дуже близький до величини осьової складової вектора.

Терміни «осьове навантаження на вибій» та «відхиляюча сила», які застосовують при визначенні вектора навантаження на вибій [13, 152, 164]



характеризують проекції вказаного вектора відповідно на вісь свердловини і площину, нормальну її осі.

#### **1.4 Аналіз досліджень взаємодії нижньої частини бурильної колони з вибоєм та стінкою свердловини**

Напрямок руйнування вибою в процесі буріння стовбура свердловини визначається силами, які діють на вибій та положенням у просторі осі нижньої частини бурильної колони, що спричинені як геологічними, так і режимно-технологічними факторами [62, 63, 87].

До основних геологічних умов, які стають причиною викривлення свердловин, відносяться шаруватість, сланцюватість, тріщинуватість, анізотропність гірських порід, а також чергування гірських порід різної твердості і кут нахилу пластів до горизонту. Крім цього на викривлення свердловин можуть впливати зони та ділянки м'яких незцементованих або сильно зруйнованих гірських порід, а також порожнечі або тверді включення в м'яких породах.

Значна кількість вчених однозначно переконана, що основною причиною викривлення свердловин геологічного характеру є анізотропія механічних властивостей гірських порід [13, 14, 62, 22, 25].

Питаннями анізотропії гірських порід займалися багато вчених [62, 63, 14, 16, 20, 21, 22, 25], які в експериментальних умовах встановили, що міцність на стиск взірців гірської породи із різним ступенем анізотропії вздовж шаруватості на 10-50% більша, ніж в перпендикулярному напрямку.

Все вищезазначене дозволяє зробити висновок, що гірські породи різного ступеня анізотропності суттєво впливають на напрямок руху породоруйнуючого інструменту, причому такі умови буріння зустрічаються надзвичайно часто.

Уявлення про механізм викривлення свердловини під час буріння в пластах гірських порід із чергуванням шарів значної потужності та різної

твердості постійно змінюються. Так, вчений С.С. Сулакшин в одній із своїх перших монографій [152] вважає, що при переході з м'яких в тверді гірські породи породоруйнуючий інструмент відхиляється в напрямку падіння пластів, а при переході з твердих в м'які породи зміщення відбувається завжди проти падіння гірських порід. Однак, пізніше його уявлення про викривлення свердловин змінилися, про що свідчить його пізніша публікація [151], в якій описано механізм викривлення свердловини, протилежний вищезазначеному.

Хоча, як відзначають американські спеціалісти, до останнього часу процес викривлення свердловини однозначно не досліджений, проте в даному випадку практика показує, що під час буріння в пластах із кутом падіння до  $40^\circ$  свердловини викривляються по підняттю гірських порід.

Теорія процесу відхилення стовбура свердловини під час буріння в вищезазначеному геологічному розрізі була також розроблена А.Г. Калініним [103]. Розглядаючи з математичної точки зору заглиблення зубця породоруйнуючого інструменту в гірську породу різної твердості вдалося довести, що при переході з м'якого шару породи в твердий свердловина відхиляється в напрямку твердого шару. Під час переходу з твердого пласта в м'який долото відхиляється також в напрямку твердого шару, але вже із меншою інтенсивністю, ніж в попередньому варіанті. В кінцевому результаті свердловина також буде викривлятися в напрямку підняття пластів.

Під час буріння в анізотропних гірських породах пружний стан бурильної колони визначають техніко-технологічні фактори: жорсткість її нижньої частини, зазор поміж колоною та стінкою свердловини, навантаження на вибій, зенітний кут свердловини, місце встановлення опорно-центруючих пристроїв, крутний момент та сили тертя колони зі стінкою свердловини [60,65].

Вивченню напруженого стану нижньої частини бурильної колони вертикальних свердловин присвячено досить багато робіт [1, 2, 4, 5, 7, 8, 10, 67, 90, 91, 144, 145, 146, 149, 180 та ін]. Особливістю деяких робіт [91, 144, 149] є відсутність обмеження прогину бурильної колони стінкою свердловини.

Оскільки вони не враховують величину зазору між бурильною колоною та стінкою свердловини, то це або критичне навантаження першого порядку, або розглядались малі прогини, для яких справедлива лінеаризація диференціальних рівнянь пружної осі бурильної колони. Рішення лінеаризованого рівняння, в яке не входить зазор між трубами та стінкою свердловини не дозволяє провести кількісну оцінку впливу зазору на величину поперечної складової реакції в опорах та сили тиску колони на стінку свердловини. Цей недолік усунено в роботах [67, 180], які враховували вплив зазору на поперечні зусилля, що діють на вертикальну колону та вплив розтягнутої частини бурильної колони на критичну довжину її стисненої частини.

В експериментальному дослідженні повздовжнього згину бурильної колони у вертикальній свердловині [7], враховано крутний момент, прикладений до бурильної колони. Однак не враховано поперечної складової реакції вибою та сили притискання вигнутої колони до стінки свердловини. Спільною особливістю перелічених досліджень є їх відповідність бурінню ідеально вертикальних свердловин, викривлення яких пов'язане із втратою прямолінійної форми осі свердловини при критичному навантаженні на вибій першого порядку. Але, оскільки строго вертикальну свердловину пробурити практично неможливо, то критичне навантаження першого порядку не може бути критерієм, який оцінює тенденцію неvertикальної свердловини до викривлення.

Ряд авторів: Федоров В.С. [155, 157], Григор'єв В.І. та Сидоров Н.А. [81], Балицький П.В. [7], Назіров С.А., Рзакулієв А.М.[129] та інші для оцінки тенденції неvertикальної свердловини до викривлення використовують інші показники. Характер викривлення свердловин в цих роботах обумовлений співвідношенням відхиляючої та випрямляючої сил, які діють на вибій. Проте, тут подано лише якісний опис механізму викривлення неvertикальних свердловин та перелічені параметри, які впливають на їх викривлення, для визначення яких потрібно проведення спеціальних досліджень.

Вперше кількісну оцінку тенденції неvertикальної свердловини до викривлення проведено в роботі [67]. Їх автори пов'язали закономірності викривлення неvertикальної свердловини з вектором навантаження на вибій. На основі розв'язку інтегро-диференціальних рівнянь пружної осі бурильної колони, в склад яких увійшли дві компоненти реакції вибою, побудували графічні залежності відстані між долотом та точкою дотику однорозмірної колони зі стінкою свердловини від співвідношення  $\alpha \frac{m}{r}$  (рис. 1.2) і залежності

$\frac{\varphi}{\alpha}$  від співвідношення  $\alpha \frac{m}{r}$  (рис. 1.3).

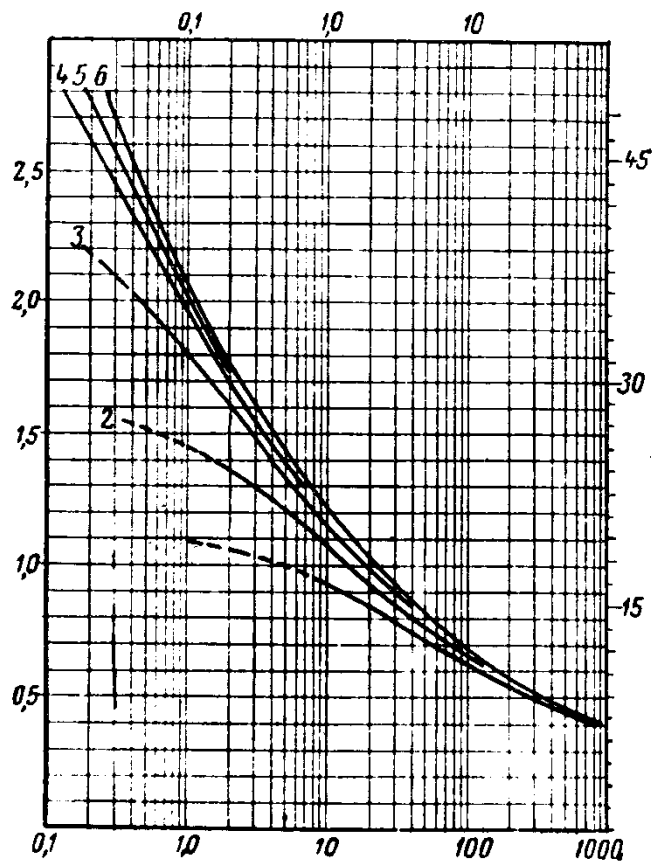


Рисунок 1.2 – Залежність відстані між долотом та точкою дотику від кута нахилу свердловини, віднесеного до одиниці безрозмірного зазору

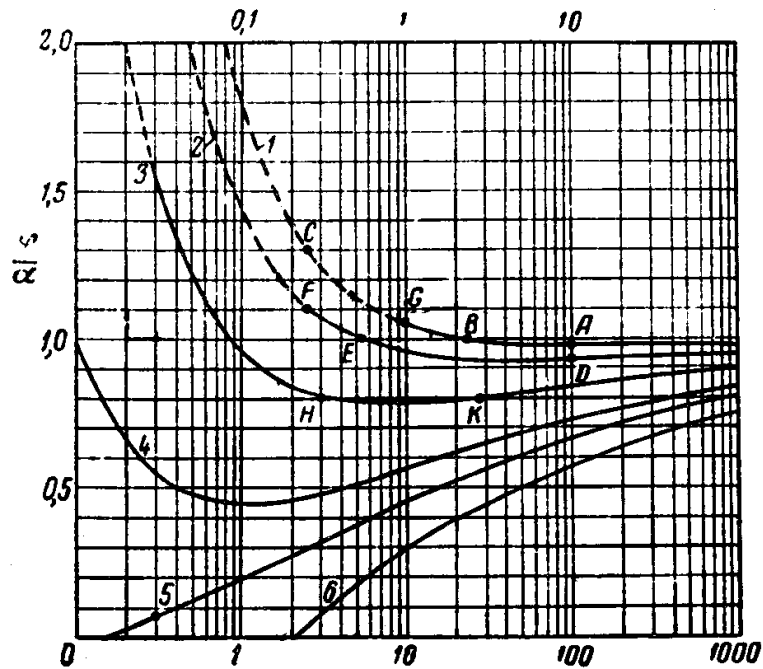


Рисунок 1.3 – Залежність відношення  $\frac{\varphi}{\alpha}$  від кута нахилу свердловини, віднесеного до одиниці безрозмірного зазору

Співвідношення  $\alpha \frac{m}{r}$  означає кут викривлення свердловини на одиницю безрозмірного зазору. Із рисунків 1.2 і 1.3 виходить, що для будь-якого значення  $\alpha \frac{m}{r}$  можна довільно змінювати  $\alpha$  і  $r$ , зберігаючи незмінним співвідношення  $\alpha \frac{m}{r}$ . Але межі зміни радіального зазору, обмежені вихідним виразом для згинаючого моменту в будь-якій точці зігнутої напрямної ділянки, справедливі для дуже малої кривизни.

Для математичного розв'язку задачі взаємодії нижньої частини бурильної колони із вибоєм та стінкою свердловини Зего П. запропонував похилу систему координат, не обмежену невеликими кутами нахилу свердловини (рис. 1.4).

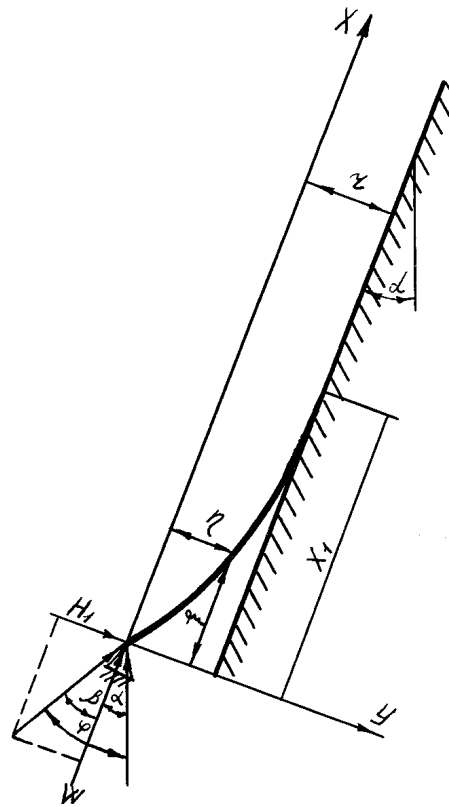


Рисунок 1.4 – Схема дослідження взаємодії нижньої частини бурильної колони з вибоєм та стінкою свердловини.

Скориставшись доповненнями Зего П., Вудс Г. Та Лубінський А. побудували шестипільну номограму для вирішення завдань, пов'язаних із викривленням свердловин. Крім цього вони провели спеціальні дослідження із застосуванням центруючих пристроїв в нижній частині бурильної колони та вперше представили теоретичне вирішення даної задачі [67].

Пізніше у роботах Щербаніна А.А. наведено залежності для визначення відстані від долота до точки дотику турбобура зі стінкою свердловини, величини відхиляючого зусилля на долото та величини нахилу долота від зазору між турбобуром та стінкою свердловини, навантаження на вибій та зенітного кута свердловини.

Але, припустившись помилок при визначенні згинаючого моменту та некоректно задавшись граничними умовами, отримані автором залежності викликають сумніви і не можуть бути рекомендовані для використання на практиці. Розв'язавши диференціальне рівняння пружної лінії та врахувавши

згадані недоліки, Ішемгужин Е.І. та Султанов Б.З. [99, 100] отримали аналітичні залежності для визначення відстані від долота до точки дотику вибійного двигуна зі стінкою свердловини, нормальної складової реакції вибою та кута нахилу долота для умов, зображених на рисунку 1.5.

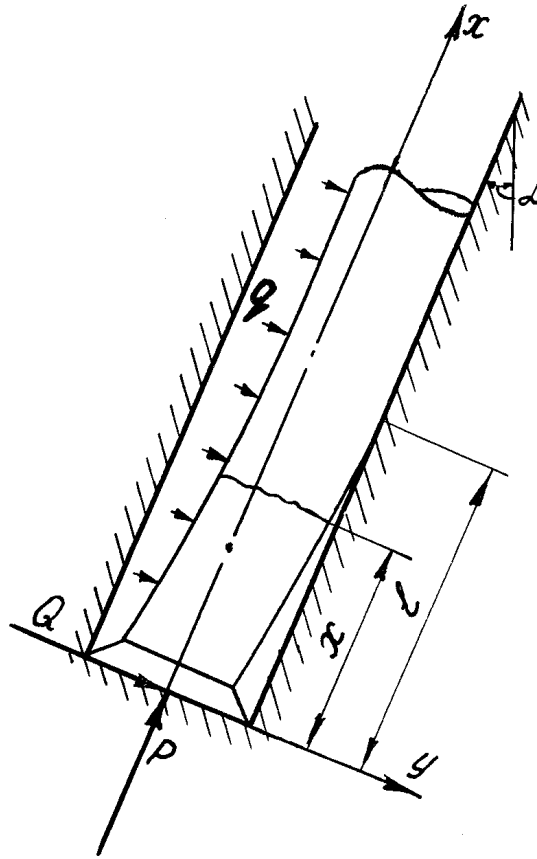


Рисунок 1.5 – Схема дії зусиль на низ вибійного двигуна

В прийнятій схемі передбачено шарнірне закріплення нижнього кінця турбобура. Ділянку турбобура вище точки дотику зі стінкою свердловини прийнято такою, яка вільно лежить на нижній стінці і не підлягає пружному впливу зі сторони розташованих над ним обважнених або бурильних труб. Таке припущення може бути правомірним, якщо над турбобуром встановлені труби, у яких зовнішній діаметр та жорсткість такі ж, як у турбобура, тобто як для однорозмірної нижньої частини бурильної колони. Крім цього не враховано вплив осьової складової сил власної ваги на пружний стан нижньої частини бурильної колони.

У більшості перелічених робіт немає обґрунтування врахування крутного моменту, прикладеного до долота. Цю ваду усунуто в експериментальних дослідженнях із використанням механічної моделі бурильної колони [117, 118, 121, 122], в яких обґрунтовано можливість прийняття шарнірного закріплення нижнього кінця бурильної колони та показано, що під час буріння з використанням серійних вибійних двигунів та ОБТ дією крутного моменту на викривлення свердловин можна знехтувати.

Проте, вказані роботи стосуються однорозмірної бурильної колони. Двоступеневу бурильну колону аналізує Лубінський А. [180]. Автор вважає, якщо довжина безрозмірної одиниці неоднакова для обважнених та бурильних труб. Отже, для ділянки колони із бурильних труб та для ділянки із обважнених труб потрібно скласти самостійні рівняння. Граничні умови на обох кінцях бурильної колони такі ж самі, як і для однорозмірної бурильної колони. Додаткові граничні умови повинні відображати, що в місці з'єднання бурильних та обважнених труб прогини, кути повороту перерізу до осі колони та згинаючі моменти однакові.

В подальшому для вивчення взаємодії ступеневої колони із вибоєм та стінкою свердловини над долотом розташували ОБТ найбільшого поперечного перерізу, а далі меншу за перерізом секцію ОБТ над першою і т.д. (рис. 1.6), а більше наведена схема нічим не відрізняється від запропонованої Зего П.

Диференціальне рівняння пружної осі бурильної колони в розмірному та безрозмірному вигляді подано у відповідності із прийнятою схемою та граничні умови на кінцях колони і в місцях стику ділянок. У вигляді безмежного ряду наведено методичку розв'язку диференціального рівняння, складеного для однієї ділянки бурильної колони. Проте, розв'язку диференціального рівняння авторами не отримано, а обмежились вони вказівкою про те, що промислові випробування “конічної” колони бурильних труб, встановлених безпосередньо над долотом, дозволили завершити провідку свердловини із мінімальними відхиленнями від вертикалі та без різких перегинів її ствола.



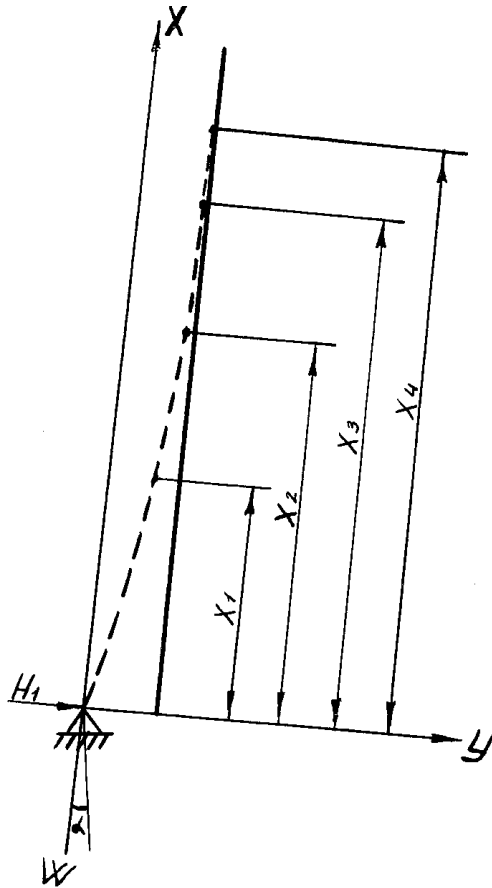


Рисунок 1.6 – Схема дослідження взаємодії низу ступінчастої бурильної колони з вибоєм та стінкою свердловини

Взаємодії ступеневої нижньої частини бурильної колони із вибоєм та стінкою свердловини присвячено роботи [159] і [98, 99]. Вони застосували енергетичний метод для визначення «критичної» довжини прольоту А-С (рис. 1.7). При цьому систему вибійний двигун – бурильні труби вони представили як стержень, вільний в нижньому та защемлений у верхньому перерізі, і який підлягає дії поздовжніх та поперечних сил. У роботі немає обґрунтування прийнятого ними закріплення кінців і немає пояснення положення “вільний”. Проте, вважати верхній кінець защемленим не можна через те, що в точці «А» бурильна колона торкається стінки свердловини. Вище точки «А» колона вільно лежить на нижній стінці і не піддана дії згинаючого моменту, нижче цієї точки колона не торкається стінки свердловини. Отже, реакція опори в точці «А» рівна нулю. Відсутність реакції

опори та згинаючого моменту свідчить про те, що верхній кінець колони опирається. Щодо закріплення нижнього кінця, то його слід було б прийняти шарнірним. У зв'язку із цим отриманий авторами вираз для визначення відстані від долота до точки дотику бурильної колони зі стінкою свердловини потребує уточнення.

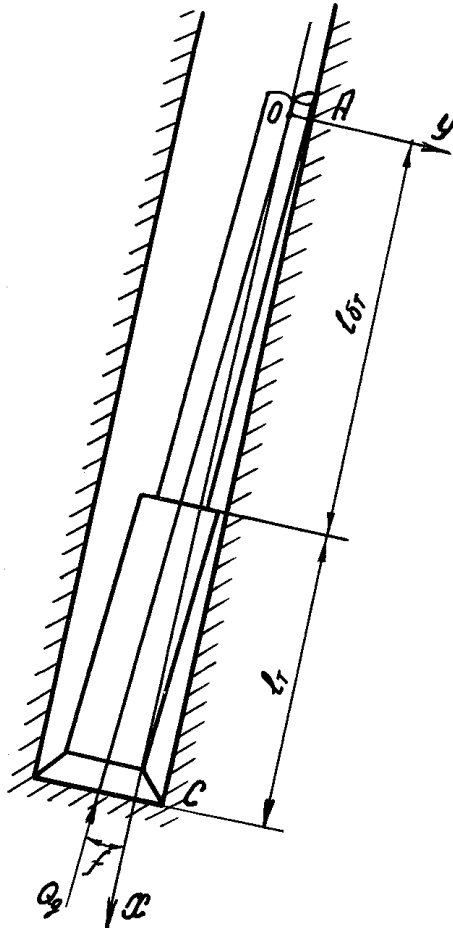


Рисунок 1.7 – Схема дослідження низу ступінчастої бурильної колони з вибоєм та стінкою свердловини

Автори [103, 104, 106, 108] вважають, що нижній кінець колони закріплений шарнірно, а верхній кінець опертий (рис. 1.8). Таке закріплення верхнього кінця справедливе для випадку, який показано на рисунку 1.8а. Якщо розглянути рисунок 1.8 б, то, не важко переконатись, що в місці з'єднання круглої ОБТ із квадратною згинаючий момент не рівний нулю. Це свідчить про те, що закріплення верхнього кінця ділянки варто вважати защемленим та у відповідності із цим записати граничні умови. Під час

складання диференціальних рівнянь пружної осі бурильної колони авторами не враховано поздовжню складову сил власної ваги і прийнято, що на ділянках інтегрування повздовжня сила постійна та ідентична навантаженню на вибій. Фактично розглядають ступеневий стержень, довжина нижньої секції якого, рівна довжині турбобура, стисненого поздовжньою силою  $P$  і навантаженого рівномірно розподіленою поперечною силою  $q_i$  і  $q_{б.т.}$ . Якщо вважати, що свердловина вертикальна і зазор між квадратною ОБТ та стінкою свердловини відсутній, то, у відповідності з прийнятими умовами, одержимо центрально стиснений двоступеневий стержень, шарнірно закріплений на кінцях [66]. До аналогічного висновку прийшли автори на основі аналізу отриманого ними трансцендентного рівняння.

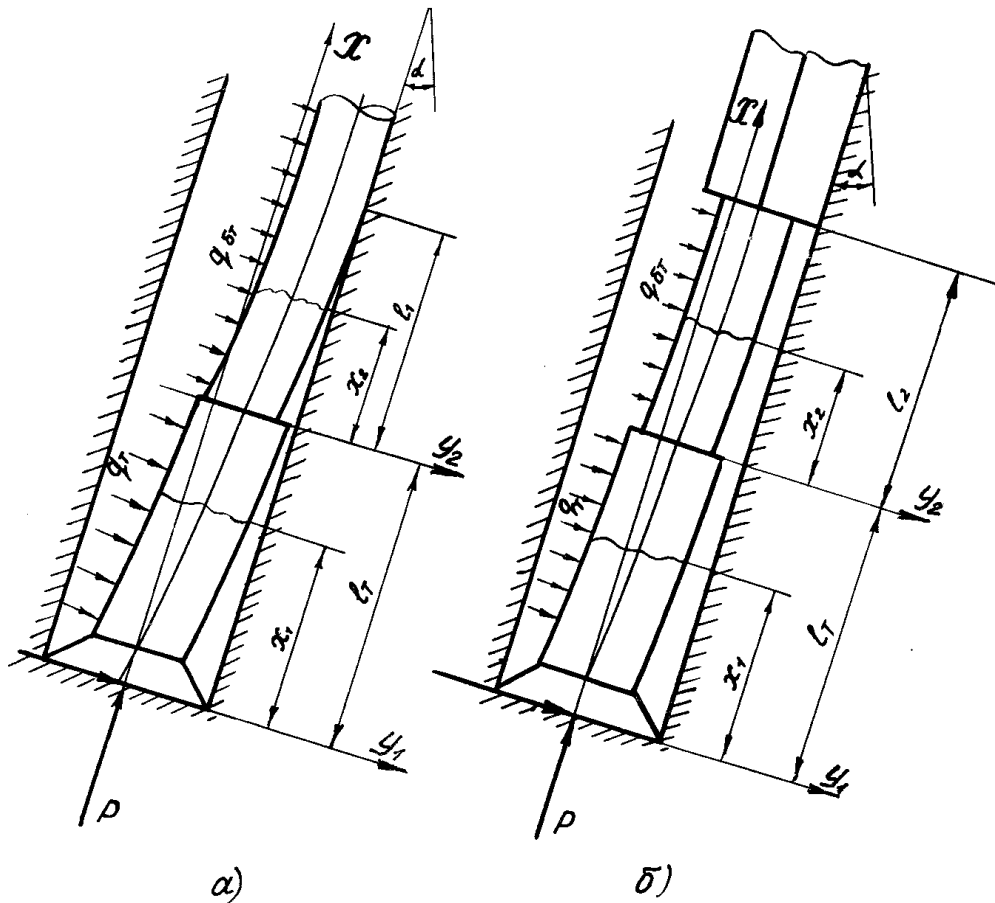


Рисунок 1.8 – Схема дослідження взаємодії нижньої частини бурильної колони із вибоєм та стінкою свердловини

Нехтування повздовжньою складовою сил власної ваги дозволило авторам звести диференціальне рівняння пружної осі бурильної колони до лінійного і, тим самим, значно спростити його розв'язок. Але обґрунтування такого допущення авторами не подано і не вказано меж, в яких дане допущення може бути виправданим із достатньою для практики точністю.

Таким чином, отримані аналітичні залежності потребують досконалої перевірки з метою виявлення тих діапазонів, в яких вони справедливі.

Проте, в роботах, присвячених взаємодії ступеневої бурильної колони з вибоєм та стінкою свердловини є те, що в них не показано впливу місця встановлення опорно-центруючих пристроїв на вектор навантаження на вибій, а також не визначено сили тиску зігнутої нижньої частини бурильної колони на стінку свердловини.

Варто зауважити, що перераховані дослідження [103, 104, 106, 108] виконані в розмірному вигляді і тому їх результати можуть бути поширені лише на ті натурні об'єкти, розмірні параметри яких будуть закладені в кінцеві вирази для шуканих залежностей.

Великою кількістю як вітчизняних, так і закордонних авторів проведено аналітичні дослідження взаємодії бурильної колони із вибоєм та стінкою свердловини. На основі аналізу літературних джерел [59, 60, 61, 62, 63, 139, 140, 141, 161, 162, 163, 164, 165, 166, 167, 171, 172, 174, 175] встановлено, що проведені авторами аналітичні дослідження стосуються в основному буріння свердловин в ізотропних гірських породах, тобто ними не враховано вплив бурового індексу анізотропії на процес викривлення свердловин. Ті ж автори, які описували буровий індекс анізотропії, використовували його без комплексного врахування в ньому як гірничо-геологічних, так і техніко-технологічних параметрів [84, 87, 88, 60, 62, 103, 112].

Тому необхідно провести аналітичні дослідження впливу вектора навантаження на вибій та сили взаємодії нижньої частини ступеневої бурильної колони з центратором, стабілізатором та відхилювачем, а також

оцінити вплив анізотропії гірських порід на просторове орієнтування похило скерованих свердловин.

### **Висновки до розділу 1**

Проведено аналіз літературних джерел з вивчення питань викривлення свердловин для різних умов буріння, в результаті чого встановлено:

1. На сьогоднішній день відсутні комплексні дослідження визначення бурового індексу анізотропії та його впливу на викривлення свердловин, зокрема для родовищ Прикарпатського регіону. Тому це питання є досить актуальним під час проведення свердловини з достатньою точністю та попаданням її вибою в задане коло допуску та потребує ґрунтового дослідження на основі промислових матеріалів.

2. Відомі схеми дослідження низу бурильної колони не враховують просторового характеру викривлення низу КНБК. В попередніх дослідженнях не враховано вплив поперечної сили та не визначено силу тиску ОЦЕ на стінку свердловини, що є досить актуально при проектуванні профілю ствола похило скерованої свердловини, зокрема його ділянки набору кривизни.

3. Існуючі дослідження низу бурильної колони виконані у розмірному вигляді, що звужує можливості їх застосування.

Підсумовуючи проведений аналіз сформульовано мету роботи та завдання, які будуть вирішені у процесі проведення аналітичних та експериментальних досліджень.

## РОЗДІЛ 2

### АНАЛІТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ АНІЗОТРОПІЇ ГІРСЬКИХ ПОРІД НА КЕРУВАННЯ ТРАЄКТОРІЄЮ СВЕРДЛОВИНИ

#### 2.1 Обґрунтування способу досліджень

Взаємодія низу бурильної колони зі стінкою та вибоєм свердловини у відповідних техніко-технологічних умовах обумовлює її напружений стан та вектор навантаження на вибій. Стійкість обертової бурильної колони та її напружений стан у вертикальному та похилому стовбурі вивчало багато вітчизняних та зарубіжних вчених [12, 82, 92, 95, 145, 149, 150, 67]. Детальний аналіз схем досліджень стійкості необертової бурильної колони та її взаємодія з вибоєм та стінкою свердловини наведений в роботах [119, 121].

На сили, прикладені до долота в процесі буріння, чинять вплив різні фактори. При проведенні аналітичних досліджень взаємодії низу бурильної колони з вибоєм та стінкою свердловини вважаємо, що [37]:

- нижня частина бурильної колони не обертається або обертається навколо власної осі з невеликою кутовою швидкістю (яка виключає вплив відцентрових сил на пружний стан бурильної колони);
- навантаження на вибій створюється власною вагою нижньої частини бурильної колони;
- ступенева нижня частина бурильної колони знаходиться в прямолінійному похилому стовбурі;
- прогин низу бурильної колони обмежений стінками свердловини;
- бурильна колона знаходиться під дією сил власної ваги і крутного моменту, прикладеного до нижнього кінця;
- зовнішній діаметр нижньої секції ОБТ перевищує або рівний діаметру верхньої;
- нижній кінець бурильної колони шарнірно закріплений [119, 121].

Такі умови (рис. 2.1) відповідають бурінню із використанням вибійних двигунів за умови, коли зовнішній діаметр, жорсткість та вага одиниці довжини вибійного двигуна і нижньої секції ОБТ однакові.

Вплив промивальної рідини в трубах та затрубному просторі враховано шляхом зменшення ваги одиниці довжини труб [67], а вплив тертя труб зі стінками свердловини - коефіцієнтом тертя.

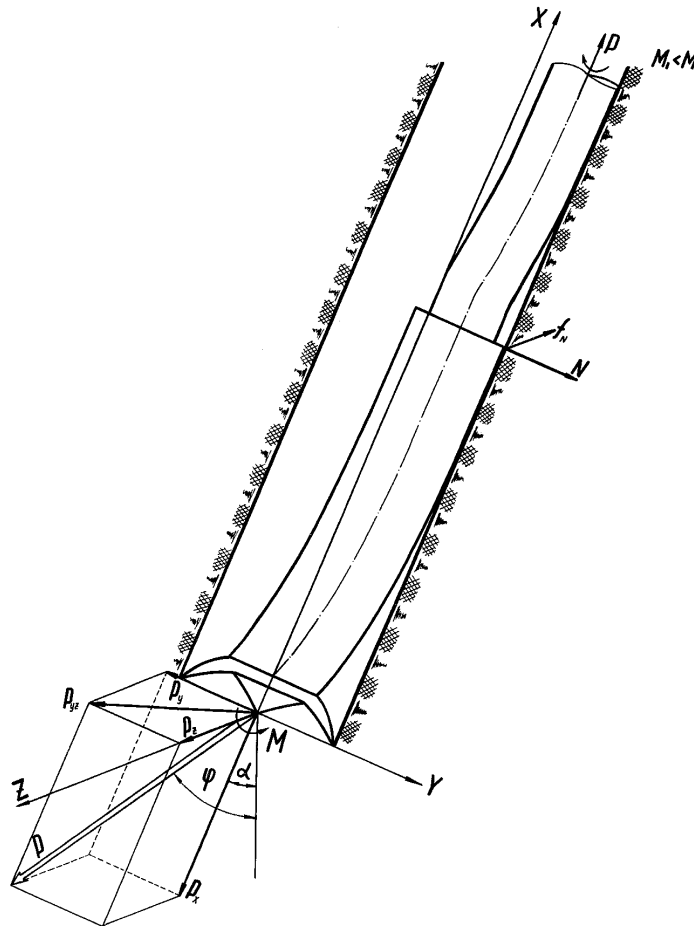


Рисунок 2.1 – Схема дослідження вектора навантаження на вибій при необертовій ступінчастій бурильній колоні

## 2.2 Обґрунтування способу досліджень

В процесі буріння на нижню частину бурильної колони, яка взаємодіє із вибоєм та стінкою свердловини діє ряд сил та моментів, які визначають форму її пружної осі.

Напряг руйнування вибою під час буріння ствола свердловини в значній мірі визначається силами, які діють на напрямну ділянку БК та формою її осі. Під час буріння в ізотропних породах на напрямну ділянку діють:

- осьова та поперечна складова сили ваги (з врахуванням сил тертя) відсіченої частини БК;
- сили реакції стінки свердловини;
- сили тертя в точках дотику нижньої частини БК зі стінкою свердловини;
- сили пружності зігнутої та скрученої відсіченої частини бурильної колони;
- рівномірно-розподілені сили ваги напрямної ділянки БК;
- реакція вибою;
- згинаючий момент на долоті.

Крім того, у процесі руйнування вибою долотом напрямна ділянка БК також піддана дії нормальних та дотичних напружень.

Характеристикою форми осі напрямної ділянки може слугувати дотична до нижнього кінця колони, яка збігається з напрямом осі долота.

На думку деяких авторів [67, 70, 71, 72, 73] основним фактором, що визначає напрям викривлення свердловини, є напрям рівнодійно-реактивних сил, прикладених до долота, а на думку інших [13] – форма напрямної ділянки низу бурильної колони.

Якщо геологічні умови не впливають на викривлення свердловин, то напрям ствола свердловини залежатиме від величини та напрямку сили, а не напрямку осі долота [119].

Таким чином, причиною викривлення свердловин під час буріння в ізотропних гірських породах є напрям вектора навантаження на вибій [37].

Реакцію вибою на долото або вектор навантаження на вибій «Р» можна розкласти на три складових (рис. 2.1), одна з яких  $P_z$  направлена по осі свердловини і за величиною дорівнює осьовому навантаженню на долото, а дві інших лежать в площині, нормальній осі свердловини. Допустимо, що  $P_y$



лежить в площині викривлення свердловини (XOZ), а  $P_x$  перпендикулярна до неї.

Напрямок навантаження на вибій визначають зенітним та азимутальним кутами (рис. 2.2).

Кут вектора навантаження потрібно виразити через компоненти навантаження на вибій та зенітний кут свердловини  $\alpha$  :

$$\varphi = \operatorname{arctg} \frac{\sqrt{P_y^2 + P_x^2}}{P_z} + \alpha, \quad (2.1)$$

де  $\varphi$  - кут між вертикаллю та вектором навантаження на вибій, град;

$\alpha$  - зенітний кут свердловини, град.

Азимутальний кут навантаження на вибій дорівнює куту між напрямом на північ і проекцією сили  $P$  на горизонтальну площину, який визначається за годинниковою стрілкою.

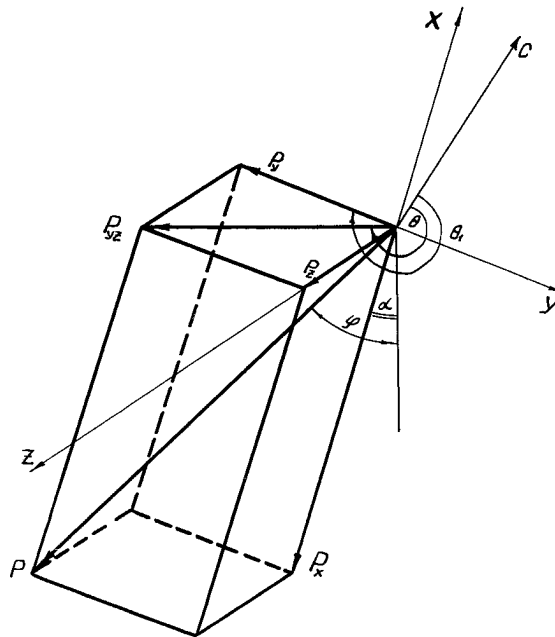


Рисунок 2.2 – Кути, які характеризують напрям сили, що діє на вибій

Зміну азимута характеризують абсолютним значенням кута  $\Delta\Theta$ , що дорівнює різниці азимутальних кутів стовбура свердловини і сили, яка діє на вибій.

$$\Delta\Theta = |\Theta_1 - \Theta_2| = \operatorname{arctg} \frac{P_x}{P_y}. \quad (2.2)$$

При малих кутах викривлення зміну зенітного кута можна охарактеризувати відношенням  $\varphi/\alpha$  (кута  $\varphi$  нахилу сили, яка діє на вибій до зенітного кута  $\alpha$  осі свердловини), а для великих кутів  $-\frac{\operatorname{tg}\alpha - \operatorname{tg}(\alpha - \varphi)}{\operatorname{tg}\alpha}$ . При

$\frac{\operatorname{tg}\alpha - \operatorname{tg}(\alpha - \varphi)}{\operatorname{tg}\alpha} > 1$  буде мати місце зростання зенітного кута свердловини, а при

значеннях менших за одиницю - його зниження. Рівність  $\frac{\operatorname{tg}\alpha - \operatorname{tg}(\alpha - \varphi)}{\operatorname{tg}\alpha} = 1$

свідчить про стабілізацію зенітного кута свердловини [67].

Наведені випадки справедливі для більшості типів доліт. Але для доліт із більшою фрезуючою здатністю стінки свердловини інтенсивність зміни викривлення більша, ніж у доліт із меншою фрезуючою здатністю.

Проте, відношення  $\frac{\operatorname{tg}\alpha - \operatorname{tg}(\alpha - \varphi)}{\operatorname{tg}\alpha}$  характеризує тенденцію свердловини до викривлення, а не про інтенсивність викривлення свердловини. Якісним показником інтенсивності викривлення вважають кут між рівнодійною сил, прикладених до вибою і напрямком дотичної до осі свердловини на вибої [9].

$$\varphi_0 = \arccos[\cos\alpha \cdot \cos\varphi + \sin\alpha \cdot \sin\varphi \cdot \cos(\Theta_1 - \Theta)], \quad (2.3)$$

де  $\Theta_1$  - азимутальний кут дотичної до осі свердловини на вибої;

$\Theta$  - азимутальний кут вектора навантаження на вибій.

Технологічні параметри (навантаження на долото) впливають на кут стабілізації стовбура свердловини.

Отже, таким чином, метою даної роботи є дослідження впливу режимно-технологічних та гірничо-геологічних умов на просторову орієнтацію ствола свердловини, який формується різними КНБК.

Аналітичний розв'язок задачі із визначення величини і напрямку навантаження на вибій з урахуванням крутного моменту і сил взаємодії

бурильної колони зі стінкою свердловини складний, оскільки пружна лінія згину набуває просторової форми (рис. 2.3а). Тому під час складання диференціальних рівнянь просторової пружної лінії беремо проєкції її на площини  $XOY$  та  $XOZ$  (рис. 2.3 б, в). Тоді диференціальне рівняння для першої (від вибою) ділянки колони буде мати вигляд:

$$EI_1 \frac{d^2 Y_1}{dX^2} = -WY_1 + H_1 X + \int_0^x [(Y_1 - \eta)q_1 \cdot \cos \alpha + (X - \zeta)q_1 \cdot \sin \alpha] d\zeta + M_x \frac{dZ_1}{dX}, \quad (2.4)$$

$$EI_1 \frac{d^2 Z_1}{dX^2} = -WZ_1 + T_1 X + \int_0^x [(Z_1 - \psi)q_1 \cdot \cos \alpha + (X - \psi)q_1 \cdot \sin \alpha] d\zeta + M_x \frac{dY_1}{dX}, \quad (2.5)$$

де  $W$ ,  $H_1$ ,  $T_1$  – компоненти реакції вибою на долото;

$X$ ,  $Y$ ,  $Z$  – координати точки, стосовно якої складені рівняння моментів;  
індекс при  $z$ ,  $y$ ,  $I$  і  $q$  відповідає номеру ділянки, (від вибою);

$\zeta, \eta, \psi$  – координати рухомої (будь-якої) точки між початком і кінцем ділянки інтегрування;

$EI$  – жорсткість на згин колони труб;

$q$  – вага одиниці довжини аналізованої секції ОБТ.

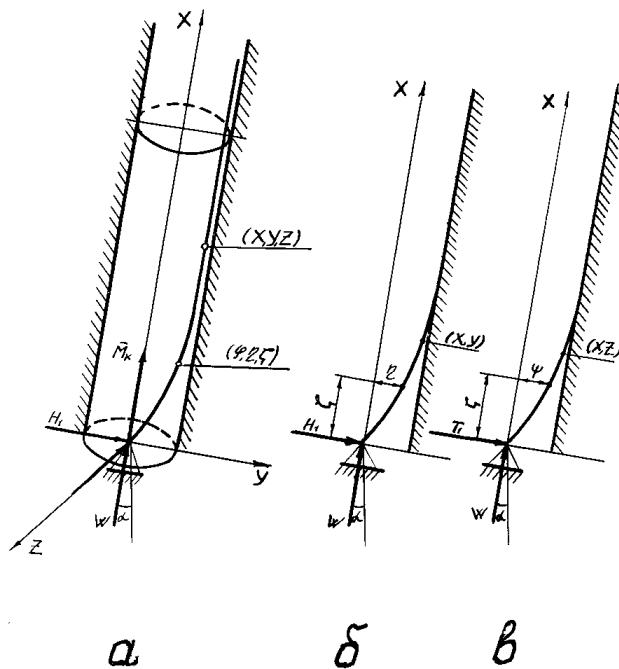


Рисунок 2.3 – Просторова напружена лінія нижньої частини бурильної колони (а) та її проєкції на площини  $XOY$  та  $XOZ$  (б і в)

Наведені вище рівняння (2.4) та (2.5) не враховують момент сил тертя колони об стінку свердловини, рівняння якого аналогічне рівнянню моментів реакції вибою на долото.

Величина сил тертя бурильної колони зі стінкою свердловини пропорційна коефіцієнту тертя і силі тиску колони труб на стінку свердловини. Числові значення коефіцієнта тертя змінюється в межах від 0,2 до 0,45 [1]. Якщо врахувати, що сила тиску нижньої півхвилі бурильної колони на стінку свердловини (залежно від зазору, навантаження на вибій і кута викривлення свердловини) знаходиться в межах 0...12-15 кН. [2, 4], то не важко переконатись, що сила тертя буде незначною в порівнянні із осьовим навантаженням на вибій та нею можна знехтувати.

Експериментальними дослідженнями встановлено, що під час буріння із застосуванням вибійних двигунів площина, яка проходить через вектор навантаження на вибій, в основному збігається із площиною викривлення свердловини [69, 119], причому зі збільшенням жорсткості  $EI$ , ваги  $q$  та зенітного кута вплив крутного моменту на вектор навантаження на вибій зменшується [117, 119]. Це зумовлено тим, що із зростанням зенітного кута збільшується нормальна складова сил власної ваги і просторова пружна лінія напрямної ділянки низу бурильної колони перетворюється в плоску. Крім того, збільшення жорсткості і ваги одиниці довжини напрямної ділянки (що має місце у випадку застосування ступінчастої колони) зменшує вплив крутного моменту на вектор навантаження на вибій, тому вважаємо, що вплив крутного моменту на пружний стан напрямної ділянки низу бурильної колони незначний і для спрощення аналітичного розв'язку ним можна знехтувати.

Таким чином, аналітичне дослідження взаємодії необертової нижньої частини бурильної колони із вибоєм та стінкою свердловини зводиться до розгляду плоскої задачі. В цьому випадку диференціальне рівняння пружної осі бурильної колони для будь-якої ділянки має вигляд [67]:

$$EI_n \frac{d^2 Y_n}{dX^2} = -WY_n + H_n X + \int_0^x [(Y_n - \eta)q_n \cdot \cos \alpha + (X - \zeta)q_n \cdot \sin \alpha] d\zeta. \quad (2.6)$$

Граничні умови між ділянками повинні відповідати рівнянням як вищезалягаючої, так і нижчезалягаючої ділянки.

Для розв'язку рівняння (2.6) скористаємось програмним середовищем MathCAD.

### 2.3 Математична модель нижньої частини бурильної колони

Встановлено, що результати аналітичних досліджень [96, 98, 99, 159] придатні для об'єктів, розмірні параметри яких закладені в кінцеві вирази для шуканих залежностей.

Щоб скористатися результатами цих досліджень для ширшого діапазону натурних об'єктів, що не залежать від заданих розмірних параметрів, подамо диференціальні рівняння, граничні умови і технологічні параметри у безрозмірному вигляді.

Враховуючи це, запишемо диференціальне рівняння (2.6) в такому вигляді [138]:

$$EI_k \frac{d^2 Y_n}{dX^2} = -WY_n + H_n X + Y_n X q_k \cos \alpha - q_k \cos \alpha \int_0^x \eta d\zeta + X^2 q_k \sin \alpha - q_k \sin \alpha \int_0^x \zeta d\zeta. \quad (2.7)$$

Індекси "n" і "k" у рівнянні (2.7) позначають відповідно номерів ділянок та номерів секцій бурильної колони.

Продиференціювавши рівняння (2.7) по «x» та спростивши вираз, отримаємо:

$$\frac{EI_k}{q_k} \frac{1}{\sin \alpha} \frac{d^3 Y_n}{dX^3} = -\frac{W}{q_k} \frac{1}{\sin \alpha} \frac{dY_n}{dX} + X \frac{\cos \alpha}{\sin \alpha} \frac{dY_n}{dX} + X + \frac{H_n}{q_k \sin \alpha}. \quad (2.8)$$

Розділимо обидві частини рівняння (2.7) на вибрану одиницю довжини  $m q \sin \alpha$ :

$$\frac{EI_k}{\cos \alpha m_k q_k} \frac{\cos \alpha}{\sin \alpha} \frac{d^3 Y_n}{dX^3} = -\frac{W}{\cos \alpha m_k q_k} \frac{\cos \alpha}{\sin \alpha} \frac{dY_n}{dX} + \frac{X}{m_k} \frac{\cos \alpha}{\sin \alpha} \frac{dY_n}{dX} + \frac{X}{m_k} + \frac{H_n}{m_k q_k \sin \alpha}. \quad (2.9)$$

Позначимо:

$$\frac{W}{m_1 q_1 \cos \alpha} = X_2, \quad (2.10)$$

$$\frac{X}{m_1} = x, \quad (2.11)$$

$$\frac{H_n}{m_1 q_1 \sin \alpha} = h_n, \quad (2.12)$$

$$\frac{\cos \alpha}{\sin \alpha} \frac{dY_n}{dX} = \frac{dU_n}{dx}. \quad (2.13)$$

Із рівняння (2.11) знайдемо:

$$dX = m_1 dx. \quad (2.14)$$

Підставивши вираз (2.14) в рівняння (2.13), та проінтегрувавши, отримаємо:

$$Y_n = U_n m_1 \operatorname{tg} \alpha. \quad (2.15)$$

Продиференціювавши вираз (2.15) по «z», отримаємо:

$$\frac{d^3 Y_n}{dX^3} = \operatorname{tg} \alpha \cdot \frac{1}{m_1^2} \cdot \frac{d^3 U_n}{dz^3}. \quad (2.16)$$

Підставивши рівняння (2.10) - (2.13) і (2.16) в рівняння (2.9), і виконавши певні перетворення, отримаємо:

$$\frac{d^3 U_n}{dx^3} = - \frac{m_1^3}{EI_k} \frac{q_1}{q_k} x_2 \frac{dU_n}{dx} + \frac{m_1^3}{EI_k} x \frac{dU_n}{dx} + \frac{m_1^3}{EI_k} x + \frac{m_1^3}{EI_k} \frac{q_1}{q_k} h_n. \quad (2.17)$$

Із рівняння (2.17) виходить, що значення  $m_1$  повинно бути вибрано таким чином:

$$m_1^3 = \frac{EI_k}{q_k}. \quad (2.18)$$

Значення  $m_1$  є постійна величина і рівна довжині однієї безрозмірної одиниці ваги та характеризує аналізовану секцію бурильної колони.

Підставивши вираз (2.17) в рівняння (2.16), отримаємо:

$$\frac{d^3 U_n}{dz^3} = \left( \frac{m_1}{m_k} \right)^3 \left( -x_2 \frac{q_1}{q_k} \frac{dU_n}{dz} + x \frac{dU_n}{dz} + z + h_n \frac{q_1}{q_k} \right). \quad (2.19)$$

Безрозмірне рівняння (2.19) є спільним для будь-якої кількості секцій ОБТ та ділянок колони. Воно може бути записано для будь-яких конкретних значень  $I$  та  $q$ , а при  $I_k = I_1$  і  $q_k = q_1$  перетворюється в рівняння для однорозмірної колони [23].

Вирази (2.10) - (2.12) і (2.15) є рівняннями зв'язку поміж відповідними розмірними та безрозмірними величинами, за якими безрозмірні значення параметрів отримують шляхом ділення розмірних величин їх на відповідні масштаби.

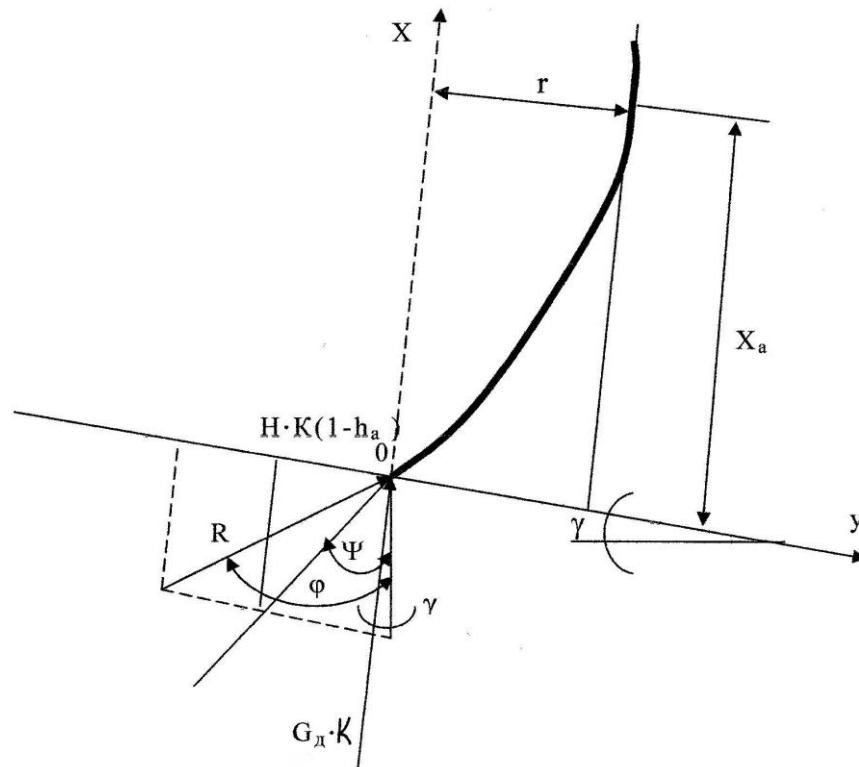
За лінійні та вагові масштаби вибирають: по осі  $x$  -  $m_1$  і  $m_1 \cdot q_1$ , а по осі  $y$  -  $m_1 \cdot \operatorname{tg} \alpha$  і  $m_1 \cdot q_1 \cdot \cos \alpha$ .

В даному випадку масштабами вибрані параметри нижньої частини ОБТ, але можуть бути параметри іншої секції ОБТ, проте обов'язкова умова - вибрані масштаби однакові для всіх секцій ОБТ. Це забезпечує рівнозначність безрозмірних диференціальних рівнянь пружної осі бурильної колони, складених для секцій ОБТ з різними  $I$  та  $q$  і дає спільний їх розв'язок.

Користуючись рівняннями (2.19), можна скласти безрозмірні диференціальні рівняння пружної осі будь-яких ділянок і в результаті розв'язку системи одержати безрозмірні залежності між технологічними параметрами.

## 2.4 Аналітичне дослідження бурового індексу анізотропії

Під час буріння в анізотропних породах напрям буріння не збігається із напрямком сили, яка діє на долото. Для з'ясування впливу анізотропії гірських порід на ступінь та інтенсивність викривлення свердловини нами проведені аналітичні дослідження для умов буріння в пласті, який залягає під кутом « $\gamma$ » і має буровий індекс анізотропії « $h_a$ » (рис. 2.4).



Умовні позначення:

$\gamma$  - кут падіння пластів гірських порід;

$\Psi$  - миттєве значення зенітного кута свердловини;

$\varphi$  - кут між рівнодійною сил та вертикаллю.

$R$  – рівнодійна сил, які діють на долото.

Рисунок 2.4 – Розрахункова схема для визначення бурового індексу анізотропії

Для цього нами вибрано систему координат (рис. 2.5), спрямувавши вісь «X» перпендикулярно до площини падіння пласта, а вісь «Y» - паралельно по площини падіння пласта. Вважаємо, що буріння здійснюється за допомогою певної компоновки низу бурильної колони при відповідних режимно-технологічних параметрах.  $H$  і  $G_o$  - відповідно нормальна компонента реакції вибою до осі «X» і паралельна (осьова) компонента до осі «Y».



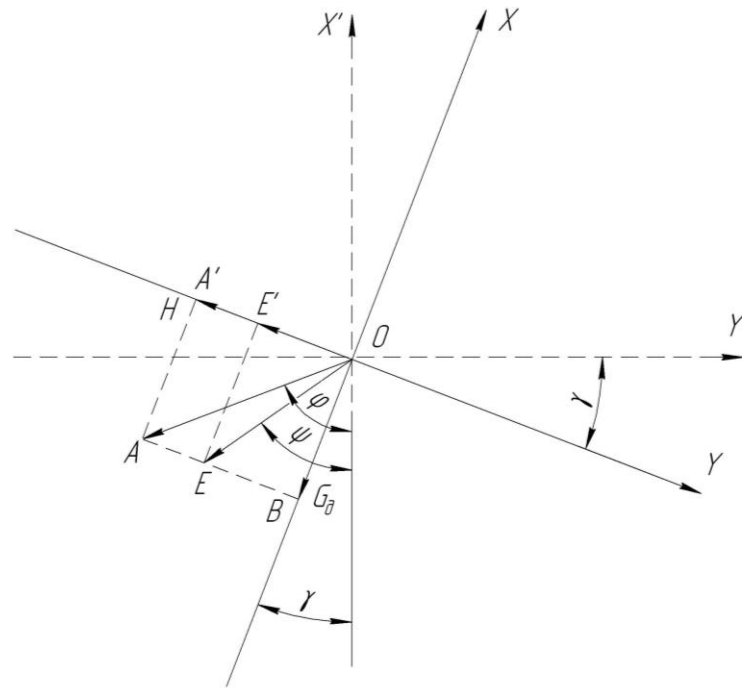


Рисунок 2.5 – Система координат для визначення бурового індексу анізотропії

Компоненти миттєвого переміщення в напрямку осей «X» та «Y» пропорційні величині сили:

Для ізотропних порід:

у напрямку осі «X» -  $K \cdot G_0$ ;

у напрямку осі «Y» -  $K \cdot H$ ,

де  $K$  - коефіцієнт пропорційності, який залежить від властивостей порід.

Для анізотропних порід переміщення у напрямку осі «Y» буде меншим, ніж для ізотропних порід на величину  $(1-h_a)$ , тобто  $K \cdot (1-h_a) \cdot H$ .

З рисунку 2.5 виходить:

$$\operatorname{tg}(\varphi - \gamma) = \frac{\operatorname{tg}(\Psi - \gamma)}{1 - h_a}. \quad (2.20)$$

Для умови стабілізації під час буріння в похило залеглих анізотропних гірських породах  $\Psi = \alpha$ .

Підставивши у рівняння (2.20)  $\Psi = \alpha$  з урахуванням, що  $tg(\varphi - \alpha) = \frac{h}{x_2} \cdot tg\alpha$  і провівши відповідні перетворення, визначимо буровий індекс анізотропії « $h_a$ »

$$h_a = \frac{\frac{h}{x_2} \cdot tg\alpha}{\cos^2(\gamma - \alpha) \cdot \left[ \frac{h}{x_2} \cdot tg\alpha - tg(\gamma - \alpha) \right]}, \quad (2.21)$$

де  $h$  - нормальна складова реакції вибою у безрозмірному вигляді;

$x_2$  - осьове навантаження у безрозмірному вигляді;

$\alpha$  - зенітний кут свердловини;

$\gamma$  - кут нахилу пласта.

$$h = \rho \left( \frac{x_2}{x_a} - 1 + \frac{2}{\pi} \right) - \frac{x_a}{2}, \quad (2.22)$$

де  $\rho$  - зазор між нижньою частиною бурильної колони і стінкою свердловини, у безрозмірному вигляді;

$x_a$  - відстань від долота до точки дотику бурильної колони зі стінкою свердловини у безрозмірному вигляді.

$$\rho = \frac{r}{m \cdot tg\alpha}, \quad (2.23)$$

де  $r$  - зазор між нижньою частиною бурильної колони і стінкою свердловини;

$m$  - коефіцієнт для переводу із розмірних величин у безрозмірні.

$$r = \frac{D_c - d_3}{2}, \quad (2.24)$$

де  $D_c, d_3$  - відповідно діаметр свердловини і зовнішній діаметр бурильної колони.

$$m = 1101,9029 \times \sqrt[3]{\frac{E \cdot I}{q \cdot \cos\alpha}}, \quad (2.25)$$

$$I = \frac{\pi}{64} \cdot (d_3^4 - d_6^4), \quad (2.26)$$

$$q = \frac{\pi}{4} \cdot (d_3^4 - d_6^4) \cdot (\rho_m - \rho_{np}), \quad (2.27)$$

де  $d_6$  - відповідно внутрішній діаметри бурильної колони;

$\rho_m$ ,  $\rho_{np}$  - відповідно густина матеріалу труб (сталі) і промивальної рідини.

$$x_a = 8 \frac{\rho}{x_a} - Ax_2 - Bx_a, \quad (2.28)$$

$$A = \frac{12}{\pi^2} - 1, \quad (2.29)$$

$$B = \frac{36}{\pi^2} \cdot \left( 1 - \frac{2}{\pi} - \frac{36}{\pi} - \frac{36}{\pi^2} \right), \quad (2.30)$$

$$x_2 = \frac{G_0}{m \cdot q \cdot \cos \alpha}, \quad (2.31)$$

де  $G_0$  - осьове навантаження на долото, Н.

Якщо відомий буровий індекс анізотропії пласта, кут падіння і режимно – технологічні параметри  $h/x_2$ , то ця залежність може бути розв'язана відносно величини зенітного кута:

$$h_a \cos^2(\gamma - \alpha) \cdot \frac{h}{X_2} \operatorname{tg} \alpha - h_a \cos^2(\gamma - \alpha) \cdot \operatorname{tg}(\gamma - \alpha) = \frac{h}{X_2} \operatorname{tg} \alpha, \quad (2.32)$$

$$h_a \cos^2(\gamma - \alpha) \cdot \frac{h}{X_2} \operatorname{tg} \alpha - \frac{h}{X_2} \operatorname{tg} \alpha = h_a \cos^2(\gamma - \alpha) \cdot \operatorname{tg}(\gamma - \alpha), \quad (2.33)$$

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{h_a \cos^2(\gamma - \alpha) \cdot \operatorname{tg}(\gamma - \alpha)}{h_a \cdot \cos^2(\gamma - \alpha) \cdot \frac{h}{X_2} - \frac{h}{X_2}}, \quad (2.34)$$

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{h_a \cdot \operatorname{tg}(\gamma - \alpha)}{\frac{h}{X_2} \cdot \left( h_a - \frac{1}{\cos^2(\gamma - \alpha)} \right)} = \frac{\operatorname{tg}(\gamma - \alpha)}{\frac{h}{X_2} \cdot \left( 1 - \frac{1}{h_a \cdot \cos^2(\gamma - \alpha)} \right)}, \quad (2.35)$$

$$\alpha = \arctg \left( \frac{\frac{tg(\gamma - \alpha)}{\frac{h}{X_2} \cdot \left( 1 - \frac{1}{h_a \cdot \cos^2(\gamma - \alpha)} \right)}}{\right)}, \quad (2.36)$$

Рівняння (2.36) є трансцендентним і його розв'язують методом ітерації.

Таким чином, при відомих зенітному куті  $\alpha$ , куті нахилу пластів  $\gamma$  та режимно-технологічних параметрах  $h$ ,  $x_2$ , за формулою (2.21) можна визначити буровий індекс анізотропії. За результатами розрахунків на рисунку 2.6 наведено залежності зміни бурового індексу анізотропії, відстані від долота до точки дотику зі стінкою свердловини та нормальної складової реакції вибою для найпоширеніших розмірів бурильної колони та свердловини, при зміні значень осевого навантаження на долото від 60 до 250 кН та при зміні зенітного кута з  $3,5^\circ$  до  $10,5^\circ$  та куті нахилу пласта з  $12^\circ$  до  $30^\circ$ .

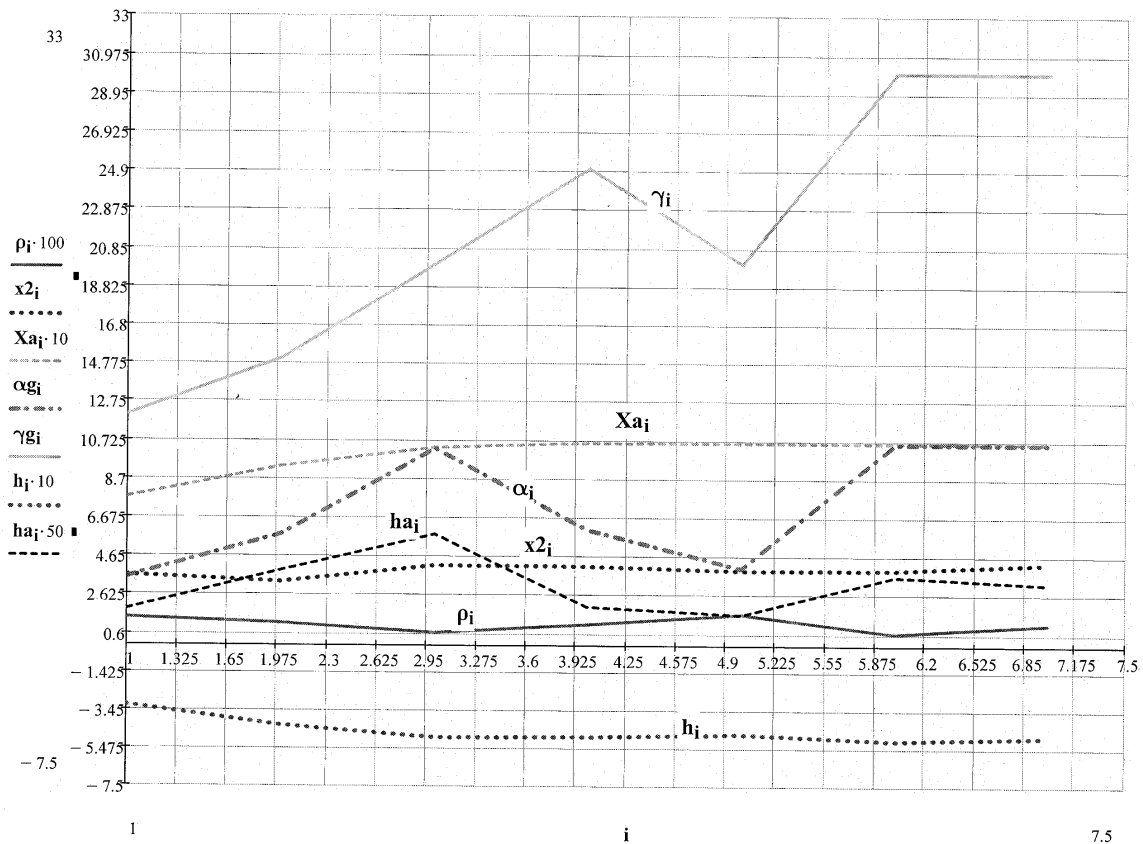


Рисунок 2.6 - Залежності  $x_a, h, h_a$  від  $\rho, x_2, \alpha, \gamma$

Нижче наведено приклад розрахунку бурового індексу анізотропії для конкретної типової свердловини при відомих значеннях геометричних параметрів свердловини та компоновок низу бурильної колони, режимно-технологічних параметрах та кутах падіння пластів.

Для розв'язку даних залежностей необхідно зібрати наступні промислові дані: кути падіння пластів  $\gamma_p$ , величину зенітного кута свердловини  $\alpha_c$  і режимно-технологічні фактори  $h/x_2$ . Для цього необхідно обробити зібрані фактичні промислові дані про кутові параметри пластів, літолого – стратиграфічну характеристику розрізу та застосовані під час буріння в даному пласті режимно-технологічні параметри та компоновки нижньої частини бурильної колони.

Нами зібрано та проаналізовано промисловий матеріал 15-ти свердловин Прикарпаття (на площах: Луква-8св, Північна Долина-1св, Гвізд-1св, Пасічна-2св, Делятин-3св). Опрацьована інформація стала вихідним матеріалом для обчислення нормальної складової реакції вибою на долото, віднесеної до безрозмірного навантаження  $h/x_2$  та розрахунків бурового індексу анізотропії  $h_a$ , значення якого подано в таблиці 2.1.

При відомому зенітному куті, куті нахилу пласта, геометричних розмірах свердловини та компоновки низу бурильної колони можна визначати осьове навантаження на долото за формулою:

$$X_2 = \frac{h \cdot \operatorname{tg} \alpha [h_a \cdot \cos^2(\gamma - \alpha) - 1]}{h_a \cdot \cos^2(\gamma - \alpha) \cdot \operatorname{tg}(\gamma - \alpha)}. \quad (2.37)$$

Змінюючи геометричні розміри бурильної колони, осьове навантаження на долото, кут викривлення свердловини та кут нахилу пластів аналітично можна визначати відстань від долота до точки дотику колони зі стінкою свердловини та буровий індекс анізотропії.

Буровий індекс анізотропії визначають за результатами аналізу зібраних промислових даних пробурених свердловин на конкретній площі. Для

аналітичного визначення бурового індексу анізотропії нами зібрано промислові дані результатів буріння свердловин на родовищах Прикарпаття.

Для аналізу вибирали свердловини з однаковим геологічним розрізом та приблизно однаковими фізико-механічними властивостями гірських порід. Крім того, під час буріння вказаних свердловин застосовувалися однакові КНБК та режимно-технологічні параметри. Аналіз проводили по трьох – восьми свердловинах, пробурених на конкретній площі.

Визначимо аналітично буровий індекс анізотропії для таких промислових даних: діаметр свердловини 215,9 мм, зовнішній діаметр ОБТ 178 мм, внутрішній діаметр ОБТ 100 мм, густина промивальної рідини 1560 кг/м<sup>3</sup>, осьове навантаження на долото 190 кН, zenітний кут 1,5°, кут нахилу пласта 2,5°, модуль пружності 2,1·10<sup>11</sup>Н/м<sup>2</sup>, густина матеріалу труб 7850 кг/м<sup>3</sup>.

Користуючись формулами (2.23) - (2.25) визначимо умовно вибрану одиницю довжини.

$$m = \sqrt[3]{\frac{2,1 \cdot 10^{11} \cdot (0,178^2 - 0,1^2)}{16 \cdot (7850 - 1560) \cdot 9,81 \cdot \cos 1,5^\circ}} = 20,7.$$

За формулами (2.25), (2.25) та (2.31) визначимо осьову компоненту у безрозмірному вигляді.

$$X_2 = \frac{4 \cdot 190 \cdot 10^3}{20,7 \cdot 3,14 \cdot (0,178^2 - 0,1^2) \cdot (7850 - 1560) \cdot 9,81 \cdot \cos 1,5^\circ} = 8,742.$$

Використовуючи формули (2.23) - (2.25) визначимо зазор.

$$\rho = \frac{0,2159 - 0,178}{2 \cdot 20,7 \cdot \operatorname{tg} 1,5^\circ} = 0,035.$$

За формулами (2.28) – (2.30), (2.23) та (2.24) методом ітерації за допомогою ЕОМ визначимо відстань від долота до точки дотику низу бурильної колони зі стінкою свердловини.

$$X_a = 8 \cdot \frac{0,035}{X_a} \left[ \frac{3}{X_a^2} - \left( \frac{12}{3,14^2} - 1 \right) \cdot 8,742 - \frac{36}{3,14^2} \left( 1 - \frac{2}{3,14} - \frac{36}{3,14} - \frac{36}{3,14^2} \right) \cdot X_a \right],$$

$$X_a = 0,934.$$

За формулою (3.3) визначимо нормальну компоненту реакції вибою в безрозмірному вигляді

$$h = 0,035 \left( \frac{8,742}{0,934} - 1 + \frac{2}{3,14} \right) - \frac{0,934}{2} = -0,152.$$

За формулою (3.2) визначимо буровий індекс анізотропії

$$h_a = \frac{-0,152}{8,742} \cdot \operatorname{tg} 1,5^\circ}{\cos^2(2,5^\circ - 1,5^\circ) \cdot \left[ \frac{-0,152}{8,742} \cdot \operatorname{tg} 1,5^\circ - \operatorname{tg}[2,5^\circ - 1,5^\circ] \right]} = 0,026.$$

Аналогічно проведено аналітичні розрахунки з метою визначення бурового індексу анізотропії для інших стратиграфічних відкладів гірських порід та раніше розроблених родовищ, промислові матеріали яких було зібрано на площах Прикарпаття, що розбурювались Прикарпатським УБР та які містили, як геологічні, так і техніко-технологічні дані для різних свердловин та були пробурені раніше. Результати аналітичних розрахунків бурового індексу анізотропії для різних площ та стратиграфічних відкладів гірських порід, що розбурювались Прикарпатським УБР наведено у табл. 2.1.

Таблиця 2.1 - Розрахункові значення бурового індексу анізотропії за даними пробурених свердловин.

№	Стратиграфічні відклади	Площа (родовище)				
		Північна Долина	Луква	Пасічна	2-Гвізд	Делятин
1	2	3	4	5	6	7
1	Бистрицькі	0,0405 ± 0,001	0,0138 ± 0,0081	0,045 ± 0,004	-	-
2	Вигодські	0,035 ± 0,001	-	-	-	-
3	Воротищенські	0,021 ± 0,005	-	-	0,05 ± 0,0015	0,0407 ± 0,001
4	Добротвірські	-	-	-	0,045 ± 0,001	0,025 ± 0,001

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6	7
5	Менілітові	0,026 ± 0,001	0,038 ±0,0015	0,028 ± 0,0019	-	-
6	Манявські	0,013 ± 0,005	-	0,058 ± 0,013	-	-
7	Ямненські	-	-	0,04 ±0,0015	-	-
8	Поляницькі	0,025 ±0,001	0,015 ±0,0016	0,026 ±0,0019	-	-
9	Слобідські	-	-	-	0,03 ±0,001	0,018 ±0,0025

## 2.5 Методика проведення експериментальних досліджень

Для підтвердження достовірності результатів теоретичних досліджень проведено експериментальні випробування міцнісних характеристик натурних зрізків гірських порід (рис 2.7), відібраних під час буріння свердловин, які різняться між собою фізико-механічними властивостями, а також неоднорідні як за ступенем ущільнення, так і за ступенем тріщинуватості. Неоднорідність гірських порід та анізотропія їхніх властивостей суттєво впливають на їхню поведінку в процесі буріння свердловин.



Рисунок 2.7 – Зразки кернів гірських порід, відібраних для експериментальних досліджень



Дослідження механічних властивостей гірських порід проводилися методом втискування в них циліндричного штампа (індентора), діаметром 2,5 мм за методикою [148].

Згідно цієї методики [148] було виготовлено взірці гірської породи циліндричної форми висотою 50 мм та діаметром 40 мм. Взірці виготовляли таким чином, щоб площина напластування в них була паралельна і перпендикулярна їх осі. Для втискування індентора використовувався гідравлічний прес ПСУ-10 (рис 2.8). Штампи (індентори) виготовлялися з міцної сталі. Штамп вставлявся в заготовку з метою створення направленої сили на нього для запобігання відхилення індентора від вертикалі. Індентор втискувався до моменту руйнування взірця (рис. 2.9) зі швидкістю 0,5 МПа/с, причому протягом процесу втискування фіксувалися проміжні значення навантаження та деформації. Деформацію взірців замірялася за допомогою індикатора з ціною поділки 0,01 мм. За даними лабораторних досліджень було побудовано графічні залежності деформації від навантаження, за допомогою яких визначалася твердість гірських порід та коефіцієнт пластичності. Буримість гірських порід визначалася за формулою [148]:

$$\delta = \frac{10^{10}}{a \cdot p_{ш} \cdot K_{пл}}, \quad (2.38)$$

де  $a$  - абразивність гірської породи, мг;

$p_{ш}$  - твердість гірської породи, Па;

$K_{пл}$  - коефіцієнт пластичності.



Рисунок 2.8 – Гідравлічний прес ПСУ-10 для проведення експериментальних досліджень зразків керну

За значеннями буримості (в напрямку паралельному та перпендикулярному напластуванню гірських порід), визначали буровий індекс анізотропії за формулою 2.39:

$$h_A = \frac{V_{\perp} - V_{\parallel}}{V_{\perp}} = 1 - \frac{V_{\parallel}}{V_{\perp}}, \quad (2.39)$$

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



Рисунок 2.9 – Зруйнований взірець після втискування в нього циліндричного штампа

Значення бурового індексу анізотропії, отримані за допомогою експериментальних досліджень наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 - Значення бурового індексу анізотропії, отримані за допомогою експериментальних досліджень

Стратиграфічні горизонти (свити)	Значення бурового індексу анізотропії
Вигодська	0,028
Менілітова	0,032
Манявська	0,015
Поляницька	0,018
Ямненська	0,033

Аналізуючи значення бурового індексу анізотропії, подані в таблицях 2.1 та 2.2 можна дійти висновку, що результати експериментальних досліджень бурового індексу анізотропії практично збігаються із результатами, отриманими аналітичним шляхом (з похибкою до 5%), що свідчить про високу достовірність результатів аналітичних розрахунків бурового індексу анізотропії.

Встановлено, що для отримання більш точних значень бурового індексу анізотропії необхідно ретельно фіксувати і використовувати фактичні гірничо-геологічні параметри, отримані за допомогою телеметричних систем та геофізичного каротажу.

Визначення бурового індексу анізотропії пластів гірських порід за даними попереднього буріння є однією із поставлених задач роботи, для вирішення якої запропоновано провести серію досліджень, пов'язаних із отриманням аналітичних залежностей для визначення числових значень бурового індексу анізотропії.

З цією метою необхідно обґрунтувати мінімальну кількість досліджень, для чого використано відомі методи математичної статистики з відбракуванням даних, які включають грубу похибку [90-93]:

$$N = \frac{t_z^2 \cdot \sigma^2}{\varepsilon_z^2}, \quad (2.40)$$

де  $N$  – необхідна кількість експериментів;

$t_z$  – критерій Стюдента при заданій імовірності.

$\sigma$  – середньоквадратичне відхилення;

$\varepsilon_z$  – гранична похибка дослідження;

При імовірності  $z=0,9$  критерій Стюдента  $t_z=1,92$  [93].

При імовірності  $z=0,9$ , середньоквадратичному відхиленні  $\sigma=0,1$  і граничній похибці  $\varepsilon_z=0,09$  (9 %) [79] мінімальна кількість експериментів за формулою (2.42) становитиме:

$$N = \frac{1,92^2 \cdot 0,1^2}{0,09^2} \approx 5.$$

Достовірність результатів перевіряємо методами статистичної обробки, які підпорядковуються нормальному закону розподілу. Для цього визначають сукупність наявних окремих найімовірніших значень шуканого параметра з визначенням довірчого інтервалу [93].

Статистичну обробку проводять у такій послідовності:

1. Визначаємо середнє арифметичне значення параметра:

$$x_{cp} = \frac{\sum x_i}{N}, \quad (2.41)$$

де  $x_i$  – окремі значення параметра;

$N$  – кількість даних у вибірці.

2. Визначаємо середнє квадратичне відхилення:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum (x_i - x_{cp})^2}. \quad (2.42)$$

3. Визначаємо коефіцієнт варіації  $v$ :

$$v = \frac{\sigma}{x_{cp}} \cdot 100\%. \quad (2.43)$$

4. Визначаємо помилку середнього квадратичного відхилення:

$$\sigma_x = \frac{\sigma}{\sqrt{N}}. \quad (2.44)$$

5. Задавшись довірчою ймовірністю  $z$  та кількістю ступенів свободи ( $k=n-1$ ), за таблицею Стюдента вибираємо нормоване відхилення  $t_z$ .

6. Визначаємо довірчий інтервал  $E$ :

$$E = t_z \cdot \sigma_x. \quad (2.45)$$

7. Записуємо значення параметра у вигляді:

$$x = x_{cp} \pm E. \quad (2.46)$$

8. Окрім цього, перевіряємо вибірку даних на дефектність за критерієм « $3\sigma$ ». Для цього визначаємо відхилення від середнього арифметичного значення кожного числа  $\Delta x_i$  і в подальшому вилучаємо з вибірки частинне значення  $x_i$ , у якого відхилення від середнього значення є найбільшим за абсолютною величиною, і без нього визначаємо нові значення середнього арифметичного  $x'_{cp}$  і середнього квадратичного відхилення  $\sigma'$ . Далі визначаємо відхилення підозрюваного частинного значення від  $x'_{cp}$ :

$$\Delta x'_i = x_i - x'_{cp}. \quad (2.47)$$

9. Отримане значення  $|\Delta x'_i|$  порівнюємо з потроєною величиною середнього квадратичного відхилення  $\sigma'$ . Якщо виконується умова  $|\Delta x'_i| < 3 \cdot \sigma'$ , то

видалене частинне значення  $x_i$  не вє дефектним. Якщо виконується умова  $|\Delta x'_i| > 3 \cdot \sigma'$ , то видалене частинне значення  $x_i$  є дефектним і остаточно вилучаємо з вибірк. Далі перевіряємо на дефектність наступні частинні значення до тих пір, поки не буде виконуватися умова  $|\Delta x'_i| < 3 \cdot \sigma'$ .

Приклад: перевіriamo вибірково достовірність результатів визначення числових значень бурового індексу анізотропії, які для п'яти дослідів становлять  $h_a = \{0,033; 0,034; 0,037; 0,035; 0,036\}$ .

1. Визначаємо середнє арифметичне значення параметра:

$$T_{cp} = \frac{0,033 + 0,034 + 0,037 + 0,035 + 0,036}{5} = 0,035 \text{ с.}$$

Визначаємо відхилення від середнього арифметичного значення кожного числа:

$$\Delta T_1 = 0,035 - 0,033 = 0,002;$$

$$\Delta T_2 = 0,035 - 0,034 = 0,001;$$

$$\Delta T_3 = 0,035 - 0,037 = -0,002;$$

$$\Delta T_4 = 0,035 - 0,035 = 0;$$

$$\Delta T_5 = 0,035 - 0,036 = -0,001.$$

Значення  $T_1$  і  $T_3$  є підозрюваними на дефектність, оскільки їх відхилення від середнього арифметичного є найбільшими, тому в подальшому вилучаємо їх із вибірки і без них визначаємо нове середнє арифметичне значення:

$$T'_{cp} = \frac{0,034 + 0,035 + 0,036}{3} = 0,035$$

і нове середнє квадратичне відхилення

$$\sigma' = \sqrt{\frac{\sum (0,034^2 + 0,035^2 + 0,036^2) - \frac{1}{3} (0,034 + 0,035 + 0,036)^2}{3 - 1}} = 0,001.$$

Далі визначаємо відхилення підозрюваного окремого значення від  $T'_{сер}$ :

$$\Delta T'_1 = 0,035 - 0,033 = 0,002;$$

$$\Delta T_3' = 0,037 - 0,035 = 0,002.$$

Отримане значення  $\Delta T_i$  порівнюємо з потроєною величиною середнього квадратичного відхилення  $\sigma'$ .

$$|\Delta T_1'| = 0,002 < 3 \cdot 0,001 = 0,003;$$

$$|\Delta T_3'| = 0,002 < 3 \cdot 0,001 = 0,003.$$

Отже підозрювані значення не є дефектними, тому їх з вибірки не вилучаємо і продовжуємо обчислення наступних величин.

2. Визначаємо середнє квадратичне відхилення

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (0,033^2 + 0,034^2 + 0,037^2 + 0,035^2 + 0,036^2)}{5-1} - \frac{1}{5} \frac{(0,033 + 0,034 + 0,037 + 0,035 + 0,036)^2}{5-1}} = 0,0016$$

3. Визначаємо коефіцієнт варіації  $\nu$

$$\nu = \frac{0,0016}{0,035} \cdot 100 = 4,6 \%$$

4. Визначаємо помилку середнього квадратичного відхилення

$$\sigma_x = \frac{0,0016}{\sqrt{5}} = 0,00072.$$

5. Задавшись довірчою імовірністю  $z=0,9$  та кількістю ступенів свободи ( $k=5-1=4$ ), за таблицею Стюдента [93] вибираємо нормоване відхилення  $t_z = 2,132$ .

6. Визначаємо довірчий інтервал  $E$

$$E = 2,132 \cdot 0,00072 = 0,0015.$$

7. Записуємо значення параметра у вигляді

$$x = 0,035 \pm 0,0015.$$

Аналогічно проводимо статистичну обробку решти експериментальних даних, за результатами якої встановлюємо, що коефіцієнт варіації коливається в

межах 2,5-5 %. Результати розрахунків, які є середньоарифметичними величинами з п'яти вимірювань наведено в таблиці 2.2 дисертаційної роботи.

## Висновки до розділу 2

1. Встановлено взаємозв'язок між буровим індексом анізотропії, зенітним кутом, кутом нахилу пластів, компоновкою низу бурильної колони, геометричними розмірами свердловини та осьовим навантаженням на долото та доведено, що із збільшенням бурового індексу анізотропії зменшується відстань від долота до точки дотику низу бурильної колони зі стінкою свердловини..

Співвідношення  $\frac{tg\alpha - tg(\alpha - \varphi)}{tg\alpha}$  та навантаження на вибій

характеризують тенденцію свердловини до викривлення

2. Вперше отримано аналітичні залежності в безрозмірному вигляді для визначення бурового індексу анізотропії.

3. Зібрано промисловий матеріал по 15 свердловинах Прикарпаття і визначено буровий індекс анізотропії для основних стратиграфічних відкладів регіону, що дасть змогу враховувати його при керуванні траєкторією свердловин.

4. Проведено експериментальне визначення бурового індексу анізотропії, яке ґрунтується на методі втискування штампа.

5. Результати аналітичних розрахунків та експериментальних досліджень бурового індексу анізотропії практично збігаються, що свідчить про достовірність результатів аналітичних розрахунків бурового індексу анізотропії.

6. Запропоновано методику проведення свердловини за заданою траєкторією із мінімальним відхиленням фактичних кутів від проектних, що дозволяє бурити свердловини із мінімальним відхиленням від проектного профілю.



## РОЗДІЛ 3

### АНАЛІТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВЗАЄМОДІЇ НИЖНЬОЇ ЧАСТИНИ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ ІЗ ВИБОЄМ ТА СТІНКОЮ ВИКРИВЛЕНОЇ СВЕРДЛОВИНИ ПІД ЧАС БУРІННЯ В АНІЗОТРОПНИХ ПОРОДАХ

#### 3.1 Вплив навантаження на долото (вибій) та сили взаємодії бурильної колони зі стінкою свердловини під час буріння в анізотропних породах при застосуванні різних КНБК

Даний розділ присвячено аналітичному дослідженню вектора навантаження на вибій та величин взаємодії низу бурильної колони зі стінкою свердловини в залежності від різних режимно-технологічних параметрів, виражених в безрозмірному вигляді.

За режимно-технологічні параметри, в даних дослідженнях приймаємо:

- а) навантаження на вибій -  $x_2$ ;
- б) довжина нижньої секції ОБТ - 1;
- в) зазор між секцією ОБТ та стінкою свердловини -  $\rho$ .

Для з'ясування співвідношень між нормальною складовою реакції вибою на долото з одного боку, і впливом факторів (навантаження на долото, величини зазору між стінкою свердловини, зенітного кута свердловини, жорсткості нижньої частини бурильної колони, густина бурового розчину) – з іншого боку, розглянемо нижню частину бурильної колони розташовану у похилій прямолінійній частині свердловини.

Розглядаючи різні типи КНБК, вважаємо, що:

- нижня частина бурильної колони і свердловини геометрично прямолінійні;
- нехтуємо впливом крутного моменту і сил тертя;
- виштовхувальну силу рідини враховуємо об'ємом ваги одиниці довжини колони.

### **3.1.1 Гладка компоновка низу бурильної колони**

Розглянемо нижню частину бурильної колони, яка знаходиться в прямолінійному похилому стовбурі свердловини із деяким zenітним кутом (рис. 3.1). Безпосередньо близько від долота колона не буде дотикатися до стінки свердловини. На деякій відстані від долота колона впритул наближається до стінки свердловини і дотикається до неї. Вище точки дотику ОБТ лежить на нижній стінці свердловини.

Як апроксимуючу функцію приймаємо синусоїду та кубіну параболу.

#### **Розрахунок по синусоїді.**

За відсутності осьового навантаження на вибій єдиною діючою на нього силою буде складова власної ваги нижньої частини бурильної колони, яка розташована між долотом та нижньою точкою дотику. Ця сила має випрямляючу дію і прагне направити свердловину до вертикалі. За умови створення осьового навантаження на вибій на цю ділянку буде діяти і інша сила, яка прагне відхиляти свердловину від вертикалі. Результуюча цих двох сил може бути розкладена на дві складові – вздовж осі свердловини і перпендикулярно до неї.

Нормальна складова може збільшувати кут викривлення, зменшувати або стабілізувати його.

На рисунку 3.1 зображено схему взаємодії нижньої частини бурильної колони із вибоєм та стінкою свердловини при використанні гладкої компоновки низу бурильної колони.

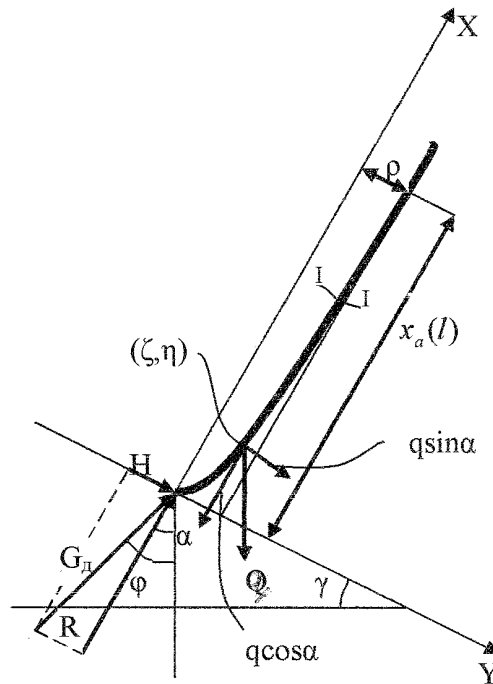


Рисунок 3.1 – Схема аналітичного дослідження взаємодії нижньої частини бурильної колони з вибоєм та стінкою свердловини

З рисунка 3.1 виходить:

$$\frac{H}{G_o} = \operatorname{tg}(\varphi - \alpha). \quad (3.1)$$

Для знаходження складових реакції вибою на долото розглянемо рівновагу моментів, що діють на виділену ділянку бурильної колони.

$$EI \frac{d^2 y}{dx^2} = -G_o \cdot y + H \cdot x + \int_0^x [q \cdot \cos \alpha (y - \eta) + q \cdot \sin \alpha (x - \xi)] d\xi, \quad (3.2)$$

де  $EI \frac{d^2 y}{dx^2}$  - момент внутрішніх сил.

Дане рівняння є інтегро-диференціальним рівнянням осі бурильної колони.

Оскільки у межах інтегрування  $(0; x)$  величини « $x$ » та « $y$ » є постійні, то розкриємо ці інтеграли:

$$\left. \begin{aligned} q \sin \alpha \int_0^x (x - \xi) d\xi &= q \sin \alpha \left[ x^2 - \frac{x^2}{2} \right] = q \sin \alpha \frac{x^2}{2} \\ q \cos \alpha \int_0^x (y - \eta) d\xi &= q \cos \alpha \left[ xy - \int_0^x \eta d\xi \right] \end{aligned} \right\}, \quad (3.3)$$

Підставивши (3.2) в (3.3), отримаємо:

$$EI \frac{d^2 y}{dx^2} = -G_0 \cdot y + H \cdot x + q \cos \alpha \cdot xy - q \cos \alpha \int_0^x \eta d\xi + q \sin \alpha \frac{x^2}{2}, \quad (3.4)$$

Продиференціювавши рівняння (3.4) по  $x$ , отримаємо:

$$EI \frac{d^3 y}{dx^3} = -G_0 \frac{dy}{dx} + q \cos \alpha \cdot x \frac{dy}{dx} + q \sin \alpha \cdot x + H. \quad (3.5)$$

Приведемо рівняння (3.5) до безрозмірного вигляду, поділивши обидві його частини на узагальнений параметр -  $m q \sin \alpha$ , де  $m$  - умовна (лінійна) величина.

Отже:

$$\frac{EI}{m q \sin \alpha} \frac{d^3 y}{dx^3} = -\frac{G_0}{m q \sin \alpha} \frac{dy}{dx} + \frac{x}{m t g \alpha} \frac{dy}{dx} + \frac{x}{m} + \frac{H}{m q \sin \alpha}. \quad (3.6)$$

Введемо нові змінні між розмірними та безрозмірними величинами:

$$\frac{x}{m} = X, \quad (3.7)$$

$$dx = m dX, \quad (3.8)$$

$$y = m U t g \alpha, \quad (3.9)$$

$$\frac{dy}{dx} = t g \alpha \cdot \frac{dU}{dX}, \quad (3.10)$$

$$\frac{d^2 y}{dx^2} = \frac{t g \alpha}{m} \cdot \frac{d^2 U}{d^2 X}, \quad (3.11)$$

$$\frac{d^3 y}{dx^3} = \frac{t g \alpha}{m^2} \cdot \frac{d^3 U}{d^3 X}, \quad (3.12)$$

$$\frac{G_0}{m q \cos \alpha} = X_2, \quad (3.13)$$

$$\frac{H}{m q \sin \alpha} = h, \quad (3.14)$$

$$\rho = \frac{r}{mtg\alpha}; \quad r = \frac{D_c - d_3}{2}, \quad (3.15)$$

Підставивши (3.7) – (3.15) у (3.6), отримаємо:

$$\frac{EI}{m^3 q \cos \alpha} \frac{d^3 U}{dX^3} = -(X_2 - X) \frac{dU}{dX} + X + h, \quad (3.16)$$

Допустимо, що

$$\frac{EI}{m^3 \cdot q \cdot \cos \alpha} = 1, \quad (3.17)$$

тоді:

$$m = \sqrt[3]{\frac{EI}{q \cdot \cos \alpha}}, \quad (3.18)$$

Підставивши (3.17) у (3.16), отримаємо:

$$\frac{d^3 U}{dX^3} = -(X_2 - X) \frac{dU}{dX} + X + h. \quad (3.19)$$

Точного розв'язку даного рівняння не існує, тому розв'яжемо його одним із наближених методів. Для розв'язку даного рівняння скористаємося методом апроксимації, згідно з яким дійсна функція  $U$  описується наближеною  $U_a$  за умови, що в кінцевих точках значення дійсної та наближеної функції рівні.

Використаємо, як апроксимуючу функцію:

$$U_a = \rho \cdot \sin \frac{\pi x}{2X_a}. \quad (3.20)$$

Тричі проінтегрувавши рівняння (3.4), та підставивши замість функції  $U$  функцію  $U_a$  отримаємо:

$$\frac{d^2 U}{dX^2} = -(X_2 - X) \cdot U_a - \int_0^x U_a dX + \frac{X^2}{2} + hX + k, \quad (3.21)$$

$$\frac{dU}{dX} = -(X_2 - X) \cdot \int_0^x U_a dx - 2 \int_0^x \int_0^x U_a dXdX + \frac{X^3}{6} + h \frac{X^2}{2} + kX + L, \quad (3.22)$$

$$U = -(X_2 - X) \cdot \int_0^x \int_0^x U_a dx dx - 3 \int_0^x \int_0^x \int_0^x U_a dXdXdX + \frac{X^4}{24} + h \frac{X^3}{6} + k \frac{X^2}{2} + LX + M, \quad (3.23)$$

Таким чином, розв'язок рівнянь (3.21) – (3.23) дає 7 невідомих (три постійні інтегрування  $k, L, M$ , постійну  $h$ , навантаження на долото  $X_2$ , зазор  $\rho$ , відстань від долота до точки дотику зі стінкою свердловини  $X_a$ ).

Граничні умови:

При  $x = 0$ :

$$U = 0, \quad (3.24)$$

$$\frac{d^2U}{dX^2} = 0, \quad (3.25)$$

При  $x = x_a$

$$U = \rho, \quad (3.26)$$

$$\frac{dU}{dX} = 0, \quad (3.27)$$

$$\frac{d^2U}{dX^2} = 0. \quad (3.28)$$

Використовуючи граничні умови та вважаючи  $X_2$  та  $\rho$  відомими, визначимо решта п'ять невідомих ( $k, L, M, h, X_a$ ). Тоді:

$$K = 0,$$

$$M = 0,$$

$$L = 2\rho \frac{X_a}{\pi} \left( X_2 + X_a - 4 \frac{X_a}{\pi} \right) - \frac{X_a^3}{6} - h \frac{X_a^2}{2}, \quad (3.29)$$

$$h = \rho \left( \frac{X_2}{X_a} - 1 + \frac{2}{\pi} \right) - \frac{X_a}{2}, \quad (3.30)$$

$$X_a = 8 \frac{\rho}{X_a} \left( \frac{3}{X_a^2} - A \cdot X_2 + B \cdot X_a \right), \quad (3.31)$$

де  $A$  і  $B$  сталі величини:

$$A = \frac{12}{\pi^2} - 1, \quad (3.32)$$

$$B = \frac{36}{\pi^2} \left( 1 - \frac{2}{\pi} - \frac{\pi}{36} - \frac{\pi^2}{36} \right). \quad (3.33)$$

Рівняння (3.31) є трансцендентним і його розв'язують методом ітерації.

Величину  $X_a$  визначимо за наближеною ітераційною формулою:

$$X_a = X_{an} + \frac{f(X_{an}) - X_{an}}{1 - f'(X_{an})}, \quad (3.34)$$

Таким чином:

$$X_a = X_{an} + \frac{8 \frac{\rho}{X_a} \left( \frac{3}{X_a^2} - A \cdot X_2 + B \cdot X_a \right) - X_{ay}}{1 + 8\rho \left( \frac{9}{X_{an}^4} - A \cdot \frac{X_2}{X_{an}} \right)}, \quad (3.35)$$

У програмному середовищі MathCAD отримані графічні залежності відстані від долота до точки дотику колони зі стінкою свердловини  $x_a$  та зазору  $\rho$  і нормальної складової  $h$  від навантаження  $X_2$  та зазору  $\rho$  (рис. 3.2 і рис. 3.3). Отриманими залежностями можна скористатися, попередньо знаючи значення навантаження на долото та зазору між колоною труб та стінкою свердловини в безрозмірних одиницях.

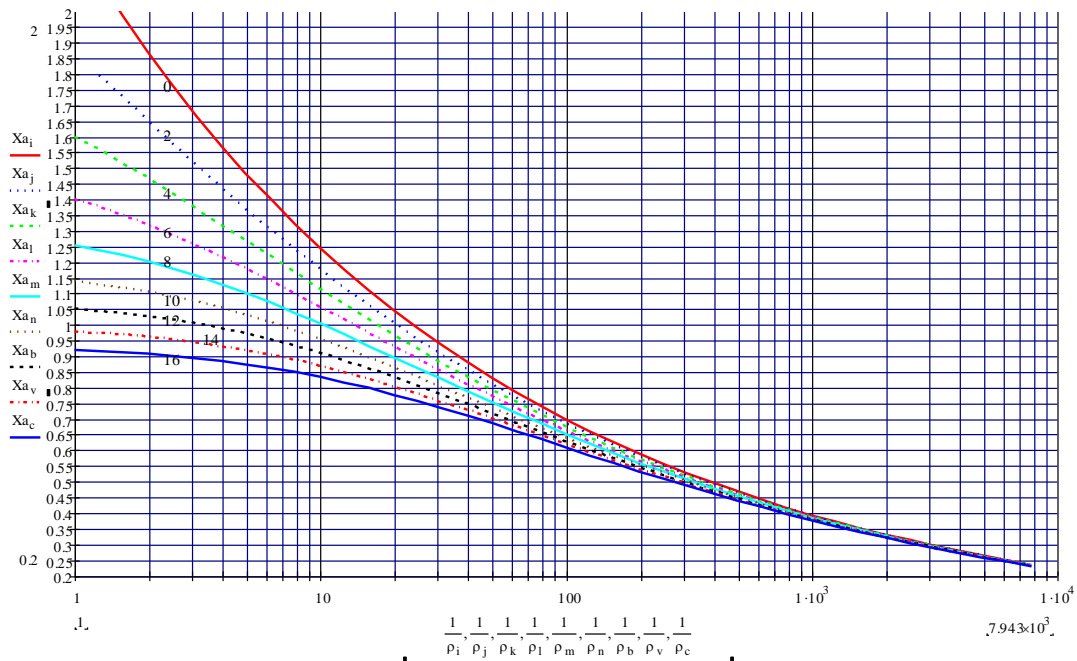


Рисунок 3.2 – Графічне зображення функції  $x_a = f(\rho, x_2)$

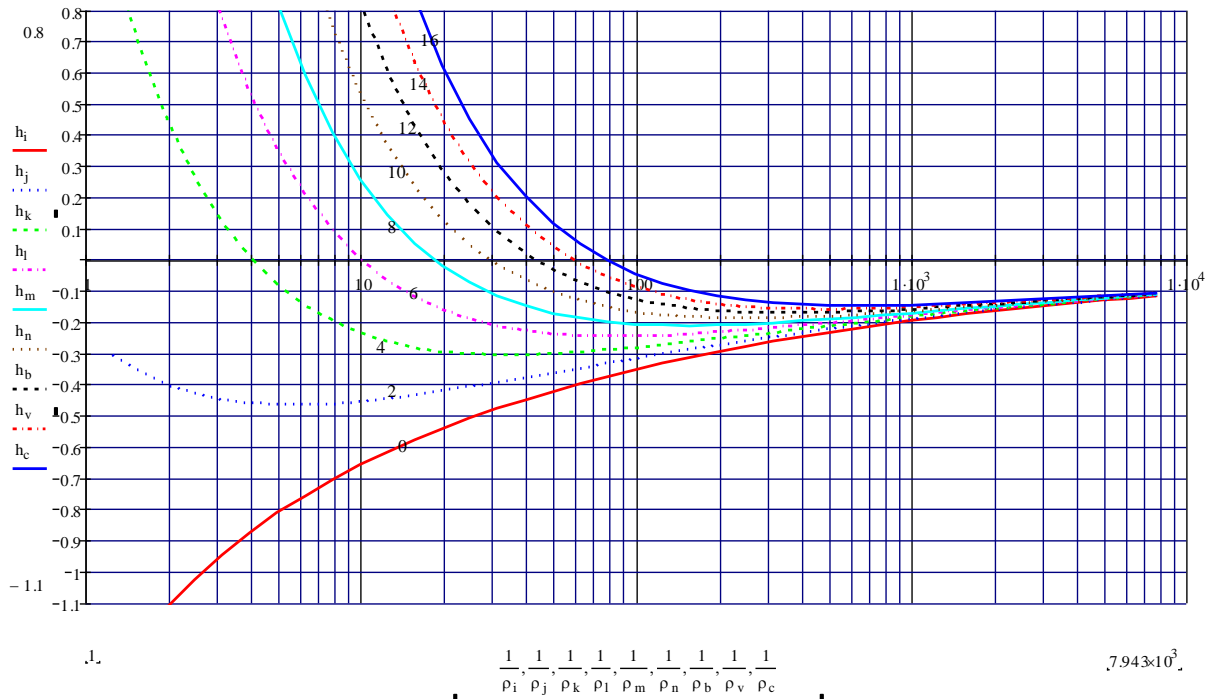


Рисунок 3.3 – Графічне зображення функції  $h = f(\rho, x_2)$

### Розрахунок по кубічній параболі.

Вибираємо за апроксимуючу функцію параболу

$$U_a = Ax^3 + Bx^2 + Cx + D. \quad (3.36)$$

Таким чином, інтегруючи рівняння (3.4), отримаємо:

$$\frac{d^2U}{dx^2} = -(x_2 - x)U_a - \int_0^x U_a dx + \frac{x^2}{2} + hx + k, \quad (3.37)$$

$$\frac{dU}{dx} = -(x_2 - x) \cdot \int_0^x U_a dx - 2 \int_0^x \int_0^x U_a dx dx + \frac{x^3}{6} + h \frac{x^2}{2} + kx + L, \quad (3.38)$$

$$U = -(x_2 - x) \cdot \int_0^x \int_0^x U_a dx dx - 3 \int_0^x \int_0^x \int_0^x U_a dx dx dx + \frac{x^4}{24} + h \frac{x^3}{6} + k \frac{x^2}{2} + Lx + M, \quad (3.39)$$

Отже, розв'язок рівнянь (3.37) – (3.39) дає 11 невідомих (три постійні інтегрування  $K, M, L$ , постійну  $h$ , навантаження на долото  $x_2$ , зазор  $\rho$ , відстань від долота до точки дотику із стінкою свердловини  $x_a$  та чотири константи  $A, B, C, D$ )

Для їх знаходження задаємося такими граничними умовами:

$$\text{При } x = 0: U_a = 0, \quad (3.40)$$

$$U = 0, \quad (3.41)$$



$$\frac{d^2U}{dx^2} = 0, \quad (3.42)$$

$$\text{При } x = x_a : U_a = U, \quad (3.43)$$

$$U = \rho, \quad (3.44)$$

$$\frac{dU}{dx} = 0, \quad (3.45)$$

$$\frac{d^2U}{dx^2} = 0, \quad (3.46)$$

$$\text{При } x = \frac{1}{3}x_a : U_a = U, \quad (3.47)$$

$$\text{При } x = \frac{2}{3}x_a : U_a = U. \quad (3.48)$$

Таким чином, поміж 11 невідомих існує 9 залежностей, з яких можна знайти 9 невідомих, виразивши їх через 2 невідомі  $x_2$  та  $\rho$ , які будемо вважати постійними параметрами.

З рівняння (3.36) знаходимо:  $D = 0$ .

З рівняння (3.36) знаходимо:

$$C = -Ax_a^2 - Bx_a + \frac{\rho}{x_a}. \quad (3.49)$$

Підставивши рівняння (3.49) в рівняння (3.36) одержимо:

$$U_a = Ax(x^2 - x_a^2) + Bx(x - x_a) + \frac{\rho x}{x_a}. \quad (3.50)$$

Проінтегрувавши рівняння (3.50), одержимо:

$$\int_0^x U_a dx = A \frac{x^2}{2} \left( \frac{x^2}{2} - x_a^2 \right) + Bx^2 \left( \frac{x}{3} - \frac{x_a}{2} \right) + \frac{\rho x^2}{2x_a}, \quad (3.51)$$

$$\int_0^x \int_0^x U_a dx dx = A \frac{x^3}{2} \left( \frac{x^2}{10} - \frac{x_a^2}{3} \right) + \frac{Bx^3}{6} \left( \frac{x}{2} - x_a \right) + \frac{\rho x^3}{6x_a}, \quad (3.52)$$

$$\int_0^x \int_0^x \int_0^x U_a dx dx dx = A \frac{x^4}{24} \left( \frac{x^2}{5} - x_a^2 \right) + \frac{Bx^4}{12} \left( \frac{x}{5} - \frac{x_a}{2} \right) + \frac{\rho x^4}{24x_a}. \quad (3.53)$$

З рівняння (3.38) знаходимо  $K = 0$ ;

З рівняння (3.39) знаходимо:  $M = 0$ .

З рівняння (3.38) знаходимо  $L$ :

$$L = -(x - x_a) \left( \frac{1}{20} Ax_a^4 + \frac{1}{24} Bx_a^3 \right) - \frac{1}{30} Ax_a^5 - \frac{7}{240} Bx_a^3 + \frac{1}{48} x_a^3 + \frac{\rho}{x_a} \left( \frac{x_a^3}{48} + \frac{3}{2} \right). \quad (3.54)$$

З рівняння (3.37) та (3.39) знаходимо  $h$ :

$$h = -x_2 \left( \frac{2}{5} Ax_a^2 + \frac{1}{4} Bx_a - \frac{\rho}{x_a} \right) - x_a \left( \frac{1}{40} Bx_a + \frac{3}{8} \right) - 3\rho \left( \frac{1}{8} + \frac{1}{x_a^3} \right). \quad (3.55)$$

З рівняння (3.50) та (3.46) із врахуванням (3.55), знаходимо  $x_a$ :

$$x_a = 8 \left[ \rho \left( \frac{3}{x_a^2} - \frac{1}{8} \right) + x_2 \left( \frac{2}{5} - Ax_a^2 + \frac{1}{4} Bx_a \right) - \frac{1}{4} Ax_a^3 - \frac{17}{120} Bx_a^2 \right]. \quad (3.56)$$

Величину  $x_a$  знайдемо за наближеною ітераційною формулою:

$$x_a = x_{an} + \frac{f(x_{an}) - x_{an}}{1 - f'(x_{an})}. \quad (3.57)$$

Таким чином  $x_a$  можна визначити за формулою:

$$x_a = x_{an} + \frac{8 \left[ \rho \left( \frac{3}{x_a^2} - \frac{1}{8} \right) + x_2 \left( \frac{2}{5} Ax_a^2 + \frac{1}{4} Bx_a \right) - \frac{1}{4} Ax_a^3 - \frac{17}{120} Bx_a^2 \right] - x_{an}}{1 - 8 \left[ -\rho \frac{9}{x_a^4} + x_2 \left( \frac{4}{5} Ax_a + \frac{1}{4} B \right) - \frac{3}{4} Ax_a^2 - \frac{17}{60} Bx_a \right]}. \quad (3.58)$$

Рівняння (3.76) є трансцендентним і його розв'язок здійснюється методом інтерполяції. Суть цього методу полягає в тому, що в праву частину рівняння підставляють наближену частину  $x_n$  до тих пір, доки не виконається умова:

$$|x_a - x_n| \leq 10^{-7}$$

Для знаходження  $A$  і  $B$  розв'яжемо рівняння (3.36) і врахувавши те, що  $U_a = U$ , тобто  $U_a - U = 0$ , одержимо:

$$\begin{aligned} & W_1 - \frac{y}{48} \left[ x_a^3 + 2y^3 - 3x_a y^2 + \frac{\rho}{x_a} \left( x_a^3 + 2y^3 - 3x_a y^2 + 24 \left( 1 - \frac{y^2}{x_a^2} \right) \right) \right] + \\ & W_2 + Ay \left[ y^2 - x_a^2 + \frac{1}{20} x_2 (y^2 - x_a^2)^2 - \frac{1}{40} y^5 + \frac{1}{24} x_a^2 y^3 - \frac{1}{60} x_a^5 \right] + \\ & W_3 + By \left[ y - x_a + \frac{1}{24} x_2 (2y^3 - 3x_a y^2 + x_a^3) - \frac{1}{30} y^4 + \frac{1}{24} x_a y^3 + \frac{1}{240} x_a^2 y^2 - \frac{1}{80} x_a^4 \right] = 0 \end{aligned} \quad (3.59)$$

При  $y = x = \frac{1}{3} x_a$ , знайдемо величину  $B$ , записавши рівняння (3.80) у вигляді:

$$-W_1 + AW_2 + BW_3 = 0, \quad (3.60)$$

$$\text{Отже, } B = \frac{W_1 - AW_2}{W_3}, \quad (3.61)$$

При  $y = x = \frac{2}{3} x_a$ , знайдемо величину  $A$ :

$$-W_1 + AW_2 + BW_3 = 0, \quad (3.62)$$

$$\text{Отже, } A = \frac{W_1 - BW_3}{W_2}. \quad (3.63)$$

Рівняння (3.57) та (3.58) є трансцендентні, тому значення  $A$  та  $B$  потрібно знаходити методом ітерації, задавши  $A_n$  та  $B_n$ . Розв'язок проводимо до тих пір, поки не виконаються умови:

$$|A - A_n| \leq 10^{-7}$$

$$|B - B_n| \leq 10^{-7}$$

У програмному середовищі MathCAD складено програму для обчислення розрахункових параметрів та отримані графічні залежності  $x_a$  від  $\rho$  та  $x_2$  (рис 3.4 та рис 3.5).

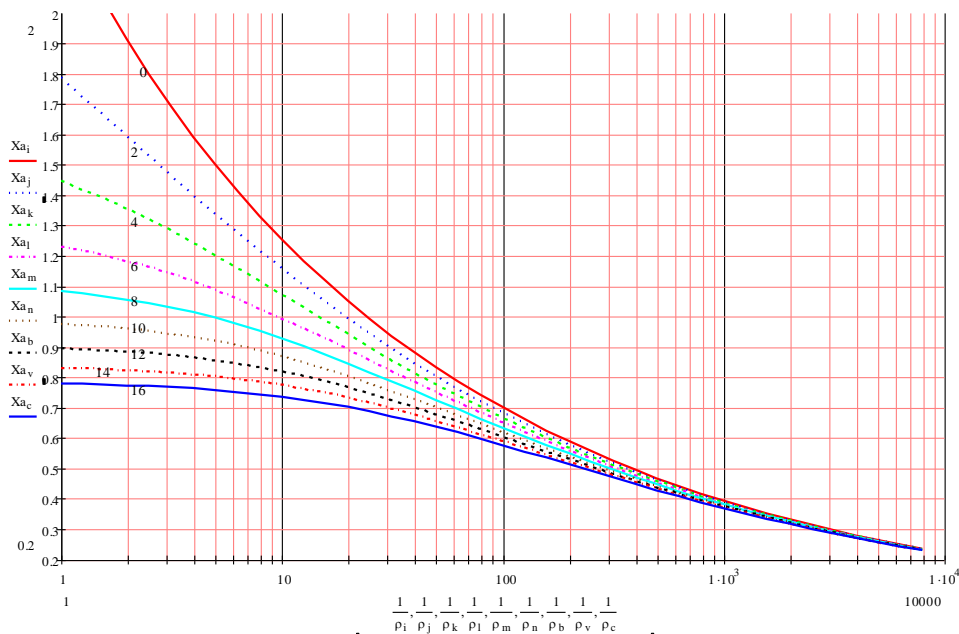


Рисунок 3.4 - Графічне зображення функції  $x_a = f(\rho, x_2)$

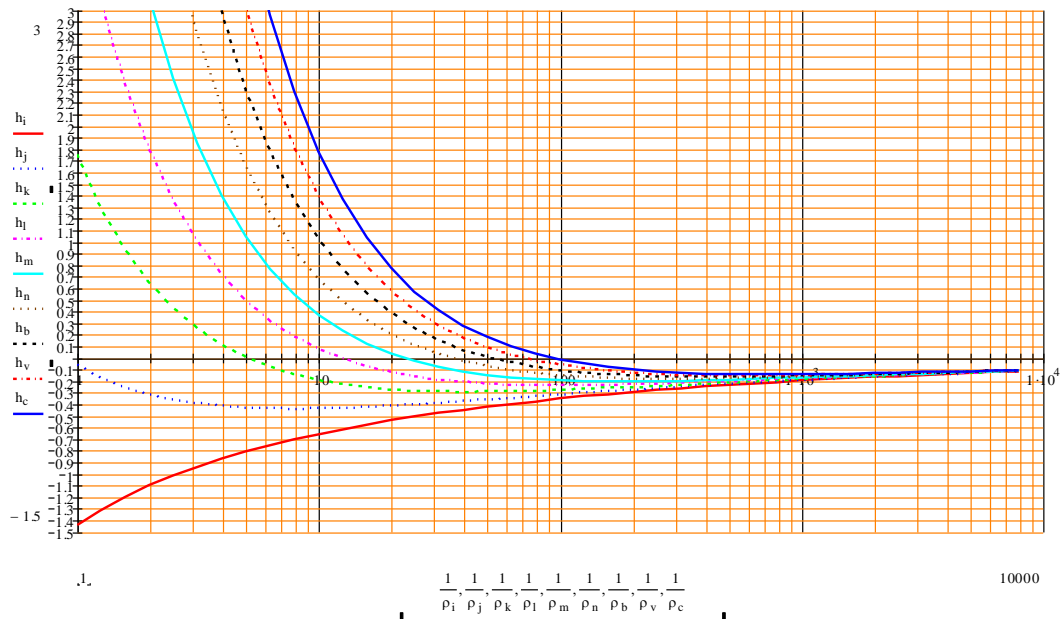


Рисунок 3.5 – Графічне зображення функції  $x_a = f(\rho, x_2, x_a)$

На основі одержаних графічних залежностей можна зробити висновки:

1. Із зростанням навантаження на вибій та зазору поміж секцією ОБТ та стінкою свердловини відстань від долота до нижньої точки дотику зменшується.
2. Алгебраїчне значення нормальної складової реакції вибою на долото збільшується із зростанням навантаження на вибій;
3. Із збільшенням zenітного кута та зазору між нижньою частиною бурильної колони та стінкою свердловини сила тиску колони на стінку свердловини зростає.

### 3.1.2 Компоновка низу бурильної колони із встановленим центратором

Наявність центратора в конструкції компоновки низу бурильної колони обумовлює певну форму пружної осі колони, розташованої нижче центратора та її пружний стан.

Визначимо вплив встановлення одного центратора на вектор навантаження на вибій та силу взаємодії нижньої частини бурильної колони зі стінкою свердловини.

Вважаємо, що колона прогинається в площині викривлення прямолінійної похилої свердловини із zenітним кутом  $\alpha$ .

На рисунку 3.6 показано прийнятну схему низу бурильної колони із встановленим центратором.

Для аналітичного дослідження впливу навантаження на долото та сили взаємодії низу бурильної колони зі стінкою свердловини розглянемо окремо нижню ділянку (від долота до центратора) і верхню (від центратора до точки дотику колони зі стінкою свердловини). Для цього у рівняння (3.36) підставимо апроксимуючі функції для нижньої та верхньої ділянок.

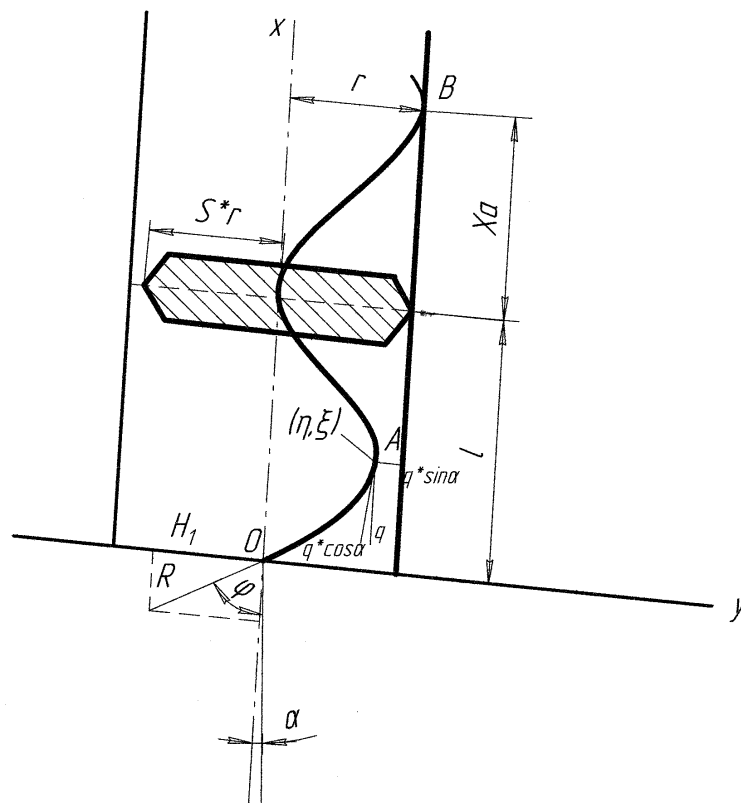


Рисунок 3.6 – Розрахункова схема із встановленим центратором

Для нижньої ділянки апроксимуюча функція має вигляд:

$$U_{1a} = \frac{\rho}{2} \left( \sin \frac{2\pi x}{l} + 2S \sin \frac{\pi x}{l} \right), \quad (3.64)$$

Для верхньої ділянки апроксимуюча функція має вигляд:

$$U_{2a} = \frac{\rho}{2} \left[ (1+S) + (1-S) \cos \frac{\pi(x-l-x_a)}{x_a} \right], \quad (3.65)$$

де  $S = \frac{D-d_u}{2}$ .

Інтегруючи рівняння (3.36) з використанням функцій (3.64) та (3.65), одержимо диференціальне рівняння для нижньої ділянки:

Для першої ділянки:

$$\frac{d^3 U_1}{dx} = -(x_2 - x) \frac{dU_{1a}}{dx} + x + h_1, \quad (3.66)$$

Тричі проінтегрувавши дане рівняння, отримаємо:

$$U_1 = -(x_2 - x) \int_0^x \int_0^x U_{1a} dx dx - 3 \int_0^x \int_0^x \int_0^x U_{1a} dx dx dx + \frac{x^4}{24} + h_1 \frac{x^3}{6} + k_1 \frac{x^2}{2} + L_1 x + M_1, \quad (3.67)$$

Аналогічно для верхньої ділянки ( $U_1 \rightarrow U_2; h_1 \rightarrow h_2; K_1 \rightarrow K_2; \dots$ )

$$\frac{d^3 U_2}{dx^2} = -(x_2 - x) \frac{dU_{2a}}{dx} + x + h_2, \quad (3.68)$$

$$U_2 = -(x_2 - x) \int_0^x \int_0^x U_{2a} dx dx - 3 \int_0^x \int_0^x \int_0^x U_{2a} dx dx dx + \frac{x^4}{24} + h_2 \frac{x^3}{6} + k_2 \frac{x^2}{2} + L_2 x + M_2, \quad (3.69)$$

де  $k_1, L_1, M_1, k_2, L_2, M_2$  - постійні інтегрування;

$h_1, h_2$  - постійні, які входять в диференціальні рівняння;

$l$  - відстань від долота до центратора;

$x_a$  - відстань від центратора до точки дотику колони зі стінкою свердловини;

$S$  - радіальний зазор між стінками свердловини і центратором;

$\rho$  - радіальний зазор між трубою та стінкою свердловини;

$$\rho = \frac{r}{m \cdot \operatorname{tg} \alpha}, \quad r = \frac{D_c - d}{2}$$

$x_2$  - навантаження на долото в безрозмірних одиницях.

Для визначення  $k_1, L_1, M_1, k_2, L_2, M_2, h_1, h_2, x_a, l, \rho, S, x_2$  використаємо граничні умови:

При  $x = 0$ :

$$U_1 = 0, \quad (3.70)$$

$$\frac{d^2 U_1}{dx^2} = 0, \quad (3.71)$$

При  $x = l$ :

$$U_1 = \rho \cdot S, \quad (3.72)$$

$$U_2 = \rho \cdot S, \quad (3.73)$$

$$\frac{dU_1}{dx} = \frac{dU_2}{dx}, \quad (3.74)$$

$$\frac{d^2 U_1}{dx^2} = \frac{d^2 U_2}{dx^2}, \quad (3.75)$$

При  $x = l + x_a$ :

$$U_2 = \rho, \quad (3.76)$$

$$\frac{dU_2}{dx} = 0, \quad (3.77)$$

$$\frac{d^2 U_2}{dx^2} = 0. \quad (3.78)$$

Таким чином, із 13 невідомих визначимо 9 невідомих, виразивши їх через 4 інших ( $\rho, S, l, x_2$ ), які вважаємо відомими. Тоді:

$$M_1 = 0, \quad (3.79)$$

$$K_1 = 0, \quad (3.80)$$

$$L_1 = x_2 \cdot \rho \cdot l \left[ \frac{1}{4\pi} + s \cdot \left( \frac{2}{\pi} - \frac{4}{\pi^2} \right) + \rho \frac{l^2}{\pi} \left[ \frac{1}{8} + s \cdot \left( 1 - \frac{4}{\pi} - \frac{24}{\pi} \right) + \frac{\pi \cdot s}{l^3} \right] - \frac{l^3}{24} - h_1 \frac{l^2}{6} \right], \quad (3.81)$$

$$k_2 = x_2 \rho - \frac{\rho}{2} (1 - S) \left[ 1 + x_a - \frac{x_a}{\pi} \sin \frac{\pi(l + x_a)}{x_a} \right] - \frac{(1 + x_a)}{2} - h_2 (1 + x_a), \quad (3.82)$$

$$L_2 = x_2 \rho \left[ \left( 1 + s \frac{l + x_a}{2} + (1 - S) \frac{x_a}{2\pi} \sin \frac{\pi(l + x_a)}{x_a} \right) \right] +$$

$$+ \rho \left[ (1 - S) \frac{l + x_a}{2} \frac{x_a}{\pi} \sin \frac{\pi(l + x_a)}{x_a} - (1 - S) \frac{x_a^2}{\pi^2} \left( 1 - \cos \frac{\pi(l + x_a)}{x_a} \right) \right] - , \quad (3.83)$$

$$- \frac{(l + x_a)^3}{6} - h_2 \frac{(l + x_a)^2}{2} - k_2(l + x_a)$$

$$M_2 = x_2 \frac{\rho}{2} \left[ (1 + S) \frac{(l + x_a)^2}{2} - (1 - S) \frac{x_a^2}{\pi^2} \left( 1 - \cos \frac{\pi(l + x_a)}{x_a} \right) + (1 - S)(l + x_a) \frac{x_a}{\pi} \times \sin \frac{\pi(l + x_a)}{x_a} \right] -$$

$$- (1 - S)(l + x_a) \frac{x_a^2}{\pi^2} \left( 1 - \cos \frac{\pi(l + x_a)}{x_a} \right) - (1 - S) \cdot 3 \frac{x_a^3}{\pi^3} \sin \frac{\pi(l + x_a)}{x_a} + , \quad (3.84)$$

$$+ (1 - S) \cdot 3(l + x_a) \frac{x_a^2}{\pi^2} \cos \frac{\pi(l + x_a)}{x_a} + (1 - S) \frac{(l + x_a)^2}{2} \frac{x_a}{\pi} \sin \frac{\pi(l + x_a)}{x_a} -$$

$$- \frac{(l + x_a)^4}{24} - h_2 \frac{(l + x_a)^3}{6} - k_2 \frac{(l + x_a)^2}{2} - L_2(l + x_a) + \rho$$

$$h_1 = \rho \left[ \frac{x_2}{l} - 1 - \frac{x_a}{2l} + S \left( \frac{2}{\pi} + \frac{x_a}{2l} \right) \right] - \frac{(l + x_a)^2}{2l} - h_2 \frac{x_a}{l} , \quad (3.85)$$

$$h_2 = \frac{3}{2} (1 - S) \rho \left[ \left[ \frac{x_2 - l}{x_a} \left( 1 - \frac{4}{\pi^2} \right) \right] - \left( 1 - \frac{6}{\pi^2} \right) + \frac{4}{x_a^3} \right] - \left( l + \frac{3x_a}{4} \right) , \quad (3.86)$$

$$f(x_a) = \frac{3}{2} \rho \frac{x_2}{x_a} \left[ (1 - S) - \frac{l}{x_a} \left( \frac{8}{\pi^2} S - \frac{1}{2\pi} - \frac{2}{3} \right) \right] - \frac{l^2}{x_a^2} \left[ \frac{3}{4\pi} + \frac{2}{3} + S \left( \frac{2}{3\pi} - \frac{24}{\pi^2} + \frac{48}{\pi^3} - \frac{2}{l^3} \right) \right] -$$

$$- (1 - S) \left[ \left( 1 - \frac{4}{\pi^2} + \frac{4l}{3x_a} \right) + \left( \frac{3}{2} + \frac{l}{x_a} \right) \left[ \frac{(x_2 - l) \left( 1 - \frac{4}{\pi^2} \right) + \frac{4}{x_a^2}}{x_a} - \left( 1 - \frac{6}{\pi^2} \right) \right] \right] + \frac{1}{8} \left( 2 + 9 \frac{x_a}{l} - \frac{l^2}{x_a^2} \right) , \quad (3.87)$$

Звідси

$$x_a = x_{an} + \frac{f(x_a) - x_{an}}{1 - f(x_{a+1})} , \quad (3.88)$$

$$f'(x_a) = \frac{3}{2} \frac{\rho}{x_a^2} x_2 \left[ 2 \frac{l}{x_a} \left( \frac{8}{\pi^2} S - \left( \frac{1}{2\pi} + \frac{2}{3} \right) \right) - (1 - S) \right] +$$

$$+ \frac{3}{2} \frac{\rho}{x_a^2} (1 - S) \left[ (x_2 - l) \left( 1 - \frac{4}{\pi^2} \right) \left( 2 \frac{l}{x_a} + \frac{3}{2} \right) + \frac{2}{x_a^2} \left( 9 + 8 \frac{l}{x_a} \right) + l \left( \frac{1}{3} + \frac{6}{\pi^2} \right) \right] + . \quad (3.89)$$

$$+ \frac{3}{2} \frac{\rho}{x_a^2} 2 \frac{l^2}{x_a} \left[ \frac{3}{4\pi} + \frac{2}{3} + S \left( \frac{2}{3\pi} - \frac{24}{\pi^2} + \frac{48}{\pi^3} - \frac{2}{l^3} \right) \right] + \frac{1}{4} \frac{l}{x_a} \left( \frac{9}{2} \frac{x_a}{l} + \frac{l^2}{x_a^2} \right)$$



У програмному середовищі MathCAD отримано графічні залежності відстані від долота до точки дотику колони зі стінкою свердловини  $x_a$  та нормальної складової  $h$  від навантаження  $X_2$  та зазору  $\rho$  (рис. 3.7, 3.8, 3.9) при заданій відстані від центратора до долота  $L=0,75$  (безр.од.) та буровому індексу анізотропії  $h_a=0,025$ .

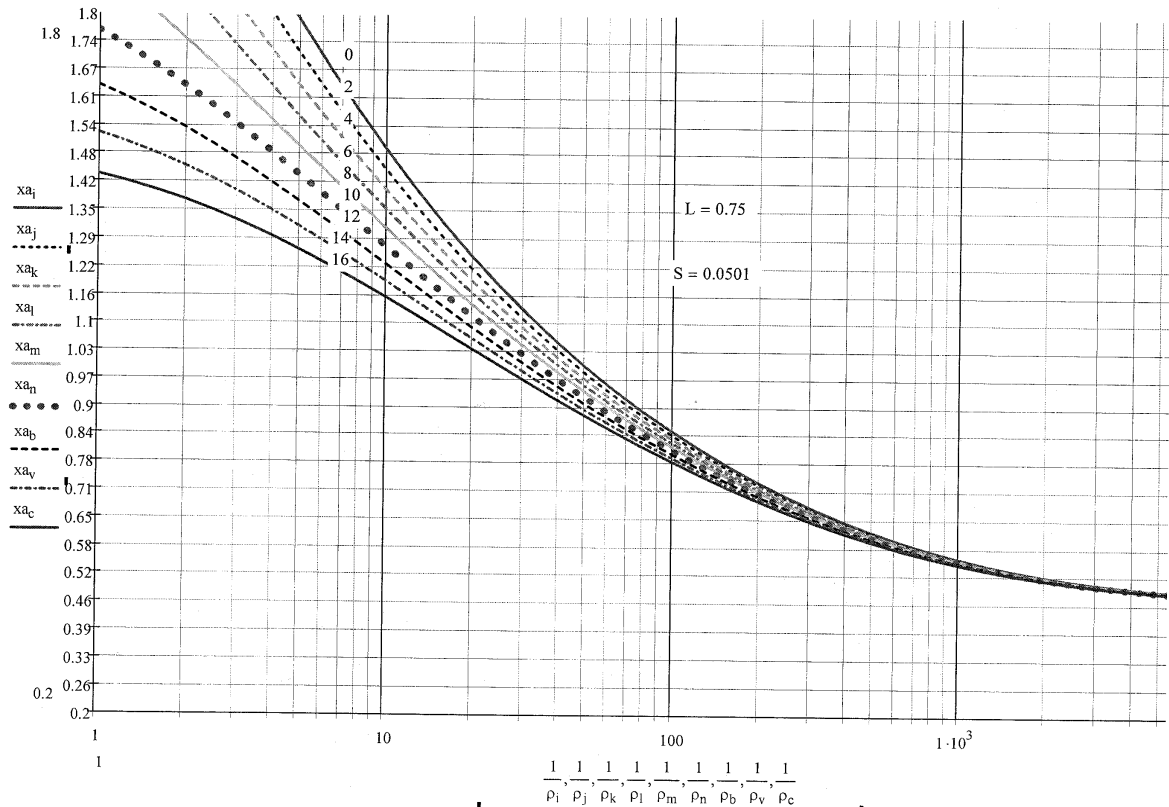


Рисунок 3.7 - Графічне зображення функції  $x_a=f(\rho, X_2)$

Для того, щоб можна було практично скористатися цією графічною залежністю потрібно, задатися безрозмірним значенням зазору між бурильною колоною труб та стінкою свердловини і знаючи осьове навантаження на долото в безрозмірних одиницях, які на графіку зображено цифрами, графоаналітичним методом визначити відстань від центратора до точки дотику низу бурильної колони зі стінкою свердловини за умови, що відомо відстань від долота до центратора.

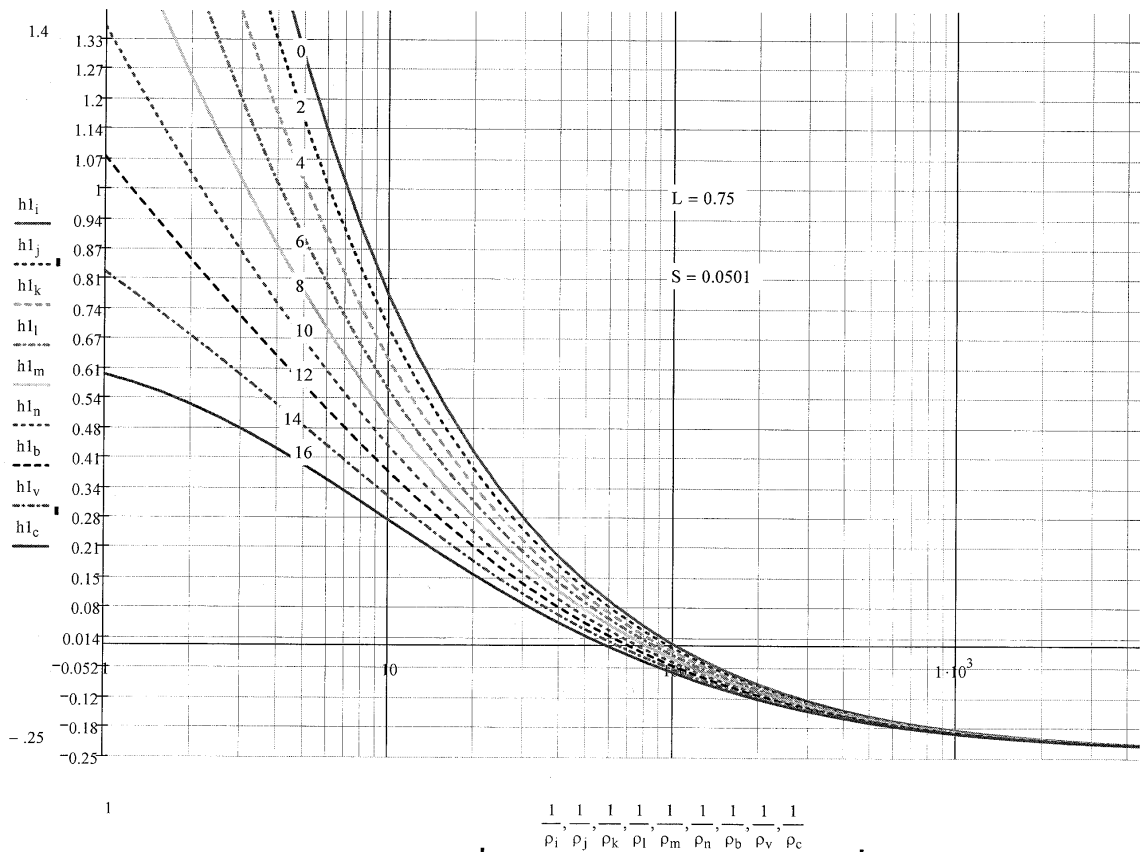


Рисунок 3.8 - Графічне зображення функції  $h_1=f(\rho, x_2)$

Для практичного застосування цієї графічної залежності, знаючи геометричні розміри компоновки низу бурильної колони і свердловини та значення осевого навантаження на долото в безрозмірних одиницях, графоаналітичним методом визначити нормальну складову реакції вибою на долото. Це в подальшому дозволить оцінити напрям та ступінь викривлення похило скерованої свердловини. Аналізуючи дану графічну залежність, можна дійти висноку, що нормальна складова реакції вибою на долото зростає із збільшенням зазору між колоною бурильних труб і стінкою свердловини та зменшенням осевого навантаження на долото.

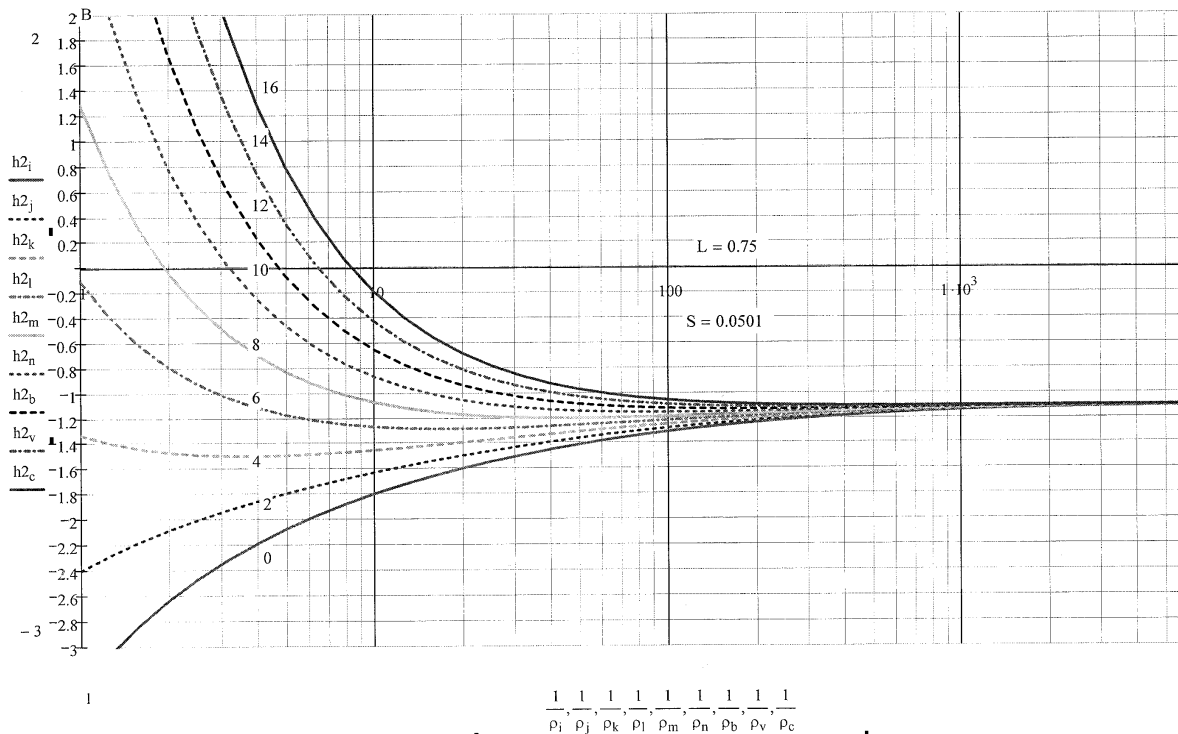
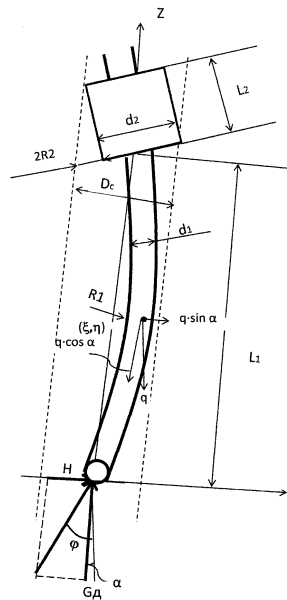


Рисунок 3.9 - Графічне зображення функції  $h_2=f(\rho, x_2)$

Графічна залежність для визначення поперечної сили біля центратора подібна до попередніх і метод її практичного застосування аналогічний.

### 3.1.3 Компоновка низу бурильної колони із встановленим стабілізатором

Наявність стабілізатора у конструкції низу бурильної колони обумовлює певну форму пружної осі колони, розташованої нижче стабілізатора та її пружний стан. Нами проведено аналітичне дослідження взаємодії нижньої частини бурильної колони зі стабілізатором з вибоєм та стінкою свердловини та врахування згаданих вище параметрів на кут стабілізації зенітного кута свердловини. При цьому вважаємо, що стабілізатор є жорсткою ланкою бурильної колони, вісь якої збігається з віссю свердловини, а за наявності зазору – відхиляється на деякий кут. Розрахункову схему зображено на рисунку 3.10.



де  $L1$  - довжина напрямної ланки КНБК;

$L2$  - довжина опорної поверхні стабілізатора;

$d_1, d_v, d_2$  - відповідно зовнішній і внутрішній діаметр напрямної ланки та діаметр опорної поверхні стабілізатора;

Рисунок 3.10 - Розрахункова схема із встановленим стабілізатором

Безрозмірне диференціальне рівняння пружної осі напрямної ланки бурильної колони за П.А. Зего має вигляд:

$$\frac{d^3 U(x)}{dx^3} = -(x_2 - x) \frac{dU(x)}{dx} + x + h, \quad (3.89)$$

Тричі проінтегрувавши дане рівняння, отримаємо:

$$\frac{d^2 U}{dx^2} = -(x_2 - x)U - \int_0^x U dx + \frac{x^2}{2} + h + E, \quad (3.90)$$

$$\frac{dU}{dx} = -(x_2 - x) \int_0^x U dx - 2 \int_0^x \int_0^x U dx dx + \frac{x^3}{6} + \frac{hx^2}{2} + Ex + F, \quad (3.91)$$

$$U = -(x_2 - x) \int_0^x \int_0^x U dx dx - 3 \int_0^x \int_0^x \int_0^x U dx dx dx + \frac{x^4}{24} + \frac{hx^3}{6} + \frac{Ex^2}{2} + Fx + M. \quad (3.92)$$

Для розв'язку рівнянь (3.90) – (3.92) використовуємо метод апроксимації, згідно з яким дійсна функція  $U$  описується наближеною  $U_a$ , за умови, що в кінцевих точках значення дійсної та наближеної функції рівні.

Як апроксимуючу функцію виберемо кубічну параболу.

$$U_a = Ax^3 + Bx^2 + Cx + D. \quad (3.93)$$

Підставивши у рівняння (3.90 - 3.92) замість функції  $U$  апроксимуючу функцію  $U_a$  та проінтегрувавши рівняння, отримаємо:

$$\frac{d^2 U_a}{dx^2} = -(x_2 - x) \cdot (Ax^3 + Bx^2 + Cx + D) - \left( A \frac{x^4}{4} + B \frac{x^3}{3} + C \frac{x^2}{2} + Dx \right) + \frac{x^2}{2} + hx + E, \quad (3.94)$$

$$\frac{dU_a}{dx} = -(x_2 - x) - \left( A \frac{x^4}{4} + B \frac{x^3}{3} + C \frac{x^2}{2} + Dx \right) - 2 \left( A \frac{x^5}{20} + B \frac{x^4}{12} + C \frac{x^3}{6} + D \frac{x^2}{2} \right) + \frac{x^3}{6} + \frac{hx^2}{2} + Ex + F, \quad (3.95)$$

$$U_a = -(x_2 - x) - \left( A \frac{x^5}{20} + B \frac{x^4}{12} + C \frac{x^3}{6} + D \frac{x^2}{2} \right) - 3 \left( A \frac{x^6}{120} + B \frac{x^5}{60} + C \frac{x^4}{24} + D \frac{x^3}{6} \right) + \frac{x^4}{24} + \frac{hx^3}{6} + E \frac{x^2}{2} + Fx + M. \quad (3.96)$$

Для знаходження невідомих у рівняннях (3.94 - 3.96) задаємось такими граничними умовами:

$$\text{При } x=0; U=0; U_a=0; \frac{d^2 U}{dx^2}=0, \quad (3.97)$$

$$\text{При } x=L; U=U_a=R_2; \frac{dU}{dx}=K, \quad (3.98)$$

$$\text{При } x=\frac{1}{3}L; U=U_a, \quad (3.99)$$

$$\text{При } x=\frac{2}{3}L; U=U_a. \quad (3.100)$$

Дані граничні умови дають змогу визначити 8 невідомих  $(A, B, C, D, E, F, M, h)$ , виразивши їх через 8 інших невідомих  $(D_\theta, d_1, d_v, d_2, G_\theta, \rho_p, \alpha_i, L1(\text{або } L2))$ , які вважаємо відомими параметрами (параметрами, що задаються).

Для переведення розмірних параметрів у безрозмірні скористаємось такими залежностями:

$$\left. \begin{aligned} I &= \frac{\pi}{64}(d_1^4 - d_v^4) \\ q &= \frac{\pi}{4}(d_1^2 - d_v^2) \cdot (\rho_m - \rho_p) \\ L &= \frac{L1}{m} \\ m &= \sqrt[3]{\frac{EI}{q \cos \alpha}} \\ R_2 &= \frac{D_\delta - d_2}{2m \operatorname{tg} \alpha} \\ x_2 &= \frac{G_\delta}{mq \cos \alpha} \end{aligned} \right\}, \quad (3.101)$$

Тоді

$$K = \frac{l_1 \cdot \sin \alpha \left[ \operatorname{arctg} \frac{D_\delta - d_2}{L1} - \operatorname{arctg} \frac{D_c - d_2}{2L1} \right]}{(L1 + L2) \cdot \operatorname{tg} \alpha}. \quad (3.102)$$

Використовуючи задані граничні умови (3.97 - 3.100) та рівняння (3.94 - 3.96) отримаємо:

$$M = 0; E = 0; D = 0$$

$$C = \frac{R_2}{L} - AL^2 - BL$$

$$F = K - x_2 L \cdot \left( \frac{1}{4} L^3 + \frac{1}{6} BL^2 - \frac{1}{2} R_2 \right) + \frac{1}{6} L^2 \left( \frac{1}{10} L^3 - L - R_2 - 3h \right), \quad (3.103)$$

$$h = -x_2 \cdot \left( \frac{2}{5} AL^2 + \frac{1}{4} BL - \frac{R_2}{L} \right) - \frac{1}{40} BL^2 - \frac{3}{8} L - \frac{3}{8} R_2 + \frac{3}{L^2} \left( K - \frac{R_2}{L} \right). \quad (3.104)$$

Для визначення коефіцієнтів  $A$  та  $B$  скористаємося умовою рівності функцій  $U$  та  $U_a$  в заданих точках осі свердловини. Враховуючи наведене вище та після відповідних спрощень отримаємо:

$$\text{При } x = \frac{1}{3} L \quad B = \frac{S_1 - AS_2}{S_1}, \quad (3.105)$$

$$\text{При } x = \frac{2}{3} L \quad A = \frac{S_1 - BS_3}{S_1}, \quad (3.106)$$

$$S_1 = \frac{1}{48} \left[ (2x^3 - 3Lx^2 + L^3) \cdot \left( \frac{R_2}{L} + 1 \right) + 24 \frac{R_2}{L} \left( 1 - \frac{x^2}{L^2} \right) \cdot \left( K \frac{L}{R_2} - 1 \right) \right], \quad (3.107)$$

$$AS_2 = A \left[ x^2 - L^2 + \frac{x_2}{20} (x^2 - L^2)^2 - \frac{1}{40} x^5 + \frac{1}{24} x^3 L^2 - \frac{1}{60} L^5 \right], \quad (3.108)$$

$$BS_3 = B \left[ x - L + \frac{x_2}{24} (2x^3 - 3K^2 L + L^3) - \frac{1}{3} x^4 + \frac{1}{24} x^3 L + \frac{1}{240} x^2 L^2 - \frac{1}{80} L^4 \right], \quad (3.109)$$

З урахуванням визначених коефіцієнтів та постійних інтегрування рівняння (3.102) – (3.104) набувають вигляду:

$$\left. \begin{aligned} \frac{d^3 U}{dx^3} &= -(x_2 - x) \frac{dU}{dx} + x + h \\ \frac{d^2 U_a}{dx^2} &= -(x_2 - x) \cdot x \cdot (Ax^2 + Bx + C) - x^2 \left( \frac{1}{4} Ax^2 + \frac{1}{3} Bx + \frac{1}{2} C \right) + \frac{x^2}{2} + hx \\ \frac{dU_a}{dx} &= -(x_2 - x) \cdot x^2 \cdot \left( \frac{1}{4} Ax^2 + \frac{1}{3} Bx + \frac{1}{2} C \right) - x^3 \left( \frac{1}{10} Ax^2 + \frac{1}{12} Bx + \frac{1}{6} C \right) + \frac{x^3}{6} + \frac{hx^2}{2} + F \\ U_a &= -(x_2 - x) \cdot x^3 \cdot \left( \frac{1}{20} Ax^2 + \frac{1}{12} Bx + \frac{1}{6} C \right) - x^4 \left( \frac{1}{40} Ax^2 + \frac{1}{20} Bx + \frac{1}{8} C \right) + \frac{x^4}{24} + \frac{hx^2}{6} + Fx \end{aligned} \right\} (3.110)$$

$$h = -(x_2 - L) \cdot \left( \frac{2}{5} AL^2 + \frac{1}{4} BL - \frac{R_2}{L} \right) - \frac{2}{5} AL^3 - \frac{11}{40} BL^2 + \frac{5}{8} R_2 - \frac{3}{8} L - \frac{3R^2}{L^3} + \frac{3K}{L^2}, \quad (3.111)$$

$$L = \frac{8}{3} \cdot \left[ -x_2 \left( \frac{2}{5} AL^2 + \frac{1}{4} BL - \frac{R_2}{L} \right) - \frac{1}{40} BL^2 - \frac{3}{8} R_2 + 3 \frac{K}{L^2} - 3 \frac{R^2}{L^3} - h \right]. \quad (3.112)$$

Рівняння (3.89) - (3.92), (3.93) є трансцендентними, тому невідомі величини знаходять методом ітерації. Для знаходження невідомих та практичної реалізації отриманих залежностей розроблені спеціальні програми в середовищі MathCAD, які передбачають два варіанти розв'язку:

- а) при заданій довжині напрямної ланки  $L1$ ;
- б) при заданій довжині стабілізатора  $L2$ .

У таблиці 3.1 наведено вплив кута стабілізації на довжину напрямної ланки (КНБК)  $L1$  та довжину стабілізатора  $L2$ .

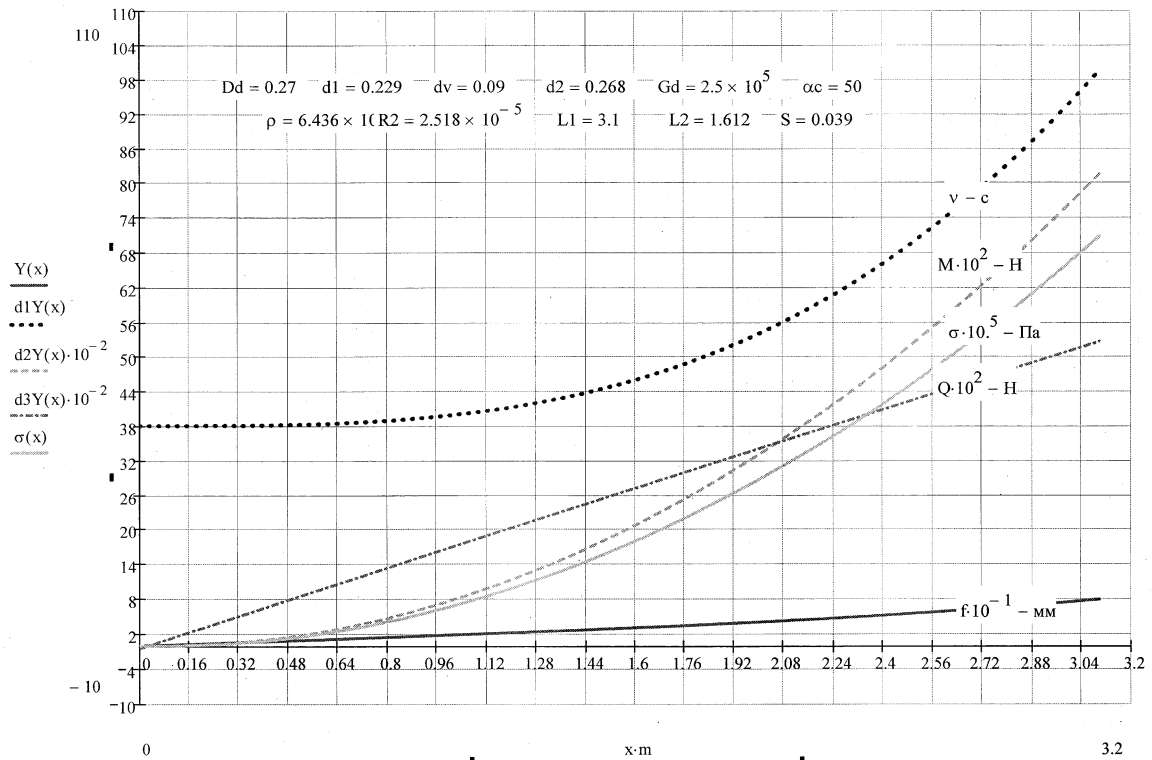
На рисунках 3.11 і 3.12 показано результати розв'язку отриманих залежностей для конкретного випадку, які дають змогу на практиці оцінити напружений стан низу бурильної колони на ділянці між долотом та

стабілізатором та вплив конструкцій КНБК із стабілізатором на зенітний кут стабілізації свердловини.

Таблиця 3.1 - Вплив довжин компоновки низу бурильної колони  $L_1$  та стабілізатора  $L_2$  на зенітний кут стабілізації свердловини

Зенітний кут стабілізації $\alpha$ , град	КНБК-1		КНБК-2		КНБК-3	
	$L_1$ , м	$L_2$ , м	$L_1$ , м	$L_2$ , м	$L_1$ , м	$L_2$ , м
1	10,52	5,5	8,7	4,34	7,82	4,12
2	9,02	4,5	7,55	3,53	6,95	3,25
3	8,31	3,98	6,85	3,15	6,2	2,89
4	8,22	3,6	6,25	2,94	5,6	2,69
5	7,07	3,52	5,8	2,79	5,23	2,54
7	6,61	3,2	5,25	2,57	4,75	2,33
10	6,15	2,9	4,72	2,34	4,25	2,13
15	5,64	2,6	4,2	2,12	3,8	1,92
20	5,35	2,4	3,82	1,98	3,43	1,77
23	5,26	2,3	3,66	1,92	3,28	1,73
25	5,18	2,25	3,6	1,88	3,24	1,69
30	4,98	2,15	3,46	1,8	3,11	1,62
45	4,42	2,0	3,24	1,64	2,92	1,47
60	3,86	1,95	3,14	1,55	2,79	1,39
75	3,72	1,9	3,07	1,51	2,75	1,35
89	3,57	1,89	3,0	1,5	2,71	1,34





$Gd$  - навантаження на долото;

$d1, dv, d2$  та  $Dd$  - відповідно зовнішній, внутрішній діаметри напрямної ланки низу бурильної колони, діаметри опорної поверхні стабілізатора та долота;

$\rho$  - зазор між колоною ОБТ та стінкою свердловини;

$\alpha c$  - zenітний кут стабілізації;

$L1$  та  $L2$  - відповідно довжини напрямної ланки та опорної поверхні стабілізатора;

$R2$  - радіальний зазор між стабілізатором та стінкою свердловини;

$f, v, M, Q, \sigma$  - відповідно стріла прогину, кут нахилу дотичної до осі свердловини, згинаючий момент, поперечна сила та напруження згину.

Рисунок 3.11 – Напружений стан КНБК із встановленим стабілізатором

На даному рисунку подано оцінку напруженого стану низу бурильної колони між долотом та місцем встановлення стабілізуючого пристрою. Даною графічною залежністю, зображеною на рисунку 3.11, дає можливість на практиці визначити поперечне зусилля, згинаючі напруження, момент згину, які діють в будь-якій точці на даній ділянці колони бурильних труб.

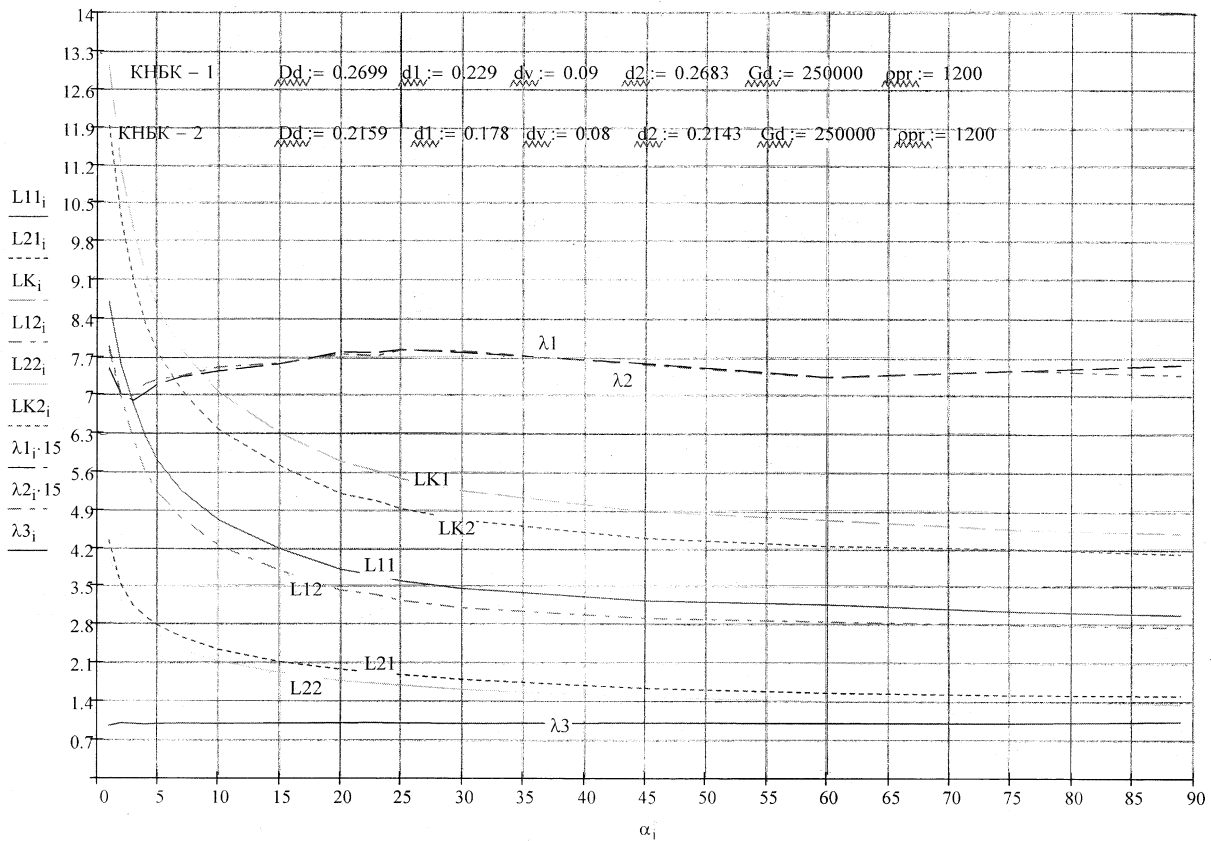


Рисунок 3.12 – Вплив зенітного кута стабілізації на довжини КНБК та стабілізатора

Аналіз отриманих даних свідчить, що зі збільшенням зенітного кута стабілізації зменшується як довжина прямої ланки, так і довжина контактної поверхні стабілізатора для різних компонок низу бурильної колони.

Зі збільшенням осьового навантаження на долото зростає згинаючий момент, поперечна сила, напруження згину, кут викривлення, а стріла прогину практично не змінюється (рис. 3.11). Проте вплив осьового навантаження та густини промивальної рідини на довжини плечей  $L1$  та  $L2$  при збільшенні кута стабілізації є незначний (рис. 3.12).

Проведені аналогічні розрахунки для інших типорозмірів доліт та елементів КНБК згідно з наведеною методикою показали, що характер зміни кривих аналогічні, хоча абсолютні значення дещо відрізняються, оскільки інші вихідні дані.



ділянку (від долота до точки дотику колони зі стінкою свердловини) і верхню (довжину верхньої частини відхилювача).

З цією метою за апроксимуючу функцію вибираємо параболу:

$$U_a = Ax^3 + Bx^2 + Cx + D, \quad (3.113)$$

Інтегруючи рівняння (3.113), отримаємо:

$$\frac{d^3U}{dx^3} = -(x_2 - x)\frac{dU}{dx} + x + h, \quad (3.114)$$

$$\frac{d^2U}{dx^2} = -(x_2 - x)x(Ax^2 + Bx + C) - x^2\left(\frac{1}{4}Ax^2 + \frac{1}{3}Bx + \frac{1}{2}C\right) + \frac{x^2}{2} + hx + K1, \quad (3.115)$$

$$\frac{dU}{dx} = -(x_2 - x)x^2\left(\frac{1}{4}Ax^2 + \frac{1}{3}Bx + \frac{1}{2}C\right) - x^3\left(\frac{1}{10}Ax^2 + \frac{1}{6}Bx + \frac{1}{3}C\right) + \frac{x^3}{6} + h\frac{x^2}{2} + K1x + L1, \quad (3.116)$$

$$U = -(x_2 - x)x^3\left(\frac{1}{20}Ax^2 + \frac{1}{12}Bx + \frac{1}{6}C\right) - x^4\left(\frac{1}{40}Ax^2 + \frac{1}{20}Bx + \frac{1}{8}C\right) + \frac{x^4}{24} + h\frac{x^3}{6} + K1\frac{x^2}{2} + L1x + M1. \quad (3.117)$$

Таким чином, розв'язок рівнянь (3.114) – (3.117) дає 11 невідомих (три постійні інтегрування  $K1, M1, L1$ , постійну  $h$ , навантаження на долото  $x_2$ , зазор  $\rho$ , відстань від долота до точки дотику із стінкою свердловини  $x_a$  та чотири константи  $A, B, C, D$ ).

Для їх знаходження маємо такі граничні умови:

$$\text{При } x = 0 : U_a = 0, \quad (3.118)$$

$$U = 0, \quad (3.119)$$

$$\frac{d^2U}{dx^2} = 0, \quad (3.120)$$

$$\text{При } x = l : U_a = U, \quad (3.121)$$

$$U = R2, \quad (3.122)$$

$$\frac{dU}{dx} = K, \quad (3.123)$$

$$\text{При } x = \frac{1}{3}l_1 : U_a = U, \quad (3.124)$$

$$\text{При } x = \frac{2}{3}l_1 : U_a = U. \quad (3.125)$$

Таким чином, між 11 невідомими існує 9 залежностей, з яких визначаємо знайти 9 невідомих, виразивши їх через 2 невідомі  $x_2$  та  $\rho$ , які будемо вважати постійними параметрами.

$$\text{З рівняння (3.113) та (3.117) знаходимо } M1 = 0, \quad (3.126)$$

$$\text{З рівняння (3.113) та (3.116) знаходимо } K1 = 0, \quad (3.127)$$

$$\text{З рівняння (3.113) та (3.117) знаходимо } D = 0, \quad (3.128)$$

З рівняння (3.113), (3.117) та (3.121) знаходимо:

$$C = \frac{R2}{l} - Al^2 - Bl, \quad (3.129)$$

З рівняння (3.117) та (3.125) знаходимо  $L1$ :

$$L1 = K + (x_2 - l)l^2 \left( \frac{1}{4}Al^2 + \frac{1}{3}Bl + \frac{1}{2}C \right) + l^3 \left( \frac{1}{10}Al^2 + \frac{1}{6}Bl + \frac{1}{3}C \right) - \frac{l^3}{6} - h \frac{l^2}{2}. \quad (3.130)$$

З рівняння (3.114) та (3.115) знаходимо  $h$ :

$$h = -(x_2 - l) \left( \frac{2}{3}Al^2 + \frac{1}{4}Bl - \frac{R2}{l} \right) - l \left( \frac{2}{5}Al^2 + \frac{11}{40}Bl - \frac{5}{8} \frac{R2}{l} \right) - \frac{3}{8}l + 3 \frac{R2}{l^3} \left( K \frac{l}{R2} - 1 \right). \quad (3.131)$$

З рівняння (3.113) та (3.117) з врахуванням (3.118), (3.121), (3.124), (3.125) та (3.130) після спрощень одержимо:

$$\text{При } x = \frac{1}{3}l : B = \frac{E_1 - AE_2}{E_3}, \quad (3.133)$$

$$\text{При } x = \frac{2}{3}l : B = \frac{E_1 - BE_3}{E_2}, \quad (3.134)$$

Де прийнято позначення:

$$E_1 = -\frac{1}{48}x \left[ (2x^2 - 3lx^2 + l^3) \left( 1 + \frac{R2}{l} \right) + 24 \frac{R2}{l} \left( 1 - \frac{x^2}{l^2} \right) \left( 1 - K \frac{l}{R2} \right) \right], \quad (3.135)$$

$$AE_2 = Ax \left[ x^2 - l^2 + \frac{1}{20}x_2(x^2 - l^2)^2 - \frac{1}{40}x^5 + \frac{1}{24}l^2x^3 - \frac{1}{60}l^5 \right], \quad (3.136)$$

$$BE_3 = Bx \left[ x - 1 + \frac{1}{24}x_2(2x^3 - 3xl^2 + l^3) - \frac{1}{30}x^4 + \frac{1}{24}lx^3 + \frac{1}{240}l^2x^2 - \frac{1}{80}l^4 \right], \quad (3.137)$$

$$R_2 = \frac{D_c - D_1}{2mtg(\alpha)}, \quad (3.137)$$

де  $D_c$  - діаметр свердловини, м;

$D_1$  - зовнішній діаметр ОБТ, м.

$$R = \frac{l_1 + l_2}{2l_1 \sin \left( \gamma - \arctg \left( \frac{D_c - D_1}{2l_1} \right) + \arctg \left( \frac{D_1 - D_2}{2l_2} \right) \right)}, \quad (3.138)$$

$$\frac{dY}{dX} = \frac{1}{R}, \quad (3.139)$$

$$\frac{dU}{dX} = \frac{1}{tg \alpha} \frac{dY}{dX}. \quad (3.140)$$

Рівняння (3.135) – (3.137) та (3.138) отримаємо:

$$K = \frac{2l_1 \sin \left( \gamma - \arctg \left( \frac{D_c - D_1}{2l_1} \right) + \arctg \left( \frac{D_1 - D_2}{2l_2} \right) \right)}{(l_1 + l_2)tg \alpha}, \quad (3.141)$$

де  $K$  - перекик між віссю ОБТ та віссю нижнього плеча відхилювача;

$D_2$  - зовнішній діаметр відхилювача, м;

$l_2$  - довжина відхилювача, м;

$l_1$  - відстань від вибою свердловини до місця встановлення відхилювача, м.

Рівняння (3.136) та (3.137) є трансцендентні, тому значення  $A$  та  $B$  потрібно знаходити методом ітерацій, задавшись  $A_n$  та  $B_n$ . Розв'язок проводимо до тих пір, поки не виконаються умови:

$$|A - A_n| \leq 10^{-7}, \quad (3.142)$$

$$|B - B_n| \leq 10^{-7}. \quad (3.143)$$

У програмному середовищі MathCAD отримано графічні залежності напруженого стану КНБК при стабілізації зенітного кута свердловини, які представлено на рисунку 3.14.

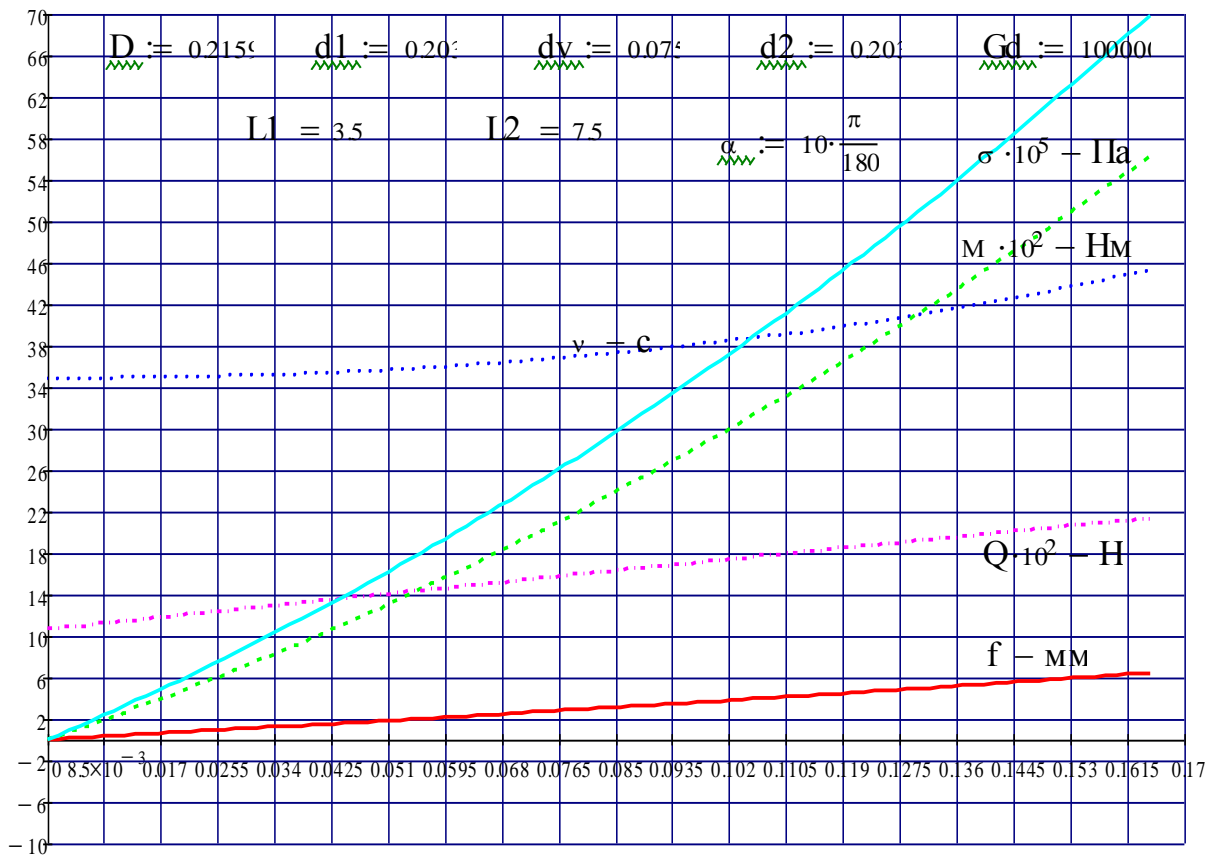


Рисунок 3.14 – Напружений стан КНБК з відхилювачем за умови стабілізації зенітного кута свердловини.

По значенню поперечної сили, яку визначають із даної графічної залежності можна судити про ступінь дії відхилювача на стінку свердловини, що актуально під час буріння в нестійких гірських породах.

### Висновки до розділу 3

1. Встановлено взаємозв'язок між буровим індексом анізотропії, зенітним кутом свердловини, кутом нахилу пластів, компоновкою низу бурильної

колони, геометричними розмірами свердловини та осьовим навантаженням на долото та доведено, що буровий індекс анізотропії дозволяє зменшити відстань від долота до точки дотику як у гладкій КНБК, так і у компоновці низу бурильної колони з центратором без ризику зростання зенітного кута свердловини.

2. Отримані аналітичні залежності для визначення нормальної складової реакції вибою на долото при застосуванні гладкої компоновки, компоновками із включеними в конструкцію центратором, стабілізатором та відхилювачем. Це дає змогу оцінити вплив відхиляючої сили на долоті на викривлення свердловин з врахуванням геологічних факторів.

3. Встановлено, що зі зростанням осьового навантаження на долото та зазору між ОБТ і стінкою свердловини відстань від долота до нижньої точки дотику колони зі стінкою свердловини зменшується, а зі зростанням зенітного кута свердловини та зазору сила тиску колони на стінки свердловини зростає. Це потрібно враховувати при виборі рішень щодо керування траєкторією свердловини.

4. Встановлено, що наявність центратора у компоновці низу бурильної колони збільшує відстань від долота до точки дотику колони зі стінкою свердловини, що дозволяє збільшити навантаження на долото без небезпеки зростання зенітного кута, а збільшення довжин плечей компоновок низу бурильної колони та стабілізатора зменшує кут стабілізації свердловини.



## РОЗДІЛ 4

### ПРОМИСЛОВА ПЕРЕВІРКА ТА ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ НАУКОВИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

#### **4.1 Розроблення заходів для керування траєкторією свердловини із урахуванням бурового індексу анізотропії**

Буріння похило-скерованих свердловин, особливо, в умовах Прикарпаття зумовлено ускладненнями техніко-технологічного та геологічного характеру, що спричиняє відхилення траєкторії ствола свердловини від заданого напрямку. Основним чинником, що впливає на відхилення свердловини від заданого є анізотропія гірських порід, перемежовування прошарків з різною твердістю та кут падіння пластів відносно горизонтальної площини. Анізотропія гірських порід, тобто нерівномірність їх властивостей у непаралельних площинах мають суттєвий вплив під час буріння свердловин і підтримання траєкторії вертикальних чи похило скерованих свердловин в заданому напрямку та із заданими параметрами.

Основними техніко-технологічними причинами викривлення свердловин є: збільшення радіального зазору між стінкою свердловини та елементами КНБК, перекіс осі долота відносно осі свердловини, виникнення відхиляючої сили на долоті, яка спричиняє фрезерування стінки свердловини.

На викривлення свердловин впливають режимні параметри буріння, зокрема величина осьового навантаження та частота обертання долота. Режимні параметри впливають, перш за все, на механічну швидкість буріння і величину розробки стінок свердловини. Цілком очевидно, що при найраціональнішому (оптимальному) співвідношенні вказаних параметрів процес буріння буде проходити з найбільшою швидкістю, в зв'язку з цим час і ступінь впливу різних факторів на процес викривлення буде мінімальним, що призведе до зниження його інтенсивності. Іншими словами, змінюючи значення режимних параметрів, можна регулювати інтенсивність викривлення свердловин, що і є

основою способу спрямованого буріння із використанням технологічних факторів. Для аналізу ступеня вивченості цього аспекту спрямованого буріння, зокрема буріння із використанням осьового навантаження, як відхилюючого фактору, необхідно акцентувати увагу на те, що однією з основних причин викривлення свердловини є поворот долота.

Вказані вище геологічні та техніко-технологічні причини зумовлюють або зміну зенітного кута, або азимутального кута або, що трапляється частіше, просторового кута свердловини.

Для забезпечення проведення свердловини за заданою траєкторією з мінімальним відхиленням фактичних кутів від проектних під час буріння в умовах неоднорідних гірських порід, проходження прошарків з різними фізико-механічними властивостями рекомендуємо враховувати буровий індекс анізотропії для кожного стратиграфічного комплексу, що дає можливість встановити залежність між анізотропією гірських порід, режимно-технологічними параметрами та зенітним кутом свердловини.

З цією метою необхідно на основі промислових даних визначити буровий індекс анізотропії.

Як було показано в другому розділі роботи (рис. 2.5) під час буріння в ізотропних породах компоненти реакції вибою на долото будуть характеризуватися рівнодійною  $R$ , яка утворює із вертикаллю кут  $\gamma$ .

Під час буріння в анізотропних породах внаслідок різниці в напрямку перпендикулярному і паралельному до пластів напрямок буріння не буде співпадати із напрямом рівнодійної сил, а з напрямом рівнодійної швидкостей. Вважаючи, що швидкість буріння в напрямках координатних осей буде пропорційна величинам сил в цих же напрямках і врахувавши, що буріння паралельно в напрямі площини напластування швидкість буде меншою на величину  $(1 - h_a)H \cdot k$  і застосувавши формулу (2.23), одержимо:

$$\frac{K \cdot H(1 - h_a)}{K \cdot G_o} = \operatorname{tg}(\psi - \gamma). \quad (4.1)$$

Аналізуючи вирази (2.23) і (4.1) можна дійти висновку, що ліва сторона виразу відрізняється на величину  $(1 - h_a)$ . Помноживши вираз (2.23) на  $(1 - h_a)$  прирівнюємо праві сторони обох виразів:

$$(1 - h_a) \operatorname{tg}(\varphi - \gamma) = \operatorname{tg}(\psi - \gamma). \quad (4.2)$$

За умови буріння в анізотропних породах:

$$(1 - h_a) \operatorname{tg}[(\varphi - \alpha) - (\gamma - \alpha)] = \operatorname{tg}[(\psi - \alpha) - (\gamma - \alpha)], \quad (4.3)$$

$$(1 - h_a) = \frac{\operatorname{tg}(\psi - \alpha) - \operatorname{tg}(\gamma - \alpha)}{1 + \operatorname{tg}(\psi - \alpha) \cdot \operatorname{tg}(\gamma - \alpha)}. \quad (4.4)$$

Для умов стабілізації при бурінні в анізотропних породах при  $\psi = \alpha$ .

$$(1 - h_a) = \frac{\operatorname{tg}(\varphi - \alpha) - \operatorname{tg}(\gamma - \alpha)}{1 + \operatorname{tg}(\varphi - \alpha) \cdot \operatorname{tg}(\gamma - \alpha)} = -\operatorname{tg}(\gamma - \alpha), \quad (4.5)$$

$$(1 - h_a) \cdot (\operatorname{tg}(\varphi - \alpha) - \operatorname{tg}(\gamma - \alpha)) + \operatorname{tg}(\gamma - \alpha)(1 + \operatorname{tg}(\varphi - \alpha) \operatorname{tg}(\gamma - \alpha)) = 0, \quad (4.6)$$

$$\operatorname{tg}(\varphi - \alpha) - \operatorname{tg}(\gamma - \alpha) + h_a \operatorname{tg}(\varphi - \alpha) - h_a \operatorname{tg}(\gamma - \alpha) + \operatorname{tg}(\gamma - \alpha) + \operatorname{tg}(\varphi - \alpha) \operatorname{tg}^2(\gamma - \alpha) = 0, \quad (4.7)$$

$$h_a (\operatorname{tg}(\varphi - \alpha) - \operatorname{tg}(\gamma - \alpha)) = -\operatorname{tg}(\varphi - \alpha)(1 + \operatorname{tg}^2(\gamma - \alpha)), \quad (4.8)$$

$$h_a = \frac{\operatorname{tg}(\varphi - \alpha) \cdot (1 + \operatorname{tg}^2(\gamma - \alpha))}{-\operatorname{tg}(\gamma - \alpha)(\operatorname{tg}(\varphi - \alpha) - \operatorname{tg}(\gamma - \alpha))} / (-1), \quad (4.9)$$

$$h_a = \frac{\operatorname{tg}(\varphi - \alpha)}{\cos^2(\gamma - \alpha)(\operatorname{tg}(\varphi - \alpha) - \operatorname{tg}(\gamma - \alpha))}, \quad (4.10)$$

Таким чином, якщо відомий зенітний кут викривлення  $\alpha$ , кут падіння пластів  $\gamma$  та режимно-технологічні параметри  $h$ ,  $x_2$ , то за формулою (2.24) можна визначити буровий індекс анізотропії  $h_A$ .

Якщо відомий буровий індекс анізотропії пласта  $h_A$ , кут падіння пласта  $\gamma$  та режимно-технологічні параметри  $h$ ,  $x_2$ , то рівняння (4.10) розв'язують відносно зенітного кута  $\alpha$ :

$$h_a \cos^2(\gamma - \alpha) \cdot \frac{h}{X_2} \operatorname{tg} \alpha - h_a \cos^2(\gamma - \alpha) \cdot \operatorname{tg}(\gamma - \alpha) = \frac{h}{X_2} \operatorname{tg} \alpha, \quad (4.11)$$

$$h_a \cos^2(\gamma - \alpha) \cdot \frac{h}{X_2} \operatorname{tg} \alpha - \frac{h}{X_2} \operatorname{tg} \alpha = h_a \cos^2(\gamma - \alpha) \cdot \operatorname{tg}(\gamma - \alpha), \quad (4.12)$$

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{h_a \cos^2(\gamma - \alpha) \cdot \operatorname{tg}(\gamma - \alpha)}{h_a \cdot \cos^2(\gamma - \alpha) \cdot \frac{h}{X_2} - \frac{h}{X_2}}, \quad (4.13)$$

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{h_a \cdot \operatorname{tg}(\gamma - \alpha)}{\frac{h}{X_2} \cdot \left( h_a - \frac{1}{\cos^2(\gamma - \alpha)} \right)} = \frac{\operatorname{tg}(\gamma - \alpha)}{\frac{h}{X_2} \cdot \left( 1 - \frac{1}{h_a \cdot \cos^2(\gamma - \alpha)} \right)}, \quad (4.14)$$

$$\alpha = \operatorname{arctg} \left( \frac{\operatorname{tg}(\gamma - \alpha)}{\frac{h}{X_2} \cdot \left( 1 - \frac{1}{h_a \cdot \cos^2(\gamma - \alpha)} \right)} \right). \quad (4.15)$$

Під час буріння в похило залеглих пластах гірських порід, азимут викривлення свердловини переважно збігається з азимутом падіння пласта. У разі якщо пласти залягають незгідно, то при переході з одного пласта в інший азимут змінюється. Для з'ясування впливу кутових параметрів пласта та режимно-технологічних факторів на розташування осі розглянемо випадок на межі переходу з одного пласта гірських порід в інший.

Спроекуємо компоненти сили, що діють на долото на координатні осі, розмістивши їх так як зображено на рисунку 4.1.

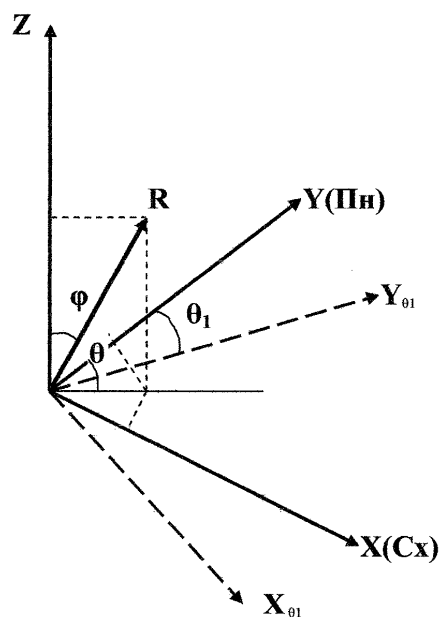


Рисунок 4.1 – Розрахункова схема просторового орієнтування свердловини

Для детального обґрунтування конструкції КНБК з метою забезпечення заданого профілю, необхідно визначити характеристику викривлення його траєкторії. З метою визначення характеристики викривлення траєкторії профілю проектної свердловини скористаємося методом просторового орієнтування свердловини під час буріння похилих незгідно залеглих порід.

Під час буріння свердловини, коли долото переходить із одного пласта в інший, унаслідок анізотропності гірських порід та зміни кутових параметрів пластів вісь свердловини буде прагнути зайняти напрям перпендикулярний до площини падіння пласта. Для визначення впливу на напрям буріння режимно-технологічних факторів та кутових параметрів пласта, розглянемо буріння на межі переходу з одного пласта в інший (рис. 4.1).

Нехай під час буріння в першому пласті zenітний кут напрямку сили, що діє на долото, був рівний  $\varphi$  і спрямований в азимуті  $\Theta$ , а пласт в який входить долото залягає під кутом  $\gamma$  в азимуті  $\Theta_1$ . Тоді прирости координат в кінці першого пласта будуть рівні:

$$\left. \begin{aligned} \Delta z &= R \cdot \cos \varphi \\ \Delta y &= R \cdot \sin \varphi \cos \Theta \\ \Delta x &= R \cdot \sin \varphi \sin \Theta \end{aligned} \right\}. \quad (4.16)$$

Повернемо основну координатну систему відносно осі  $Z$  на кут  $\Theta_1$  для знаходження приростів координат в новому пласті:

$$\left. \begin{aligned} \Delta z_{\Theta_1} &= \Delta z \\ \Delta y_{\Theta_1} &= \Delta y \cos \Theta_1 + \Delta x \sin \Theta_1 \\ \Delta x_{\Theta_1} &= \Delta x \cos \Theta_1 - \Delta y \sin \Theta_1 \end{aligned} \right\}. \quad (4.17)$$

Оскільки пласт в який входить долото знаходиться під кутом  $\gamma$ , то повернувши координатну систему відносно осі  $x$  на кут  $\gamma$ , одержимо:

$$\left. \begin{aligned} \Delta z_{\Theta_1 \gamma} &= \Delta z_{\Theta_1} \cos \gamma + \Delta y_{\Theta_1} \sin \gamma \\ \Delta y_{\Theta_1 \gamma} &= \Delta y_{\Theta_1} \cos \gamma - \Delta z_{\Theta_1} \sin \gamma \\ \Delta x_{\Theta_1 \gamma} &= \Delta x_{\Theta_1} \end{aligned} \right\}. \quad (4.18)$$

Під час буріння в похилозалеглих анізотропних гірських породах напрям буріння співпадає не з напрямом рівнодійної сил, а з напрямом рівнодійної швидкостей. Тому для врахування впливу ступеня анізотропії гірських порід ( $h_a$ ) на напрям буріння перейдемо від сил до швидкостей, вважаючи, що швидкості буріння в напрямі координатних осей будуть пропорційні величинам сил, що діють в цих же напрямках, а в площині падіння пласта вони будуть меншими на величину  $(1 - h_a)$ . Враховуючи це, знайдемо компоненти миттєвих переміщень на координатні осі:

$$\left. \begin{aligned} \Delta V_{z_{\Theta 1 \gamma}} &= K \cdot \Delta z_{\Theta 1 \gamma} \\ \Delta V_{y_{\Theta 1 \gamma}} &= K \cdot \Delta y_{\Theta 1 \gamma} (1 - h_a) \\ \Delta V_{x_{\Theta 1 \gamma}} &= K \cdot \Delta x_{\Theta 1 \gamma} (1 - h_a) \end{aligned} \right\}, \quad (4.19)$$

де  $K$  - коефіцієнт пропорційності між силою та швидкістю.

Повертаючи координатну систему в зворотному напрямі відносно осі  $x$  на кут  $\gamma$  одержимо:

$$\left. \begin{aligned} \Delta V_{z_{\Theta 1}} &= \Delta V_{z_{\Theta 1 \gamma}} \cdot \cos \gamma - \Delta y_{\Theta 1 \gamma} \cdot \sin \gamma \\ \Delta V_{y_{\Theta 1}} &= \Delta V_{y_{\Theta 1 \gamma}} \cdot \cos \gamma + \Delta z_{\Theta 1 \gamma} \cdot \sin \gamma \\ \Delta V_{x_{\Theta 1}} &= \Delta V_{x_{\Theta 1 \gamma}} \end{aligned} \right\}. \quad (4.20)$$

Повертаючи координатну систему в зворотному напрямі відносно осі  $Z$  на кут  $\Theta_1$  одержимо:

$$\left. \begin{aligned} \Delta V_Z &= \Delta V_{z_{\Theta 1}} \\ \Delta V_Y &= \Delta V_{y_{\Theta 1}} \cdot \cos \Theta_1 + \Delta V_{x_{\Theta 1}} \cdot \sin \Theta_1 \\ \Delta V_X &= \Delta V_{x_{\Theta 1}} \cdot \cos \Theta_1 - \Delta V_{y_{\Theta 1}} \cdot \sin \Theta_1 \end{aligned} \right\}, \quad (4.21)$$

Підставивши в систему (4.21) відповідні значення величин із систем (4.16) – (4.20) та виконавши відповідні спрощення, одержимо компоненти миттєвих переміщень в напрямі основної координатної системи, згідно яких обчислюємо приріст координат осі свердловини:

$$\left. \begin{aligned} \Delta V_x &= K \cdot G_o \cos \alpha \left( 1 - \frac{h}{x_2} \operatorname{tg}^2 \alpha \right) \cdot [a \cdot \operatorname{tg} \varphi \cdot \sin \Theta + b \cdot \sin \gamma \cdot \sin \Theta_1] \\ \Delta V_y &= K \cdot G_o \cos \alpha \left( 1 - \frac{h}{x_2} \operatorname{tg}^2 \alpha \right) \cdot [a \cdot \operatorname{tg} \varphi \cdot \cos \Theta + b \cdot \sin \gamma \cdot \cos \Theta_1] \\ \Delta V_z &= K \cdot G_o \cos \alpha \left( 1 - \frac{h}{x_2} \operatorname{tg}^2 \alpha \right) \cdot [a + b \cdot \cos \gamma] \end{aligned} \right\} \quad (4.22)$$

У системі рівнянь (4.22) введено такі позначення:

$$a = 1 - h_a, \quad (4.23)$$

$$b = h_a \cdot \cos \gamma \cdot [\operatorname{tg} \varphi \cdot \operatorname{tg} \gamma \cdot \cos(\Theta - \Theta_1) + 1], \quad (4.24)$$

$$R \cdot \cos \varphi = G_o \cdot \cos \alpha \cdot \left( 1 - \frac{h}{x_2} \operatorname{tg}^2 \alpha \right). \quad (4.25)$$

Для знаходження кута  $\varphi$  скористаємося рівнянням залежності складової реакції вибою  $H$  від навантаження на долото  $G_o$  (3.1).

Застосувавши тригонометричну тотожність одержимо:

$$\frac{\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \alpha}{1 - \operatorname{tg} \varphi \cdot \operatorname{tg} \alpha} = \frac{h}{x_2} \operatorname{tg} \alpha, \quad (4.26)$$

звідси:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{\left( 1 + \frac{h}{x_2} \right) \operatorname{tg} \alpha}{1 - \frac{h}{x_2} \operatorname{tg}^2 \alpha}. \quad (4.27)$$

Величини  $x_2$ ,  $m$  та  $q$  визначимо за формулами (3.12), (3.6) та (3.8).

Кінцеві переміщення точок в напрямі координатних осей знаходимо за формулами:

$$\left. \begin{aligned} Vx_i &= Vx_{i-1} + \Delta Vx_i \\ Vy_i &= Vy_{i-1} + \Delta Vy_i \\ Vz_i &= Vz_{i-1} + \Delta Vz_i \end{aligned} \right\}, \quad (4.28)$$

де  $Vx_{i-1}, Vy_{i-1}, Vz_{i-1}$  - початкові переміщення точок в напрямі координатних осей;

$\Delta V_x, \Delta V_y, \Delta V_z$  - прирости миттєвих переміщень в напрямі координатних осей.

Кінцеві поточні значення зенітного та азимутального кутів  $\alpha_i, \Theta_i$  проектної свердловини, (що позначатимуться  $\psi$  та  $\beta$ ), встановимо за такими залежностями:

$$\operatorname{tg} \psi_i = \frac{\sqrt{\Delta V^2 x_i + \Delta V^2 y_i}}{\Delta V z_i}, \quad (4.29)$$

$$\operatorname{tg} \beta_i = \frac{\Delta V x_i}{\Delta V y_i}, \quad (4.30)$$

де  $\psi_i, \beta_i$  - відповідно поточні значення зенітного та азимутального кутів.

Остаточне значення приросту азимутального кута  $\beta_i$  визначимо із умови (4.31):

$$\left. \begin{aligned} \Delta V_y = 0, \Delta V_x \rangle 0, \beta_i = \frac{\pi}{2}; \\ \Delta V_x \langle 0, \beta_i = \frac{3\pi}{2}; \\ \Delta V_x = 0, \beta_i = \Theta_{i-1}; \\ \Delta V_y \rangle 0, \Delta V_x \rangle 0, \beta_i = \beta_i; \\ \Delta V_y \rangle 0, \Delta V_x = 0, \beta_i = 0; \\ \Delta V_y \langle 0, \Delta V_x \rangle 0, \beta_i = \beta_{i-1} + \pi; \\ \Delta V_y \langle 0, \Delta V_x \langle 0, \beta_i = \pi + \beta_{i-1}; \\ \Delta V_y \langle 0, \Delta V_x = 0, \beta_i = \pi; \\ \Delta V \rangle 0, \Delta V_x \langle 0, \beta_i = \beta_{i-1} + 2\pi. \end{aligned} \right\}. \quad (4.31)$$

Радіус кривизни визначаємо з рівняння:

$$R_i = \frac{\sqrt{\Delta V^2 x_i + \Delta V^2 y_i + \Delta V^2 z_i}}{2 \sin \frac{\Delta \eta_i}{2}}, \quad (4.32)$$

де  $\Delta \eta_i$  - просторовий кут викривлення в заданому інтервалі.



$$\Delta\eta_i = 2 \arcsin \sqrt{\sin^2 \frac{(\psi_i - \alpha_i)}{2} + \sin^2 \frac{(\beta_i - \Theta_i)}{2} \cdot \sin \alpha_{i-1} \cdot \sin \alpha_i}. \quad (4.33)$$

Приріст довжини дуги в інтервалі миттєвої зміни швидкостей  $\Delta S_i$  та загальну довжину по осі свердловини  $S_i$  визначимо за формулами:

$$\Delta S_i = R_i \cdot \eta_i, \quad (4.34)$$

$$S_i = S_{i-1} + \Delta S_i. \quad (4.35)$$

Приріст та фактичне значення горизонтального зміщення визначаємо за формулами:

$$\Delta A_i = \sqrt{\Delta Vx_i^2 + \Delta Vy_i^2}, \quad (4.36)$$

$$A_i = \sqrt{Vx_i^2 + Vy_i^2}. \quad (4.37)$$

Підставивши у рівняння (4.30) значення виразів  $\Delta Vx$  та  $\Delta Vy$ , визначаємо азимутальний кут  $\beta$  на виході долота із пробуреного пласта:

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{\Delta Vx}{\Delta Vy} = \frac{a \cdot \operatorname{tg} \varphi \cdot \sin \Theta + b \cdot \sin \gamma \cdot \sin \Theta_l}{a \cdot \operatorname{tg} \varphi \cdot \cos \Theta + b \cdot \sin \gamma \cdot \cos \Theta_l}. \quad (4.38)$$

Підставивши у рівняння (4.29) значення виразів  $\Delta Vx_i, \Delta Vy_i$  та  $\Delta Vz_i$ , визначимо поточне значення зенітного кута  $\psi$  на виході долота із пробуреного пласта:

$$\operatorname{tg} \psi_i = \frac{\sqrt{a^2 \cdot \operatorname{tg}^2 \varphi + b^2 \cdot \sin^2 \gamma + 2 \cdot a \cdot b \cdot \operatorname{tg} \varphi \cdot \sin \gamma \cdot \cos(\Theta - \Theta_l)}}{a + b \cdot \cos \gamma}. \quad (4.39)$$

Із врахуванням того, що за умови  $\Theta = \Theta_l$  настає стабілізація азимутального кута, то в цьому випадку тангенс зенітного кута становитиме:

$$\operatorname{tg} \alpha = \operatorname{tg} \psi = \frac{a \cdot \operatorname{tg} \varphi + b \cdot \operatorname{tg} \gamma}{a + b \cdot \cos \gamma}, \quad (4.40)$$

де  $\psi$  - поточне значення зенітного кута.

Наведемо приклад розрахунку бурового індексу анізотропії для конкретної типової свердловини при заданих значеннях геометричних

параметрів свердловини та компоновок низу бурильної колони, режимно-технологічних параметрах та кутах падіння пластів.

Розрахуємо значення бурового індекса анізотропії для родовища Луква під час буріння в інтервалі 1000-1100 м, який представлений менілітовими відкладами. Геологічний розріз складений пісковиками та алевролітами, кут падіння гірських порід сягає  $30^\circ$ . Гірські породи тверді. Zenітний кут на глибині 1100 м становить  $20^\circ 15'$ , азимут осі свердловини  $165^\circ$ , приріст азимутального кута  $11,5^\circ$ , zenітний кут  $10^\circ$ , кут  $\varphi = 11,5^\circ$ , азимут падіння гірських порід  $220^\circ$ , діаметр долота 295,3 мм, зовнішній діаметр ОБТ 229 мм, внутрішній діаметр ОБТ 100 мм, густина бурового розчину  $1100 \text{ кг/м}^3$ . Навантаження на долото 120 кН.

Виконаємо обчислення усіх необхідних величин.

1. Масштабний фактор за формулою (2.28):

$$m = 1101,9029 \sqrt[3]{\frac{0,229^2 + 0,1^2}{(7850 - 1100) \cdot \cos 10}} = \frac{0,042441}{6,8310^{-6}} = 20,9.$$

2. Радіальний зазор за формулою (2.26):

$$\rho = \frac{D_c - d_3}{2mtg\alpha} = \frac{0,2953 - 0,229}{2 \cdot 20,9 \cdot tg 10} = 0,00899;$$

3. Нормальна складова реакції вибою на долото за формулою (2.25):

$$h = 0,00899 \left( \frac{4,25}{1,05} - 1 + \frac{2}{3,14} \right) - \frac{1,05}{2} = 0,541$$

4. Вага одиниці довжини КНБК в промивальній рідині за формулою (2.30):

$$q = \frac{3,14}{4} (0,229^2 - 0,1^2) (7850 - 1100) \cdot 9,81 \cdot 1 = 2206$$

4. Навантаження на долото за формулою (2.34):

$$x_2 = \frac{120 \cdot 10^3}{20,9 \cdot 2206 \cdot \cos 10} = 2,64$$

5. Буровий індекс анізотропії за формулою (2.24):

$$h_a = \frac{\frac{0,541}{2,64} \cdot \operatorname{tg} 10}{\cos^2(30-10) \left( \frac{0,541}{2,64} \cdot \operatorname{tg} 10 - \operatorname{tg}(30-10) \right)} = 0,0635.$$

6. Кінцеві значення азимутального кута при виході долота із пласта з урахуванням гірничо-геологічних умов за формулами (4.23), (4.24) та (4.38):

$$a = 1 - 0,0635 = 0,936$$

$$b = 0,0635 \cdot \cos 30 \cdot [\operatorname{tg} 11,5 \cdot \operatorname{tg} 30 \cdot \cos(220-165) + 1] = 0,0586.$$

$$\text{Тоді } \operatorname{tg} \beta = \frac{0,936 \cdot \operatorname{tg} 11,5 \cdot \sin 220 + 0,0586 \cdot \sin 30 \cdot \sin 165}{0,936 \cdot \operatorname{tg} 11,5 \cdot \cos 220 + 0,0586 \cdot \sin 30 \cdot \cos 165} = \frac{0,12955}{0,175} = 0,74,$$

тоді кут  $\beta = \operatorname{arctg}(0,74) = 36,5$

Визначаємо поточне значення зенітного кута  $\psi$  на виході долота із пробуреного пласта за формулою (4.39):

$$\operatorname{tg} \psi_i = \frac{\sqrt{0,936^2 \cdot \operatorname{tg}^2 11,5 + 0,0586^2 \cdot \sin^2 30 + 2 \cdot 0,936 \cdot 0,0586 \cdot \operatorname{tg} 11,5 \cdot \sin 30 \cdot \cos(220-165)}}{0,936 + 0,0586 \cdot \cos 30} = 0,687$$

$$\psi = \operatorname{arctg} 0,687 = 34,5.$$

Оскільки при виході із пласта за приведеними розрахунками зенітний кут збільшувався, то для забезпечення проведення траєкторії ствола свердловини у відповідності до проекту із врахуванням бурового індексу анізотропії необхідно:

1. Під час буріння інтервалу в похило залеглих анізотропних гірських породах із заданою компоновкою та встановленою напрямною ланкою зменшити навантаження та швидкість обертання долота, що дозволить зберегти постійний радіальний зазор між КНБК та стінкою свердловини і відповідно спричинить зменшення нормальної складової реакції вибою, сили тиску опорно-центруючого елемента на стінки свердловини та моменту на долоті, а це в свою чергу зменшить ймовірність фрезерування долотом стінки свердловини.

2. Після відробки долота та в умовах переходу від одного

стратиграфічного горизонту до іншого необхідно визначити фактичний зенітний та азимутальний кути на виході долота із пласта під час буріння проектною компоновкою, оцінити відхилення цих величин від проектних та відкоригувати довжини та діаметри конструктивних елементів напрямної ланки. З цією метою за допомогою графічних залежностей необхідно визначити віддаль від долота до точки дотику бурильної колони зі стінкою свердловини та силу тиску на неї ОЦЕ із урахуванням допустимих мінімальних радіальних зазорів та проектних режимно-технологічних параметрів. Після проведених розрахунків уточнити довжину напрямної ланки із урахуванням розмірів ОБТ, вибійного двигуна, центраторів чи стабілізаторів. Відтак необхідно відкоригувати режимно-технологічні параметри буріння, а саме: навантаження на долото, швидкість обертання долота та продуктивність бурових насосів із урахуванням вибраної конструкції КНБК. При застосуванні стабілізатора можна оцінити кут перекосу компоновки із урахуванням вибраної віддалі від долота до точки дотику колони зі стінкою свердловини та довжини стабілізатора.

3. Якщо при застосуванні центратора чи стабілізатора траєкторія свердловини відхиляється від заданого напрямку, то в компоновку включають відхиляючий пристрій, проводять відповідні розрахунки із подальшим уточненням та коригуванням режимно-технологічних параметрів та коригуванням траєкторії свердловини і КНБК.

Якщо з тих чи інших причин (забруднення пласта, збільшення зони фільтрації, ліквідації аварії тощо) необхідно змінити траєкторію ствола свердловини, то для забурювання нового ствола в необсадженому інтервалі необхідно:

- скласти план робіт;
- визначити інтервал для забурювання;
- вибрати місце та висоту встановлення цементного моста або клинового відхилювача;
- вибрати рецептуру тампонажного розчину, спосіб та технологію

встановлення цементного моста;

- розрахувати та вибрати параметри КНБК та режиму буріння для забурювання нового ствола;
- вибрати спосіб забурювання нового ствола та техніку і технологію для реалізації цих робіт;
- доставити всі необхідні матеріали, бурильний інструмент та техніку;
- провести забурювання нового ствола.

Забурювання нового ствола проводять у три етапи. Перший етап. Виробляють жолоб (виступ) у стінці свердловини. Буріння здійснюють послідовним фрезеруванням із подвоєнням вверх довжини ділянки, що проробляється або послідовним фрезеруванням із подвоєнням вниз довжини ділянки, що проробляється. В першому випадку після запуску вибійного двигуна протягом 30 хв. проводять проробку долотом в покрівлі цементного моста, далі долото подається на 1 метр вверх та з обмеженою швидкістю подачі 1 метр за 1 годину без навантаження «з навісу» фрезують стінку свердловини, після чого долото подається вверх на 2 метри і з навісу за 1 годину фрезують стінку свердловини до початкової глибини (покрівлі цементного моста). Повторення циклів фрезерування продовжують до виробки жолоба довжиною 8-12 метрів.

Виробка жолоба методом зверху вниз аналогічна. Подальшу виробку жолоба проводять аналогічно, починаючи її на 8-12 метрів вище цементного моста. Фрезерування здійснюється із однієї точки, кожен раз довжина попереднього фрезерування вниз подвоюється. Перевагу віддають виробці жолоба «знизу вверх».

Контроль за процесом забурювання нового ствола здійснюють за наявності цементного шламу в промивальній рідині. Шлам відбирають через кожен метр проходки та розкладають його в порядку відбору, вказуючи його глибину.

Жолоб вважається нормальним, якщо його глибина дорівнює радіусу долота або більша. Слід суворо дотримуватися режиму забурювання.

Категорично заборонено перевіряти наявність жолоба шляхом збільшення навантаження із-за ймовірності його зрізання.

Другий етап – буріння похилого ствола довжиною 10-15 м при обмеженому осьовому навантаженні.

У цьому випадку буріння перших 5 м проводять чергуванням буріння кожного метра із подальшим його фрезеруванням та пробуреного раніше, тобто після поглиблення на 1 м проводиться фрезерування 2 м. Тривалість буріння першого метра - 4 год, другого – 3 год., наступних трьох – по 2 год. Решту інтервалу (5-10 м) пробурюють зі швидкістю не більше 0,5 м/год. Перші 3 м пробурюють без створення навантаження, яке поступово збільшують до 40 кН. Буріння із подальшим подвійним фрезеруванням стінки свердловини дозволяє плавно змістити вибій свердловини. Швидкість буріння не повинна перевищувати 0,25-0,35% механічної швидкості проходки під час буріння даного інтервалу (основного ствола). В такому режимі бурять до моменту повного входження долота в пласт гірської породи, що фіксується відсутністю цементу у шламі.

Третій етап – буріння інтервалу довжиною 10-15 м із поступовим рівномірним збільшенням осьового навантаження на долото до проектної (зазначеної в ГТН) величини з метою отримання максимальної механічної швидкості проходки в цьому інтервалі. Після завершення буріння 3-го етапу проводять відбір керну. Перехід на буріння за допомогою прямої компоновки для стабілізації набраної кривизни здійснюється при відході нового ствола від старого не менш, ніж на 1,5 м, або коли пройдено верхню частину залишеної бурильної колони в старому стволі.

#### **4.2 Розроблення жорсткої ступінчастої КНБК із застосуванням удосконаленого долота**

Для запобігання викривлення стовбура свердловини найширше використовують жорсткі компоновки низу бурильної колони, у яких вісь КНБК

збігається із віссю свердловини і, як наслідок, зменшують до мінімуму відхиляючу силу на долоті.

Під час застосування жорстких КНБК, в геологічних умовах відбувається зменшення інтенсивності викривлення свердловини, але збільшується проходка та механічна швидкість буріння. Проведені дослідження показали, що нижня частина бурильної колони обертається не тільки навколо власної осі, але одночасно переміщується по нижній стінці свердловини як вправо, так і вліво. Особливо така комбінація руху колони характерна при невеликих ( $\alpha \leq 8^\circ$ ) значеннях зенітного кута свердловини.

Встановлення у жорстких КНБК над долотом калібратора не тільки покращує роботу долота, але і формує циліндричну форму стінки свердловини та зменшує знос опорно-центруючих елементів бурильної колони.

У найпростішу жорстку КНБК входить: тришарошкове долото, калібратор, спіральна або квадратна ОБТ, центратор, бурильні труби. У складних гірничо-геологічних умовах встановлюють два центратори, розташовані на оптимальній віддалі від долота та один від одного.

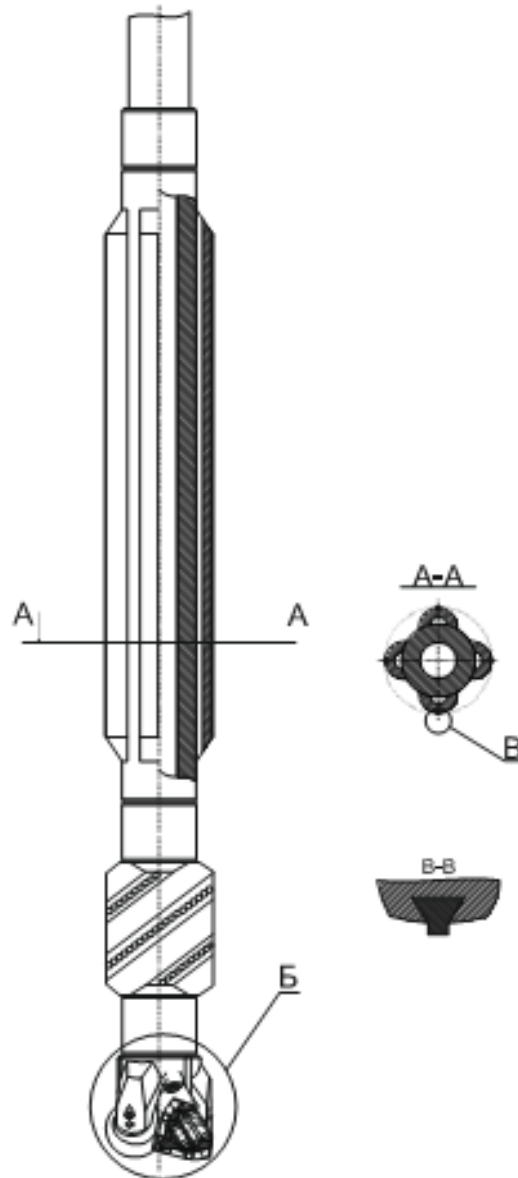
Основними вадами жорсткої КНБК є:

- тришарошкові долота в цих компоновках мають периферійні вінці, які фрезують бокову стінку, збільшуючи номінальний діаметр свердловини, що спричиняє збільшення інтенсивності викривлення свердловини;

- площа опорної поверхні центраторів невелика, а тому центратор швидко зношується по діаметру, утворюючи зазор між КНБК і стінкою свердловини, який достатньо великий, а тому знос верхнього центратора по діаметру великий, що спричиняє перекис компоновки та постійне зростання зенітного кута свердловини.

Перелічені вади можна усунути, застосувавши жорстку ступінчасту КНБК, в склад якої входить тришарошкове долото зі зменшеною фрезуючою здатністю та хрестоподібний стабілізатор. Така компоновка не сприяє утворенню зазору між хрестоподібним стабілізатором і стінками свердловини, зенітний кут залишається постійним або зростає незначно.

В склад такої компоновки входять: спеціальні тришаршкові долота, в яких периферійний вінець шарошки практично не фрезує бокову стінку свердловини; повнорозмірний спіральний калібратор; хрестоподібний стабілізатор з великою опорною поверхнею та ОБТ меншого діаметру (рис. 4.2).



- 1- тришаршкове долото; 2 – спіральний калібратор;  
3 – хрестоподібний стабілізатор; 4 – ОБТ меншого діаметру.

Рисунок 4.2 – Схема КНБК із долотом, що не фрезує бокову стінку свердловини



Основними відмінностями наведеної компоновки є застосування спеціальних тришарошкових доліт, що зменшують фрезучу здатність на бокову стінку свердловини та хрестоподібного стабілізатора певної довжини [137].

Вадою такої КНБК є складність виготовлення долота зі зменшеною фрезуючою здатністю. Для цього необхідно:

а) збільшити кут між вертикаллю і віссю цапфи на  $3\div 5^\circ$ . При такому куті зуби периферійного вінця кожної шарошки руйнують тільки вибій свердловини і не фрезують бокову поверхню свердловини;

б) зрізати бокові торці фрезованих зубів на периферійних вінцях шарошок таким чином, щоб площина зрізу була паралельна стінці свердловини. Зазвичай площина зрізу не перевищує 2-4 мм.

Проте, якщо перший спосіб можна здійснити тільки у заводських умовах, то другий – у механічних майстернях на базі виробничого обслуговування підприємства.

Іншою характерною властивістю рекомендованої компоновки є застосування спеціального хрестоподібного стабілізатора певної довжини.

Циліндрична форма ствола свердловини формується спіральним калібратором. Хрестоподібний стабілізатор має на своїй поверхні чотири твердосплавні центруючі елементи, що забезпечують опорну поверхню та протидію різкій зміні зенітного кута. Рекомендовану КНБК можна застосовувати як при роторному, так і при турбінному способах буріння. Якщо врахувати, що опорна поверхня хрестоподібного стабілізатора у 6-8 разів перевищує опорну площу центраторів та майже удвічі зростає навантаження на долото, то область застосування рекомендованої КНБК суттєво розширюється порівняно зі звичайними КНБК.

Іншою відмінністю приведеної жорсткої КНБК є застосування ОБТ меншого діаметра ніж діаметр хрестоподібного стабілізатора. Наприклад, над 203 ОБТ діаметру 178 або 165 мм ОБТ розрахункової довжини. У такому випадку, згинаючий момент, який діє на хрестоподібний стабілізатор до стінки свердловини майже у 2 рази менший ніж в КНБК, які мають однаковий

діаметр ОБТ. При цьому зношення верхньої частини стабілізатора за умови застосування ОБТ меншого діаметра, значно зменшиться.

Отже, рекомендована КНБК ефективна під час розбурювання гірських порід в інтервалах зі значним зростанням зенітного кута та має такі переваги над звичайними жорсткими компоновками:

- проста у виготовленні;
- має велику опорну поверхню;
- зазор між КНБК і стінкою свердловини зведений до мінімальних значень;
- згинаючий момент, що діє на хрестоподібний стабілізатор, значно менший, ніж при застосуванні жорстких КНБК з постійним діаметром ОБТ;

#### **4.3 Промислова апробація отриманих результатів наукових досліджень**

Промислову апробацію ступінчастої компоновки із нефрезуючим бокову стінку тришарошковым долотом та методику розрахунку бурового індексу анізотропії провели на свердловині №112-Струтин Прикарпатського УБР. Результати впровадження порівнювали з даними свердловини №111-Струтин, у якій ідентичний літолого-стратиграфічний розріз та аналогічні режимно-технологічні параметри і яку пробурили за допомогою звичайної технології без розроблених компоновок та врахування запропонованої методики розрахунку бурового індексу анізотропії гірських порід.

Якщо під час буріння свердловини №111-Струтин в інтервалі 1300-1650м зенітний кут становив 12-13°, то при застосуванні в цьому ж інтервалі на свердловині №112-Струтин ступінчастої компоновки із спеціальним тришарошковым долотом, що не фрезує стінку свердловини зенітний кут становив 5-6°. Це зумовлено тим, що при застосуванні вказаної компоновки радіальний зазор між КНБК і стінкою свердловини залишається постійним, а відповідно і відхиляюча сила. Крім того, буріння свердловини №112-Струтин проводили із врахуванням методики розрахунку бурового індексу анізотропії.

Визначення бурового індексу анізотропії полягало у врахуванні кутів залягання пластів, навантаження на долото, геометричних розмірів компоновок з метою досягнення стабілізації Zenітного кута в інтервалах його зростання.

З таблиці 4.1 видно, що в інтервалі буріння 1300-1650 м було досягнуто мети - стабілізації Zenітного кута при збереженні проектного навантаження на долото, але дещо змінено параметри КНБК та застосовано розроблену компоновку низу бурильної колони, яка включає в себе хрестоподібний стабілізатор, калібратор та спеціальне долото, що не фрезує стінку свердловини. При цьому також враховувалися кути залягання пластів гірських порід.

Таблиця 4.1 - Результати інклінометрії свердловин №112 та №111-Струтин

Свердловина № 112-Струтин					Свердловина № 111-Струтин				
Глибина, м	Кривизна		Навантаження на долото, кН	Середня проходка	Глибина, м	Кривизна		Навантаження на долото, кН	Середня проходка
	Кут	Азимут град				Кут	Азимут град		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
200	1°15'	-	40	24	200	2°15'	80	40	24
250	1°15'	45	50	70	250	4°30'	110	50	66
300	1°30'	95	60	52	300	5°30'	98	60	62
350	1°30'	82	60	58	350	6°15'	90	60	63
400	1°30'	80	60	58	400	6°00'	85	60	58
450	1°30'	75	60	62	450	4°30'	73	60	58
500	1°30'	82	60	66	500	4°15'	62	60	62
550	1°45'	63	60	88	550	4°15'	52	60	93

Продовження таблиці 4.1

600	1°45'	45	80	90	600	4°00'	42	80	93
1200	5°15'	171	80	87	1200	8°00'	234	80	87
1250	5°45'	162	80	32	1250	11°15'	190	80	27
1300	5°30'	167	80	70	1300	13°00'	200	80	73
1350	5°00'	167	80	65	1350	12°30'	203	80	73
1400	6°15'	173	80	45	1400	12°15'	200	80	25
1450	6°30'	180	80	86	1450	12°00'	202	80	90
1500	6°00'	185	80	45	1500	12°30'	212	80	34
1550	6°45'	175	80	70	1550	12°15'	200	80	76
1600	7°15'	168	80	72	1600	12°00'	202	80	63
1650	8°00'	170	80	27	1650	12°30'	212	80	19

Аналізуючи дані таблиці 4.1, в інтервалі застосування методики бурового індексу анізотропії та ступінчастої жорсткої компоновки з модифікованим долотом (1350-1600м), яке не фрезує стінки свердловини можна спостерігати спад зенітного кута з 12-13° на свердловині №111 – Струтин до 5-8° на свердловині №112 – Струтин. Ці дві свердловини мають практично ідентичний літолого – стратиграфічний розріз та бурилися при ідентичних режимно-технологічних умовах.

#### Висновки до розділу 4

1. Розроблено схему та методику дослідження вектора навантаження на вибій та сили тиску нижньої частини бурильної колони на стінку свердловини в умовах розбурювання анізотропних гірських порід.

2. Отримано розрахункову формулу для визначення бурового індексу анізотропії, значення якого може бути покладене за основу при розчленуванні геологічного розрізу за впливом його на викривлення свердловин залежно від використовуваних компоновок, режимно – технологічних параметрів та елементів залягання пласта.

3. Запропоновані заходи для керування траєкторією свердловини дають змогу пробурити свердловину із мінімальним відхиленням від проекту.

4. Розроблено на базі проведених досліджень та впроваджено на площах Прикарпаття методику розрахунку бурового індексу анізотропії та рекомендації з управління траєкторією свердловини, які дозволили здійснювати їх буріння із допустимими відхиленнями від вертикалі.

5. Розроблено та впроваджено на площах Прикарпаття жорстку ступінчасту компоновку низу бурильної колони із хрестоподібним стабілізатором та модифікованим долотом, що зменшує фрезуючу здатність на стінку свердловини, яка ефективно запобігає викривленню вертикальних інтервалів свердловин та дозволяє значно збільшити навантаження на вибій без остраху зростання інтенсивності викривлення свердловини.

6. Проведені промислові випробування підтвердили ефективність запропонованих розробок

## ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, у якій на основі виконаних теоретичних та промислових досліджень розроблено схему та методику дослідження вектора навантаження на вибій при використанні різних КНБК та отримано формулу для визначення комплексного бурового індексу анізотропії.

В результаті виконання дисертаційної роботи вирішено актуальне питання керування траєкторією свердловин в складних гірничо-геологічних умовах, якими характеризуються нафтові родовища Прикарпаття.

Отримано такі основні результати:

1. На основі аналізу літературних джерел встановлено, що на сьогоднішній день відсутні комплексні дослідження визначення бурового індексу анізотропії та його впливу на процес викривлення свердловин, зокрема для родовищ Прикарпатського регіону. Внаслідок цього погіршується точність проведення похило скерованих свердловин.

2. Отримано аналітичні залежності для визначення нормальної складової реакції вибою на долото при застосуванні гладкої компоновки, компоновок з центратором, стабілізатором та відхилювачем. Визначено вплив різних чинників на величину відхиляючої сили на долоті, яка спричиняє відхилення свердловини від проектного профілю.

3. Встановлено взаємозв'язок між буровим індексом анізотропії, zenітним кутом, кутом нахилу пластів, компоновкою низу бурильної колони, геометричними розмірами свердловини та осьовим навантаженням на долото. Доведено, що зі зростанням значення бурового індексу анізотропії зменшується відстань від долота до точки дотику як у гладкій КНБК, так і в компоновці низу бурильної колони з центратором.

4. Встановлено, що використання центратора у компоновці низу бурильної колони збільшує відстань від долота до точки дотику колони зі стінкою свердловини, що дозволяє збільшити навантаження на долото без

небезпеки зростання zenітного кута, а збільшення довжин плечей компоновок низу бурильної колони і стабілізатора зменшує кут стабілізації свердловини.

5. Отримано аналітичні залежності в безрозмірному вигляді для визначення бурового індексу анізотропії, а також проведено його експериментальне визначення, яке ґрунтується на методі втискування штампа. Причому доведено, що результати аналітичних розрахунків та експериментальних досліджень бурового індексу анізотропії практично збігаються, що свідчить про достовірність результатів аналітичних розрахунків бурового індексу анізотропії. Встановлено, що для характерних для Прикарпатського регіону відкладів гірських порід, значення бурового індексу анізотропії знаходяться в межах від 0,013 до 0,045.

6. Встановлено, що ступінчата жорстка КНБК з хрестоподібним стабілізатором і модифікованим долотом ефективно запобігає зменшенню інтенсивності викривлення вертикальних інтервалів свердловин у середньому від  $3,2^{\circ}/100\text{м}$  до  $0,8^{\circ}/100\text{м}$ , що підтверджено практикою буріння.

7. Для підвищення якості робіт з керування траєкторією свердловини розроблено методику визначення бурового індексу анізотропії, яка прийнята до впровадження на буровому підприємстві.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Александров М. М. О величине коэффициента трения при движении бурового инструмента в искривленной скважине и о возможностях упрощения расчётов по определению сил трения. *Изв. ВУЗов. «Нефть и газ»*. 1962. № 6.
2. Александров М. М. Определение сил сопротивления при бурении скважин. М.: Недра, 1965.
3. Александров М. М., Григулецкий В. Г., Лукьянов В. Г. О факторах, влияющих на искривление скважин. *Труды УфНИИ*. 1980. № 7. С. 16-20.
4. Антаманов С. И., Марков О. А., Серeda Н. Г. Экспериментальные исследования сил контактного давления центраторов на стенки скважины. *Нефтяное хозяйство*. 1970. № 9.
5. Аветяян Н.Г., Горян С.А. и др. Оценка эффективности применения УБТ большого диаметра с целью предупреждения искривления скважин. М.: ВНИИЭНГ, НТС «Бурение», 1971. № 9.
6. Балицкий П.В. Динамическая нагрузка на долото при бурении вертикальных скважин забойными двигателями. *Труды МИНХ и ГП*. 1964. № 46.
7. Балицкий П.В. Исследование на механической модели статической устойчивости бурильной колонны. *Нефтяное машиностроение. Материалы межвузовского научного совещания*. Москва. 1958. Том 3.
8. Балицкий П.В. Конструкция и основные размеры направляющего участка бурильной колонны с максимальным противоискривляющим эффектом при бурении вертикальных скважин электробуром. *Труды МИНХ и ГП*. Вып. 40. 1963.
9. Балицкий П.В. Моделирование упругого состояния колонны бурильных труб при роторном бурении вертикальных скважин. *Труды МНИ*. вып. 11. 1951.
10. Балицкий П.В. Сравнительный анализ устойчивости и прочности колонны 6 5/8" и 3 1/2" при бурении вертикальных скважин забойными двигателями. *Труды МИНХ и ГП*. Вып. 40. 1963.



11. Балицкий П. В. Осевая деформация колонны бурильных труб при бурении вертикальных скважин забойными двигателями. *Труды МИНХ и ГП им. Губкина*. 1963. Вып. 40. С. 23–26.
12. Баршай Г. С., Буяновский Н. И. Теория и практика турбинного бурения. Гостоптехиздат. 1961.
13. Белоруссов В.О. Технология борьбы с осложнениями при бурении скважин. М.: Недра, 1967.
14. Белоруссов В. О., Бадовский Н. А. Определение вероятного пространственного положения ствола естественно искривляющейся скважины *Нефтяное хозяйство*. 1982. №1. С. 13-17.
15. Белоруссов В. О. Подбор компоновок низа бурильной колонны методом прогнозирования *Обзорн. информ. Сер. Бурение*. М.: Недра, 1984. Вып.18. 48 с.
16. Белоруссов В. О., Боднарук Т. М. Прогнозирование и расчёт естественного искривления скважин. Справочное пособие. М.: Недра, 1988. 175 с.
17. Беляев В. М., Калинин А. Г., Копылов А. С. Предупреждение искривления стволов скважин при роторном бурении. *Обзорн. Информ. Сер. Бурение*. М.: ВНИИОЕНГ, 1976. Вып. 11. 63 с.
18. Беляев Н. М. Соппротивление материалов. М.: «Наука». 1965. С. 856.
19. Бикчурин Т. Н., Козлов Ф. А., Кузнецова И. И. Исследование формы ствола и конструирование стабилизаторов кривизны для турбинного бурения. *Нефтяное хозяйство*. 1970. №6. С. 26–29.
20. Боднарук Т. М. Исследование основных закономерностей естественного искривления скважин с целью использования их в процессе бурения: Дис. канд. техн. наук. М., 1976. С. 188.
21. Боднарук Т. М., Степанюк В. А., Белорусов В. О., Гирнык Я. И. Использование естественного искривления при проводке наклонно-направленных скважин. *Нефтяное хозяйство*. 1981. №3. С. 14–16.

22. Боярко Ю. Л. Анизотропия механических свойств пород как причина искривления. *Нефтяное хозяйство*. 1964. №3. С. 15–18.
23. Боярко Ю. Л. Борьба с искривлением скважин. Томск: ТПИ, 1962. 176 с.
24. Брентли Д.А. Справочник по вращательному бурению. Гостоптехиздат. 1957.
25. Бронзов А. С., Васильев Ю. С., Шетлер Г. А. Турбинное бурение наклонных скважин. М.: Недра, 1965. 145 с.
26. Бронзов А. С. Васильев Ю. С., Шетлер Г. А. Бурение наклонных скважин. М.: Недра, 1965. 171 с.
27. Бронзов А. С., Смирнов А. П. Бурение наклонных скважин. М.: Гостоптехиздат, 1958. 164 с.
28. Буглов Н. А., Страбыкин И. Н. Влияние технико – технологических факторов на интенсивность искривления геологоразведочных скважин. *Изв. Вузов. Геология и разведка*. 1986. №11. С. 79-84.
29. Буслаев В. Ф. Результаты применения способа управления траекторией ствола наклонно – направленных скважин для изменения их азимута. Бурение. 1982. №6. С. 21–23.
30. Буслаев В. Ф. Прогнозирование естественного искривления наклонно – направленных скважин. *Нефтяное хозяйство*. 1988. №7. С. 15–18.
31. Буслаев В. Ф. Исследование вопросов азимутального искривления скважин. *Труды ПечорНИПИнефти*. 1976. №4. С. 27-30.
32. Буслаев В. Ф., Плетников И. А., Гуменюк А. С. Бурение наклонно-направленных скважин роторным способом. *Обзорная информация ВНИИОЭНГ; сер. Бурение скважи.*, 1986. №6. С. 76.
33. Вадецкий Ю. В. Бурение нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1975. С. 231.
34. Васько И. А., Антаманов С. И. Опыт внедрения жёстких компоновок бурильной колонны труб. *Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений*. М.:ВНИИЭГАЗПРОМ. 1971. № 8. С. 26-32.

35. 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.

36. Васько И. А. К методике исследования взаимодействия невращающейся ступенчатой бурильной колонны с забоем и стенками скважины. *Нефть и газ. Сборник статей. Издание МИНХ и ГП им. Губкина*. Москва. 1971. С. 44–45.

37. Васько И. А. О взаимодействии невращающейся ступенчатой бурильной колонны с забоем и стенкой скважины. *Изв. ВУЗов. Геология и разведка*. 1971. №12. С. 140-143.

38. Васько И. А., Середа Н. Г., Марков О. А. Исследования взаимодействия невращающейся ступенчатой бурильной колонны с забоем и стенкой скважины. *Нефтяное хозяйство*. 1971. № 8. С. 7-10.

39. Васько И. А. Стендовые исследования работы невращающейся ступенчатой бурильной колонны в изотропных породах. *Текущая информация*. М.: ВНИИОЭНГ. 1971. Серия бурение. Вып. № 24–23.

40. Васько И. А. Экспериментальные исследования взаимодействия ступенчатой нижней части бурильной колонны с забоем и стенками скважины. *Нефть и газ. Сборник статей. Издание МИНХ и ГП им. Губкина*. Москва. 1971. С. 42-43.

41. Васько И. А. Исследование вектора нагрузки на забой при бурении с применением ступенчатых бурильных колонн. Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. *Республиканский межведомственный научно – технический сборник*. Львов. Выща школа. 1978. С. 69-74.

42. Васько И. А., Боднарук Т. М., Орынчак Н. И. Исследование вектора нагрузки на забой при бурении с применением ступенчатых бурильных колонн. *Нефтяное хозяйство*. 1976. №7. С. 23-27.

43. Васько И. А., Боднарук Т. М., Орынчак Н. И. Исследование взаимодействия нижней части бурильной колонны с забоем и стенкой

скважини при установке стабилизатора. *Нефтяная и газовая промышленность. Научно – производственный сборник.* 1976. №1. С. 18-21.

44. Васько И. А., Серeda Н. Г., Орынчак Н. И. Оптимальное размещение центраторов при наличии зазора между ними и стенкой скважины. *Бурение газовых и газоконденсатных скважин. ВНИИЭгазпром.* 1975. №4. С. 17-23.

45. Васько И. А., Серeda Н. Г., Марков О. А., Орынчак Н. И. Исследование ступенчатых компоновок нижней части бурильной колонны для регулирования искривления скважин в изотропных породах. *Труды ВНИИОЭНГ.* 1974.

46. Васько И. А. Опыт предупреждения искривления скважин. *РНТС «Бурение» ВНИИОЭНГ.* 1972. №4. С. 37.

47. Васько И. А. Исследование сил прижатия центраторов к стенке скважин. *ВНИИЭГАЗПРОМ. Сер. Бурение газовых и газоконденсатных скважин.* 1976. №1. С. 17-21.

48. Васько А. І. До питання взаємодії нижньої частини бурильної колони з вибоєм і стінкою викривленої свердловини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.* Івано-Франківськ. 1994. №31.

49. Васько А.І. До методики визначення бурового індексу анізотропії: матеріали Міжнародної науково-методичної конференції приуроченої 50-річчю кафедри «Буріння нафтових і газових свердловин» (Івано-Франківськ, 14-16 вересня 1995 р). Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. 1995. С. 33-35.

50. Васько А. І. Просторове орієнтування осі свердловини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.* Івано-Франківськ. 1996. №33. С. 12-18.

51. Васько А.І. До питання розрахунку просторового орієнтування осі свердловини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.* Івано-Франківськ. 1997. №31.

52. Васько А. І. Взаємодія нижньої частини бурильної колони з вибоєм та стінкою свердловини. Питання розвитку газової промисловості України. *Збірник наукових праць УКРНДІгазу.* Харків. 2010. №2. С. 66-71.

53. Васько І. А., Васько І. С., Васько А. І. Графоаналітичний метод коригування траєкторії свердловини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Івано-Франківськ. 2010. № 2(35). С. 41-44.

54. Васько І. А., Васько А.І. Вплив розташування та розмірів стабілізатора на величину зенітного кута. *Науковий вісник*. Івано-Франківськ. 2010. №4(20). С. 37-41.

55. Васько І.А., Васько І.С., Васько А.І. До методики визначення бурового індексу анізотропії: матеріали Міжнародної науково-технічної конференції «Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців нафтової галузі» (Івано-Франківськ, 3-6 жовтня 2012 р). Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. 2012. С. 66-67.

56. Васько А.І., Долик Р.М. Вивчення напруженого стану нижньої частини бурильної колони: матеріали ІХ Міжнародної науково-практичної конференції «Європейська наука ХХІ століття» (м.Перемишль, 07-15 травня 2013 р). Перемишль. 2013. С. 63-65.

57. Васько А.І., Долик Р.М. До питання викривлення свердловин в анізотропних породах: матеріали ІХ Міжнародної науково-практичної конференції «Перспективи розвитку науки і техніки – 2013» (м.Перемишль, 07-15 листопада 2013 р). Перемишль. 2013. С. 69-73.

58. Васько А.І. Просторове орієнтування осі свердловини: матеріали 9-ї Міжнародної науково-практичної конференції «Нафта і газ України-2013» (Яремче, 04-06 вересня 2013 р). Київ: Українська нафтогазова академія. 2013. С. 58-59.

59. Воевідко І. В. Математическая модель пространственного искривления скважины при бурении неориентируемыми КНБК с использованием гидравлических забойных двигателей в сложных геологических условиях. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2002. №12. С. 10-12.

60. Воевідко І. В. Математична модель просторового викривлення стовбура свердловини при роторному способі буріння неорієнтованими КНБК в

складних геологічних умовах. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Івано-Франківськ. 2003. №2(7). С. 32-34.

61. Воевидко И.В. Разработка неориентируемых маятниковых компоновок повышенной активности. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2004. №2. С. 2-5.

62. Воевідко І. В. Розроблення методики розрахунку та прогнозування викривлення свердловин. *Нафтогазова енергетика*. Івано-Франківськ. 2008. №1(6). С. 22-27.

63. Воевидко И. В., Чудык И. И. Прогнозирование искривления скважин при неориентируемом бурении с использованием гидравлических забойных двигателей. *Вестник Белорусско-Российского университета*. 2015. №2. С. 6-11.

64. Воевідко І.В., Токарук В.В. Проектування траєкторії просторово викривленої свердловини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Івано-Франківськ, 2019. №1(70). С. 52-59.

65. Воевідко І.В., Кочкодан Я.М., Васько А.І. Разработка методики определения бурового индекса анизотропии и оценка его влияния на пространственное ориентирование скважин. *Вестник Белорусско-Российского университета*. м.Могильов. Республіка Білорусь. 2019. №1. С. 5-13.

66. Вольмир А. С. Устойчивость деформируемых систем. Москва. Издательство «Наука». 1967.

67. Вудс Г., Лубинский А. Искривление скважин при бурении. Гостоптехиздат. 1960. 161 с.

68. Гержберг Ю. М. Экспериментальное исследование влияния зенитного угла скважины на вектор нагрузки на долото при бурении с забойным двигателем в анизотропных породах. *Известия ВУЗов. Геология и разведка*. 1971. №6. С. 131 – 135.

69. Гержберг Ю. М. Исследование вектора нагрузки на долото в условиях разбуривания анизотропных горных пород при невращающейся

бурильной колонне. Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. Москва. 1969.

70. Гержберг Ю. М., Середа Н. Г. Исследование сил, действующих на долото при разбурировании наклоннозалегающих пропластков пород. *Нефтяное хозяйство*. 1968. № 10.

71. Гержберг Ю. М., Середа Н. Г., Марков О. А. Исследование искривления скважин при разбурировании анизотропных горных пород. *Известия ВУЗов. Геология и разведка*. 1970. № 10.

72. Гержберг Ю. М., Н. Середа Н. Г., Марков О. А. Об экспериментальных исследованиях упругого состояния бурильной колонны в условиях разбурирования анизотропных горных пород. *Известия ВУЗов. «Нефть и газ»*. 1969. № 2.

73. Гержберг Ю. М. Экспериментальное исследование вектора нагрузки на долото в условиях разбурирования анизотропных горных пород при невращающейся бурильной колонне. *Материалы научно – технической конференции молодых специалистов МИНХ и ГП*. Москва. 1970.

74. Гержберг Ю. М. Количественная оценка влияния геологических факторов на искривление скважин. *Известия ВУЗов. Геология и разведка*. 1988. №1. С. 107-111.

75. Григулецкий В. Г., Лукьянов В. Т. Проектирование компоновок нижней части бурильной колонны. М.: Недра, 1990. 302 с.

76. Григулецкий В. Г. К расчету жестких компоновок нижней части бурильной колонны при роторном и турбинном бурении. *Известия ВУЗов. «Нефть и газ»*. 1979. №3. С. 26-30.

77. Григулецкий В. Г. Оптимальное управление при бурении скважин. М.: Недра, 1988. С. 232.

78. Григулецкий В. Г. Расчёт компоновок бурильной колонны для борьбы с искривлением скважин при роторном и турбинном бурении. *Обзорная информация*. М.: ВНИИОЭНГ. 1983. Серия бурение. вып. № 11. С. 56.

79. Григулецкий В. Г. Расчет траектории перемещения долота с КНБК при бурении в сложных геологических условиях. *Нефтяное хозяйство*. 1983. №6. С. 14–16.

80. Григорьев В. И. Использование естественного искривления скважин при разбуривании месторождений с большими углами падения пород. *Нефтяное хозяйство*. 1957. № 2.

81. Григорьев В. И., Сидоров Н. А. Борьба с искривлением скважин в турбинном бурении. Гостоптехиздат. 1957.

82. Гулизаде М. П. Турбинное бурение наклонных скважин. Азнефтеиздат. 1959.

83. Гулизаде М. П., Зельманович Г. М., Кауфман Л. Я., Сушон Л. Я. Влияние анизотропии пород по буримости на процесс пространственного искривления. *Известия ВУЗов. «Нефть и газ»*. 1975. №8. С. 13-16.

84. Гулизаде М. П., Садыгов А. С. Влияние геологических условий на азимут и угол искривления скважин. *Известия ВУЗов. «Нефть и газ»*. 1966. №10. С. 29 – 32.

85. Гулизаде М. П., Кауфман Л. Я., Сушон Л. Я. Методика расчета интенсивности искривления ствола наклонной скважины. Тюмень: Тюменское книжное издательство. 1980. С. 150.

86. Гулизаде М. П., Кауфман Л. Я., Халимбеков Б. М. Метод расчёта центризатора для выбора и стабилизации угла искривления при бурении турбобуром. *Известия ВУЗов. «Нефть и газ»*. 1970. №2.

87. Гулизаде М. П., Зельманович Г. М., Кауфман Л. Я., Сушон Л. Я. Определение индекса анизотропии пород и фрезерующей способности долота по темпам искривления стволов скважин. *Известия ВУЗов. «Нефть и газ»*. 1972. №10. С. 20-46.

88. Гулизаде М. П., Зельманович Г. М., Кауфман Л. Я., Сушон Л. Я. Расчёт темпа пространственного искривления при бурении в изотропной среде. *Известия ВУЗов. «Нефть и газ»*. 1975. №5. С. 39–43.



89. 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.
90. Динник А. И. Об искривлении буровых скважин при алмазном бурении. *Горный журнал*. 1923. № 3–4.
91. Динник А. И. Причины искривления буровых скважин при вращательном бурении. *Горный журнал*. 1925. № 10.
92. Динник А. И. Устойчивость деформируемых систем. Издательство АН СССР. 1950.
93. Зайдель А. И. Элементарные оценки ошибок измерений. «Наука». – Ленинград. 1968.
94. Инструкция по бурению наклонно – направленных скважин: РД 39 – 2- 810 – 83. М.: Миннефтепром. 1983. С. 149.
95. Иоаннесян Р. А. О влиянии внутреннего давления на продольную устойчивость низа бурильной колонны в турбинном бурении. *Нефтяное хозяйство*. 1954. № 4.
96. Ишемгужин Е. И., Султанов Б. З. Взаимодействие турбобура со стенками скважины. *Известия ВУЗов. «Нефть и газ»*. 1971. № 5.
97. Ишемгужин Е. И., Султанов Б. З. Определение сил, действующих на компоновку долото – секционный турбобур с центратором при бурении наклонно – направленных скважин. *Бурение*. 1974. №4. С. 14–16.
98. Ишемгужин Е. И., Султанов Б. З. Расчёт длины круглой УБТ, установленной ниже квадратной, при роторном бурении. *НТС «Бурение»*. 1970. № 6.
99. Ишемгужин Е. И., Султанов Б. З. К расчёту низа бурильной колонны при турбинном бурении. *Нефтяное хозяйство*. 1970. № 7. С. 11-16.
100. Ишемгужин Е. И., Султанов Б. З. Расстояние от долота до точки касания секционных турбобуров со стенкой скважины. *Нефтяное хозяйство*. 1970. № 12. С. 13-15.

101. Ишенгужин Е. И. Определение места установки центратора для предупреждения искривления скважин с учётом жёсткости турбобура и утяжелённых бурильных труб. *Нефтяное хозяйство*. 1971. №12. С. 4–7.
102. Івасів В. М., Чудик І. І., Юрич А. Р., Мельниченко Л. Д. Моделювання напружено - деформованого стану та взаємодії КНБК із стінками та вибоєм свердловини в лабораторних умовах. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Івано- Франківськ. 2009. №4(33).
103. Калинин А. Г., Белорусов В. О. Влияние анизотропности пород на искривление буровых скважин. *Нефтяное хозяйство*. 1963. №3. С. 8–12.
104. Калинин А. Г., Григорян Н. А., Султанов Б. З. Бурение наклонных скважин. М.: Недра, 1990. С. 352.
105. Калинин А. Г., Никитин Б. А., Солодкий К. М. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. М.: Недра, 1997. 651 с.
106. Калинин А. Г. Искривление скважин. М.: Недра, 1974.
107. Калинин А. Г., Кульчицкий В. В. Естественное и искусственное искривление скважин. Москва. Ижевск. НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». Институт компьютерных исследований. 2006. 640 с.
108. Касьянов Г. Е., Григулецкий В. Г. Изгиб компоновки нижней части бурильной колонны снаддолотным стабилизирующим устройством. *Известия ВУЗов «Нефть и газ»*. 1987. №2. С. 24-29.
109. Кауфман Л. Я., Мамедов Ф. А., Сушон Л. Я. Определение оптимального места установки центраторов при бурении наклонных скважин. *Нефтяное хозяйство*. 1979. №4. С. 18–20.
110. Коваленко Ю. Ф. Геомеханика нефтяных и газовых скважин: дис. на соискание учёной степени доктора физ.-мат. наук: Коваленко Юрий Фёдорович. М. 2012. 314 с.
111. Кочкодан Я. М. Технологія буріння нафтових і газових свердловин. Частина третя. Буріння свердловин у заданому напрямку. Підручник. Івано-Франківськ. ІФНТУНГ. 2010. 356 с.

112. Кривошеев В. В. Искривление скважин в анизотропных породах. Томск: НТЛ. 1999. С. 86.
113. Кривошеев В. В. Управление искривлением скважин при алмазном бурении в анизотропных породах. Автореф. Дис. канд. техн. наук: 25.10.14. Томск. Геологоразв. институт. Томск. 1991. 32 с.
114. Лукьянов В. Т., Алесадров М. М., Григулецкий В. Г. Выбор оптимальных параметров КНБК с учётом закономерностей искривления скважин. *Нефтяное хозяйство*. 1982. №11. С. 26–28.
115. Маккрей А. У., Коле Ф. У. Технология бурения нефтяных скважин. Гостоптехиздат. 1963.
116. Мамедбеков О. К. Исследование факторов, влияющих на изменение азимута при бурении наклонных скважин. *Азерб. Нефт. Хозяйство*. 1985. №3. С. 8–10.
117. Марков О. А., Серeda Н. Г. Влияние крутящего момента приложенного к долоту, на искривление скважин. *Изв. ВУЗов. «Нефть и газ»*. 1968. №1.
118. Марков О. А., Серeda Н. Г. Влияние некоторых технологических факторов на искривление скважин. *Изв. ВУЗов. «Нефть и газ»*. 1967. №9.
119. Марков О. А., Серeda Н. Г. О схемах исследования устойчивости бурильной колонны. *Изв. ВУЗов. «Нефть и газ»*. 1967. №5.
120. Марков О. А., Серeda Н. Г. Применение центраторов при борьбе с искривлением скважин (экспериментальное исследование). *Изв. ВУЗов. Геология и разведка*. 1967. №6.
121. Марков О. А., Серeda Н. Г. Экспериментальное исследование сил, действующих на долото, при бурении наклонной скважины одноступенчатой бурильной колонной. *Изв. ВУЗов. «Нефть и газ»*. 1967. №6.
122. Марков О. А. Экспериментальные исследования технологических факторов на искривление скважин при бурении с невращающейся бурильной колонной в изотропной толще пород. Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. Москва. 1967.

123. Мойсишин В. М. Про стійкість багаторозмірної колони бурильних труб. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Львів: Вища школа. 1990. С. 32 – 34.

124. Мойсишин В. М., Плышка А. М. Врахування опорно–центруючих елементів при визначенні динаміки бурильної колони. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Київ: НМК ВО. 1991. С. 21-28.

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

126. Мислюк М.А., Долик Р.М. Выбор компоновок низа бурильной колонны для бурения скважин на Яблунковском газоконденсатном месторождении. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2014. №8. С. 8-14.

127. Мислюк М.А., Долик Р.М. О выборе технологических решений для бурения наклонных участков скважин. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2016. №4. С. 4-13.

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

129. Назиров С. А., Рзакулиев А. М. Борьба с искривлением скважин. *Нефтяное хозяйство*. 1965. №3.

130. Нежилський А. Б., Новокшенов І. А., Артимонович В. Д. Вплив гірничо – геологічних умов буріння на траєкторію свердловини. *Нафтова і газова промисловість*. 1999. №1. С. 11–13.

131. Оганов С. А., Цибульский И. С. Экспериментальное исследование низа бурильной колонны в наклонной скважине. Теория и практика бурения наклонных скважин. 1981. С. 8-12.

132. Оганов С. А., Повалихин А. С., Бадреев З. Ш. Новые решения в проектировании компоновок низа бурильной колонны. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 1995. № 4-5. С. 11, 12, 16.

133. Орлов А. В., Копылов А. С., Шевалдин К. М. Выбор способа и технических средств для предотвращения искривления скважин на основе данных опытного бурения. *Обзорная информация. М.: ВНИИОЭНГ. 1981. сер. Бурение скважин. вып. № 11.*

134. Орынчак Н. И., Ясов В. Г., Середа Н. Г. Определение места установки центраторов на ступенчатой колонне утяжелённых бурильных труб. *Нефтяная и газовая промышленность. 1976. №2. С. 17-20.*

135. Орынчак Н. И. Исследование взаимодействия нижней части бурильной колонны с забоем и стенкой скважины при установке двух центраторов. *Известия ВУЗов, «Геология и разведка». 1970. №10. С. 12-17.*

136. Панов Г. Е., Жеребкин А. И., Гержберг Ю. М., Долгий И. Е. Об исследовании влияния типа и конструкции долота на искривление скважин в условиях разбуривания анизотропных пород. *Известия ВУЗов. «Нефть и газ». 1973. №10. С. 16-20.*

137. Пат. №78919 Україна, МПК E21B 7/00. Жорстка компоновка низу бурильної колони з долотом, що не фрезує стінку свердловини. Орынчак М. І., Бейзик О. С., Васько А. І., Кирчей О. І. № 201209275 заявл. 30.07.2012; опуб. 10.04.2013. Бюл. №7.

138. Пискунов Н. С. Дифференциальное и интегральное исчисление для ВТУЗов. М.: Геофизматгиз. 1963.

139. 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.*

140. 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.*

141. Повалихин А.С. Направленное бурение скважин роторным способом *Инженер-нефтяник. 2007. №2. С. 30-32.*

142. Рабиа Х. Технология бурения нефтяных скважин. М.: Недра, 1973. С. 217.
143. Райхерт Л. А., Фриз И. М., Орлов А. В. Направленне бурение скважин в анизотропных породах роторным способом ступенчатыми КНБК. Новые исследования в области техники и технологии бурения: *Труды ВНИИБТ*, вып. 61. 1985. С. 44-48.
144. Саркисов Г. М. К расчёту утяжеленных бурильных труб. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*. 1940. №10-11.
145. Сароян А. Е. Основы расчёта бурильных колонн. Гостоптехиздат. 1961.
146. Середа Н. Г., Черноглазов Н. В., Никитин Б. А. К расчёту критических нагрузок, действующих на бурильную колонну, и соответствующих этим нагрузкам критических длин. *Труды МИНХ и ГП*. 1960. вып. 60.
147. Середа Н. Г., Орынчак Н. И., Антаманов С. И. Экспериментальное определение необходимых размеров стабилизатора. Бурение. М.: *НТС ВНИИОЭНГ*. 1973. №7. С. 24–29.
148. Спивак А. И. Механика горных пород. М.: Недра. 1967. 192 с.
149. Станишевский К. С. Исследование работы низа бурильного инструмента при бурении скважин турбинным способом. *Изв. ВУЗов. «Нефть и газ»*. 1959. №12.
150. Сулакшин С. С. Искривление скважин. Гостоптехиздат. 1960.
151. Сулакшин С. С. Направленное бурение. М.: Недра, 1987. 272 с.
152. Сулакшин С. С., Калинин А. Г., Спириданов Б. И. Техника и технология направленного бурения скважин. М.: Недра, 1967. 220 с.
153. Сушон Л. Я., Зельманович Г. М., Малагалиев Р. Т. Управление искривлением наклонных скважин в Западной Сибири. М.: Недра, 1988. 124 с.
154. Тимофеев Н. С., Белоруссов В. О. О возможности определения вероятных отклонений ствола вертикальной скважины. *Труды ВНИИБТ вып 17*. Теория и техника бурения. М.: Недра, 1967.

155. Фёдоров В. С. Изучение природы искривления скважин. *Труды Грозненского нефтяного интитуа*. 1948. №8.
156. Фёдоров В. С. Практические расчёты в бурении. М.: Недра, 1961.
157. Фёдоров В. С. Проектирование режимов бурения. Гостоптехиздат. 1953.
158. Фриз І. М. Буріння глибоких спрямованих свердловин. *Нафтова і газова промисловість*. 1999. №4. С. 13-15.
159. Халигулин А. Г., Садиров А. С. К исследованию низа бурильной колонны с учётом жёсткости турбобура при работе на прямой трубе в наклонной скважине. *Изв. ВУЗов. «Нефть и газ»*. 1966. №9.
160. Черноглазов Н. В. О погрешностях измерений параметров, определяющих пространственное положение стволов глубоких вертикальных скважин. *Труды МИНХ и ГП*. 1965. №53.
161. Чудик І.І. Козлов А. А. Вплив кривизни стовбура свердловини на статичні форми рівноваги неорієнтованих КНБК. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. Івано-Франківськ. 2006. №1. С. 51-55.
162. Чудик І. І. Математична модель розрахунку взаємодії буриної колони із горизонтальним та викривленим стовбурами свердловини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Івано-Франківськ. 2009. №1(30). С. 32-37.
163. Чудик І. І. Математична модель розрахунку взаємодії бурильної колони із горизонтальним та викривленим стовбурами свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Івано-Франківськ. 2009. №1(30). С. 32-37.
164. Чудик І. І., Осадца В.Р., Дзядик К.С. Розширення можливостей неорієнтованих компоновок низу бурильної колони. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. Івано-Франківськ. 2010. №2(24).
165. Чудик І. І. Метод розрахунку сил притискання бурильної колони до стінок свердловини довільної кривизни. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. Івано-Франківськ. 2010. №4(26).

166. Чудик І. І. Вдосконалення математичної моделі одноопорних неорієнтованих компоновок низу бурильної колони. *Нафтогазова енергетика*. Івано-Франківськ. 2013. №2(20). С. 61-69.

167. Чудик І. І. Вдосконалення математичної моделі двоопорних неорієнтованих компоновок низу бурильної колони. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Івано-Франківськ. 2013. №3(48). С. 102-110.

168. Чудик І. І., Лівінський А. М. Вивчення технологічних можливостей орієнтованих опорних компоновок низу бурильної колони. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Івано-Франківськ. 2017. №3(64). С. 31-39.

169. Чудик І. І., Лівінський А. М., Аль Танакчі., Пастух А. М. Особливості застосування орієнтованих КНБК у процесі буріння скерованих свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Івано-Франківськ. 2019. №1(70). С. 17-24.

170. Шаньгин А. И. Об искривлении скважин. *Труды ГрозНИИ*. Гостоптехиздат. 1961. вып. 10.

171. Юрич А. Р. Математичне моделювання положення безопорних компоновок низу бурильної колони (КНБК) в похило-скерованому стовбурі свердловини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Івано-Франківськ. 2008. №1(26). С. 40-43.

172. Юрич А. Р., Чудик І. І., Гриців В. В., Рачкевич А. Р., Козлов А. В. Моделювання компоновки низу бурильної колони з опорно-центруючими елементами (ОЦЕ) в похило-скерованому стовбурі свердловини. *Розвідка та розробка нафтових та газових родовищ*. Івано-Франківськ. 2008. №2(27). С. 51-55.

173. Юрич А. Р., Івасів В. М., Різничук А. І., Буй Ю. В. Дослідження впливу зазору між стінкою свердловини і компоновкою низу бурильної колони на реалізацію профілю похило-скерованих свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. Івано-Франківськ. 2010. №2(35). С. 45-49.



174. 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.

175. Янтурин Р. А. Совершенствование методов расчётов параметров компоновок низа бурильной колонны и их элементов для безориентированного бурения авторефер. дис. канд. техн. наук: 05.12.13. УФА. 2005. 24 с.

176. Яремийчук Р. С., Семак Г. Г. Обеспечение надёжности и качества стволов глубоких скважин. Москва: Недра, 1982. 259 с.

177. Callas N.P. Predighting borehole trajectory // *Oil and Gas. J.* - 1981. - №81. - P.p. 44 – 45, 48, 50 – 52.

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

179. 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.

180. Lubinski A., Woods H. Faktors affecting the angle of inclination and doglegging in rotary bore holes / *Drilling and Production Praticce*, 1953.

181. Milheim K. Behaving of multistabilizers of bottom-holeassembly // *Oil and Gas. J.* – 1979. №37. P.p. 27–31.

182. Milheim K. The effect of hole curvature on the trajectory of a borehole // *World Oil*. 1981. №5. P.p. 18–23.

183. Purswell J. M. Drilling assemblies key to crooked hule problems. *World Oil*. 1970. №7.

## **ДОДАТКИ**

## Додаток А

**СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ****Статті, в яких опубліковані основні результати дисертації**

1. Васько А.І. Просторове орієнтування осі свердловини. Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. ІФДТУНГ. 1996. №33. С.12-18.

2. Васько А.І. Взаємодія нижньої частини бурильної колони з вибоєм та стінкою свердловини. Збірник наукових праць УКРНДГазу. Харків. 2010. №2. С. 66-71.

3. Васько І.А., Васько А.І. Вплив розташування та розмірів стабілізатора на величину Zenітного кута. Науковий вісник ІФНТУНГ. 2010. №4. С. 37-41.

4. Васько І.А., Васько І.С., Васько А.І. Графоаналітичний метод коригування траєкторії свердловини. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. ІФНТУНГ. 2010. №2(35). С.

5. Воєвидко И.В., Кочкодан Я.М., Васько А.И. Разработка методики определения бурового индекса анизотропии и оценка его влияния на пространственное ориентирование скважин. Вестник Белорусско-Российского университета. г. Могилёв. Республика Беларусь. 2019. №1. С. 5-13.

**Тези наукових конференцій**

6. Васько А.І. До методики визначення бурового індексу анізотропії: матеріали міжнародної науково-методичної конференції приуроченої 50-річчю кафедри «Буріння нафтових і газових свердловин» (м. Івано-Франківськ, 14-16 вересня 1995 р). Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1995. С. 33-35.

7. Васько І.А., Васько І.С., Васько А.І. До методики визначення бурового індексу анізотропії: матеріали міжнародної науково-технічної конференції «Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців нафтової галузі» (м. Івано-Франківськ, 3-6 жовтня 2012 р). Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. С. 66-67.

8. Васько А.І., Долик Р.М. Вивчення напруженого стану нижньої частини бурильної колони: матеріали ІХ міжнародної науково-практичної конференції «Європейська наука ХХІ століття» (м. Перемишль, 07-15 травня 2013 р). Перемишль, 2013. С. 63-65.

9. Васько А.І., Долик Р.М. До питання викривлення свердловин в анізотропних породах: матеріали ІХ міжнародної науково-практичної конференції «Перспективи розвитку науки і техніки – 2013» (м. Перемишль, 07-15 листопада 2013 р). Перемишль, 2013. С. 69-73.

10. Васько А.І. Просторове орієнтування осі свердловини: матеріали 9-ї Міжнародної науково-практичної конференції «Нафта і газ України-2013» (Яремче, 04-06 вересня 2013 р). Київ: Українська нафтогазова академія, 2013. С. 58-59.

#### **Патенти**

11. Пат. №78919 Україна, МПК E21B 7/00. Жорстка компоновка низу бурильної колони з долотом, що не фрезує стінку свердловини. Оринчак М.І., Бейзик О.С., Васько А.І., Кирчей О.І. № u201209275; заявл. 30.07 2012; опуб. 10.04.2013, Бюл. №7.

## Додаток Б

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Головний інженер

Прикарпатського УБР

Т.М. Кушнір

«25» 10 2012р.

## ПРОТОКОЛ

**Про проведення промислових випробувань жорсткої ступінчастої компоновки із застосуванням нефрезуючих бокову стінку три шарошкових доліт, запропонованою ІФНТУНГ з попередження викривлення свердловин на площах Прикарпатського регіону складений «23» 10 2012р.**

### 1.Комісія в складі:

Голова комісії – Кушнір Т.М. головний інженер

Члени комісії: Дмитришин С.І. головний технолог, начальник ТВ

Масник І.М. заст. начальника Долинського РІТС ІФЕ ПУБР

Васько А.І. асистент кафедри буріння н/г св-н ІФНТУНГ

### 2.Предмет досліджень

Компоновка низу бурильної колони, основана на принципі суцільної стабілізації нижньої ділянки бурильної колони, як при роторному, так і при турбінному способі буріння, що включає в себе: тришарошкове долото, повнорозмірний спіральний калібратор, хрестоподібний стабілізатор з великою опорною поверхнею та ОБТ меншого діаметру, бурильні труби.

### 3.Мета досліджень

Промислові дослідження вищезгаданої компоновки, з метою перевірки її ефективності при бурінні свердловин роторним способом в умовах воротищенських відкладів Прикарпатського краю.

#### 4.Результати досліджень

Випробування компоновки, основаної на принципі суцільної стабілізації нижньої ділянки ОБТ, проводились на свердловині №112 Струтинської площі в інтервалі буріння 1040-1166 м. Бурова установка «Уралмаш 47Е-76».

При бурінні інтервалу 1040-1166 м застосовувалась компоновка низу бурильної колони (КНБК), що складалась із наступних елементів: тришарошкове долото діаметром 295,3 мм, електробур Е-240/8, ПКІ-240-2,6м, спіральний калібрато – 1,6 м, хрестоподібний стабілізатор ХПСЕ 295,3-6м та ОБТ діаметром 178 мм. Ускладнень при бурінні, спуско-підіймальних операціях та кріпленні свердловини не спостерігалось.

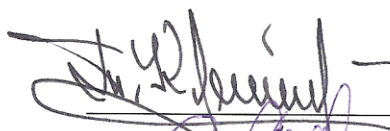
Спрацювання опорних елементів стабілізатора після 55 годин роботи склало 2 мм, що стало причиною втрати діаметра стабілізатора на 4 мм. На думку комісії після заміни вставок в опорних елементах (тобто відновлення необхідного діаметра) компоновка придатна до подальшої експлуатації.

На основі отриманих даних та зовнішнього огляду компоновки комісія вважає необхідним відмітити:

1. Застосування жорсткої ступінчастої компоновки із застосуванням нефрезуючих бокову стінку тришарошкових доліт, основаної на принципі суцільної стабілізації нижньої ділянки ОБТ проста в зборці та надійна в роботі.
2. Застосування випробувань КНБК дозволяє:
  - формувати якісний ствол та значно знизити інтенсивність викривлення свердловини;
  - покращити умови роботи долота;
  - збільшити осьові навантаження на долото, в результаті чого різко зросте механічна швидкість буріння та проходка на долото;
  - знизити прийнятні зазори між обсадною колоною та стінками свердловини.

3. З метою підвищення ефективності роботи випробовуваної компоновки необхідно:
- застосовувати наддолотний калібратор, діаметром, що дорівнює діаметру долота;
  - не допускати спрацювання стабілізатора по діаметру більше, ніж на 4-6 мм.
4. Комісія вважає необхідним рекомендувати продовження промислових випробувань компоновки.

Голова комісії:



Кушнір Т.М.

Члени комісії:



Дмитришин С.І.



Масник І.М.



Васько А.І.



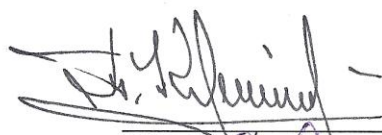
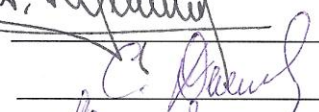
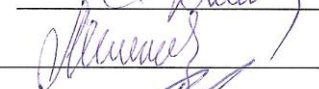



На основі отриманих даних комісія вважає необхідним відмітити:

1. Врахування методики визначення бурового індексу анізотропії, що застосовувалась на свердловині №112-Струтин дає можливість знизити темпи приросту zenітних кутів стволів свердловин в умовах Прикарпаття.
2. Врахування методики визначення бурового індексу анізотропії дозволяє значно збільшити навантаження на долото без ризику збільшення викривлення ствола свердловини.
3. Комісія вважає необхідним рекомендувати використання методики визначення бурового індексу анізотропії при бурінні на площах Прикарпатського регіону.

Голова комісії:

Члени комісії:

  
Кушнір Т.М.  
  
Дмитришин С.І.  
  
Масник І.М.  
  
Васько А.І.

Додаток Д

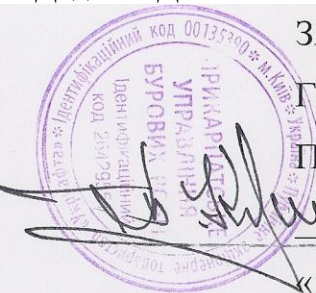
ЗАТВЕРДЖУЮ:

Головний інженер

Прикарпатського УБР

Т.М. Кушнір

«25» 10 2012р



## ПРОТОКОЛ

Про передачу методики визначення бурового індексу анізотропії, запропонованою ІФНТУНГ з попередження викривлення свердловин на площах Прикарпатського УБР складений «23» 10 2012р.

### 1. Комісія в складі:

Голова комісії – Кушнір Т.М. головний інженер

Члени комісії: Дмитришин С.І. головний технолог, начальник ТВ

Масник І.М. заст. начальника Долинського РІТС ІФЕ ПУБР

Васько А.І. асистент кафедри буріння н/г св-н ІФНТУНГ

### 2. Предмет досліджень

Методика визначення бурового індексу анізотропії, що дозволяє прогнозувати кутові параметри свердловини з глибиною.

### 3. Мета досліджень

Перевірка в промислових умовах рекомендацій, розроблених на базі аналітичних досліджень, проведених в ІФНТУНГ.

### 4. Місце та умови проведення випробувань

Для проведення випробувань вибрано свердловину №112-Струтинська, яка за результатами поряд пробурених свердловин закладена в умовах інтенсивного природного набору кривизни. Для порівняння результатів прийнято свердловину №111-Струтинська, яка знаходиться близько та має аналогічний геологічний розріз.

## 4. Результати випробувань

Таблиця 1 – Результати інклінометрії свердловин №112 та №111-Струтин

Свердловина № 112-Струтин					Свердловина № 111-Струтин				
Глибина, м	Кривизна		Навантаження на долото, кН	Середня проходка	Глибина, м	Кривизна		Навантаження на долото, кН	Середня проходка
	Кут	Азимут град				Кут	Азимут град		
200	1°15'	-	40	24	200	2°15'	80	40	24
250	1°15'	45	50	70	250	4°30'	110	50	66
300	1°30'	95	60	52	300	5°30'	98	60	62
350	1°30'	82	60	58	350	6°15'	90	60	63
400	1°30'	80	60	58	400	6°00'	85	60	58
450	1°30'	75	60	62	450	4°30'	73	60	58
500	1°30'	82	60	66	500	4°15'	62	60	62
550	1°45'	63	60	88	550	4°15'	52	60	93
600	1°45'	45	80	90	600	4°00'	42	80	93
1200	5°15'	171	80	87	1200	8°00'	234	80	87
1250	5°45'	162	80	32	1250	11°15'	190	80	27
1300	5°30'	167	80	70	1300	13°00'	200	80	73
1350	5°00'	167	80	65	1350	12°3'	203	80	73
1400	6°15'	173	80	45	1400	12°15'	200	80	25
1450	6°30'	180	80	86	1450	12°00'	202	80	90
1500	6°00'	185	80	45	1500	12°30'	212	80	34
1550	6°45'	175	80	70	1550	12°15'	200	80	76
1600	7°15'	168	80	72	1600	12°00'	202	80	63
1650	8°00'	170	80	27	1650	12°30'	212	80	19

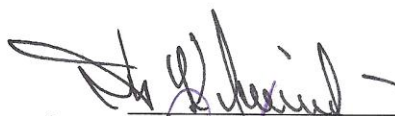
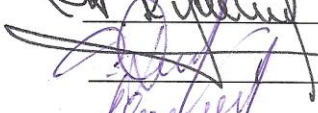
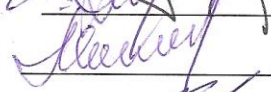

На основі отриманих даних комісія вважає необхідним відмітити:

1. Компоновка низу бурильної колони, що застосовувалась на свердловині №112-Струтинська згідно рекомендацій ІФНТУНГ забезпечує зниження темпу приросту природного викривлення стволів свердловин в умовах Прикарпаття.
2. Застосування ступеневої бурильної колони дозволяє значно збільшити навантаження на вибій без остраху збільшення викривлення свердловини в порівнянні із застосуванням однорозмірних бурильних колон.
3. В результаті збільшення жорсткості рекомендованої компоновки покращується прохідність обсадних колон.

Протокол результатів випробувань додається.

Голова комісії:

Члени комісії:

 \_\_\_\_\_ Кушнір Т.М.  
 \_\_\_\_\_ Дмитришин С.І.  
 \_\_\_\_\_ Масник І.М.  
 \_\_\_\_\_ Васько А.І.

Додаток Е

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Головний інженер

Прикарпатського УБР

Т.М. Кушнір



11 / 20/2р

**АКТ**

**Передачі методики визначення бурового індексу анізотропії гірських порід, запропонованої ІФНТУНГ Прикарпатському УБР**

Комісія в складі:

Голова комісії – Кушнір Т.М. головний інженер

Члени комісії: Дмитришин С.І. головний технолог, начальник ТВ

Масник І.М. заст. начальника Долинського РІТС ІФЕ ПУБР

Васько А.І. асистент кафедри буріння н/г св-н ІФНТУНГ

провела з 30.08.2012 р до 20.10.2012 р буріння деяких інтервалів на свердловині №112 Струтинської площі з врахуванням бурового індексу анізотропії, розрахованого за методикою, запропонованою ІФНТУНГ.

В результаті буріння з врахуванням бурового індексу анізотропії для інтервалів, представлених в протоколі випробувань забезпечено зменшення інтенсивності викривлення стовбура свердловини. Зенітний кут в інтервалах, пробурених із застосуванням розроблених рекомендацій був близьким до очікуваного та знаходився в межах 1-6° (проти 12-13° в свердловинах, що буряться без вказаних рекомендацій).

Ускладнення в процесі буріння при впровадженні рекомендацій не спостерігалось.

На основі отриманих даних комісія вважає необхідним відмітити:

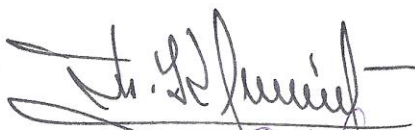
1. Врахування методики визначення бурового індексу анізотропії, що застосовувалась на свердловині №112-Струтинська дає можливість

знизити темпи приросту zenітних кутів стволів свердловин в умовах Прикарпаття.

2. Врахування методики визначення бурового індексу анізотропії дозволяє значно збільшити навантаження на вибій без ризику збільшення викривлення ствола свердловин.

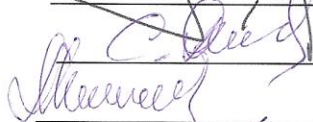
Протокол результатів випробувань додається.

Голова комісії:

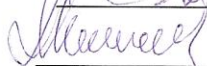


Кушнір Т.М.

Члени комісії:



Дмитришин С.І.



Масник І.М.



Васько А.І.

## Додаток Ж

### Рекомендації з управління траєкторією осі свердловини

#### 1.1 Сфера застосування

1. Ці рекомендації визначають порядок управління траєкторією похило-скерованих свердловин, вибору компоновок низу бурильної колони для їх реалізації, лімітують допустиме відхилення від проектної траєкторії свердловини, визначають номенклатуру спеціальних технічних засобів з урахуванням бурового індексу анізотропії.

2. Ці рекомендації застосовують при розробці технічних (робочих) і технологічних проектів, регламентів, режимно-технологічних карт, складанні планів робіт та інших технологічних документів на буріння похило скерованих свердловин з урахуванням бурового індексу анізотропії на родовищах і площах, які розбурюються експедиціями Прикарпатського УБР.

3. Вимоги цих рекомендацій поширюються на всі бурові бригади, діяльність яких пов'язана з бурінням похило-скерованих свердловин.

#### 1.2 Нормативні посилання

У цих рекомендаціях є посилання на такі нормативні документи:

- ДНАОП 1.1.21-1.20-03 Правила безпеки у нафтогазовидобувній промисловості України;

- ДНАОП 1.121-1.18-82 Єдині технічні правила ведення робіт при будівництві свердловин на нафтових, газових і газо-конденсатних родовищах.

#### 1.3 Терміни та визначення понять

Основні терміни, які використовують в рекомендаціях, та їх визначення.

1. Абсолютна позначка – глибина по вертикалі від нульової позначки

(рівня моря) до даної точки.

2. Азимутальний кут свердловини – кут в горизонтальній площині між напрямом на північ і проекцією дотичної до осі свердловини в даній точці, відрахований за годинниковою стрілкою.

3. Альтитуда поверхні землі – відстань по вертикалі від рівня моря до точки поверхні землі.

4. Апсидальна площина – вертикальна площина, яка проходить крізь дотичну до осі свердловини в точці проведення заміру.

5. Географічний азимут - кут в горизонтальній площині між напрямом на географічну північ і проекцією дотичної до осі свердловини в даній точці, відрахований за годинниковою стрілкою.

6. Зенітний кут свердловини – кут між вертикаллю і дотичною до осі свердловини в даній точці.

7. Інтенсивність зміни азимутального кута – величина, яка характеризує ступінь викривлення ствола свердловини в горизонтальній площині і рівна відношенню приросту азимутального кута до довжини ствола між точками замірів.

8. Інтенсивність зміни зенітного кута – величина, яка характеризує ступінь викривлення ствола свердловини у вертикальній площині і рівна відношенню приросту зенітного кута до довжини ствола між точками замірів.

9. Компоновка низу бурильної колони (КНБК) – нижня частина бурильної колони до складу якої обов'язково входить долото, опорно-центруючі елементи, ОБТ, які вибираються залежно від призначення компоновки.

10. Коригування траєкторії ствола свердловини – зміна кутових параметрів ствола при відхиленні їх від запроектованих.

11. Кривизна свердловини – приріст зенітного кута на певній ділянці ствола свердловини.

12. Магнітне відхилення – кут між географічним і магнітним напрямками на північ в даній точці.



13. Магнітний азимут – кут в горизонтальній площині між напрямком на магнітну північ і проекцією дотичної до осі свердловини в даній точці, відрахований за годинниковою стрілкою.

14. Похило скерована свердловина - свердловина з примусово викривленою ділянкою ствола, яка забезпечує задане зміщення вибою свердловини від вертикалі в проектному азимуті.

15. Проектний відхід – найкоротша відстань між устям свердловини і проекцією вибою на горизонтальну площину.

16. Просторова інтенсивність викривлення – величина, яка характеризує ступінь викривлення ствола свердловини і рівна відношенню приросту просторового кута до довжини ствола між точками замірів.

17. Просторовий кут – кут між двома дотичними, які проведені до осі ствола свердловини в точках вимірювання і лежать в апсидальних площинах викривлення ствола свердловини.

18. Профіль свердловини – проекція осі свердловини на вертикальну площину, яка розташована в проектному азимуті.

19. Радіус викривлення ствола – радіус, який забезпечує необхідний приріст зенітного кута на певному проміжку ствола свердловини.

20. Радіус кола допуску – радіус кола допустимих положень вибоїв свердловини.

21. Телеметрична система – система пристроїв, які проводять заміри зенітного, азимутального та кута встановлення відхилювача на вибої та передає їх на поверхню для проведення навігаційних робіт по керуванню стволом свердловини.

22. Траєкторія свердловини – лінія, яку описує бурове долото, прийняте за матеріальну точку під час проходження свердловини.

## **1.4 Загальні положення**

1. Основна мета буріння похило-скерованих свердловин – забезпечення якісного розкриття продуктивного пласта з урахуванням гірничо-геологічних умов та рельєфу місцевості.

2. Основне завдання похило-скерованих свердловин – доведення долота до проектної глибини з мінімально можливим відхиленням від проектної траєкторії.

3. Об'єктами використання ПСС є:

- родовища з обмеженими можливостями введення бурових робіт;
- поклади високов'язкої нафти при природному режимі фільтрації;
- карбонатні колектори з вертикальною тріщинуватістю;
- перешаровані поклади нафти і газу;
- поклади на пізній стадії розробки.

## **1.5 Керування траєкторіями свердловин**

### **1.5.1 Розрахунок індексу анізотропії для окремих стратиграфічних підрозділів**

Анізотропія гірських порід, тобто нерівномірність їх властивостей у непаралельних площинах мають суттєвий вплив під час буріння свердловин і підтримання траєкторії вертикальних чи похило скерованих свердловин у заданому напрямку та із заданими параметрами.

Для урахування впливу геологічних факторів на зміну траєкторії осі свердловини встановлено залежність між анізотропією гірських порід, режимно-технологічними параметрами та зенітним кутом свердловини, що описується виразом:

$$h_a = \frac{\frac{h}{x_2} \cdot \operatorname{tg} \alpha}{\cos^2(\gamma - \alpha) \left( \frac{h}{x_2} \cdot \operatorname{tg} \alpha - \operatorname{tg}(\gamma - \alpha) \right)}, \quad (1)$$

де  $\frac{h}{x_2}$  - відношення нормальної складової реакції вибою на долото до

безрозмірного навантаження;

$\gamma$  - кут падіння пластів, град;

$\alpha$  - zenітний кут свердловини, град.

Величину  $x_2$  визначаємо за формулою:

$$x_2 = \frac{G_o}{m \cdot q \cdot \cos \alpha}, \quad (2)$$

де  $G_o$  - осьове навантаження на долото, Н;

$m$  - умовна лінійна величина, м;

$q$  - вага одиниці КНБК у рідині, Н/м.

Лінійну величину та вагу одиниці КНБК знайдемо із рівнянь:

$$m = 1101,9029_3 \sqrt{\frac{D_{OBT}^2 + d_{OBT}^2}{(\rho_{cm} - \rho_{op}) \cdot \cos \alpha}}, \quad (3)$$

$$q = \frac{\pi}{4} (D_{OBT}^2 - d_{OBT}^2) (\rho_{cm} - \rho_{op}) \cdot g \cdot l, \quad (4)$$

де  $D_{OBT}, d_{OBT}$  - відповідно, зовнішній і внутрішній діаметри КНБК, м;

$\rho_{cm}$  - густина матеріалу труб, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{op}$  - густина промивальної рідини, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  - прискорення вільного падіння, м/с<sup>2</sup>.

Після обчислення бурового індексу анізотропії уточнюють параметри компоновки та коригують zenітний кут.

Для розрахунку бурового індексу анізотропії розроблено програми у середовищі MathCAD і побудовано графічні залежності, наведені у попередньому розділі роботи.

### 1.5.2 Коригування зенітного кута свердловини у заданих гірничо-геологічних умовах

Кінцеві значення зенітного та азимутального кутів при виході долота із пласта з урахуванням гірничо-геологічних умов обчислюємо за формулами:

$$\operatorname{tg} \psi_i = \frac{\sqrt{\Delta V^2 x_i + \Delta V^2 y_i}}{\Delta V z_i}, \quad (5)$$

$$\operatorname{tg} \beta_i = \frac{\Delta V x_i}{\Delta V y_i}, \quad (6)$$

де  $\psi_i, \beta_i$  - відповідно поточні значення зенітного та азимутального кутів;  
 $\Delta Vx, \Delta Vy, \Delta Vz$  - прирости миттєвих переміщень в напрямі координатних осей.

З урахуванням приростів миттєвих переміщень  $\Delta Vx$  та  $\Delta Vy$  визначаємо поточний азимутальний кут  $\beta$  на виході долота із пробуреного пласта:

$$\operatorname{tg} \beta = \frac{\Delta Vx}{\Delta Vy} = \frac{a \cdot \operatorname{tg} \varphi \cdot \sin \Theta + b \cdot \sin \gamma \cdot \sin \Theta_l}{a \cdot \operatorname{tg} \varphi \cdot \cos \Theta + b \cdot \sin \gamma \cdot \cos \Theta_l}, \quad (7)$$

де  $\Theta$  - азимут падіння пластів гірських порід;

$\Theta_l$  - азимут осі свердловини.

З урахуванням приростів миттєвих переміщень  $\Delta Vx_i, \Delta Vy_i$  та  $\Delta Vz_i$ , визначаємо поточне значення зенітного кута  $\psi$  на виході долота із пробуреного пласта:

$$\operatorname{tg} \psi_i = \frac{\sqrt{a^2 \cdot \operatorname{tg}^2 \varphi + b^2 \cdot \sin^2 \gamma + 2 \cdot a \cdot b \cdot \operatorname{tg} \varphi \cdot \sin \gamma \cdot \cos(\Theta - \Theta_l)}}{a + b \cdot \cos \gamma}. \quad (8)$$

Якщо  $\Theta = \Theta_l$ , то настає стабілізація азимутального кута, тому в окремому випадку зенітний кут становить:

$$\operatorname{tg} \alpha = \operatorname{tg} \psi = \frac{a \cdot \operatorname{tg} \varphi + b \cdot \operatorname{tg} \gamma}{a + b \cdot \cos \gamma}, \quad (9)$$

де  $\psi$  - поточне значення зенітного кута.

### **1.5.3 Встановлення співвідношення між параметрами нижньої та верхньої частин бурильної колони ОБТ та вектором навантаження на вибій**

Вектор навантаження на вибій свердловини вибирають залежно від фізико-механічних властивостей гірських порід та діаметра долота. Визначають довжину ОБТ проектного діаметра. У складних гірничо-геологічних умовах у практиці буріння рекомендують застосовувати ступінчасті секції ОБТ, тобто нижня частина має більший діаметр, а верхня частина - менший діаметр. Така компоновка зменшує (або ліквідує) перекіс КНБК через малий зазор між стінкою свердловини на ОБТ. Проведені аналітичні та теоретичні дослідження враховують зазор при виборі довжини ОБТ, розрахунок якої проводять за стандартною методикою з подальшим коригуванням співвідношень між верхньою та нижньою секціями ОБТ. Таке співвідношення повинно коливатися в межах  $l_1=0,6-0,7L_{обт}$ .

### **1.5.4 Вибір зазору між нижньою секцією ОБТ та стінкою свердловини**

Вагомим чинником, що впливає на відхиляючу силу надолоті та перекіс компоновки є зазор між ОБТ та стінкою свердловини. Для забезпечення буріння свердловини у заданному напрямку зазор повинен бути мінімальним. Його вибирають залежно від діаметра долота, зовнішніх діаметрів ОБТ та навантаження на долото.

### **1.5.5 Розрахунок відстані від вибою до центратора (стабілізатора чи відхилювача)**

За встановленими навантаженням на долото та зазором між стінкою свердловини і ОБТ розраховують відстань від вибою свердловини до

центратора (стабілізатора чи відхилювача) або відстань від долота до точки дотику зі стінкою свердловини, яку розраховують методом ітерації у середовищі MathCAD. За результатами розрахунків отримані графічні залежності, наведені на рисунку 1.

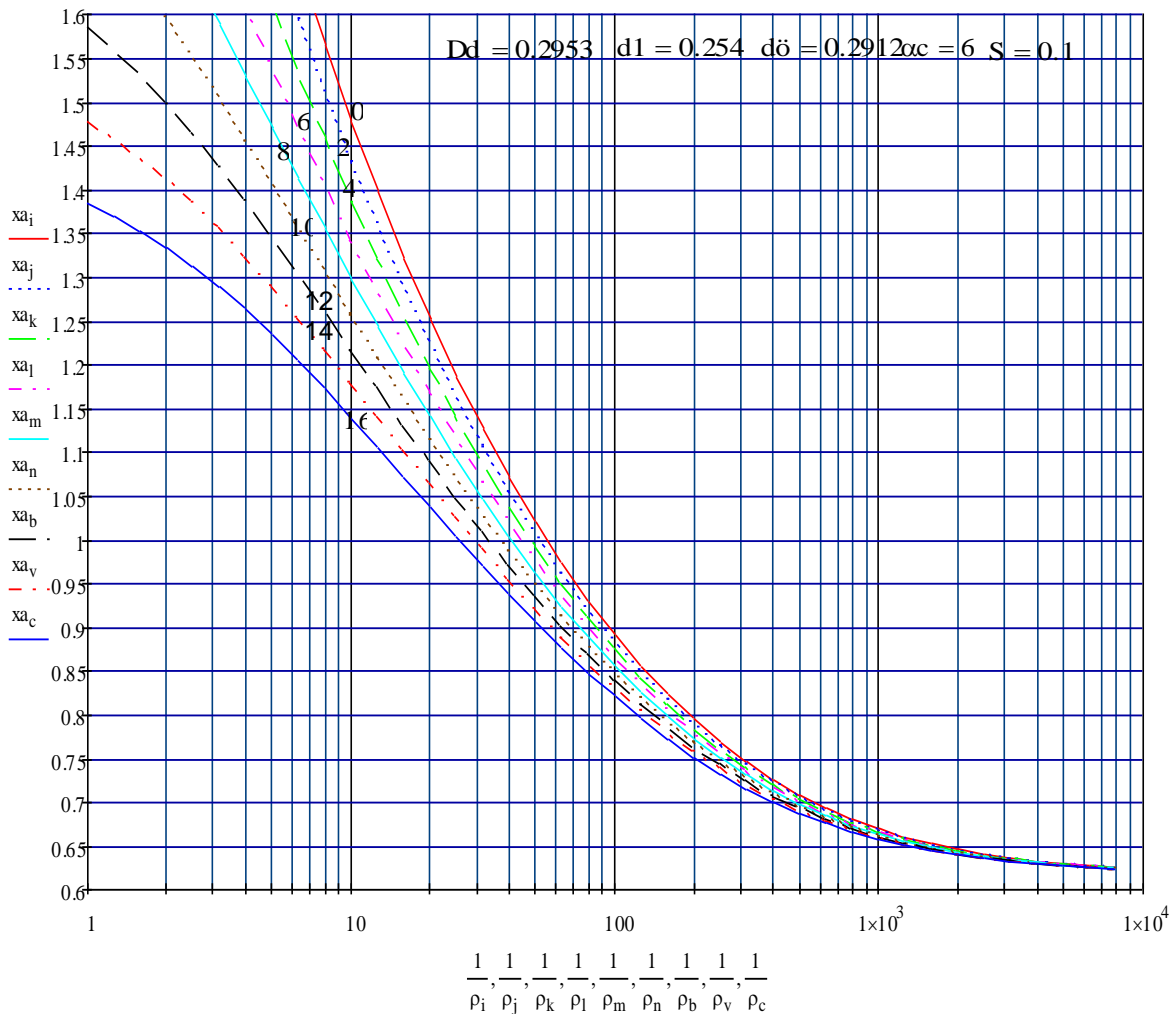


Рисунок 1 – Залежність  $x_a$  від  $\rho$  та  $x_2$  для загального випадку

### 1.5.6 Вибір величини сили тиску центратора на стінку свердловини

Наявність центратора в конструкції компоновки низу бурильної колони обумовлює певну форму пружної осі колони, розташованої нижче центратора та її пружний стан. На підставі аналітичних та теоретичних досліджень вивчено вплив вектора навантаження на вибій та сили взаємодії центратора зі стінкою

свердловини. На силу тиску центратора впливають навантаження на долото, зазор між стінкою свердловини та ОБТ, віддаль від долота до точки дотику тощо. На рисунку 2 наведено графічні залежності сили тиску центратора на стінку свердловини в залежності від осевого навантаження і зазору між колоною труб та стінкою свердловини.

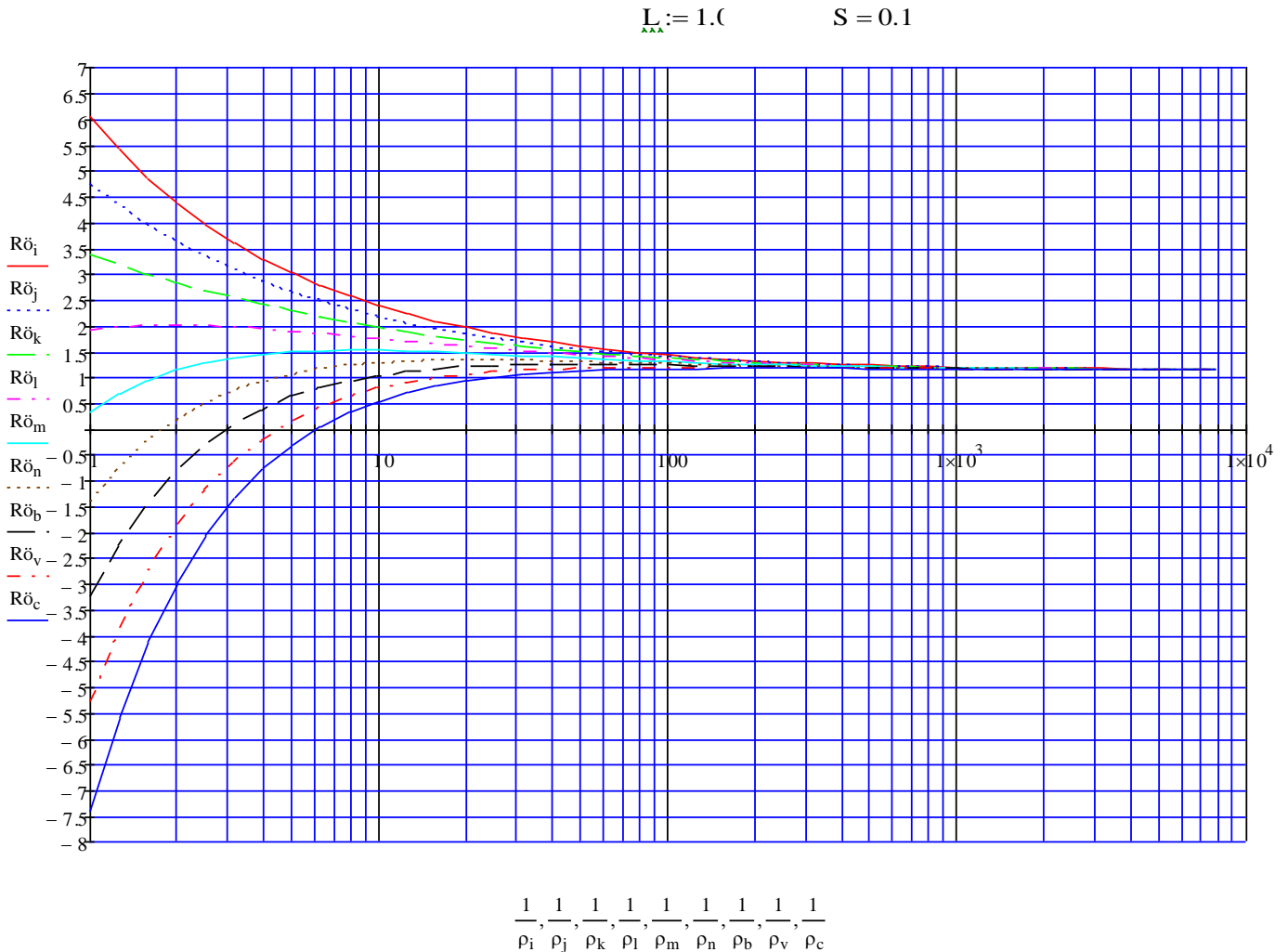


Рисунок 2 – Графічне зображення сили тиску центратора на стінку свердловини.

### **1.5.7 Вимоги до точності виконання навігаційних робіт при проводці похило скерованих свердловин**

1. Відхилення від запроєктованих параметрів приведених в технічному проекті можливі тільки при спільному вирішенні представників замовника, підрядника і розробника проекту.

2. Зона допустимих просторових положень фактичної траєкторії свердловини, побудованої за результатами інклінометрії, визначається внутрішнім просторовим конусом, вісь якого проектна траєкторія, вершина – гирло свердловини, основа – круг з радіусом допуску за нормативними відхиленнями вибою.

3. Відхилення від проектного профілю регламентуються нормами, приведеними в літературі.

4. Контроль за просторовим положенням свердловини здійснюють побудовою вертикальної і горизонтальної проекції ствола свердловини за даними інклінометричних замірів (при бурінні неорієнтованими КНБК і т/с з кабельною лінією зв'язку – стандартними інклінометрами; при використанні т/с з гідравлічним каналом зв'язку – за даними навігаційних датчиків телесистем).

5. Періодичність і частота точкових вимірів геометричних параметрів свердловини регламентується стандартами підприємств та організацій.