

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

Кваліфікаційна наукова праця  
на правах рукопису

**Різничук Андрій Іванович**

УДК 622.245

**ДИСЕРТАЦІЯ**

**УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ЗАПОБІГАННЯ РУЙНУВАННЮ  
СТІНОК СКЕРОВАНИХ СВЕРДЛОВИН**

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. Різничук

Науковий керівник Чудик Ігор Іванович, доктор технічних наук, професор

Івано-Франківськ – 2020

## АНОТАЦІЯ

Різничук А. І. Удосконалення технології запобігання руйнуванню стінок скерованих свердловин. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук (доктора філософії) за спеціальністю 05.15.10 – Буріння свердловин. – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2020.

В теперішній час розвитку вітчизняної газовидобувної галузі проблема нарощування обсягу видобування вуглеводнів є надзвичайно актуальною для нашої держави. В динаміці спостерігається значне зростання обсягів буріння скерованих свердловин. Однак буріння таких свердловин пов'язане з цілою низкою проблем. Основні проблеми, які можуть виникати при цьому пов'язані із недостатньою стійкістю їх стовбура, що в більшості випадків призводять до прихоплення бурильної колони і суттєвого зростання матеріальних витрат та виробничого часу на їх ліквідацію.

Тому забезпечення цілісності стінок свердловини в процесі їх буріння є першочерговою і вкрай важливою проблемою в системі заходів, спрямованих на поліпшення якості і підвищення техніко-економічних показників їх спорудження.

Дисертацію присвячено удосконаленню технології запобігання руйнуванню стінок скерованих свердловин, шляхом впливу техніко-технологічних та гірничо-геологічних чинників на зміну напружено-деформованого стану масиву пристовбурової зони свердловини.

Проаналізовано виробничий матеріал щодо прихоплення бурильної колони у процесі спорудження свердловин на родовищах ДДз і встановлено, що

причинами втрати рухомості бурильного інструменту здебільшого є порушення цілісності стінок свердловини внаслідок осипання та обвалювання гірських порід, а також утворення жолобних виробок на стінках свердловини. Такі ускладнення виникали, незважаючи на дотримання режимно-технологічних параметрів, при поглибленні свердловини та рекомендацій для зменшення жолобоутворень на стінках свердловини і запобігання осипання та обвалювання гірських порід.

Існуючі науково-практичні методи та підходи щодо запобігання втрати стійкості стінок свердловини не дозволяють усунути зазначену причину ускладнень, оскільки велику роль відіграє правильний підбір неорієнтованої компоновки низу бурильної колони та самої бурильної колони, а також розробка заходів для зниження інтенсивності каверно- і жолобоутворення при спуско-підіймальних операціях.

У роботі запропоновано заходи запобігання жолобоутворення при бурінні похило-скерованих свердловин. Автором розроблено модель взаємодії бурильної колони зі стінкою свердловини для запобігання жолобоутворення та визначення чинників і механізму його локалізації. Встановлено, що на інтенсивність жолобоутворення на стінці свердловини впливає величина сили притискання бурильного замка до стінки свердловини, конструктивні параметри бурильної колони та час контакту бурильної колони з гірською породою.

Вдосконалено аналітичний метод розрахунку сил притискання бурильного замка до стінки свердловини, напружень в гірській породі і глибини втискування бурильного замка в гірську породу з урахуванням техніко-технологічних і гірничо-геологічних чинників буріння в довільному інтервалі викривлення. За результатами встановлено їх зміну від низки технологічних параметрів (осьової сили розтягу, інтенсивності викривлення стовбура свердловини, конструктивних параметрів бурильної колони). Визначено максимальні напруження, які виникають в гірській породі і глибину проникнення в гірську породу бурильного замка при зміні техніко-технологічних параметрів процесу буріння.

Встановлено, що при сталому діаметрі стовбура свердловини, зменшення діаметра бурильного замка (відповідно і бурильної колони) при рівних силах її осьового натягу обумовлюють різке зростання максимальних напружень в гірській породі і, відповідно, глибину втискування останнього в неї. Визначено, що максимальні напруження та глибина втискування суттєво залежать від радіуса опорного торця бурильного замка, а руйнування стінки свердловини є більш характерним для бурильної колони меншого діаметра та більшого співвідношення між діаметром свердловини та діаметром бурильних труб.

Встановлено залежність контактних напружень, які виникають в гірській породі на поверхні стінки свердловини від часу взаємодії з нею бурильного замка. Оцінено величини напружень і фронту їх розповсюдження у масиві гірської породи стінки свердловини від дії на неї бурильного замка.

Проаналізовано фактори, що впливають на стійкість стінок свердловини в умовах, схильних до осипань і обвалювань гірської породи. Встановлено і обґрунтовано доцільність використання ванн для зміцнення стінок свердловин у відкладах глинистих гірських порід, в тому числі і глинистих сланців. Запропоновано рецептуру паливно-бітумної ванни, встановлення якої в свердловині впродовж 7÷8 годин дає змогу підвищити початкову міцність гірських порід на стиск, що забезпечить цілісність стінок стовбура.

Запропонована рецептура модифікованої паливно-бітумної ванни, термін дії якої у 1,5÷5 рази більший порівняно з паливно-бітумною ванною.

Розроблено експериментальну установку і методику досліджень впливу закріплюючої ванни на можливість і ефективність зміни міцності гірських порід за термобаричних і силових умов. Експериментальними дослідженнями доказано, що міцність моделей і натурних взірців (керн) гірських порід, з урахуванням їх обробки паливно-бітумною ванною, збільшується від 25 % до 100 %. Менша ефективність спостерігається у низькопроникних породах, а більша – у високопроникних породах. Вперше отримано залежності деформації від навантаження, які доводять вплив орієнтації площини напластування гірської поро-

ди, температури, тиску і насиченості паливно-бітумною ванною на механічні властивості моделей і натурних взірців (керна) гірських порід.

Запропоновано методи і засоби експериментального дослідження енерго-передавальних функцій бурильної колони, які розширюють можливості вдосконалення їх конструкцій і умов експлуатації. Цим забезпечується можливість коректнішого проектування і вибору конструкції бурильної колони для буріння скерованих свердловин.

Розроблено пристрій для дослідження фільтрації бурових технологічних рідин через взірці гірських порід, який захищений патентом України на корисну модель. Пристрій дає можливість проводити дослідження фільтрації бурових технологічних рідин через взірці із різних гірських порід за температурних та силових умов, які відповідають реальним – вибійним у свердловині. Крім цього, збільшується продуктивність проведення випробовувань бурових технологічних рідин, скорочується час вибору їх оптимального складу та зростає достовірність одержаних результатів досліджень.

За промисловими даними запропоновано технологію встановлення паливно-бітумної ванни для запобігання жолобоутворення в процесі промислового буріння свердловини №28 – Кадобнянська. За допомогою встановленої ванни вдалося зберегти цілісність стінок свердловини до моменту закінчення буріння свердловини.

Для ліквідації жолоба у свердловині запропоновано компоновку низу бурильної колони, яка складається зі ступінчастих обважнених бурильних труб з одночасним встановленням конічних перехідників у місцях переходу з більшого діаметра елемента бурильної колони до меншого та ексцентричного твердосплавного долота. З допомогою рекомендованої компоновки низу бурильної колони вдалося ефективно проробити жолоб в свердловині №28 – Кадобнянська і, як наслідок, запобігти прихопленню бурильної колони.

На основі отриманих результатів запропоновано і впроваджено у виробництво нові науково-обґрунтовані рішення щодо запобігання руйнуванню стінок скерованих свердловин в ТОВ «Ендейвер», м. Полтава в якості «Методики

попередження жолобоутворення на стінках скерованої свердловини замками бурильної колони».

**Ключові слова:** буріння, гірська порода, бурові технологічні рідини, ванна, похило-скерована свердловина, жолобна виробка, каверна, осипання та обвалювання, міцність, бурильний замок, упорний торець.

## ABSTRACT

Riznychuk A. I. Improving the technology for preventing destruction of the walls of directional wells. – Manuscript.

Thesis for a PhD Degree in Engineering in the specialty 05.15.10 – Well drilling. – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2020.

At present stage of the development of the domestic gas industry, the problem of increasing the volume of hydrocarbon production is extremely urgent for our state. In the dynamics, there is a significant increase in the volume of directional wells drilling. However, drilling such wells is associated with a number of problems. The main problems that may arise in this case are associated with insufficient stability of their wellbore, which in most cases leads to a stuck drill string and a significant increase in material costs and production time for their elimination.

Therefore, ensuring the integrity of the borehole walls during their drilling is a priority and extremely important problem in the system of measures aimed at improving the quality and technical and economic indicators of their construction.

The thesis is devoted to the improvement of the technology for preventing the destruction of the walls of directional wells, through the influence of technical, tech-

nological, and mining and geological factors on the change in the stress-strain state of the mass of the near-wellbore zone of the well.

The production material for the sticking of the drill string during the construction of wells in the fields of the Dnieper-Donets Rift was analyzed. It was found that the reasons for the loss of mobility of the drilling tool are mainly the violation of the integrity of the well walls because of crumbling and collapse of rocks, as well as the formation of key seats on the walls of the well. Such complications arose, despite the observance of the operating and technological parameters, when deepening the well and recommendations for reducing key seats on the walls of the well and preventing the crumbling and collapse of rocks.

The existing scientific and practical methods and approaches to prevent the loss of stability of the wellbore walls do not allow eliminating the indicated cause of complications, since the correct selection of the non-oriented assembly of the bottom of the drill string and the drill string itself plays an important role, as well as the development of measures to reduce the intensity of wall cavitation and key-seating during the round trip.

The paper proposes measures to prevent key-seating when drilling directional wells. The author has developed a model for the interaction of the drill string with the borehole wall to prevent key-seating and determine the factors and mechanism of its localization. It has been established that the intensity of key-seating on the borehole wall is influenced by the force of pressing the tool joint against the borehole wall, the design parameters of the drill string and the contact time of the drill string with the rock.

An analytical method has been improved for calculating the forces of pressing the tool joint against the borehole wall, stresses in the rock and the depth of indentation of the tool joint into the rock, taking into account the technical, technological and mining-geological factors of drilling in an arbitrary interval of curvature. Based on the results, their change from a number of technological parameters (axial tensile force, intensity of borehole curvature, design parameters of the drill string) was established. The maximum stresses that occur in the rock and the depth of penetration of



the tool joint into the rock when changing the technical and technological parameters of the drilling process are determined.

It has been established that with a constant borehole diameter, a decrease in the diameter of the tool joint (and, respectively, of the drill string) with equal forces of its axial tension cause a sharp increase in the maximum stresses in the rock and, accordingly, indentation depth of the latter. It has been determined that the maximum stresses and indentation depth significantly depend on the radius of the support end of the tool joint, and the destruction of the borehole wall is more typical for the drill string with a smaller diameter and a larger ratio between the borehole diameter and the diameter of the drill pipes.

The dependence of contact stresses that occur in the rock on the surface of the well wall on the time of interaction with the tool joint is established. The values of stresses and the front of their distribution in the rock mass of the well wall on the action of the tool joint on it are estimated.

Factors influencing the stability of well walls in conditions prone to sloughing and caving of rock are analyzed. The expediency of using baths to strengthen the walls of wells in the deposits of clay rocks, including shales, has been established and substantiated. The formulation of the fuel-bitumen bath is proposed, the installation of which in the well for 7 ÷ 8 hours allows to increase the initial compressive strength of rocks, which will ensure the integrity of the borehole walls.

The formulation for a modified fuel-bitumen bath, the duration of which is 1.5 ÷ 5 times longer than that of a fuel-bitumen bath is proposed.

An experimental setup and a technique for studying the effect of a fixing bath on the possibility and efficiency of changing the strength of rocks under thermobaric and force conditions have been developed. Experimental studies have shown that the strength of models and full-scale samples (core) of rocks, taking into account their processing with a fuel-bitumen bath, increases from 25% to 100%. Lower efficiency is observed in low-permeability rocks, and higher – in high-permeability rocks. For the first time, the dependences of deformation on the load were obtained, proving the influence of the orientation of the plane of bedding of the rock, temperature, pressure



and saturation of the fuel-bitumen bath on the mechanical properties of models and full-scale samples (core) of rocks.

Methods and means of experimental research of the energy-transmitting functions of the drill string, which expand the possibilities of improving their designs and operating conditions, are proposed. This ensures the possibility of correct design and selection of the drill string for drilling directional wells.

A device for studying the filtration of drilling process fluids through rock samples has been developed, which is protected by a Ukrainian patent for a useful model. The device makes it possible to study the filtration of drilling process fluids through samples from different rocks under temperature and power conditions corresponding to the real ones i.e. bottomhole conditions. In addition, the productivity of testing drilling process fluids increases, the time for selecting their optimal composition is reduced, and the reliability of the research results obtained increases.

According to industrial data, a technology has been proposed for installing a fuel-bitumen bath to prevent key-seating in the process of industrial drilling of well No. 28 – Kadobnianska. With the help of the installed bath, it was possible to preserve the integrity of the borehole walls until the end of drilling.

To eliminate the key seat in the well, a bottom-hole assembly is proposed, which consists of stepped heavy-weight drill pipes with the simultaneous installation of tapered adapters at the transition points from a larger diameter of a drill string element to a smaller one and eccentric carbide bit. With the help of the recommended layout of the bottom of the drill string, it was possible to efficiently work out the key seat in well No. 28 – Kadobnianska and, as a result, prevent sticking of the drill string.

On the basis of the results obtained, new scientifically grounded solutions were proposed and introduced into production to prevent destruction of the walls of directional wells in LLC "Endeavor", Poltava as "Methods for preventing key-seating on the walls of a directed well by means of tool joints."

**Keywords:** drilling, rock formation, drilling process fluids, bath, directional well, key-seating, cavity, crumbling and collapse, strength, tool joint, thrust end.

## СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

### Статті, в яких опубліковані основні результати дисертації

1. Чудык И. И., Ризнычук А. И., Юрыч А. Р. Лабораторные исследования механических свойств горных пород в условиях, приближенных к реальным. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2013. № 1. С. 35-41.
2. Чудик І. І., Різничук А. І., Гридчук Я. С., Юрич А. Р. Попередження жолобоутворення при бурінні похило-скерованих свердловин. *Молодий вчений*. 2016. №11(38). С. 46-49.
3. Оринчак М. І., Різничук А. І., Оринчак М. М., Бейзик О. С. Паливно-бітумна ванна. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2010. №3(40). С. 90-95.
4. Чудик І. І., Різничук А. І., Мілостян М. О., Жолоб Н. Р. Експериментальні дослідження енергопередавальних функцій бурильної колони у стовбурі скерованої свердловини. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2012. № 3(33). С. 73-80.
5. Чудик І. І., Різничук А. І., Мілостян М.О., Шутка П. М. Експериментальні дослідження на моделях компоновок низу бурильної колони. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2012. № 4(45). С. 80-86.
6. Чудик І. І., Різничук А. І., Юрич А. Р. Один із методів вирішення проблеми стійкості стовбура свердловини при бурінні в сланцевих відкладах. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2012. № 3(44). С. 55-62.
7. Чудик І. І., Різничук А. І. Дослідження передумов жолобоутворення на стінках свердловини замками бурильної колони. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2014. № 2(51). С. 80-87.
8. Чудик І. І., Фем'як Я. М., Різничук А. І., Васько І. С., Юрич Л. Р. Експериментальні дослідження механічних властивостей гірських порід в термобаричних умовах. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2019. №3(72). С. 32- 41.

## Тези наукових конференцій

9. Різничук А. І., Чудик І. І., Юрич А. Р. Метод лабораторного дослідження механічних властивостей гірських порід. *Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців для нафтогазової галузі: праці Міжнар. наук.-техн. конф. (м. Івано-Франківськ, 3 – 6 жовт. 2012)*. Івано-Франківськ. 2012. С. 16-19.

10. Чудик І. І., Різничук А. І., Мілостян М. О., Жолоб Н. Р. Експериментальні дослідження енергопередавальних функцій бурильної колони у стовбурі скерованої свердловини. *Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців для нафтогазової галузі: праці Міжнар. наук.-техн. конф. (м. Івано-Франківськ, 3 – 6 жовт. 2012)*. Івано-Франківськ. 2012. С. 26-29.

11. Чудик І. І., Різничук А. І., Мілостян М. О., Шутка П. М. Експериментальні дослідження на моделях компоновок низу бурильної колони. *Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії – 2012: праці Міжнар. наук.-практ. конф. (м. Івано-Франківськ, 5 – 7 лист. 2012)*. Івано-Франківськ. 2012. С. 183-185.

12. Різничук А. І., Юрич Л. Р. Про причини моделювання пластових умов при дослідженні механічних властивостей гірських порід. *Сучасний соціокультурний простір 2012: праці 9-ї Міжнар. наук.-практ. інтернет-конф. 20-22 вересня 2012*. URL: <http://intkonf.org/category/arhiv/1-suchasniy-sotsiokulturniy-prostir-2012-20-22092012>. (дата звернення: 28.12.2018 р.)

13. Чудик І. І., Різничук А. І., Юрич А. Р. Нові можливості підвищення механічних властивостей гірських порід. *Інновації і трансфер технологій: від ідеї до прибутку: праці IV Міжнар. наук.-практ. конф. (м. Дніпропетровськ, 24 – 26 квіт. 2013)*. Дніпропетровськ. 2013. С. 104-106.

14. Чудик І. І., Юрич А. Р., Різничук А. І., Яценко Т. В. Застосування пакету *solidworks* для прогнозування жолобоутворення при бурінні похило-скерованих і горизонтальних свердловин. *Графічна освіта у ВНЗ: стан та пер-*

спективи: праці Всеукраїнського наук.-практ. семінару. (м. Івано-Франківськ, 19 – 20 вересня 2013). Івано-Франківськ. 2013. С. 80-83.

15. Чудик І. І., Юрич А. Р., Процюк В. Р., Різничук А. І. Аналітичний метод дослідження процесу жолобоутворення при бурінні похило-скерованих свердловин. *Нафтогазова енергетика 2013: праці Міжнар. наук.-техн. конф. та виставки.* (м. Івано-Франківськ, 7 – 11 жовт. 2013). Івано-Франківськ. 2013. С. 113-116.

16. Юрич А. Р., Різничук А. І., Буй В. В., Дрогомирецький А. Б. Передумови жолобоутворення на стінках свердловини. *Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи: праці Міжнар. наук.-техн. конф. та виставки.* (м. Івано-Франківськ, 10 – 12 жовт. 2014). Івано-Франківськ. 2014. С. 183-186.

17. Чудик І. І., Фем'як Я. М., Різничук А. І., Васько І. С., Юрич Л. Р. Експериментальні дослідження механічних властивостей гірських порід в термобаричних умовах. *Нафтогазова енергетика – 2019: праці Міжнар. наук.-техн. конф.* (м. Івано-Франківськ, 27 – 31 трав. 2019). Івано-Франківськ. 2019.

18. Чудик І. І., Михайлюк В. В., Різничук А. І., Дейнега Р. О. Напружено-деформований стан гірської породи в умовах формування жолобної виробки. *Integración de las ciencias fundamentales y aplicadas en el paradigma de la sociedad post-industrial.* Міжнародна науково-практична конференція. 24.04.2020. Барселона. ESP. С. 74 – 78.

#### Патенти

19. Патент України на корисну модель № 06981 МПК E21B 21/06. Пристрій для дослідження фільтрації бурових технологічних рідин через зразки гірських порід [Текст]/ Чудик І. І., Юрич А. Р., Різничук А. І., Пригоровська Т. О., Малишевська О. С., Роп'як Л. Я. – заяв. 21.06.2018; опубл. 25.01.2019, Бюл. №2. – 4 с.

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	5
ВСТУП.....	6
РОЗДІЛ 1	
СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СТІЙКОСТІ СТІНОК СКЕРОВАНИХ СВЕРДЛОВИН .....	11
1.1 Класифікація ускладнень при бурінні свердловин в нестійких гірських породах .....	11
1.2 Аналіз промислових даних про причини та наслідки порушення цілісності стінок свердловин .....	13
1.2.1 Втрата стійкості стінок стовбура свердловин внаслідок осипання і обвалювання гірських порід.....	15
1.2.2 Втрата рухомості бурильної колони внаслідок її потрапляння в жолобні виробки.....	26
1.3 Методи запобігання ускладнень при бурінні скерованих свердловин в нестійких гірських породах .....	34
1.4 Постановка завдань дослідження та вибір методів їх вирішення....	39
РОЗДІЛ 2	
АНАЛІТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ НА СТІЙКІСТЬ СТІНОК СВЕРДЛОВИНИ .....	41
2.1 Математична модель розрахунку геометричних параметрів контактування елементів бурильної колони зі стінкою свердловини.....	42
2.2 Математична модель розрахунку силових параметрів контактування елементів бурильної колони зі стінкою свердловини .....	46
2.3 Методика запобігання жолобоутворення на стінці свердловини ....	57
Висновки до розділу 2.....	66

## РОЗДІЛ 3

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СТІЙКОСТІ СТІНОК СВЕРДЛОВИН ТА УМОВ ЇХ РУЙНУВАННЯ .....	68
3.1 Методика проведення експериментальних досліджень .....	68
3.1.1 Планування експерименту .....	69
3.1.2 Підбір реагентів для паливно-бітумної ванни.....	71
3.1.3 Оцінка тривалості дії паливно-бітумної ванни .....	76
3.2 Склад і рецептура модифікованої паливно-бітумної ванни.....	80
3.3 Дослідження механічних властивостей гірських порід у термобаричних умовах.....	84
3.4 Визначення коефіцієнта бокового тиску та анізотропії глинистих гірських порід на стінці свердловини .....	94
3.5 Експериментальні дослідження енергопередавальних функцій бурильної колони у стовбурі скерованої свердловини .....	100
3.6 Статистична обробка результатів експерименту .....	112
Висновки до розділу 3.....	115

## РОЗДІЛ 4

ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ДЛЯ ЗАПОБІГАННЯ РУЙНУВАННЮ СТІНОК СВЕРДЛОВИН ПІД ЧАС БУРІННЯ В НЕСТІЙКИХ ГІРСЬКИХ ПОРОДАХ .....	117
4.1 Пристрій для дослідження фільтрації бурових технологічних рідин через взірці гірської породи за термобаричних умов.....	117
4.2 Технологія встановлення паливно-бітумної ванни .....	121
4.3 Науково-методичні рекомендації стосовно запобігання і ліквідації виробок на стінках свердловини .....	129
4.4 Технічне забезпечення для проробки стовбура свердловини .....	133
4.5 Промислова апробація результатів досліджень .....	136

4.5.1 Розрахунок технології встановлення паливно-бітумної ванни в процесі спорудження свердловини .....	136
4.5.2 Технологія виконання проробки жолобної виробки в процесі спорудження свердловини .....	142
Висновки до розділу 4.....	142
ВИСНОВКИ .....	144
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	146
ДОДАТКИ .....	160

РІЗНИЧУК АНДРІЙ



## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

Термінологія в дисертації є загальноприйнятою в науково-технічній літературі даного напрямку. У дисертації прийнято такі умовні позначення:

- БЗ – бурильний замок;
- БІ – бурильний інструмент;
- БК – бурильна колона;
- БР – буровий розчин;
- БТ – бурильна труба;
- БУ – бурове управління;
- ВБР – відділення бурових работ;
- ГП – гірська порода;
- КНБК – компоновка низу бурильної колони;
- ЛБТ – легкосплавні бурильні труби;
- ОБ – окислений бітум;
- ОБТ – обважені бурильні труби;
- ОК – обсадна колона;
- ОЦЕ – опорно-центрувальний елемент;
- ПБВ – паливно-бітумна ванна;
- ППП – пічне побутове паливо;
- ПСС – похило-скерована свердловина;
- СБТ – сталеві бурильні труби;
- СПО – спуско-підймальні операції;
- ТОВ – товариство з обмеженою відповідальністю;
- ФСМ – фрезерно-струминний млин.

## ВСТУП

**Обґрунтування вибору теми дослідження.** Сьогоднішній стан газодобування в Україні характеризується виснаженням основних за запасами газових і газоконденсатних родовищ та переходом їх у завершальну стадію розробки. За традиційними технологіями видобування в них залишається від 10 до 30 % газу і понад 60 % газового конденсату та нафти [116]. Проте, ці родовища ще містять значні залишкові запаси вуглеводнів і на сьогодні забезпечують основний їх видобуток. Складність їх видобування, в першу чергу, пов'язана з особливостями завершальної стадії розробки родовищ [57], а також географічним розташуванням поряд із урбанізованими територіями та рекреаційними зонами. Зазначена обставина у поєднанні із найскладнішими у Європі гірничо-геологічними умовами обумовлює необхідність спорудження свердловин складної просторової архітектури, зокрема похило-скерованих і горизонтальних.

Буріння свердловин такого типу, зазвичай, супроводжується низкою технологічних інцидентів, серед яких порушення цілісності стінок свердловини, каверно- і жолобоутворення, які, в свою чергу, призводять до ускладнень і аварій, а також суттєвих матеріальних збитків.

Забезпечення цілісності стінок свердловин у процесі їх буріння належить до першочергових завдань поліпшення якості і підвищення техніко-економічних показників їх спорудження.

Все це обумовлює розроблення науково-обґрунтованого техніко-технологічного забезпечення для прогнозування і запобігання виникнення жолобоутворення на стінках стовбура скерованої свердловини та його адаптації у виробниче середовище.

### **Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.**

Дисертаційну роботу виконано відповідно до:

1. Науково-дослідної тематики Д-18-12-П «Розроблення методів управління процесом спорудження скерованих свердловин в сланцевих і вугільних відкладах» (Державний реєстраційний номер №0112U004157).

2. Науково-дослідної тематики Д-7-15-П «Розроблення інноваційних технологій освоєння родовищ природних вуглеводів з низькопроникними колекторами» (Державний реєстраційний номер №0115U002284).

**Мета і задачі дослідження.** Мета дисертаційної роботи полягає в підвищенні стійкості стовбура скерованих свердловин при їх спорудженні в нестійких гірських породах.

Для досягнення мети необхідно вирішити такі завдання:

1. Виконати аналіз досліджень та доступної виробничо-технологічної інформації щодо самовільного руйнування стінок свердловин у процесі їх спорудження, способів та методів запобігання зазначеного ускладнення.

2. Дослідити вплив техніко-технологічних і гірничо-геологічних чинників на стійкість стінок скерованої свердловини.

3. Дослідити явище контактної взаємодії бурильної колони зі стінками скерованої свердловини.

4. Експериментально дослідити стійкість стінок скерованої свердловини за термобаричних умов.

5. Розробити методи і засоби запобігання жолобоутворення у скерованих свердловинах.

6. Виконати промислову апробацію результатів наукових досліджень.

**Об'єктом дослідження** є процес взаємодії бурильної колони зі стінкою скерованої свердловини.

**Предметом дослідження** є методи та засоби оцінки напружено-деформованого стану гірської породи стінки скерованої свердловини.

**Методи дослідження.** Для вирішення поставлених завдань у дисертаційній роботі використовується комплексний підхід, який включає критичний аналіз та узагальнення науково-технічних досягнень в поєднанні з теоретичними та експериментальними дослідженнями.

Теоретичні дослідження базуються на використанні аналітичних методів теорії пружності, математичного та комп'ютерного моделювання.

Експериментальні дослідження включають реальні термобаричні умови формування та руйнування стінок свердловини.

**Наукова новизна одержаних результатів** полягає в отриманні якісних підходів щодо оцінки впливу техніко-технологічних рішень на стійкість стінок скерованих свердловин в процесі їх буріння:

1. Досліджено взаємодію елементів бурильної колони зі стінками скерованої свердловини, напружено-деформований стан масиву гірської породи в пристовбурній зоні та можливості утворення на них виробок.

2. Удосконалено методику розрахунку взаємодії елементів бурильної колони із стінкою скерованої свердловини шляхом встановлення особливостей втискування її замків у гірську породу.

3. Вперше встановлено основні чинники виникнення і розроблено метод запобігання руйнуванню стінок скерованих свердловин складених гірськими породами, схильними до втрати стійкості під дією навантажень бурильною колоною.

**Практичне значення одержаних результатів** полягає в розробленні методики визначення максимальних напружень, які виникають в гірській породі стовбура свердловини під дією сил притискання замка бурильної колони.

Розроблено та апроксимовано експрес-метод оцінки стійкості стінок свердловини за термобаричних умов.

Розроблено рецептуру закріплюючої технологічної рідини, спроектованої відповідно до особливостей спорудження свердловин нафтогазових родовищ України.

Практичне використання результатів дисертаційної роботи відображено у вигляді:

1. Керівного документу ТОВ «Ендейвер», м. Полтава, «Методика запобігання жолобоутворення на стінках скерованої свердловини замками бурильної колони».

2. Патенту України (№ 06981) «Пристрій для дослідження фільтрації бурових технологічних рідин через взірці гірських порід».

3. Технології встановлення паливно-бітумної ванни та компоновки низу бурильної колони для ліквідації жолоба у свердловині впроваджено у виробництво в ТОВ «Карпатська бурова компанія» для запобігання каверно- і жолобоутворенню.

Результати напрацювань також впроваджені в навчальний процес кафедри буріння свердловин Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.

**Особистий внесок здобувача.** Основні результати наукових праць, опублікованих у співавторстві, отримано дисертантом особисто. Зокрема, в роботах [81, 84, 95, 109, 117, 119, 120] обґрунтовано доцільність використання вуглеводневих рідин для зміцнення стінок свердловин у відкладеннях нестійких гірських порід, в тому числі і глинистих сланців; в роботах [110, 111, 113, 114, 115, 116, 118, 121, 124] встановлено залежності зміни сил притискання бурильного замка до стінки скерованої свердловини та залежності зміни максимальних напружень у гірській породі і глибини втискування елемента бурильного інструменту в неї від осової сили розтягу, інтенсивності викривлення стовбура свердловини, конструктивних параметрів бурильної колони; в роботах [94, 112, 122] отримано залежність контактних напружень у гірській породі на поверхні стінки скерованої свердловини від часу взаємодії з нею замка бурильної колони, встановлено характер зміни напружень і фронту їх розповсюдження у масиві гірської породи стінки свердловини від дії на неї замка бурильної колони.

**Апробація результатів дисертації.** Основні результати роботи доповідалися і обговорювалися на: міжнародній науково-технічній конференції “Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців для нафтогазової галузі”, (м. Івано-Франківськ, 3 – 6 жовтня 2012 р.); міжнародній науково-практичній конференції “Інновації і трансфер технологій: від ідеї до прибутку”, (м. Івано-Франківськ, 5 – 7 листопада 2012 р.); 9-й міжнародній науково-практичній інтернет-конференції “Сучасний соціокультурний простір 2012”, (20-22 вересня 2012 р.); 4-й міжнародній науково-практичній конференції “Інновації і трансфер технологій: від ідеї до прибутку”, (м. Дніп-

ропетровськ, 24 – 26 квітня 2013 р.); всеукраїнському науково-практичному семінарі “Графічна освіта у ВНЗ: стан та перспективи”, (м. Івано-Франківськ, 19 – 20 вересня 2013 р.); Міжнародній науково-технічній конференції “Нафтогазова енергетика 2013”, (м. Івано-Франківськ, 7 – 11 жовтня 2013 р.); міжнародній науково-технічній конференції та виставці “Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи”, (м. Івано-Франківськ, 10 – 12 жовтня 2014 р.); міжнародній науково-технічній конференції та виставці «Нафтогазова енергетика – 2019», (м. Івано-Франківськ, 27 – 31 травня 2019); міжнародній науково-практичній конференції «Integración de las ciencias fundamentales y aplicadas en el paradigma de la sociedad post-industrial» (Барселона, ESP, 24.04.2020).

У повному обсязі результати досліджень доповідалися на наукових семінарах кафедри буріння свердловин Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.

**Публікації.** Результати дисертаційної роботи містяться у 19 публікаціях, з яких 7 статей у фахових виданнях України, 1 стаття у закордонному виданні, 10 публікацій у збірниках праць і тез всеукраїнських та міжнародних конференцій, отримано 1 патент України на корисну модель.

**Структура і обсяг роботи.** Дисертація складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел, що містить 126 найменувань, а також додатків. Робота містить 59 рисунків та 19 таблиць. Загальний обсяг дисертації становить 167 аркушів.

## РОЗДІЛ 1

СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СТІЙКОСТІ СТІНОК  
СКЕРОВАНИХ СВЕРДЛОВИН1.1 Класифікація ускладнень при бурінні свердловин в нестійких  
гірських породах

З практики буріння скерованих свердловин витрати на боротьбу з ускладненнями в середньому становлять 20-25 % від календарного часу буріння. Пов'язані з ними непродуктивні витрати коштів, часу та амортизацій бурового устаткування, включаючи вартість БР, суттєво впливають на бюджетування проекту. Тому запобігання ускладнень в процесі буріння свердловин є резервом зниження вартості спорудження скерованих свердловин в умовах, схильних до осипань та обвалювань стінок стовбура [16, 20, 50, 71, 73, 78].

Оцінка їх стійкості в стовбурі свердловини відображається залежністю К. Ф. Пукса [78]:

$$K_k = \frac{V_\phi}{V_T} = \frac{D_\phi^2}{D_T^2}, \quad (1.1)$$

де  $V_\phi$  і  $V_T$  – відповідно фактичний і теоретичний об'єми свердловини;

$D_\phi$  і  $D_T$  – діаметр стовбура свердловини і породоруйнівного інструмента.

Породи вважаються стійкими, якщо  $K_k=1$ , частково стійкими – при  $1 < K_k < 3$ , нестійкими – при  $K_k > 3$ .

Характерні види деформаційних ускладнень під час буріння свердловин, за даними В. С. Новікова, подано в таблиці 1.1 [42, 68, 75, 76, 123].



Таблиця 1.1 – Види деформаційних ускладнень під час буріння свердловин в глинистих ГП

Вид порушень цілості стовбура свердловини	Коротка характеристика ГП	Ускладнення
Плинність	Водонасичені і сильно обводнені глинисті породи з високим вмістом мінералів групи монтморилонітів	Заповнення частини стовбура свердловини ГП, прихоплення БК
Звуження	Напірні пливуни та високопластичні глинисті породи	Заповнення свердловини породою, ускладнення, аналогічні при пливучості ГП
Повзучість (пластична в'язка деформація)	Пластичні гідрослюдисті або каолінітові породи з високим вмістом мінералів групи монтморилоніту	Звуження стовбура свердловини, затування БІ, обвалювання, можливі прихоплення, додаткові витрати часу на пророблення стовбура свердловини під час буріння. Недоходження свердловиною до проектної глибини, обриви БТ
Ковзання	Глинисті сланці з вираженими площинами нашарувань, виконані монтморилонітом. Породи тектонічних зон з глинами тертя по тріщинах	Каверноутворення, заклинювання БІ, зашламовування стовбура свердловини, прихоплення, обрив БТ
Осипання і обвалювання	Глинисті сланці, аргіліти з інтенсивно розвинутою макро- і мікротріщинуватістю	Обвалення ГП, каверноутворення, заклинювання, прихоплення БІ, витрати додаткового часу та коштів на розбурювання обвалених ГП

## **1.2 Аналіз промислових даних про причини та наслідки порушення цілісності стінок свердловин**

Буріння скерованих свердловин для видобування газу на сьогодні має найбільшу актуальність [31, 39, 103, 104, 105, 106, 107, 126].

Насамперед для похило-скерованих і горизонтальних свердловин питання, пов'язані з втратою стійкості глинистих ГП, і їх наслідки. Під втратою стійкості глинистих ГП розуміють випадання, осипання, обвалювання, звуження стовбура, каверно- і жолобоутворення, що призводить до прихоплення бурильної колони і суттєвого зростання матеріальних витрат матеріалів та виробничого часу на їх ліквідацію [19, 24, 25, 26, 28, 43, 44, 53, 74, 76].

Ці витрати є виправданими, оскільки площа фільтрації збільшується в десятки і сотні разів, а дебіт зростає в 3-5, а то і 10 разів порівняно з вертикальними свердловинами. Крім цього, тільки такі свердловини дозволяють максимально вилучати вуглеводні із продуктивних горизонтів з низькими колекторськими властивостями, пропластків малої товщини, які складені тріщинуватими ГП, горизонтів з підстилаючою пластовою водою або з газовою шапкою, з тупикових периферійних зон з лінзоподібними прошарками різної конфігурації [18, 21, 22, 23, 27, 29, 61, 93, 108].

Реальність зазначеної проблеми підтверджена показниками з прихоплень БК при спорудженні свердловин БУ «Укрбургаз» АТ «Укргазвидобування», причини яких наведено в таблиці 1.2.

Аналіз промислових даних свідчить, що втрата рухомості БК виникали здебільшого в інтервалах набору зенітного кута внаслідок її прихоплення за різних умов.

Причинами прихоплень БК, за даними таблиці 1.2, здебільшого є порушення цілісності стінок свердловини внаслідок осипання та обвалювання ГП та утворення жолобних виробок на стінках свердловини по периметру стовбура.

Таблиця 1.2 – Промислові дані про причини прихоплення БК в процесі спорудження свердловин на родовищах БУ «Укрбургаз»

Рік	№ свердловини, родовище	Причина прихоплення	Стратиграфічна характеристика розрізу свердловини	Зенітний кут, град	Глибина на якій виникло прихоплення, м
2013	130 – Абазівська	утворення жолобних виробок, ознаки осипань	середній карбон	18,5	3363
2014	11 – Святогірська	утворення жолобних виробок	верхній карбон	8,5	3819
2014	508 – Медведівська	утворення жолобних виробок, ознаки осипань	нижня перм, верхній карбон	10,0	3527
2015	224 – Солохівська	утворення жолобних виробок	нижній карбон (верхньовізейські відклади)	–	3690
2016	32 – Комишнянська		нижній карбон (серпухівський ярус)	–	5662
2017	183 – Мелихівська	утворення жолобних виробок, ознаки осипань	верхній карбон (картамишська свита)	19,5	2858
2018	37 – Максальська	утворення жолобних виробок	верхній карбон	–	2132
2018	108 – Західна-Солоха			–	3328
2019	200 – Мелихівська	утворення жолобних виробок, ознаки осипань	верхній карбон (араукаритова свита)	2,5	3701
2019	1 – Західно-Краснопавлівська		середній карбон	23,9	2875

Незважаючи на дотримання режимно-технологічних параметрів у робочих проектах на спорудження даних свердловин, а також врахування рекомендацій (пункт 7.4 СОУ 09.1-30019775-196:2012 «Свердловини на нафту і газ. Запобігання та ліквідація аварій при бурінні») для запобігання жолобоутворень та запобігання заклинювань КНБК в жолобних виробках не було забезпечено безаварійного їх спорудження і не вирішено проблеми прихоплення БК.

### 1.2.1 Втрата стійкості стінок стовбура свердловин внаслідок осипання і обвалювання гірських порід

У реальних умовах залягання ГП перебувають у стані всебічного стиснення. Після розкриття пласта бурінням на периметрі стовбура свердловини утворюється локальне силове поле, яке призводить до різних деформацій ГП на її стінках: від пластичної плинності до крихкого руйнування. Характер цих деформацій визначають властивістю ГП і формою прояву гірського тиску.

Умови утворення, склад і ступінь літофікації глинистих ГП обумовлюють широкий діапазон змін їх властивостей. Частина глинистих ГП характеризується відповідними властивостями, такими, як набухання, висока дисперсність, липкість, пластичність, велика ємність катіонного обміну і т.п. Такі набухаючі, пластичні і водочутливі глинисті ГП поведуться як високопластичні тіла, викликають звуження стовбура свердловини і випадання.

Однак під дією температури і тиску в таких породах виникають нові жорсткі зв'язки хімічної природи між її структурними елементами. Характер руйнування таких глинистих ГП вже є крихкий або пластично-крихкий: вони здатні розтріскуватися і осипатися в глибинних умовах при розкритті бурінням.

Глинисті ГП безперервно змінюються в часі під впливом зовнішніх і внутрішніх факторів, в основному температури і тиску. Їх склад, стан і властивості залежать від умов формування і подальшого процесу діагенезу. Ці ГП порівняно з іншими досить інтенсивно змінюють свій вигляд на різних стадіях літогенезу і надзвичайно схильні до структурно-текстурних порушень від зовнішніх і внутрішніх чинників.

В процесі спорудження скерованих свердловин у відкладеннях потенційно нестійких глинистих ГП фахівців у галузі буріння цікавить, перш за все, стан їх стовбура. Спочатку завдання з забезпечення стійкості глинистих ГП вирішували емпірично, спираючись на положення механіки ГП. Основним способом вирішення проблеми вважали створення в процесі буріння відповідного протитиску на глинисті ГП шляхом підвищення густини БР.

Низька густина БР може бути причиною нестійкого стану стовбура свердловини, а висока – може здійснювати як позитивний, так і негативний вплив при збереженні стійкості глинистих ГП та може стати причиною гідравлічного розриву пласта.

Поряд з впливом густини БР на стійкість стінок свердловин науковий інтерес має його взаємодія з глинистими ГП, які з часом стають менш міцними і втрачають стійкість. Наслідком цієї взаємодії в процесі спорудження свердловини є втрата стійкості стовбура, що виявляється у вигляді звужень або каверноутворень, сальникоутворень, затягувань, підclinювань, погіршень технологічних показників розчину і т.п. Однак, незважаючи на численні детальні дослідження, на думку багатьох фахівців, це питання досі залишається недостатньо вивченим.

Пізніше було встановлено [14], що частина фактів втрати стійкості стінок свердловини пов'язана з наявністю в складі ГП, що набухають, пластичних глинистих мінералів, здатних до значного збільшення свого об'єму при контакті з БР. У той же час мають місце випадки втрати стійкості стінок свердловини в крихких глинистих ГП, не пов'язаних з наявністю набухання глинистих мінералів, що викликає серйозні ускладнення у вигляді інтенсивних осипань.

Дослідники [8, 12, 13, 14, 35, 52, 54, 75, 87], керуючись досвідом буріння в нестійких глинистих ГП, вважають, що як основні фактори, які визначають процес зменшення міцності ГП, різні технологічні і технічні чинники.

В. С. Баранов [12] вважає, що зниження показника фільтрації розчину не забезпечує збереження стійкості стінок свердловин у глинистих відкладеннях, при цьому каверноутворення не припиняються.

В. Д. Городнов [34, 35] дійшов висновку, що на стійкість глинистих ГП значний вплив мають їх вологість і фільтрація БР. У слабозволожених глинистих ГП при набуханні виникають додаткові напруження, що сприяють зменшенню їх міцності.

На думку В. С. Новікова [75, 76], застосування інгібуючих і нафтоемулсійних БР не запобігає осипанню глиноаргілітових ГП, а його обважнення і

зниження показника фільтрації не забезпечують збереження стійкості стінок стовбура в процесі буріння свердловини.

А. І. Пеньков [87] довів, що водний склад з акрилового полімеру з хлористим калієм забезпечує стійкість глинистих ГП. Подібні технічні рішення засвідчили високу ефективність на родовищах Передкарпатського нафтогазоносного регіону, але виявилися неефективними на площах Дніпрово-Донецької западини [56, 78, 79, 82].

При бурінні свердловин Н. І. Щурячою [58] доведено високу ефективність полімерсолевих інгібуючих систем, використаних для збереження стійкості глинистих ГП.

При спорудженні свердловин у глинистих ГП неогенових відкладів В. В. Іполітов [52] та інші встановили, що втрата стійкості стінок свердловин відбувається в декілька разів швидше при використанні глинистих БР з вмістом глинистої фази до  $5\div 7\%$ , ніж за наявності  $20\div 28\%$  різнофракційної твердої фази. Спроба фахівців Baroid DF [38] використовувати в цих відкладах інгібуючу калієву систему не призвела до поліпшення стану стовбура свердловини.

Проаналізувавши наведені вище дослідження, можна дійти висновку, що тільки частина застосовуваних БР забезпечує стійкість стовбура свердловини в інтервалах глинистих ГП, причому позитивний результат збігається з наявністю в розрізі пластичних глин. Якщо літологічний розріз свердловини представлено нестійкими крихкими глинистими ГП, зазначені розчини і способи неефективні [117, 118].

Зважаючи на вищесказане, для збереження стійкості пластичних і крихких глинистих ГП необхідно застосовувати різні підходи, використовувати різні склади БР, а також проводити заходи, що враховують властивості як пластичних, так і крихких ГП. Перш за все необхідно класифікувати глинисті ГП за характером їх руйнування, що буде основою при виборі складу БР (таблиця 1.3).

Таблиця 1.3 – Класифікація глинистих ГП за характером руйнування

Група ГП	Вік ГП	Структурні контакти	Назва порода	Характер руйнування ГП в розчині
скальні	метаморфічні	фазові	сланці	дуже крихкий
напівскальні	осадові	змішані коагуляційні, перехідні, фазові	аргіліти, алевроліти	крихкий
зв'язані			суглинки, глини	пластичний, (високопластичний)

Зв'язані глинисті ГП (далі глина) в природних глибинних умовах поведуться як пластичні (або високопластичні) тіла і здатні втрачати стійкість у вигляді пластичної плинності. Складається глина з дрібних за розміром кристалів - глинистих мінералів, з яких у процесі спорудження свердловини найбільш часто трапляються каолініти, гідрослюди і монтморилоніти, що мають різну будову кристалічної решітки, а отже, і різні властивості.

Поведінка глин при всмоктуванні води залежить як від їх типу, так і від умов залягання. Зазвичай, під час проведення досліджень на стійкість взірці глин поміщають у водне середовище (розчин). Зволоження відбувається з усіх боків взірця, тому збільшення об'єму, тобто його набухання, протікає всебічно, чого не може бути в умовах свердловини. Такі випробування не дозволяють визначити характер втрати стійкості, а висновки авторів, зроблені за результатами досліджень, не коректні [40].

Нижче наведено інформацію про характерні ускладнення, що призводять до втрати цілісності стінок стовбура скерованих свердловин на окремих родовищах Дніпрово-Донецької западини.

Похило-скерована свердловина № 107 Західно-Старовірівського родовища споруджується з метою переведення запасів з категорії  $C_2$  в категорію  $C_1$  покладів продуктивних горизонтів Г-11 – Г-12 у східній частині склепіння. Проектна глибина свердловини 4160 м. Дата початку буріння свердловини – 25.06.2013 р. Проектний горизонт  $C_3^3$ . Проектний відхід вибою від вертикалі 140 м в азимуті  $135^\circ$ , радіус кола допуску – 100 м.



Фактична траєкторія похило-скерованого стовбура свердловини знаходиться в проєктному допуску: зенітний кут на глибині 4160 м складає  $6^\circ$ , азимут  $139^\circ$ , відхід вибою від вертикалі – 180 м.

Робочим проєктом № 27-13 на спорудження свердловини № 107 Західно-Старовірівського родовища при досягненні глибини 4160 м було передбачено спуск експлуатаційної обсадної колони провести двома секціями (зчленування на глибині 3000 м) з використанням стикувального пристрою ТОВ “Карбон”. Розкритий свердловиною розріз в інтервалі 3095-4160 м представлений картамишськими відкладами та відкладами нижнього карбону. Літологічно розріз складений в основній масі аргілітовою товщею та поодинокими пластами ущільнених, газоводонасичених алевролітів і пісковиків, схильних до осипань.

Після досягнення вибою 4160 м (глибина спуску експлуатаційної колони діаметром 140/168 мм) в свердловині було проведено геофізичні дослідження. За результатами профілометрії спостерігалась збільшена кавернозність.

27.02.2014 р. під час спуску першої секції обсадної колони діаметром 140/168 мм було отримано ускладнення – утворення шламової пробки в затрубному просторі (згідно висновків геолого-технічної наради від 01.03.2014 р.) внаслідок осипання і обвалювання ГП під час проведення процесу цементування (рисунок 1.1).

Ліквідація ускладнення проводилась шляхом оббурювання і вилучення прихопленого допускного інструмента. Станом на 30.09.2014 р. продовжувалось оббурювання прихопленого допускного інструмента, “голова” на глибині 2962,18 м (залишалось вилучити 38,82 м допускних труб).

На ліквідацію ускладнення за 9 місяців 2014 р. витрачено 4952,25 год. календарного часу, що відповідає втраті 1100,9 м проходки.

Технологічною службою Хрестищенського ВБР рекомендувалися такі заходи щодо запобігання подібних ускладнень:

– для кріплення стінок свердловини при бурінні БР обробляти вапном та іншими інгібіторами;

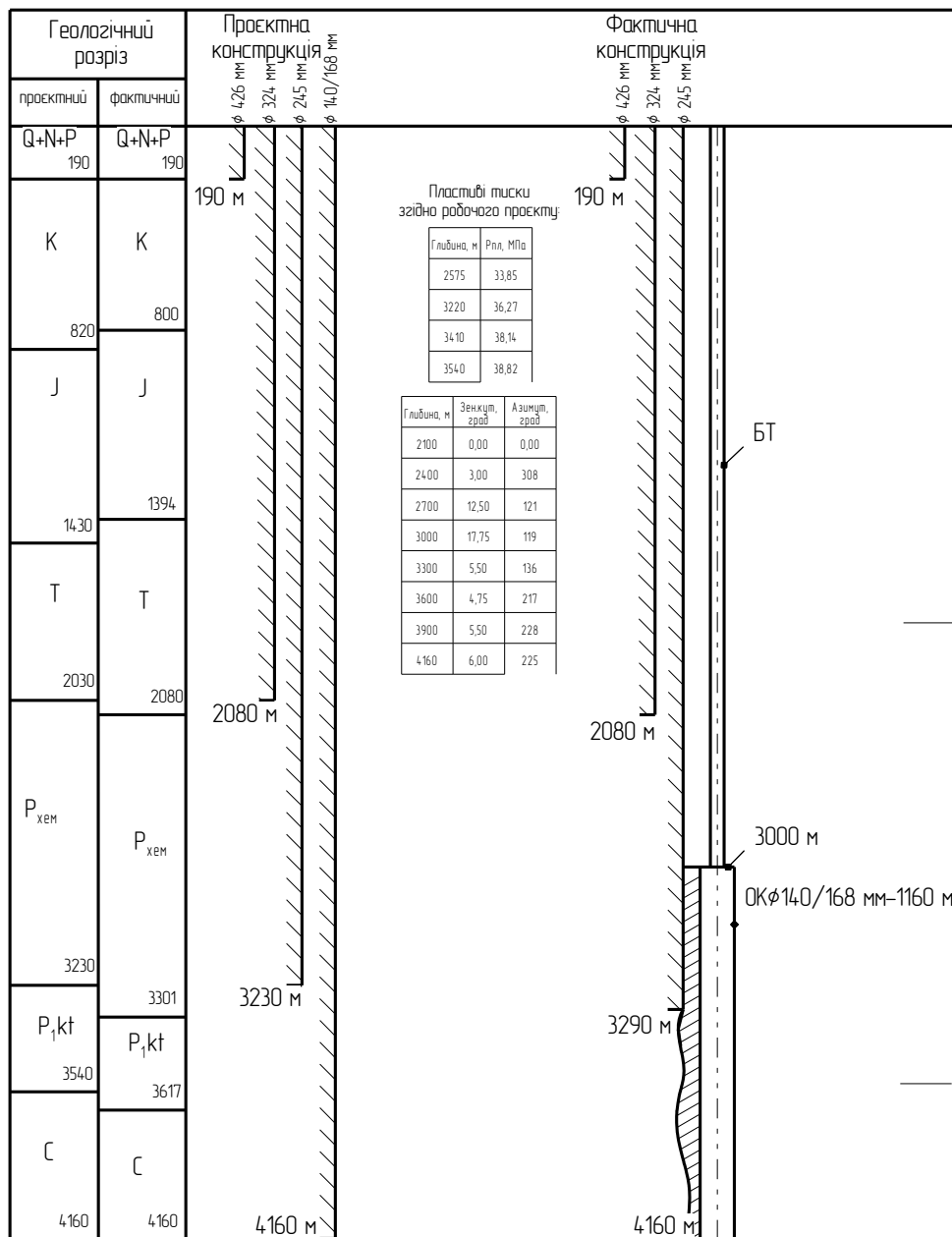


Рисунок 1.1 – Свердловина №107 Західно-Старовірівського ГКР (станом на 01.03.2014 р.)

– використовувати буферну рідину перед цементним розчином у більшому об'ємі з метою запобігання його контакту з БР;

– проводити перевірку процентного вмісту сповільнювача тужавлення методом титрування.

При підборі рецептури враховувати такі чинники:

– гідростатичний тиск в свердловині не має перевищувати 85-90 % величини тиску гідророзриву ГП. У випадку, коли цю умову неможливо викона-

ти, допускається використання тампонажного розчину і БР однакової густини, але розділених буферною рідиною, в'язкість якої вища від в'язкості БР;

- для підвищення седиментаційної стійкості тампонажного розчину застосувати реагенти-стабілізатори (ОЕЦ, КМОЕЦ та їх аналоги);
- для підвищення адгезії цементного каменю використовувати тампонажні розчини з розширюючими властивостями;
- для сповільнення термінів тужавіння застосувати реагенти-сповільнювачі (НТФК, цукор, ВЛР та комплексні реагенти на його основі);
- як прискорювач – застосувати хлористий кальцій або інші аналогічні за дією реагенти;
- для зниження фільтрації тампонажних БР і газопроникності цементного каменю використовувати реагенти-пластифікатори (КССБ, DESCO, Atrenplast-B тощо) в комплексі з реагентами-стабілізаторами (ОЕЦ, КМОЕЦ та їх аналоги).

Похило-скерована свердловина № 15 Відраденського родовища споруджується з метою оцінки промислової газоносності девонських і нижньокам'яновугільних відкладів та уточнення глибини залягання франкської солі. Проектна глибина – 5280 м. Проектний відхід стовбура свердловини на проектній глибині – 300 м в географічному азимуті 260°.

Розріз свердловини у відкритій частині стовбура представлений відкладами московського і башкирського ярусів середнього карбону та відкладами серпухівського і візейського ярусів нижнього карбону, які літологічно складені нашаруванням пластів пісковиків, алевролітів та потужних пачок аргілітів. Стовбур свердловини поступово ускладнився значними жолобами та кавернами. Під час проведення робіт періодично спостерігалось підвищення тиску циркуляції БР і збільшення виносу шламу. При досягненні глибини 4200 м проведено комплекс геофізичного дослідження свердловини (ГДС), за даними якого встановлено, що в стовбурі свердловини, порівняно з даними попередніх ГДС, стали значно більші жолоби і каверни.

Наявність жолобів і каверн, утворених практично по всьому стовбуру свердловини, сприяла накопиченню в них вибуреного шламу і постійно створювала загрозу осипань і обвалів. У зв'язку з цим, на геолого-технічній нараді 10.02.2014 р. було прийнято рішення провести кріплення стовбура свердловини 245 мм проміжною колоною в інтервалі 0-4200 м. При знаходженні долота на глибині 4193 м, після проведення нарощування БК, відбулося прихоплення (рисунок 1.2).

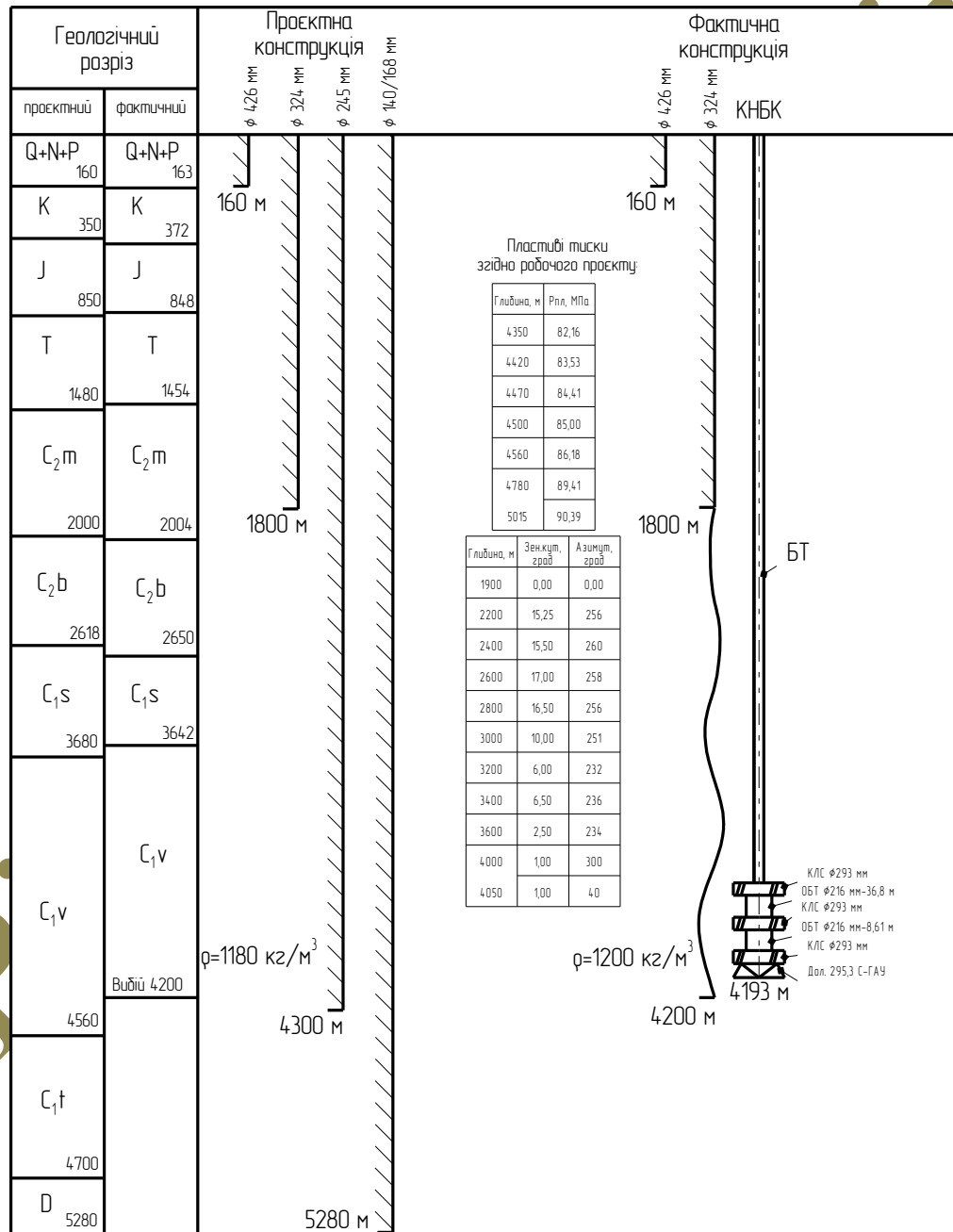


Рисунок 1.2 – Свердловина №15 Відраденського ГКР (станом на 04.04.2014 р.)

Після накручення ведучої труби відновити циркуляцію (з мінімальною продуктивністю) та рухомість БК (розходжуванням бурильного інструменту) не вдалося. Причиною цього прихоплення визначено осипання нестійких аргілітів серпухівського під'ярусу та верхньовізейського під'ярусу нижнього карбону.

Для визначення інтервалу прихоплення проводився спуск прихватоміра ПО-50 на кабелі КГ-50-180. При допуску приладу до глибини 4192 м зафіксували розвантаження ваги кабелю.

При спробі зробити фоновий запис відбулося затягування з подальшою втратою рухомості приладу.

Розходжуванням геофізичного кабелю (з величиною натягу, яка не перевищувала максимально допустимого розривного зусилля геофізичного кабелю – 3 т понад власну вагу) провести його звільнення не вдалося. Після цього поступово збільшуючи навантаження, провели розрив геофізичного кабелю (стався на глибині приблизно 60 м від устя). Роботи з ліквідації ускладнення проводились шляхом оббурювання залишеної компоновки кільцевими фрезами і вилучення її частинами.

На ліквідацію ускладнення за 9 місяців 2014 р. витрачено 2995,5 год. календарного часу, що відповідає втраті 1381 м проходки.

Похило-скерована свердловина № 107 Новоукраїнського родовища споруджується з метою розвідки покладів вуглеводнів у серпухівських горизонтах С-6, С-7 нижнього карбону ( $C_{1S2}$ ).

Згідно рішення геолого-технічної наради від 17.07 2013 р. в свердловині, з метою перекриття девонської солі, спустили 245 мм проміжну колону до глибини 3720 м (згідно проєкту 3620 м). При подальшому бурінні в хомогенних відкладах проєктом передбачено розкриття горизонтів А-4-5 з поточним пластивим тиском 26 атм на буровому розчині густиною 1100 кг/м<sup>3</sup>. За результатами раніше пробурених свердловин №№ 100, 103 Новоукраїнського НГКР потужність хомогенних відкладів складає 200-350 м (представлені доломітами, щільними та водоносними вапняками з  $K_{\text{п}}=7-9,5$  %, глиною та сіллю).

Зважаючи на зазначене, рішенням геолого-технічної наради від 08.08.2013 р. передбачено використання мінералізованого БР густиною  $1280 \text{ кг/м}^3$ .

29 липня 2014 року під час проробки на глибині 4033 м було зафіксовано різке підвищення тиску на манометрі бурового насосу з 90 атм до 200 атм з наступною втратою циркуляції та рухомості інструменту (рисунок 1.3).

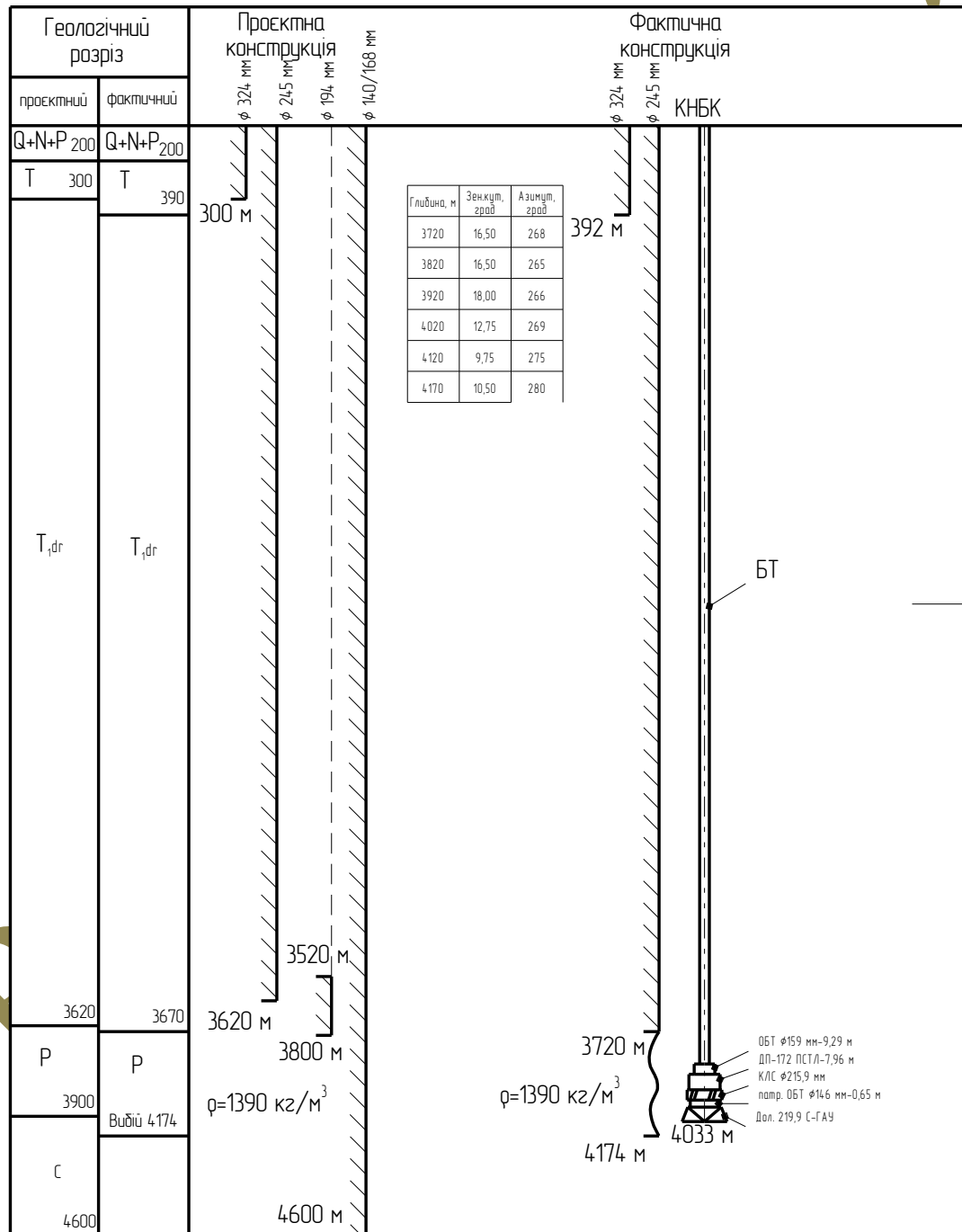


Рисунок 1.3 – Свердловина №107 Новоукраїнського НГКР (станом на 29.07.2014 р.)

Розходжуванням в межах допустимих навантажень відновити рухомість БК не вдалося.

Як наслідок в свердловині залишилося КНБК: долото 215,9 мм СЦ-ГАУ + патрубок 146 мм – 0,65 м +КЛС 215,9 мм + ДП-172 ПСТЛ + ОБТ 159 мм – 9 м, а також частина оббурювальної компоновки: к.ф. 194x168 мм, оббурювальні труби 194 мм - 18 м + ТБПК 127x9,19 мм – 189 м.

Причиною аварії визнано раптове осипання нестійких ГП (аргілітів) в серпухівських відкладах нижнього карбону, які залягають під великими кутами.

На ліквідацію ускладнення за 9 місяців 2014 р. витрачено 1482,75 год. календарного часу, що відповідає втраті 236,6 м проходки.

Для запобігання подібних ускладнень рекомендовано:

- постійно вводити змащувальні та полімерні добавки в БР для підтримання КТК не більше 0,15 та зменшення фільтрації БР;
- розробляти заходи з ефективною ліквідації ускладнення на свердловині;
- для закріплення стінок свердловини БР обробляти вапном;
- обробляти БР хімічними реагентами, які сприяють утворенню тонкої малопроникної фільтраційної кірки;
- застосувати в КНБК ОБТ із спіральними канавками;
- перед нарощуваннями БК стовбур свердловини постійно проробляти на довжину ведучої труби до вільного проходження долота;
- при знаходженні долота в необсадженому стовбурі постійно підтримувати БК в русі;
- підтримувати мінімальну фільтрацію БР;
- відновлення циркуляції БР здійснювати з мінімальною продуктивністю з поступовим збільшенням продуктивності до нормальної;
- при бурінні свердловини витримувати параметри режиму буріння і КНБК згідно робочого проєкту;
- параметри і тип БР повинні відповідати вимогам робочого проєкту;



– для зменшення кількості СПО використовувати долота з великим ресурсом роботи.

### **1.2.2 Втрата рухомості бурильної колони внаслідок її потрапляння в жолобні виробки**

В умовах Східного Донбасу, за даними А. І. Варєца [31], в породах VI-VII категорій за буримістю (глинисті піщаники і сланці) втрата стійкості стінок стовбура свердловини, каверно- і жолобоутворення, відбувається в результаті механічної дії БТ і ступінь втрати стійкості стінок стовбура свердловини зростає у зоні стисненої частини БК. У тріщинуватих породах вона досягає шести кратних величин номінального діаметра.

Залежно від габаритних розмірів та типу ГП їх поділяють на кілька груп [31, 126].

До першої групи належать жолобні виробки у м'яких ГП глибиною 100-150 мм, які призводять до незначних затувань БІ під час СПО. Інша група виробок – це жолобні виробки на стінках свердловини у міцніших ГП з глибиною 50-100 мм, які викликають сильні затування, а в подальшому і прихоплення БК.

Наступна група жолобних виробок на стінках свердловини характерні для утворення в міцних ГП з глибиною, що не перевищує 30 % діаметра БЗ. У процесі буріння свердловин вони є стійкими і практично не призводить до ускладнень.

Найбільш небезпечним, з точки зору прихоплення БК, є жолобні виробки у похило-скерованих свердловинах (рисунк 1.4) особливо на ділянках різких перегинів.

Нижче наведено інформацію про характерні ускладнення у процесі кріплення похило-скерованих свердловин на окремих родовищах ДДз.

Свердловина № 130 Абазівського родовища споруджується з метою оцінки горизонтів С-3а, С-3б та розробки газоконденсатного покладу С-5в. Проектний горизонт – верхньосерпухівський під'ярус нижнього карбону  $C_{1S2}$ .

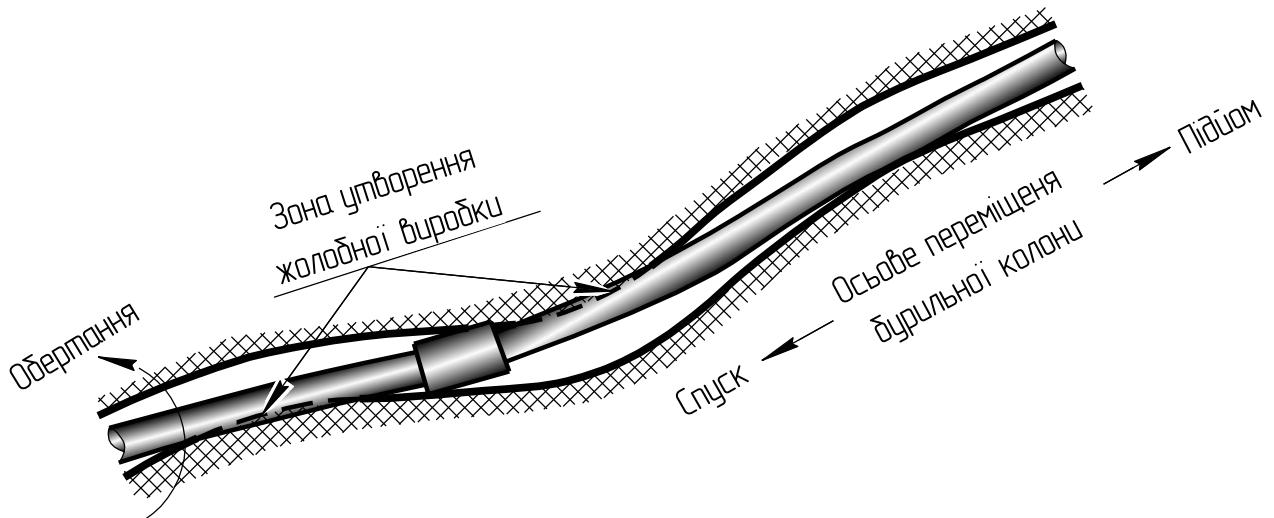


Рисунок 1.4 – Жолобні виробки на стінках скерованої свердловини

Свердловина буриться згідно індивідуального проекту № 13-13. Проектна глибина свердловини 4350 м (4300 м – по вертикалі), відхід стовбура 375 м в географічному азимуті  $182^\circ$ , радіус кола допуску 100 м.

При досягненні глибини 3563 м, під час чергового відриву долота отримали затягування і прихоплення (рисунок 1.5).

Аналіз причин прихоплення свідчить, що, ймовірно, інструмент попав у жолобну виробку (стався при підйомі, циркуляція збереглась повністю, інструмент не провертався, ознаки осипання на віброситах були відсутні, нафтові ванни ( $25 \text{ м}^3$ ) не дали необхідного ефекту – прихоплення не диференційне). Враховуючи, що інтервал спорудження під 245 мм обсадну колону похило-скерований, повна довжина його за проектом складає 1630 м (на час прихоплення склав 1293 м), значна тривалість часу буріння інтервалу, відсутність інгібіторів у розчині – утворення жолобних виробок і ускладнення в свердловині були неминучими.

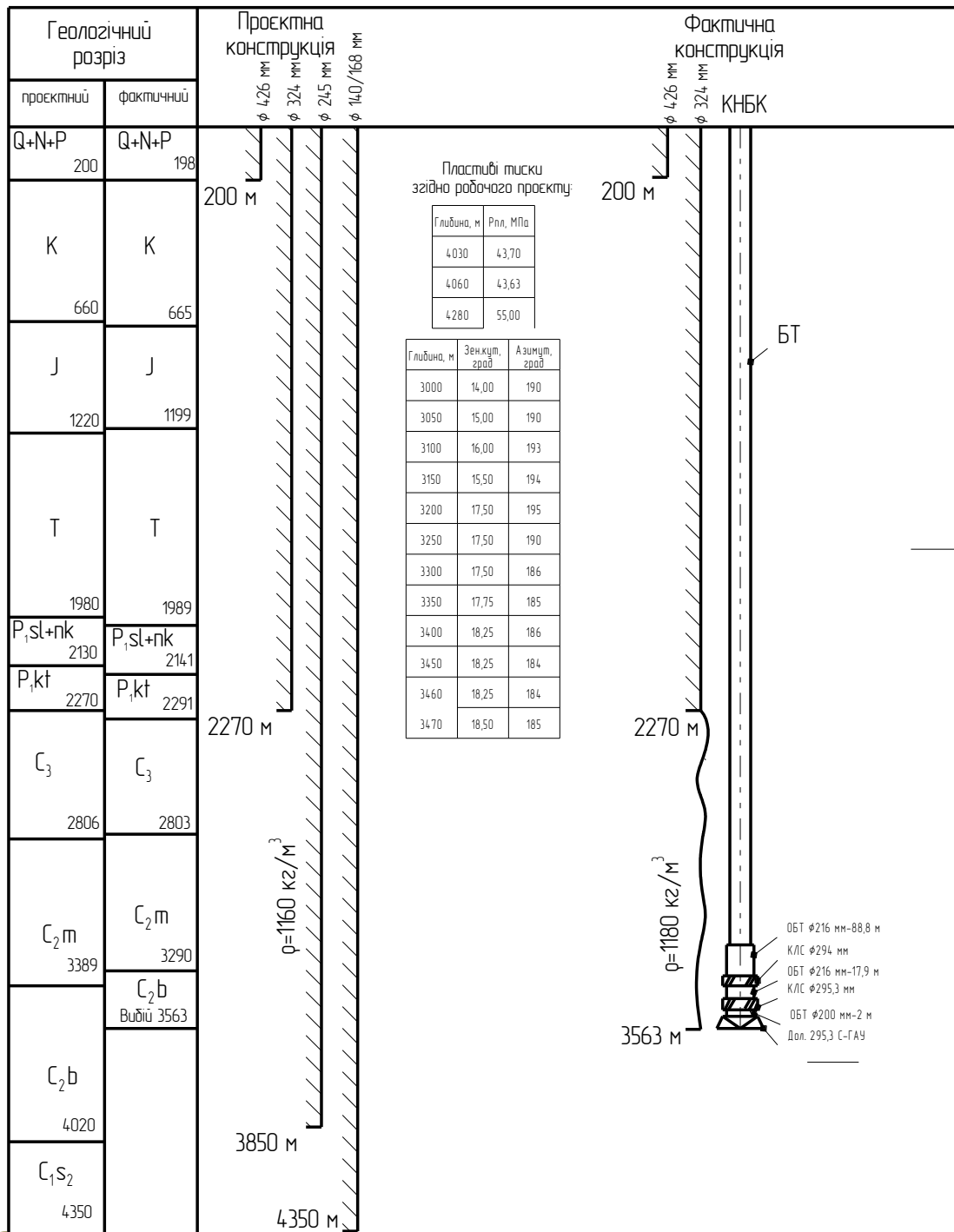


Рисунок 1.5 – Свердловина №130 Абазівського ГКР (станом на 10.11.2013 р.)

Ускладнення вирішили ліквідувати шляхом перебурювання свердловини другим стовбуром.

На ліквідацію ускладнення було витрачено 1514,08 годин календарного часу, що відповідає втраті 87 м проходки.

Дані кривизни в інтервалі забурювання подано в таблиці 1.4.

Таблиця 1.4 – Дані кривизни в інтервалі забурювання

Глибина Н, м	Зенітний кут $\alpha$ , °	Азимут $\varphi$ , °	Глибина Н, м	Зенітний кут $\alpha$ , °	Азимут $\varphi$ , °
2270,00	0,00	0,00	3000,00	14,25	189,00
2500,00	4,50	167,00	3100,00	15,75	192,00
2600,00	12,00	175,00	3200,00	17,50	193,00
2700,00	13,30	173,00	3300,00	17,50	187,00
2800,00	14,00	175,00	3400,00	18,25	186,00
2900,00	14,00	175,00	3470,00	18,50	185,00

Технологічною службою Полтавського ВБР рекомендувалися наступні заходи щодо запобігання подібних ускладнень:

- підйом БК в інтервалі жолобних виробок проводити на пониженій швидкості, не допускаючи зтягнень більше 49 кН (5 тс) вище ваги БК, що фіксується при підйомі. Розходжування БК у випадках зтягнень проводити тільки розвантаженням і обертанням;
- не робити спроби звільнювати зтягнуту в жолобоутворення БК на тягом її вище власної ваги;
- періодично проводити інклінометрію і профілетрію стовбура: в твердих і середніх породах через 300 м проходки і менше, а в м'яких – через 500 м буріння нижче башмака останньої обсадної колони, а потім – через 200-300 м буріння та перед спуском всієї конструкції. Заміри проводити кожного разу по усьому відкритому стовбуру. При виявленні жолобних виробок заміри повинні проводитись не рідше, ніж через 100 м буріння;
- за результатами геофізичних досліджень і поведінки бурильного інструменту в свердловині своєчасно робити висновки про наявність виступів і жолобів, їх величини і ступені небезпеки;
- мати на буровій діаграмі профілетрії і плакат із зазначеними інтервалами жолобоутворень.

Похило-скеровану свердловину №11 Святогірської площі закладено з метою пошуків покладів вуглеводнів у горизонтах Б-1в, Б-1н та Б-2-3 башкирського ярусу середнього карбону, оцінки нафтогазоносності виявлених покладів горизонтів М-1н, М-2в, М-2с, М-3-4 московського ярусу середнього карбону.

Профіль стовбура – похило-скерований, відхід свердловини від устя 350 м на глибині 4100 м в географічному азимуті  $44^\circ$  при радіусі круга допуску 100 м. Буріння свердловини було розпочато 25.09.2011 р.

Інтервал під 245 мм обсадну колону на свердловині буриться тривалий час, другим стовбуром. Другий стовбур розпочато бурінням 29.01.2013 р. з верху цементного моста під башмаком проміжної обсадної колони 324 мм (1635 м).

При досягненні вибою на глибині 3819 м, в процесі чергової тривалої проробки стовбура свердловини, отримали потрапляння БК в жолобну виробку і її прихоплення (рисунок 1.6), звільнити яку не вдалось.

Другий стовбур свердловини ускладнений жолобними виробками в інтервалах набору зенітного кута та відзначається підвищеною кавернозністю. Це обумовлює труднощі при подальшому поглибленні.

Згідно робочої програми на буріння похило-скерованого інтервалу стовбура з глибини 2720 м було забурено похилий стовбур. Після набору зенітного кута до  $10^\circ$  продовжено буріння роторною компоновкою для подальшого набору зенітного кута. Однак, в процесі буріння, з глибини 2820 м набору зенітного кута досягнуто не було, а отримано його стабілізацію на рівні  $15,5^\circ$  при проектних  $17,5^\circ$ . Тому, для набору зенітного кута, з глибини 3380 м при зенітному куті  $15,5^\circ$  було проведено додаткове коригування зенітного кута компоновкою з ДРУ-240 і ГУОБІТ-190 до досягнення  $18^\circ$  при азимутальному напрямку  $35^\circ$ . Після проведення цих робіт, при вибої 3427 м зібрано роторну компоновку, якою вдалось набрати максимальний зенітний кут  $23^\circ$ . Фактична траєкторія похило-скерованого стовбура свердловини знаходилась в проектному колі допуску: зенітний кут на глибині 3570 м складає  $23^\circ$ , азимут -  $35^\circ$ , відхід вибою від вертикалі – 190 м.

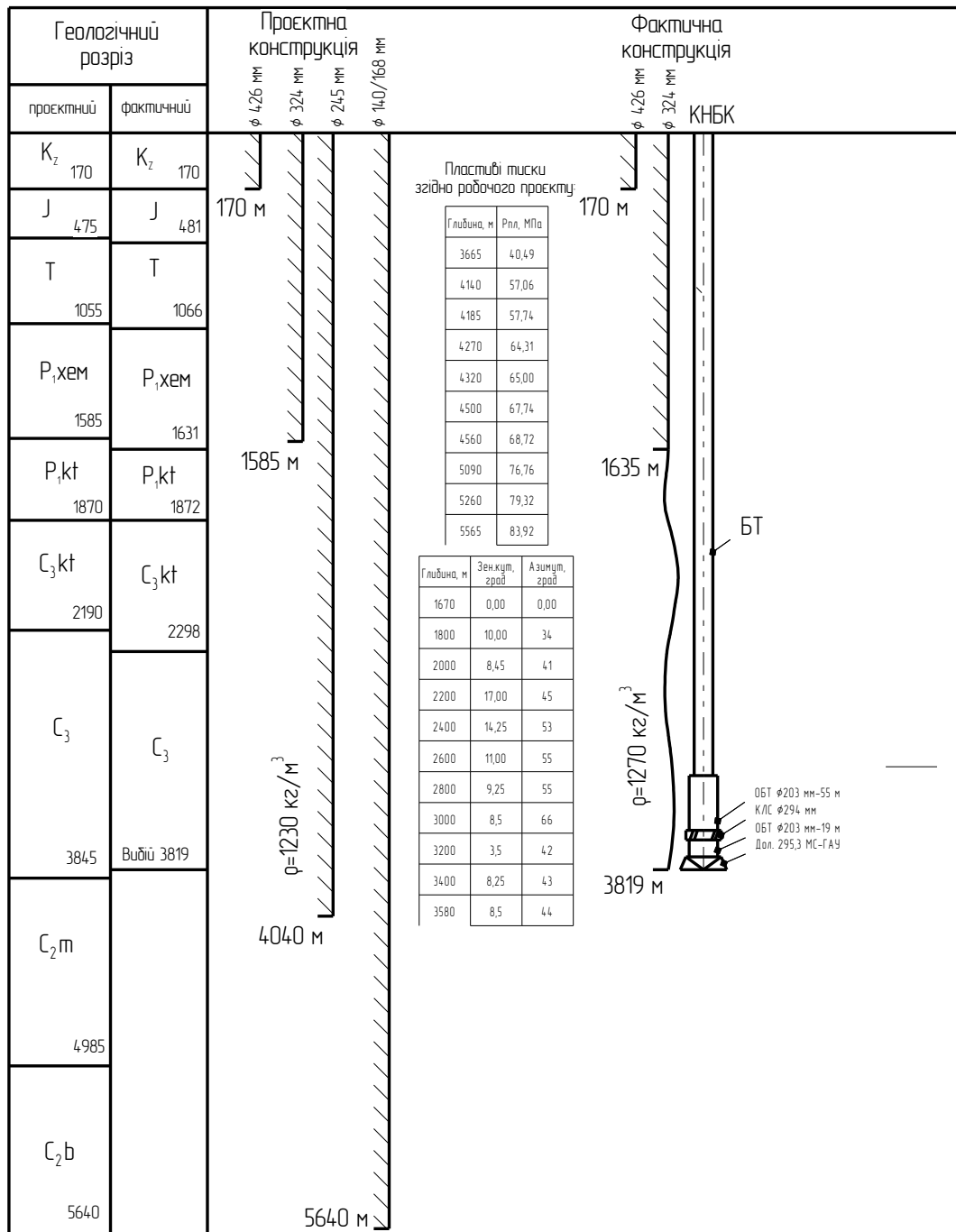


Рисунок 1.6 – Свердловина №11 Святогірської площі (станом на 25.02.2014 р.)

В процесі буріння похило-скерованого інтервалу стали виникати затягування і посадки БК, особливо під час проведення СПО. Періодично долото не доходило до попереднього місця роботи компоновки в інтервалах коригування напрямку стовбура свердловини. Причиною цього стало утворення жолобних виробок в інтервалі похило-скерованого інтервалу. Згідно результатів проведення профілометрії стовбур свердловини поступово ускладнювався жолобними виробками та кавернами в інтервалі похилого стовбура (2720-3588 м). Для

запобігання потрапляння БК в жолобні виробки стовбур свердловини пророблено роторною компоновкою з двома КЛС, частіше проводились профілактичні роботи з бурильними трубами, підвищувались інгібуючі властивості БР. Однак, при подальшому бурінні знову стали посилюватись затягування, посадки інструменту з вимушеними тривалими проробками стовбура.

На ліквідацію ускладнення за 1 квартал 2014 р. було витрачено 706 годин календарного часу, що відповідає втраті 102 м проходки.

Похило-скеровану свердловину № 508 Медведівського ГКР закладено в північно-західній приштоковій частині північного блоку з метою оцінки та розробки газових покладів картамишської свити нижньої пермі і араукаристової свити верхнього карбону. Проектна глибина – 4035 м.

Внаслідок того, що розріз виявився безперспективним в нафтогазоносному відношенні, на підставі рішення геолого-технічної наради від 30.07.2014 р., в свердловині встановили опорно-ізоляційний цементний міст в інтервалі 3400-3470 м. Для виконання завдання оцінки та розробки газових покладів картамишської свити нижньої пермі та араукаристової свити верхнього карбону з глибини 3400 м свердловину забурили новим стовбуром в азимутальному куті 310°.

Роботи з набору zenітного кута і зміни напрямку траєкторії стовбура свердловини проведені за допомогою ДРУ-172 ПСТЛ + телесистема ГУОБИТ-172. Після досягнення проектних значень zenітного і азимутального кутів, з глибини 3491 м продовжили буріння свердловини роторним способом для стабілізації заданого напрямку траєкторії стовбура.

В процесі буріння в інтервалі 3400-3491 м поступово виникли затягування бурильного інструменту в процесі виконання СПО, причиною яких стали жолобні виробки.



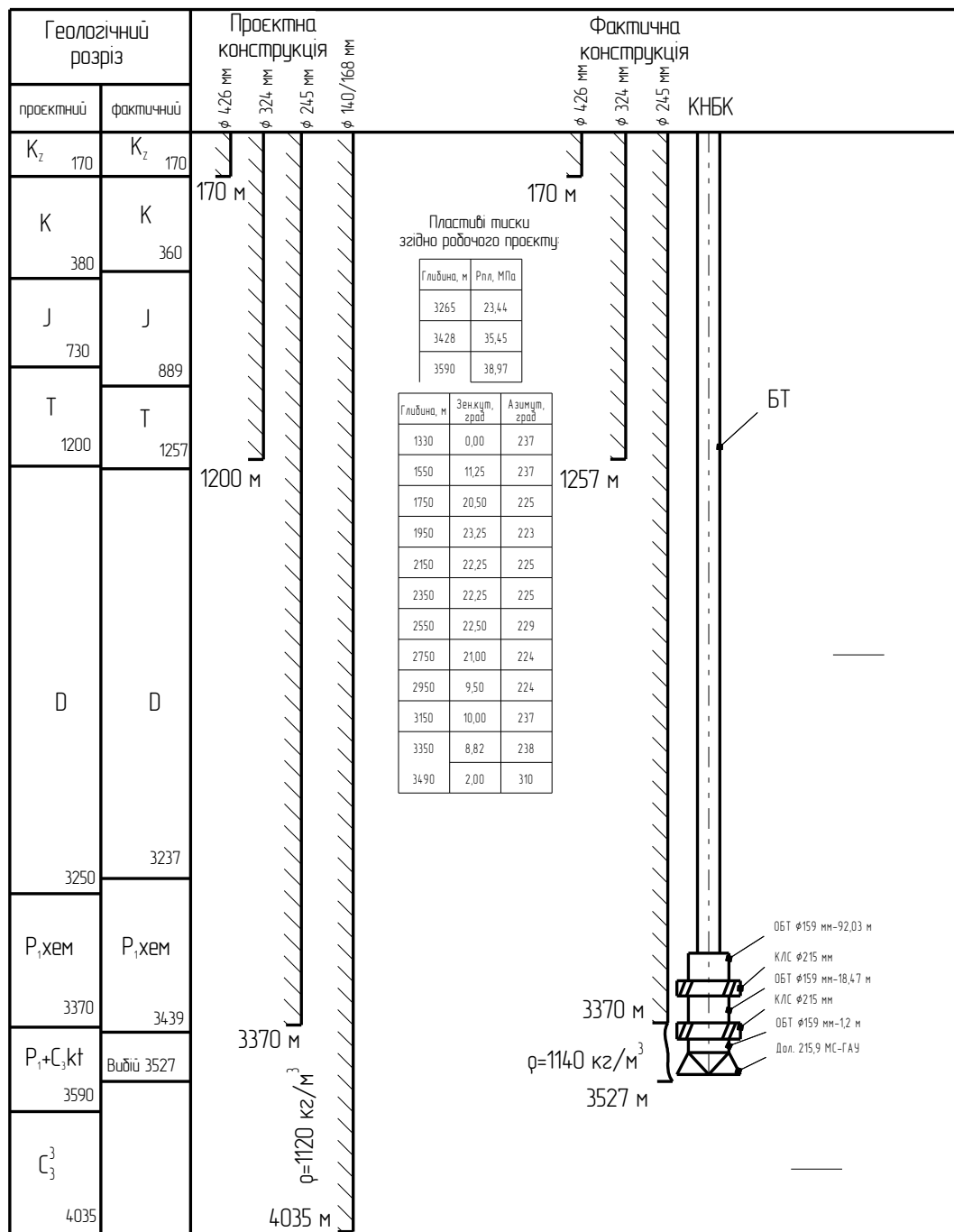


Рисунок 1.7 – Свердловина №508 Медведівського ГКР (станом на 01.09.2014 р.)

При вибої свердловини 3527 м, в процесі відриву долота від вибою, отримали потрапляння БК в жолобну виробку (рисунок 1.7). Долото знаходилось на вибої. Шляхом розходжування БК звільнити бурильний інструмент не вдалось.

Ускладнення ліквідували 27.09.2014 р. шляхом встановлення цементного моста в інтервалі 3350-3400 м і бурінням інтервалу свердловини другим стовбуром.

Станом на 30.09.2014 р. на свердловині велося буріння новим стовбуром в інтервалі під експлуатаційну обсадну колони діаметром 140/168 мм, вибій становив 3567 м.

На ліквідацію ускладнення в тривалістю дев'ятому місяці 2014 р. витрачено 592,68 годин календарного часу, що відповідає втраті 197 м проходки.

### **1.3 Методи запобігання ускладнень при бурінні скерованих свердловин в нестійких гірських породах**

Значний внесок у розробку заходів для боротьби з нестійкістю глинистих ГП, розкритих в процесі буріння, внесли Александров М. М., Ананьєв О. М., Ангелопуло О. К., Байдюк Б. В., Балаба В. І., Баранов В. С., Бейзик О. С., Вадецкий Ю. В., Войтенко В. С., Волобуєв А. І., Гноєвий А. Н., Городнов В. Д., Гулізаде М. П., Жигач К. Ф., Калінін А. Г., Кістер Е. Г., Кошелєв В. М., Кошелєв О. І., Кошелєв А. Т., Крилов В. І., Крисін Н. І., Круглицький М. М., Кудряшов Л. Б., Кунцяк Я. В., Леонов Є. Г., Мавлют М. Р., Мислюк М. А., Мухин Л. К., Новіков В. С., Овчаренко Ф. Д., Оринчак М. І., Пеньков А. І., Попов А. Н., Потапов А. Г., Рябоконт С. А., Сеїд-Рза М. К., Чудик І. І., Шаров В. С., Ясов В. Г., Chan A. W., Song F., Dickersin K., Gotsche P. C., Jefferson T., Vickers A. та багато інших [2, 3, 4, 6, 7, 9, 11, 13, 30, 36, 47, 61, 62, 64, 86, 90, 91, 97, 98, 123].

Одним із методів запобігання ускладнень під час буріння в глинистих ГП є збільшення густини БР, який рекомендовано більшістю авторів для боротьби з втратою цілісності стовбура свердловини та жолобоутвореннями, що може змінити лише час початку виникнення ускладнення стовбура свердловини внаслідок створення більшого перепаду тисків [41, 59, 70, 71, 72, 74, 102]. Для збереження стійкості стінок свердловини В. С. Баранов запропонував проводити поступове багатоступінчасте обважнення БР (глинистого). Завдяки цьому, можна відтермінувати початок виникнення ускладнень на тривалий час, аж до спуску і цементування обсадної колони. Цей захід ефективний, коли розріз свердловини складений колоїдальними, сильнонабрякаючими глинами, і малоефе-

ктивний за наявності глинистих сланців або аргілітів, через виникнення реальної можливості прояву мікрогідророзривів [56].

М. К. Сеїд-Рза експериментально встановив, що зниження бокового тиску (з боку БР) призводить до крихкого руйнування стінок свердловини, а його збільшення призводить до пластичної деформації і зміщення ГП у стовбур свердловини [17, 96].

Також часто використовують різноманітні способи для збільшення механічної міцності стінок свердловини і підвищення їх водонепроникності, водостійкості. До них, зокрема, належать [46]:

1) спосіб силікатизації, який ґрунтується на введенні у ГП рідкого скла за один або два рази. Однорозчинна силікатизація проводиться за допомогою силікату натрію, до якого додаються хімічні речовини для гелеутворення. Дворозчинна силікатизація реалізується двома розчинами: силікатом натрію і хлористим кальцієм з добавками різних затверджувачів (кремнійфтороводневої кислоти, сірчаноокислого алюмінію).

2) спосіб бітумізації ГП проводять нагнітанням рідкого бітуму, який переводять у рідкий стан двома способами: нагріванням або приготуванням бітумних емульсій (холодна бітумізація).

3) спосіб смолизації ГП ґрунтується на полімеризації або поліконденсації, які забезпечуються закачуванням БР органічних високомолекулярних сполук.

4) спосіб електрохімічного кріплення глинистих ГП може використовуватись при їх нескінченно великому опорі ГП після закачування у свердловину спеціальної суміші, що містить в'язучі матеріали, здатні швидко тужавіти і тверднути при дії електричного струму.

Під час буріння у слабоглинистих ГП доцільніше використовувати інгібуючі БР на водній основі, що умовно поділені на чотири класи:

1) емульсійні БР, насичені сіллю, інгібовані хлористим кальцієм, інвертні емульсії з регульованою водною фазою, які рекомендовано застосовувати у м'яких і пластичних глинах, що складаються з Na- і Ca-монтморилоніту,

каолініту, іліту, що містять 20-40 % глинистих фракцій, що активно взаємодіють з водою;

2) слабомінералізовані БР з низьким показником фільтрації, емульговані нафтою, для розбурювання таких глинистих ГП, які представлені тріщинуватими, твердими глинистими сланцями з прошарками Na-монтморилоніту та іліту, що містять 20-30 %, активних до води, фракцій глинистих мінералів, з вологістю 15-25 % і густиною 2200-2500 кг/м<sup>3</sup> [69];

3) інгібуючі БР (гіпсові, хлоркальцієві), інвертні емульсії з регульованою водною фазою або вапнисто-бітумні розчини (ВБР) для розбурювання крихких і зневоднених глинистих сланців з низькою проникністю, що містять 20-30 % активних до води глинистих мінералів, з природною вологістю 5-15 % і густиною 2200-2500 кг/м<sup>3</sup>;

Залежно від назви інгібітора розрізняють такі типи БР на їх основі [56]:

– вапнисті розчини – це БР, в яких інгібітором слугує оксид кальцію ( $CaO$ ) або гідроксид кальцію ( $Ca(OH)_2$ ), ці розчини використовують для розбурювання глинистих відкладів, схильних до набрякання, осипання та обвалювання при температурах до 100-120°C [51];

– полімер-хлоркалієвий розчин – це глиниста суспензія з невеликим вмістом твердої фази, яка оброблена полімером-понижувачем показника фільтрації, розріджувачем, хлористим калієм та флокулянтном. В основному їх застосовують для розбурювання нестійких, сильно набрякаючих глинистих відкладів. Цей розчин є ефективним при розкритті ГП, схильних до обвалювання та осипання стінок свердловини [102];

– гіпсокалієвий розчин – це розчин, в якому роль інгібітора глинистої фази виконують сполуки калію та кальцію. Цей розчин використовують для розбурювання слабостійких висококолоїдних глинистих ГП;

– гуматно-акрилово-калієвий – це розчин в якому роль інгібітора глинистої фази виконує хлористий калій. Він є ефективним при розбурюванні глинистих відкладів різного складу, які схильні до обвалювання та осипання.

– алюмокалієвий глинистий розчин має таку ж область застосування як калієвий і гіпсокалієвий, де носіями  $K^+$  являється алюмокалієві квасці, які містять в своєму складі з'єднання алюмінію, утворюючий гідроксид алюмінію буде адсорбуватися на поверхні глинистих часток і попереджувати їх диспергування;

– силікатний розчин – це розчин, в якому інгібітором глинистої фази виступає рідке скло, що володіє адгезійними та когезійними властивостями [90].

Дослідженнями встановлено, що взірці глинистих сланців зберігають свою форму в силікатних розчинах лише при концентрації рідкого скла не менше 29 %. Використання БР з великим вмістом рідкого скла при бурінні свердловин виявило труднощі, які виникають при регулюванні фільтраційних та реологічних властивостей. Ефективним способом зменшення фільтрації є лише заміна частини розчину свіжоприготовленим з низькою фільтрацією. Регулювання реологічних властивостей за допомогою луку є небезпечним, оскільки домішки луку різко підвищують умовну в'язкість та статичне напруження зсуву. В окремих випадках спостерігались навіть затвердіння розчину. Крім цього, підвищена концентрація рідкого скла в БР не завжди сприяла підвищенню стійкості стінок свердловини. У зв'язку з цим силікатні розчини з великим вмістом рідкого скла так і не знайшли широкого застосування. Основною причиною низької ефективності силікатних БР, як свідчать дослідження Роджерса В. Ф. [38], є невідповідність між великою в'язкістю рідкого скла та низькою проникністю глинистих сланців. В глинистих ГП рідке скло адсорбується на стінках свердловини, а вода продовжує проникати в глибину і зменшує сили зчеплення між шарами ГП. Низьку ефективність силікатних БР з великою концентрацією рідкого скла Городнов В. Д. [34] пояснює за допомогою узагальненого критерію стійкості глинистих ГП. У зв'язку із низькою проникністю глинистих сланців заслуговують уваги силікатні розчини з низьким вмістом рідкого скла. Цей розчин використовують для розбурювання нестійких ГП, схильних до обвалювань та осипань стінок свердловини [56];

– прісні БР з низькою фільтрацією, оброблені лігносульфонатами, ферохромлігносульфонатами, хромлігносульфонатами для буріння твердих, зневоднених, тріщинуватих глинистих сланців, сильно метаморфізованих під дією високих температур і тисків, часто порушених тектонічними переміщеннями, що містять від 5 % до 30 %, активних до води, глинистих мінералів з природною вологістю 2-5 % і густиною 2500-2700 кг/м<sup>3</sup> [68].

Наведені розчини, з точки зору практики, недостатньо ефективні або є дорогавартісними. Низька їхня ефективність пояснюється тим, що всі вони готуються на водній основі, яка підвищує початкову вологість глинистих ГП, що призводить до порушення цілісності стовбура свердловини.

Д. Тейлор [38] зазначає, що глинисті сланці, які залягають на значних глибинах, у сухому вигляді володіють міцністю, близькою до скельних ГП. Під час контакту ГП з водною фазою БР і зволоженні значно зменшується їхня міцність і втрачається стійкість стінок свердловини. Із збільшенням вологості глини фільтратом БР для забезпечення стійкості стінок свердловини недостатньо збільшувати густину БР та використовувати інгібуючі БР на водній основі. Потрібно використовувати спеціальні розчини, фільтрат яких не зволожував би глинисті ГП і не знижував її початкову міцність.

У практиці стійкість стінок свердловини підвищують за допомогою ванн, до яких належать: силікатна [34] та силікатно – калієва [43] ванни. Перед підйомом БК або під час ремонтних робіт у бурильні труби закачують розрахунковий об'єм силікатної або силікатно – калієвої ванн і за допомогою БР протискують її у зону порушених ГП та витримують впродовж 6 – 24 годин. Внаслідок взаємодії рідкого скла та іонів калію зі стінками свердловини зменшується інтенсивність обвалювання.

Основним недоліком силікатної та силікатно – калієвої ванн є низький термін зміцнення стінок свердловин через розчинення раніше затвердлого рідкого скла фільтратом БР, який проникає у стінки свердловини під дією перепаду тиску у ході подальшого поглиблення свердловини.

Ефективнішим способом підвищення стійкості стінок свердловини є застосування гідрофобно – бітумної ванни [79], яка складається з дизельного пального та окисленого бітуму. Така ванна підвищує міцність взірців (моделей) ГП на 110-170 % від початкового значення, протидіє проникненню фільтрату БР у стінки свердловини та значно збільшує термін дії ванни.

Недоліком гідрофобно – бітумної ванни є велика вартість, що зменшує імовірність її застосування у практиці буріння свердловин.

Для зниження жолобоутворення у нестійких тріщинуватих аргілітах, мергелистих породах режимні параметри вибирають, виходячи з умови мінімальної енергоємності обертання БК. На глибинах до 2500 м режимні параметри повинні забезпечувати тривалий термін стабільності ГП на стінках свердловини, а не максимальну швидкість буріння, яка призводить до забруднення БР шламом та розвитку ускладнень. У рідину вводять мастильні добавки, що знижують небезпечну дію БК на стінки свердловини [77].

#### **1.4 Постановка завдань дослідження та вибір методів їх вирішення**

За результатами аналізу виробничого матеріалу щодо прихоплення БК у процесі спорудження свердловин на родовищах БУ «Укрбургаз» встановлено, що причинами втрати рухомості бурильного інструменту здебільшого є порушення цілісності стінок свердловини внаслідок осипання та обвалювання ГП, а також утворення жолобних виробок на стінках свердловини. Такі ускладнення виникали незважаючи на дотримання режимно-технологічних параметрів при поглибленні свердловини та рекомендацій для зменшення жолобоутворень на стінках свердловини і запобігання осипання та обвалювання ГП. Тому можна стверджувати, що відомі на сьогодні заходи не забезпечують безаварійного спорудження свердловин і проблема залишається актуальною.

На підставі аналізу поданої інформації можна стверджувати, що прихоплення БК в основному стаються через осипання та обвалювання ГП, причому вони трапляються на різних глибинах. Це можна пояснити схильністю різних типів ГП до каверноутворення. На ліквідацію таких ускладнень витрачаються



значні кошти, а часто доводиться навіть змінювати конструкцію свердловини. Така ситуація має місце, незважаючи на дотримання чинних рекомендацій запобігання ускладнень такого роду.

Також можна констатувати, що прихоплення БК в більшості стаються через формування жолобних виробок. Це можна пояснити як схильністю різних типів ГП до утворення виробок, так і недосконалою технологією буріння похило-скерованих свердловин.

Зазначені вище науково-практичні методи та підходи щодо запобігання втрати стійкості стінок свердловини не дозволяють усунути вказану причину ускладнень, оскільки велику роль відіграє правильний підбір неорієнтованої КНБК та самої БК, а також розроблення заходів для зниження інтенсивності каверно- і жолобоутворення при СПО.

Узагальнюючи вищенаведене, можна сформулювати мету дисертаційної роботи: підвищення стійкості стовбура скерованих свердловин при їх спорудженні в нестійких гірських породах.

Для досягнення мети необхідно вирішити такі завдання:

1. Виконати аналіз досліджень та доступної виробничо-технологічної інформації щодо самовільного руйнування стінок свердловин у процесі їх спорудження, способів та методів запобігання зазначеного ускладнення.
2. Дослідити вплив техніко-технологічних і гірничо-геологічних чинників на стійкість стінок скерованої свердловини.
3. Дослідити явище контактної взаємодії бурильної колони зі стінками скерованої свердловини.
4. Експериментально дослідити стійкість стінок скерованої свердловини за термобаричних умов.
5. Розробити методи і засоби запобігання жолобоутворення у скерованих свердловинах.
6. Виконати промислову апробацію результатів наукових досліджень.

## РОЗДІЛ 2

### АНАЛІТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ НА СТІЙКІСТЬ СТІНОК СВЕРДЛОВИНИ

Руйнування стінки свердловини може відбуватися лише за наявності низки чинників. Основні передумови його виникнення наступні [83]:

- локальні перегини (викривлення) стовбура свердловини в яких БК притискається до ГП на певній довжині;
- наявність (у зоні взаємодії БК і стінки свердловини за вищезгаданих умов) глини та глинистих сланців;
- часте виконання СПО.

Найпоширенішим видом руйнування ГП є жолобоутворення.

Жолоб на стінці свердловини формується поступово. Швидкість його утворення залежить від форми викривлення, міцності ГП на зсув, сили притискування БК до стінки свердловини у потенційному місці утворення жолоба, властивостей БР, періодичності і швидкості виконання СПО, ваги БК нижче місця утворення жолобів [38]. Поздовжні вібрації і обертання БК також є причиною жолобоутворень [110, 126]. Розміри жолобів у поперечному перерізі, як відомо, визначаються розмірами елементів БТ нижче ділянки його утворення [110, 126]. Багатофакторність задачі досліджень впливу БК на жолобоутворення доводить необхідність наукового підходу до зменшення імовірності і наслідків його виникнення.

Багато задач, які трапляються дослідникам та інженерам, не піддаються аналітичному вирішенню або потребують значних витрат на експерименти. Найчастіше єдиною можливістю прискореного аналізу інженерної проблеми є імітаційне моделювання. Прогрес у розробці числових методів дозволив суттєво розширити спектр задач, які доступні аналізу. Отримані на основі цих методів результати використовуються практично у всіх галузях науки й техніки.

Враховуючи сказане вище, актуальною проблемою, яка потребує вирішення, є необхідність розроблення математичної моделі взаємодії БК із стін-

кою свердловини для запобігання жолобоутворення та визначення чинників і механізму його локалізації.

## 2.1 Математична модель розрахунку геометричних параметрів контактування елементів бурильної колони зі стінкою свердловини

Механізм утворення жолобних виробок на стінці свердловини під дією БК описується з використанням типової схеми, наведеної на рисунку 2.1, за умови проведення СПО.

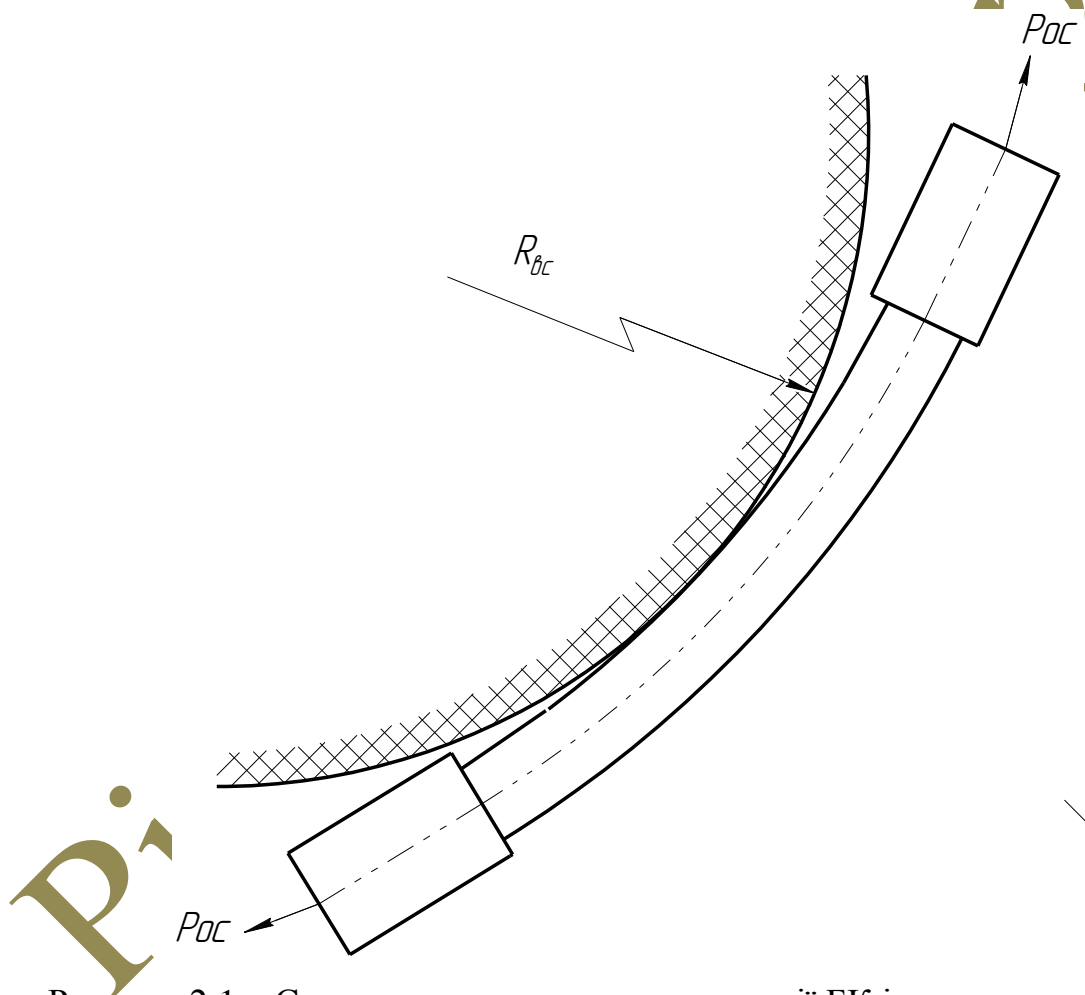


Рисунок 2.1 – Схема спрощеного виду взаємодії БК із верхньою стінкою свердловини

Існуючий підхід щодо моделювання процесу жолобоутворення за вдосконаленою схемою, наведеною на рисунку 2.2, передбачає врахування контакту БЗ із стінкою свердловини у викривленому інтервалі [83].

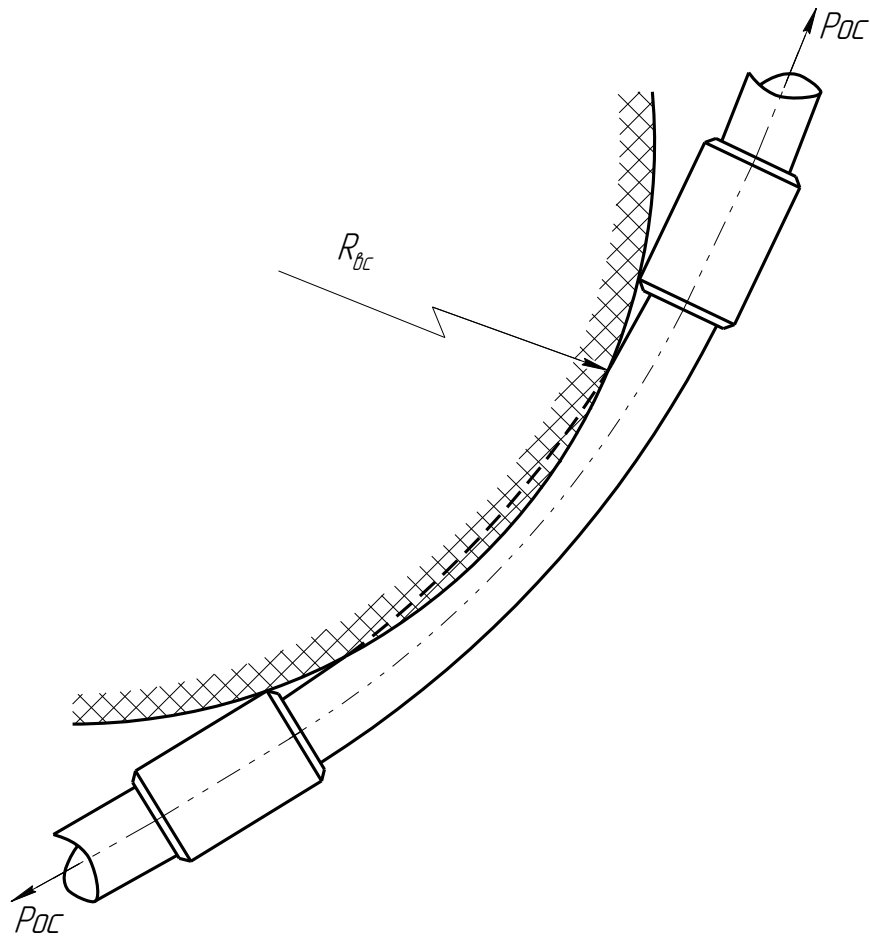


Рисунок 2.2 – Схема вдосконаленого виду взаємодії БК із верхньою стінкою свердловини

Для дослідження процесу формування жолобної виробки на стінці свердловини торцем БЗ пропонується розрахункова схема, зображена на рисунку 2.3. Поставлена задача реалізується шляхом розв’язку задачі Герца [99, 100]. При цьому розглядається втискування жорсткого циліндра (БЗ) у масив ГП або іншими словами – стінку свердловини. Для визначення контактних напружень у ГП та її деформації під дією тиску БЗ ставляться такі умови:

- площа контакту БЗ і ГП є малою відносно поверхні їх контактування;
- сила притискання БЗ до ГП розподілена по поверхні контакту і є нормальною до цієї поверхні.

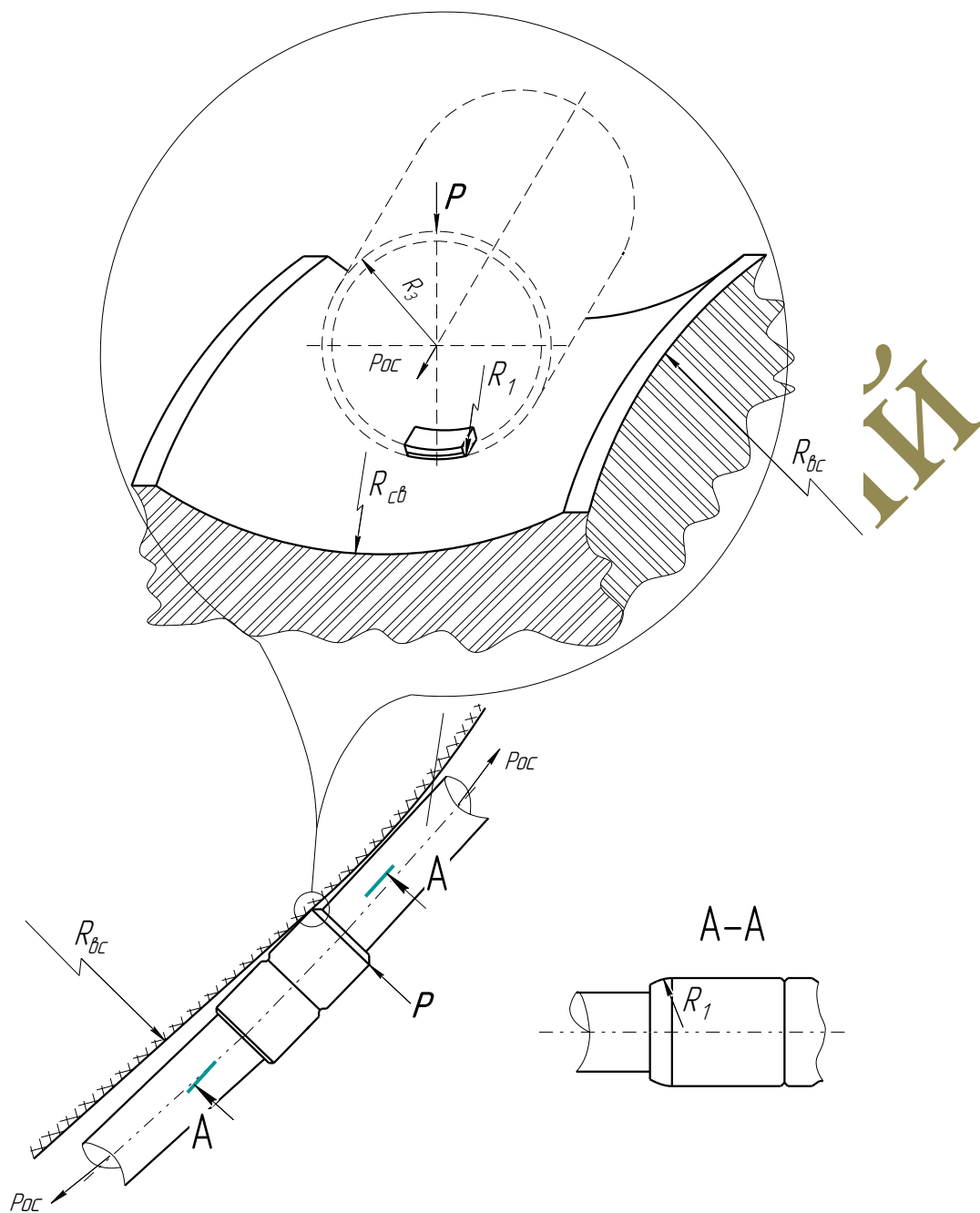


Рисунок 2.3 – Розрахункова схема визначення параметрів контакту БЗ зі стінкою свердловини

Для визначення розмірів півосей еліптичної площини контакту БЗ з ГП за розглянутою схемою (рисунок 2.3) пропонуються наступні залежності [88]:

$$a = 1,145 \cdot n_a \cdot \sqrt[3]{P \cdot \frac{\frac{1 - \mu_{cm}^2}{E_{cm}} + \frac{1 - \mu_{zn}^2}{E_{zn}}}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_3} + \frac{1}{R_{вс}} - \frac{1}{R_{св}}}}, \quad (2.1)$$

$$b = 1,145 \cdot n_b \cdot \sqrt[3]{P \cdot \frac{\frac{1 - \mu_{cm}^2}{E_{cm}} + \frac{1 - \mu_{zn}^2}{E_{zn}}}{\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_3} + \frac{1}{R_{\text{вс}}} - \frac{1}{R_{\text{св}}}}}, \quad (2.2)$$

де  $P$  – сила притискання БЗ до стінки свердловини;

$R_1$  – радіус опорного торця БЗ;

$R_3$  – радіус БЗ;

$R_{\text{вс}}$  – радіус викривлення стовбура свердловини;

$R_{\text{св}}$  – номінальний радіус поперечного перерізу стовбура свердловини;

$\mu_{cm}$ ,  $\mu_{zn}$  – коефіцієнти Пуассона для сталі та ГП, відповідно;

$E_{cm}$ ,  $E_{zn}$  – модулі пружності (Юнга) для сталі та ГП, відповідно;

$n_a$ ,  $n_b$  – коефіцієнти, які визначаються із відношення коефіцієнтів рівняння еліпса взаємодії  $A$  і  $B$  [88]:

$$A = \frac{1}{2} \left( \frac{1}{R_3} - \frac{1}{R_{\text{св}}} \right), \quad (2.3)$$

$$B = \frac{1}{2} \left( \frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_{\text{вс}}} \right). \quad (2.4)$$

Найбільші напруження, які виникають в центрі площини контактування БЗ зі стінкою свердловини визначаються за формулою [88]:

$$\sigma_{\text{max}} = 0,365 \cdot n_p \cdot \sqrt[3]{P \cdot \frac{\left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_3} + \frac{1}{R_{\text{вс}}} - \frac{1}{R_{\text{св}}} \right)^2}{\left( \frac{1 - \mu_{cm}^2}{E_{cm}} + \frac{1 - \mu_{zn}^2}{E_{zn}} \right)^2}}, \quad (2.5)$$

де  $n_p$  – коефіцієнт, який визначають із відношення коефіцієнтів рівняння еліпса взаємодії  $A$  і  $B$  [88].

Зближення (втискування) контактуючих тіл визначають:

$$\Delta h = 0,655 \cdot n_{\Delta} \cdot \sqrt[3]{P^2 \cdot \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_3} + \frac{1}{R_{oc}} - \frac{1}{R_{ce}} \right) \times \left( \frac{1 - \mu_{cm}^2}{E_{cm}} + \frac{1 - \mu_{zn}^2}{E_{zn}} \right)^2}, \quad (2.6)$$

де  $n_{\Delta}$  – коефіцієнт, який визначають із відношення коефіцієнтів рівняння еліпса взаємодії  $A$  і  $B$  [88].

Відповідно до наведених вище залежностей (2.1)-(2.6) напруження  $\sigma_{max}$  та деформація ГП  $\Delta h$  залежать від пружних властивостей матеріалів і є нелінійними функціями від сили притискання  $P$ .

## 2.2 Математична модель розрахунку силових параметрів контактування елементів бурильної колони зі стінкою свердловини

Один із основних параметрів, від якого залежить процес жолобоутворення є сила притискання БЗ до стінки свердловини  $P$ . Вона діє на БЗ, в місці його контактування і жолобоутворення, та визначають з допомогою розрахункової схеми розтягнутої частини БК у стовбурі свердловини довільної кривизни радіусом викривлення  $R_{oc}$  (рисунок 2.4). Радіальне зміщення осі БК  $\Delta$  у викривленому стовбурі свердловини радіусом  $R_{oc}$  визначають:

$$\Delta = R_{oc} - \sqrt{R_{oc}^2 - l_1^2} + R_3, \quad (2.7)$$

де  $l_1$  – довжина ділянки БК, яка описується прогином  $\Delta$ .



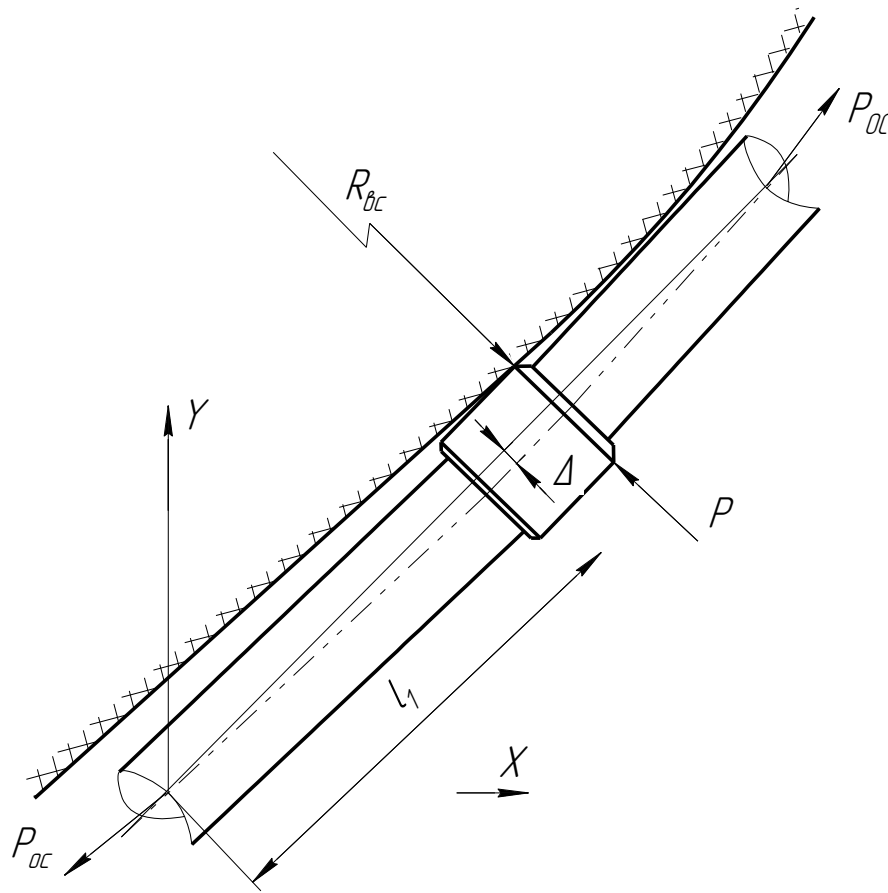


Рисунок 2.4 – Розрахункова схема розтягнутої частини БК в стовбурі свердловини довільної кривизни

Визначення сил притискання БК до стінок свердловини з радіусом викривлення  $R_{0c}$  зводиться до розрахунку плоскої задачі методом диференціальних рівнянь її пружної осі при відповідних розв'язках і граничних умовах:

$$EI_{cm} \frac{d^2 y_1}{dx_1^2} = -P_{0c} y_1(x_1) + \frac{q x_1^2 \sin(\alpha)}{2}, \quad (2.8)$$

де  $q$  – вага погонного метра БК;

$P_{0c}$  – осьова сила розтягу, яка діє на БК.

$$EI_{cm} \frac{d^2 y_2}{dx_2^2} = -[P_{0c} - q l_1 \cos(\alpha)] y_2(x_2) - P x_2 + \frac{q}{2} (l_1^2 + 2 l_1 x_2 + x_2^2) \sin(\alpha). \quad (2.9)$$

Двічі проінтегрувавши наведені диференційні рівняння (2.8), (2.9), отримуємо функції зміни величин прогинів осі БК по її довжині на ділянках наведеної розрахункової схеми (рисунок 2.4):

$$y_1(x) = A_1 \sin(k_1 x_1) + A_2 \cos(k_1 x_1) + \frac{q}{P_{oc}} \left[ \frac{x_1^2}{2} - \frac{1}{k_1^2} \right] \sin(\alpha), \quad (2.10)$$

$$y_2(x) = B_1 \sin(k_2 x_2) + B_2 \cos(k_2 x_2) + \frac{-Px_2 + \frac{q}{2} \left[ x_2^2 + l_1^2 + 2l_1 x_2 - \frac{1}{k_2^2} \right]}{P_{oc} - ql_1 \cos(\alpha)} \sin(\alpha). \quad (2.11)$$

Функції зміни величини кутів повороту осі БК по її довжині:

$$y_1'(x_1) = k_1 [A_1 \cos(k_1 x_1) - A_2 \sin(k_1 x_1)] + \frac{q x_1}{P_{oc}} \sin(\alpha), \quad (2.12)$$

$$y_2'(x_2) = k_2 [B_1 \cos(k_2 x_2) - B_2 \sin(k_2 x_2)] + \frac{-P + q(l_1 + x_2) \sin(\alpha)}{P_{oc} - ql_1 \cos(\alpha)}. \quad (2.13)$$

Функції зміни величини згинаючих моментів БК по її довжині:

$$M_1(x_1) = -EI_{cm} k_1^2 \left[ A_1 \sin(k_1 x_1) + A_2 \cos(k_1 x_1) + \frac{q}{P_{oc}} \sin(\alpha) \right], \quad (2.14)$$

$$M_2(x_2) = -EI_{cm} k_2^2 \left[ B_1 \sin(k_2 x_2) + B_2 \cos(k_2 x_2) + \frac{q \sin(\alpha)}{P_{oc} - ql_1 \cos(\alpha)} \right]. \quad (2.15)$$

Взаємодія БК зі стінками свердловини характеризується відповідними граничними умовами.

$$\left. \begin{array}{l} x_1 = 0 \Rightarrow y_1(0) = 0 \\ x_1 = l_1 \\ x_2 = 0 \end{array} \right\} \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} y_1(l_1) = \Delta \\ y_2(0) = \Delta \\ y_1'(l_1) = y_2'(0) \\ M_1(l_1) = M_2(0) \end{array} \right. \quad (2.16)$$

$$x_2 = l_2 \Rightarrow y_2(l_2) = 0$$

Згідно граничних умов (2.16), отримуємо систему шести нелінійних рівнянь, за якою визначаються  $P$ ,  $l$  та постійні інтегрування  $A_i$  і  $B_i$ .

Для встановлення впливу радіуса викривлення стовбура свердловини, жорсткості БК та осьової розтягуючої сили  $P_{OC}$  на притискання БЗ до стінки свердловини  $P$  проведено розрахунок за вихідними параметрами, які наведено у таблиці 2.1 і отримано графічні залежності, зображені на рисунках 2.5-2.9.

Таблиця 2.1 – Вихідні параметри для розрахунку сил притискання БЗ до стінки свердловини

Позначення бурильних труб	$R_3$ , м	$q$ , Н/м	$EI_{cm}^2$ , кН·м <sup>2</sup>	$D_{CB}$ , м	$P_{OC}$ , кН	$\alpha$ , град	$i_\omega$ , град/100 м
типорозміру ТБПК	0,81	306,27-410,45	1223-1552	0,2159	100-1000	1-90	3-10

В результаті цього аналітичного дослідження встановлено, що збільшення осьового розтягуючого зусилля  $P_{OC}$  на БК та інтенсивності викривлення свердловини викликає мінімальне зростання сил притискання БЗ до стінки свердловини (рисунок 2.5). Внаслідок зменшення впливу сил гравітації при збільшенні зенітного кута стовбура свердловини зменшуються сили притискання БЗ до стінки свердловини  $P$  і при досягненні  $80^\circ$  вони стабілізуються (рисунок 2.6). При цьому спостерігається тенденція до зростання сили  $P$  тільки при збільшенні інтенсивності викривлення стовбура свердловини (рисунок 2.7). Аналогічна ситуація збільшення сили притискання БЗ до стінки свердловини пов'язана із зростанням жорсткості на згин БК (рисунок 2.8).

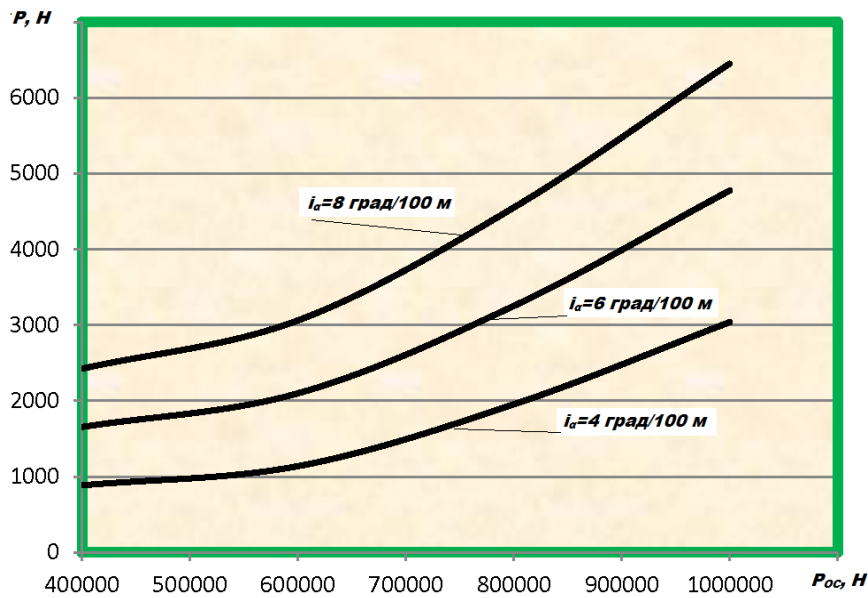


Рисунок 2.5 – Залежність сили притискання БЗ  $P$  до стінки свердловини від зміни інтенсивності викривлення і осевого розтягуючого зусилля  $P_{OC}$

Як видно з графіка (рисунок 2.5), збільшення осевого розтягуючого зусилля  $P_{OC}$  на БК та інтенсивності викривлення свердловини, призводить до мінімального зростання сил притискання БЗ до стінки свердловини.

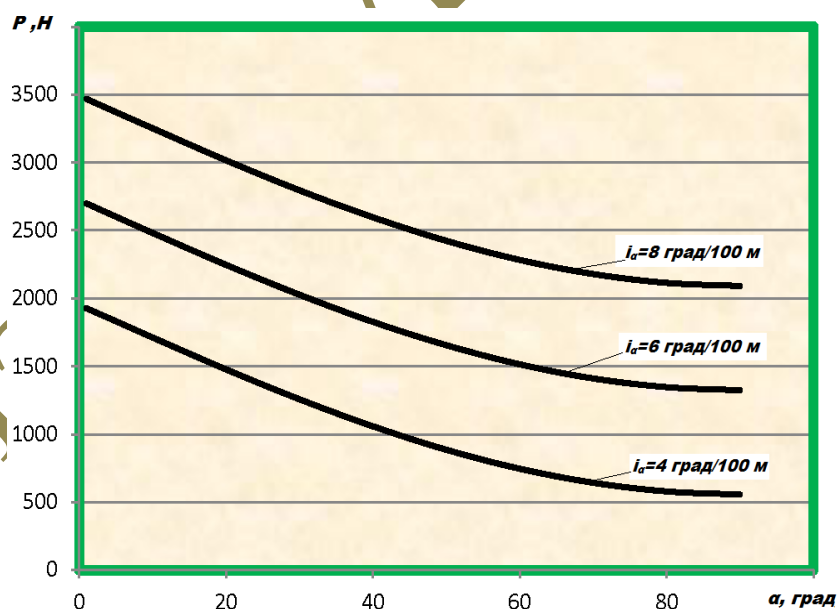


Рисунок 2.6 – Залежність сили притискання БЗ  $P$  до стінки свердловини від зміни інтенсивності викривлення і зенітного кута осі стовбура свердловини

На графіку (рисунок 2.6) зображено залежність сили притискання БЗ від збільшення зенітного кута стовбура свердловини і внаслідок зменшення впливу

сил гравітації зменшуються сили притискання БЗ до стінки свердловини, які при досягненні  $80^\circ$  стабілізуються.

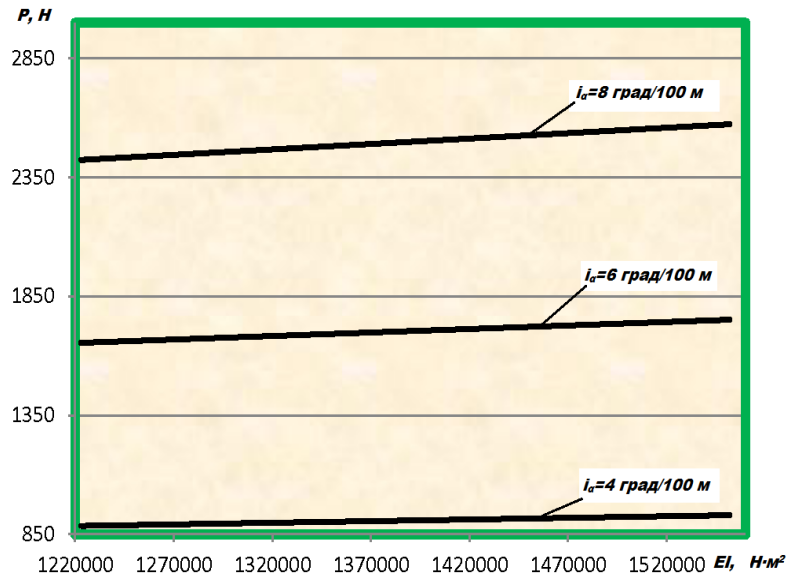


Рисунок 2.7 – Залежність сили притискання БЗ  $P$  до стінки свердловини від зміни інтенсивності викривлення і жорсткості БК  $EI$

На графіку (рисунок 2.7) наведено графічні залежності сили притискання від жорсткості БК і спостерігається тенденція до її зростання тільки зі збільшенням інтенсивності викривлення стовбура свердловини.

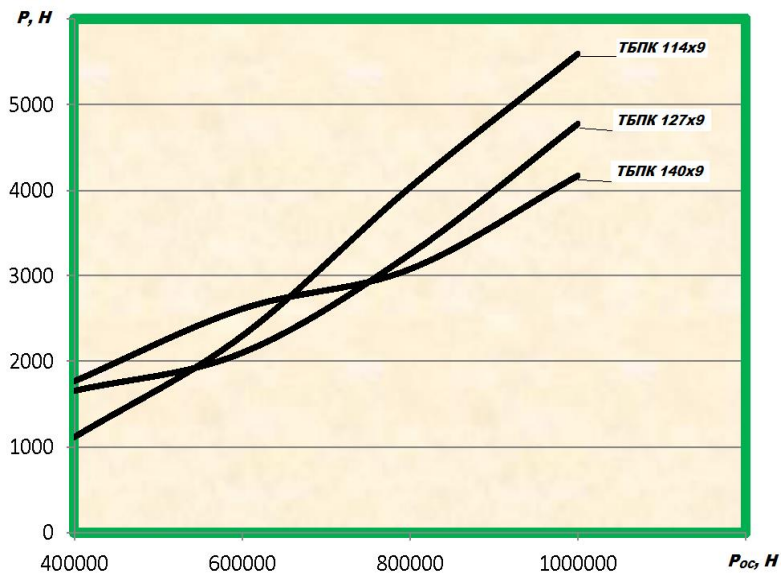


Рисунок 2.8 – Залежність сили притискання БЗ  $P$  до стінки свердловини від типорозміру труб і осьового розтягуючого зусилля  $P_{ос}$

Графік, зображений на рисунку 2.8, свідчить про зростання сили притискування БЗ до стінки свердловини з підвищенням жорсткості на згин БК.

При встановленні впливу конструкції БК на силу притискування БЗ до стінки свердловини  $P$  по профілю (рисунок 2.9), проведено відповідні розрахунки за вихідними параметрами (таблиця 2.2) і встановлено наступні графічні залежності (рисунок 2.10 – 2.17).

Таблиця 2.2 – Вихідні параметри для розрахунку сил притискування БЗ до стінки свердловини

№ варіанту	Тип труб	$R_3$ , м	$L_1$ , м	$L_2$ , м	$q$ , Н/м	$EI_{cm}$ , кН·м <sup>2</sup>	$D_{CB}$ , м	$P_{OC}$ , кН	$i_\alpha$ , град/100 м
Параметри для розрахунку сил притискування БЗ до стінки свердловини для різних комплектацій БК									
1	СБТ 127	0,081	625	300	306,27	1223	0,2159	283,30	4-8
	ЛБТ 129	0,076	-	-	119,68	433			
2	СБТ 127	0,081	625	-	306,27	1223	0,2159	227,32	4-8
	ЛБТ 129	0,076	-	300	119,68	433			
3	СБТ 127	0,081	-	300	306,27	1223	0,2159	166,68	4-8
	ЛБТ 129	0,076	625	-	119,68	433			
4	СБТ127	0,081	-	-	306,27	1223	0,2159	110,71	4-8
	ЛБТ 129	0,076	625	300	119,68	433			
Параметри для розрахунку сил притискування БЗ до стінки свердловини для різних типів БТ									
1	СБТ 127	0,081	625	300	306,27	1223	0,2159	400	4-8
2	ЛБТ 129	0,076	625	300	119,68	433			

Використання сталевих БТ (СБТ), порівняно із легкосплавними бурильними трубами (ЛБТ), зумовлює середнє зростання сил притискування БЗ до стінки свердловини до 2,5 разів за  $i_\alpha=(4-8)$  град/100 м. Причому, з використанням СБТ в умовах викривлення стовбура свердловини сили притискування БЗ до стінки свердловини зростають і стимулюють механізм каверно- та жолобоутворення в інтервалах з різкими перегинами осі (рисунок 2.10).

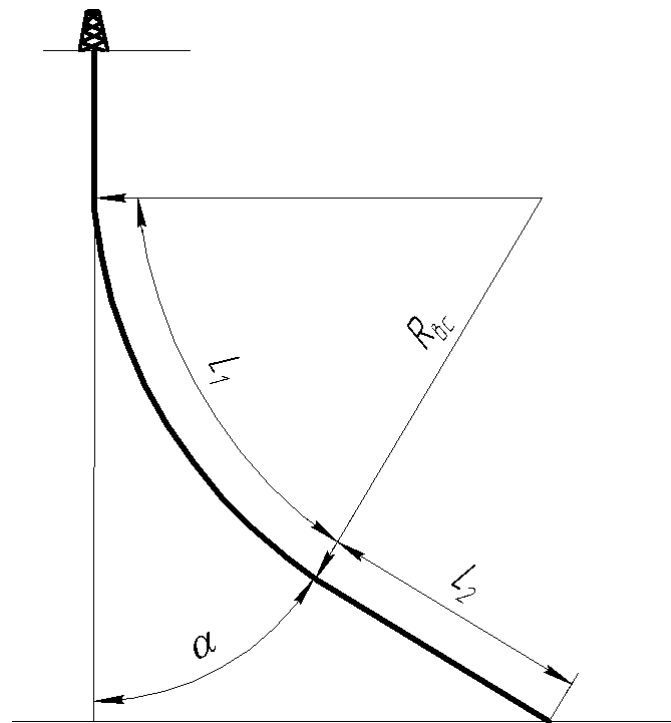


Рисунок 2.9 – Профіль стовбура свердловини

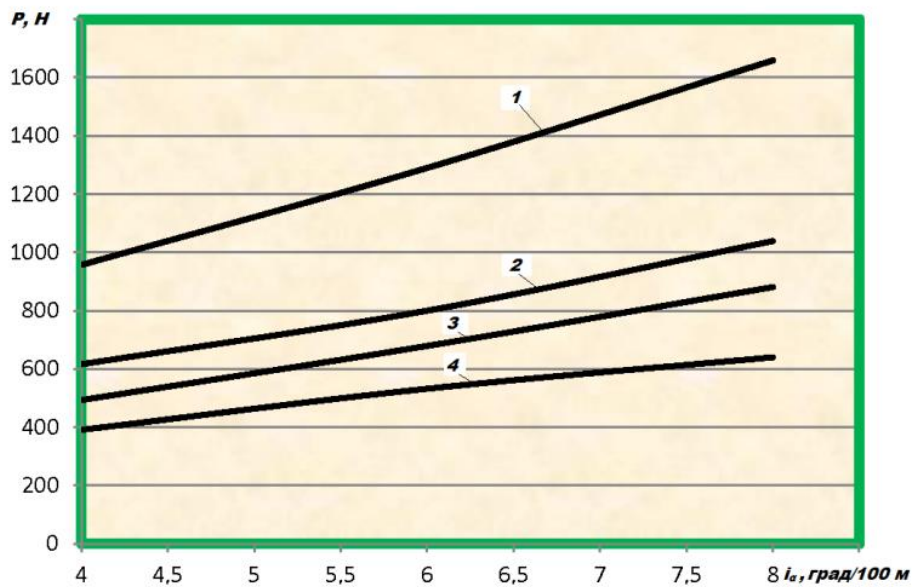


Рисунок 2.10 – Залежність сили притискання БЗ до стінки свердловини від інтенсивності викривлення для різних комплектацій БК

За однакових величин осьового розтягуючого зусилля  $P_{OC}$ , що діє на різні за конструкціями БК (укомплектовані СБТ і ЛБТ) встановлено, що більші сили притискання БЗ до стінки свердловини в інтервалі викривленого інтервалу характерні для БК укомплектованої ЛБТ (рисунок 2.11).

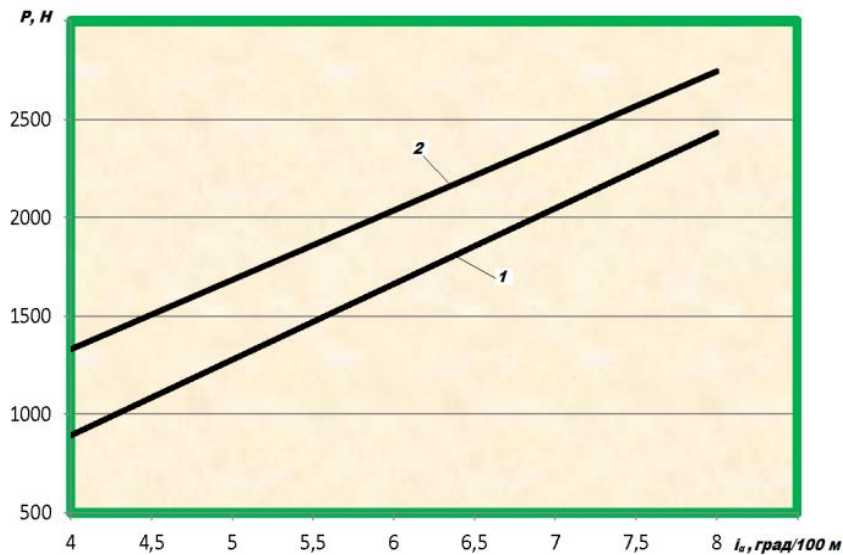


Рисунок 2.11 – Залежність сили притискання БЗ до стінки свердловини від інтенсивності викривлення для різних типів БТ при  $P_{OC}=400$  кН

Подальші графо-аналітичні дослідження пов'язані зі встановлення впливу сили притискання на виникнення напружень у масиві ГП, за результатами яких побудовано графічні залежності, наведені на рисунках 2.12-2.17.

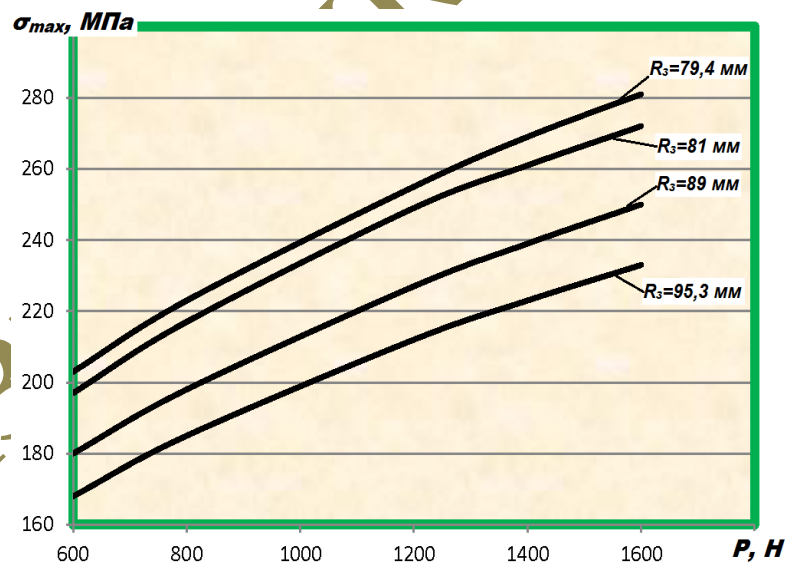


Рисунок 2.12 – Залежність максимальних напружень в ГП від радіуса БЗ  $R_3$  та сили притискання  $P$

Як видно з графіка, наведеного на рисунку 2.12, при сталому діаметрі стовбура свердловини зменшення діаметра БЗ (відповідно і БК) при рівних си-



лах її осьового натягу зумовлюють різке зростання максимальних напружень в ГП.

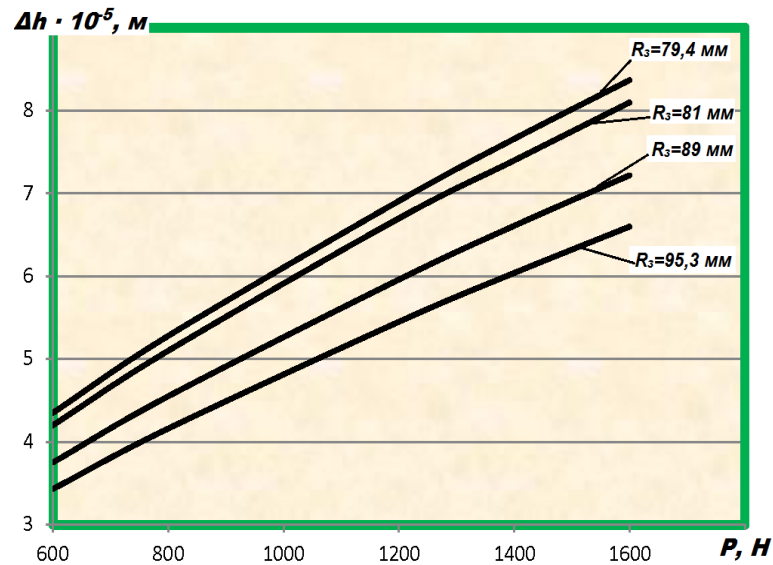


Рисунок 2.13 – Залежність глибини втискування БЗ в ГП від радіуса БЗ  $R_3$  та сили притискування  $P$

З графіка, наведеного на рисунку 2.13, видно, що при сталому діаметрі стовбура свердловини зменшення діаметра БЗ при рівних силах його осьового натягу також зумовлюють різке зростання глибини втискування БЗ у ГП.

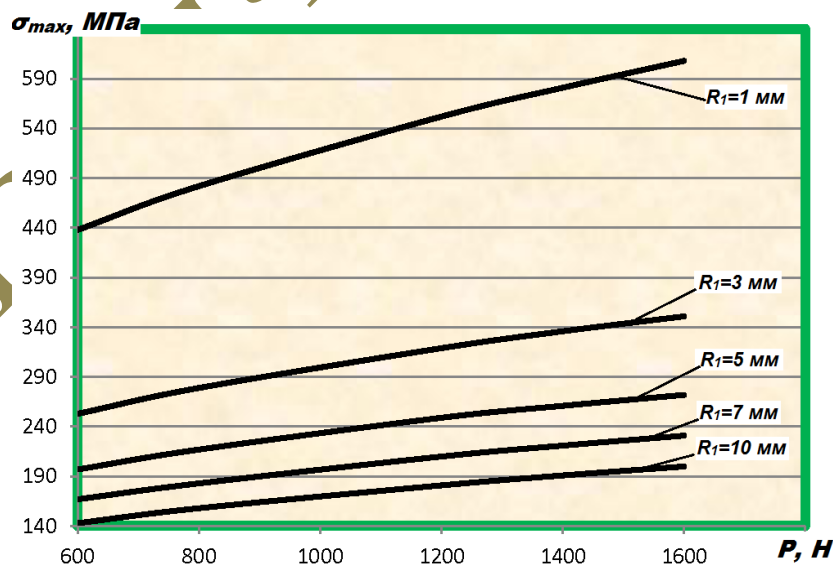


Рисунок 2.14 – Залежність максимальних напружень в ГП від радіуса опорного торця БЗ  $R_1$  та сили притискування  $P$

Окрім того з графічних залежностей (рисунок 2.14) встановлено, що максимальні напруження, які виникають в ГП суттєво залежать від радіуса опорного торця БК  $R_1$ , а саме встановлено, що із його зменшенням – напруження зростають.

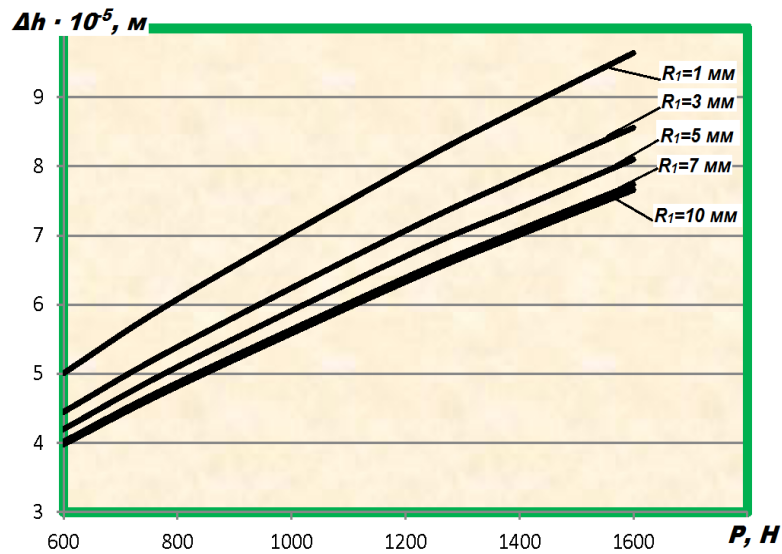


Рисунок 2.15 – Залежність глибини втискування БЗ в ГП від радіуса його опорного торця  $R_1$  та сили притискування  $P$

Також з графічних залежностей (рисунок 2.15) встановлено, що зі зменшенням радіуса опорного торця глибина втискування БЗ в ГП зростає.

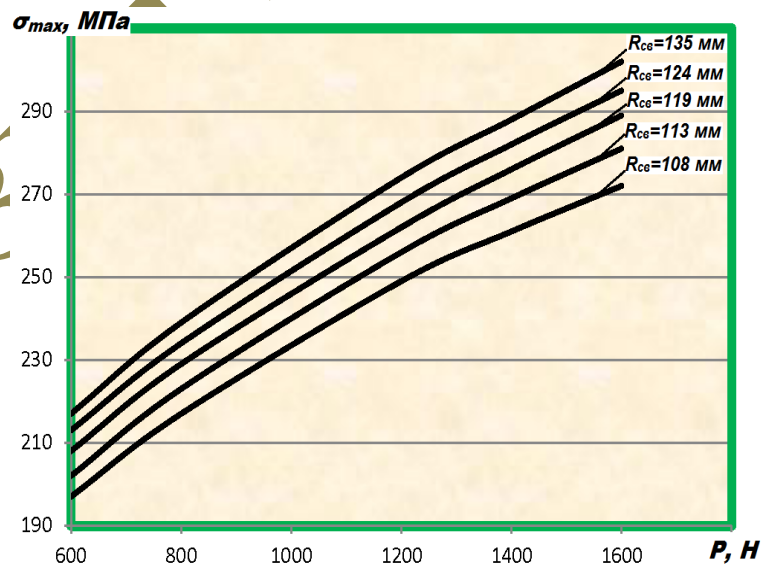


Рисунок 2.16 – Залежність максимальних напружень в ГП від радіуса свердловини  $R_{ce}$  та сили притискування  $P$

На основі графічних залежностей (рисунок 2.16) можна констатувати те, що максимальні напруження, які виникають в ГП є більш характерними для БК меншого діаметру та збільшення співвідношення між діаметром свердловини та діаметром труб.

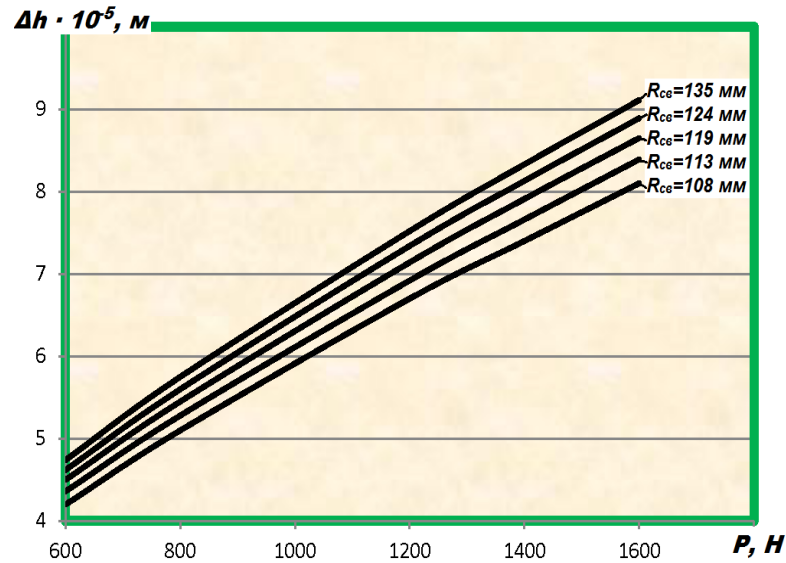


Рисунок 2.17 – Залежність глибини втискування БЗ в ГП від радіуса свердловини  $R_{ce}$  та сили притискування  $P$

На основі залежностей (рисунок 2.17) встановлено, що глибина втискування БЗ в ГП є більш характерною для БК меншого діаметру та більшого співвідношення між діаметром свердловини та діаметром БТ.

### 2.3 Методика запобігання жолобоутворення на стінці свердловини

Для дослідження переміщення БК вздовж стінки свердловини по криволінійній траєкторії характерною (у процесі жолобоутворення) є система диференціальних рівнянь руху твердого тіла у проекції на натуральні осі координат  $n$ ,  $\tau$  (рисунок 2.18). При цьому рівняння руху ділянки БК описується:

$$\sum F_{n_i} = m a_n = m \frac{V^2}{R_{ec}},$$

$$\begin{cases} m = const \\ R_{ec} = const \end{cases}, \quad (2.17)$$

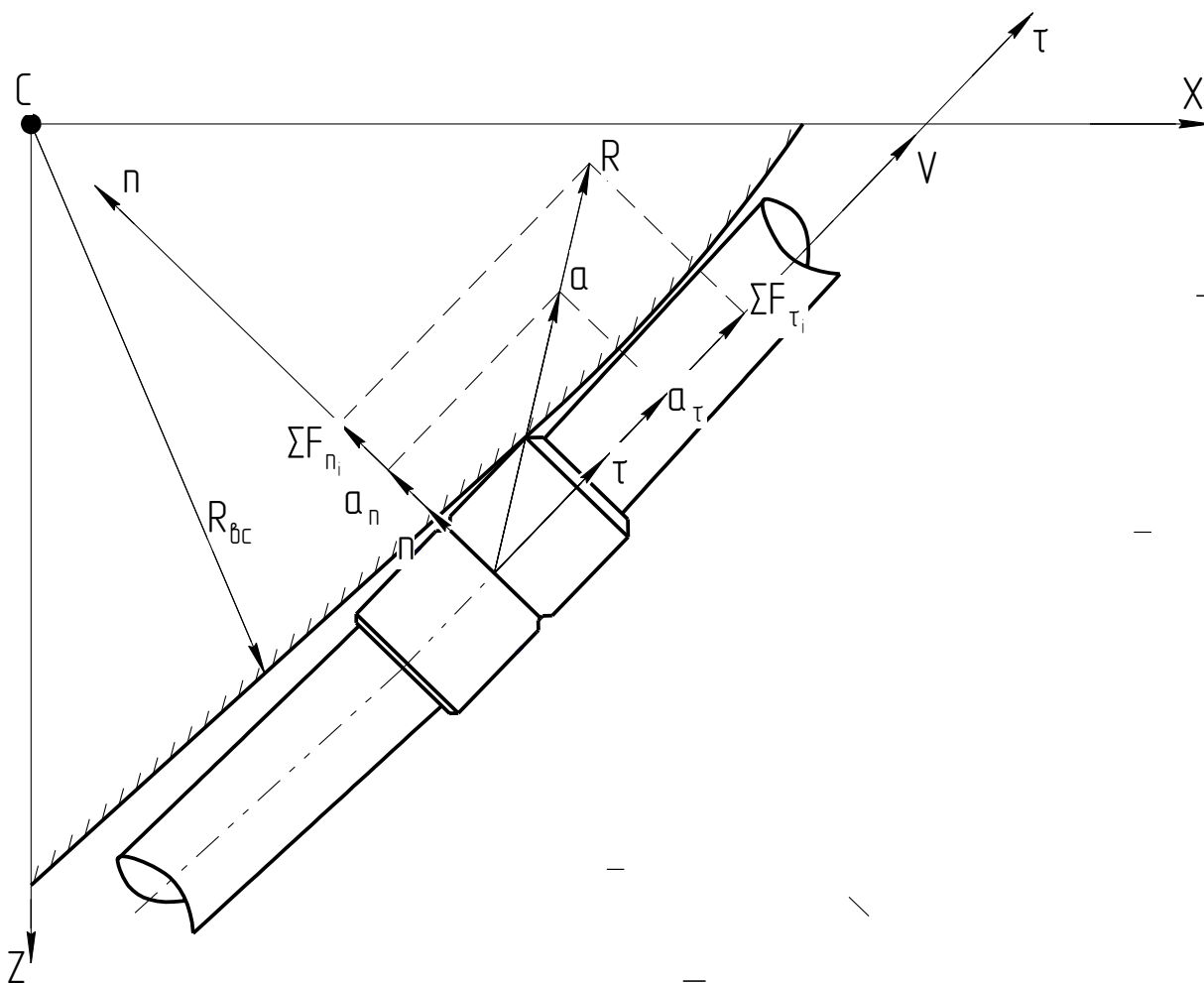


Рисунок 2.18 – Розрахункова схема для дослідження руху елемента БЗ вздовж стінки свердловини по криволінійній траєкторії

$$\sum F_{\tau_i} = m a_{\tau} = m \frac{dV}{dt}, \quad (2.18)$$

де  $F_{n_i}$  – сума проєкцій сил на головну нормаль;

$a_n$  – доцентрове (нормальне) прискорення;

$m$  – приведена маса БЗ;

$V$  – швидкість руху БЗ вздовж стінки свердловини;

$F_{\tau_i}$  – сума проєкцій сил на дотичну вісь;

$a_{\tau}$  – тангенціальне (дотичне) прискорення;

$t$  – час контакту БЗ з стінкою свердловини.

Як «жолобоутворюючий» елемент БК пропонується розглянути БЗ, який відповідно до [65] є основною причиною утворення поздовжньої виробки на стінці свердловини.

В результаті, з рівняння (2.18) отримуємо:

$$\sum F_{\tau_i} dt = m dV, \quad (2.19)$$

$$\frac{\sum F_{\tau_i} dt}{m} = V. \quad (2.20)$$

При  $\sum F_{\tau_i} \neq const$  :

$$\sum F_{\tau_i} = F_{\tau_0} \cos(A_i t), \quad (2.21)$$

де  $A$  – амплітуда (глибина проникнення БЗ в стінку свердловини);

$F_{\tau_0}$  – постійна складова дотичної сили.

$$\frac{F_{\tau_0}}{m} \int \cos(At) dt = \int dV, \quad (2.22)$$

$$V = \frac{F_{\tau_0}}{Am} \sin(At) + C, \quad (2.23)$$

$$F_{\tau_0} = V Am \sin(At), \quad (2.24)$$

де  $C$  – константа інтегрування; при  $t_0 = 0; V_0 = 0 \rightarrow C = 0$ .

При  $\sum F_{\tau_i} = const$  :

$$\frac{\sum F_{\tau_i}}{m} t + C = V, \quad (2.25)$$

$$\sum F_{\tau_i} = m \frac{V}{t}. \quad (2.26)$$

Рівнодійну силу, що діє на БЗ визначають:

$$R = \sqrt{\sum F_{n_i}^2 + \sum F_{\tau_i}^2}. \quad (2.27)$$

Після підстановки рівняння руху ділянки БК у рівняння рівнодійної отримаємо:

$$R = \sqrt{m^2 \frac{V^4}{r^2} + m^2 \left(\frac{V}{t}\right)^2} = mV \sqrt{\left(\frac{V}{r}\right)^2 + t^2}. \quad (2.28)$$

Швидкість руху ділянки та напруження руйнування стінки свердловини пов'язані залежністю:

$$\sigma_P = A^* V_{БЗ} \sqrt{\rho_{ГП} E_{zn}}, \quad (2.29)$$

де  $\rho_{ГП}$  – густина ГП;

$A^*$  – коефіцієнт пропорційності (для кільцевого перерізу стінки свердловини  $A^* = 1,0$  [10]).

З іншої умови, напруження руйнування стінки свердловини можна визначити:

$$\sigma_P = \frac{R}{F}, \quad (2.30)$$

де  $F$  – площа взаємодії БЗ з стінкою свердловини.

Піднісши до квадрату рівняння (2.28), отримаємо:

$$R^2 = m^2 \frac{V^4}{R_{\text{ec}}^2} + m^2 \left( \frac{V}{t} \right)^2. \quad (2.31)$$

За умови, що  $V^4 = B^2$ ;  $V^2 = B$ :

$$R^2 = \frac{m^2}{R_{\text{ec}}^2} B^2 + \frac{m^2}{t^2} B, \quad (2.32)$$

$$\frac{m^2}{R_{\text{ec}}^2} B^2 + \frac{m^2}{t^2} B - R^2 = 0, \quad (2.33)$$

$$\frac{m^2}{R_{\text{ec}}^2} B^2 \rightarrow a; \frac{m^2}{t^2} B \rightarrow b; R^2 \rightarrow c, \quad (2.34)$$

$$B = \frac{-\frac{m^2}{t^2} \pm \sqrt{\left(\frac{m^2}{t^2}\right)^2 + 4 \frac{m^2}{R_{\text{ec}}^2} R^2}}{2 \frac{m^2}{R_{\text{ec}}^2}}, \quad (2.35)$$

$$V = \sqrt{\frac{-\frac{m^2}{t^2} \pm \sqrt{\left(\frac{m^2}{t^2}\right)^2 + 4 \frac{m^2}{R_{\text{ec}}^2} R^2}}{2 \frac{m^2}{R_{\text{ec}}^2}}}. \quad (2.36)$$

При  $V = V_{\text{БЗ}}$ , отримуємо:

$$\sigma_p = A^* \sqrt{\rho_{ГП} E_{en}} \sqrt{\frac{-\frac{m^2}{t^2} \pm \sqrt{\left(\frac{m^2}{t^2}\right)^2 + 4 \frac{m^2}{R_{ec}^2} R^2}}{2 \frac{m^2}{R_{ec}^2}}}. \quad (2.37)$$

При одновісному напруженому стані потенціальна та кінетична енергії БЗ визначаються:

$$E_n = \frac{v_{ГП} \sigma_{cp}}{2 E}, \quad (2.38)$$

$$E_k = \frac{mV^2}{2} = \frac{\rho_M v_{ГП} V^2}{2}, \quad (2.39)$$

де  $\rho_M$  – густина металу БЗ;

$v_{ГП}$  – об'єм ГП (об'єм частки БЗ);

$\sigma_{cp}$  – середні робочі напруження, які виникають в зоні контакту БЗ і ГП.

Для руйнування стінки свердловини бурильним замком і утворення на ній жолобної виробки необхідною умовою є [38, 54, 60, 65, 99, 100]:

$$E_k \geq E_n, \quad (2.40)$$

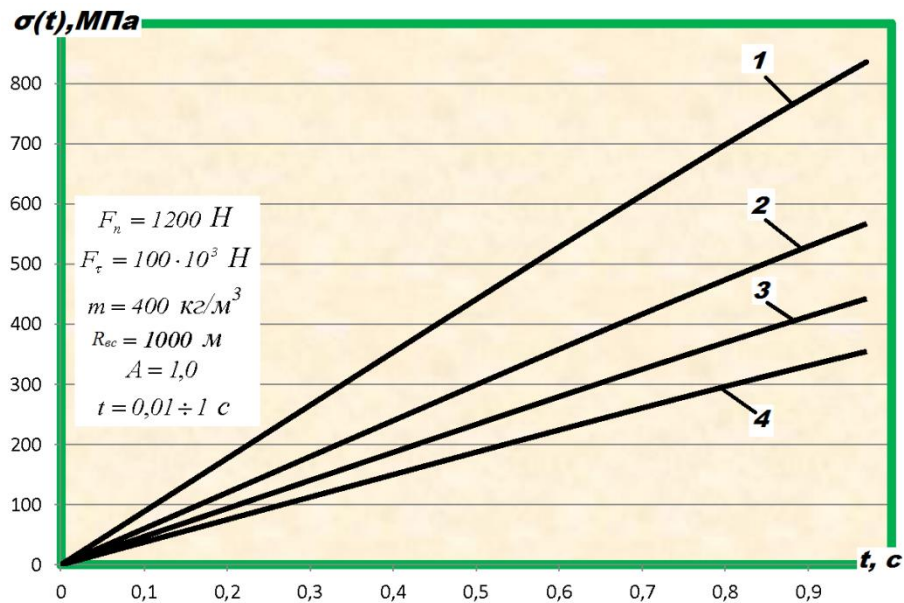
$$\frac{\rho_M v_{ГП} V^2}{2} \geq \frac{v_{ГП} \sigma_{cp}}{2 E}. \quad (2.41)$$

Середні робочі напруження:

$$\sigma_{cp} \geq \sqrt{\rho_M E V}. \quad (2.42)$$



Залежність контактних напружень у ГП на поверхні стінки свердловини від часу взаємодії з нею БЗ подано на рисунку 2.19.



1 – пісковик ( $E_{zn}=0,5 \cdot 10^{10} \text{ Па}$ ); 2 – глинистий сланець ( $E_{zn}=0,23 \cdot 10^{10} \text{ Па}$ ); 3 – глина ( $E_{zn}=0,14 \cdot 10^{10} \text{ Па}$ ); 4 – аргіліти ( $E_{zn}=0,09 \cdot 10^{10} \text{ Па}$ ).

Рисунок 2.19 – Залежність контактних напружень у ГП на поверхні стінки свердловини від часу взаємодії з нею БЗ

З рисунка 2.19 видно, що критичні напруження, за яких відбувається руйнування ГП настають, коли час контакту БЗ з породою становить 0,1 с і вище, а це, в свою чергу, свідчить, що критична швидкість підйому БК становить 0,3÷0,4 м/с і більше. Тобто для запобігання утворенню жолобів необхідно виконувати СПО із швидкістю не більше 0,3÷0,4 м/с.

Для оцінки зміни величини напружень з глибиною їх поширення у стінці свердловини розглянемо дію на півпростір зосередженої сили [89], прикладеної перпендикулярно до площини, яка його обмежує (рисунок 2.20).

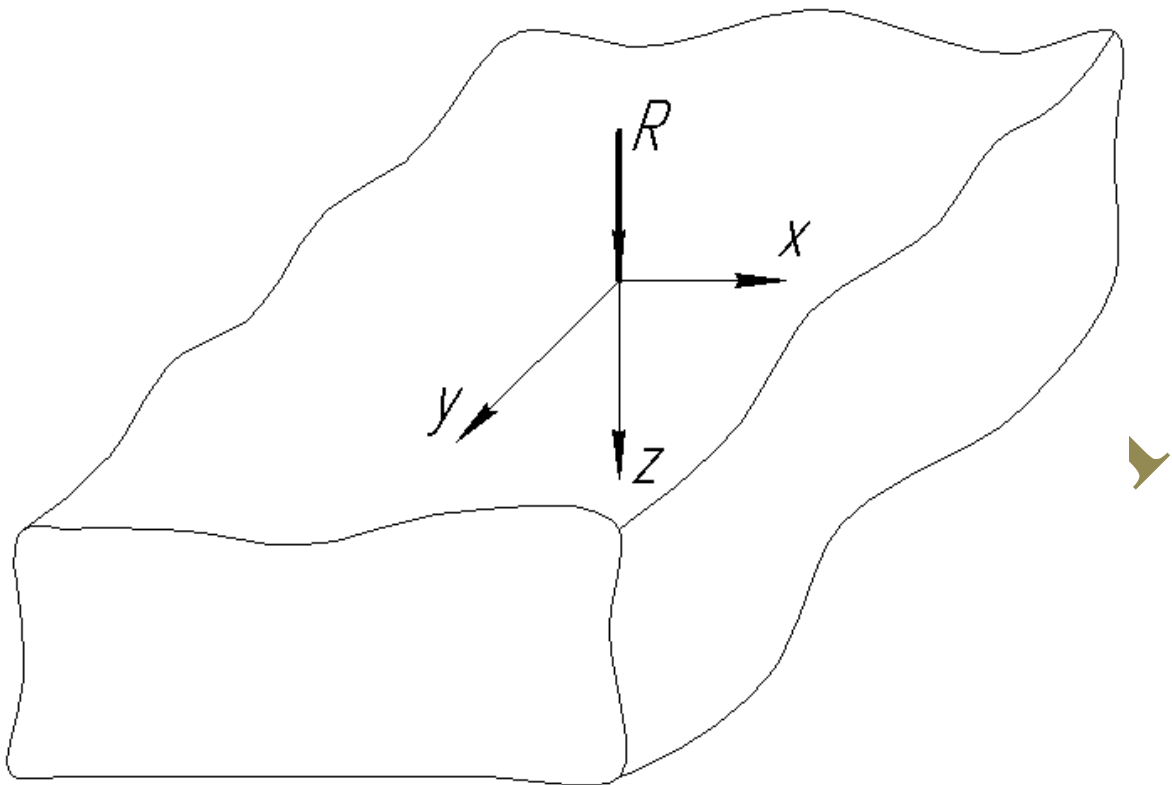


Рисунок 2.20 – Дія зосередженої сили на півпростір, обмежений площиною

В системі координат з початком в точці прикладання сили, у напрямі її дії направимо вісь  $z$ . Дві інші осі координат розміщують довільно відносно осі  $z$  у площині, яка обмежує півпростір. Напруження, що виникають у півпросторі, мають задовольняти такі граничні умови: на нескінченості всі компоненти тензора напружень перетворюються в нуль; у точках площини, яка обмежує півпростір, дотичні напруження  $\tau_{zx}$ ,  $\tau_{zy}$  дорівнюють нулю, а нормальні напруження  $\sigma_z$  дорівнюють нулю у всіх точках, крім точки прикладання зосередженої сили  $R$ .

Кінцеве вирази для визначень напружень в точці з координатами  $x$ ,  $y$ ,  $z$  мають такий вигляд:

$$\left. \begin{aligned}
 \sigma_z &= -\frac{3 \cdot R}{2 \cdot \pi} \cdot \frac{z}{r^5} \\
 \sigma_x &= -\frac{3 \cdot R}{2 \cdot \pi} \cdot \left( \frac{x^2 \cdot z}{r^5} + \frac{1 - 2 \cdot \mu_{zn}}{3} \cdot \left( \frac{1}{r \cdot (r + z)} - \frac{(2 \cdot r + z) \cdot x^2}{(r + z)^2 \cdot r^3} + \frac{z}{r^3} \right) \right) \\
 \sigma_y &= -\frac{3 \cdot R}{2 \cdot \pi} \cdot \left( \frac{x^2 \cdot z}{r^5} + \frac{1 - 2 \cdot \mu_{zn}}{3} \cdot \left( \frac{1}{r \cdot (r + z)} - \frac{(2 \cdot r + z) \cdot y^2}{(r + z)^2 \cdot r^3} + \frac{z}{r^3} \right) \right) \\
 \tau_{zx} &= -\frac{3 \cdot R}{2 \cdot \pi} \cdot \frac{x \cdot z^2}{r^5} \\
 \tau_{zy} &= -\frac{3 \cdot R}{2 \cdot \pi} \cdot \frac{y \cdot z^2}{r^5} \\
 \tau_{xy} &= -\frac{3 \cdot R}{2 \cdot \pi} \cdot \left( \frac{x \cdot y \cdot z}{r^5} - \frac{1 - 2 \cdot \mu_{zn}}{3} \cdot \frac{(2 \cdot r + z) \cdot x \cdot y}{(r + z)^2 \cdot r^3} \right)
 \end{aligned} \right\} (2.43)$$

де  $r = \sqrt{x^2 + y^2 + z^2}$ .

Для оцінки зміни величин  $\sigma_x, \sigma_y, \tau_{xy}$  будемо графіки їх залежності від  $z$ , при фіксованих  $x$  і  $y$ , однакових значеннях діючих сил та характеристик  $E_{zn}$  та  $\mu_{zn}$  ГП. Розподіл цих напружень наведено на рисунку 2.21.

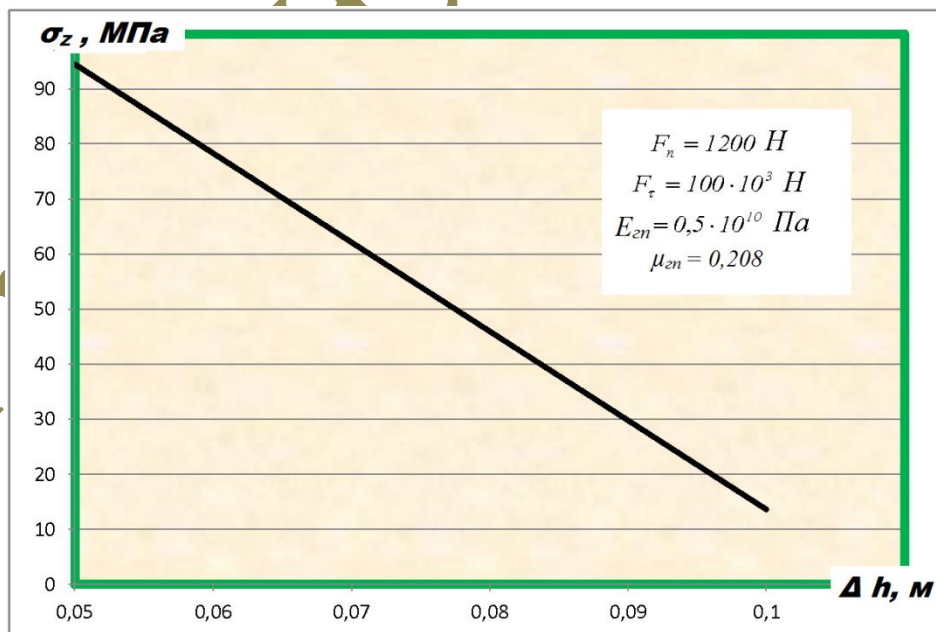


Рисунок 2.21 – Характер зміни напружень і фронту їх розповсюдження у масиві ГП на стінках свердловини від дії на неї БЗ

З рисунка 2.21 видно, що критичні напруження у масиві ГП згасають на глибині, яка дорівнює 7-8 см, а, відповідно, і глибина жолобної виробки дорівнюватиме в цьому випадку 7-8 см.

## Висновки до розділу 2

1. Вдосконалено аналітичний метод розрахунку сил притискання БЗ до стінки свердловини, напружень в ГП і глибини втискування БЗ в ГП з урахуванням техніко-технологічних і гірничо-геологічних чинників буріння в довільному інтервалі викривлення. За результатами встановлено їх зміну від низки технологічних параметрів (осьової сили розтягу, інтенсивності викривлення стовбура свердловини, конструктивних параметрів БК). Визначено максимальні напруження, які виникають в ГП і глибину проникнення в ГП БЗ при зміні техніко-технологічних параметрів процесу буріння. Доведено, що використання СБТ, порівняно із ЛБТ, зумовлює середнє зростання сил притискання БЗ до стінки свердловини до 2,5 разів за  $i_{\alpha}=(4-8)$  град/100 м. Причому, з використанням СБТ в умовах викривлення стовбура свердловини сили притискання БЗ до стінки свердловини зростають і стимулюють механізм жолобоутворення в інтервалах з різкими перегинами осі.

2. Встановлено, що при сталому діаметрі стовбура свердловини, зменшення діаметра БЗ (відповідно і БК) при рівних силах її осьового натягу обумовлюють різке зростання максимальних напружень в ГП і, відповідно, глибину втискування останнього в неї. Визначено, що максимальні напруження та глибина втискування суттєво залежать від радіуса опорного торця БЗ  $R_1$ , а руйнування стінки свердловини є більш характерним для БК меншого діаметра та більшого співвідношення між діаметром свердловини та діаметром труб.

3. Встановлено залежність контактних напружень, які виникають в ГП на поверхні стінки свердловини від часу взаємодії з нею БЗ. Оцінено величини напружень і фронту їх розповсюдження у масиві ГП стінки свердловини від дії на неї БЗ. Встановлено, що критичні напруження, за яких відбувається руйнування ГП настають, коли час контакту з нею БЗ перевищує 0,1 с, а це, в свою

чергу, свідчить, що для умов жолобоутворення на стінці скерованої свердловини критична швидкість підйому БК повинна становити  $0,3 \div 0,4$  м/с і більше.

РІЗНИЧУК АНДРІЙ

### РОЗДІЛ 3

## ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ СТІЙКОСТІ СТІНОК СВЕРДЛОВИН ТА УМОВ ЇХ РУЙНУВАННЯ

З практичних результатів спорудження свердловин в глинистих товщах та нестійких тріщинуватих сланцях рекомендовано використовувати прісні полімерні БР або розчини з солями, структуруючими молекулами води, з високим вмістом твердих і рідких адгезійних гідрофобних кольматантів. У цьому випадку структурно-реологічні показники БР необхідно підтримувати на максимально високому допустимому рівні для збереження стійкості стовбура свердловини. При грамотному управлінні властивостями і технологічними показниками таких БР вдається запобігти або істотно знизити ускладнення, пов'язані з втратою стійкості сланців, пророблення, підclinюванням і т.п., що дає змогу збільшити техніко-економічні показники буріння [45].

Проте, недоліком дії на глинисті ГП БР на водній основі є те, що вони підвищують початкову вологість сильноглинизованих ГП, до яких належать глинисті сланці, що призводить до порушення стійкості стовбура свердловини. Саме тому для фізико-хімічного методу підвищення стійкості стінок свердловин належать застосування інгібуючих БР на вуглеводневій основі та використання ванн (бурих технологічних рідин) [81, 118].

### 3.1 Методика проведення експериментальних досліджень

Одним із найефективніших способів підвищення стійкості стінок свердловини є застосування гідрофобно-бітумної ванни [79], яка складається з дизельного пального та окисленого бітуму. Така ванна збільшує міцність взірців ГП на 110-170% від початкового значення, протидіє проникненню фільтрату у стінки свердловини та значно збільшує термін дії ванни.

Проте ця ванна має низку недоліків, одним із яких є її дороговартісність через застосування дизельного пального, що зменшує ймовірність її застосування у практиці буріння свердловин.

Тому для підвищення стійкості стінок свердловини при одночасному зменшенні вартості ванни та підвищенні її ефективності необхідно розробити нову рецептуру ванни. Пропонується рецептура ПБВ [81, 85, 117, 118], де дисперсійним середовищем слугує пічне побутове паливо (ППП) та окислений бітум.

ППП – це проміжна фракція між дизельним паливом і мазутом (виготовляється згідно галузевого стандарту України ДСТУ 320.001 19943.010 – 98). Враховуючи значний вміст високомолекулярних фракцій в ППП, можна спрогнозувати їх проникнення у ГП і збільшення стійкості стінок свердловини.

Отримують ППП шляхом розділення високомолекулярних фракцій  $C_{12} \div C_{25}$  при температурі в межах від  $160^{\circ}\text{C}$  до  $380^{\circ}\text{C}$ . Орієнтовна вартість приблизно в 1,5 рази нижча порівняно з вартістю дизельного пального [33].

Окислений бітум отримують шляхом продування гарячого повітря через попередньо розплавлений бітум [33]. Під час окислення вміст мастила та смоли в бітумі зменшується, а кількість асфальтенів зростає.

Ступінь окислення бітуму оцінюють за температурою його розм'якшення. Високоокислені бітуми мають температуру розм'якшення приблизно  $150^{\circ}\text{C}$ , а низькоокислені –  $120^{\circ}\text{C}$ . Якість окисленого бітуму залежить від вмісту асфальтенів у ньому. Встановлено, що найбільш ефективний окислений бітум тоді, коли співвідношення між вмістом асфальтенів і смола не менше 2,5:1 [77].

### 3.1.1 Планування експерименту

Оцінку ефективності ПБВ у експериментальних умовах проводили на глинисто-піщаних взірцях ГП чотирьох типів:

- 100% глини;
- 85% глини та 15% піску;
- 50% глини та 50% піску;
- 15% глини та 85% піску.

Взірці виготовляли з кварцового піску, просіяного через сито №09, та жовтої глини, яку брали із кар'єру. Глину просушували, тверді частки вилучали. Регулювання вмісту глини дозволило змінювати проникність взірців у широких межах. Для виготовлення глинисто-піщаних взірців використовували спеціальні металеві обойми з внутрішнім діаметром 20 мм і висотою 22 мм. Жовту глину та відмитий кварцовий пісок змочували водою, ретельно перемішували, пресували, а потім висушували за стандартних умов впродовж 72 годин.

Механічні властивості ГП характеризуються певною поведінкою при впливі на них зовнішніх сил і температури. ГП володіють непостійністю механічних властивостей, що пояснюється їх неоднорідністю. Коефіцієнт варіації при різних видах випробувань досягає 20-40%, в той час як для металів не перевищує 4-7%. Тому на точність проведення дослідів з ГП звертають особливу увагу. Для встановлення необхідного числа дослідів з точністю 0,95 можна скористатися таблицею 3.1, де  $K_{дон}$  означає величину допустимого відхилення результатів дослідів в % (15%),  $K_{вар}$ -коефіцієнт варіації в % (20%).

Таблиця 3.1 – Необхідна кількість дослідів залежно від відношення  $K_{дон}$  до  $K_{вар}$  при надійності дослідів 0,95

$K_{дон}/K_{вар}$	Необхідна кількість дослідів	$K_{дон}/K_{вар}$	Необхідна кількість дослідів
2,000	1	0,591	11
1,386	2	0,568	12
1,132	3	0,544	13
0,980	4	0,524	14
0,876	5	0,506	15
0,800	6	0,490	16
0,741	7	0,475	17
0,693	8	0,462	18
0,653	9	0,450	19
0,620	10	0,438	20



Експериментальні дослідження механічних властивостей ГП проведені з метою оцінки впливу ванн на стійкість стінок свердловин [45].

Для визначення їх впливу на міцнісні властивості ГП у даному випадку пропонується провести дослідження міцності оброблених та не оброблених взірців та їх моделей на одноосьовий стиск, втискуванням індентора та визначення тиску бокового розпору.

Визначення межі міцності на одноосьовий стиск регламентовано стандартом ГОСТ (ДСТУ) 21153.1-7-84 «Гірські породи. Методи випробування» Відповідно до ДСТУ для випробувань використовують взірці ГП у формі 50x50x50 мм або циліндра з  $h/d=1$  із шліфованими поверхнями. Відхилення від зазначених розмірів не мають перевищувати  $\pm 5\%$ , а випуклість робочих торців – не більше 0,3 мм.

### **3.1.2 Підбір реагентів для паливно-бітумної ванни**

Для проведення експерименту потрібно провести низку підготовчих робіт, зокрема, окислений бітум необхідно нагріти до температури плавлення, а потім розчинити його в ППВ.

Підготовлені взірці ГП потрібно спочатку випробовувати на міцність на стискування і визначати їх масу. Незруйновані глинисто-піщані взірці поміщають у ПБВ з різною концентрацією окисленого бітуму, в межах  $(1\div 9)\%$ , і витримують від 1 до 9 годин. Через кожні 2 години взірці ГП виймали з ванни і вимірювали міцність на стискування, порівнюючи її з початковою, а також визначали їхню масу для того, щоб дізнатись глибину проникнення ванни вглиб взірця.

Результати досліджень наведено у таблиці 3.2, а графічні залежності на рисунках 3.1-3.4, де на осі ординат відкладено значення міцності взірців ГП на стиск, а по осі абсцис – час перебування глинисто-піщаних взірців ГП у ПБВ. Умовні залежності, які зображено на рисунку 3.1 (85% піску + 15% глини) вважали характерними для високопроникних ГП; на рисунку 3.2 (50% глини +

50% піску) – для середньопроникних ГП; на рисунку 3.3 (85% глини + 15% піску) та рисунку 3.4 (100% глини) – для низько- і слабкопроникних ГП [81].

Таблиця 3.2 – Результати експериментальних досліджень динаміки руйнування взірців глинизованих ГП залежно від часу перебування у ПБВ

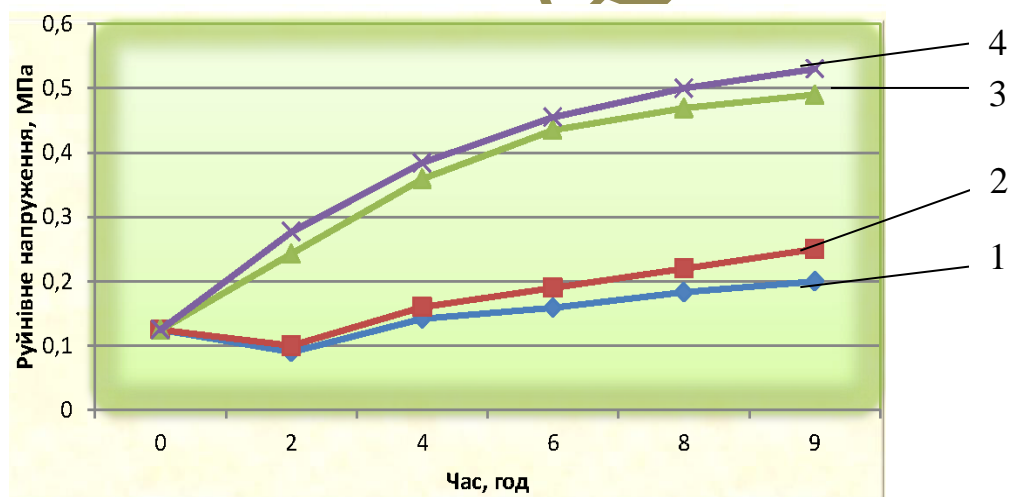
Час витримування взірців у рідині, год	Руйнівне напруження стиску, МПа			
	85% піску+ 15% глини	50% піску+ 50% глини	15% піску+ 85% глини	100% глини
99%-ППП+1%-ОБ				
0	0,125	0,726	0,777	0,842
2	0,092	0,514	0,577	0,697
4	0,142	0,436	0,535	0,581
6	0,159	0,399	0,577	0,631
8	0,183	0,522	0,668	0,683
9	0,188	0,606	0,747	0,791
97%-ППП+3%-ОБ				
0	0,125	0,726	0,777	0,842
2	0,085	0,387	0,733	0,738
4	0,130	0,527	0,763	0,815
6	0,174	0,564	0,829	0,838
8	0,189	0,702	0,837	0,862
9	0,205	0,73	0,850	0,886
95%-ППП+5%-ОБ				
0	0,125	0,726	0,777	0,842
2	0,243	0,479	0,791	0,75
4	0,359	0,548	0,899	0,85
6	0,435	0,636	0,976	0,905
8	0,469	0,728	0,993	0,975
9	0,515	1,089	1,000	1,05
91%-ППП+9%-ОБ				
0	0,125	0,726	0,777	0,842
2	0,277	0,489	0,759	0,792
4	0,384	0,594	0,874	0,892
6	0,455	0,703	0,947	0,956
8	0,479	0,734	0,958	0,981
9	0,500	0,796	0,984	1,031

Аналізуючи отримані результати, слід зазначити, що незалежно від проникності експериментальних взірців ГП міцність їх спочатку незначно знижується, а потім зростає.

Зменшення міцності взірців ГП на початку дослідження, на нашу думку, пов'язане з тим, що клеючі властивості окисленого бітуму на цьому проміжку часу нижчі, ніж розклинююче зусилля, яке виникає від дії ППП.

Зменшення міцності взірців ГП залежить від їх проникності і становить для низькопроникних (рисунок 3.1) – 5÷18%, а для високопроникних (рисунок 3.4) – 20÷30%. При подальшому збільшенні часу перебування взірців ГП в ПБВ їх міцність збільшується, що пов'язано, на нашу думку, зі зростанням клеючих властивостей у взірці ГП при постійному значенні розклинюючого зусилля.

Міцність глинисто-піщаних взірців ГП залежить від концентрації окисленого бітуму у ПБВ, часу перебування взірців ГП у ванні і їх проникності.

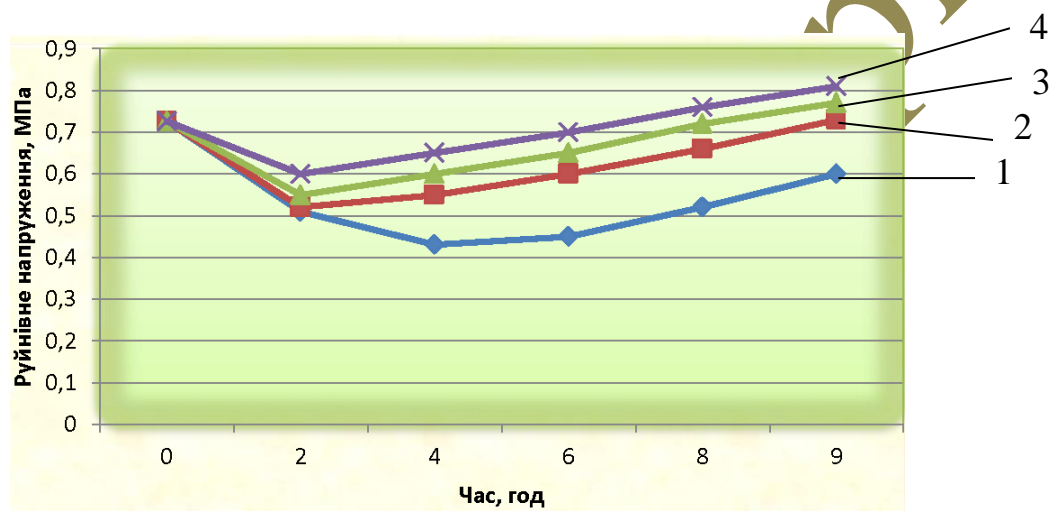


- 1 – 1 % високоокисленого бітуму та 99% ППП;
- 2 – 3 % високоокисленого бітуму та 97% ППП;
- 3 – 5 % високоокисленого бітуму та 95% ППП;
- 4 – 9 % високоокисленого бітуму та 91% ППП.

Рисунок 3.1 – Динаміка руйнування високопроникних взірців ГП (85% піску +15% глини) залежно від часу та адгезійних властивостей ванни

При збільшенні концентрації окисленого бітуму у ванні за однакового часу перебування взірців ГП у ній і проникності ГП, спочатку спостерігається збільшення міцності взірця ГП, яке досягає максимального значення, а потім

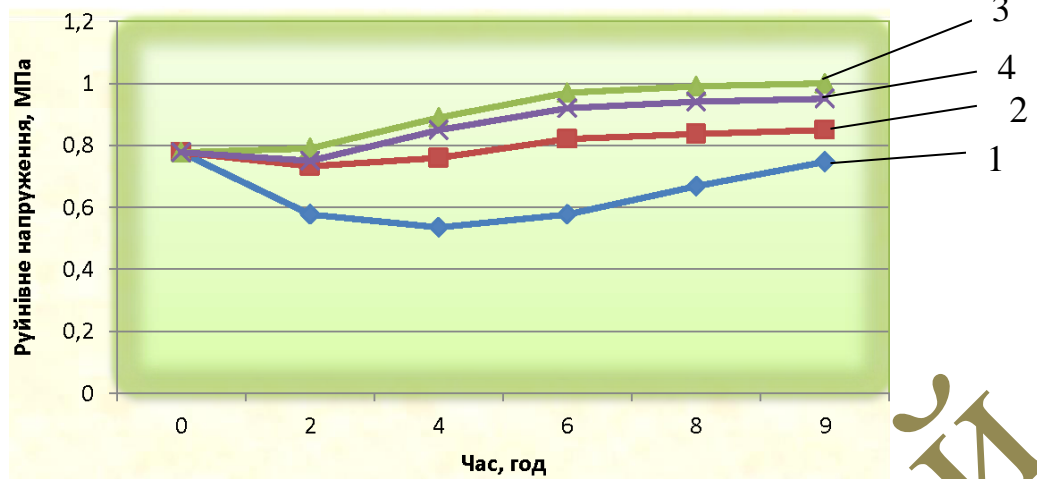
стабілізується. Така закономірність спостерігається для всіх типів взірців ГП, незалежно від їх проникності. Існування максимального значення концентрації окисленого бітуму в ПБВ може бути пов'язане з утворенням тонкої низькопроникної плівки на поверхні взірців ГП, яка утворює бар'єр проникненню клеючої речовини в ГП. Тому, не зважаючи на збільшення концентрації клеючої речовини, міцність взірців ГП стабілізується. Максимальне значення концентрації окисленого бітуму в ПБВ становить 5-9% для всіх типів взірців.



- 1 – 1 % високоокисленого бітуму та 99% ПБВ;
- 2 – 3 % високоокисленого бітуму та 97% ПБВ;
- 3 – 5 % високоокисленого бітуму та 95% ПБВ;
- 4 – 9 % високоокисленого бітуму та 91% ПБВ.

Рисунок 3.2 – Динаміка руйнування середньопроникних взірців ГП (50% глини+50% піску) залежно від часу та адгезійних властивостей ванни

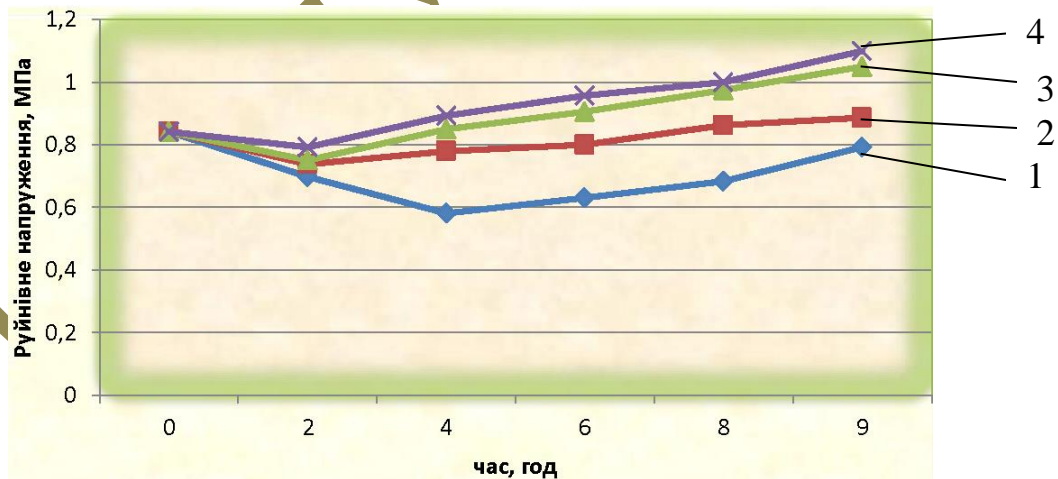
При збільшенні тривалості перебування взірців ГП у ПБВ міцність їх зростає, що пов'язано зі збільшенням клеючих властивостей ванни.



- 1 – 1 % високоокисленого бітуму та 99% ППП;  
 2 – 3 % високоокисленого бітуму та 97% ППП;  
 3 – 5 % високоокисленого бітуму та 95% ППП;  
 4 – 9 % високоокисленого бітуму та 91% ППП.

Рисунок 3.3 – Динаміка руйнування низькопроникних взірців ГП (85% глини+15% піску) залежно від часу та адгезійних властивостей ванни

Найбільше зростання міцності спостерігається після перебування в ПБВ впродовж 7 годин у високопроникних породах і впродовж 8 годин у низькопроникних породах [81].



- 1 – 1 % високоокисленого бітуму та 99% ППП;  
 2 – 3 % високоокисленого бітуму та 97% ППП;  
 3 – 5 % високоокисленого бітуму та 95% ППП;  
 4 – 9 % високоокисленого бітуму та 91% ППП.

Рисунок 3.4 – Динаміка руйнування слабкопроникних взірців ГП (100% глини) залежно від часу та адгезійних властивостей ванни

ПБВ па відміну від силікатно-калієвої ванни підвищує міцність всіх типів взірців ГП, незалежно від їх проникності.

Найбільший приріст міцності спостерігається у високопроникних взірцях ГП, який рівний 410% (рисунок 3.4); дещо менше для середньопроникних ГП - 150% та найменше 125% - для низькопроникних ГП.

Отже, ПБВ з вмістом 5÷9% окисленого бітуму та витримкою її в свердловині 7÷8 год підвищує стійкість до обвалювання всіх типів глинисто-піщаних ГП незалежно від їх проникності [81, 118].

### 3.1.3 Оцінка тривалості дії паливно-бітумної ванни

Як було уже зазначено у попередньому розділі на якість ванни впливає її тривалість дії під час контакту з ГП та проникність взірців.

Тривалість дії ПБВ оцінювали за зміною маси та конфігурацією глинисто-піщаних взірців ГП, під час перебування їх у фільтрах БР з різною концентрацією солі [81].

Всі взірці ГП порівню поділено на дві групи. До першої групи входять взірці ГП, які не піддавались обробці ПБВ. Їх названо звичайними. До другої групи увійшли взірці ГП, які після приготування витримували впродовж 7 годин у ПБВ з вмістом окисленого бітуму 7%, які названо модифікованими. Взірці ГП поміщали: в прісну воду, яка моделювала глинистий розчин; в мінералізовану воду (5%  $KCl+H_2O$ ), яка моделювала хлоркалієвий розчин та в соленасичену воду (26%  $NaCl+H_2O$ ), яка моделювала соленасичений стабілізований розчин. Під час досліджень взірців ГП періодично заміряли їх масу, зокрема, звичайні взірці через 2,5÷5,0 хв, модифіковані - через 0,5÷10 год. Одночасно спостерігали за конфігурацією взірців ГП [81, 85].

Результати експериментальних досліджень наведені у таблиці 3.3 для звичайних та у таблиці 3.4 для модифікованих взірців ГП. Як видно з результатів таблиці 3.4. всі взірці ГП після перебування у фільтрах з різною концентрацією солі збільшують свою масу і швидко руйнуються. Найшвидше руйнуються всі взірці у прісній воді (через 2,5÷15 хв від моменту їх занурення у филь-

трат БР), повільніше у мінералізованих фільтратах (через 5÷30 хв від моменту їх занурення у фільтрат БР), що пов'язано з дією іонів  $K^{+1}$  та  $Na^{+1}$ , які збільшують сили просторового зв'язку між шарами кристалічної ґратки глини і сповільнюють їх руйнування. Незначне зростання маси взірців ГП (85% глини + 15% піску) та 100% глини пов'язане з їх низькою пористістю та низькою проникністю.

Стійкість взірців ГП до їх руйнування зростає у десятки, а в окремих випадках у сотні і тисячі разів (рисунок 3.5).

Таблиця 3.3 – Зміна маси звичайних взірців ГП залежно від часу їх перебування у фільтратах БР з різною концентрацією солі

Час контакту, хв	Маса взірця ГП, г											
	H <sub>2</sub> O				H <sub>2</sub> O+5%KCl				H <sub>2</sub> O+26%NaCl			
	100% глини	85% глини+ 15% піску	50% глини+ 50% піску	15% глини+ 85% піску	100% глини	85% глини+ 15% піску	50% глини+ 50% піску	15% глини+ 85% піску	100% глини	85% глини+ 15% піску	50% глини+ 50% піску	15% глини+ 85% піску
0	13	13	15	16	13	13	15	16	13	13	15	16
2,5	14	14	$\frac{16}{\text{п.р.}}$	к.р.	14	14	16	$\frac{18}{\text{п.р.}}$	14	14	16	18
5	15	$\frac{15}{\text{п.р.}}$	к.р.	-	15	15	$\frac{18}{\text{п.р.}}$	к.р.	15	16	18	$\frac{20}{\text{п.р.}}$
10	$\frac{16}{\text{п.р.}}$	к.р.	-	-	16	$\frac{16}{\text{п.р.}}$	к.р.	-	16	17	$\frac{19}{\text{п.р.}}$	к.р.
15	к.р.	-	-	-	$\frac{18}{\text{п.р.}}$	к.р.	-	-	17	$\frac{19}{\text{п.р.}}$	к.р.	-
20	-	-	-	-	к.р.	-	-	-	$\frac{18}{\text{п.р.}}$	к.р.	-	-
30	-	-	-	-	-	-	-	-	к.р.	-	-	-

Таблиця 3.4 – Зміна маси модифікованих взірців ГП залежно від часу їх перебування у фільтратах БР з різною концентрацією солі

Час контакту, год	Маса взірця ГП, г											
	H <sub>2</sub> O				H <sub>2</sub> O+5%KCl				H <sub>2</sub> O+26%NaCl			
	100% глини	85% глини+ 15% піску	50% глини+ 50% піску	15% глини+ 85% піску	100% глини	85% глини+ 15% піску	50% глини+ 50% піску	15% глини+ 85% піску	100% глини	85% глини+ 15% піску	50% глини+ 50% піску	15% глини+ 85% піску
0	13	13	15	16	13	13	15	16	13	13	15	16
1	16	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
2	16	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
3	16	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
4	16	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
5	16	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
6	<u>16</u> п.р.	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
7	к.р.	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
8	-	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
24	-	<u>16,5</u> п.р.	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
48	-	к.р.	<u>17</u> п.р.	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
72	-	-	к.р.	<u>18</u> п.р.	<u>15</u> п.р.	<u>14,5</u> п.р.	16	18	15	14,5	16	18
120	-	-	-	к.р.	к.р.	к.р.	16	18	15	14,5	16	18



Час контакту, доби	Маса взірця ГП, г											
	H <sub>2</sub> O				H <sub>2</sub> O+5%KCl				H <sub>2</sub> O+26%NaCl			
	100% глини	85% глини+ 15% піску	50% глини+ 50% піску	15% глини+ 85% піску	100% глини	85% глини+ 15% піску	50% глини+ 50% піску	15% глини+ 85% піску	100% глини	85% глини+ 15% піску	50% глини+ 50% піску	15% глини+ 85% піску
10 діб	-	-	-	-	-	-	16	18	15	14,5	16	18
15 діб	-	-	-	-	-	-	16	18	15	14,5	16	18
20 діб	-	-	-	-	-	-	16	18	15	14,5	16	18
25 діб	-	-	-	-	-	-	16	18	15	14,5	16	18
30 діб	-	-	-	-	-	-	16	18	15	14,5	16	18
35 діб	-	-	-	-	-	-	16	18	15	14,5	16	18
36 діб	-	-	-	-	-	-	16	18	15 п.р.	14,5	16	18
37 діб	-	-	-	-	-	-	16	18	к.р.	14,5	16	18
40 діб	-	-	-	-	-	-	16	18	-	14,5	16	18
43 діб	-	-	-	-	-	-	16	18	-	14,5 п.р.	16	18
44 діб	-	-	-	-	-	-	16	18	-	к.р.	16	18
45 діб	-	-	-	-	-	-	16	18	-	-	16	18
50 діб	-	-	-	-	-	-	16	18	-	-	16	18

Примітка: п. р. – початок руйнування за час перебування у фільтраті БР;  
к. р. – кінець руйнування за час перебування у фільтраті БР.

Отже, за результатами експериментів, рекомендовано ПБВ з вмістом окисленого бітуму 5-9% та витримуванням її у свердловині навпроти ГП, схильних до обвалювання, впродовж 7-8 годин.

Тривалість дії ПБВ є набагато більшою, ніж тривалість дії силікатно-калієвої ванни і дещо більшою, ніж гідрофобно-бітумної ванни, яка через свою високу вартість немає впровадження на практиці [81, 85].

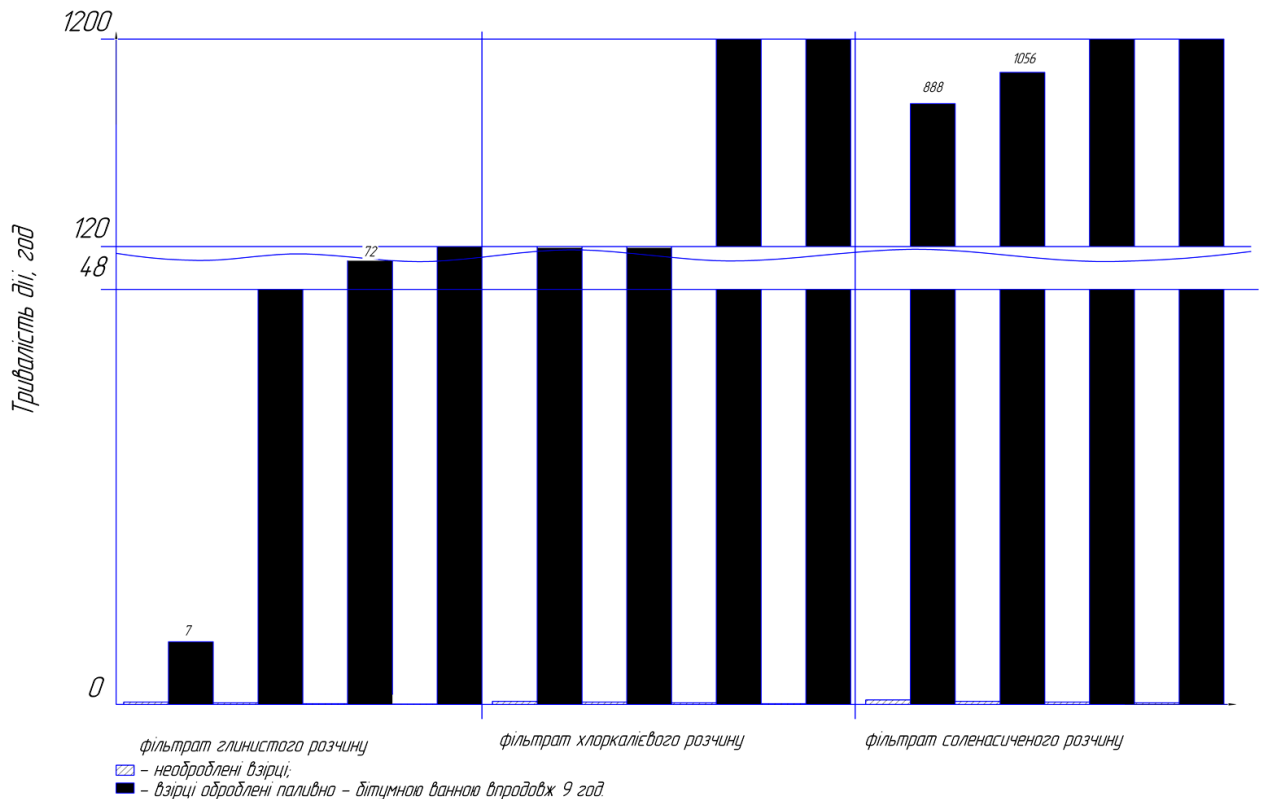


Рисунок 3.5 – Стійкість взірців (моделей) ГП після обробки їх ПБВ

### 3.2 Склад і рецептура модифікованої паливно-бітумної ванни

За результатами попередніх досліджень, ПБВ є досить ефективною при застосуванні її для підвищення міцності стінок свердловини, але не забезпечує достатнього проникнення бітуму вглиб ГП.

Тому пропонується модифікована ПБВ, яка володіє мінімальними силами поверхневого натягу, що виникають між ванною та взірцем ГП. Досягається мінімальне значення сил поверхневого натягу введенням у неї поверхнево-активної речовини (ПАР), наприклад, сульфонолу. Молекула цієї ПАР складається з двох глобул: гідрофільної і гідрофобної. Гідрофобна глобула буде взаємодіяти із ПБВ, а гідрофільна глобула – з водою і поверхнею ГП. Оптимальна концентрація сульфонолу у нафті, за літературними джерелами [81], коливається

ся в межах 0,5÷2,0%, враховуючи, що під час устанавлення модифікованої ПБВ прийняли оптимальну домішку сульфонулу 1%.

Отже склад модифікованої ПБВ наступний:

- ППП – 92%;
- окислений бітум – 7%;
- сульфонул – 1%.

Порядок приготування модифікованої ПБВ є таким: спочатку розігрівали необхідну кількість окисленого бітуму, до його повного розплавлення, потім перемішували з ППП, в останню чергу вводили сульфонул.

Тривалість дії модифікованої ПБВ оцінювали за аналогією, як і тривалість дії ПБВ. Результати експериментальних досліджень наведено у таблиці 3.5 та на рисунку 3.6.

Таблиця 3.5 – Зміна маси модифікованих зрізів ГП залежно від часу їх перебування у фільтрах БР з різною концентрацією солі

Час контакту, год	Маса зріза ГП, г											
	H <sub>2</sub> O				H <sub>2</sub> O+5%KCl				H <sub>2</sub> O+26%NaCl			
	100% глини	85% глини+ 15% піску	50% глини+ 50% піску	15% глини+ 85% піску	100% глини	85% глини+ 15% піску	50% глини+ 50% піску	15% глини+ 85% піску	100% глини	85% глини+ 15% піску	50% глини+ 50% піску	15% глини+ 85% піску
0	13	13	15	16	13	13	15	16	13	13	15	16
1	16	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
2	16	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
3	16	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
4	16	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
5	16	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
6	16	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
7	16	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18

Час контакту, год	Маса взірця ГП, г											
	H <sub>2</sub> O				H <sub>2</sub> O+5%KCl				H <sub>2</sub> O+26%NaCl			
	100% глини	85% глини+ 15% піску	50% глини+ 50% піску	15% глини+ 85% піску	100% глини	85% глини+ 15% піску	50% глини+ 50% піску	15% глини+ 85% піску	100% глини	85% глини+ 15% піску	50% глини+ 50% піску	15% глини+ 85% піску
8	16	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
24	<u>16</u> п.р.	16,5	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
48	к.р.	<u>16,5</u> п.р.	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
72	-	к. р.	17	18	15	14,5	16	18	15	14,5	16	18
120	-	-	17	18	<u>15</u> п.р.	14,5	16	18	15	14,5	16	18
240	-	-	<u>17</u> п.р.	18	к. р.	14,5	16	18	15	14,5	16	18
360	-	-	к.р.	18	-	14,5	16	18	15	14,5	16	18
480	-	-	-	18	-	14,5	16	18	15	14,5	16	18
600	-	-	-	18	-	14,5	16	18	15	14,5	16	18
720	-	-	-	18	-	14,5	16	18	15	14,5	16	18
840	-	-	-	18	-	14,5	16	18	15	14,5	16	18
960	-	-	-	18	-	14,5	16	18	15	14,5	16	18
1200	-	-	-	18	-	14,5	16	18	15	14,5	16	18

Примітка: п. р. – початок руйнування;

к. р. – кінець руйнування.

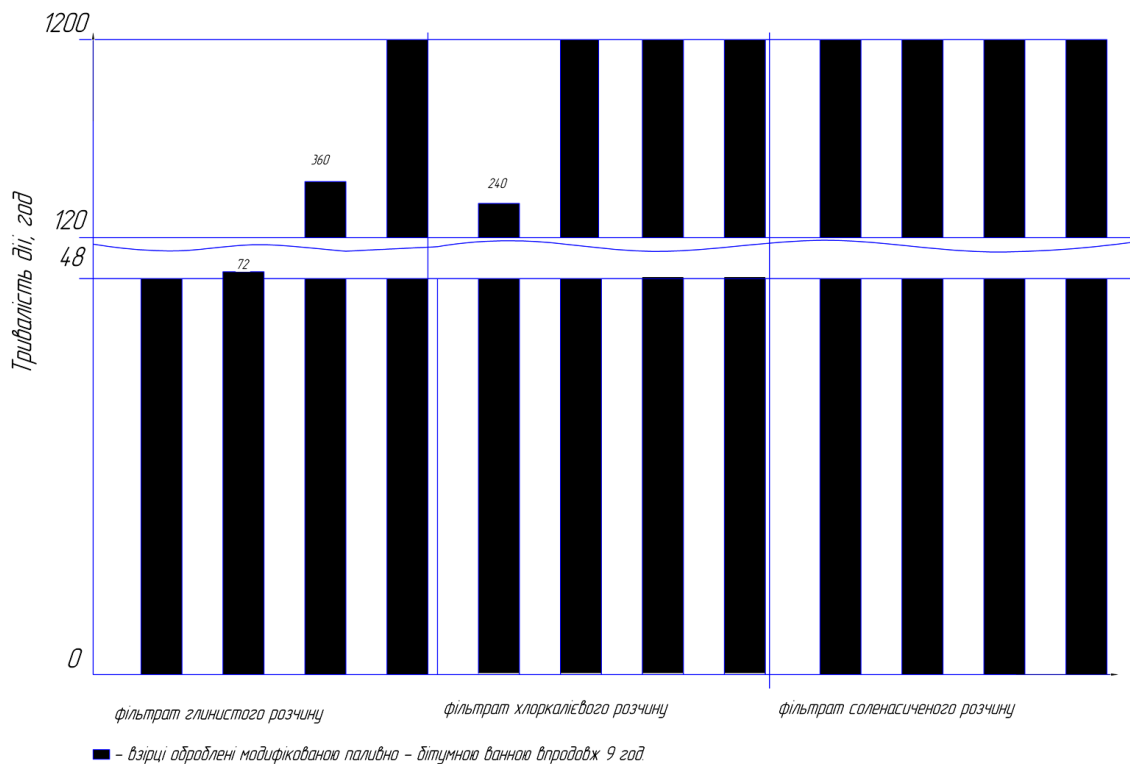


Рисунок 3.6 – Стійкість взірців (моделей) ГП після обробки їх модифікованою ПБВ

ПБВ з вмістом 5÷9% окисленого бітуму та тривалістю перебування її в свердловині впродовж 7÷8 год, підвищує початкову міцність взірців ГП на стиск в 1,2 ÷ 4,1 рази. Менша ефективність спостерігається у низькопроникних породах, а більша – у високопроникних породах.

ПБВ є універсальною для всіх типів ГП, які схильні до осипань і обвалювань. Тривалість дії ПБВ є значно більшою, ніж гідрофобно-бітумної ванни, приблизно в 2 ÷ 10 разів, менша її ефективність спостерігається у низькопроникних і більша – у високопроникних породах. Вартість ПБВ приблизно у 1,5 рази менша порівняно з вартістю гідрофобно – бітумної ванни.

Термін дії модифікованої ПБВ більший ніж ПБВ, особливо для взірців ГП у фільтраті глинистого БР. Термін дії модифікованої ванни у 1,5 ÷ 5 разів більший ніж ПБВ.

### 3.3 Дослідження механічних властивостей гірських порід у термобаричних умовах

Для дослідження умов порушення цілісності стінок свердловин необхідно максимально відтворити реальні умови і об'єкти вивчення (моделі ГП). В напрямку дисертаційної роботи необхідно змоделювати термобаричні умови. Розроблено експериментальну установку, схему якої наведено на рисунку 3.7 [84, 109], що дає змогу забезпечити такі умови. Вона складається з блока для фільтрації технологічної рідини через взірці ГП (рисунок 3.7 а), основою якої є пристрій для вимірювання водовіддачі БР ВМ-6 [1, 48, 49], та блока для дослідження фізико-механічних властивостей ГП (рисунок 3.7 б). Загальний вигляд експериментальної установки зображено на рисунку 3.8.

Блок для фільтрації технологічної рідини в ГП складається з ємності 1, заповненої водою 2, нагрівального елемента 3, термопари 4, вузла управління 5. До ємності 1 коаксіально приєднано фільтраційний стакан 6 із манометром 7. Знизу у фільтраційному стакані 6 встановлюється взірець ГП або керна 8, що притискається фільтраційною решіткою 9 та фіксується елементом кріплення, який складається з кільця 10 та піддона 11 із гвинтом 13. Зверху фільтраційний стакан заповнюється технологічною рідиною 13. Напірний циліндр 14, з втулкою 15 і голковим клапаном 16, нагвинчується на фільтраційний стакан 6 і заповнюється машинною оливою 17. У втулку 15 закладається плунжер 18 із змінними навантаженнями 19.

Блок для дослідження фізико-механічних властивостей ГП складається з бачка 20, заповненого водою 2, термопари 4, вузла управління 5, стакана 21, із взірцем ГП 8, затиснутого зверху кільцем 22, кришки 23 з напрямною втулкою 24, в якій вздовж осі рухається натискний плунжер 25 з індентором 26. Цей блок призначений для використання на пресі 27.

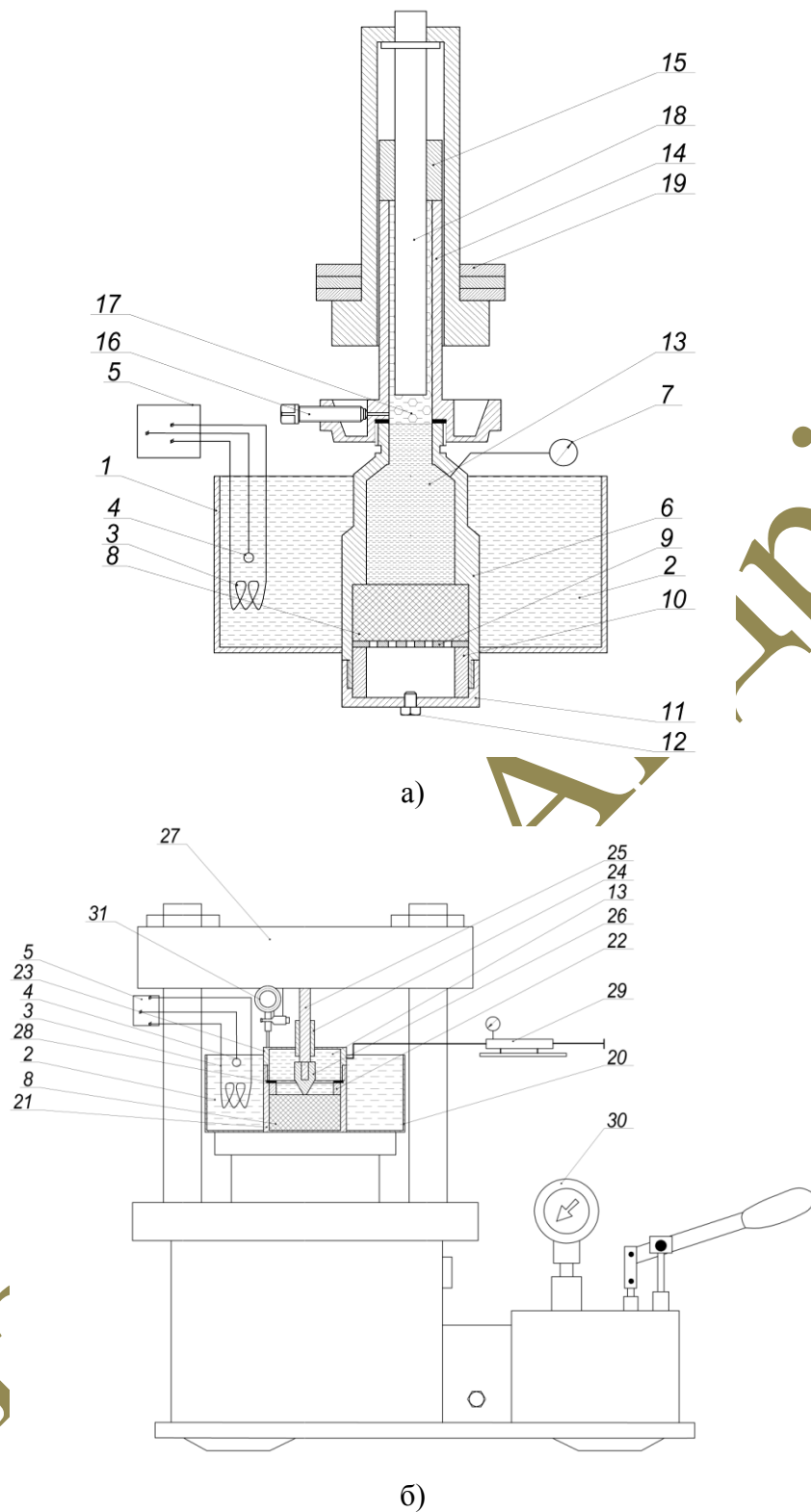


Рисунок 3.7 – Принципова схема конструкції експериментальної установки

Розроблена установка працює так [84, 109]: керна або взірець ГП 8 встановлюють знизу всередину фільтраційного стакана 6, притискують фільтраційною решіткою 9 та фіксують елементом кріплення, який складається з кільця 10 та піддона 11 із гвинтом 13. У фільтраційний стакан 6, поверх ГП, заливають тех-

нологічну рідину 13. Зверху на фільтраційний стакан 6 нагвинчують напірний циліндр 14 із втулкою 15, в який заливають машинну олію 17. В ємність 1 заливають воду 2 та доводять її нагрівальним елементом 3 до встановленої температури, яка контролюється термopарою 4 і регулюється вузлом управління 5. У напірний циліндр 14 закладають плунжер 18, який створює надлишковий тиск у фільтраційному стакані 6. За потреби його можна змінювати наважками 19, контролюючи при цьому перепад тиску манометром 7. Після зміни положення гвинта 12 за встановлених температури і перепаду тиску, технологічна рідина 13 починає фільтруватися у kern або взірець ГП 8. Після його заповнення технологічною рідиною блок розгерметизовують за допомогою голкового клапана 14. Взірець ГП поміщають в стакан 21, де його притискають кільцем 22 з прокладкою 28 та фіксують кришкою 23, в якій вмонтовано напрямну втулку 24. В ній вздовж осі рухається натискний плунжер 25 з індентором 26. Для дослідження у стакан 21 попередньо заливають технологічну рідину 13, а в бачок 20 – воду 2, яку нагрівають елементом 3 до визначеної температури під контролем вузла управління 5. У стакані 21 за допомогою насоса 29 забезпечують відповідний тиск. Пресом 27 забезпечують деяке навантаження на індентор 26 через натискний плунжер 25. Індикатором 31 визначають глибину втискування індентора 26 у kern або взірець ГП 8.

Експериментальні дослідження, з використанням розробленої установки [84, 109, 120], проводилися з використанням чотирьох типів глинисто-піщаних взірців або моделей ГП різних за вмістом піску та глини (100% глини; 85% глини та 15% піску; 50% глини та 50% піску; 15% глини та 85% піску). В якості керна використовували пісковик та глинистий сланець.

ПБВ, яка використовувалась при дослідженні, складалася з пічного побутового пального та окисленого бітуму [81, 85]. Її ефективність було доведено під час досліджень на глинисто-піщаних моделях ГП у стандартних умовах [81, 85], де за критерій ефективності було використано міцність ГП на стиск.



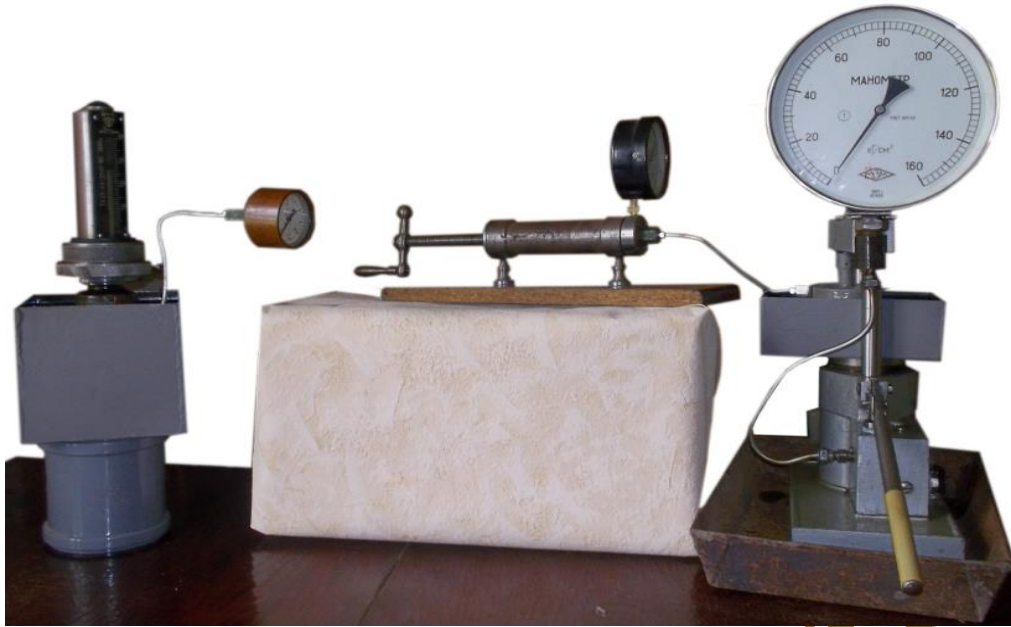
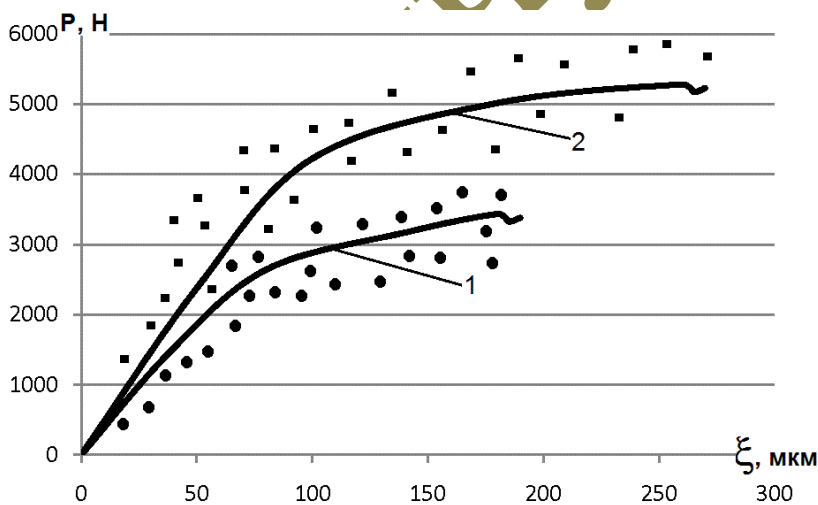


Рисунок 3.8 – Загальний вигляд експериментальної установки

Під час експериментальних досліджень в умовах, наближених до пластових (перепад тиску  $\Delta P=0,1$  МПа і температура  $t=60$  °С) за критерій ефективності вибрано руйнівне навантаження, що діє на ГП. Апроксимовані результати проведених досліджень в умовах наближених до пластових наведено у вигляді графічних залежностей  $P=f(\xi)$  (рисунок 3.9 – 3.15), де  $P$  – реакція опору ГП на втискування в неї металевого індентора на глибину  $\xi$ .



$\Delta P=0,1$  МПа;  $t=60$  °С

1 – необроблена ГП ПБВ;  
2 – оброблена ГП ПБВ.

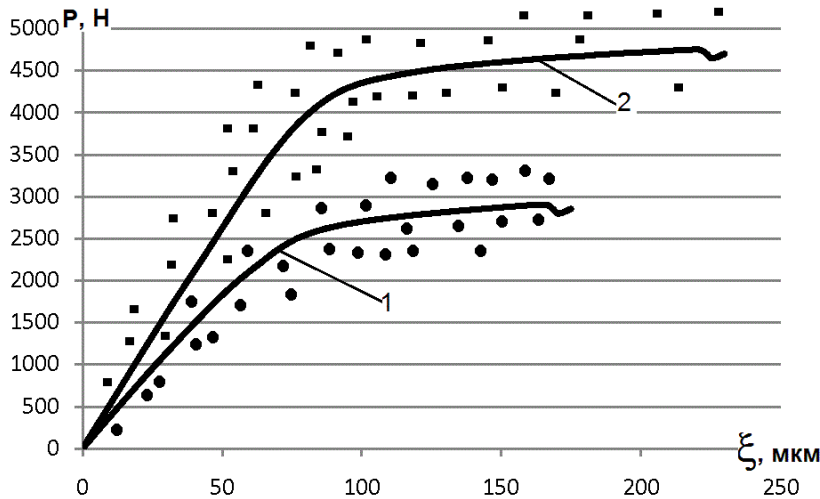
ГП до оброблення



ГП після оброблення



Рисунок 3.9 – Залежність реакції опору ГП (100% глини) від глибини втискування в неї металевого індентора



$\Delta P=0,1 \text{ МПа}; t=60 \text{ }^\circ\text{C}$

1 – необроблена ГП ПБВ;

2 – оброблена ГП ПБВ.

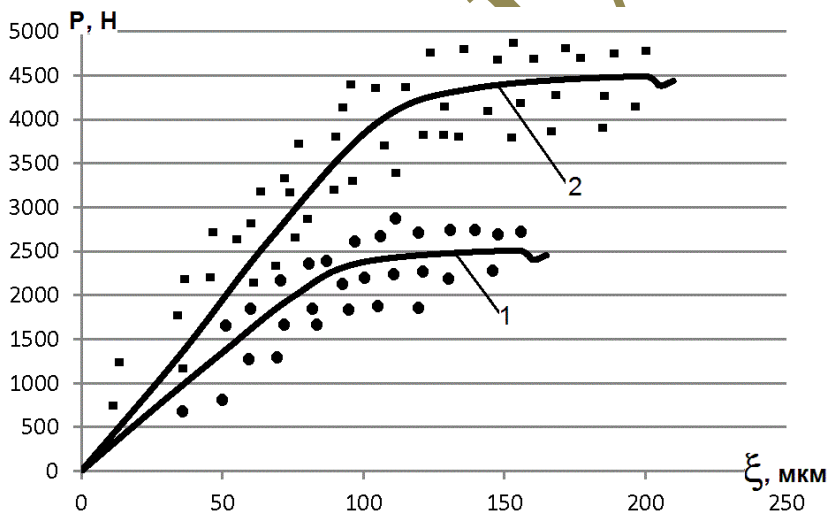
Рисунок 3.10 – Залежність реакції опору ГП (85% глини та 15% піску) від глибини втискування в неї металевого індентора



ГП після оброблення



Після проведення експериментів встановлено, що швидкість фільтрації ванни в моделі ГП в умовах впливу надлишкового тиску і температури зросла в кілька разів порівняно з дослідженнями [81]. Це пов'язано з тим, що під впливом температури знизилась в'язкість ПБВ, а дія надлишкового тиску прискорила процес заповнення пор і тріщин моделі ГП.



$\Delta P=0,1 \text{ МПа}; t=60 \text{ }^\circ\text{C}$

1 – необроблена ГП ПБВ;

2 – оброблена ГП ПБВ.

Рисунок 3.11 – Залежність реакції опору ГП (50% глини та 50% піску) від глибини втискування в неї металевого індентора



ГП після оброблення



З графіків (рисунки 3.9 – 3.12) видно, що збільшення вмісту глини у взірцях моделей ГП погіршує їх заповнення ПБВ за рахунок зменшення кількості пор і тріщин, а також їх геометричних параметрів (довжини, умовного діаметра).

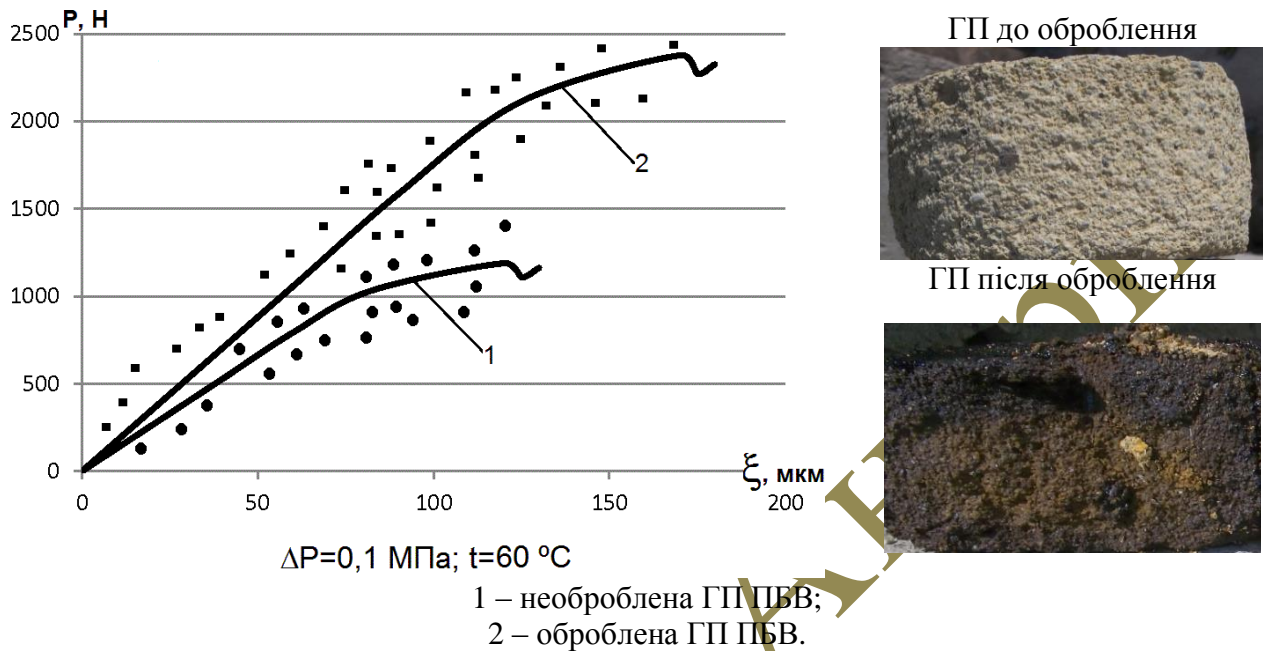
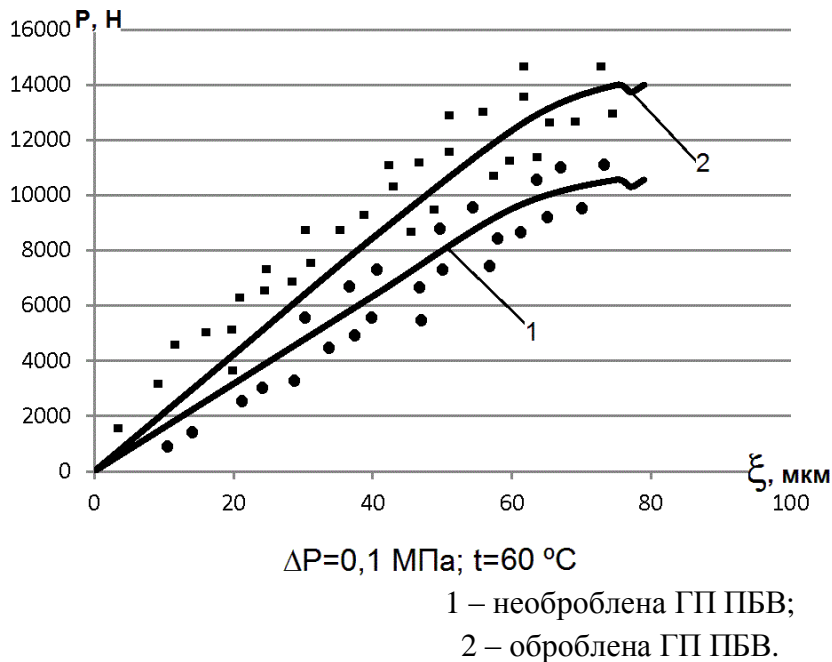


Рисунок 3.12 – Залежність реакції опору ГП (15% глини та 85% піску) від глибини втискування в неї металевого індентора

Наявність в моделях ГП піску і збільшення його вмісту в них призводить до зменшення реакції  $P$  і глибини втискування індентора  $\xi$  за рахунок зниження пластичної деформації. Насичення моделей ГП ПБВ істотно підвищує ці параметри: в межах 35÷100% за значенням  $P$  і в межах 30÷50% за значенням  $\xi$ . При цьому встановлено, що зменшення відсоткового відношення глини в моделях ГП тягне за собою зниження впливу ПБВ на міцність досліджуваних взірців і зростання швидкості фільтрації  $V_f$ .



ГП до оброблення

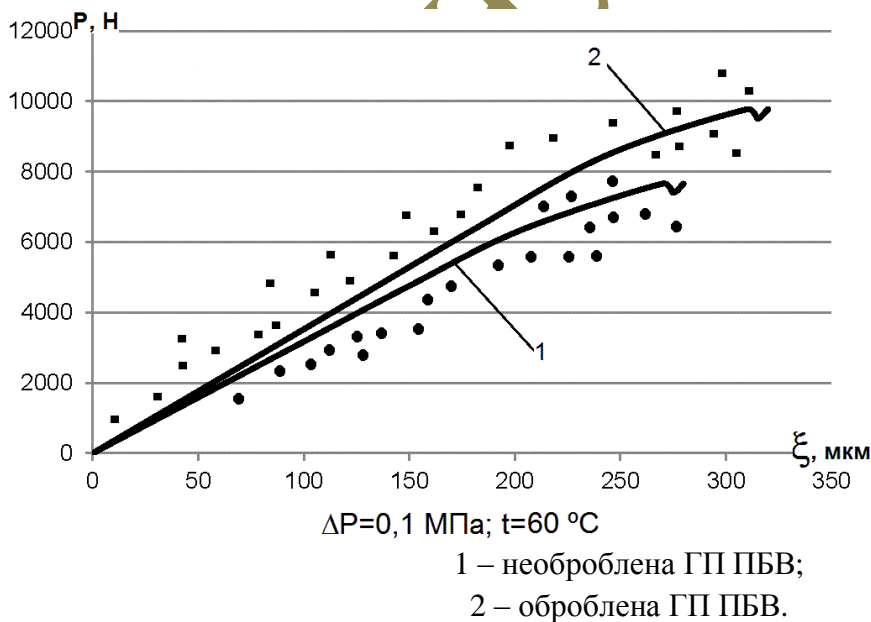


ГП після оброблення

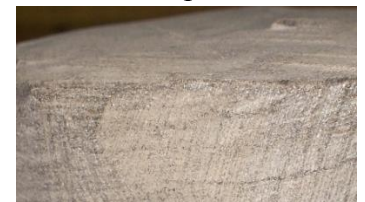


Рисунок 3.13 – Залежність реакції опору ГП (*пiсковик*) від глибини втискування в неї металевого індентора

За результатами досліджень ефективності ванни на натурних взірцях керна пісковика (рисунок 3.13) і його моделі встановлено значне збільшення реакції опору ГП (в 3 рази) і зменшення глибини втискування в неї індентора (в 2 рази), що свідчить про більш якісний рівень і ефективність проведення експериментальних досліджень в термобаричних та силових умовах.



ГП до оброблення



ГП після оброблення



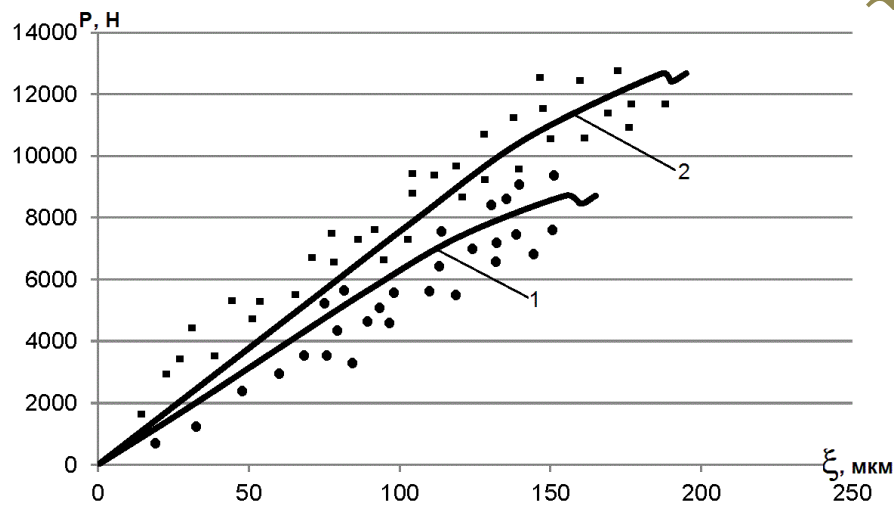
Рисунок 3.14 – Залежність реакції опору ГП (*глинистий сланець*) від глибини втискування в неї металевого індентора (при навантаженні перпендикулярному до нашарування)



Відзначимо, що при температурі 60 °С і тиску 0,1 МПа було досягнуто збільшення на 40% реакції опору пісковика  $P$ , насиченого ПБВ при стабільній деформації  $\xi$ .

При дослідженні глинистого сланцю (рисунки 3.14, 3.15) в зазначених вище умовах було також встановлено позитивний вплив ПБВ на його механічні властивості, які проявляються в збільшенні реакції опору руйнуванню  $P$  на 25÷35% не залежно від орієнтації керна в процесі дослідження.

При дослідженнях механічних властивостей ГП на реальних взірцях керна встановлено, що швидкість заповнення його порово-тріщинного простору ПБВ практично не змінилася (порівняно з моделями ГП) [109, 120].



$\Delta P=0,1$  МПа;  $t=60$  °С

1 – необроблена ГП ПБВ;

2 – оброблена ГП ПБВ.

Рисунок 3.15 – Залежність реакції опору ГП (глинистий сланець) від глибини втискування в неї металевого індентора (при навантаженні паралельному до нашарування)

ГП до оброблення



ГП після оброблення



На думку авторів, встановлена експериментальними дослідженнями ефективність технологічної рідини може бути зумовлена швидкістю її фільтрації, яку визначають розмірами та кількістю пор і тріщин, по яких вона відбувається. Витрату рідини через циліндричний канал визначають за залежністю [63], яка описує це явище:

$$Q = n \cdot \frac{\pi \cdot r^4}{8 \cdot \mu} \cdot \frac{\Delta P}{l}, \quad (3.1)$$

де  $Q$  – витрата бурової технологічної рідини;

$\Delta P$  – перепад тиску;

$r$  – радіус (гідралічний) пори, через яку відбувається фільтрація рідини;

$\mu$  – динамічна в'язкість рідини;

$l$  – довжина капіляра, яка дорівнює довжині взірця ГП;

$n$  – число капілярів, яке визначають:

$$n = \frac{S_\phi \cdot m}{\pi \cdot r^2}, \quad (3.2)$$

де  $S_\phi$  – площа фільтрації;

$m$  – пористість ГП (відкрита), яку визначають:

$$m = \frac{V_{пор}}{V_{взрц}} \quad (3.3)$$

де  $V_{пор}$ ,  $V_{взрц}$  – об'єм відкритих пор та об'єм взірця.

Швидкість фільтрації  $V_\phi$  при цьому буде визначатися:

$$V_\phi = \frac{m \cdot r^2 \cdot \Delta P}{8 \cdot \eta \cdot l}. \quad (3.4)$$

Оскільки швидкість фільтрації технологічної рідини  $V_\phi$ , у першу чергу, зростає через зменшення довжини каналів (пор)  $l$  і кінематичної в'язкості технологічної рідини  $\eta$ . Проведені експериментальні дослідження в умовах за  $t=60$  °С свідчать про якісно вищу міцність ГП за рахунок кращого проникнення в них рідини. Це дає змогу зробити висновок про доцільність введення у глини-

зовані ГП ПБВ як компонента, що зміцнює стінки свердловини та зменшує передумови осипань і обвалювань.

За побудованими залежностями (рисунки 3.9 – 3.15) визначено модуль Юнга ( $E_{zn}$ ) та коефіцієнт Пуассона ( $\mu_{zn}$ ) для різних моделей ГП та керну (оброблених та необроблених ПБВ), а у таблиці 3.6 подано результати цих графоаналітичних розрахунків.

Коефіцієнт Пуассона для випадку нерівномірного розподілу тиску визначають за формулою [88, 99, 100]:

$$\mu_{zn} = \sqrt{1 - \frac{E_{zn} \cdot \xi \cdot d}{P}}, \quad (3.5)$$

де  $d$  – діаметр штампа;

$\xi$  – переміщення штампа;

$P$  – втискуюче навантаження.

Звідси модуль Юнга можна розрахувати за формулою [88, 99, 100]:

$$E_{zn} = \frac{0,94 \cdot P'}{d \cdot \varepsilon'_{np}}, \quad (3.6)$$

де  $P'$  – довільно вибране навантаження;

$\varepsilon'_{np}$  – пружна деформація, яка відповідає навантаженню  $P'$ .

Таблиця 3.6 – Модуль Юнга та коефіцієнт Пуассона для різних ГП

Модель або взірець ГП	ГП до оброблення		ГП після оброблення	
	$\mu_{zn}$	$E_{zn} \cdot 10^{-9}$ , Па	$\mu_{zn}$	$E_{zn} \cdot 10^{-9}$ , Па
100 % глини	0,244	1,42	0,243	1,65
85 % глини та 15% піску	0,244	1,32	0,243	1,86
50 % глини та 50% піску	0,240	0,93	0,238	1,42

## Закінчення таблиці 3.6

Модель або взірець ГП	ГП до оброблення		ГП після оброблення	
	$\mu_{zn}$	$E_{zn} \cdot 10^{-9}, \text{Па}$	$\mu_{zn}$	$E_{zn} \cdot 10^{-9}, \text{Па}$
15 % глини та 85% піску	0,404	0,77	0,403	1,22
пісковик	0,213	5,96	0,243	7,69
глинистий сланець*	0,208	2,19	0,212	2,32
глинистий сла- нець**	0,233	2,32	0,231	2,84

\* – при втискуванні індентора перпендикулярно до нашарування;

\*\* – при втискуванні індентора паралельно до нашарування.

Як видно з результатів, наведених в таблиці 3.6, коефіцієнт Пуассона не змінюється крім пісковика і глинистого сланцю, а модуль Юнга зріс в 1,5 рази, що свідчить про підвищення стійкості глинистих гірських порід до руйнування.

### 3.4 Визначення коефіцієнта бокового тиску та анізотропії глинистих гірських порід на стінці свердловини

Масив ГП у земних надрах перебуває під дією всестороннього тиску і температури. Під дією сил гравітації вони ущільнюються у вертикальному напрямі, що призводить до виникнення бокового тиску, величина якого, зазвичай, менша за величину вертикального гірського тиску.

Таким чином, ГП непорушеного масиву перебувають в нерівномірному всесторонньому напруженому стані.

Боковий гірський тиск корелюється залежно від вертикального гірничого тиску і характеризується коефіцієнтом бокового тиску (розпору), який зі збільшенням глибини залягання ГП, а отже, і вертикального гірського тиску, прямує до одиниці. Тут впливає, що на великих глибинах ГП відчувають рівномірний всесторонній тиск [99, 100].

У пружному стані напруження у масиві (до глибини близько 5-7 тис. м) прийнято наближено визначати за формулами (3.7, 3.8, 3.9) [99, 100]:



$$\sigma_z = -\gamma_0 z, \quad (3.7)$$

$$\sigma_{rp} = (\lambda \cdot \gamma_0 - \gamma_1) \cdot z \cdot \frac{r_c^2}{r^2} - \lambda \cdot \gamma_0 \cdot z, \quad (3.8)$$

$$\sigma_{\theta p} = -(\lambda \cdot \gamma_0 - \gamma_1) \cdot z \cdot \frac{r_c^2}{r^2} - \lambda \cdot \gamma_0 \cdot z, \quad (3.9)$$

де  $\gamma_0$  – питома вага ГП;

$\gamma_1$  – питома вага рідини у свердловині;

$z$  – вертикальна глибина залягання ГП;

$\lambda$  – коефіцієнт бокового стиснення;

$r_c$  – радіус свердловини;

$r$  – відстань від осі свердловини до точки виміру.

Необхідно зазначити, що закономірність не скрізь зберігається. Наприклад, у гірській місцевості вертикальний гірський тиск порівняно з розрахунковим виявляється трохи підвищеним, а на рівнинних місцевостях, навпаки, зниженим. Очевидно, тут певне значення мають тектонічні порушення. Крім того, напружений стан ГП у масиві залежить від міцності і пластичних властивостей товщ, що залягають вище, їх характеру залягання та інших факторів, які не враховують наведені формули. Але, на сьогоднішній день ці фактори не враховуються і вертикальні напруження визначають як добуток середньозваженої об'ємної ваги верхніх ГП на глибину залягання.

Для визначення горизонтальних складових гірського тиску необхідно попередньо визначити коефіцієнт бокового розпору. За своїм значенням цей коефіцієнт в основному залежить від структурно-механічних властивостей і прикладених навантажень (всестороннього стиснення). Наприклад, за наявності пружних твердих тіл в області пружних деформацій він коливається в межах 0,25-0,35, при наявності ж високопластичних матеріалів - в межах 0,7-0,95, тобто величина його наближається до одиниці ( $\gamma-1$ ).

Для визначення коефіцієнта бокового тиску сконструйовано пристрій (на основі блока для дослідження фізико-механічних властивостей ГП (рисунок 3.7 б)), схему якого наведено на рисунку 3.16 а), завдяки якому моделюють коефіцієнт бокового тиску, тиску у свердловині та пластової температури.

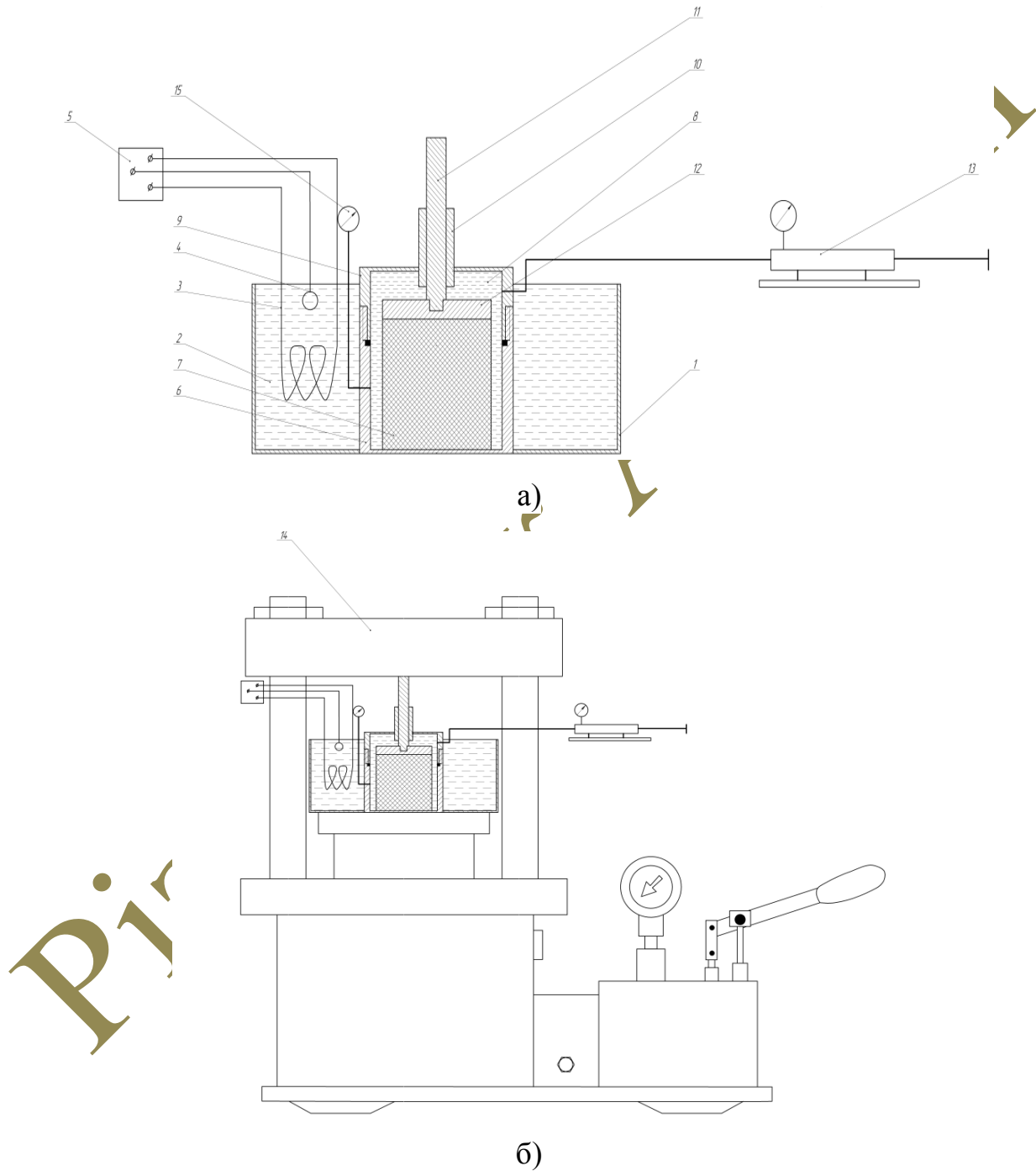


Рисунок 3.16 – Принципова схема конструкції експериментальної установки для визначення коефіцієнта бокового тиску

Пристрій складається з бачка 1, заповненого рідиною 2, нагрівального елемента 3 і терморегулятора 4, робота яких контролюється блоком управління 5, стакана 6, в якому поміщають зріз ГП 7 і який заповнений інертною, відносно зріз ГП, машинною олією 8, зверху на стакан нагвинчують кришку 9 з прямою втулкою 10, в якій вздовж осі рухається натискний шток 11 з плоским наконечником 13. Тиск у стакані створюють насосом високого тиску 13. Навантаження на шток створюють пресом 14, бокову складову вертикального навантаження фіксують манометром 15.

Порядок роботи пристрою такий. Зріз ГП 7 встановлюють у стакан 6, який заповнюють інертною, відносно до зріз ГП, машинною олією 8, На стакан нагвинчують кришку 9, до якої приєднано пряму втулку 10, в якій вздовж осі рухається натискний плунжер 11 з плоским наконечником 13. У бачок 1 заливають рідину 2 та нагрівають елементом 3 до визначеної блоком управління 5 температури, яку контролюють терморегулятором 4. Далі забезпечують тиск у стакані 6 насосом високого тиску 13. За допомогою преси 14 (рисунк 3.16 б)) створюють фіксоване навантаження на плоский наконечник 12 через натискний шток 11, створюючи повздовжнє стиснення зріз ГП 7. Бокову складову фіксують манометром 15. Таким чином, проводять визначення коефіцієнта бокового тиску, в умовах наближених до свердловини, виходячи із відношення показника манометра до величини вертикального навантаження.

Аналогічні дослідження проводив Б. В. Матвієв [54, 88], проте ним не було враховано тиск та температуру. Отримані ним результати наведено у таблиці 3.7.

Розробленим пристроєм можна визначити анізотропію пружно – деформованих властивостей ГП. Суцільне середовище, фізико-механічні властивості якого змінюються від точки до точки, називається неоднорідним. Від неоднорідності слід відрізнити анізотропію середовища.

Таблиця 3.7 – Коефіцієнт бокового тиску для різних типів ГП [54]

ГП	Вміст обломків, %	Стан ГП	Коефіцієнт бокового тиску, $\lambda$
Аргіліти	11	Водонасичена	0,89
Аргіліти	7	Суха вивітрена	0,79
Аргіліти	7	Водонасичена	0,92
Аргіліти	7	Суха	0,72
Аргіліти	7	Суха вивітрена	0,85
Аргіліти	7	Водонасичена	0,90
Аргіліти	5	Водонасичена	1,00
Аргіліти	5	Суха	0,75
Аргіліти	5	Водонасичена	1,00
Глина кембрійська	5	Водонасичена	0,85
Глина напівсуха	5	Водонасичена	0,61
Глина щільна	10	Водонасичена	1,00

Анізотропією називається неоднаковість властивостей середовища, наприклад, фізичних: пружності, електропровідності, теплопровідності, тощо у різних напрямках всередині цього середовища. Якщо ж певні властивості у всіх напрямках однакові, то середовище називається ізотропним стосовно цих властивостей. Відносно одних властивостей середовище може бути ізотропним, відносно інших – анізотропним; ступінь анізотропії також може відрізнятися. Окремим випадком анізотропії є ортотропія – неоднаковість властивостей середовища за взаємно перпендикулярними напрямками. Однорідність і неоднорідність, з одного боку, ізотропність та анізотропність, з іншого – властивості середовища, незалежні одна від іншої: середовище може бути однорідним, але анізотропним і навпаки.

Яскравим прикладом анізотропії механічного характеру є властивості осадових ГП (сланців, глин тощо) – їх міцність поперек нашарування у кілька разів вища, ніж вздовж нашарування [15, 54, 88].

У випадку, коли геологічне середовище можна прийняти як ізотропне, достатньо проводити вимірювання швидкостей повздовжньої та поперечних

хвиль в одному напрямі, форма взірця має бути циліндричною. У випадку, коли форма взірця ГП є кубічною, проводяться вимірювання у трьох взаємоперпендикулярних напрямках і форму взірця рекомендують у вигляді куба або три циліндри вздовж трьох взаємоортогональних напрямках.

Для визначення анізотропії пружно – деформаційних властивостей ГП на рекомендованому пристрої потрібно виконати досліди на трьох циліндрах вздовж трьох взаємоортогональних напрямків.

Нами проведено експериментальні дослідження на взірцях ГП – глинистому сланці при навантаженні його в двох взаємоперпендикулярних напрямках за температури 60 °С та тиску 1,0 МПа, а значення коефіцієнта бокового тиску визначали як відношення показника манометра до величини вертикального навантаження.

Результати проведених досліджень наведено у вигляді таблиць 3.8, 3.9.

Таблиця 3.8 – Коефіцієнт бокового тиску для різних типів глинистого сланцю в термобаричних та силових умовах

ГП	Вид навантаження	Стан ГП	Коефіцієнт бокового тиску, $\lambda$
Глинистий сланець	Перпендикулярно нашаруванню	Суха вивітрена	0,35
	Паралельно нашаруванню	Суха вивітрена	0,33

Нижче наводимо значення анізотропії для глинистого сланцю у таблиці 3.9.

Таблиця 3.9 – Значення анізотропії для глинистих сланців у термобаричних та силових умовах

ГП	Стан ГП	Анізотропія по коефіцієнту бокового тиску
Глинистий сла- нець	Суха вивітрена	0,94

Як видно з результатів, наведених у таблицях 3.8, 3.9, розроблений пристрій дає можливість оцінити коефіцієнт бокового тиску та визначити значення анізотропії в термобаричних та силових умовах.

Осадкові гірські породи, що складають розріз нафтових і газових свердловин, переважно анізотропні, тобто їх властивості неоднакові у різних площинах, що надає їм схильність до різних геомеханічних порушень, які сприяють каверно- і жолобоутворенням. Отже, володіючи інформацією про коефіцієнт бокового тиску, маємо змогу ретельніше прогнозувати інтервали, схильні до ускладнень, аварій, та вчасно вжити технологічних і технічних заходів для їх запобігання.

### **3.5 Експериментальні дослідження енергопередавальних функцій бурильної колони у стовбурі скерованої свердловини**

При роботі БК у процесі буріння свердловини її основна функція пов'язана із передачею енергії до долота для руйнування ГП вибою. Проте, обертання довгомірної БК обумовлює втрату її стійкості, що стає причиною збільшення тертя труб до стінки і зниження енергопередавальної функції колони. Відомі дослідження розкривають основні аспекти умов роботи БК в свердловині, проте їх апробація потребує подальшого поглиблення досліджень, зокрема в плані експериментального вивчення втрат енергії під час її обертання і осьового переміщення в стовбурі свердловини, зокрема складної просторової орієнтації.

Згідно положень теорії подібності та розмірностей [113, 115] для експериментального дослідження на моделях енерговитрат під час обертання БК в

стовбурі скерованої свердловини доцільним є вивчення втрат потужності на тертя, використовуючи такі основні параметри:

$L$  – довжина БК,  $[L]=M$ ;

$q$  – вага одиниці довжини БК,  $[q]=H \cdot M^{-1}$ ;

$P_{OC}$  – осьова сила, яка діє на БК,  $[P]=H$ ;

$EI_{БК}$  – жорсткість на згин БК,  $[EI]=H \cdot M^2$ ;

$\omega$  – кутова швидкість обертання БК  $[\omega]=T^{-1}$ ;

$N$  – потужність холостого обертання БК в стовбурі свердловини  $[N]=H \cdot M \cdot T^{-1}$ ;

$g$  – прискорення вільного падіння  $[g]=M \cdot T^{-2}$ .

Основними одиницями вимірювання з наведених параметрів приймаються для сили –  $[H]$ , довжини –  $[M]$  і часу –  $[T]$ . З семи наведених параметрів системи, які описують обертання БК та трьох основних одиниць вимірювання формуються чотири критерії подібності:

$$\left. \begin{aligned} K_1 &= (EI_{БК})^{\alpha_1} (g)^{\alpha_2} (q)^{\alpha_3} L \\ K_2 &= (EI_{БК})^{\beta_1} (g)^{\beta_2} (q)^{\beta_3} \omega \\ K_3 &= (EI_{БК})^{\gamma_1} (g)^{\gamma_2} (q)^{\gamma_3} P \\ K_4 &= (EI_{БК})^{\xi_1} (g)^{\xi_2} (q)^{\xi_3} N \end{aligned} \right\} \quad (3.10)$$

де  $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i, \xi_i$  – невідомі коефіцієнти.

Замінивши незалежні параметри  $EI_{БК}$ ,  $q$ ,  $g$  і  $P_{OC}$  розмірностями  $[H]$ ,  $[M]$ ,  $[T]$ , система рівнянь (3.10) набуває вигляду:

$$\left. \begin{aligned} K_1 &= (H M^2)^{\alpha_1} (M T^{-2})^{\alpha_2} (H M^{-1})^{\alpha_3} M=1 \\ K_2 &= (H M^2)^{\beta_1} (M T^{-2})^{\beta_2} (H M^{-1})^{\beta_3} T^{-1}=1 \\ K_3 &= (H M^2)^{\gamma_1} (M T^{-2})^{\gamma_2} (H M^{-1})^{\gamma_3} H=1 \\ K_4 &= (H M^2)^{\xi_1} (M T^{-2})^{\xi_2} (H M^{-1})^{\xi_3} H M T^{-1}=1 \end{aligned} \right\} \quad (3.11)$$

При зведенні однотипних розмірностей у рівняннях системи (3.11), вона набуває вигляду:

$$\left. \begin{aligned} (H)^{\alpha_1+\alpha_3} (M)^{2\alpha_1+\alpha_2-\alpha_3+1} (T)^{-2\alpha_2} &=1 \\ (H)^{\beta_1+\beta_3} (M)^{2\beta_1+\beta_2-\beta_3} (T)^{-2\beta_2-1} &=1 \\ (H)^{\gamma_1+\gamma_3+1} (M)^{2\gamma_1-\gamma_2-\gamma_3} (T)^{-2\gamma_2} &=1 \\ (H)^{\xi_1+\xi_3+1} (M)^{2\xi_1+\xi_2-\xi_3+1} (T)^{-2\xi_2-1} &=1 \end{aligned} \right\}. \quad (3.12)$$

Звівши коефіцієнти  $\alpha_i$ ,  $\beta_i$ ,  $\gamma_i$ ,  $\xi_i$  як показники степенів у рівняннях системи (3.12) до величини «0», отримуємо:

$$\left. \begin{aligned} 2\alpha_1+\alpha_2-\alpha_3+1 &=0 \\ \alpha_1+\alpha_3 &=0 \\ -2\alpha_2 &=0 \\ \beta_1+\beta_3 &=0 \\ 2\beta_1+\beta_2-\beta_3 &=0 \\ -2\beta_2-1 &=0 \\ 2\gamma_1-\gamma_2-\gamma_3 &=0 \\ \gamma_1+\gamma_3+1 &=0 \\ -2\gamma_2 &=0 \\ \xi_1+\xi_3+1 &=0 \\ 2\xi_1+\xi_2-\xi_3+1 &=0 \\ -2\xi_2-1 &=0 \end{aligned} \right\}. \quad (3.13)$$

У результаті розв'язку системи рівнянь (3.13) отримуємо значення параметрів  $\alpha_i$ ,  $\beta_i$ ,  $\gamma_i$ ,  $\xi_i$ :



$$\left. \begin{aligned} \alpha_1 &= -1/3, \alpha_2 = 0, \alpha_3 = 1/3 \\ \beta_1 &= 1/6, \beta_2 = -1/2, \beta_3 = -1/6 \\ \gamma_1 &= -1/3, \gamma_2 = 0, \gamma_3 = -2/3 \\ \xi_1 &= -1/2, \xi_2 = -1/2, \xi_3 = -1/2 \end{aligned} \right\}. \quad (3.14)$$

З врахуванням числових значень  $\alpha_i, \beta_i, \gamma_i, \xi_i$  критерії подібності (3.10) набувають вигляду:

$$\left. \begin{aligned} K_1 &= \sqrt[3]{q/EI_{BK}} L \\ K_2 &= \sqrt[6]{EI_{BK}/q} (\omega/\sqrt{g}) \\ K_3 &= P_{OC} / \sqrt[3]{EI_{BK} q^2} \\ K_4 &= N / \sqrt{EI_{BK} q g} \end{aligned} \right\}. \quad (3.15)$$

Кожен із критеріїв подібності  $K_i$ , характеризується величиною однієї безрозмірної одиниці довжини  $\beta$  [113], яку визначають:

$$\beta = \sqrt[3]{EI_{BK}/q}. \quad (3.16)$$

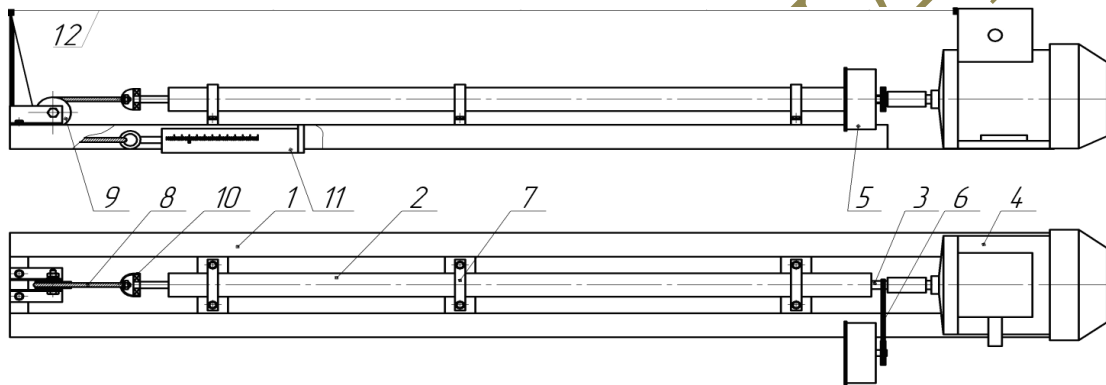
Враховуючи даний параметр, критерії подібності  $K_i$  набувають вигляду:

$$\left. \begin{aligned} K_1 &= L/\beta \\ K_2 &= \omega\sqrt{\beta/g} \\ K_3 &= P_{OC}\beta^2/EI_{BK} \\ K_4 &= N/q\sqrt{\beta^3 g} \end{aligned} \right\}. \quad (3.17)$$

Позначивши параметри моделі індексом «м» і натурні параметри – «н» умови подібності набувають вигляду:

$$\left. \begin{aligned}
 L_H / \beta_H &= L_M / \beta_M \\
 P_{OC_H} \beta_H^2 / (E_H I_H)_{BK} &= P_{OC_M} \beta_M^2 / (E_M I_M)_{BK} \\
 \omega_H^2 \beta_H &= \omega_M^2 \beta_M \\
 N_H / q_H \sqrt{\beta_H^3} &= N_M / q_M \sqrt{\beta_M^3}
 \end{aligned} \right\} (3.18)$$

Для дослідження потужність холостого обертання БК при зміні zenітного кута, інтенсивності викривлення стовбура свердловини, осьового розтягаючого навантаження і інших параметрів розроблено експериментальний стенд, схему конструкції якого зображено на рисунку 3.17.



1 – основа стенда; 2 – імітаційна модель стінки свердловини; 3 – модель БК; 4 – електродвигун; 5 – реєстратор частоти обертання моделі БК; 6 – клинопасова передача; 7 – скоби кріплення обсадної колони до основи стенда; 8 – канат; 9 – блок; 10 – вертлюжок; 11 – динамометр; 12 – натягнена нитка

Рисунок 3.17 – Принципова схема конструкції експериментального стенда для дослідження потужності холостого обертання БК

Основа стенда 1 є збірною конструкцією і складається із окремих арок довжиною 1 м. До неї скобами 7 кріпиться імітаційна модель обсадної колони 2 довжиною 4 м, виготовлена з 4-х сталевих трубок, зовнішнім діаметром 20 мм і товщиною стінки 2,5 мм. В ній розташована модель БК – 3, яка складається з 5-ти частин, що виготовлених із сталевих стержнів діаметром 5 мм і з'єднаних між собою замками, (таблиця 3.10). У верхній частині модель БК з'єднана із вертлюжком 10, з'єднаний через канат 8 з динамометром 11. Канат перекинтий через блок 9. До іншого кінця БК для її обертання приєднано шків електро-

двигуна. За допомогою тиристорного механізму регулюється частота обертання БК в межах від 50 до 2000 об/хв і передається на реєстратор 5 через клинопасову передачу 6, під дією осьового розтягуючого зусилля, що виставляється згідно динамометра в діапазоні від 0 до 700 Н (таблиця 3.10).

Таблиця 3.10 – Параметри конструкції моделі БК і її натурних параметрів

Параметри	Взірець	
	модель (стержень)	натурні параметри (труба)
Зовнішній діаметр вірця труби, <i>m</i>	0,005	0,1143
Площа поперечного січення вірця труби, <i>m</i> <sup>2</sup>	19,63·10 <sup>-6</sup>	31,71·10 <sup>-4</sup>
Вага одиниці довжини вірця труби, <i>H/m</i>	1,51	250
Жорсткість на згин вірця труби, <i>Hm</i> <sup>2</sup>	438	944·10 <sup>3</sup>
Діаметр з'єднувального вірця, <i>m</i>	0,009	0,155
Довжина з'єднувального вірця труби, <i>m</i>	0,055	0,53
Довжина вірця труби, <i>m</i>	1	10

Інтенсивність викривлення стовбура свердловини виставляється за величиною прогину основи стенда, який фіксується за шкалою, де його відміткою служить натягнена нитка 12, яка імітує пряму. Для визначення інтенсивності викривлення стовбура свердловини по прогину основи стенда  $h_x$  використовується наступна залежність:

$$i = \frac{\arccos\left(\frac{L^2 - 4h_x^2}{L^2 + 4h_x^2}\right)}{\left(L^2 + 4h_x^2 / 8h_x\right) \operatorname{tg}\left(\frac{L^2 - 4h_x^2}{L^2 + 4h_x^2}\right)}, \quad (3.19)$$

де  $L$  і  $h_x$  – відповідно довжина основи стенда і її прогин.

Виконання робіт на експериментальному стенді під час досліджень має таку послідовність:

1. З використанням співвідношень (3.18) за реальними величинами осьового розтягуючого навантаження на БК, її геометричними розмірами і швидкістю обертання визначаються вихідні параметри для проведення експерименту.

2. Стенд встановлюється в положення з відповідним zenітним кутом і інтенсивністю викривлення та виводяться у початкове положення усі його робочі вузли.

3. На динамометрі встановлюється попередньо визначене осьове зусилля розтягу.

4. Електродвигун і вимірювальні прилади для обертання моделі БК вмикаються в електромережу.

5. Кожне вимірювання проводиться з тривалістю часу 20-30 с.

6. При змінах будь яких техніко-технологічних параметрів вищепи-сани операції повторюються.

7. Для переходу від експериментальних результатів до натурних величин необхідно використати співвідношення (3.18).

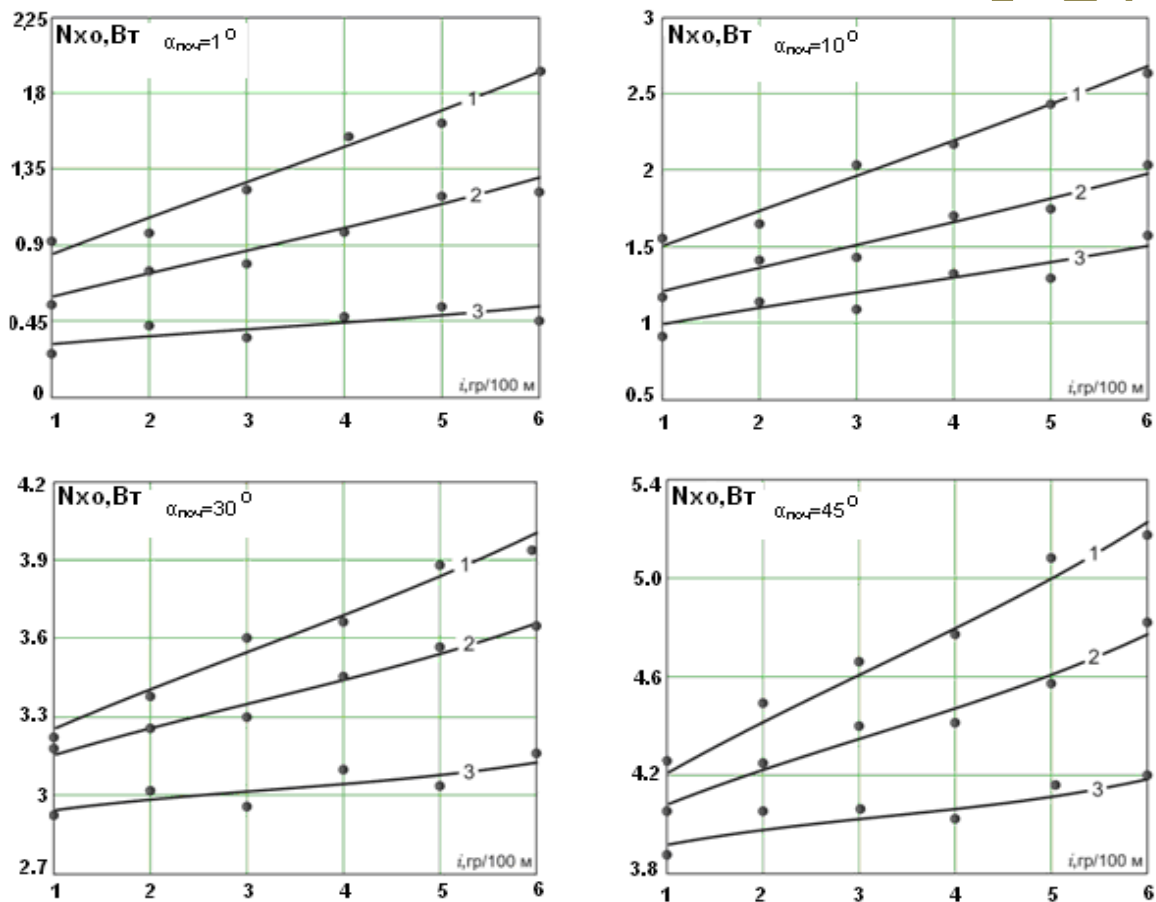
Таблиця 3.11 – Вихідні дані для проведення експериментальних досліджень

Параметри	Взірець	
	модель (стер-жень)	натурні пара-метри (труба)
Довжина взірця БК, м	4	38
Кутова швидкість обертання взірця БК, $c^{-1}$	20	6,28
Зенітний кут $\alpha$ , град	1, 10, 30, 45, 60, 75	
Інтенсивність викривлення взірця БК, град/100м	1-6	
Коефіцієнт тертя	0,2	

В результаті проведених досліджень було отримано множину даних з потужності холостого обертання БК у викривленому стовбурі свердловини і оброблено їх статистичними методами. За наведеними даними побудовано графічні залежності потужності холостого обертання БК зміни від інтенсивності викривлення стовбура свердловини і осьового зусилля розтягу з коефіцієнтом кореляції 0,89-0,96 (рисунки 3.18).

В результаті встановлено, що зі збільшенням осьового зусилля на БК, інтенсивності викривлення стовбура свердловини і zenітного кута зростає потужність холостого обертання БК.

При співставленні результатів експериментальних досліджень для труб СБТ 114,3 (рисунок 3.19) з аналітичними [113, 115], отримано середнє значення розбіжності в межах 8%. Також встановлено, що при зенітному куті  $\alpha < 10^\circ$  обертання БК відбувається навколо осі свердловини, а при  $\alpha > 10^\circ$ , в силу переважаючої дії поперечної складової ваги БК, що обумовлює її притискання до нижньої стінки свердловини, обертання БК відбувається навколо власної осі.



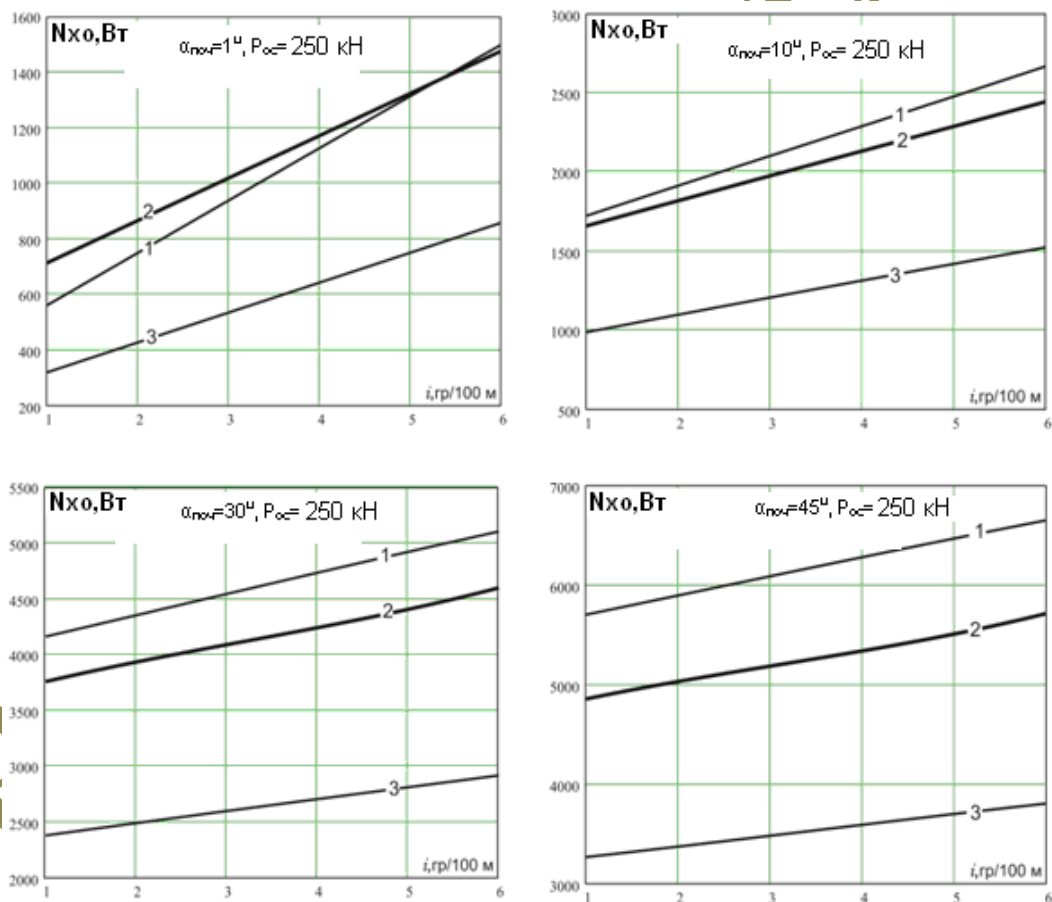
1 – P=220 Н; 2 – P=160 Н; 3 – P=95 Н.

Рисунок 3.18 – Експериментальні залежності потужності холостого обертання БК від інтенсивності викривлення стовбура свердловини

Таким чином, запропонований експериментальний метод дослідження потужності холостого обертання БК забезпечує імітацію умов її роботи і дає змогу вивчати її енергопередавальні функції у стовбурі свердловини довільної кривизни. Це вносить суттєве уточнення в розрахункові аналітичні моделі з

проектування і вибору конструкцій БК та режимів їх експлуатації з врахуванням енерговитрат.

Другим етапом експериментальних досліджень стало вивчення умов її осевого переміщення в стовбурі свердловини, яке за таких умов відбувається під дією власної ваги і сил гравітації. Проте, під дією поперечної сили, ваги, тертя і процесу жолобоутворення зростає опір осевого переміщення БК в стовбурі свердловини. Під час аналітичних досліджень цього процесу як основні чинники розглядаються сили притискання елементів БК до стінок свердловини. Особливої уваги це питання набуває в умовах викривленого стовбура свердловини.

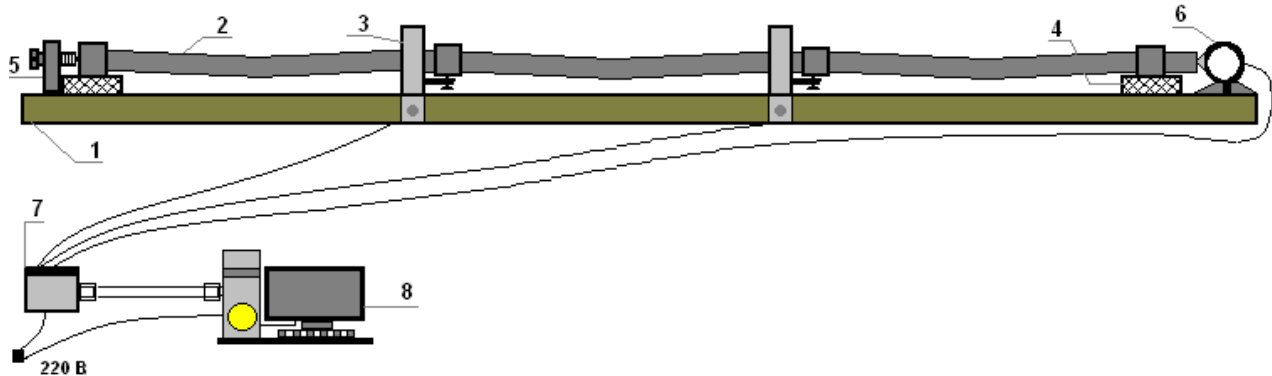


1 – теоретичні значення для обертання БК навколо осі свердловини; 2 – результати експерименту; 3 – теоретичні значення для обертання БК навколо власної осі

Рисунок 3.19 – Співставлені залежності потужності холостого обертання БК від інтенсивності викривлення стовбура свердловини

Для можливості практичної оцінки сил притискання запропоновано експериментальний стенд, принципову схему конструкції якого зображено на рисунку 3.20. Конструктивні параметри моделі БК (з врахуванням в її конструкції БЗ) наведено в таблиці 3.11.

Критерії подібності, попереднє налаштування силовимірювальних вузлів експериментального стенда, їх тарування, проведення досліджень та обробка результатів виконані відповідно до методики, описаної вище.



1 – основа стенда; 2 – модель БК; 3 – вузол вимірювання сил притискання БЗ до нижньої стінки свердловини; 4 – підставка для імітації нижньої стінки свердловини; 5 – вузол створення осьової сили на БК; 6 – вузол вимірювання осьової сили, створеної на БК; 7 – аналого-цифровий перетворювач (АЦП); 8 – персональний комп'ютер

Рисунок 3.20 – Принципова схема конструкції експериментального стенда для дослідження сил притискання БК до стінок свердловини

Результати експериментальних досліджень, отримані на моделі БК при осьовому стискаючому навантаженні 0 – 120 Н, відображені в системі координат  $f(P_{OC}, P)$  на рисунку 3.21.

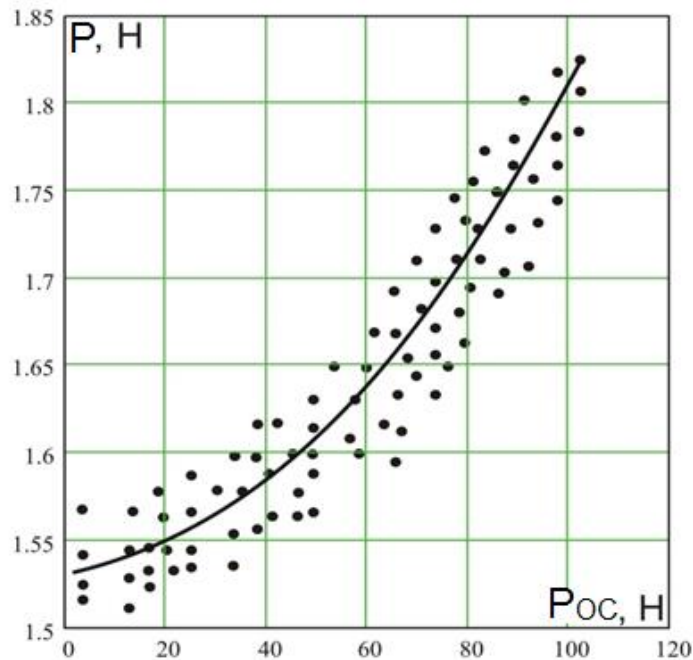


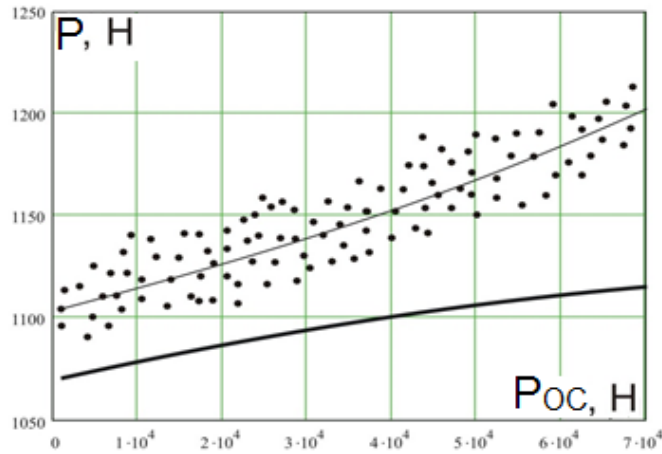
Рисунок 3.21 – Зміна сил притискання БК ( $P$ ) до стінок свердловини від осьової стискаючої сили ( $P_{oc}$ )

Апроксимувавши експериментальні значення сили  $P$ , було отримано криву, яка з коефіцієнтом кореляції в межах 0,9, відображає усереднені експериментальні дані. Ці результати є універсальними і можуть бути переведені для реальних конструкцій буриньних колон, укомплектованих трубами СБТ-101,6, СБТ-114,3 і ЛБТ-114,3 в стовбурі свердловини діаметром 215,9 мм та осьовому стискаючому навантаженні до 50 кН.

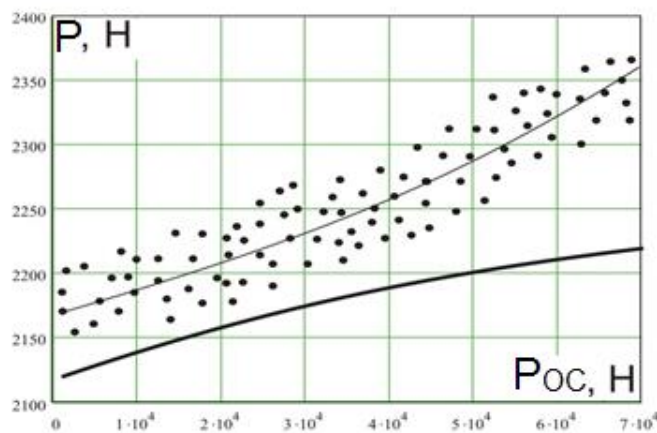
При перерахунку за критеріями подібності для довільної конструкції БК при відомих реальних значеннях  $EI_H$ ,  $q_H$  і  $m_H$  визначають величин  $P$  і  $P_{oc}$ . Під час оцінювання достовірності результатів, отриманих при розрахунках з використанням математичної моделі БК [113] для відповідних типорозмірів труб відхилення становить близько 15% (рисунок 3.22).

Як видно, запропоновані методи і засоби експериментального дослідження енергопередавальних функцій БК розширюють можливості вдосконалення їх конструкцій і умов експлуатації. Цим забезпечується можливість коректнішого проектування і вибору конструкції БК для буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин.

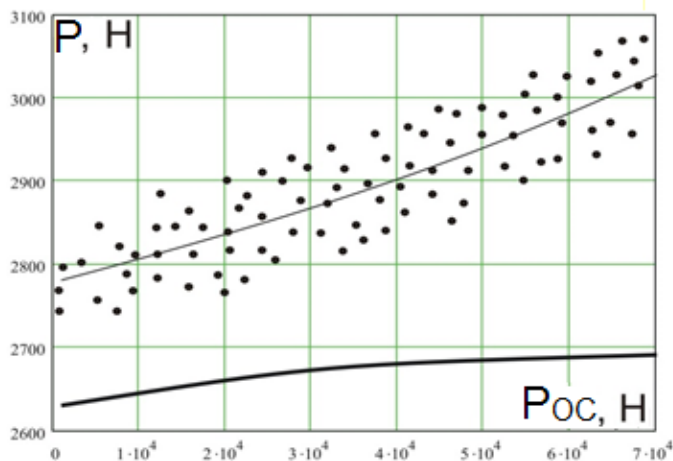




ЛБТ 114,3



СБТ 101,6



СБТ 114,3

— — експериментально отримані криві; — — криві, отримані за  
розрахунком

Рисунок 3.22 – Експериментальні і розрахункові значення сил притискання БК до стінок свердловини при зміні осьової стискаючої сили на неї

Не зважаючи на те, що результати проведених експериментальних досліджень мають більш якісний характер, вони в загальному відображають чітку картину зміни технологічних параметрів взаємодії БК зі стінками свердловини в реальних умовах. Удосконалення конструкції стендів, методик проведення експериментальних досліджень та інтерпретація отриманих результатів дає змогу наблизити умови дослідження до реальних.

Зважаючи на позитивні результати проведених досліджень, поставлено нові задачі для подальшого розвитку важливої наукової проблеми підвищення ефективності передачі максимально можливої енергії від системи верхнього привода до долота по БК з мінімальними втратами на тертя до стінок свердловини.

### **3.6 Статистична обробка результатів експерименту**

З метою дослідження відповідності теоретичної моделі результатам експериментальних досліджень необхідно виконати наступні процедури статистичної обробки. На першому етапі результати експериментальних досліджень обробляються за допомогою регресійного аналізу з метою отримання оптимальних, з точки зору критеріальної статистики, рівнянь регресії. Методів знаходження коефіцієнтів лінійних і нелінійних статистичних рівнянь відомо досить багато. Найбільш популярними є метод найменших квадратів, ітеративні методи (метод Ньютона – Рафсона), метод найшвидшого спуску т. д. [37]. Існують спеціальні комп'ютерні математичні програмні пакети обробки статистичної інформації. З метою виявлення оптимального регресійного рівняння нами використані спеціалізовані програми – Statistica 6.0 фірми StatSoft та Table Curve компанії Jandel Scientific. За допомогою останньої програми проведено аналіз близько 8000 рівнянь двовимірних залежностей основних типів – лінійних, складних поліноміальних, нелінійних (типу статистичних законів розподілу), хвильових, експоненційних, степеневих, кінетичних. Значна частина рівнянь має досить близькі статистичні характеристики – середньоквадратичні відхилення, коефіцієнт кореляції. Тому серед багатьох рівнянь обрані найпростіші, з

високим ступенем апроксимації експериментальних даних. Більшість обраних рівнянь регресії представлено двома типами – степеневим  $y = a + b \cdot x^c$  та експоненційним  $y = a + b \cdot \exp(-x/c)$ . Остаточою якістю рівняння регресії оцінювалась за допомогою F – критерію [37]:

$$F = \frac{n - p - 1}{p} \cdot \frac{R^2}{1 - R^2}, \quad (3.20)$$

де  $R$  обчислюється за формулою:

$$R^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2}{\sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2}, \quad (3.21)$$

де  $n$  – кількість спостережень;

$R$  – розмірність рівняння регресії;

$Y_i$  – розрахункове значення функції за обраним рівнянням регресії;

$\bar{Y}$  – математичне очікування залежної змінної.

Якщо  $F > F_{\alpha}$ , то приймається гіпотеза про задовільну якість відповідності рівняння регресії емпіричним даним ( $\alpha$  – величина рівня значимості).

При виявленні ступеня адекватності теоретичної моделі апріорній, що описується регресійним рівнянням, нами проведені такі розрахунки. Спочатку виконані оцінки середніх абсолютних  $\Delta Y$  та середньоквадратичних похибок  $\sigma_y$  – розбіжностей між розрахованими значеннями функції за теоретичною та апріорною моделями:

$$\Delta Y = \frac{\sum_{i=1}^n (Y_{\text{теор}_i} - Y_{\text{прег}_i})}{n}, \quad (3.22)$$

$$\sigma_y = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (Y_{mteo} - Y_{preg_i})^2}{n}}, \quad (3.23)$$

де  $Y_{mteo}$  – розраховані значення функції за теоретичною регресійною моделлю;

$Y_{preg}$  – розраховані значення функції за обраною регресійною моделлю;

$n$  – кількість значень аргументу, рівномірно розподілених у межах можливих змін останнього.

Відносна абсолютна похибка  $\Delta Y_{від}$  визначалася як:

$$\Delta Y_{від} = \frac{\Delta Y}{\bar{Y}_{теор}}, \quad (3.24)$$

де  $\bar{Y}_{теор}$  – середнє значення функції, розрахованої за теоретичною моделлю. Аналогічно обчислювалось значення відносної середньоквадратичної похибки.

З метою оцінки існування суттєвого зв'язку між величиною похибки функції та самою функцією у першому наближенні (звичайно, цього буває достатньо) був розрахований коефіцієнт парної лінійної кореляції  $r$  між  $\Delta Y$  та  $Y_{mteo}$ . Мінімальне (критичне) значення парного коефіцієнта кореляції  $r_{кр}$  визначалося за допомогою формули [37]:

$$r_{кр} = m_r \cdot Z_q = \frac{1 - r^2}{\sqrt{n}} \cdot Z_q, \quad (3.25)$$

де  $m_r$  – середня квадратична похибка оцінки коефіцієнта кореляції;

$Z_q$  – статистика, яку визначають для певної кількості степенів свободи  $k = n - 1$ ;  $q$  – ступінь довіри (зазвичай, приймають 0,05).

Значення  $Z_q$  – статистики вибирають з спеціальних таблиць [37].

Якщо значення розрахованого коефіцієнта кореляції перевищує критичне, то з певним ступенем ймовірності можна стверджувати, що існує залежність між розрахованою функцією та відносною похибкою апроксимації. Знак коефіцієнта кореляції вказує на пряму або обернену залежність.

### Висновки до розділу 3

1. Проаналізовано фактори, що впливають на стійкість стінок свердловини в умовах, схильних до осипань і обвалювань ГП. Встановлено і обґрунтовано доцільність використання гідрофобних рідин для зміцнення стінок свердловин у відкладах глинистих ГП, в тому числі і глинистих сланців. Запропоновано рецептуру ПБВ з вмістом 5÷9 % окисленого бітуму і 91÷95 % ППП. Використання ванни в свердловині впродовж 7÷8 годин дає змогу підвищити міцність ГП на стиск в 1,2 ÷4 рази від початкової міцності, що забезпечить цілісність стінок стовбура. Менша ефективність спостерігається у низькопроникних породах, а більша – у високопроникних породах.

2. Запропонована рецептура модифікованої ПБВ до складу якої, крім ППП і окисленого бітуму, введено 1 % ПАР (сульфонолу), що підвищує термін її дії у 1,5÷5 разів порівняно з ПБВ.

3. Розроблено експериментальну установку і подано технологію експериментальних досліджень з можливістю зміни температури і репресії, моделюючи умови в свердловині для дослідження впливу ПБВ на можливість і ефективність зміни міцності ГП. Експериментальними дослідженнями встановлено, що міцність моделей і натурних взірців (керн) ГП з урахуванням їх обробки в ПБВ збільшується приблизно від 25 % до 100 %. Для моделей ГП з вищим вмістом глини показник руйнівного зусилля менший порівняно із низькоглинизованими ГП (пористих і тріщинуватих). Отримано залежності  $P=f(\xi)$ , які кількісно і якісно доводять вплив орієнтації площини напластування ГП, температури, тиску і насиченості ПБВ на механічні властивості моделей і натурних взірців (керн).

4. Запропоновано методи і засоби експериментального дослідження енергопередавальних функцій БК, які розширюють можливості вдосконалення їх конструкцій і умов експлуатації. Цим забезпечується можливість коректнішого проектування та вибору конструкції БК для буріння скерованих свердловин.

РІЗНИЧУК АНДРІЙ

## РОЗДІЛ 4

### ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ДЛЯ ЗАПОБІГАННЯ РУЙНУВАННЮ СТІНОК СВЕРДЛОВИН ПІД ЧАС БУРІННЯ В НЕСТІЙКИХ ГІРСЬКИХ ПОРОДАХ

Паливно-бітумна ванна є одним із способів підвищення стійкості стовбура свердловини. Ефективність виконаних робіт залежить від глибини проникнення ванни в стінку свердловини, часу перебування її в контакті з ГП, схильними до обвалювання, величини перепаду тиску, послідовності операцій при установці, тощо.

Ванну рекомендується встановлювати у свердловині після відпрацювання долота в інтервалі можливого жолобоутворення або в місці явного обвалювання та осипання ГП з витримуванням від 5 до 9 годин, та подальшим вимиванням [80].

#### **4.1 Пристрій для дослідження фільтрації бурових технологічних рідин через взірці гірської породи за термобаричних умов**

Використання ПБВ для забезпечення стійкості стінок свердловини досліджено за атмосферних умов [81], які суттєво відрізняються від вибухних, що залишається невирішеною проблемою на сьогодні.

Для вирішення зазначеної проблеми необхідно провести експериментальні дослідження зміни механічних властивостей ГП в термобаричних умовах для того, щоб переконатися в ефективності ванни при встановленні її у свердловині. Сконструйовано пристрій для дослідження фільтрації бурових технологічних рідин через взірці ГП (рисунок 4.1). Для цього вдосконалено пристрій для дослідження фільтрації бурових технологічних рідин [84, 109, 117, 119, 120], в якому шляхом модифікації конструкції вузла кріплення взірця ГП у фільтраційному стакані та конфігурації отворів у фільтраційній решітці, спорядження

фільтраційного стакана коаксіально встановленою зовні камерою, яка заповнена теплоносієм, розташованими у ній нагрівачем та контролером температури.

Запропонована конструкція пристрою забезпечує можливість проводити дослідження фільтрації бурових технологічних рідин через взірці ГП за умов змодельованої пластової температури та контрольованого перепаду тиску.

Пристрій для дослідження фільтрації бурових технологічних рідин через взірці ГП працює таким чином. Взірці ГП 30 виготовляють, наприклад, із керну, одержаного під час буріння свердловини. Можна також виготовляти моделі ГП 30 заливанням піщано-глинистого розчину, в спеціальну форму з подальшим віброущільненням. Перед проведенням випробувань взірці ГП 30 зважують на аналітичній вазі.

Після цього взірець ГП 30 встановлюють знизу в середині фільтраційного стакана 1 у циліндричній проточці 5 через герметизуючу прокладку 6 і притискають його фільтраційною решіткою 7, у якій виконані конічні отвори 10 із більшою основою конуса зі сторони вказаного взірця ГП 30. Фільтраційна решітка 7, в свою чергу, через співвісно встановлену втулку 8 притискається піддонном 9, який нагвинчений на зовнішню різьбу 2 в нижній частині фільтраційного стакана 1, до взірця ГП 30. Таке встановлення взірця ГП 30 у пристрої забезпечує стискання герметичної прокладки 6, запобігаючи, таким чином, витіканню бурової технологічної рідини 29 поза межі взірця ГП 30.

У фільтраційний стакан 1, поверх взірця ГП 30, заливають бурову технологічну рідину 29. Зверху на фільтраційний стакан 1, який має зовнішню циліндричну різьбу 3, нагвинчують через прокладку 12 напірний циліндр 13 із втулкою 17, що нерухомо закріплена (герметично) на вказаному напірному циліндрі 13. Порожнину напірного циліндра 13 заповнюють також буровою технологічною рідиною 29 або, за потреби, машинною оливою.

У порожнину напірного циліндра 13 через отвір у втулці 17 вставляють плунжер 16 споряджений кришкою 19 з буртом 20, на якій встановлюють змінні наважки 22. Шляхом вибору кількості змінних наважок 22 створюють зада-

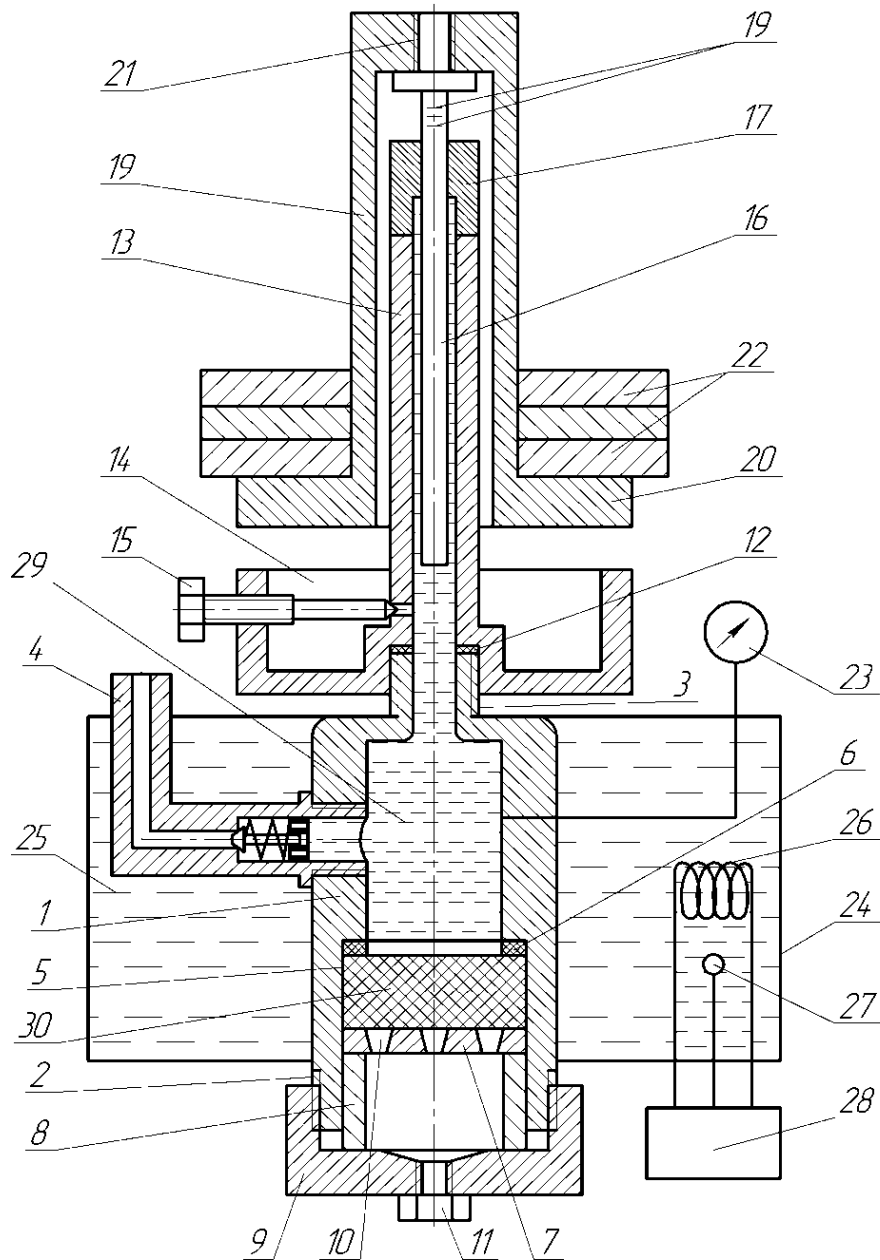


ний перепад тиску у фільтраційному стакані 1, величину котрого вимірюють манометром 23.

Блоком керування 28 задають необхідну температуру нагрівання теплоносія 25 у камері 24 нагрівачем 26. Давач 27 призначений для контролю температури теплоносія 25. Підбором кількості змінних наважок 22 створюють заданий перепад тиску бурової технологічної рідини 29 у фільтраційному стакані 1.

Після складання пристрою через зворотний клапан 4 за допомогою преса (на кресленні не показаний) у фільтраційний стакан 1 додатково подають бурову технологічну рідину 29 до виходу її із отвору голкового крана 15, це забезпечує витіснення повітря, що знаходиться вище фільтраційного стакана 1. Після цього голковий кран 15 закривають, а бурову технологічну рідину 29 подають у пристрій до суміщення нульової мітки 18 на плунжері 16 з міткою на напірному циліндрі 13. Наявність зворотного клапана 4 у фільтраційному стакані 1 дає змогу закачувати в пристрій завжди один і той же постійний об'єм бурової технологічної рідини 29. Момент початку відліку фільтрації бурової технологічної рідини 29 через вірці ГП 30 фіксують в момент підняття плунжера 16 у процесі заповнення пристрою буровою технологічною рідиною 29. У процесі фільтрації бурова технологічна рідина 30 повністю просочує вірець ГП 30.

Після відгвинчування гвинта 11 при заданій температурі та перепаду тиску в фільтраційному стакані 1 бурова технологічна рідина 29 починає фільтруватися через вірець ГП 30. Через вгвинчений у бокову стінку зворотній клапан 4 здійснюють закачування бурової технологічної рідини 29 у міру її витрати. Після проходження через вірець ГП 30 заданого об'єму бурової технологічної рідини 29 пристрій розгерметизовують за допомогою голкового крана 15. Відфільтровану бурову технологічну рідину 29 збирають у мірний стакан (на кресленні не показаний).



1 – фільтраційний стакан; 2, 3 – зовнішні різьби; 4 – зворотний клапан; 5 – циліндрична проточка; 6 – герметизуюча пробка; 7 – фільтраційна решітка; 8 – втулка; 9 – піддон; 10 – конічні отвори; 11 – гвинт; 12 – прокладка; 13 – напірний циліндр; 14 – кільцевий збірний жолоб; 15 – голковий кран; 16, 17 – плунжер із втулкою відповідно (плунжерна пара); 18 – мітки; 19 – кришка; 20 – борт; 21 – різьбове з'єднання; 22 – змінні тягарці; 23 – манометр; 24 – камера; 25 – теплоносій; 26 – нагрівач; 27 – давач температури; 28 – блок керування; 29 – технологічна рідина (ванна); 30 – взірець гірської породи.

Рисунок 4.1 – Пристрій для дослідження фільтрації бурових технологічних рідин через взірці ГП

Після цього відгвинчують піддон 9 із фільтраційного стакана 1, виймають втулку 8, фільтраційну решітку 7 і взірець ГП 30, який потім зважують. За різницею мас взірця ГП 30 після фільтрації бурової технологічної рідини 29 та до фільтрації, визначають масу бурової технологічної рідини 29, котру поглинув взірець 30. Отриману масу ділять на густину бурової технологічної рідини 29 і отримують об'єм цієї рідини, яку поглинув взірець ГП 30.

Описаний вище пристрій використовувався для виконання експериментальних досліджень ефективності дії ПБВ на зміну міцності взірців ГП за термобаричних умов. Результати експериментальних досліджень подано в розділі 3.

#### **4.2 Технологія встановлення паливно-бітумної ванни**

Перед встановленням ванни необхідно [80, 92]:

1. Перевірити справність кріплень бурової вежі, устаткування, особливу увагу звернути на відтяжки бурової вежі.
2. Перевірити фундамент під буровою установкою.
3. На буровому майданчику зібрати всі забруднення, масляні плями. Перевірити справність протипожежного інвентару, наявність піску, багрів, відер та справність вогнегасників.
4. Перевірити (забезпечити) двократний запас БР, перевірити справність циркуляційної системи, глиномішалки, ФСМ та інших механізмів приготування розчину.
5. Необхідно уточнити інтервал залягання ГП, схильних до обвалювання та осипання.
6. Перевірити стан противикидного гирлового устаткування (ПВО).
7. Для запобігання газонафтоводопроявів і розгерметизації гирлового устаткування під дією надлишкового тиску в колоні труб під заливною головою встановлюють зворотний клапан.
8. Зливну головку, зворотний клапан і підвісну лінію опресовують на тиск в 1,5 рази більший, ніж очікуваний тиск при встановленні ванни.

9. Визначають необхідний об'єм ванни, враховуючи, що вона має перекривати зону обвалювання на  $50 \div 100$  м зверху і знизу.

10. Кавернозність стовбура свердловини в більшості випадків має наближене значення, а тому при розрахунках об'єму ванни нехтують різницею між діаметрами вибійного двигуна, обважнених БТ (ОБТ) і БТ.

11. Об'єм ванни, необхідний для заповнення затрубного простору, визначають із різниці між діаметром свердловини і бурильними трубами.

12. За наявності значної кавернозності стовбура свердловини розрахунковий об'єм технологічної рідини збільшують, враховуючи промисловий досвід [80].

При визначенні об'єму ванни можливі два варіанти розрахунку: ускладнена зона залягає над долотом (рисунок 4.2) або значно вище від вибою (рисунок 4.3) [80].

Об'єм ванни у першому випадку розраховують за формулою:

$$V_v = \frac{\pi}{4} [(K \cdot D_o^2 - D_{\sigma k}^2) \cdot (h + h_1) + d_{\sigma k}^2 \cdot h_2], \quad (4.1)$$

де  $K$  – коефіцієнт кавернозності стовбура свердловини в ускладненій зоні;

$D_{\sigma k}$  – зовнішній діаметр БК, м;

$d_{\sigma k}$  – внутрішній діаметр БК, м;

$h$  – висота стовпа ванни від вибою до верхньої межі ускладненої зони, м;

$h_1$  – висота підйому ванни над інтервалом ускладненої зони, м.

$h_2$  – висота стовпа ванни в БК, м.

Для транспортування ванни в інтервал осипань та обвалювань ГП необхідно застосовувати протискувальну рідину, об'єм якої обчислюють за формулою [80]:

$$V_{np} = \frac{\pi}{4} d_{\sigma k}^2 \cdot (H - h_2 - h_{\sigma m}) + V_{nl}, \quad (4.2)$$

де  $V_{нл}$  – об'єм нагнітальної лінії від ЦА до устя,  $\text{м}^3$ ;

$H$  – поточна глибина свердловини,  $\text{м}$ ;

$h_{\text{бт}}$  – висота буферної рідини у БТ.

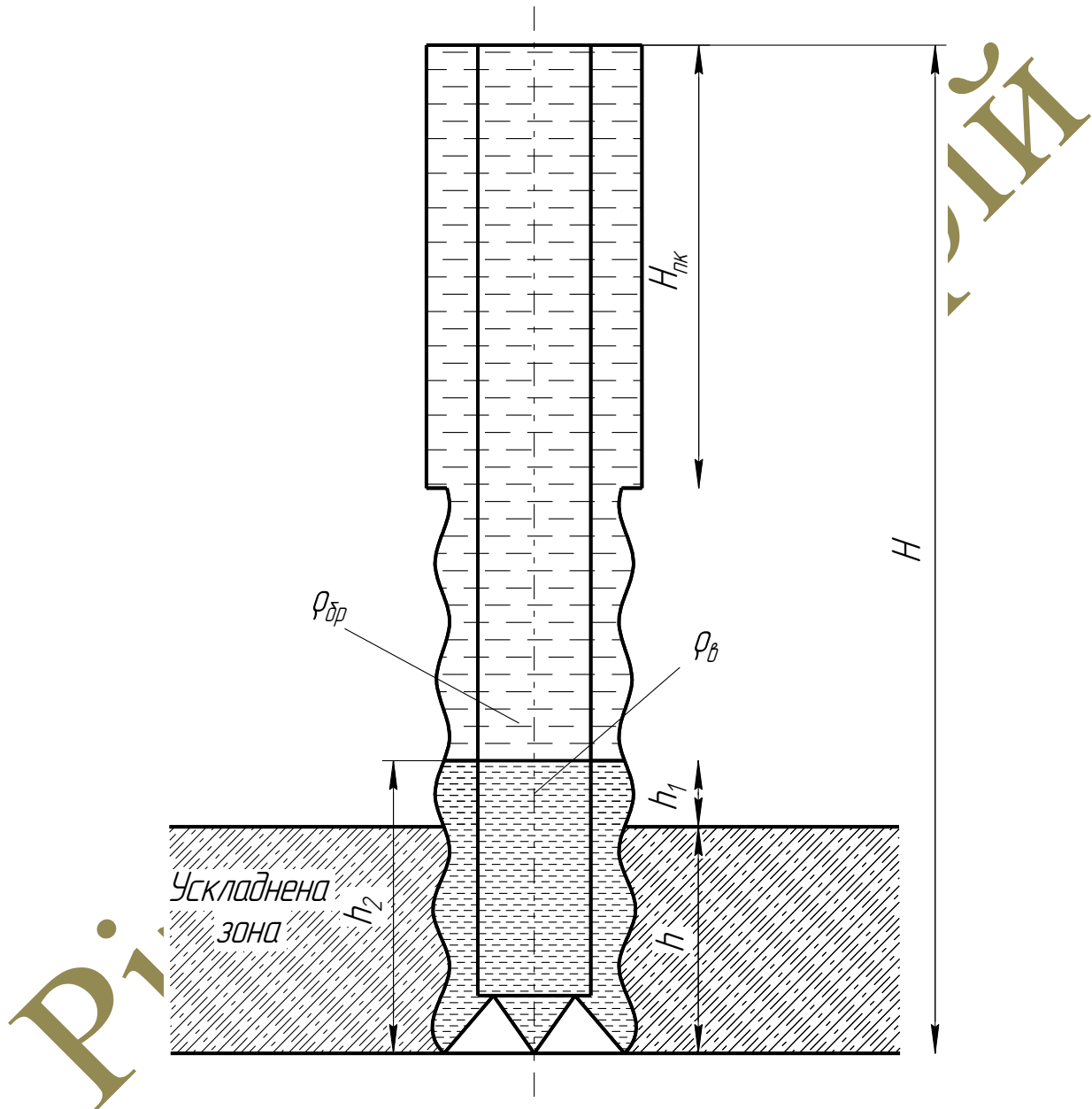


Рисунок 4.2 – Схема для розрахунку ванни за умови, що ускладнена зона залягає над долотом

У другому випадку (рисунок 4.3) об'єми ванни та протискувальної рідини обчислюють за такими формулами [80]:

$$V_{\text{в}} = \frac{\pi}{4} (K \cdot D_{\text{д}}^2 - D_{\text{бк}}^2) \cdot (h + 2h_1), \quad (4.3)$$

$$V_{\text{пр}} = \frac{\pi}{4} [d_{\text{бк}}^2 \cdot H + (K \cdot D_{\text{д}}^2 - D_{\text{бк}}^2) \cdot h_3] + V_{\text{вл}}, \quad (4.4)$$

де  $h_3$  – висота стовпа притискувальної рідини в кільцевому просторі, м.

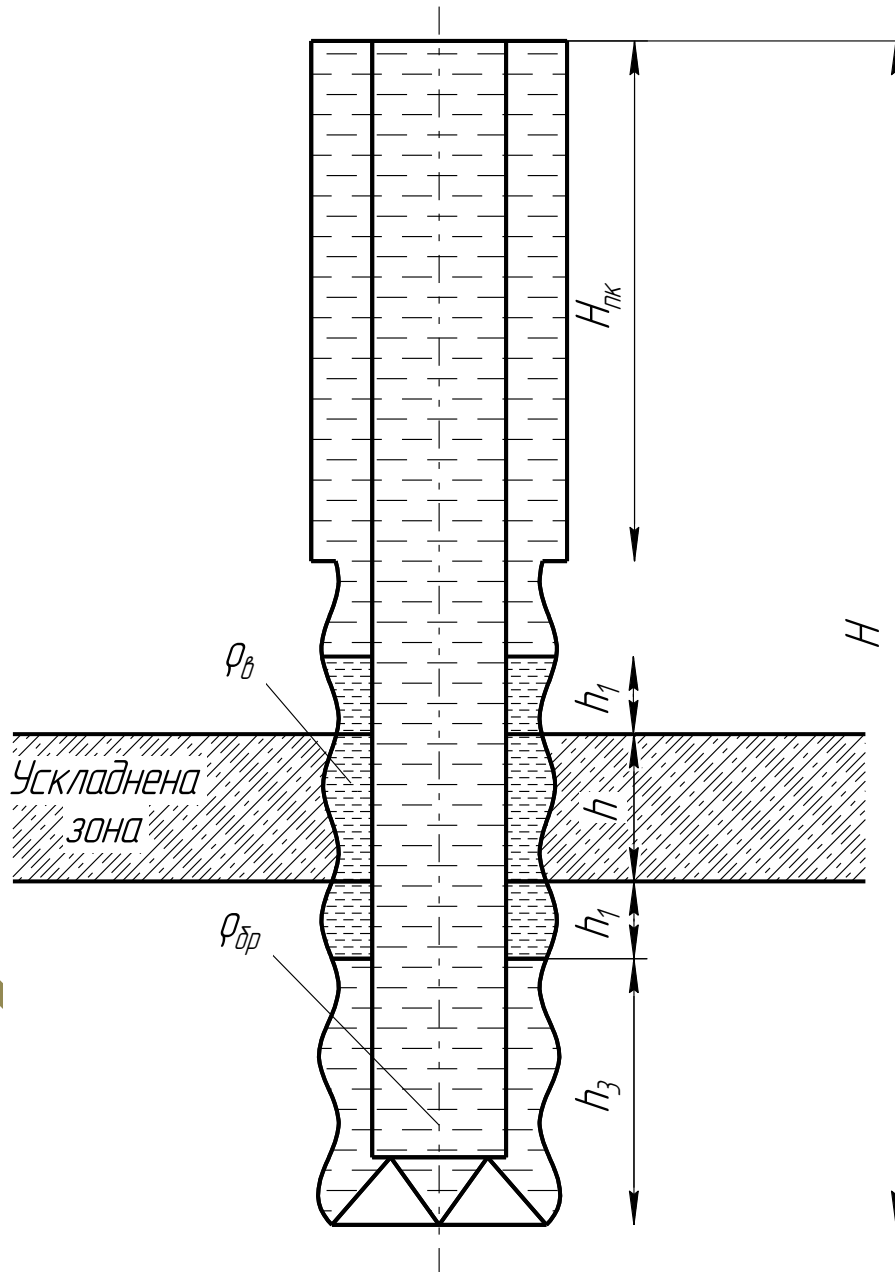


Рисунок 4.3 – Схема для розрахунку ванни за умови, що ускладнена зона залягає значно вище від вибою

Перед закачуванням ПБВ в свердловину нагнітають буферну рідину, яку готують з наявного БР шляхом обробки його реагентами-структуруювачами.

Об'єм буферної рідини для затрубного простору обчислюють за формулою [80]:

$$V_{\text{бз}} = \frac{\pi}{4} (K \cdot D_{\text{д}}^2 - D_{\text{бк}}^2) \cdot h_{\text{бкп}}, \quad (4.5)$$

де  $h_{\text{бкп}}$  – висота стовпа буферної рідини в кільцевому просторі, м.

Об'єм буферної рідини для трубного простору обчислюють за формулою [80]:

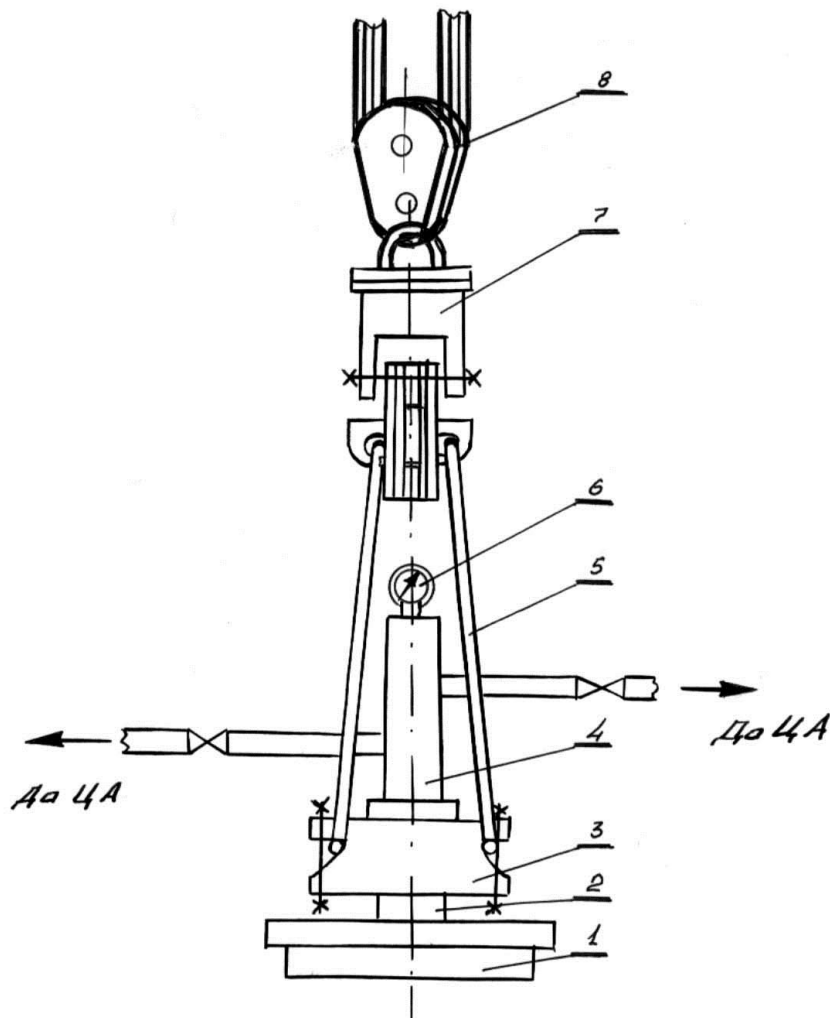
$$V_{\text{бт}} = \frac{\pi}{4} d_{\text{бк}}^2 \cdot h_{\text{бт}}. \quad (4.6)$$

Основна мета буферної рідини не тільки відділити ПБВ від БР, але і диспергувати фільтраційну кірку на стінках свердловини, створити сприятливі умови для проникнення технологічної рідини у стінки свердловини.

Такі функції виконують ерозійні буферні рідини або в'язко-пружний розділювач. Оскільки ефективність ванни залежить від глибини проникнення її у стінки свердловини, додатково фільтраційну кірку руйнують за допомогою пружних механічних шкребків, установлених на БК.

Після готовності всіх складових, свердловину промивають і послідовно закачують у неї першу порцію буферної рідини, ванну та другу порцію буферної рідини та протискувальну рідину. Як правило, протискувальною рідиною слугує БР, який використовують для буріння свердловини. Останній кубічний метр протискувальної рідини закачують на пониженій передачі роботи цементувального агрегата, що забезпечить точніше розміщення технологічної рідини у заданому інтервалі.

ПБВ готують в такій послідовності. В глиномішалку заливають розраховану кількість пічного побутового палива. При перемішуванні вводять розігрітий до температури 150 °С високоокислений бітум. Паралельно на верхній кінець БК нагвинчують заливну головку. До елеватора, який знаходиться під муфтою БК, під'єднують талеву систему, а цементувальні агрегати з'єднують з заливною головкою та запасними ємностями, в яких міститься ПБВ та протискувальна рідина (рисунк 4.4). Така схема обв'язки дає змогу постійно спостерігати за вагою БК в процесі встановлення ванни і у випадку непередбаченого обвалювання стінок свердловини уникнути її прихоплення.



1 – ротор; 2 – бурильна труба; 3 – елеватор; 4 – заливна головка; 5 – стропа; 6 – манометр; 7 – гак; 8 – талевий блок

Рисунок 4.4 – Обв'язка устя свердловини при встановленні ПБВ



Час закачування ванни у заданий інтервал обчислюють за формулою [80]:

$$t_3 = \frac{V_{\epsilon} + V_{np} + V_{\delta m} + V_{\delta z} - I}{n \cdot q_i} + \frac{I}{q_I}, \quad (4.7)$$

де  $n$  – кількість одночасно включених агрегатів;

$q_I$  – продуктивність роботи цементувального агрегата на найнижчій передачі, м<sup>3</sup>/с.

$q_i$  – продуктивність роботи цементувального агрегата на  $i$ -й передачі, для якої зберігається нерівність  $P_{ЦА}^n \geq P_{\rho} + P_{\epsilon d}$ , м<sup>3</sup>/с.

Максимальний кінцевий тиск при встановленні ванни буде на момент досягнення ванни вибою у трубному просторі або коли весь об'єм ванни буде знаходитись в кільцевому просторі [80].

$$P_{\kappa} = P_{\rho} + P_{\epsilon d}, \quad (4.8)$$

де  $P_{\rho}$  – різниця гідростатичних тисків за колоною і всередині БК, Па;

○ для моменту досягнення ванни вибою у трубному просторі:

$$P_{\rho} = g \cdot (\rho_{\delta p} - \rho_{\epsilon}) \cdot h_{\epsilon}^{\delta m}, \quad (4.9)$$

де  $h_{\epsilon}^{\delta m}$  – максимальна висота ванни у трубному просторі, м;

$\rho_{\delta p}$  – густина БР, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{\epsilon}$  – густина ванни, кг/м<sup>3</sup>;

○ для моменту, коли весь об'єм ванни буде знаходитись в кільцевому просторі:

$$P_{\rho} = g \cdot (\rho_{\delta p} - \rho_{\epsilon}) \cdot h_{\epsilon}^{\kappa n}, \quad (4.10)$$

де  $h_g^{kn}$  – максимальна висота ванни у кільцевому просторі, м;

$P_{zd}$  – гідродинамічні втрати при русі рідин у свердловині, Па.

При застосуванні одного агрегата [80]:

$$P_{zd} = (0,01 \cdot H + 8) \cdot 10^5, \quad (4.11)$$

при застосуванні двох і більше агрегатів [80]:

$$P_{zd} = (0,02 \cdot H + 16) \cdot 10^5. \quad (4.12)$$

Після встановлення ванни у заданому інтервалі від'єднують цементувальний агрегат, закривають кран на заливній головці і залишають свердловину у стані спокою. Періодично спостерігають за зміною тиску на манометрі та за вагою БК, яка є нерухомою. Якщо у свердловині відсутні поглинаючі горизонти, то з метою збільшення глибини проникнення ванни у стінки свердловини доцільно створити у затрубному просторі надлишковий тиск, величину якого визначають з умови недопущення гідророзриву розкритих пластів.

Після виконання вказаних вище робіт ванну вимивають зі свердловини.

Розраховують час вимивання ванни зі свердловини, визначивши час підйому ванни до устя, а потім час повного вимивання її зі свердловини.

Час підйому ванни до устя обчислюють за формулою [80]:

$$t_g = \frac{V_{cv} - V_m - V_{np} - V_{bm} - V_g}{n \cdot q_i}, \quad (4.13)$$

де  $V_{cv}$  – об'єм свердловини, м<sup>3</sup>;

$V_m$  – об'єм металу труб, м<sup>3</sup>.

Час вимивання ванни обчислюють за формулою [80]:

$$t_{\sigma} = \frac{V_{cs} - V_m - V_{np}}{n \cdot q_i} \quad (4.14)$$

Приклад розрахунку технології встановлення ванни подано в підрозділі 4.5.1.

### 4.3 Науково-методичні рекомендації стосовно запобігання і ліквідації виробок на стінках свердловини

Профілактика жолобоутворень у процесі буріння свердловин полягає передусім у запобіганні локальних викривлень вертикальних та скерованих свердловин, а також у зменшенні кількості СПО. В окремих випадках, наприклад, при бурінні ПСС, використовують заходи, пов'язані із коректуванням конструкції свердловини. Так, інтервал набору кривизни практикують перекривати проміжною обсадною колоною або кондуктором. На жолобоутворення впливають також властивості БР і наявність у ньому мастильних домішок [67].

Запобігання локальних викривлень стовбура свердловини ґрунтується на використанні спеціальних КНБК та контролі за технічним станом свердловини (профілометрія, інклінометрія). «ВНИИКРнефть» рекомендує в інтервалах можливих жолобоутворень перший замір профіліметром здійснювати після 500 м буріння нижче глибини спуску обсадної колони, а потім через 200-300 м буріння [67].

Г. Г. Семак і Р. С. Яремійчук на основі промислових досліджень для запобігання локальних викривлень стовбура свердловини рекомендують використовувати спіральні наддолотні калібратори з довжиною калібрувальної поверхні 0,75-0,90 м (для доліт діаметром 295,3 мм). Калібратори доцільно встановлювати безпосередньо над долотом, тобто без наддолотного перехідника [125].

Для запобігання жолобоутворень І. П. Пустовойтенко рекомендує використовувати ексцентричні наддолотні перехідники (рисунок 4.5) [92]. Використання ексцентричного перехідника запобігає набору кривизни і збільшує діаметр свердловини. Наприкінці буріння стовбур свердловини звичайно на 10-25 мм більший за діаметр долота. Компоновка з ексцентричним перехідником

сприяє поліпшенню калібрування стовбура свердловини завдяки підвищенню притискної сили долота до стінки свердловини.

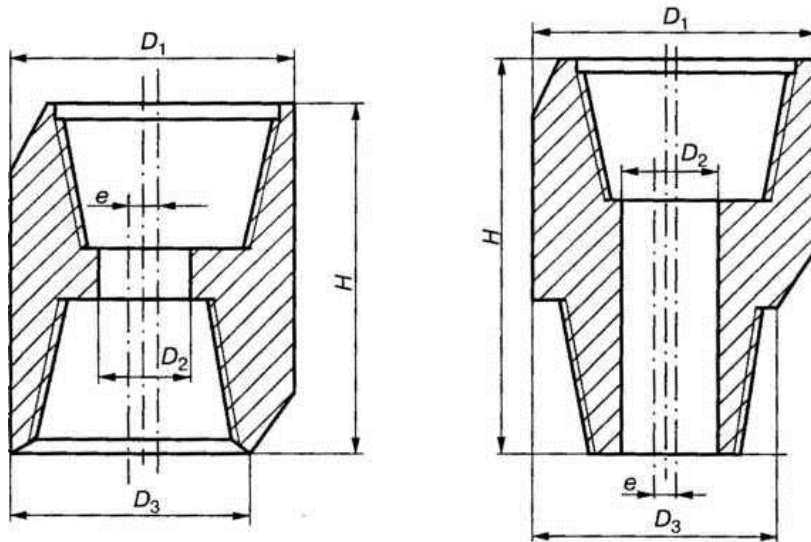


Рисунок 4.5 – Схема ексцентричного наддолотного перехідника

У таблиці 4.1 наведено технічну характеристику ексцентричного наддолотного перехідника для доліт великого діаметра і рекомендовані діаметри ОБТ, які встановлюють над перехідником. Типорозміри верхньої та нижньої різьб перехідника такі ж, як для доліт і ОБТ [92].

Таблиця 4.1 – Характеристика ексцентричного перехідника

Діаметр долота, мм	Розміри перехідника, мм					Ефективний діаметр перехідника, мм	Рекомендований діаметр ОБТ, мм
	$D_1$	$D_2$	$D_3$	$H$	$e$		
269,9	203	80-90	178	450	25	248	178
295,3	229	90	203	450	26	275	203
320,0	245	90	229	450	16	290	229
320,0	254	90	229	500	25	299	229
349,7	273	100	245	600	28	325	254
393,7	299	100	273	600	26	359	279
490,0	324	100	299	600	25	418	279

Ефективним заходом для запобігання жолобоутворень є використання

компоновок з ексцентричними стабілізаторами, а також багатоопорних КНБК. При бурінні вертикальних свердловин в інтервалі використання одного розміру долота компоновка бурильного інструменту має бути постійною [67].

Якщо під час підйому БК двічі підряд спостерігалися затягування інструменту, причому інтенсивність їх збільшувалася порівняно з попереднім підійманням, то це свідчить про утворення жолоба. Слід провести профілеметрію незакріпленого інтервалу стовбура для визначення інтервалу утворення жолоба і вжити заходів для його ліквідації.

Основним заходом для ліквідації жолобних виробок вважається проробка інтервалу спеціальними КНБК [67, 92].

І. П. Пустовойтенко рекомендує проводити проробку від низу обсадної колони до підшови жолоба долотом із встановленим над ним шарошковим розширювачем. Необхідність повної проробки відкритого стовбура свердловини зумовлена профілактикою заклинювання більш жорсткої КНБК. Якщо ця проробка відбувається без затягування бурильного інструменту під час підйому, то її повторюють у подальшому через два-три рейси. За рекомендаціями Ю. М. Гержберга [32], проробку жолоба ефективно проводити КНБК із ексцентричними радіально-пружними пристроями (рисунок 4.6). Компоновка складається з долота 1, ексцентричного радіально-пружного пристрою 2 з ріжучими 5 і пружними 6 елементами, турбобура 3 і центратора 4. Ексцентриситет, тобто різницю між найбільшим радіусом пристрою і радіусом долота, приймають рівним 8-12 мм. У процесі роботи долото здійснює планетарний рух: обертання навколо власної осі забезпечується турбобуром, а навколо осі свердловини – ротором із низькою частотою.

Збільшення діаметра свердловини в зоні проробки залежить від швидкості подачі інструменту і частоти обертання КНБК. Компоновка з ексцентричним радіально-пружним пристроєм ефективна у ситуаціях, коли доцільною є проробка стовбура з використанням звичайних калібраторів, оскільки її застосування запобігає можливому підклинюванню, зависанню і прихопленню.

Для проробки інтервалів жолобних виробок можна використовувати та-

ку компоновку [32]:

- пікоподібне долото меншого (щодо стовбура свердловини) діаметра;
- ОБТ;
- чотирилопатевий спіральний центратор, діаметр якого в 1,1 – 1,25 рази більший за ширину жолоба, але менший за номінальний діаметр свердловини; лопатевий або шарошковий розширювач; бурильні труби.

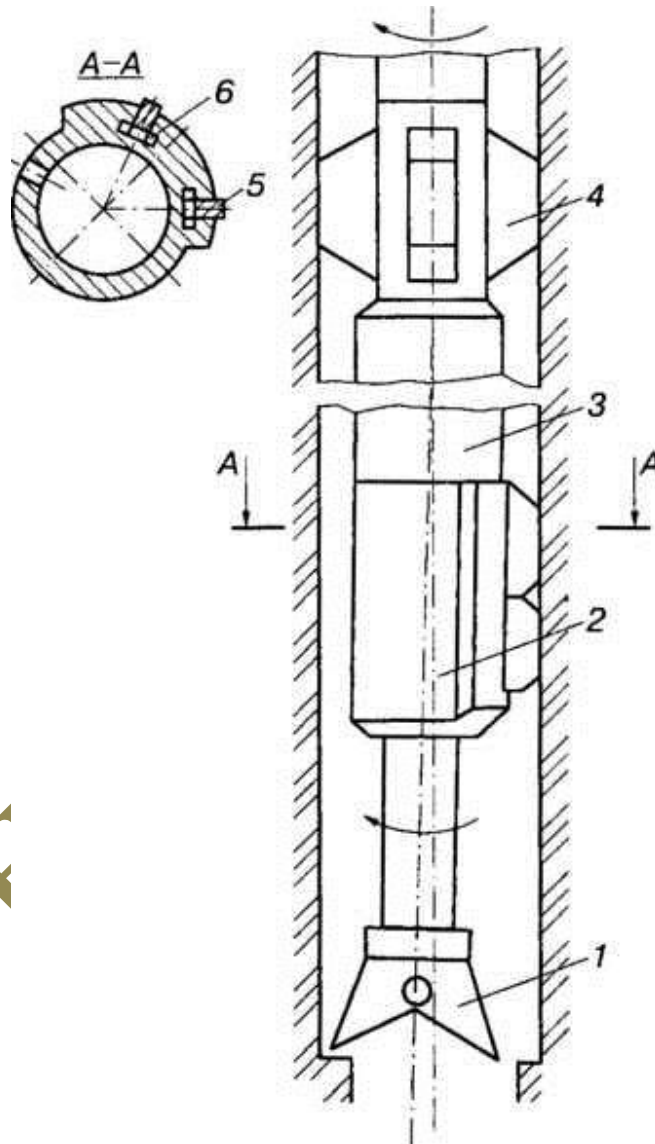


Рисунок 4.6 – Схема КНБК для проробки жолобів

Центратор над турбобуром встановлюють за діаметра долота 393,7 мм і більше.

Проробку жолоба контролюють за об'ємом шламу, що виноситься із

свердловини, і крутним моментом на роторі. Під час проробки стовбур свердловини промивають з максимально можливою продуктивністю бурових насосів за незначної швидкості подачі інструменту. Результативність операції перевіряють за даними профілометрії.

Для проробки інтервалів стовбура свердловини з жолобами використовують також гідравлічні розширювачі [67].

За відсутності зумпфа достатньої довжини нижче жолоба і наявності великого кута викривлення руйнування жолобів можна здійснювати вибухом гнучких торпед або торпед із детонувального шнура [92]. Торпедують інтервали, які за даними профілометрії характеризуються наявністю жолобів в яких можливе прихоплення БК, і супроводжуються інтенсивними затягуваннями і посадками. Максимальна довжина торпед досягає 30 м, потужність – до 3 кг вибухових речовин на 1 м. Інколи для ліквідації жолоба потрібно зробити 2 – 3 вибухи. Після кожного вибуху стовбур свердловини проробляють [92].

#### **4.4 Технічне забезпечення для проробки стовбура свердловини**

На сьогодні відома КНБК для ліквідації жолобів у свердловині, яка складається з ОБТ, діаметр якого рівний діаметру замків БТ і спірального центратора. Недоліком такої КНБК є низька ефективність через малу площу контакту з стінками жолоба [67]. Також відома КНБК з ексцентричним перехідником, який встановлюється над долотом. Застосування ексцентричного перехідника зменшує інтенсивність викривлення свердловини і одночасно збільшує діаметр свердловини, руйнуючи при цьому жолоб. Недоліком КНБК з ексцентричним перехідником є одностороннє збільшення діаметра і недостатнє руйнування жолоба [92].

Тому постало завдання запропонувати КНБК, застосування якої дало б змогу руйнувати жолоб, який утворився в стінці стовбура методом розширення стовбура свердловини.



Поставлене завдання можна досягнути застосуванням ексцентричного твердосплавного долота, наприклад «ИНМ» з одночасним становленням конічних перехідників в місцях переходу з більшого діаметра елемента БК до меншого.

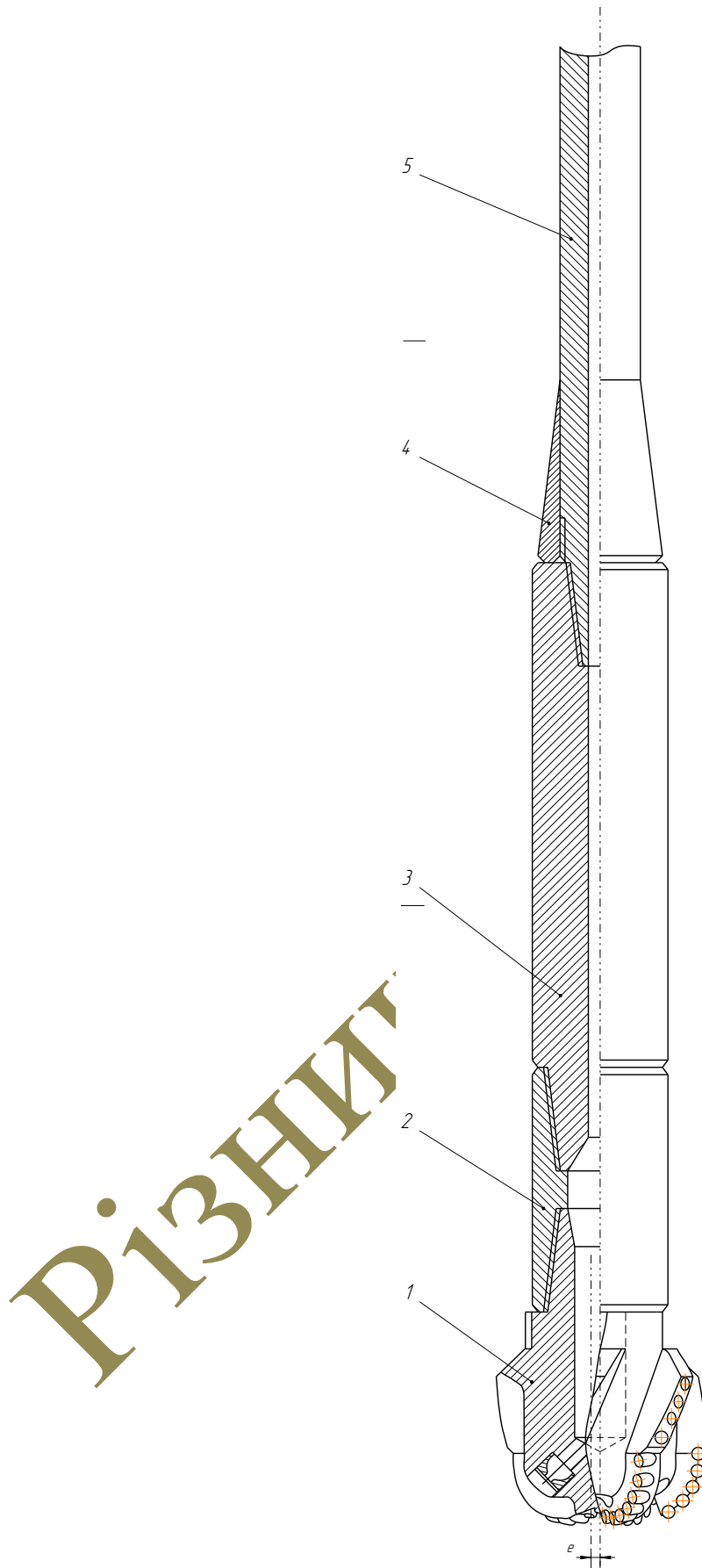
Для вирішення поставленої задачі рекомендовано застосовувати КНБК, схему якої наведено на рисунку 4.7. КНБК складається з ексцентричного долота «ИНМ АП» 1, наддолотного перехідника 2, ОБТ з більшим зовнішнім діаметром 3, перехідного конуса 4, ОБТ з меншим зовнішнім діаметром 5.

Для ефективного руйнування жолоба необхідно правильно вибрати ексцентриситет долота. Залежність діаметра свердловини від ексцентриситету наведено на рисунку 4.8. Чим більша глибина жолоба, тим більша величина ексцентриситету. Вибір долота для руйнування жолоба вибирають згідно даних, наведених на рисунку 4.9.

Порядок руйнування жолоба такий: компоновку збирають в такому порядку, як зображено на рисунку 4.7. Спочатку свердловину ретельно промивають, потім ексцентрично проробляють, створюючи навантаження на долото  $2\div 3$  тс, мінімальне число обертів  $40\div 60$  хв<sup>-1</sup> і максимальну продуктивність  $30\div 34$  л/с, швидкість проробки приблизно рівна  $15\div 30$  м/год. Після операції режимні параметри буріння збільшують до проектних. Застосування ступінчастих ОБТ дає змогу виконувати пророблення жолоба з меншою імовірністю потрапляння БК у виробку на стінці свердловини. Враховуючи велику проходку на долото «ИНМ АП» (до 500 м), можна спрогнозувати руйнування жолоба за один рейс. При підйомі БК застосування конічних перехідників не допустить затягування БК в жолоб.

Отже, застосування рекомендованої КНБК дозволить ефективно руйнувати жолоб в свердловині на ділянці великої довжини.





1 – ексцентричне долото ИМ АП 218 МС; 2 – наддолотний перехідник; 3 – ОБТ з більшим зовнішнім діаметром; 4 – перехідний конус; 5 – ОБТ з меншим зовнішнім діаметром

Рисунок 4.7 – Компонівка для ліквідації жолоба в свердловині

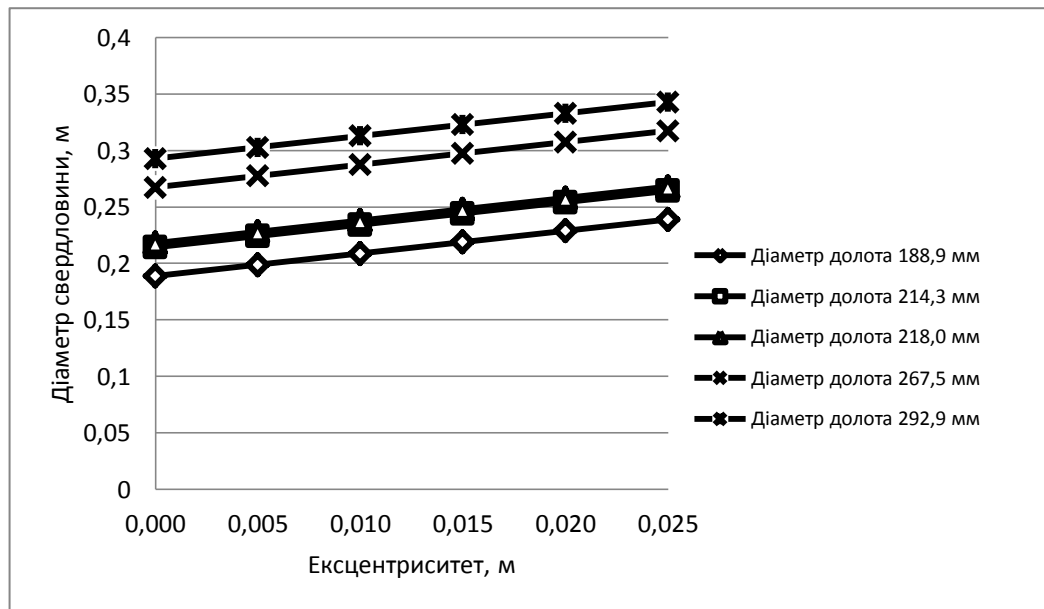


Рисунок 4.8 – Залежність діаметра свердловини від ексцентриситету долота

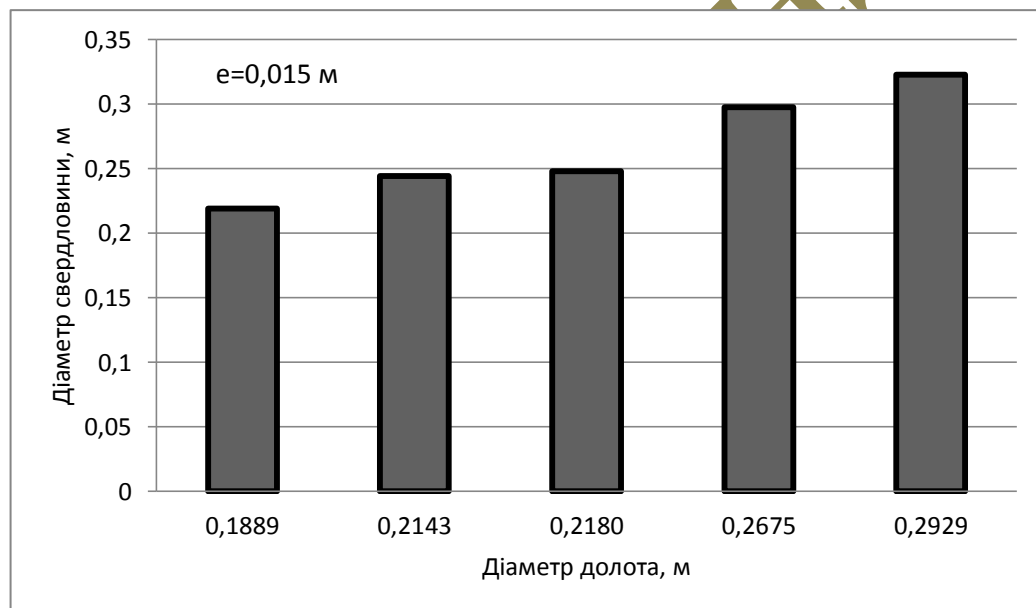


Рисунок 4.9 – Вплив ексцентриситету долота на діаметр свердловини для різного діаметра доліт

#### 4.5 Промислова апробація результатів досліджень

##### 4.5.1 Розрахунок технології встановлення паливно-бітумної ванни в процесі спорудження свердловини

Розрахунок технології встановлення ПБВ в процесі буріння свердловини №28 – Кадобнянська, Південної ділянки. Інтервал залягання ускладненої зони

(200÷400) м (стратиграфічний горизонт –  $N_{1sm}$ , сарматський ярус). На основі промислових даних, які відображають інформацію про режимно-технологічні параметри процесу буріння свердловини №28 – Кадобнянська сформовано вихідні дані:

- коефіцієнт кавернозності стовбура свердловини в ускладненій зоні – 1,2;
- діаметр долота – 0,2159 м;
- зовнішній діаметр бурильної колони – 0,127 м;
- внутрішній діаметр бурильної колони – 0,1086 м;
- висота стовпа ванни від вибою до верхньої межі ускладненої зони – 100 м;
- висота підйому ванни над інтервалом ускладненої зони – 50 м;
- висота стовпа ванни в БК – 250 м;
- висота стовпа буферної рідини в БК та затрубному просторі – 100 м;
- глибина спуску проміжної колони – 190 м;
- внутрішній діаметр проміжної колони – 0,2287 м;
- густина БР – 1120 кг/м<sup>3</sup>;
- густина ванни – 900 кг/м<sup>3</sup>.

Для розрахунку використовуємо схему, яку зображено на рисунку 4.2.

Обчислюємо об'єм ванни за формулою 4.1:

$$V_v = \frac{3,14}{4} [(1,2 \cdot 0,2159^2 - 0,127^2) \cdot (200 + 50) + 0,1086^2 \cdot 250] = 10,1 \text{ м}^3.$$

Обчислюємо об'єм буферної рідини за формулами 4.5 та 4.6:

$$V_{\text{бз}} = \frac{3,14}{4} \cdot (1,2 \cdot 0,2159^2 - 0,127^2) \cdot 100 = 3,1 \text{ м}^3,$$

$$V_{\text{бм}} = \frac{3,14}{4} \cdot 0,1086^2 \cdot 100 = 0,9 \text{ м}^3.$$

Обчислюємо об'єм протискувальної рідини на момент завершення протискування ванни у інтервал ускладнення за формулою 4.2:

$$V_{np} = \frac{3,14}{4} 0,1086^2 \cdot (400 - 250 - 100) + 1,3 = 1,8 \text{ м}^3.$$

Час закачування ванни у заданий інтервал обчислюємо попередньо визначивши кінцевий тиск виконання операції двома агрегатами за формулами 4.9, 4.10, 4.12.

Максимальний гідростатичний тиск у момент, коли ванна знаходиться в трубному просторі визначають за формулами 4.9 та 4.12. Для цього попередньо визначають максимальну висоту стовпа ванни в бурильних трубах:

$$h_{\epsilon}^{\bar{m}} = \frac{V_{\epsilon}}{S_{\bar{m}}}, \quad (4.15)$$

де  $S_{\bar{m}}$  – площа поперечного перерізу трубного простору БК, м<sup>2</sup>.

$$S_{\bar{m}} = \frac{\pi}{4} d_{\bar{m}}^2, \quad (4.16)$$

$$S_{\bar{m}} = \frac{3,14}{4} 0,1086^2 = 0,009 \text{ м}^2,$$

$$h_{\epsilon}^{\bar{m}} = \frac{10,1}{0,009} = 1122,0 \text{ м}.$$

Приймаємо, що висота стовпа ванни в бурильних трубах становитиме 400 м (поточна глибина свердловини).

– тиск від різниці густин:

$$P_{\rho} = 9,81 \cdot (1120 - 900) \cdot 400 = 0,9 \cdot 10^6 \text{ Па},$$

– гідравлічні втрати тиску:

$$P_{\epsilon_0} = (0,02 \cdot 400 + 16) \cdot 10^5 = 2,4 \cdot 10^6 \text{ Па},$$

кінцевий тиск:

$$P_{\kappa} = 0,9 \cdot 10^6 + 2,4 \cdot 10^6 = 3,3 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

Максимальний гідростатичний тиск у момент, коли ванна знаходиться над долотом в затрубному незакріпленому просторі визначають за формулами 4.10 та 4.12. Для цього попередньо визначають максимальну висоту стовпа ванни в кільцевому незакріпленому просторі:

$$h_{\epsilon}^{\kappa\pi} = \frac{V_{\epsilon}}{S_{\kappa\pi}}, \quad (4.17)$$

де  $S_{кп}$  – площа поперечного перерізу кільцевого незакріпленого простору,  $m^2$ .

$$S_{кп} = \frac{\pi}{4} (K \cdot D_o^2 - D_{ок}^2), \quad (4.18)$$

$$S_{кп} = \frac{3,14}{4} \cdot (1,2 \cdot 0,2159^2 - 0,127^2) = 0,031 m^2,$$

$$h_6^{кп} = \frac{10,1}{0,031} = 326,0 m,$$

– тиск від різниці густин:

$$P_\rho = 9,81 \cdot (1120 - 900) \cdot 326 = 0,7 \cdot 10^6 \text{ Па},$$

кінцевий тиск:

$$P_\kappa = 0,7 \cdot 10^6 + 2,4 \cdot 10^6 = 3,1 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

Максимальний гідростатичний тиск у момент, коли ванна знаходиться над долотом в затрубному закріпленому просторі визначають за формулами 4.10 та 4.12. Для цього попередньо визначають максимальну висоту стовпа ванни в кільцевому закріпленому просторі:

$$h_6^{кп} = \frac{V_6}{S^{ок}_{кп}}, \quad (4.19)$$

де  $S^{ок}_{кп}$  – площа поперечного перерізу кільцевого закріпленого простору,  $m^2$ .

$$S_{кп} = \frac{\pi}{4} (d_{нк}^2 - D_{ок}^2), \quad (4.20)$$

де  $d_{нк}$  – внутрішній діаметр проміжної колони, м.

$$S^{ок}_{кп} = \frac{3,14}{4} \cdot (0,2287^2 - 0,127^2) = 0,028 m^2,$$

$$h_6^{кп} = \frac{10,1}{0,028} = 361,0 m.$$

Приймаємо 190 м.

– тиск від різниці густин:

$$P_\rho = 9,81 \cdot (1120 - 900) \cdot 190 = 0,4 \cdot 10^6 \text{ Па},$$

кінцевий тиск:

$$P_{\kappa} = 0,4 \cdot 10^6 + 2,4 \cdot 10^6 = 2,8 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Отже, максимальний тиск при встановленні ванни буде у момент досягнення ванни вибою у трубному просторі.

За характеристикою агрегата ЦА – 320 М вибираємо діаметр втулок та передачу, на якій будемо проводити операцію закачування та вимивання ванни відповідно до умови  $P_{ЦА}^n > P_{\kappa}$ .

Отже, відповідно до характеристики цементувального насоса при діаметрі втулок 115 мм  $P_{ЦА}^{III} = 11,7 \text{ МПа} > P_{\kappa} = 3,3 \text{ МПа}$ , отже закачування та вимивання ванни проводитимемо на III передачі. Продуктивність насоса на цій передачі становить 7,8 л/с, а на найнижчій (II) – 4,2 л/с.

Отже, час закачування ванни становить (формула 4.7):

$$t_s = \frac{10,1 + 1,8 + 3,1 + 0,9 - 1}{2 \cdot 0,0078 \cdot 3600} + \frac{1}{0,0042 \cdot 3600} = 0,33 \text{ год.}$$

Обчислюємо час вимивання ванни зі свердловини, попередньо визначивши час підйому ванни до устя свердловини, а потім час повного вимивання ванни із свердловини. Попередньо обчислюємо об'єм свердловини та об'єм металу колони труб.

Об'єм свердловини:

$$V_{ce} = \frac{\pi}{4} (K \cdot D_o^2 \cdot (H - H_{нк}) + d_{нк}^2 \cdot H_{нк}), \quad (4.21)$$

де  $H_{нк}$  – глибина спуску проміжної колони, м.

$$V_{ce} = \frac{3,14}{4} \cdot (1,2 \cdot 0,2159^2 \cdot (400 - 190) + 0,2287^2 \cdot 190) = 17,0 \text{ м}^3.$$

Об'єм металу БК:

$$V_m = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{БК}}^2 - d_{\text{БК}}^2) \cdot H, \quad (4.22)$$

$$V_m = \frac{3,14}{4} \cdot (0,127^2 - 0,1086^2) \cdot 400 = 1,4 \text{ м}^3.$$

Після витримання ванни у заданому інтервалі протягом часу, визначеного планом робіт, її вимивають до устя.

Час підйому ванни до устя (формула 4.13):

$$t_{\epsilon} = \frac{17,0 - 1,4 - 1,8 - 0,9 - 10,1}{2 \cdot 0,0078 \cdot 3600} = 0,05 \text{ год.}$$

Час вимивання ванни із свердловини (формула 4.14):

$$t_{\epsilon} = \frac{17,0 - 1,4 - 1,8}{2 \cdot 0,0078 \cdot 3600} = 0,25 \text{ год.}$$

Необхідна кількість матеріалів для приготування 10,2 м<sup>3</sup> ПБВ:

– об'єм ППП:

$$V_{\text{ППП}} = x \cdot V_{\epsilon}, \quad (4.23)$$

де  $x$  – об'ємна концентрація ППП у ванні (на підставі проведених експериментальних досліджень [81, 85], приймаємо концентрацію ППП 93 %).

$$V_{\text{ППП}} = 0,93 \cdot 10,1 = 9,39 \text{ м}^3.$$

– об'єм ОБ:

$$V_{\text{ОБ}} = y \cdot V_{\epsilon}, \quad (4.24)$$

де  $y$  – об'ємна концентрація ОБ у ванні (на підставі проведених експериментальних досліджень [81, 85], приймаємо концентрацію ОБ 7 %).

$$V_{\text{ОБ}} = 0,07 \cdot 10,1 = 0,71 \text{ м}^3.$$

Результати обчислень зводимо в таблицю 4.2.

Таблиця 4.2 – Результати обчислення встановлення ПБВ

Об'єм ванни, м <sup>3</sup>	Об'єм протискувальної рідини, м <sup>3</sup>	Об'єм буферної рідини, м <sup>3</sup>	Час закачування ванни, год	Час вимивання ванни, год	Кількість матеріалів, м <sup>3</sup>	
					ППП	ОБ
10,1	1,8	4,0	0,33	0,25	9,39	0,71

З допомогою встановленої ПБВ вдалося зберегти цілісність стінок свердловини до моменту закінчення буріння свердловини, проектна глибина якої становить 890 м.

#### **4.5.2 Технологія виконання проробки жолобної виробки в процесі спорудження свердловини**

Технологія виконання проробки жолобної виробки на ділянці 300 м при спорудженні свердловини №28 – Кадобнянська, із застосуванням КНБК, яка складається зі ступінчастих ОБТ діаметром 165 мм та 89 мм, ексцентричного твердосплавного долота «ИНМ АП» діаметром 214,3 мм з ексцентриситетом 0,015 м, з одночасним встановленням конічних перехідників у місцях переходу з більшого діаметра елемента БК до меншого.

Технологія виконання робіт наступна: КНБК збирають в такому порядку, як зображено на рисунку 4.7. Спочатку свердловину ретельно промивають, потім ексцентрично проробляють, створюючи навантаження на долото 2÷3 тс, мінімальне число обертів  $40\div 60 \text{ хв}^{-1}$  і максимальну продуктивність 30÷34 л/с, швидкість проробки приблизно рівна 15÷30 м/год. Після операції режимні параметри буріння доводять до проектних. Застосування ступінчастих ОБТ дає змогу виконувати пророблення жолоба з меншою імовірністю потрапляння БК у виробку на стінці свердловини. Враховуючи велику проходку на долото «ИНМ АП» (до 500 м), можна спрогнозувати руйнування жолоба за один рейс. При підйомі БК застосування конічних перехідників не допустить затягування БК в жолоб.

З допомогою рекомендованої КНБК вдалося ефективно проробити жолоб в свердловині на ділянці 300 м і, як наслідок, запобігти прихопленню БК.

#### **Висновки до розділу 4**

1. Розроблено пристрій для дослідження фільтрації бурових технологічних рідин через взірці ГП, який дає змогу проводити дослідження фільтрації бурових технологічних рідин через взірці із різних ГП за температурних та силових умов, які відповідають реальним – вибійним у свердловині. Крім цього збільшується продуктивність проведення випробовувань бурових технологічних рідин, скорочується час вибору їх оптимального складу та зростає достовірність одержаних результатів досліджень.



2. Для запобігання жолобоутворення запропоновано технологію встановлення ПБВ в процесі промислового буріння свердловини №28 – Кадобнянська, Південної ділянки ТОВ «Карпатська бурова компанія». З допомогою встановленої ПБВ вдалося зберегти цілісність стінок свердловини до моменту закінчення буріння свердловини, проектна глибина якої становить 890 м.

3. Для ліквідації жолоба у свердловині запропоновано КНБК, яка складається зі ступінчастих ОБТ, ексцентричного твердосплавного долота ИНМ АП, з одночасним встановленням конічних перехідників у місцях переходу з більшого діаметра елемента БК до меншого. З допомогою рекомендованої КНБК вдалося ефективно проробити жолоб в свердловині на ділянці 300 м і, як наслідок, запобігти прихопленню БК.

4. Проведені промислові випробування підтвердили ефективність запропонованих розробок.

РІЗНИЧУК АНДРІЙ

## ВИСНОВКИ

На основі проведених теоретичних і експериментальних досліджень вирішено актуальне науково-практичне завдання щодо вдосконалення технології запобігання руйнуванню стінок скерованих свердловин шляхом розроблення і промислової апробації нової методології. Висновки, які узагальнюють результати виконаних досліджень полягають в наступному.

1. Проведено аналіз сучасного стану досліджень та статистичної виробничо-технологічної інформації проблем стійкості та причин руйнування стінок скерованих свердловин у процесі їх спорудження. В результаті встановлено, що руйнування стінок свердловини і жолобоутворення є характерним ускладненням при спорудженні вертикальних та скерованих свердловин, однією з причин якої є взаємозв'язок між напружено-деформованим станом гірської породи та бурильною колоною в пристінній зоні стовбура свердловини в процесі виконання окремих технологічних задач під час буріння, дослідження якого є актуальною проблемою, що потребує вирішення.

2. Розроблено аналітичну модель контактної задачі взаємодії елементів бурильної колони з гірською породою стінки скерованої свердловини в інтервалі зміни інтенсивності викривлення. На основі отриманого, вдосконалено метод статичного розрахунку сил притискання бурильних замків до стінки свердловини і їх втискування в неї з подальшою оцінкою напружено-деформованого стану гірської породи пристовбурного шару в довільному інтервалі викривлення та врахуванням енергетичних затрат на формування жолобів на стінках свердловини. Встановлено залежності статичних характеристик контактної взаємодії елементів бурильної колони зі стінками скерованої свердловини від зміни техніко-технологічних і гірничо-геологічних чинників процесу поглиблення свердловини і аналітично визначено основні чинники жолобоутворення торцевими частинами бурильних замків.

3. Проведено аналітичні дослідження впливу техніко-технологічних заходів з підвищення стійкості стінок скерованої свердловини на основі оцінки ефективності їх застосування і впливу на напружено-деформований стан гірсь-

кої породи пристовбурової частини. Встановлено, що критичні напруження, за яких відбувається руйнування гірської породи та розпочинається утворення жолобів на стінках викривленого стовбура свердловини настають, при відповідній тривалості контакту з нею торцевої частини бурильного замка та швидкості руху бурильної колони при виконанні спуско-підіймальних операцій.

4. Розроблено експериментальне устаткування і технологію проведення експериментальних досліджень впливу гірничо-геологічних і техніко-технологічних чинників на стійкість стінок скерованих свердловин в змодельованих термобаричних умовах. Обґрунтовано доцільність і запропоновано технологію використання гідрофобних рідин з вмістом 5÷9 % окисленого бітуму для зміцнення стінок свердловин, складених глинистими гірськими породами, в тому числі і глинистими сланцями з тривалістю перебування її в свердловині впродовж 7÷8 год.

5. Надано подальшого розвитку методам запобігання розвитку процесу жолобоутворення на стінках скерованої свердловини на основі комплексного використання результатів аналітичного моделювання та практичного експерименту шляхом експрес-оцінки стійкості гірських порід пристовбурової зони в умовах її руйнування. Запропоновано технологію встановлення паливно-бітумних ванн для зміцнення стінок скерованих свердловин, схильних до руйнування та жолобоутворення під дією навантажень елементів бурильної колони.

6. На основі отриманих результатів запропоновано і впроваджено у виробництво нові науково-обґрунтовані рішення щодо запобігання руйнуванню стінок скерованих свердловин в ТОВ «Ендейвер», м. Полтава у вигляді «Методики попередження жолобоутворення на стінках скерованої свердловини замками бурильної колони» та в процесі промислового буріння свердловини №28 – Кадобнянська, ТОВ «Карпатська бурова компанія», м. Івано-Франківськ.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. А.с. № 899839 СССР, М. Кл.3 €21В 21/06. Прибор для измерения водоотдачи промывочных жидкостей. В.С. Шмельков, Ю.Н. Луценко, Е.А. Зйсмонт; заявитель и патентообладатель Северо-Кавказский научн.-исслед. институт природных газов, заявка № 2657719/22-03; заявл. 22.08.78; опубл. 28.01.82, Бюл. №3.-3 с.
2. Аветисян Н. Г., Шеметов В. Ю., Смирнова Н. В. Определение необходимой степени минерализации бурового раствора при бурении в неустойчивых породах. *РНТС Бурение*. М.: ВНИИОЭНГ, 1979. вып. 4. С. 6-9.
3. Алимжанов М. Т. О постановке задачи устойчивости стенок глубоких скважин. *Доклады РАН*. 1992 г. № 3. С. 445-449.
4. Алимжанов М. Т., Байзаков М. К., Смагулов Б. А. Устойчивость пород пристволенной зоны в условиях разупрочняющего действия бурового раствора. *Нефтяное хозяйство*. 1997. № 2. С. 14-16.
5. Амбрамсон М. Г., Байдюк Б. В., Зарецкий В. С. и др. Справочник по механическим и абразивным свойствам горных пород нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1984. 207 с.
6. Ангелопуло О. К., Хахаев Б. Н., Сидоров Н. А. Буровые растворы, используемые при разбуривании солевых отложений в глубоких скважинах. М.: ВНИИОЭНГ, 1978. 72 с.
7. Ахмадеев Р. Г. Физико-химическое исследование глин в связи с их устойчивостью при бурении скважин. Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. Москва. 1970.
8. Ахмадеев Р. Г., Данюшевский В. С. Химия промывочных и тампонажных жидкостей. М.: Недра, 1981. 151 с.
9. Байдюк Б. В. Механические свойства горных пород при высоких температурах и давлениях. М.: Недра, 1963.
10. Балюк Б. К. Вибрационная прочность двигателей внутреннего сгорания. К.: Наукова думка, 1983. 104 с.

11. Баранов В. С. Глинистые растворы для бурения скважин в осложнённых условиях. М.: Гостоптехиздат, 1955. 254 с.
12. Баранов В. С. Глинистые растворы для бурения скважин в осложнённых условиях. М.: Гостоптехиздат, 1959. 199 с.
13. Басарыгин Ю. М., Булатов А. И., Проселков Ю. М., Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 2000. 677 с.
14. Белов В. П. Образование каверн при бурении. М.: Недра, 1970. 52 с.
15. Боярко Ю. Л. Анизотропия механических свойств пород как причина искривления. *Нефтяное хозяйство*. 1964. №3. С. 15-18.
16. Васильченко А. А. Буровые растворы. Сорок лет работы лаборатории. *Питання розвитку газової промисловості України*. Харків: УкрНДГаз, 1999. Вип. XXVI (ювілейний – до 40 – річчя УкрНДГазу). С. 154-157.
17. Васильченко А. А. Напряжённое состояние горных пород и устойчивость стенок скважины. *Нефтяная и газовая промышленность*. 1987. №2. С. 25-27.
18. Васильченко А. А. Новая модель осмоса и интенсификация процессов на полупроницаемых мембранах. *Тез. докл. Всес. научн. конф. "Повышение эффективности, совершенствование процессов и аппаратов химических производств"*. Харьков. 1985. Том 4. С. 73.
19. Васильченко А. А. Новая технология вскрытия продуктивных пластов и заканчивания скважин. *Нефтяник*. 1994. №3. С. 41.
20. Васильченко А. А. О роли энтропоосмоса в образовании аномально высоких давлений. *Азерб. нефт. хозяйство*. 1987. №9. С. 16-17.
21. Васильченко А. А. Основные положения теории самопроизвольного движения жидкостей. *Питання розвитку газової промисловості України*. Харків: УкрНДГаз, 1999. Вип. XXVI (ювілейний – до 40 – річчя УкрНДГазу). С. 154-157.
22. Васильченко А. А. Отражение и проявление информационной причинности в физико-химических и геологических процессах. *Тез. Докл. VII*

*Международ. Конгресса по логике, методологии и философии науки*. М.: Наука. 1987. Том 2. С. 193-195.

23. Васильченко А. А. Пути повышения устойчивости стенок скважин. *Газовая промышленность*. 1984. №12. С. 27-28.

24. Васильченко А. А. Физико – химические процессы и самоорганизация вещества и энергии в геологических системах. *Питання розвитку газової промисловості України*. Харків: УкрНДІгаз. 1998 р. Випуск XXVI. С. 23-33.

25. Васильченко А. А. Физико-химические процессы в системе буровой раствор – призабойная зона скважины и способы управления ими. *Газовая промышленность, сер.: Геология, бурение и разработка газовых месторождений*. ВНИИЭгазпром. 1983. №12. С. 10-13.

26. Васильченко А. О. Ентропія, осмос і ентропоосмос або чому руйнуються стінки свердловин. *Нафтова і газова промисловість*. 1995. № 4. С. 26-28.

27. Васильченко А. О. Фізико-хімічна природа нагромадження напружень у гірських породах привибійної зони свердловин. *Тези науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу університету Івано-Франківск: ІФДТУНГ* 1996. С. 7.

28. Васильченко А. О., Локтев С. В., Боровик М. В., Яремійчук Я. С., Филь В. Г., Андрусак А. М. Захист стінок свердловини. Перегляд ролі реагентів. *Нафтова і газова промисловість*. 1998. №3. С. 18-20.

29. Васильченко А. О., Фільов В. М., Филь В. Г., Нагієв А. Г. Досвід буріння надглибокої св. 800 Шебелинська у складних гірнично-геологічних умовах. *Нафтова і газова промисловість*. 1995. №1. С. 26-27.

30. Васильченко С. В., Потапов А. Г., Гноевых А. Н. Современные методы исследования проблемы неустойчивости глинистых пород при строительстве скважин. М.: ИРЦ Газпром, 1998. 84 с.

31. Величко М. Н, Лепленко Ю. Д. Анализ причин образования желобов при бурении скважин. *Нефтяная и газовая промышленность*. 1990. №1. С. 27-28.

32. Гержберг Ю. М. Исследование влияния различных факторов на возникновение прихвата низа бурильной колонны в скважине и мероприятия по предупреждению этого осложнения. *Бурение и нефть*. 2013. №9. С. 22-25.
33. Гончаров А. И., Корнилов М. Ю. Справочник по химии. К.: Высшая школа, 1977. 304 с.
34. Городнов В. Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. 2-е издание, переработанное и дополненное. М.: Недра, 1984. 229 с.
35. Городнов В. Д., Тесленко В. Н., Тимохин И. Н. и др. Исследование глин и новые рецептуры глинистых растворов. М.: Недра, 1985 г.
36. Грей, Дж. Р., Дарли С. Г. Состав и свойства буровых агентов (промысловых жидкостей): пер. с англ. М.: Недра, 1985 г.
37. Григоренко А. Г. Статистические методы при разведке недр. К.: Техніка, 1974. 208 с.
38. Губанов В. Н., Лопатин Д. В., Сычев В. С., Толстоухов А. А. Книга инженера по растворам ЗАО «ССК». М.: Гарусс, 2006. 549 с.
39. Деминская Н. Г. Влияние адгезионно-активных добавок на кольматацию трещиноватых пород. *Тез. докл. Всероссийской научной конф. ученых и студентов "Нефтегазовые и химические технологии"*. Самара: СамГТУ. 2001 г. С. 13-14.
40. Деминская Н. Г. Использование ингибирующих буровых растворов для предотвращения обвалов в глинистых отложениях. *Тез. докл. межрегион. молодежной конф. "Севергеоэкотех – 2001"*. Ухта: УГТУ. 2001 г. С. 63-64.
41. Деминская Н. Г. Оптимизация составов буровых растворов для бурения скважин в неустойчивых горных породах на площадях Печоро-Кожвинского мегавала. *Тез. докл. научно-технической конференции преподавателей и сотрудников*. Ухта: УГТУ. 2004 г. С. 145-146.
42. Деминская Н. Г. Разработка технологии сохранения устойчивости литифицированных глин на основе регулируемой кольматации. Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. Ухта. 2008.



43. Деминская Н. Г. Разработка технологических приемов сохранения устойчивости литифицированных глин на основе теории регулируемой кольматации. *Тез. докл. межрегион. молодежной конф. "Севергеоэкотех – 2002"*. Ухта: УГТУ. 2002 г.

44. Деминская Н. Г. Разработка технологических приемов сохранения устойчивости литифицированных глинистых пород. *Тез. докл. межрегион. молодежной конф. "Севергеоэкотех – 2003"*. Ухта: УГТУ. 2003 г.

45. Егорова Е. В., Симонянц С. Л., Будько А. В., Мнацаканов В. А., Усынин А. Ф. Применение ингибирующих химических реагентов для бурения глинистых отложений Астраханского ГКМ. *Вестник ассоциации буровых подрядчиков*. 2009. № 4. с. 45-48.

46. Энергетичні ресурси та потоки: під заг. ред. А.К. Шидловського. К.: Українська енциклопедичні знання, 2003. 472 с.

47. Жигач К. Ф., Яров А. Н., Об оценке набухаемости глин. *Нефть и газ*. 1959. № 10. С. 13-18.

48. Жуковицкий С. Ю. Глинистые растворы в бурении. М.: Госптехиздат, 1955. 170 с.

49. Жуховицкий С. Ю. Промывочные жидкости в бурении. Москва: Недра, 1976. 200 с.

50. Зозуля Г. П. Исследование и разработка технологий предупреждения осложнений при бурении и разобщении пластов на основе обобщения фильтрационных процессов в системе скажина-пласт. Автореф. дисс. докт. тех. наук. Тюмень, 1997 г.

51. Известковый буровой раствор Пат. РФ 1211274 РФ, МПК6 С 09 К 7/02. / П. Г. Кулагин, А. А. Васильченко, Е. В. Саломатина. (Украина). – №356977; Заявлено 26.01.83; Оpubл. 06.08. 1985. Бюл. №24. 4с.

52. Ипполитов В. В., Севодин Н. М., Усынин А. Ф. Обеспечение устойчивости глинистых пород при бурении наклонно направленных скважин на месторождениях северной части Западной Сибири. *Вестник ассоциации буровых подрядчиков*. 2000. № 2. С. 13-18.



53. Ипполитов В. В., Севодин Н. М., Усынин А. Ф., Коновалов Е. А. Повышение устойчивости стенок скважин. *Газовая промышленность*. 1906. С. 48-50.
54. Коржуев А. С., Никишин В. А., Бочко В.А. Упрочнение неустойчивых горных пород при бурении скважин. М.: Недра, 1969. 152 с.
55. Коцкулич Я. С., Кочкодан Я. М. Буріння нафтових і газових свердловин. Коломия: ВІК, 1999. 504 с.
56. Коцкулич Я. С., Оринчак М. І., Оринчак М. М. Бурові промивні рідини. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ Факел, 2008. 500 с.
57. Крижанівський Є. І. Нафтогазова енергетика. *Нафтогазова енергетика*. 2006. №1. С. 5-9.
58. Крысин Н. И. и др. Применение безглинистых полимерсолевых растворов. Пермь, 1982. 64 с.
59. Крысин Н. И., Чернышов С. Е., Турбаков М. С. Основные направления повышения эффективности строительства боковых стволов. *Нефтяное хозяйство*. 2011. №8. С. 98-100.
60. Кудряшев Б. Б., Яковлев А. М. Бурение скважин в осложненных условиях. М.: Недра, 1987. 269 с.
61. Кулагин П. Г., Васильченко А. А. Опыт промышленного применения экологически чистого бурового раствора при бурении на шельфе. *Межд. конф. "Разработка газоконденсатных месторождений"*. Краснодар. 1990. секция 2 "Вскрытие и крепление газоконденсатных скважин". С. 26-27.
62. Кулагин П. Г., Васильченко А. А., Саломатина Е. В. Известковые буровые растворы для укрепления стенок скважины. *Газовая промышленность*. 1985. №2. С. 19.
63. Лагутин А. А., Поверенный С. Ф. Фильтрационные свойства песчаных коллекторов порового типа. *Газовая промышленность*. 2002. № 4. С. 28-30.
64. Лукманов Р. Р., Бабушкин Э. В., Лукманова Р. З., Попов В. Н. Повышение устойчивости глинистых пород при больших зенитных углах. *Стро-*

*ительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.* 2007. № 8. С. 34-37.

65. Махмудов З. Н., Злобина О. Н., Горбунов А. П., Писарев Д. И., Ситников Ю. В. Зависимость износа боковой поверхности бурильных замков от времени механического бурения. *Повышения работоспособности бурильных, обсадных и насосно-компрессорных труб: Сборник научных трудов.* Куйбышев: Гипровостокнефть. 1982. С. 67-70.

66. Мислюк М. А., Рибчич І. Й., Яремійчук Р. С. Буріння свердловин: довідник: у 5 т. К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. Т.1.: Загальні відомості. Бурові установки. Обладнання та інструмент. 367 с.

67. Мислюк М. А., Рибчич І. Й., Яремійчук Р. С. Буріння свердловин: довідник: у 5 т. К. : Інтерпрес ЛТД, 2004. Т. 5.: Ускладнення. Аварії. Екологія. 294 с.

68. Михеев В. Л. Технологические свойства буровых растворов. М.: Недра, 1979. 239 с.

69. Мінералізований буровий розчин: Декл. пат. 29756 А України, МПК6 С 09К 7/02. А. О. Васильченко, М. В. Боровик, Я. С. Яремійчук (Україна). – №97052294; Заявлено 19.05.97; Опубл. 15.11.2000, Бюл. №6-11. 3 с.

70. Новиков В. С. Активность глинистых пород – критерий оценки устойчивости стовбура скважины. *Нефтепромысловая геология и строительство скважин в Прикаспийском регионе.* Тр.: ВолгоградНИПИнефть. 1986. С. 66-72.

71. Новиков В. С. Оценка физико-химического состояния глинистых пород при бурении скважин. *Азерб. нефт. хоз-во.* 1987. Вып. 8. С. 26-31.

72. Новиков В. С., Липкес М. И., Гайнцев А. Ф. Совершенствование ингибированных растворов для бурения в неустойчивых глинистых породах. *Бурение глубоких скважин в Нижнем Поволжье.* Волгоград. 1967. С. 109-123.

73. Новиков В. С., Липкес М. И., Долгих А. Е., Мухин Л. К. К вопросу о механизме взаимодействия глин с гидроксидами кальция и бария. *Нефте-*

*промысловая геология и строительство скважин в Прикаспийском регионе.* Тр.: ВНИИНГП. 1969. Вып. 15. С. 181-189.

74. Новиков В. С., Липкес М. И., Мухин Л. К. Влияние буровых растворов на устойчивость глинистых пород. *Нефтепромысловая геология и строительство скважин в Прикаспийском регионе.* Тр.: ВНИИНГП. 1969. Вып. 15. С. 170-180.

75. Новиков В. С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. М.: Недра, 2000. 270 с.

76. Новиков, В.С. Оценка устойчивости глинистых пород при бурении скважин. *Нефтяное хозяйство.* 1996 г. № 10. С. 18-20.

77. Олександр Зейкан, Василь Гладун, Петро Чепіль, Петро Максимчук. Перспективи нарощування геологорозвідувальних робіт національною акціонерною компанією «Нафтогаз України» до 2015. *Геологія і геохімія горючих копалин.* 2011. №1-2 (154-155). С. 59-61.

78. Оринчак М. І., Оринчак М. М. Гідрофобно-адгезійна ванна. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ.* 2007. № 4 (28). С. 128-131.

79. Оринчак М. І., Оринчак М. М. Гідрофобно-бітумна ванна. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ.* 2008. № 2 (30). С. 67-71.

80. Оринчак М. І., Оринчак М. М. Технологія встановлення силікатно-калієвої ванни. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ.* 2006. № 2 (22). С. 11-14.

81. Оринчак М. І., Різничук А. І., Оринчак М. М., Бейзик О. С. Паливно-бітумна ванна. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.* 2010. №3 (40). С. 90-95.

82. Оринчак М. М., Оринчак М. І. Силікатно-калієва ванна. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.* 2006. № 1. С. 26-28.

83. Осипов П. Ф., Злотников Г. П. Формирование желобов в наклонно направленных скважинах. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.* 2006. №3. С.9-12.

84. Патент України на корисну модель № 06981 МПК E21B 21/06. Пристрій для дослідження фільтрації бурових технологічних рідин через зразки гірських порід [Текст]/ Чудик І. І., Юрич А. Р., Різничук А. І., Пригоровська Т. О., Малишевська О. С., Роп'як Л. Я. – заяв. 21.06.2018; опубл. 25.01.2019, Бюл. №2. 4 с.
85. Патент України на корисну модель № 61098 МПК C09K 8/56. Паливно-бітумна ванна [Текст]/ Оринчак М. І., Малярчук Б. М., Сендега О. О. – заяв. 06.12.10; опубл. 11.07.2011, Бюл. №13. 2 с.
86. Пеньков А. И. Влияние полимеров на ингибирование глин. Нефтяное хозяйство. 1979. № 5. С. 16-18.
87. Пеньков А. И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам. Волгоград: Интернешнл Касп Флюидз, 2000. 139 с.
88. Писаренко Г. С., Яковлев А. П., Матвеев В. В. Справочник по сопротивлению материалов. К.: Наукова думка, 1988. 2-е изд., пер. и доп. 734 с.
89. Победря Б. Е., Георгиевский Д. В. Лекции по теории упругости. М.: Эдиториал УРСС, 1999. 208 с.
90. Пономаренко Ю., Землянський В., Хоперський О. Силикатні бурові розчини нового покоління М-сил. *Бурення і нафта*. 2006. № 3. С. 19-20.
91. Потапов А. Г., Гноевых А. Н. Современные методы исследования проблемы неустойчивости глинистых пород при бурении скважин. *Газовая промышленность*. М. 1998 г. Сер. Бурение газовых и газоконденсатных скважин.
92. Пустовойтенко И. П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. М.: Недра, 1988. 278 с.
93. Разработка и научно-техническое обоснование программы промывки промывочных жидкостей для осложненных условий Южно-Лыжского, Северо-Кожвинского, Кыртаельского и Южно-Кыртаельского месторождений. *Отчет о НИР/ЗАО Байтек-Силур; рук. Уляшева Н.М.* Ухта: УГТУ. 2004 г.
94. Різничук А. І., Чудик І. І., Юрич А. Р. Метод лабораторного дослідження механічних властивостей гірських порід. *Інноваційні технології буріння*

свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців для нафтогазової галузі: праці Міжнар. наук.-техн. конф. (м. Івано-Франківськ, 3 – 6 жовт. 2012). Івано-Франківськ. 2012. С. 16-19.

95. Різничук А. І., Юрич Л. Р. Про причини моделювання пластових умов при дослідженні механічних властивостей гірських порід. *Сучасний соціокультурний простір 2012. праці 9-ї Міжнар. наук.-практ. інтернет-конф. 20-22 вересня 2012*. URL: <http://intkonf.org/category/arhiv/1-suchasniy-sotsiokulturniy-prostir-2012-20-22092012>. (дата звернення: 28.12.2018 р.)

96. Сеид-Рза М. К., Зайналов М. З. О характере взаимодействия колонны труб с глинистой фильтрационной коркой. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*. 1975. № 6. С. 14-21.

97. Сеид-Рза, М. К., Исмайылов Ш. И., Орман Л. М. Устойчивость стенок скважин. М.: Недра, 1981 г.

98. Семенякин В.С., Семеняк М. В., Семенякин П. В. Проблемы бурения скважин при наличии осыпей горных пород и шлама. *Нефтяное хозяйство*. 1996. № 4. С. 40-43.

99. Спивак А. И. Попов А. Н. Механика горных пород. [Учебник для вузов по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин»]. М.: Недра, 1975. 2-е издание, переработанное и дополненное. 200 с.

100. Спивак А. И., Попов А. Н. Разрушение горных пород при бурении скважин. М.: Недра, 1979. 3-е изд., перераб. и доп. 239 с.

101. Спосіб визначення осмотичної активності бурових розчинів: Декл. пат. 29773 А України, МПК6 С 09К 7/00, Е 21В 21/00./ А. О.Васильченко, С.В.Локтев, М.В.Боровик, Я.С.Яремійчук, В.Г.Филь (Україна).- №97062886; Заявлено 18.06.97; Опубл. 15.11.2000, Бюл. №6-11. 4 с.

102. Уляшева Н. М. Разработка полимерных буровых растворов с пониженными диспергирующими свойствами для бурения в глинистых отложениях (на примере Севера Европейской части СССР). Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. Москва: РГГУ им. М.М. Губкина. 1987.

103. Уляшева Н. М., Деминская А. А., Огородник Н. Г. Полимерные буровые растворы для бурения в осложненных условиях. *Материалы международной научно-технической конференции посвященной памяти М.Р. Мавлютова «Повышение качества строительства скважин»*. Уфа. 2005 г. С. 36-41.

104. Уляшева Н. М., Деминская Н. Г. Влияние адгезионно-активных добавок на кольматацию трещиноватых пород. *Специализированный сборник «Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений»*. М: ЗАО Локус станди. 2008. №2. С. 46-49.

105. Уляшева Н. М., Деминская Н. Г. Регулирование адгезионных процессов в литифицированных глинах. *НТЖ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2008 г. №6. С. 25-26.

106. Уляшева Н. М., Деминская Н. Г., Дуркин В. В., Осипов П. Ф., Огородник А. А., Задирей В.Н. Разработка оптимизированного регламента промывки наклонно направленных скважин при бурении на площадях ЗАО «Байтек Силур». *НТЖ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2004 г. №2. С. 12-15.

107. Уляшева Н. М., Деминская Н. Г., Дуркин В. В., Патракова Е. Е. Полимерные растворы для бурения в осложненных условиях и вскрытия продуктивных пластов. *Материалы Всероссийской конференции «Большая нефть: реалии, проблемы, перспективы. Нефть и газ Европейского Северо-Востока»*. Ухта: УГТУ. 2003 г. С. 240-242.

108. Устройство для самопроизвольной очистки воды от растворенных в ней солей: Пат. 2106187 РФ, МПК6 В 01 Д 61/00./ А. А. Васильченко (Украина). - №4812056/25; Заявлено 09.04.90; Опубл.10.03.98, Бюл. №7. 5 с.

109. Чудык И. И., Ризнычук А. И., Юрыч А. Р. Лабораторные исследования механических свойств горных пород в условиях, приближенных к реальным. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2013. № 1. С. 35.41.

110. Чудик І. І., Михайлюк В. В., Різничук А. І., Дейнега Р. О. Напружено-деформований стан гірської породи в умовах формування жолобної вироб-



ки. *Integración de las ciencias fundamentales y aplicadas en el paradigma de la sociedad post-industrial. Міжнародна науково-практична конференція. 24.04.2020.* Барселона. ESP. С. 74 – 78.

111. Чудик І. І., Різничук А. І. Дослідження передумов жолобоутворення на стінках свердловини замками бурильної колони. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.* 2014. № 2 (51). С. 80-87.

112. Чудик І. І., Різничук А. І., Гриджук Я. С., Юрич А. Р. Попередження жолобоутворення при бурінні похило-скерованих свердловин. *Молодий вчений.* 2016. №11 (38). С. 46-49.

113. Чудик І. І., Різничук А. І., Мілостян М. О., Жолоб Н. Р. Експериментальні дослідження енергопередавальних функцій бурильної колони у стовбурі скерованої свердловини. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.* 2012. № 3 (33). С. 73-80.

114. Чудик І. І., Різничук А. І., Мілостян М. О., Жолоб Н. Р. Експериментальні дослідження енергопередавальних функцій бурильної колони у стовбурі скерованої свердловини. *Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців для нафтогазової галузі: праці Міжнар. наук.-техн. конф. (м. Івано-Франківськ, 3 – 6 жовт. 2012).* Івано-Франківськ. 2012. С. 26-29.

115. Чудик І. І., Різничук А. І., Мілостян М.О., Шутка П. М. Експериментальні дослідження на моделях компоновок низу бурильної колони. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.* 2012. № 4( 45). С. 80 – 86.

116. Чудик І. І., Різничук А. І., Мілостян М.О., Шутка П. М. Експериментальні дослідження на моделях компоновок низу бурильної колони. *Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії – 2012: праці Міжнар. наук.-практ. конф. (м. Івано-Франківськ, 5 – 7 лист. 2012).* Івано-Франківськ. 2012. С. 183-185.

117. Чудик І. І., Різничук А. І., Юрич А. Р. Нові можливості підвищення механічних властивостей гірських порід. *Інновації і трансфер технологій: від*

*ідеї до прибутку: праці IV Міжнар. наук.-практ. конф. (м. Дніпропетровськ, 24 – 26 квіт. 2013).* Дніпропетровськ. 2013. С. 104-106.

118. Чудик І. І., Різничук А. І., Юрич А. Р. Один із методів вирішення проблеми стійкості стовбура свердловини при бурінні в сланцевих відкладах. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.* 2012. № 3(44). С. 55-62.

119. Чудик І. І., Фем'як Я. М., Різничук А. І., Васько І. С., Юрич Л. Р. Експериментальні дослідження механічних властивостей гірських порід в термобаричних умовах. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ.* 2019. №3(72). С. 32-41.

120. Чудик І. І., Фем'як Я. М., Різничук А. І., Васько І. С., Юрич Л. Р. Експериментальні дослідження механічних властивостей гірських порід в термобаричних умовах. *Нафтогазова енергетика – 2019: праці Міжнар. наук.-техн. конф. (м. Івано-Франківськ, 27 – 31 трав. 2019).* Івано-Франківськ. 2019.

121. Чудик І. І., Юрич А. Р., Процюк В. Р., Різничук А. І. Аналітичний метод дослідження процесу жолобоутворення при бурінні похило-скерованих свердловин. *Нафтогазова енергетика 2013: праці Міжнар. наук.-техн. конф. та виставки. (м. Івано-Франківськ, 7 – 11 жовт. 2013).* Івано-Франківськ, 2013. С. 113-116.

122. Чудик І. І., Юрич А. Р., Різничук А. І., Яценко Т. В. Застосування пакету *solidworks* для прогнозування жолобоутворення при бурінні похило-скерованих і горизонтальних свердловин. *Графічна освіта у ВНЗ: стан та перспективи: праці Всеукраїнського наук.-практ. Семінару. (м. Івано-Франківськ, 19 – 20 вересня 2013).* Івано-Франківськ, 2013. С. 80-83.

123. Шарафутдинова Р. З., Шарафутдинов З. З. Бурение в глинах и гидратная стабилизация ее состояния при строительстве скважин. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.* 2007. № 2. С. 26-31.

124. Юрич А. Р., Різничук А. І., Буй В. В., Дрогомирецький А. Б. Передумови жолобоутворення на стінках свердловини. *Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи: праці Міжнар. наук.-техн. конф. та виставки. (м. Івано-Франківськ, 10 – 12 жовт. 2014).* Івано-Франківськ, 2014. С. 183-186.



125. Яремийчук Р. С., Семак Г. Г. Обеспечение надежности и качества стволов глубоких скважин. М.: Недра, 1982. 264 с.

126. Ясов В. Г. Образование желобов в скважине и определение силы прихвата инструмента в них. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2003. №8. С.17-19.

РІЗНИЧУК АНДРІЙ

ДОДАТКИ

РІЗНИЧУК АНДРІЙ

## Додаток А

## СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

## Статті, в яких опубліковані основні результати дисертації

1. Чудык И. И., Ризнычук А. И., Юрыч А. Р. Лабораторные исследования механических свойств горных пород в условиях, приближенных к реальным. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2013. № 1. С. 35-41.
2. Чудик І. І., Різничук А. І., Гриджук Я. С., Юрич А. Р. Попередження жолобоутворення при бурінні похило-скерованих свердловин. *Молодий вчений*. 2016. №11(38). С. 46-49.
3. Оринчак М. І., Різничук А. І., Оринчак М. М., Бейзик О. С. Паливно-бітумна ванна. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2010. №3(40). С. 90-95.
4. Чудик І. І., Різничук А. І., Мілостян М. О., Жолоб Н. Р. Експериментальні дослідження енергопередавальних функцій бурильної колони у стовбурі скерованої свердловини. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2012. № 3(33). С. 73-80.
5. Чудик І. І., Різничук А. І., Мілостян М.О., Шутка П. М. Експериментальні дослідження на моделях компоновок низу бурильної колони. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2012. № 4(45). С. 80-86.
6. Чудик І. І., Різничук А. І., Юрич А. Р. Один із методів вирішення проблеми стійкості стовбура свердловини при бурінні в сланцевих відкладах. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2012. № 3(44). С. 55-62.
7. Чудик І. І., Різничук А. І. Дослідження передумов жолобоутворення на стінках свердловини замками бурильної колони. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2014. № 2(51). С. 80-87.
8. Чудик І. І., Фем'як Я. М., Різничук А. І., Васько І. С., Юрич Л. Р. Експериментальні дослідження механічних властивостей гірських порід в тер-

мобаричних умовах. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2019. №3(72). С. 32- 41.

### Тези наукових конференцій

9. Різничук А. І., Чудик І. І., Юрич А. Р. Метод лабораторного дослідження механічних властивостей гірських порід. *Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців для нафтогазової галузі: праці Міжнар. наук.-техн. конф. (м. Івано-Франківськ, 3 – 6 жовт. 2012)*. Івано-Франківськ. 2012. С. 16-19.

10. Чудик І. І., Різничук А. І., Мілостян М. О., Жолоб Н. Р. Експериментальні дослідження енергопередавальних функцій бурильної колони у стовбурі скерованої свердловини. *Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців для нафтогазової галузі: праці Міжнар. наук.-техн. конф. (м. Івано-Франківськ, 3 – 6 жовт. 2012)*. Івано-Франківськ. 2012. С. 26-29.

11. Чудик І. І., Різничук А. І., Мілостян М.О., Шутка П. М. Експериментальні дослідження на моделях компоновок низу бурильної колони. *Техніка і прогресивні технології у нафтогазовій інженерії – 2012: праці Міжнар. наук.-практ. конф. (м. Івано-Франківськ, 5 – 7 лист. 2012)*. Івано-Франківськ. 2012. С. 183-185.

12. Різничук А. І., Юрич Л. Р. Про причини моделювання пластових умов при дослідженні механічних властивостей гірських порід. *Сучасний соціокультурний простір 2012. праці 9-ї Міжнар. наук.-практ. інтернет-конф. 20-22 вересня 2012*. URL: <http://intkonf.org/category/arhiv/1-suchasniy-sotsiokulturniy-prostir-2012-20-22092012>. (дата звернення: 28.12.2018 р.)

13. Чудик І. І., Різничук А. І., Юрич А. Р. Нові можливості підвищення механічних властивостей гірських порід. *Інновації і трансфер технологій: від ідеї до прибутку: праці IV Міжнар. наук.-практ. конф. (м. Дніпропетровськ, 24 – 26 квіт. 2013)*. Дніпропетровськ. 2013. С. 104-106.

14. Чудик І. І., Юрич А. Р., Різничук А. І., Яценко Т. В. Застосування пакету *solidworks* для прогнозування жолобоутворення при бурінні похило-

скерованих і горизонтальних свердловин. *Графічна освіта у ВНЗ: стан та перспективи: праці Всеукраїнського наук.-практ. семінару. (м. Івано-Франківськ, 19 – 20 вересня 2013)*. Івано-Франківськ. 2013. С. 80-83.

15. Чудик І. І., Юрич А. Р., Процюк В. Р., Різничук А. І. Аналітичний метод дослідження процесу жолобоутворення при бурінні похило-скерованих свердловин. *Нафтогазова енергетика 2013: праці Міжнар. наук.-техн. конф. та виставки. (м. Івано-Франківськ, 7 – 11 жовт. 2013)*. Івано-Франківськ. 2013. С. 113-116.

16. Юрич А. Р., Різничук А. І., Буй В. В., Дрогомирецький А. Б. Передумови жолобоутворення на стінках свердловини. *Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи: праці Міжнар. наук.-техн. конф. та виставки. (м. Івано-Франківськ, 10 – 12 жовт. 2014)*. Івано-Франківськ. 2014. С. 183-186.

17. Чудик І. І., Фем'як Я. М., Різничук А. І., Васько І. С., Юрич Л. Р. Експериментальні дослідження механічних властивостей гірських порід в термобаричних умовах. *Нафтогазова енергетика – 2019: праці Міжнар. наук.-техн. конф. (м. Івано-Франківськ, 27 – 31 трав. 2019)*. Івано-Франківськ. 2019.

18. Чудик І. І., Михайлюк В. В., Різничук А. І., Дейнега Р. О. Напружено-деформований стан гірської породи в умовах формування жолобної виробки. *Integración de las ciencias fundamentales y aplicadas en el paradigma de la sociedad post-industrial. Міжнародна науково-практична конференція. 24.04.2020. Барселона. ESP. С. 74 – 78.*

#### Патенти

19. Патент України на корисну модель № 06981 МПК E21B 21/06. Пристрій для дослідження фільтрації бурових технологічних рідин через зразки гірських порід [Текст]/ Чудик І. І., Юрич А. Р., Різничук А. І., Пригоровська Т. О., Малишевська О. С., Роп'як Л. Я. – заяв. 21.06.2018; опубл. 25.01.2019, Бюл. №2. – 4 с.

**Додаток Б**

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

**«ЗАТВЕРДЖЕНО»**

**Директор ТОВ «Ендейвер»**

  
**Д. І. Піддубний**



**МЕТОДИКА ПОПЕРЕДЖЕННЯ ЖОЛОБОУТВОРЕННЯ НА**  
**СТІНКАХ СКЕРОВАНОЇ СВЕРДЛОВИНИ ЗАМКАМИ**  
**БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ**

**«ПОГОДЖЕНО»**

**Директор НДНГіЕ ІФНТУНГ**

  
**Б. А. Тершак**

**«03» вересня 2019 р.**

м. Івано-Франківськ, 2019

## Додаток В

**«ЗАТВЕРДЖУЮ»**

директор ТОВ «КАРПАТСЬКА БУРОВА  
КОМПАНІЯ»

Красівський Т. М.  
«30» \_\_\_\_\_ 2020 р.



### АКТ

про передачу рекомендацій щодо застосування паливно – бітумної ванни для підвищення міцності глинистих гірських порід при бурінні свердловин

З метою збереження цілісності стінок свердловини і як наслідок зменшення витрат на аварійні роботи пов'язані з прихопленням бурильної колони Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу пропонує, а ТОВ «КАРПАТСЬКА БУРОВА КОМПАНІЯ» приймає до впровадження рекомендації щодо застосування паливно – бітумної ванни для підвищення міцності глинистих гірських порід, розроблені кафедрою буріння свердловин Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (автор асист. Різничук А. І.).

**Від ТОВ «КАРПАТСЬКА БУРОВА  
КОМПАНІЯ»:**

директор ТОВ «КАРПАТСЬКА  
БУРОВА КОМПАНІЯ»

Красівський Т. М.



**Від ІФНТУНГ:**

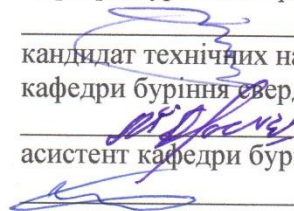
доктор технічних наук, професор  
кафедри буріння свердловин

Чудик І. І.

кандидат технічних наук, доцент  
кафедри буріння свердловин

Оринчак М. І.  
асистент кафедри буріння свердловин

Різничук А. І.





## Додаток Г

**«ЗАТВЕРДЖУЮ»**

директор ТОВ «КАРПАТСЬКА БУРОВА  
КОМПАНІЯ»

Красівський Т. М.

« 23 / 09 »

січня

2020 р.

### АКТ

про передачу рекомендацій щодо застосування компоновки низу бурильної колони для ліквідації жолоба в свердловині

З метою пророблення жолобної виробки на стінці свердловини і як наслідок зменшення витрат на аварійні роботи пов'язані з прихопленням бурильної колони Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу пропонує, а ТОВ «КАРПАТСЬКА БУРОВА КОМПАНІЯ» приймає до впровадження рекомендації щодо застосування компоновки низу бурильної колони для ліквідації жолоба в свердловині, розроблені кафедрою буріння свердловин Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (автор асист. Різничук А. І.).

**Від ТОВ «КАРПАТСЬКА БУРОВА  
КОМПАНІЯ»:**

директор ТОВ «КАРПАТСЬКА  
БУРОВА КОМПАНІЯ»

Красівський Т. М.

**Від ІФНТУНГ:**

доктор технічних наук, професор  
кафедри буріння свердловин

Чудик І. І.

кандидат технічних наук, доцент  
кафедри буріння свердловин

Оринчак М. І.

асистент кафедри буріння свердловин

Різничук А. І.



## Додаток Д

