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

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

**Дудич Іван Федорович**

УДК 622.244

# ДИСЕРТАЦІЯ
# УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ПРОМИВАННЯ СКЕРОВАНИХ СВЕРДЛОВИН

185 – Нафтогазова інженерія та технології
18 – Виробництво та технології

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

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

Науковий керівник **Чудик Ігор Іванович**
доктор технічних наук, професор

Івано-Франківськ – 2023

# АНОТАЦІЯ

*Дудич І. Ф.* Удосконалення технології промивання скерованих свердловин. – На правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 185 – Нафтогазова інженерія та технології (18 – Виробництво та технології). – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2023.

Вітчизняна нафтогазова галузь сьогодні активно працює над збільшенням обсягів видобування власних вуглеводнів, що матиме надважливе значення для ефективної відбудови нашої країни у післявоєнний період. Зокрема цього можна досягнути завдяки нарощуванню буріння скерованих свердловин, що сприяє підвищенню ефективності розробки нафтогазових родовищ та збільшенню коефіцієнта флюїдовилучення. Однак практика спорудження таких свердловин поставила перед фахівцями цілу низку проблем, серед яких важливим є забезпечення ефективного процесу їх промивання, рівень якого залежить від багатьох чинників, серед яких варто виокремити якість очищення стовбура свердловини від шламу, на ефективність якого впливають різні фактори. Аналіз промислових даних підтверджує, що очищенню стовбура скерованих свердловин слід приділяти значно більше уваги порівняно з вертикальними свердловинами, оскільки процес їх промивання суттєво відрізняється і є значно складнішим. Унаслідок неякісного очищення свердловин від вибуреної породи швидше зношується породоруйнівний інструмент, зменшується швидкість буріння, шлам піддається повторному руйнуванню, що призводить до додаткових витрат потужності та коштів.

Ефективність очищення вибою свердловин і транспортування частинок гірської породи головно залежить від: кута нахилу осі свердловини; співвідношення діаметрів стовбура свердловини та бурильної колони; типу

та параметрів промивальної рідини; ексцентричності кільцевого простору; розмірів і форми частинок шламу; швидкості проходки; витрати промивальної рідни; частоти обертання бурильної колони; характеру руху течії в кільцевому просторі та ін.

Оскільки промивання скерованих свердловин – це складний техніко-технологічний процес, тому для підвищення його ефективності доводиться вирішувати різнопланові та багатофакторні задачі.

Незважаючи на широкий спектр інженерних рішень, спрямованих на підвищення ефективності промивання свердловин, розв'язок задачі ефективного очищення стовбура свердловини від вибуреної породи на сьогодні залишається актуальним для нафтогазової галузі і потребує подальшого розвитку, зокрема із застосуванням нових і сучасних технологічних підходів.

Дисертацію присвячено удосконаленню технології очищення свердловин від шламу з метою підвищення ефективності промивання свердловин.

Для реалізації поставлених завдань проаналізовано особливості промивання скерованих свердловин і виділено основні відмінності порівняно із промиванням вертикальних свердловин. Розглянуто причини неефективного очищення стовбура свердловини і чинники, що можуть впливати на це.

Проаналізовано можливість застосування імпульсних технологій в процесі буріння. Встановлено, що застосування імпульсної течії промивальної рідини позитивно впливає на процес руйнування гірської породи і ефективне її транспортування на денну поверхню.

З'ясовано, що найбільш поширеними ускладненнями процесу промивання є обвалювання та осипання стінок свердловини, що призводить до утворення додаткових частинок гірської породи та їх потрапляння у промивальну рідину, ускладнюючи процес очищення свердловин від шламу.

Проаналізовано застосування різних типів промивальних рідин для підвищення стійкості стінок свердловини серед яких найперспективнішими вважаються силікатні інгібовані бурові розчини.

Розглянуто математичну модель процесу виносу шламу зі свердловини на основі класичних результатів течії Пуазейля, а також модель, що описує збурення зони у кільцевому просторі свердловини внаслідок дії резонансних та передрезонансних ефектів.

На основі принципу незалежності рухів розроблено математичну модель коливальних вібрацій у двофазному середовищі течії промивальної рідини із вибуреною породою вздовж осі стовбура свердловини. Для виконання розрахунків згідно з проведеними аналітичними дослідженнями складено програму у середовищі **JavaScript**, яка дає змогу дослідити зміни власного віброзміщення двофазного середовища від часу. З використанням програми досліджено вплив концентрації шламу та віддалі від джерела імпульсів на частоту та амплітуду пульсацій у результаті чого встановлено, що зі збільшенням віддалі частота пульсацій зменшується в гіперболічній залежності внаслідок їх затухання. Збільшення концентрації шламу в промивальній рідині зменшує амплітуду пульсацій.

На основі положень теорії подібності і розмірностей для моделювання процесу промивання свердловин в лабораторних умовах сконструйовано експериментальну установку. Побудовано плани експериментів для багатофакторної оцінки впливу перелічених вище чинників на транспортування шламу в кільцевому просторі на основі методів Тагучі та латинських квадратів. З використанням лабораторної установки проведено дослідження для визначення значущості впливу параметрів і їх діапазону зміни на об’єм шламу, що осів на нижній стінці стовбура свердловини: витрати промивальної рідини; ексцентриситету бурильної колони у свердловині; пластичної в’язкості; діаметра частинок гірської породи;

частоти пульсацій; обертання бурильної колони; повздовжнього руху бурильної колони.

За результатами експериментальних досліджень виділено фактори із найбільшою взаємозалежністю між собою, а саме: частота пульсацій, витрата промивальної рідини і пластична в'язкість.

Досліджено ефективність застосування пульсуючої течії на виносну здатність промивальної рідини по горизонтальній ділянці стовбура свердловини. Встановлено, що застосування пульсацій ефективно зменшує об'єм осідання гірської породи в кільцевому перерізі при невеликих значеннях величини витрати рідини. Створення пульсацій частотою 10-20 Гц зменшує об'єм шламу в кільцевому просторі, що осів удвічі за мінімальних значень витрати рідини.

Розроблено конструкцію вибійного пульсатора тиску для створення пульсуючої течії промивальної рідини. Пристрій встановлюється у компоновку низу бурильної колони, створюючи таким чином пульсації тиску рідини на вибої свердловини із можливістю поширення по кільцевому простору. Конструкція пристрою дає змогу регулювати швидкість обертання ротора силового блоку у технологічно обґрунтованих межах для забезпечення частотних параметрів імпульсів тиску в межах (11÷15) Гц.

Для підвищення стійкості стінок свердловини та запобігання утворенню додаткових частинок гірської породи і їх потраплянню в промивальну рідину розроблено безглинистий біополімер-силікатний буровий розчин, базова рецептура якого захищена патентом України.

На основі базової рецептури і аналізу геолого-технічних умов буріння проведено підбір рецептури біополімер-силікатного бурового розчину для буріння інтервалу 410-1550 м свердловини Грабинська 9.

**Ключові слова**: буріння; свердловина; гірська порода; промивальна рідина; буровий розчин; бурильний інструмент; математичне моделювання; періодичне промивання свердловин; осипання та обвалювання; стійкість

стінок свердловини; факторний план експерименту; метод планування експерименту; явище кавітації; витрата промивальної рідини; ньютонівська та неньютонівська рідини.

## ABSTRACT

*Dudych I. F.* Improvement of directional well flushing technology. – Manuscript.

Thesis for the degree of Doctor of Philosophy in the specialty 185 – Oil and Gas Engineering and Technology (18 – Production and Technology) – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, 2023.

Today, the domestic oil and gas industry is actively working to increase the production of its own hydrocarbons, which will be crucial for the effective reconstruction of our country in the post-war period. In particular, this can be achieved by increasing the drilling of directional wells, which contributes to the efficiency of oil and gas field development and increases the fluid recovery factor. However, the practice of constructing such wells has posed a number of challenges for specialists, among which it is important to ensure an effective flushing process, the level of which depends on many factors, including the quality of wellbore cleaning from cuttings, the effectiveness of which is influenced by various factors. The analysis of industrial data confirms that much more attention should be paid to the wellbore cleaning of directional wells compared to vertical wells, as the process of their flushing is significantly different and much more complicated. As a result of poor quality cleaning of wells from drilled rock, rock-destroying tools wear out faster, drilling speed decreases, and cuttings are subject to repeated destruction, which leads to additional power and cost expenditures.

The efficiency of bottomhole cleaning and rock particle removal mainly depends on: the angle of inclination of the well axis; the ratio of the diameters of the wellbore and drill string; the type and parameters of the drilling fluid; the eccentricity of the annulus; the size and shape of the cuttings particles; the rate of

penetration; the flow rate of the drilling fluid; the rotation frequency of the drill string; the nature of the flow in the annulus, etc.

Since directional well flushing is a complex technical and technological process, it is necessary to solve diverse and multifactorial tasks to increase its efficiency.

Despite the wide range of engineering solutions aimed at improving the efficiency of well flushing, the solution to the problem of effective cleaning of the wellbore from drilled rock remains relevant for the oil and gas industry today and requires further development, in particular with the use of new and modern technological approaches.

The thesis is devoted to the improvement of the technology for cleaning wells from cuttings in order to increase the efficiency of well flushing.

To accomplish these tasks, the peculiarities of directional well flushing are analyzed and the main differences compared to vertical well flushing are highlighted. The reasons for ineffective wellbore cleaning and factors that may affect it are considered.

The possibility of using pulse technologies in the drilling process is analyzed. It is established that the use of pulsed flow of drilling fluid has a positive effect on the process of rock destruction and its efficient transportation to the bottom surface.

It has been found that the most common complications of the flushing process are the collapse and caving of well walls, which leads to the formation of additional rock particles and their ingress into the drilling fluid, complicating the process of cleaning wells from cuttings. The thesis analyzes the use of different types of drilling fluids to increase the stability of well walls, among which silicate inhibited drilling fluids are considered the most promising.

A mathematical model of the process of cuttings removal from a well based on the classical results of Poiseuille flow is considered, as well as a model

describing the perturbation of the zone in the annular space of the well due to the action of resonant and pre-resonant effects.

Based on the principle of independence of motions, a mathematical model of oscillatory vibrations in the two-phase medium of the flow of drilling fluid with drilled rock along the axis of the wellbore was developed. To perform calculations in accordance with the analytical studies, a JavaScript program was developed to study changes in the natural vibration displacement of the two-phase medium over time. The program was used to study the effect of cuttings concentration and distance from the pulse source on the frequency and amplitude of pulsations. As a result it was found that with increasing distance, the pulse frequency decreases in a hyperbolic dependence due to their attenuation. Increasing the concentration of cuttingss in the drilling liquid reduces the amplitude of pulsations.

Based on the provisions of the theory of similarity and dimensions, an experimental setup was designed to model the process of well flushing in laboratory conditions. Experimental plans for multifactorial assessment of the influence of the above factors on the transportation of cuttigs in the annular space based on the Taguchi and Latin squares methods were developed. Using a laboratory setup, a study was conducted to determine the significance of the influence of parameters and their range of change on the volume of cuttings deposited on the bottom wall of the wellbore: flow rate of driling fluid; eccentricity of the drill string in the well; plastic viscosity; rock particle diameter; pulsation frequency; drill string rotation; longitudinal movement of the drill string.

Based on the results of experimental studies, the factors with the highest interdependence were identified, namely: pulsation frequency, drilling fluid flow rate, and plastic viscosity.

The effectiveness of the use of pulsating flow on the carrying capacity of the drilling fluid along the horizontal section of the wellbore is investigated. It is established that the use of pulsations effectively reduces the volume of rock sedimentation in the annular section at small values of the fluid flow rate. The

creation of pulsations with a frequency of 10-20 Hz reduces the volume of settled cuttings in the annular space by half at minimum fluid flow rates.

The design of a downhole pressure pulsator was developed to create a pulsating flow of drilling fluid. The device is installed in the bottom of the drill string, thus creating fluid pressure pulsations at the bottom of the well with the possibility of propagation through the annular space. The design of the device allows to adjust the rotor speed of the power unit within technologically reasonable limits to ensure the frequency parameters of pressure pulses within (11÷15) Hz.

To increase the stability of the well walls and prevent the formation of additional rock particles and their ingress into the drilling fluid, a clay-free biopolymer-silicate drilling fluid was developed, the basic recipe of which is protected by a Ukrainian patent.

Based on the basic formulation and analysis of geological and technical conditions of drilling, the selection of the biopolymer-silicate drilling fluid formulation for drilling the interval 410-1550 m of the Hrabynska 9 well was carried out.

**Key words:** drilling; well; rock; washing liquid; drilling mud; drilling tool; mathematical modeling; intermittent flushing of wells; crumbling and collapse; the stability of the borehole walls; factorial experimental design; experimental planning method; the phenomenon of cavitation; flow rate of the drilling fluid; Newtonian and non-Newtonian liquid.

## СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

**Наукові праці, в яких опубліковано основні результати дисертації**

1. Chudyk I. I., **Dudych I. F.**, Seniushkovych M. V., Vytvytskyi I. I., Vytiaz A. O. Experimental studies of the carrying capacity of the drilling fluid. *Nafta-Gaz*. 2023. No. 9. P. 584-591. (**індексується в Scopus**). (Особистий внесок – проаналізував основні чинники, що впливають на ефективність виносної здатності промивальної рідини. Експериментально дослідив вплив пульсуючої течій промивальної рідини і техніко-технологічних параметрів процесу промивання свердловин на виносну здатність промивальної рідини. Підготував статтю до опублікування).

2. Чудик І. І., Богославець В. В., **Дудич І. Ф**. Біополімер-силікатний буровий розчин для буріння горизонтальних свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2016. № 4(61). С. 34–42. **(наукове фахове видання України)**. (Особистий внесок – проаналізував бурові розчини, що застосовують під час промивання горизонтальних свердловин. Здійснив вибір рецептури біополімер-силікатного бурового розчину. Згідно з проведеними експериментальними дослідженнями встановив поліноміальні залежності впливу концентрацій деяких хімічних реагентів на реологічні властивості біополімер-силікатного бурового розчину. Підготував статтю до опублікування).

3. Чудик І. І., **Дудич І. Ф.**, Токарук В. В. Моделювання процесу промивання свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. № 2(75). С. 62–68. **(наукове фахове видання України)**. (Особистий внесок – проаналізував особливості процесу промивання скерованих свердловин. Спроектував експериментальну установку для моделювання процесу промивання свердловин. Експериментально дослідив вплив техніко-технологічних параметрів процесу промивання свердловин на якість винесення гірської породи із кільцевого простору свердловин. Підготував статтю до опублікування).

4. Чудик І. І., **Дудич І. Ф**. Експериментальні дослідження процесу промивання свердловин в режимі пульсації. *Збірник наукових праць національного гірничого університету*. 2021. № 66. С. 220–232. **(наукове фахове видання України)**. (Особистий внесок – проаналізував особливості процесу промивання свердловин. Експериментально дослідив вплив пульсуючої течій промивальної рідини і техніко-технологічних параметрів процесу промивання свердловин на якість винесення гірської породи із кільцевого простору свердловин. Підготував статтю до опублікування).

5. Грудз В. Я., **Дудич І. Ф.** Математичне моделювання пульсацій у промивальній рідині. *Збірник наукових праць національного гірничого університету*. 2023. № 73. С. 197–207. **(наукове фахове видання України)**. (Особистий внесок – проаналізував особливості процесу промивання свердловин пульсуючим потоком. Створив математичну модель процесу виносу шламу пульсуючою течією промивальної рідини. Розробив програмне забезпечення для оцінки впливу концентрації шламу та віддалі від джерела імпульсів на параметри коливання двофазного середовища течії промивальної рідини з вибуреною породою. Підготував статтю до опублікування).

6. Чудик І. І., Пастух А. М., **Дудич І. Ф.** Досліження впливу техніко-технологічних параметрів на процес промивання свердловини при вирізанні вікна в обсадній колоні. *Молодий вчений*. 2016. № 2. С. 130–134. (Особистий внесок – дослідив вплив техніко-технологічних параметрів процесу промивання свердловини при вирізанні вікна в обсадній колоні. Запропонував аналітичний підхід для визначення продуктивності бурового насоса, яка дозволить виносити із свердловини металевий шлам. Підготував статтю до опублікування).

7. Олійник А. П., **Дудич І. Ф.**, Фешанич Л. І. Математичне моделювання процесу виносу осадової субстанції імпульсним та передрезонансним методами. *Вісник НТУ "ХПІ". Серія: Інформатика та*

*моделювання*. 2020. № 2(4). С. 5–14. (Особистий внесок – запропонував математичну модель процесу виносу шламу із кільцевого простору свердловини із застосуванням моделі на основі класичних результатів течії Пуазейля по допоміжній трубі, а також моделі, що описує збурення зони при колоні внаслідок дії резонансних та передрезонансних ефектів. Підготував статтю до опублікування).

**Тези наукових конференцій**

8. Chudyk I. I., **Dudych I. F.** Analysis of the using of pulsating flushing during drilling wells. *Proceedings of XXXI International scientific conference. Science of the future*, New-York, 25 October 2018. P. 10–13.

9. **Дудич І. Ф.** Покращення ефективності промивання свердловин за рахунок дії бурильної колони. *Міжнародна конференція «Нафтогазова енергетика 2021»*, м. Івано-Франківськ, 24 верес. 2021 р. С. 82–83.

**Патенти**

10. Біополімер-силікатний буровий розчин: пат. 126994 Україна. № u201801745 / І. І. Чудик, В. В. Богославець, **І. Ф. Дудич**; заявл. 21.02.2018 ; опубл. 10.07.2018, Бюл. № 13. (**патент на корисну модель**). (Проаналізував рецептури бурових розчинів, що застосовують під час промивання свердловин. Провів експериментальні дослдіження щодо вибору оптимальної рецептури біополімер-силікатного бурового розчину. Брав участь у патентному пошуку, оформленні патенту).

# ЗМІСТ

ВСТУП ..... 4
РОЗДІЛ 1 ..... 8
СУЧАСНИЙ СТАН ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПРОМИВАННЯ СКЕРОВАНИХ СВЕРДЛОВИН ..... 8
1.1 Особливості промивання скерованих свердловин і шляхи його покращення ..... 8
1.2 Аналіз застосування імпульсної течії рідини під час промивання свердловин ..... 16
1.3 Пристрої для створення пульсуючої течії промивальної рідини ..... 23
1.4 Бурові розчини для покращення ефективності промивання скерованих свердловин ..... 26
1.5 Постановка завдань дослідження та вибір методів їх вирішення ..... 36
РОЗДІЛ 2 ..... 39
МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ НЕРІВНОМІРНОЇ ТЕЧІЇ РІДИНИ ПІД ЧАС ПРОМИВАННЯ СВЕРДЛОВИН ..... 39
2.1 Математичне моделювання процесу виносу гірської породи імпульсним методом ..... 40
2.2 Математичне моделювання процесу виносу гірської породи передрезонансним методом ..... 43
2.3 Математична модель коливальних вібрацій в двофазному середовищі 45
2.4 Визначення критеріїв подібності для моделювання процесу промивання свердловини ..... 58
Висновки до розділу 2 ..... 63
РОЗДІЛ 3 ..... 64
ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ПРОМИВАННЯ СВЕРДЛОВИНИ ..... 64
3.1 Проектування експериментальної установки для моделювання процесу промивання свердловин ..... 64

3.2 Лабораторні експериментальні дослідження процесу промивання свердловини ..... 70
3.2.1 Планування експериментів на основі методів Тагучі ..... 72
3.2.2 Планування експериментів на основі латинських квадратів ..... 79
3.3 Результати експериментальних досліджень ..... 83
Висновки до розділу 3 ..... 105
РОЗДІЛ 4 ..... 106
ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ПРОМИВАННЯ СВЕРДЛОВИН ..... 106
4.1 Розроблення пульсуючого пристрою для промивання свердловин ..... 106
4.2 Розроблення базової рецептури біополімер-силікатного бурового розчину ..... 116
4.3 Аналіз даних буріння свердловини 9 на Грабинській площі ..... 126
4.4 Апробація рекомендованої рецептури біополімер-силікатного бурового розчину на Грабинській площі ..... 132
Висновки до розділу 4 ..... 141
ВИСНОВКИ ..... 143
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ ..... 145
ДОДАТКИ ..... 167

# ВСТУП

**Обґрунтування вибору теми дослідження.** На сьогоднішній день нарощування ресурсного потенціалу вуглеводнів і видобутку нафти і газу є критично необхідним для енергетичної незалежності України. Вирішення цієї проблеми вимагає підвищення техніко-економічних показників буріння свердловин та зменшення затрат на розробку родовищ. Для цього у світовій практиці збільшують обсяг спорудження скерованих свердловин. В Україні буріння таких свердловин проводять у недостатній кількості. Практика спорудження скерованих свердловин поставила перед фахівцями низку невирішених проблем, однією з яких є забезпечення ефективного процесу промивання. Цей процес може супроводжуватися різними ускладненнями й аваріями.

Необхідною умовою забезпечення ефективного процесу промивання свердловин є якісне очищення їх від шламу. На його якість впливає цілий ряд факторів, тому для цього доводиться вирішувати різнопланові та багатофакторні завдання.

Одним зі способів покращення ефективності очищення свердловин від шламу є застосування пульсуючої течії промивальної рідини. У світовій практиці буріння цей спосіб широкого розповсюдження ще не набув, однак добре себе зарекомендував і потребує практичних і науково-дослідних досліджень та обґрунтувань.

Під час буріння скерованих свердловин особливу увагу потрібно приділяти вибору типу та властивостей промивальної рідини. Однак, жоден тип бурового розчину не є ідеальним. Для конкретних геолого-технічних умов потрібно робити підбір розчину індивідуально із урахуванням досвіду буріння сусідніх, уже пробурених свердловин.

Отже, існує необхідність розробити науково-обґрунтоване техніко-технологічне забезпечення з метою покращення ефективності очищення скерованих свердловин від шламу.

**Мета і завдання дослідження.** Мета дисертаційної роботи полягає в забезпеченні якісного промивання скерованих свердловин шляхом підвищенні ефективності їх очищення від шламу.

Досягнення поставленої мети вимагає вирішення таких завдань:

1. Виконати аналіз досліджень особливостей процесу очищення скерованих свердловин, способів та методів покращення його ефективності.
2. Дослідити вплив концентрації шламу в промивальній рідині на параметри пульсацій в кільцевому просторі свердловин.
3. Експериментально дослідити вплив основних факторів процесу промивання на ефективність очищення свердловин від шламу із застосуванням пульсуючої течії рідини.
4. Розробити пристрій для створення імпульсів тиску у вибійній ділянці свердловини з можливістю їх поширення у кільцевому просторі свердловин.
5. Розробити рецептуру бурового розчину для забезпечення ефективного процесу промивання скерованих свердловин.
6. Виконати промислову апробацію результатів наукових досліджень.

***Об'єктом дослідження*** є процес очищення скерованих свердловин від вибуреної породи.

***Предметом дослідження*** є вплив основних параметрів процесу промивання на виносну здатність бурового розчину.

**Методи дослідження.** Для вирішення поставлених завдань у дисертаційній роботі використано комплексний підхід, який включає критичний аналіз та узагальнення науково-технічних досягнень у поєднані із теоретичними і експериментальними дослідженнями.

Теоретичні дослідження проведено шляхом математичного моделювання об’єкта досліджень з використанням основних положень та законів гідродинаміки і механіки твердого тіла.

Експериментальні дослідження проведено шляхом моделювання процесу промивання свердловин із оцінюванням виносної здатності промивальної рідини.

Базову модель бурового розчину і експериментальні дослідження побудовано з допомогою методів планування експериментів. Рецептуру бурового розчину вибрано із використанням моделі прийняття рішень із гнучким вибором критерію оптимальності. Числові дослідження проведено із використанням спеціалізованих пакетних програм.

**Наукова новизна одержаних результатів.**

1. Створено математичну модель процесу виносу частинок гірської породи по кільцевому простору свердловини пульсуючим потоком промивальної рідини.

2. Експериментально встановлено закономірності впливу пульсуючої течії промивальної рідини із врахуванням множини факторів на виносну здатність бурового розчину піч час промивання скерованих свердловин.

**Практичне значення одержаних результатів.**

Розроблено програмне забезпечення у середовищі **JavaScript,** яке дає змогу оцінити параметри пульсацій у двофазному свердловині.

Розроблено конструкцію вибійного пульсатора тиску для створення пульсуючої течії промивальної рідини із можливістю регулювання частотних параметрів імпульсів тиску.

Запропоновано рецептури біополімер силікатного бурового розчину для ефективного буріння скерованих свердловин. Підібрано оптимальну рецептуру біополімер-силікатного бурового розчину для буріння інтервалу 410-1550 м свердловини 9 Грабинської площі.

**Особистий внесок здобувача.** Основні результати наукових праць, виносених на захист, розроблено самостійно і належать особисто авторові. Робота [14] опублікована одноосібно. Із опублікованого у співавторстві з Богославцем В. В., Витвицьким І. І., Витязем А. Ю., Грудзем В. Я., Пастухом А. М., Сенюшковичем М. В., Токаруком В. В., Чудиком І. І. на захист винесено лише ті частини, які розроблено особисто автором.

У роботі [58] запропоновано аналітичний підхід для визначення продуктивності бурового насоса, що дасть змогу виносити металевий шлам із урахуванням впливу техніко-технологічних параметрів процесу промивання свердловини при вирізанні вікна в обсадній колоні. У роботі [81] за результатами критичного аналізу літературних джерел оцінено можливість застосування пульсуючого промивання для підвищення техніко-економічних показників буріння завдяки покращенню якості очищення свердловин. У роботі [29] розглянуто математичну модель процесу виносу шламу зі свердловини, в якій розташована бурильна колона на основі класичних результатів течії Пуазейля по допоміжній трубі, а також модель, що описує збурення зони довкола колони внаслідок дії резонансних та передрезонансних ефектів. Створено математичну модель коливальних вібрацій двофазного середовища течії промивальної рідини з вибуреною породою вздовж осі стовбура свердловини [8]. Сконструйовано експериментальний стенд для моделювання процесу промивання скерованих свердловин [56]. За результатами експериментальних досліджень [14, 55, 56, 102], встановлено закономірності впливу одночасно декількох технологічних чинників на виносну здатність промивальної рідини. У роботах [55, 56, 102] досліджено вплив пульсуючої течій промивальної рідини на ефективність очищення свердловини від шламу. Розроблено рецептуру біополімер-силікатного бурового розчину для ефективного буріння скерованих свердловин [2, 52] і отримано патент на корисну модель [2].

# РОЗДІЛ 1
# СУЧАСНИЙ СТАН ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ПРОМИВАННЯ СКЕРОВАНИХ СВЕРДЛОВИН

## 1.1 Особливості промивання скерованих свердловин і шляхи його покращення

Буріння свердловин – це складний техніко-технологічний процес, на ефективність якого можуть впливати різноманітні фактори і під час якого доводиться вирішувати різнопланові завдання.

Одним із основних процесів буріння свердловин є процес їх промивання. Цей процес забезпечує ефективне поглиблення вибою та винесення шламу на денну поверхню. Особливого значення промивання набуває під час буріння у складних геологічних умовах, а також у похило–скерованих і горизонтальних свердловинах.

Складні геологічні умови – це сукупність природних факторів, що характеризують стан гірської породи, буріння в яких супроводжується високою ймовірністю аварій і геологічних ускладнень, збільшенням труднощів очищення свердловини через різноманітні технологічні та геологічні обмеження [92].

Через значну кількість технологічних обмежень і умов використання процес промивання скерованих свердловин потребує постійного вдосконалення і коректування. Зазначене вимагає розвитку науково-практичного забезпечення підходів для моделювання та дослідження впливу гірничо-геологічних та техніко-технологічних параметрів на реалізацію процесу промивання свердловини.

Вивченню проблем промивання скерованих свердловин та їх вирішенню присвятили свої роботи багато вітчизняних учених, зокрема: Васько І.А., Давиденко А.М., Дреус А.Ю., Ігнатов А.О., Кожевніков А.О.,

Кунцяк Я.В., Коцкулич Я.С., Лубан Ю.В., Політучий О.І., Судаков А.К., Фем'як Я.М., Филимоненко М.Т., Чернов Б.О., Чудик І. І. та ряд закордонних науковців.

Питання щодо якісного очищення стовбура скерованих свердловин потребує значно більшої уваги порівняно з вертикальними, оскільки процес промивання таких свердловин суттєво відрізняється, є складнішим і має такі особливості [63]:

- кільцевий простір під час промивання є ексцентрично зміщений, канал протікання промивальної рідини має форму серповидного перерізу, в якому формується інший потік на відмінно від концентричного потік;
- вектор швидкості потоку спрямований перпендикулярно до силових ліній гравітаційного поля Землі, через що гідродинамічний напір має другорядне значення в гідротранспорті шламу, тоді як для вертикальних свердловин швидкість потоку – головний фактор у цьому процесі;
- вертикальна складова траєкторії шламу в процесі осідання на стінки горизонтальної свердловини в потоці промивальної рідини мізерно мала порівняно з глибиною вертикальної свердловини;
- наявність застійних зон на нижній стінці стовбура свердловини сприяє накопиченню шламу і формуванню шламової подушки, тоді як у вертикальному стовбурі таких зон немає.

Процес промивання свердловин, крім основних функцій, має певні обмеження (таб. 1.1) [11]:

Таблиця 1.1 – Основні функції процесу промивання свердловин і їх обмеження [11]

| Основні функції процесу промивання і бурового розчину | Обмеження |
|---|---|
| **1** | **2** |
| руйнувати вибій і очищати його від шламу | не руйнувати буровий інструмент і обладнання |
| охолоджувати долото, буровий інструмент і обладнання | не спричиняти великих перепадів температури в свердловині |

Закінчення таблиці 1.1

| 1 | 2 |
|---|---|
| компенсувати надлишковий пластовий тиск флюїду | не спричиняти поглинання розчину |
| запобігати обвалюванню стінок свердловини | не спричиняти гідророзриву пласта і не забруднювати продуктивний горизонт |
| транспортувати шлам на поверхню | не розмивати стовбур свердловини |
| утримувати у підвішеному стані тверду фазу бурового розчину | не спричиняти високі значення гідравлічних втрат енергії |
| відділяти шлам від бурового розчину | не відділяти компоненти бурового розчину разом із шламом |
| змащувати буровий інструмент і обладнання | не змащувати вибій і ріжучі компоненти долота |

Однією із основних функцій бурового розчину є ефективне винесення шламу на поверхню. Швидкість, з якою висхідний потік виносить із свердловини вибурену породу залежить від співвідношення швидкості руху розчину і швидкості осідання частинок шламу в ньому під дією сили тяжіння.

Транспортування вибуреної породи відбувається внаслідок дії підйомних сил потоку промивальної рідини і сил супротиву, що діють на частинки шламу в процесі його осідання. На це накладаються різні ефекти, котрі спричинені обертанням бурильної колони, нерівномірним профілем розподілення швидкості, зміною геометричних параметрів траєкторії свердловини і площі поперечного перерізу кільцевого простору, формою і розмірами шламу, зміною реологічних параметрів промивальних рідин, ексцентричним розташуванням бурильної колони відносно осі свердловини та інші [5, 10, 11, 93, 133].

Неякісне очищення вибою свердловини може призвести до певних ускладнень [11]:

1. Знижується швидкість руху бурового розчину на вибої і погіршується винесення шламу. За такої умови вибій свердловини

зашламовується навіть при невисоких осьових навантаженнях, що призводить до зменшення швидкості буріння.

2. Зашламування вибою свердловини приводить до зношення породоруйнівного інструменту і зниження проходки за рейс.

3. Накопичений шлам на вибої зазнає повторного руйнування, що потребує додаткових затрат потужності та енергоефективності.

Також неякісна очистка скерованих свердловин може спричинити неякісне цементування через шлам, що не був транспортований на зовнішню поверхню і залишився на нижній стінці свердловини [16, 161, 167]. Осілий шлам на нижній стінці свердловини ускладнює доведення осьового навантаження на долото, що призводить до зменшення механічної швидкості буріння і якості управління траєкторії свердловини [188].

Під час буріння скерованих свердловин понад 50% об’єму кільцевого простору може займати шламовий шар [168].

На якість очистки скерованих свердловин мають вплив різні фактори, такі як: ексцентричне розташування бурильної колони; швидкість течії в кільцевому просторі; коливання і обертання бурильної колони; кут нахилу стовбура свердловини; геометричні розміри; тип і властивості бурового розчину; зокрема реологічні властивості та інші. Враховуючи потребу вдосконалення процесу промивання скерованих свердловин, окрім лабораторних досліджень, щоразу більше виникають промислові рекомендації і дослідження щодо покращення очистки стовбура свердловини.

У процесі буріння свердловин концентричне розташування бурильної колони забезпечується вкрай рідко. Зазвичай колона є наближена до стінки свердловини і за такої умови однозначно буде мати місце ексцентриситет [153]. Ексцентричне розташування бурильної колони призводить до утворення застійної зони в кільцевому просторі, нерівномірного розподілення швидкості бурового розчину, збільшення площі контакту

поверхні бурильних труб зі стінками свердловини та відповідно крутного моменту на її обертання [57, 187].

Особливістю течії в кільцевому просторі під час ексцентричному розташування бурильної колони є те, що одночасно можуть існувати різні режими течії в різних частинах кільцевого простору [13, 53, 110, 152]. Може спостерігатися ламінарний і турбулентний режим течії, а може рідина не рухатись. Це означає, що шлам може бути ефективно очищений в широкій частині кільцевого простору, а у вузькій частині рух шламу може не відбуватися.

Загальноприйнято вважати, що одним зі способів підвищення якості очистки свердловини від шламу є збільшення швидкості потоку промивальної рідини завдяки збільшення продуктивності бурового насоса.

Відомі певні рекомендації для вибору витрати промивальної рідини [23, 25, 51, 54], котрі враховують окремі чинники, а саме: склад гірських порід (глини, глинисті сланці, піски, пісковики тощо); досвід ведення бурових робіт на конкретній площі із заданими режимно-технологічними параметрами і технічним забезпеченням; тип обсадної колони (кондуктор, проміжна і експлуатаційна). За цими даними важко правильно вибрати оптимальну витрату промивальної рідини, тому є необхідність у проведенні як теоретичних так і експериментальних досліджень цього параметра.

Збільшення витрати промивальної рідини може мати негативні наслідки і призводить до певних недоліків [23]:

- зростають енергетичні затрати на реалізацію процесу промивання свердловини;
- виникає можливість розмивання стінок свердловини до утворення каверн і жолобів;
- підвищення диференційного тиску на вибій свердловини за рахунок зростання гідравлічних втрат у кільцевому просторі;

- можливість виникнення сильних поглинань бурового розчину і спрацювання елементів бурових насосів, вертлюгів, різьб бурильної колони, насадок долота тощо.

Сьогодні немає якогось теоретичного обґрунтування певної витрати бурового розчину, котра би задовільняла процес очищення похило-скерованих і горизонтальних свердловин. Рекомендовані значення витрат бурового розчину є завищеними й існує потреба для наступних досліджень її величини.

З метою якісного очищення стовбура свердловин особливу увагу приділяють типу та властивостям промивальної рідини. Правильно підібрані властивості і тип бурового розчину дають змогу мінімізувати ускладнення під час буріння свердловин.

За умови неправильного вибору типу і властивостей бурового розчину можуть виникати різні ускладнення: погана очистка стовбура свердловини; прихвати бурильної колони; втрата стійкості стінок свердловини; втрата циркуляції; кольматація привибійної зони та інші [11].

Для якісного процесу промивання свердловин бурові розчини повинні мати такі властивості: мати добру виносну здатність при ламінарному режимі руху течії, особливо при недостатніх реологічних параметрах розчину; не впливати негативно на стійкість стінок свердловини; здійснювати опір осіданню шламу і мати тиксотропні властивості.

Основними властивостями бурових розчинів, що забезпечують транспортування шламу, прийнято вважати реологічні властивості.

Стосовно впливу реологічних параметрів промивальних рідин на гідротранспорт вибуреної породи по скерованій ділянці свердловини існують певні розбіжності науковців.

Під час буріння свердловин із зенітним кутом більше 60 градусів рекомендують застосовувати буровий розчин із низькими значеннями динамічного напруження зсуву та пластичної в’язкості [190].

У роботі [78] для запобігання виникненню шламового шару на нижній стінці скерованих свердловин, рекомендовано застосовувати високов'язкий розчину з високим значенням динамічного напруження зсуву. У разі виникнення шламового шару необхідним є зменшення в'язкості розчину і збільшення продуктивності бурових насосів, що створить турбулентний режим руху течії в кільцевому просторі для виносу шламового шару.

Крім властивостей і режиму течії бурового розчину на якість очистки стовбура свердловини також впливає механічна дія на шлам, а саме розходжування і обертання бурильної колони [113].

Існує певна думка, що обертання бурильної колони несуттєво впливає на транспортування шламу і ним можна знехтувати. Проте існує ряд робіт, у яких зазначено протилежне [69, 97, 101, 103].

Обертання бурильної колони при роторному бурінні є одним із способів покращення транспортування шламу в скерованих свердловинах і зменшення сил тертя [163, 181].

Якщо бурильна колона не обертається, наприклад, під час буріння вибійними двигунами з відхилювачем (найбільш розповсюджений спосіб у практиці будівництва горизонтальних свердловин), винесення шламу погіршується. У таких умовах для компенсації нерухомості бурильної колони виникає потреба в збільшенні продуктивності бурових насосів або в застосуванні додаткових рейсів для очистки стовбура свердловини [21].

За умови концентричного розміщеня бурильної колони відносно осі свердловини, внаслідок обертання бурильних труб, спостерігається часткове «закручування» бурового розчину. Тобто утворюється обертальний рух рідини і траєкторія руху потоку бурового розчину стає спіральною. Закручений потік покращує виносну здатність бурового розчину завдяки збільшенню сумарної швидкості потоку. Однак час транспортування частин шламу може збільшуватись внаслідок збільшення шляху їх руху по спіралі.

Обертання бурильної колони сприяє перенесенню шламу із вузької нижньої частини кільцевого перерізу, де відбувається накопичення шламу, у широку верхню частину, що призводить до покращення транспортування шламу в горизонтальних свердловинах [96].

У роботі [181] встановлено, що обертання бурильної колони може зменшити вміст шламу до 80%.

Обертання бурильної колони може механічно посилити транспортування шламу, а ефективне очищення свердловини може бути досягнуто навіть при швидкостях рідини в кільцевому просторі, нижчих за критичні [96, 166, 190].

Окрім обертання, бурильна колона здійснює коливальні рухи, що також позитивно впливає на процес промивання свердловин.

В роботі [172] для покращення очистки стовбура горизонтальних свердловин рекомендовано застосування радіальних коливань. За умови накладання радіальних коливань на колону бурильних труб виникає висхідний потік в кільцевому просторі. Автор зауважує, що від збільшення амплітуди радіальних коливань суттєво зростає швидкість висхідного потоку в нижній зоні кільцевого перерізу, яку вважають застійною зона при циркуляції промивальної рідини у горизонтальних ділянках. Це призводить до покращення якості очистки свердловини. У верхній зоні швидкість потоку практично не міняється.

У наш час популярності набуває застосування імпульсної течії промивальної рідини для ефективної очистки свердловини від шламу. Застосування імпульсного потоку є прогресивною технологією, яка дасть змогу покращити ефективність промивання скерованих свердловин. Сьогодні існують наукові роботи і практичне підтвердження ефективності застосування імпульсного промивання [118, 119, 126, 139 та ін.]. Його вплив (див. розділ 2 і 3) більш детально розглянемо в наступних розділах.

Невирішені проблеми промивання свердловин і важливість їх вирішення спонукають вивчити поведінку шламу в похило-скерованих і горизонтальних свердловинах, а також факторів, що впливають на якість промивання шляхом теоретичних досліджень, лабораторних експериментів і промислових спостережень.

Для оцінки процесу промивання свердловин потрібно розглядати вплив комплексу технологічних чинників – ексцентричне розміщення труб в скерованій ділянці свердловини, реологічні властивості бурового розчину, розмір частин шламу, обертання бурильної колони, наявність пульсуючої промивки та інші.

Незважаючи на досягнуті успіхи, засновані на великому обсязі досліджень, узагальнення та поширення передового вітчизняного і зарубіжного досвіду у будівництві свердловин, очищення скерованих свердловин залишається предметом постійних дискусій у нафтовій галузі і потребує подальшого вивчення.

## 1.2 Аналіз застосування імпульсної течії рідини під час промивання свердловин

Забезпечення ефективного процесу промивання свердловин є одним із головних завдань під час спорудження свердловин.

Питання, присвячені промиванню, висвітлено і в науковій літературі, і в нормативних документах (регламенти, інструкції, рекомендації), що ґрунтуються на практичному досвіді буріння свердловин.

Дослідження процесу промивання скерованих свердловин із застосуванням сучасних та прогресивних технологій і засобів є актуальним завданням, вирішення якого дасть змогу збільшити видобуток покладів вуглеводнів завдяки скороченню часу будівництва свердловин, покращити

ефективність буріння, зменшеншити аварійність через накопичення шламу в кільцевому просторі.

Теоретичні основи, котрі би вирішували проблеми промивання, розглянуто недостатньо, а саме немає конкретних відповідей на питання, чи рівномірний рух висхідного потоку по стовбуру свердловини є найбільш ефективним у всіх умовах, чи забезпечує він дієве винесення шламу з вибою і транспортування його по стовбуру у скерованих свердловинах та необхідну продуктивність бурових насосів для цього.

В останні роки для покращення ефективності видобутку вуглеводнів запропоновано нові технології буріння, в яких використано нестаціонарну (імпульсну) технологія промивання свердловин [42, 45, 60, 90, 104, 134, 182 та ін.]. Ця технологія характеризується наявністю пульсацій у рідині. Пульсації є загальновідомим процесом. Існує певна думка, що їх наявність має негативний вплив на реалізацію технологічних процесів, однак значна кількість наукових робіт доводить протилежне. Імпульсна технологія є широко застосовуваною в різноманітних технологічних процесах нафтогазової промисловості під час буріння, ремонту, експлуатації свердловин, зокрема для [159]:

1) активного впливу на процес руйнування гірської породи і очистки вибою свердловини;

2) диспергування твердої фази бурових розчинів;

3) здійснення гідророзриву пластів у скерованих свердловинах;

4) приготування якісних цементних розчинів і тампонажних сумішей;

5) селективної обробки продуктивних пластів з метою зниження притоків води і газу;

6) декомальтизації привибійної зони пласта і створення мережі дренажних тріщин навколо свердловини;

7) емульсації води під час відділення її від нафти;

8) безпечного руйнування парафіногідратних пробок в свердловині;

9) підвищення ефективності кислотних обробок продуктивних пластів та інші.

Застосування пульсацій здійснює позитивний вплив на пласт і дає змогу збільшити дебіт вуглеводнів [4, 9, 41, 50, 62, 173], покращує очистку труб від твердих частинок [30, 38, 40], покращує передачу даних від телеметричних систем MWD під час геофізичних досліджень свердловин на зовнішню поверхню [28, 33, 116].

Значний внесок у розвиток імпульсних технологій у процесі буріння і їх теоретичного обґрунтування внесли: Бондаренко М.О., Векерик В.І., Давиденко А.М., Дреус А.Ю., Жулай Ю.А., Ігнатов А.О., Камишацький А.Ф., Каракозов А.А., Кожевніков А.О., Кунцяк Я.В., Ніколаєв О.Д., Пилипенко В.В., Судаков А.К., Фем'як Я.М., Филимоненко М.Т., Чернов Б.О., Чернова М.Є., Чудик І.І., Якимечко Я.Я., Яремійчук Р.С. та ряд закордонних науковців.

Протягом багатьох років вважали, що чим більш рівномірним є потік промивальної рідини (рис. 1.1), тим кращим є очищення свердловини, вищою є механічна швидкість буріння і в кращих умовах працює породоруйнівний інструмент [148].

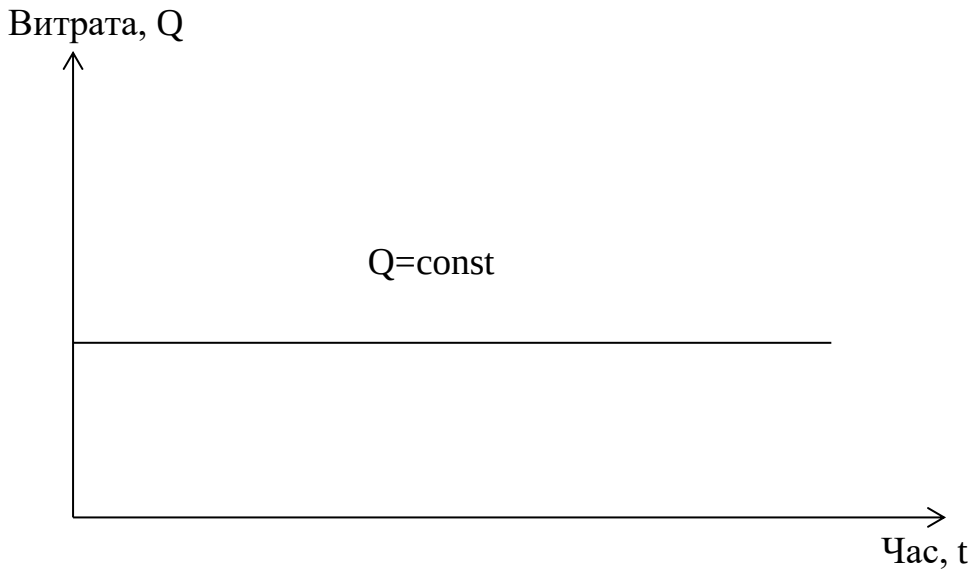



Рисунок 1.1 – Постійна витрата рідини

Імпульсна течія промивальної рідини може утворюватися: самостійно на вибої свердловини внаслідок вібрації; внаслідок нерівномірної роботи бурових насосів; із застосуванням спеціального обладнання. У практиці буріння найбільш популярними пристроями, що утворюють імпульсну течію є пульсатори та кавітатори. Дослідженню їх роботи присвячено ряд наукових робіт [15, 88, 118, 121 ,139, 150].

Ці пристрої мають різний принцип дії і відповідно потік також має різні амплітудно-частотні характеристики. У роботі [19] представлено класифікацію способів імпульсної промивки свердловин. Імпульсне промивання стосовно симетричних імпульсів подачі може бути зі змінною, пульсуючою, переривчастою та реверсною витратами. Також авторами представлено класифікацію імпульсного промивання за частотою на основі відношення часу процесу обертання інструмента до процесу промивки. Зазначено, що імпульсна промивка може бути із рівномірною частотою, високочастотною і низькочастотною.

З погляду проведення експериментальних досліджень процесу промивання свердловин слід звернути увагу на низькочастотну пульсуючу витрату, оскільки вона добре себе зарекомендувала як під час експериментальних досліджень, так і в практиці буріння.

Під час імпульсної технології буріння можуть змінюватися три режимні параметри процесу буріння (витрати промивальної рідини, частота обертання бурового інструменту, осьове навантаження на породоруйнівний інструмент). Відповідно до роботи [134], імпульсну технологію поділяють на: монопараметричну – змінним є один параметр; біпараметричну – змінними є два параметри попарно; трипараметричну – зміними є усі три параметри.

Змінна осьового навантаження на долото є широко впроваджена на практиці буріння і найбільш добре досліджена. Щодо буріння свердловин із

імпульсною подачею промивальної рідини, то на сьогодні немає достатньо чіткої думки і необхідної кількості наукових праць.

Нестаціонарна подача промивальної рідини є об’єктом багатьох досліджень, що показують покращення певних техніко-економічних показників технологічного процесу буріння свердловин. Зокрема в роботах [43, 44, 46, 47, 76, 145] досліджено вплив імпульсної промивки на ефективність очистки свердловини від шламу, у роботах [7, 18, 42, 108, 120, 135] вплив на механічну швидкість буріння, а також вплив на підвищення продуктивності свердловин під час експлуатації родовищ [48, 62]. Проте на сьогодні механізми отриманих ефектів потребують додаткових досліджень. Щодо впливу імпульсної промивки на покращення механічної швидкості буріння та на підвищення продуктивності свердловин присвячено значно більше наукових праць порівняно із впливом на ефективність винесення шламу.

Збільшення механічної швидкості відбувається завдяки покращенню руйнування гірської породи, своєчасному винесенню шламу із вибою свердловини із подальшим його транспортуванням на денну поверхню, що мінімізує повторне руйнування шламу породоруйнівним інструментом.

Вагомий внесок у дослідження ефективності застосування імпульсного режиму під час алмазного буріння зробили науковці в роботі [145]. Для створення імпульсного режиму подачі вони застосовували трьохплунжерний насос із відключенням одного або двох плунжерів. Отримані результати свідчать про позитивний вплив імпульсного промивання завдяки збільшенню механічної швидкості буріння.

Подача промивальної рідини імпульсним способом створює умови для термічного руйнування гірської породи [177]. Зниження міцності відбувається через високу амплітуду температури на вибої свердловини порівняно з режимом неперервної промивки. Під час буріння граніту середнє

зниження міцності становить 12 %. Буріння виконувалось із застосуванням алмазних коронок.

Сьогодні пробурено чимало свердловин із застосуванням імпульсної течії промивальної рідини. Промислові результати її впливу представлено в роботах [72, 118]. Під час буріння цих свердловин застосовано спеціальний пристрій, що створює імпульсний потік течії. Цей пристрій був використаний для буріння понад 100 свердловин у Китаї на максимальній глибині 6162 м. Промислові результати показали збільшення механічної швидкості буріння на 16,7-104,4% завдяки кращому руйнуванню гірської породи і ефективнішому очищенню вибою свердловини.

Із урахуванням законів гідродинаміки і відомих ефектів нестаціонарних потоків рідини в роботі [185] зазначено, що застосування пульсуючої промивки має перевагу над рівномірною, особливо в скерованих свердловинах, де є висока ймовірність потенційно небезпечного накопичення шламу на нижній стінці свердловини. Для цього порівнювали виносну здатність потоку рідини із його характером – рівномірним і пульсуючим. Зазначено, що раціональна зона застосування пульсуючого промивання – буріння скерованих свердловин із ділянками близькими до горизонтальних. Автори обґрунтовують це тим, що у процесі переходе до пульсуючого режиму потоку в певний момент часу швидкість потоку зменшується практично до 0 м/с. Відповідно обтікання переходить із турбулентного режиму в ламінарний, покращуючи винесення шламу завдяки збільшенню коефіцієнта лобового опору. Дослідження відбувались на експериментальній установці із недостатніми умовами дотримання критеріїв подібності, тому достовірність певних результатів може бути неточною.

В роботі [149] описано процес моделювання гідродинаміки переривчастого потоку промивальної рідини на вибої свердловини. Результати моделювання показали:

- під час переривчастого промивання трапляє нерівномірний розподіл швидкостей і тисків в промивальних каналах як і у перерізі, так і у часі;
- при переривчастому промиванні створюються умови для кращого очищення поверхні вибою від шламу через зміну швидкісного режиму та створення вихрової течії в торцевому каналі під час паузи;
- зменшується ймовірність виникнення кавітації при великих швидкостях потоку завдяки вирівнювання тиску в потоці в період паузи;
- під час переривчастого промивання створюється додатковий силовий фактор дії на гірську породу під час зміни режиму подачі на режим паузи.

Дослідження течії промивальної рідини проводились лише в гідравлічній системі алмазної бурової колонки, що не відображає необхідної інформації із застосуванням інших типів породоруйнівних інструментів.

Недоліком проаналізованих досліджень щодо впливу імпульсної течії промивальної рідини на покращення ефективності винесення шламу із свердловини є те, що у них не проведено комплексного підходу оцінки впливу нестаціонарної промивки із урахуванням якомога більшої кількості інших технологічних чинників для якісної оцінки в комплексі, що впливають на процес винесення шламу із кільцевого простору свердловини: реологічних властивостей бурового розчину; ексцентриситету бурильної колони у свердловині; розміру фракції гірської породи; обертання, повздовжній рух бурильної колони та інших.

Досліджень, присвячених питанню впливу імпульсної промивки на ефективність винесення шламу із свердловин, є недостатньо, і вони не розкривають повноти процесу в необхідному обсязі. Однак технологія застосування імпульсної промивальної рідини є досить популярною в останні роки, особливо під час буріння скерованих свердловин, і їй присвячено чимало уваги в науково-дослідних роботах.

## 1.3 Пристрої для створення пульсуючої течії промивальної рідини

Вважають, що під час буріння свердловин рух течії промивальної рідини є рівномірним. Однак застосування пульсуючої промивки згідно з експериментальними і практичними дослідженями показало позитивний вплив на покращення ефективності процесу промивання свердловин [109, 123, 124].

Зазвичай створення пульсацій промивальної рідини відбувається за допомогою спеціального обладнання, встановленого над долотом, для отримання пульсуючої течії безпосередньо на вибої свердловини.

Науковці ІФНТУНГ розробили конструкцію гідродинамічного пульсатора з тангенціальною подачею потоку рідини [17, 61]. Пристрій дає змогу створювати пульсуючий потік промивальної рідини завдяки гідродинамічним частотно-пульсаційним імпульсам, створеним в кавітаційній камері. Рідина потрапляє до камери через сопло під великою швидкістю. У ній формуються імпульси тиску великої частоти. Промивальна рідина після пристрою звільнена від пухирців і потрапляє до породоруйнівного інструмента.

Проте цей пристрій не забезпечує достатньої ефективності буріння свердловин, що є наслідком низки вад, характерних для нього, а саме:

- пристрій створює тільки високочастотні коливання, які не поширюються на велику віддаль по кільцевому простору свердловини і не сприяють запобіганню утворення застійних зон з накопиченого шламу, особливо для горизонтальних чи похилих ділянок свердловин;
- для створення частотно-пульсаційних імпульсів у кавітаційній камері унаслідок розриву суцільності потоку промивальної рідини необхідні швидкості її руху у межах (70-100м/с), що може бути забезпечено тільки за

умови великої витрати рідини, що відповідно збільшує гідродинамічну складову загального тиску;

- захисний екран у пристрої захищає від кавітаційного руйнування тільки центральний канал долота, тоді як його промивальні канали такого захисту не мають, що загалом призводить до передчасного виходу їх з ладу та зменшення терміну придатності долота.

У роботі [36] описано свердловинний пульсатор для промивки вибою свердловини. Зазначено, що використання свердловинного пульсатора дає змогу зменшити витрати енергії для ефективного очищення вибою свердловини на 15-25% [36]. Принцип роботи і опис конструкції наведено в роботі [36].

У досліджені [87] описано генератор імпульсного потоку, що пройшов промислові випробування на трьох свердловинах різної глибини у Китаї [87]. Проводили дослідження впливу витрати рідини на частоту та амплітуду імпульсного потоку. Зазначено, що імпульсна течія з меншою частотою і більшою амплітудою дає змогу збільшити швидкість проходки і покращити ефективність очистки вибою свердловини.

Цей пристрій також має певні вади, котрі у комплексі не вирішують завдання підвищення ефективності буріння свердловин. По-перше, кутова швидкість обертання турбіни як технічного пристрою пропорційно зменшується прикладеному крутному моменту, тобто порушується стабільність процесу обертання. Крім того, на швидкість обертання впливає величина витрати промивальної рідини та її параметри, передусім її густина. По-друге, за технічною характеристикою зазначеного пристрою частота імпульсів у два рази перевищує швидкість обертання турбіни, тобто будь-яке відхилення у бік збільшення чи зменшення швидкості обертання турбіни, через причини зазначені вище, призводить до двократної зміни частоти імпульсів тиску, що загалом знижує ефективність роботи. По-третє, за конструктивною суттю пристрою виникають ризики зупинки обертання

турбіни у положенні повного перекриття прохідних отворів статичної пластини для потоку промивальної рідини. По-четверте, пристрій не призначений функціонально для поширення імпульсів тиску по кільцевому простору свердловини.

Під час буріння на родовищах Китаю добре себе зарекомендував гідравлічно-імпульсний кавітаційний пристрій [72]. Він поєднує в собі переваги пульсуючого та кавітаційного потоку промивальної рідини. Промивальна рідина, проходячи через пристрій утворює пульсуючий потік за допомогою крильчатки і кавітаційного потоку в саморезонансній камері. Застосування цього пристрою дало змогу покращити ефективність очищення свердловин і збільшити швидкість проходки до 104,4%. Максимальний час роботи пристрою 520 год, максимальна глибина застосування 6162 м, максимальна густина бурового розчину 1930 кг/м$^3$. Принцип дії, конструкцію, лабораторні та промислові дані представлено в роботі [72].

Використання цього пристрою для вирішення завдань підвищення ефективності буріння свердловин не можна вважати ефективним через те, що він призначений тільки для підсилення процесу руйнування гірської породи, оскільки утворений у більшій кількості шлам може накопичуватись у кільцевому просторі, осідати та створювати додаткові проблеми для очищення і промивання свердловини. Це відбувається унаслідок того, що прохідний канал для направлення потоку промивальної рідини на крильчатку має невелику площу поперечного січення через що потік рідини рухається з великою лінійною швидкістю і відповідно крильчатка обертається з великою кутовою швидкістю. Це забезпечує тільки високочастотні коливання тиску з низькою амплітудою і тому такі пульсації швидко згасають у зоні вибою не поширюючись по кільцевому простору свердловини, що особливо важливо для горизонтального буріння.

Отже усі зазначені пристрої пришвидшують механічну швидкість буріння, унаслідок чого утворюється більша кількість шламу за одиницю

часу, який при вибраній витраті бурового розчину не зможе ефективно видалятись з кільцевого простору свердловини, особливо зі збільшенням кута нахилу її поздовжньої осі аж до горизонтального положення, що може призвести до утворення застійних зон та ускладнень у процесі буріння.

## 1.4 Бурові розчини для покращення ефективності промивання скерованих свердловин

До основних видів ускладнень, що спричинюють погіршення балансу календарного часу буріння під час спорудження свердловин відносять [26]: осипання і обвалювання гірських порід; звуження стовбура свердловини в інтервалах залягання нестійких порід і як наслідок – посадки та затягування бурильного інструменту; надмірне диспергування глин і різке загущення бурових розчинів; поглинання бурових розчинів і поява агресивних пластових вод та ін. Ці ускладнення призводять до зниження механічної швидкості буріння, створення прихватонебезпечних ситуацій, необхідності обробки бурового розчину хімічними реагентами, що у підсумку призводить ще і до збільшення вартості спорудження свердловин.

Під час буріння нафтових і газових свердловин на теренах України найбільш поширеним ускладненням є обвалювання та осипання стінок свердловини. Однією із основною причин цього ускладнення є тріщини в гірській породі, що утворились під дією тектонічних процесів в надрах земної кори. Ці тріщини слугують ідеальним каналом, через який фільтрат бурового розчину проникає на значну віддаль від стінок свердловини.

Ускладнення, обумовленні втратою стійкості стінок свердловини, найчастіше спостерігають в глинистих відкладах, що є найбільш поширеним типом гірських порід під час буріння на теренах України.

Втрата стійкості стінок свердловин може виникати внаслідок декількох факторів незалежно один від одного або разом, а фактори поділяють на механічні, хімічні та гідравлічні.

До причин порушення стійкості стінок свердловини можна віднести геологічні і технологічні [71, 80]. До геологічних причин відносять:

- наявність в розрізі високопластичних і слабозцементованих порід;
- значне відхилення фактичної аномальності пластового і порового тиску від проектних значень;
- чергування порід з різними фізико-механічними і фізико-хімічними властивостями, особливо поблизу зон тектонічних порушень.

До основних технологічних причин відносять:

- значне відхилення фактичних показників властивостей бурового розчину від проектних;
- недостатня очистка бурового розчину від шламу;
- ерозійний розмив нестійких порід потоком бурового розчину;
- невідповідність компановки низу бурильної колони фізико-механічним властивостям розбурюваних порід;
- значна вібрація колони бурильних труб.

Для захисту бурильної колони від впливу вібрацій потрібно в компонуванні її низу використовувати пристрої з великим коефіцієнтом демпфування [100].

Порушення цілісності стовбура свердловини є давньою проблемою буріння в усьому світі і коштує понад 1 млрд доларів на рік [189]. За загальними оцінками, 75% порід, пробурених у всіх геологічних умовах, складають глинисті відклади, через що викикає 90% проблем, пов’язаних із нестабільніст стінок свердловини [160].

Основною причиною нестабільності стовбура свердловини є поглинання фільтрату бурового розчину і подальше набухання і осипання стовбура свердловини [79].

Традиційно вважають, що густина розчину є основним параметром, який впливає на стійкість стінок свердловини. Однак цей підхід не враховує безлічі інших чинників впливу [37, 70, 157]. Тому, з метою запобіганню виникненню перелічених ускладнень потрібно приділяти особливу увагу оптимальному вибору і раціональному використанню компонентів бурових розчинів. Під час вибору компонентів беруть до уваги умови проводки свердловин. Насамперед враховують літологічну характеристику розбурюваних порід, а також пластові температуру і тиск. Буровий розчин за своїм складом повинен бути сумісним із усіма породами інтервалу буріння [21].

У світовій практиці під час буріння у складних гірничо-геологічних умовах, де розріз свердловини складають породи, що схильні до осипання чи обвалювання, популярним є застосування промивальних рідин на нафтовій чи синтетичній основі [64, 89, 106].

Інвертні емульсійні бурові розчини створюють напівпроникну мембрану на стінці свердловини. За її наявності можна контролювати перенесення води та іонів між пластовими рідинами та промивальною рідиною. Бурові розчини, що мають нижчу активність (вищу солоність водної фази), ніж рідина в порах породи, будуть витягувати воду з неї, у такий спосіб зміцнюючи стійкість з одночасним падінням порового тиску. Інвертно емульсійний розчин, що має вищу активністю (нижчою солоність водної фази), ніж пластовий флюїд, буде переносити воду через напівпроникну мембрану, збільшуючи поровий тиск у привибійній зоні та, як наслідок, погіршувати стійкість стінок свердловини [114].

У роботах [91, 114] досліджено вплив інвертного емульсійного бурового розчину для покращення стабільності стовбура свердловини.

Особливістю інвертно-емульсійного бурового розчину є застосування вуглеводневої рідини як дисперсійного середовища, а води або розчинів солей як дисперсної фази. Дослідження ефективності розчину проводили із застосуванням спеціального пристрою, розробленого в університеті міста Оклахома «Norman campus» під торговою назвою «IDSTD™» [91, 111]. Проводили прямі вимірювання міцності породи після циркуляції досліджуваної рідини протягом заданого періоду часу в умовах утримування тиску на місці. Інвертний емульсійний розчин дав змогу покращити міцність гірської породи. Основним недоліком цього розчину є відсутність інших твердих матеріалів у ролі дисперсної фази, що є необхідним у процесі буріння свердловин.

Компанія «Геосинтез інженірінг» розробила і впровадила інвертний емульсійний буровий розчин під назвою Witer II [31]. Однією зі сфер його застосування є буріння в аварійних зонах будь-якої складності. У цьому розчині фільтрат представлений вуглеводневою рідиною. Він унеможливлює проблему втрати стійкості гірських порід на стінках свердловин і набухання глинистих мінералів внаслідок їх гідратації. Це створює оптимальні умови для ефективного буріння свердловин. Система добре себе зарекомендувала на території України, проте вона має ряд обмежень у застосуванні: особливі вимоги до технології приготування і компонентів емульсії; спеціальне обладнання та підготовка персоналу; на параметри емульсії мають негативний вплив: надходження надлишкової водної фази, забруднення системи дрібнодисперсним шламом вибурених глинистих порід, висока температура в свердловині; розчин характеризуються підвищеною токсичністю, пожежонебезпекою, високою вартістю та інші.

Вважають, що розчин на нафтовій основі є ефективним під час розбурювання гірських порід схильних до осипання через його хімічну неактивність [115]. Він також показує кращі мастильні властивості порівняно із розчинами на водній основі. Однак цей тип промивальної системи є значно

дорожчим, включає в себе екологічні проблеми та стикається з проблемами під час буріння під дією високого тиску і температури.

У практиці буріння добре себе зарекомендували інгібовані бурові розчини під час буріння у нестійких горизонтах [65, 66, 141]. Вони слугують хорошою альтернативою буровим розчинам на нафтовій основі із збереженням ефективності застосування, і відповідно є значно дешевшими та екологічними. Інгібовані бурові розчини мають такі відмінні ознаки:

- здатність збільшувати стійкість стінок свердловин;
- здатність попереджувати самозаміс, диспергування і перехід до складу промивальної рідини вибуреної породи;
- менша чутливість до дії електролітів та ін.

Створення системи бурового розчину повинно починатися із вибору інгібованої основи, котра за традицією і визначає назву бурового розчину.

На початку 2000-х у світовій практиці почали активно обговорювати, а пізніше і застосовувати високоінгібовані бурові розчини на водній основі HPWBM. Вони поєднують у собі високу технологічність розчинів на вуглеводній основі і екологічну безпеку розчинів на водній основі. До особливостей таких розчинів можна віднести: високу термостійкість; обмежену кількість компонентів у розчині; хороші мастильні властивості; екологічну безпеку. У роботах [107, 115, 178] представлено результати застосування таких промивних систем під час буріння в складних гірничо-геологічних умовах у різних частинах світу.

Для буріння свердловини на родовищі в Австралії було використано високоінгібований буровий розчин на водній основі HPWBM як альтернативу раніше застосовуваному на сусідніх бурових розчину на синтетичній основі [138]. Система володіє хорошими інгібуючими властивостями і низьким впливом на навколишнє середовище.

Високоінгібований буровий розчин на водній основі з використанням алюмінієвих добавок застосовували для стабільності глинистих відкладів на

теренах Болівії [68]. Застосування бурового розчину дало змогу замінити раніше запланований буровий розчин на нафтовій основі зі збереженням стійкості стовбура свердловини і більш високим показником екологічності.

У роботі [67] йдеться про удосконалений високоінгібований розчин з використанням алюмінієвих добавок, випробуваний у дослідницькій свердловині в Аргентині. Застосування бурового розчину дало змогу мінімізувати виникнення ускладнень і пройти певний інтервал без затяжок бурильної колони. До недоліків цих бурових розчинів із алюмінієвими добавками належить те, що їх застосовували із високим показником густини – 1500-1700 кг/м$^3$. Застосування бурового розчину такої густини має вузьке коло використання, а при невеликих значеннях густини властивості системи можуть відрізнятися.

У роботі [99] йдеться про розроблену високоінгібовану систему бурового розчину на водній основі ULTIMUD для буріння в інтервалах нестійких порід, схильних до дестабілізації внаслідок гідратації. Розчин слугує технологічною та економічною альтернативою розчину на вуглеводородній основі. Проте лабораторні дослідження показали і певний негатив системи, оскільки під час деяких досліджень спостерігалося зростання показника фільтрації і зниження седиментаційної стійкості системи.

В Україні широкого застосовуння набув полімерний інгібований буровий розчин третього покоління ПІБР-3 [31]. Його використовують для буріння інтервалів, які складаються із нестійких теригенних відкладів. Розчин активно використовують на теренах ДДз, однак він володіє такими обмеженнями чи недоліками: побічним ефектом від застосування «AbramiX-K®» є можливе підвищення реологічних і структурно-механічних параметрів промивних рідин; загущенню сприяє забруднення промивних рідин шламом вибурених порід.

Щоб вирішити проблему пов’язаною із втратою стійкості стовбура свердловини, було розроблено багато інгібіторів для інгібованих бурових розчинів, таких як катіонні полімери, хлорид калію, гідролізований поліакриламід, гексаметилендіамін, поліоксиалкіленамін або навіть катіона поверхневоактивна речовина [65, 74, 155, 180], але вони також володіють і певними недолікати: токсичністю; високою вартістю; шкідливістю або нездатністю добре працювати в різних свердловинних умовах, де тиск, температура та інші параметри надмірно змінюються. Тому актуальним залишається питання щодо розроблення рецептури промивальної рідини, яка би володіла високою стійкістю до зміни параметрів, невисокою вартістю, а головне – давала змогу проходити інтервали гірських порід, що схильні до осипань без виникнення ускладнень. До таких систем можна віднести силікатні бурові розчини.

Для буріння свердловин в інтервалах, що складаються із нестійких гірських порід, у багатьох роботах рекомендують застосовувати силікатні бурові розчини, до складу яких входить силікат натрію чи калію [37, 73, 169].

Силікатні бурові розчини вперше були застосовані в 1930-х роках в Сполучених Штатах Америки під час буріння нестійких глинистих порід натрієвого і кальцієвого типу [147]. Зазвичай силікатні бурові розчини можна розділити на три типи: органічні, неорганічні і полімерні [170].

Силікатні матеріали (натрію і калію) широко застосовують у сучасній нафтогазовій промисловості під час буріння свердловин як добавки до бурового розчину завдяки таким їхнім перевагам: сумісність із середовищем; безпечність; економічність; широкоий вибір джерел та іншим.

У практиці буріння широко розповсюдженим є застосування натрієвого рідкого скла як інгібітора, структуроутворювача. Найважливішою властивістю розчинних силікатів є вагове співвідношення $SiO_2:Na_2O$ (або $K_2O$) – модулем. Найбільш часто застосовують рідке скло з модулем від 2 до

4 [169]. У роботі [37] рекомендовано застосовувати силікат натрію із модулем 2,4-3.

Силікати натрію спричиняють глибокі і незворотні зміни структури кальцієвих глин, що збільшує їх водостійкість і покращує стійкість стінок свердловини в глинистих відкладах [169].

Принцип дії силікатного реагенту базується на тому, що він без проблем проникає в тріщини і пори стінок свердловини і швидко виділяє гель кремнієвої кислоти [132]. При поступленні силікату в пори пласта і його контакті з хімічними речовинами відбувається реакція, у результаті якої утворюються трьохвимірні гелі і нерозчинні згустки, котрі на стінках свердловини перекривають пори сланцю і невеликі зазори. За цих обставин швидкість гідратації глинистих сланців зменшується внаслідок адсорбції полісилікатів, що утворюються на їх поверхності. Кріпильні дії рідкого скла посилюються за умови наявності в порах гірської породи солей кальцію. Під час взаємодії рідкого скла із солями кальцію виділяється луг, який в свою чергу утворює із солями кальцію гідроокис кальцію, що володіє кріпильними властивостями. Силікати пригнічують капілярне набухання і диспергацію мінералів у сланці.

Застосування силікатних реагентів дає змогу сформувати на стінці свердловини скріплюючу мембрану – на поверхні гідрофільну, углиб стінки– гідрофобну.

На дію силікатного бурового розчину на стінку свердловини можуть впливати такі фактори [132]:

- Вплив силікатного модуля. Чим більший модуль, тим більша кількість силікатних іонів об’єднано в колоїдні частинки;
- Вплив кількості добавлених силікатів. Збільшення кількості силікату в розчині швидко збільшує стійкість стінок свердловини в ранні терміни і повільно збільшує стійкість в більш пізні терміни;
- Сумісність з пластом;

- Вплив органічних агентів.

До бурових розчинів, що містять силікат натрію у багатьох випадках не використовують реагенти регулятори pH. Це пояснюється тим, що рідке скло має високий показник pH, що коливається в межах 12-13[21].

Крім того, розчинні силікати є стійкими інгібіторами корозії, що усуває необхідність додавання інгібіторів корозії в буровий розчин. Видалення біоцидів та інгібіторів корозії сприяє зниженню витрат на буровий розчин і доповнює переваги для здоров'я, безпеки і навколишнього середовища.

Силікати сприяють підвищенню термостійкості реагентів на 30-40 °C, завдяки обволіканню плівкою полімерів, яка загальмовує дифузію кисню, і в такий спосіб знижує термоокислювальну деструкцію [129, 140, 169, 176].

Використання силікатного реагенту як добавки до бурового розчину є предметом багатьох наукових досліджень [37, 73, 129, 169].

У роботі [73] автори досліджували вплив додавання силікатного реагенту на коефіцієнт набухання гірської породи. Згідно з результатами застосування силікатного реагенту дало змогу зменшити коефіцієнт набухання практично удвічі. Проте у цій роботі не зазначено конкретних значень добавок і не вказано, на основі якого розчину проводили дослідження.

Серед бурових розчинів із використанням силікатного реагенту найбільш поширеними є малосилікатні глинисті розчини із вмістом рідкого скла в межах 2-5%. Ці розчини сприяють зменшенню ускладнень під час буріння інтервалів із заляганням нестійких глин і аргілітів [21].

У роботі [132] йдеться про розроблення рецептури прісного високоінгібованого силікатного бурового розчину. Рецептура має низький клас небезпеки, оскільки компоненти, що входять до її складу, належать до малонебезпечних з'єднань. Розчин має підвищену інгібуючі здатність.

Показник фільтрації складає 4,4 $см^3$/30хв, а після прогрівання при 110 °С – 6 $см^3$/30хв.

У роботі [37] науковці рекомендують силікатно-калієвий буровий розчин, у якому адгезійні властивості забезпечує рідке скло, а інгібуючі – хлористий калій. Буровий розчин готувався на основі глинистої суспензії, приготовленої із бентонітового глинопорошку.

Ці бурові розчини приготовлені на основі глинистих суспензій. Тому недоліком є те, що силікатний компонент, зважаючи на наявність в розчині глини, а не біополімеру, володіє високим значенням показника фільтрації, недостатньою гідрофобізуючою здатністю фільтрата, невисокими інгібуючими властивостями.

В зарубіжній практиці компанія «M-I SWACO» розробила і успішно застосовувала буровий розчин «Sildrill» [34]. Це системи силікатного розчину, що має хороші інгібуючі властивості. Для досягнення сильної інгібуючої дії у цьому розчині використано три інгібітори: рідке скло, хлористий калій і гліколі. Потрійний підхід інгібування включає: прямий хімічний зв'язок силікатних полімерів з поверхністю пласта і частинками шламу; осадження силікату за допомогою двохвалентних іонів; силікатну полімеризацію, що призводить до утворення складних неорганічних полімерних структур, які вступають у реакцію з поверхнею глинистих порід. Буровий розчин добре себе зарекомендував на практиці буріння свердловин, зокрема і похило-скерованих. Недоліком цього розчину є складність його приготування у зв’язку з компонентним складом, що вимагає значних витрат часу і зусиль, має високу собівартість для приготування 1 $м^3$ розчину, що є одним із основних критеріїв під час вибору рецептури бурового розчину.

У роботі [142] розроблено рецептуру бурового розчину на основі гліцерину. Згідно з результатами пропонована рецептура може зменшити здатність гірської породи до набухання на 37% і таким чином покращити стабільність стовбура свердловини в сланцевих пластах. До недоліків цієї

рецептури можна віднести наявність у складі органічного ґрунту конкретного мінерального складу, зібраного у місті Сюйчжоу провінції Цзянсу в Китаї. Використання органічного ґрунту ідентичного складу є складним і малоймовірним на теренах нашої країни, що може вплинути на ефективність бурової системи.

Розроблення рецептури бурового розчину на основі силікатного реагенту потрібно робити індивідуально під кожну свердловину із врахуванням гірничо-геологічних умов і досвіду буріння раніше пробурених поруч свердловин.

## 1.5 Постановка завдань дослідження та вибір методів їх вирішення

В процесі промивання свердловин виникають різноманітні ускладнення. Основними причинами їх виникнення є порушення цілісності стінок свердловини та неякісне очищення свердловини від шламу.

Незважаючи на дотримання режимно-технологічних параметрів під час буріння свердловин та рекомендації щодо процесу промивання більшість свердловин, особливо скерованих, пробурених на теренах України і за кордоном, супроводжені ускладненнями спричиненими неякісним очищенням стовбура від вибуреної породи. Тому можна стверджувати, що відомі на сьогодні заходи не забезпечують ефективності процесу промивання та якісної очистки свердловини від шламу, і проблема залишається актуальною.

Для ліквідації ускладнень, що виникають внаслідок неякісної очистки свердловин, зростають енергетичні витрати, збільшуються використання коштів, а часто доводиться навіть змінювати підходи до певних технологічних процесів буріння. Така ситуація трапляється, незважаючи на дотримання загальних рекомендацій процесу промивання і техніко-

технологічної документації, розробленої для конкретних умов окремо взятої свердловини.

Одним з ефективних напрямків вирішення зазначеної проблеми і з метою підвищення якості процесу промивання свердловини та очищення її від шламу може бути застосування пульсуючої течії промивальної рідини із урахуванням множини впливу інших факторів, чого не забезпечують відомі на сьогодні науково-практичні методи та підходи технології буріння.

Під час буріння скерованих свердловин вагомий вплив має правильно підібраний тип та властивості бурового розчину, який би забезпечував стійкість стінок свердловини і ефективне транспортування шламу на денну поверхню із урахуванням геолого-технічних умов і особливостей скерованого буріння. Вибір промивальної рідини необхідно проводити індивідуально для кожної свердловини спираючись на досвід буріння пробурених раніше свердловин, розташованих неподалік.

Узагальнюючи вищезазначене, можна сформулювати мету дисертаційної роботи: забезпечення якісного промивання скерованих свердловин шляхом підвищенні ефективності їх очищення від шламу.

Для досягнення мети необхідно вирішити такі завдання:

1. Проаналізувати дослідження щодо особливостей процесу очистки скерованих свердловин, способів та методів покращення його ефективності.

2. Дослідити вплив концентрації шламу в промивальній рідині на параметри пульсацій в кільцевому просторі свердловин.

3. Експериментально дослідити вплив основних факторів процесу промивання свердловин із застосуванням пульсуючої течії рідини.

4. Розробити пристрій для створення імпульсів тиску у вибійній ділянці свердловини з можливістю їх поширення у кільцевому просторі свердловин.

5. Розробити рецептуру бурового розчину для забезпечення ефективного процесу промивання скерованих свердловин.

6. Виконати промислову апробацію результатів наукових досліджень.

# РОЗДІЛ 2

# МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ НЕРІВНОМІРНОЇ ТЕЧІЇ РІДИНИ ПІД ЧАС ПРОМИВАННЯ СВЕРДЛОВИН

Процеси, що відбуваються у свердловині є настільки різноманітними і схильними до впливу багатьох факторів, що управління ними під час буріння стає дуже складною проблемою.

Одним із таких процесів – промивання свердловин. Детальний математичний опис і вивчення цього процесу через наявність безлічі постійних, змінних і випадкових факторів, відсутності необхідної початкової інформації не завжди є можливим.

Останнім часом для цих цілей широко використовують принципи моделювання.

Намагаючись побудувати модель будь-якого технологічного процесу буріння свердловин, можна дослідити всі факти, що стосуються цього процесу і встановити зв'язок між ними. Однак такий підхід трудомісткий і недоцільний, оскільки чим глибше вивчати процес (після деякої межі), тим більше з’являється невизначеностей.

Слід зазначити, що дослідження складного технологічного процесу дає змогу отримати велику кількість різноманітних моделей, котрі більшоючи меншою мірою висвітлюють різні аспекти його функціонування. Одночасний розгляд кількох таких моделей може призвести до протиріч та дисонансів. Однак у цій ситуації не можна вагатися між різними моделями та шукати підстави залежно від обставин, не слід вирішувати питання на користь однієї з них. Навпаки, як вказує М. Пешель [95], нам слід незважаючи на їх протиріччя використовувати їх різноманіття для кращого досягнення поставленої задачі.

Процес промивання свердловин потребує постійного вивчення і удосконалення шляхом моделюванням, зокрема математичого моделювання.

У більшості відомих наукових праць, присвячених вивченню ефективності процесу промивання свердловин, досліджено рівномірний рух течії промивальної рідини [77, 125, 146, 151, 175 та ін]. Проте вважають, що застосування нерівномірної течій промивальної рідини може мати переваги завдяки покращенню ефективності транспортування шламу із вибою свердловини на денну поверхню.

Дослідження цього процесу є досить складним з погляду моделювання, зважаючи на його багатофакторність. Проте, дотримуючись наукових основ і законів можна дослідити застосування нерівномірної течії промивальної рідини для ефективного транспортування шламу з вибою свердловини із використанням математичного моделювання.

## 2.1 Математичне моделювання процесу виносу гірської породи імпульсним методом

Для розроблення методики вилучення шламу, що може осісти вздовж шляху його переміщення, використовують методи математичного моделювання.

Першим способом є спроба створити імпульсну дію на вибурену породу, шляхом встановлення таких значень тиску у свердловині, які дозволяють спричиняти на частинки породи, що осіли дію потоку, яка обумовить їх винесення із застійної зони.

Розглядаємо класичну задачу [22] про течію Пуазейля під дією перепаду тиску по довжині свердловини. Для оцінки фізичних параметрів дії на шлам приймаємо таке припущення: течію рідини вважаємо такою, що задовольняє рівняння нерозривності:

$$div\vec{V} = 0, \tag{2.1}$$

де $\vec{V}$ – вектор швидкості; як правило, ненульовою компонентою вважають лише компоненту вздовж осі труби;

– рівняння Нав'є-Стокса:

$$\frac{d\vec{V}}{dt} = -\frac{1}{\rho} \cdot gradp + \nu \cdot \Delta\vec{V},$$

$$\frac{d\vec{V}}{dt} = -\frac{1}{\rho} \cdot gradp + \nu \cdot \Delta\vec{V}, \quad (2.2)$$

де $\rho$ – густина рідини, що тече в трубі;

$p$– тиск;

$\nu$ – кінематична в’язкість.

Під час аналізу рівнянь (2.1) і (2.2) встановлюємо, що $\vec{V} = V(x, y, t)$, $p = p(z, t)$, де $z$ – координати вздовж труби, $x, y$ – координати в перерізі труби.

На основі рівнянь (2.1) і (2.2) легко довести, що профіль швидкості представляє собою в поперечному перерізі круглої труби параболоїд обертання:

$$V = \frac{i}{4\mu} \cdot (a^2 - r^2), \quad (2.3)$$

де $\mu$ – динамічна в’язкість;

$i$ – перепад тиску вздовж горизонтальної осі труби;

$r = \sqrt{x - y^2}$.

Тоді згідно з (2.3), максимальна швидкість досягається при $r = 0$, що відповідає осі труби:

$$V_{max} = \frac{ia^2}{4\mu}, \quad (2.4)$$

витрата рідини складає:

$$Q = \frac{i\pi a^4}{4\mu}, \quad (2.5)$$

де $a$ – радіус елемента, по якому рухається потік промивальної рідини.

Середня швидкість складає половину значення максимальної швидкості. Сила $R$, що діє на ділянку труби довжиною $l$ круглого поперечного перерізу, може бути обчислена за формулою:

$$R = (p_1 - p_2) \cdot \pi a^2, \tag{2.6}$$

де $p_1$ та $p_2$ – значення тиску в перерізах, що перебувають на відстані $l$ один від одного.

З урахуванням дотичних напружень, що визначаються за допомогою рівняння Нав'є-Стокса:

$$t = -\mu \frac{dV}{dr}, \tag{2.7}$$

Формула (2.6) з урахуванням (2.3) набуває вигляду:

$$R = 2\pi a l \frac{ia}{2}. \tag{2.8}$$

Оцінюючи силу, що діє на стінку труби за формулою (2.8), проводимо порівняння цієї величини з масою шламу, що потрібно видалити із зони. За такої умови значення перепаду тиску необхідно вибирати так, щоб виконати вимогу:

$$R > mg, \tag{2.9}$$

де $m$ – маса гірської породи;

$g$– прискорення земного тяжіння, що гарантує винесення шламу потоком рідини.

Для реалізації вказаної моделі необхідно задати:

$i = \frac{dp}{dz}$ – лінійний перепад тиску, який забезпечується шляхом перекриття перерізу; $l$ – довжина ділянки елемента, по якому рухається потік промивальної рідини.

Розроблена методика дає змогу проводити експрес-оцінку величини винесеної маси шламу потоком збуреної рідини.

## 2.2 Математичне моделювання процесу виносу гірської породи передрезонансним методом

Розвязати задачу винесення осілого шламу можна за рахунок використанню резонансних і передрезонансних ефектів, які розглядали ряд дослідників [6]. Частоту власних коливань оцінюмо за залежністю:

$$\omega = \sqrt{\frac{AE}{m_k L}}, \tag{2.10}$$

де $A$ – площа поперечного перерізу тіла колони; $E$– модуль Юнга матеріалу, з якого вона виготовлена; $m_k$– маса бурильної колони; $L$ – довжина колони.

Водночас розглядаємо коливальну систему виду:

$$y''(t) + \omega^2 y = f(t), \tag{2.11}$$

де $f(t)$ – збурювальна сила, що діє на колону.

Якщо $f(t)$ набуває вигляду:

$$f(t) = Asin\omega t, \tag{2.12}$$

де $\omega$ збігається з (2.10), то отримаємо явище резонансу, що може призвести до негативної дії на колону внаслідок необмеженого росту переміщень точок колони.

В такому випадку розв'язок (2.11) записуємо у вигляді:

$$y = y_{\text{одн}} + y_{\text{нк}}, \tag{2.13}$$

де розв'язок однорідного рівняння матиме форму:

$$y_{\text{одн}} = C_1 sin\omega t + C_2 cos\omega t. \tag{2.14}$$

Константи $C_1$ і $C_2$ визначають з початкових умов, де $y(0) = y_0$, $y'(0) = y_0'$, а $y_{\text{нк}}$ – методом невизначених коефіцієнтів у формі:

$$y_{\text{нк}} = Ctsin\omega t + Dtcos\omega t, \tag{2.15}$$

Водночас метод невизначених коефіцієнтів дозволяє визначити коефіцієнти $C$ і $D$ шляхом підставлення (2.15) в рівняння та визначення коефіцієнтів при $cos\omega t$ та $sin\omega t$. Саме наявність у (2.15) лінійних по $t$ величин призводить до необмеженого росту переміщень точок колони. Водночас у випадку резонансної втрати стійкості колону з цього положення необхідно негайно виводити шляхом зменшення впливу аналітичного подання (2.15). Проте необхідно забезпечити достатню величину амплітуди коливань з метою збурення шламу та його винесення потоком рідини із свердловини, параметри якого визначають або наведеною вище методикою (2.1)-(2.9), або визначають з (2.15), оскільки збурений шлам може бути знесений звичайним технологічним потоком. Крім того, можуть бути використані передрезонансні ефекти: при такій ситуації рівняння (2.11) зберігає свою форму, а подання правої частини (2.12) набуває вигляду $f(t) = Asin\omega_1 t$, де $\omega \neq \omega_1$, проте виконується умова $|\omega - \omega_1| < \varepsilon$, де $\varepsilon$ – параметр передрезонансу. Тоді рівняння:

$$\begin{gathered} y'' + \omega^2 y = f(t), \\ y(0) = y_0, y'(0) = y_0' \end{gathered} \tag{2.16}$$

З урахуванням початкових умов:

$$\begin{gathered} y_{\text{одн}} = \frac{y_0'}{\omega} sin\omega t + y_0 cos\omega t, \\ y_{\text{нк}} = \text{C}cos\omega_1 t + Dsin\omega_1 t, \\ y_{\text{нк}}'' = -\text{C}\omega_1^2 cos\omega t - D\omega_1^2 sin\omega t - \text{C}\omega_1^2 cos\omega_1 t - D\omega_1^2 sin\omega_1 t + \\ +\omega^2 C_1 cos\omega_1 t - D\omega^2 sin\omega_1 t = Asin\omega_1 t \end{gathered} . \tag{2.17}$$

Метод невизначених коефіцієнтів у процесі реалізації дає:

$$\begin{gathered} \begin{cases} -C\omega_1^2 + C\omega^2 = 0 \\ -D\omega_1^2 + D\omega^2 = A \end{cases} \Rightarrow \\ \Rightarrow \begin{cases} C = 0, \text{бо } \omega^2 - \omega_1^2 \neq 0, \\ D = \frac{A}{\omega^2 - \omega_1^2}. \end{cases} \end{gathered} \tag{2.18}$$

Отже, загальний розв'язок рівняння записуємо у вигляді:

$$y = \frac{y_0'}{\omega} sin\omega t + y_0 cos\omega t + \frac{A}{\omega^2 - \omega_1^2} sin\omega_1 t, \quad (2.19)$$

Параметри передрезонансних процесів регулюють величиною $\omega^2 - \omega_1^2$ з урахуванням $|\omega - \omega_1| < \varepsilon$

У такому випадку можна забезпечити значну амплітуду коливань колони, яка дасть змогу збурити шлам в зоні поблизу колони і винести його потоком промивальної рідини на денну поверхню. Проте процес передрезонансних коливань повинен бути обмеженим і нетривалим у часі з метою забезпечення стійкості бурильної колони. Для модельного процесу коливань, який задає передрезонансний стан колони:

$$\begin{gathered} y'' + 4y = 2\sin(at) \\ y(0) = 0, y'(0) = 1 \end{gathered}. \quad (2.20)$$

За такої умови всі коефіцієнти задачі обирають з метою демонстрації відповідності моделі реальній фізичній картині процесу.

## 2.3 Математична модель коливальних вібрацій в двофазному середовищі

На основі принципу незалежності рухів розроблено математичну модель коливальних вібрації в двофазному середовищі течії промивальної рідини із вибуреною породою вздовж осі стовбура свердловини.

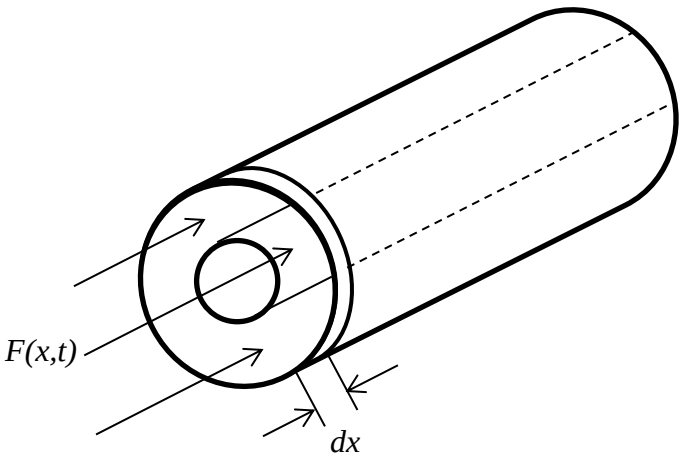



Рисунок 2.1 – Схема для побудови математичної моделі коливальних вібрацій в двофазному середовищі

У кільцевому просторі виділимо моношар товщиною *dx*, який повязаний із силою, що збуджує коливання *F(x,t)*. Згідно з законом Гука деформація моношару під дією сили *F(x,t)*:

$$F(x,t) = ES\varepsilon + \eta S \cdot \frac{d\varepsilon}{dt}, \tag{2.21}$$

де $E$ – модуль пружності середовища;

$\varepsilon$ – відносна деформація;

$\eta$ – динамічна в'язкість гетерогенної системи;

$S$ – площа контакту:

$$S = \frac{\pi(D^2 - d^2)}{4}.$$

Якщо переміщення моношару складає *u(x,t)*, то з (2.21) маємо:

$$F(x,t) = \frac{\partial u}{\partial x} \cdot ES + \eta S \cdot \frac{\partial^2 u}{\partial x \partial t}. \tag{2.22}$$

Зміна сили на ділянці $dx$:

$$F(x+dx,t) - F(x,t) = ES \cdot \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} dx + \eta S \cdot \frac{\partial^3 u}{\partial^2 x \partial t}. \tag{2.23}$$

Маса моношару $\delta M = \rho S dx$ і його прискорення $a = \partial^2 u / \partial t^2$ дають зміну сили:

$$\rho S dx \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = ES \cdot \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \eta S \cdot \frac{\partial^3 u}{\partial x^2 \partial t}. \tag{2.24}$$

Розділивши на масу моношару і враховуючи, що швидкість звуку в середовищі $c^2 = E/\rho$, а кінетична в'язкість $\upsilon = \eta/\rho$, отримаємо:

$$\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = \mathrm{c}^2 \cdot \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \upsilon \cdot \frac{\partial^3 u}{\partial x^2 \partial t}. \quad (2.25)$$

Рівняння (2.25) є однорідним хвильовим рівнянням і реалізується методом Фур'є.

Для цієї мети необхідно поставити крайову задачу, тобто задати початкові і граничні умови. Використовуючи принцип незалежності рухів, вважаємо, що течія середовища вздовж осі стовбура свердловини і коливальні вібрації є незалежними. Тоді сумарна швидкість довільної точки середовища у складному русі:

$$\bar{v} = \bar{w} + \bar{\omega}, \quad (2.26)$$

де $\bar{w}$ – вектор швидкості середовища вздовж осі;

$\bar{\omega}$ – вектор віброшвидкості.

Початкова умова для реалізації (2.25) має вигляд:

$$u(x,0) = \frac{\omega_L - \omega_0}{2L} \cdot x^2. \quad (2.27)$$

На початку лінійної ділянки віброшвидкість внаслідок роботи пульсатора стала:

$$\omega(0,t) = \omega_0. \quad (2.28)$$

В кільцевому перерізі завдяки втратам енергії віброшвидкість зменшується, але залишається сталою, тобто:

$$\omega(L,t) = \omega_L. \quad (2.29)$$

Тоді крайова задача для (2.25) матиме вигляд:

$$\left.\frac{\partial u}{\partial x}\right|_{x=0} = \omega_0; \left.\frac{\partial u}{\partial x}\right|_{x=L} = \omega_L. \quad (2.30)$$

Введемо нову функцію $\varphi(x,t)$ яка задовольняє рівняння (2.25) і для якої крайова задача (2.30) буде однорідною. Вона пов'язана з функцією $u(x,t)$ (віброзміщенням) співідношенням:

$$\varphi(x,t) = u(x,t) + \gamma x + \gamma_1 x^2, \quad (2.31)$$

де $\gamma$, $\gamma_1$ – сталі коефіцієнти, які підберемо такими, щоб крайові умови для $\varphi$ були однорідними.

Для функції (2.31) маємо рівняння:

$$\frac{\partial^2 \varphi}{\partial t^2} = c^2 \cdot \frac{\partial^2 \varphi}{\partial x^2} + \upsilon \cdot \frac{\partial^3 \varphi}{\partial x^2 \partial t}. \quad (2.32)$$

Однорідність граничних умов дає:

$$\left.\frac{\partial \varphi}{\partial x}\right|_{x=0} = \left.\frac{\partial \varphi}{\partial x}\right|_{x=0} + \gamma = 0;$$
$$\left.\frac{\partial \varphi}{\partial x}\right|_{x=L} = \left.\frac{\partial \varphi}{\partial x}\right|_{x=L} + \gamma + 2\gamma_1 \cdot L = 0.$$

Звідси:

$$\gamma = -\omega_0; \gamma_1 = \frac{\omega_0 - \omega_L}{2L}. \quad (2.33)$$

Початкова умова:

$$\varphi(x,0) = u(x,0) + \gamma x + \gamma_1 x^2 = -\omega_0 x. \quad (2.34)$$

Розв'язки (2.32), які задовольняють однорідні крайові умови, шукаємо методом відокремлення змінних:

$$\varphi(x,t) = \mathrm{X(x)T(t)}. \tag{2.35}$$

Тоді:

$$\frac{\partial^2\varphi}{\partial t^2} = XT''; \frac{\partial^2\varphi}{\partial x^2} = X''T; \frac{\partial^3\varphi}{\partial x^2\partial t} = X''T',$$

де $X'' = \frac{d^2\mathrm{X}}{dx^2}; T'' = \frac{d^2T}{dt^2}; T' = \frac{dT}{dt}$.

Рівняння (2.32) матиме вигляд:

$$T''X = c^2X''T + \upsilon X''T'. \tag{2.36}$$

Звідси:

$$T''X = X''(c^2T + \upsilon T')$$

Або:

$$\frac{T''}{c^2T+\upsilon T'} = \frac{X''}{X}. \tag{2.37}$$

Оскільки ліва частина (2.37) є функцією тільки *T*, а права – тільки *X*, то отримаємо:

$$\frac{X''}{X} = -\lambda^2; \frac{T''}{c^2T+\upsilon T'} = -\lambda^2.$$

Або:

$$\begin{cases} X'' + \lambda^2X = 0 \\ T'' + \upsilon\lambda^2T' + c^2\lambda^2T = 0 \end{cases}. \tag{2.38}$$

Перше рівняння системи (2.38) є лінійним дифрівнянням другого порядку. Для його розв’язку складаємо характеристичне рівняння і знаходимо його корені:

$$k^2 + \lambda^2 = 0,$$

$$k_{1,2} = \pm i\lambda$$

Комплексно-спряжені корені дають розв’язок:

$$X(x) = A\sin\lambda x + \mathrm{B}\cos\lambda x, \tag{2.39}$$

де $A$, $B$ – сталі коефіцієнти.

$$\frac{\partial X}{\partial x} = A\lambda\cos\lambda x - B\lambda\sin\lambda x. \tag{2.40}$$

Гранична умова $X'(0) = 0$ дає $A = 0$.

З другої граничної умови $X'(L) = 0$ маємо:

$$B\lambda\sin\lambda L = 0.$$

Звідси $\lambda_n = \frac{\pi n}{L}$.

Отже, розв'язки першого рівняння системи (2.38) будуть:

$$X_n(x) = B_n\cos\frac{\pi n x}{L}, \tag{2.41}$$

де $n = 1,2,3,\ldots$

Для другого рівняння системи (2.38) характеристичне рівняння:

$$k^2 + \upsilon\lambda_n^2 k + c^2\lambda_n^2 = 0.$$

Його розв'язки:

$$k_{1,2} = -\frac{\upsilon\lambda_n^2}{2} \pm \sqrt{\frac{\upsilon^2\lambda_n^4}{4} - c^2\lambda_n^2} = -\frac{\upsilon\lambda_n^2}{2} \pm \lambda_n\sqrt{\frac{\upsilon^2\lambda_n^2}{4} - c^2},$$

де $C$ – швидкість розповсюдження звуку в гетерогенному середовищі.

Для двофазного середовища швидкість звуку пропонується визначити за формулою Вуда:

$$\mathrm{c} = \frac{1}{\sqrt{\rho(\frac{\alpha_1}{\rho_1\mathrm{c}_1^2} + \frac{\alpha_2}{\rho_2\mathrm{c}_2^2})}}, \tag{2.42}$$

де $\alpha_1\alpha_2$ – молярні концентрації компонентів;

$\rho_1\rho_2$ – густини рідкої і твердої фази;

$c_1c_2$ – швидкості звуку у рідкій і твердій фазі;

$\rho = \alpha_1\rho_1 + \alpha_2\rho_2$.

Розв'язки другого рівняння системи (2.38) зі знайденими коренями характеристичного рівняння мають вигляд:

$$T_n(t) = e^{-\frac{\lambda^2\upsilon}{2}t}(C_n \sin\lambda_n\sqrt{c^2 - \frac{\lambda_n^2\upsilon^2}{4}}\cdot t + D_n \cos\lambda_n\sqrt{c^2 - \frac{\lambda_n^2\upsilon^2}{4}}\cdot t), \quad (2.43)$$

де $C_n$, $D_n$ – сталі інтегрування.

Отже:

$$T_n(t) = e^{-\frac{\pi^2 n^2 \upsilon t}{2L^2}}(C_n \sin\frac{\pi n}{2L}\sqrt{c^2 - \frac{n^2\pi^2\upsilon^2}{4L^2}}\cdot t + D_n \cos\frac{\pi n}{2L}\sqrt{c^2 - \frac{n^2\pi^2\upsilon^2}{4L^2}}\cdot t). \quad (2.44)$$

Тепер функції $\varphi(x,t)$, що є розв'язками рівняння (2.22) і задовольняють крайові умови (2.30) мають вигляд:

$$\varphi_n(x,t) = \alpha_n e^{-\frac{\pi^2 n^2 \upsilon t}{2L^2}}(\sin\frac{\pi n t}{2L}\sqrt{c^2 - \frac{n^2\pi^2\upsilon^2}{4L^2}} + \cos\frac{\pi n t}{2L}\sqrt{c^2 - \frac{n^2\pi^2\upsilon^2}{4L^2}})\cdot\cos\frac{\pi n x}{2L}, \quad (2.45)$$

де $\alpha_n$ – стала інтегрування, яку визначаємо з початкової умови:

$$\alpha_n = \frac{2}{L}\int_0^L \varphi(x,0)\cos\frac{\pi n x}{L}dx = \frac{2L}{\pi^2 n^2}\omega_0[1-(-1)^n].$$

Тоді:

$$\varphi(x,t) = \frac{2\omega_0 L}{n^2}\sum_{n=1}^{\infty}\frac{1-(-1)^n}{n^2}\cdot e^{-\frac{\pi^2 n^2 \upsilon t}{2L^2}}\cdot(\sin\frac{\pi n t}{2L}\sqrt{c^2 - \frac{n^2\pi^2\upsilon^2}{L^2}} +$$

$$+\cos\frac{\pi n t}{2L}\sqrt{c^2 - \frac{n^2\pi^2\upsilon^2}{L^2}})\cdot\cos\frac{\pi n x}{2L}. \quad (2.46)$$

Тепер віброзміщення:

$$u(x,t) = \omega_0 x - \frac{\omega_0 - \omega_L}{L} x^2 + \frac{2\omega_0 L}{n^2} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1-(-1)^n}{n^2} \cdot e^{-\frac{\pi^2 n^2 \upsilon t}{2L^2}} \cdot \left( \sin \frac{\pi n t}{2L} \sqrt{c^2 - \frac{n^2 \pi^2 \upsilon^2}{L^2}} + \right.$$

$$\left. + \cos \frac{\pi n t}{2L} \sqrt{c^2 - \frac{n^2 \pi^2 \upsilon^2}{L^2}} \right) \cdot \cos \frac{\pi n x}{2L}. \quad (2.47)$$

Сумарне переміщення елементів дисперсної системи за проміжком часу Δt може бути знайдено за принципом незалежності рухів (2.26):

$$\bar{y}(x,t) = \bar{x}(x,t) + \bar{u}(x,t). \quad (2.48)$$

В умовах стаціонарного руху потоку переміщення $x(x,t)$ визначаємо величиною середньої осьової швидкості в потоці $\omega(x,t)$, спрямованої вздовж осі свердловини:

$$x(x,t) = \omega(x,t) \cdot t. \quad (2.49)$$

Віброзміщення $u(x,t)$ визначаємо з (2.47) на кожен момент часу, воно може мати невизначений напрямок.

За результатами проведених аналітичних розрахунків складено програму у середовищі «JavaScript». Програмні можливості дають змогу оцінити залежність зміни власного віброзміщення двофазного середовища від часу, вплив концентрації шламу та віддалі від джерела імпульсів на амплітуду та частоту пульсацій.

На рисунку 2.2 зображено вигляд діалового вікна розробленої програми.

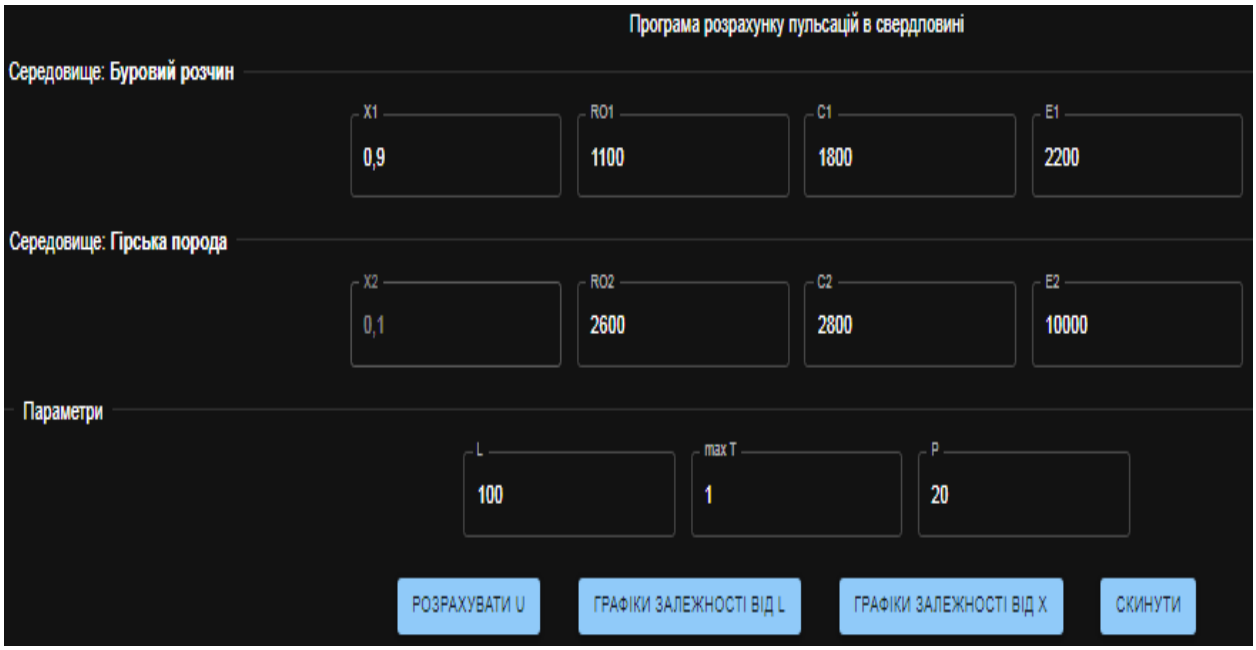



Рисунок 2.2 – Діалогове вікно програми розрахунку пульсацій в свердловині

На рисунку 2.3 зображено графічну залежність зміни власного віброзміщення двофазного середовища від часу при концентрації шламу в промивальній рідині 10% і віддалі від джерела імпульсів – 100м.

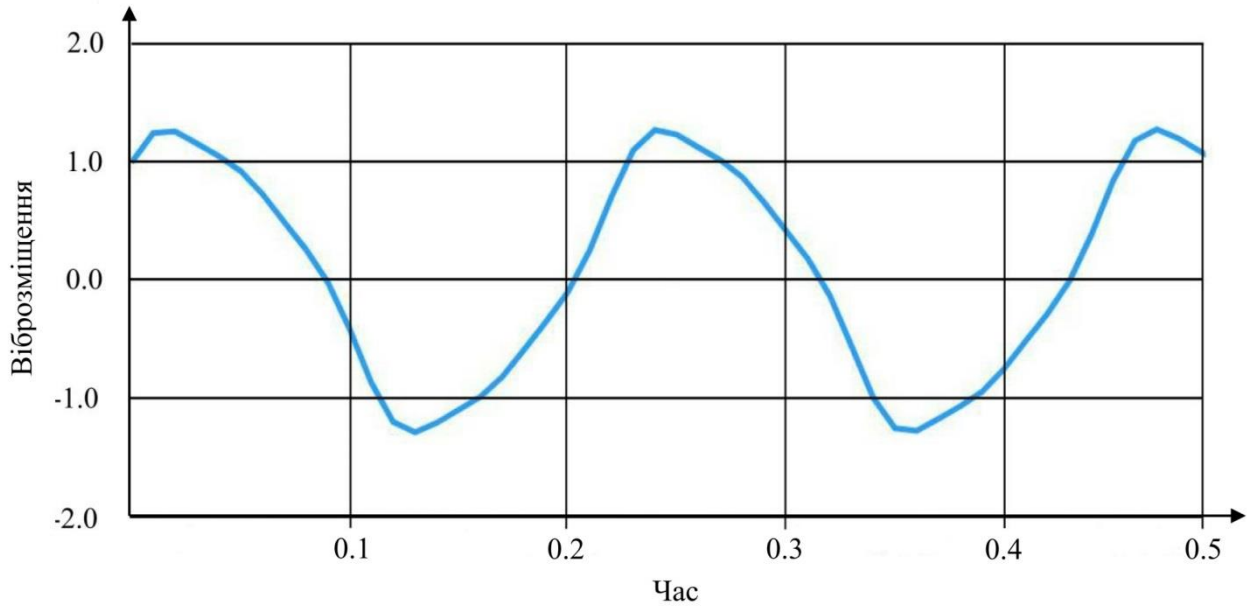



Рисунок 2.3 – Залежність зміни власного віброзміщення двофазного середовища від часу

Згідно з графіком випливає, що віброзміщення в часі характеризується синусоїдною кривою із певним періодом.

Віброшвидкість визначаємо шляхом диференціювання (2.47) за часом і отримуємо:

$$\omega(x,t) = \frac{2\omega_0}{\pi^2} \cdot \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n^2}[1-(-1)^n] \cos\frac{\pi n x}{L} e^{-\alpha t} \cdot [\beta \cos\beta\, t - \alpha \sin\beta t) - (\beta \sin\beta t + \alpha \cos\beta\, t)], \quad (2.50)$$

де $\alpha = \frac{\pi^2 n^2 \upsilon}{2L^2}$;

$\beta = \frac{\pi n}{2L}\sqrt{c^2 - \frac{n^2\pi^2\upsilon^2}{4L^2}}$.

Якщо існує мінімальна віброшвидкість $[\omega]$, яка визначена експериментально з умови утримання в зваженому стані твердої фази, то, очевидно, нормальна робота системи буде у випадку, коли віброшвидкість в будь-якій точці колони буде не меншою за $[\omega]$, тобто $\omega(x,t) \geq [\omega]$. Важливо перевірити виконання цієї умови в кільцевому перерізі, де віброшвидкість буде мінімальною, тобто:

$$\omega(L,t) \geq [\sigma].$$

Граничним станом буде знак рівності. Це дасть змогу із (2.50) визначити необхідну величину віброшвидкості $\omega_0$ в початковому перерізі, підставляючи $\omega_L(L,t) = [\omega]$.

Нехай збуджувана сила буде задана рівністю:

$$F(t) = F_0 \sin(\omega t). \quad (2.51)$$

$$u(x,t) = \varphi(ct - x) + \Psi(ct + x).$$

Пряма хвиля:

$$u(x,t) = \varphi(ct - x). \quad (2.52)$$

Зв'язок між формою генерованої хвилі $\varphi(ct - x)$ і силою взаємодії $\mathrm{F}(x,t)$ знаходимо з (2.24) без урахування дисипативної складової $\eta S \frac{\partial^2 u}{\partial x \partial t}$:

$$-F(x,t) = \mathrm{ES}\frac{\partial u}{\partial x}\Big|_{x=0}. \quad (2.53)$$

Якщо $\alpha = (ct - x)$, то з (2.52) і (2.53) отримуємо:

$$\frac{d(\varphi(\alpha)}{d\alpha} = \frac{F(t)}{ES}. \quad (2.56)$$

Інтегруємо (2.54) з умовою $\varphi(0) = 0$:

$$\varphi(\alpha) = \frac{1}{ES}\int_0^{\alpha} F(\frac{\alpha}{c})d\alpha. \quad (2.55)$$

Враховуючи (2.51), із (2.55) одержимо:

$$\varphi(\alpha) = \frac{F_0}{ES}\sin(\frac{\omega\alpha}{\mathrm{c}})\, d\alpha = \frac{F_0 \mathrm{c}}{\omega ES}\cos\frac{\omega\alpha}{\mathrm{c}}. \quad (2.56)$$

Рівняння прямої хвилі:

$$\varphi(ct - x) = -\frac{F_0 \mathrm{c}}{\omega ES}\cos\left(\omega(t - \frac{x}{\mathrm{c}})\right) = -\frac{F_0 \mathrm{c}}{\omega ES}\cos\left(\omega t - \frac{\omega x}{\mathrm{c}}\right). \quad (2.57)$$

Внаслідок накладання хвиль (прямих і відбитих) у системі можуть утворюватися стаціонарні хвильові поля (стоячі хвилі), інтенсивність яких суттєво перевищує амплітуду генерованих хвиль. Суперпозиція прямих і відбитих хвиль з рівняння (2.57):

$$\varphi(x,t) = \alpha\cos\left(\omega t - \frac{\omega x}{c}\right) - \alpha\cos\left(\omega t + \frac{\omega(x-2l)}{c}\right) = 2\alpha sin\frac{\omega}{c}(l-x)\cdot \quad \cdot$$
$$sin\omega(t-\frac{l}{c}). \qquad (2.58)$$

У збуджувану силу (2.51) вводимо зміщення по фазі:

$$F(t) = F_0\sin(\omega t - \Psi). \qquad (2.59)$$

Тоді:

$$F(x,t) = F_0\sin(\omega t - \Psi) = \mathrm{ES}\frac{\partial u}{\partial x}\Big|_{x=0} = 2\alpha\frac{\omega}{l}EScos(\frac{\omega l}{c})\sin(\omega t - \frac{\omega l}{c}). \qquad (2.60)$$

З (2.59) і (2.60) знаходимо амплітуду:

$$a = \frac{F_0 c}{2\omega EScos\frac{\omega l}{c}}. \qquad (2.61)$$

За допомогою розробленої програми отримано залежності частоти пульсацій від концентрації шламу в промивальній рідині (рис. 2.4) та віддалі від джерела імпульсів (рис. 2.5).

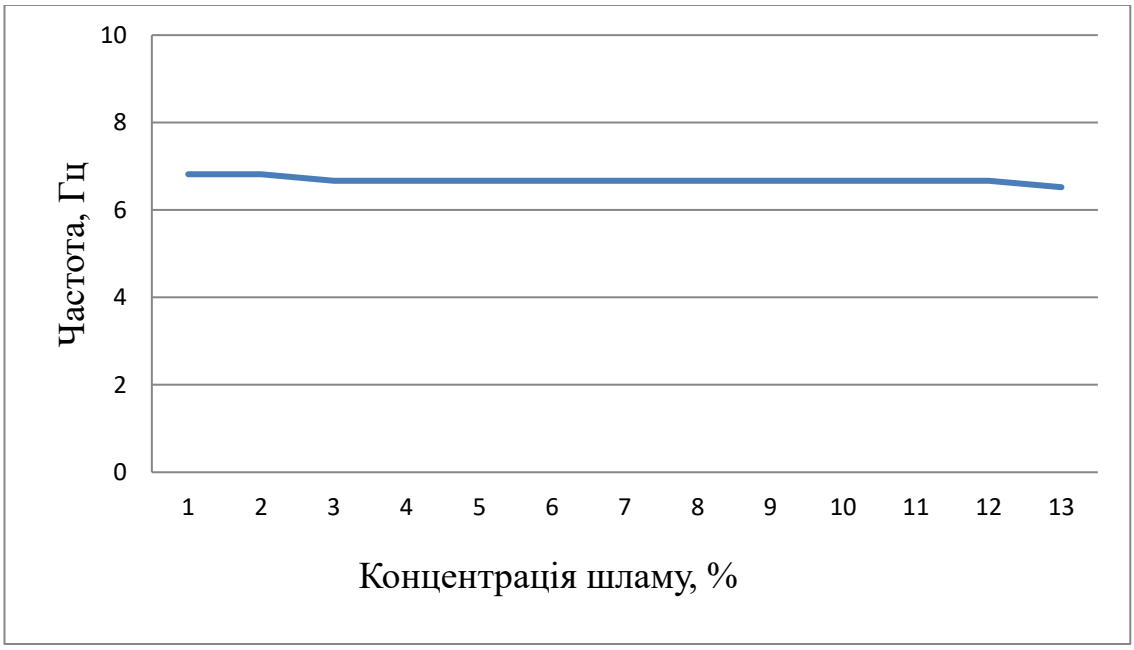



Рисунок 2.4 – Вплив концентрації шламу на частоту пульсацій

Графічна залежність 2.4 впливу концентрації шламу в промивальній рідині на частоту пульсацій побудована на віддалі 100 м від джерела імпульсів.

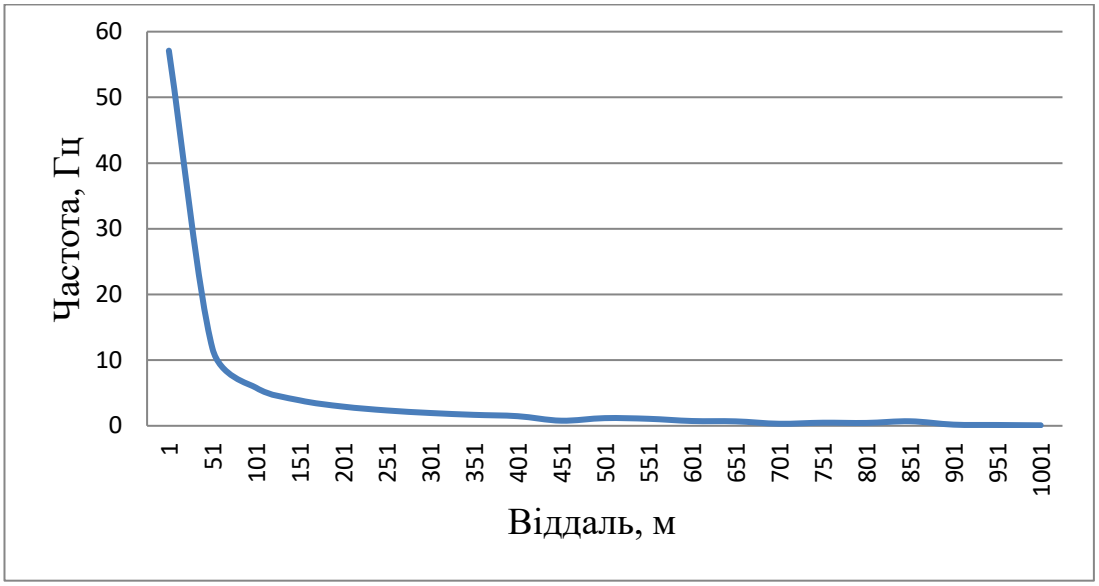



Рисунок 2.5 – Вплив віддалі від джерела імпульсів на частоту пульсацій

Відповідно до графіка 2.5, з віддаллю від джерела імпульсів частота пульсацій зменшується в гіперболічній залежності внаслідок затухання в двофазному середовищі.

Також з використанням програми побудовано аналогічні залежності амплітуду пульсацій від віддалі від джерела імпульсів (рис. 2.6) і від концентрації шламу в промивальній рідині (рис. 2.7).

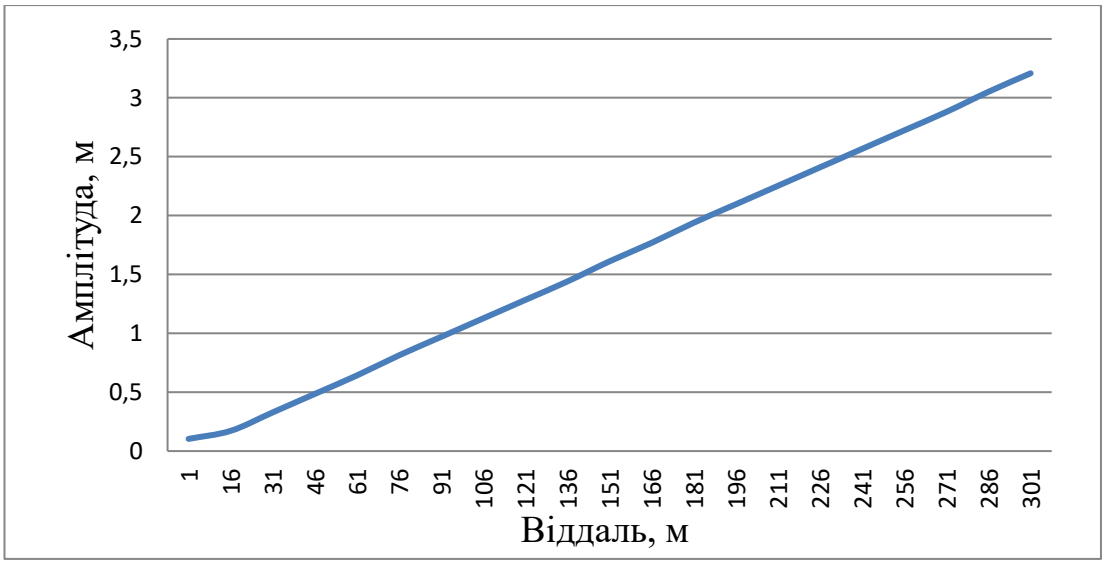



Рисунок 2.6 – Вплив віддалі від джерела імпульсів на амплітуду пульсацій

Згідно графіка 2.6 випливає, що амплітуда пульсацій з відділлю від джерела імпульсів зростає.

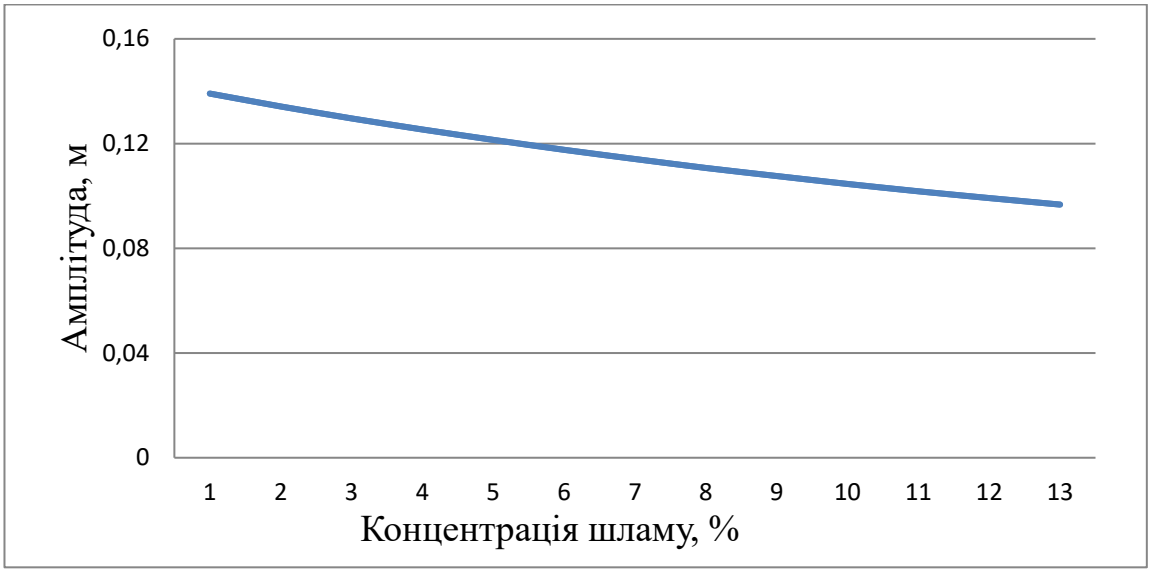



Рисунок 2.7 – Вплив концентрації шламу на амплітуду пульсацій

Залежність амплітуди пульсацій від концентрації шламу побудовано на віддалі 10 м від джерела імпульсів. Збільшення концентрації шламу в промивальній рідині зменшує амплітуду пульсацій в лінійній залежності, що має негативний характер.

За результатами проведених розрахунків математичного моделювання промивання свердловин із застосуванням пульсацій рідини ми дійшли висновку у необхідності експериментального моделювання цього процесу із розробленям критеріїв подібності.

## 2.4 Визначення критеріїв подібності для моделювання процесу промивання свердловини

Промивання свердловин – це складний техніко-технологічний процес, який включає в себе множину параметрів, здатних впливати на його перебіг. Дослідженню їх впливу на процес промивання свердловин присвячено багато робіт [11, 122, 158 і ін.]. В їх основі закладено вивчення окремих складових

на якість самого процесу. Здебільшого це обумовлено складністю розв'язання багатофакторної техніко-технологічної задачі і потребує використання експериментальних досліджень, які дають змогу отримати очікуваний результат відповідної точності в лабораторних умовах на експериментальних установках та дослідних стендах. В умовах постійної оптимізації процесу спорудження нафтогазових свердловин існує потреба в безперервному вдосконалені технології їх промивання і його коректуванні за результатами нових наукових досліджень.

Для ефективного моделювання процесу промивання свердловин водночас необхідно враховувати максимально можливу кількість факторів на основі побудови системи критерії подібності та розроблення за ними експериментальної установки.

На основі положень теорії подібності і розмірностей [59] для моделювання процесу промивання свердловини в лабораторних умовах пропонуємо використати основні параметри фізичної системи, де L – довжина каналу перетікання промивальної рідини, який умовно можна прирівняти до довжини бурильної колони, [L]=L; EI – жорсткість на згин бурильної колони, $[EI]=L^3 \cdot M \cdot T^{-2}$; q – вага одиниці довжини бурильної колони, $[q]=M \cdot T^{-2}$; ω – кутова швидкість обертання бурильної колони, $[\omega]=T^{-1}$; $V_{кп}$ – швидкість руху промивальної рідини в кільцевому просторі, $[V_{кп}]= L \cdot T^{-1}$; g – прискорення вільного падіння, $[g]=L \cdot T^{-2}$.

Для дослідження процесу промивання свердловини використано співвідношення, де основними одиницями вимірювання є: сила – [M]; довжина – [L]; час – [T].

З використанням розмірностей відповідних параметрів було отримано такі рівняння, які описано в роботі [59]:

$$\left.\begin{aligned} K_1 &= (EI)^{\alpha_1}(g)^{\alpha_2}(q)^{\alpha_3}L \\ K_2 &= (EI)^{\beta_1}(g)^{\beta_2}(q)^{\beta_3}\omega \\ K_3 &= (EI)^{\xi_1}(g)^{\xi_2}(q)^{\xi_3}V_{кп} \end{aligned}\right\}, \qquad (2.64)$$

де $\alpha_i$, $\beta_i$, $\zeta_i$ – невідомі коефіцієнти.

У разі використання незалежних параметрів із розмірностями [M], [L], [T] система рівнянь (2.64) набуває вигляду:

$$\left.\begin{array}{c} K_1 = (L^3 \cdot M \cdot T^{-2})^{\alpha_1}(L \cdot T^{-2})^{\alpha_2}(M \cdot T^{-2})^{\alpha_3} L = 1 \\ K_2 = (L^3 \cdot M \cdot T^{-2})^{\beta_1}(L \cdot T^{-2})^{\beta_2}(M \cdot T^{-2})^{\beta_3} T^{-1} = 1 \\ K_3 = (L^3 \cdot M \cdot T^{-2})^{\xi_1}(L \cdot T^{-2})^{\xi_2}(M \cdot T^{-2})^{\xi_3} L \cdot T^{-1} = 1 \end{array}\right\}. \quad (2.65)$$

У результаті зведення однотипних припущень одиниць вимірювання отримано:

$$\left.\begin{array}{c} (L)^{3\alpha_1+\alpha_2+1} \cdot (M)^{\alpha_1+\alpha_3} \cdot (T)^{-2\alpha_1-2\alpha_2-2\alpha_3} = 1 \\ (L)^{3\beta_1+\beta_2+1} \cdot (M)^{\beta_1+\beta_3} \cdot (T)^{-2\beta_1-2\beta_2-2\beta_3-1} = 1 \\ (L)^{3\xi_1+\xi_2+1} \cdot (M)^{\xi_1+\xi_3} \cdot (T)^{-2\xi_1-2\xi_2-2\xi_3-1} = 1 \end{array}\right\}. \quad (2.66)$$

Зіставлено однорідні показники степенів у відповідності до невідомих величин $\alpha_i$, $\beta_i$, $\zeta_i$ і отримано таку систему рівнянь:

$$\left.\begin{array}{c} 3\alpha_1 + \alpha_2 + 1 = 0 \\ \alpha_1 + \alpha_3 = 0 \\ -2\alpha_1 - 2\alpha_2 - 2\alpha_3 = 0 \\ 3\beta_1 + \beta_2 = 0 \\ \beta_1 + \beta_3 = 0 \\ -2\beta_1 - 2\beta_2 - 2\beta_3 - 1 = 0 \\ 3\xi_1 + \xi_2 + 1 = 0 \\ \xi_1 + \xi_3 = 0 \\ -2\xi_1 - 2\xi_2 - 2\xi_3 - 1 = 0 \end{array}\right\}. \quad (2.67)$$

У результаті розв’язку системи рівнянь (2.67), визначено:

$$\left.\begin{array}{c}\alpha_1 = -\frac{1}{3}, \alpha_2 = 0, \alpha_3 = \frac{1}{3} \\ \beta_1 = \frac{1}{6}, \beta_2 = -\frac{1}{2}, \beta_3 = -\frac{1}{6} \\ \xi_1 = -\frac{1}{6}, \xi_2 = -\frac{1}{2}, \xi_3 = \frac{1}{6}\end{array}\right\}. \quad (2.68)$$

Підставляючи величини $\alpha_i$, $\beta_i$, $\xi_i$ в (2.64) отримуємо:

$$\left.\begin{array}{c}K_1 = \sqrt[3]{q/EI} \cdot L \\ K_2 = \sqrt[6]{EI/q} \cdot \frac{\omega}{\sqrt{g}} \\ K_3 = \sqrt[6]{q/EI} \cdot \frac{V_{\text{кп}}}{\sqrt{g}}\end{array}\right]. \quad (2.69)$$

Наведені критерії подібності $К_i$ пов'язані однією величиною – безрозмірною одиницею довжини $\mu$ [59]:

$$\mu = \sqrt[3]{EI/q}. \quad (2.70)$$

Зіставивши залежності (2.69) та (2.70) критерії подібності $К_i$ набувають вигляду:

$$\left.\begin{array}{c}K_1 = L/\mu \\ K_2 = \omega\sqrt{\mu/g} \\ K_3 = V_{\text{кп}}/\sqrt{\mu \cdot g}\end{array}\right]. \quad (2.71)$$

Використавши необхідні та достатні умови подібності двох явищ або процесів [59], позначивши параметри моделі індексом *«м»* і натури – *«н»*, отримуємо умови подібності у такому вигляді:

$$\left.\begin{array}{c}L_{\text{н}}/\mu_{\text{н}} = L_{\text{м}}/\mu_{\text{м}} \\ \omega_{\text{н}}^2\mu_{\text{н}} = \omega_{\text{м}}^2\mu_{\text{м}} \\ {V_{\text{кп}}}_{\text{н}}^{\,2}\mu_{\text{н}} = {V_{\text{кп}}}_{\text{м}}^{\,2}\mu_{\text{м}}\end{array}\right]. \quad (2.72)$$

Найпростішим з методичного погляду і найкращим з огляду на якість відображення технологічного процесу промивання свердловини було би натурне моделювання, коли б усі коефіцієнти $K_{\text{н}} = K_{\text{м}}$. Однак, за такої умови геометричні розміри моделі були би надто великими, що би практично унеможливлювало проведення лабораторних експериментальних досліджень.

У процесі проектування будь-яких експериментальних установок необхідним є забезпечення подібності геометричних параметрів, крайових умов і режимних параметрів.

Під крайовими умовами у вивченні гідродинамічних процесів відноситься виділення початкової і кінцевої ділянки бурильної колони, на котрій формується профіль швидкості течії рідини в каналі.

Довжина початкових і кінцевих ділянок складає 50-100 гідравлічних діаметрів $D_{\text{Г}}$ [171].

Для потоку кільцевої форми гідравлічний діаметр дорівнює:

$$D_{\text{Г}} = D - d, \tag{2.73}$$

де D – зовнішній діаметр кільця;

d – внутрішній діаметр кільця.

Враховуючи моделювання крайових умов, довжина лабораторної установки повинна бути в межах 200-250 $D_{\text{Г}}$.

Відповідно до результатів досліджень [171] зазначено, що довжина початкової і кінцевої ділянки у процесі промивання ньютонівськими рідинами повинна складати для ламінарного і турбулентного режиму течії відповідно:

$$l_{\text{поч}} > 0{,}03 \cdot D_{\text{Г}} \cdot Re; \tag{2.74}$$

$$l_{\text{поч}} = (25 \div 50) \cdot D_{\text{Г}}, \tag{2.75}$$

де $D_{\text{Г}}$ – гідравлічний діаметр;

$Re$ – число Рейнольдса.

Інколи довжина початкової ділянки повинна складати понад 80 гідравлічних діаметрів.

В загальному довжину початкової ділянки можна прийняти:

$$\frac{l_{\text{поч}}}{D} \approx \frac{l_{\text{кін}}}{D} \geq 50. \tag{2.76}$$

**Висновки до розділу 2**

1. Запропоновано математичну модель процесу виносу шламу зі свердловини на основі класичних результатів течії Пуазейля по стовбуру свердловини, а також модель, що описує збурення застійної зони внаслідок дії передрезонансних ефектів.

2. Проведено математичне моделювання коливальних вібрацій двофазного середовища течії промивальної рідини із вибуреною породою вздовж осі стовбура свердловини.

3. За результатами проведених аналітичних розрахунків розроблено програму у середовищі **JavaScript** для дослідження зміни власного віброзміщення двофазного середовища від часу, впливу концентрації шламу та віддалі від джерела імпульсів на частоту та амплітуду пульсацій.

# РОЗДІЛ 3

# ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ПРОМИВАННЯ СВЕРДЛОВИНИ

Експериментальні дослідження процесу буріння свердловин є незалежним і водночас необхідним етапом наукової діяльності. Вони дають якісну і кількісну оцінку коректності математичних моделей, спроектованих для розрахунків у різноманітних технологічних процесах.

Процес буріння свердловини є однією зі сфер діяльності людини, де найбільш вагомі наукові та технічні рішення були отримані засобами моделювання. Це, насамперед, обумовлено масштабністю об’єктів дослідження, складністю і високою вартістю реальних промислових спостережень.

На сьогодні можливості аналогового і лабораторного моделювання є основним способом експериментального дослідження за виконанням тих чи інших технологічних процесів у свердловині. На це є причини. Розміри об’єктів моделювання не дають змоги коректно масштабувати модель, а різноманітність явищ, що визначають поведінку об’єкта, ускладнює побудову аналогової моделі. Тому сучасне комп’ютерне та програмне забезпечення дало нові можливості для застосування лабораторного методу моделювання.

## 3.1 Проектування експериментальної установки для моделювання процесу промивання свердловин

Забезпечити моделювання всіх критеріїв подібності неможливо, оскільки за умов натурного моделювання розміри лабораторної установки були би надто великими. Проте в проектуванні довжини лабораторної установки враховувалось моделювання крайових умов.

Для проектування лабораторної установки, а саме її геометричних розмірів, скористаємось системою (2.31). Для моделювання бурильних труб діаметром 101,6 мм, що широко застосовують у практиці буріння нашої країни і за кордоном, діаметр модельних бурильних труб повинен складати 13 мм.

У процесі буріння свердловин із застосуванням труб діаметром 101,6 мм найчастіше застосовують долота діаметром 165,1 мм [20]. Враховуючи складні геологічні умови буріння на теренах нашої країни, для отримання діаметру натурної свердловини, приймаємо коефіцієнт кавернозності (лінійний) 1,1. Враховуючи цей коефіцієнт для буріння свердловини із застосуванням долота діаметром 165,1 мм діаметр свердловини становить 181 мм. Згідно із системою (2.31) діаметр моделі повинен становити 23,2 мм, що відповідає внутрішньому діаметру модельної труби.

Для цих геометричних розмірів, враховуючи моделювання крайових умов (2.34), мінімальна необхідна довжина лабораторної установки повинна становити 2,04-2,55 м. Ми прийняли довжину лабораторної установки 3,5 м.

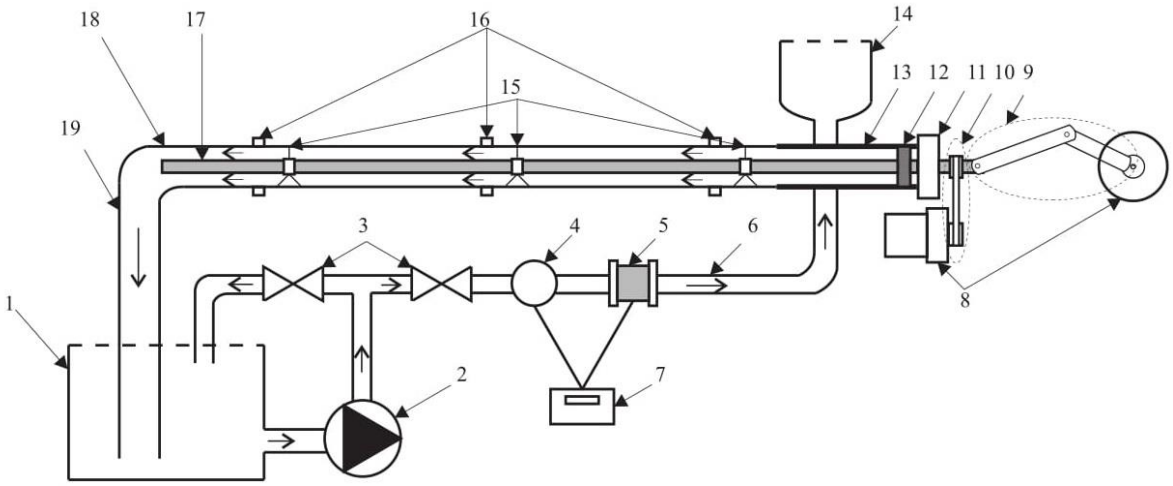
Вона складається зі скляної труби довжиною 3 м для кращого візуального фіксування якості винесення гірської породи і пластикової труби довжиною 0,5 м на початковій ділянці моделі для забезпечення необхідних конструкторських можливостей установки.

Для моделювання бурильних труб зі збереженням усіх необхідних умов системи (2.31) дуже складно підібрати модельну трубу якогось однорідного матеріалу. Тому ми вирішили застосувати комбінацію алюмінієвого стержня діаметром 8 мм і гумового шланга із внутрішнім діаметром 8 мм і зовнішнім 13 мм. Це поєднання дасть змогу дотримати необхідних вимог щодо критеріїв подібності, зокрема моделювання із урахуванням жорсткісних властивостей бурильної колони.

Для моделювання стовбура свердловини з натурним діаметром 181 мм, в основній частині лабораторної установки застосовуємо скляну трубку із необхідним внутрішнім діаметром 23,2 мм і товщиною стінки 1,4 мм.

На ефективність винесення шламу із вибою свердловини можуть впливати різноманітні фактори. Тому під час проектування установки і її основних вузлів особливу увагу приділяємо можливості дослідження максимальної кількості впливових факторів.

Для дослідження впливу техніко-технологічних факторів на ефективність винесення гірської породи зі стовбура свердловини ми розробили експериментальну установку (рис. 3.1).



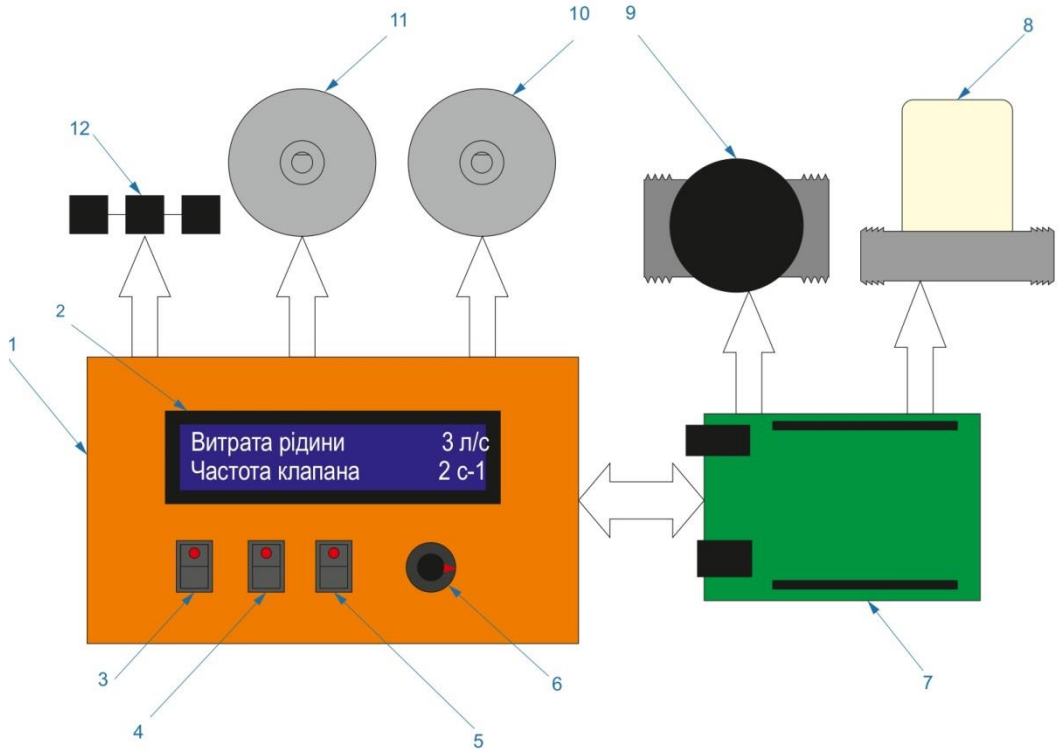

1 – резервуар для рідини; 2 – насос; 3 – крани для регулювання витрати промивальної рідини; 4 – датчик витрати промивальної рідини; 5 – електромагнітний клапан; 6 – нагнітальна лінія; 7 – блок керування; 8 – мотор-редуктор; 9 – кривошипно-шатунний механізм; 10 – пасова передача; 11 – сальник; 12 – підшипник; 13 – пластикова труба; 14 – резервуар для подачі гірської породи; 15 – центратори бурильної колони; 16 – датчики відстані; 17 – модель бурильної труби; 18 – скляна труба; 19 – викидна лінія

Рисунок 3.1 – Схема експериментальної установки для моделювання процесу промивання свердловин

Експериментальна установка складається із робочої ємкості (1), у якій зберігається рідина для промивання. Цей резервуар для рідини є початковою і кінцевою ланкою циклу промивання установки, оскільки розчин циркулює

по замкнутому циклу. Перед потраплянням у систему із резервуара рідина проходить через очисні фільтри для мінімізації повторного потрапляння винесеної гірської породи у змодельований стовбур свердловини. За допомогою відцентрового насоса (2) рідина рухається по нагнітальній лінії (6) до кільцевого простору основної частини установки із певною заданою витратою. На нагнітальній лінії розташовані крани для регулювання витрати промивальної рідини (3). За їх допомогою можна більш точно регулювати необхідну для дослідження витрату. Потім рідина проходить через витратомір (4), що фіксує фактичне значення витрати. Після чого на нагнітальній лінії розташований електромагнітний клапан (5). Завдяки перекриттю внутрішнього простору він може створювати пульсуючий потік. Електромагнітний клапан разом із датчиком витрати рідини підєднані до блоку керування (7). За його допомогою відбувається управління основними процесами установки, на екрані якого висвітлюються параметри його роботи. Більш детальна інформація про блок керування представлена на рисунку 3.2. До труби, що моделює бурильні труби, під’єднано два мотори-редуктори (8). Один із них за допомогою кривошипно-шатунного механізму (9) здійснює рух вала вздовж осі. Цей рух дає змогу нам моделювати повздовжній рух бурильної колони, який може відбуватися у процесі буріння свердловин. Інший мотор-редуктор за допомогою пасової передачі (10) здійснює обертання вала навколо своєї осі. Це дає змогу моделювати обертання бурильної колони і дослідити його вплив на ефективність винесення шламу із стовбура свердловини. На початковій ділянці модельної бурильної труби встановлено сальник (11) для герметизації кільцевого простору і підшипник (12) для якісного обертання вала навколо своєї осі. Для забезпечення необхідних конструкторських можливостей установки встановлено пластикову трубу (13), конструкція і характеристика якої дає змогу змонтувати значну частину необхідних складових установки. Також до цієї труби під’єднано резервуар для подачі гірської породи (14). Завдяки змінним

насадкам до кільцевого простору моделі можна подавати гірську породу в необхідній кількості із різними діаметрами частинок. Діаметри частинок гірської породи підбирається згідно із дотриманням необхідних умов моделювання і критеріїв подібності. Гірська порода надходить до кільцевого простору моделі з витратою, що моделює проходку 1 м/год під час буріння свердловини із натурними геометричними розмірами. На валу модельної колони (17) розташовані центратори (15) на одинаковій відстані один від одного. Використання центраторів забезпечує центрування бурильної колони і задання необхідного ексцентриситету відповідно до побудованого плану експерименту. Датчики відстані (16) розташовані у скляній трубі (18). Вона також може слугувати для візуалізації процесу промивання свердловини і оцінки ефективності транспортування частинок гірської породи. За допомогою датчиків відстані під час проведення досліджень фіксується висота осідання гірської породи. Результат надходить до блоку керування, після чого за допомогою комп’ютерного забезпечення відбувається зчитування отриманих результатів. Отримавши висоту осідання гірської породи на різних ділянках моделі, вираховуємо об’єм. Цей об’єм гірської породи, що осів у кільцевому просторі слугує показником ефективності виносної здатності промивальної рідини. Згідно з аналізом цього результату можна оцінити вплив досліджуваних нами факторів. Промивальна рідина після скляної трубки рухається до викидної лінії (19). Після цього потрапляє в робочу ємність, і відбувається повторний цикл дослідження.




1 – блок керування; 2 – екран; 3 – вкл/викл. двигуна обертання бурильної колони; 4 – вкл/викл. двигуна повздовжнього руху вала; 5 – вкл/викл. клапана пульсації; 6 – енкодер для регулювання частоти пульсації; 7 –плата керування; 8 – електромагнітний клапан; 9 – датчик витрати промивальної рідини; 10 – двигун для повздовжнього руху бурильної колони; 11 – двигун для обертання бурильної колони; 12 – датчики відстані

Рисунок 3.2 – Схема керування експериментальною установкою

На рисунку 3.2 зображено схему керування експериментальною установкою. Управління установкою здійснюється за допомогою блоку керування (1) відповідно до схеми, зображеної на рисунку 3.2. На ньому розташований екран (2), на якому відображаються основні параметри роботи установки, а саме значення витрати промивальної рідини і частота роботи електромагнітного клапана. Також на передній панелі блоку керування розташовані кнопки (3, 4, 5), що відповідають за такі процеси керування лабораторною установкою:

- ввімкнення і вимкнення двигуна (10), що здійснює рух вала вздовж осі і дає змогу моделювати повздовжній рух бурильної колони;

- ввімкнення і вимкнення двигуна (11), що дає змогу моделювати обертання бурильної колони завдяки обертанню модельного вала навколо своєї осі;
- подача струму на електромагнітний клапан (8), що призводить до його ввімкнення і вимкнення, а отже, керуванням типу течій промивальної рідини (стаціонарний, пульсуючий) в експериментальній установці.

На панелі блоку керування також розташований енкодер (6). За допомогою провертання його ручки ми можемо регулювати частоту роботи електромагнітного клапана, задаючи потрібне значення, необхідне для проведення досліджень. Це дає змогу створювати нам різний ступінь пульсуючої течії рідини для можливості кращого вивчення її впливу на ефективність винесення шламу зі стовбура свердловини. Керування всіма цими процесами відбувається завдяки платі керування (7). Результати експериментальних досліджень отримуємо з допомогою датчиків відстані (12), вони їх передаються на керуючу плату. Після чого завдяки комп’ютерному забезпеченню і певним розрахункам отримуємо кінцеві результати досліджень. Проаналізувавши їх, можемо зробити висновки щодо впливу факторів на ефективність винесення гірської породи і процес промивання.

На сьогоднішні існує потреба стосовно теоретичних засад процесу промивання свердловин, оскільки рекомендації, інструкції чи регламенти здебільшого ґрунтуються на практичному досвіді.

## 3.2 Лабораторні експериментальні дослідження процесу промивання свердловини

Вирішення поставлених завдань можливе завдяки побудові математичної моделі на основі ортогональних планів першого порядку.

Проведення експериментів, обраних випадково не дає змоги отримати достовірну закономірність, яка би адекватно враховувала вплив усіх досліджуваних факторів одночасно [116].

Для оцінки впливу факторів на процес переміщення гірської породи промивальною рідиною по кільцевому простору на експериментальній установці залежно від кількості цих факторів і діапазону їх зміни можуть бути використані різні плани експериментів [3, 24, 39, 154]. Це плани для моделей першого порядку – повний факторний експеримент і дробовий факторний експеримент, для моделей другого і вищих порядків – центральні композиційні плани за методом латинських квадратів та інші.

Повний факторний експеримент є найпростішим і найбільш точним, але враховуючи багатофакторність досліджуваного процесу промивання свердловин, його застосування є недоцільним через велику кількість можливих дослідів і відносно невеликий діапазон зміни факторів.

Планування експериментів здійснюємо за статистичним підходом, за умови якого необхідною є одночасна зміна діапазонів зміни декількох факторів.

Необхідними умовами, на які слід зважати під час планування експериментів, є [154]:

- мінімізація кількості дослідів;
- одночасне варіювання всіма параметрами;
- використання математичного апарата, який формалізує дії експериментатора;
- вибір чіткої стратегії, що дає змогу ухвалювати обґрунтовані рішення після кожної серії експериментів.

При плановому експерименті об’єкт дослідження повинен мати такі властивості [49]: результати експерименту повинні бути відновлюваними; об’єкт повинен бути керованим.

### 3.2.1Планування експериментів на основі методів Тагучі

Дослідження процесу оптимізації винесення шламу зі стовбура свердловини в переважній більшості випадків здійснюється експериментальними методами.

У плануванні експериментів останнім часом широкої популярності набули плани японського науковця Генічі Тагучі, роботи якого присвячені галузі статистичного управління якістю і процесами моделювання [131].

Оптимізація параметрів об'єкта дослідження методами Тагучі не стосується безпосередньо побудови будь-якої моделі в чистому вигляді або відкидання «поганих» результатів дослідів.

Як параметр оптимізації використовується показник Тагучі *t*:

$$t = \frac{\overline{y}}{S_y}, \tag{3.1}$$

де $\overline{y}$ і $S_y$ – середнє арифметичне значення та оцінка середнього квадратичного відхилення оптимізованої характеристики ефективного винесення гірської породи.

Для того, щоб результати попередніх досліджень мали об'єктивний науковий характер, їх якість та кількість має бути достатньою для можливості зробити висновки про подальший напрямок пошуку оптимуму. Якісний бік попередніх досліджень забезпечують плани Тагучі тому, що він дотримувався на цьому етапі класичної структури плану дробово-факторного експерименту:

$$N = Z^{k-p}, \tag{3.2}$$

де $N$ – кількість дослідів попереднього дослідження;

$Z$ – число рівнів, на яких варіюється значення факторів у процесі реалізації експерименту;

$k$ – кількість чинників, які впливають на параметр оптимізації об'єкта дослідження;

$p$ – ступінь дрібності плану експерименту.

Слідуючи класичній структурі плану попереднього експерименту, Тагучі забезпечує якість отриманої інформації. Досягається це ортогональністю матриці плану.

Для дослідження впливу факторів на ефективність винесення гірської породи зі стовбура свердловини доцільно використовувати плани Тагучі з використанням збалансованих ортогональних матриць. В цих матрицях взаємодіють розділені на рівні керуючі і дестабілізуючі параметри [131, 32].

Побудова плану експерименту за допомогою методів Тагучі реалізується за допомогою програмного забезпечення «PTC Mathcad Prime».

Загальний вигляд плану є таким: *taguchi(n, l)*, де *n* – кількість факторів, *l* – кількість рівнів зміни цих факторів.

Ця функція є обмежена такими планами: (3,2); (7,2); (11,2); (12,2); (15,2); (31,2); (4,3); (6,3); (7,3); (13,3); (25,3); (40,3); (5,4); (9,4); (21,4); (5,6) [17].

Під час проведення експериментальних досліджень варто враховувати максимально можливу кількість факторів, що впливають на ефективність очищення вибою свердловини і процес промивання для побудови оптимізаційної задачі виду:

$$\begin{cases} k(factors^v) \to max, k \in K, v \in \vartheta, factors^v \in D^v; \\ \varphi(factors^v) \le 0, \end{cases} \quad (3.3)$$

де $factors^v = (factors_1^v, factors_2^v, \dots, factors_k^v)^T$ – вектор можливих факторів допустимої комбінації; $\vartheta$ – підмножина еквівалентних комбінацій; $D^v$ – область визначення вектору $factors^v$; $\varphi(factors^v)$ – система обмежень на параметри факторів.

Із урахуванням цього і технічних можливостей експериментальної установки ми побудували план експерименту з використанням плану Тагучі для 6 факторів на трьох рівнях їх зміни - *taguchi(6, 3)*.

Було розглянуто вплив на виносну здатність промивальної рідини таких параметрів у процесі проведення лабораторних досліджень:

- ексцентриситету бурильної колони у свердловині;
- пластичної в’язкості промивальної рідини;
- діаметр частинок гірської породи;
- частоти пульсацій;
- обертання бурильної колони;
- повздовжнього руху бурильної колони.

Ексцентричне розміщення бурильної колони відіграє вагому роль на промивання свердловин і винесення шламу зі стовбура свердловини. Загальновідомо, що концентричне розташування бурильної колони забезпечує рівномірний розподіл швидкостей течії промивальної рідини у кільцевому просторі. У більшості випадків це спостерігаємо під час буріння вертикальних свердловин. Однак у практиці буріння все більшої популярності набуває буріння скерованих свердловин. Під час буріння цих свердловин бурильна колона розташовується ексцентрично відносно осі свердловини, а в деяких випадках – лежить на нижній стінці стовбура. Це призводить до зміни розподілу швидкостей течії і утворення застійних зон, у яких накопичується шлам, що не виноситься на денну поверхню. Ексцентриситет бурильної колони відіграє важливу роль під час дослідження процесів промивання свердловин. В лабораторних умовах ексцентриситет модельної колони буде регулюватися завдяки встановленим на ній центраторам різних розмірів. Це дає змогу змоделювати як і умовно концентричне, так і ексцентричне розташування колони із заданим ексцентриситетом необхідним для конкретного плану експерименту.

Типу та властивостям промивальної рідини також приділяють значну увагу. Їх підбирають під кожну свердловину окремо, дотримуючись усіх геолого-технічних умов буріння та практики попередньо пробурених свердловин в цьому регіоні. Правильний підбір реологічних властивостей

промивальної рідини забезпечує якісне транспортування шламу, зокрема такий показник як пластична в’язкість. Цей показник в лабораторних умовах ми будемо регулювати за допомогою додавання ксантанового біополімера Duo-vis до води в різному відсотковому відношенні для отримання необхідного значення пластичної в’язкості згідно з побудованим раніше планом експерименту.

Під час буріння свердловин трапляються різні за типом та діаметром частинки гірської породи. Безперечно, кожний тип і розміри транспортуються із різною ефективністю. Для проведення експериментів було прийнято рішення використовувати кварцовий пісок, котрий добре модулює гірську породу, що часто трапляється під час буріння свердловин із діаметром частинок гірської породи від 0,5 мм до 6 мм [98, 143].

Застосування нестаціонарного режиму руху промивальної рідини трапляється щоразу частіше в практиці буріння [44, 104, 136 та ін.]. Найбільш популярним серед них є застосування пульсуючої течії промивальної рідини. Під час проведення експериментальних досліджень створення цієї течії досягається завдяки дії електромагнітного клапана. Згідно з конструктивними особливостями експериментальна установка дає змогу створювати різну за частотою пульсуючу течію рідини, необхідної для проведення досліджень регулюванням частоти роботи клапана. Найбільш ефективними для очищення кільцевого простору стовбура свердловин вважають створення частот до 20 Гц [127]. Пульсуючий потік із цими частотами проходить велику відстань без значних втрат амплітуди коливань – до 17% на відстані 2000 м. Високочастотні пульсації затухають на короткій відстані і не призначені для очистки кільцевого простору скерованих свердловин від шламу на значній відстані від вибою.

Обертання бурильної колони забезпечує створення завихреного руху течії навколо стінок колони, а також кращий розподіл швидкостей в кільцевому просторі [144]. Під час буріння скерованих свердловин обертове

буріння застосовують рідко, проте таке трапляється і відіграє свою роль на ефективність винесення шламу зі стовбура свердловини. В лабораторних умовах моделювання обертового руху бурильної колони здійснюється завдяки мотору-редуктору через пасову передачу. За допомогою регулювання частоти роботи двигуна ми можемо здійснювати обертання модельної колони різної частоти згідно з планом експерименту.

Під час буріння свердловин має місце і повздовжній рух бурильної колони. Цей рух також відіграє значну роль на ефективність транспортування шламу. Створення такого руху в лабораторних умовах відбувається за допомогою мотора-редуктора і кривошипно-шатунного механізму.

Для визначення діапазону зміни досліджуваних нами факторів було проведено тестові дослідження, за результатами яких прийнято такі значення діапазонів факторів:

- ексцентриситет бурильної колони у свердловині – 0,3; 3,4 і 5,1 мм;
- діаметр частинок гірські породи – 0,1; 0,4 і 0,8 мм;
- пластична в’язкість промивальної рідини – 1,3; 5,0; 7,0 мПа·с;
- частота пульсацій – 0; 8 і 16 Гц;
- обертання бурильної колони – відсутнє; періодичне і постійне;
- повздовжній рух бурильної колони – відсутній; періодичний і постійний.

У програмному забезпечені «PTC Mathcad Prime» для вищевказаних шести факторів зі зміною їх діапазону було побудовано план експерименту для подальших досліджень.

Результати побудованого плану експерименту наведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - План експерименту для оцінки впливу 6 факторів на процес винесення гірської породи

| Дослід | Параметри і діапазон їх зміни | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | ексцентри-ситет бурильної колони, мм | пластична в'язкість, мПа·с | діаметр частинок гірської породи, мм | частота пульсацій, Гц | обертання бурильної колони | повздовжнє переміщення бурильної колони |
| 1 | 5,1 | 1,3 | 0,1 | 0 | відсутнє | відсутнє |
| 2 | 3,4 | 5,0 | 0,4 | 8 | періодичне | періодичне |
| 3 | 0,3 | 7,0 | 0,8 | 16 | постійне | постійне |
| 4 | 5,1 | 1,3 | 0,4 | 8 | постійне | постійне |
| 5 | 3,4 | 5,0 | 0,8 | 16 | відсутнє | відсутнє |
| 6 | 0,3 | 7,0 | 0,1 | 0 | періодичне | періодичне |
| 7 | 5,1 | 5,0 | 0,1 | 16 | періодичне | постійне |
| 8 | 3,4 | 7,0 | 0,4 | 0 | постійне | відсутнє |
| 9 | 0,3 | 1,3 | 0,8 | 8 | відсутнє | періодичне |
| 10 | 5,1 | 7,0 | 0,8 | 8 | періодичне | відсутнє |
| 11 | 3,4 | 1,3 | 0,1 | 16 | постійне | періодичне |
| 12 | 0,3 | 5,0 | 0,4 | 0 | відсутнє | постійне |
| 13 | 5,1 | 5,0 | 0,8 | 0 | постійне | періодичне |
| 14 | 3,4 | 7,0 | 0,1 | 8 | відсутнє | постійне |
| 15 | 0,3 | 1,3 | 0,4 | 16 | періодичне | відсутнє |
| 16 | 5,1 | 7,0 | 0,4 | 16 | відсутнє | періодичне |
| 17 | 3,4 | 1,3 | 0,8 | 0 | періодичне | постійне |
| 18 | 0,3 | 5,0 | 0,1 | 8 | постійне | відсутнє |

Під час проведення попередніх досліджень встановлено значення витрати рідини, в умовах якого гірська порода не виноситься із кільцевого простору, а осідає на нижній стінці свердловини. В лабораторних умовах це значення становить 0,198 л/с. Після цього витрату рідини зменшували з певним кроком. Зменшення відбувалося до моменту появи масштабного зашламування початкової ділянки лабораторної установки (вибій

свердловини). Таке зашламування під час буріння свердловини в промислових умовах призвело би до утворення ускладнень чи аварій.

Після отримання результатів і оцінки впливу факторів було прийнято рішення провести додаткові дослідження із використанням іншого плану експерименту для відсіяння декількох факторів із найменшим ступенем впливу на досліджуваний процес.

Для визначення впливу досліджуваних чинників на процес ефективного винесення гірської породи було прийнято рішення щодо побудови плану експерименту *taguchi(7, 2)* для 7 факторів на двох рівнях їх зміни. Під час проведення досліджень розглядали вплив таких факторів:

- витрати промивальної рідини;
- ексцентриситет бурильної колони у свердловині;
- типу промивальної рідини (пластичної в’язкості);
- діаметру частинок гірські породи;
- частоти пульсацій;
- обертання бурильної колони;
- повздовжнього руху бурильної колони.

Для оцінки впливу цих факторів діапазон їх зміни було прийнято на двох рівнях. Враховуючи досвід проведення попередніх досліджень, результати яких наведені нижче, було прийнято такі значення діапазону зміни факторів:

- витрата промивальної рідини – 0,094 л/с і 0,17л/с;
- ексцентриситет бурильної колони у свердловині – 0,3 м і 5,1 мм;
- пластична в’язкість промивальної рідини – 1,3 і 6,0 мПа·с;
- діаметр частинок гірської породи – 0,1 мм і 0,8 мм;
- частота пульсацій – 0 Гц і 16 Гц;
- обертання бурильної колони – відсутнє і постійне.
- повздовжній рух бурильної колони – відсутній і постійний.

За допомогою програмного забезпечення «PTC Mathcad Prime» для вищевказаних факторів і рівнів їх зміни було побудовано план експерименту зображений у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 - План експерименту для оцінки впливу факторів на процес винесення гірської породи з використанням планів Тагучі

| Дослід | Фактори і діапазон їх зміни | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | витрата промивальної рідини, л/с | ексцентриситет бурильної колони, мм | пластична в'язкість, мПа·с | діаметр частинок гірської породи, мм | частота пульсацій, Гц | обертання бурильної колони | повздовжнє переміщення бурильної колони |
| 1 | 0,094 | 0,3 | 1,3 | 0,1 | 0 | відсутнє | відсутнє |
| 2 | 0,17 | 0,3 | 6,0 | 0,1 | 0 | постійне | постійне |
| 3 | 0,17 | 0,3 | 1,3 | 0,8 | 16 | постійне | відсутнє |
| 4 | 0,094 | 0,3 | 6,0 | 0,8 | 16 | відсутнє | постійне |
| 5 | 0,17 | 5,1 | 6,0 | 0,8 | 0 | відсутнє | відсутнє |
| 6 | 0,094 | 5,1 | 1,3 | 0,8 | 0 | постійне | постійне |
| 7 | 0,094 | 5,1 | 6,0 | 0,1 | 16 | постійне | відсутнє |
| 8 | 0,17 | 5,1 | 1,3 | 0,1 | 16 | відсутнє | постійне |

### 3.2.2 Планування експериментів на основі латинських квадратів

Латинський квадрат $n \times n$ – це квадратна таблиця, складена з $n$ елементів (чисел чи букв) таким чином, що кожний елемент повторюється в кожній стрічці і кожному стовпчику тільки один раз [39, 83, 116, 164]. Рядки латинського квадрата відповідають різним рівням першого фактору, а стовпці – другого. Рівні третього (основного) фактору позначають літерами латинського алфавіту, які подають на перетині відповідних рядків і стовпців.

Латинські квадрати описані в більшості книг з планування експериментів [128] і являють собою плани, у яких беруть участь не всі комбінації рівнів факторів.

У випадках, коли ефекти взаємодії між факторами незначні, тоді доцільним є застосування латинських квадратів. Тоді результати експерименту можна представити у вигляді лінійної моделі.

Складання раціональних планів експериментів можна досягнути використовуючи різні стратегії вибору сполучення факторів.

Існує багато стратегій вибору сполучення факторів для складання раціональних планів експериментів, зокрема методи, засновані на використанні латинських квадратів [75, 128, 164].

Під час планування досліджень необхідно спланувати сполучення різних факторів так, щоб за умови мінімального числа дослідів найбільш рівномірно охопити всю площу таблиці можливих сполучень факторів, які впливають на досліджуваний процес.

Побудову плану експерименту проводять із вибору випадкових експериментів. Це позбавляє нас можливості одержати достовірну закономірність, яка адекватно враховує вплив всіх досліджуваних факторів одночасно [39].

У плануванні експерименту застосовують, переважно, нестандартні латинські квадрати, одержувані випадковою перестановкою стовпців і рядків стандартного латинського квадрата.

Статистична модель для латинського квадрата має такий вигляд:

$$y_{ijk} = \mu + a_i + \tau_j + \beta_k + \varepsilon_{ijk}, \qquad (3.4)$$

де $i = \overline{1,p}$, $j = \overline{1,p}$, $k = \overline{1,p}$;

$y_{ijk}$ – спостереження в $i$ рядку, $k$ стовпчику та $j$ обробці;

μ – математичне очікування середнього загального;

$a_i$– ефект і-ого рядка;

$\tau_j$– ефект j-ої обробки;

$\beta_k$– ефект k-ого стовпця;

$\varepsilon_{ijk}$,– випадкова помилка.

Максимально використовують латинський квадрат $8 \times 8$.

Для оцінки впливу досліджуваних факторів на ефективність очищення свердловини від шламу через велику кількість впливових факторів спочатку дослідження виконували із використанням планів експерименту Тагучі [32].

Такий підхід дає змогу мінімізувати кількість експериментів за об’єктивним критерієм робастності («відношення сигнал/шум»). Для цього фактори були розділені на групи так, щоб в одній з них опинилися фактори, які відповідають за основний відклик («номінал»), а в іншій – ті що відповідають за розбіжності. Для виявлення таких груп і вводять узагальнений відклик на зразок коефіцієнта варіації під назвою «відношення сигнал/шум», що дає змогу отримати дві незалежні оптимізаційні задачі. Це відповідно дозволило нам відсіяти ті фактори, що вносили найбільшу шумову складову, а отже, погіршували адекватність отриманих регресійних моделей і якість обробки результатів експерименту. Із семи факторів (витрата промивальної рідини; ексцентриситет бурильної колони у свердловині; пластична в’язкість промивальної рідини; діаметр частинок гірської породи; частота пульсацій; обертання та повздовжній рух бурильної колони) і було відбраковано два (діаметр частинок гірської породи; повздовжній рух бурильної колони), оскільки вони вносили найбільше «шуму» для оцінки ефективності очищення стовбура свердловини. Зі зменшенням кількості факторів до п’яти з метою побудови моделі і отримання регресійних залежностей зручним і раціональним з точки зору кількості експериментів є використання латинських планів.

Під час планування розглядали наступні фактори для наступного дослідження:

- ексцентриситет бурильної колони у свердловині;
- частота пульсацій;
- пластична в’язкість промивальної рідини;
- обертання бурильної колони;
- витрата промивальної рідини.

Згідно латинського плану експерименту для 5-и факторів на 5-ох рівнях їх зміни отримуємо 25 дослідів. Ця кількість факторів є достатньою для дослідження їх впливу на ефективність винесення гірської породи зі

стовбура свердловини. Така реалізація латинського плану експерименту дає змогу отримати залежності впливу окремих факторів з мінімальною кількістю дослідів без втрати якості отриманого результату.

Результати побудови плану експерименту наведені в таблиці 3.3

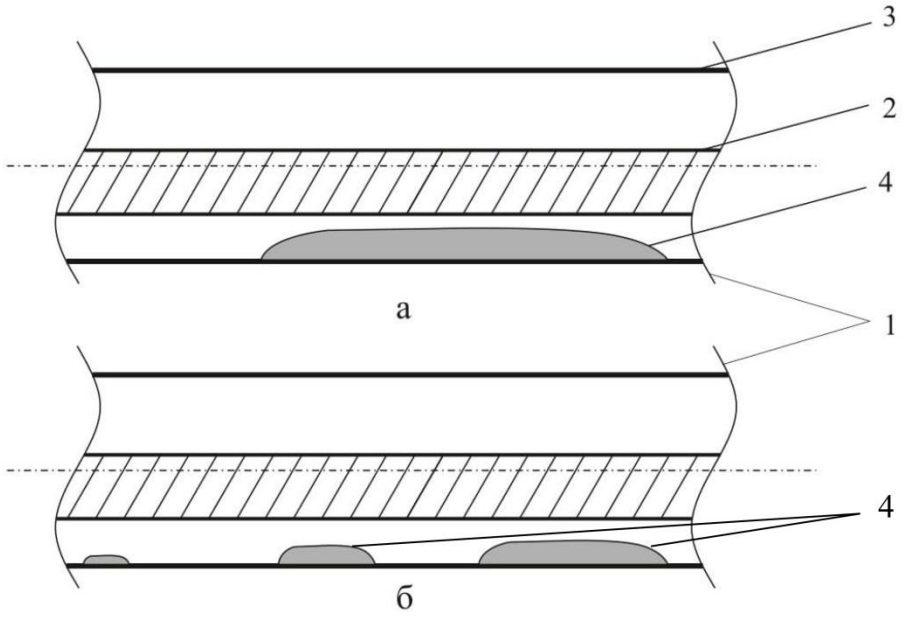
Таблиця 3.3 - План експерименту для оцінки впливу факторів на процес винесення гірської породи з використанням латинських квадратів

| Дослід | Фактори і діапазон їх зміни | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | ексцентриситет бурильної колони, мм | частота пульсацій, Гц | пластична в'язкість, мПа·с | обертання бурильної колони, об/хв | витрата промивальної рідини, л/с |
| 1 | 5,1 | 10 | 7,0 | 45 | 0,135 |
| 2 | 3,9 | 10 | 1,3 | 0 | 0,075 |
| 3 | 1,5 | 5 | 6,0 | 0 | 0,135 |
| 4 | 2,7 | 0 | 6,0 | 15 | 0,075 |
| 5 | 2,7 | 5 | 5,0 | 45 | 0,105 |
| 6 | 2,7 | 15 | 1,3 | 60 | 0,135 |
| 7 | 1,5 | 10 | 5,0 | 15 | 0,165 |
| 8 | 5,1 | 5 | 1,3 | 15 | 0,195 |
| 9 | 2,7 | 20 | 7,0 | 0 | 0,165 |
| 10 | 1,5 | 0 | 7,0 | 60 | 0,195 |
| 11 | 0,3 | 10 | 6,0 | 60 | 0,105 |
| 12 | 5,1 | 15 | 6,0 | 30 | 0,165 |
| 13 | 1,5 | 15 | 4,0 | 45 | 0,075 |
| 14 | 3,9 | 15 | 7,0 | 15 | 0,105 |
| 15 | 5,1 | 0 | 4,0 | 0 | 0,105 |
| 16 | 0,3 | 15 | 5,0 | 0 | 0,195 |
| 17 | 3,9 | 0 | 5,0 | 30 | 0,135 |
| 18 | 2,7 | 10 | 4,0 | 30 | 0,195 |
| 19 | 1,5 | 20 | 1,3 | 30 | 0,105 |
| 20 | 3,9 | 5 | 4,0 | 60 | 0,165 |
| 21 | 3,9 | 20 | 6,0 | 45 | 0,195 |
| 22 | 0,3 | 20 | 4,0 | 15 | 0,135 |
| 23 | 0,3 | 0 | 1,3 | 45 | 0,165 |
| 24 | 5,1 | 20 | 5,0 | 60 | 0,075 |
| 25 | 0,3 | 5 | 7,0 | 30 | 0,075 |

### 3.3 Результати експериментальних досліджень

**План експерименту Тагучі для 6-ти факторів на 3-ох рівнях їх зміни.**

Під час проведення кожного окремо взятого дослідження ми спостерігали осідання гірської породи на нижній стінці кільцевого простору. При різних значеннях досліджуваних факторів об’єм шламу, що осів, є різним. Також відрізняється і характер осідання, а саме висота і довжина зони осідання та віддаль початку осідання. Під час проведення досліджень частинки гірської породи створювали як одну суцільну застійну зону (рис. 3.3а), так і декілька зон різної довжини і на різній віддалі одна від одної (рис. 3.3б).




1 – поперечний переріз робочої ділянки; 2 – модельна бурильна труба; 3 – скляна труба; 4 – застійна зона

Рисунок 3.3 – Види застійних зон гірської породи

На рисунку зображено два типи утворення застійних зон під час проведення експериментальних досліджень: а – суцільна застійна зона; б – утворення декількох застійних зон різної геометричної форми і розміру.

Під час проведення експериментальних досліджень висоту осідання гірської породи фіксували за допомогою датчиків відстані. Ці значення надходили до плати керування, після чого за допомогою комп'ютерного забезпечення вираховували загальний об'єм шламу, що осів.

Результати проведених досліджень наведені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Результати експерименту для оцінки впливу параметрів на процес транспортування гірської породи

| Дослід | Результати експериментів | Витрати промивальної рідини, л/с | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **0,198** | **0,189** | **0,167** | **0,156** | **0,139** | **0,127** | **0,109** | **0,094** | **0,083** | **0,075** |
| 1 | об' єм осідання гірської породи, $см^3$ | 0,049 | 0,133 | 0,163 | 0,307 | 0,463 | 0,924 | 1,586 | 3,312 | 4,5 | 5 |
| 2 | | 0 | 0,059 | 0,091 | 0,175 | 0,316 | 0,56 | 0,98 | 1,55 | 2,3 | 3,37 |
| 3 | | 0 | 0,041 | 0,059 | 0,119 | 0,178 | 0,43 | 0,779 | 1,197 | 1,734 | 2,418 |
| 4 | | 0 | 0,059 | 0,101 | 0,206 | 0,346 | 0,583 | 0,992 | 1,853 | 2,416 | 3,612 |
| 5 | | 0 | 0,053 | 0,09 | 0,171 | 0,292 | 0,509 | 0,926 | 1,419 | 2,169 | 2,97 |
| 6 | | 0 | 0,053 | 0,086 | 0,133 | 0,248 | 0,501 | 0,84 | 1,221 | 1,976 | 2,724 |
| 7 | | 0 | 0,057 | 0,088 | 0,154 | 0,287 | 0,481 | 0,9 | 1,233 | 2,059 | 2,877 |
| 8 | | 0 | 0,067 | 0,125 | 0,199 | 0,355 | 0,71 | 1,093 | 2,086 | 2,608 | 3,723 |
| 9 | | 0 | 0,054 | 0,089 | 0,152 | 0,241 | 0,521 | 0,853 | 1,363 | 1,924 | 2,775 |
| 10 | | 0 | 0,074 | 0,137 | 0,214 | 0,375 | 0,678 | 1,211 | 2,317 | 2,632 | 3,961 |
| 11 | | 0 | 0,042 | 0,075 | 0,13 | 0,226 | 0,459 | 0,795 | 1,21 | 1,697 | 2,492 |
| 12 | | 0 | 0,056 | 0,109 | 0,205 | 0,337 | 0,585 | 1,007 | 1,883 | 2,435 | 3,608 |
| 13 | | 0,025 | 0,076 | 0,137 | 0,232 | 0,396 | 0,752 | 1,22 | 2,53 | 3,227 | 4,366 |
| 14 | | 0 | 0,056 | 0,086 | 0,159 | 0,27 | 0,501 | 0,863 | 1,364 | 1,91 | 2,677 |
| 15 | | 0 | 0,053 | 0,083 | 0,146 | 0,222 | 0,509 | 0,848 | 1,302 | 1,85 | 2,623 |
| 16 | | 0 | 0,066 | 0,129 | 0,207 | 0,359 | 0,649 | 1,079 | 2,116 | 2,53 | 3,799 |
| 17 | | 0 | 0,073 | 0,133 | 0,215 | 0,369 | 0,676 | 1,207 | 2,318 | 2,58 | 3,767 |
| 18 | | 0 | 0,054 | 0,077 | 0,152 | 0,209 | 0,47 | 0,833 | 1,262 | 1,79 | 2,579 |

Зміна діапазону факторів призводить до зміни об’єму осідання шламу. Дослідимо детальніше вплив окремих факторів на ефективність винесення гірської породи з кільцевого простору.

Витрата промивальної рідини є одним із найбільш вагомих параметрів впливу на зменшення об'єму осідання шламу на нижній стінці скерованої свердловини. Її зменшення під час проведення лабораторних досліджень призводить до збільшення об’єму осідання шламу в кільцевому просторі.

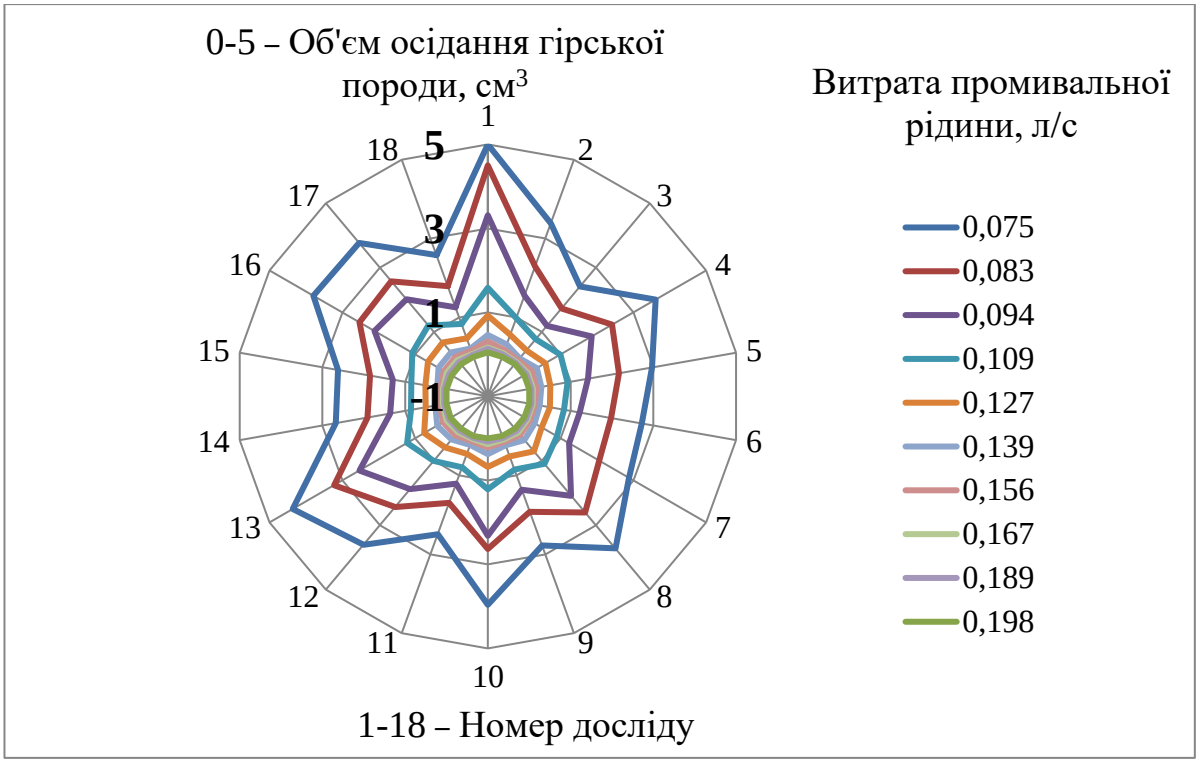



Рисунок 3.4 – Залежність об’єму осідання гірської породи від витрати промивальної рідини

На рисунку зображено вплив витрати промивальної рідини на об’єм шламу для усіх 18 дослідів. Об’єм змінювався від 0, коли не спостерігалось осідання, до 5 см$^3$ – максимального значення об’єму осідання.

Проаналізувавши графічну залежність 3.4, можемо зробити висновок, що збільшення витрати промивальної рідини суттєво покращує ефективність винесення шламу. За умови високих показників витрати рідини варіація об’єму осілої породи відносно невелика, а мінімальні значення витрати

сприяли збільшенню варіації. Це означає, що вплив інших факторів є більш вагомим при мінімальних значеннях витрати рідини.

Згідно з побудованим планом експерименту встановлено залежність рівнів зміни досліджуваних параметрів на ефективність винесення гірської породи (рис.3.5).

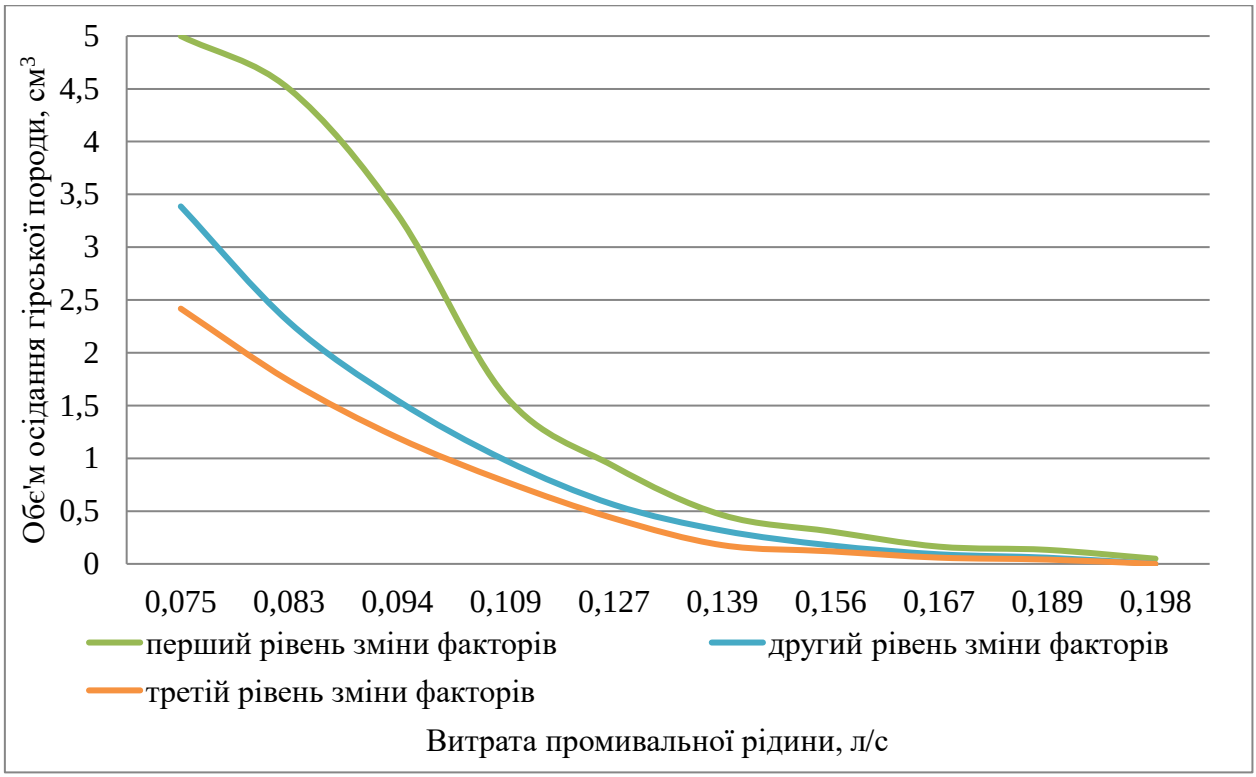



Рисунок 3.5 – Залежність об’єму осідання гірської породи від витрати промивальної рідини при зміні діапазону факторів

Згідно з графіком проведення дослідів на другому і третьому рівнях зміни факторів спостерігаємо значне зменшення об’єму осідання гірської породи.

Зміна рівня досліджуваного фактору покращує ефективне винесення шламу, що транспортується.

Для детальнішої інтерпретації впливу досліджуваних параметрів на зменшення об’єму осідання гірської породи конкретизуємо їх вплив (рис. 3.6-3.9).

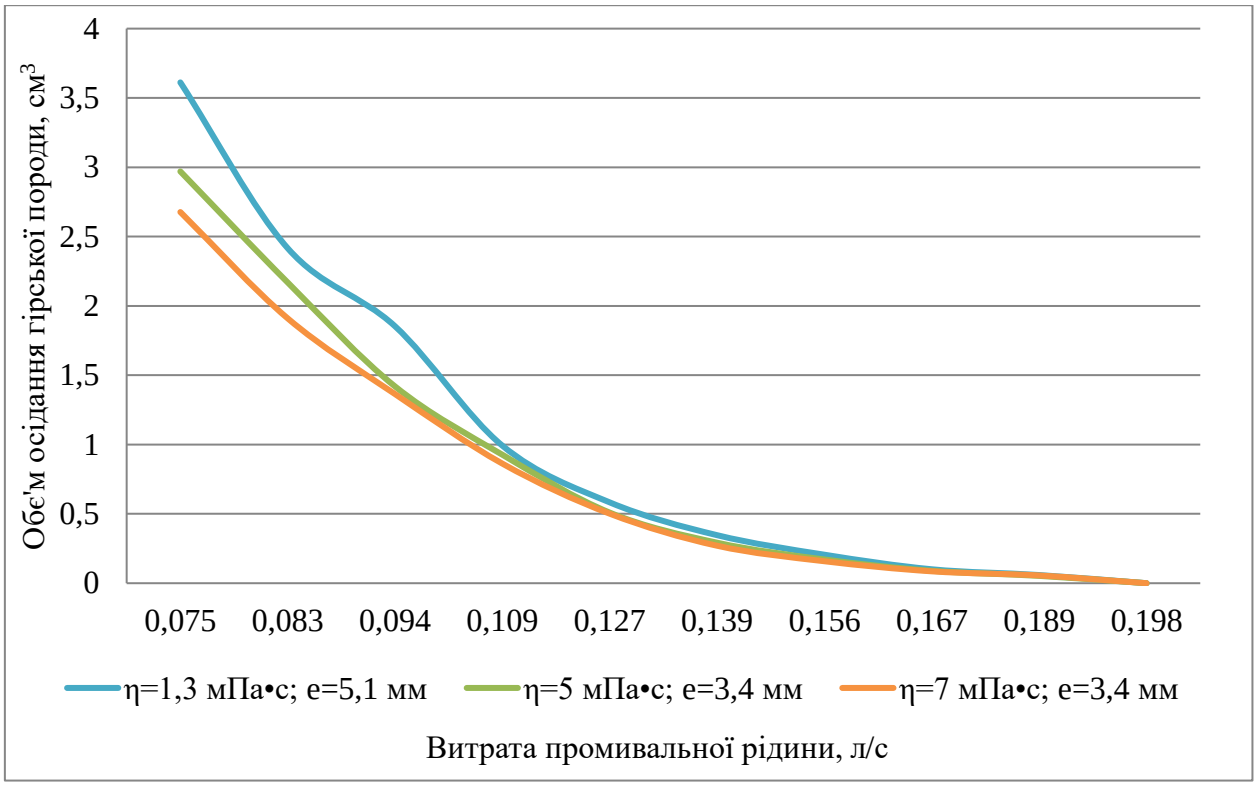



Рисунок 3.6 – Залежність об’єму осідання гірської породи від витрати промивальної рідини при зміні пластичної в’язкості промивальної рідини та ексцентриситету

З графіка випливає, що застосування промивальної рідини, що має певні реологічні властивості, зокрема пластичну в’язкість, під час промивання свердловин із відносно невеликими значеннями ексцентриситету забезпечує ефективне винесення гірської породи. Із застосуванням рідини з мінімальним значенням пластичної в’язкості за умови великих значень ексцентриситету об’єм породи, що осіла, збільшується. Позитивний вплив пластичної в’язкості промивальної рідини та ексцентриситету добре видно за умови невеликих значень витрати промивальної рідини.

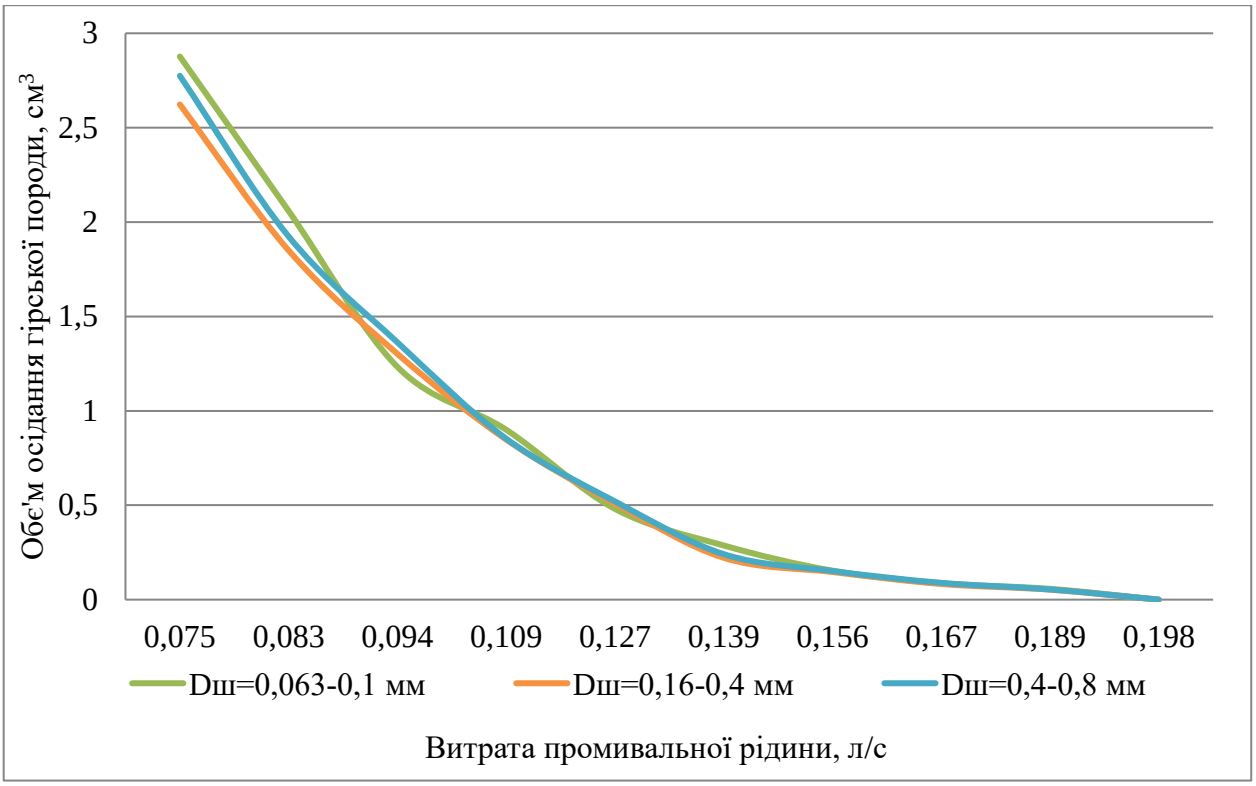



Рисунок 3.7 – Залежність об’єму осідання гірської породи від витрати промивальної рідини при зміні діаметру частин гірської породи

Згідно із графічною залежністю 3.7 зміна фракції шламу має незначний вплив на ефективність його винесення. Цей вплив практично анульовується завдяки більш вагомому впливу інших факторів. Це ускладнює оцінку впливу діаметра частинок шламу.

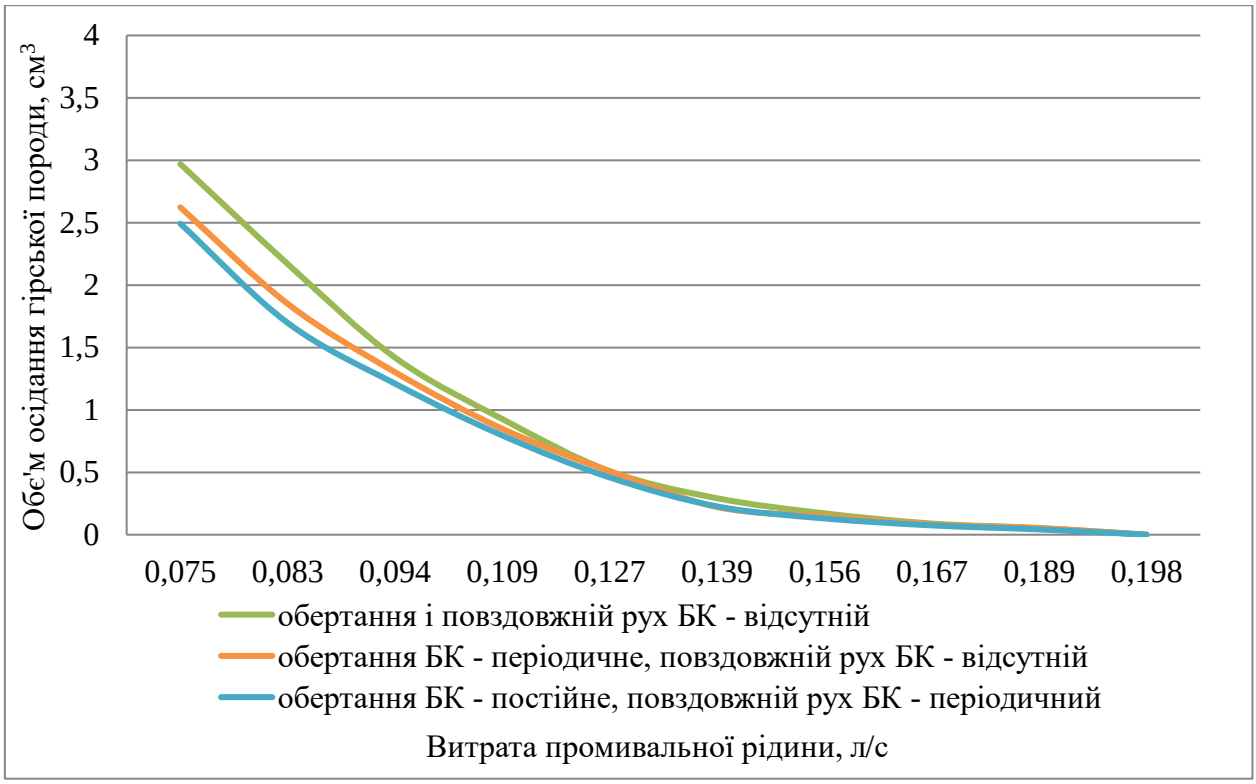



Рисунок 3.8 – Залежність об’єму осідання гірської породи від витрати промивальної рідини, обертання та повздовжнього руху бурильної колони

Обертання та коливання бурильної колони суттєво покращують якість винесення гірської породи завдяки створенню руху колони і її дії на можливі місця скупчення шламу в кільцевому просторі. Створення обертання та коливання бурильної колони дає змогу зменшити об’єм осідання шламу на 20% за умови малих значеннях витрати промивальної рідини.

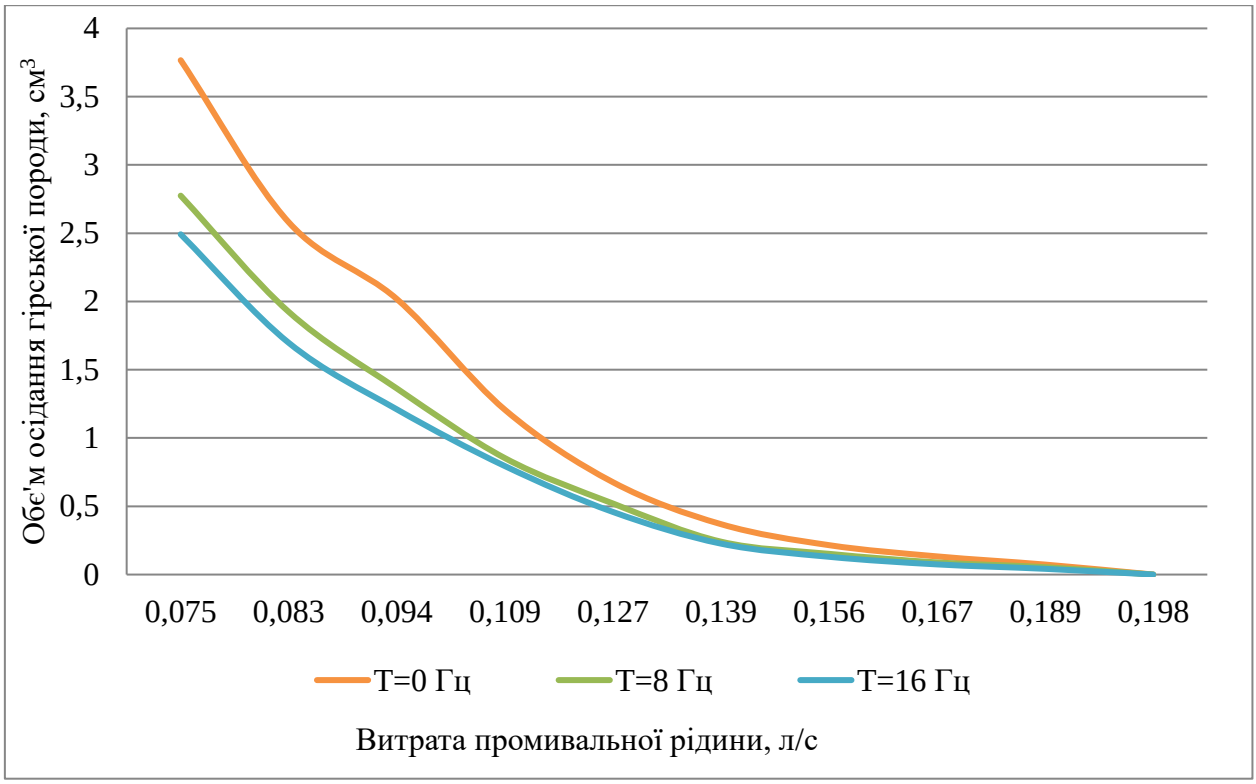



Рисунок 3.9 – Залежність об’єму осідання гірської породи від витрати промивальної рідини при зміні частоти пульсацій

Проаналізувавши цю графічну залежність, бачимо, що створення пульсуючого потоку промивальної рідини покращує ефективність винесення шламу із кільцевого простору. Створення пульсацій частотою 8 Гц дає змогу зменшити об’єм шламу на 35% за умови значень витрати промивальної рідини 0,075 л/с, а створення пульсацій частотою 16 Гц на 50% за аналогічної витрати рідини.

На графічних залежностях 3.6-3.9 можемо спостерігати позитивний вплив зміни діапазонів факторів на ефективність винесення шламу. Цей вплив є максимальним за невеликих значеннях витрати промивальної рідини. Високі значення витрати цей вплив зменшують.

Дослідження показало, що зміна параметрів дає змогу зменшити витрату промивальної рідини для якісного винесення шламу, що є важливим під час буріння скерованих свердловин. Найбільш істотним і цікавим з

огляду на наступні дослідження параметром є частота пульсацій під час руху промивальної рідини.

Під час промивання свердловин важливу роль відіграє транспортування частинок вибуреної породи по стовбуру свердловини, щоб не відбувалось повторного подрібнення шламу породоруйнівним інструментом . Під час повторного подріблення породи затрачається значна частина енергії, що спрямована на вибій свердловини. У процесі буріння шлам повинен своєчасно транспортуватися на зовнішню поверхню. В іншому випадку накопичення вибуреної породи на вибої свердловини може призвести до ускладнень у процесі буріння, а в деяких випадках і до аварій. Промивання свердловин є досить енергозатратним процесом у буріні [20]. Тому винесенню шламу з вибою свердловини потрібно приділяти значну увагу. Під час проведення експериментальних досліджень фіксували дані віддалі початку осідання породи на основі побудованого плану експерименту Тагучі для 6-ти факторів на 3-ох рівнях зміни (таб. 3.1).

Віддаль початку осідання шламу фіксували від місця потрапляння породи до місця початку утворення застійних зон. Результати проведених досліджень наведені о таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Результати експерименту для оцінки впливу параметрів на ефективність винесення гірської породи

| Дослід | Результати експериментів | Витрати промивальної рідини, л/с | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | **0,198** | **0,189** | **0,167** | **0,156** | **0,139** | **0,127** | **0,109** | **0,094** | **0,083** | **0,075** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** | **11** | **12** |
| 1 | початок осідання гірської породи, м | 2,2 | 1,92 | 1,37 | 1,18 | 1,04 | 0,94 | 0,62 | 0,41 | 0,27 | 0 |
| 2 | | 3 | 2,21 | 2,07 | 1,46 | 1,3 | 1,13 | 0,93 | 0,68 | 0,39 | 0,33 |
| 3 | | 3 | 2,23 | 2,16 | 2,05 | 1,47 | 1,34 | 1,19 | 1,03 | 0,71 | 0,43 |
| 4 | | 3 | 2,04 | 1,46 | 1,35 | 1,28 | 1,12 | 0,9 | 0,64 | 0,36 | 0,28 |

Закінчення таблиці 3.5

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 5 | початок осідання гірської породи, м | 3 | 2,19 | 2,04 | 1,42 | 1,35 | 1,18 | 0,97 | 0,71 | 0,42 | 0,31 |
| 6 | | 3 | 2,2 | 2,05 | 1,44 | 1,38 | 1,13 | 1 | 0,71 | 0,52 | 0,36 |
| 7 | | 3 | 2,1 | 1,44 | 1,33 | 1,25 | 1,18 | 0,9 | 0,66 | 0,38 | 0,28 |
| 8 | | 3 | 2,13 | 1,46 | 1,33 | 1,19 | 1,11 | 0,72 | 0,65 | 0,4 | 0,31 |
| 9 | | 3 | 2,17 | 1,97 | 1,45 | 1,3 | 1,19 | 1,04 | 0,71 | 0,47 | 0,34 |
| 10 | | 3 | 2,13 | 1,96 | 1,36 | 1,13 | 1,01 | 0,72 | 0,50 | 0,28 | 0,25 |
| 11 | | 3 | 2,22 | 2,15 | 2,05 | 1,48 | 1,32 | 1,14 | 0,96 | 0,68 | 0,41 |
| 12 | | 3 | 2,22 | 1,47 | 1,4 | 1,22 | 1,12 | 1 | 0,66 | 0,45 | 0,36 |
| 13 | | 2,17 | 2,06 | 1,46 | 1,32 | 1,11 | 1,03 | 0,69 | 0,47 | 0,3 | 0,26 |
| 14 | | 3 | 2,19 | 2,05 | 1,46 | 1,38 | 1,23 | 1,04 | 0,87 | 0,48 | 0,35 |
| 15 | | 3 | 2,12 | 1,99 | 1,4 | 1,33 | 1,15 | 1,05 | 0,9 | 0,55 | 0,34 |
| 16 | | 3 | 2,05 | 1,45 | 1,33 | 1,21 | 1,04 | 0,84 | 0,57 | 0,34 | 0,25 |
| 17 | | 3 | 2,13 | 2,07 | 1,45 | 1,33 | 1,25 | 1,06 | 0,65 | 0,43 | 0,28 |
| 18 | | 3 | 2,15 | 2,01 | 1,45 | 1,32 | 1,19 | 1,07 | 0,94 | 0,6 | 0,37 |

Під час проведення досліджень у випадку, коли осідання гірської породи не було, ми фіксували значення початку осідання рівним довжині основної досліджуваної частини установки – 3 м.

За отриманими результатами побудовано графічну залежність 3.10, що відображає вплив витрати промивальної рідини і досліджуваних факторів на початок осідання шламу для усіх 18 дослідів.

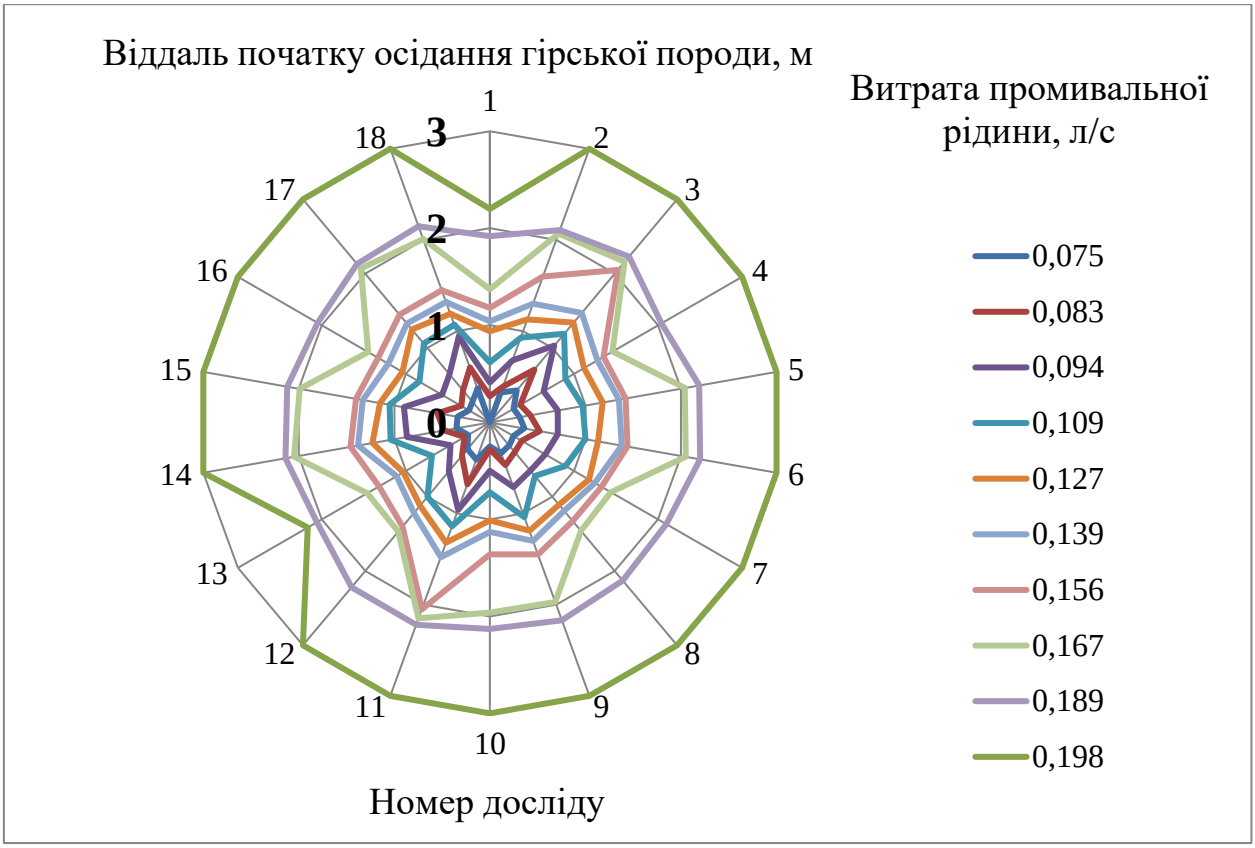



Рисунок 3.10 – Залежність віддалі початку осідання гірської породи від витрати промивальної рідини

Із графічної залежності 3.10 випливає, що крім досліджуваних факторів суттєво впливає витрата промивальної рідини на початок осідання гірської породи.

Зміна діапазонів досліджуваних факторів також відіграє значну роль на покращення транспортування шламу і збільшені віддалі початку його осідання.

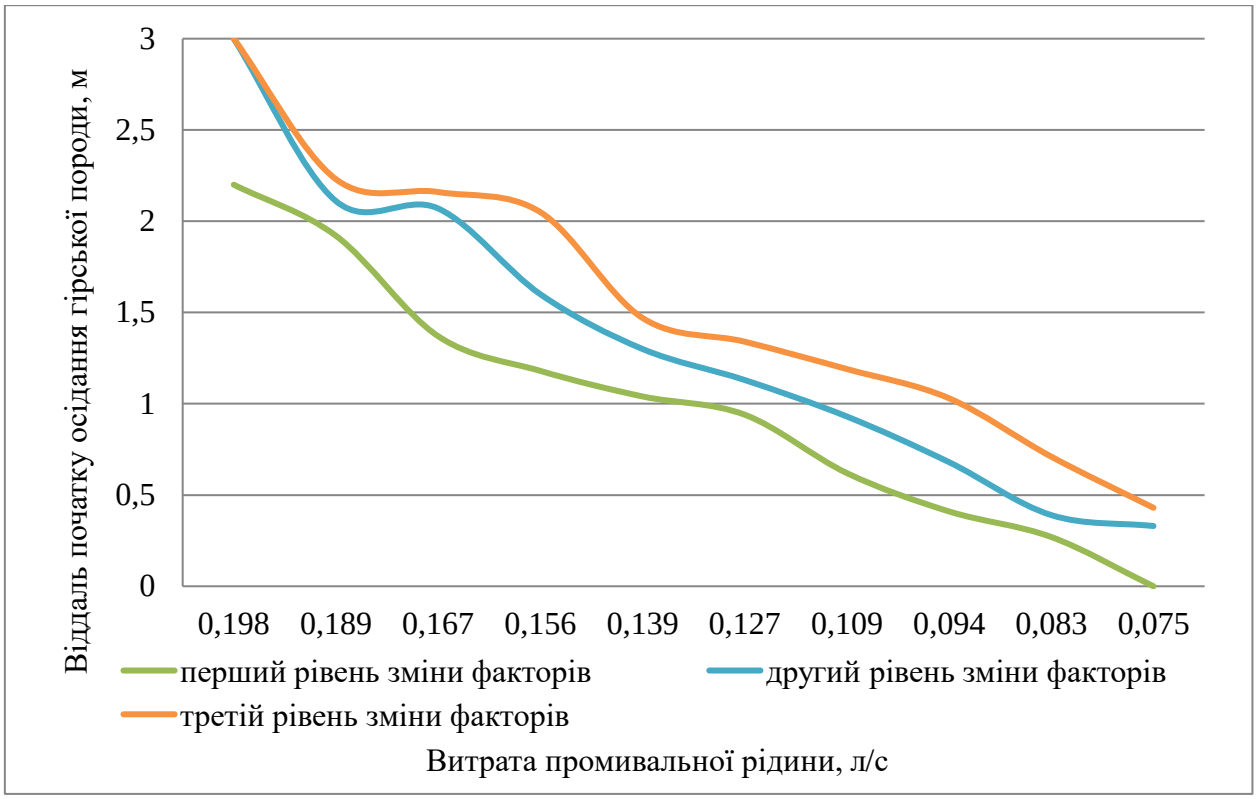



Рисунок 3.11 – Залежність віддалі початку осідання гірської породи від витрати промивальної рідини при зміні діапазону факторів

Згідно з результатами дослідження на першому рівні зміни факторів спостерігаємо менші значення віддалі початку осідання шламу порівняно із результатами досліджень, у котрих діапазон зміни факторів був на другому і третьому рівнях. Діапазон зміни факторів на другому та третьому рівні зміни ефективно збільшує віддаль початку осідання породи при усіх значеннях витрати рідини.

Отже, зміна рівнів досліджуваних факторів збільшує віддаль початку осідання гірської породи при усіх значеннях витрати рідини. Зміна витрати не здійснює суттєвого впливу на залежність початку осідання шламу від досліджуваних факторів.

Одним із основних факторів, що впливає на ефективність винесення гірської породи і процес промивання є пульсуючий потік рідини. Створення пульсацій під час проведення експериментальних досліджень позитивно впливає на початок осідання шламу (рис. 3.12).

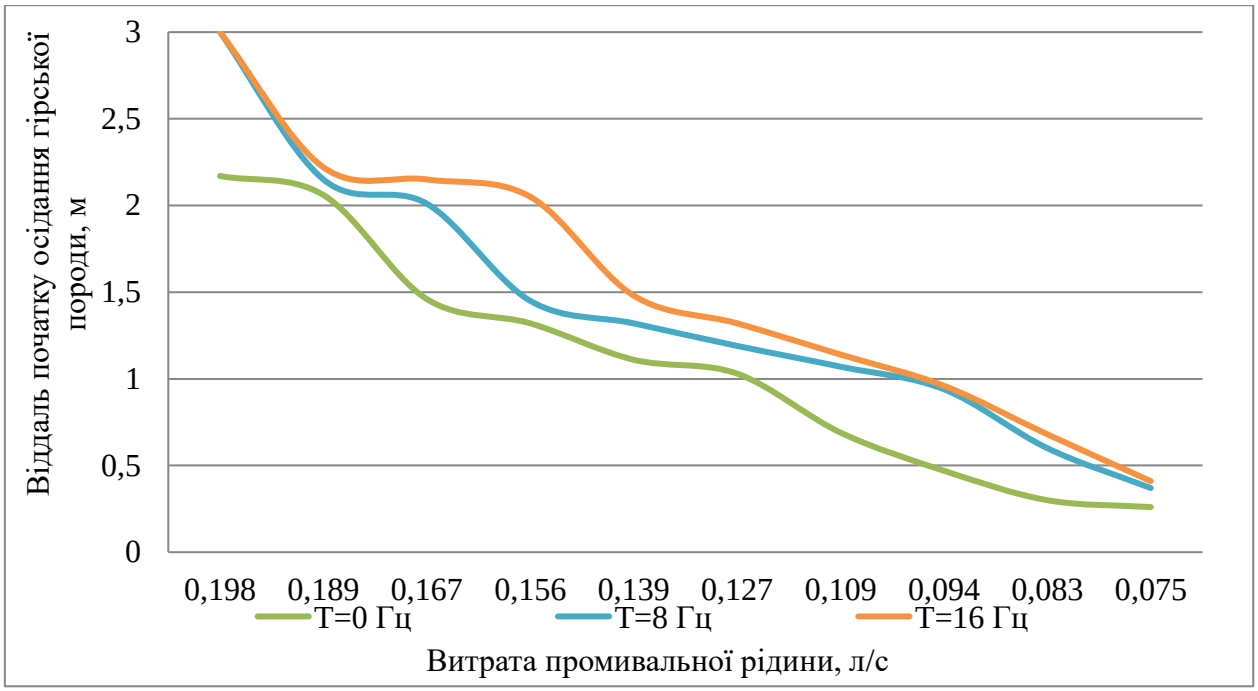



Рисунок 3.12 – Залежність віддалі початку осідання гірської породи від витрати промивальної рідини і частоти пульсацій

Під час проведення досліджень за відсутності пульсації спостерігаємо невеликі значення віддалі початку осідання гірської породи. При створені пульсацій із частотою 8 Гц ця віддаль збільшується за деяких значеннях витрати рідини, але не має суттєвого значення. Створення пульсацій частотою 16 Гц позитивно впливає на виносну здатність промивальної рідини при усіх значеннях її витрати і збільшує віддаль початку осідання шламу.

Отже, застосування пульсуючої течії промивальної рідини покращує ефективність винесення гірських порід, збільшує виносну здатність рідини і позитивно впливають на процес промивання.

Для загальної оцінки впливу досліджуваних факторів використання плану Тагучі для 6-ти факторів на 3-ох рівнях зміни є достатній.

**План експерименту Тагучі для 7-ми факторів на 2-ох рівнях їх зміни.**

Для з’ясування значущості оцінки впливу факторів на ефективність винесення шламу і подальшого відсіння факторів, що можуть спотворювати

результати необхідним є проведення досліджень із застосуванням додаткових планів експерименту.

Для визначення впливу кожного окремого фактору при взаємодії із іншими побудуємо план експерименту методом Тагучі. Визнамо максимальну кількість факторів для дослідження із урахуванням технологічних особливостей експериментальної установки – це 7 факторів. Для цих факторів використаємо план *taguchi(7, 2)* для 7-ми факторів на 2-ох рівнях їх зміни.

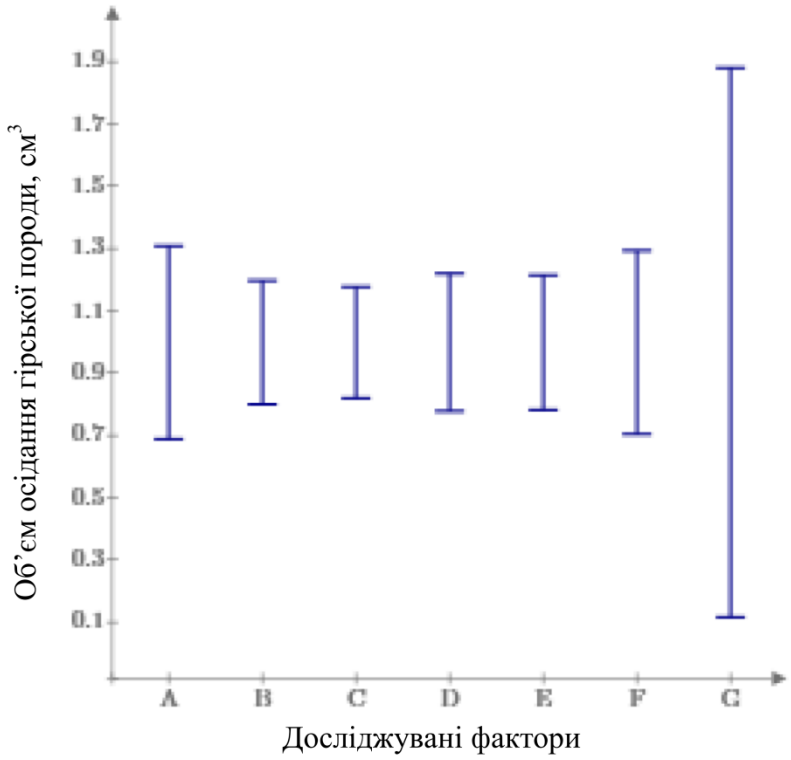
Після проведення досліджень відповідно до побудованого плану експерименту отримано результати, що наведені в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Результати експерименту для оцінки впливу параметрів на ефективність винесення гірської породи

| Дослід | Об’єм осідання гірської породи, $см^3$ |
|---|---|
| 1 | 3,3 |
| 2 | 0,076 |
| 3 | 0,172 |
| 4 | 1,77 |
| 5 | 0,115 |
| 6 | 1,39 |
| 7 | 1,21 |
| 8 | 0,08 |

Результати, отримані після проведення досліджень згідно побудованого плану експерименту дають змогу оцінити влив кожного окремого фактору у взаємодії із іншими.

Для оцінки значущості впливу досліджуваних факторів на ефективність винесення шламу було здійснено обробку результатів у програмному забезпеченні «Mathcad Prime». За отриманими результатами побудовано графічну залежність, що представлена на рисунку 3.13.




*Фактори: A – ексцентриситет; B – пульсації; C – діаметр частинок гірської породи; D – повздовжні коливання БК; E – пластична в'язкість; F – обертання БК; G – витрата промивальної рідини*

Рисунок 3.13 – Залежність впливу факторів на об'єм осідання гірської породи

Результати цієї графічної залежності відображають ступінь значущості впливу кожного фактора на ефективність винесення гірської породи.

На об'єм осідання шламу найбільше впливає витрата промивальної рідини, ексцентриситет, обертання бурильної колони і пульсації. Однозначно, позитивно із дещо меншим ступенем значущості впливає пластична в'язкість рідини. Найменш значущий вплив мають такі фактори як повздовжні коливання бурильної колони та діаметр частинок гірської породи.

Очевидно, що витрата рідини, ексцентриситет і обертання бурильної колони відіграють важливу роль для ефективного винесення частинок гірської породи. Проте збільшення витрати промивальної рідини дуже часто

не є можливим через технічні чи технологічні обмеження. Зараз все більше свердловин пробурюєть із похило скерованими чи вертикальними ділянками. Зберегти концентричність бурильної колони на таких ділянках дуже складно, а в більшості випадків і зовсім неможливо. Під час вибору типу і властивостей промивальних рідин також накладаються досить значні обмеження. Тому, можемо стверджувати, що створення пульсуючої течії промивальної рідини є досить цікавим і значущим процесом у проведенні наступних досліджень.

Кількість дослідів і отримані результати є достатніми для оцінки значущості впливу факторів, однак для детальнішого вивчення їх впливу з урахуванням більш широкого діапазону зміни факторів рекомендовано застосування інших планів експерименту.

**Латинський план експерименту.**

Проведені експериментальні дослідження на основі планів Тагучі показали вплив досліджуваних факторів на ефективність винесення гірської породи. Отримані результати дали змогу оцінити ступінь значущості впливу кожного окремого фактору у взаємодії із іншими на ефективність досліджуваного процесу. Згідно з отриманими даними виділено фактори з мінімальним і максимальним впливом. Виділивши 5 факторів із найбільш вагомим ступенем впливу, побудовано план експерименту на п’яти рівнях зміни з використанням латинських квадратів. Проведення досліджень згідно з цим планом експерименту дасть змогу отримати конструктивну оцінку впливу факторів на ефективність винесення гірської породи.

Латинський план експерименту для 5-ти факторів на 5-ти рівнях їх зміни включає в себе проведення 25 досліджень, результати яких наведені в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 – Результати експерименту для оцінки впливу параметрів на ефективність винесення гірської породи

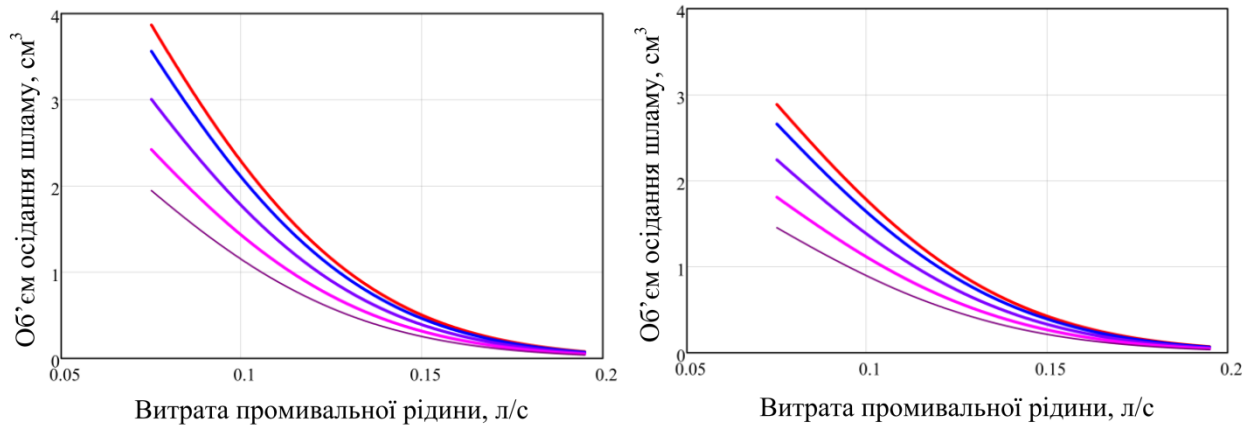
| Дослід | Об’єм осідання шламу, $см^3$ | Дослід | Об’єм осідання шламу, $см^3$ |
|---|---|---|---|
| 1 | 0,69 | 14 | 2,54 |
| 2 | 3,4 | 15 | 1,18 |
| 3 | 0,6 | 16 | 2,81 |
| 4 | 3,09 | 17 | 0,041 |
| 5 | 1,76 | 18 | 0,89 |
| 6 | 0,46 | 19 | 0,069 |
| 7 | 0,13 | 20 | 0,77 |
| 8 | 0,092 | 21 | 0,35 |
| 9 | 0,085 | 22 | 0,054 |
| 10 | 0,062 | 23 | 0,31 |
| 11 | 0,73 | 24 | 0,19 |
| 12 | 0,26 | 25 | 2,85 |
| 13 | 0,69 | | |

Результати досліджень вивчали методами кореляційного і регресійного аналізів. Параметри поліноміальної моделі визначають в класі $E$ різноманітних поєднань базисних функцій із умови мінімізації дисперсії адекватності. Клас $E$ сформований із лінійної частини полінома з включенням комбінацій добутків, квадратів і кубів вихідних факторів і складає 1300 моделей.

Після обробки даних можемо зазначити, що пластична в’язкість, витрата і частота пульсацій промивальної рідини найбільш істотно впливають на очищення стовбуру свердловини.

Виділення 3 факторів із найбільшою взаємозалежністю між собою дасть змогу побудувати адекватні графічні залежності їх впливу на ефективність винесення шламу. За допомогою програмного забезпечення «Mathcad» проведено необхідні розрахунки для побудови цих залежностей.

Побудуємо графічні залежності впливу окремих факторів при зміні параметрів двох інших.

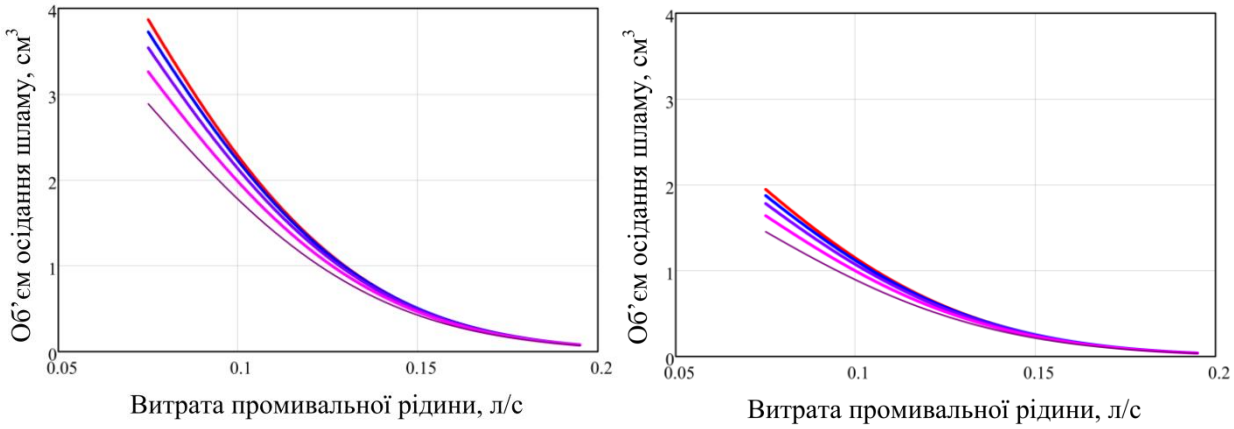



*а* *б*

а: η=1,3 мПа·с; Т=0 Гц; Т=5 Гц; Т=10 Гц; Т=15 Гц; Т=20 Гц

б: η=7,0 мПа·с; Т=0 Гц; Т=5 Гц; Т=10 Гц; Т=15 Гц; Т=20 Гц

Рисунок 3.14 – Залежність об'єму осідання гірської породи від витрати промивальної рідини при зміні частоти пульсацій




*а* *б*

а: Т=0 Гц; η=1,3мПа·с; η=4,0мПа·с; η=5,0мПа·с; η=6,0мПа·с; η=7,0 мПа·с

б: Т=20 Гц; η=1,3мПа·с; η=4,0мПа·с; η=5,0мПа·с; η=6,0мПа·с; η=7,0 мПа·с

Рисунок 3.15 – Залежність об'єму осідання гірської породи від витрати промивальної рідини при зміні пластичної в'язкості

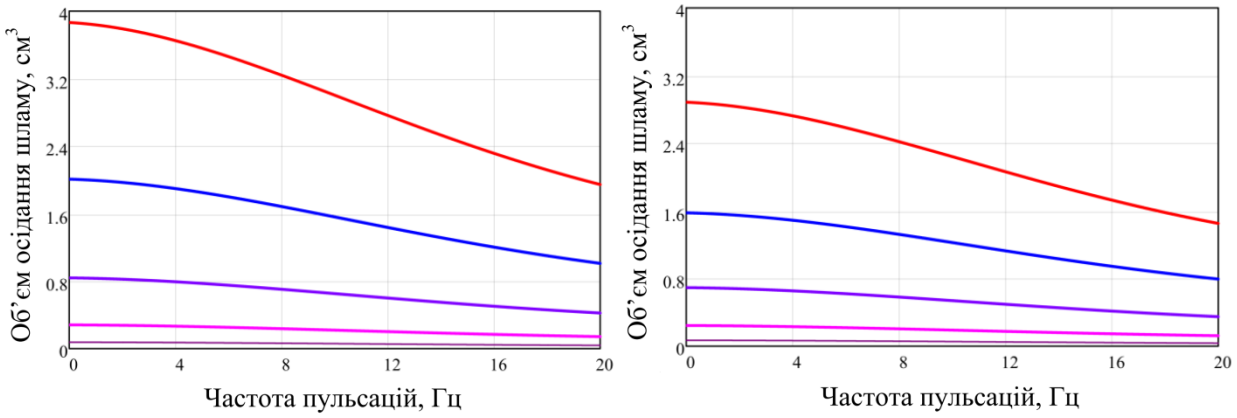
З побудованих графічних залежностей видно, що з ростом витрати об'єм осілого шламу нелінійно зменшується і прямує до нуля, коли значення

зростають більше 0,195 л/с.

Вплив пластичної в’язкості і частоти пульсацій є істотним в умовах невеликих значень витрати промивальної рідини, а зі збільшеням витрати їх вплив зменшується. Збільшення пластичної в’язкості може зменшити об’єм осідання шламу до 30%.

Створення пульсацій дає змогу практично вдвічі зменшити об’єм шламу в кільцевому просторі за значень витрати промивальної рідини до 0,165 л/с.

Внаслідок зміни частоти пульсацій порівняно зі зміною пластичної в’язкості ступінь розгалуження кривих на графіку є більш суттєвим.



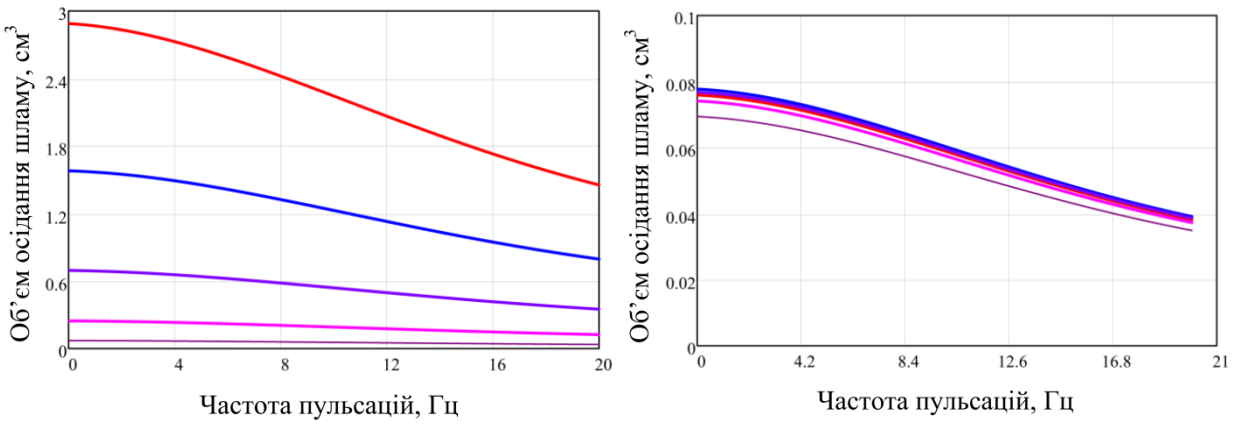

*а* *б*

а:η=1,3 мПа·с; Q=0,075 л/с; Q=0,105 л/с; Q=0,135 л/с; Q=0,165 л/с; Q=0,195 л/с

б:η=7,0 мПа·с; Q=0,075 л/с; Q=0,105 л/с; Q=0,135 л/с; Q=0,165 л/с; Q=0,195 л/с

Рисунок 3.16 – Залежність об’єму осідання гірської породи від частоти пульсацій за сталої пластичної в’язкості

Застосування пульсуючої течії промивальної рідини зменшує об’єм осідання гірської породи в лінійній залежності. Зі збільшенням значення витрати рідини вплив частоти пульсацій зменшується. Створеня пульсацій до – 5 Гц зменшує об’єм гірської породи порівняно зі створенням пульсацій більшої частоти – 5-20 Гц.



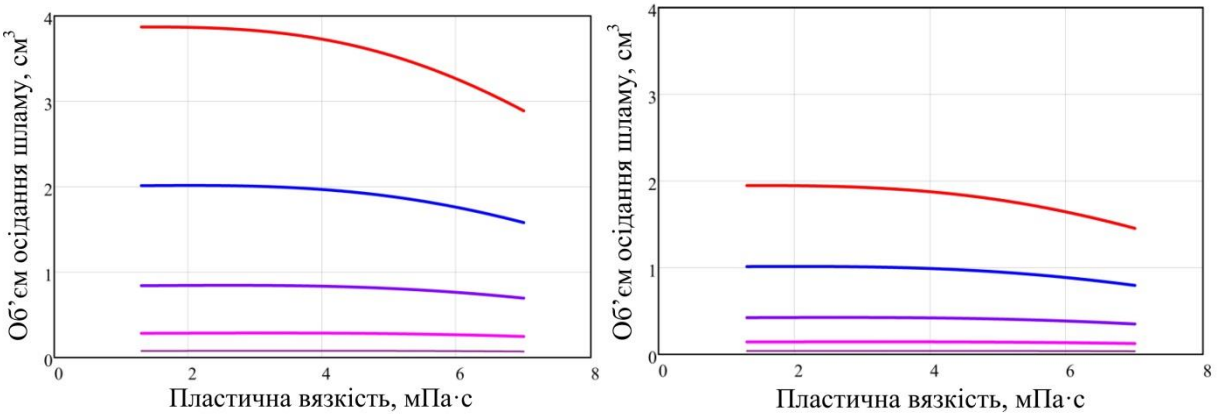

*а* *б*

а:Q=0,075л/с; —η=1,3мПа·с; —η=4,0мПа·с;—η=5,0мПа·с;—η=6,0мПа·с;—η=7,0 мПа·с

б:Q=0,195л/с; —η=1,3мПа·с; —η=4,0мПа·с;—η=5,0мПа·с;—η=6,0мПа·с;—η=7,0 мПа·с

Рисунок 3.17 – Залежність об'єму осідання гірської породи від частоти пульсацій за сталої витрати промивальної рідини

Із проаналізованої графічної залежності 3.17 випливає, що пульсуюча течія промивальної рідини зменшує об'єм осідання шламу за різної витрати рідини. В свою чергу вплив пластичної в'язкості при високих значеннях витрати мінімізується і не є суттєвим.



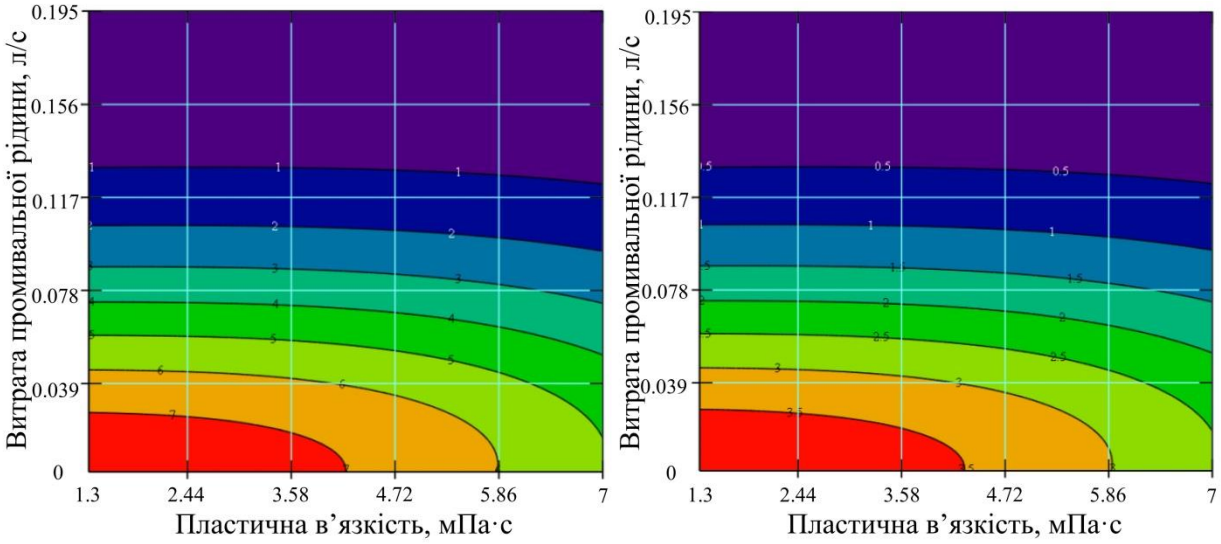

*а* *б*

а: Т=0 Гц; — Q=0,075 л/с;—Q=0,105 л/с;—Q=0,135 л/с;— Q=0,165 л/с; — Q=0,195 л/с

б: Т=20 Гц; — Q=0,075 л/с;—Q=0,105 л/с;—Q=0,135 л/с;— Q=0,165 л/с; — Q=0,195 л/с

Рисунок 3.18 – Залежність об'єму осідання гірської породи від пластичної в'язкості за сталої частоти пульсацій і змінній витраті рідини

Графічна залежність 3.18 підтверджує ефективність застосування пульсацій для покращення виносу шламу із вибою свердловини. Добавка біополімера дає змогу утворити структуру промивальної рідини, що покращує виносну здатність розчину. Цей вплив особливо характерний за умови невеликих значень витрати рідини і значені пластичної в'язкості 5, 6 і 7 мПа·с.

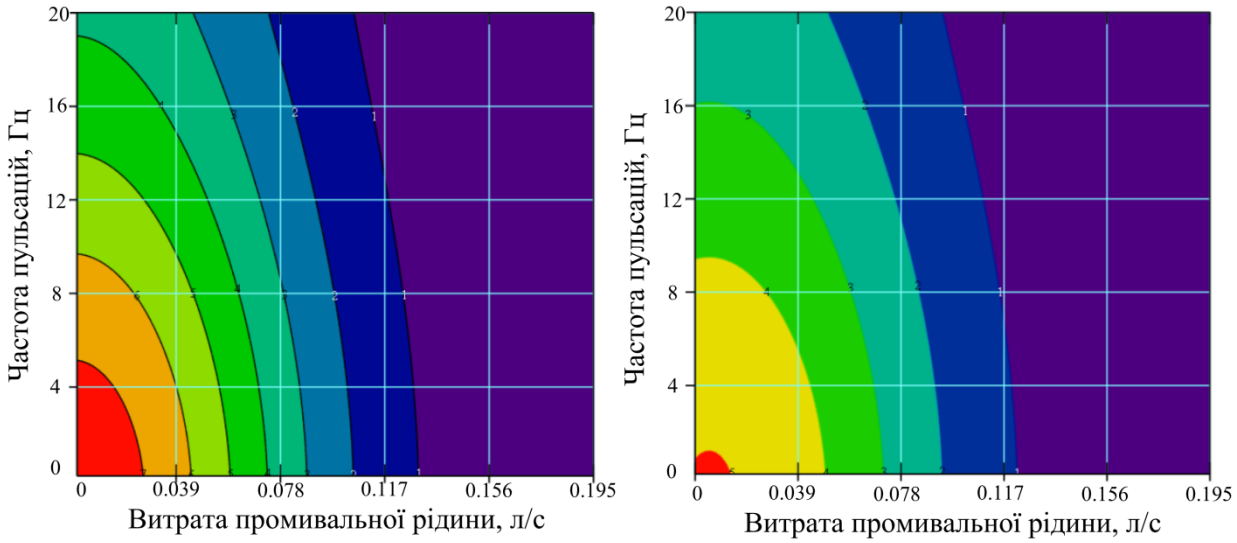



*а* *б*

*а* – Т=0 Гц; *б* – Т=20 Гц

Рисунок 3.19 – Залежність об'єму осідання гірської породи від пластичної в'язкості і витрати промивальної рідини

Згідно із вищенаведеною діаграмою вплив витрати рідини значно переважає вплив пластичної в'язкості. Збільшення швидкості течії рідини завдяки збільшенню витрати суттєво зменшує об'єм осідання гірської породи.Проаналізувавши і порівнявши рисунок *а* і *б,* можна зробити висновок, що характер впливу факторів є сталим. Витрата промивальної рідини здійснює більш вагомий вплив, більше ніж удвічі, порівняно із пластичною в'язкістю. Створення пульсацій частотою у 20 Гц дає змогу зменшити об'єм шламу приблизно у 2 рази.

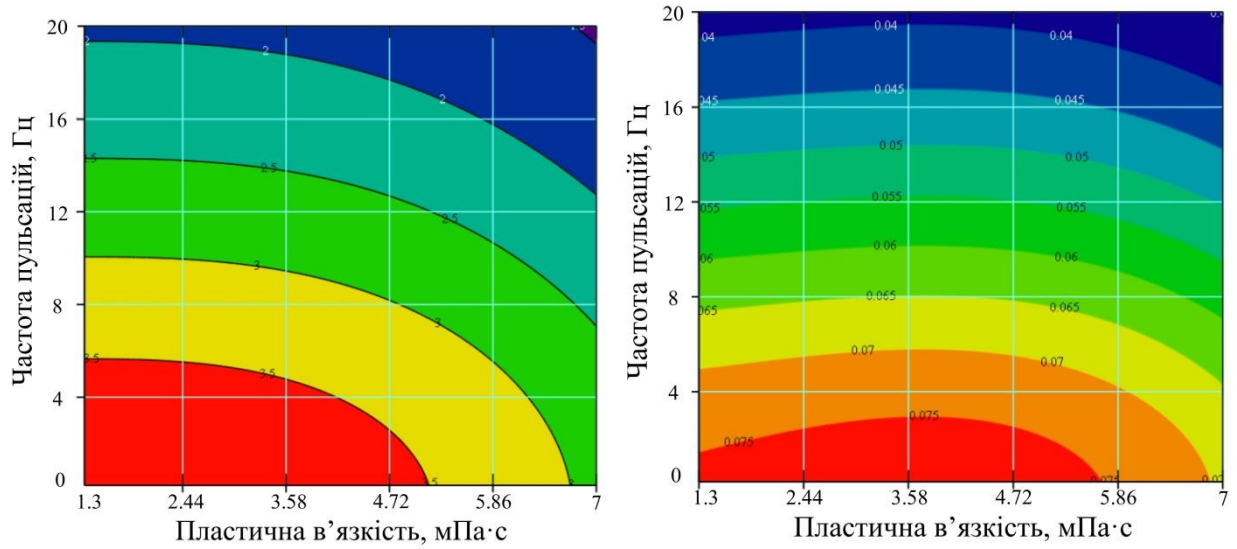



*а* *б*

*а* – η=1,3 мПа·с; *б* – η=5 мПа·с

Рисунок 3.20 – Залежність об’єму осідання гірської породи від витрати промивальної рідини і частоти пульсацій

Згідно з рисунком підтверджується ефективність впливу пластичної в’язкості і пульсацій при не великих значеннях витрати промивальної рідини.




а б

а – Q=0,075 л/с; б – Q=0,195 л/с

Рисунок 3.21 – Залежність об’єму осідання гірської породи від витрати промивальної рідини і частоти пульсацій

Згідно з рисунком 3.21 випливає, що створення пульсацій суттєво зменшує об’єм осідання гірської породи. Цей вплив переважає вплив пластичної в’язкості промивальної рідини. Характер впливу факторів не суттєво відрізняється від їх впливу на попередній графічній залежності.

Отримані результати, що зображені на рисунках 3.18-3.21, підтверджують ефективність застосування пульсуючої течії на ефективність транспортування шламу і процес промивання свердловин.

**Висновки до розділу 3**

1. На основі критеріїв подібності спроектовано експериментальну установку для моделювання процесу промивання свердловин.

2. Побудовано плани експериментів для багатофакторної оцінки впливу на транспортування шламу в кільцевому просторі на основі методів Тагучі та латинських квадратів. З використанням лабораторної установки проведено експериментальні дослідження для визначення значущості впливу параметрів, перелічених нижче, і діапазону їх зміни на об’єм шламу, що осів на нижній стінці стовбура похилої свердловини: частоти пульсацій; витрати промивальної рідини; ексцентриситет бурильної колони у свердловині; пластичної в’язкості; діаметра частинок гірської породи; обертання бурильної колони та її повздовжнього руху.

3. Оцінено вплив пульсуючої течії промивальної рідини на ефективність винесення шламу із вибою свердловини. Створення пульсацій дає змогу зменшити об’єм гірської породи, що осіла в кільцевому просторі удвічі зі значеннями витрати промивальної рідини до 0.165 л/с.

# РОЗДІЛ 4
# ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНЕ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ПРОМИВАННЯ СВЕРДЛОВИН

## 4.1 Розроблення пульсуючого пристрою для промивання свердловин

Для ефективного промивання і очищення вибою свердловин від шламу розроблено пристрій для створення імпульсів тиску у вибійній ділянці свердловини з можливістю їх поширення у кільцевому просторі свердловин.

Вибійний генератор імпульсів тиску складається із корпусу з приєднувальними різьбами, силового блоку у вигляді турбіни та блоку створення імпульсів тиску у вигляді суцільної динамічної пластини і статичної пластини з отворами (рис. 4.1). Силовий блок виконаний за принципом об’ємного гвинтового двигуна, а блок створення імпульсів включає нерухомий диск, що розташований у виточці внутрішньої порожнини корпуса та зафіксований штопорною втулкою, причому в диску виконаний центральний отвір для вала.

Пристрій складається з корпусу 1 з приєднувальними різьбами 2 і 3. Всередині верхньої частини корпусу розташований силовий блок, що включає статор 4, розміщений у корпусі 1 та ротор 5 на опорах 6. Блок створення імпульсів тиску розташований всередині нижньої частини корпусу 1 і включає диск 7. Схему розташування елементів у блоці створення імпульсів тиску зображено на рисунку 4.2.

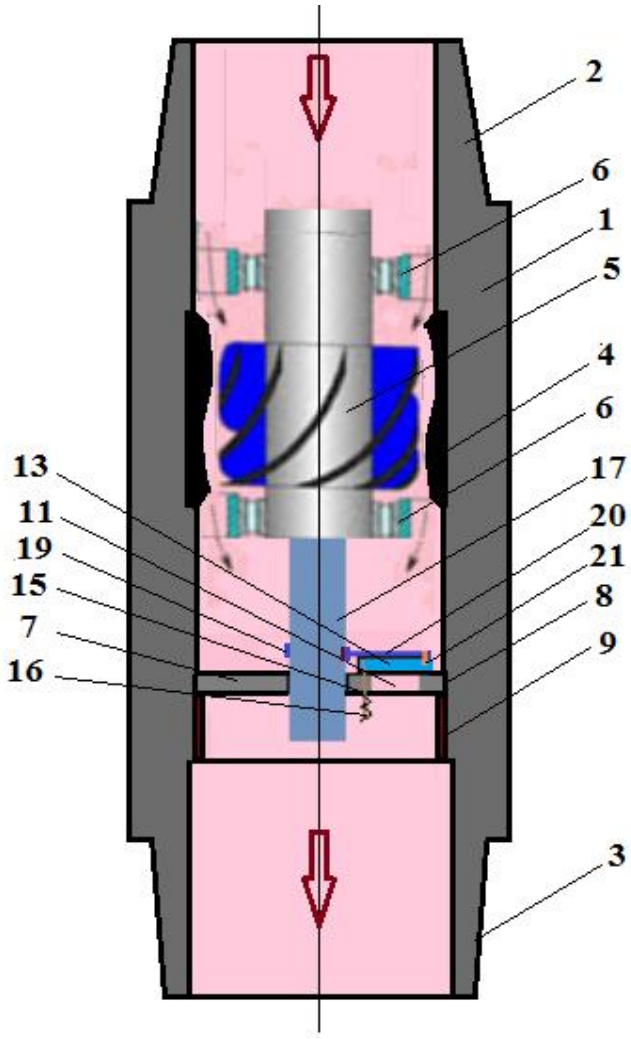



Рисунок 4.1 – Загальний вид пульсатора тиску

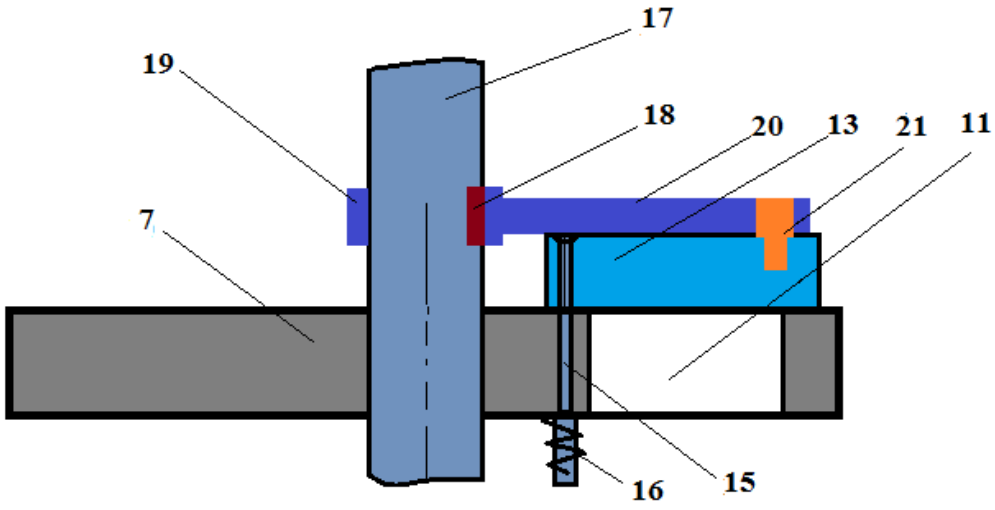



Рисунок 4.2 – Схема розташування елементів у блоці створення імпульсів тиску

Диск розташований у циліндричній виточці 8 корпусу 1 та зафіксований штопорною втулкою 9 (рис. 4.3) різьбовим з'єднанням з корпусом 1.

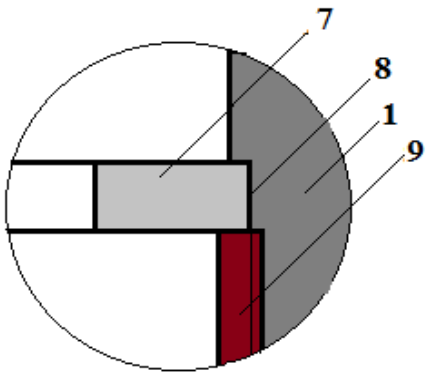



Рисунок 4.3 – Схема кріплення диска штопорною втулкою у виточці корпусу

У диску 7 виконаний центральний отвір 10 та прохідні канали 11 великого діаметра, центри яких розміщені на вершинах вписаного в коло радіусом R рівностороннього трикутника ABC (рис. 4.4).

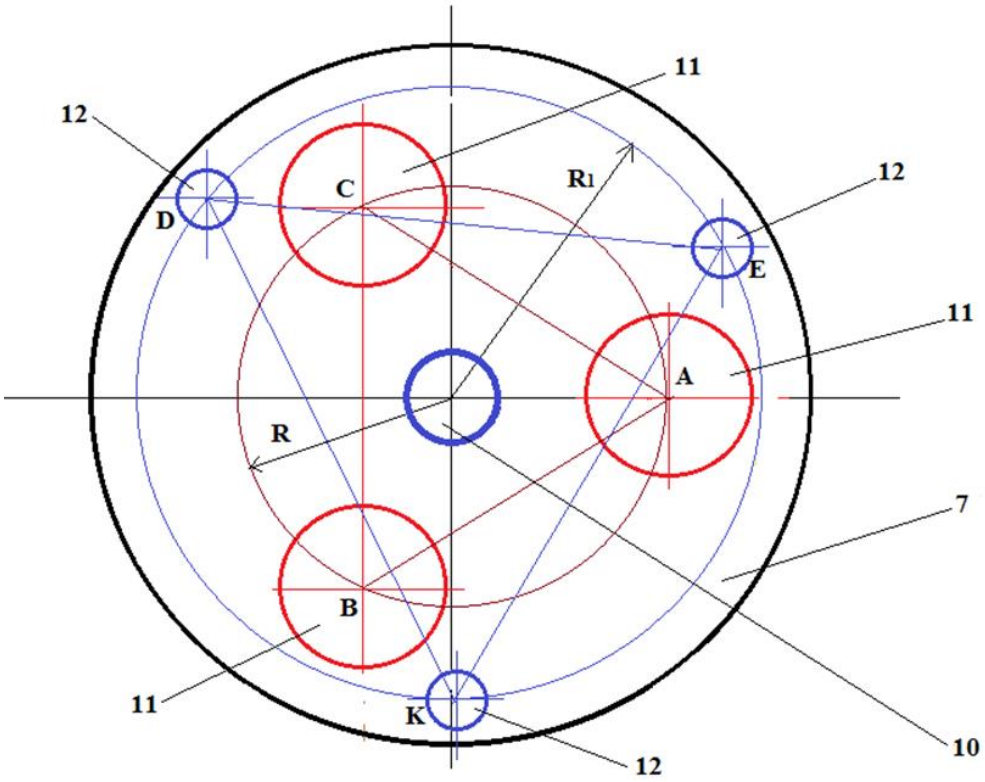



Рисунок 4.4 – Схема розташування прохідних каналів у диску

Прохідні канали 12 меншого діаметра, зміщені відносно прохідних каналів більшого діаметра як по колу, так і по віддалі від центру диска, а їх центри розміщені на вершинах вписаного в коло радіусом $R_1$ рівностороннього трикутника EDK. Кожен прохідний канал великого діаметра 11 перекритий круглою поворотною закривкою 13 діаметром (рис. 4.5), більшим за його діаметр, а кожна закривка 13 облаштована провушиною 14, у якій зафіксована вісь 15.

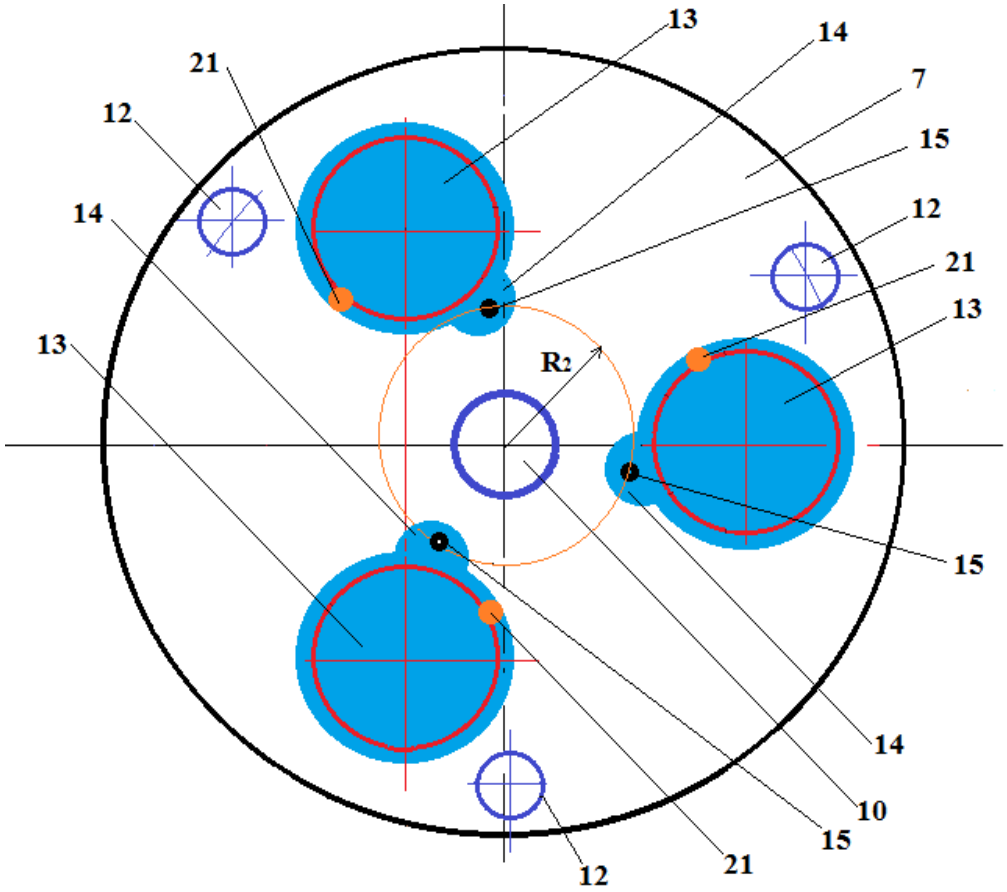



Рисунок 4.5 – Схема закритих прохідних каналів великого діаметра та відкритих прохідних каналів меншого діаметра

Вісь 15 проходить через нерухомий диск 7 з можливістю вільного обертання у ньому. Схему вісі обертання закривки 13 зображено на рисунку 4.6.

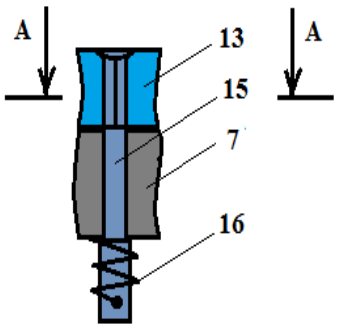



Рисунок 4.6 – Схема вісі обертання закривки

На рисунку 4.7 показано вид вісі обертання у перерізі А-А.

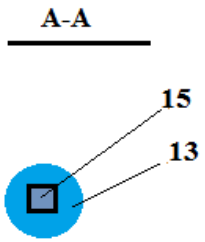



Рисунок 4.7 – Вид вісі обертання у перерізі А-А

Кожна вісь обертання 15 споряджена пружиною 16, нижній кінець котрої зафіксований з віссю обертання 15, а верхній з нерухомим диском 7. У центральному отворі 10 диска 7 розташований вал 17, що верхнім кінцем з'єднаний з ротором 5 силового блоку. На валу 17 шпонкою 18 нерухомо закріплена обойма 19 з фігурним важелем 20, котрий взаємодіє з ексцентричною опорою 21 у формі півкруга, якою оснащена кожна закривка 13 у крайній її точці протилежно траєкторії зміщення при обертанні.

Технологія робіт та методика використання запропонованого пристрою полягає у наступному. Спочатку вибирають технологічні параметри силового блоку. Для цього необхідно знати діаметр долота, що буде використаний для буріння свердловини, зенітний кут її вісі та відповідно оптимальну частоту зміни тиску. У ході досліджень встановлено, що зі збільшенням зенітного кута доцільно зменшувати частоту зміни тиску

та збільшувати амплітуду, щоб досягти найкращої якості очищення кільцевого простору свердловини. Наприклад, для горизонтальних ствовбурів свердловин оптимальна частота зміни тиску має межі (10÷20) Гц, що характерно для низькочастотних коливань. За такої частоти збурення тиску у кільцевому просторі свердловини можуть поширюватись на віддаль до 2000 м без значних затухань [127]. Наприклад, для бурових доліт діаметром інтервалу (214,3÷244,5) мм, для силового блоку можна використати однокрокову секцію гвинтового двигуна ДП-176,6-29 (загальна кількість кроків двигуна 4,6) зі співвідношенням числа заходів статора до заходів ротора 7:6. За таких умов потужності силового блоку з великим запасом вистачає для обертання валу пристрою, а число обертів ротора двигуна становить 210÷300 обертів за хвилину. Враховуючи запропоновану конструкцію блоку створення імпульсів тиску частота імпульсів буде мати межі (11÷15)Гц. За потрібних інших частот змінюють параметри силового блоку шляхом вибору типу гвинтового двигуна та числа заходів. Перед спуском у свердловину запропонований пристрій тарують на поверхні, визначаючи частоту коливань та амплітуду зміни тиску за вибраної витрати промивальної рідини та можливі відхилення цих параметрів при зміні витрати. Після тарування його встановлюють у компоновці низу бурильної колони, безпосередньо між долотом та наступним елементом колони (наприклад ОБТ), шляхом з’єднання різьбами 3 і 2, відповідно, та спускають у свердловину. Під час буріння свердловини через бурильну колону закачують промивальну рідину, яка надходить у вибійний генератор імпульсів тиску (на рис. 4.1 зображено стрілками) та приводить у дію силовий блок, ротор 5 якого обертає вал 17 блоку імпульсів тиску. Оскільки на валу 17 нерухомо закріплена обойма 19 з фігурним важелем 20, то останній теж обертається, вершина якого рухається по колу радіусом $R_4$ (рис. 4.8).

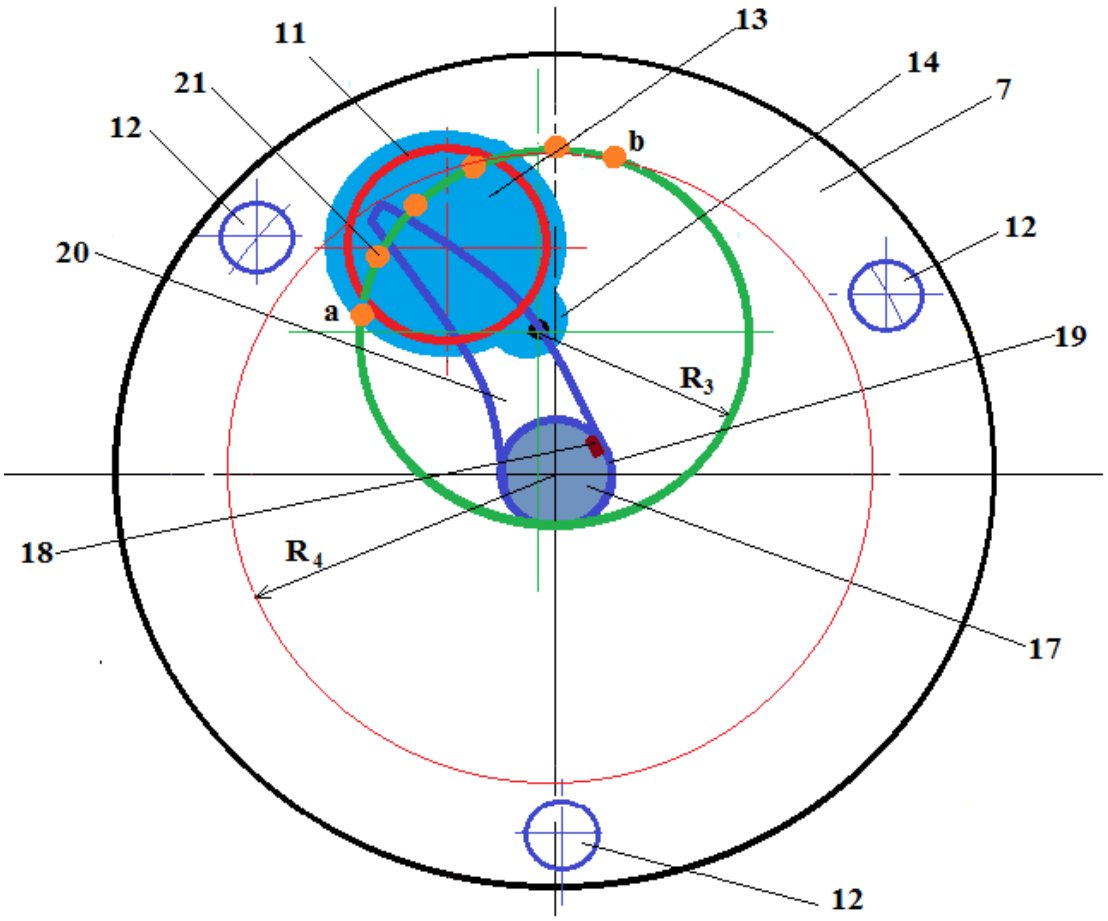



Рисунок 4.8 – Схема траєкторії руху ексцентричної опори та фігурного важеля при обертанні закривки

У процесі обертання фігурний важіль 20 взаємодіє з ексцентричною опорою 21 у формі півкруга, якою оснащена кожна закривка 13. Центри осей обертання 15 всіх закривок 13 рівнозначно віддалені від центру диска 7 та встановлені на колі радіусом $R_2$ (рис. 4.5), що забезпечує однаковий механізм взаємодії ексцентричних опор 21 закривок 13 з фігурним важелем 20. У процесі обертання фігурного важеля 20, який вступає у взаємодію з ексцентричною опорою 21 (рис. 4.8, рис. 4.9) у точці **a** та переміщується разом з нею до точки **b** вершиною по колу радіусом $R_4$ (рис. 4.8). Водночас ексцентрична опора 21 переміщується по колу радіусом $R_3$ (рис. 4.8, рис. 4.9).

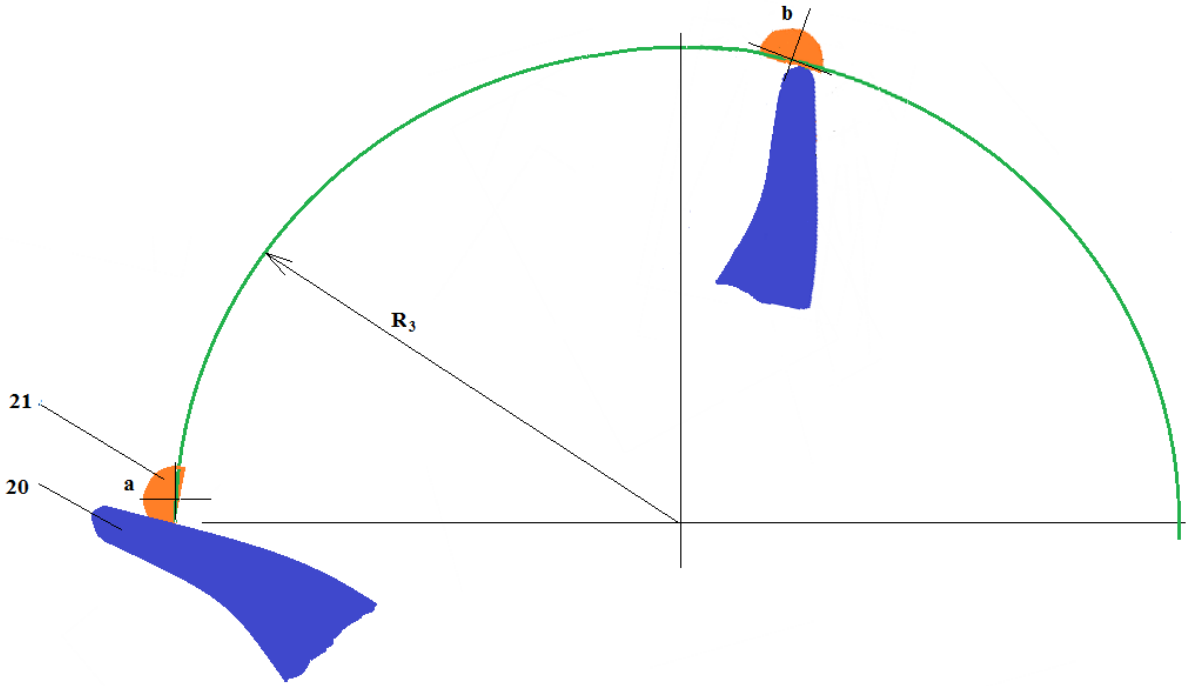



Рисунок 4.9 – Схема взаємодії фігурного важеля та ексцентричної опори у процесі їх переміщення

Оскільки центри кіл радіусом $R_4$ та радіусом $R_3$ не збігаються, то у точці **a** фігурний важіль 20 максимально виступає за ексцентричну опору 21 а під час подальшого переміщення до точки **b** цей виступ поступово зменшується і у цій точці взаємодія між фігурним важелем 20 та ексцентричною опорою 21 зникає. Такий вихід з контакту фігурного важеля 20 та ексцентричної опори 21 забезпечується тим, що ця опора закріплена з закривкою 13 нерухомо, тому вона у процесі переміщення по траєкторії **a-b**, повертається від максимального контакту з фігурним важелем 20 у точці **a** до виходу з контакту у точці **b**, коли опора 21 повернута до вершини важеля 20 ексцентричною стороною. У процесі такого зміщення зазначених елементів відбувається відкриття прохідного каналу 11 великого діаметра (рис. 4.10) та закручування витків пружини 16, нижній кінець котрої зафіксований з віссю обертання 15 а верхній з нерухомим диском 7.

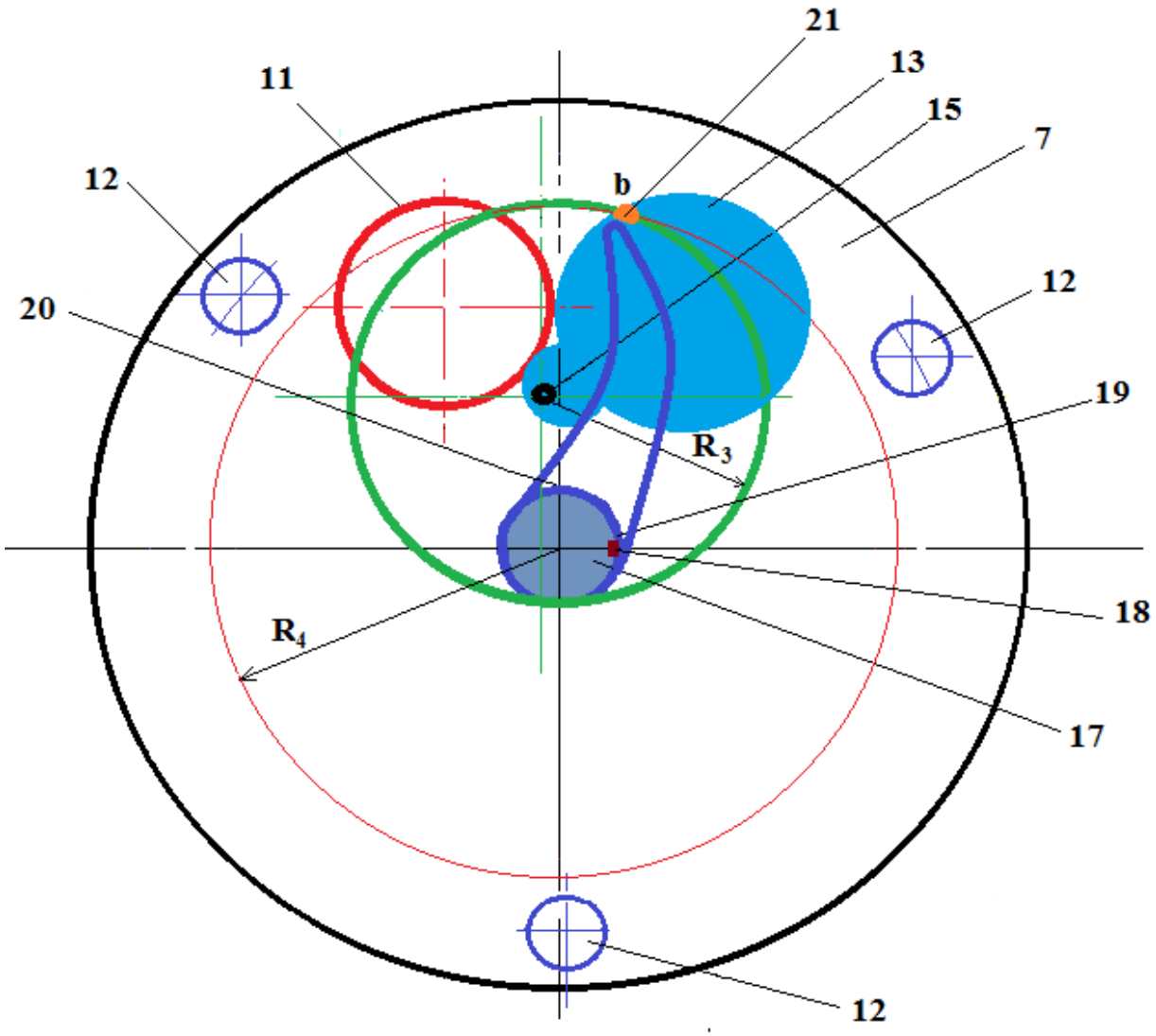



Рисунок 4.10 – Схема відкриття прохідного каналу великого діаметра

Після виходу з контакту фігурного важеля 20 та ексцентричної опори 21 під зворотною дією пружини 16 закривка 13 повертається у вихідне положення та закриває прохідний канал 11. Отже, за один оберт вала 17 почергово відкриваються та закриваються усі три прохідні канали великого діаметра 11, відповідно зменшуючи та збільшуючи загальну площу для перетікання промивальної рідини. У момент зменшення площі тиск зростає, у момент збільшення – спадає, що призводить до виникнення його пульсацій з відповідною частотою.

Прохідні канали малого діаметра 12 розташовані так, що під час обертання фігурного важеля 20 та переміщення закривок 13 вони не

перекриваються цими елементами та постійно перебувають у відкритому положенні. Це необхідно для того, щоб тоді, коли всі прохідні канали великого діаметра 11 закриті, підтримувався мінімальний рух потоку промивальної рідини та не виникало ризику зупинки роботи пристрою. Мінімальний діаметр таких каналів розраховують теоретично, а перед використанням пристрою, за потреби, можна змінювати їх робочу кількість, шляхом використання пристроїв для перекривання, наприклад, заглушок.

Отже, запропонований пристрій дає змогу регулювати швидкість обертання ротора силового блоку у технологічно обґрунтованих межах для забезпечення необхідних частотних параметрів імпульсів тиску. Його включають у компоновку інструменту для буріння свердловини і він сприяє як підвищенню ефективності руйнування гірської породи на вибої свердловини, так і забезпечує поширення пульсації тиску низької частоти по кільцевому вибою свердловини. Унаслідок цього покращується процес очищення свердловин і зменшується імовірність виникнення різного роду ускладнень та загалом підвищується ефективність їх спорудження.

Застосування вибійного пульсатора тиску запропонованої конструкції дає можливість зменшити залежність кутової швидкості обертання ротора силового блоку від витрати промивальної рідини та її параметрів, а також створювати низькочастотні коливання тиску з більшою амплітудою завдяки можливості регулювання частоти коливань у потрібних межах. Зазначене забезпечується тим, що силовий блок пристрою виконаний за принципом об’ємного гвинтового двигуна, швидкість обертання ротора якого визначається кількістю заходів на статорі і роторі. Найбільшу кутову швидкість обертання ротора забезпечують однозахідні двигуни (співвідношення заходів статора до заходів ротора 2:1), найменшу – за співвідношення 10:9, тобто проста заміна силового блоку дає змогу вибрати потрібну швидкість обертання для забезпечення частотних параметрів. Крім того, у запропонованому пристрої усувається небезпека зупинки обертання

ротора завдяки наявності постійно відкритих прохідних каналів меншого діаметра, що забезпечують миттєву мінімальну циркуляцію промивальної рідини.

Промислову придатність за принципом роботи запропонованого пристрою забезпечує те, що він не тільки сприяє підвищенню ефективності руйнування гірської породи на вибої свердловини, але й надає можливість поширювати пульсації тиску низької частоти по кільцевому вибою свердловини, унаслідок чого виникають локальні збурення у потоці промивальної рідини. Такі збурення запобігають формуванню застійних зон у кільцевому просторі та накопиченню у них вибуреної породи, що особливо актуально для похило-скерованих та горизонтальних свердловин, унаслідок чого покращується процес їх очищення і зменшується імовірність виникнення різного роду ускладнень, пов’язаних з цим негативним явищем та загалом підвищується ефективність спорудження свердловин.

## 4.2 Розроблення базової рецептури біополімер-силікатного бурового розчину

Ефективність буріння скерованих свердловин значною мірою залежить від типу та властивостей промивальної рідини, оскільки в умовах надважливого забезпечення стійкості гірських порід виникають супутні проблеми, пов’язані з виносом шламу на поверхню, накопиченням шару осаду та утворенням дюн на нижній стінці свердловини тощо. До того ж, під час буріння похило-скерованих і горизонтальних ділянок великої довжини значна частина бурильної колони тісно контактує з поверхнею стінки, тому для запобігання прихопленню бурильної колони особливе значення має зменшення перепаду тиску між свердловиною і пористим середовищем та обмеження показника фільтрації промивальної рідини.

Розглянемо особливості вибору рецептури бурового розчину для буріння скерованих свердловин. У загальному випадку процедура формалізована у вигляді [3], на першому етапі якої обґрунтовують тип (типи) бурового розчину і хімічні реагенти, а на другому етапі – оптимальну рецептуру.

Вибору бурового розчину зазвичай передує аналіз гірничо-геологічних умов буріння свердловини, обґрунтування обмежень до його складу і технологічних властивостей згідно з відомими методиками вибору типу бурового розчину [12, 27, 85].

Вибір оптимальної композиції біополімер-силікатного бурового розчину здійснювали за методом латинських планів експерименту [24].

Різні умови буріння визначають вимоги до підбору рецептур обробки бурових розчинів, а широкий асортимент матеріалів і хімічних реагентів забезпечують множину допустимих розв'язків задачі. Тому рецептура бурового розчину повинна задовольняти деякі додаткові умови, які формують у вигляді критерію оптимальності.

З урахуванням викладеного вибір рецептури бурового розчину для ефективного буріння скерованих свердловин зводиться до задачі виду [3]:

$$\begin{cases} E_k(x^\nu) \to min, \;\; k \in K, \;\; \nu \in J, \;\; x^\nu \in D^\nu \\ \varphi(x^\nu) \le 0 \end{cases}, \tag{4.1}$$

де $E_k(x^\nu)$ – критерій оптимальності, як функція концентрацій $x^\nu = (x_1^\nu, x_2^\nu, \dots, x_n^\nu)^m$реагентів $\nu$ -го компонентного складу;

$J$ – клас можливих поєднань наборів реагентів;

$D^\nu$ – область визначення вектора $x^\nu$;

$\varphi(x^\nu)$ – система обмежень на концентрації реагентів.

Формалізація задачі (4.1) потребує побудови множини $^{\text{K}}$ локальних критеріїв оптимальності, формування класу $J$ допустимих компонентних

поєднань, побудови системи обмежень на керуючі параметри $x^v$ та області їх визначення $D^v$.

Локальні критерії оптимальності мають враховувати вплив типу бурового розчину та його технологічних властивостей на ефективність транспортування шламу в заданих гірничо-геологічних умовах буріння з урахуванням технічних, кон'юктурних та економічних факторів. Очевидним є те, що критерії оптимальності мають враховувати особливості очищення вибою свердловини і траспортування шламу на денну поверхню, забезпечувати ефективний процес промивання свердловин, а також зменшувати вартість спорудження свердловин. Такі вимоги щодо вибору типу бурового розчину та його рецептури можуть бути забезпечені обґрунтованими критеріями і системою обмежень на склад і технологічні властивості.

Використання біополімерних бурових розчинів, які можуть забезпечити відносно низькі значення напружень зсуву між шарами рідини за високих градієнтах швидкості зсуву та високі значення напружень за низьких градієнтах швидкості зсуву потребує ретельного контролю реологічних характеристик.

Оптимізаційні задачі потребують залучення сучасних числових методів із використанням обчислювальної техніки.

Особливість рецептури біополімерного бурового розчину полягає в меншому вмісті біополімеру Duo-vis та крохмалю і відповідно меншої вартості бурового розчину, а також добавки рідкого скла та інгібітора [140, 170].

Добавка силікату натрію до розчину ефективно підвищує стійкість стінки свердловин, запобігає обвалюванням та осипанням, деякою мірою захищає обсадні колони від корозії, що є необхідним для буріння скерованих свердловин. У процесі буріння цих свердловин, коли фільтрат бурового розчину проникає у пласт, відбувається гідратація глинистих мінералів, їх

набухання і диспергування, що призводить до зниження механічної мінералів сланцю. Вчені довели [105, 112, 137, 156, 162, 174], що одним з найефективніших способів для запобігання обвалів, каверноутворень і прихоплень за наявності глинистих, схильних до змочування, є застосування силікатного бурового розчину.

До складу рецептури біополімер-силікатного бурового розчину входять такі хімічні реагенти:

- модифікований і біологічно стабілізований крохмаль, який використовують для контролю показника фільтрації бурових розчинів на водній основі;
- ксантановий біополімер марки Duo-vis використовують як структуроутворювач;
- CMC-LV (карбоксиметилцелюлоза) – органічний колоїд, який застосовують для зменшення показника фільтрації прісних і мінералізованих розчинів;
- $Na_2SiO_3$ (силікат натрію) використовують для приготування малосилікатних розчинів, які застосовують для попередження набуханню та гідратації глинистих порід, схильних до обвалювання. Оптимальна домішка рідкого скла при цьому коливається від 2,0 % до 5,0 % мас.;
- NaCl (хлорид натрію) використовують як інгібітор набухання та гідратації глинистих порід;
- NaOH (гідроксид натрію, каустична сода) використовують для збільшення показника *pH*.

Вибрано такі інтервали зміни впливових факторів концентраціями реагентів (% мас.): модифікований крохмальний реагент – 0,8÷1,5; Duo-vis – 0,1÷0,6; CMC-LV – 0,25÷0,35; $Na_2SiO_3$ – 0,25÷0,5; NaCl – 10÷15; NaOH – 0,2%.

Для побудови моделей залежно від діапазонів концентрацій реагентів можуть бути використані різні плани експериментів [24]. Це плани для

моделей першого порядку – ПФЕ (повний факторний експеримент) і ДФЕ (дробовий факторний експеримент), для моделей другого і вищих порядків – ЦКП (центральні композиційні плани), і за методом латинських квадратів.

У таблиці 4.1 наведено план експерименту  за методом латинських квадратів.

Таблиця 4.1 – План експерименту для побудови базової рецептури біополімер-силікатного бурового розчину

| Дослід | Реагенти та їх концентрації, мас. % | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Duo-vis | CMC-LV | крохмаль | NaCl | $Na_2SiO_3$ |
| 1 | 0,563 | 0,3 | 0,975 | 15 | 0,375 |
| 2 | 0,6 | 0,275 | 1,5 | 12,5 | 0,375 |
| 3 | 0,487 | 0,25 | 1,15 | 10 | 0,375 |
| 4 | 0,45 | 0,325 | 1,325 | 13,75 | 0,375 |
| 5 | 0,6 | 0,3 | 1,15 | 13,75 | 0,313 |
| 6 | 0,525 | 0,25 | 1,5 | 13,75 | 0,438 |
| 7 | 0,487 | 0,275 | 1,325 | 11,25 | 0,313 |
| 8 | 0,45 | 0,25 | 0,8 | 15 | 0,313 |
| 9 | 0,525 | 0,325 | 0,975 | 12,5 | 0,313 |
| 10 | 0,563 | 0,35 | 1,5 | 10 | 0,313 |
| 11 | 0,525 | 0,35 | 0,8 | 11,25 | 0,375 |
| 12 | 0,563 | 0,325 | 1,15 | 11,25 | 0,438 |
| 13 | 0,45 | 0,35 | 1,15 | 12,5 | 0,25 |
| 14 | 0,487 | 0,3 | 0,8 | 12,5 | 0,438 |
| 15 | 0,45 | 0,275 | 0,975 | 10 | 0,438 |
| 16 | 0,6 | 0,25 | 0,975 | 11,25 | 0,25 |
| 17 | 0,6 | 0,35 | 1,325 | 15 | 0,438 |
| 18 | 0,563 | 0,275 | 0,8 | 13,75 | 0,25 |
| 19 | 0,487 | 0,325 | 1,5 | 15 | 0,25 |
| 20 | 0,45 | 0,3 | 1,5 | 11,25 | 0,5 |
| 21 | 0,6 | 0,325 | 0,8 | 10 | 0,5 |
| 22 | 0,487 | 0,35 | 0,975 | 13,75 | 0,5 |
| 23 | 0,525 | 0,275 | 1,15 | 15 | 0,5 |
| 24 | 0,563 | 0,25 | 1,325 | 12,5 | 0,5 |
| 25 | 0,525 | 0,3 | 1,325 | 10 | 0,25 |

Біополімер-силікатний буровий розчин в лабораторних умовах приготовляли у такій послідовності: у розрахованій кількості води 30 хв гідратували модифікований і біологічно стабілізований крохмаль, потім

додавали біополімер марки *Duo-vis* і, перемішуючи 20 хв, вводили карбоксиметилцелюлози *CMC-LV,* перемішуючи 20 хв, потім додавали $Na_2SiO_3$ і перемішували протягом 20 хв, після цього додавали хлористого натрію та каустичну соду і перемішували протягом 30 хв. Згідно з планом (табл. 4.1) була проведена серія експериментів з рецептурами (табл. 4.2).

Для вибору оптимальної рецептури бурового розчину в лабораторних умовах визначали показники таких властивостей:

- густина (ρ, кг/м$^3$) за допомогою важільних ваг OFITE;
- умовна в'язкість (Т, с) за допомогою ВП-5;
- фільтрація (Ф, см$^3$/30хв) за допомогою ВМ-6;
- статичне напруження зсуву ($СНЗ_{1/10}$, Па) за допомогою СНЗ-2;
- коефіцієнт тертя кірки (КТК) за допомогою КТК-2.

Таблиця 4.2 – Результати експерименту для вибору базової рецептури біополімер-силікатного бурового розчину

| Дослід | Властивості бурового розчину при 20 °С | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | ρ, кг/м$^3$ | Т, с | Ф, мл./30хв | $СНЗ_{1/10}$, Па | КТК |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** |
| 1 | 1090 | 88 | 4,0 | 23,45/30,75 | 0,0972 |
| 2 | 1080 | 108 | 6,0 | 30,15/40,2 | 0,1035 |
| 3 | 1070 | 68 | 6,0 | 23,45/33,5 | 0,1155 |
| 4 | 1080 | 64 | 4,0 | 20,8/24,7 | 0,0972 |
| 5 | 1080 | 120 | 4,0 | 28,6/39 | 0,0394 |
| 6 | 1080 | 92 | 3,5 | 20,8/29,9 | 0,1008 |
| 7 | 1080 | 68 | 6,0 | 13/20,8 | 0,1026 |
| 8 | 1090 | 44 | 5,0 | 20,1/23,45 | 0,1051 |
| 9 | 1080 | 64 | 6,0 | 33,5/36,85 | 0,1026 |
| 10 | 1060 | 100 | 6,0 | 28,6/32,5 | 0,0614 |
| 11 | 1070 | 84 | 5,5 | 26,8/36,85 | 0,0981 |
| 12 | 1080 | 88 | 5,5 | 33,5/36,85 | 0,0956 |
| 13 | 1080 | 56 | 5,0 | 18,2/22,1 | 0,0827 |
| 14 | 1080 | 84 | 5,0 | 24,7/28,6 | 0,0891 |
| 15 | 1060 | 88 | 5,5 | 15,6/18,2 | 0,0854 |
| 16 | 1060 | 90 | 5,5 | 27,8/33,8 | 0,0598 |
| 17 | 1080 | 100 | 4,5 | 44,2/54,6 | 0,0749 |
| 18 | 1070 | 72 | 5,0 | 23,4/36,4 | 0,0561 |

Закінчення таблиці 4.2

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|---|---|---|---|---|
| 19 | 1080 | 80 | 5,5 | 18,2/24,7 | 0,0667 |
| 20 | 1070 | 60 | 5,5 | 18,2/22,1 | 0,0492 |
| 21 | 1060 | 92 | 5,0 | 27,3/32,5 | 0,0623 |
| 22 | 1080 | 62 | 5,0 | 20,8/26 | 0,0972 |
| 23 | 1090 | 62 | 5,0 | 20,8/40,3 | 0,0525 |
| 24 | 1070 | 88 | 5,0 | 31,2/36,4 | 0,0972 |
| 25 | 1070 | 74 | 5,5 | 20,8/28,6 | 0,0465 |

Реологічні властивості визначались з допомогою ротаційного віскозиметра «Fann 800».

Таблиця 4.3 – Результати експерименту на ротаційному віскозиметрі «Fann 800»

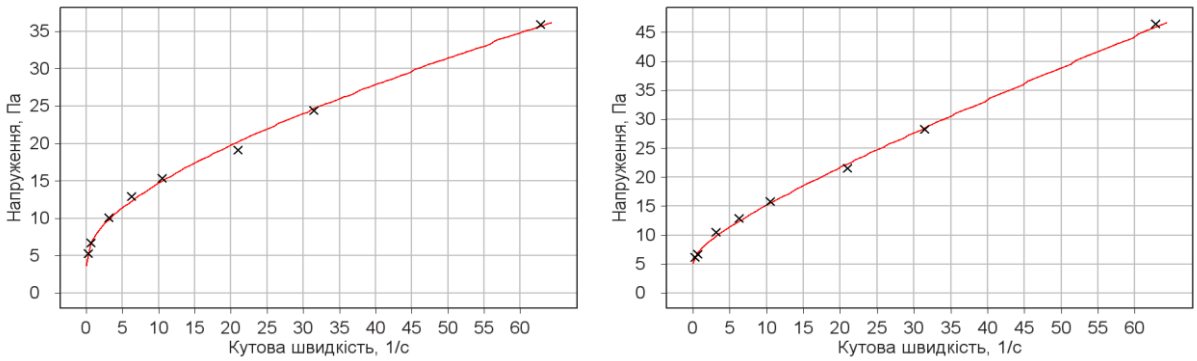
| № Дослідження | Кількість обертів, об/хв | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | ***600*** | ***300*** | ***200*** | ***100*** | ***60*** | ***30*** | ***6*** | ***3*** |
| 1 | 68 | 49 | 41 | 31 | 26 | 20 | 13 | 11 |
| 2 | 69 | 53 | 45 | 34 | 29 | 23 | 15 | 12 |
| 3 | 54 | 40 | 34 | 26 | 21 | 17 | 11 | 9 |
| 4 | 52 | 38 | 32 | 23 | 19 | 15 | 9 | 8 |
| 5 | 69 | 53 | 45 | 34 | 28 | 23 | 15 | 13 |
| 6 | 60 | 44 | 37 | 28 | 23 | 18 | 11 | 9 |
| 7 | 52 | 38 | 33 | 25 | 20 | 16 | 10 | 8 |
| 8 | 40 | 30 | 25 | 18 | 15 | 12 | 7 | 6 |
| 9 | 49 | 36 | 30 | 23 | 19 | 15 | 10 | 8 |
| 10 | 62 | 47 | 40 | 30 | 24 | 19 | 12 | 11 |
| 11 | 55 | 42 | 35 | 27 | 22 | 17 | 11 | 10 |
| 12 | 60 | 45 | 38 | 29 | 24 | 19 | 12 | 10 |
| 13 | 52 | 38 | 31 | 24 | 19 | 15 | 9 | 8 |
| 14 | 50 | 37 | 32 | 24 | 20 | 16 | 10 | 9 |
| 15 | 59 | 47 | 41 | 32 | 29 | 22 | 14 | 12 |
| 16 | 62 | 48 | 41 | 31 | 27 | 22 | 14 | 13 |
| 17 | 59 | 45 | 34 | 27 | 22 | 18 | 13 | 11 |
| 18 | 56 | 43 | 36 | 28 | 24 | 19 | 13 | 11 |
| 19 | 53 | 40 | 33 | 25 | 20 | 16 | 10 | 8 |
| 20 | 50 | 36 | 30 | 23 | 18 | 14 | 9 | 7 |
| 21 | 60 | 46 | 39 | 30 | 26 | 21 | 14 | 12 |
| 22 | 50 | 37 | 31 | 24 | 20 | 16 | 10 | 9 |
| 23 | 51 | 37 | 31 | 24 | 20 | 16 | 10 | 8 |
| 24 | 56 | 42 | 35 | 27 | 23 | 18 | 11 | 10 |
| 25 | 51 | 38 | 32 | 25 | 20 | 16 | 10 | 9 |

Обробку даних ротаційної віскозиметрії виконували у пакетному режимі із використанням програми «Rheometry» [5] в класі реологічно стаціонарних моделей: Ньютона, Шведова–Бінгама, Оствальда, Гершеля–Балклі, Шульмана–Кессона. Найбільш адекватною для плану експерименту виявилась модель Гершеля–Балклі. В таблиці 4.4 наведено оцінки реологічних властивостей $(\tau_0, k, n)$ біополімер-силікатного бурового розчину і дисперсій адекватності у кожній точці плану експерименту.

Таблиця 4.4 – Результати визначення реологічних параметрів біополімер-силікатного бурового розчину

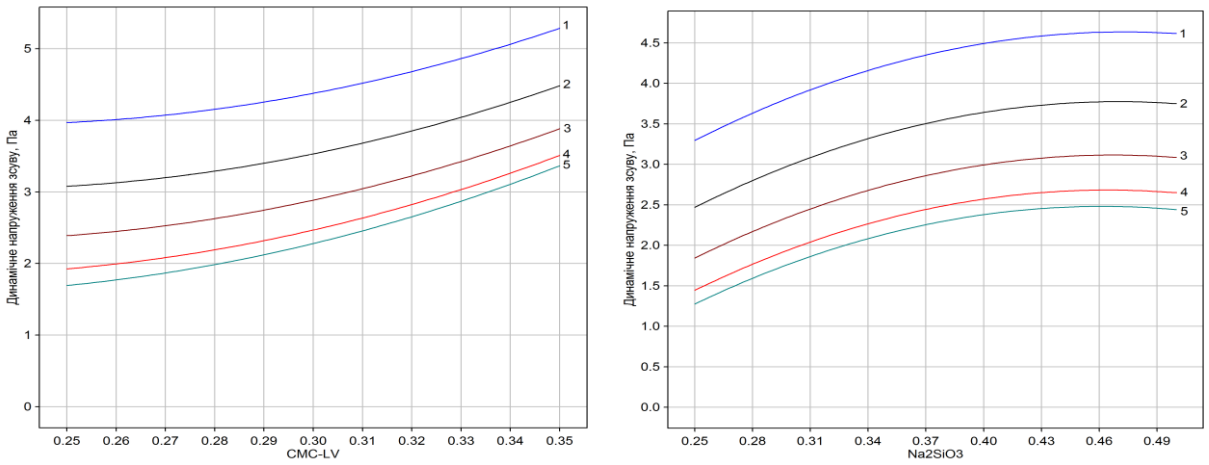
| Дослід | Реологічні властивості найбільш адекватної моделі $\hat{v}$ | | | Дисперсія адекватності, $Па^2$, для реологічної моделі $\hat{v}$ |
|---|---|---|---|---|
| | $\tau_0$, Па | k, Па·с$^n$ | n | |
| 1 | 3,43 | 0,7184 | 0,5283 | 0,0293 |
| 2 | 2,915 | 1,315 | 0,4464 | 0,0516 |
| 3 | 3,114 | 0,6212 | 0,5142 | 0,664 |
| 4 | 2,948 | 0,4288 | 0,5641 | 0,1231 |
| 5 | 3,475 | 1,111 | 0,4685 | 0,0686 |
| 6 | 2,294 | 0,8644 | 0,4877 | 0,0081 |
| 7 | 1,943 | 0,8387 | 0,4714 | 0,0389 |
| 8 | 1,423 | 0,5774 | 0,4896 | 0,0336 |
| 9 | 2,462 | 0,5912 | 0,5093 | 0,0186 |
| 10 | 2,639 | 0,9652 | 0,4763 | 0,0896 |
| 11 | 2,503 | 0,8537 | 0,4756 | 0,051 |
| 12 | 2,34 | 1,031 | 0,462 | 0,0065 |
| 13 | 2,182 | 0,6081 | 0,5171 | 0,032 |
| 14 | 2,448 | 0,7189 | 0,4845 | 0,0158 |
| 15 | 4,558 | 2,145 | 0,3576 | 0,1011 |
| 16 | 3,559 | 1,048 | 0,4587 | 0,0709 |
| 17 | 3,976 | 0,4392 | 0,5749 | 0,3918 |
| 18 | 3,214 | 0,8713 | 0,4703 | 0,0291 |
| 19 | 1,932 | 0,8139 | 0,4801 | 0,0395 |
| 20 | 1,993 | 0,5982 | 0,514 | 0,036 |
| 21 | 3,45 | 0,9822 | 0,4626 | 0,0273 |
| 22 | 2,593 | 0,6578 | 0,496 | 0,0139 |
| 23 | 2,379 | 0,6656 | 0,4984 | 0,0566 |
| 24 | 2,623 | 0,8505 | 0,4771 | 0,0337 |
| 25 | 2,349 | 0,7513 | 0,482 | 0,0203 |

На рисунку 4.11 показано залежність динамічного напруження зсуву від кутової швидкості для дослідів 6 і 12.




*а* *б*

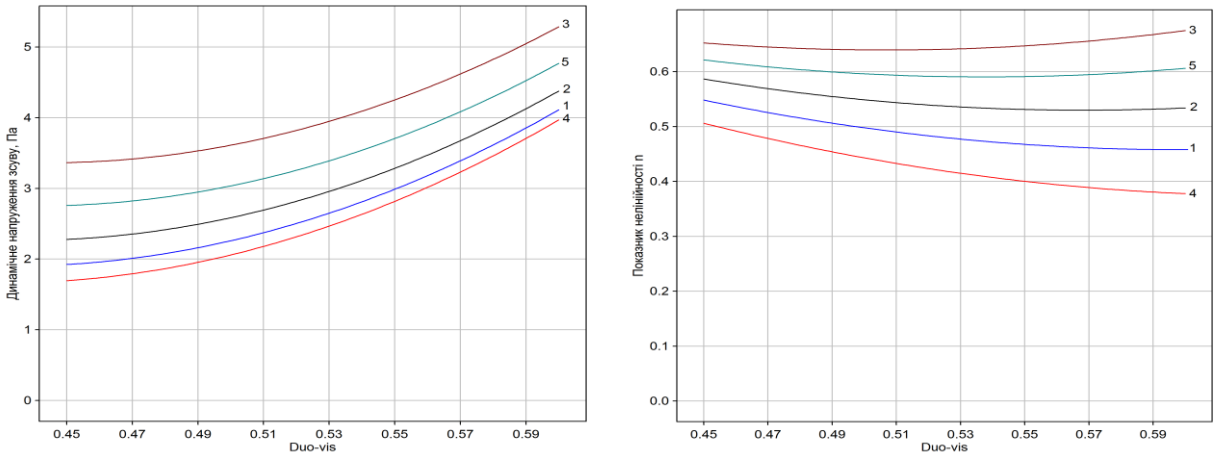
Рисунок 4.11 – Залежність динамічного напруження зсуву від кутової швидкості: *а* – дослід 6; *б* – дослід 12




*а* *б*

Duo-vis: 1–0,28%; 2–0,3%; 3–0,35%; 4–0,4%; 5–0,45%

Рисунок 4.12 – Поліноміальна залежність впливу концентрації (%) *CMC-LV (а)* і $Na_2SiO_3$ *(б)* на динамічне напруження зсуву




*а* *б*

CMC-LV : 1–0,25%; 2–0,275%; 3–0,3%; 4–0,325%; 5–0,35%

Рисунок 4.13 – Поліноміальна залежність впливу концентрації (%) біополімера Duo-vis на реологічні властивості

Після обробки даних властивостей отримано базову рецептуру біополімер-силікатного бурового розчину, мас. %: модифікований крохмаль – 0,98; *Duo-vis* – 0,45; *CMC-LV* – 0,35; $Na_2SiO_3$ – 0,275; *NaCl* – 12; *NaOH* – 0,2; вода – решта. Технологічні властивості оптимальної рецептури: густина 1080 кг/м$^3$; умовна в'язкість 98 с; СНЗ$_{1/10}$ 34/37,8 дПа; фільтрація 4 см$^3$/30хв.; *КТК* – 0,054. Найбільш адекватна реологічна модель Гершеля-Балклі, $\tau_0$ = 2,64 Па $k$ = 0,97 Па·с$^n$, $n$ = 0,480. Обважнення бурового розчину здійснюється завдяки добавкам обважнювача крейди в розрахованій кількості.

Системі властиві високі виносні характеристики, низькі значення показника фільтрації та миттєві значення показника статичної напруги зсуву, які забезпечують ефективне промивання скерованих свердловин.

## 4.3 Аналіз даних буріння свердловини 9 на Грабинській площі

Грабинська площа належить до Більче-Волинської нафтогазоносної зони Передкарпатської нафтогазоносної області Західного нафтогазоносного регіону України.

Свердловину 9 бурять з метою пошуку газових покладів у відкладах мезозою. Згідно з проектом свердловина є похило-скерованою з проектною глибиною 1635 м.

Характеристика стратиграфічних підрозділів є такою:

- антропогенові відклади – 25 м;
- нижній сармат, дашавська світа – 1390 м;
- міоцен, верньобаденський підярус, косівська, тираська світи, баранівські верстви – 1425 м;
- міоцен, карпатський ярус – 1445 м;
- верхня юра – 1505 м.

Грабинська 9 має таку конструкцію свердловини (табл. 4.5):

Таблиця 4.5 – Конструкція свердловини

| Діаметр стовбура, мм | Діаметр колони, мм | Глибина спуску, м |
|---|---|---|
| 510 | 426 | 30 |
| 393,7 | 324 | 70 |
| 295,3 | 245 | 410 |
| 215,9 | 178 | 1550 |
| 152,4 | 114 | 1635 |

Свердловина має S-подібний пятиінтервальний профіль з максимальним зенітним кутом 36°. Набір зенітного кута здійснють з глибини 90 м і триває до 538,22 м. Стабілізації зенітного кута відбувається на ділянці від 538,22 м до 1028,07 м. Після цього відбувається спад зенітного кута до глибини 1264,55 м. Далі профіль свердловини є вертикальним.

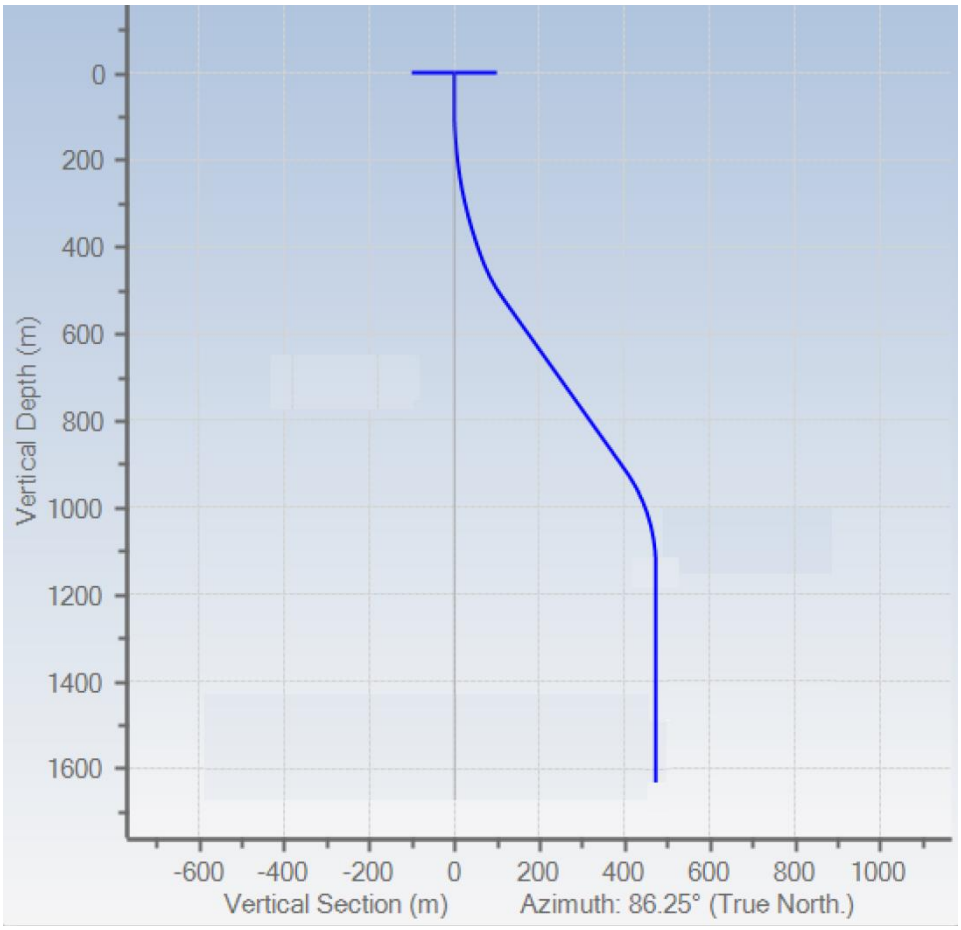



Рисунок 4.14 – Профіль свердловини

Найбільш складним з погляду забезпечення ефективного промивання є буріння інтервалу 410-1550 м, оскільки основна його частина є похило-скерованою. Для промивання цієї ділянки використовують хлоркалієвий біополімерний буровий розчин. В цьому інтервалі його застосовують для забезпечення оптимальних умов промивання свердловини, особливо в умовах проходження інтервалів стабілізації зенітного кута в діапазоні 30-36° і високопроникних пластів з аномально низьким пластовим тиском.

Параметри безглинистого хлоркалієвого розчину для буріння цього інтервалу повинні відповідали таким значенням згідно з «API» (табл. 4.6).

Таблиця 4.6 – Рекомендовані параметри безглинистого хлоркалієвого розчину

| Інтервал буріння 410-1550 м | | |
|---|---|---|
| густина розчину | кг/м$^3$ | 1120 |
| умовна в’язкість | с/кварта | 40-65 |
| фільтрація | мл/30хв | ≤6, з гл. 1000м ≤5 |
| показник pH | -- | 8,5-10,5 |
| СНЗ (10сек/10хв) | Па | 2-8 / 4-16 |
| пластична в’язкість | мПа·с | 10-24 |
| ДНЗ | Па | 6-20 |
| товщина кірки | мм | ≤0,5 |
| МБТ | кг/м$^3$ | ≤30 |
| вміст KCl | кг/м$^3$ | ≥30 |
| вміст $CaCO_3$ | кг/м$^3$ | ≥20 |
| мастильна домішка | % | ≥1 |
| вміст піску | % | <0,5 |
| вміст вибуреної породи | % | ≤5 |
| загальна жорсткість | мг/л | ≤400 |
| вміст хлоридів | мг/л | ≥15000 |

Хлоркалієвий біополімерний буровий розчин приготовляють із таких хімічних реагентів (табл. 4.7).

Таблиця 4.7 – Склад безглинистого хлоркалієвого розчину

| Назва | Призначення | Витрата, |
|---|---|---|
| Praestol PHPA/Brentahib (до | інкапсулятор | 1,0 |
| $Na_2CO_3$ | контроль іонів $Ca^{++}$ | 4 |
| CMC HV/FF HC/Pac HV | понижувач фільтрації | 8 |
| CMC LV/FF LC/Pac LV | понижувач фільтрації | 6 |
| Drillamyl | понижувач фільтрації | 20 |
| Duo-Vis/Barazan D | структуроутворювач | 4 |
| КССБ | понижувач фільтрації і | 8 |
| крейда | кольматант, кіркоутворювач | 20 |
| мармурова крихта | кольматант, кіркоутворювач | 20 |
| рена бурмаст | мастильна домішка | 15 |
| рена інбур | органічний інгібітор | 12 |
| KCl | інгібітор | 40 |

Як додаткові хімічні реагенти використовують такі із призначенням:

- сода бікарбонат $NaHCO_3$ – для контролю іонів $Ca^{++}$;
- лимонна кислота $C_6H_8O_7$ - контроль іонів $Ca^{++}$;
- вапно $Ca(OH)_2$– регулятор pH;
- каустична сода NaOH – регулятор pH;
- рена-глікомін – мастильна домішка, інгібітор;
- графіт – мастильна домішка;
- біоцид/вітасепт/кристал – бактерицид;
- пентакс/рена аквапол 666 – піногасник;
- Block-mix (горіховий) – кольматант.

Необхідно контролювати густину та вміст твердої фази на оптимальному рівні завдяки якісному очищенню і ефективній роботі вібросит, а також постійному використанню другого ступеня очищення ситогідроциклонної установки та періодичному використанню центрифуги в режимі глиновідділення.

Стабільність реологічних і фільтраційних властивостей забезпечує використання CMC LC/LV/HC/HV, Pac LV/R, Drillamyl і біополімеру Duo-Vis/Barazan D.

Під час буріння цього інтервалу можливі такі ускладнення: звуження стовбура свердловини, каверно- та жолобоутворення, затяжки і прилипання бурового інструменту, часткове поглинання бурового розчину, газопрояви, осипання та обвалювання стінок свердловини.

Розчину до необхідної густини 1080-1120 кг/м$^3$ обважнюють крейдою та мармуровою крихтою. У процесі буріння поповнення бурового розчину та контроль необхідної кількості виконують методом добавлення свіжих порцій розчину, приготовленого на основі води, обробленої хлоридом калію до 50 кг/м$^3$ та хімічними реагентами відповідно до основної рецептури системи та об’єктивної необхідної густини для забезпечення стабільності стовбура свердловини і оптимальних умов промивання свердловини.

Очищення стовбура свердловини сприяє зниженню ймовірності виникнення ускладнень і забезпечення високих техніко-економічних показників буріння.

Фактори, що впливають на винесення шламу в свердловинах Грабинської площі з кутами більше 30° слід розмістити в такій послідовності, за ступенем впливу:

1. Продуктивність бурових насосів. Для стовбурів діаметром 393,7 мм не менше 45 л/сек, для стовбурів діаметром 295,3 мм не менше 35 л/сек, для стовбурів діаметром 215,9 мм не менше 26 л/сек, для стовбурів діаметром 152, 9 мм не менше 12 л/с.

2. Рух інструменту розходжування або обертання. Причому під час обертання має велике значення швидкість і ексцентриситет обертання - чим вони вищі, тим краще очищення стовбура. При розходжуванні має значення його інтенсивність. Однак у будь-якому випадку без руху інструменту винесення шламу ускладнюється. Особливо це відноситься до протяжних ділянок стовбура з кутами 35°-55°, довжиною понад 500 м.

3. Вплив реологічних властивостей розчину вагомий, але без забезпечення руху інструменту і високої продуктивності насосів він дещо послаблюється. Для оцінки виносної здатності використовується так зване «динамічне напруження зсуву при низьких швидкостях», яке чисельно визначається на основі показників, показів ротаційного віскозиметра OFITE при 3 і 6 об/хв. Загальне правило таке: для кращого виносу шламу зі свердловини з кутами понад 30° ДНЗ має дорівнювати 1-1,2 діаметра свердловини в дюймах. Наприклад, для діаметра 220,7 мм ДНЗ має дорівнювати 10-15 Па. Однак необхідно враховувати, що на практиці для більшості систем глинистих розчинів такі значення важко досяжні без втрати інших технологічних властивостей розчину. Крім того, часто прагнення будь-якою ціною отримати ці значення призводить до втрати інших експлуатаційних властивостей бурового розчину. Тому в кожному

конкретному випадку до визначення величини реологічних параметрів розчину треба підходити індивідуально.

Для забезпечення ефективного очищення свердловини від шламу під час буріння інтервалу 410-1550 м свердловини Грабинська 9 необхідно дотримуватись таких вимог і рекомендацій:

- мінімальна рекомендована подача насосів, необхідна для ефективного виносу шламу з стовбура – не менше 12 л/с;
- проводити буріння з обертанням інструмента;
- СНЗ рекомендується тримати не менше, ніж у погодженій «Програмі промивки»;
- забезпечувати достатній, мінімальний і не прогресивний параметр СНЗ 10с/10хв;
- оптимізувати вибір типу долота і навантаження для забезпечення шламу меншого розміру;
- за наявності затяжок під час відриву від вибою під час буріння, зробити контрольний підйом з промиванням і проробкою інтервалу до пологої ділянки або в башмак попередньої колони;
- перед нарощуванням виконувати проробку кожної трубки не менше 3-х разів з обертанням та розходжуванням інструменту і промиванням згідно з регламентом промивань перед нарощуванням. Домогтися вирівнювання тиску і вільного проходження інструменту;
- під час СПО інтервали з ознаками затяжок та посадок проходити з промиванням, ступінчастим збільшенням продуктивності насосів до робочої і проробкою до вирівнювання тиску та відсутності шламу на віброситах;
- перед підйомом інструменту промити свердловину не менше 1,5 циклу з постійним обертанням і розходжуванням інструменту на всю довжину квадрата з контролем тиску і виносом шламу на віброситах. При

необхідності прокачати в’язко-пружну пачку з умовною в’язкістю не менше 120 секунд;

- для повного очищення стовбура свердловини від накопичень гірської породи, рекомендовано періодичне прокачування спеціальних очисних пачок на основі бурового розчину, обробленого біополімером і кольматантом.

## 4.4 Апробація рекомендованої рецептури біополімер-силікатного бурового розчину на Грабинській площі

Для буріння свердловин у нестійких і проблемних ділянках Грабинської площі ми пропонуємо використовувати біополімер-силікатний буровий розчин. Його можна застосовувати як для буріння похило-скерованих так і горизонтальних свердловин. Під час буріння інтервалу 410-1550 м свердловини Грабинська 9 особливу увагу потрібно приділяли властивостям бурового розчину, оскільки цей інтервал характеризується різноманітними ускладненнями, зокрема осипаннями та обвалюваннями стінок свердловини. Досліджуваний інтервал є похило-скерованим і складається з таких ділянок: набір; стабілізація і спад зенітного кута.

Для буріння інтервалу 410-1550 м рекомендуємо застосовувати біополімер-силікатний буровий розчин, оскільки він має необхідні властивості для ефективного буріння порід, що входять у цей розріз.

На основі латинських квадратів було проведено дослідження для п’яти факторів на п’яти рівнях, що включає проведення 25 дослідів (табл. 4.1).

У результаті досліджень було отримано основні властивості біополімер-силікатного бурового розчину для усіх 25 досліджень (табл. 4.2). Реологічні властивості визначали з допомогою ротаційного віскозиметра Fann 800. Найбільш адекватною для плану експерименту виявилась модель Гершеля–Балклі.

За результатами проведених раніше досліджень, геолого-технічних умов та досвіду буріння на Грабинській площі для буріння інтервалу 410-1550 м розроблено і рекомендовано для впровадження таку рецептуру біополімер-силікатного бурового розчину, мас. %: модифікований крохмаль – 0,8; Duo-vis – 0,4; CMC-LV – 0,3; силікат натрію – 0,275; NaCl – 12; NaOH – 0,2; вода – решта. Обважнення бурового розчину до необхідних значень здійснюється завдяки добавкам обважнювача крейди в розрахованій кількості. Технологічні властивості рекомендованої рецептури: густина 1090-1110 кг/м$^3$; умовна в'язкість 60 с; СНЗ$_{10с/10хв}$ 3,4/4,5 Па; фільтрація 4 см$^3$/30хв.; КТК – 0,054; ДНЗ – 14 Па; пластична в’язкість – 16 мПа·с; показник pH – 10.

Згідно з аналітичними розрахунками значення пластичної в’язкості і динамічного напруження зсуву можна визначити таким способом:

$$PV = 600 - 300, \tag{4.2}$$

$$YP = (300 - PV) \cdot 0{,}478, \tag{4.3}$$

де PV – пластична в’язкість, мПа·с; YP - динамічне напруження зсуву, Па; 600 і 300 – кількість обертів за хвилину на ротаційному віскозиметрі «Fann 800».

Проаналізуємо властивості бурового розчину за результатами добових рапортів, який застосовували під час буріння свердловини Грабинська 9 і порівняємо із параметрами біополімер-силікатного бурового розчину.

Проектна густина бурового розчину для буріння інтервалу змінюється в межах 1080-1120 кг/м$^3$. Густина рекомендованого розчину повинна бути в межах 1090-1110 кг/м$^3$, що є допустимим і рекомендованим для такого інтервалу. Проаналізуємо значення густини хлоркалієвого біополімерного розчину на різних глибинах буріння інтервалу.

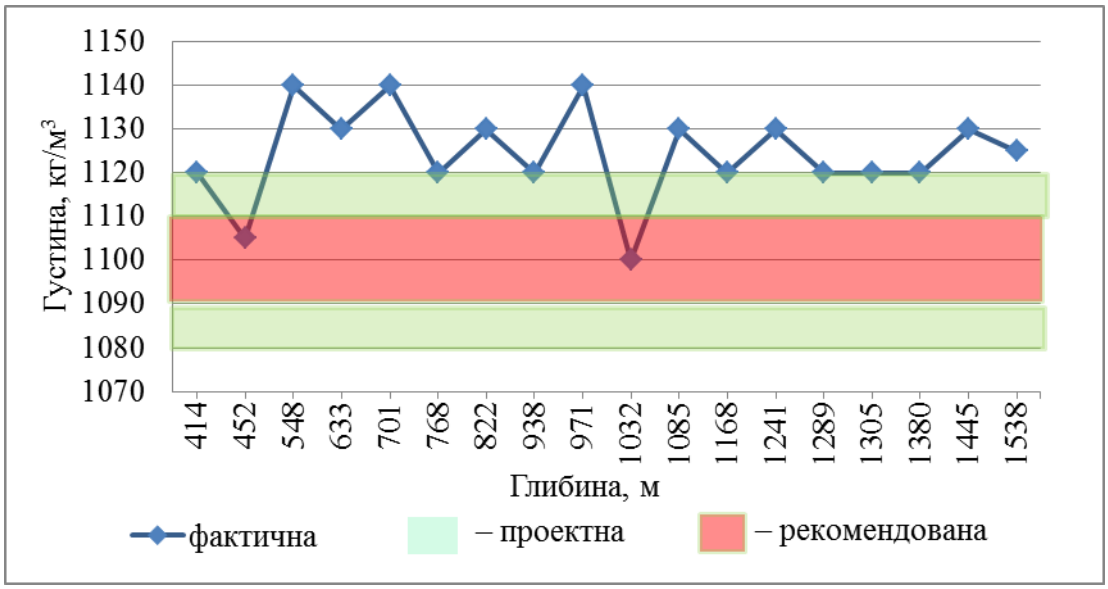



Рисунок 4.15 – Фактичні і рекомендовані значення густини бурового розчину

На графіку 4.15 бачимо, що фактичні значення густини хлоркалієвого біополімерного розчину в певних інтервалах буріння перевищують проектні значення. Це пояснюється тим, що значна частина вибуреної гірської породи, яка потрапила в розчин, розщеплюється на дрібніші частинки і розчин не очищується від подрібненого шламу за допомогою наземної системи очищення і залишається у розчині як тверда фаза. Шлам, що залишився у буровому розчині, спричинює збільшення густини бурового розчину, оскільки його густина значно більша за густину розчину. Для боротьби із цим під час буріння свердловини у досліджуваному інтервалі виводили певний об’єм розчину із загальної системи у окремий резервуар і в подальшому очищували від подрібненого шламу:

- в інтервалі буріння 971-1032 м вивели 20 м$^3$ розчину, оскільки густина на початок інтервалу становила 1140 кг/м$^3$, кінець інтервалу – 1110 кг/м$^3$;
- в інтервалі буріння 1085-1168 м вивели 20 м$^3$ розчину, густина на початок інтервалу становила 1130 кг/м$^3$, кінець інтервалу – 1120 кг/м$^3$;
- в інтервалі буріння 1241-1289 м вивели 20 м$^3$ розчину, густина на початок інтервалу становила 1130 кг/м$^3$, кінець інтервалу – 1120 кг/м$^3$;

- в інтервалі буріння 1305-1380 м вивели 15 м$^3$ розчину, густина на початок і в кінці інтервалу становила 1120 кг/м$^3$.

Також густину бурового розчину частково знижували під час розведення зі свіжоприготовленим розчином дещо меншої густини. Добавляння нової порції розчину відбувалось в таких інтервалах: 548-633 м – 30 м$^3$; 701-768 м – 30 м$^3$; 1085-1168 м – 60 м$^3$; 1241-1289 м – 30 м$^3$; 1305-1380 м – 30 м$^3$; 1445-1538 м – 30 м$^3$. Густина рекомендованого нами біополімер-силікатного бурового розчину відповідає проектним вимогам щодо буріння в інтервалі 410-1550 м.

Наступним параметром є умовна в'язкість. Згідно з проектною документацією її рекомендоване значення повинно бути в межах – 40-65 с. Значення умовної в'язкості біополімер-силікатного розчину становить 60 с.

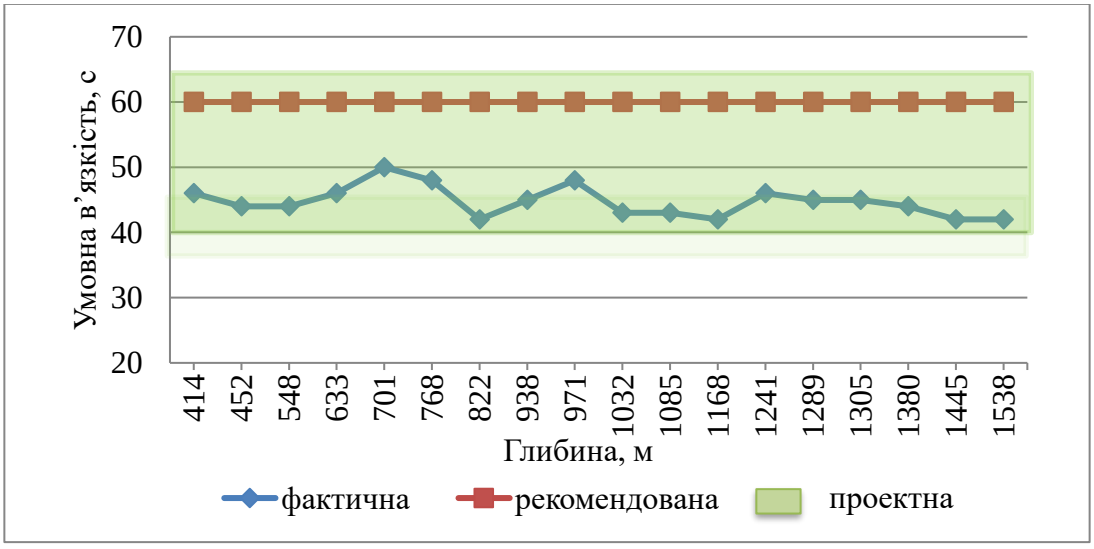



Рисунок 4.16 – Фактичні і рекомендовані значення умовної в'язкості бурового розчину

Відповідно до графіка 4.16, фактичні значення хлоркалієвого біополімерного розчину перебувають у проектних межах. Тому під час буріння цього інтервалу не застосовували хімічні реагенти-розріджувачі. Рекомендоване значення умовної в'язкості біополімер-силікатного бурового розчину є дещо вищими за фактичні, однак є в межах допустимих значень для буріння даного інтервалу.

Одна із основних властивостей бурового розчину, яку контролюють під час буріння свердловин, є показник фільтрації. Цей показник постійно контролюють у процесі буріння, оскільки перевищення значень фільтрації часто призводить до виникнення ускладнень і аварій. У практиці буріння контроль за показником фільтрації проводять мінімум двічі на добу. Згідно з проектом значення показник фільтрації не повинно перевищувати 6 $см^3$/30хв до глибини свердловини 1000 м. Під час буріння свердловини на глибині більше 1000 м показник фільтрації повинна бути ≤ 5 $см^3$/30хв. Рекомендоване значення фільтрації біополімер-силікатного бурового розчину становить 4 $см^3$/30хв.

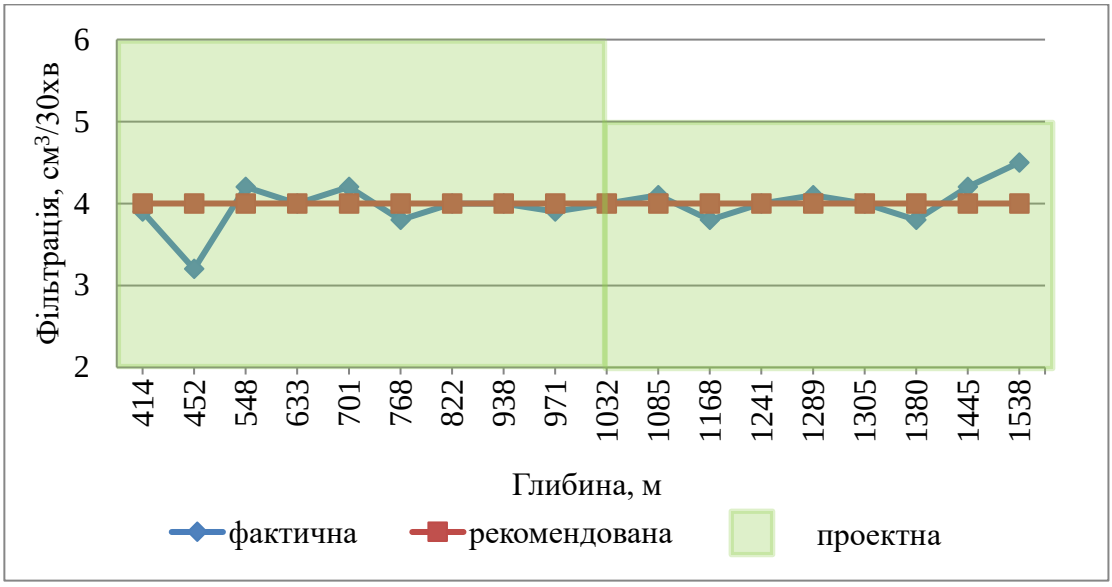



Рисунок 4.17 – Фактичні і рекомендовані значення фільтрації бурового розчину

Фактичне значення фільтрації під час буріння цього інтервалу не перевищує проектних, однак його регулювали за допомогою хімічних реагентів понижувачів фільтрації: CMC FinFix HC з глибини 701 м і до кінця інтералу буріння; CMC FinFix LC в інтервалі 548-633 м.

Фактичне і рекомендоване значення фільтрації бурового розчину перебуває в межах одного діапазону і є допустимими згідно з проектними вимогами.

Одними із найбільш значущих і вагомих властивостей бурового розчину є реологічні властивості. Їх значення відіграє вагому роль для ефективного процесу промивання свердловини. Добре підібрані реологічні властивості дають змогу ефективно виносити вибурену породу із вибою свердловини на денну поверхню.

Статичне напруження зсуву визначали за 10 секунд і 10 хвилин. Проектне значення СНЗ за 10 секунд перебуває у межах 2-8 Па, за 10 хвилин в межах 4-16 Па. Рекомендовані значення СНЗ становлять: за 10 секунд – 3,4 Па; за 10 хвилин – 4,5 Па.

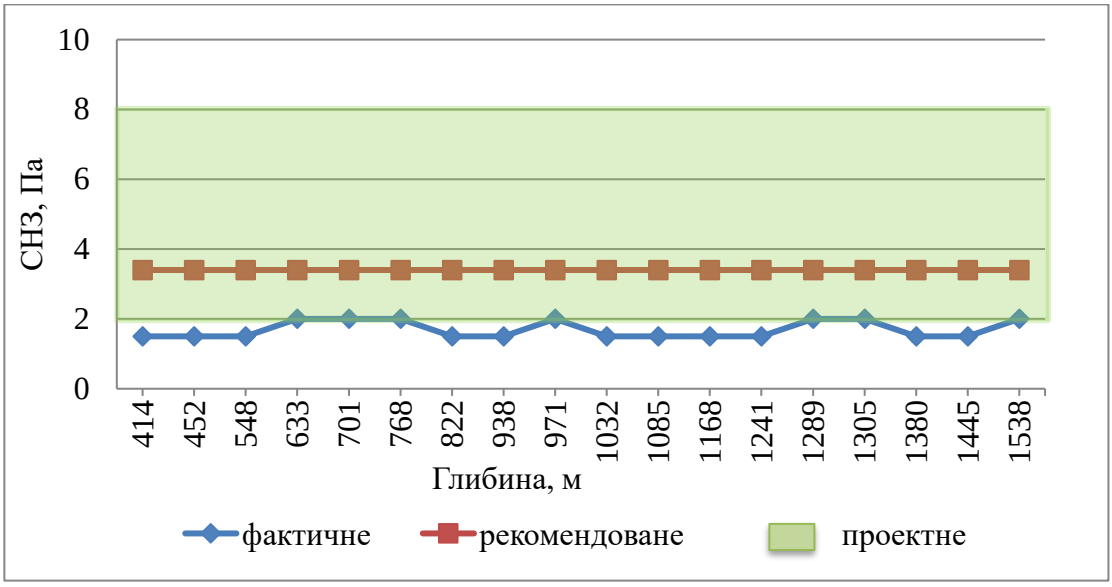



Рисунок 4.18 – Фактичні і рекомендовані значення СНЗ за 10 секунд бурового розчину

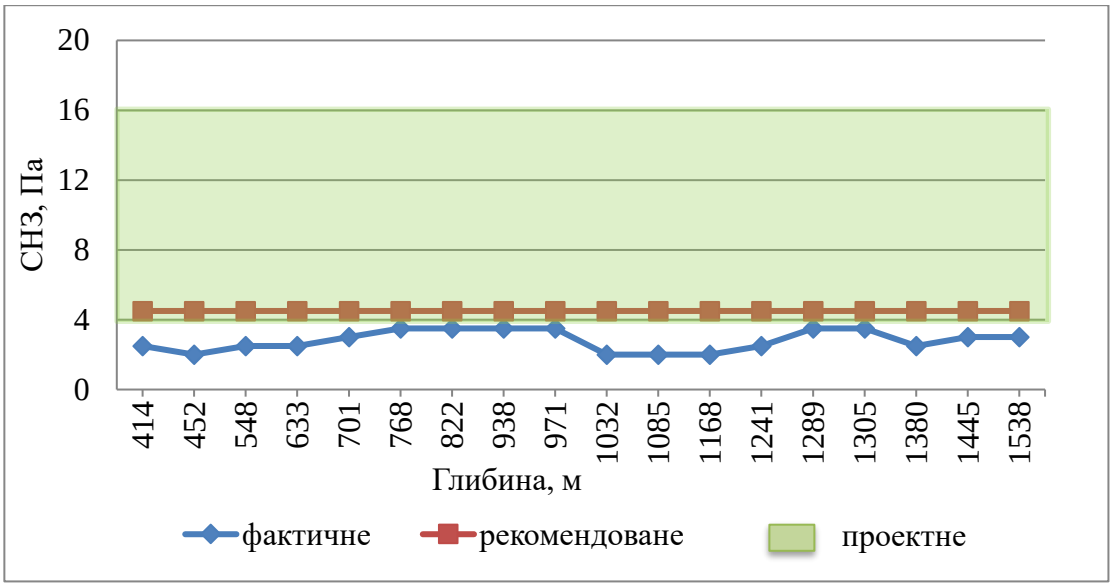



Рисунок 4.19 – Фактичні і рекомендовані значення СНЗ за 10 хвилин бурового розчину

Згідно з графіками 4.18 і 4.19 фактичні значення СНЗ за 10 секунд і 10 хвилин переважно не відповідають проектним межам. Це може призвести до погіршення ефективності виносу шламу через низьку утримуючу здатність розчину. Рекомендоване значення СНЗ є дещо вищим за проектне і знаходиться на нижній межі проектних значень згідно з документацією.

Динамічне напруження зсуву і пластична в'язкість є основними реологічними властивостями, що характеризують виносну здатність бурового розчину. Ці властивості визначали за допомогою показників ротаційного віскозиметра Fann 800 при різній кількості обертів за хвилину і обчислювали аналітичним способом згідно формул 4.4 і 4.5.

Динамічне напруження зсуву згідно із проектними рекомендаціями під час буріння інтервалу 410-1550 м має бути в межах 6-20 Па. Рекомендоване значення ДНЗ біополімер-силікатного розчину становить 14 Па.

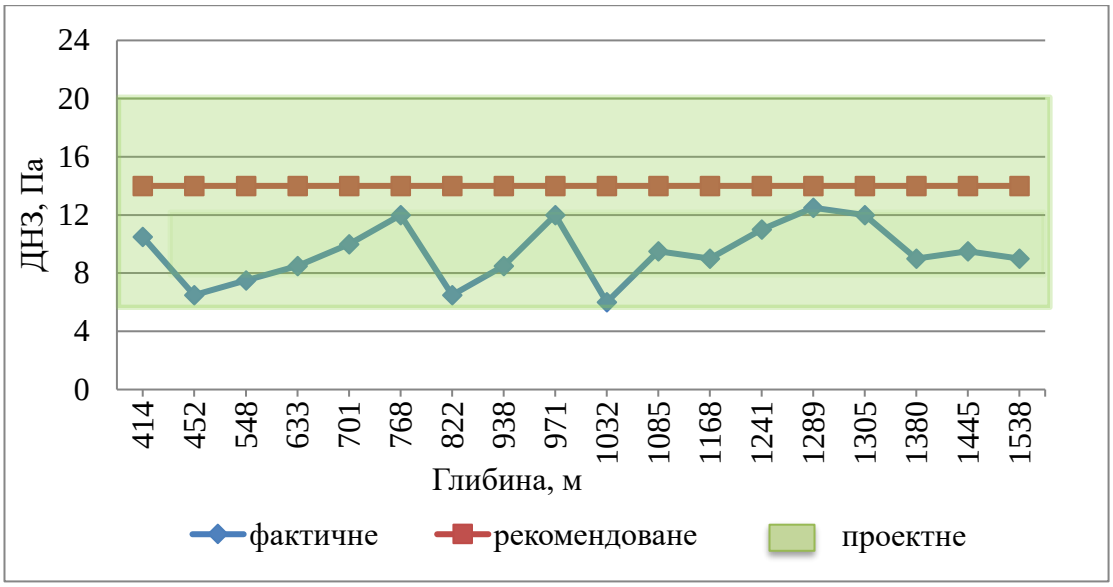



Рисунок 4.20 – Фактичні і рекомендовані значення ДНЗ бурового розчину

Рекомендовані значення ДНЗ є дещо більшими за фактичні під час буріння свердловини, проте усі вони перебувають у діапазоні проектних допустимих значень. Дотримання значення ДНЗ в необхідних межах дасть змогу забезпечити ефективне винесення шламу зі стовбура свердловини Грабинська 9.

В багатьох випадках основним параметром, що характерезує виносну здатність бурового розчину прийнято вважати пластичну в'язкість. Її підбору приділяють особливу увагу, оскільки правильно підібране значення пластичної в'язкості дає змогу ефективно очистити вибій і кільцевий простір стовбура свердловини від вибуреної породи. Збільшення пластичної в'язкості, як правило, означає зростання об'ємного вмісту твердої фази, зменшення розміру частинок твердої фази та зміну їх форми або комбінацію перерахованих факторів. Тому у випадку збільшення пластичної в'язкості особливу увагу звертають на вміст твердої фази в буровій промивній рідині. Вміст твердої фази під час буріння інтервалу 410-1550 м свердловини Грабинська 9 становить від 8% до 10% у буровому розчині.

Згідно з технологічним проектом пластична в'язкість для буріння цього інтервалу повинна бути в діапазоні 15-24 мПа·с. Відповідно до

аналітичних розрахунків пластична в'язкість рекомендованого розчину складає 16 мПа·с.

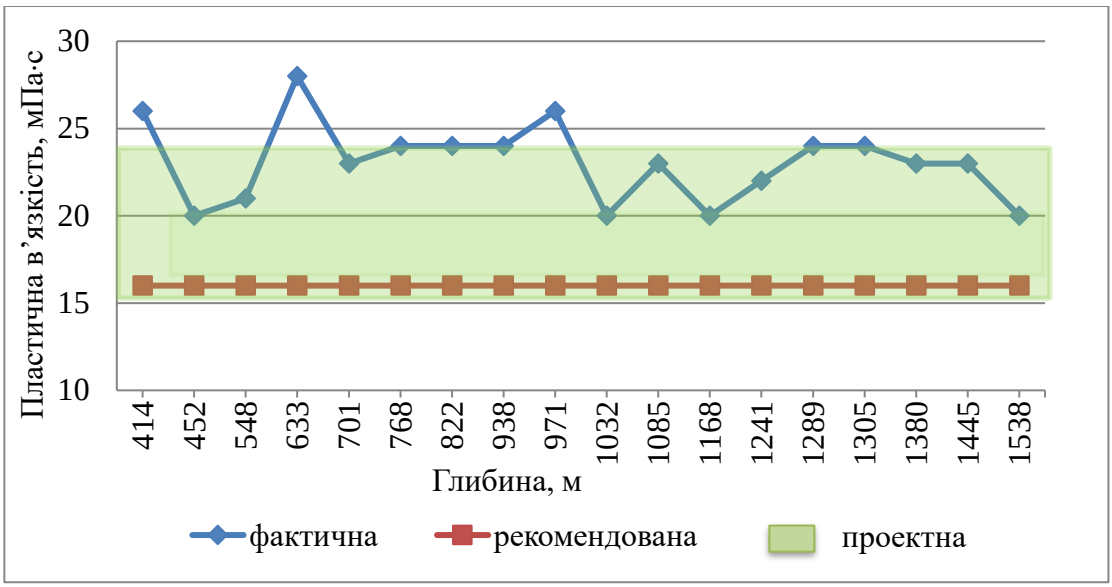



Рисунок 4.21 – Фактичні і рекомендовані значення пластичної в'язкості бурового розчину

Під час буріння свердловини Грабинська 9 у буровий розчин потрапляє тверда фаза внаслідок руйнування породоруйнівним інструментом гірської породи і можливим осипанням стінок свердловини. Вона дещо збільшує значення пластичної в'язкості. Згідно із рисунком 4.21 рекомендовані значення перебувають в нижній межі допустимих проектних значень. Це дасть змогу підтримувати показники пластичної в'язкості в рекомендованих межах згідно з проектною документацією із урахуванням вибуреної твердої фази, що потрапляє в розчин. Фактичні значення на рисунку 4.21 здебільшого перебувають в допустимих проектних межах, лише на глибині 414, 633, 971 м вони перевищують допустимі. У цих випадках вміст твердої фази в буровому розчині становить 10%, що є максимальним значенням під час буріння цього інтервалу.

Графічні залежності 4.15-4.21 підтверджують ефективність застосування біополімер-силікатного бурового розчину для буріння інтервалу 410-1550 м свердловини Грабинська 9, оскільки вони в усіх

випадках відповідають необхідним проектним вимогам згідно з проектною документацією за результатами раніше пробурених свердловин на цій площі. Застосування біополімер-силікатного бурового розчину дасть змогу укріпити стінки стовбура свердловини, зменшити вміст твердої фази і процес її розщеплення в розчині завдяки виносній здатності і забезпечити ефективний процес промивання свердловини Грабинська 9 під час буріння інтервалу 410-1550 м.

Отже, на підставі аналізу лабораторних та промислових досліджень встановлено, що біополімер-силікатний буровий розчин володіє ефективнішими інгібувальними, реологічними та фільтраційними властивостями порівняно з калієвим за рахунок того, що рідке скло має адгезійні та когезійні властивості і в міжплощинному просторі глинистих мінералів утворює нерозчинні силікогелі, котрі з'єднують між собою глинисті пластинки, запобігають їх гідратації і проникненню фільтрату бурового розчину на значну віддаль від стінок свердловини.

**Висновки до розділу 4**

1. Розроблено конструкцію пристрою, котрий встановлюють в компоновку низу бурильної колони для створення імпульсів тиску у вибійній ділянці свердловини з можливістю їх поширення у кільцевому просторі.

2. Розроблено у ході експериментальних досліджень рецептуру біополімер-силікатного бурового розчину для буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин у складних гірничо-геологічних умовах, яка складається з: крохмального реагенту 0,8÷1,5 %; Duo-vis 0,1÷0,6%; CMC-LV 0,25÷0,35%; $Na_2SiO_3$ 0,25÷0,5%; NaCl 10÷15%; NaOH 0,2%, що володіє ефективними реологічними та фільтраційними властивостями.

3. Встановлено за результатами експериментальних та аналітичних досліджень рецептуру біополімер-силікатного бурового розчину з урахуванням вимог проєктної документації та гірничо геологічних умов

буріння свердловини Грабинська 9 (мас. %: модифікований крохмаль – 0,8; Duo-vis – 0,4; CMC-LV – 0,3; $Na_2SiO_3$ – 0,275; NaCl – 12; NaOH – 0,2; вода – решта).

4. Обґрунтовано за результатами порівняльного аналізу фактичних і проектних параметрів застосування рецептури біополімер-силікатного бурового розчину з урахуванням гірничо-геологічних умов буріння інтервалу 410-1550 м свердловини Грабинська 9 для зниження інтенсивності виникнення осипань та обвалювань стінок свердловини.

# ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, у якій на основі проведених теоретичних та експериментальних досліджень вирішено актуальне науково-практичне завдання забезпечення ефективного промивання свердловин завдяки покращенню очистки кільцевого простору від шламу і використання рецептури бурового розчину для буріння в конкретних умовах. Отримані автором результати досліджень дають можливість зробити такі висновки:

1. Проведено аналіз сучасного стану досліджень особливостей процесу промивання скерованих свердловин і можливі рішення для його покращення. За результатами аналізу встановлено, що якісна очистка стовбура свердловини від шламу є одним із основних факторів забезпечення ефективного процесу промивання вертикальних і скерованих свердловин. Встановлено, що одним із шляхів покращення виносної здатності бурового розчину є застосування пульсуючої течії рідини.

2. На основі принципу незалежності рухів розроблено математичну модель коливальних вібрацій в двофазному середовищі течії промивальної рідини із вибуреною породою вздовж осі стовбура свердловини. За результатами аналітичних розрахунків оцінено вплив концентрації шламу і віддалі від джерела імпульсів на параметри пульсацій.

3. Розроблено програму у середовищі «JavaScript» для дослідження залежності амплітуди і частоти пульсацій тиску від концентрації шламу та віддалі від джерела імпульсів.

4. Розроблено експериментальний стенд і технологію проведення експериментальних досліджень впливу основних факторів процесу промивання скерованих свердловин на ефективність очищення її кільцевого простору від шламу. Встановлено, що основними факторами котрі впливають

на виносну здатність промивальної рідини є – застосування пульсацій тиску, витрата та реологічні властивості промивальної рідини.

5. Досліджено ефективність застосування пульсуючої промивки на гідротранспортування шламу по горизонтальній ділянці стовбура свердловини. Встановлено, що застосування пульсацій промивальної рідини частотою 10-20 Гц є найбільш ефективним і дозволяє зменшити об'єм шламу, що осів в кільцевому просторі горизонтальної ділянки свердловини у двічі за низьких значень витрати рідини.

6. Розроблено конструкцію вибійного пульсатора тиску для створення пульсуючої течії промивальної рідини із можливістю регулювання швидкості обертання ротора силового блоку у технологічно обґрунтованих межах для забезпечення необхідних частотних параметрів імпульсів тиску.

7. Розроблено базову рецептуру біополімер-силікатного бурового розчину. На основі базової рецептури і аналізу геолого-технічних умов буріння обґрунтовано склад і властивості біополімер-силікатного бурового розчину для буріння інтервалу 410-1550 м свердловини Грабинська 9.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Аністратенко В. О., Федоров В. Г. Математичне планування експериментів в АПК. Київ : Вища шк., 1993. 375 с.

2. Біополімер-силікатний буровий розчин : пат. 126994 Україна. № u201801745 ; заявл. 21.02.2018 ; опубл. 10.07.2018, Бюл. № 13.

3. Богославець В. В. Вибір оптимальних рецептур бурових розчинів для розкриття нафтових пластів : автореф. дис. канд. техн. наук. Івано-Франківськ, 2014. 19 с.

4. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ. Київ : Реал-принт, 2004. 695 с.

5. Вивчення основних ознак технології буріння неглибоких свердловин в складних гірничо- геологічних умовах / А. О. Ігнатов та ін. *Інструментальне матеріалознавство*. 2022. № 25(1). С. 82–96.

6. Використання явища резонансу для комплектування колони насосних штанг / А. П. Олійник та ін. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2011. № 1(38). С. 69–75.

7. Возний В. Р., Фем'як Я. М., Яремійчук Р. С. Руйнування гірських порід при бурінні свердловин з використанням кавітаційно-пульсаційних технологій. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2009. № 2(31). С. 5–9.

8. Грудз В. Я., Дудич І. Ф. Математичне моделювання пульсацій у промивальній рідині. *Збірник наукових праць національного гірничого університету*. 2023. № 73. С. 197–207.

9. Гутак О. І. Сучасний стан технологій та технічних засобів в області імпульсно-хвильових методів дії на продуктивні пласти. *Нафтогазова енергетика*. 2013. № 2(20). С. 19–29.

10. Гідрогазодинамічні процеси при спорудженні та експлуатації свердловин: монографія / А.В. Павличенко, Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов,

О.М. Давиденко; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро: НТУ «ДП», 2021. – 201 с.

11. Давиденко А. Н., Игнатов А. А., Полищук П. П. Транспортировка продуктов разрушения при бурении скважин: монография. Днепропетровск : НГУ, 2016. 116 с.

12. Деякі напрями удосконалення технологій спорудження свердловин на сланцевий газ / М. А. Мислюк та ін. *Нафтова галузь України*. 2013. № 1. С. 40–45.

13. Дослідження параметрів гідромоніторного струменю долота / В. М. Мойсишин та ін. *Прикарпатський вісник НТШ. Число*. 2020. № 1(59). С. 98–110.

14. Дудич І. Ф. Покращення ефективності промивання свердловин за рахунок дії бурильної колони. Міжнародна конференція «Нафтогазова енергетика 2021», м. Івано-Франківськ, 24 верес. 2021 р. С. 82–83.

15. Ігнатов А. О. Дослідження технологічних особливостей реалізації гідромеханічного способу буріння. *Інструментальне матеріалознавство*. 2022. № 25(1). С. 53–63.

16. Ігнатов А. О., Ставичний Є. М. Деякі питання технологій промивання та кріплення свердловин у складних умовах. *Інструментальне матеріалознавство*. 2022. № 25(1). С. 119–132.

17. Інструмент для буріння свердловин: пат. UA85247 Україна: E21B10/42 B06B1/20. № a200700474; заявл. 17.01.2007; опубл. 12.01.2009.

18. Кожевников А. А., Филимоненко Н. Т., Жиколяк Н. В. Импульсная промывка скважин. Донецьк : НОУЛІДЖ, 2010. 275 с.

19. Кожевников А. О., Филимоненко Н. Т. Способы импульсной промывки скважин. *Науковий вісник Національного гірничого університету*. 2010. № 6(116). С. 28–32.

20. Коцкулич Я. С., Кочкодан Я. М. Буріння нафтових і газових свердловин. Коломия : Вік, 1999. 504 с.

21. Коцкулич Я. С., Оринчак М. І., Оринчак М. М. Бурові промивні рідини. Івано-Франківськ : Факел, 2008. 500 с.

22. Кулінченко В. Р. Гідравліка, гідравлічні машини і гідропривід. Київ : ЦНЛ, 2006. 616 с.

23. Лігоцький М. В. Оптимальні швидкості у кільцевому просторі для винесення вибуреної породи. *Нафтова і газова промисловість*. 2002. № 4. С. 24–25.

24. Мислюк М. А., Зарубін Ю. О. Моделювання явищ і процесів у нафтогазопромисловій справі. Івано-Франківськ : Екор, 1999. 496 с.

25. Мислюк М. А., Рибчич І. Й., Яремійчук Р. С. Буріння свердловин. Київ : Інтерпрес, 2005. Т. 2 : Промивання свердловини. Відробка доліт. 304 с.

26. Мислюк М. А., Рибчич І. Й., Яремійчук Р. С. Буріння свердловин. К. : Інтерпрес ЛТД, 2002. Т. 5 : Ускладнення. Аварії. Екологія. 372 с.

27. Мислюк М. А., Салижин Ю. М. Система вибору оптимальних рецептур обробки бурових розчині. *Нафтова і газова промисловість*. 2007. № 5. С. 25–28.

28. Нові технології в промисловій геофізиці / В. Андрущенко та ін. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка*. 2010. № 48. С. 35–39.

29. Олійник А. П., Дудич І. Ф., Фешанич Л. І. Математичне моделювання процесу виносу осадової субстанції імпульсним та передрезонансним методами. *Вісник НТУ "ХПІ". Серія: Інформатика та моделювання*. 2020. № 2(4). С. 5–14.

30. Очищення внутрішньої поверхні трубопроводу від забруднень / Г. Ф. Зайончковський та ін. *Наукоємні технології*. 2010. № 1(5). С. 32–35.

31. Сайт групи компаній «DENIMEX». URL: http://denimex.com.ua/equipment/mwd.

32. Сайт ТОВ «Геосинтез Інженірінг». URL: https://gse.ua/produktsiya/sistemi-promivalnikh-ridin.html.

33. Сайт PTC: Digital Transforms Physical. URL: https://support.ptc.com/help/mathcad/r8.0/en/index.html#page/PTC_Mathcad_Help/taguchi_designs.html.

34. Сайт GEOLINK (UK) LIMITED. URL: https://www.geolink.co.uk/.

35. Сайт Schlumberger Limited. URL: https://www.slb.com/products-and-services/innovating-in-oil-and-gas/drilling/drilling-fluids-and-well-cementing/drilling-fluids/water-based-drilling-fluid/sildril-l-shale-inhibitor.

36. Свердловинний пульсатор : пат. UA43652 Україна. Заявл. 24.04.2001 ; опубл. 17.12.2001, Бюл. № 11.

37. Силікатно-калієвий буровий розчин / М. І. Оринчак та ін. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2011. № 2(39). С. 76–80.

38. Спосіб комплексного очищення трубопроводів : пат. UA (11)81887 (13)U Україна. № u 2013 01657 ; заявл. 12.02.2013 ; опубл. 10.07.2013, Бюл. № 13.

39. Табакова І. С. Складання латинських квадратів для застосування у плануванні експериментів. *Системи обробки інформації*. 2017. № 4, 150. С. 52–54.

40. Тарасенко Т. В., Бадах В. М. Дослідження локалізації і інтенсивності кавітаційної ерозії при високонапірному дроселюванні рідини в гідравлічних пристроях. *Problems of friction and wear*. 2019. № 2(83). URL: https://doi.org/10.18372/0370-2197.2(83).13697.

41. Тарко Я. Б. Аналіз гідродинамічних методів впливу на привибійну зону пласта. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ*. 2001. № 38. С. 128–133.

42. Фем'як Я. М. Підвищення ефективності руйнування гірських порід при бурінні свердловин за рахунок енергії пульсуючих потоків : thesis. 2007. URL: http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/4226.

43. Филимоненко Н. Т. Закономерности распределения фракций шлама в пульсирующем восходящем потоке. *Наукові праці Донецького*

*державного технічного університету. Серия: гірничо - геологічна*. 2006. № 105. С. 123–138.

44. Филимоненко Н. Т., Каракозов А. А. Движение шлама в пульсирующем взвесенесущем потоке, циркулирующем в призабойной зоне скважины. *Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія: Гірничо-геологічна*. 2007. № 6, 125. С. 125–130.

45. Филимоненко Н. Т. О возможности применения пульсирующей промывки при бурении глубоких скважин. *Науковий вісник національної гірничої академії України*. 1999. № 2. С. 45–47.

46. Филимоненко Н. Т., Поцепаев В. В., Кивалин Ю. В. Алгоритм метода прогнозирования локализации шлама при призабойной пульсирующей промывке скважин. *Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія: Гірничо-геологічна*. 2001. № 23. С. 66–69.

47. Филимоненко Н. Т., Фролов С. Г. Очистка скважины от шлама прерывистым потоком жидкости. *Известия высших учебных заведений. Горный журнал*. 2014. № 8. С. 85–92.

48. Филимоненко Н. Т. Экспериментальная проверка основных результатов развития теории внутрискважинной пульсирующей промывки и перемещения шлама в вертикальном пульсирующем потоке. *Наукові праці Донецького національного технічного університету. Серія: Гірничо-геологічна*. 2006. № 111(2). С. 60–65.

49. Чарковський В. М., Середюк В. Д. КНБК з двома буровими ясами для ліквідації заклинювань у процесі буріння. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2021. № 4(81). С. 61–70.

50. Чернов Б. О., Западнюк М. М. Оцінка техніко-економічних показників сучасних методів підвищення проникності привибійної зони пласта та розробка технічних засобів інтенсифікації свердловин гідроакустичним методом. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2012. № 1(42). С. 46–56.

51. Чудик І. І., Бабій Р. Б. Оптимальна подача промивальної рідини на вибій при бурінні свердловини. *Нафтогазова енергетика*. 2007. № 3(4). С. 71–75.

52. Чудик І. І., Богославець В. В., Дудич І. Ф. Біополімер-силікатний буровий розчин для буріння горизонтальних свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2016. № 4(61). С. 34–42.

53. Чудик І. І. Вплив ексцентричного розташування бурильної колони у стовбурі свердловини на його промивання. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2008. № 1(26). С. 44–48.

54. Чудик І. І. Дослідження величини подачі насоса для промивання скерованих свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2010. № 4(37). С. 39–46.

55. Чудик І. І., Дудич І. Ф. Експериментальні дослідження процесу промивання свердловин в режимі пульсації. *Збірник наукових праць національного гірничого університету*. 2021. № 66. С. 220–232.

56. Чудик І. І., Дудич І. Ф., Токарук В. В. Моделювання процесу промивання свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. № 2(75). С. 62–68.

57. Чудик І. І. Математична модель розрахунку взаємодії бурильної колони із горизонтальним та викривленим стовбурами сверловини. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*. 2009. № 1(30). С. 32–37.

58. Чудик І. І., Пастух А. М., Дудич І. Ф. Досліження впливу техніко-технологічних параметрів на процес промивання свердловини при вирізанні вікна в обсадній колоні. *Молодий вчений*. 2016. № 2. С. 130–134.

59. Чудик І. І. Розвиток наукових основ буріння скерованих свердловин з мінімальними витратами енергії : thesis. 2011. URL: http://elar.nung.edu.ua/handle/123456789/1913.

60. Чудик І. І., Фем’як Я. М. Розроблення теоретичних основ керування кавітаційно-імпульсною дією на вибій свердловини на основі

теорії спектрів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2019. № 2(71). С. 30–37.

61. Якимечко Я. Я., Фем'як Я. М. Дослідження закрученого потоку робочої рідини під час прохо-дження її через гідродинамічний кавітатор. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. № 1(74). С. 53–71.

62. Якимечко Я. Я. Experimental research of hydrodynamic pulsator and its influence on parameters of oil. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2014. Vol. 5, no. 7(71). P. 46. URL: https://doi.org/10.15587/1729-4061.2014.28002.

63. Advanced Drilling and Well Technology / ed. by B. S. Aadnoy et al. Society of Petroleum EngineersRichardson, Texas, USA, 2009. URL: https://doi.org/10.2118/9781555631451.

64. Advanced lwd oil-based mud (obm) imaging in challenging sub-salt deepwater environments / W. Pineda et al. *2019 SPWLA 60th Annual Symposium*. 2019. URL: https://doi.org/10.30632/t60als-2019_eeee.

65. Advances in Inhibitive Water-Based Drilling Fluids–Can They Replace Oil-Based Muds? / A. Patel et al. *International Symposium on Oilfield Chemistry*, Houston, Texas, U.S.A. 2007. URL: https://doi.org/10.2118/106476-ms.

66. Allen M. K., Wampler C. W. A Case History: Inhibitive Drilling Fluid System and Large Cutter PDC Bit Usage Reduce Overall Well Cost and Drilling Days. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, Texas. 1988. URL: https://doi.org/10.2118/18055-ms.

67. Aluminum-Based HPWBM Successfully Replaces Oil-Based Mud To Drill Exploratory Well in the Magellan Strait, Argentina / M. A. Ramirez et al. *SPE/IADC Middle East Drilling and Technology Conference*, Cairo, Egypt. 2007. URL: https://doi.org/10.2118/108213-ms.

68. Aluminum-Based HPWBM Successfully Replaces Oil-Based Mud To Drill Exploratory Wells in an Environmentally Sensitive Area / M. A. Ramirez et al. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, Rio de Janeiro, Brazil. 2005. URL: https://doi.org/10.2118/94437-ms.

69. Analysis of Herschel-Bulkely fluid flow in rotating drill string. *"Proceedings" of "OilGasScientificResearchProjects" Institute, SOCAR*. 2013. No. 2. URL: https://doi.org/10.5510/ogp20130200150.

70. Analysis of the deep drilling technology in unstable formations at the Semyrenky gas condensate field / A. K. Raptanov et al. *SOCAR Proceedings*. 2021. SI2. P. 52–64. URL: https://doi.org/10.5510/ogp2021si200573.

71. A New Diagnostic Approach to Identify the Causes of Borehole Instability Problems in an Offshore Arabian Field / M. A. Mohiuddin et al. *SPE Middle East Oil Show*, Manama, Bahrain. 2001. URL: https://doi.org/10.2118/68095-ms.

72. A Novel Tool To Improve the Rate of Penetration--Hydraulic-Pulsed Cavitating-Jet Generator / J. Fu et al. *SPE Drilling & Completion*. 2012. Vol. 27, no. 03. P. 355–362. URL: https://doi.org/10.2118/162726-pa.

73. Application of Silicate-Based Drilling Fluid in Tertiary Clays Offshore Norway / J. L. Barnfather et al. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, San Antonio, Texas. 1997. URL: https://doi.org/10.2118/38569-ms.

74. Aqueous drilling fluid and shale inhibitor : patent US20020155956A1 United States. Applied on 21.06.2002 ; published on 24.10.2002.

75. Bailey R. A. Quasi-complete Latin squares: construction and randomization. *Journal of the Royal Statistical Society, Series B (Statistical Methodology)*. 1984. No. 46, 2. P. 323–334.

76. Bizanti M. S. Jet pulsing may allow better hole cleaning. *Oil Gas J*. 1990. No. 88(2). P. 67–68.

77. Bizhani M., Kuru E. Critical Review of Mechanistic and Empirical (Semimechanistic) Models for Particle Removal From Sandbed Deposits in

Horizontal Annuli With Water. *SPE Journal*. 2017. Vol. 23, no. 02. P. 237–255. URL: https://doi.org/10.2118/187948-pa.

78. Byrd B., Zamora M. Fluids are key in drilling highly deviated wells. *Petroleum Engineer International*. 1988. No. 60(2). P. 24–26.

79. Chenevert M. E. Shale Control with Balanced-Activity Oil-Continuous Muds. *Journal of Petroleum Technology*. 1970. Vol. 22, no. 10. P. 1309–1316. URL: https://doi.org/10.2118/2559-pa.

80. Chen X., Tan C. P., Haberfield C. M. A Comprehensive, Practical Approach For Wellbore Instability Management. *SPE Drilling & Completion*. 2002. Vol. 17, no. 04. P. 224–236. URL: https://doi.org/10.2118/80146-pa.

81. Chudyk I. I., Dudych I. F. Analysis of the using of pulsating flushing during drilling wells. *Proceedings of XXXI International scientific conference. Science of the future*, New-York, 25 October 2018. P. 10–13.

82. Combined polymer-silicate reagents for treatment of drilling muds / V. Minibaev et al. *Drilling and oil*. 2012. No. 8. P. 51–52.

83. Cox D. R. Planning of experiments. Chichester : Wiley, 1992. 320 p.

84. Czitrom V. Taguchi methods: linear graphs of high resolution. *Communications in Statistics - Theory and Methods*. 1989. Vol. 18, no. 12. P. 4583–4606. URL: https://doi.org/10.1080/03610928908830176.

85. Designing drilling fluids advisory system / A. S. Al-Yam et al. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*, Abu Dhabi, UAE. 2020. URL: https://doi.org/10.2118/203334-ms.

86. Designing Drilling Fluids Rheological Properties with a Numerical Geomechanics Model for the Purpose of Improving Wellbore Stability / H. AlBahrani et al. *IADC/SPE International Drilling Conference and Exhibition*, Galveston, Texas, USA, 8–10 March 2022. 2022. URL: https://doi.org/10.2118/208753-ms.

87. Development and application of adjustable frequency pulse jet generating tool to improve rate of penetration in deep wells / L. Cui et al.

*IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition*, Tianjin, China. 2012. URL: https://doi.org/10.2118/155799-ms.

88. Development and field application of a pulse-jet hydraulic impactor / W. Li et al. *Natural Gas Industry B*. 2018. Vol. 5, no. 6. P. 558–564. URL: https://doi.org/10.1016/j.ngib.2018.11.003.

89. Development of the Alba Field - Evolution of Completion Practices, Part 2 Open Hole Completions; Successful Outcome - Drilling with SBM and Gravel Packing with Water Based Carrier Fluid / G. Murray et al. *International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*, Lafayette, Louisiana. 2002. URL: https://doi.org/10.2118/73727-ms.

90. Diamond core drilling process using intermittent flushing mode / X. Cao et al. *Arabian Journal of Geosciences*. 2019. Vol. 12, no. 4. URL: https://doi.org/10.1007/s12517-019-4287-2 .

91. Direct Strength Measurements of Shale Interaction with Drilling Fluids / T. Hemphill et al. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*, Abu Dhabi, UAE. 2008. URL: https://doi.org/10.2118/117851-ms.

92. Drill Cutting Transport in Full Scale Vertical Annuli / T. R. Sifferman et al. *Journal of Petroleum Technology*. 1974. Vol. 26, no. 11. P. 1295–1302. URL: https://doi.org/10.2118/4514-pa.

93. Drilling and operation of oil and gas wells in difficult conditions : monograph / O.O. Aziukovskyi, Ye.A. Koroviaka, A.O. Ihnatov; Ministry of Education and Science of Ukraine, Dnipro University of Technology. – Dnipro: Zhurfond, 2023. – 159 p.

94. Drilling Fluids for Wellbore Strengthening / M. S. Aston et al. *IADC/SPE Drilling Conference*, Dallas, Texas. 2004. URL: https://doi.org/10.2118/87130-ms.

95. Dynamical Systems and Environmental Models / ed. by H. G. Bothe et al. De Gruyter, 1987. URL: https://doi.org/10.1515/9783112484685.

96. Effect of Pipe Rotation on Hole Cleaning for Water-Based Drilling Fluids in Horizontal and Deviated Wells / M. E. Ozbayoglu et al. *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition*, Jakarta, Indonesia. 2008. URL: https://doi.org/10.2118/114965-ms.

97. Effects of Pipe Rotation on the Performance of Fibrous Fluids in Horizontal Well Cleanout / S. Garcia et al. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, Texas, USA, 3–5 October 2022. 2022. URL: https://doi.org/10.2118/210347-ms.

98. Erosion-corrosion behaviour of steels used in slurry pipelines / R. J. Chung et al. *Wear*. 2021. Vol. 477. P. 203771. URL: https://doi.org/10.1016/j.wear.2021.203771.

99. Experience in developing a water-based slurry system for applications under conditions of ultra-high temperatures and pressures / I. A. Smirnov et al. *Drilling and oil*. 2022. No. 12.

100. Experimental Estimation of Design and Drilling Regime Option Influence on Drilling Tool Dynamics / V. M. Moysyshyn et al. *Metallofizika i Noveishie Tekhnologii*. 2021. Vol. 43, no. 5. P. 689–712. URL: https://doi.org/10.15407/mfint.43.05.0689.

101. Experimental Investigation of Drilled Cuttings Transport in Inclined Boreholes / J. T. Ford et al. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana. 1990. URL: https://doi.org/10.2118/20421-ms.

102. Experimental studies of the carrying capacity of the drilling fluid / I. I. Chudyk et al. *Nafta-Gaz*. 2023. No. 9. P. 584–591.

103. Experimental Study and Modeling of Cuttings Transport Using Foam With Drillpipe Rotation / M. Duan et al. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Denver, Colorado, USA. 2008. URL: https://doi.org/10.2118/116300-ms.

104. Experimental study of flow field structure of interrupted pulsed water jet and breakage of hard rock / Y. Liu et al. *International Journal of Rock*

*Mechanics and Mining Sciences*. 2015. Vol. 78. P. 253–261. URL: https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2015.06.005.

105. Fan J., Ebadati A., Metwally A. S. M. An experimental study to evaluate the efficiency of silicate drilling fluids on the stabilization of shale layers. *Applied Water Science*. 2022. Vol. 12, no. 9. URL: https://doi.org/10.1007/s13201-022-01726-z.

106. Features of Solutions Drilling Problems While Drilling With OBM / A. Figilyantov et al. *SPE Petroleum Technology Conference*. 2015. URL: https://doi.org/10.2118/176514-ms.

107. Fit for Purpose Design of High Performance Water Base Mud Successfully Replaced Oil Base Mud / A. Ferras et al. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*, Dammam, Saudi Arabia. 2017. URL: https://doi.org/10.2118/188079-ms.

108. Flow pulsing method and apparatus for the increase of the rate of drilling : patent CA2175296A1 Canada. Applied on 29.04.1996 ; published on 03.05.1999.

109. Flow-visualization and numerical investigation on the optimum design of cavitating jet nozzle / X.-Y. Wu et al. *Petroleum Science*. 2022. URL: https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.05.016.

110. Fraser L., Stanger B., Griffin T. Seamless fluids programs: a key to better well construction. *Oilfield Review*. 1996. No. 2. P. 42–56.

111. Geomechanics Field and Laboratory Characterization of the Woodford Shale: The Next Gas Play / Y. N. Abousleiman et al. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Anaheim, California, U.S.A. 2007. URL: https://doi.org/10.2118/110120-ms.

112. Guluzade T. Use of silicate-based drilling fluids to ensure wellbore stability. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*. 2022. No. 2. P. 20–24. URL: https://doi.org/10.33285/0130-3872-2022-2(350)-20-24.

113. Harvey F. Fluid program built around hole cleaning, protecting formation. *Oil & Gas Journal*. 1990. No. 88(45). P. 37–41.

114. Hemphill T., Duran W. Changing Shale Strengths With Invert Emulsion Drilling Fluids: Theory, Measurement, and Modeling. *Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, Cartagena de Indias, Colombia. 2009. URL: https://doi.org/10.2118/123013-ms.

115. High Performance Water-Based Mud HPWBM: Turning Old Ways into New Opportunities / R. Mahrous et al. *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, Perth, Australia. 2016. URL: https://doi.org/10.2118/182286-ms.

116. Hodzic D., Hodzic A., Bajramovic E. Latin square experiment design in R. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2019. Vol. 477. P. 012019. URL: https://doi.org/10.1088/1757-899x/477/1/012019.

117. Huang H., Azar J. J., Hale A. H. Numerical Simulation and Experimental Studies of Shale Interaction with Water-Base Drilling Fluid. *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology*, Jakarta, Indonesia. 1998. URL: https://doi.org/10.2118/47796-ms.

118. Hydraulic Pulsed Cavitating Jet Assisted Deep Drilling: An Approach To Improve Rate Of Penetration / G. Li et al. *International Oil and Gas Conference and Exhibition in China*, Beijing, China. 2010. URL: https://doi.org/10.2118/130829-ms.

119. Hydraulic Pulsed Cavitating Jet-Assisted Drilling / G. Li et al. *Petroleum Science and Technology*. 2009. Vol. 27, no. 2. P. 197–207. URL: https://doi.org/10.1080/10916460701700302.

120. Ihnatov A. O., Koroviaka, Ye. A., Haddad J., Tershak B. A., Kaliuzhna T. M., Yavorska V. V. Experimental and theoretical studies on the operating parameters of hydromechanical drilling. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2022. No. 1. P. 20-27. DOI: https://doi.org/10.33271/nvngu/2022-1/020.

121. Ihnatov A. O., Koroviaka Ye. A., Pinka J., Rastsvietaiev V. O., Dmytruk O. O. Geological and mining-engineering peculiarities of implementation of hydromechanical drilling principles. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2021. No. 1. P. 11-18. DOI: https://doi.org/10.33271/nvngu/2021-1/011

122. Improved Hole Cleaning and Reduced Rotary Torque by New External Profile on Drilling Equipment / J. G. Boulet et al. *IADC/SPE Drilling Conference*, New Orleans, Louisiana. 2000. URL: https://doi.org/10.2118/59143-ms.

123. Improvement of penetration rate with hydraulic pulsating-cavitation jet compound drilling technology / X. Wang et al. *Acta Petrolei Sinica*. 2009. No. 30(1). P. 117–120.

124. Improving the rate of penetration by hydraulic pulsating-cavitating water jet under-balance pressure drilling / H. Shi et al. *Petroleum Exploration and Development*. 2010. No. 37(1). P. 111–115.

125. Integrated Wellbore Cleanout systems: Improving Efficiency and Reducing Risk / A. Ali et al. *Schlumberger Oilfield Review*. 2005. No. 17(2). P. 4–13.

126. Introduction of Newly Deployed Wellbore Cleaning Technique / H. Al-Tammer et al. *SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control*, Lafayette, Louisiana, USA. 2020. URL: https://doi.org/10.2118/199331-ms.

127. Investigation of the mechanism of the pressure waves distribution in the injected fluid fromthe wellhead to the bottom hole / M. Y. Habibullin et al. *Oil and Gas Studies*. 2017. No. 3. P. 90–94. URL: https://doi.org/10.31660/0445-0108-2017-3-90-94.

128. Johnson D. M., Dulmage A. L., Mendelsohn N. S. Orthomorphisms of Groups and Orthogonal Latin Squares. I. *Canadian Journal of Mathematics*. 1961. Vol. 13. P. 356–372. URL: https://doi.org/10.4153/cjm-1961-031-7.

129. Jose A. P. New nanoparticle water-based drilling fluid formulation with enhanced thermal stability and inhibition capabilities in the Woodford shale : Masters Theses. 2018.

130. Kacker R. N., Lagergren E. S., Filliben J. J. Taguchi's Fixed-Element Arrays are Fractional Factorials. *Journal of Quality Technology*. 1991. Vol. 23, no. 2. P. 107–116. URL: https://doi.org/10.1080/00224065.1991.11979301.

131. Kacker R. N., Lagergren E. S., Filliben J. J. Taguchi's orthogonal arrays are classical designs of experiments. *Journal of Research of the National Institute of Standards and Technology*. 1991. Vol. 96, no. 5. P. 577. URL: https://doi.org/10.6028/jres.096.034.

132. Karavaeva A. Development of fresh highly inhibited drilling fluids for drilling wells in complex mining and geological conditions. *Drilling and oil*. 2017. No. 11.

133. Koroviaka Ye. A., Mekshun M. R., Ihnatov A. O., Ratov B. T., Tkachenko Ya. S., Stavychnyi Ye. M. Determining technological properties of drilling muds. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2023. No. 2. P. 25-32. DOI: https://doi.org/10.33271/nvngu/2023-2/025

134. Kozhevnikov A. Impulse technologies of borehole drilling – technologies of XXI century. *Progressive technologies of coal, coalbed methane, and ores mining*. 2014. No. 1. P. 175–181.

135. Kozhevnikov A. Impulse Technology of Drilling Deep Geology-Exploring Holes by High-Frequency Hydrodrill Machines with Hydraulic Wave Reflectors. *Nauka ta innovacii*. 2006. Vol. 2, no. 3. P. 92–97. URL: https://doi.org/10.15407/scin2.03.092.

136. Kozhevnikov A., Dreus A. Power consumption of rock decomposition process during diamond core drilling using pulse flushing. *Mining of Mineral Deposits*. 2018. Vol. 12, no. 3. P. 22–27. URL: https://doi.org/10.15407/mining12.03.022.

137. Labus K., Cicha-Szot R., Falkowicz S. Injected silicate horizontal barriers for protection of shallow groundwater - Technological and geochemical issues. *Applied Geochemistry*. 2020. Vol. 116. P. 104577. URL: https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2020.104577.

138. Lambert T. J., Mj S. A., Clark C. Development Field First - Directionally Drilling Through Challenging Muderong Shale and Highly Depleted Reservoir Sand with HPWBM. *SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition*, Virtual, 8–12 March 2021. 2021. URL: https://doi.org/10.2118/204030-ms.

139. Li G., Shi H., Huang Z. Mechanisms and tests for hydraulic pulsed cavitating jet assisted drilling. *Petroleum Exploration and Development*. 2008. No. 35(2). P. 256–260.

140. Li J. Experimental study and application prospect on alkali metal silicate in the process of drilling. *Oil and Gas Business*. 2012. № 3. P. 81–91.

141. Løklingholm G. The Drilling Fluid Inhibition Properties Effect on Hole Quality - A Well Survey. *IADC/SPE Drilling Conference*, Dallas, Texas. 2002. URL: https://doi.org/10.2118/74544-ms.

142. Lyu C., Hao S., Yang L. Application of Nanosilica in Glycerol-Based Drilling Fluid for Shale Formations. *SPE Drilling & Completion*. 2020. URL: https://doi.org/10.2118/204238-pa.

143. Matoušek V., Chára Z., Konfršt J. Settling Slurry Transport: Effects of Solids Grading and Pipe Inclination. *Slurry Technology - New Advances [Working Title]*. 2022. URL: https://doi.org/10.5772/intechopen.108436.

144. Mechanism and Characteristics of Horizontal Wellbore Cleanout by Rotating Jets / X. Song et al. *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition*, Tianjin, China. 2012. URL: https://doi.org/10.2118/156335-ms.

145. Mechanism of Cuttings Removing at the Bottom Hole by Pulsed Jet / H. Zhao et al. *Energies*. 2022. Vol. 15, no. 9. P. 3329. URL: https://doi.org/10.3390/en15093329.

146. Mechanistic Modeling of Wellbore Cleanout in Horizontal and Inclined Wells / R. Elgaddafi et al. *SPE/ICoTA Well Intervention Conference and Exhibition*, Virtual, 22–25 March 2021. 2021. URL: https://doi.org/10.2118/204442-ms.

147. Method of Drilling Wells : patent 2,165,824 United States. Published on 11.07.1939.

148. Mitchell R. F., Miska S. Z. Fundamentals of Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers Richardson, Texas, USA, 2011. URL: https://doi.org/10.2118/9781555632076.

149. Modeling hydrodynamics of the flushing fluid intermittent flow in the hydraulic system of the diamond bit / A. Dreus et al. *Mining of Mineral Deposits*. 2017. Vol. 11, no. 2. P. 84–90. URL: https://doi.org/10.15407/mining11.02.084.

150. Modeling of a Down hole Pulsating Device / M. Nagib et al. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference*, Manama, Bahrain. 2011. URL: https://doi.org/10.2118/139143-ms.

151. Modeling of Sand Cleanout With Foam Fluid for Vertical Well / S. Li et al. *SPE Journal*. 2010. Vol. 15, no. 03. P. 805–811. URL: https://doi.org/10.2118/120449-pa.

152. Modelling of deep wells thermal modes / A. Bulat et al. *Mining of Mineral Deposits*. 2019. Vol. 13, no. 1. P. 58–65. URL: https://doi.org/10.33271/mining13.01.058

153. Moisyshyn V., Voyevidko I., Tokaruk V. Design of bottom hole assemblies with two rock cutting tools for drilling wells of large diameter. *Mining of Mineral Deposits*. 2020. Vol. 14, no. 3. P. 128–133. URL: https://doi.org/10.33271/mining14.03.128.

154. Montgomery D. C. Design and analysis of experiments. 10th ed. Wiley, 2019. 688 p.

155. Moslemizadeh A., Shadizadeh S. R., Moomenie M. Experimental investigation of the effect of henna extract on the swelling of sodium bentonite in aqueous solution. *Applied Clay Science*. 2015. Vol. 105-106. P. 78–88. URL: https://doi.org/10.1016/j.clay.2014.12.025.

156. New Insight into the Mechanisms of Shale Inhibition Using Water Based Silicate Drilling Fluids / L. Bailey et al. *IADC/SPE Drilling Conference*, Dallas, Texas. 1998. URL: https://doi.org/10.2118/39401-ms.

157. New methods for preventing crumbling and collapse of the borehole walls / I. I. Chudyk et al. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2021. No. 4. P. 17–22. URL: https://doi.org/10.33271/nvngu/2021-4/017.

158. Nwagu C., Awobadejo T., Gaskin K. Application of Mechanical Cleaning Device: Hole Cleaning Tubulars, To Improve Hole Cleaning. *SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, Lagos, Nigeria. 2014. URL: https://doi.org/10.2118/172403-ms.

159. Omelyanyuk M. V., Pakhlyan I. A. Technological application of cavitating jet streams in the oil and gas industry. *Oil Industry*. 2019. Vol. 11. P. 130–133. URL: https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-11-130-133.

160. Ouadfeul S.-A., Aliouane L. Wellbore Stability in Shale Gas Reservoirs, A Case Study fromThe Barnett Shale. *SPE North Africa Technical Conference and Exhibition*, Cairo, Egypt. 2015. URL: https://doi.org/10.2118/175813-ms.

161. Parcevaux P. Guides emerge for cementing horizontal strings. *Oil&Gas journal*. 1987. P. 35–41.

162. Patel H. A., Santra A. Organically modified layered magnesium silicates to improve rheology of reservoir drilling fluids. *Scientific Reports*. 2020. Vol. 10, no. 1. URL: https://doi.org/10.1038/s41598-020-70752-1.

163. Pilehvari A. A., Azar J. J., Shirazi S. A. State-of-the-Art Cuttings Transport in Horizontal Wellbores. *SPE Drilling & Completion*. 1999. Vol. 14, no. 03. P. 196–200. URL: https://doi.org/10.2118/57716-pa.

164. Protodyakonov M. M., Teder R. I., Tech M. Rational Methods Of Planning Experiments. *The 12th U.S. Symposium on Rock Mechanics (USRMS)*, Rolla, Missouri, 16 November 2023.

165. Pushmin P. S. Factors of regulation of hydrodynamic indicators for optimization of process of diamond drilling. *Earth sciences and subsoil use*. 2010. No. 2(37). P. 167–172.

166. Saasen A. Hole Cleaning During Deviated Drilling - The Effects of Pump Rate and Rheology. *European Petroleum Conference*, The Hague, Netherlands. 1998. URL: https://doi.org/10.2118/50582-ms.

167. Sabins F. L. Problems in Cementing Horizontal Wells. *Journal of Petroleum Technology*. 1990. Vol. 42, no. 04. P. 398–400. URL: https://doi.org/10.2118/20005-pa.

168. Sifferman T. R., Becker T. E. Hole cleaning in full-scale inclined wellbores. *SPE Drilling Engineering*. 1992. Vol. 7, no. 02. P. 115–120. URL: https://doi.org/10.2118/20422-pa.

169. Silicate Based Drilling Fluids: A Highly Inhibitive Mud System Offering HS&E Benefits Over Traditional Oil Based Muds / M. McDonald et al. *AADE 2002 Technology Conf. "Drilling & Completion Fluids and Waste Management"*, Houston, Texas, 2 April 2002.

170. Silicate-Based Drilling Fluids: Competent, Cost-effective and Benign Solutions to Wellbore Stability Problems / E. van Oort et al. *IADC/SPE Drilling Conference*, New Orleans, Louisiana. 1996. URL: https://doi.org/10.2118/35059-ms.

171. Simulation and Experimental Study on Cuttings-Carrying for Reverse Circulation Horizontal Directional Drilling with Dual Drill Pipes / L. Kong et al.

*Advances in Civil Engineering*. 2019. Vol. 2019. P. 1–15. URL: https://doi.org/10.1155/2019/6262308.

172. Sinev A., Dorovsky V. N., Romensky E. I. New Acoustic Method for Measuring Formation Permeability in the Presence of Mudcake. *SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition*, Moscow, Russia. 2012. URL: https://doi.org/10.2118/160357-ms.

173. Slabyi O. R., Hutak O. I. Analysis and application experience of impulse-wave methods due to action on the near wellbone zone. *Scientific look into the future*. 2017. Vol. 1, no. 7.

174. Soric T., Marinescu P., Huelke R. Silicate-Based Drilling Fluids Deliver Optimum Shale Inhibition and Wellbore Stability. *IADC/SPE Drilling Conference*, Dallas, Texas. 2004. URL: https://doi.org/10.2118/87133-ms.

175. Stevenson P. Comments on “A mechanistic model to determine the critical flow velocity required to initiate the movement of spherical bed particles in inclined channels” by A. Ramadan, P. Skalle and S.T. Johansen (Chemical Engineering Science 2003, 58, 2153–2163). *Chemical Engineering Science*. 2004. Vol. 59, no. 14. P. 3041–3043. URL: https://doi.org/10.1016/j.ces.2004.03.028.

176. Strengthening shale wellbore with silica nanoparticles drilling fluid / Y. Kang et al. *Petroleum*. 2016. Vol. 2, no. 2. P. 189–195. URL: https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.03.005.

177. Study of thermal strength reduction of rock formation in the diamond core drilling process using pulse flushing mode / A. Y. Dreus et al. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. 2016. No. 3. P. 5–10.

178. Successful Field Application of a HPWBM with Added Sealing Polymer Technology to Seal Microfractures: A Case History in North Kuwait / M. Al-Mulaify et al. *International Petroleum Technology Conference*, Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia. 2020. URL: https://doi.org/10.2523/iptc-20028-ms.

179. Taguchi G. System of experimental design: Engineering methods to optimize quality and minimize costs. White Plains, N.Y : UNIPUB/Kraus International Publications, 1987.

180. The Development and Application of a Novel Polyamine Water-based Drilling Fluid / H. Y. Zhong et al. *Petroleum Science and Technology*. 2013. Vol. 32, no. 4. P. 497–504. URL: https://doi.org/10.1080/10916466.2011.592897.

181. The Effect of Drillpipe Rotation on Hole Cleaning During Directional Well Drilling / R. A. Sanchez et al. *SPE/IADC Drilling Conference*, Amsterdam, Netherlands. 1997. URL: https://doi.org/10.2118/37626-ms.

182. Theories and Applications of Pulsed-Jet Drilling With Mechanical Specific Energy / W. Minghui et al. *SPE Journal*. 2016. Vol. 21, no. 01. P. 303–310. URL: https://doi.org/10.2118/174550-pa.

183. Transport of Small Cuttings in Extended Reach Drilling / M. Duan et al. *International Oil & Gas Conference and Exhibition in China*, Beijing, China. 2006. URL: https://doi.org/10.2118/104192-ms.

184. Tripp H. A. Mechanical Performance of Fiberglass Sucker-Rod Strings. *SPE Production Engineering*. 1988. Vol. 3, no. 03. P. 346–350. URL: https://doi.org/10.2118/14346-pa.

185. Tungusov S. A. Study of the Effect of Pulsating Flushing on Cuttings Removal when Drilling Directional Wells. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea*. 2008. No. 5. P. 18–21.

186. van Oort E. A novel technique for the investigation of drilling fluid induced borehole instability in shales. *Rock Mechanics in Petroleum Engineering*, Delft, Netherlands. 1994. URL: https://doi.org/10.2118/28064-ms.

187. Vytyaz O., Chudyk I., Mykhailiuk V. Study of the effects of drilling string eccentricity in the borehole on the quality of its cleaning. *New Developments in Mining Engineering 2015*. 2015. P. 591–595.

188. Wallen G. L., Striedel C. M. Deep, Directional Platform Drilling: Problems and Solutions. *SPE/IADC Drilling Conference*, Amsterdam, Netherlands. 1995. URL: https://doi.org/10.2118/29369-ms.

189. Wellbore stability analysis for horizontal wells in shale formations / X. Liu et al. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2016. Vol. 31. P. 1–8. URL: https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.02.061.

190. Zamora M., Hanson P. Rules of thumb to improve high angle hole cleaning. *Petroleum Engineer International*. 1991. P. 44–51.

# ДОДАТКИ

# ДОДАТОК А
# СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ
## Наукові праці, в яких опубліковано основні результати дисертації

1. Chudyk I. I., **Dudych I. F.**, Seniushkovych M. V., Vytvytskyi I. I., Vytiaz A. O. Experimental studies of the carrying capacity of the drilling fluid. *Nafta-Gaz*. 2023. No. 9. P. 584-591. (**індексується в Scopus**). (Особистий внесок – проаналізував основні чинники, що впливають на ефективність виносної здатності промивальної рідини. Експериментально дослідив вплив пульсуючої течій промивальної рідини і техніко-технологічних параметрів процесу промивання свердловин на виносну здатність промивальної рідини. Підготував статтю до опублікування).

2. Чудик І. І., Богославець В. В., **Дудич І. Ф**. Біополімер-силікатний буровий розчин для буріння горизонтальних свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2016. № 4(61). С. 34–42. **(наукове фахове видання України)**. (Особистий внесок – Проаналізував бурові розчини, що застосовують під час промивання горизонтальних свердловин. Здійснив вибір рецептури біополімер-силікатного бурового розчину. Згідно з проведеними експериментальними дослідженнями встановив поліноміальні залежності впливу концентрацій деяких хімічних реагентів на реологічні властивості біополімер-силікатного бурового розчину. Підготував статтю до опублікування).

3. Чудик І. І., **Дудич І. Ф.**, Токарук В. В. Моделювання процесу промивання свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2020. № 2(75). С. 62–68. **(наукове фахове видання України)**. (Особистий внесок – проаналізував особливості процесу промивання скерованих свердловин. Спроектував експериментальну установку для моделювання процесу промивання свердловин. Експериментально дослідив вплив техніко-технологічних параметрів процесу промивання свердловин на якість

винесення гірської породи із кільцевого простору свердловин. Підготував статтю до опублікування).

4. Чудик І. І., **Дудич І. Ф**. Експериментальні дослідження процесу промивання свердловин в режимі пульсації. *Збірник наукових праць національного гірничого університету*. 2021. № 66. С. 220–232. **(наукове фахове видання України)**. (Особистий внесок – проаналізував особливості процесу промивання свердловин. Експериментально дослідив вплив пульсуючої течій промивальної рідини і техніко-технологічних параметрів процесу промивання свердловин на якість винесення гірської породи із кільцевого простору свердловин. Підготував статтю до опублікування).

5. Грудз В. Я., **Дудич І. Ф.** Математичне моделювання пульсацій у промивальній рідині. *Збірник наукових праць національного гірничого університету*. 2023. № 73. С. 197–207. **(наукове фахове видання України)**. (Особистий внесок – проаналізував особливості процесу промивання свердловин пульсуючим потоком. Створив математичну модель процесу виносу шламу пульсуючою течією промивальної рідини. Розробив програмне забезпечення для оцінки впливу концентрації шламу та віддалі від джерела імпульсів на параметри коливання двофазного середовища течії промивальної рідини з вибуреною породою. Підготував статтю до опублікування).

6. Чудик І. І., Пастух А. М., **Дудич І. Ф.** Досліження впливу техніко-технологічних параметрів на процес промивання свердловини при вирізанні вікна в обсадній колоні. *Молодий вчений*. 2016. № 2. С. 130–134. (Особистий внесок – дослідив вплив техніко-технологічних параметрів процесу промивання свердловини при вирізанні вікна в обсадній колоні. Запропонував аналітичний підхід для визначення продуктивності бурового насоса, яка дозволить виносити із свердловини металевий шлам. Підготував статтю до опублікування).

7. Олійник А. П., **Дудич І. Ф.**, Фешанич Л. І. Математичне моделювання процесу виносу осадової субстанції імпульсним та передрезонансним методами. *Вісник НТУ "ХПІ". Серія: Інформатика та моделювання*. 2020. № 2(4). С. 5–14. (Особистий внесок – запропонував математичну модель процесу виносу шламу із кільцевого простору свердловини із застосуванням моделі на основі класичних результатів течії Пуазейля по допоміжній трубі, а також моделі, що описує збурення зони при колоні внаслідок дії резонансних та передрезонансних ефектів. Підготував статтю до опублікування).

**Праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації**

8. Chudyk I. I., **Dudych I. F.** Analysis of the using of pulsating flushing during drilling wells. *Proceedings of XXXI International scientific conference. Science of the future,* New-York, 25 October 2018. P. 10–13.

9. **Дудич І. Ф.** Покращення ефективності промивання свердловин за рахунок дії бурильної колони. *Міжнародна конференція «Нафтогазова енергетика 2021»*, м. Івано-Франківськ, 24 верес. 2021 р. С. 82–83.

**Патенти**

10. Біополімер-силікатний буровий розчин: пат. 126994 Україна. № u201801745 / І. І. Чудик, В. В. Богославець, **І. Ф. Дудич**; заявл. 21.02.2018 ; опубл. 10.07.2018, Бюл. № 13. (**патент на корисну модель**). (Проаналізував рецептури бурових розчинів, що застосовують під час промивання свердловин. Провів експериментальні дослдіження щодо вибору оптимальної рецептури біополімер-силікатного бурового розчину. Брав участь у патентному пошуку, оформленні патенту).

# ДОДАТОК Б

**АКТ**

**на передачу рекомендацій щодо застосування біополімер-силікатного бурового розчину для буріння інтервалу 410-1550 м свердловини №9 на Грабинській площі**

З метою ефективного промивання та запобіганню осипів та обвалів стінок свердловини Івано-Франківський університет нафти і газу передав, а ТОВ "БК "Горизонти" прийняло до впровадження рекомендації щодо застосування біополімер-силікатного бурового розчину для буріння інтервалу 410-1550 м свердловини №9 на Грабинській площі, розроблені кафедрою буріння свердловин Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (автор: Дудич І.Ф.).

Від ТОВ "БК "Горизонти":

Виконавчий директор
ТОВ "БК "Горизонти"
_____ І.В. Гук

Від ІФНТУНГ:

Асистент кафедри буріння свердловин
_____ І.Ф. Дудич

Завідувач кафедри буріння свердловин, к. т. н., доцент
_____ О.Б. Марцинків

Проректор з наукової роботи,
д. т. н., професор
_____ О.Р. Кондрат

Міністерство освіти і науки України

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

**ЗАТВЕРДЖЕНО**

**Виконавчий директор**

**ТОВ "БК "Горизонти"**

**І.В. Гук**

**“11” 09 2023р.**

# РЕКОМЕНДАЦІЇ

**щодо застосування біополімер-силікатного бурового розчину для буріння інтервалу 410-1550 м свердловини №9 на Грабинській площі**

***ПОГОДЖЕНО***

*Проректор з наукової роботи,*

*д. т. н., професор*

**О.Р. Кондрат**

“11” 09 2023р.

**м. Івано-Франківськ, 2023**