

Міністерство освіти і науки України  
Національний університет  
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу  
Кафедра буріння та геології  
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр  
Спеціальність Гірництво та нафтогазові технології  
Освітня програма Буріння нафтових і газових свердловин

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Гарант освітньої програми  
геології

Завідувач кафедри буріння та

Харченко М.О.

Винников Ю.Л.

« 20 » 01 2026 року

« 20 » 01 2026 року

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

на тему Дослідження методів та обладнання для очищення внутрішньосвердловинного обладнання від механічних домішок на нафтових свердловинах

**Пояснювальна записка**

Керівник

к.т.н., доцент

кафедри буріння та геології

Матяш О.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ

підпис, дата

Виконавець роботи

студент група 601-НБ

Вчорашній Микола Андрійович

студент, ПІБ

21.01.2026

підпис, дата,

Консультант за 1 розділом

к.т.н., доцент кафедри буріння та геології

А.М. Ягольник

посада, наук. ступінь, ПІБ / підпис

Консультант за 2 розділом

к.т.н., доцент кафедри буріння та геології

О.В. Матяш

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н., доцент кафедри буріння та геології

О.В. Матяш

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 21.01.2026 г.

Полтава, 2026

Національний університет  
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут: Нафти і газу  
Кафедра: Буріння та геології  
Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр  
Спеціальність: 185 Нафтогазова інженерія та технології  
Освітня програма: Буріння нафтових і газових свердловин

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Завідувач кафедри буріння та геології  
Винников Ю.Л.

« 3 » 09 20 25 року

**З А В Д А Н Н Я**  
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТА

**Вчешній Микола Андрійович**

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Дослідження методів та обладнання для очищення внутрішньосвердловинного обладнання від механічних домішок на нафтових свердловинах

2. Керівник роботи доц. кафедри буріння та геології, доц., к.т.н. Матяш О.В  
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом вищого навч. закладу від « 3 » 09 2025 року № 1015-ФД

3. Строк подання студентом роботи 21.01.2026 р

4. Вихідні дані до роботи

1. Нормативно-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи за темою роботи.

2. Проєкти на влаштування свердловин (за необхідності).

3. Геологічні звіти за профілем роботи (за необхідності)

5. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)

Анотація

Вступ

1. Аналітичний огляд літературних джерел та сучасного стану досліджуваної проблеми

2. Обґрунтування об'єкта дослідження, вихідних даних та методів розв'язання поставлених задач.

3. Дослідження, розрахунки та експериментальне обґрунтування прийнятих технічних рішень.

Загальні висновки по роботі

Список використаних джерел

Додатки (за необхідності)

6. Перелік графічного матеріалу

*Презентація із основними результатами кваліфікаційної роботи*

7. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	Григорук А.М., к.т.н., доц.		
2	Матеш О.В., к.т.н., доц.		
3	Матеш О.В., к.т.н., доц.		

8. Дата видачі завдання 3.09.2023р.

### КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Аналіз літературних джерел та сучасного стану проблеми	13.10.2023 02.11.2023
2	Формування мети, задач, обґрунтування об'єкта і предмета дослідження	03.11.2023 16.11.2023
3	Виконання основної частини роботи (розрахунки / експерименти / аналіз)	17.11.2023 28.12.2023
4	Узагальнення результатів, формування висновків	29.12.2023 05.01.2024
5	Оформлення та узгодження кваліфікаційної роботи	06.01.2024 12.01.2024
6	Попередній захист кваліфікаційної роботи	13.01.2024 15.01.2024
7	Захист кваліфікаційної роботи	19.01.2024 23.01.2024

Студент

(підпис) Верашчук М.А.  
(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис) Матеш О.В.  
(прізвище та ініціали)

## ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ .....	3
ANOTATION .....	4
ВСТУП.....	5
INTRODUCTION.....	7
РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ УТВОРЕННЯ МЕХАНІЧНИХ ДОМІШОК ТА ЇХ ВПЛИВУ НА ЕКСПЛУАТАЦІЮ СВЕРДЛОВИНИ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ .....	9
1.1 Геолого-літологічні умови, що сприяють піскопроявам .....	9
1.2 Причини руйнування порід-колекторів і механізми винесення піску.....	18
1.3 Характеристика піскопроявляючих пластів та їх поведінка в процесі видобутку. ....	21
1.4 Вплив механічних домішок на роботу внутрішньосвердловинного обладнання .....	23
1.5 Висновки до розділу 1. Мета та задачі дослідження.....	25
РОЗДІЛ 2 СУЧАСНІ МЕТОДИ ОЧИЩЕННЯ СВЕРДЛОВИН ТА БОРОТЬБИ З ПІСКОМ .....	27
2.1 Методи запобігання та контролю піскопроявів .....	27
2.2 Технології ліквідації піщаних пробок у свердловині .....	30
2.3 Технологічне промивання при експлуатації нафтових свердловин .....	33
2.4 Виробничий досвід застосування промивання на горизонтальних та глибоких свердловинах.....	36
2.5 Висновки до розділу 2 .....	48
РОЗДІЛ 3 ГІДРАВЛІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЦЕСІВ ОЧИЩЕННЯ СВЕРДЛОВИНИ ВІД МЕХАНІЧНИХ ДОМІШОК.....	50
3.1 Гідравлічний розрахунок процесу промивання вибійних пробок .....	50
3.2 Аналіз ефективності промивок та оптимізація режимів .....	62
3.3 Висновки до розділу 3 .....	67
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ .....	70
GENERAL CONCLUSIONS ON THE WORK .....	72

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	74
---------------------------------	----

## АНОТАЦІЯ

Вчорашній М.А. Дослідження методів та обладнання для очищення внутрішньосвердловинного обладнання від механічних домішок на нафтових свердловинах. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2026.

Магістерська робота присвячена комплексному дослідженню процесів утворення та винесення механічних домішок у нафтових свердловинах, а також обґрунтуванню ефективних методів очищення внутрішньосвердловинного обладнання та ліквідації піщаних пробок.

У першому розділі проаналізовано геолого-літологічні чинники, що сприяють винесенню піску: слабке цементування теригенних порід, висока пористість, вплив депресії та фільтраційних потоків. Розглянуто механізми руйнування приствольної зони та вплив твердих частинок на насосно-компресорне й насосне обладнання. Сформульовано мету та задачі дослідження.

Другий розділ присвячено сучасним технологіям запобігання піскопроявам та методам очищення свердловин: механічним фільтрам, гравійним обсіпкам, хімічному закріпленню колекторів, прямому та зворотному промиванню, застосуванню желонок, гідробурів та аерованих рідин. Наведено виробничий досвід використання промивальних технологій на горизонтальних і глибоких свердловинах.

У третьому розділі виконано детальне гідравлічне обґрунтування процесів промивання вибійних пробок для різних швидкісних режимів роботи агрегату Halliburton NT-400. Проведено розрахунок тисків, втрат напору, потужності, швидкостей виносу частинок та тривалості очищення. В результаті розроблено матрицю підбору методу промивання свердловини.

**Ключові слова:** свердловина, піскопрояв, механічні домішки, промивання, пробка, циркуляція, промивка, розрахунок, обладнання.

## ANOTATION

Vcherashnii M.A. Investigation of Methods and Equipment for Cleaning Downhole Equipment from Mechanical Impurities in Oil Wells. Master's Thesis in specialty 185 "Oil and Gas Engineering and Technologies". – Poltava; National University "Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic". – 2026.

This master's thesis is devoted to a comprehensive study of the processes of formation and transport of mechanical impurities in oil wells, as well as the justification of effective methods for cleaning downhole equipment and eliminating sand plugs.

The first chapter analyzes geological and lithological factors contributing to sand production, including weak cementation of terrigenous rocks, high porosity, the influence of drawdown and filtration flows. The mechanisms of near-wellbore zone destruction and the impact of solid particles on tubing and pumping equipment are examined. The aim and objectives of the study are formulated.

The second chapter focuses on modern technologies for preventing sand production and methods of well cleaning: mechanical filters, gravel packs, chemical consolidation of reservoirs, direct and reverse flushing, as well as the use of bailers, hydraulic drilling tools, and aerated fluids. Industrial experience with flushing technologies in horizontal and deep wells is presented.

The third chapter provides a detailed hydraulic justification of bottomhole plug flushing processes for various operating modes of the Halliburton HT-400 pumping unit. Calculations of pressures, head losses, power consumption, particle lifting velocities, and cleaning duration are performed. Based on the results, a decision matrix for selecting the optimal well flushing method is developed.

**Keywords:** well, sand production, mechanical impurities, flushing, sand plug, circulation, well cleaning, hydraulic calculation, downhole equipment.

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Проблема піскопроявів і накопичення механічних домішок у нафтових свердловинах є надзвичайно актуальною для умов України, оскільки більшість родовищ Дніпровсько-Донецької западини та Причорноморсько-Кримського регіону характеризуються слабозцементованими теригенними породами, низькою міцністю привибійної зони та підвищеною схильністю до руйнування під час експлуатації. Винос піску призводить до інтенсивного зносу УЕЦН, зменшення дебіту, формування пробок і зростання аварійності, що формує суттєві економічні втрати та збільшує обсяги підземних ремонтів. У сучасних умовах, коли Україна потребує підвищення ефективності та безперебійності видобутку вуглеводнів, удосконалення методів очищення свердловин і оптимізація промивальних технологій є важливим завданням галузевого рівня.

**Мета роботи** – є підвищення ефективності очищення нафтових свердловин від механічних домішок шляхом обґрунтування оптимальних методів запобігання піскопроявам та вибору раціональних режимів прямої і зворотної промивки вибійних пробок.

### **Основні завдання дослідження:**

- 1 Проаналізувати геолого-літологічні фактори та механізми руйнування порід-колекторів.
- 2 Дослідити вплив твердих частинок на роботу внутрішньосвердловинного обладнання та визначити основні ризики зносу і аварійності.
- 3 Оцінити сучасні технології запобігання піскопроявам і методи ліквідації піщаних пробок.
- 4 Виконати гідравлічні розрахунки процесів прямої та зворотної промивки для різних режимів роботи насосного агрегату.
- 5 Сформувати матрицю вибору оптимальної технології очищення залежно від характеристик пробки, конструкції свердловини та допустимого вибійного тиску.

**Об'єкт дослідження** – процеси утворення, транспортування та видалення механічних домішок у нафтових свердловинах.

**Предмет дослідження** – методи та режими очищення свердловин від піщаних пробок і механічних домішок, а також гідравлічні параметри прямої та зворотної промивки.

**Наукова новизна роботи** – отримано нові дослідні дані прямих і зворотних промивок та сформовано матрицю вибору оптимального режиму очищення залежно від характеристик пробки та параметрів свердловини.

**Практичне значення роботи** – результати роботи дозволяють обґрунтовано обирати технологію промивки, скорочувати час ліквідації піщаних пробок на 70% та знижувати аварійність внутрішньосвердловинного обладнання.

**Методи дослідження:** аналіз наукових джерел; порівняльний аналіз; системний підхід; узагальнення; класифікація; техніко-економічне оцінювання; аналіз виробничого досвіду.

**Структура і обсяг роботи.** Магістерська робота складається зі вступу, трьох розділів, висновків та списку використаних джерел. Робота викладена на 76 сторінках, у тому числі 73 сторінках основного тексту, 16 рисунків, 14 таблиць, 32 використаних джерела.

## INTRODUCTION

**Relevance of the topic.** The problem of sand production and accumulation of mechanical impurities in oil wells is particularly relevant for the conditions of Ukraine, since most fields of the Dnieper-Donets Basin and the Black Sea–Crimean region are characterized by poorly cemented terrigenous formations, low strength of the near-wellbore zone, and a high tendency to destruction during operation. Sand production leads to the intensive wear of ESP equipment, a decrease in well productivity, the formation of sand plugs, and an increase in failure rates, which results in significant economic losses and a higher frequency of well interventions. Under current conditions, when Ukraine requires improved efficiency and continuity of hydrocarbon production, enhancing well-cleaning technologies and optimizing flushing processes is a critical task at the industry level.

**The aim of the study** is to improve the efficiency of cleaning oil wells from mechanical impurities by substantiating optimal methods for preventing sand production and selecting rational operating modes for direct and reverse flushing of bottomhole sand plugs.

**The main research objectives are:**

1. To analyze the geological and lithological factors and mechanisms responsible for reservoir rock destruction.
2. To investigate the effect of solid particles on the operation of downhole equipment and identify the main risks of wear and failure.
3. To evaluate modern technologies for preventing sand production and methods for eliminating sand plugs.
4. To perform hydraulic calculations of direct and reverse flushing processes for various operating modes of the pumping unit.
5. To develop a decision matrix for selecting the optimal well-cleaning technology depending on plug characteristics, well design, and permissible bottomhole pressure.

**Object of the study** – processes of formation, transport, and removal of mechanical impurities in oil wells.

**Subject of the study** – methods and operating modes for cleaning wells from sand plugs and mechanical impurities, as well as hydraulic parameters of direct and reverse flushing.

**Scientific novelty** – a comprehensive hydraulic comparison of direct and reverse flushing methods was performed, and a decision matrix was developed for selecting the optimal flushing regime based on plug characteristics and well parameters.

**Practical significance** – the results enable the justified selection of flushing technologies, reduce the time required for sand plug removal by up to 70%, and decrease the failure rate of downhole equipment.

**Research methods:** analysis of scientific sources; comparative analysis; systems approach; generalization; classification; techno-economic evaluation; analysis of operational experience.

**Structure and scope of the thesis: the master's thesis** consists of an introduction, three chapters, conclusions, and a list of references. The work comprises 76 pages, including 73 pages of main text, 16 figures, 14 tables, and 32 references.

# РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ УТВОРЕННЯ МЕХАНІЧНИХ ДОМШОК ТА ЇХ ВПЛИВУ НА ЕКСПЛУАТАЦІЮ СВЕРДЛОВИНИ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕННЯ

## 1.1 Геолого-літологічні умови, що сприяють піскопроявам

Нафтогазоносні уламкові породи-колектори мають провідне значення в США, на Близькому Сході переважають карбонатні породи-колектори. Уламкові породи - це головна група порід - колекторів нафти та газу і одна з основних груп осадових утворень, складова до 20 % обсягу осадової оболонки Землі. Вони складені більш ніж наполовину алотигенними компонентами і відповідно до особливостей літогенезу поділяються на теригенні (континентальні) та едафогенні (океанічні). В основу класифікації уламкових порід покладено їх структуру (розмір і форму частинок), наявність цементу та мінеральний склад [4].

Складовими частинами грубоуламкових порід є уламки гірських порід різного мінерального складу та генези. Більш дрібнозернисті породи складені уламками мінералів. За мінеральним складом розрізняють мономіктові , олігоміктові та поліміктові теригенні породи. Великі уламки найбільш схильні до механічної обробки, тому для грубоуламкових порід передбачено поділ за ознакою окатанності зерен [7].

Грубоуламкові породи , - псефіти , складають невелику частину (десяти частки відсотка) стратисфери . Найбільшу роль вони грають у складі осадово-вулканогенних та моласових формацій, вивчати які нафтовикам доводиться особливо часто. В інших товщах їх можна зустріти в вигляді окремих пачок, шарів і лінз. Псефіти представляють собою початкові продукти руйнування давніх порід. У зв'язку з цим уламки представлені переважно гірськими породами. Структури грубоуламкових порід псефітові та псаммопсефітові . Текстури неслоїсті або грубошарові , часто косо- і діагонально-шаруваті. Галькові і щебеневі породи складені уламками розміром 10-100 мм,

складовими більше 25 %. Щебінь і брекчії складені продуктами наземних і підводних обвалів, зсувів, осип, селевих і донних потоків, вивітрювання і діяльності льодовиків. Сортування матеріалу практично не виявлено. Континентальні брекчії цементують піщано-глинистий матеріал, морські – кальцит, доломіт, халцедон, опал. Галечники та конгломерати складаються з гальки магматичних, метаморфічних і осадових порід, переважно дрібнозернистих (ефузівів, тонких сланців, кварцитів, алевролітів і яшм). Важливим типом галькових порід є конгломерато-брекчії (конглобрекчії). Цементом у конгломератах зазвичай служить піщано-глинистий, вапняно-глинистий, карбонатний або крем'янистий матеріал.

Дерев'яні та гравійні породи складені уламками різних порід, рідше мінералів з переважним розміром 1-10 мм. Дерев'яні породи складаються переважно з гострокутних уламків, а гравійні - з окатаних. Розрізняють пухкі відкладення - дресвяники, гравійники і зцементовані - дресвіти, гравеліти. Вони асоціюють з щебеновими та гальковими породами. Цементом у дресвітах зазвичай служить несортований піщано-глинистий матеріал, а в гравелітах - піщано-глинистий, карбонатно-глинистий та карбонатний [10].

Піщані породи, - псамміти, відносяться до найбільш поширених уламкових утворень, складаючи разом з алевритовими породами багатокілометрові товщі. До них належить більше половини колекторів нафти та газу, особливо в нафтогазоносних комплексах кайнозойського віку.

Піщані породи складаються на 50% і більше частинок розміром 0,1-1,0 мм і поділяються на велико-, середньо- і дрібнозернисті. Структури піщаних порід псамітові, псефопсамітові, алевропсамітові. У змінених пісковиках спостерігаються мозаїчні конформно-регенераційні та бластопсамітові структури. Структури цементуючого матеріалу дуже різноманітні. З найпоширеніших типів цементу, - базального, порового, контактового і плівкового найбільш важливі в нафтогазовій геології два останні, що визначають підвищену пористість пісковиків. Текстури пісковиків дуже різноманітні. Їх характерні різні види шаруватості, гієрогліфи, сліди життєдіяльності тварин

тощо [9].

У будові піщаних порід беруть участь переважно уламки алотигенних мінералів, хоча можуть траплятися й уламки мікрозернистих порід. Склад уламків дуже різноманітний і покладено основою мінералогічної класифікації порід.

Поліміктові різниці представлені аркозами, граувакками та породами змішаного складу. Їх загальна ознака - знижений вміст основного компонента (<80%) або відсутність такого, причому кілька компонентів можуть бути приблизно в рівних кількостях. Аркозові піщані породи чи аркози утворюються за рахунок продуктів руйнування гранітів, гнейсів та інших близьких за складом порід. Цемент складений гідрослюдою, каолінітом чи карбонатами.

Граувакками називають пісковики, що містять кварц та уламки різних гірських порід у кількості не менше 20% кожного компонента. В уламках часто зустрічаються глинисті, глинисто-кремністі та вугіллясто-кремністі сланці, андезити, базальти та інші ефузиви. Постійною домішкою в граувакках є польові шпати та слюди. Уламки часто слабо сортовані і погано окатані. Цементом служать глина і продукти зміни алотигенних мінералів: серицит, хлорит, цеоліти та ін. або змішані породи, у складі яких усі три компоненти (уламки порід, кварц та польовий шпат) містяться в кількості понад 20%, – аркозо-граувакки. Існує поняття зрілості піщаних порід, що відображена у співвідношенні хімічно стійкого кварцу і менш стійких польових шпатів: при вмісті польових шпатів менше 25% породи вважаються хімічно зрілими. Фізична зрілість уламкового матеріалу виражена в ступеня його сортованості і обкатаності. Ступінь структурної зрілості визначається співвідношенням обсягів уламкової частини та цементу. Породи, що містять більше 15% цементу, вважають незрілими і називають вакками, на відміну від "чистіших" аренітів. [4,6].

Алевритові породи представлені різними пухкими відкладеннями – алевритами та зцементованими породами – алевролітами, складеними на 50% та більше частинками розміром 0,01-0,1 мм. Вони відрізняються від псаммітів

більш високою часткою стійких алотігенних мінералів – кварцу, мусковита, халцедону, та зниженими вмістами лужних польових шпатів, плагіоклазів та уламків порід. У них більше глинистого матеріалу, органічної речовини, акцесорних мінералів, оксидів та гідроксидів заліза. За мінеральним складом серед алевритових порід, як і серед піщаних, виділяють мономінеральні, олігоміктові та поліміктові різновиди. Разом з тим, серед них не зустрічаються літоїдні різниці та граувакки, щодо рідкісні аркози. Склад та типи цементу такі ж, як у пісковиках [8].

Алевритові структури ділять на крупно-, середньо-і дрібнозернисті. Текстури алевритових порід шаруваті та неслоїсті. Шаруватість зазвичай тонка, горизонтальна, рідше коса, хвиляста або діагональна.

Потужність пакетів і шарів у алевритових породах значно менша, ніж у піщаних. Часто зустрічаються мікрошарові та орієнтовані текстури, виражені в паралельному розташуванні лусочок глинистих та слюдистих мінералів.

Змішані породи складаються з уламків різних фракцій, особливо піщаних, алевритової і пелітової, зміст яких приблизно однаково. Такими є відкладення червонокольорових, моласових, грауваккових, флішевих та льодовикових товщ. Абсолютно несортвані різниці змішаних порід, у яких три і більше компоненти містяться приблизно в рівних кількостях, називають хлідолітами або паттумами.

Геологічні тіла, складені уламковими породами-колекторами, є шари, лінзи, пачки тонкого перешарування піщаних, алевритових і глинистих шарів. Вони формуються у різних тектонічних обстановках та кліматичних умовах. Найбільш поширені генетичні типи уламкових колекторів - морські, дельтові, річкові та еолові відкладення.

Формування колекторських властивостей уламкових порід починається вже на ранніх стадіях літогенезу, коли визначається склад, спосіб, тривалість та дальність перенесення уламкового матеріалу фізико-хімічні та гідродинамічні умови осадження та перетворення осаду. Умови освіти відбиваються на розмірі, формі, сортованості уламків, що мають велике значення для ємнісних та фільтраційних властивостей теригенних порід. Великий вплив на колекторські

властивості теригенної породи надають процеси диференціації та сортування уламків під час перенесення та осадження. Більш крупнозернисті породи володіють більшими порами, а більш окатані уламки визначають правильну ізометричну форму порожнин та однорідність порового простору. Постседиментаційні процеси сприяють переважно скороченню вільного порового простору теригенних порід внаслідок їх ущільнення та цементації. Первинний цемент (глинистий, карбонатний, залізистий та ін.), накопичуючись разом із уламковим матеріалом, зменшує пористість породи [3,13].

Первинна седиментогенна міжзернова пористість, катагенна тріщинуватість та їх поєднання зумовлюють прояв у уламкових породах трьох основних типів колекторів: порового, тріщинного та змішаного.

Поровий тип колекторів поширений дуже широко і характеризується міжзерновим виглядом пір. Їх розмір в ідеалізованих породах, перебувають з ізометричних зерен одного розміру, в залежності від способу укладання частинок та за відсутності цементу становить 0,154-0,414 діаметра зерен. Теоретично в дрібнозернистому піщанику розмір пір за найсприятливіших умов може варіювати від 0,015 до 0,1 мм, а крупнозернистому – від 0,15 до 0,4 мм. У реальних породах розмір пір менший. Це визначається сортованістю уламків, вмістом та розподілом у породі цементу, ущільненням, мінеральними новоутвореннями, регенерацією та розчиненням алотигенних мінералів. Вплив всіх цих факторів зростає з глибиною. Форма пір в уламкових породах дуже різноманітна. У випадку однорідних окатаних уламків за відсутності цементу пори є складним багатокутником, обмеженим гладкими криволінійними поверхнями. Слабка окатанність уламкових частинок ускладнюють форму і поверхня пір. У породах, що містять невелику кількість цементу, розподіленого рівномірно, пори мають більш менш округлу форму. Поровий тип колектора є первинним і дуже характерний для піщаних та алевритових порід, що залягають на невеликих глибинах. На великих глибинах (>4 км) такі колектори зустрічаються значно рідше і переважно у молодих відкладеннях [4-6].

Тріщинний тип колекторів виділяють у разі провідної ролі тріщинного

виду порового простору. Характерною рисою цього колекторф є низька пористість (від часткою до 1,5-2%, максимум 3-3,5%) та широкий діапазон коливань проникності –  $n \cdot 10-17$  до  $n \cdot 10-11$  м<sup>2</sup>. Тріщини в уламкових колекторах мають різну природу - тектонічну, літогенетичну або гідророзривну. Розкритість тріщин дуже невелика - частки міліметра, рідше перші міліметри, при цьому зміщення порід уздовж тріщин зазвичай не спостерігається. Орієнтування, щільність та густина тріщин можуть бути різними.

Тектонічні тріщини групуються в системи залягання, віку і розкритості . Вони нерідко розгалужуються, що призводить до збільшення їх щільності та густоти. Орієнтування тріщин визначається як напрямом тектонічних напруг, а й літологічним складом порід.

Густина тріщин часто залежить від потужності шарів: що менше потужність тим, за інших рівних умов, інтенсивніше тріщинуватість. Літогенетичні тріщини відрізняються пологохвилястою морфологією та орієнтуванням, паралельним нашаруванню. Вони найбільш характерні для товщ тонкого перешарування пісковиків, алевролітів та аргілітів. Тріщини гідророзриву ( авторозриву ) виникають на великих глибинах на стадії катагенезу в результаті розвитку аномально високих пластових тисків, перевищують навантаження вищележачих порід. Вони характеризуються нерівномірним розподілом та незначними розмірами, нерідко згасаючи на відстанях у кілька сантиметрів.

Тріщинний тип колектора по своєю природі вторинний. Він виникає у сильно ущільнених, тендітних уламкових породах, що залягають на великих глибинах або деформованих під дією стресу. Тріщинуватість різного генези може поєднуватися в одному колекторі і перетворюватися внаслідок пізніших тектонічних і гідророзривних впливів. Згодом тріщини можуть бути заліковані мінеральним речовиною або закриті внаслідок механічних напруги. У результаті тріщинний колектор перестає існувати [8].

Змішаний (складний) тип колекторів виділяється в уламкових породах у разі поєднання міжзернових та тріщинних пор. Такі колектори виникають в

первинно тріщинуватих і пористих породах або породах, що випробували на великих глибинах ущільнення і деформованих, але частково зберегли міжзернову пористість. Поєднання тріщин з міжгранулярними порами суттєво підвищує ємнісні та особливо фільтраційні властивості порід [4,6,8].

Обсяг порового простору в уламкових породах коливається в широких межах - від часток до 50%. Проникність теригенних колекторів найчастіше знаходиться в межах  $10^{-14}$  -  $10^{-12}$  м<sup>2</sup>, піднімаючись у деяких тріщинних колекторах до  $10^{-12}$  м<sup>2</sup> і знижуючись у сильно ущільнених різниціях пісковиків та алевролітів до величини  $10^{-17}$  м<sup>2</sup> і менше. Колекторські властивості уламкових порід визначаються розміром, формою та сортованістю уламків, складом та структурою цементу, характером вторинних перетворень та шаруватістю агрегату [11].

Розмір уламків відбивається на пористості та проникності порід неоднозначно. Величина загальної пористості не залежить від розміру уламкових частинок, проте, чим більший їх розмір, тим більше пори і навпаки. Розмір міжзернових пір, у свою чергу, істотно впливає на проникність агрегату: чим більше пори, тим вища проникність. У реальних теригенних породах, де розмір часу варіює в широких межах, фільтрація здійснюється тільки по найбільших порах. Дрібні пори (<1-2 мкм) заповнені фізично пов'язаною водою та практично непроникні.

У разі переважання у породі великих пір (50 мкм і більше) пори діаметром 20-30 мкм і менше у фільтрації практично не беруть участь [13].

Форма зерен, зокрема їх окатаність, також відбиваються на величині проникності порід. За інших рівних умов породи, складені ізометричними обкатаними частинками, мають більшу проникність, ніж складені ізометричними неокатаними. Форма та ступінь окатаності уламків суттєво не відбиваються на величині пористості агрегату. У разі пухкої упаковки незграбних уламків пористість агрегату може перевищувати на кілька відсотків пористість породи, складеної обкатаними зернами. Але в реальних породах проміжки між незграбними зернами заповнюються дрібними уламками, і

пористість помітно знижується.

Наявність у піщано-алевритових породах сплюснених уламків слюди, хлориту і інших мінералів визначає сильну анізотропію проникності: у напрямі, перпендикулярному до орієнтування табличок, вона різко знижена, порівняно з напрямком, паралельним до орієнтування. Пористість порід у цих випадках також є зниженою. Сортованість уламків - найважливіший літологічний параметр уламкових порід-колекторів. У загальному вигляді ніж однорідні частки по величині, тим вище пористість порід. Чудово сортовані породи наближаються по пористості до моделей агрегатів, складених однаковими кулями – до 26-47,6 %.

Зі збільшенням однорідності зерен щільність порід дещо зменшується, а проникність порід, за інших рівних умов, зростає. Це тим, що у сортованих породах відсутня мелкоуламочний заповнювач пір, здатний зменшувати перерізу каналів, збільшувати їх звивистість і знижувати в такий спосіб пропускну здатність агрегату [2].

Тип цементу помітно впливає колекторські властивості уламкової породи. Цілком ясно, що чим більша частина порожнин між зернами породи буде зайнята цементом, тим нижче буде пористість такої породи. Найменша пористість спостерігається в колекторах з базальним та поровим типами цементу. Інші типи з'єднання зерен припускають наявність пористості тієї чи іншої величини, яка залежить від вмісту цементу. Базальний тип цементу зустрічається в породах з вмістом цементу 40-50 %. Поровий і згустковий типи цементу притаманні порід із вмістом цементу відповідно 25-40 % і менше 20 %. Плівковий та контактний типи притаманні породам, що містять менше 25 % цементу. Коливання вмісту цементу за однакових способів цементації пояснюється різноманітністю будови порід. При високому ступені сортованості уламкових зерен, їх кубічному укладанні та слабкій ущільненості порід для даного типу цементації потрібна найбільша кількість цементу. Погана сортованість уламків та ромбоєдричне укладання не дозволяють досягти будь-якого типу цементації при мінімальній кількості цементу. Цемент істотно впливає і на проникність уламкових порід.

Чим більше цементу в породі, тим більше звивисті, за інших рівних умов, порові канали і дрібніші пори, тим слабше зв'язок між часом і нижче проникність. У випадку рівномірного розподілу цементу проникність виявляється нижче, ніж у випадках згусткового типу цементації, що дозволяє частині великих пор залишатися відкритими.

Склад цементу впливає колекторські властивості порід. Особливо помітним є негативний вплив глинистої домішки у породах. Причому присутність у складі глинистих мінералів монтморилоніту, особливо схильного до набухання, посилює це явище. Наприклад, двовідсоткова домішка монтморилоніту знижує проникність крупнозернистого піску в 10 разів, п'ятивідсоткова - в 30 разів, а десятивідсоткова робить породи практично непроникними [2,13].

Встановлено, що на невеликих глибинах (до 1000-1500 м) за однакового вмісту цементу пористість порід з глинистим цементом вища, ніж у порід, що зцементовані кальцитом. На глибині 2500-3000 м роль глинистого та вапняного цементів стає приблизно однаковою. Проникність порід із глинистим цементом порового або базального типів поблизу поверхні незначна – до  $1 \cdot 10^{-15}$  -  $10 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  а на великих глибинах відсутня. Пісковики та алевроліти з базальним та поровим кальцитовим цементом практично непроникні. Істотний вплив на процеси цементації має органічна речовина. Перетворення глинистих мінералів у порах колекторів при зануренні порід практично не відбуваються, якщо глиниста маса просякнута органічною речовиною. Помічено, що у породи-колекторі, що містить нафту, процеси цементації уповільнюються або навіть припиняються, продовжуючи розвиватися за контуром природного резервуару. Нафта, будучи діелектриком, гальмує електролітичні процеси, обмінні явища, багато разів уповільнює вторинне зміна порід і консервує порове простір колектора [11].

Механічне ущільнення зазвичай знижує якість колекторів. Зростаюче з глибиною ущільнення веде до більше тісний укладання, зміни типів контактів зерен, – від точкових до механоконформних та сутурних . При цьому

відбувається часткове дроблення зерен та заповнення порового простору продуктами дроблення. Зі зростанням питомої поверхні контактів пористість і проникність порід знижуються прогресуючими темпами до певного моменту. При подальшому зростанні навантаження жорсткий скелет зазнає лише пружних стисків, що переходять надалі в руйнування.

Погіршення колекторських характеристик з глибиною в теригенних породах різного гранулометричного складу відбувається різними темпами. Швидше всього знижується пористість і проникність у пелітових порід, а у пісковиків та алевролітів – менш інтенсивно та залежно від вмісту глинистого матеріалу. Зниження пористості на одній і тій же глибині проявляється в уламкових породах з глинистим цементом значно більшою мірою, чим в породах з крем'янистим цементом. При інших рівних умовах більш помітне зменшення пористості відбувається у погано сортованих породах, наприклад, у глинистих алевролітах. Має значення кількість та розподіл цементу. Ступінь ущільнення уламкових порід визначається також складом зерен: граувакки ущільнюються в великій ступеня, чим аркозові або тим більше кварцові [12].

## **1.2 Причини руйнування порід-колекторів і механізми винесення піску**

У процесі експлуатації свердловин тверді частинки виносяться із пласта внаслідок руйнування в ньому природного цементуючого матеріалу. Це може відбуватися через: порушення рівноваги в масиві породи в приствольній зоні під впливом гірського та забійного тисків; впливу змінних механічних навантажень на пласт; дії навантажень при фільтрації рідин; розчинення цементуючого матеріалу внаслідок припливу пластової води. Породи, з якими пов'язана проблема піскопрояву, можна розділити на такі види:

Крихкі або напівстійкі виглядають як добре консолідовані. Зазвичай вони добре зціментовані, легко розбурнуються та досить міцні. Тим не менш, у свердловинах, що розкрили такі породи, спочатку протягом невеликого періоду часу нерідко спостерігається надходження пластового піску. Постачання піску

може початися також після виснаження колектора або після прориву води у свердловину, що добуває. Складено такі породи алевролітами, доломітами, пісковиками.

Частково цементовані пласти. Зерна піску в них скріплені м'якою глиною та мулом. Найчастіше такі породи мають низьку міцність при стисканні та обмежену опірність фільтрації пластового флюїду. Свердловини, що розкрили подібні пласти, бувають псскопроявляючими протягом деякого періоду їх експлуатації.

Повністю нецементовані пласти можуть містити великі кількості сполучних мінералів і водночас залишатись неконсолідованими. Цілісність пласта може зберігатися за рахунок прояву невеликих по величині сил зчеплення і ущільнення порід. Отже, будь-який рух пластового флюїду у напрямку стовбура свердловини призводить до іммобілізації піску. Ці пласти складені галечником з великим піском, кам'яною сіллю та кам'яним вугіллям. В цілому, нецементованим вважається пласт, що не містить достатньої кількості природного цементуючого матеріалу, щоб утримати складові породи зерна мінералів во взаємному контакті в процесі притоку нафти чи газу свердловину.

Нецементовані пласти зустрічаються практично у всіх основних нафтовидобувних регіонах світу. На таких родовищах встановлено величезну кількість запасів, що виймаються, але з різних причин вони не розробляються. Основними причинами, що перешкоджають введенню цих родовищ у розробку, є винесення піску із слабосцементованого колектора [15].

Деякі дослідники наводять класифікацію порід по ступеня стійкості [16] (табл. 1.1).

Крім оцінки ступеня стійкості порід важливою є оцінка фільтраційно-ємнісних властивостей колекторів, що включають: загальну та відкриту пористість; абсолютну, фазову та відносну проникність; водо-, нафто- та газонасиченість. Відповідно до сукупності цих властивостей колектора поділяються на відповідні групи [17, 18] (табл. 1.2).

Зміст глинистого та карбонатного цементу визначає ФЕС колектора (табл. 1.2). У першій групі середній вміст глинистої (розмір часток  $d < 0,01$  мм) та алевролітової ( $d = 0,1 - 0,01$  мм) фракцій приблизно однаковий і в сумі становить близько 97%. Карбонатність порід змінюється від 0 до 18%.

У другій групі із середніми ФЕС переважає алевролітова фракція, середній вміст якої становить 55%, на частку глинистої фракції доводиться в середньому 24%, а на частку піщаних 9%. Середня величина карбонатності становить 12%.

Третя група порід характеризується найкращими ФЕС. Це пов'язано зі зниженням частки глинистої фракції до 25% і збільшенням обсягу піщаного в середньому на 26%.

Таблиця 1.1 - Класифікація порід по ступеня стійкості

Ступінь стійкості	Гірські породи	Зв'язок між зернами
Дуже нестійкі	Пухкі (піски, гравій, галечник)	Відсутня
З стійкістю, що змінюється	Щільні невисокої міцності, що розчиняються або розмиваються буровим розчином (глинисті породи, кам'яна сіль)	Складна (зникаюча при насичення водою)
Слабостійкі	Скельні, але роздроблені; збрикчовані	Недостатньо міцна
Стойкі	Породи високою і середньої твердості, монолітні або слаботріщинуваті, не розмиваються буровим розчином (граніти, діорити, базальти, кварцити)	Міцна

Таблиця 1.2 - Фільтраційно-ємнісні властивості (ФЕС) колекторів газоносної товщі сеноманських відкладень

Властивості колекторів, ФЕС	Коефіцієнт відкритої пористості, %	Коефіцієнт газонасиченості	Коефіцієнт проникності, мкм <sup>2</sup>	Вміст глини та карбонатів, %
Низькі	19,9 - 24,2	0,04-0,25	0,002	42-62
Середні	24,2-29,5	0,25-0,60	0,002-0,21	30-42
Високі	29,5 - 40,7	0,60-0,90	0,21-3,5	15-30

Також виділяють групу колекторів [19] із надвисокими фільтраційно-ємнісними властивостями – суперколекторів . Головними ознаками суперколекторів є низький вміст (до 6%) глинистих фракцій, які представлені в основному ілітами (43%) і каолінітами (43%), стан піщаної фракції до 94%, що складається з кварцу (55%) і натрієво-калієвих шпатів (31%) і (1%). Проникність таких колекторів сягає 3,5 мкм<sup>2</sup>. Суперколектори мають дуже низькі властивості міцності і здатні руйнуватися при мінімальних. депресіях від 0,1 до 0,4 МПа.

У початковий період експлуатації свердловин руйнування продуктивних колекторів немає , якщо депресія на пласт вбирається у граничної величини даного типу колектора. Для суперколекторів у початковий період експлуатації гранична депресія становить 0,5 – 0,6 МПа, а для більше щільних колекторів 1,0-1,2 МПа. за мірі зростання накопиченого видобутку газу, збільшення припливу води, зниження пластового тиску; величина гранично-допустимої репресії знижується.

При накопиченні обсягу видобутку газу в розрахунку на один метр колектора до 300-400 млн. м<sup>3</sup>/м і більше, а також при інтенсивному притоці вод суперколектор починає руйнуватися при депресіях нижче 0,3 МПа. В умовах надходження пластової води руйнування суперколектора може відбуватися і при менших обсягах накопичення видобутку та депресії менше 0,1 Мпа [20].

### **1.3 Характеристика піскопроявляючих пластів та їх поведінка в процесі видобутку.**

Для підтримки рівня видобутку нафти необхідне збільшення дебітів свердловин, що неминуче призводить до високих швидкостей фільтрації, що сприяють зриву та виносу мехпримішок із слабоцементованих колекторів привибійної зони внаслідок руйнування скелета колектора на стінках каналів та тріщин через утворення мікротріщин. При цьому процес руйнування колектора буде безперервним через постійне винесення в свердловину частинок

зруйнованої породи. Можливо, посиленням цих процесів пояснюється ефект, що часто зустрічається – підвищений винос КВЧ при вибійному тиску нижче тиску насичення. Природа походження твердих частинок у насосному обладнанні різноманітна. Основну їх частку складають частинки, що виносяться з пласта в процесі експлуатації свердловин, але при цьому значна частина механічних домішок має непластове походження: продукти корозії підземного обладнання та частки, що вносяться в свердловину внаслідок проведення ремонтів та геолого-технічних заходів; нерозчинні тверді включення у складі рідини глушіння або уламки пропанта після проведення гідророзриву пласта, а також продукти, утворені взаємодією хімічно несумісних рідин, що перекачуються. Відсотковий склад механічних домішок, які у продукції свердловин, визначається переважанням частинок пластового походження (табл. 1.3) [21].

Запропоновано класифікацію причин руйнування колектора та винесення піску поділом їх на три основні групи, виходячи з умов виникнення:

- 1) геологічні (особливості залягання пласта-колектора, літологія)
- 2) технологічні (умови розтин пластів і експлуатації свердловин)
- 3) технічні (конструкція вибою).

Таблиця 1.3 Класифікація причин руйнування колектора і виносу піску

Природа Походження	Частка в Відсотках	склад частинок	Частка в Відсотках
Пластове	50-60	Магнітні і залізні частинки	25-65
Змішане (пластиво-поверхнєве)	15-25	Мінеральні частки з пласта	20-25
Поверхнєве	10-20	Поверхнєві частинки	10-50

Геологічні: глибина залягання пласта та пластовий тиск; горизонтальна складова гірничого тиску; ступінь зцементованості породи пласта, її ущільненість та природна проникність; характер видобутого флюїду та його фазовий стан; характеристика пластового піску (незграбність, глинистість); використання підшовних вод у поклад і розчинення цементуючого матеріалу;

тривалість винесення піску.

Технологічні: дебіт свердловини; величина репресії та депресії на пласт; погіршення природної проникності (скін-ефект); фільтраційні навантаження та порушення капілярного зчеплення піску.

Технічні: конструкція вибою; поверхня вибою, через яку відбувається фільтрація (інтервал розтину пласта, відкриті або закупорені перфораційні канали і т.д.).

Серед основних факторів, що визначають величину концентрації домішок, традиційно виділяють такі: глибина залягання пласта та пластовий тиск; проникність пласта; фізико-хімічні властивості рідини, що видобувається; обводненість; характеристики частинок піску; дебіт свердловини; щільність перфорації; депресія; тип робочої рідини, що використовується у процесі ремонтно-відновлювальних робіт [22].

#### **1.4 Вплив механічних домішок на роботу внутрішньосвердловинного обладнання**

Механічні домішки, потрапляючи в штанговий насос, істотно впливають на працездатність плунжерної та клапанної пари. Пісок викликає катастрофічний знос різьбових з'єднань насосних труб – при найменшій негерметичності з'єднань, особливо в обводнених свердловинах, він швидко роз'їдає різьблення і через канал, що утворився, протікає рідина, знижуючи подачу, а в подальшому призводить до повного її припинення.

Наявність великої кількості погано проникних опадів на вибої свердловини насамперед призводить до зниження дебіту рідини, т.к. концентрована суміш у свердловині збільшує протитиск на забій і погіршує умови природного припливу рідини. Технічні або технологічні зупинки свердловин сприяють осадженню піску на забій і освіті пробок, що нерідко є самої важкої неполадкою під час експлуатації пісочних свердловин. При осадженні піску в НКТ насос заклинює, як правило, при зупинці свердловинного обладнання. Промисловий

досвід показує, що переважна кількість заклинивань плунжера відбувається навіть за порівняно короткочасних зупинках, на 10 - 20 хвилин. Це пов'язано з тим, що осадження піску в НКТ починається відразу ж, як тільки зупинився насос, на відміну від умов утворення пробки на вибої, де осадження починається не відразу, оскільки приплив із пласта триває деякий час після припинення відбору свердловини. Тривалі зупинки насоса супроводжуються утворенням над насосом великої кількості твердих осадоутворювальних включень (до 20 м заввишки). При цьому іноді відбувається заклинювання плунжера у циліндрі насоса та штанг у трубах. Дослідження показують, що при великій кількості опадів у рідині, що добувається сам плунжер під час роботи насоса може і не втратити рухливості, але внаслідок утворення високого стовпа піску і великої сили тертя його об стінки труб і поверхня штанг колона штанг може стати нерухомою. У трубних насосах при спробах зрушити плунжер з місця нагору негайно відбудеться його заклинювання в циліндрі через попадання маси піску в зазор і різкого збільшення сил тертя плунжера в циліндрі, навіть без сильних задирок робочих поверхонь. Аналогічна картина спостерігається при вставному насосі, коли через осад піску його не вдається зірвати з кільця. При заклинюванні плунжера або прихваті вставного насоса доводиться спільно піднімати штанги та труби, що спричиняє ускладнення у підземному ремонті. На практиці під час планових зупинок необхідно забезпечити верхнє крайнє положення плунжера, яке відповідає крайньому верхньому положенню головки балансира, щоб під час запуску штангова колона і плунжер здійснювали хід вниз [2].

Явище пробкоутворення у свердловинах та дія піску на підземну частину насосної установки взаємопов'язані: зниження або припинення подачі насоса внаслідок швидкого зношування робочих пар обладнання, розмивання трубних з'єднань тощо. викликає утворення пробки на вибої. Тому першопричиною припинення подачі рідини є не утворення пробки на вибої свердловини, а знос насосного обладнання.

Ускладнення при виведенні свердловини на режим обумовлені великим вмістом КВЧ у початковий період після підземного ремонту чи ГРП – від 200 до

1000 мг/л [23]. Це часто перевищує паспортні характеристики насосів, навіть зносостійкого виконання. Механічні частинки, проходячи через робочі органи СШН, виробляють абразивну роботу, є основною причиною заклинювання плунжерів у циліндрі, обриву штанг, відмови клапанних пар, забивають фільтр насоса.

### **1.5 Висновки до розділу 1. Мета та задачі дослідження**

1 Геолого-літологічні властивості теригенних порід – зернистість, сортованість, тип цементу та поровий простір – визначають їх стійкість до руйнування і, відповідно, схильність до утворення механічних домішок. Найбільш критичні до піскопроявів є слабкоцементовані та нецементовані породи, а також суперколектори, для яких навіть незначні депресії викликають руйнування структури.

2 Винос піску у свердловини зумовлений комплексом механічних та гідродинамічних процесів: зміною напруженого стану порід, дією фільтраційних потоків та розчиненням цементуючої речовини. Порушення рівноваги в приствольній зоні та зниження міцності порід у процесі експлуатації призводять до прогресуючого руйнування колектора, що визначає необхідність застосування методів контролю і очищення внутрішньосвердловинного обладнання.

3 Піскопроявляючі пласти характеризуються безперервним руйнуванням слабоцементованої привибійної зони при збільшенні дебіту та швидкостей фільтрації, що призводить до інтенсивного винесення механічних домішок у свердловину. У складі механічних частинок переважають пластові тверді включення – 50–60%, при цьому до 25–65% становлять ферромагнітні та залізні частинки, що суттєво підвищує абразивність продукції та ризик аварійного зносу обладнання.

4 Концентрація твердих домішок визначається комплексом геологічних, технологічних і технічних факторів, серед яких найбільший вплив

мають депресія, дебіт та проникність пласта. У початковий період після ремонту або ГРП кількість КВЧ у продукції може досягати 200–1000 мг/л, що перевищує робочі можливості більшості насосів і призводить до прискореного зносу плунжерних пар, пробкоутворення та заклинювання внутрішньосвердловинного обладнання.

**Мета роботи** – є підвищення ефективності очищення нафтових свердловин від механічних домішок шляхом обґрунтування оптимальних методів запобігання піскопроявам та вибору раціональних режимів прямої і зворотної промивки вибійних пробок.

**Основні завдання дослідження:**

1 Проаналізувати геолого-літологічні фактори та механізми руйнування порід-колекторів.

2 Дослідити вплив твердих частинок на роботу внутрішньосвердловинного обладнання та визначити основні ризики зносу і аварійності.

3 Оцінити сучасні технології запобігання піскопроявам і методи ліквідації піщаних пробок.

4 Виконати гідравлічні розрахунки процесів прямої та зворотної промивки для різних режимів роботи насосного агрегату.

5 Сформуванати матрицю вибору оптимальної технології очищення залежно від характеристик пробки, конструкції свердловини та допустимого вибійного тиску.

## РОЗДІЛ 2 СУЧАСНІ МЕТОДИ ОЧИЩЕННЯ СВЕРДЛОВИН ТА БОРОТЬБИ З ПІСКОМ

### 2.1 Методи запобігання та контролю піскопроявів

Вирішення проблеми боротьби з виносом піску в стовбур свердловини пов'язане з необхідністю запобігання пробкоутворення при випробуванні і експлуатації свердловин, підвищення їх продуктивності, зменшення витрат на капітальний та поточний ремонт.

Вивчення багаторічного промислового досвіду боротьби з піскопроявом показало, що найбільш раціональними шляхами боротьби з виносом піску є наступні методи, які можна розділити на дві групи:

- встановлення фільтрів різної конструкції (дротяні, щілинні, гравійні та ін.);
- закріплення порід у привибійній зоні з використанням різних способів і матеріалів.

Слід зазначити, що піскопрояв у деяких випадках може грати і позитивну роль у разі експлуатації малопотужних пластів, складених із малопроникних порід. Винесення піску та частинок зруйнованих порід з таких пластів наводить до збільшення проникності привибійної зони і, як наслідок, до збільшення дебіту свердловини. З цього погляду методи експлуатації свердловин з піскопроявом поділяють на дві великі групи:

- експлуатація свердловин з виносом піску на поверхню;
- експлуатація свердловин з запобіганням виносу піску з пласта.

На малюнку 1.2 представлені основні методи експлуатації свердловин з піскопроявними колекторами.

У таблиці 1.4 [25] представлена матриця застосування кожного з методів залежно від умов піскопрояву. При виборі способу боротьби з виносом піску свердловину враховується ряд чинників. Велике значення має конструкція вибою свердловин. При закінченні свердловин з відкритим вибоєм зазвичай

використовуються механічні або комбіновані способи. Хімічні методи закріплення піску застосовуються в основному в нових свердловинах, де ще не встигли утворитися каверни через винос піску.



Рисунок 2.2 - Методи експлуатації свердловин з піскопроявляючими колекторами

При виборі способу боротьби з виносом піску враховуються температурні обмеження. Для хімічних методів межі температур, що допускаються, становлять 16-175 °С, для механічних методів таких обмежень немає, крім тих випадків, коли при утворенні набивок використовуються нафта або загущені розчини.

До технологічних методів запобігання піскопрояву в свердловинах належать, перш за все, регулювання відборів флюїдів зі свердловини. При цьому певне значення має в'язкість флюїду у пластових умовах. Чим вище в'язкість флюїду, тим менший градієнт тиску може бути критичним, тобто таким, за якого починається винесення піску.

Газ має значно нижчу в'язкість, ніж вода чи, тим паче, важка смолиста нафта. Тому газовий пласт, складений слабосцементованими пісковиками, може піддаватися більш значним депресіям, тому в процесі розробки газового родовища в міру відбору газу відбувається стягування контуру водоносності або підйом підшовної води, завдяки чому вода наближається до експлуатаційної свердловини і, зрештою, надходить на забій. Якщо пісковик зцементований глинистим або вапняним матеріалом, то вода в міру її відбору зі свердловини поступово вимиває цей матеріал, сприяючи руйнуванню пласта навіть за нижчих депресій, ніж спочатку [16].

Таблиця 1.4 - Матриця критеріїв застосовності методів захисту від піску

Методи захисту		Суть технології	Область Захисту	Критерії Застосування
Без захисту		-	-	Малопотужні пласти складені з малопроникних порід
Механічні	Застосування фільтруючих систем, шламоуловлювачів	Встановлення фільтрів та іншого обладнання нижче і вище насоса для запобігання влученню в його піску	Приймання насоса, Насос	Слабкий та помірний винос піску без пересипання вибою
Хімічні	Закачування смол та їх композицій в ПЗП	Створення пористого екрану у пласті для запобігання руйнуванню колектора	Інтервал перфорацій, Прийом насоса, насос	Інтенсивний винос піску з пересипанням вибою
	Застосування спеціальних цементів			
Фізико-хімічні	Застосування RCP проппанта	Створення проппантної упаковки за експлуатаційною колоною та у пласті	Інтервал перфорацій, прийом насоса, насос	Інтенсивний винос піску з пересипанням забою та утворенням каверн
	Коксування нафти в ПЗП	Створення проникного та пористого фільтра		Слабкий та помірний винос піску без пересипання вибою

Для першої групи методів характерним є застосування різних техніко-технологічних рішень щодо забезпечення очищення піску, що надходить у свердловину, в привибійній зоні або попередження його негативного впливу на свердловинне обладнання. Більше ефективні методи боротьби з піскопроявом, в основі яких лежить принцип запобігання виносу піску в свердловину. З цією метою застосовуються хімічні, фізико-хімічні, механічні методи та їх комбінації для кріплення порід пласта у привибійній зоні свердловин.

До механічних методів [27] належать протипіскові фільтри різної конструкції. Це гравійно-намивні, каркасно-гравійні, багат шарові сітчасті, гравійно-набивні та ін.

До фізико-хімічних належать методи закріплення колекторів шляхом коксування нафти в привибійній зоні, а також поєднання фізичних і хімічних методів, наприклад, створення проппантного фільтра в привибійній зоні свердловини.

Хімічні методи ґрунтуються на штучному закріпленні привибійної зони пласта смолами, цементом з відповідними наповнювачами.

З урахуванням багаторічного досвіду боротьби з піскопроявом у свердловинах проблемі приділяється багато уваги, але відомі методи з тих чи інших причин не дають необхідного результату.

## **2.2 Технології ліквідації піщаних пробок у свердловині**

При створенні пластів, складених пухкими породами в привибійній зоні руйнується скелет пласта. У цьому випадку рідина і газ під час руху пластом захоплюють у свердловину значну кількість піску. Якщо швидкість недостатня для підйому піщин, то вони осідають на вибої, утворюючи пробку, припиняючи доступ флюїду з пласта. Тому для відновлення нормальної експлуатації свердловини необхідно очистити забій від піску. Розберемо найбільш використовувані методи [26-28].

– Пряме промивання свердловини від піщаної пробки - процес

видалення з неї піску шляхом нагнітання промивної рідини всередину спущених НКТ і винесення розмитої породи рідиною через затрубний простір свердловини (затруб). Кінець підвіски труб обладнають пером, фрезером, фрезером-олівцем.

– Швидкісне пряме промивання - при нарощуванні труб для промивання процес промивки не припиняється, це виключає осідання розмитого піску і прихоплення колони НКТ.

– Зворотне промивання свердловини - процес видалення піску зі свердловини шляхом нагнітання рідини для промивання в затрубний простір і напрямом висхідного потоку рідини через промивні труби. Завдяки меншому перерізу в них створюються великі швидкості висхідного потоку, що забезпечує кращий винос піску.

– Промивання свердловин струминними апаратами застосовується у тих випадках, коли екс. Колона має дефекти. Встановлення для промивання складається з струминного насоса, концентрично розташованих труб та поверхневого обладнання (шланга, вертлюга, пристосування для підливу води).

– Очищає свердловини від піщаних пробок аерованою рідиною, пінами та стисненим повітрям. Застосовують у свердловинах з невеликим стовпом рідини та за наявності на вибоях пухких пробок. Для герметизації гирла використовують сальник. Як робочий агент застосовують аеровану рідину, піну, стиснене повітря. Переваги такого способу - виключення поглинання промивної рідини пластом; прискорення процесу введення свердловини в експлуатацію після очищення від пробки; можливість очищення частини колони нижче за отвори фільтра (зумпфа).

– Промивання аерованої рідини з додаванням ПАР. Застосовують у свердловинах з низьким пластовим тиском, експлуатація яких ускладнена частими пробкоутвореннями, а ліквідація пробок пов'язана з поглинанням пластом промивної рідини.

– Промивання свердловин з поверхнево-активними речовинами (ПАР). Застосовують зниження поверхневого натягу на кордоні нафту - вода. Додаток ПАР до жорсткої води сприяє зниженню її поверхневого натягу і

швидкому, майже повному видалення цієї води із привибійної зони при освоєнні свердловини. Як ПАР використовують сульфанол, сульфонатрієві солі, деемульгатори та ін.

– Промивання свердловин пінами. При певній концентрації розчину ПАР у воді утворюється стабільна піна, яку використовують для промивання свердловин.

Рисунок 1.3 універсальний, підходить для всіх перерахованих вище способів промивань, буде змінюватися тільки склад промивної рідини.

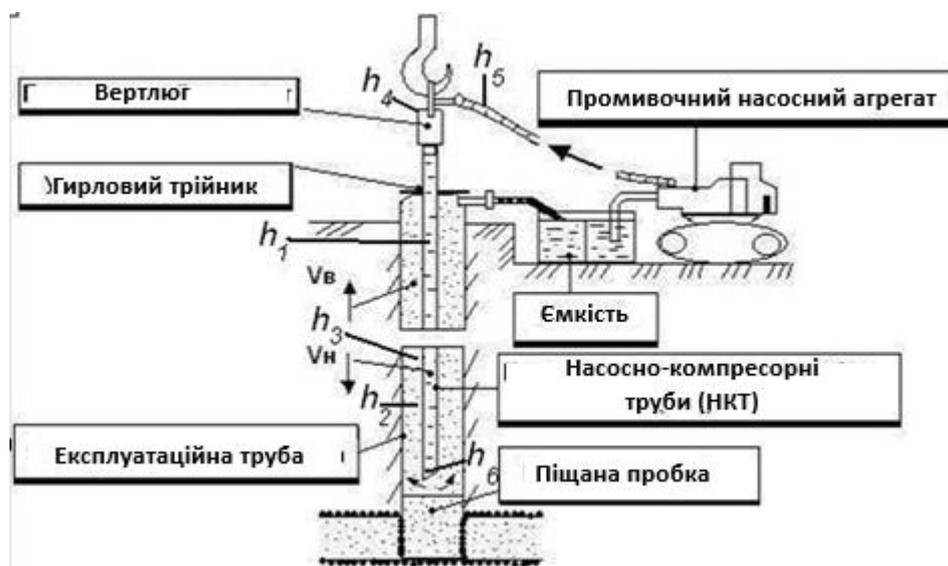


Рисунок 1.3 - Типова схема промивання свердловин

- Очищення свердловин від пробок желонками (рис. 1.4). Метод полягає в послідовному спуску на вибій желонки, заповненні її та підйомі. Розрізняють прості, поршневі та автоматичні желонки. Незважаючи на простоту, цей метод має поряд суттєвих недоліків

- тривалість процесу; можливість протирання екс.колони; можливість обриву тартального каната чи дроту; забруднення робочого місця. При очищенні свердловини від пухких пробок і невеликій висоті стовпа рідини рекомендується використовувати прості желонки, при щільних пробках – поршневі, у всіх інших випадках – автоматичні.

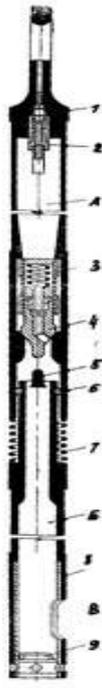


Рисунок 1.4 - Схема промивання свердловин автоматичною желонкою

1- головка, 2- кульковий клапан, 3- склянка, 4 - конусний клапан, 5- ударник; 6- кульковий фіксатор; 7- пружина; 8- заслінка; 9- приймальний клапан, А- повітряна камера, Б- піщана камера, В- випускний отвір

Очищає свердловин від піщаних пробок гідробурами. Піщані пробки зі свердловини можна видаляти і без спуску труб, що промивають. Для цієї мети застосовують гідробур, що спускається на канаті. Після удару об пробку гідробур піднімають на 2 - 3 метри і знову ударяють долотом поверхню. Під час чергового підйому плунжер засмоктує рідину з піском з-під долота, потім пісок потрапляє в желонку, а рідина в поршневий насос. При таких ударах у кілька прийомів у гідробур засмоктується піщана пробка, що осіла на вибої. Щоб уникнути утворення петель каната або великого його натягу та обриву рекомендується проводити роботи на зниженій швидкості підйомника [28].

### 2.3 Технологічне промивання при експлуатації нафтових свердловин

У ході експлуатації нафтових свердловин нерідко відбувається засмічення НКТ та робочих органів насосного обладнання парафіном, солями,

асфальтенами, смолами. Зважаючи на все вище сказане, існує необхідність періодичного очищення внутрішньосвердловини від небажаних речовин. Є достатня кількість методів, спрямованих на видалення АСПО у підйомних ліфтових трубах та насосному устаткуванні, а саме:

- механічний
- фізичний
- тепловий
- електро-хімічний
- хімічний

Далі докладніше розглянемо тепловий метод очищення занурювального обладнання. Найбільш поширеним способом боротьби з АСПО в НКТ та насосному обладнанні є промивання свердловин гарячою нафтою.

Є спеціальні агрегати АДП-4-150 для нагрівання та нагнітання нафти або інших робочих агентів у свердловини з метою видалення відкладень парафіну. Ці агрегати також можна використовувати для депарафінізації трубопроводів, трапів, маніфольдів та іншого нафтопромислового обладнання.

Застосовують два варіанти закачування:

1. Створення циркуляції гарячої рідини без зупинки роботи свердловинного насоса (зворотне промивання).
2. Нагнітання гарячої рідини в трубки НКТ із зупинкою насосного обладнання (пряме промивання).

Також обробка гарячою нафтою застосовується для видалення АСПО в привибійній зоні пласта.

При першому варіанті, не припиняючи роботи насосної установки, гарячу рідину закачують через міжтрубний простір. По дорозі вона нагріває НКТ, розплавляє парафін з їх внутрішніх стінок і, проникаючи в привибійну зону, розплавляє і вимиває парафіносмолисті відкладення поблизу свердловини. Основний мінус цього способу для очищення занурювального обладнання - це великі теплові втрати, так як гаряча нафта втрачає температуру при підході на прийом насоса по затрубному простору.

Для другого варіанта проводиться зупинка насосного устаткування. Гарячу рідину закачують у трубки НКТ. Гаряча рідина розчиняє парафіносмолисті відкладення в НКТ та насосному обладнанні, після чого проводиться запуск насосної установки. і при відкачуванні ці речовини виносяться разом із нафтою поверхню.

Основний плюс такого промивання - це менші втрати тепла, так як рідина, що закачується, надходить безпосередньо в НКТ меншого діаметру, ніж у затрубному просторі.

Перший варіант більш простий за своїм здійсненням, оскільки не вимагає зупинки свердловини. Однак при цьому варіанті парафін розчиняється лише в підйомних трубах та викидній лінії, привибійна зона свердловини практично не прогрівається.

Закачування гарячої рідини в свердловину за другим варіантом ефективніше порівняно з першим. Недоліком цього варіанта є необхідність зупинки свердловини. Також до недоліку цього методу можна віднести обладнання підйомних труб зворотним клапаном, розташованим над насосним обладнанням, так як при його наявності ми не можемо проводити пряме промивання. На Ванкорському нафтогазоконденсатному родовищі 60% видобувного фонду обладнано зворотним клапаном [29, 31].

При експлуатації свердловин обладнаних глибинним обладнанням, зокрема УЕЦН, нерідко виникають ситуації, за яких установка перестає подавати газорідинну суміш на гирлі свердловини. Причин дуже багато, але спираючись на аналіз роботи механізованого фонду Ванкорського родовища, можна зробити висновок, що основні відмови занурювального обладнання пов'язані з заклинюванням робочих органів насоса (23% всіх відмов по механічних домішках), засміченням фільтрів на прийомі насоса піском, солями, слідами корозії обладнання та інше (1) Дані ускладнення не є критичними для роботи свердловини, їх можна усунути не вдаючись до виведення свердловини з роботи на тривалий час внаслідок капітального ремонту свердловини, є можливість промити обладнання при допомозі ЦА-320 водою (для очищення фільтра на

прийомі насоса), або кислотою (для видалення частки, що розклинилася, в робочих органах насоса). Для здійснення очищення обладнання застосовується пряме промивання. При очищенні фільтра на прийомі насоса застосовується промивання водою, в результаті якої частинки піску, що налипли, та інші механічні домішки вимиваються зворотним потоком. При даній операції застосовується тільки пряме промивання, так як нам необхідно змінити звичний напрямок потоку рідини на зворотний. Для розклинювання робочих органів ЕЦН застосовується як пряме, так і зворотне промивання, головною метою якої є довести розрахунковий обсяг кислоти до гаданого місця заклинювання. Після прокачування розрахункового обсягу свердловина перебуває у стані технічного відстою протягом необхідного часу на реагування кислоти [31].

#### **2.4 Виробничий досвід застосування промивання на горизонтальних та глибоких свердловинах**

Компанія Schlumberger пропонує широкий спектр спеціально розроблених рішень у галузі очищення свердловин, включаючи механічний інструмент для подрібнення та скоблення, гідравлічні інструменти для промивання та зворотної циркуляції, а також хімічні розчини для ефективного очищення шляхом розчинення або за рахунок покращених переносящих властивостей в'язких матеріалів. Інтеграція всіх цих різних рішень з найпередовішим програмним забезпеченням для проектування очищення свердловин і моніторингу ключових внутрішньосвердловинних параметрів в реальному часі (диференціальний тиск, температура, локатор муфт обсадної колони, гамма-випромінювання, навантаження у вибою) з колтубінговою системою АСТive, забезпеченою оптов оптимізованого очищення. Технологія АСТive - це технологія, що дозволяє в режимі реального часу отримувати та інтерпретувати дані з вибою свердловини для оптимізації комплексу операцій, що проводяться з використанням ГНКТ. Отримання даних із вибою свердловини під час проведення робіт дозволяє приймати оперативні рішення, що значною мірою збільшує ефективність та

знижує ризики [31].

Ефективність очищення критично важлива для оптимізації продуктивності свердловин на родовищах в пізніш стадії розробки, а також у складних для експлуатації пластах. Розуміння взаємозалежності та потенціалу синергетичних зв'язків процесів сприяє появі нових технологій, допомагаючи операторам швидше відновлювати продуктивність свердловин. Скорочення часу простою означає скорочення витрат та збільшення видобутку на родовищах.

Розуміння ключових елементів процесу не завжди просто і часто вимагає глибоких експертних знань у різних галузях. Наприклад, хіміки, як правило, розробляють склад розчинів для очищення свердловин, у той час як інженери-механіки та фахівці в галузі гідромеханіки розробляють технології для промивних насадок[35].

Щоб промивання вийшло ефективним, необхідно мати точні дані для моделювання процесу очищення. Отримання точних даних має вирішальне значення для підготовки дизайну робіт, вибору оптимальної методики, робочих рідин та успішного завершення робіт.

Дані робітника дизайну по промиванні вибою свердловини підрозділяють на:

- Параметри колектора
- Геометрія свердловини і закінчення
- Характеристики опадів
- Обмеження по матеріально-технічному забезпечення
- Робочі характеристики обладнання

Найбільш складним при зборі даних для дизайну робіт є параметри колектора, а саме:

- Розмір частинок
- Щільність матеріалу
- Розчинність
- Цементованість
- Розрахунковий обсяг матеріалу

– Наявність в'язких матеріалів Робочі рідини при промивання.

У системі PowerCLEAN можна застосовувати звичайні рідини для промивання в гранично допустимих для них температурних режимах. Наприклад, ксантановий біополімер можна застосовувати при вибійної температури до 121 °С. Температурний межа застосування нових рідин марки J571 та J572, розроблених для системи PowerCLEAN , досягає 163°С. J572 являє собою біополімерний порошок, який при змішуванні з прісною або морською водою перетворюється на в'язкий розчин. J571 є суспензійною версією J572 розчину. Обидві ці рідини мають набагато більшу в'язкість і значно більш високу температурну стійкість у порівнянні з іншими промивними рідинами [35].

Робітники рідини зазвичай використовувани при промивання свердловин:

- Вода/сольовий розчин (дешеві, легкі у користуванні, можливо використовувати повторно, хороші струменеві характеристики, відсутнє статичне зважування, можливі проблеми із сумісністю

- Нафта/дизпаливо (нижча щільність, менше проблем із сумісністю, труднощі у користуванні, не можна використовувати повторно, утилізація в промислові трубопроводи, вогнебезпечні)

- Загущені рідини (це вода або рідина на нафтовій основі, хороша несуча і зважуюча здатність, чутливість до внутрішньосвердловини (флюїди і температура), підвищений тиск тертя-знижена подача насосів)

- Рідинні та азотні стадії (застосовні для умов зниженого пластового тиску, полегшують труднощі пов'язані з тиском тертя, має складний графік закачування та подачі ГНКТ)

- Піна (найкраща несуча та зважуюча здатність, на в одежній або нафтовій основі, низька струминна здатність, застосовна в умовах зниженого тиску)

- Газоподібний азот (обмежений у застосуванні в умовах дуже низького тиску, для винесення часток необхідна надзвичайно висока швидкість)

При виборі робочої рідини слід враховувати:

- Вибійні умови, вибійний тиск і температура (втрата циркуляції)
- Здатність рідини виносити частинки

- Тиск тертя при необхідному витраті
- Обмеження по утилізації і матеріально -технічному забезпечення
- Сумісність з свердловинними і пластовими флюїдами
- Вартість

Після визначення робочої рідини проводять подачу колони гнучких труб в свердловину. Подача колони гнучких труб у свердловину має координуватися із закачуванням робочої рідини [36]. Необхідно це для:

- Визначення глибини знаходження опадів, визначити рівень визначення їх обсягу

- Прохід крізь пісок повинен контролюватись, щоб не перевантажити затруб , проходити тільки якщо форсунка активізується рідиною, а не газом

Вимоги до обладнання. Типовими вимогами є :

- Устаткування ГНКТ (відповідні розмір і довжина)
- Устаткування контролю тиску
- Внутрішньосвердловини інструменти і обладнання
- Допоміжне обладнання (замішування рідин, утилізація, насосне обладнання)

Одним з головних є правильний підбір форсунок для промивання, що забезпечують найбільший винос піску. Для даної технології застосовуються промивні форсунки PowerCLEAN . Асортимент типо -розмірів і характеристик великий, підійде для різних умов свердловин. Вихрові струменеві потоки через сопла форсунки забезпечують ефективне підхоплення та «виметання» частинок. Дані форсунки мають низький перепад тиску: < 7атм при 160 л/хв, < 50 атм при 475л/хв. Енергія струмені струшує і захоплює пісок в промивну рідину, що не дає часткам опускатися нижче рівня форсунки та ефективно виносить пісок до гирла свердловини. На рисунку 1.5 представлені порівняльні характеристики PowerCLEAN насадки з іншими насадками.

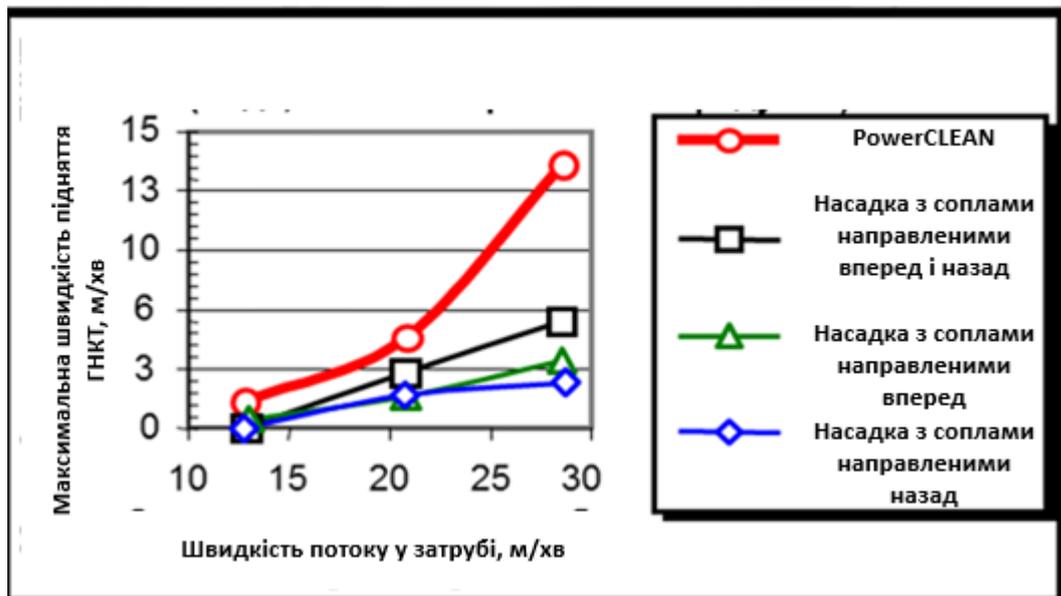


Рисунок 2.5 - Порівняльна характеристика промивних насадок.

Численні випробування довели чудову працездатність форсунок PowerCLEAN, що забезпечує повне видалення частинок при меншій витраті рідини порівняно з іншими типами форсунок.



Рисунок 2.6 - Промивна форсунка PowerCLEAN

Система моніторингу частинок на виносі в режимі реального часу дозволяє оптимально виконувати промивні роботи. Система не вимагає впровадження всередину робочого обладнання, монтується на колінчастому патрубку зворотної лінії, а винос частинок відстежується на комп'ютері, віддаленому від датчиків на 50 метрів. У ході промивки на підставі аналізу частинок, що виносяться, можна оптимально коригувати робочі процедури та/або параметри промивних рідин

[30].

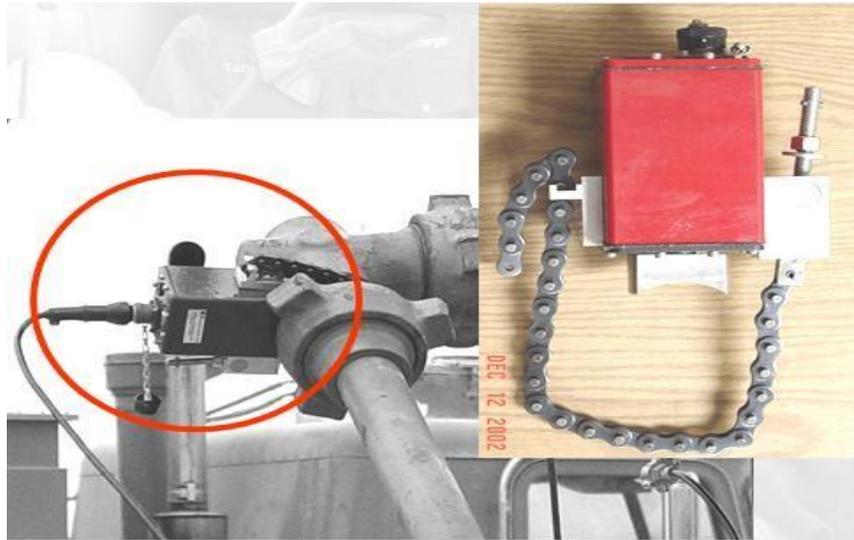


Рисунок 2.7 - Пристрій моніторингу частинок[35]

Неможливо провести якісне промивання свердловини без додаткового програмного забезпечення POWERCLEAN[32].

Аналітична модель та програмне забезпечення (ПЗ) для планування операції є "мозком" та інтегруючою структурою системи PowerCLEAN .

Розроблена за допомогою всебічних досліджень та остаточно налаштована в ході численних випробувань модель і програмне забезпечення PowerCLEAN дозволяють планувати і виконувати кожну обробку свердловини з максимальною точністю в межах оптимальних витрат коштів та часу.

Для кожної певної свердловини та робочих умов програма системи PowerCLEAN оцінює доцільність використання тієї чи іншої промивної рідини або поєднання різних рідин і пропонує рекомендації щодо розчинів і технологічних процедур, таким як максимальна швидкість спуску колони ГНКТ при входженні в інтервал промивання, оптимальна швидкість підйому колони ГНКТ, надання і т.д.

Щоб надати користувачеві додаткову інформацію щодо планування та виконання обробки, програма створює кілька діаграм.

При комп'ютерному моделюванні в імітаторі свердловина (WBS)

використовуються рівняння збереження маси та кількості руху:

- Течія в перфораційний канал або з них
- Течія через штуцер (Свердловинний повернення)
- Захоплені рідиною тверді частинки
- Розчинення газу
- Ефект U-подібний трубки
- Передача тепла Застосування PowerCLEAN :
- Існуючий фонд свердловин з ОК 146 і 168 мм
- Похило-спрямовані, пологі і горизонтальні свердловини
- Свердловини з ОК більше 168 мм , включаючи ОК 194
- Свердловини з Рпл менше гідростатичного
- Свердловини з S-подібним стволом

Переваги технології PowerCLEAN :

- Можливість якісних обробок складних свердловин, що не піддаються повному очищенню колишніми технологіями
  - Зниження ризику аварійності робіт, особливо актуальне у складних свердловинах
  - Проведення більш агресивних ГРП на складних свердловинах (закачування достатніх обсягів пропанта та ефективного видалення його надлишків)
  - Моніторинг твердих частинок, що видаляються, в режимі реального часу
  - Скорочення простою свердловини в ремонті
  - Вдосконалення процесу стандартних промивок
  - Зниження часу та витрат від свердловини до свердловини
- Технічні труднощі при промивання вибою свердловини можуть бути наступними:
- Горизонтальні і похилі стволи >50 градусів
  - Великі обсадні колони >168 мм

- Низькі пластові тиску  $< 0.5 P_{\text{гідрост}}$
- Високі температури  $> 130^{\circ}\text{C}$
- Гідравлічні втрати в ГНКТ
- Швидкість висхідного потоку
- Осипання, освіта дюн
- Випадання частинок
- Неєфективне виметання частинок
- Деградація в'язкості при високих вибієйних температурах

На рисунку 2.8 відзначені основні проблеми під час промивання ГНКТ.

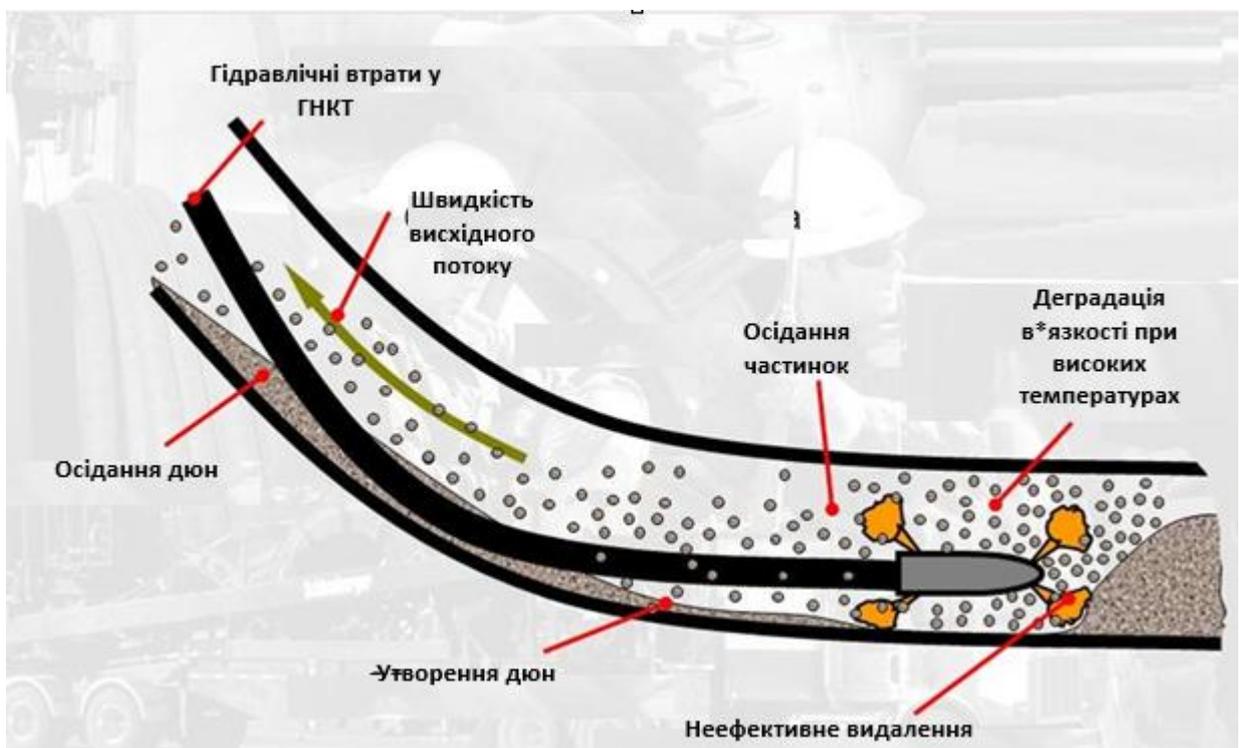


Рисунок 2.8 - Основні проблеми при промивання свердловин з використанням ГНКТ

Спуск ГНКТ у горизонтальну свердловину обумовлений такими труднощами . як отримання синусоїдального і спіралеподібного вигину, відбувається це через присутність залишкового вигину в колоні НКТ (рис.2.9).

Плюс до цього схильність ГНКТ до розташування на нижній стороні стовбура свердловини, що у свою чергу створює додаткові сили тертя.

Синусоїдальний вигин представлений рисунку 2.10.

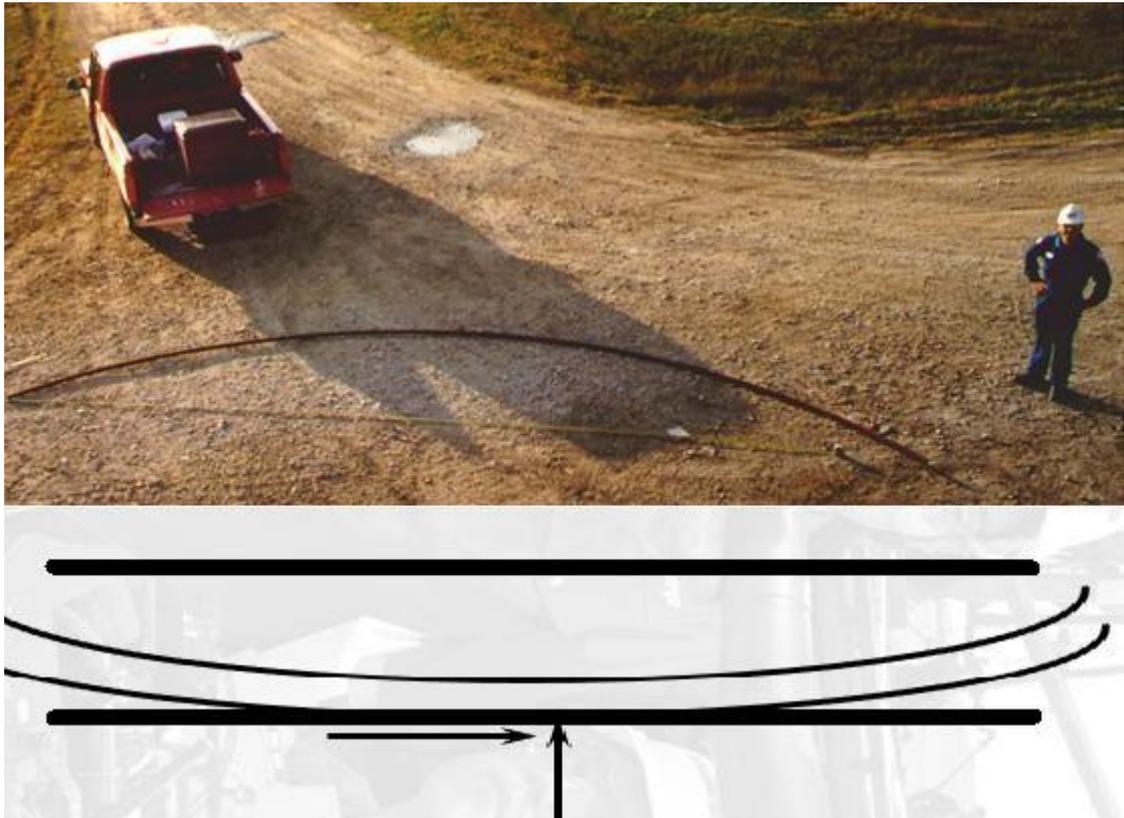


Рисунок 2.9 - Залишковий вигин в колоні ДНКТ.

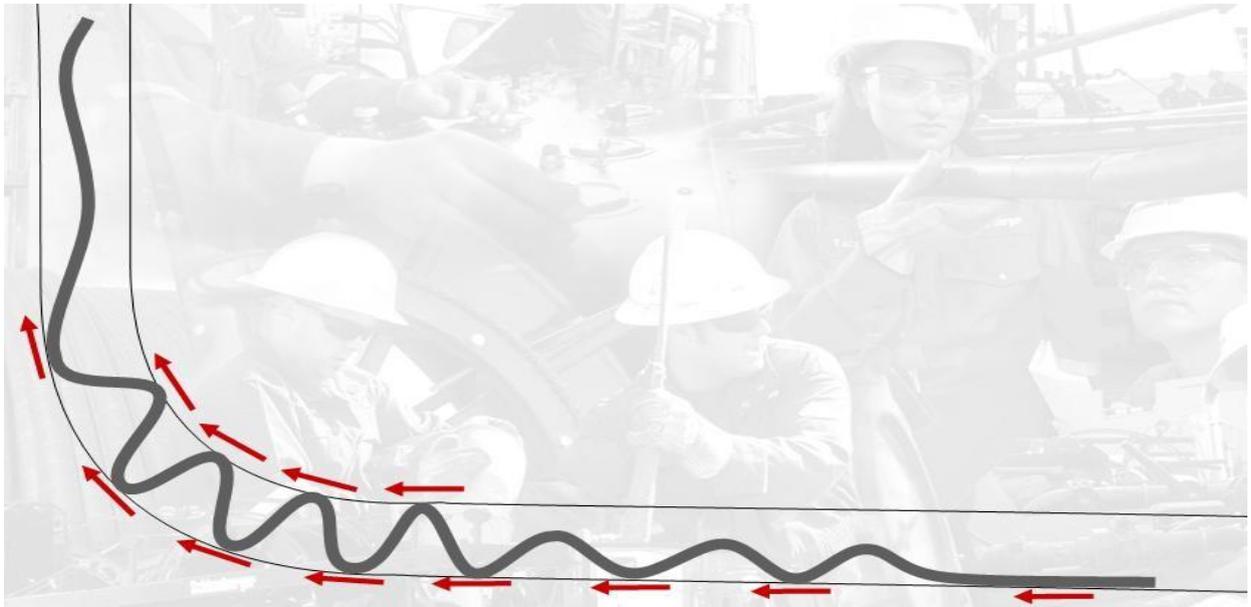


Рисунок 2.10 - Синусоїдальний вигин колони ГНКТ

Щоб зменшити негативний вплив сили опору та тертя застосовують різні

розчини, що знижують тертя, а також випрямляч колони ГНКТ. Ще застосовують так звані зовнішні сили, це внутрішньосвердловинні тягові пристрої (трактори та вібратори) (рис. 2.11).

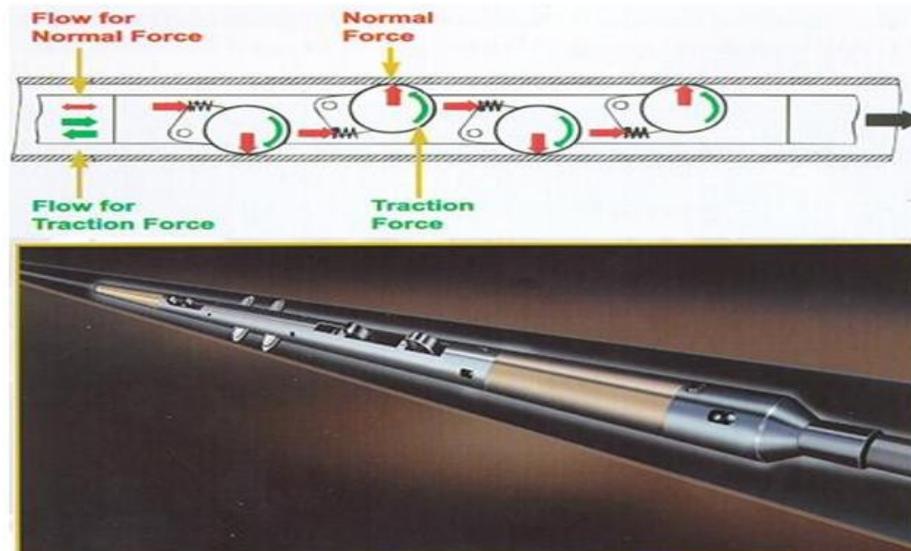


Рисунок 2.11 - Внутрішньосвердловинні тягові пристрої

Синусоїдальні та спіралеподібні вигини обмежують проникнення ГНКТ у горизонтальний стовбур, чим довше вдається затримати настання опуккування, тим нижче сил витрачається на сили опору (тертя) і тим більше відбувається проникнення вглиб стовбура. Видалення залишкового згину колони ГНКТ можливе за допомогою випрямляча ГНКТ (рис. 2.12). Випрямляч встановлюється між напрямним сектором та інжектором, додаткове проникнення, за рахунок випрямляча, порівняно зі зниженням тертя на 30% [26].

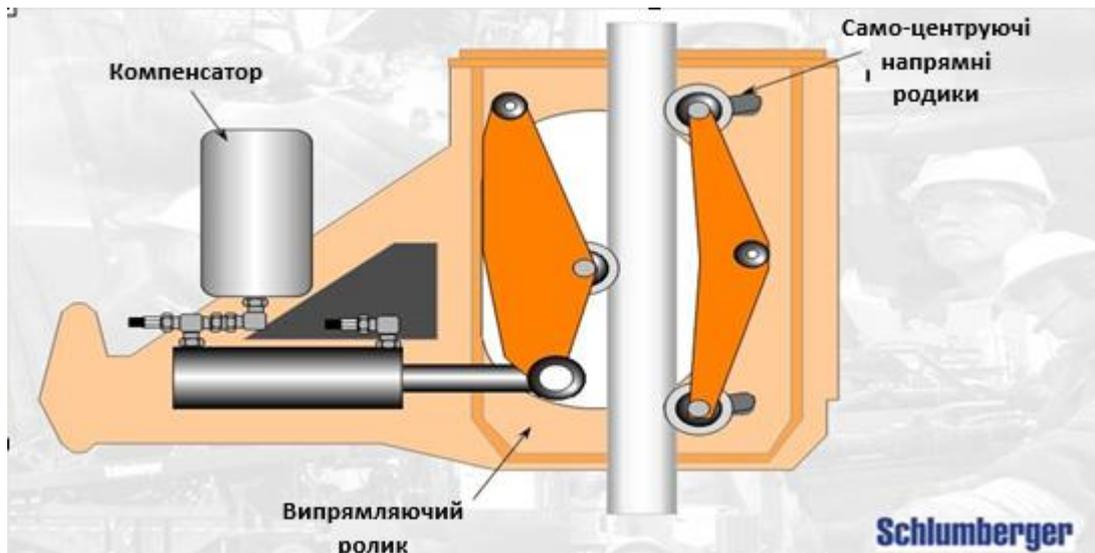


Рисунок 2.12 - Випрямляч ГНКТ

Зовнішнє огороження, тобто наша обсадна колона, так само є попередженням від виникнення витріщання, чим менше відношення внутрішнього діаметра ОК до зовнішнього діаметра ГНКТ, тим глибше проникнення (рис. 2.13)

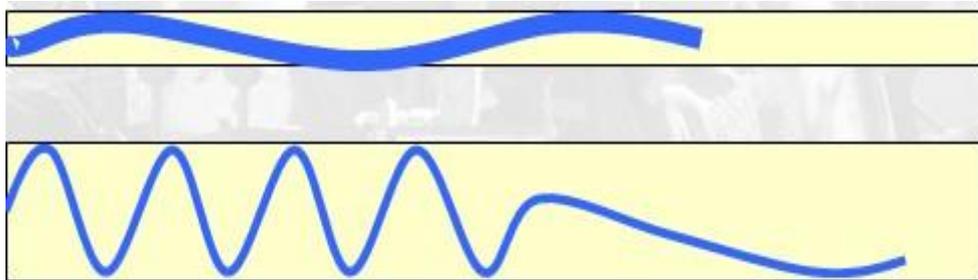


Рисунок 2.13 - Залежно відносини діаметрів від ступеня опукування

Зменшення тертя досягають шляхом прокачування полімеру ID Lube через ГНКТ по затрубю знижує коефіцієнт тертя між ГНКТ і НКТ/ОК. Зниження тертя до 30% було доведено під час випробувань у Wytch Farm та Норвегії.

Також знизити тертя допомагає додавання кульок, що закачуються із загеленою рідиною, такий метод наводить до ефекту «кулькопідшипника» у вибої. Такий метод успішно використовувався в Мексиканській затоці [35].

На рисунку 2.15 представлено типовий сценарій, заснований на реальних

подіях, де була виміряна глибина проникнення колони ГНКТ без випрямляча, потім з випрямлячем, і після цього до колони випрямленої ГНКТ додали полімер [36].



Рисунок 2.13 - Порівняння технологій з випрямлячем, полімером, і без них

1. Аналіз роботи підземного обладнання показав, що однією з основних причин відмов глибинно-насосного обладнання є високий вміст хутряних домішок у нафті, що видобувається.

2. Методи зниження негативного впливу хутряних домішок на роботу насосного обладнання найбільш ефективні: при запобіганні попаданню мішкових домішок на забій свердловини; при захисті прийому насоса від мехдомішок ; при використанні зносостійкого обладнання.

Аналіз науково-дослідних робіт показує високу значущість та актуальність проблеми забруднення внутрішньосвердловини. Нині багато робіт спрямовані вивчення і розв'язання цієї проблеми, у цій главі проведено аналіз кількох робіт, присвячених цій проблемі. Відзначено новизна запропонованих рішень. Очищення занурювального обладнання, збільшення роботи на відмову, що спускається в свердловину, було актуальним як 10 років тому, так і сьогодні.

## 2.5 Висновки до розділу 2

1 Ефективність боротьби з піскопроявами визначається правильним вибором технології – від механічних фільтрів до хімічного закріплення порід. Застосування фільтраційних систем (дротяних, щілинних, гравійних) є доцільним при слабкому та помірному виносі піску, тоді як хімічні та фізико-хімічні методи забезпечують результативність при інтенсивному піскопрояві та пересипанні вибою. З урахуванням температурних меж 16–175 °С та умов роботи свердловини оптимальна технологія дозволяє знизити ризик пробкоутворення і продовжити ресурс внутрішньосвердловинного обладнання.

2 Сучасні методи ліквідації піщаних пробок – пряме, зворотне та швидкісне промивання, а також використання желонки, гідробурів та аерованих рідин – дозволяють повністю відновити приплив флюїду навіть у свердловинах з нестійкими колекторами. Застосування аерованих рідин і ПАР особливо ефективно при низькому пластовому тиску, забезпечуючи швидке видалення пробки без поглинання.

3 Технологічне промивання є ключовим методом відновлення працездатності нафтових свердловин, оскільки дає змогу своєчасно видаляти парафін, солі та АСПО з НКТ і насосного обладнання. Використання гарячої нафти у режимах прямого та зворотного промивання забезпечує ефективне розчинення відкладень, причому пряме промивання характеризується меншими тепловими втратами та кращою прогрівальною дією на привибійну зону.

4 Аналіз експлуатаційних даних показує, що до 23% відмов УЕЦН пов'язано із заклинюванням робочих органів, а ще частина – із засміченням фільтрів піском, солями та продуктами корозії. Оперативне застосування промивань (водою, кислотами або гарячою нафтою) дозволяє усунути такі ускладнення без капітального ремонту, відновити подачу газорідинної суміші та знизити тривалість простою свердловини.

5 Ефективність технологічного промивання значною мірою залежить від можливості змінювати напрям потоку (пряме чи зворотне промивання),

температурних умов та конструктивних елементів свердловини. Наявність зворотного клапана на НКТ ускладнює пряме промивання, що є критичним фактором для родовищ, де до 60% фонду оснащено такими клапанами, тому вибір методу очищення має узгоджуватися з реальними конструкційними обмеженнями.

## РОЗДІЛ 3 ГІДРАВЛІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЦЕСІВ ОЧИЩЕННЯ СВЕРДЛОВИНИ ВІД МЕХАНІЧНИХ ДОМІШОК

### 3.1 Гідравлічний розрахунок процесу промивання вибійних пробок

Проведемо гідравлічний розрахунок промивання вибійної піщаної пробки, для чого визначимо тиск на викиді насоса, необхідну потужність двигуна, тиск на забої свердловини, час на промивання пробки і руйнівне дія струменя. Порівняємо пряму і зворотню промивку водою.

Вихідні дані: глибина свердловини  $H = 1000$  м; діаметр експлуатаційної колони  $D = 141$  мм; діаметр промивних труб  $d = 73$  мм; максимальний розмір піщинок, що становлять пробку,  $\infty = 0,9$  мм; піщана пробка знаходиться в експлуатаційній колоні вище за фільтр. Промивка ведеться агрегатом для промивання, експлуатаційна характеристика якого наведена в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 - Технічна характеристика агрегату (максимальна потужність двигуна 110 кВт )

Включена швидкість	Номинальна частота обертання двигуна, об/хв	Число подвійних ходів плунжера за хвилину	Подання насоса, л/с	Тиск на викиді, МПа
I	2500	39,7	3,16	16,0
II	2500	58,0	4,61	11,0
III	2500	88,2	7,01	7,2
IV	2500	134,0	10,15	4,3

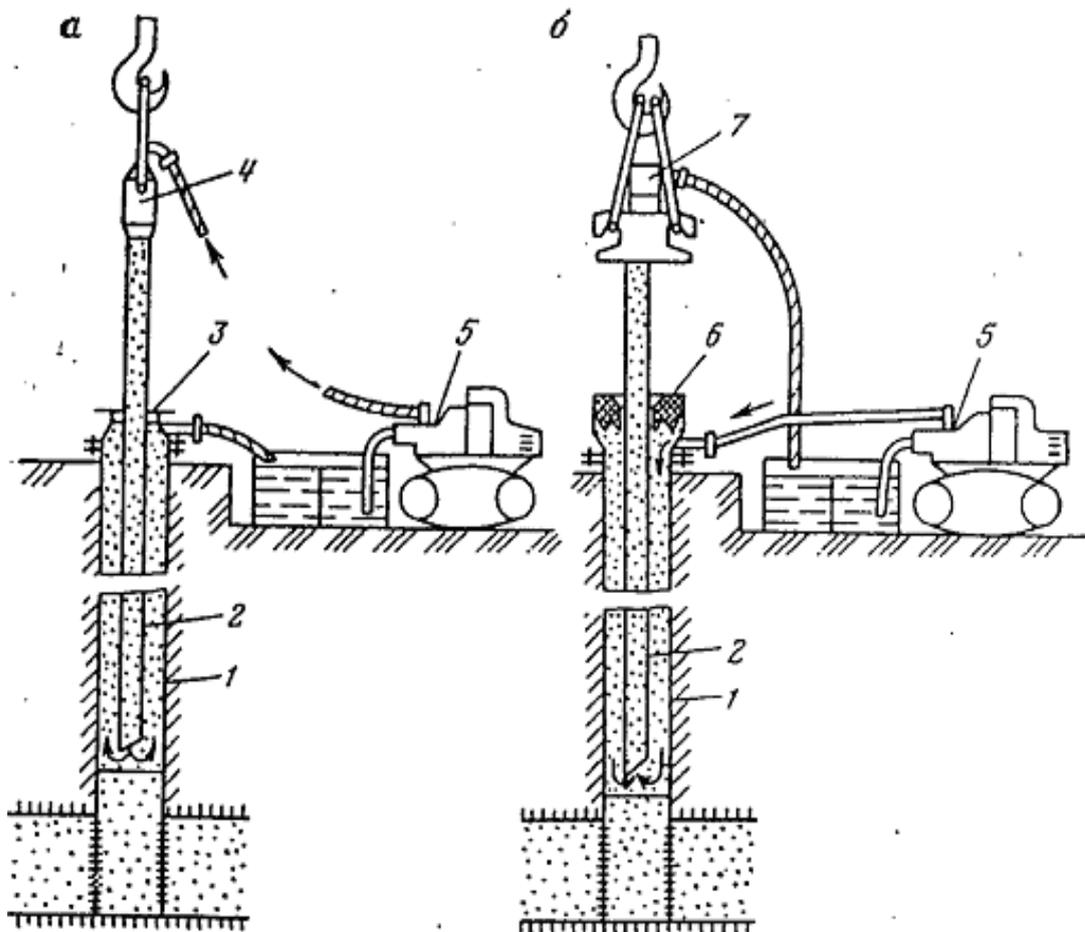


Рисунок 3.1 - Схема прямої (а) і зворотної (б) промивки свердловин  
 1 - колона; 2 – НКТ; 3 – гирловий трійник; 4 – промивний вертлюг; 5 – промивний насосний агрегат; 6 – гирловий сальник; 7 – переключач зі шлангом

### 1. Пряма промивання водою.

Втрати тиску на гідравлічні опору при русі рідини в 73-мм трубах визначаються за формулою:

$$h_1 = \lambda \frac{H}{d_B} \frac{v_H^2}{2g} \quad (2.1)$$

де  $\lambda$  - коефіцієнт тертя при русі води в трубах;

$d_B$  - внутрішній діаметр промивних труб, м;

$v_H$  - швидкість низхідного потоку рідини, м/с.

$\lambda = 0.035$  з таблиці 2.2

Таблиця 3.2 - Коефіцієнт гідравлічного опору  $\lambda$  для води

Діаметр труб, мм	48	60	73	89	114
Значення $\lambda$	0,04	0,037	0,035	0,034	0,032

$d_B = 0,059$  м;  $v_{H1} = 1,046$  м/с ;  $v_{H2} = 1,53$  м/с ;  $v_{H3} = 2,32$  м/с ;  $v_{H4} = 3,36$  м/с

Швидкості знайдені методом інтерполювання витрат рідини (при I, II, III і IV швидкостях), рівних 3,16; 4,61; 7,01 та 10,15 л/с.

$$h_{II} = 0.035 \cdot \frac{1000 \cdot 1.046^2}{0.059 \cdot 2 \cdot 9.81} = 33.086 \text{ м}$$

$$h_{III} = 0.035 \cdot \frac{1000 \cdot 1.53^2}{0.059 \cdot 2 \cdot 9.81} = 70.79 \text{ м}$$

$$h_{III} = 0.035 \cdot \frac{1000 \cdot 2.32^2}{0.059 \cdot 2 \cdot 9.81} = 162.6 \text{ м}$$

$$h_{IV} = 0.035 \cdot \frac{1000 \cdot 3.36^2}{0.059 \cdot 2 \cdot 9.81} = 341.397 \text{ м}$$

Таблиця 3.3 - Швидкість низхідного потоку рідини в промивних трубах (вн, см/с)

Витрата рідини, л/с	Діаметр труб, мм			
	60	73	89	114
1	49,5	33,1	22,0	12,6
2	99,0	66,2	44,0	25,2
3	148,5	99,3	66,0	37,8
4	198,0	132,4	88,0	50,4
5	247,5	165,5	110,0	66,0
6	297,5	198,6	132,0	75,6
7	346,5	231,7	154,0	88,2
8	396,5	264,8	176,0	100,8
10	495,5	331,0	220,0	126,0
15	742,5	496,6	330,0	189,0

Втрати тиску на гідравлічні опори під час руху суміші рідини з піском у кільцевому просторі свердловини визначаються за формулою:

$$h_2 = \varphi \lambda \frac{H}{D-d} \frac{v_B^2}{2g}, \text{ м вод. ст.} \quad (2.2)$$

У формулі  $\varphi$  - коефіцієнт, що враховує підвищення гідравлічних втрат тиску в результаті вмісту піску в рідині. Розмір коливається від 1,1 до 1,2, приймаємо 1,1;  $\lambda$  - коефіцієнт тертя при русі води в кільцевому просторі, визначається по різниці діаметрів 141-мм і 73-мм труб  $125-73 = 52$ мм;  $\lambda = 0.035$ ,  $d = 0.073$  мм - Зовнішній діаметр промивних труб;  $v_B$  - швидкість висхідного потоку рідини в кільцевому просторі, м/с (знаходять шляхом інтерполірування).

Таблиця 3.4 - Швидкість руху рідини в кільцевому просторі

Витрата рідини л/с	Діаметр експлуатаційної колони, мм						
	114		141		168		
	Діаметр насосно-компресорних труб						
	60	73	60	73	60	73	89
3	59,0	79,8	30	34,5	20,2	22,2	26,2
4	78,8	106,4	40	46,0	27,0	29,6	34,9
5	98,4	133,0	50	57,5	33,8	37,0	43,6
6	118,0	159,6	60	69,0	40,5	44,5	52,3
7	137,8	186,2	70	80,5	47,3	51,8	61,1
8	157,6	212,8	80	92,0	54,0	59,2	69,8
10	197,0	266,0	100	115,0	67,5	74,0	87,2
15	295,0	399,0	150	172,5	101,0	111,0	131,0

$$h_{2I} = 1.1 \cdot 0.035 \cdot \frac{1000 \cdot 0.363^2}{0.125 - 0.073 \cdot 2 \cdot 9.81} = 5.285 \text{ м}$$

$$h_{2II} = 1.1 \cdot 0.035 \cdot \frac{1000 \cdot 0.53^2}{0.125 - 0.073 \cdot 2 \cdot 9.81} = 11.248 \text{ м}$$

$$h_{2III} = 1.1 \cdot 0.035 \cdot \frac{1000 \cdot 0.806^2}{0.125 - 0.073 \cdot 2 \cdot 9.81} = 26.007 \text{ м}$$

$$h_{2IV} = 1.1 \cdot 0.035 \cdot \frac{1000 \cdot 1.167^2}{0.125 - 0.073 \cdot 2 \cdot 9.81} = 54.524 \text{ м}$$

Втрати напору на врівноваження стовпів рідини різної щільності в трубах для промивання і в кільцевому просторі визначається за формулою К.А. Апресова (2.3):

$$h_3 = \frac{(1-m)Fl}{f} \left| \frac{\rho_{II}}{\rho_{ж}} \left( 1 - \frac{v_{кр}}{v_B} \right) - 1 \right|, \text{ м вод. ст.} \quad (2.3)$$

де  $m$  - пористість піщаний пробки;

$F$  - площа перерізу експлуатаційної колони;

$l$  - висота пробки, промитий за один прийом, м (довжина двотрубного коліна);  $f$  - площа перерізу кільцевого простору свердловини, см<sup>2</sup>;

$\rho_{\text{п}}$  - щільність піску кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{\text{м}}$  - щільність води, кг/м<sup>3</sup>;

$v_{\text{кр}}$  - швидкість вільного падіння піщинок, см/с (критична швидкість), визначається за таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 - Критична швидкість падіння піщинок

Максимальний розмір зерен, мм	Швидкість вільного падіння, см/с	Максимальний розмір зерен, мм	Швидкість вільного падіння, см/с	Максимальний розмір зерен, мм	Швидкість вільного падіння, см/с
0,01	0,01	0,17	2,14	0,45	4,90
0,03	0,07	0,19	2,39	0,50	5,35
0,05	0,19	0,21	2,60	0,60	6,25
0,07	0,36	0,23	2,80	0,70	7,07
0,09	0,60	0,25	3,00	0,80	7,89
0,11	0,90	0,30	3,50	0,90	8,70
0,13	1,26	0,35	3,97	1,00	9,50
0,15	1,67	0,40	4,44	1,20	11,02

$v_{\text{в}}$  - швидкість висхідного потоку рідини, м/с У нашому завданні ці величини дорівнюють:

$m = 0.37$ ;  $F = 0.0123 \text{ м}^2$ ;  $l = 12 \text{ м}$ ;  $f = 0.0088 \text{ м}^2$ ;  $\rho_{\text{п}} = 2600 \text{ кг/м}^3$ ;  $\rho_{\text{ж}} = 1010 \text{ кг/м}^3$ ;  $v_{\text{кр}} = 0.087 \text{ м/с}$

$$h_{\text{зI}} = \frac{(1 - 0.37) \cdot 0.0123 \cdot 12}{0.0088} \left[ \frac{2600}{1010} \left( 1 - \frac{0.087}{0.363} \right) - 1 \right] = 10.042 \text{ м}$$

$$h_{\text{зII}} = \frac{(1 - 0.37) \cdot 0.0123 \cdot 12}{0.0088} \left[ \frac{2600}{1010} \left( 1 - \frac{0.087}{0.53} \right) - 1 \right] = 12.074 \text{ м}$$

$$h_{\text{зIII}} = \frac{(1 - 0.37) \cdot 0.0123 \cdot 12}{0.0088} \left[ \frac{2600}{1010} \left( 1 - \frac{0.087}{0.806} \right) - 1 \right] = 13.590 \text{ м}$$

$$h_{\text{зIV}} = \frac{(1 - 0.37) \cdot 0.0123 \cdot 12}{0.0088} \left[ \frac{2600}{1010} \left( 1 - \frac{0.087}{1.167} \right) - 1 \right] = 14.491 \text{ м}$$

Втрати тиску на гідравлічні опори в шлангу та вертлюзі, при русі води визначається за досвідченими даними, наведеними в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 - Гідравлічні втрати напору в шлангу і вертлюзі

Витрата води, л/с	Втрати напору, м вод.ст.	Витрата води, л/с	Втрати напору, м вод.ст.
3	4	7	22
4	8	8	29
5	12	9	36
6	17	10	50

Втрати тиску на гідравлічні опори в 60 мм нагнітальної лінії від насоса до шлангу. Приймаємо довжину цієї лінії  $l = 40$  м. за формулі (2.1) отримаємо  $h$  при роботи агрегату.

$$h_{II} = 0.035 \cdot \frac{40 \cdot 1.046^2}{0.059 \cdot 2 \cdot 9.81} = 1.32 \text{ м}$$

$$h_{III} = 0.035 \cdot \frac{40 \cdot 1.53^2}{0.059 \cdot 2 \cdot 9.81} = 2.83 \text{ м}$$

$$h_{III} = 0.035 \cdot \frac{40 \cdot 2.32^2}{0.059 \cdot 2 \cdot 9.81} = 6.51 \text{ м}$$

$$h_{IV} = 0.035 \cdot \frac{40 \cdot 3.36^2}{0.059 \cdot 2 \cdot 9.81} = 13.65 \text{ м}$$

Тиск на викиді насосу визначається сумою втрат, тобто :

$$p_H = \frac{1}{10^6} \rho_{ж} g (h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5), \text{ МПа}$$

$$p_{H1} = \frac{1}{10^6} \cdot 1010 \cdot 9.81 (33.086 + 5.285 + 10.042 + 4.7 + 1.32) = 0.534 \text{ МПа}$$

$$p_{H2} = \frac{1}{10^6} \cdot 1010 \cdot 9.81 (70.79 + 11.248 + 12.074 + 10.4 + 2.83) = 1.053 \text{ МПа}$$

$$p_{H3} = \frac{1}{10^6} \cdot 1010 \cdot 9.81 (162.76 + 26.007 + 13.590 + 22 + 6.5) = 2.265 \text{ МПа}$$

$$p_{H4} = \frac{1}{10^6} \cdot 1010 \cdot 9.81 (341.4 + 54.5 + 14.49 + 31 + 13.65) = 4.64 \text{ МПа}$$

Тиск на заборі свердловини

$$p_3 = \frac{1}{10^6} \rho_{ж} g (H + h_2 + h_3), \text{ МПа} \quad (2.5)$$

$$p_{3I} = \frac{1}{10^6} \cdot 1010 \cdot 9.81 (1000 + 5.285 + 10.042) = 9.96 \text{ МПа}$$

$$p_{зII} = \frac{1}{10^6} \cdot 1010 \cdot 9.81(1000 + 11.248 + 12.074) = 10.04 \text{ МПа}$$

$$p_{зIII} = \frac{1}{10^6} \cdot 1010 \cdot 9.81(1000 + 26.007 + 13.590) = 10.2 \text{ МПа}$$

$$p_{зIV} = \frac{1}{10^6} \cdot 1010 \cdot 9.81(1000 + 54.524 + 14.491) = 10.49 \text{ МПа}$$

Потужність, необхідна для промивання піщаної пробки, визначається за такою формулою:

$$N = \frac{p_n Q}{10^3 \cdot \eta_a}, \text{ кВт} \quad (2.6)$$

де  $\eta_a = 0,65$ - загальний механічний к.к.д. агрегату.

$$N_I = \frac{0.534 \cdot 3.16 \cdot 1000000}{10^3 \cdot 0.65 \cdot 1000} = 2.6 \text{ кВт}$$

$$N_{II} = \frac{1.053 \cdot 4.61 \cdot 1000000}{10^3 \cdot 0.65 \cdot 1000} = 7.5 \text{ кВт}$$

$$N_{III} = \frac{2.265 \cdot 7.01 \cdot 1000000}{10^3 \cdot 0.65 \cdot 1000} = 24.4 \text{ кВт}$$

$$N_{IV} = \frac{4.64 \cdot 10.15 \cdot 1000000}{10^3 \cdot 0.65 \cdot 1000} = 69.7 \text{ кВт}$$

Агрегат Halliburton НТ-400 має максимальну потужність двигуна 110 кВт. Коефіцієнт використання максимальною потужності промивного агрегату К визначається із співвідношення:

$$K = \frac{N}{N_{\max}} \cdot 100 \% \quad (2.7)$$

$$K_I = \frac{2.6}{110} \cdot 100 \% = 2.36 \%$$

$$K_{II} = \frac{7.5}{110} \cdot 100 \% = 6.8 \%$$

$$K_{III} = \frac{24.4}{110} \cdot 100 \% = 22.2 \%$$

$$K_{IV} = \frac{69.7}{110} \cdot 100 \% = 63.4 \%$$

Швидкість підйому розмитого піску  $v_{\Pi}$  визначається як різниця швидкостей :

$$v_{\Pi} = v_B - v_{кр} \quad (2.8)$$

$$v_{\Pi I} = 0.363 - 0.087 = 0.28 \text{ м/с}$$

$$v_{\Pi II} = 0.53 - 0.087 = 0.44 \text{ м/с}$$

$$v_{\Pi III} = 0.806 - 0.087 = 0.72 \text{ м/с}$$

$$v_{\Pi IV} = 1.167 - 0.087 = 1.08 \text{ м/с}$$

Тривалість підйому розмитий пробки після промивання її кожним коліном до появи чистої води визначається за такою формулою:

$$t = \frac{H}{v_{\Pi}} \quad (2.9)$$

$$t_I = \frac{1000}{0.28} = 3617.95 \text{ с} = 1 \text{ год}$$

$$t_{II} = \frac{1000}{0.44} = 2256.57 \text{ с} = 0.63 \text{ год}$$

$$t_{III} = \frac{1000}{0.72} = 1390.53 \text{ с} = 0.39 \text{ год}$$

$$t_{IV} = \frac{1000}{1.08} = 925.7 \text{ с} = 0.26 \text{ год}$$

Розмиває сила струменя рідини. Силу удару струменя рідини для промивання можна визначити за наступною формулою, в яку замість  $f$  підставляють  $f_{\mu} = 27.3 \text{ см}^2$  – Площа внутрішнього перерізу 73-мм труб.

$$P = 2 \cdot 10^2 \cdot \frac{Q^2}{f_{\mu} \cdot F}, \text{ кПа} \quad (2.10)$$

$$P_I = 2 \cdot 10^2 \cdot \frac{3.16^2}{27.3 \cdot 123} = 0.59 \text{ кПа}$$

$$P_{II} = 2 \cdot 10^2 \cdot \frac{4.61^2}{27.3 \cdot 123} = 1.27 \text{ кПа}$$

$$P_{III} = 2 \cdot 10^2 \cdot \frac{7.01^2}{27.3 \cdot 123} = 2.93 \text{ кПа}$$

$$P_{IV} = 2 \cdot 10^2 \cdot \frac{10.15^2}{27.3 \cdot 123} = 6.14 \text{ кПа}$$

Зворотня промивка водою.

Втрати напору на гідравлічні опори при русі рідини в кільцевому просторі між 141-мм і 73-мм трубами визначаються за формулою:

$$H = \lambda \frac{H}{D-d_h} \frac{v_h^2}{2g}, \text{ м вод. ст.} \quad (2.11)$$

$$h_{2I} = 0.035 \cdot \frac{1000 \cdot 0.363^2}{0.123 - 0.059 \cdot 2 \cdot 9.81} = 4.53 \text{ м}$$

$$h_{2II} = 0.035 \cdot \frac{1000 \cdot 0.53^2}{0.123 - 0.059 \cdot 2 \cdot 9.81} = 9.64 \text{ м}$$

$$h_{2III} = 0.035 \cdot \frac{1000 \cdot 0.806^2}{0.123 - 0.059 \cdot 2 \cdot 9.81} = 22.29 \text{ м}$$

$$h_{2IV} = 0.035 \cdot \frac{1000 \cdot 1.167^2}{0.123 - 0.059 \cdot 2 \cdot 9.81} = 46.74 \text{ м}$$

Втрати напору на гідравлічні опори під час руху суміші рідини з піском у 73-мм трубах визначаються за формулою (2.12):

$$H = \varphi \lambda \frac{H}{d_B} \frac{v_B^2}{2g}, \text{ м вод. ст.} \quad (2.12)$$

де  $v_B$  - швидкість висхідного потоку дорівнює  $v_H$  при прямому промиванні.

$$h_{1I} = 1.1 \cdot 0.035 \cdot \frac{1000 \cdot 1.046^2}{0.059 \cdot 2 \cdot 9.81} = 36.39 \text{ м}$$

$$h_{1II} = 1.1 \cdot 0.035 \cdot \frac{1000 \cdot 1.53^2}{0.059 \cdot 2 \cdot 9.81} = 77.86 \text{ м}$$

$$h_{1III} = 1.1 \cdot 0.035 \cdot \frac{1000 \cdot 2.32^2}{0.059 \cdot 2 \cdot 9.81} = 179 \text{ м}$$

$$h_{1IV} = 1.1 \cdot 0.035 \cdot \frac{1000 \cdot 3.36^2}{0.059 \cdot 2 \cdot 9.81} = 375.48 \text{ м}$$

Втрати напору на врівноваження різниці густин рідин у промивних трубах і кільцевому просторі визначаються за формулою (2.3), в яку замість  $f$  підставляють  $f_{\mu} = 27.3 \text{ см}^2$  - Площа внутрішнього перерізу 73-мм труб.

$$h_3 = \frac{(1 - m)Fl}{f_{\mu}} \left| \frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{ж}}} \left( 1 - \frac{v_{\text{кр}}}{v_{\text{в}}} \right) - 1 \right|, \text{ м вод.ст}$$

$$h_{3\text{I}} = \frac{(1 - 0.37) \cdot 0.0123 \cdot 12}{0.00273} \left[ \frac{2600}{1010} \left( 1 - \frac{0.087}{1.046} \right) - 1 \right] = 46.2 \text{ м}$$

$$h_{3\text{II}} = \frac{(1 - 0.37) \cdot 0.0123 \cdot 12}{0.00273} \left[ \frac{2600}{1010} \left( 1 - \frac{0.087}{1.53} \right) - 1 \right] = 48.5 \text{ м}$$

$$h_{3\text{III}} = \frac{(1 - 0.37) \cdot 0.0123 \cdot 12}{0.00273} \left[ \frac{2600}{1010} \left( 1 - \frac{0.087}{2.32} \right) - 1 \right] = 50.2 \text{ м}$$

$$h_{3\text{IV}} = \frac{(1 - 0.37) \cdot 0.0123 \cdot 12}{0.00273} \left[ \frac{2600}{1010} \left( 1 - \frac{0.087}{3.36} \right) - 1 \right] = 51.2 \text{ м}$$

Гідравлічні втрати тиску в шлангу і вертлюзі при зворотному промиванні зазвичай відсутні або дуже малі. Прийнемо їх за 0,005 м; 0,017м; 0,022м та 0,034м відповідно при I II III та IV швидкостях промивання.

Втрати тиску на гідравлічні опори в 60-мм нагнітальній лінії від насоса до шлангу. Приймаємо довжину цієї лінії  $l_{\text{н}} = 40$  (2.1) отримаємо  $h$  при роботі агрегату.

$$h_1 = \lambda \frac{H v_{\text{н}}^2}{d_{\text{в}} 2g}, \text{ м вод. ст.}$$

$$h_{1\text{I}} = 0.035 \cdot \frac{40 \cdot 0.363^2}{0.059 \cdot 2 \cdot 9.81} = 0.16 \text{ м}$$

$$h_{1\text{II}} = 0.035 \cdot \frac{40 \cdot 0.53^2}{0.059 \cdot 2 \cdot 9.81} = 0.34 \text{ м}$$

$$h_{1\text{III}} = 0.035 \cdot \frac{40 \cdot 0.806^2}{0.059 \cdot 2 \cdot 9.81} = 0.79 \text{ м}$$

$$h_{1\text{IV}} = 0.035 \cdot \frac{40 \cdot 1.167^2}{0.059 \cdot 2 \cdot 9.81} = 1.65 \text{ м}$$

Тиск на викиді насоса визначається сумою втрат, то є (2.4):

$$p_H = \frac{1}{10^6} \rho_p g (h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5), \text{ МПа}$$

$$p_{H1} = \frac{1}{10^6} \cdot 1010 \cdot 9.81(4.53 + 36.39 + 46.2 + 0.005 + 0.16) = 0.86 \text{ МПа}$$

$$p_{H2} = \frac{1}{10^6} \cdot 1010 \cdot 9.81(9.64 + 77.86 + 48.5 + 0.017 + 0.34) = 1.35 \text{ МПа}$$

$$p_{H3} = \frac{1}{10^6} \cdot 1010 \cdot 9.81(22.29 + 179 + 50.2 + 0.022 + 0.79) = 2.5 \text{ МПа}$$

$$p_{H4} = \frac{1}{10^6} \cdot 1010 \cdot 9.81(46.74 + 375.48 + 51.2 + 0.034 + 1.65) = 4.71 \text{ МПа}$$

Тиск на вибої свердловини (2.5):

$$p_3 = \frac{1}{10^6} \rho_p g (H + h_2 + h_3), \text{ МПа}$$

$$p_{3I} = \frac{1}{10^6} \cdot 1010 \cdot 9.81(1000 + 36.39 + 46.2) = 10.73 \text{ МПа}$$

$$p_{3II} = \frac{1}{10^6} \cdot 1010 \cdot 9.81(1000 + 77.86 + 48.5) = 11.16 \text{ МПа}$$

$$p_{3III} = \frac{1}{10^6} \cdot 1010 \cdot 9.81(1000 + 179 + 50.2) = 12.18 \text{ МПа}$$

$$p_{3IV} = \frac{1}{10^6} \cdot 1010 \cdot 9.81(1000 + 375.48 + 51.2) = 14.14 \text{ МПа}$$

Потужність, необхідна для промивання піщаної пробки, визначається за формулою (2.6):

$$N = \frac{p_H Q}{10^3 \cdot \eta_a}, \text{ кВт}$$

де  $\eta_a = 0,65$  - загальний механічний к.к.д. агрегату.

$$N_I = \frac{0.86 \cdot 3.16 \cdot 1000000}{10^3 \cdot 0.65 \cdot 1000} = 4.2 \text{ кВт}$$

$$N_{II} = \frac{1.35 \cdot 4.61 \cdot 1000000}{10^3 \cdot 0.65 \cdot 1000} = 9.6 \text{ кВт}$$

$$N_{III} = \frac{2.5 \cdot 7.01 \cdot 1000000}{10^3 \cdot 0.65 \cdot 1000} = 27 \text{ кВт}$$

$$N_{IV} = \frac{4.71 \cdot 10.15 \cdot 1000000}{10^3 \cdot 0.65 \cdot 1000} = 73.5 \text{ кВт}$$

Агрегат Halliburton HT-400 має максимальну потужність двигуна 110 кВт. Коефіцієнт використання максимальною потужності промивного агрегату  $K$  визначається із співвідношення (2.7):

$$K = \frac{N}{N_{\max}} \cdot 100 \%$$

$$K_I = \frac{4.2}{110} \cdot 100 \% = 3.82 \%$$

$$K_{II} = \frac{9.6}{110} \cdot 100 \% = 8.71 \%$$

$$K_{III} = \frac{27}{110} \cdot 100 \% = 24.5 \%$$

$$K_{IV} = \frac{73.5}{110} \cdot 100 \% = 66.83 \%$$

Швидкість підйому розмитого піску  $v_{\Pi}$  визначається як різниця швидкостей (2.8):

$$v_{\Pi} = v_B - v_{кр}$$

$$v_{\Pi I} = 1.046 - 0.087 = 0.96 \text{ м/с}$$

$$v_{\Pi II} = 1.53 - 0.087 = 1.44 \text{ м/с}$$

$$v_{\Pi III} = 2.32 - 0.087 = 2.23 \text{ м/с}$$

$$v_{\Pi IV} = 3.36 - 0.087 = 3.27 \text{ м/с}$$

Тривалість підйому розмитий пробки після промивання її кожним коліном до появи чистої води визначається за такою формулою (2.9):

$$t = \frac{H}{v_{\Pi}}, \text{ год}$$

$$t_I = \frac{1000}{0.96} = 1041.67 \text{ с} = 0.29 \text{ год}$$

$$t_{II} = \frac{1000}{1.44} = 694.44 \text{ с} = 0.19 \text{ год}$$

$$t_{III} = \frac{1000}{2.23} = 448.43 \text{ с} = 0.12 \text{ год}$$

$$t_{IV} = \frac{1000}{3.27} = 305.81 \text{ с} = 0.08 \text{ год}$$

Розмивна сила струменя рідини. Силу удару струменю промивної рідини можна визначити за формулою (2.10):

$$P = 2 \cdot 10^2 \cdot \frac{Q^2}{f \cdot F}, \text{ кПа}$$

$$P_I = 2 \cdot 10^2 \cdot \frac{3.16^2}{88 \cdot 123} = 0.18 \text{ кПа}$$

$$P_{II} = 2 \cdot 10^2 \cdot \frac{4.61^2}{88 \cdot 123} = 0.39 \text{ кПа}$$

$$P_{III} = 2 \cdot 10^2 \cdot \frac{7.01^2}{88 \cdot 123} = 0.91 \text{ кПа}$$

$$P_{IV} = 2 \cdot 10^2 \cdot \frac{10.15^2}{88 \cdot 123} = 1.9 \text{ кПа}$$

### 3.2 Аналіз ефективності промивок та оптимізація режимів

Проведемо комплексний аналіз результатів гідравлічних розрахунків прямої та зворотної промивки піщаних пробок, виконаних у п.3.1. Для наочності отримані результати відобразимо графічно та встановимо закономірності впливу технологічних параметрів на ефективність процесу очищення свердловини від механічних домішок.

Результати гідравлічних розрахунків для чотирьох швидкісних режимів роботи агрегату Halliburton NT-400 зведено у таблицю 3.7, яка дозволяє провести системне порівняння технологічних показників обох методів промивки.

На рисунку 3.2 наведено графічну залежність швидкості підйому розмитого піску від швидкісного режиму роботи агрегату для обох методів промивки.

З графіка на рисунку 3.2 чітко видно, що швидкість підйому розмитого піску при зворотному промиванні значно перевищує швидкість при прямому промиванні на всіх досліджуваних режимах роботи. Така закономірність

пояснюється фізичними особливостями руху рідини в свердловині. При зворотній промивці суміш рідини з піском рухається вгору по внутрішньому простору промивних труб діаметром 59 мм, що забезпечує високу лінійну швидкість потоку. Натомість при прямій промивці рідина піднімається в кільцевому просторі між експлуатаційною колоною та промивними трубами з еквівалентним діаметром близько 52 мм, але з більшою площею перерізу.

Таблиця 3.7 - Порівняння основних технологічних параметрів промивки

Параметр	Швидкість	Пряма промивка	Зворотна промивка	Відхилення, %
Тиск на викиді насоса, МПа	I	0,534	0,86	+61,0
	II	1,053	1,35	+28,2
	III	2,265	2,50	+10,4
	IV	4,64	4,71	+1,5
Тиск на вибої свердловини, МПа	I	9,96	10,73	+7,7
	II	10,04	11,16	+11,2
	III	10,20	12,18	+19,4
	IV	10,49	14,14	+34,8
Потужність двигуна, кВт	I	2,6	4,2	+61,5
	II	7,5	9,6	+28,0
	III	24,4	27,0	+10,7
	IV	69,7	73,5	+5,5
Швидкість виносу піску, м/с	I	0,28	0,96	+243
	II	0,44	1,44	+227
	III	0,72	2,23	+210
	IV	1,08	3,27	+203
Тривалість промивки, год	I	1,00	0,29	-71
	II	0,63	0,19	-70
	III	0,39	0,12	-69
	IV	0,26	0,08	-69
Розмивна сила струменя, кПа	I	0,59	0,18	-69,5
	II	1,27	0,39	-69,3
	III	2,93	0,91	-68,9
	IV	6,14	1,90	-69,1

Практичне значення отриманих результатів полягає у можливості раціонального вибору методу промивки залежно від характеру піщаної пробки. При промиванні слабощементованих пробок застосування зворотного промивання є більш доцільним, оскільки значною мірою скорочується час на проведення технологічної операції. Висока швидкість виносу механічних домішок особливо важлива при очищенні свердловин з великою товщиною піщаної пробки, де перевага зворотної промивки проявляється найбільш виразно.

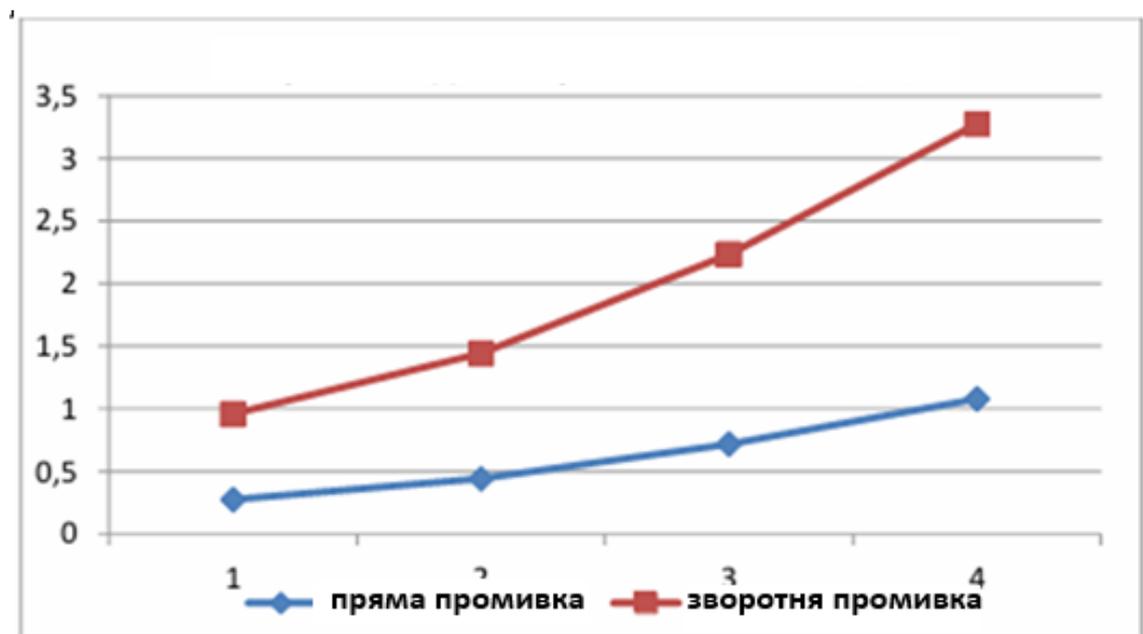


Рисунок 3.2 Графічна залежність швидкості підйому розмитого піску при прямому та зворотному промиванні.

Розмивна сила струменя є критичним параметром, що визначає можливість руйнування щільних та зцементованих піщаних пробок. На рисунку 3.3 представлена графічна залежність розмивної сили струменя рідини від швидкісного режиму для обох методів промивки.

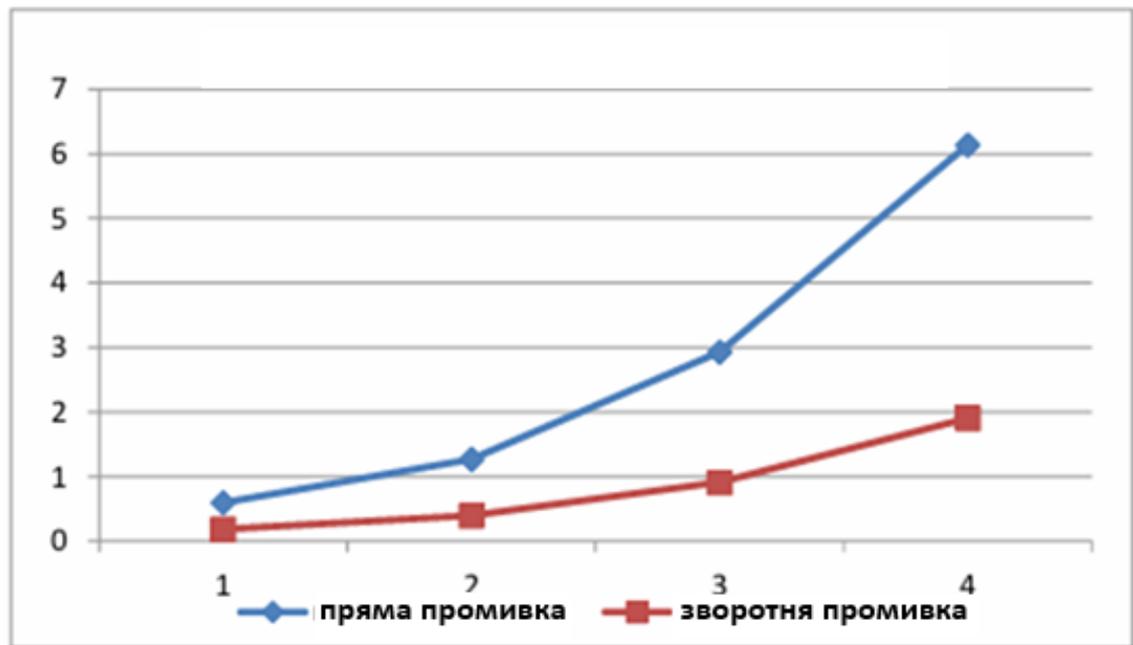


Рисунок 3.3 Графічна залежність розмиваючої сили струменя рідини при прямому та зворотньому промиванні.

Аналіз графіка на рисунку 3.3 демонструє принципово протилежну закономірність порівняно з швидкістю виносу піску. Розмивна сила струменя рідини при прямому промиванні значно перевищує аналогічний показник при зворотньому промиванні. Дана особливість також пояснюється різницею геометричних параметрів каналів руху рідини та площ впливу струменя на пробку.

Кількісні показники підтверджують цю закономірність на всіх швидкісних режимах. При максимальній четвертій швидкості розмивна сила при прямій промивці досягає 6,14 кПа, тоді як при зворотній складає лише 1,90 кПа. Отже, в даному випадку доцільно застосовувати пряме промивання для сильно зцементованих піщаних пробок, оскільки струмінь рідини з труби меншого діаметра цілеспрямованіше діє на об'єкт та забезпечує ефективне руйнування міцних цементних зв'язків між частинками піску.

Аналіз також показує, що розмивна сила зростає пропорційно квадрату витрати рідини, що робить третю та четверту швидкості найбільш ефективними для руйнування щільних відкладень. При переході з другої на третю швидкість

розмивна сила збільшується більш ніж удвічі, що суттєво підвищує продуктивність процесу очищення.

Тривалість промивки є важливим економічним показником, що визначає загальні витрати на проведення операції та час простою свердловини. На рисунку 3.4 представлена графічна залежність тривалості підйому розмитого піску для обох методів промивки.

З графіка на рисунку 3.4 однозначно видно, що тривалість підйому розмитого піску при прямому промиванні значно перевищує час при зворотній промивці на всіх досліджуваних режимах. При першій швидкості тривалість промивки становить 1,00 годину для прямої та 0,29 години для зворотної промивки, що дає скорочення часу на 71%. При четвертій швидкості ці значення зменшуються до 0,26 та 0,08 години відповідно, зберігаючи приблизно таке саме процентне співвідношення.

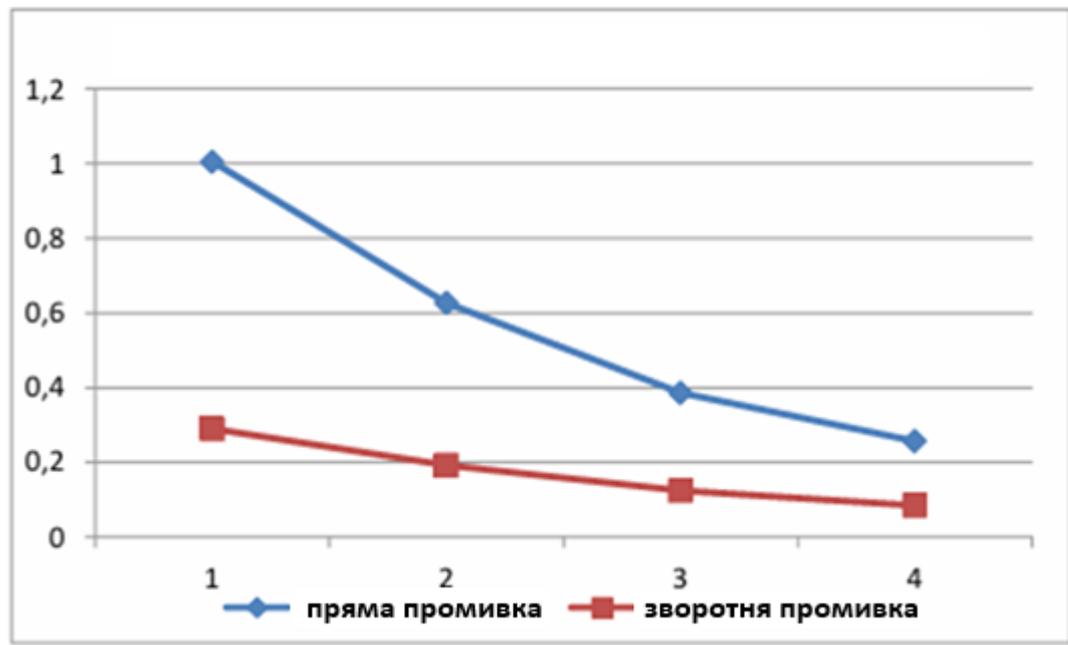


Рисунок 3.4 Графічна залежність тривалості підйому розмитого піску при прямому та зворотному промиванні.

Практичні наслідки цієї закономірності є значними для вибору оптимальної технології промивки. Якщо піщана пробка слабосцементована і не

потребує значної розмивної сили для руйнування, то доцільно проводити зворотне промивання в свердловині, яке забезпечує скорочення часу простою свердловини у три-чотири рази. Це особливо актуально для експлуатаційних свердловин з високим дебітом, де кожна година простою призводить до суттєвих економічних втрат від недоотримання продукції.

На основі проведеного аналізу розроблено матрицю прийняття рішень (табл. 3.8)

Таблиця 3.8 - Критерії вибору методу промивки

Характеристика пробки	Рекомендований метод	Швидкість	Обґрунтування
Слабощементована, незв'язний пісок	Зворотна	II-III	Висока швидкість виносу, мінімальний час
Середньої щільності	Зворотна	III	Оптимальне співвідношення час/енергія
Сильно зцементована	Пряма	III-IV	Висока розмивна сила струменя
З глинистим цементом	Пряма + хімреагенти	II-III	Розм'якшення + механічний вплив
Великої товщини (>30 м)	Зворотна	III	Швидкий винос великого об'єму
Малої товщини (<5 м)	Пряма	II	Точковий вплив, контроль процесу
В інтервалі перфорації	Пряма	I-II	Мінімальний забійний тиск
Над фільтром	Зворотна	II-III	Швидке очищення без ризику
Низький градієнт ГРП	Пряма	II-III	Контроль забійного тиску
Нормальний градієнт ГРП	Обидва	III	За іншими критеріями

### 3.3 Висновки до розділу 3

1 Гідравлічні розрахунки показали, що із зростанням витрати рідини значно збільшуються втрати тиску у промивних трубах і кільцевому просторі, а відповідно й необхідний тиск на викиді насоса. Для прямої промивки тиск  $p_n$  зростає від 0,53 до 4,64 МПа, тоді як для зворотної – від 0,86 до 4,71 МПа, що свідчить про близьку енергоємність обох методів, але більший гідравлічний опір при зворотній промивці.

2 Порівняння потужності, необхідної для роботи насоса, показало, що у всіх режимах вона не перевищує максимальну потужність агрегату Halliburton NT-400 (110 кВт). При прямій промивці коефіцієнт використання потужності становив 2,36–63,4%, а при зворотній – 3,82–66,8%, тобто обидва методи можуть бути реалізовані без ризику перевантаження обладнання. Водночас пряма промивка загалом потребує менше енергетичних витрат при нижчих подачах.

3 Ефективність винесення піску є вищою при зворотній промивці завдяки більшим швидкостям підйому частинок: 0,96–3,27 м/с проти 0,28–1,08 м/с при прямій промивці. Це скорочує тривалість очищення пробки від 1,0 до 0,26 год (пряма промивка) порівняно з 0,29 до 0,08 год (зворотна), що робить зворотну промивку більш продуктивною при ліквідації щільних вибійних пробок.

4 Порівняльний аналіз показує, що зворотна промивка значно ефективніша за пряму по швидкості виносу піску та забезпечує скорочення тривалості очищення свердловини в середньому на 69–71%. Це робить зворотну промивку оптимальним методом для слабосцементованих і середньощільних пробок, а також для пробок значної товщини, де критичним є швидке виведення свердловини на режим.

5 Пряма промивка забезпечує в 3–3,5 рази більшу розмивну силу струменя, що є визначальним фактором при роботі з щільними та зцементованими піщаними пробками. При четвертій швидкості сила струменя досягає 6,14 кПа, що більш ніж утричі перевищує аналогічний показник при зворотній промивці (1,90 кПа), тому цей метод є доцільним у випадках, коли необхідне цілеспрямоване руйнування міцного піщаного масиву.

6 Оптимальний вибір між прямою та зворотною промивкою визначається щільністю пробки, її товщиною, інтервалом розташування та допустимим вибійним тиском. Сформована матриця рішень показує, що:

- зворотна промивка (II–III швидкості) найефективніша для більшості операцій очищення;
- пряма промивка (III–IV швидкості) рекомендована для щільних,

зцементованих та глинистих пробок;

– у спеціальних умовах (робота в інтервалі перфорації, низький градієнт ГРП) перевага надається прямій промивці через можливість точного контролю забійного тиску.

## ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішено важливу науково-технічну задачу підвищення ефективності очищення свердловин від механічних домішок шляхом обґрунтування оптимальних методів запобігання піскопроявам та розроблення раціональних режимів промивання вибійних пробок.

1 Комплексний аналіз геолого-літологічних властивостей показав, що основним джерелом піскопроявів є слабозцементовані та високопористі теригенні колектори, чутливі до навіть незначних депресій. Прогресуюче руйнування привибійної зони супроводжується інтенсивним виносом механічних домішок, переважно пластового походження (50–60%), що підвищує абразивність продукції та прискорює знос обладнання.

2 Концентрація твердих домішок у продукції свердловин визначається сукупністю геологічних і технологічних чинників—дебітом, депресією, проникністю та фізико-хімічними властивостями флюїду. У перші періоди після ГРП або ремонту рівень КВЧ може досягати 200–1000 мг/л, що суттєво перевищує допустимі норми та призводить до заклинювання насосів, пробкоутворення й різкого зниження продуктивності свердловини.

3 Ефективність боротьби з піскопроявами визначається раціональним вибором методів стабілізації пласта та очищення—від механічних фільтрів до хімічного закріплення порід. За слабого та помірного піскопрояву найбільш результативними є механічні системи фільтрації, тоді як при інтенсивному виносі піску перевага надається хімічним і фізико-хімічним технологіям, здатним запобігти руйнуванню колекторів та пересипанню вибою.

4 Методи ліквідації піщаних пробок (пряме, зворотне, швидкісне промивання, желонування, гідробури, аеровані рідини) забезпечують повне відновлення припливу флюїду у свердловинах з різними типами відкладень. Доведено, що зворотне промивання є найбільш ефективним методом для слабозцементованих пробок, скорочуючи тривалість очищення на 69–71% завдяки високим швидкостям виносу механічних домішок (0,96–3,27 м/с).

5 Гідравлічні розрахунки підтвердили можливість безпечної роботи насосного агрегату Halliburton NT-400 в усьому діапазоні режимів (коефіцієнт використання потужності 2,36–66,8%). При цьому пряма промивка є енергоощаднішою на нижчих подачах і забезпечує у 3–3,5 рази більшу розмивну силу струменя, що робить її оптимальною для руйнування щільних і зцементованих піщаних масивів.

6 Оптимальний вибір технології промивки має базуватися на характеристиках піщаної пробки, конструкції свердловини та допустимому забійному тиску. Зворотна промивка (II–III швидкості) рекомендована для товстих та слабозцементованих пробок, тоді як пряма (III–IV швидкості) – для щільних, глинистих та зцементованих утворень, а також для робіт в інтервалі перфорації, де потрібен точний контроль забійного тиску.

## GENERAL CONCLUSIONS ON THE WORK

An important scientific and technical problem has been solved in this work – improving the efficiency of wellbore cleaning from mechanical impurities by substantiating optimal methods for preventing sand production and developing rational regimes for washing out bottomhole sand plugs.

1 A comprehensive analysis of geological and lithological properties demonstrated that the primary source of sand production is weakly cemented and highly porous terrigenous reservoirs, which are sensitive even to minor drawdowns. Progressive destruction of the near-wellbore zone leads to an intensive inflow of mechanical particles, predominantly of formation origin (50–60%), increasing the abrasiveness of the produced fluid and accelerating equipment wear.

2 The concentration of solid particles in produced fluids is determined by a combination of geological and technological factors—flow rate, drawdown, permeability, and physico-chemical properties of the fluid. During the initial period after hydraulic fracturing or well servicing, the solids content may reach 200–1000 mg/L, which significantly exceeds allowable limits and leads to pump sticking, sand plug formation, and a sharp decline in well productivity.

3 The effectiveness of combating sand production depends on the rational selection of reservoir stabilization and well-cleaning technologies—ranging from mechanical filters to chemical consolidation methods. Mechanical filtration systems are most effective under weak and moderate sand influx, whereas chemical and physico-chemical treatments are preferred under intensive sand production and bottomhole sanding.

4 Sand plug removal methods (direct, reverse, and high-rate washing, bailers, hydraulic drills, aerated fluids) ensure complete restoration of inflow in wells with various types of deposits. It has been proven that reverse circulation is the most effective technique for weakly cemented plugs, reducing cleaning time by 69–71% due to high particle lifting velocities (0.96–3.27 m/s).

5 Hydraulic calculations confirmed the safe operation of the Halliburton

HT-400 pump across all operating regimes (power utilization coefficient 2.36–66.8%). Direct circulation requires less energy at lower flow rates and provides 3–3.5 times higher jet impact force, making it optimal for destroying dense and cemented sand accumulations.

6 The optimal selection of the washing technology must consider plug density, thickness, well design, and permissible bottomhole pressure. Reverse circulation (II–III speed modes) is recommended for thick and weakly cemented plugs, while direct circulation (III–IV speed modes) is preferable for dense, clay-bound, and cemented formations, as well as operations within the perforated interval where precise bottomhole pressure control is required.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Білецький В.С. Основи нафтогазової інженерії: підруч. для студ. спец. 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Білецький В.С., Орловський В.М., Вітрик В.Г.; НТУ «ХП», ХНУМГ ім. О.М. Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
2. Боровик М. В., Гордійчук М. В., Кобзар Ю. Б., Ліхван В. М. Термосолестійкі бурові розчини для буріння глибоких свердловин з АВПТ // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – № 4(49). – С. 149–158.
3. Буріння свердловин: навч. посіб. / Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцветаєв; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро: НТУ «ДП», 2021. – 292 с.
4. ВБН В.2.4-00013741-001:2008. Споруджування свердловин на газ і нафту. Основні положення.
5. Винников Ю.Л. Методологія науково-дослідних робіт: конспект лекцій для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології. Ступінь вищої освіти – магістр / Ю.Л. Винников. – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2022 – 70 с.
6. Загибайло , Г.Т. Промивка свердловин [Текст] / Г.Т. Загибайло, С.М. Башлик . – К.: Знання України, 2006. – 200 с.
7. Коровяка Є.А. Прогресивні технології спорудження свердловин: монографія [Електронний ресурс] / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатів ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Електрон. текст. дані. – Дніпро: НТУ «ДП», 2020. – 166 с.
8. Мислюк , М.А. Буріння свердловин [Текст]: довідник / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич , Р.С. Яремійчук . – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – Т. 2 . – 303 с.
9. Орловський В. М., Білецький В. С., Вітрик В. Г., Сіренко В. І. Бурові промивальні рідини та тампонажні суміші: Підручник. – Полтава: ПолтНТУ, 2006. – 296 с.

10. Петрук В. Г., Васильківський І. В., Кватернюк С.М., Турчик П.М., Іщенко В.А., Петрук Р.В. Управління та поводження з відходами. Частина 2. Тверді побутові відходи : навч посіб. Вінниця, 2015. - С. 100
11. Політучий О.І. Буріння нафтових і газових свердловин: навч. посібник / О.І. Політучий. – Полтава: НУ «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2021. – 170 с.
12. Промивальні рідини в бурінні: Підручник для студентів спеціальностей 184 «Гірництво» та 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Є.А. Коровяка, Ю.Л. Винников, А.О. Ігнатов, О.В. Матяш, В.О. Расцветаев; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка», 4-те вид., доп. – Дніпро : Журфонд, 2023. – 420 с.
13. СОУ 09.1-30019775-245:2015. Свердловини на нафту і газ. Попередження газонафтоводопроївів і відкритих фонтанів при бурінні та капітальному ремонті свердловин. ПАТ “Укргазвидобування”
14. СОУ 11.2-20077720-030:2008. Свердловини на нафту і газ. Кріплення. Основні положення. НАК “Нафтогаз України”
15. СОУ 11.2-30019775-030:2013. Свердловини на нафту і газ. Розрахунок обсадних колон. ПАТ “Укргазвидобування”.
16. СОУ 11.2-30019775-105:2007. Свердловини на нафту і газ. Попередження порушення стійкості стінок ствола при бурінні. ДК “Укргазвидобування”.
17. СТП 320.00158764.014-2001. Кріплення свердловин. ДК “Укргазвидобування”
18. СТП 320.00158764.067-2003. Інструкція по закінченню свердловин бурінням. ДК “Укргазвидобування”
19. Технологія і техніка буріння / В.С. Войтенко, В.Г. Вітрик, Р.С. Яремійчук, Я.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.
20. Технологія і техніка буріння. Узагальнююча довідникова книга. / В.С. Войтенко, В.Г. Вітрик, Р.С. Яремійчук, Я.С. Яремійчук – Львів: Вид-во «Центр Європи», 2012. – 708 с.

21. Тимофєєва К. А. Спосіб виконання гідроізоляції амбарів-накопичувачів відходів при будівництві свердловин на нафту та газ / К. А. Тимофєєва // Будівельні матеріали, виробы та санітарна техніка. - 2013. - Вип. 50. - С. 112-117. - Режим доступу: [http://nbuv.gov.ua/UJRN/bmvs\\_2013\\_50\\_23](http://nbuv.gov.ua/UJRN/bmvs_2013_50_23)
22. Яремійчук Р. С., Качмар Ю. Д., Семак О. С. Відкриття, розвідка та експлуатація нафтових і газових родовищ. – Львів: Центр Європи, 2003. – 450 с.
23. Austin E.H. Drilling engineering handbook. Springer Science & Business Media, 2012. 300 p.
24. Bourgoyne A.T., Millheim, K.K., Chenevert, M.E., Young, F.S. Applied Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers, 2014. 1707 p.
25. Caenn R., Darley H.C.H., Gray G.R. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. Gulf Professional Publishing; 6th edition, 2011. 720 p.
26. Gabolde G., Nguyen J.P. Drilling Data Handbook. Editions Technip; 8th edition, 2006. 600 p.
27. Guan Z., Chen T., Liao H. Theory and Technology of Drilling Engineering. Springer; 1st edition, 2020. 789 p. 27. Lopez J.C., Lopez J.E., Javier F. Drilling and blasting of rocks. CRC Press Taylor & Francis, 2017. 408 p.
28. Jeffery W.H. Deep Well Drilling: The Principles and Practices of Deep Well Drilling, and a Hand Book of Useful Information for the Well Driller. Palala Press, 2018. 538 p. 32.
29. Jiang Zhen, Yun cable. Anshan Iron ore waste rock field ecological environment governance plan and technical method [J]. Jiangxi Journal of Agricultural Sciences. Environ Sci Technol. 2003;37(14):3152–3157
30. Mitchell R.F., Miska S.Z. Fundamentals of Drilling Engineering (Spe Textbook Series). Society of Petroleum Engineers, 2010. 696 p.
31. Ochrona środowiska w aspekcie źródeł energii [Text] / N. Dudła, W. Gorecki, G. Piwniak i inni. – Kraków: Wyd. Tow. Geosynoptyków GEOS, 1996. – 261 s.
32. Sharma K.K., Sharma L.K. A Textbook of Physical Chemistry, 6th Edition. Vikas Publishing, 2016. 864 p.

33. Speight, J.G. Rules of Thumb for Petroleum Engineers. Wiley-Scrivener; 1st edition, 2017. 762 p.

34. Venvolden K.A., Cooper C.K.. Natural seepage of crude oil into the marine environment. Geo-Marine Letters, 2003. P. 140-146 27. Рідкі нафтошлами відкритого зберігання: вебсайт: <http://www.afuelsystems.com/ru/trga/s110.html> –

35. Zi ę ba A. Charakterystyka zanieczyszczen atmosfery substancjami z procesu spalania paliw kopalnych [Text] / A. Zi ę ba, D. Stasko, N.Dudla // Nafta i Gaz. – 2001. – Zeszyt. 18/1. – S. 17 – 25.