

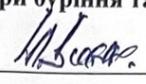
Міністерство освіти і науки України
Національний університет
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра буріння та геології
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технологій
Освітня програма «Буріння нафтових і газових свердловин»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри буріння та геології

Винников Ю.Л.

«21» 01  2026 року

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на тему Аналіз технологій попередження поглинань промивальних рідин
при бурінні глибоких свердловин
Пояснювальна записка

Керівник

к.т.н., доц., доцент кафедри буріння

та геології Харченко М.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ

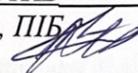


підпис, дата

Виконавець роботи

Місан Артур Робертович

студент групи 601НБ

студент, ПІБ 

підпис, дата

Консультант за 1 розділом

к.т.н., с.п.вект. кафедри буріння та геології

БіГ Рибалко М.О.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 2 розділом

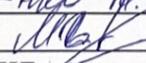
к.т.н. доц. к-ри БіГ

Магеш О.В.

посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Консультант за 3 розділом

к.т.н., доц. Харченко М.О.



посада, наук. ступінь, ПІБ, підпис

Дата захисту 22.01.2026р.

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. *Ю.Л. Винников*

« 3 » 09 2026 року

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

Місан Артур Робертович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи Аналіз технологій попередження поглинань промивальних рідин при бурінні глибоких свердловин
2. Керівник роботи доц. кафедри буріння та геології, доц., к.т.н. Харченко М.О.

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затвержені наказом вищого навч. закладу від « 3 » 09 2025 року № 1015-рпс

3. Строк подання студентом роботи 22.01.2026р.
4. Вихідні дані до роботи

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

2. Проекти 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

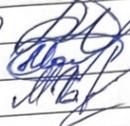
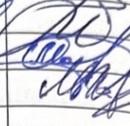
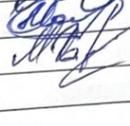
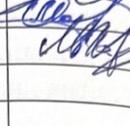
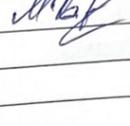
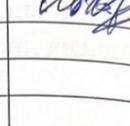
Список використаних джерел

Додатки (за необхідності)

6. Перелік графічного матеріалу

Презентація із основними результатами кваліфікаційної роботи

7. Консультанти розділів роботи

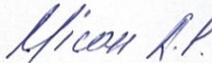
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	к.т.н., ст. викладач Рибак О.Ю.		
2	к.т.н., доц. Чобурка О.В.		
3	Харченко М.І., к.т.н., доц.		

8. Дата видачі завдання 3.09.2025 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Аналіз літературних джерел та сучасного стану проблеми	13.10.2025 – 02.11.2025
2	Формування мети, задач, обґрунтування об'єкта і предмета дослідження	03.11.2025 – 16.11.2025
3	Виконання основної частини роботи (розрахунки / експерименти / аналіз)	17.11.2025 – 28.12.2025
4	Узагальнення результатів, формування висновків	29.12.2025 – 05.01.2026
5	Оформлення та узгодження кваліфікаційної роботи	06.01.2026 – 12.01.2026
6	Попередній захист кваліфікаційної роботи	13.01.2026 – 15.01.2026
7	Захист кваліфікаційної роботи	19.01.2026 – 23.01.2026

Студент

 
 (підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник роботи

 
 (підпис) (прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	6
ANOTATION	8
ВСТУП	10
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕНЬ	13
1.1. Аналіз можливих наслідків втрати циркуляції промивальної рідин при бурінні свердловин	13
1.2. Обґрунтування механізмів втрати циркуляції промивальної рідини (бурового розчину)	15
1.3. Висновок до розділу 1. Мета та задачі досліджень	22
РОЗДІЛ 2. ТЕХНОЛОГІЇ ПОПЕРЕДЖЕННЯ ПОГЛИНАНЬ БУРОВОГО РОЗЧИНУ	24
2.1. Технологія використання кольматуючих пачок	24
2.2. Технології регулювання гідравлічної рівноваги в системі «свердлоовина – пласт» та ізоляція зон поглинання	28
2.3. Рекомендації щодо попередження поглинань під час буріння	31
2.4. Висновки до розділу 2	35
РОЗДІЛ 3. ПРОПОЗИЦІЇ ЩОДО ЗАСТОСУВАННЯ ЦИРКУЛЯЦІЙНИХ ПЕРЕВІДНИКІВ У КОМПОНОВЦІ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ ДЛЯ УНИКНЕННЯ ПОГЛИНАННЯ БУРОВОГО РОЗЧИНУ	36
3.1. Принцип роботи циркуляційних перевідників	36
3.2. Циркуляційні перевідники JetStream компанії Weatherford	38
3.3. Циркуляційні перевідники багаторазової дії MOCS G2 компанії NOV	41
3.4. Циркуляційний перевідник PBL Multiple Activation Autolock Bypass компанії Drilling Systems International	43
3.5. Висновки до розділу 3	50
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	51

GENERAL CONCLUSIONS	52
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	53

АНОТАЦІЯ

Місан А.Р. Аналіз технологій попередження поглинань промивальних рідин при бурінні глибоких свердловин. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології» освітньо-професійної програми «Буріння нафтових і газових свердловин». – Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2026.

Робота спрямована на розв'язання актуальної та практично значущої науково-технічної задачі, що полягає у виборі й обґрунтуванні оптимальних методів і комплексу заходів для попередження поглинань бурового розчину під час спорудження нафтових і газових свердловин. Особливу увагу приділено тим випадкам, коли поглинання переходять у втрату циркуляції, оскільки такі ускладнення безпосередньо впливають на темп буріння, стабільність стовбура, рівень аварійності та економічні показники будівництва свердловини.

У межах дослідження систематизовано причини та механізми виникнення поглинань у різних гірничо-геологічних умовах, а також проаналізовано технологічні інструменти їх профілактики — від коригування параметрів бурового розчину і гідравліки до застосування спеціальних матеріалів та технічних рішень у зоні поглинання. На основі цього сформовано алгоритм дій при усуненні втрати циркуляції, який передбачає послідовність оперативної діагностики, вибір адекватної тактики реагування, контроль ефективності виконаних заходів і критерії переходу до альтернативних рішень у разі недостатнього результату. Таким чином, робота має на меті не лише опис окремих методів, а й створення структурованої схеми прийняття технологічних рішень, що дозволяє зменшити ризики ускладнень і підвищити надійність процесу буріння.

В *першому розділі* розглянуто загальний огляд проблеми поглинань промивальних рідин при бурінні глибоких свердловин, поставлена мета та

задачі досліджень. Проаналізовано причини та механізми виникнення поглинань бурового розчину при бурінні свердловин та наслідки втрати циркуляції.

В *другому розділі* детально досліджено профілактичні, корегувальні методи та технології попередження та боротьби з поглинаннями бурових розчинів.

В *третьому розділі* вивчено ефективність застосування циркуляційних перевідників (авто затворних інструментів) при боротьбі з поглинаннями.

Ключові слова: свердловина, поглинання, буровий розчин, втрата циркуляції.

ANOTATION

Misan A.R. Analysis of Technologies for Preventing Drilling-Fluid Losses During Deep Well Drilling. Master's qualification thesis in specialty 185 "Oil and Gas Engineering and Technologies" within the educational and professional program "Drilling of Oil and Gas Wells". – Poltava: National University "Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic". – 2026.

The thesis is aimed at solving a relevant and practically significant scientific and engineering problem, namely the selection and substantiation of optimal methods and a set of measures to prevent drilling-fluid losses during the construction of oil and gas wells. Particular attention is given to cases where partial losses develop into total loss of circulation, since such complications directly affect drilling performance, wellbore stability, the level of operational incidents, and the economic efficiency of well construction.

Within the study, the causes and mechanisms of fluid losses under various mining and geological conditions are systematized, and the technological tools for their prevention are analyzed – from adjusting drilling-fluid properties and hydraulics to applying specialized materials and technical solutions in the loss zone. Based on this, an action algorithm for mitigating loss of circulation is developed, which includes a sequence of rapid diagnostics, selection of an appropriate response strategy, monitoring the effectiveness of the implemented measures, and criteria for switching to alternative solutions when the results are insufficient. Thus, the work aims not only to describe individual methods, but also to create a structured decision-making framework that reduces operational risks and improves the reliability of the drilling process.

Chapter 1 provides an overall review of the drilling-fluid loss problem in deep well drilling, and defines the goal and objectives of the research. The causes and mechanisms of drilling-fluid losses during well drilling and the consequences of loss of circulation are analyzed.

Chapter 2 presents a detailed investigation of preventive and corrective methods and technologies for preventing and combating drilling-fluid losses.

Chapter 3 offers recommendations for preventing and mitigating drilling-fluid losses during the construction of a deep well under real mining and geological conditions, using field data, and substantiates an action algorithm for their elimination.

Keywords: well, fluid loss, drilling fluid, loss of circulation.

ВСТУП

Актуальність теми щодо заходів попередження поглинань промивальної рідини при спорудженні свердловин з обґрунтуванням алгоритму дій при їх усуненні зумовлена значним впливом цієї проблеми на економіку, технологію та екологію бурових робіт. Поглинання промивальної рідини призводять до істотних економічних втрат, включаючи збільшення витрат на матеріали, час буріння та ліквідацію наслідків, а також потенційне зниження продуктивності свердловини через пошкодження продуктивного пласта. Неконтрольовані поглинання можуть спровокувати аварійні ситуації, такі як прихоплення бурильної колони, обвали стінок свердловини та викиди пластових флюїдів, що призводить до значних фінансових втрат та загрози для безпеки персоналу. З технологічної точки зору, поглинання ускладнюють процес буріння, порушуючи гідравлічний режим, ускладнюючи очищення вибою, контроль тиску та температури, а також якісне цементування обсадної колони. Особливо актуальною є ця проблема в умовах складної геологічної будови з неоднорідною проникністю, тріщинуватістю та кавернозністю, а також при бурінні глибоких свердловин, де зростає ймовірність потрапляння в зони з аномально низькими пластовими тисками або високопроникними пластами. Тому розробка ефективних методів прогнозування, попередження та ліквідації поглинань є надзвичайно важливою для оптимізації процесу буріння, підвищення його ефективності та забезпечення безпеки праці. Важливим аспектом є розробка чіткого алгоритму дій при виникненні поглинань, який повинен включати оперативну діагностику, вибір оптимального методу ліквідації залежно від типу та інтенсивності поглинання, контроль за процесом ліквідації та аналіз результатів для запобігання повторним випадкам. Комплексний підхід до вирішення проблеми поглинань, що включає попередження та ефективну ліквідацію, є запорукою успішного та безпечного спорудження свердловин.

Мета дослідження полягає в обґрунтуванні та розробленні комплексу ефективних профілактичних заходів щодо запобігання поглинанням промивальних (бурових) рідин під час спорудження свердловин на основі аналізу промислових даних, а також у формуванні структурованого алгоритму оперативних дій для своєчасного виявлення, кількісної оцінки та результативного усунення проявів поглинань і втрати циркуляції.

Поставлена в роботі мета досягається вирішенням таких **завдань**:

- проаналізувати причини, механізми та типові сценарії виникнення поглинань промивальних (бурових) рідин під час спорудження нафтових і газових свердловин;
- виконати аналіз промислових даних буріння (витрата/повернення розчину, тиски, рівні в ємностях, режими, геолого-технічні умови) та ідентифікувати індикатори раннього прояву поглинань і втрати циркуляції;
- обґрунтувати та підібрати профілактичні заходи щодо зниження ризику поглинань, зокрема шляхом вибору й оптимізації типу і параметрів промивальної рідини та режимів гідравліки;
- дослідити й оцінити ефективність коригувальних технологій ліквідації поглинань (цементування, гелеутворюючі суміші та інші ущільнювальні матеріали), визначивши умови їх доцільного застосування;
- удосконалити методику реагування на поглинання шляхом застосування високоефективних ущільнювальних матеріалів (волокнисті композиції, полімерні компоненти) та сучасних засобів контролю параметрів свердловини;
- розробити алгоритм оперативних дій при поглинаннях і втраті циркуляції, який включає моніторинг у реальному часі, ранню діагностику, вибір адекватної тактики, контроль результативності та критерії переходу до альтернативних рішень.

Об'єктом дослідження – процес спорудження глибоких нафтових і газових свердловин у складних гірничо-геологічних умовах з точки зору

виникнення ускладнень типу поглинань промивальних (бурових) рідин та втрати циркуляції.

Предмет досліджень – методи, технологічні заходи та алгоритми попередження, оперативного виявлення, оцінювання й ліквідації поглинань промивальних рідин і втрати циркуляції, включно з оптимізацією параметрів промивальної рідини та гідравліки, застосуванням ущільнювальних й гелеутворюючих сумішей.

Наукова новизна отриманих результатів:

- обґрунтовано комплексний підхід до попередження та ліквідації поглинань промивальних рідин при спорудженні глибоких свердловин на основі промислових даних, який поєднує профілактичні та коригувальні рішення в єдиній системі прийняття технологічних рішень;
- удосконалено алгоритм оперативного реагування на прояви поглинань і втрату циркуляції шляхом формалізації послідовності дій.

Практичне значення роботи полягає в тому, що розроблені рекомендації та алгоритми забезпечують зменшення непродуктивного часу (NPT), зниження ризику прихоплень та аварійних ситуацій, а також оптимізацію витрат на матеріали й технологічні операції при боротьбі з втратою циркуляції..

Структура і обсяг роботи. Робота складається із анотації, вступу, трьох розділів, загальних висновків по роботі, списку використаних джерел.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНОГО СТАНУ ПИТАННЯ. МЕТА ТА ЗАДАЧІ ДОСЛІДЖЕНЬ

1.1. Аналіз можливих наслідків втрати циркуляції промивальної рідин при бурінні свердловин

Поглинання промивальної рідини належать до найбільш поширених ускладнень під час буріння та розглядаються як один із ключових виробничих ризиків. За результатами узагальнення й детального аналізу попередніх досліджень [1, 15, 28, 29, 33] встановлено, що наслідки втрати циркуляції можуть становити орієнтовно 10–20% від загальної вартості буріння свердловини, причому близько 90% випадків пов'язані з тріщинуватими колекторами. Відповідно, нафтогазова галузь щороку витрачає значні кошти на попередження та ліквідацію поглинань, відновлення циркуляції і усунення супутніх негативних наслідків.

Під поглинанням (втратою циркуляції) розуміють режим, за якого промивальна рідина частково або повністю надходить у пласт. Практично це проявляється як часткове чи повне зменшення/припинення повернення промивальної рідини на поверхню під час буріння, промивання, а також при спуско-підіймальних операціях або спуску обсадної колони. Схема механізму витоку промивальної рідини зі свердловини наведена на рис. 1.1.

У процесі буріння нафтових і газових свердловин промивальні рідини циркулюють через долото та кільцевий простір, забезпечуючи винесення бурового шламу, охолодження долота й інструменту та підтримання розрахункового гідростатичного тиску для врівноваження пластового тиску і недопущення притоку пластових флюїдів у свердловину. За наявності зон поглинання відбувається неконтрольований відтік рідини в пласт, що призводить до зниження ефективного гідростатичного тиску й порушення стійкості технологічного режиму. Як наслідок можуть виникати

флюїдопрояви, ускладнення зі стійкістю стінок свердловини (обвалення, осипання), погіршення очищення стовбура від шламу, а також зменшення механічної швидкості буріння.

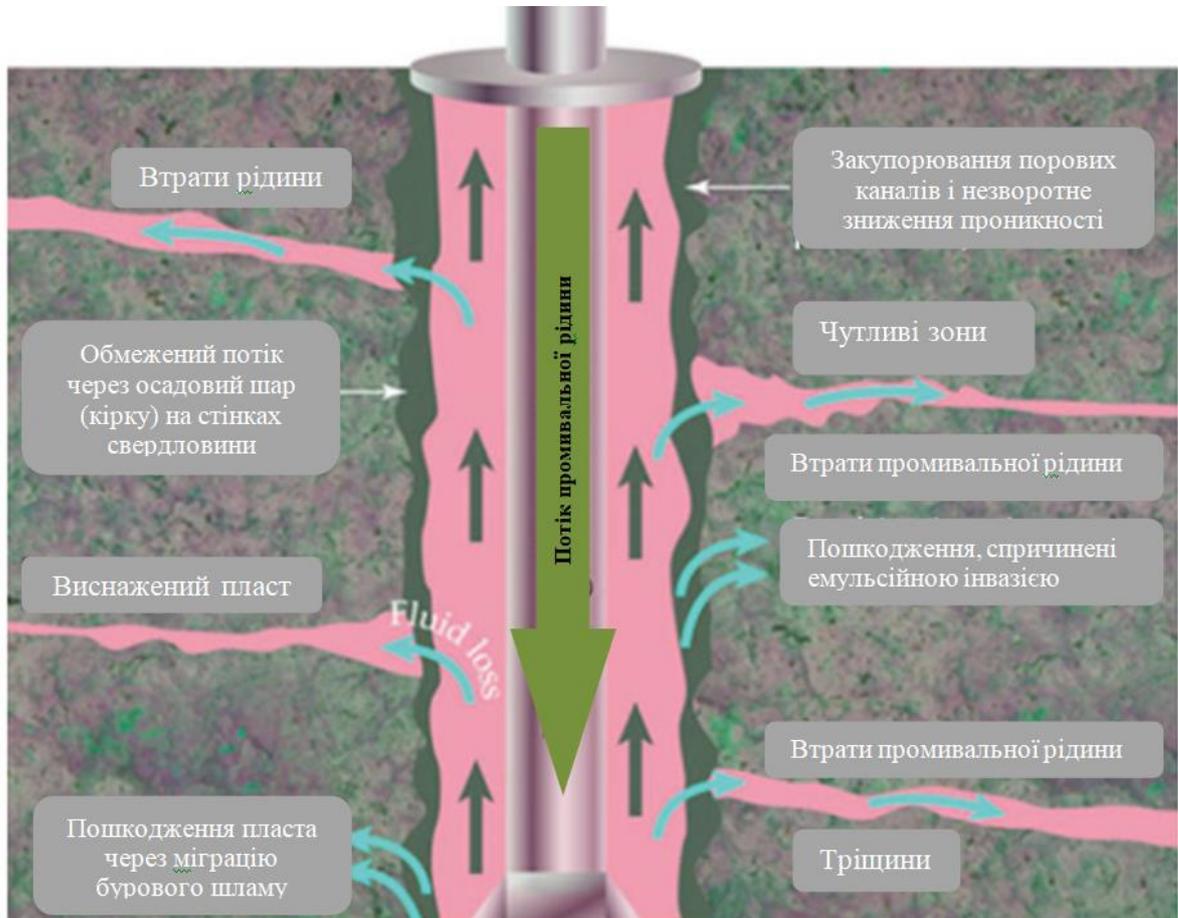


Рисунок 1.1. Механізм витоку промивальної рідини зі свердловини

Слід також враховувати, що заходи з ліквідації втрати циркуляції в окремих ситуаціях можуть мати побічний негативний ефект – зокрема, призводити до забруднення або кольтатації потенційно продуктивних інтервалів. У результаті погіршуються фільтраційно-ємнісні властивості приствольної зони, що здатне спричинити суттєве падіння дебіту (інколи – на порядки, тобто в десятки разів) навіть за формально успішного відновлення циркуляції.

У критичних випадках сукупний вплив перелічених факторів може призводити до аварійних ситуацій, пов'язаних із ризиком для персоналу, значними екологічними наслідками та істотними фінансовими витратами на

ліквідацію ускладнень, аж до вимушеного припинення робіт і ліквідації свердловини. Саме тому своєчасний моніторинг, рання діагностика та контроль поглинань бурового розчину є одним із ключових елементів технологічного супроводу буріння, що забезпечує підвищення рівня безпеки, ефективності та економічної доцільності процесу спорудження свердловин.

За даними багато чисельних досліджень чинники впливу, що передують виникненню поглинань бурового розчину умовно можна розділити на геологічні та технологічні (рис. 1.2.).

1.2. Обґрунтування механізмів втрати циркуляції промивальної рідини (бурового розчину)

Втрата циркуляції промивальної рідини є одним із найпоширеніших ускладнень під час буріння і, як правило, зумовлюється поєднанням складних геологічних умов та технологічних (технічних) факторів, а також їх взаємним підсиленням [17]. Для коректного вибору профілактичних і ліквідаційних заходів необхідно розуміти базові причини та механізми формування зон поглинання.

До геологічних причин поглинань (втрати циркуляції) належать природні особливості порід-колекторів і розривних порушень. Передусім це тріщинуватість і розломи в масиві, які створюють канали підвищеної проникності та сприяють інтенсивному відтоку рідини зі стовбура свердловини (рис. 1.3). Тріщини можуть мати як природне походження, так і бути індукованими бурінням – наприклад, унаслідок порушення напружено-деформованого стану порід або при ініціюванні/розвитку гідророзривів за високих тисків у свердловині.

Чинники, які впливають на виникнення поглинання бурового розчину

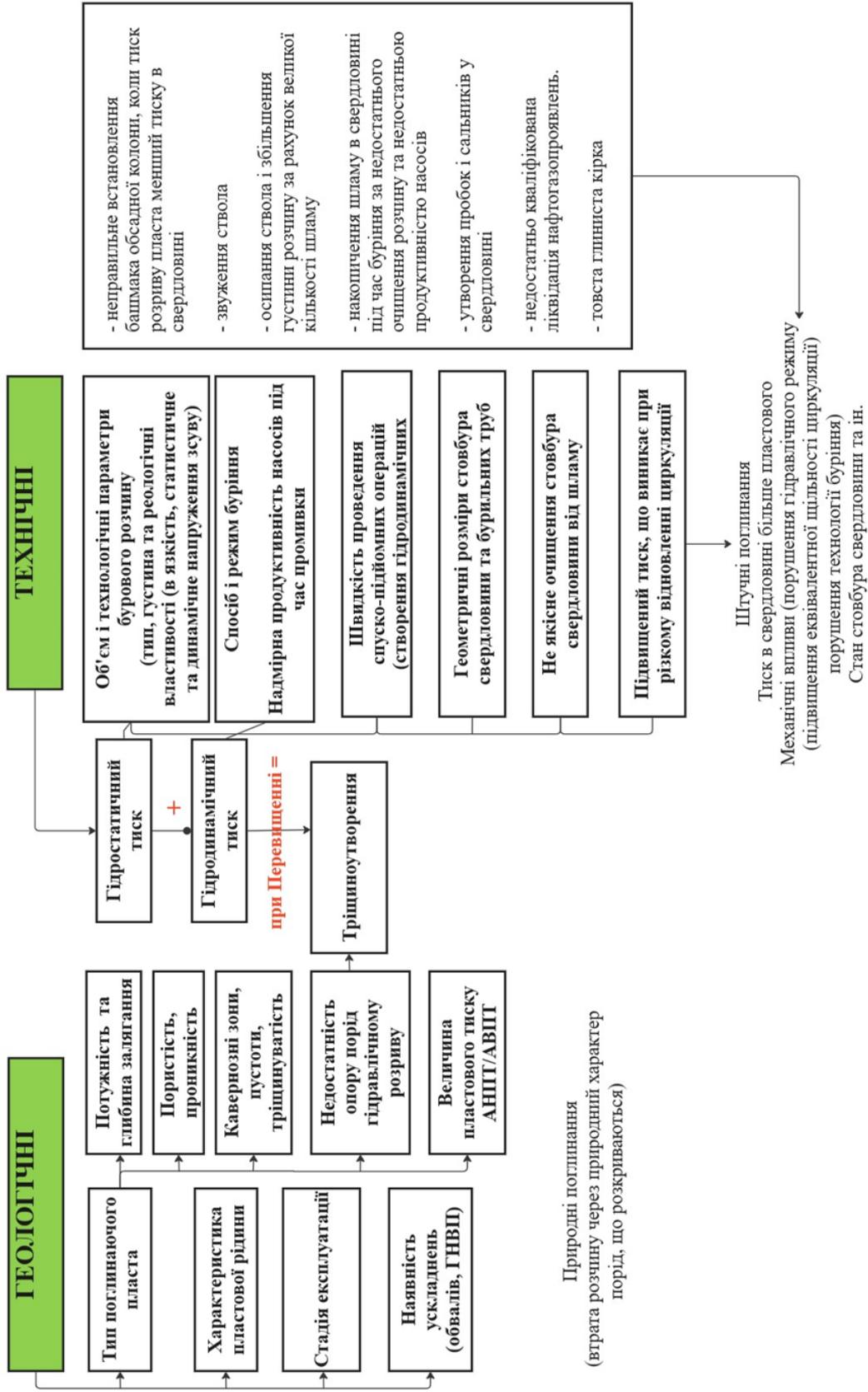


Рисунок 1.2. Чинники, які впливають на виникнення поглинання бурового розчину

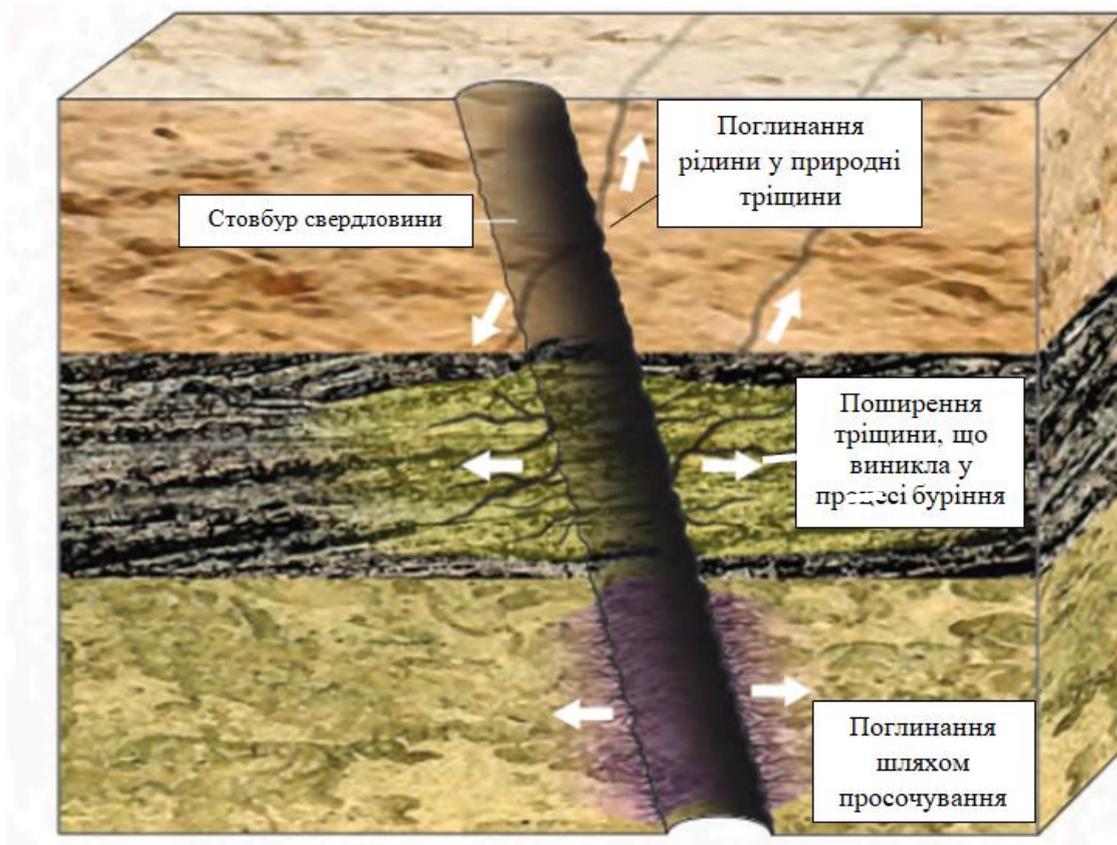


Рисунок 1.3. Втрата циркуляції промивальної рідини

Суттєве поглинання також характерне для інтервалів із підвищеною пористістю та проникністю (пісковики, карбонатні колектори), де промивальна рідина може заповнювати значні об'єми порового простору, каверн і природних пустот. Особливо небезпечними в цьому контексті є карстові утворення (рис. 1.4), які вирізняються розвиненою системою порожнин і каналів, здатних забезпечувати високі дебіти поглинання.

Окрему групу становлять виснажені пласти зі зниженим пластовим тиском: у таких умовах зменшується протидія з боку пласта, і навіть за відносно помірних параметрів бурового розчину виникає суттєва тенденція до витоку промивальної рідини в пласт через недостатній баланс тисків.

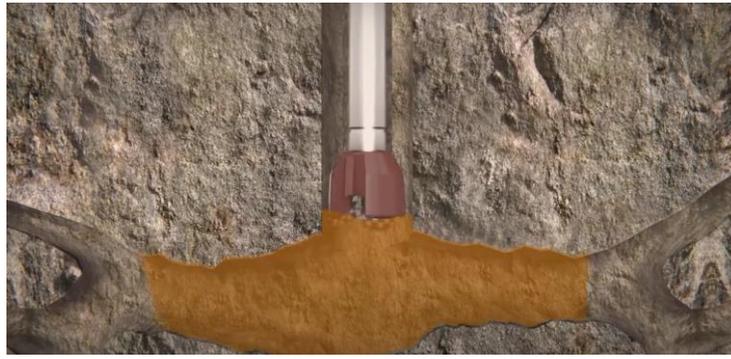


Рисунок 1.4. Втрата циркуляції промивальної рідини при карстових утвореннях

Вагомий внесок у виникнення втрати циркуляції роблять технологічні (технічні) фактори, і однією з найтиповіших причин є перевищення допустимого тиску в свердловині. На практиці це пов'язано з тим, що реальний тиск у стовбурі визначається не лише гідростатичним стовпом рідини, а й додатковими втратами тиску під час циркуляції.

У більшості випадків буріння свердловин в Україні, з урахуванням прийнятих підходів та нормативних вимог, ведуть у режимі репресії – тобто за умов, коли тиск у свердловині перевищує пластовий (поровий) тиск. Базовою складовою цього тиску є гідростатичний тиск, що насамперед залежить від густини бурового розчину. Водночас при прокачуванні розчину по кільцевому простору виникає додаткова складова – гідродинамічний приріст тиску, який у практиці зручно характеризують через еквівалентну циркуляційну густину (ECD/ЕЦГ). Таким чином, у циркуляції фактичний тиск у свердловині зростає порівняно зі статичним, і саме цей ефект часто визначає баланс між безпекою та ризиком поглинань.

За правильно підібраних параметрів (густина + допустиме ECD) тиск у свердловині забезпечує необхідну репресію і стабільний контроль пластових флюїдів. Однак якщо густина промивальної рідини є недостатньою, гідростатичний тиск може виявитися нижчим за поровий тиск, що створює умови для раптового припливу пластових флюїдів у свердловину. У більшості випадків такі прояви локалізують стандартними процедурами глушіння свердловини, проте за несприятливого розвитку подій можливий

некерований викид, який несе підвищені ризики для гирлового обладнання та безпеки персоналу.

Додаткові проблеми виникають і тоді, коли тиск у свердловині є недостатнім для забезпечення стійкості стовбура. Буровий розчин має створювати тиск, достатній для компенсації порушення механічної рівноваги порід після їх розкриття долотом. Вибір розчину з надто малою густиною може призвести до розвитку нестійкості – осипань, обвалень і, у граничному випадку, до часткового або повного руйнування стовбура.

З протилежного боку, використання бурового розчину з надмірно високою густиною (особливо з урахуванням зростання ECD під час циркуляції) може привести до того, що тиск у свердловині перевищить градієнт розкриття/розриву пласта. У такій ситуації порода втрачає цілісність, формуються або розкриваються тріщини, і промивальна рідина починає інтенсивно відтікати в пласт (рис. 1.5), що проявляється як поглинання або повна втрата циркуляції.

За умови системного моніторингу та підтримання еквівалентної циркуляційної густини (ЕЦГ/ECD) у межах так званого вікна стабільності стовбура (умовно позначеного зеленою зоною на рис. 1.5) забезпечується робота свердловини в керованому режимі. У цьому випадку стовбур зберігає номінальний діаметр, а циркуляція промивальної рідини відбувається без небажаних явищ – без припливу пластових флюїдів та без витоків у пласт (центральна верхня схема на рис. 1.5).

Якщо ЕЦГ зменшується і виходить нижче нижньої межі вікна стабільності, свердловина переходить у режим підвищеної нестійкості. За таких умов зростає вплив пластового тиску та напружено-деформованого стану порід на стінки стовбура, що може спричинити деформацію, осипання й прогресування нестійкості. Подальше падіння ЕЦГ до рівня, нижчого за поровий тиск ($P_{пор}$), означає втрату репресії: пластові флюїди починають надходити в свердловину (на рис. 1.5 це відповідає червоним стрілкам у лівій частині верхнього ряду). За несприятливого розвитку подій це може

привести до ускладнень контролю свердловини, аж до некерованого прояву і втрати стійкості стовбура.

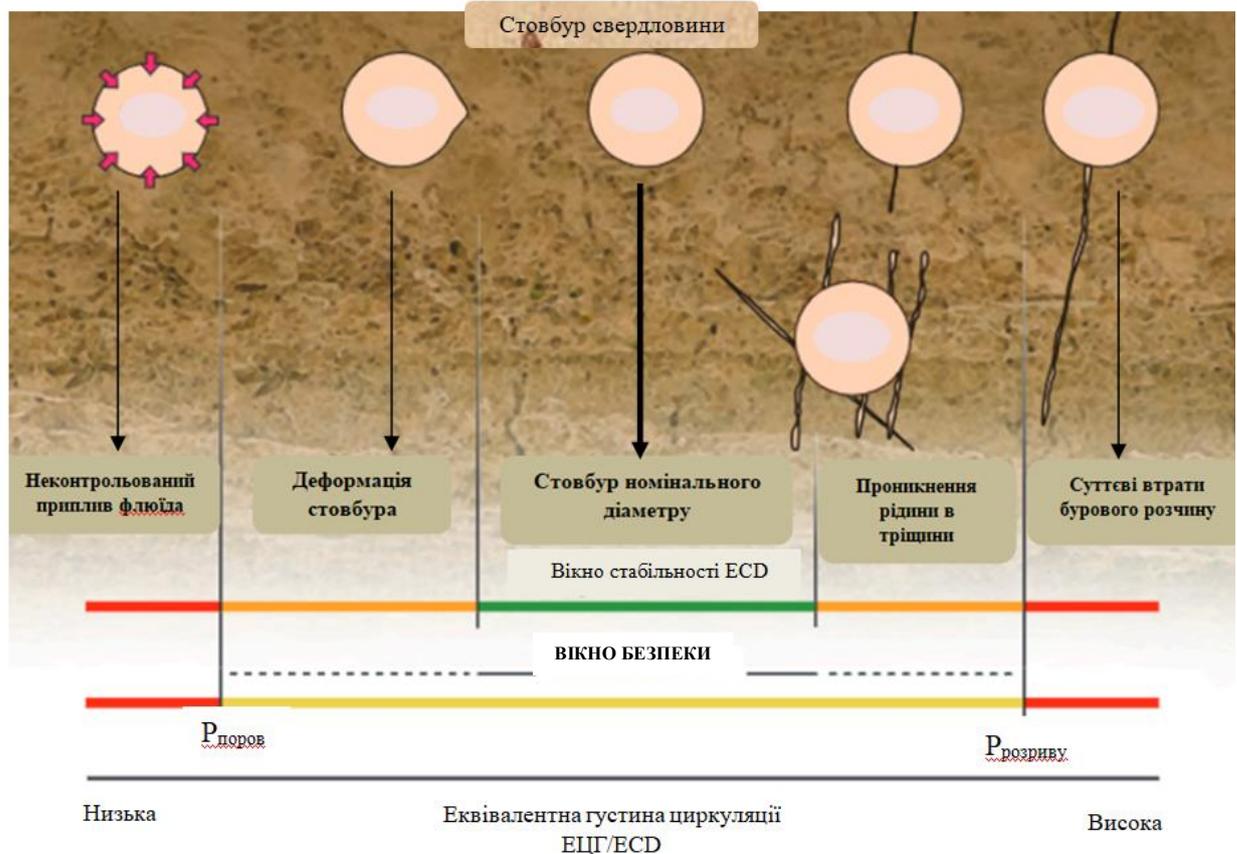


Рисунок 1.5. Залежність поведінки свердловини від щільності бурового розчину

Протилежна ситуація спостерігається, коли ЕЦГ надмірно зростає (умовно — помаранчева зона праворуч на рис. 1.5). У цьому випадку тиск у стовбурі стає настільки високим, що буровий розчин починає інтенсивно проникати в природні тріщини, а також може сприяти ініціюванню нових тріщин. Якщо ЕЦГ досягає або перевищує тиск розкриття/гідророзриву пласта ($P_{розр}$), формується канал розвантаження тиску через тріщини, і як наслідок виникає значне поглинання або навіть повна втрата циркуляції.

Окрім тискових факторів, важливу роль відіграють реологічні та ізоляційні властивості промивальної рідини. Занижена в'язкість або недостатні «ущільнювальні» характеристики (слабке утворення фільтраційної кірки, низька здатність до герметизації) підвищують ймовірність витоку, оскільки така рідина гірше утримується в стовбурі та не

забезпечує ефективного перекриття проникних каналів. Додатково, помилки в керуванні тиском, особливо в інтервалах із низьким пластовим тиском, можуть стати визначальним чинником розвитку поглинань.

Механізми втрати циркуляції можуть суттєво відрізнятися залежно від геологічної будови та режиму буріння. Часткове поглинання має місце тоді, коли на поверхню повертається лише частина прокачаної рідини – типowo для невеликих тріщин або пористих колекторів, де витік відносно обмежений. Повна втрата циркуляції характеризується ситуацією, коли практично весь об'єм рідини йде в пласт; це властиво інтервалам із великими кавернами, карстом або сильно тріщинуватими породами. Окремо виділяють механізм гідророзриву, коли надлишковий тиск у стовбурі створює або розкриває тріщини, які стають шляхом інтенсивного поглинання. У деяких випадках на перебіг процесу впливає і перенос шламу: частинки можуть накопичуватися в зоні тріщин, змінюючи її проникність і характер витоку, що ускладнює прогнозування та вибір оптимальної тактики ліквідації.

Отже, втрата циркуляції є багатофакторним явищем, де геологічні передумови (тріщинуватість, пористість, проникність, кавернозність, виснаженість пластів) реалізуються або посилюються технологічними чинниками (властивості промивальної рідини, рівень тиску/ЕЦГ, режим циркуляції, методи буріння). Розуміння цих причинно-наслідкових зв'язків дає змогу більш обґрунтовано оцінювати ризики, своєчасно коригувати параметри процесу та формувати ефективні стратегії попередження і ліквідації втрати циркуляції, що є критично важливим для безпечного та економічно результативного спорудження свердловин.

1.3. Висновок до розділу 1. Мета та задачі досліджень

За результатами аналізу сучасних підходів і стану проблематики поглинань (втрати циркуляції) бурових розчинів під час буріння нафтових і газових свердловин доцільно сформулювати такі узагальнення:

1. Поглинання та втрата циркуляції належать до найбільш поширених технологічних ускладнень у практиці спорудження нафтогазових свердловин і суттєво впливають на темпи робіт, аварійність та економічні показники буріння.

2. Фізична сутність поглинань полягає в неконтрольованому відтоку промивальної (бурової) рідини зі стовбура свердловини в навколишній гірський масив. Такий витік реалізується через природні або індуковані канали фільтрації у зоні контакту “стовбур–порода”, зокрема через тріщини, пористо-проникні інтервали, кавернозні ділянки та інші геологічні неоднорідності.

3. Розвиток втрати циркуляції має комплексну природу: геологічні передумови (тріщинуватість, пористість, проникність, кавернозність, виснаженість пластів) реалізуються або посилюються технологічними чинниками (властивості й реологія бурового розчину, рівень тиску/ЕЦГ, режими циркуляції та спосіб буріння). Усвідомлення причинно-наслідкових механізмів є основою для прогнозування ризиків і обґрунтованого вибору профілактичних та ліквідаційних заходів, що визначає успішність буріння в ускладнених умовах.

Виходячи з наведених положень, а також з урахуванням актуальних виробничих викликів, можна обґрунтовано сформулювати мету дослідження та конкретизувати завдання, спрямовані на підвищення ефективності попередження і ліквідації поглинань (втрати циркуляції) під час буріння нафтових і газових свердловин.

Мета дослідження – розробка та обґрунтування ефективних заходів попередження поглинань промивальних рідин під час спорудження

свердловини (на прикладі умов Машівського газоконденсатного родовища), а також створення алгоритму дій для оперативного виявлення, оцінки та усунення цих явищ.

Поставлена в роботі мета досягається вирішенням таких **завдань**:

- проаналізувати причини, механізми та типові сценарії виникнення поглинань промивальних (бурових) рідин під час спорудження нафтових і газових свердловин;

- виконати аналіз промислових даних буріння (витрата/повернення розчину, тиски, рівні в ємностях, режими, геолого-технічні умови) та ідентифікувати індикатори раннього прояву поглинань і втрати циркуляції;

- обґрунтувати та підібрати профілактичні заходи щодо зниження ризику поглинань, зокрема шляхом вибору й оптимізації типу і параметрів промивальної рідини та режимів гідравліки;

- дослідити й оцінити ефективність коригувальних технологій ліквідації поглинань (цементування, гелеутворюючі суміші та інші ущільнювальні матеріали), визначивши умови їх доцільного застосування;

- удосконалити методику реагування на поглинання шляхом застосування високоефективних ущільнювальних матеріалів (волокнисті композиції, полімерні компоненти) та сучасних засобів контролю параметрів свердловини;

- розробити алгоритм оперативних дій при поглинаннях і втраті циркуляції, який включає моніторинг у реальному часі, ранню діагностику, вибір адекватної тактики, контроль результативності та критерії переходу до альтернативних рішень.

РОЗДІЛ 2. ТЕХНОЛОГІЇ ПОПЕРЕДЖЕННЯ ПОГЛИНАНЬ БУРОВОГО РОЗЧИНУ

2.1. Технологія використання кольматуючих пачок

Спосіб ліквідації зон поглинання визначається передусім інтенсивністю втрат (див. розд. 1) та типом поглинаючого інтервалу (поровий, порово-тріщинний, тріщинний, кавернозний/карстовий тощо). Практика показує, що універсального рішення не існує: ефективність методів істотно змінюється залежно від геологічної будови пласта, пластового тиску, режиму циркуляції та обмежень щодо застосовуваних матеріалів.

Одним із найпоширеніших підходів до усунення поглинань бурового розчину є прокачування та “посадка” кольматуючих пачок (інколи – зшивальних/блок-пачок) у зоні поглинання з метою формування малопроникного екрана [2, 6, 13, 25]. Цей метод традиційно використовують у випадках малих і середніх поглинань, особливо коли поглинаючий горизонт представлений пористими або помірно тріщинуватими породами з невеликим розкриттям тріщин. У таких умовах доцільним є застосування різних наповнювачів і добавок із кольматуючими або ізолювальними властивостями, що забезпечують швидке перекриття фільтраційних каналів.

Кольматуюча пачка — це заданий об’єм бурового розчину або спеціально приготованої суміші, що містить підібраний сортамент кольматантів і наповнювачів, призначених для оперативного закупорювання порового та/або тріщинного середовища при поглинаннях. До найуживаніших груп кольматантів належать [2, 3, 16, 17, 21, 25, 26]:

- волокнисто-гранулярні матеріали органічного походження та їх комбінації (наприклад, подрібнені рослинні волокна, тирса тощо);
- зернисті наповнювачі;
- пластинчасті матеріали (зокрема слюдисті мінерали);
- карбонатні компоненти (крейда, доломіт, мармурова крихта);

- графітові та полімер-графітні композиції;
- набухаючі полімери, а також глиноцементні склади;
- інші матеріали (бавовняні волокна, тканина, подрібнена гума, суміші гідросилікатів і гідроалюмінатів тощо).

Вибір групи матеріалів доцільно пов'язувати з геометрією каналів поглинання. Зокрема, волокнисті органічні кольматанти зазвичай ефективні для перекриття піщаних і середньозернистих гравійних пластів та дрібних тріщин, тоді як пластинчасті неорганічні матеріали більш результативні у грубозернистих гравіях і тріщинуватих породах із розкриттям тріщин до орієнтовно 2,5 мм. Для перекриття більших тріщин частіше застосовують зернисті наповнювачі. У реальних умовах найкращий ефект зазвичай дає комбінація матеріалів різної форми та гранулометрії, що формує “місток” і ущільнений екран у каналі витоку.

Окрему групу становлять суміші з ізолювальними властивостями, які можуть бути:

- на водній основі (наприклад, склади для закачування під тиском з підвищеними фільтраційними втратами, “м'які” та “тверді” пробки, цементні розчини як твердий корок);
- на нафтовій основі (наприклад, діатомова земля, карбонатні системи тощо).

Склад таких сумішей підбирають залежно від інтенсивності поглинань, очікуваного типу каналу витоку та технологічних обмежень.

Слід зазначити, що на ринку існує широкий спектр промислових матеріалів і сервісів для боротьби з поглинаннями. Зокрема, компанія Halliburton [8] пропонує як окремі герметизуючі компоненти (наприклад, мармурову крихту), так і мультимодальні матеріали (BARAFLAKE® M, DIAMOND SEAL®, VaraLock®-666), які поєднують кілька структурних типів наповнювачів. Компанія M-I SWACO [9] застосовує органічні та полімерні складові, матеріали на основі пластмас і целюлози, а також розширювані синтетичні полімери, здатні збільшувати об'єм при контакті з водою.

У цілому механізм боротьби з неінтенсивними поглинаннями зводиться до механічного перекриття пор і тріщин інертними частинками з пачок та/або робочого розчину [25]. Окрім прокачування пачок, важливим є й профілактичний підхід: наявність у розчині підібраного набору кольматантів, оптимізація промивання та режимів буріння з метою зменшення ECD і корекції реологічного профілю.

Для робіт у межах продуктивних пластів принциповим є питання зворотності кольматації. У зв'язку з цим кольматанти умовно поділяють на дві групи:

- матеріали, допустимі в продуктивному інтервалі (як правило, кислотнорозчинні не менше ніж на 95%);
- матеріали з нижчою кислотнорозчинністю, використання яких у продуктивних пластах обмежене через ризик незворотного забруднення.

Щоб мінімізувати пошкодження колектора, для профілактики та ліквідації поглинань у продуктивних пластах доцільно застосовувати пачки з кислотнорозчинними наповнювачами та водорозчинними полімерними компонентами, інгібіторами, регуляторами рН і контрольованою твердою фазою [25]. Наприклад, модифікований крохмаль і ксантанові біополімери у робочих концентраціях можуть розглядатися як такі, що допускаються для використання при розкритті продуктивних пластів. Серед наповнювачів високою кислотнорозчинністю вирізняються карбонати, целюлозні волокна, карбоксиметилцелюлоза та поліаніонна целюлоза. Натомість низка реагентів і наповнювачів (бітум, гума, слюда тощо) краще розчиняються у вуглеводнях, сильних лугах або спеціальних розчинниках, що обмежує їх застосування при бурінні продуктивних інтервалів.

Склад кольматуючих пачок у практиці визначається не лише інтенсивністю поглинань, а й: наявністю потрібних матеріалів на буровій, геолого-фізичними характеристиками пласта, способом буріння та використаною КНБК (роторне буріння, вибійні двигуни, телеметрія), а також технологічними й екологічними обмеженнями щодо реагентів. Водночас ключовий недолік методики пачок полягає в тому, що для надійного

перекриття каналів потрібен точний підбір типу й розмірів кольматантів; без даних ГДС або за невизначеної структури каналів витоків це не завжди вдається з першої спроби. У таких випадках необхідний поетапний підбір фракцій і форм, що може збільшувати тривалість робіт; для стандартних підходів типово зростання строків будівництва на 3...4 доби.

Поглинання високої інтенсивності потребують окремої тактики та нерідко – нетрадиційних рішень. Як правило, такі випадки пов'язані з пластами, де сформована розвинена мережа природних або індукованих тріщин, високі фільтраційно-ємнісні властивості поєднуються з низьким пластовим тиском, а витоків набувають масштабного характеру. За цих умов прокачування кольматуючих пачок часто не дає очікуваного ефекту, оскільки поглинаюча здатність пласта перевищує можливості “мостіння” частинками.

У випадку повної втрати циркуляції у сильно тріщинуватих породах, схильних до осипань і обвалів, доцільним є застосування тампонажних (ізоляційних) сумішей – на основі цементу, силікатів, гіпсу, смол, бітумних і латексних систем. Їх призначення полягає у формуванні водонепроникного бар'єра в породі навколо свердловини шляхом тампонування каналів поглинання тверднучими або нетверднучими складами.

На практиці найбільш поширені тампонажні системи на водній основі з мінеральними в'язучими й полімерними добавками; водночас вони мають низку суттєвих обмежень [27]. Зокрема, такі суміші можуть активно змішуватися з пластовими водами (особливо за міжпластового перетікання), піддаватися розшаруванню й седиментації, що збільшує час захоплення, сприяє розтіканню на значні відстані від стовбура та призводить до перевитрати матеріалу і повторних тампонажних операцій. У реальних умовах ліквідації поглинань витрати цементу можуть становити тонни і десятки тонн.

Встановлення ізоляційних цементних мостів часто виявляється малоефективним, якщо не врахувати вплив гідростатичного тиску верхнього стовпа бурового розчину: існує ризик розмиву тампонажного розчину в ранній період захоплення. Додатково операції з постановки мостів у

поглинаючих інтервалах пов'язані з підвищеною ймовірністю прихоплення заливних труб, оскільки умови прискореної водовіддачі та втрати рухливості цементного розчину сприяють його “зависанню” та заклинюванню інструменту.

2.2. Технології регулювання гідравлічної рівноваги в системі «свердловина – пласт» та ізоляція зон поглинання

Технології боротьби з поглинаннями при бурінні можна умовно поділити на:

- методи регулювання гідравлічної рівноваги в системі «свердловина-пласт»;
- ізоляція зон поглинання.

Для створення необхідного балансу між буровим розчином та гідродинамічним тиском по всій довжині горизонтального стовбура з метою одночасного попередження поглинання та ГНВП в статті [15] наведено дослідні дані впровадження системи контролю тиску під час буріння (MPD Technology). Дана технологія допомагає операторам досягти успіху в ефективній навігації через вузькі порові вікна тиску-розриву та виявляти приріст/втрати на ранній стадії, пом'якшуючи складні ситуації контролю свердловини (рис. 2.1).

Керування тиском у стовбурі свердловини може здійснюватися шляхом оперативної зміни еквівалентної ваги (густини) бурового розчину в режимі реального часу. Це досягається, зокрема, регулюванням рівня (висоти стовпа) бурового розчину в стояку, що дозволяє гнучко впливати на гідростатичну складову тиску та точніше утримувати робочі параметри в межах “вікна” між поровим тиском і тиском розкриття пласта. Такий підхід підвищує маневреність під час бурових операцій, полегшує проходження складних

геологічних інтервалів і зменшує ризики, пов'язані з некерованими тисковими проявами.

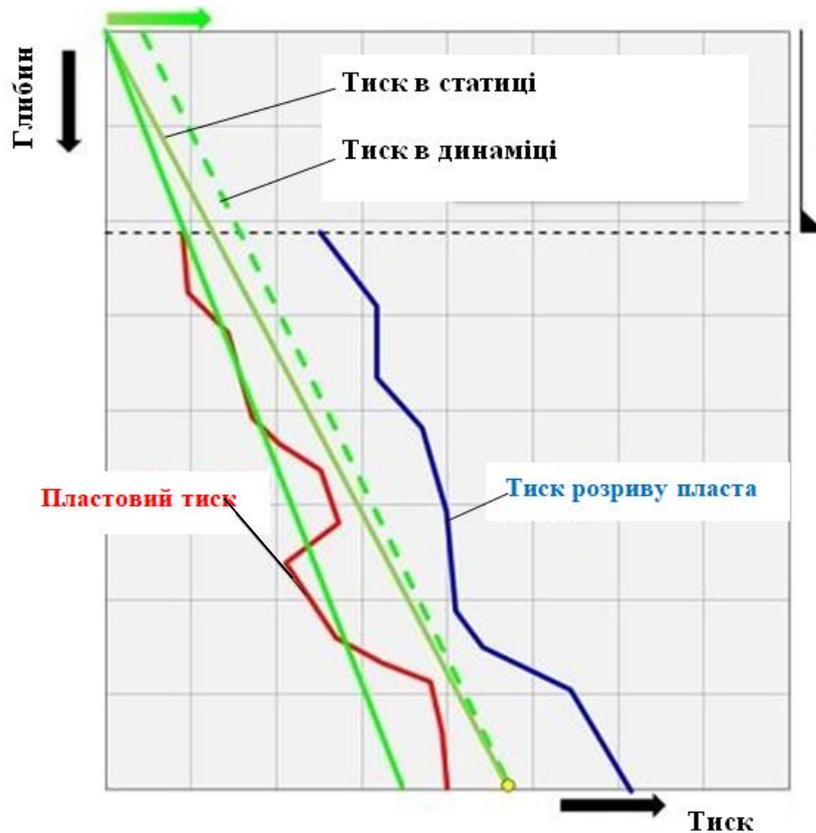


Рисунок 2.1. Система контролю тиску під час буріння (MPD Technology)

Провідні сервісні та машинобудівні компанії, зокрема Weatherford, National Oilwell Varco, Drilling Systems International, також розглядають як інструмент боротьби з поглинаннями застосування циркуляційних перевідників [7, 8, 9, 10, 11]. Такі пристрої монтують у складі КНБК вище телеметричної системи і використовують для перенаправлення потоку: промивальна рідина може скидатися з внутрішнього простору бурильної колони в затрубний простір у зоні встановлення перевідника через бічні порти корпусу. Оскільки подібні інструменти мають широке поширення у світовій практиці, доцільно в межах кваліфікаційної роботи окремо розглянути їх функціональні можливості, переваги та відмінності між рішеннями різних виробників.

Для випадків високоінтенсивних поглинань часто рекомендують технологічну схему, яка передбачає роз'єднання (ізоляцію) проблемного інтервалу та вищерозташованої частини стовбура, де циркуляція зберігається стабільною. Один із варіантів реалізації – застосування компоновки з пакером, що розбурюється, який тимчасово відсікає зону інтенсивного поглинання й дозволяє виконувати подальші операції в контрольованому режимі.

Окремо слід виділити технології буріння на обсадній колоні або хвостовику (casing/liner drilling). Їх ключова перевага полягає в тому, що вони дають змогу бурити, спускати, встановлювати та цементувати обсадну колону в межах однієї спуско-підіймальної операції, що прискорює будівництво свердловини, знижує витрати й зменшує експозицію персоналу до небезпечних умов. Такі системи ефективні під час проходження інтервалів підвищеного ризику, зокрема зон втрати циркуляції, різких перепадів тиску та нестійких порід. Роторне буріння на обсадній колоні вирізняється відносною технологічною простотою, оскільки базується на застосуванні стандартного трубного сортаменту, а для впровадження часто не потрібні радикальні зміни у складі типового бурового обладнання, що зменшує потребу в спеціалізованій інфраструктурі.

На рис. 2.2 наведено одну з класифікацій методів боротьби з поглинаннями промивальної рідини [27]. Узагальнюючи результати аналізу, до основних напрямів протидії поглинанням можна віднести такі групи методів:

- Зменшення перепаду тиску між свердловиною та поглинаючим пластом і/або корекція параметрів промивальної рідини (густина, реологія, фільтраційні властивості, режими циркуляції).
- Ізоляція поглинаючого інтервалу та закупорювання (зшивання) каналів поглинання із застосуванням спеціальних матеріалів, цементних розчинів, паст і тампонажних композицій.

- Буріння без циркуляції (у спеціальних технологічних сценаріях, коли класичне відновлення циркуляції є неефективним або неможливим).
- Підбір спеціальних рецептур очисного агента, включно з газорідними сумішами та пінними системами, коли рідинна промивка не забезпечує потрібного режиму.
- Використання перекривальних/обмежувальних пристроїв, які зменшують проникнення тампонажних сумішей у глибину поглинаючих каналів і підвищують керованість тампонування.
- Перекриття тріщин і порожнин із застосуванням високоміцних тканинних оболонок (як спеціалізований метод для окремих типів порожнинності).
- Ведення буріння за катастрофічних поглинань без повернення промивальної рідини на поверхню (як вимушена технологія за відповідних умов контролю свердловини).
- Ізоляція зон поглинання “потайною” колоною (liner/patch-колона), коли потрібне конструктивне відсікання проблемного інтервалу.

2.3. Рекомендації щодо попередження поглинань під час буріння

На основі проведених досліджень в кваліфікаційній роботі зведено рекомендації щодо попередження поглинань промивальної рідини під час буріння.

Не допускається підвищення значень СНЗ понад межі, визначені програмою промивання свердловини.

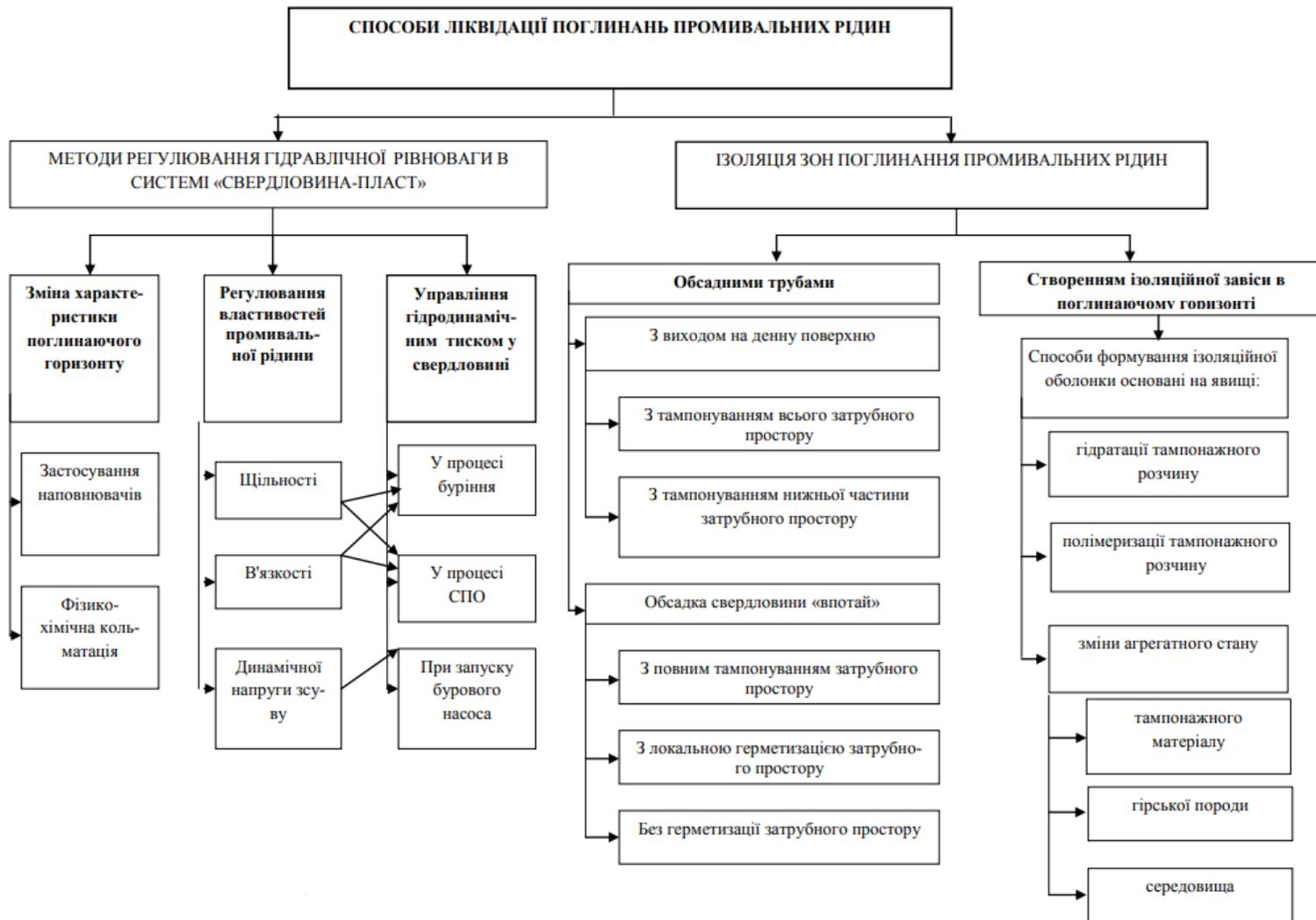


Рисунок 2.2. Класифікація способів боротьби з поглинаннями промивальної рідини [26]

Коефіцієнт тиксотропії слід утримувати не вище 2,5 (відношення напруги зсуву за 10 хв до напруги зсуву за 10 с). У разі перевищення насамперед необхідно усунути причини коагуляції: надлишковий вміст твердої фази, бікарбонатну/цементну та інші прояви хімічної агресії. Після цього виконують розведення бурового розчину до відновлення нормативних параметрів.

За високих швидкостей буріння та появи ознак недостатнього виносу шламу (затяжки під час нарощування, нестійкість або “стрибки” тиску) слід збільшити тривалість промивань із розходженням інструменту до стабілізації тиску та усунення затяжок. Якщо реологічні параметри є заниженими і не забезпечують транспортування шламу, їх необхідно довести до робочого діапазону.

Під час підймання інструменту, за появи затяжок, потрібно промити та пропрацювати свердловину, не допускаючи проходження проблемного інтервалу без циркуляції (“в суху”). Промивання слід починати з мінімальної подачі, а далі – у міру стабілізації тиску – поступово підвищувати витрату. Промивання виконують із походженням (переміщенням) інструменту.

Під час СПО необхідно контролювати обсяги доливання та витіснення бурового розчину, щоб своєчасно виявляти можливі поглинання та оперативно переходити до відповідних заходів реагування.

Потрібно дотримуватися регламентних швидкостей спуску при СПО, нарощуваннях і проробках, щоб мінімізувати ефекти свабування та поршнювання, особливо у відкритому стовбурі.

У процесі обробки розчину слід уникати різких коливань густини: не допускати значного “перевантаження” розчину за густиною з подальшим різким розведенням.

За великих ROP доцільно збільшувати час промивань перед нарощуванням, щоб забезпечити повніший підйом вибуреного шламу на поверхню.

Якщо спостерігається різке зростання швидкості проходки, потрібно тимчасово обмежити ROP, щоб забезпечити якісне формування фільтраційної кірки та розвантаження кільцевого простору від шламу. Після

проходження інтервалів із піковим ROP слід витримувати не менше 15 хв промивки.

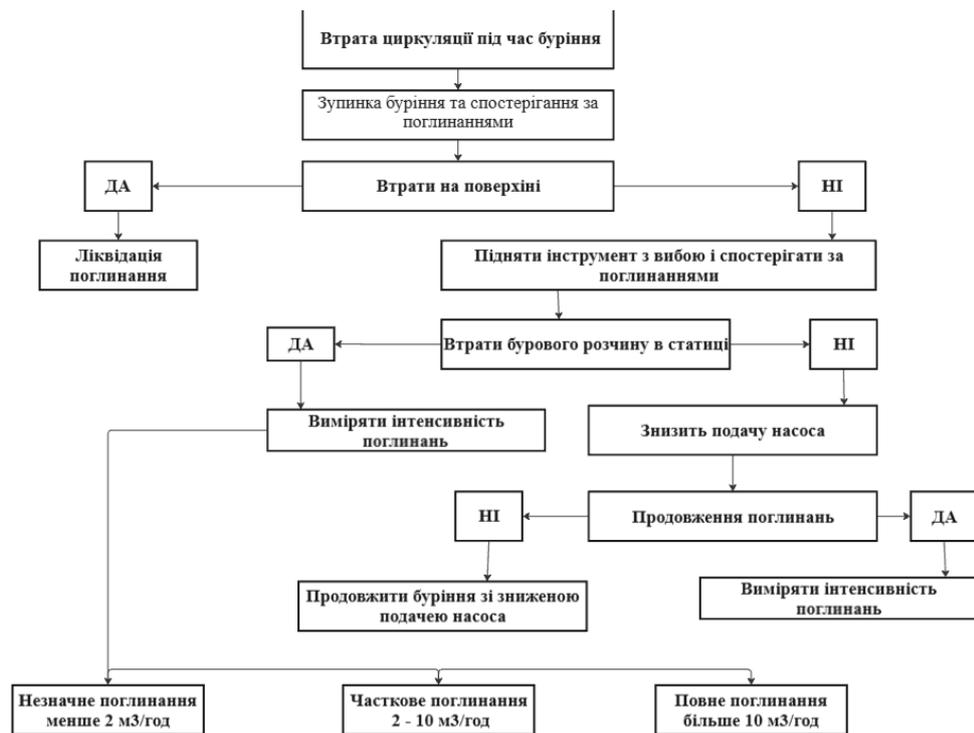


Рисунок 2.3. Блок-схема дій при втраті циркуляції

Після виконання СПО рекомендується спочатку забезпечити обертання інструменту, а потім виконати плавний ступінчастий запуск насоса – від мінімальної подачі до стабілізації тиску, після чого подачу нарощують до робочого значення також поетапно.

Необхідно підтримувати мінімальний вміст вибуреної породи у розчині (орієнтовно < 5%) шляхом належної роботи системи очищення та корекції режимів промивки.

У розчині слід забезпечувати нормативну концентрацію кольматанта різного фракційного складу (наприклад, мармурової крихти) для формування малопроникної фільтраційної кірки; для звичайних умов орієнтовна концентрація – не менше 50 кг/м³. Оскільки кольматант постійно видаляється на системі очищення та витрачається на формування кірки, його вміст потрібно регулярно контролювати і за потреби поповнювати.

Параметри фільтрації бурового розчину необхідно утримувати на мінімально можливому рівні відповідно до технологічних вимог.

Загальна стратегія керування параметрами розчину має полягати в забезпеченні мінімально достатніх густини та реології, тобто в утриманні мінімально необхідної репресії на пласт. Це потрібно для досягнення допустимого рівня репресії як у статиці (ESD), так і в динаміці (ECD), запобігання гідророзриву пласта та одночасного забезпечення стійкості стовбура свердловини.

2.4. Висновки до розділу 2

1. На основі проведеного дослідження можна виділити наступні основні технології у боротьбі з поглинанням бурових рідин:

– регулювання гідравлічної рівноваги в системі «свердловина пласт». Зниженням перепаду тиску між свердловиною та пластом, що поглинає рідину, або зміною параметрів промивної рідини;

– ізоляцією від свердловини пласта, що поглинає рідину (закупоркою каналів поглинань кольматуючими наповнювачами та цементними сумішами);

– застосування перекриваючих пристроїв, циркуляційні перевідники;

– ізоляція зон поглинання «потайною» колоною.

2. Прийняті рішення застосування тієї чи іншої технології щодо боротьби або усунення (ліквідації) зон поглинання залежить насамперед від інтенсивності поглинання, характеру поглинаючого горизонту.

3. В світі широко застосовують технології буріння із застосуванням циркуляційних перевідників, що є ефективним методом боротьби з поглинаннями без побоювання зашламовування та потрапляння сторонніх предметів до нижчерозташованих елементів КНБК, а також для якісного очищення горизонтальних і похилих ділянок свердловин.

РОЗДІЛ 3. ПРОПОЗИЦІЇ ЩОДО ЗАСТОСУВАННЯ ЦИРКУЛЯЦІЙНИХ ПЕРЕВІДНИКІВ У КОМПОНОВЦІ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ ДЛЯ УНИКНЕННЯ ПОГЛИНАННЯ БУРОВОГО РОЗЧИНУ

3.1. Принцип роботи циркуляційних перевідників

Циркуляційний перевідник (рис. 3.1) належить до пристроїв для буріння нафтових і газових свердловин. Технічним завданням якого є підвищення надійності, спрощення управління траєкторією подачі текучого середовища, зниження гідравлічних втрат, поліпшення експлуатаційних характеристик і боротьба з аварійними ситуаціями [34].

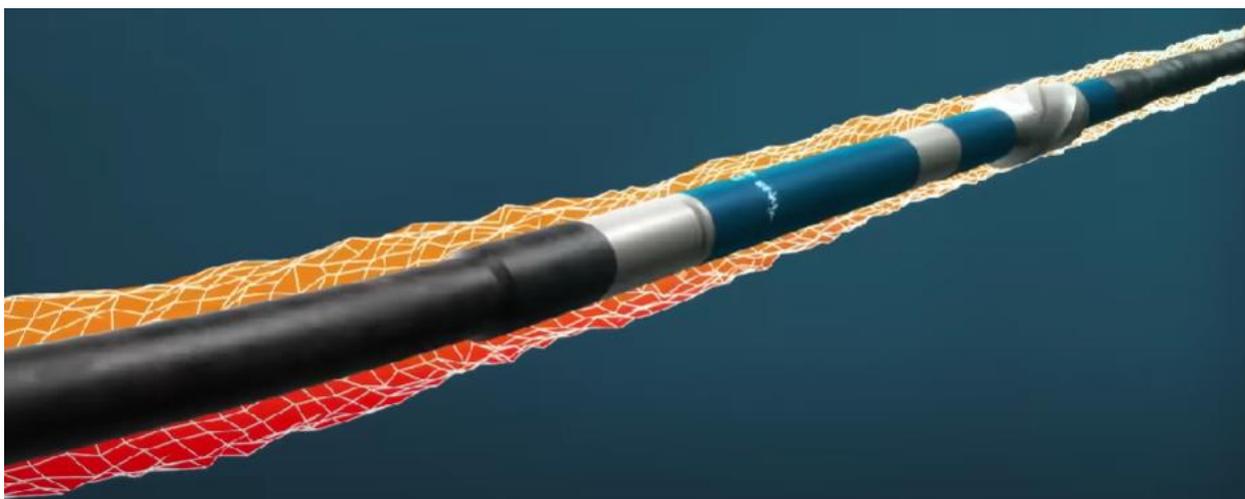


Рисунок 3.1. Циркуляційний перевідник

Здатність циркуляційного перевідника перенаправляти потік із внутрішнього каналу бурильної колони в затрубний простір безпосередньо під час буріння робить цей інструмент дієвим засобом у технологіях боротьби з поглинаннями бурового розчину. Перемикання режимів роботи, як правило, виконується без СПО – за допомогою керуючих куль, які подаються з поверхні в бурильну колону і транспортуються до перевідника

потокром промивальної рідини. Така схема дозволяє зменшити непродуктивний час, а також може сприяти покращенню очищення стовбура від шламу завдяки оптимізації гідравліки в затрубному просторі [8, 9, 10, 12]. Окремо відзначається доцільність застосування перевідників при заміщенні технологічних рідин під час освоєння/закінчування та ремонтних робіт.

Циркуляційний перевідник зазвичай монтують у складі КНБК вище телеметричної системи. Його важливою експлуатаційною особливістю є можливість багаторазового перемикання потоку бурового розчину, у тому числі сумішей із кольматуючими матеріалами, із внутрішнього простору колони в затрубний.

Функціонально такі інструменти дають змогу цілеспрямовано подавати бурові та тампонажні суміші з інертними наповнювачами безпосередньо в зону поглинання. У горизонтальних стовбурах і свердловинах із великим відходом від вертикалі перевідник дозволяє збільшити інтенсивність потоку в затрубному просторі, що підвищує ефективність транспортування вибуреного шламу. Крім того, інструмент може бути корисним у технологічних операціях, пов'язаних із заміною розчинів, відбором керна, а також під час освоєння після ГРП. Практична перевага полягає і в тому, що циркуляційні отвори, як правило, автоматично перекриваються при зупинці насосів, запобігаючи небажаному зворотному перетіканню промивних або тампонажних сумішей у внутрішній канал бурильної колони.

З погляду режимів функціонування перевідник працює у двох станах – неактивованому та активованому.

У неактивованому режимі бічні порти закриті, і весь об'єм промивальної рідини проходить через перевідник у напрямку до долота.

В активованому режимі бічні порти відкриваються, забезпечуючи гідравлічний зв'язок між бурильною колоною і затрубним простором у зоні інструменту; при цьому центральний канал перекривається, і потік промивальної рідини спрямовується через бічні порти в затрубний простір, а

елементи КНБК, розташовані нижче перевідника, фактично ізолюються від циркуляції через внутрішній канал.

Активація циркуляційного перевідника дозволяє вирішувати низку прикладних задач:

- подавати різні типи кольматаційних та ізоляційних матеріалів у зони поглинання;
- підвищувати ефективність очищення стовбура за рахунок збільшення витрати/швидкості потоку в затрубному просторі (особливо в горизонталях та ERD);
- виконувати відновлення параметрів бурового розчину (корекція властивостей за технологічною схемою);
- здійснювати заміщення технологічних рідин під час закінчування, освоєння або ремонту свердловин.

Попри те, що частина підрядників з міркувань економії прагне мінімізувати кількість додаткових інструментів у КНБК, застосування циркуляційного перевідника часто є економічно виправданим: вартість його оренди зазвичай незначна порівняно з потенційними втратами від поглинань і, тим більше, від ускладнень, що можуть розвинутиися при втраті циркуляції.

3.2. Циркуляційні перевідники JetStream компанії Weatherford

Компанія Weatherford має в своєму арсеналі циркуляційний перевідник JetStream RFID [10], що використовує технологію радіочастотної ідентифікації (рис. 3.2.).



Рисунок 3.2. Циркуляційний перевідник JetStream RFID компанії Weatherford [10]

Даний перевідник дозволяє компаніям-операторам спускати комплекс інструментів у різних положеннях усередині колони бурильних труб та віддалено приводити в дію клапани необмежену кількість разів за один рейс для досягнення вищої подачі бурового розчину та якіснішого очищення стовбура свердловини.

На рис. 3.3 показано принцип роботи циркуляційного перевідника JetStream RFID компанії Weatherford [10].

Фахівці на місцях програмують кілька RFID-міток на поверхні, що дає змогу використовувати мітки на вимогу протягом усієї операції. Коли бурильнику необхідно активувати перевідник, мітка RFID скидається з поверхні і передає команди на перевідник, коли він проходить повз інструмент.

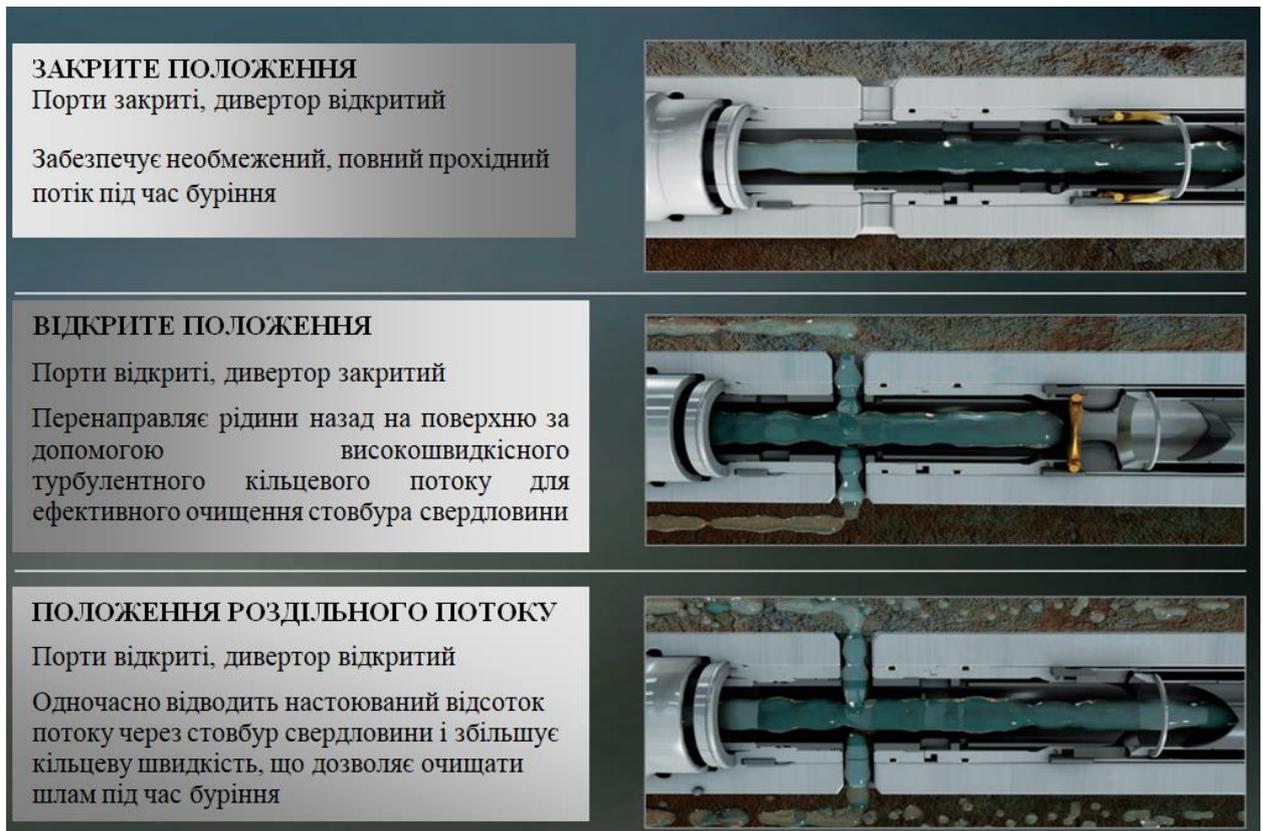


Рисунок 3.3. Принцип роботи циркуляційного перевідника JetStream RFID компанії Weatherford [10]

Після отримання RFID-сигналу, гідравлічний насос, що приводиться в дію електродвигуном з батарейним живленням, переміщує гільзу в одне з трьох попередньо налаштованих положень: відкрите, закрите або унікальне положення з розділеним потоком:

- закрите положення: порти закриті, дивертер відкритий. Забезпечує необмежений, повний наскрізний потік під час буріння;
- відкрите положення: порти відкриті, дивертер закритий. Перенаправляє флюїди назад на поверхню з високошвидкісним турбулентним кільцевим потоком для ефективного очищення стовбура свердловини;
- розташування розподілу потоку: порти відкриті, відхилювач відкритий. Одночасно відводиться настроюваний відсоток потоку через стовбур свердловини і підвищується кільцева швидкість, що дає змогу очищати шлам під час буріння.

Технологія RFID пропонує кілька переваг. За відсутності громіздких кульок, сідел, дротиків і штифтів внутрішній діаметр залишається на повному діаметрі протягом усього процесу буріння. У результаті підвищується кільцева швидкість і турбулентний потік. Оскільки JetStream не використовує свердловинну гідравліку для приведення в дію, інструмент ефективний у різних галузях, зокрема під час буріння з низькою витратою і бурінням на депресії. Перевідник JetStream може бути налаштований з можливістю одночасного відкриття портів і дивертора для очищення шламу під час буріння. Положення з розділеним потоком особливо корисне при бурінні з низькою витратою. Численні конфігурації форсунок дозволяють визначити, як потік розподіляється між затрубним простором і КНБК. Контролюючи кількість рідини, що відводиться, можна регулювати загальну площу потоку і збільшувати кільцеву швидкість.

Отже, перевідник JetStream є цікавим вибором, оскільки завдяки застосуванню технології радіочастотної ідентифікації, його можна активувати і під час буріння з низькою витратою.

3.3. Циркуляційні перевідники багаторазової дії MOCS G2 компанії NOV

Компанією NOV [12] розроблено циркуляційні перевідники багаторазової дії MOCS G2 (рис. 3.4).

Особливістю цього пристрою є те, що він розрахований на виконання необмеженої кількості циклів. MOCS G2 активується і нескінченно циклічно обертається за допомогою однією кулькою, яка змінює напрямок потоку бурового розчину від ідентифікатора колони (без байпасу) до затрубного простору (байпас), забезпечуючи необмежену та надійну циклічну зміну за вимогою всього за 60 с

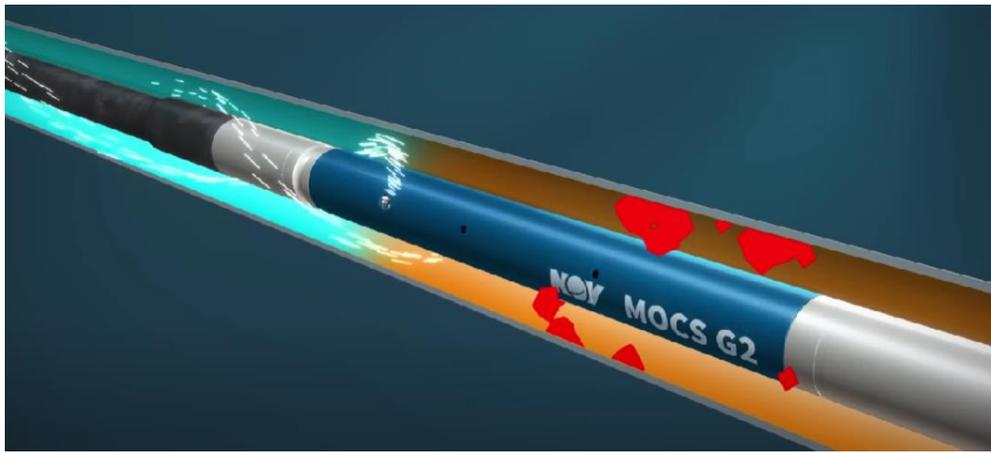


Рисунок 3.4. Циркуляційний перевідник MOCS G2 компанії NOV

На рис. 3.5 наведено принцип роботи циркуляційного перевідник MOCS G2 компанії NOV [12].

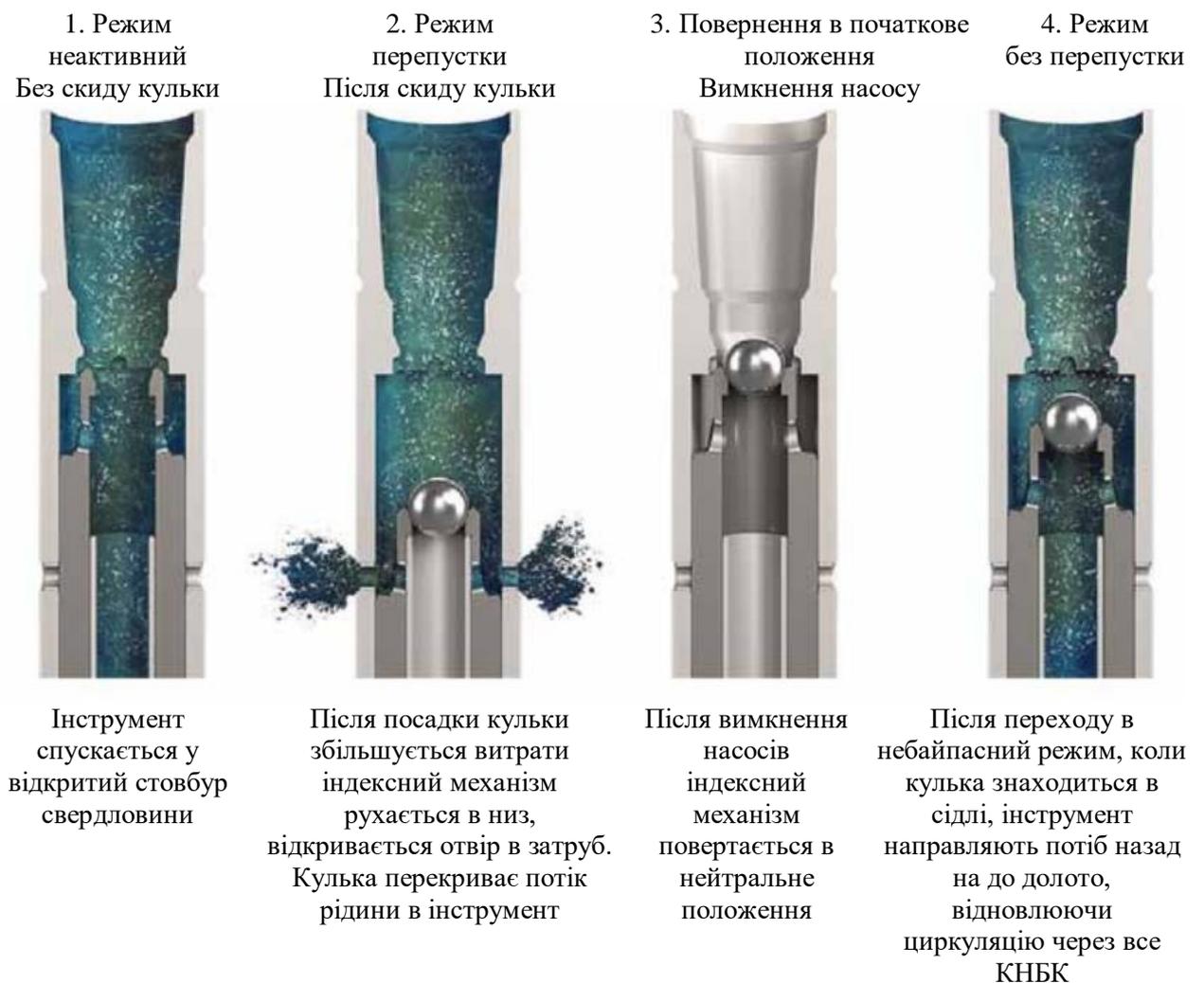


Рисунок 3.5. Принцип роботи циркуляційного перевідник MOCS G2 компанії NOV

Дана модель циркуляційного перевідника представлена у наступних типорозмірах: 241,3 мм (9 ½”), 203,2 мм (8”), 165,1 мм (6 ½”), 122 мм (4 ¾”).

Таким чином, до переваг багаторазового циркуляційного перевідника МОСS належать простота у використанні, відсутність необхідності скидання кількох куль, сумісність із різними внутрішніми діаметрами елементів КНБК, активація буровим розчином і, як уже було сказано вище, необмежена кількість циклів перемикання. При цьому тривалість циклу перемикання становить 60 с, а факт перемикання в те чи інше положення контролюється індексним механізмом і пружиною.

Максимальний розмір наповнювача, використовуваного для ліквідації поглинань бурових розчинів, обмежений прохідним діаметром циркуляційних портів перевідника. У зв'язку з особливостями конструкції циркуляційний перевідник МОСS неможливо зафіксувати у відкритому положенні при вимкнених насосах, тобто використовувати як переливний клапан. Зниження фактичної витрати бурового розчину нижче за витрату активації більш ніж на 15%, або вимкнення бурових насосів призведе до перемикання перевідника в положення «закрито». Ці особливості обмежують діапазон застосування обладнання і можуть призвести до потрапляння залишків кольматуючих матеріалів в інструмент, розташований нижче перевідника МОСS. При цьому недостатнє промивання МОСS від залишків кольматаційної пачки і наповнювач, що залишився, можуть призвести до блокування механізму перемикання перевідника.

3.4. Циркуляційний перевідник PBL Multiple Activation Autolock Bypass компанії Drilling Systems International

Компанія Drilling Systems International [11] пропонує автозастворний інструмент PBL Multiple Activation Autolock Bypass (рис. 3.6) багатократною дією. Це простий надійний інструмент, який перенаправляє 100% потоку через

бічні отвори в затрубний простір, збільшуючи швидкість циркуляції та загальну площу потоку.

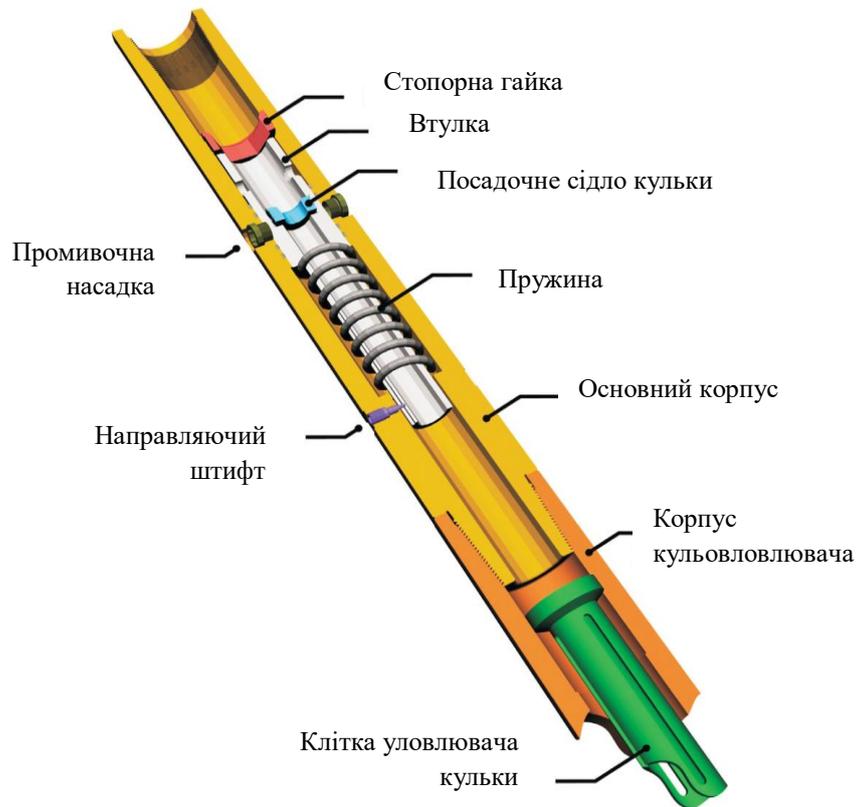


Рисунок 3.6. Інструмент PVL

За даними виробника він призначений для боротьби з поглинаннями бурового розчину, підвищення якості очищення стовбура свердловини та полегшення виконання СПО у процесі буріння. Конструкція інструменту PVL дозволяє проводити вищезгадані операції, відсікаючи вибійний двигун (і телеметричну систему) від потоку рідини, що промиває.

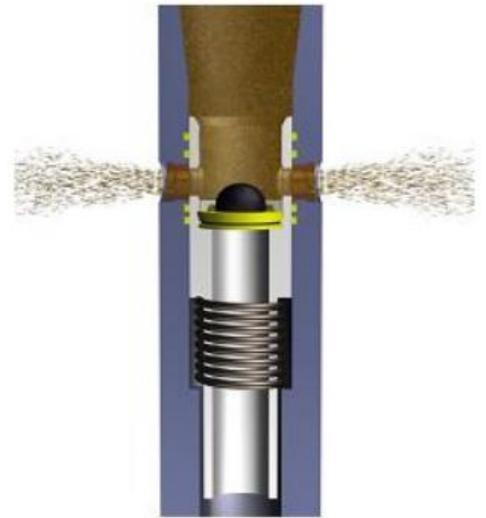
На рис. 3.7 наведено принцип роботи інструменту PVL Multiple Activation Autolock Bypass. Примітка: Інструмент можна гідравлічно скинути (розблокувати) в свердловину шляхом скидання 2 сталевих деактиваційних кульок (блокувальна кулька та кулька активації).



1. Режим буріння
Подача на долото



2. Інструмент закритий
Куля активації в сідлі



3. Насоси зупинені.
Інструмент відкритий.
Циркуляція йде через порти



3.1. Блокувальна куля для
відкачування
Відключення сухого патрубка
/ наливного патрубка
Циркуляція йде через один
порт
Примітка: тільки для СПО



4. Сталеві кулі
дезактивації закрили
порти.
Тиск підвищується
В будь який момент вони
можуть бути активовані



5. Дезактивація інструменту.
Усі кулі в кулеуловлювачі Порти
закриті.

Рис. 3.7. Принцип роботи інструменту PBL

Система PBL застосовується для покращення та допомоги при:

- втраті циркуляції під час всіх методів буріння;
- очищенні стовбура свердловини;
- сценаріях з прихопленням труб;
- при бурінні на депресії;

- струминне промивання відкритого стовбура свердловини (наприклад, видалення скупчень парафіну, якщо вони впливають на видобуток);
- спеціальні технології відбору керна;
- буріння під керованим тиском (MPD);
- долота з фіксованим різцем/біцентровані долота або розширення свердловини (Under-Reaming);
- горизонтальне буріння та буріння з великим відхиленням від вертикалі.

Коли інструмент знаходиться якомога нижче в КНБК, його можна відкрити (активувати), просто опустивши і закачавши вниз вінілову активаційну кульку. Коли інструмент відкривається, оператори не обмежені в розмірі або концентрації LCM (Lost Circulation Management, матеріали керуванням втрати циркуляцією), який вони можуть закачати. Обмеження покладаються на поверхневе обладнання. Після відновлення циркуляції інструмент можна закрити. Якщо проблема виникне знову, інструмент PVL можна активувати і деактивувати до 5 разів (стандартне налаштування). За запитом можна замовити подовжені уловлювачі кульок, які витримують до 10 циклів і більше.

Дана інструмент має широкий вибір типорозмірів. Найбільш поширені: 241,3 мм (9 ½”), 203,2 мм (8”), 171,45 мм (6 ¾”), 122 мм (4 ¾”), 89 мм (3 ½”).

Специфікація PVL наведена в табл. 3.1.

Інструмент PVL понад 20 років широко застосовується провідними буровими компаніями у всіх нафтовидобувних регіонах світу.

На рис. 3.8 наведено ефективність використання циркуляційний перевідник PVL при промиванні порівняно з промивкою долотом.

На рис. 3.9 наведено зразки шламу при застосуванні долота для промивки та при використанні циркуляційний перевідник PVL.

а)



б)



Рисунок 3.8. Ефективність промивки свердловини при поглинанні промивальної рідини:

- а – промивка через долото ($Q - 35$ л/сек, $P - 220$ кг/см². Винос шламу незначний)**
- б – промивка через циркуляційний перевідник PVL ($Q - 45$ л/сек, $P - 211$ кг/см². стовбур очищено)**

а)



б)



Рисунок 3.9 Зразки шламу:
а – зразок шламу при промивці через долото
б – зразок шламу при застосуванні циркуляційного перевідник PVL

**Таблиця 3.1 – Специфікація циркуляційного перевідника PBL Multiple Activation Autolock Bypass компанії
Drilling Systems International**

Інструмент PBL, D _{зов.} , in (мм)	3 1/2 (88,9)	4 3/4 (120,7)	6 3/4 (171,5)	8 1/4 (209,6)	9 1/2 (241,3)	11 (279,4)	16 (406,4)
Кількість портів	2	2	2	2	2	1	1
Проходка, in (мм)	0.94 (23,9)	1.125 (28,6)	1.125 (28,6)	1.375 (34,9)	1.375 (34,9)	1.375 (34,9)	1.375 (34,9)
Максимальний D _{зов.} , in (мм)	3.5 (88,9)	4.75 (120,7)	6.75 (171,5)	8.25 (209,6)	9.5 (241,3)	11 (279,4)	16 (406,4)
Стандартне різьбове зеднання	2 3/8 IF	3 1/2 IF	4 1/2 IF	6 5/8 REG	7 5/8 REG	4 1/2 IF	4 1/2 IF
Куля активації, in (мм)	1 1/4 (31,7)	1 1/2 (38,1)	2 (50,8)	2 1/2 (63,5)	2 1/2 (63,5)	2 (50,8)	2 (50,8)
Фіксуєча куля, in (мм)	0.7 (17,8)	1 1/8 (28,6)	1 1/8 (28,6)	1 3/8 (34,9)	1 3/8 (34,9)	нет	нет
Матеріал	Торлон	Торлон	Эрталайт	Эрталайт	Эрталайт		
Стальна куля дезактивації, in (мм)	1 1/16 (26)	1 3/8 (34,9)	1 3/8 (34,9)	1 3/4 (44,5)	1 3/4 (44,5)	1 3/4 (44,5)	1 3/4 (44,5)
Кількість куль для активації	1	1	1	1	1	1	1
Кількість куль для дезактивації	2	2	2	2	2	1	1
Кількість циклів	3	4	4	5	5	5	5
Кількість циклів з дротиком	2	3	3	4	4	3	3
Потік через інструмент in ² (cm ²)	1.1 (7,3)	1.8 (11,4)	2.9 (18,8)	4.6 (29,7)	4.6 (29,7)	2.9 (18,8)	2.9 (18,8)
Сумарний потік in ² (cm ²)	1.2	1.9 (12,3)	1.9 (12,3)	2.9 (18,4)	2.9 (18,4)	1.9 (12,3)	1.9 (12,3)
Вага інструменту, кг	59,9	114,0	314,2	392,3	655,6	544,9	726,4
Межа міцності, кН	2 224	4 540	14 074	27 240	27 240	14 074	14 074
Допустимий крутний момент кНм	26,22	68,31	262,23	462,35	779,79	262,23	262,23
Момент	5,1	15,87	48,08	62,72	112,19	48,08	48,08

3.5. Висновки до розділу 3

1. Керування режимами роботи циркуляційних перевідників здійснюється без проведення СПО за допомогою кульок, які закидаються всередину бурильної колони на поверхні і доставляються до перевідника потоком бурового розчину. В результаті зменшується непродуктивний час, поліпшується очищення стовбура свердловини від шламу.

2. Циркуляційний перевідник встановлюється в компонування низу бурильної колони вище телеметричної системи.

3. На основі проведеного аналізу циркуляційних перевідників провідних зарубіжних компаній виділено найбільш ефективний у боротьби з поглинаннями перевідник PBL Multiple Activation Autolock Bypass компанії Drilling Systems International.

4. PBL Multiple Activation Autolock Bypass є багаторазової активації що дозволяє багаторазово перемикати потік текучого середовища (бурового розчину), що містить кольматаційні матеріали, із внутрішнього простору бурильної колони в затрубний.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі розв'язано важливу науково-технічну задачу щодо обґрунтування ефективних заходів попередження поглинань промивальних рідин при спорудженні свердловини за промисловими даними, а також сформовано алгоритм оперативних дій для своєчасного виявлення, оцінювання та усунення проявів поглинань і втрати циркуляції.

1. Показано ефективність поєднання профілактичних і коригувальних рішень: оптимізація складу та властивостей промивальної рідини як превентивний захід у поєднанні з технологіями ліквідації (зокрема цементуванням і застосуванням гелеутворюючих сумішей) дозволяє знизити імовірність розвитку поглинань та прискорити усунення їх наслідків.

2. Удосконалено підхід до ліквідації поглинань шляхом застосування високоефективних ущільнювальних матеріалів (волокнистих композицій і полімерних компонентів) у поєднанні з сучасними засобами контролю параметрів свердловини, що забезпечує скорочення тривалості технологічних простоїв при реагуванні на ускладнення.

3. Розроблено структурований алгоритм дій, який передбачає безперервний моніторинг технологічних параметрів у реальному часі, ранню діагностику ознак поглинань, обґрунтований вибір коригувальних заходів та їх оперативне впровадження, що в сукупності сприяє зменшенню витрат і запобіганню розвитку аварійних ситуацій у процесі буріння.

4. Сформульовані рекомендації та алгоритми мають практичну придатність і можуть бути безпосередньо використані під час виконання бурових робіт, забезпечуючи підвищення технологічної ефективності та безпеки, скорочення витрат на ліквідацію ускладнень і зниження екологічних ризиків, пов'язаних із втратою промивальних рідин.

GENERAL CONCLUSIONS

The study addresses an important scientific and engineering problem by substantiating effective measures to prevent drilling-fluid losses during well construction based on field (industrial) data, and by developing an operational action algorithm for timely detection, assessment, and mitigation of losses and lost circulation.

1. The effectiveness of combining preventive and corrective solutions is demonstrated: optimizing the composition and properties of the drilling fluid as a preventive measure, together with remediation technologies (including cementing and the application of gel-forming mixtures), reduces the likelihood of losses and accelerates the elimination of their consequences.
2. The approach to loss mitigation has been improved through the use of high-performance sealing materials (fiber-based compositions and polymer components) in combination with modern well-parameter monitoring tools, which shortens non-productive time when responding to complications.
3. A structured action algorithm has been developed that provides for continuous real-time monitoring of technological parameters, early diagnosis of loss indicators, a justified selection of corrective measures, and their prompt implementation; collectively, this helps reduce costs and prevent the escalation of emergencies during drilling.
4. The proposed recommendations and algorithms are practically applicable and can be directly implemented in drilling operations, improving technological efficiency and safety, reducing the cost of complication remediation, and lowering environmental risks associated with drilling-fluid losses.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Білецький В.С. Основи нафтогазової справи / В.С Білецький, В.М. Орловський, В.І. Дмитренко, А.М. Похилко. – Полтава: ПолтНТУ, Київ: ФОП Халіков Р.Х., 2017. – 312 с.
2. Боровик М.В. Кероване кольматування продуктивних пластів у процесі буріння свердловин з аномально низькими пластовими тисками / М.В. Боровик, А.П. Вовк, М.В. Гордійчук // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ – 2021. – №4 (81) – С. 16-23 – DOI: 10.31471/1993-9973-2021-4(81)-16-23
3. Буріння свердловин: навч. посіб. [Електронний ресурс] / 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». – Електрон. текст. дані. – Дніпро: НТУ «ДП», 2021. – 294 с.
4. Винников Ю.Л. Основи буріння свердловин: конспект лекцій. Ступінь вищої освіти – бакалавр. – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2021 – 120 с.
5. ДСТУ EN ISO 13501:2021 Нафтова та газова промисловість. Промивальні рідини. Оцінювання технологічного устаткування
6. Іванов А. І. Обґрунтування та розробка технології та техніки ліквідації катастрофічних поглинань при бурінні розвідувальних свердловин: дис. канд. техн. наук: 25.00.15. К., 2009. 126 с.
7. Інформація з сайту www.slb.com.
8. Інформація з сайту www.halliburton.com.
9. Інформація з сайту www.bakerhughes.com.
10. Інформація з сайту www.weatherford.com
11. Інформація з сайту www.dsi-pbl.com
12. Інформація з сайту <https://www.nov.com/>

13. Качурін О.В. Комплексний підхід для розв'язання ускладнень, що виникають під час буріння свердловин / О.В Качурін // Нафта і Газ - 2016. - № 1. - С. 1-3.

14. Колосов Д. С. Методичні підходи та рішення щодо вдосконалення методів боротьби з поглинаннями при будівництві нафтових та газових свердловин: дис. канд. техн. наук: 25.00.15. К., 2006. 146 с.

15. Кузін Ю. Л. Судакова Д. А. Інноваційний розвиток технологій ліквідації поглинання рідин для промивання при бурінні свердловин. Інновації та трансфер технологій: VII науково-практична конференція. Дніпропетровськ: НГУ, 2016. З 84-86.

16. Мислюк М. А. Буріння свердловин. Т.2. Промивання свердловин. Відробка доліт /М. А. Мислюк, І. Й. Рибчин,Р. С. Яремчук. – К.: «Інтерпрес ЛТД», 2002. – 303 с.

17. Мислюк М. А. Буріння свердловин. Т.5. Ускладнення, аварії, екологія /М. А. Мислюк, І. Й. Рибчин,Р. С. Яремчук. – К.: «Інтерпрес ЛТД», 2004. – 303 с.

18. НПАОП 11.1-1.01-08 Правила безпеки у нафтогазодобувній промисловості України

19. Орловський В.М. Нафтогазовилучення з вантажодоступних і виснажених пластів / В.М. Орловський, В.С. Білецький, В.І. Сіренко// Харків: Харківський національний технічний університет міського господарства імені О.М. Бекетова, НТУ «Харківський політехнічний інститут», ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, видавництво «Новий світ – 2000», 2023. – 312 с.

20. Політучий О.І. Практикум з інженерно-технічних розрахунків по бурінню свердловин : Навчальний посібник / О.І. Політучий. – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2024.–251 с.

21. Промивальні рідини в бурінні : підручник/ ЄА. Коровяка, Ю.Л. Винников, А.О. Ігнатов, О.В. Матяш, В.О. Расцветаєв // М-во освіти і

науки України, Нац.тех.ун-т «Дніпровська політехніка». – 4-те вид., доп. – Дніпро : Журфонд, 2023. – 420 с.

22. Похилко А.М. Проблема аномально низьких пластових тисків на нафтогазових родовищах України <https://orcid.org/0000-0003-4565-3411>

23. Система контролю параметрів промивальних рідин з метою запобігання аварій та ускладнень / Збагачення корисних копалин: Наук.-техн. зб. – 2017. – Вип. 65(106). – С. 27-38.

24. СОУ 09.1-30019775-196:2012 Сverdловини на нафту і газ. Попередження та ліквідація аварій при бурінні.

25. СОУ 09.1-30019775-364:2022 . Сverdловини на нафту і газ. Спеціальні пачки для промивки свердловин. Класифікація, склад, технологія, ефективність. – Акціонерне товариство «Укргазвидобування» – Київ. – 2022

26. Судакова А. А. Обґрунтування параметрів технології ізоляції поглинаючих горизонтів бурових свердловин: дис. канд. техн. наук: 05.15.10 – Буріння свердловин /А. А. Судакова. – Дніпро, 2018. – 240 с.

27. AADE-06-DF-NO-16 A New Methodology that Surpasses Current Bridging Theories to Efficiently Seal a Varied Pore Throat Distribution as Found in Natural Reservoir Formations – Stephen Vickers, Martin Cowie, and Tom Jones, Baker Hughes Drilling Fluids, and Allan Twynam, BP [№16].

28. Alsaba, M.; Nygaard, R.; Hareland, G.; Contreras, O. Review of Lost Circulation Materials and Treatments with an Updated Classification. In Proceedings of the AADE Fluids Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, USA, 15–16 April 2014.

29. Alkinani, H.H.; Al-Hameedi, A.T.T.; Dunn-Norman, S.; Alkhamis, M.M.; Mutar, R.A. Prediction of Lost Circulation Prior to Drilling for Induced Fractures Formations Using Artificial Neural Networks. In Proceedings of the SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium, Society of Petroleum Engineers (SPE), Oklahoma City, OK, USA, 9–10 April 2019.

30. Ashraf, Q.; Khalid, A.; Luqman, K.; Hadj-Moussa, A.; Hamim, N. Underbalanced Well Intervention to Re-Enter a Dead Well Changed the Future

Dynamics of the Largest Gas Field in Pakistan—A Successful Pilot Project. In Proceedings of the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Society of Petroleum Engineers (SPE), Abu Dhabi, UAE, 9–12 November 2020.

31. Baitimirov, E.M. Effective solutions for the elimination of drilling mud absorption / E.M. Baitimirov, O.O. Komarov, O.V. Barmin, O.O. Gladkov, M.Yu. - 2012. № 3. C. 58-60.

32. Dick M.A., Heinz T.J., Svoboda C.F., Aston M. BP Amoco. SPE 58793 Optimizing the Selection of Bridging Particles for Reservoir Drilling Fluids. Paper presented at the SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, February 2000. Paper Number: SPE-58793-MS <https://doi.org/10.2118/58793-MS>.

33. Innovative technologies for drilling mud loss prevention in well construction A.D. Chernikov, N.A. Eremin, A.V. Zamriy, S.P. Chernykh // Proceedings of the Tula states university-sciences of Earth. — 2022. — № 2. — C. 399–414

34. Gaurina-Međimurec, N.; Pašić, B.; Mijić, P. Risk Planning and Mitigation in Oil Well Fields. *Int. J. Risk Conting. Manag.* 2015, 4, 27–48.

35. Kumar, A.; Savari, S. Lost Circulation Control and Wellbore Strengthening: Looking Beyond Particle Size Distribution. In Proceedings of the AADE National Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, USA, 12–14 April 2011

36. Hossain M.E. Drilling Engineering Problems and Solutions / M. E. Hossain and M. R. Islam // A Field Guide for Engineers and Students – 2018 ISBN 978-1-118-99834-2

37. Ramasamy, J.; Gooneratne, P.C.; Amanullah, M.D. Current Methods and Novel Solutions for Mitigating Lost Circulation. In Proceedings of the International Petroleum Technology Conference, Society of Petroleum Engineers (SPE), Beijing, China, 26–28 March 2019.

38. SPE 58793 Optimizing the Selection of Bridging Particles for Reservoir Drilling Fluids M.A. Dick, T.J. Heinz and C.F. Svoboda, M-I L.L.C., and M. Aston, BP Amoco.

39. Wu, H.; Chen, P.; Fan, X.; Xia, H.; Wang, J.; Wang, J.; Wu, J. Research on Rapid Identification and Evaluation Technology for Gas Formation during Underbalanced Drilling. *Geofluids* 2017, 2017