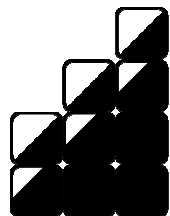
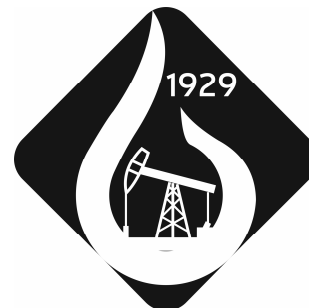


**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»**



**ДНІПРОВСЬКА
ПОЛІТЕХНІКА
1899**



ПРОГРЕСИВНІ ТЕХНОЛОГІЇ СПОРУДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН

Монографія

Дніпро
НТУ «ДП»

2020

УДК 622.241

К 68

Затверджено до видання вченою радою НТУ «Дніпровська політехніка» як монографія для фахівців і студентів спеціальностей 184 Гірництво та 185 Нафтогазова інженерія та технології (протокол № 7 від 30.06.2020).

Рецензенти:

В.І. Воєвідко – доктор технічних наук, професор кафедри буріння свердловин Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу;

С.М. Ільченко – інженер, начальник сектору при апараті управління структурних підрозділів бурового управління «Бургаз» АТ «Укргазвидобування».

Коровяка Є.А.

К 68 Прогресивні технології спорудження свердловин: монографія [Електронний ресурс] / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». Електрон. текст. дані. – Дніпро: НТУ «ДП», 2020. – 166 с. – Режим доступу : <http://ntu.org.ua> (дата звернення: 03.04.2021). – Назва з екрану.

ISBN 978-966-350-742-2

Запропоновано аналіз та подальший розвиток положень методик проектування прогресивних технологій спорудження свердловин. Показано можливий варіант компонування колони гнучких труб у поєднанні із забійними механізмами подачі та спеціалізованим породоруйнівним інструментом. Виконано уточнення та вдосконалення процесів, які відбуваються при бурінні зі знімними керноприймачами, і методу буріння з безперервним винесенням на поверхню вибуреної породи. Встановлено засади конструктивного вибору та обґрунтування ефективних схем виконання опорних вузлів бурових доліт, що забезпечують сталість процесу поглиблення забою свердловини.

Викладено техніко-технологічні основи режиму буріння з газорідними промивальними сумішами та активованими промивальними рідинами, а також способи і технічні засоби їх отримання.

Для фахівців, які займаються буровими роботами, а також буде корисна студентам технічних ЗВО, зокрема нафтогазового і геологорозвідувального профілів.

ISBN 978-966-350-742-2

© Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов, 2020

© Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», 2020

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОГРЕСИВНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ТА МЕТОДІВ СПОРУДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН.....	7
1.1 Особливості експлуатації установок з колоною гнучких труб та перспективи подальшого вдосконалення технологій колтюрінгу.....	7
1.2 Техніка і технологія буріння свердловин із застосуванням знімних керноприймачів.....	13
1.3 Характеристика сучасних систем опор породоруйнівного інструмента типу доліт.....	19
1.4 Стан і перспективи розвитку технології буріння свердловин із застосуванням газорідних очисних агентів.....	24
1.5 Буріння свердловин із застосуванням подвійної колони бурильних труб.....	27
1.6 ВИСНОВКИ ЗА РОЗДІЛОМ 1.....	30
РОЗДІЛ 2 РОЗРОБКА КОНСТРУКЦІЙ ЗАБІЙНОГО МЕХАНІЗМУ ПОДАЧІ Й СПЕЦІАЛІЗОВАНОГО ПОРОДОРУЙНІВНОГО ІНСТРУМЕНТУ ДЛЯ ТЕХНОЛОГІЙ КОЛТЮБІНГУ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ЇХ РОБОТИ.....	31
2.1 Розробка конструктивних основ створення забійного механізму подачі інструменту.....	31
2.2 Теоретичні основи конструювання механізму подачі інструменту.....	38
2.3 Дослідження закономірностей, що характеризують процес роботи забійного механізму подачі інструменту.....	42
2.4 Вивчення механізму роботи спеціалізованого породоруйнівного інструменту.....	47
2.5 ВИСНОВКИ ЗА РОЗДІЛОМ 2.....	54
РОЗДІЛ 3 ЛАБОРАТОРНО-ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ДИНАМІКИ РУХУ КЕРНОШЛАМОВОГО МАТЕРІАЛУ ТА ЦИЛІНДРИЧНИХ КОНТЕЙНЕРІВ В ПОТОЦІ ОЧИСНОГО АГЕНТУ.....	55
3.1 Оцінка умов реалізації техніки і технології буріння свердловин із застосуванням знімних керноприймачів та прийомів гідротранспорту.....	55
3.2 Визначення швидкості руху при переміщенні породи та контейнерів в циркуляційному каналі свердловини.....	65

3.3	Визначення впливу окремих складових перепаду тиску на відносну швидкість керну та циліндричних контейнерів за умов зворотної схеми циркуляції очисного агенту.....	70
3.4	ВИСНОВКИ ЗА РОЗДІЛОМ 3.....	80
РОЗДІЛ 4	ДОСЛІДЖЕННЯ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ РОБОТИ ВДОСКОНАЛЕНИХ СИСТЕМ ОПОР ШАРОШКОВИХ ДОЛІТ.....	81
4.1	Вивчення закономірностей і умов роботи опорного вузлу шарошкових доліт основних схем конструктивного виконання.....	81
4.2	Принципові схеми компоновок модернізованих підшипникових систем.....	91
4.3	Результати аналітичних та лабораторних досліджень систем опор шарошкових доліт.....	99
4.4	ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 4.....	106
РОЗДІЛ 5	ДЕЯКІ УТОЧНЮЮЧІ ВІДОМОСТІ ЩОДО ОКРЕМИХ МЕТОДИК ПРОГРЕСИВНИХ ТЕХНОЛОГІЙ СПОРУДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН.....	108
5.1	Підвищення ступеня стійкості стовбура свердловин при його спорудженні в осадових породах.....	108
5.2	Оцінка властивостей активованих промивальних рідин.....	114
5.3	Особливості циркуляційних процесів при використанні пінних систем.....	119
5.4	Визначення раціональних геометричних розмірів подвійної бурильної колони.....	126
5.5	ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 5.....	130
РОЗДІЛ 6	ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАПРОПОНОВАНИХ РІШЕНЬ ТА ПЕРСПЕКТИВИ ПОДАЛЬШИХ ШЛЯХІВ ВДОСКОНАЛЕННЯ СВЕРДЛОВИННИХ ПРОЦЕСІВ.....	131
6.1	Економічний розрахунок ефективності впровадження запропонованих комбінованих прогресивних техніко-технологічних рішень.....	131
6.2	Перспективи застосування газорідних систем та активованих рідин в процесах підвищення нафтовилучення.....	134
6.3	ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 6.....	149
	ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	151
	СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	154

ВСТУП

Пропонована читачеві монографія є комплексною науково-дослідною роботою у сфері вивчення та вдосконалення прогресивних технологій та методів спорудження свердловин.

Значну частину витрат часу в загальному балансі при бурінні займають спуско-піднімальні операції. Завдання їх прискорення постійно знаходиться в центрі уваги проектних і дослідницьких організацій.

Є декілька різних підходів до вирішення проблеми скорочення часу на допоміжні операції, серед яких можна виділити ряд важливих технологій, наприклад застосування знімних керноприймачів, які періодично, у міру їх наповнення керном, витягаються через колону труб на канаті, що дозволяє істотно збільшити час, який витрачається власне на буріння. При використанні бурильних труб з більш пружних і гнучких матеріалів можливий підйом колони шляхом намотування її на барабан великого діаметра або перегину колони по кривій певного радіуса для переведення в горизонтальне положення і відокремлення секцій великої довжини.

З упевненістю можна сказати, що зазначені технології є найбільш перспективними напрямками вдосконалення бурового устаткування, що динамічно розвиваються у світі, і включають дві складові: технологічну – виробництво спеціальних колон гнучких труб та конструкторську – проектування наземного і внутрішньосвердловинного устаткування. Абсолютно очевидно, що подальший розвиток і використання таких методів приведе до корінних змін у практиці будівництва свердловин.

Характерною особливістю технічного прогресу в бурінні геологорозвідувальних свердловин є широке впровадження сучасних прогресивних технологій – буріння зі знімними керноприймачами (СЗК), що дозволяє витягувати керн на поверхню без підйому бурильної колони, і метод буріння з безперервним винесенням на поверхню вибуреної породи (КГК).

У разі застосування СЗК керн із знімного керноприймача витягається на поверхню спеціальною лебідкою через колону бурильних труб, а тривалість рейсу визначається ресурсом алмазної коронки. В результаті різко прискорюється процес витягання керна, скорочується кількість непродуктивних операцій з бурильними трубами і збільшується час чистого буріння.

В основі технології КГК лежить метод безперервного видалення із забою вибуреного керна і транспортування його на поверхню потоком очисного агента, що забезпечується при використанні подвійної бурильної колони, спеціальних забійних снарядів і конструкцій породоруйнівного інструменту.

Цілком природно, що зазначені технології можуть бути конструктивно і технологічно об'єднані в метод буріння з транспортуванням знімного керноприймача потоком очисного агента по бурильній колоні, що дозволить комплексно використовувати переваги кожного з перерахованих способів буріння.

Фактичний матеріал беззаперечно свідчить, що переважний обсяг бурових робіт, незважаючи на велику кількість альтернативних способів, виконується все ж механічним руйнуванням породи за допомогою доліт і, особливо, шарошкових, які є одним з основних інструментів для буріння свердловин у нафтовій і газовій

промисловості та геологорозвідці. Шарошкове долото як за його конструкцією, так і за технологією виготовлення є, напевне, найскладнішим з усього інструменту для буріння суцільним забоєм.

Практика бурових робіт свідчить, що одним з найважливіших елементів шарошкових доліт, від працездатності якого багато в чому залежить довговічність і ефективність роботи інструменту в цілому, є підшипниковий, того або іншого конструктивного виконання, (опорний) вузол.

На сьогодні існує величезна кількість конструкцій опорних вузлів, розроблених для різних типів і розмірів шарошкового бурового інструменту. Проте завдання створення нових конструкцій підшипників, здатних надійно функціонувати в процесі роботи шарошкових бурових доліт не лише в початковий період буріння, але і протягом усього часу роботи інструменту, є актуальним.

Одну з основних частин витрат на будівництво свердловин складають витрати на видалення продуктів руйнування із забою на поверхню. Найпоширеніший спосіб видалення продуктів руйнування – гідравлічний, який здійснюється шляхом примусової циркуляції у свердловині промивальної рідини. У світовій практиці до 90 % усього обсягу бурових робіт виконується з використанням промивальних рідин на водній основі.

Основними компонентами застосовуваних промивальних рідин є вода, глина, хімічні реагенти (насамперед поверхнево-активні речовини) і значно рідше – обважнювачі та закупорюючі матеріали (наповнювачі). Проте роль промивальної рідини не зводиться тільки до видалення зі свердловини зруйнованої породи. Як середовище, у якому протікають практично всі процеси, пов'язані з бурінням свердловини, вона багато в чому визначає міру використання потенційних можливостей і ресурс роботи бурового устаткування та інструменту, механічну швидкість буріння, вірогідність виникнення різного роду ускладнень (порушень стійкості гірських порід у пристовбурному просторі свердловин, поглинань, флюїдопроявів), якість розкриття продуктивних пластів, якість геологічної і геофізичної інформації, витрати всіх видів ресурсів тощо.

Промивальна рідина грає значну роль при бурінні в складних геолого-технічних умовах, які характеризуються: наявністю в розрізі слабостійких, вископроникних порід та товщ глинистих відкладів, схильних до набухань і обвалів; високими температурами і тисками; електролітною агресивністю; складною просторовою конфігурацією стовбура свердловини. Таким чином, поза сумнівом, що підвищення якості промивальних рідин дійсно є потужним резервом подальшого зростання ефективності бурових робіт.

Рекомендації щодо технології буріння свердловин, а особливо, методики проектування параметрів режиму буріння і насамперед гідравлічної програми очищення забою і стовбура, недостатньо обґрунтовані, що гальмує освоєння нової техніки і прогресивної технології при бурінні.

Автори вважають за потрібне зазначити таке: при роботі над монографією було використано матеріали інших дослідників, що відповідним чином відображено в списку літератури, також окремі слова подяки висловлюються В.О. Расцветаєву та В.В. Яворській, якими відповідно написано підрозділи 5.2 і 5.4.

РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОГРЕСИВНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ТА МЕТОДІВ СПОРУДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН

1.1 Особливості експлуатації установок з колоною гнучких труб та перспективи подальшого вдосконалення технологій колтюбінгу

Ідея використання колони гнучких труб є принципово новим напрямом в техніці будівництва свердловин. При цьому не сама пропозиція із застосування однієї суцільної безперервної колони замість зібраної з окремих труб є новаторською, а реалізація схем працездатного устаткування в підземних умовах [1].

Уперше масове використання гнучких труб великої довжини було здійснене при проведенні операції по форсуванню Ла-Маншу при висадці союзних військ у Франції під час Другої Світової Війни. Для забезпечення постачання військ паливом було розгорнуто 23 нитки трубопроводів по дну протоки: 6 трубопроводів були сталевими з внутрішнім діаметром 76,2 мм, а інші мали композиційну конструкцію - усередині шар зі свинцю, зовні сталеве обплетення. Укладання сталевих трубопроводів проводили з плавучих котушок діаметром близько 12 м. На них були намотані секції трубопроводів завдовжки 1220 м. Кожна секція, у свою чергу, складалася зі зварених між собою по торцях труб завдовжки 6,1 м [2].

Подібна технологія була покладена в основу виготовлення колон гнучких безперервних труб в початковий період проведення робіт на промислах. Уперше це здійснила компанія "Creat Lakes Steel Co" (США) у 1962 р. [2 - 3]. Труби діаметром 33,4 мм з товщиною стінки 4,4 мм зварювали в атмосфері інертного газу по торцях з 15 секцій. Виготовлену трубу намотували на катушку з діаметром сердечника 2,7 м.

Робота з безперервною колоною сталевих труб ускладнена тим, що, як відомо, діюча напруга не повинна перевищувати межі пружності. Якщо ж ця умова не дотримується, то ні про яку міцність при статичних або циклічних навантаженнях говорити не доводиться [4].

Реалізація схем працездатного устаткування стала можливою тільки після рішення двох технічних завдань: це створення колон гнучких труб, що мають досить високу циклічну міцність навіть за межами пружності, і промислового устаткування, що забезпечує спуск і підйом такої колони у свердловину, а також виконання усіх необхідних технологічних операцій. В результаті рішення цих завдань з'явилася нова технологія проведення бурових робіт. Причому мається на увазі нова технологія виконання не спуско-підймальних операцій, а усього комплексу робіт. До них відносяться підготовка устаткування, виконання операцій буріння свердловини і згортання комплексу устаткування [5].

Технологію створення гнучких труб увесь час удосконалювали і відпрацьовували, але тільки до кінця 70-х років минулого століття їх якість стала відповідати вимогам, необхідним для проведення робіт на нафтопромислах.

Паралельно фахівці Канади створювали гнучкі труби для буріння свердловин. До 1976 р. фірмою "Flex Tube Service Ltd" була виготовлена і використана

при проведенні бурових робіт гнучка колона із сталі діаметром 60,3 мм, яка намотувалася на котушку з діаметром сердечника близько 4 м і складалася із зварених по торцях 12-метрових труб [2, 4].

Незабаром фахівці цієї ж фірми виготовили колону бурильних труб діаметром 60,3 з алюмінію. Роботи із створення труб подібної конструкції були припинені через їх низьку міцність, за якої спуск на глибину колони можливий лише до 900 м.

Основна увага виготівників труб була зосереджена на відпрацюванні технології, яка могла би забезпечити як можна велику довжину окремих секцій і таким чином скоротити число поперечних стиків, а також на вдосконаленні конструкції самого стику.

До 1983 р. завдяки використанню заготівель стрічки з Японії фахівцям фірми "Quality Tubing Inc." (США) вдалося збільшити довжину секцій до 900 м. Стики окремих складових колони труб виконували ще до потрапляння стрічки в трубогибочну машину, що дозволило істотно підвищити якість труб. При цьому зовнішній діаметр останніх був збільшений до 89 мм [6].

До 1991 р. глибина спуску колони гнучких труб (КГТ) збільшилася до 5200 м, а в 1995 р. був початий випуск труб із зовнішнім діаметром 114,3 мм.

У 1997 році компанія "Fleet Coil Technologies", що є підрозділом "Plains Energy Services Ltd", здійснювала спорудження свердловин в Канаді з використанням колони гнучких труб і відповідного устаткування (зібраного в США) (рис. 1.1) в промислових масштабах. За такою технологією вдалося пробурити більше 200 свердловин за перший рік роботи [2].



Рис. 1.1. Загальний вигляд установки що використовує колону гнучких труб

До 2000 року використання колони гнучких труб стало повністю комерційним способом видобування вуглеводнів на малих глибинах. Відтоді кількість нових свердловин, пробурених з використанням КГТ, тільки в Канаді зросло з декількох сотень до декількох тисяч в рік. Фактично така технологія докорінно змінила ринок буріння на невеликих глибинах. Тепер на комерційній

основі його застосовують практично по всьому світу [6].

Нині кількість установок з КГТ оцінюється більш ніж в одну тисячу, приблизно половина з яких працює в Північній Америці, у тому числі на Алясці [2]. Є значний досвід використання КГТ і в Україні [7].

Світовий досвід застосування колон гнучких труб налічує вже декілька десятків років, і, звичайно, за цей час були виявлені і неодноразово підтверджувалися на практиці переваги використання цієї технології проведення робіт в порівнянні з традиційною [3]. До них відносяться:

1) забезпечення герметичності гирла свердловини на усіх етапах виконання внутрішньосвердловинних операцій, починаючи з підготовки комплексу ремонтного устаткування, і аж до його згортання;

2) можливість здійснення робіт в нафтових і газових свердловинах без їх попереднього глушення;

3) відсутність необхідності освоєння і виклику припливу свердловин, в яких виконувалися роботи з використанням колони гнучких труб;

4) безпека проведення спуско-підіймальних операцій, оскільки в даному випадку не треба здійснювати згвинчення і розгвинчування різьбових з'єднань і переміщати насосно-компресорні труби на містки;

5) значне поліпшення умов праці працівників бригад підземного ремонту при виконанні усього комплексу операцій;

6) скорочення часу при спуску і підйомі внутрішньосвердловинного устаткування на проектну глибину;

7) забезпечення можливості буріння, спуску забійних інструментів і приладів, а також виконання операцій підземного ремонту в горизонтальних і сильно викривлених свердловинах;

8) дотримання якнайповніших вимог в області екології при проведенні усіх операцій з ремонту і бурінню свердловин, зокрема, за рахунок менших розмірів комплексів устаткування для цих цілей в порівнянні з традиційними;

9) істотний економічний ефект в результаті застосування колон гнучких труб як при ремонті, так і при проведенні бурових робіт.

Термін «буріння з використанням колони гнучких труб» має на увазі під собою сукупність довговічних колон гнучких труб, комплексу наземного устаткування, що складається власне з бурового агрегату (що забезпечує спуско-підіймальні операції з колоною КГТ), а також включає буровий насос, компресори для нагнітання інертного газу або бустерну установку, генератор інертного газу, нагрівач технологічної рідини, гирловий дросельний пристрій і гирлове устаткування, що містить, зокрема, противикидне устаткування (рис. 1.2).

До складу внутрішньосвердловинного устаткування можуть входити різні насадки, породоруйнівний інструмент, пакери, різальний інструмент, відхилювачі і забійні двигуни. До приладового забезпечення відносяться устаткування для каротажу, дослідження свердловини, зокрема для проведення інклінометрії тощо.

Роль технології з використанням КГТ як сукупності нової техніки, що реалізовує нові підходи до практики спорудження свердловин, важко переоцінити.

Якщо за традиційних технологій технічні можливості машин, в основному, визначали режими робіт, то КГТ дозволяє забезпечити умови раціональної експлуатації родовища, оптимальні режими розкриття, освоєння, експлуатації і капітального ремонту [3, 8].

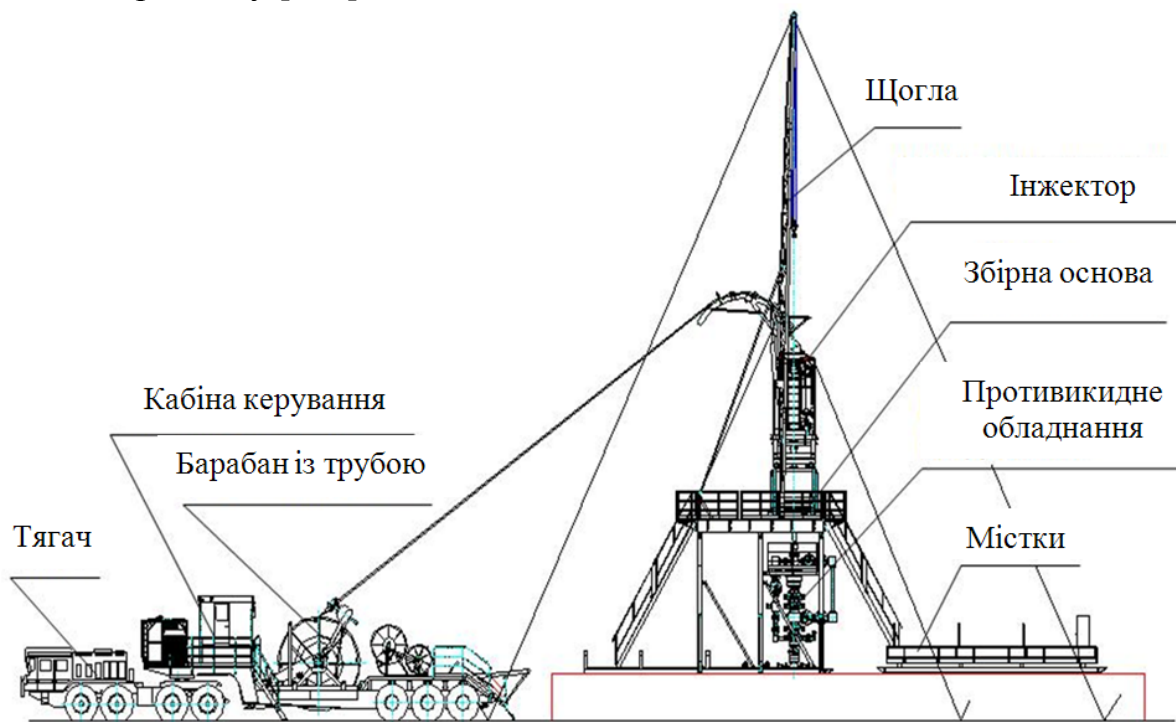


Рис. 1.1 Загальний вигляд установки що використовує колону гнучких труб

Подібні завдання ставилися і частково вирішувалися в бурінні і з використанням традиційних конструкцій колон, але тільки в повному об'ємі вони можуть бути вирішені зараз. Це відноситься і до буріння, і до виконання робіт по капітальному ремонту свердловин. До теперішнього часу усі поточні технічні проблеми з наземним устаткуванням в основному вирішені і йде відпрацювання і вдосконалення конструкцій з поліпшеними параметрами [3]. Переконаливо можна стверджувати те, що класична схема реалізації вказаної технології може бути використана на установках, які працюють з трубами завдовжки 3000 м і діаметром до 89 мм. Ці параметри відповідають навантаженню в точці підвісу штанг близько 880 кН. Основною перешкодою для збільшення довжини колони гнучких труб (при цьому діаметрі) є габаритні розміри барабана для їх намотування. Природно, що йде процес пошуку і інших конструктивних рішень, що відрізняються від існуючих і стали класичними [9]. Зокрема, застосовуються інжектор з одним дворядним ланцюгом з шарнірними плашками, інжектори, що виконуються у вигляді шківів, а також здвоєні («двоповерхові»). Ці факти говорять тільки про те, що на фоні об'ємів промислового використання, що усе більш розширюються, йде вдосконалення окремих елементів - процес, характерний для будь-якої технології, що розвивається. На сьогодні монополія в області розробки і виготовлення устаткування з КГТ належить в основному американським і канадським компаніям [4, 6].

Особливістю установок з КГТ, незалежно від того, чи агрегат це для ремо-

нту свердловин або бурова установка, є єдина структура устаткування [3, 5]. Природно, що у міру збільшення діаметрів КГТ, вживаних для ремонту і буріння свердловин, конструктивне виконання окремих блоків видозмінюється, зберігаючи одні і ті ж принципи дії. Як відомо, основними і найбільш складними вузлами агрегатів з КГТ є: інжектор, барабан для колони гнучких труб і пристрої для обладнання гирла свердловини. Усі інші елементи - транспортна база, рама, щогла, силова установка, системи гідро- або електроприводу, управління агрегатами не мають нічого принципово нового і досить широко використовуються в класичних способах буріння і капітального ремонту свердловин. До теперішнього часу створений доволі широкий спектр серійних інжекторів з тяговими зусиллями до 400 кН і швидкістю переміщення труб до 1 м/с. Розроблені барабани для колони гнучких труб, що вміщують до 5000 м труб. Широко використовуються пристрої для ущільнення колони гнучких труб і противикидне устаткування для виконання робіт з капітального ремонту свердловин. Крім того, розроблені і апробовані комплекси гирлового устаткування для буріння свердловин, що забезпечують спуск у свердловину під тиском багатометрових забійних компонувань [10]. Нарешті, найголовніший елемент технології - колона гнучких труб діаметром до 89 мм для буріння і ремонту свердловин освоєна виробництвом. Основні напрями, на яких нині зосереджена увага розробників - створення елементів внутрішньосвердловинних компонувань і подальше вдосконалення бурових установок нового типу, заснованих на застосуванні сукупності нових і традиційних технологій буріння [11]. Устаткування, що розробляється, повинне забезпечувати безпечний спуск і підйом КГТ через колону ліфтових труб і ефективно функціонування при проведенні внутрішньосвердловинних операцій. Передусім, це пакери для виконання селективної обробки пласта, кислотної обробки, гідравлічного розриву пласта. Спеціалізований породоруйнівний інструмент - долота з висувними різальними елементами, розширювачі, труборізи і перфоратори. Усе це устаткування об'єднує одну загальну вимогу до нього - воно повинне транспортуватися в робочу зону свердловини по колоні ліфтових труб, маючи мінімальні діаметральні транспортні габарити, після чого приймати робоче положення в експлуатаційній колоні, а після завершення робіт складатися для витягання зі свердловини. Також є розробки ловильного інструменту, що забезпечує витягання зі свердловини фрагментів устаткування при невеликих зусиллях. До найбільш простих інструментів відносяться насадки різного роду, використововані при руйнуванні пробок, очищенні забою від піску тощо [12].

Разом з тим слід зазначити, що основним недоліком у вдосконаленні даної технології є відсутність системного підходу, а саме створення тільки агрегату для проведення спуско-підймальних операцій з колоною гнучких труб без усього іншого устаткування, яке повинне входити в цей комплекс.

Характерною особливістю процесу вдосконалення технології використання КГТ є те, що освоєння цієї номенклатури устаткування йде вищими темпами, ніж в цілому усієї групи машин та механізмів для обслуговування свердловин в цілому [11]. Зараз можна сказати, що устаткування нафтопромислу, що

реалізовує традиційні технології, підійшло дуже близько до межі своєї досконалості, а устаткування для реалізації технологій з використанням КГТ є «проривом», що забезпечує різке підвищення ефективності процесів ремонту і буріння свердловин, особливо при проведенні робіт на родовищах із складними географічними і кліматичними умовами, наприклад, в Мексиканській затоці, Канаді, Північному морі, на Алясці і узбережжі Льодовитого океану [4, 6].

Оскільки в комплекс КГТ не входять щогли або вишки, що є необхідною складовою традиційного устаткування нафтопромислу, його зручно застосовувати на морських платформах і різних естакадах з обмеженими розмірами робочих майданчиків [13].

Природно, що за допомогою даного комплексу ще в певній частині не досягнуті параметри і режими робіт, які забезпечує традиційне устаткування. Проте переваги КГТ і нові технічні рішення дозволяють постійно розширювати сферу застосування цього устаткування і підвищувати ефективність ведення робіт. Наприклад, використання колони гнучких труб внесло радикальні позитивні зміни до практики буріння нафтових і газових свердловин, особливо при їх закінченні, а також в технологію виконання каротажних досліджень, робіт по розкриттю пласта в сильно викривлених і горизонтальних свердловинах [5].

При розбурюванні і експлуатації морських родовищ використання КГТ особливо ефективно.

Установки з КГТ можуть бути ефективно застосовані практично при усіх способах розкриття родовищ і особливо при бурінні похило-спрямованих свердловин, які найбільш прийнятні при відпрацюванні малопотужних покладів, оскільки дозволяють відпрацювати великі запаси. Крім того, за їх допомогою можна виконувати ряд найважливіших технологічних операцій при проведенні гірничих робіт [14]:

- управляти гірським тиском шляхом розвантаження гірського масиву від граничної напруги за допомогою по-різному орієнтованих стовбурів свердловин, пробурених з поверхні або з підземних виробок;
- розвантажувати гірський масив від водогазових скупчень з організацією при необхідності їх видобутку (наприклад, газу при розробці вугільних родовищ);
- проводити операції зі зниження міцності гірських порід продуктивних пластів в комплексі з фізико-хімічними методами;
- формувати в продуктивних пластах фільтраційні канали і у поєднанні з фізичними методами значно збільшувати наведену і додаткову проникність;
- проводити збійку свердловин при організації робіт з підземної газифікації, підземного розчинення і вилуговування;
- управляти технологічним процесом (від руйнування порід до транспортування пульпи) при свердловинному гідровидобутку, зокрема, управляти роботою струменя гідромонітора на забої, регулювати і підтримувати задану відстань насадки гідромонітора до забою в процесі відпрацювання очисних камер, змінювати напрям дії струменя, відпрацьовувати пласти на великих відстанях (до 2 км і більш) від свердловини тощо [3].

Слід зазначити і недоліки, властиві даній техніці. До них, зокрема, відносяться:

- а) мимовільне і неконтрольоване скручування КГТ;
- б) неможливість примусового прокручування КГТ;
- в) обмежена довжина труб, намотаних на барабан;
- г) складність ремонту КГТ в промислових умовах.

д) відсутність високопродуктивного забійного породоруйнівного інструмента та механізмів і схем реалізації на ньому потрібних осьових навантажень.

В той же час така технологія не відмінняє переваг класичних технологій спорудження свердловин, а у ряді областей не може бути в принципі реалізована. Наявність устаткування для роботи з колоною гнучких труб не виключає застосування агрегатів підземного ремонту свердловин, підйомників і іншого існуючого устаткування нафтопромислу. Воно доповнює його і у ряді випадків примножує досі не реалізовані можливості [13].

В той же час сфера застосування описуваних технологій постійно розширюється. Зараз у фахівців, що працюють над створенням і вдосконаленням устаткування, існує думка, що в найближчому часі технології КГТ повністю запанує в ремонті свердловин. Припускають, що найближчим часом за допомогою установок з КГТ буде виконуватися більше половини усіх підземних ремонтів свердловин.

1.2 Техніка і технологія буріння свердловин із застосуванням знімних керноприймачів

При високій зносостійкості сучасних алмазних коронок довжина рейсу в процесі буріння розвідувальних свердловин обмежується необхідністю витягання зі свердловини якісного і в необхідній кількості керна. Одним з істотних шляхів зменшення кількості спуско-підйомів бурового снаряда (СПО), а, отже, і часу що на них витрачається, є буріння снарядами зі знімними керноприймачами (СЗК, в оригіналі ССК та КССК), які забезпечують можливість витягання керна по колоні бурильних труб без її підйому на поверхню [15].

Уперше для колонкового буріння снаряд зі знімним керноприймачем, що піднімається канатом, був розроблений в США фірмою «Лонгір». З 1947 р. фірма, використовуючи досвід нафтової промисловості, почала інтенсивні дослідницькі і конструкторські роботи зі створення СЗК. У 1953 р. розробка дослідних снарядів завершилася і в 1954 р. вони були успішно застосовані на родовищах США, в 1955 р. початий серійний випуск цих снарядів діаметром 47,6; 59,6; і 75,3 мм, використовуваних при бурінні свердловин завглибшки від 100 до 1400 м [16 - 17]. Нині інструмент для буріння СЗК випускають фірми: «Джой», «Аккер Дрілл» (США), «Бойле Бразерс», «Сміт енд Санс» (Канада) «Атлас Копко» (Швеція), «Тоне Борінг» (Японія), «Трайфус» (Великобританія), «Вірт» (ФРН) та ін. Основні розміри бурових снарядів СЗК різних фірм практично аналогічні снарядам фірми «Лонгір», а їх бурильні труби і труби фірми «Лонгір» взаємозамінні, вказане стосується і інструменту (рис. 1.3) [17].



Рис. 1.3. Буровий та технологічний інструмент технології СЗК

У колишньому СРСР роботи зі створення СЗК для колонкового буріння початі з 1958 р. в СКБ «Союзгеотехніка», з 1959 р. - в МГРІ [18].

Для алмазного буріння розвідувальних свердловин завглибшки до 1200 м в монолітних і слаботріщинуватих породах V - XI категорій по буримості застосовуються снаряди зі знімними керноприймачами типу СЗК-59 і СЗК-76. Для буріння свердловин завглибшки до 2000 м в породах V - VIII і частково IX категорії по буримості використовується комплекс технічних засобів КСЗК- 76 [15, 19].

Використання снарядів зі знімними керноприймачами, окрім іншого, забезпечує застосування вищих частот обертання, поліпшення якості випробування при бурінні, підвищення терміну служби устаткування і інструменту, полегшення умов праці [20].



Рис. 1.4. Лебідки для виконання СПО із знімним керноприймачем СЗК

Для буріння свердловин комплексами зі знімними керноприймачами використовується устаткування, що серійно випускається, призначене для звичайного алмазного буріння: верстати, насоси, бурові вишки і щогли, засоби механізації спуско-підйомних операцій і інше устаткування. До вказаного бурового устаткування додається спеціальне, необхідне для буріння снарядами зі знімними керноприймачами - технічні засоби спуско-підйому знімного керноприймача (лебідка, направляючий ролик та ін.) і засобів спуско-підйому бурильних колон СЗК, потреба в яких визначається специфічними особливостями цих колон (рис. 1.4) [20].

Можливість витягання керна на поверхню через бурильні труби забезпечується наступними конструктивними особливостями снарядів СЗК [21]:

1. Колонковий снаряд СЗК є подвійною колонковою трубою з витягуваною на поверхню внутрішньою керноприймальною трубою - знімним керноприймачем (рис. 1.5). Витягання керноприймача здійснюється спеціальною лебідкою за допомогою овершота, що спускається через труби на канаті лебідки.



Рис. 1.5. Знімний керноприймач СЗК

2. Діаметр бурильної колони СЗК максимально наближений до зовнішнього діаметру бурової коронки. Бурильні труби СЗК відрізняються підвищеною точністю виготовлення, з'єднуються між собою зазвичай труба в трубу.

3. Ширина торця алмазних коронок СЗК більша, ніж у коронок для звичайного буріння того ж зовнішнього діаметру. Це необхідно для отримання керна діаметром, відповідним внутрішньому діаметру керноприймачної труби. При зовнішньому діаметрі алмазної коронки 76 мм її внутрішній діаметр для звичайного колонкового снаряда, снарядів СЗК-76 і КСЗК-76 відповідно рівний 58, 46 і 40 мм.

Відмічені конструктивні особливості снарядів СЗК визначають ряд технологічних переваг даного способу буріння [22]. Ці переваги діляться на дві групи. До першої групи відносяться переваги, що визначають спосіб буріння СЗК і його специфіку.

1. Проходка за рейс може досягати величини проходки на алмазну коронку, тобто десятків і сотень метрів. Це дозволяє значно скоротити кількість рейсів снаряда, пов'язаних з необхідністю виконання трудомістких СПО бурильних труб.

2. В результаті скорочення кількості рейсів снаряда: зменшується знос бурильних труб і їх різьбових з'єднань, а також непродуктивний знос алмазної коронки, що сприяє зниженню витрати алмазів на 1 м буріння; підвищується стійкість стовбура свердловини і знижується його розробка.

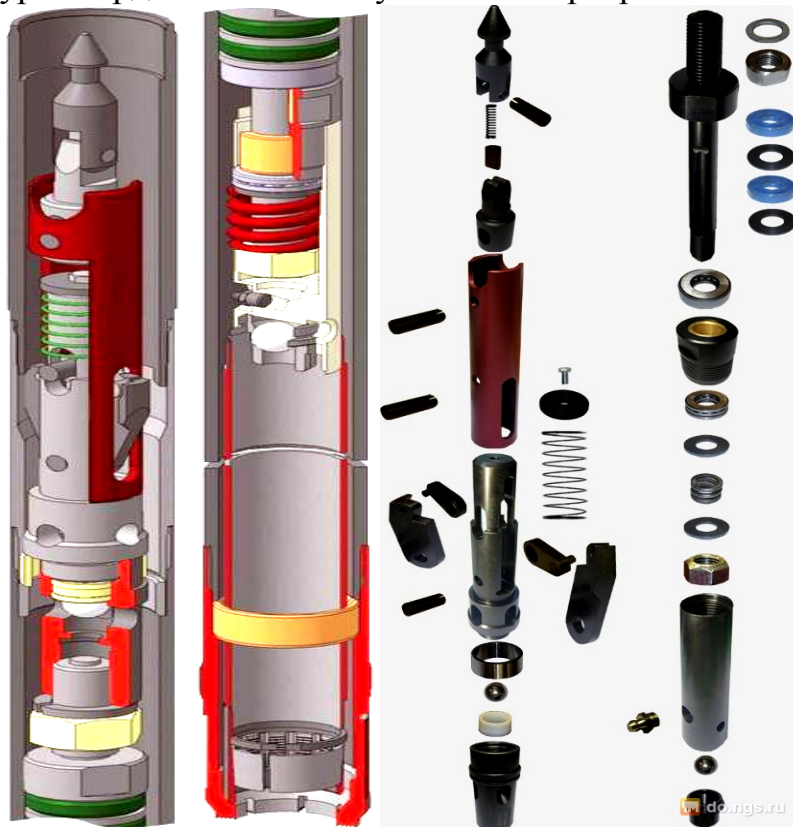


Рис. 1.6. Будова знімного керноприймача СЗК

3. Підйом керноприймача (рис. 1.6) здійснюється безперервно з швидкістю, що значно перевищує швидкість підйому бурильних труб. Спуск керноприймача через бурильні труби відбувається також безперервно і досить швидко під дією власної ваги і потоку промивальної рідини. Це дозволяє значно скоротити витрати часу на СПО і збільшити час чистого буріння.

4. Енергоємність процесу СПО керноприймача значно нижче за енергоємність СПО колони бурильних труб, що дозволяє скоротити витрату енергії.

До другої групи відносяться переваги, які можуть бути реалізовані при використанні як снарядів СЗК, так і близьких по конструкції снарядів для звичайного способу буріння.

1. Колонковий снаряд СЗК, будучи різновидом подвійної колонкової труби, забезпечує, як правило, дуже високий відсоток виходу керна (до 100%), що покращує якість випробування.

2. Застосування добре збалансованих, прямолінійних колон оптимального діаметру по відношенню до діаметру свердловини дозволяє зазвичай здійснювати буріння СЗК на високих частотах обертання, досягаючи підвищених механічних швидкостей.

3. Зменшений кільцевий простір між колоною бурильних труб і стовбуром свердловини дозволяє скоротити подачу промивальної рідини, зберігаючи необхідну швидкість підйому шламу.

Вказані переваги способу буріння СЗК створюють сприятливі можливості для поліпшення якості випробування прискорення розвідки родовищ при одночасному зниженні вартості бурових робіт.

Сфера застосування СЗК за кордоном є дуже широкою - буріння СЗК здійснюється при розвідці різних корисних копалини як в осадових і метаморфічних (вапняки, сланці, мергелі, аргіліти, доломіти, пісковики, гнейси), так і у вивержених породах (граніти, гранодіорити, діорити, габро, порфірити, кварцові порфіри, туфи, базальти та ін.) [15, 18, 23].

Більшість прикладів успішного і ефективного застосування СЗК відносяться до буріння в породах середньої твердості, відповідних VII - IX категорії по буримості вітчизняної класифікації. Тільки у 10% випадків розбурюються міцніші породи (кварцити, діорити та ін.) X і навіть XI категорій за буримістю. Як правило, фірми не рекомендують застосування СЗК в твердих і дуже твердих породах через недостатньо високу стійкість алмазних коронок [15]. Вважається, що застосування СЗК стає економічно неефективним, якщо проходка на коронку менш ніж в три рази перевищує поглиблення за рейс при застосуванні звичайної колонкової труби.

Снаряди СЗК за кордоном зазвичай застосовуються при бурінні свердловин завглибшки від 100 до 1500 м. В більшості випадків (близько 75%) глибина свердловин не перевищує 800 м, а в 20% - 1000 м при діаметрі 76 і 59 мм. Досягнуті глибини буріння близькі до максимально допустимих для існуючих конструкцій бурильних труб [15 - 16].

Ефективність застосування СЗК багато в чому визначається працездатністю алмазних коронок, тому зарубіжні фірми приділяють велику увагу питанням розробки і вдосконалення алмазного інструменту. За зарубіжними даними, величина проходки на коронку СЗК залежно від геолого-технічних умов буріння коливається від 40 до 500 м, і тільки при бурінні дуже міцних порід знижується до 15 - 30 м. Витрата алмазів при бурінні СЗК за кордоном складає 0,03 - 0,15

кар/м (з урахуванням повернення при рекуперації). Рівень повернення придатних для повторного використання алмазів - не менше 60 %.

Важливого значення для прогресу колонкового буріння набувають дослідження і розробка нових, досконаліших способів проведення СПО у поєднанні з подальшим прискоренням процесу руйнування гірських порід. Одними з таких способів, що знайшли вже практичне застосування, є способи буріння з безперервним винесенням на поверхню вибуреної породи і знімними керноприймачами [24].

Бурова установка має сполучну ланку між поверхневим буровим агрегатом і забоєм свердловини [15], завдяки якій стає можливою доставка керна від забою на поверхню або заміна породоруйнівного інструменту, що зносився, новим. Найчастіше (при колонковому, роторному, турбінному бурінні) такою ланкою є бурильна колона [25]. Але може бути, наприклад, і сталевий канат при бурінні забивним інструментом або електрокабель-канат при бурінні електробуром на кабелі [2, 18]. Деякі способи буріння зумовлюють необхідність двох сполучних ланок. Серед них і спосіб буріння СЗК – при якому окрім бурильної колони, за допомогою якої здійснюється заміна породоруйнівного інструменту, що відпрацював, новим, застосовується сталевий канат для підйому знімного керноприймача з керном.

СПО будуть тим досконаліші, чим менше в них буде міститися непродуктивних переміщень. Продуктивними переміщеннями при проведенні СПО є переміщення від забою на поверхню з метою витягання керна або заміни породоруйнівного інструменту. Усі інші «супутні» переміщення слід віднести до непродуктивних. Наприклад, при СПО колони окремими свічками непродуктивними переміщеннями є: переміщення свічок до забою з метою наступного буріння або з іншою метою; посадка колони на підкладну вилку; згвинчування і розгвинчування бурильних свічок; переміщення свічок від гирла свердловини на свічник і назад зі свічника до гирла свердловини; рух ненавантаженого елеватора і інші супутні рухи.

Ці переміщення пов'язані в основному з необхідністю роз'єднувати-сполучати сполучну ланку, тобто переривати продуктивне переміщення колони для виконання непродуктивних переміщень, необхідних при роз'єднанні-з'єднання сполучної ланки. Скорочення витрат часу на проведення СПО досягається: збільшенням швидкості підйому завдяки підвищенню потужності підйомника, а також застосуванням легкосплавних бурильних труб (ЛБТ); збільшенням довжини свічок в результаті збільшення висоти вишки або щогли, а також в результаті застосування вишок або щогл спеціальних конструкцій, наприклад з прорізним кронблоком, при якому свічка може мати довжину більше висоти вишки або щогли; механізацією і автоматизацією СПО [26].

Намітилася тенденція створення бурових установок з гідропідйомником замість лебідкового підйомника [2]. При цьому спрощується кінематика підйомного агрегату і створюються сприятливіші можливості для автоматизації СПО. За кордоном досить широко застосовуються верстати колонкового буріння з рухливим обертачем, що дозволяє вести СПО без лебідки і талевої системи

[15, 26]. Запропоновані також автоматизовані установки, в яких усі непродуктивні переміщення здійснюються одночасно з рухом колони від забою або до забою, тобто з повним поєднанням СПО. Але комплексна механізація і автоматизація переривчастого способу проведення СПО вимагає складної системи механізмів, покликаних виконувати властиві цьому класу непродуктивні переміщення, кількість яких не міняється при будь-якій схемі поєднання операцій. Звідси складність і висока вартість таких систем при порівняно невеликій ефективності, що, мабуть, і є причиною, по якій вони досі не знайшли застосування в практиці колонкового буріння.

Труднощі поліпшення показників переривчастого способу проведення СПО зажадали дослідження нових способів, заснованих на досконалішій технології СПО. До них відносяться способи буріння зі знімними керноприймачами [27] і з підйомом керна потоком промивальної рідини [28].

Зі сказаного стає цілком очевидною необхідність розгляду можливості застосування на практиці комбінованого методу підйому керноприймача - канатом і потоком промивальної рідини одночасно, або підйом керноприймача тільки в результаті зворотної циркуляції промивальної рідини. Така постановка завдання стане можливою тільки в результаті з'ясування визначених проблемних питань теорії та практики підйому керна потоком промивальної рідини. Зазначені способи проведення СПО будуть тим більше ефективними, чим більше буде проходка на бурову коронку і не матимуть ефекту в розрізах, складених породами підвищеної твердості і абразивності, в яких проходка на коронку близька до проходки за рейс для звичайного колонкового буріння.

Вказаний недолік може бути здоланий застосуванням керноприймачів, оснащених буровими коронками (знімні снаряди). Це дозволить виключити підйоми колони бурильних труб для заміни бурових коронок, що зносилися. Отже, при цьому способі ще більше скоротиться кількість СПО колони, хоча і не виключиться повністю.

Створення працездатних знімних снарядів, оснащених алмазними коронками дозволить також: різко прискорити проведення СПО при бурінні в розрізах, складених твердими і абразивними породами, де буріння СЗК нерационально через малі проходки на коронку; використовувати дешеву алмазну сировину, знижувати насичення коронки алмазами, оскільки зміна зношеної коронки в цьому випадку не пов'язана з тривалими СПО; підтримувати високу механічну швидкість буріння протягом рейсу бурильної колони, швидко міняючи типи алмазних коронок відповідно до фізико-механічних властивостей порід. Проте, створення таких конструкцій знімних снарядів пов'язане з подоланням великих технічних труднощів.

1.3 Характеристика сучасних систем опор породоруйнівного інструмента типу доліт

Нині і в найближчій перспективі основним інструментом, що вирішує задачу механічного руйнування гірської породи, є бурове долото, яке закріплю-

ється на нижньому кінці бурильної колони; остання передає йому осьове і окружне зусилля, що створюється поверхневим устаткуванням буровою установкою. У разі використання забійних двигунів долото безпосередньо пов'язане з вихідним приводним валом забійної машини. У разі ударного буріння спеціальне долото підвішується на канаті і завдає ударів по забою свердловини за рахунок енергії вільного падіння [2, 25].

Породоруйнівний інструмент класифікують за наступними основними ознаками: призначення, характер дії на породу і конструктивні особливості.

За призначенням розрізняють наступні типи бурових доліт: для суцільного буріння; для колонкового буріння; для спеціальних цілей [29].

При суцільному бурінні відбувається руйнування породи за усією площею забою свердловини; при колонковому бурінні порода руйнується по кільцю у стінок свердловини із залишенням її в центральній частині у вигляді циліндричної колонки; спеціальні роботи по бурінню включають розбурювання цементу в колоні труб, розширення свердловин та ін.

За характером дії на породу бурові долота діляться на наступні групи: долота дроблячої дії; долота дробляче-сколюючої дії; долота ріжуче-стираючої дії; долота ріжуче-сколюючої дії.

Основними елементами бурового долота є корпус і робоча частина; конструкція робочої частини також визначає типи бурових доліт: лопатеве; алмазне; шарошкове [30].

Під дією навантаження на забій лопатеве долото (рис. 1.1) вривається в породу, а під впливом моменту, що обертає - сколює її.



Рис. 1.7. Схема лопатевого долота

При бурінні свердловин застосовують лопатеві долота різально-сколюючого і різально-стирального типів. До першого різновиду належать дво- (2Л) і трилопатеві (3Л) долота, а до другого трилопатеві (3ИР) і шестилопатеві (6ИР), а також долота Інституту надтвердих матеріалів (м. Київ) «ІСМ», які армовані вставками з надтвердого матеріалу «Славутич» [30].

Алмазні долота (рис. 1.8) складаються із сталевого корпусу і голівки, яка містить алмази, виконаної з порошкоподібної твердосплавної шихти. Центра-

льна частина долота є увігнутою поверхнею у формі конуса з каналами для промивальної рідини, а периферійна зона має кульову поверхню, що переходить на бічних сторонах в циліндричну [31].

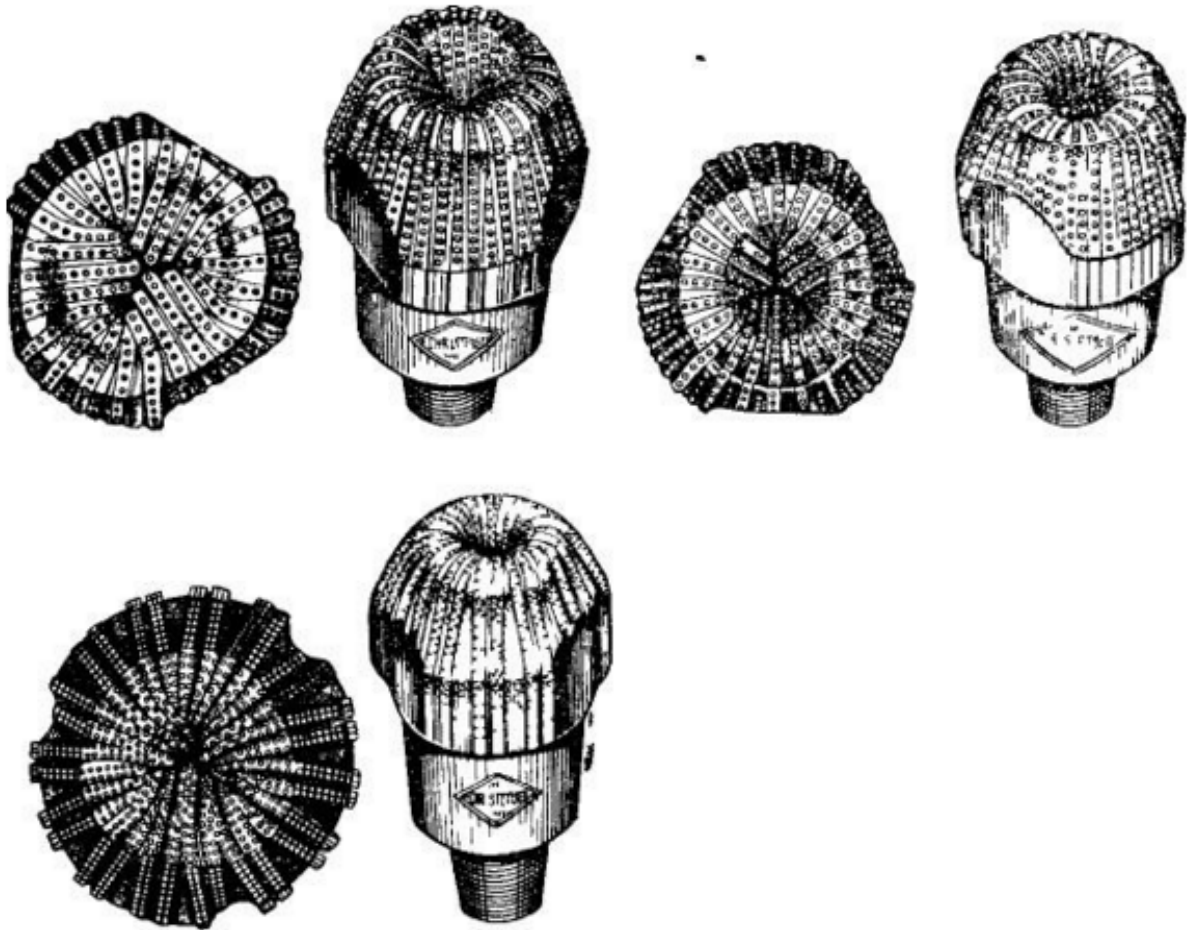


Рис. 1.8. Алмазні долота з різними профілями конусів

Долота армуються природними або синтетичними алмазами, по способу армування вони можуть бути одношарові або імпрегновані. По конструктивним особливостям виділяють наступні різновиди: ДР, ДК, ДЛ, ДВ, ДУ та ДІ. Літера Д у всіх буквосполученнях означає вид – алмазні долота. Застосування алмазних доліт забезпечує високі швидкості буріння, зниження кривизни свердловин [32].

Шарошкові долота (рис. 1.9) є найбільш універсальним породоруйнівним буровим інструментом, оскільки сфера їх застосування охоплює практично усе різноманіття гірських порід: від дуже м'яких до дуже міцних [33].

Шарошкові долота складаються з лап, на цапфах яких розташовані шарошки з озброєнням (зубцями).

Шарошка – сталева конусоподібна деталь, вільно посаджена на цапфі яка несе на своїй поверхні індентори – зуби (зубки, штирі) . За формою шарошки бувають одноконусні (що складаються з основного і зворотного конусів) і багатоконусні, що мають ще один або два додаткових конуси, що розташовуються між основним і зворотним конусами. Зуби на шарошці розташовуються вінцями. Вінці позначаються великими буквами російського алфавіту в порядку від

вершини шарошки до її підстави. Вінець, розташований у підставі шарошки називається периферійним.

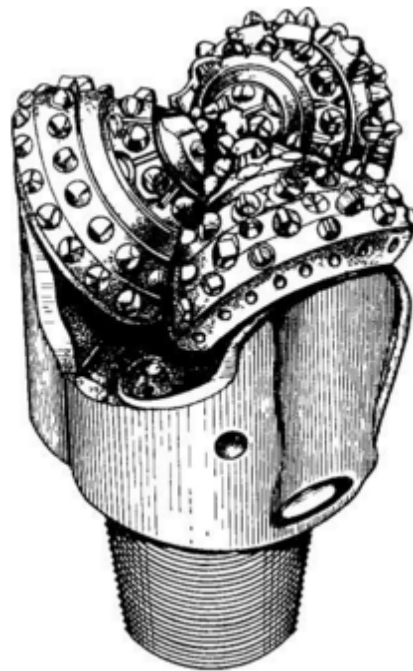


Рис. 1.9. Схема шарошкового долота

На рис. 1.10 представлені елементи опори шарошки.

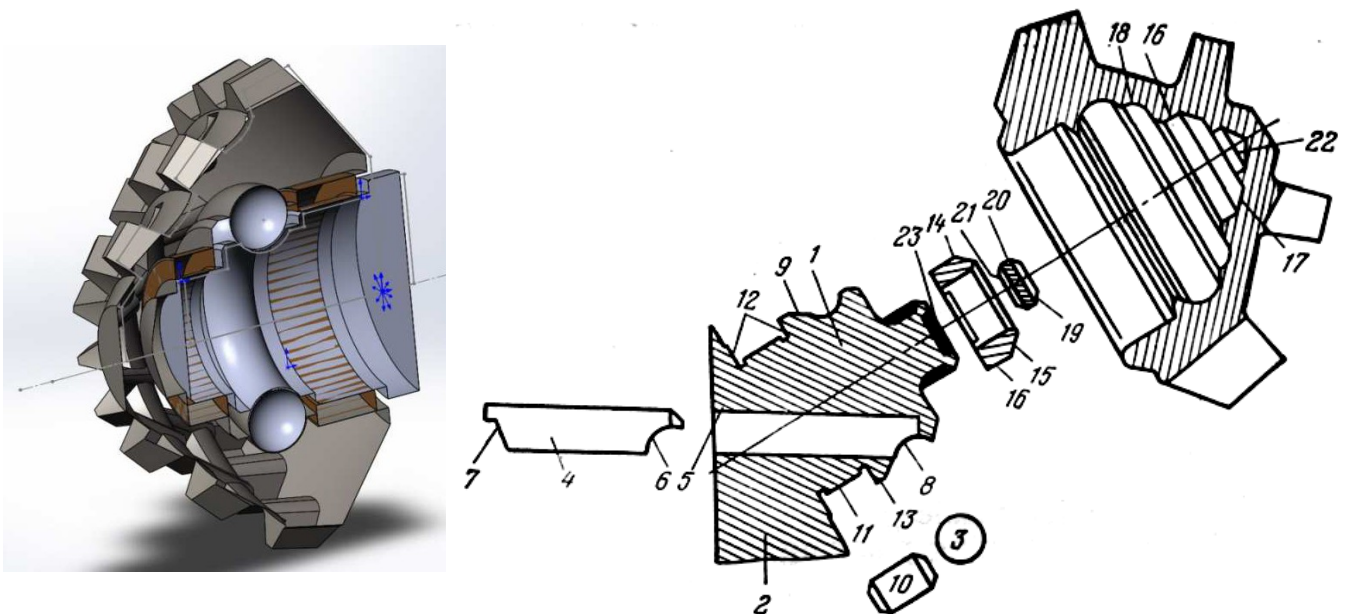


Рис. 1.10 Елементи опори шарошки

Опора шарошки долота [34] зазвичай (рис. 1.10) складається з консольної лапи та підшипників, які дозволяють шарошці при обертанні долота вільно обертатися відносно цапфи і передавати осьові і радіальні навантаження. Один з підшипників одночасно з відміченими функціями виконує також функції фіксуючого пристрою, який утримує шарошку на цапфі від подовжнього зсуву. Такий підшипник називають замковим. Зазвичай він виконується у вигляді ша-

рикопідшипника 3. Його шари заводяться у відповідне гніздо через циліндричний прохід 5, який просвердлений в цапфі, а потім запираються спеціальним замковим пальцем 4. На одному з кінців пальця 4 виточується сферичний виріз 6, який точно відповідає профілю внутрішньої бігової доріжки 8 замкового підшипника. На другому кінці пальця – канавка 7 під зварювальний шов, який фіксує правильне положення пальця і перешкоджає його зсуву и випаданню. По обом сторонам замкового підшипника зазвичай монтуються великий и малий підшипники. Великий підшипник складається з бігової доріжки 11, тіл кочення 10 и направляючих площин 12. Він відділяється від замкового підшипника буртиком 13. Малий підшипник виконується аналогічно.

В якості підшипників застосовуються підшипники кочення (кулькові або роликові) і ковзання [30]. У залежності від типорозміру долота опора має різне сполучення кулькових (Ш), роликових (Р) підшипників і підшипників ковзання (С). Відповідно схеми опор позначаються, наприклад, ШШР, РШР, РШС тощо.

На сьогодні нафтові компанії, що займаються бурінням, приділяють велику увагу якості пробурених і переданих в експлуатацію нафтогазових свердловин. При цьому акцент робиться на скорочення термінів їх будівництва для забезпечення швидкого введення в експлуатацію. Тим самим створюються конкурентні умови для виробників бурового інструменту, який є, беззаперечно, найголовнішим чинником, що забезпечує максимальність показників за швидкістю поглиблення забою свердловини, а це, у свою чергу, примушує постійно удосконалювати вироблюваний інструмент [35].

Як відомо, бурові шарошкові долота працюють в дуже важких умовах – при навантаженнях, що обчислюються десятками тонн, тиску – до 200 атмосфер, при частоті обертання шарошок долота – до кількох сотень обертів за хвилину. Наявність абразивного середовища призводить до швидкого зношування як породоруйнуючих зубців (сталевих армованих чи твердосплавних), так і опор шарошок [36].

Конструкція шарошкового долота передбачає досягнення високої точності деталей, що входять до конструкції, та їх взаємного просторового розташування. Важкі умови роботи доліт на вибої вимагають використання в їх конструкціях високоякісних і зносостійких матеріалів, а сама технологія їхнього виробництва віднесена до особливо складної [37].

Протягом останніх десятиліть за кордоном і у нас в країні безперервно ведеться складна і трудомістка робота з поліпшення конструкцій доліт, їх окремих вузлів, технології виробництва, вдосконалення матеріалів, хіміко-термічної обробки, армування та ін. В останні роки, у міру вдосконалення проектування, створення нових матеріалів і технологій, все більше уваги проектувальники приділяють оптимізації конструкцій і технологічності виготовлення доліт.

Вітчизняні та зарубіжні бурові підприємства вимагають всебічного скорочення термінів модернізації серійних або розробки нових типорозмірів бурових доліт [38]. Це додатково вимагає прискорення і поліпшення наукового підходу до оптимізації проектування і технологічності виготовлення доліт, що

сприятиме підвищенню показників буріння і виходу їх на більш високий технічний рівень.

Вузлом долота, найчутливішим до статичних і динамічних навантажень, впливу абразивного середовища та наявності змащення є опора. Опори виходять з ладу в більшості випадків навіть при цілком працездатному оснащенні – фрезерованих і армованих або ж твердосплавних зубках. Руйнування поверхневих шарів деталей опор пов'язане з високим рівнем контактних напружень на їхніх поверхнях, що зумовлено малими радіусами кривизни контактуючих поверхонь і їх формою, та супроводжується сколюванням і викрошуванням дрібних і великих об'ємів. Стійкість опор бурових доліт, як свідчить аналіз літературних та промислових даних, можна суттєво підвищити шляхом покращення конструкції їхніх елементів [39].

1.4. Стан і перспективи розвитку технології буріння свердловин із застосуванням газорідних очисних агентів

При обертальному і ударно-обертальному бурінні свердловин руйнування породи на забої свердловини відбувається в результаті механічної дії на неї різців або зубів породоруйнівного інструменту [40]. Процес руйнування породи полягає у відділенні її часток від масиву шляхом різання, стирання, розчавлювання, сколювання або дроблення. Відокремлені частки породи залишаються на забої або на лезі різців, перешкоджаючи руйнуванню наступного шару і викликають підвищений знос інструменту. Завдання потоку очисного агента полягає в тому, щоб своєчасно видаляти зруйновані частки із забою свердловини. При неповному або несвоєчасному видаленні відокремлених часток породи вони піддаються вторинному подрібненню і утруднюють подальше руйнування породи, що призводить до зниження механічної швидкості буріння і підвищеного зносу породоруйнівного інструменту.

У загальному випадку залежність механічної швидкості проходки V_{mex} від витрати промивальної рідини Q описується рівнянням [41]

$$V_{mex} = Q / (a + bQ) \quad (1.1)$$

де a і b - величини, залежні від властивостей порід, що руйнуються, якості промивальної рідини, конструкції породоруйнівного інструменту, розміру кільцевого простору і швидкості обертання інструменту тощо.

Сталим процес роботи породоруйнівного інструменту на забої свердловини буде за умов динамічної рівноваги процесів руйнування гірської породи і видалення продуктів руйнування в кільцевий простір [42]. Тому для правильного розуміння питань промивання забою свердловини необхідно добре знати основні закономірності вказаних процесів і вплив різних чинників на ці процеси.

На міру очищення забою свердловини від часток зруйнованої породи чинить вплив ряд чинників:

1. Швидкість потоку і витрата очисного агента. З цих взаємозв'язаних чинників найбільше значення має швидкість потоку, причому її горизонтальна складова спрямована уздовж забою. Величина витрати очисного агента впливає

головним чином на видалення зруйнованої породи по стовбуру свердловини, швидкість же потоку безпосередньо забезпечує видалення часток шламу з самого забою.

Розрахунок необхідної кількості промивного агента, що проводиться нині, стосується лише очищення свердловини з умови винесення часток шламу в кільцевому просторі свердловини без урахування процесів очищення забою і призводить до того, що потрібна швидкість висхідного потоку визначається в основному тільки густиною промивального агента [43].

Збільшення витрати має і негативний вплив, оскільки збільшується гідродинамічний тиск на забій, який притискає частки до забою і утруднює їх видалення. Для вдосконалення очищення з урахуванням цих чинників потрібно так підбирати породоруйнівний інструмент, щоб максимально використовувати горизонтальну складову швидкості потоку.

2. Густина очисного агента. Деякі питання впливу густини на процес очищення свердловини були розглянуті вище, тут відмітимо лише наступне. Величина густини очисного агента чинить двоякий вплив на очищення забою. Із збільшенням густини збільшується виносна здатність очисного агента і гідравлічна сила потоку. З іншого боку, із збільшенням його густини зростає гідростатичний тиск на забій, який збільшує міцність породи, утруднюючи її руйнування, і посилює притискання вже відокремлених часток до забою за рахунок різниці тиску згори і знизу частки (диференціальний тиск) [28].

3. Час дії потоку на забій. Цей чинник пов'язаний з частотою обертання, типом породоруйнівного інструменту і конструкцією його промивальних каналів. Швидкість висхідного потоку має бути достатньою для винесення часток з сфер захоплення їх шарошками при цій кількості оборотів долота. При недостатній кількості промивальної рідини для цих оборотів долота порода, зруйнована однією шарошкою, може потрапити під зубці іншої, погіршуючи тим самим умови руйнування забою зубами шарошок.

4. Вплив розмірів часток гірської породи. На межі потоку і нерухомої поверхні швидкість його дорівнює нулю і поступово зростає з віддаленням від поверхні розділу, переходячи з ламінарного в турбулентний режим. При цьому великі частки, відокремлені від забою, більше виступають над його поверхнею, потрапляють в турбулентну область потоку з високою швидкістю і легше виносяться із забою. Дрібні частки, притиснуті до забою, віддаляються гірше. Тому очищення забою відбувається краще при використанні інструменту і способів буріння (шарошкові долота, ударно-обертальне буріння) і в породах, що дають більші частки шламу [44].

5. Вплив властивостей очисного агента. На інтенсивність очищення забою можуть чинити істотний вплив деякі властивості очисного агента. Роль густини і в'язкості очисного агента вже розглянута вище. Важливе значення для очищення забою має здатність агента запобігати злипанню часток. Таку властивість мають агенти, що містять поверхнево-активні речовини (ПАР) і газорідні суміші. ПАР, маючи високу проникаючу здатність, покращують очищення і полегшують руйнування породи [45].

Визначення раціональної витрати очисного агента в більшості випадків полягає у виявленні меж мінімального і максимального її значення, за межами яких відбувається погіршення показників буріння. Між мінімальним і максимальним значеннями витрат існує зона, усередині якої і набуває конкретного значення кількість очисного агента, що подається у свердловину залежно від конкретних умов буріння [24].

Аналіз і узагальнення вітчизняного і зарубіжного досвіду показує, що останнім часом намітилася тенденція усе більш широкого застосування газорідинних сумішей в практиці спорудження свердловин, як розвідувальних, так і експлуатаційних [46].

Газорідинні суміші включають рідку і, як правило, тверду фази, а також обов'язковою для них є наявність повітря (газу) і ПАВ, які, адсорбуючись на поверхні бульбашки повітря (газу), оберігають їх від коалесценції і диспергування. Ці суміші – багатофазні системи по мірі аерації (співвідношення витрат рідини і газу), що підрозділяються на аеровані рідини (багатофазні дисперсні системи, в яких рідина є дисперсійним середовищем, а газ – дисперсною фазою; у них бульбашки газу не пов'язані між собою, і, як правило, мають кулясту форму), піни (багатофазні дисперсні системи, в яких дисперсною фазою служить рідина, а дисперсійним середовищем – газ) і тумани (дисперсні системи, в яких крапельки рідини є дисперсною фазою, а газ – дисперсійним середовищем) [47]. На практиці застосовують різні іоногенні і неіоногенні поверхнево-активні речовини. Додаткова стійкість газорідинних сумішей досягається за допомогою введення до їх складу карбоксилметилцелюлози, крохмалю, гідролізованого поліакриламід, гіпана і навіть бентоніта. При цьому слід зазначити зниження витрати компонентів суміші, в порівнянні з приготуванням рідкого очисного агента.

Газорідинні суміші отримують з водних розчинів ПАВ, шляхом спільного диспергування пінотворного розчину і повітря (газу). Ефект диспергування досягається: при проходженні струменів газу через пінотворний розчин; дією рухомих пристроїв на рідину в атмосфері повітря або ж дією рухомої рідини об яку-небудь перешкоду; ежектуванням повітря рухомих струменем розчину [48].

Спосіб буріння із застосуванням газорідинних сумішей не вимагає розробки і застосування нового устаткування і, як правило, породоруйнівного інструменту, але організація робіт і технологія збільшують витрати. В той же час, істотно зростання продуктивності і значний економічний ефект при використанні газорідинних сумішей компенсує додаткові витрати.

Нині газорідинні суміші застосовують при бурінні свердловин на тверді корисні копалини, а також рідкі (вода, нафта) і газоподібні. Їх використовують також при обертальному (ротаторному і турбінному), ударно-обертальному, безкернавому і керновому бурінні (із застосуванням алмазних і твердосплавних коронок).

Істотні переваги технологічного характеру супроводжуючі процес буріння із застосуванням газорідинних систем пояснюються особливостями компо-

нентів, що входять до їх складу – рідини і газу. Так, наявність в них газової фази дозволяє в широкому інтервалі регулювати гідростатичний тиск у свердловині, що призводить до істотного зростання механічної швидкості буріння, а також дає можливість застосовувати їх в умовах поглинань різної інтенсивності. Рідка фаза, що містить змащуючі інгібуючі добавки, а також різні хімічні реагенти, які знижують корозію бурового інструменту і перешкоджають деструкції цього очисного агента, дозволяють успішно управляти технологічними властивостями газорідинних систем [28].

ПАР, що входять до складу газорідинних сумішей, адсорбуються на поверхні знову утворюваних тріщин, перешкоджаючи тим самим їх закриттю і викликаючи ефект розклинювання, що у свою чергу призводить до зниження міцності породи. Крім того, частки вибуреної породи притягуються і прилипають до бульбашок газу, що сприяє поліпшенню очищення забою.

Явище мимовільного прилипання твердих тіл до газових бульбашок заповане на взаємодії вільної поверхневої енергії між твердою і рідкою фазами [49].

Внаслідок наявності некомпенсованої вільної енергії молекули поверхневих шарів твердого тіла і рідини активно взаємодіють між собою, а також з молекулами і іонами розчинених речовин, шляхом змочування, обміну і гідратації іонів, сорбції, хемосорбції, гетерогенних реакцій тощо. В результаті вказаних взаємодій виникає тяжіння твердого тіла і рідини.

Винесення шламу здійснюється з швидкістю, близькою до швидкості потоку газорідинної суміші, оскільки швидкості прослизання фаз, при досить високій мірі аерації, незначні.

Виходячи із сказаного, можна зробити висновок про те, що на сьогодні технологія буріння із застосуванням газорідинних сумішей є однією з прогресивних в області бурових робіт при розвідці і експлуатації родовищ. Газорідинні суміші забезпечують високу ефективність і продуктивність буріння, особливо в складних гірничотехнічних умовах. В той же час, існує ряд невирішених завдань, що гальмують ширше використання газорідинних сумішей в практиці спорудження свердловин і експлуатації покладів корисних копалин.

1.5 Буріння свердловин із застосуванням подвійної колони бурильних труб

У основі технології буріння з гідро - і пневмотранспортом керна і шламу лежить метод безперервного видалення із забою вибуреного порідного матеріалу і транспортування його на поверхню потоком очисного агента, що забезпечується при використанні подвійної концентричної колони бурильних труб, спеціальних забійних приладів і конструкцій породоруйнівного інструменту [24]. Промивальна рідина або стисле повітря нагнітаються в проміжок між зовнішньою і внутрішньою трубами, захоплюють із забою шлам або керна і виносять їх на поверхню по центральному каналу.

У загальному вигляді технологічний процес буріння свердловин із застосуванням подвійної бурильної колони відрізняється від традиційного колонкового способу буріння відсутністю періодичного підйому на поверхню забійного приладу для витягання з колонкової труби керна. Прилад піднімають лише для заміни породоруйнівного інструменту, що прийшов в непридатність, або в аварійних ситуаціях [50].



Рис. 1.11. Комплекс технічних засобів КГК

Ця особливість пред'являє певні вимоги до відпрацювання породоруйнівного інструменту, особливо в розрізах з прошарками твердих абразивних порід. Так, при великому зменшенні зовнішнього діаметру породоруйнівного інструменту зростає час, що витрачається на розбурювання звуженої ділянки свердловини, і виникає небезпека заклинювання і прихвату інструменту.

Інша не менш важлива особливість технології - застосування принципово нової системи зворотного промивання (продування) [28]. Промивальна рідина подається насосом через напірний шланг системи промивання і сальник в кільцевий канал подвійної бурильної колони, доходить до коронки і, підхопивши розбурену породу, піднімається по центральному каналу на поверхню. Ізолюючі якості вибуреної породи дозволяють реалізувати внутрішню циркуляцію промивальної рідини при бурінні з гідротранспортом керна. Порода у поєднанні з елементами коронки утворює пакер, працездатність якого визначає стабільність внутрішньої циркуляції і усього процесу буріння.

При цій схемі промивання відсутній прямий контакт потоку очисного агента і вибурюваної породи із стінками свердловини, що оберігає останні від розмиву.

Досвід буріння геологорозвідувальних свердловин з продуванням стислим повітрям показав, що за наявності компресорів продуктивністю 9 - 10 м³/хв при тиску 0,7 - 0,8 МПа можна бурити свердловини завглибшки до 250 м із задовільними техніко-економічними показниками.

До основних переваг вказаного способу відносять [24]: зниження витрати промивальної рідини; зниження числа спуско-підймальних операцій; зменшення викривлення свердловини; високі механічні швидкості буріння; знижен-

ням гідростатичного і гідродинамічного тиску на забої свердловини; зменшенням числа підклинювань керна і шламу в забійному приладі, а також полегшенням ліквідації підклинювань без підйому інструменту на поверхню; високу достовірність випробування, що обумовлено оперативним винесенням на поверхню усього об'єму вибуреної породи; можливість ефективного буріння в ускладнених умовах.

В той же час існує і ряд недоліків: складність конструкції подвійної колони бурильних труб, складність конструкції вертлюга, можливість заклинювання керна в центральному каналі.

Основні завдання по вдосконаленню технології буріння з гідротранспортом керна викладені в роботі [28]. До найбільш актуальних завдань в області теорії гідротранспорту керна слід віднести: розробка методики визначення швидкості руху керна і шламу в центральному каналі подвійної бурильної колони; дослідження впливу механічної швидкості на показники режиму транспортування керна; розробка методики визначення гідравлічних опорів в подвійній бурильній колоні; визначення геометричних розмірів бурильної колони.

При бурінні свердловин з безперервним винесенням керна висхідним потоком виникає необхідність визначення такої витрати промивальної рідини, при якій би забезпечувалося повне очищення забою від зруйнованої породи і дотримувалися задані умови транспортування керна по внутрішньому каналу подвійної бурильної колони.

Закономірності руху твердого тіла погано обтічної форми (яким і є керна) у висхідному потоці промивальної рідини в умовах малих проміжків між керном і трубою нині мало вивчені.

Буріння по незв'язних породах здійснюється з максимальними механічними швидкостями, виходячи з цього необхідно підбирати таку продуктивність насоса, яка забезпечувала б відповідне очищення забою свердловини.

Теоретично 90% центрального каналу, при бурінні по щільних породах, заповнено керном і лише 10% кільцевої площі залишається для проходження шламу. Об'єм шламу, що утворюється в одиницю часу, майже в 4,5 рази перевершує об'єм керна. В цьому випадку різниця площ каналів для проходження керна і шламу породжує стискування останнього, напресування його на керна, що порушує структуру зразків породи, тому слід забезпечити таку продуктивність насоса, яка б зводила до мінімуму час контакту шламу з керном.

Проте нині, питання транспортування шламу і кернашлямової суміші по центральному каналу подвійної бурильної колони практично не розглядаються в літературі.

Для швидкого розвитку комплексу технічних засобів буріння з гідротранспортом керна доцільно вести пошук шляхів розширення сфер застосування методу (наприклад, збільшення глибини буріння) за рахунок вдосконалення бурового інструменту і, передусім, його головного елемента - подвійної бурильної колони; крім того можна сказати, що однією з причин, що гальмують поширення буріння з гідротранспортом керна є відсутність методики розробки технології буріння для конкретних геологічних умов.

1.6 ВИСНОВКИ ЗА РОЗДІЛОМ 1

1. У розділі викладені основні напрями вдосконалення техніки і технології буріння свердловин на основі скорочення часу на допоміжні операції (застосування колони гнучких труб, знімних керноприймачів та подвійної колони бурильних труб).

2. Приведений ретроспективний огляд розвитку, а також аналіз умов роботи установок, що використовують колону гнучких труб. Висвітлені основні закономірності й умови формування забійної зони і стовбура свердловини та їх ремонту при застосуванні технологій колтубінгу.

3. Розглянуто низку досліджень і розробок в області конструювання, виготовлення та експлуатації комплексів технічних засобів для буріння із застосуванням подвійної бурильної колони і знімних керноприймачів, особлива увага приділена проблемним питанням, що виникають при роботі позначених комплексів.

4. Наведено аналіз техніко-технологічних підходів до питань конструювання опор шарошкових доліт; у достатній мірі вивчені схеми виконання та роботи систем опор; визначені основні властивості матеріалів, які застосовуються для виготовлення окремих деталей опорних вузлів породоруйнівного інструменту типу доліт. Позначене є підґрунтям для пошуку напрямів вдосконалення техніки та технології створення досконалих систем опор бурових шарошкових доліт.

5. Приведений огляд досліджень з питань очищення забою і стовбура свердловини від продуктів руйнування при обертальному бурінні із застосуванням одинарної та подвійної колон бурильних труб та циркуляцією рідких і газоподібних очисних агентів на підставі якого намічено шляхи раціоналізації режиму очищення свердловини, що ґрунтуються на питаннях врахування впливу обмеженості кільцевого каналу, гранулометричного складу шламу, обмеженості спільного руху часток шламу, обертання бурильної колони, форми каналу руху і реологічних властивостей очисного агента.

6. Вирішення поставлених завдань дозволить: визначити конструктивні підходи до створення кардинально нового забійного механізму подачі інструменту та спеціалізованого породоруйнівного інструменту; створити обґрунтовану методику проектування гідравлічної програми очищення свердловини при застосуванням знімних керноприймачів та подвійної колони бурильних труб; сформулювати основні положення програми очищення свердловин при використанні рідинних та газорідинних систем при використанні одинарної та подвійної бурильних колон. Перелічене загалом приведе до кратного підвищення продуктивності бурових та ремонтних робіт, скорочення часу на допоміжні операції, загального зростання ефективності і економічності процесу спорудження свердловин.

РОЗДІЛ 2. РОЗРОБКА КОНСТРУКЦІЙ ЗАБІЙНОГО МЕХАНІЗМУ ПОДАЧІ Й СПЕЦІАЛІЗОВАНОГО ПОРОДОРУЙНІВНОГО ІНСТРУМЕНТУ ДЛЯ ТЕХНОЛОГІЙ КОЛТЮБІНГУ ТА ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ЇХ РОБОТИ

2.1 Розробка конструктивних основ створення забійного механізму подачі інструменту

При роторному бурінні долото, що знаходиться біля основи бурильної труби, обертається, забезпечуючи тим самим процес поглиблення забою. Долото просувається в надра шляхом збільшення довжини бурильної труби [26].

У той же час, обертання долота цілком реалізовується і за допомогою підключення останнього до кабелю. Долото при роторному бурінні кріпиться до бурильної колони, яка у свою чергу збирається з окремих секцій труб за допомогою порожнистих замків; бурильна колона, що знаходиться у свердловині, створює, по суті, два концентричні канали, по центральному з яких йде закачування очисного агента вниз по колоні до долота і назад, по кільцевому, на поверхню. При цьому відбувається винесення шламу зі свердловини. Таким чином, при роторному бурінні немає необхідності зупиняти буріння, для того, щоб видалити шлам [25].

При використанні КГТ відбувається заміщення труб та порожнистих трубних замків безперервною колоною сталевих порожнистих труб. Той недолік, що при використанні КГТ немає можливості обертати трубу з поверхні для того, щоб приводити в рух долото, був здоланий розробкою спеціальних забійних двигунів, які обертають долото [3]. Алмазне долото або компактне долото з полікристалічними алмазними вставками часто використовуються разом зі свердловинними забійними двигунами, тому що вони можуть витримувати значні окружні швидкості обертання (до 350 хв^{-1}), порівняно з шарошковим інструментом. В той же час, така технологія виявила істотний недолік використання КГТ - неможливість створення раціональних осьових зусиль на породоруйнівний інструмент. Це явище в деякій мірі усунуто за рахунок збільшеного числа оборотів породоруйнівного інструменту, проте, на сучасному етапі розвитку технологій КГТ, повністю воно не усунуто [2, 5].

Метод буріння з КГТ дозволяє розміщувати і витягати внутрішньосвердловинний інструмент під час безперервної подачі рідини, що істотно знижує можливість його заклинювання у свердловині. При використанні КГТ не треба сполучати і роз'єднувати труби при проведенні спуско-підймальних операцій. Таким чином скорочується час роботи з трубами і, відповідно, підвищується безпека персоналу. КГТ дозволяє безперервно контролювати свердловинні параметри, особливо коли колона знаходиться в русі. Той факт, що колона труб постійно пов'язана з буровим насосом, також дає деяку перевагу, пов'язану з появою можливості усунення або контролю викидів.

КГТ може використовуватися для буріння як вертикальних, так і похило-спрямованих свердловин. При бурінні вертикальних свердловин використовується традиційний буровий снаряд спільно зі свердловинним забійним двигу-

ном. Похило-спрямоване буріння вимагає використання направляючого пристрою для управління траєкторією буріння згідно з проектом [3].

Вертикальні свердловини є найбільшою сферою застосування КГТ; під вертикальними, в цьому аспекті викладу, розуміють такі свердловини, для буріння яких немає необхідності у використанні свердловинного інструменту, контролюючого напрям, кут нахилу і/або азимут [9].

Похило-спрямоване буріння свердловин на КГТ вимагає застосування направляючих пристроїв в нижній частині безперервної колони для контролю траєкторії дотримання руху породоруйнівного інструменту. Такі операції використовуються при бурінні нових свердловин, подовженні старих, при зарізанні бічних стовбурів у напрямку ліквідованих свердловин і при бурінні горизонтальних дренажних свердловин [4]. Проте в основному КГТ застосовується при бурінні похилих свердловин до нових колекторів з основного стовбура (багато-стовбурне буріння).

Відхиляючий і спрямовуючий інструмент у комбінації із спеціальними приладами використовується для вимірів кута нахилу, азимута і для орієнтації торця бурильного інструменту. Для похило-спрямованого буріння на КГТ використовуються два основні типи інструментів, що відхиляють. Електричні інструменти застосовуються спільно з приєднаним до них кабелем, який знаходиться усередині КГТ і передає дані на поверхню. До другого типу відносяться інструменти з гідроімпульсним каналом зв'язку. Такі пристрої передають дані на поверхню, генеруючи імпульси тиску в буровому розчині [2].

Як показує теорія, а більшою мірою практика буріння, будь-яке з технічних рішень виявляється технологічно і економічно виправданим, якщо воно відрізняється порівняльною нескладністю [3].

Говорячи про спосіб буріння з використанням колони гнучких труб і технологічні засоби для його реалізації, поза сумнівом їх можна охарактеризувати як досить прості, що є однією з головних переваг цього методу. Саме названа обставина визначає практично необмеженість рейсів при використанні даної технології буріння, а це, як було показано раніше, головний резерв підвищення продуктивності. Найголовніший недолік методу буріння з використанням колони гнучких труб (складність створення необхідного осьового навантаження) зумовив спрямованість усіх наступних конструктивних розробок [2].

В результаті широкого узагальнення наявних матеріалів з питань створення і експлуатації механізмів подачі інструменту встановлено, що недоліками існуючих забійних регулювальників осьового навантаження є зайва складність конструкцій, неуніверсальність за призначенням і обмеженість по застосуванню; в той же час є цілком прийнятними шляхи спрощення конструкцій пристроїв, розширення їх функціональності і посилення експлуатаційної надійності, що забезпечує застосовність цих пристроїв в будь-яких гірничо-геологічних умовах, глибоких, спрямованих свердловинах, а також в компонованні з різними типами бурильних колон [3, 8].

Конструктивно пристрій подачі інструменту має бути автономним за виконанням, захищеним від зім'яття при механічних діях, мати достатній ресурс роботи в рейсі, дозволяти проводити операції з ліквідації можливих ускладнень

(наприклад, при звільненні забійного компоновання від прихоплення), крім того, мати діафрагмові вузли для гідравлічного управління осьовим навантаженням, а також посиленими опорно-центруючими елементами для забезпечення подовжньої стійкості конструкції [51].

Існує три етапи управління робочими параметрами пристрою для створення необхідного навантаження на інструмент: перший - на стадії розробки пристрою; другий - на стадії розробки режиму буріння; третій - при зборці компоновання і її експлуатації.

У світлі сказаного також звертає на себе увагу те, що робота забійної компоновки повинна реалізувати принципи найменш енергоємних і ефективних способів руйнування масиву. Крім того, забійні механізми подачі інструменту повинні дозволяти ефективно керувати траєкторією свердловини, максимально тобто використовувати особливості конструкції КГТ. Керуючись тим, що будь-яке конструктивне удосконалення забійного приладу не повинно привести до істотного ускладнення його експлуатаційних параметрів, можна намітити декілька можливих схем руйнування породи забою:

- обробка зони забою безпосередньо спеціалізованим породоруйнівним інструментом без автономного регулювання осьового зусилля;
- формування свердловини за рахунок дії на масив, через породоруйнівний інструмент, зосередженого осьового навантаження;
- комбінована схема руйнування, що включає в тій чи іншій мірі принципи перших двох.

Не порушуючи питань механіки руйнування, необхідно помітити, що запропоновані схеми формування забою свердловини вимагають визначених як конструктивних так і технологічних змін; причому вони мають бути комплексними, іншими словами виконувати не лише безпосередньо покладені на них функції, але і за можливістю сприяти досягненню іншими супутніми процесами своїх максимальних техніко-економічних показників. Усе це вимагає усебічного вивчення і аналізу досить широкого ряду техніко-економічних аспектів механіки руйнування порід і роботи забійних компоновок приладів та створення ефективних технічних засобів, які будуть в достатньо повній мірі відповідати експлуатаційним особливостям КГТ.

Сформульовані концептуальні положення про конструктивне виконання і технологічні основи роботи забійних механізмів подачі інструменту дозволили чітко виділити умови, які необхідно створити для підвищення техніко-економічних показників процесу буріння. Такі умови безперечно є функціональними і залежними як від моделі забійної компоновки, так і технологічного режиму використання [52].

Одну з найбільших груп пристроїв подачі інструменту складають глибокі стабілізатори осьового навантаження на долото, забійні стабілізатори моменту, забійні автомати і регулювальники подачі долота [53 - 54]. Ефективність їх застосування максимальна при бурінні свердловин турбобурами на глибину понад 1500 - 2000 м у поєднанні із стандартними конструкціями бурильної колони. Це пов'язано з тим, що із зростанням глибини свердловин збільшуються втрати осьового навантаження на тертя бурильної колони об стінки

свердловини, внаслідок чого буровий снаряд або зависає, або періодично прослизає. Навіть у режимі прокручування бурильної колони виникають нерівномірності навантаження на інструмент і явища нестійкого моменту обертання турбобура [55]. Технічних наземних засобів, за допомогою яких можливо ефективно контролювати роботу турбобура на великих глибинах немає. Рішення задачі управління режимом роботи турбобура на великих глибинах полягає у використанні забійних автоматів або глибинних стабілізаторів. Глибинні стабілізатори призначені для підтримки постійного осьового навантаження на долото незалежно від довжини колони бурильних труб і використовуються при роторному і турбінному бурінні. При використанні глибинного стабілізатора ваги (ГСВ) осьове навантаження на долото може створюватися, як обваженими бурильними трубами (ОБТ), з турбобуром, приєднаним до ГСВ, так і додатково за рахунок гідравлічного перепаду тиску промивальної рідини в стабілізаторі ваги. Глибинні стабілізатори моменту регулюють осьове навантаження, підтримуючи постійну величину моменту на долоті. Застосовуються і інші стабілізатори [56].

Забійні автомати подачі долота для турбінного буріння дозволяють регулювати осьове навантаження на долото для підтримки постійного значення перепаду тиску, частоти обертання або обертового моменту на валу турбобура. Забійні автомати подачі встановлюються над турбобуром. При необхідності між автоматом подачі і турбобуром може бути включений набір ОБТ [57].

Автомати подачі за перепадом тиску використовують залежність перепаду тиску рідини на лопатках турбобура від частоти обертання [58]. Така залежність характерна тільки для лопаток певного профілю. Зміна частоти обертання внаслідок зміни осьового навантаження на забій впливає на перепад тиску рідини, що викликає спрацьовування гідромеханічного приводу автомата. У разі зменшення частоти обертання привод підводить турбобур над забоєм, зменшуючи осьове навантаження, а стабілізатор ваги - момент обертання на долоті і навпаки. Автомати регулювання моменту обертання на валу турбобура мають за чутливий елемент пружинний моментомір, що реагує на зміну моменту на долоті і переміщаючий золотник гідромеханічного приводу подачі. Останній, залежно від положення золотника, навантажує або розвантажує долото [59].

Принцип дії автомата подачі по залежності зміни частоти обертання долота полягає в управлінні осьовим навантаженням за допомогою відцентрового регулювальника, пов'язаного з валом турбобура [60].

Широке розповсюдження отримав спосіб формування осьового навантаження на долото, який заснований на дискретній подачі бурильної колони до забою свердловини; він дозволяє передавати осьове зусилля від колони на долото через корпус гідравлічного забійного двигуна і його осьову опору, формувати осьове гідравлічне зусилля на ротор забійного двигуна і на долото шляхом створення перепадів тиску в потоці промивальної рідини, що проходить через забійний двигун і промивальний вузол долота [2, 59, 61]. Для можливості здійснення позначеного процесу над валом гідравлічного забійного двигуна генерують додаткове гідравлічне осьове зусилля і спільно з частиною осьового зусилля від бурильної колони через пружний елемент передають на верхній торець валу забійного двигуна і далі на долото; сили тертя колони об стінки свер-

дловини знижують шляхом постійної передачі осьових вібрацій від долота бурильній колоні через верхній торець валу забійного двигуна, а також шляхом регулювання діапазону параметрів вібрацій, що передаються колоні від валу забійного двигуна.

Фахівцями кафедри техніки розвідки РКК Національного ТУ «Дніпровська політехніка» запропонована конструкція гідродинамічного підсилювача осьового навантаження, заснованого на реалізації процесів виникнення і багатократного віддзеркалення гідроударної хвилі в неоднорідному трубопроводі із замкнутою порожниною в сукупності з роботою розподільного вузла потоку промивальної рідини [62]. Такий підхід дозволив запропонувати інженерний метод розрахунку і створити гідродинамічний пристрій, що забезпечує раціональне навантаження на породоруйнівний інструмент.

В ході аналітичних досліджень запропоновані математичні моделі руху елементів розподільного вузла на окремих фазах робочого циклу, які дозволяють прогнозувати параметри силової і енергетичної характеристики гідродинамічного пристрою. Дослідження експериментального зразка на стенді підтвердили адекватність математичної і фізичної моделей гідродинамічного пристрою.

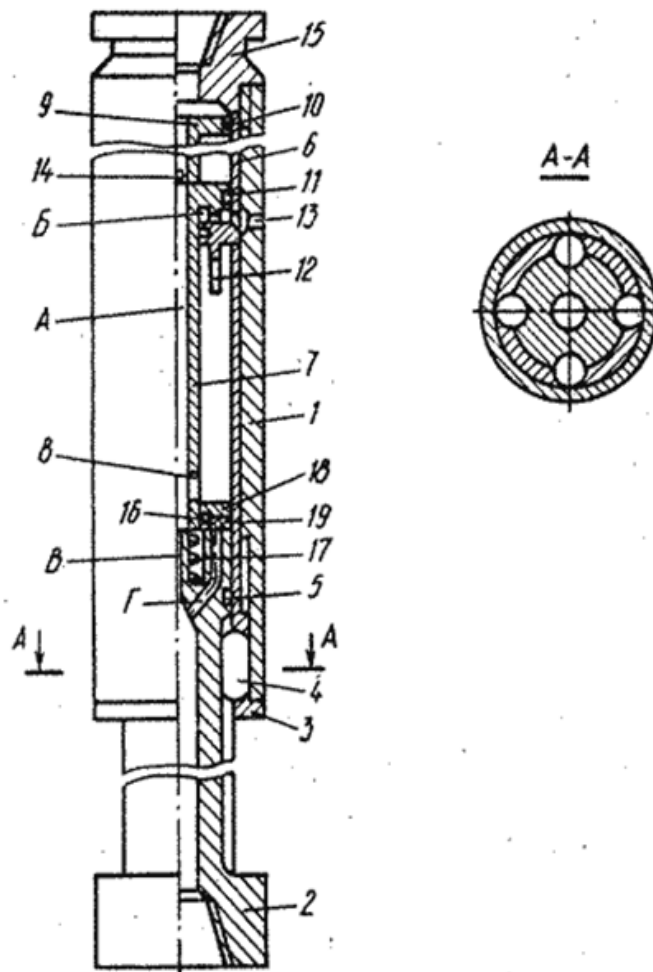


Рис. 2.1. Схема багатоступінчастого довгоходового забійного механізму подачі

Досліджені залежності динамічного навантаження від продуктивності бурового насоса, коефіцієнтів віддзеркалення і загасання гідроударної хвилі.

Встановлено, що для забезпечення гідродинамічним пристроєм потрібної технологічним регламентом величини осьового навантаження потрібне, щоб відношення діаметру бурильних труб до діаметру робочої камери знаходилося в межах 0,1 - 0,5, а довжина робочої камери складала 1,5 - 2,0 м [63].

Стендова і промислова перевірка працездатності і ефективності нового пристрою показала, що конструкція гідродинамічного підсилювача осьового навантаження працездатна і може застосовуватися для обертального буріння свердловин без будь-якої модернізації бурової установки, проте для надійної роботи пристрою потрібний жорсткий зв'язок між поверхневим приводом і забійним приладом.

Нині, в тій чи іншій мірі, найбільш придатною конструкцією забійного механізму подачі [64] є багатоступінчастий довгоходовий пристрій (рис. 2.1).

Прилад складається з порожнистого циліндричного корпусу 1 і валу 2, що має можливість осьового переміщення усередині корпусу. Також в корпусі А встановлені захисні втулки 6, поршні 9, забезпечені штоками 7, твірні з корпусом замкнуті камери Б. У верхній частині вал 2 забезпечений дроселем В і промивальними отворами Г, які періодично перекриваються клапаном 18, закріпленим в нижній частині штоків. Між валом 2 і штоками встановлена пружина 17. Для посадки клапана 18 у верхньому положенні служить упор 12. У нижній частині штоків над клапаном 18 виконані промивальні вікна 8, що гідравлічно сполучають порожнину над клапаном 18 з центральним промивальним каналом. При подачі промивальної рідини вона проходить через дросель В, промивальні отвори Г, які при цьому перекриті клапаном 18, притиснутим упором 12. Відкриття клапана відбувається при посадці поршня на перегородку 6 і при деякому висуненні валу 2 за рахунок розтиснення пружини 17. При відкритті клапана 18 тиск в циркуляційній системі знижується і відбувається просування забійного компоненту. Ефективність від використання механізму подачі в основному складається за рахунок підвищення рейсової швидкості буріння. В той же час, йому властиві істотні органічні недоліки, це значні подовжні розміри, що істотно обмежують його рухливість, особливо у викривлених ділянках стовбура свердловини, і складність самої конструкції і роботи пристрою.

При провідці глибоких і спрямованих свердловин через тертя бурильної колони об гірську породу виникають сили опору, які в певні моменти часу стають більше сили тяжіння тієї частини колони, за рахунок маси якої створюється навантаження на долото [59]. А значить, осьова дія на забій зменшується у міру руйнування породи, що призводить до зниження механічної швидкості буріння, наближаючи її до нуля. До того ж будівництво глибоких і спрямованих свердловин ускладнюється вірогідністю прихоплення бурового інструменту, викликаного обвалом стінок свердловини, недостатнім винесенням шламу або іншими причинами [61]. Так само із збільшенням протяжності стовбура свердловини в колоні бурильних труб починають виникати різні види коливань, які викликають «підскакування» долота на забої і призводять до зниження навантаження на долото і дострокового виходу з ладу бурового інструменту.

Невизначеність в доведенні розрахункового навантаження до долота проявляється через наявність неконтрольованих сил тертя, що виникають при кон-

такті бурового інструменту із стінками свердловини, особливо в похилих і розгалужених стовбурах (рис. 2.2), і залежить від окружного кута охоплення і погонної довжини цього контакту, набряканні гірських порід і реології бурової рідини, а так само є причиною подовжнього резонування бурильної колони через втрату управління осьовим навантаженням [26]. Така багатофакторність доки не піддається диференціації і поелементному контролю, внаслідок чого пошук раціональних параметрів силової дії на долото виявляється випадковим і залежить від кваліфікації оператора, що порівняно часто супроводжується або зниженням параметрів режиму буріння, або аварією з породоруйнівним інструментом.

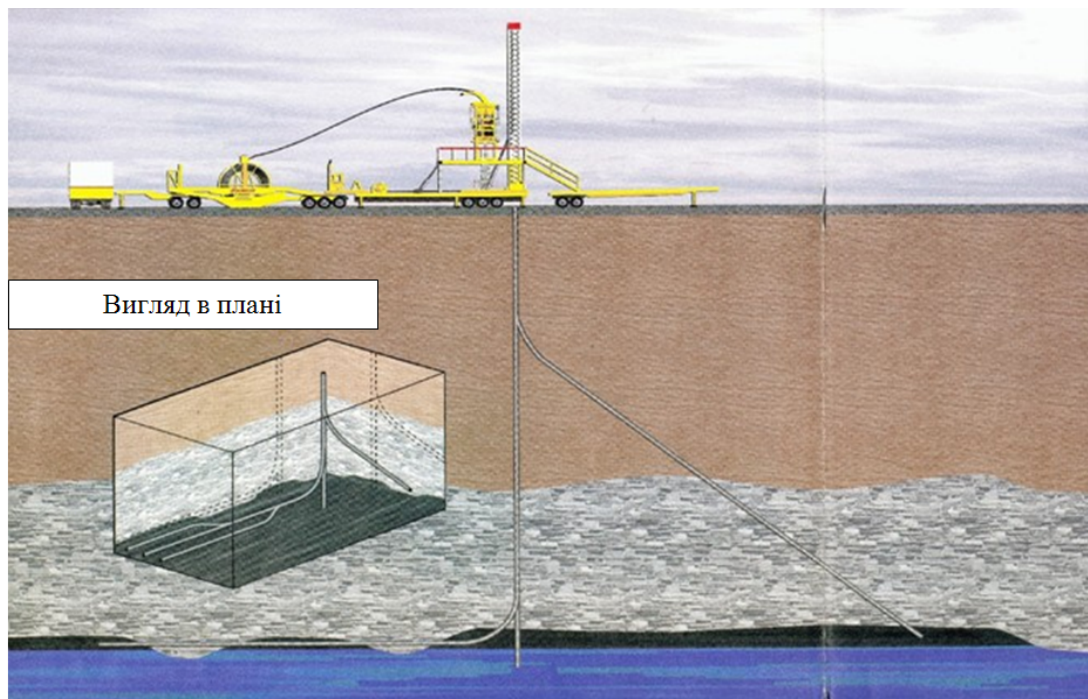


Рис. 2.2. Схема положення осі свердловини у вертикальній площині

Аналіз показав, що проблема частково вирішується використанням автоматичних пристроїв, контролюючих рівномірність подачі долота на забій. При цьому існують два види автоматичних регулювальників: наземні і забійні [52]. Перевагою наземних пристроїв є їх експлуатаційна доступність; недоліком - низька точність регулювання. Перевагою забійних пристроїв є їх безпосередня дія на регульований об'єкт, що підвищує точність дозування і рівномірність осьового тиску долота на забій: при цьому швидкість проходки збільшується від 15 % (ротатором) до 35 % (направлене буріння), число відмов систем каротажу і забійних двигунів знижується на 50 %; недоліком - обмежена функціональність пристроїв, використання яких в багатофакторних умовах бурової свердловини часто опиняється неефективним [15]. Забійний пристрій подачі долота, окрім функції створення осьового навантаження, повинен мати функції її дозування, самовизволення від прихвату і заспокоєння подовжніх коливань бурильної колони. Ще гостріше проявляються позначені завдання при застосуванні гнучкої колони бурильних труб, що пов'язано з її досить малим коефіцієнтом жорсткості і неможливістю оперативного поверхневого регулювання положення нижнього кінця [3, 9].

2.2 Теоретичні основи конструювання механізму подачі інструменту

Умови роботи забійних пристроїв подачі долота у складі компоновання низу бурильної колони пов'язані з динамікою, абразивністю і агресивністю до-вкільця, а також ускладнені високим гідростатичним тиском і температурою [2, 59]. Робота пристрою зв'язана з дією значних знакозмінних навантажень і моментів, що виникають при бурінні глибоких і спрямованих свердловин у зв'язку з розвитком крутильних і подовжніх коливань гнучкої і жорсткої колон, втра-тою стійкості останніх і їх обертанням в сильновикревленій ділянці стовбура, а також при створенні ударних навантажень для самовизволення рухливого низу бурильної колони з прихоплення. Тому при створенні багатофункціональних забійних пристроїв подачі долота особлива увага має бути приділена забезпеченню міцності і надійності його деталей і конструкції в цілому [26].

Має бути виконане обґрунтування конструктивних рішень з поясненням призначення і особливостей кожної деталі багатофункціонального забійного пристрою подачі долота. Аналіз літературних джерел виявив наступні загальні прийоми підвищення надійності роботи забійних пристроїв [26, 59]: для запобі-гання корозії і зменшенню сил тертя внутрішні поверхні корпусу полірують і хромують; для підвищення надійності герметичного розподілу трубного і за-трубного просторів використовують прийоми заповнення порожнеч мастилом під внутрішнім тиском; для захисту торців переводників від зім'яття та різьб-лень від розриву при використанні пристроїв для самозвільнення з прихоплення висувні вали забезпечуються опорними кільцями, змонтованим на «гарячій» посадці. Усі пристрої розраховуються на зрушення і витривалість найбільш не-безпечного перерізу різьблення, що сполучає пристрій з верхнім і нижнім пере-відниками. Згідно з методиками, конструкторська документація забійних при-строїв подачі проектується з урахуванням уніфікації заготівель труб і матеріа-лів, вживаних в нафтовій і газовій промисловості. Це техніко-технологічне рі-шення надає можливість налагоджувати виробничі ділянки відповідних підпри-ємств на масове виготовлення забійних пристроїв подачі долота.

Як вже підкреслювалося раніше, загальними для усіх моделей механізмів подачі конструктивно-технологічними недоліками є їх значні подовжні розмі-ри, які істотно обмежують рухливість пристрою, особливо у викривлених діля-нках стовбура свердловини, складність самої конструкції і роботи пристрою, а також неможливість створення достатніх значень осьового зусилля на інстру-мент за існуючої схеми. Перераховані недоліки є органічними для розроблених пристроїв з огляду на призначення останніх для застосування із стандартними сталевими бурильними трубами.

У основу конструктивної розробки поставлено завдання удосконалення пристрою для створення осьового навантаження [65], в якому принципово інше конструктивне та технологічне виконання робочих органів забезпечує: можли-вість його ефективного використання як у випадку застосування стандартних бурильних труб [66], так і безперервної бурильної колони при спорудженні та ремонті свердловини; умови отримання потрібних величин осьового зусилля при проходженні порід середнього та високого ступеня міцності; стабільність

РОЗДІЛ 2 *Розробка інструменту для технології колтюбінгу та дослідження його роботи*

та ефективність акту руйнування порід; значне збільшення рейсової швидкості буріння; зниження зносу бурильних труб; за рахунок перелічених переваг пристрою досягається інтенсифікація процесу будівництва свердловини при зниженні загальних витрат [67].

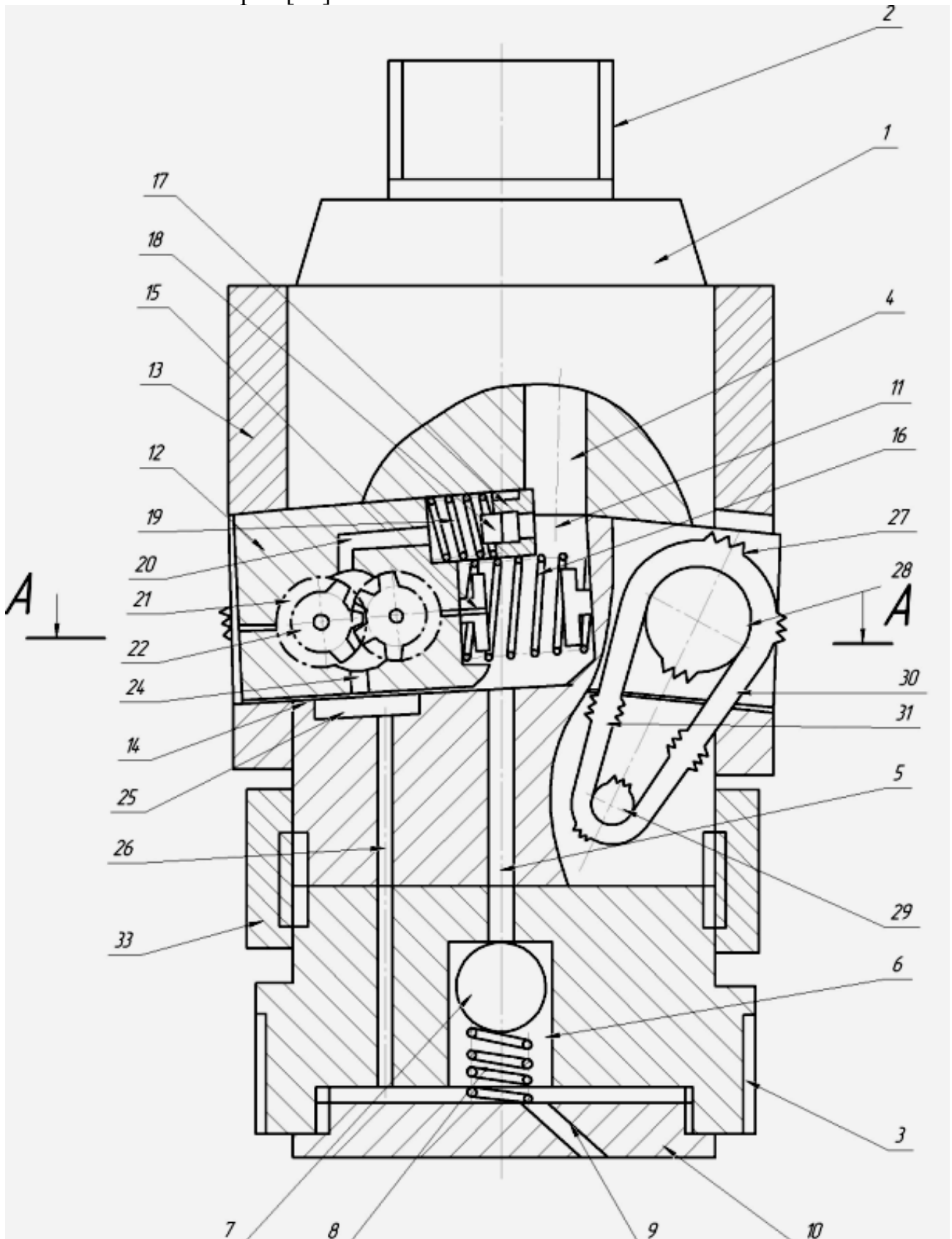


Рис. 2.3. Загальна схема пристрою для створення осевого навантаження

Завдання вирішується тим, що у відомому пристрої для створення осьового навантаження [68], який містить вал, поршні, штоки та інші елементи, згідно із запропонованим фахівцями кафедри техніки розвідки РКК Національного ТУ «Дніпровська політехніка» технічним рішенням, міститься роз'ємний корпус, який за допомогою верхнього перехідника сполучений з бурильною колоною, а нижнього – із забійним двигуном, при цьому в корпусі виконані два великих і малих циркуляційних канали, після проходження яких потік промивальної рідини слідує через дроселя до забійного двигуна, а в робочій камері розміщені шліцьові повзуни, оснащені поворотними пружинами, що зв'язують замочні елементи, до того ж переливні дроселя, що складаються з тарілчастих замочних елементів і пружин, служать для подачі промивальної рідини в гідравлічні рухові блоки, призначені для приводу інструментальних ланцюгів, на внутрішньому контурі яких розміщені робочі зубки, а на зовнішній – врубіві.

A - A

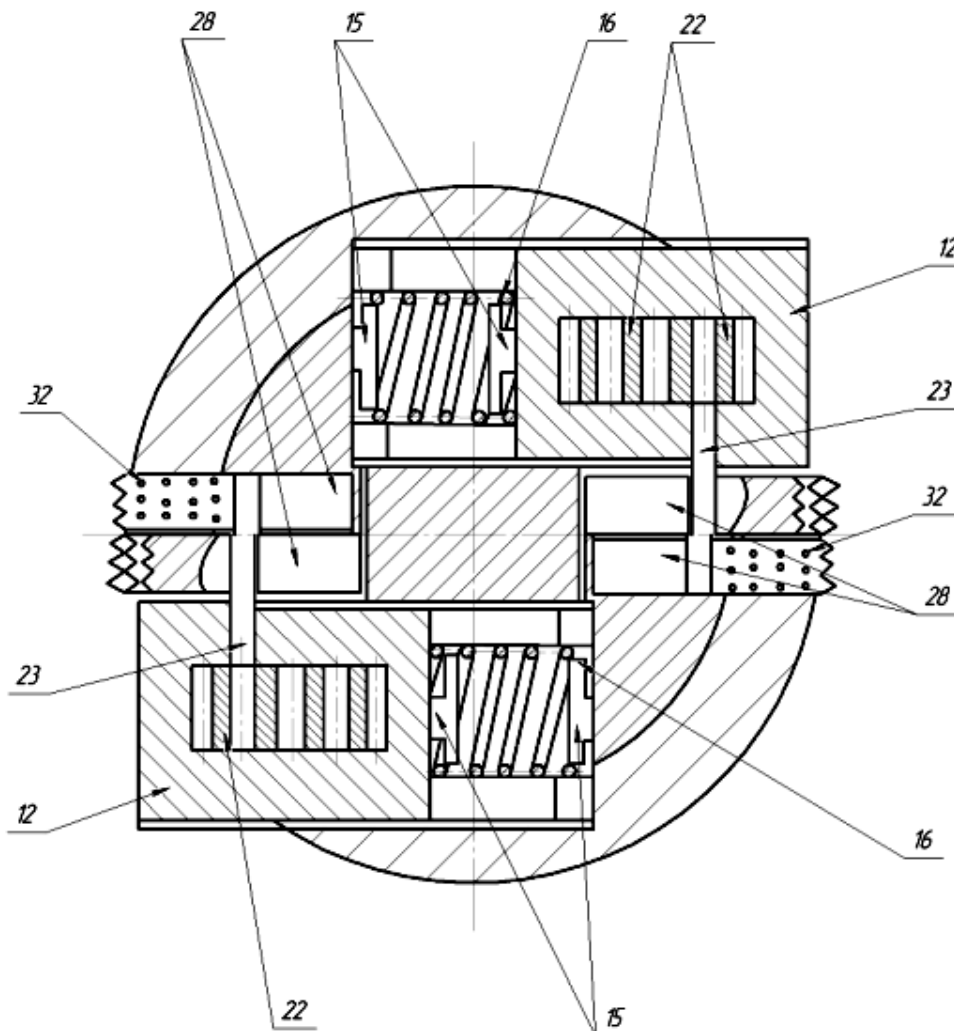


Рис. 2.4. Загальна схема пристрою для створення осьового навантаження (за площиною *A - A*)

На рис. 2.3 приведена загальна схема пристрою для створення осьового навантаження, де: – роз'ємний корпус, який за допомогою верхнього перехідника 2 сполучений з бурильною колоною, а нижнього перехідника 3, пов'язано-

го з роз'ємним корпусом 1 монтажною гайкою 33 – із забійним двигуном. У роз'ємному корпусі 1 пристрою, сполученого за допомогою сполучної втулки 13, виконані два великих 4 і малих 5 циркуляційних канала, після проходження яких потік промивальної рідини слідує через дроселя 6, що складаються з кулькового клапана 7 і пружини розтягування 8, і канал 9 фланцевої кришки 10, поступаючи до забійного двигуна. У робочій камері 11 розміщені шліцьові повзуни 12. Шліцьові повзуни 12 оснащені поворотними пружинами 16, які зв'язують замочні елементи 15. Переливні дроселя 17, що складаються з тарілчастих замочних елементів 18 і пружин 19, а також циркуляційні канали 20, виконані в шліцьових повзунах 12, служать для подачі промивальної рідини в гідравлічні рухові блоки 21, що включають по дві симетричні пари зубчастих коліс 22 з протилежних сторін. Вихідні канали 24, подовжні 25 і допоміжні 26 канали, наявні в роз'ємному корпусі 1 пристрою і нижньому перехіднику 3, сприяють потраплянню потоку промивальної рідини до забійного двигуна. Приводні вали 23 передають виникаючий крутний момент ланцюговим контактним механізмам 27, що складається з великих 28 і малих 29 зірочок, сполучених кінематично інструментальними ланцюгами 32, на внутрішньому контурі яких розміщені робочі зубки 31, а на зовнішній – врубкові зубки 32.

На рис. 2.4 приведений розріз пристрою для створення осьового навантаження по А - А, де 12 - шліцьові повзуни, 15 - замочні елементи, 16 - поворотні пружини, 22 - пари зубчастих коліс, 23 - приводні вали, 28 - великі зірочки, 32 - інструментальні ланцюги.

Пристрій працює наступним чином: включений до складу бурового снаряда механізм спускають на забій свердловини; за допомогою верхнього перехідника 2 його роз'ємний корпус 1 сполучається з бурильною колоною, а нижнього перехідника 3 – із забійним двигуном. Після досягнення буровим снарядом забою свердловини і наступній його постановці, включається подача промивальної рідини; при її мінімальному значенні потік в усьому об'ємі прямує через два симетричних великі 4 і малі 5 циркуляційні канали, що виконані в роз'ємному корпусі 1 пристрою, а далі через дроселя 6, що складаються з кулькового клапана 7 і пружини розтягування 8, виходячи з яких він за допомогою каналу 9 фланцевої кришки 10 спрямовується до забійного двигуна. Для безпосереднього включення в активну роботу самого пристрою подачі інструменту необхідно підвищити витрату промивальної рідини, що проходить через великі циркуляційні канали 4 роз'ємного корпусу 1. У зв'язку з тим, що пропускна спроможність дроселя 6 обмежена розмірами кулькового клапана 7 і жорсткістю пружини 8, створюється досить високий тиск в робочій камері 11 шліцьових повзунів 12. За таких умов відбувається висунення шліцьових повзунів 12 за контури сполучної втулки 13 роз'ємного корпусу 1, які переміщуються в похилих гніздах 14. Значність величини сили, яка сприяє переміщенню шліцьових повзунів 12 та йде на подолання опору поворотних пружин 16 замочних елементів 15, забезпечується великою поверхнею їх зіткнення з рідиною високого тиску. Крім того, відбувається спрацьовування переливного дроселя 17, що складається з тарілчастого замочного елементу 18 і пружини 19; при цьому промивальна рідина за допомогою циркуляційних каналів 20, виконаних в шліцьових

повзунах 12, прямує в гідравлічні рухові блоки 21. У гідравлічних рухових блоках 21 відбувається перетворення гідравлічної енергії потоку промивальної рідини, за допомогою двох симетричних пар зубчастих коліс 22, в обертальний рух приводних валів 23. Після проходження промивальною рідиною зубчастих коліс 22, її потік, за допомогою вихідного каналу 24, поступає в подовжні 25 і допоміжні 26 канали, наявні в роз'ємному корпусі 1 пристрою і нижньому перехіднику 3, після виходу з якого він також як і основний потік, зважаючи на наявність фланцевої кришки 10, слідує до забійного двигуна. Переміщення шліцьових повзунів 12 до стінок свердловини є необхідною умовою роботи пристрою. Крім того, крутний момент, що виникає на приводних валах 23 залучає до обертання ланцюгові контактні механізми 27, що складаються з великих 28 і малих 29 зірочок, сполучених кінематично інструментальними ланцюгами 32, на внутрішньому контурі яких розміщені робочі зубки 31, які сприяють виключенню прослизання ланцюгів відносно зірочок, а на зовнішній – врубів зубки 32, необхідні для розкріплювання корпусу 1 пристрою в стовбурі свердловини та його переміщення по її стінках при поглибленні забою. При вторгненні врубів зубків 32 в стінки свердловини відбувається повне виключення можливості осьового переміщення пристрою убік, протилежний до напряму просування забою, і тим самим створюються умови, що сприяють безпосередньому руху інструментальних ланцюгів 30 по стінках свердловини, при дотриманні на породоруйнівному інструменті необхідного осьового навантаження, у тій мірі, що необхідна для її поглиблення. Величина осьового зусилля і швидкість переміщення роз'ємного корпусу 1 пристрою, регулюється зміною подачі промивальної рідини буровим насосом. Гідродинамічні характеристики дроселів 6 і 17, а також замочних елементів 15 можуть перетворюватися за допомогою зміни жорсткості пружин 8, 16 і 19 і геометричних параметрів кулькових клапанів 7, а також тарілчастих замочних елементів 18. Це можливо за рахунок від'єднання фланцевої кришки 10 від нижнього перехідника 3, самого перехідника від корпусу 1 за допомогою відгвинчування монтажної гайки 33, і нарешті розбирання роз'ємного корпусу 1 за рахунок випресовки сполучної втулки 13. Наявність у якості контактної механізми 28 саме інструментальних ланцюгів 30 дозволяє забезпечити значний ресурс роботи пристрою без підйому його на поверхню.

2.3 Дослідження закономірностей, що характеризують процес роботи забійного механізму подачі інструменту

Для яснішого розуміння процесів, що відбуваються при роботі забійного механізму подачі необхідно провести деякий аналіз функціонування його окремих вузлів.

Гідравлічний дросель - регулюючий гідроапарат, призначений для створення гідравлічного опору потоку рідини [69]. Додатковий гідравлічний опір створюється за рахунок зміни прохідного перерізу потоку рідини. Зміною гідравлічного опору гідродроселя створюється необхідний перепад тисків на тих або інших елементах гідросистем, а також змінюється величина потоку рідини, що проходить через гідродросель.

Принцип роботи дросельного регулювальника витрати полягає в наступному. На гідродроселі при заданій витраті утворюється перепад тисків. У разі збільшення або зменшення витрати, відповідно, збільшується або зменшується перепад тисків. Один з каналів, що управляють рухом замочно-регулюючого клапана, підключається до входу дроселя, а другий канал - до виходу дроселя. При зміні перепаду тисків на дроселі також змінюється і різниця тисків в каналах клапана, що управляють. При зміні різниці тисків замочно-регулюючий елемент зміщується в ту або іншу сторону, збільшуючи або зменшуючи прохідний переріз клапана, і тим самим відновлюючи величину витрати.

Аналітичні розрахунки доводять, що у разі застосування забійних гвинтових двигунів, гідравлічні показники, які реалізуються на забої свердловини з їхньою допомогою, є цілком прийнятними для задовільної роботи проектованого пристрою зі створення осьового навантаження [70].

Габаритні розміри самих двигунів (табл. 2.1) та відповідно свердловини вносять деякі корективи до конструктивної схеми виконання забійного пристрою, але загалом вона відповідає умовам роботи.

Таблиця 2.1

Технічні параметри забійних гвинтових двигунів

Тип двигуна	Д1-54	ДГ-60	Д-85
Зовнішній діаметр, мм	54	60	85
Діаметр долота, мм	до 76	до 98,4	до 120,6
Витрата рідини, л/с	до 2,5	до 3,5	до 4,5
Перепад тиску, МПа	до 5,5		

Розрахунки міцності колони гнучких бурильних труб мають базуватися на визначенні напружень, зумовлених дією тиску циркулюючої рідини. Напруження, що при цьому виникають, поділяються на тангенціальні:

$$P_T = P_P R / h \quad (2.1)$$

та меридіональні:

$$P_M = P_P R / 2h, \quad (2.2)$$

де P_P – тиск циркулюючої рідини, МПа; R – радіус серединної поверхні труби, м; h – товщина стінки труби, м.

Наведені формули є базовими в методиці визначення вихідних гідравлічних параметрів пристрою для створення осьового навантаження.

Оцінка ефективності роботи пристрою зі створення осьового навантаження можлива на підставі порівняльного дослідження показників процесу буріння свердловин і насамперед питомої енергоємності, що характеризує витрати роботи на одиницю зруйнованої породи; вона може бути визначена таким чином [71]

$$E = \frac{2\pi M}{hS}, \quad (2.3)$$

де h - глибина занурення породоруйнівного елемента; M – крутний момент; S - розміри ділянки навантаження.

РОЗДІЛ 2 Розробка інструменту для технологій колтюбінгу та дослідження його роботи

Формула 2.3 дозволяє, знаючи чисельні значення параметрів, що входять в неї, визначити загальну енергоємність процесу буріння і власне руйнування гірських порід.

В табл. 2.2 наведено результати дослідження впливу реалізованого на пристрої перепаду тиску на швидкість поглиблення свердловини; за базу порівняння були прийняті показники процесу поглиблення свердловини без застосування пристрою.

Таблиця 2.2

Результати досліджень впливу перепаду тиску на пристрої на процес буріння при застосуванні КГТ

№	Перепад тиску на пристрої, МПа	Середня швидкість буріння V , мм/с	Приріст швидкості буріння, %
1	Без застосування пристрою	0,045	-
2	3,0	0,052	15
3	3,2	0,053	17
4	3,4	0,064	42
5	3,6	0,065	44
6	3,8	0,069	49

Аналіз даних табл. 2.2 дозволяє зробити наступні висновки: наявність в складі забійної компоновки проектного пристрою дозволяє значно підвищити швидкість поглиблення свердловини із застосуванням КГТ (в середньому на 30 – 35%), причому існує тенденція подальшого збільшення швидкості поглиблення із зростанням реалізованого на пристрої перепаду тиску. Розрахунки показують, що за запропонованої конструктивної схеми пристрою для створення осьового навантаження, гранично досяжним перепадом тиску є його значення в межах 4,5 – 5,0 МПа; саме цей показник визначає величину створюваного пристроєм осьового навантаження на породоруйнівний інструмент.

В табл. 2.3 наведено результати визначення крутного моменту на забійній частині КГТ та енергоємності руйнування порід; за базу порівняння були прийняті показники процесу поглиблення свердловини без застосування пристрою; у якості бурового агента застосовували воду.

Таблиця 2.3

Результати визначення крутного моменту на забійній частині КГТ та енергоємності руйнування порід

Породоруйнівний інструмент	Умови дослідження	Крутний момент, Нм	Енергоємність, Нм/см ²
Шарошкове долото	Без застосування пристрою	54,8	0,215
	Із застосування пристрою	26,4	0,168

Аналіз отриманих даних (табл. 2.3) дає підставу зробити висновок про те, що застосування пристрою у складі забійної компоновки КГТ дозволяє майже в 2 рази знизити показники крутного моменту при одночасному істотному зниженні енергетичних показників руйнування. Отриманий результат є беззаперечно важливим з огляду на існуючий недолік КГТ, а саме необхідність дотримання низьких значень крутного моменту на КГТ та створення значних частот

обертання, що компенсують нестаток величини осьового зусилля. Таким чином, роботою пристрою для створення навантаження виключається необхідність наявності значних обертів КГТ, зводяться до мінімуму ризику мимовільного і неконтрольованого скручування КГТ через істотне зниження реалізованого крутного моменту. Зміна умов експлуатації забійного двигуна (зменшення спрацювання перепаду тиску) призведе до загального зниження тиску у внутрішній частині КГТ, що також сприяє підвищенню надійності та строків безремонтної експлуатації КГТ [3].

Подальші дослідження були спрямовані на вивчення умов руйнування гірських порід при роботі пристрою у складі забійної компоновки КГТ. Було встановлено, що умови руйнування порід зазнають значного впливу у разі наявності у складі бурових промивальних рідин поверхнево-активних речовин (ПАР).

Промивальні рідини, що містять ПАР, проникають всередину мікротріщин (які утворюються на забої внаслідок впливу породоруйнівного інструменту), під дією капілярного тиску, мігруючи по її стінках. Таке проникнення відбувається з досить великими швидкостями. Це пояснюється зниженням поверхневої енергії усередині тріщини під впливом адсорбції на величину $\Delta\sigma$ [72]

$$\Delta\sigma = \sigma_0 - \sigma_z, \quad (2.4)$$

де σ_0 - питома поверхнева енергія твердого тіла до адсорбції; σ_z - питома поверхнева енергія після адсорбції.

Поверхнево-активні речовини проникають углиб мікротріщин до місць, де розміри тріщин дорівнюють розмірам молекул ПАР. У цих місцях утворюється лінійна межа поширення адсорбційного шару, на кожен одиницю довжини якої діє двовимірний тиск F

$$F = 2\Delta K \cos \varphi / 2, \quad (2.5)$$

де ΔK - коефіцієнт, що враховує лінійні розміри тріщини; φ - кут при вершині тріщини.

Під дією тиску F відбувається просування адсорбційних шарів углиб тріщини, тим самим викликається її розклинювання з силою Q

$$Q = \frac{F}{2 \sin \varphi / 2}. \quad (2.6)$$

Підставляючи у вираз 2.6 значення тиску F , отримаємо

$$Q = \frac{2\Delta\sigma K \cos \varphi / 2}{2 \sin \varphi / 2}. \quad (2.7)$$

Таке розклинювання шарами мікротріщин пропорційно зниженню поверхневої енергії при адсорбції усередині тріщини і тим самим воно більше, чим менше кут при вершині. Зовнішні зусилля сприяють розкриттю мікротріщин і збільшенню кількості проникаючих в них ПАР.

Приведена модель мікротріщини досить спрощена і насправді ускладнюється механохімічною активацією твердого тіла у вершині тріщини, а також дією зовнішніх чинників [73].

На рис. 2.5 приведені результати вивчення впливу ПАР (їх концентрації C , %) у складі примивальних рідин на середню швидкість буріння.

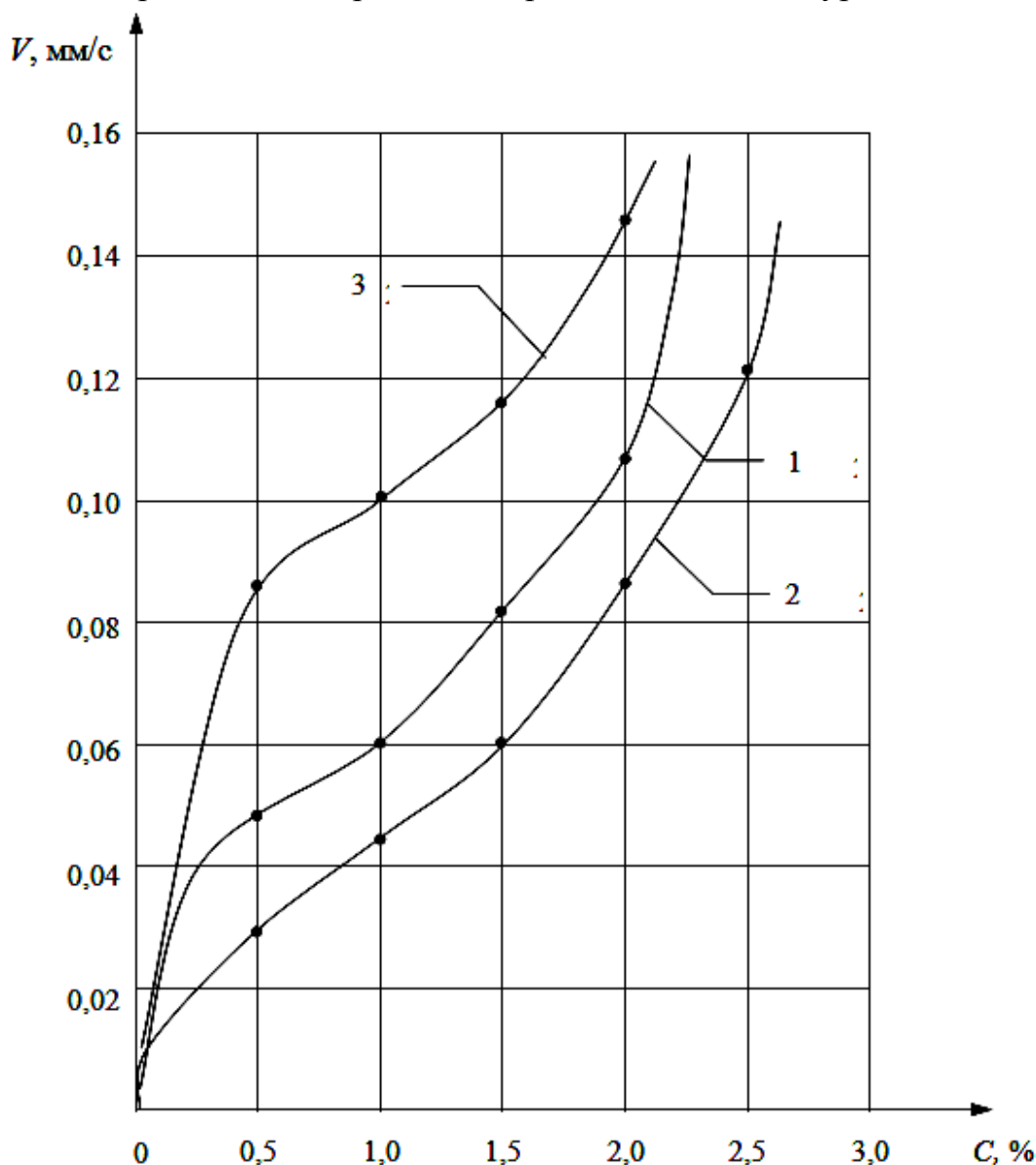


Рис. 2.5. Вплив ПАР у складі промивальних рідин на середню швидкість буріння (1 – ОП - 20; 2 – ОП - 10; 3 – сульфонол)

Аналіз даних рис. 2.5 свідчить про наявність стійкого впливу як концентрації C ПАР у складі промивальної рідини, так і хімічної активності (довжина молекулярних ланцюжків ПАР) – із їх збільшенням абсолютні значення швидкості буріння закономірно зростають.

На рис. 2.6 приведені результати вивчення впливу концентрації ПАР у складі примивальних рідин на комплексний показник E – енергоємності руйнування порід.

Аналіз даних рис. 2.6 також свідчить про існування істотного впливу концентрації C ПАР у складі промивальної рідини та якості самих речовин на середньозважені показники енергоємності руйнування порід; із більшенням C , для даної ПАР, енергоємності процесу руйнування порід убуває по параболічній залежності.

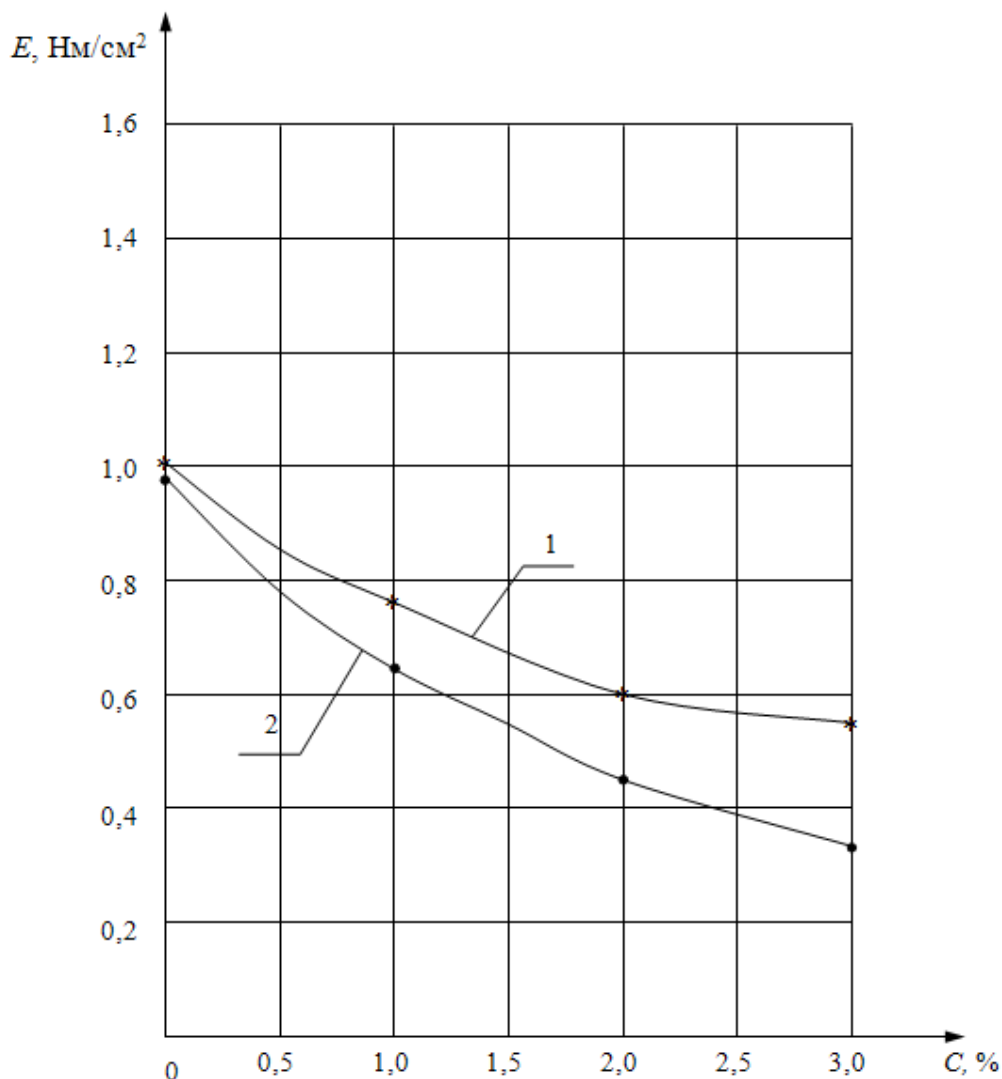


Рис. 2.6. Вплив ПАР у складі промивальних рідин на енергоємності руйнування порід (1 – ОП - 20; 2 – сульфонол)

Таким чином, у якості загального висновку щодо застосування ПАР у промивальних рідинах при бурінні КГТ можна зазначити наступне: з метою істотного підвищення показників руйнування порід на забої свердловини та збільшення міжремонтного періоду КГТ введення до складу промивальних рідин ПАР є обов'язковим. Зазначена обставина є суттєвою лише за наявності у компоновці КГТ пристрою для створення осевого навантаження.

2.4 Вивчення механізму роботи спеціалізованого породоруйнівного інструменту

Як вже підкреслювалося, КГТ є доволі перспективною технологією в області буріння спрямованих свердловин. Найголовнішим стримуючим фактором на шляху якнайповнішого використання переваг КГТ при направленому бурінні є відсутність відповідного породоруйнівного інструменту, який би задовольняв загальним вимогам до створення траси свердловини [74].

Існуючі прийоми направлено буріння із КГТ [3] характеризує досить складна конструктивна схема застосовуваних спеціальних пристроїв; область їх роботи обмежена лише бурінням експлуатаційних свердловин (діаметр більше 150 мм); після спуску на забій таких пристроїв виникає потреба їх просторової орієнтації, що можливе тільки за допомогою спеціальних приладів – орієнтаторів, а це додатково збільшує час на буріння. Саме виконання вузлу перекоосу допускає його повертання при створенні необхідного навантаження на породоруйнівний орган, а це загрожує повною дезорієнтацією пристрою, невиконанням геологічного завдання, що полягає в досягненні певних меж контрольних інтервалів продуктивних пластів та аварією у свердловині. Також реалізована у пристроях схема викривлення свердловини сприяє невиправданому розробленню її стовбура та його різкому перегибу, що є причиною відсутності можливості відповідного центрування пристрою.

У відповідності до зазначеного фахівцями кафедри техніки розвідки РКК Національного ТУ «Дніпровська політехніка» поставлено задачу удосконалення пристрою для направлено буріння при застосуванні КГТ [75], в якому конструктивні особливості виконання та функціонування робочих органів забезпечують необхідну просторову орієнтацію пристрою незалежно від значень осьового навантаження та твердості порід, і як наслідок цього підвищуються: якість реалізації заданого профілю свердловини, стабільність та точність процесу штучного викривлення, незалежно від розробленості стовбуру; створюються умови для реалізації відповідних значень осьового навантаження на пристрій; за рахунок цього досягається повне виконання геологічного завдання при бурінні свердловин, підвищується інтенсивність та ефективність ведення робіт, збільшується рейсова швидкість буріння.

Задача вирішується тим, що у відомому пристрої для направлено буріння [76], який включає породоруйнівний орган та з'єднувальний шарнірний механізм, міститься корпус в якому уздовж встановлено породоруйнівний орган, який складається з ланцюгів, що мають можливість виходу за межі контуру корпусу під час буріння та зубчастих дисків, які встановлено співвісно, із відповідним збільшенням їх діаметру в напрямку до зовнішньої стінки корпусу, у верхній частині якого за допомогою зубчастого з'єднання та змінної втулки встановлено шарнірний механізм.

На рис 2.7 наведена загальна схема пристрою для направлено буріння із використанням КГТ [77], де 1 – корпус, 2 – зубчасті диски, 3 – зірочки, що змонтовані ні осі 4 та допоміжній осі 5. Зубчасті диски 2 та зірочки 3 закріплено на осях 4 і 5 за допомогою дворядних підшипників кочіння 6. Ланцюги 7 оснащені зубцями 8 і кінематично пов'язані з зубчастими дисками 2 та зірочками 3. Зубчасті диски та зірочки можуть обертатися. Видалення зруйнованої породи з забою відбувається за рахунок подавання промивної рідини через циркуляційний канал ш. Відхилення корпусу пристрою відносно осі бурильних труб та стовбуру свердловини відбувається за рахунок наявності спеціального механізму, що складається зі втулки 10 шарніру 11 та перевідника 12.

Пристрій працює наступним чином: при постановці пристрою на забій та вторгненні його в гірську породу ланцюги 7, на зовнішній поверхні яких роз-

РОЗДІЛ 2 Розробка інструменту для технології колтюбінгу та дослідження його роботи

міщені зубці 8 та зубчасті диски 2 руйнують породу. Ланцюги 7 та зубчасті диски 2, а внаслідок кінематичного зв'язку і зірочки 3, обертаються під впливом сил реакції забою свердловини. Різниця в діаметрах зубчастих дисків 2 забезпечує необхідний перекіс корпусу 1 пристрою та дозволяє спрямовувати стовбур свердловини у потрібне просторове положення. Кут відхилення свердловини складається з суми кутів, що досягається кожним з дисків 2, тобто $\alpha + \beta + \gamma$. Обертання на пристрій передається за рахунок наявності рухомого зубчастого з'єднання між шарніром 11 та корпусом 1. Задля виключення можливості провертання шарніра 11 усередині перевідника 12, його насаджено жорстко. Зміною втулки 10 досягається певне обмеження максимального значення кута перекосу пристрою.

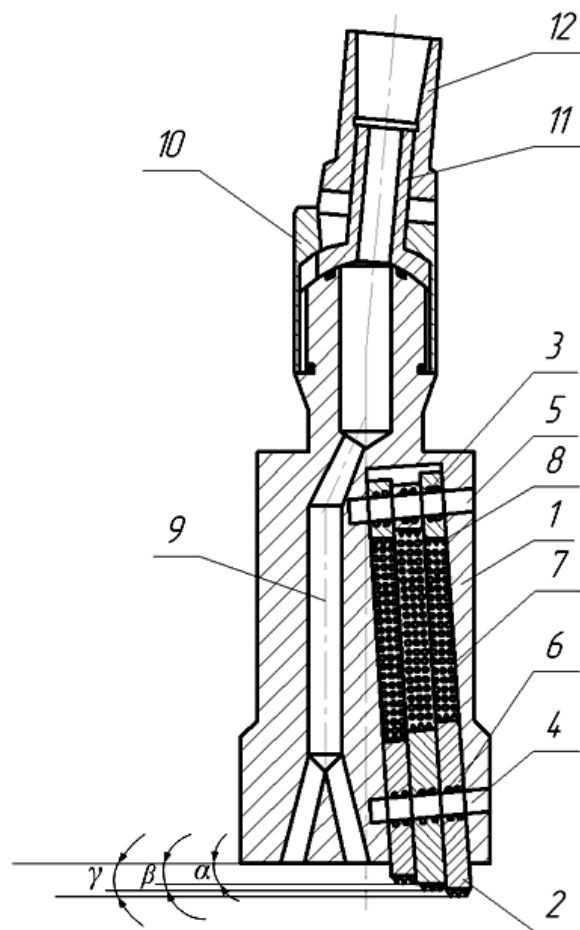


Рис. 2.7. Загальна схема пристрою для направлено буріння із використанням КГТ

Відмінність діаметрів зірочок позитивно впливає на забійні процеси руйнування гірської породи та створює умови для якнайефективнішого руйнування, а саме, сколювання. Цей механізм пов'язаний з виникненням значних знаменних напружень, обумовлених наявністю моментів пар сил між трьома рухливими ланцюгами. Крім того, інтенсивність викривлення стовбуру свердловини безпосередньо визначається можливістю оперативної заміни робочих органів пристрою – ланцюгів 7 і зубчастих дисків 2, та додаткового обмеження кута

перекоосу за рахунок втулки 10 у відповідності до необхідних геометричних співвідношень, навіть у польових умовах.

Розглянутий пристрій відрізняє можливість застосування не тільки у експлуатаційних свердловинах, які, як відомо, мають значний діаметр, а також і геологорозвідувальних невеликого діаметру, що у переважній більшості випадків і потребують викривлення. Також він має відносно просту схему просторової орієнтації, яка передбачає його лише орієнтований спуск, без застосування будь яких інших операцій. Це досягається конструктивним виконанням вузлу перекоосу, а саме наявністю рухомого зубчастого з'єднання між шарніром та корпусом пристрою, що в свою чергу допускає перекіс лише в вертикальній площині, положення якої визначається орієнтованим спуском. Незначна відмінність у діаметрах зубчастих дисків та рухомий гвинтоподібний контакт ланцюгів із стінками свердловини забезпечують плавний набір кривизни і жорстке центрування пристрою із відповідним калібруванням стінок свердловини без її розроблення. При симетричній заміні положення зубчастих дисків пристрій можна також використовувати для виправлення викривленого стовбуру свердловини. Створенням потрібного осьового навантаження на породоруйнівний орган неможливо змінити його просторове положення. Саме такі особливості конструктивного виконання та поєднання забезпечують досягнення технічного результату [78].

Для можливості побудови математичної моделі роботи пристрою в аспекті руйнування гірської породи необхідно знати лінійне знімання матеріалу за час, іншими словами, поглиблення пристрою, що описується диференціальним рівнянням [79]

$$\frac{dx}{dt} = K_1(Q - x), \quad (2.8)$$

де Q – товщина загального лінійного шару; x – поточне зняття шару за час дії на всю оброблювану поверхню; K_1 – коефіцієнт руйнування

$$K_1 = \sigma_{кр} / \mu_F, \quad (2.9)$$

де $\sigma_{кр}$ – критичне напруження, за якого відбувається руйнування; μ_F – коефіцієнт площі або питомий імпульс.

Знімання матеріалу розраховується за формулою

$$G = \int_S q dS, \quad (2.10)$$

де S – площа оброблюваної поверхні; q – знімання з елементарної ділянки

$$q = \sum_{i=1}^N q_i, \quad (2.11)$$

де N – кількість одиничних актів контактної взаємодії на елементарній ділянці; q_i – знімання після одиничного акту контактної взаємодії.

З метою поліпшення експлуатаційних характеристик розробленого пристрою необхідно розглянути також питання стійкості його опори, зокрема підшипників, що можливо досягнути не лише використанням промивних рідин з високими мастильними властивостями, й подання останньої до зони тертя під тиском, що зумовлює гідродинамічний ефект змащення.

Для теоретичного дослідження роботи опори використовується диференціальне рівняння, за яким визначають розподіл тиску P у зоні тертя без урахування впливу інерційних сил на рух мастила

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(h^3 \frac{\partial P_1}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(h^3 \frac{\partial P_1}{\partial z} \right) = 0. \quad (2.12)$$

де h – товщина шару мастила.

Система координат для рівняння (2.12) складається з осі Z , нормальної до поверхні тертя.

У свою чергу,

$$P_1 = P^{1/\chi+1}, \quad (2.13)$$

де $\chi = \infty$ у разі використання рідин.

Параметр P_1 можна також записати у вигляді

$$P_1 = \Sigma f_{1m}(x) f_{2m}(z), \quad (2.14)$$

підставивши (2.14) у (2.12), отримаємо звичайні диференціальні рівняння

$$\begin{cases} \frac{d^2 f_{1m}}{dx^2} + \frac{v}{h} \frac{\partial h}{\partial x} \frac{df_{1m}}{dx} + \chi_m f_{1m} = 0; \\ \frac{d^2 f_{2m}}{dz^2} + \frac{v}{h} \frac{\partial h}{\partial z} \frac{df_{2m}}{dz} - \chi_m f_{2m} = 0, \end{cases} \quad (2.15)$$

де χ_m – константа розподілу.

Якщо $\frac{\partial h}{\partial z} = 0$, $h(x, z) = Ch_1(x)$, система (2.15) набере вигляду

$$\begin{cases} \frac{d^2 f_{1m}}{dx^2} + \frac{v}{h_1(x)} \frac{\partial h_1(x)}{\partial x} \frac{df_{1m}}{dx} + \chi_m f_{1m} = 0; \\ \frac{d^2 f_{2m}}{dz^2} - \chi_m f_{2m} = 0. \end{cases} \quad (2.16)$$

За пропонованими точними розв'язками можливо одержати задовільну апроксимацію виразу (2.16) при підстановці схематичного розподілу тиску, підтвердити ефективність використання в конструкції пристрою направлено буріння герметизованої мастильно-заповненої опори і розробити вимоги до мастильних матеріалів.

Переходячи до питань впливу очисного агента на показники роботи ланцюгового інструменту необхідно відразу ж відмітити, що його роль в таких умовах істотно ускладнюється, і в найзагальнішому випадку зводиться до наступного: видалення продуктів руйнування із забою свердловини, очищення і охолодження дисків і ланцюгів (як у зоні взаємодії з порідним масивом, так і кінематичного контакту в самому інструменті), забезпечення високої міри змащеності в парі «ланцюг – диск», можливе велике зниження показників міцності руйнованої породи і нарешті, створення раціональних умов по зменшенню міри зносу вузлів тертя в породоруйнівному органі.

Кількісна оцінка властивостей протизносу очисних агентів можлива шляхом зіставлення показників зношування тіл, відпрацьованих в їх середовищі [80].

РОЗДІЛ 2 *Розробка інструменту для технологій колтюбінгу та дослідження його роботи*

Застосовують наступні показники зношування: швидкість; інтенсивність зносостійкість; відносна зносостійкість. Слід зазначити, що разом з перерахованими використовують і інші показники зношування, наприклад масовий знос, які мають приватний, а не загальний характер.

В табл. 2.4 наведено результати дослідження мастильних властивостей промивальних рідин, визначених для умов роботи ланцюгового інструменту.

Таблиця 2.4

Мастильні властивості промивальних рідин, визначені для умов роботи ланцюгового інструменту

Основа	Промивальна рідина		Навантаження зварювання куль, Н	Гранична міцність мастильної плівки, МПа
	Добавка			
	назва	вміст, %		
Технічна вода	–	–	650	455
Технічна вода	Сульфонол	0,05	1750	120
		0,10	2150	145
		0,15	2400	160
	Катапін	0,10	700	110
		0,25	1100	120
		0,50	1300	120
	ОП- 10	0,10	1500	640
		0,25	1600	750
		0,50	1650	800
	Феноксол ВІС- 15	0,10	1400	165
		0,25	2000	300
		0,50	2400	480
	Суміш сульфонолу і ОП- 10 (1:1)	0,10	1800	780
		0,25	2400	820
		0,50	2500	850
	Талове масло	0,50	1800	620
		1,00	2100	800
		2,00	2200	850
	Кістковий жир	0,50	1600	600
		1,00	2000	800
		2,00	2100	800
Нафта	2,00	700	250	
	4,00	1000	300	
	8,00	1000	350	
Глинистий розчин (7 % водна суспензія бентонітової глини)	–	–	650	220

Промивальна рідина		Навантаження зварювання куль, Н	Гранична міцність мастильної плівки, МПа	
Основа	Добавка			
	назва	вміст, %		
Глинистий розчин (6 % бентонітової глини)	Сульфонол	0,25	700	240
		0,50	700	240
		1,00	700	240
Глинистий розчин (6 % бентонітової глини)	Катапін	0,25	650	240
		0,50	700	220
		1,00	700	220
	ОП- 10	0,25	1800	820
		0,50	1800	820
		1,00	2000	900
	Феноксол ВІС- 15	0,25	1700	800
		0,50	1800	840
		1,00	2100	900
	Суміш сульфонолу і ОП- 10 (1:1)	0,25	1900	850
		0,50	2100	950
		1,00	2100	950
	Талове масло	0,50	2000	1620
		1,00	2000	1800
		2,00	2100	2250
	Кістковий жир	0,50	1600	1500
		1,00	2000	1600
		2,00	2000	1600
Нафта	2,00	900	350	
	4,00	1000	400	
	8,00	1000	420	

Розрахунок коефіцієнта тертя μ , втрати маси ω та їх похідної $\mu\omega$ здійснювали по формулах [81]:

$$\mu = \frac{M_{TP}}{F \cdot r}, \quad (2.17)$$

$$\omega = Q_1 - Q_2, \quad (2.18)$$

$$\mu\omega = \frac{M_{TP}}{F r} \cdot (Q_1 - Q_2), \quad (2.19)$$

де M_{TP} – момент тертя; F – зусилля, що реалізується на дослідному зразку; r – радіус кульок машини тертя; Q_1 та Q_2 – маса досліджуваних зразків вихідних та зношених відповідно.

Як показали дослідження, введення до складу промивальної рідини ПАР забезпечує значне зменшення зносу породоруйнівного інструменту. Аналіз взаємодії гірських порід з буровим інструментом в процесах спорудження свердловин дає основу вважати, що адсорбція викликає ефекти на зовнішній і внутрішній поверхнях деформованого твердого тіла.

Проведені дослідження мастильної і протизносної здатності промивальних рідин підтверджують характер їх взаємодії з поверхнею металів. Так введення до їх складу масел рослинно-тваринного походження, що складаються з гліцеридів, які є сумішшю трьохатомного спирту гліцерину з вищими насиченими і не насиченими жирними кислотами, забезпечує зниження коефіцієнта тертя і зносу металу. Активніші відносно окислення металів нафтонові кислоти. Питання про корозію бурового інструменту у вуглеводневих розчинах жирних кислот вивчене недостатньо. Можна припустити, що на металевих поверхнях тертя, при високих температурах, хемосорбція переважає над фізичною адсорбцією. Причому, найбільша її інтенсивність спостерігається в місцях з порушенням стехіометричних решіток металу, наприклад, в місцях включень.

2.5 ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2

1. Приведена характеристика принципової схеми реалізації технології буріння і ремонту свердловин з використанням колони гнучких труб. На конкретних промислових прикладах показана гостра необхідність розробки забійного механізму подачі інструменту та спеціалізованого породоруйнівного інструменту, які окремо або у поєднанні забезпечать підвищення ефективності використання КГТ при спорудженні свердловин.

2. Детально розглянуті ґрунтовні принципи модернізації забійних механізмів подачі інструменту при використанні КГТ з вказівкою спрямованості розробки і обмежувальних умов.

3. У конструктивних і технологічних аспектах викладені принципи роботи базових механізмів регулювання і стабілізації осьового зусилля на породоруйнівний інструмент. Освітлені можливі технічні рішення у напрямі створення ефективних забійних механізмів подачі породоруйнівного інструменту.

4. Сформульовані основні теоретичні основи конструювання механізму подачі інструменту з обґрунтуванням механізму руйнування. Приведені вичерпні відомості по конструктивному виконанню проектного механізму подачі інструменту, що визначають послідовність і етапи циклу формування осьового зусилля і його стабілізації при роботі пристрою.

5. Вивчено призначення і характер функціонування окремих гідравлічних вузлів, що визначають процес роботи забійного механізму подачі інструменту. Досліджено механізм руйнування гірських порід за умов застосування забійного приладу подачі інструменту у складі забійних компоновок КГТ..

6. Викладено основні теоретичні засади конструювання спеціалізованого породоруйнівного інструменту, який призначено для роботи в компонованні з механізмом подачі та КГТ при бурінні спрямованих свердловин. Теоретично досліджено механізм руйнування гірських порід за умов застосування спеціалізованого породоруйнівного інструменту для буріння спрямованих свердловин. Досліджено питання впливу очисного агента, зокрема його мастильних властивостей, на показники роботи ланцюгового спеціалізованого породоруйнівного інструменту для буріння спрямованих свердловин.

РОЗДІЛ 3. ЛАБОРАТОРНО-ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ДИНАМІКИ РУХУ КЕРНОШЛЯМОВОГО МАТЕРІАЛУ ТА ЦИЛІНДРИЧНИХ КОНТЕЙНЕРІВ В ПОТОЦІ ОЧИСНОГО АГЕНТУ

3.1 Оцінка умов реалізації техніки і технології буріння свердловин із застосуванням знімних кернаприймачів та прийомів гідротранспорту

Комплекси СЗК (ССК) - 46, 59 і 76 призначені для буріння в кристалічних породах переважно рудних родовищ з використанням промивання водою або малов'язкими рідинами; комплекс КСЗК (КССК) - 76, призначений для буріння в породах осадового комплексу з промиванням більш в'язкими рідинами [15, 82].

Застосування комплексу КСЗК - 76 ефективно при проектних глибинах свердловин в діапазоні 200 - 2000 м з використанням бурових верстатів СКБ - 4, СКБ - 5, ЗІФ - 650М, СКБ - 7, ЗІФ - 1200МР, СКБ - 8 [18]. Комплекси КСЗК - 76 і його модифікація КСЗК - 76М (у якому використовуються бурильні труби без висадки, з приварними різьбовими кінцями; інші параметри комплексів ідентичні), працюють в найрізноманітніших геологічних умовах – при бурінні свердловин завглибшки від 200 до 2200 м і більш, в породах з різними фізико-механічними властивостями від IV до XI категорій за буримістю, у породах слабо- і сильнотріщинуватих, в зонах розломів, в стійких і нестійких породах, в яких відбувається значна розробка стовбурів свердловин. Буріння комплексами ведеться при розвідці вугілля, заліза, міді, нікелю, золота, цинку, свинцю, ртуті, апатитів, бокситів. Середня проходка на коронку на більшості вугільних родовищ знаходиться в межах від 50 до 260 м, середня проходка за рейс – від 15 до 60 м.

Сфера застосування комплексів СЗК - 76 – буріння розвідувальних свердловин завглибшки до 1200 м, діаметром 76 мм, з кутом нахилу 90 - 75° в монолітних, слаботріщинуватих і тріщинуватих породах VI - X категорій за бури містю, з промиванням свердловин водою, емульсійними, безглинистими і малов'язкими глинистими розчинами [27].

Сфера застосування комплексів СЗК - 59 і СЗК - 46 – буріння розвідувальних свердловин завглибшки до 1200 і 1000 м, діаметром 59 і 46 мм відповідно, з кутом нахилу 90 - 75° в монолітних слаботріщинуватих і тріщинуватих (СЗК - 59) породах VII - X категорій по буримості, з промиванням свердловин водою, емульсійними і безглинистими розчинами.

Проходка на коронку при бурінні комплексами СЗК порід VIII - IX і частково X категорій складає зазвичай 20 - 60 м, при бурінні порід X - XI категорій проходка на коронку знижується до 10 - 12 м.

Основні відмінності комплексів СЗК і КСЗК полягають в конструкції бурильної колони і величині проміжків для проходу промивальної рідини (у КСЗК вони збільшені) [20].

Бурильна колона СЗК гладка по зовнішньому і внутрішньому діаметрам зі з'єднанням «труба в трубу» за допомогою спеціального трьохупорного конусного різьблення прямокутного профілю. Таке різьблення забезпечує хорошу

герметичність, але не витримує підвищених осьових навантажень і погано працює на вигин. Труби не мають прорізів для проведення СПО. Бурильна колона КСЗК муфтово-замкового з'єднання. Муфти і замки мають більший, ніж труби, зовнішній діаметр, замки мають прорізи, що забезпечує використання традиційного способу спуску і підйому колони. Бурильні труби мають на кінцях внутрішню висадку, окрім труб комплексу КСЗК - 76М.

Знімний керноприймач складається з вузла розкріплювання і захоплення, вузла підвіски керноприймальної труби і керноприймальної труби з кернорвачем. Керноприймач фіксується в зовнішній колонковій трубі від переміщення в поперечному і подовжньому напрямках. Нижнє (робоче) його положення фіксується посадкою на опорну втулку, а від переміщення вгору при бурінні керноприймач фіксується розкриттям клямок. Від радіального переміщення фіксується в опорній втулці (вгорі) і центраторі (внизу) [27].

Розкріплювання керноприймача відбувається при розкритті підпружинених клямок, які при натягненні наголівника за допомогою ловителя (овершота) і переміщенні уверх рухливої втулки стулюються і звільняють керноприймач для транспортування його на поверхню.

Підвіска керноприймальної труби - на підшипниковому вузлі, що забезпечує відсутність її обертання при бурінні. Система підвіски дозволяє регулювати проміжок між торцем труби і внутрішнім уступом коронки. До складу вузла системи підвіски входить гумова манжета, яка при виникненні самозаклинювання керна сприймає осьове навантаження і стискується, перекриваючи кільцевий проміжок для проходження промивальної рідини. Підвищення тиску насоса є сигналом виникнення самозаклинювання керна і необхідності витягання керноприймача.

Для зриву і утримання зразків породи – керна, внизу керноприймальної труби розміщено спеціальний пристрій. Зрив керна здійснюється при підриванні бурильної колони, при цьому коронка упирається в корпус кернорвача. При зборці керноприймача необхідно забезпечити: верхній проміжок між клямками і перехідником в 2 - 3 мм для нормального розкриття клямок, нижній проміжок між корпусом кернорвача і внутрішнім уступом коронки в 2 - 4 мм [83].

Овершот призначений для захоплення і утримання керноприймача при його транспортуванні усередині колони бурильних труб. Він складається з канатного замку, штока, до якого кріпиться корпус з подовжніми вирізами і підпружиненими клямками (лапами) і обважнювача. Для від'єднання овершота від керноприймача, у разі його заклинювання в бурильній колоні при транспортуванні на поверхню, застосовується знімний патрубок з прорізом, який одягається на канат і скидається в колону труб. Дійшовши до клямок, він фіксує їх розкриття.

Породоруйнівний інструмент для комплексів зі знімними керноприймачами включає коронки і розширювачі. Використовуються алмазні коронки, що мають великий робочий ресурс [84].

Для комплексів зі знімними керноприймачами розроблений ряд спеціальних коронок, з яких найбільше застосування знаходять наступні конструкції: одношарова із ступінчастим профілем торця (3 - 5 східців), призначена для по-

рід VIII - IX категорії; зубчаста багатосекторна коронка; комбінована, одношарова ступінчаста з імпрегнованим пілотом. Розширювачі схожі по конструкції із звичайними для алмазного буріння [85].

Особливості технології буріння СЗК і КСЗК визначаються особливостями конструкції цих комплексів:

- малий проміжок між бурильною колоною і стінками свердловини (1,5 - 3 мм), що визначає необхідність використання малов'язких рідин, полімерних або води, а також невелика витрата промивальної рідини: при великих витратах різко зростають тиск насоса і сили гідропідпору;

- тонкостінність бурильних труб і конструкція різьбових з'єднань (СЗК) обмежує величину осьового навантаження: при перевищенні допустимих її меж може відбуватися бочкоподібне здуття різьб; з тієї ж причини бурильні колони СЗК не витримують великих навантажень з деформацією на вигин;

- гладкість бурильної колони і малі проміжки дозволяють використовувати частоти обертання вищі, ніж при звичайному алмазному бурінні (особливо СЗК);

- збільшена площа торця коронок вимагає застосування підвищених осьових навантажень, особливо при бурінні міцних порід, але вони обмежуються міцністю бурильної колони [86].

Конструкція свердловин повинна передбачати мінімальний проміжок між бурильною колоною і обсадними трубами. В деяких випадках використовують тимчасову обсадну колону мінімального діаметру тільки для зменшення проміжку [27].

Частота обертання при бурінні зі знімними кернаприймачами вища, ніж при звичайному алмазному бурінні і обмежується міцністю бурильної колони і потужністю приводу двигуна верстата. Витрата промивальної рідини на 30 - 40% менша, ніж при звичайному алмазному бурінні. Промивальна рідина повинна добре очищатися від шламу [86].

Результати впровадження комплексів зі знімними кернаприймачами показують, що вони є високоефективним засобом, що дозволяє значно підвищити продуктивність буріння за рахунок скорочення витрат часу на СПО і підвищення механічної швидкості при бурінні на високих швидкостях обертання, а також підвищити якість випробування за рахунок отримання вищого виходу керна [16].

Використання комплексів зі знімними кернаприймачами забезпечує зростання швидкості буріння в 1,6 - 2,1 рази, знижує питому витрату алмазів в 2,5 - 4 рази, забезпечує отримання кондиційного виходу керна в складних геологічних умовах. Порівняльний аналіз роботи комплексів показує, що техніко-економічні показники при застосуванні СЗК - 46 вищі, ніж СЗК - 59.

На відміну від звичайної технології, буріння з гідротранспортом керна дозволяє безперешкодно проходити свердловини в зонах поглинання промивальної рідини, у водонапірних пісках і різновидах глин, що набрякають [24].

Умовами, складними для буріння з гідротранспортом керна є: наявність в товщі м'яких відкладень прошарків порід VIII - IX категорії (навіть невеликої потужності); часте перешарування абразивних твердих і м'яких порід з галеч-

ним матеріалом; необхідність заглиблення в породи кристалічного фундаменту на глибини більше 3 м [87].

Правильність ведення технологічного процесу при бурінні з гідротранспортом керна набуває особливо великого значення, оскільки визначає не лише техніко-економічні показники, але і в цілому отримання позитивного результату. Специфіка процесу буріння полягає у високих швидкостях його протікання, утворенні великого об'єму зруйнованої породи в одиницю часу, деякій невизначеності розподілу потоку промивальної рідини в призабійній зоні [88].

При відробітку технології і режимів буріння повинні забезпечуватися: ефективне руйнування породи, своєчасне відділення і видалення керна, винесення шламу з-під торця коронки, стабілізація стінок свердловини, запобігання утворенню сальників на колоні і підклинювань керна в її внутрішньому каналі [89].

Різноманітність геологічних умов і властивостей порід, видів робіт, на яких застосовується метод, вимагають розробки в кожному випадку широкого круга технологічних питань, починаючи з вибору породоруйнівного інструменту, визначення раціональних режимів буріння, способів стабілізації свердловини при бурінні із застосуванням різних промивальних рідин і схем циркуляції, методів відбору проб.

При бурінні з гідротранспортом керна твердосплавними коронками буримість порід не може бути достатньо повно охарактеризована тільки середньою категорією. Важливим чинником є величина і потужність твердих прошарків, які вирішальним чином впливають на ресурс породоруйнівного інструменту [90].

Збільшення потужності прошарків і підвищення їх твердості до VIII і більш за категорію буримості робить неможливим застосування твердосплавних коронок. У таких випадках практикується перебудування окремих інтервалів з прямим промиванням шарошечними долотами або звичайними колонковими снарядами з алмазними коронками. Колонкові снаряди застосовуються також при відборі керна корінних порід [24].

При бурінні з гідротранспортом керна слід розрізняти параметри режиму буріння, які встановлюються оператором, і показники процесу буріння, залежні від геолого-технічних умов, фізико-механічних властивостей порід, стану стовбура свердловини, обводнення [16]. До перших відносяться осьове навантаження, частота обертання і інтенсивність промивання, до других - механічна швидкість, крутний момент, зусилля підйому інструменту і тиск промивальної рідини.

Непрямими показниками правильності режиму буріння є інтенсивність і завантаження висхідного потоку промивальної рідини, а також рівень рідини в затрубному просторі і стан кернового матеріалу [91].

У табл. 3.1 приведені технологічні параметри процесу буріння з гідротранспортом керна в породах з різними фізико-механічними властивостями, розроблені на підставі лабораторних і промислових досліджень [24, 88, 92], а в табл. 3.2 приведені циркуляційні характеристики насоса НБ 4 - 320/63, що поставляється в комплекті установок КГК - 100(300) і подвійної бурильної колони.

Таблиця 3.1

Параметри режиму буріння і ходіння в різних породах

Породи	Буріння			Ходіння	
	Частота обертання, c^{-1}	Навантаження на забій, кг	Подача рідини, $дм^3/хв$	Інтервал, м	Висота, м
В'язкі глини і суглинки	5,4	560 - 900	200 - 320	1 - 1,5	1 - 1,5
Піски, супіски	5,4	450 - 900	125	2 - 2,5	0,5
Гравійно-галечні відкладення	2,3 - 2,8	600 - 1000	180 - 260	0,3 - 1,0*	0,2 - 0,5*
Алевроліти, аргіліти	4,2	700 - 1200	180	0,3 - 0,5	0,1 - 0,5
Піщаники, вапняки	4,2	800 - 1600	180	0,1 - 0,5	0,1 - 0,5
Окремнені породи	4,2	1500 - 1800	180	0,05 - 0,1	0,05 - 0,1

* - перед нарощуванням здійснювати 3 - 7 ходінь на висоту 3 - 4 м

Таблиця 3.2

Циркуляційні характеристики насоса НБ 4 - 320/63, що поставляється в комплекті установок КГК - 100(300)

Подача рідини, л/хв	Подача рідини, л/хв	Швидкість течії рідини у внутрішніх трубах подвійної бурильної колони, м/с
32	0,00053	0,39
55	0,00092	0,67
88	0,0015	1,09
125	0,0021	1,53
180	0,003	2,18
320	0,0053	3,85

У м'яких породах основним параметром, що характеризує процес буріння, є швидкість подачі, а при бурінні твердих порід - осьове навантаження.

Найефективніше і найменш енергоємне буріння можливе із застосуванням малих і середніх осьових зусиль на забій - приблизно 3000 - 7000 Н при частоті обертання інструменту 4,2 - 5,4 c^{-1} і подачі промивальної рідини 180 л/хв [24].

Буріння з винесенням керна принципово можливо і при подачі рідини у кількості 60 - 70 л/хв, оскільки при цьому забезпечується рух керна вгору із швидкістю 0,6 м/с. Проте слід мати на увазі, що при бурінні в рихлих породах з подачею води менше 100 л/хв можливі зашламування центрального каналу бурильної колони і збільшення частоти підклинювання в ній керна [93]. Тиск нагнітання для подачі води 200 л/хв складає на глибині 100, 200 і 300 м відповідно до 0,8 - 1; 1,8 - 2,2 і 3,2 - 3,5 МПа.

При бурінні в складних геолого-технічних умовах виникає необхідність в спеціальних технологічних заходах, спрямованих на зменшення інтенсивності поглинання промивальної рідини, стабілізацію стінок свердловини, забезпечен-

ня відповідності ресурсу породоруйнівного інструменту глибині свердловини [88, 90].

Важливим засобом підвищення ефективності буріння з гідротранспортом керна є вибір відповідної промивальної рідини [91]. У більшості випадків використовується технічна вода, яка дозволяє бурити без ускладнень і з достатніми швидкостями в таких умовах, в яких при звичайному колонковому способі застосовується глинистий розчин [24]. При цьому витрата рідини знижується у декілька разів.

Таблиця 3.3

Рецептура промивальних агентів для різних геолого-технічних умов буріння

Глибина свердловини, м	Характеристика порід в розрізі	Рецептура промивальної рідини	
		У колоні	У затрубному просторі
До 150	Глинисті породи, окислені кори вивітрювання, 8% нестійких слабозв'язаних порід	Вода або вода і 2% К - 9	Свердловинна вода (природний глинистий розчин)
До 150	Глинисті породи, кори вивітрювання із змістом до 12% щербенистого матеріалу, потужність нестійких порід до 15м	Вода або 2 - 3% К - 9	Глинистий розчин в'язкістю до 30 с з бентонітом без полімерних добавок
До 200 - 300	Глинисті породи, суглинки тріщинуваті, кори вивітрювання. Прошарки піску до 1,5 м	Вода або 2 - 3% К - 9	Глинистий розчин в'язкістю до 35 с із вмістом К - 9 до 2,5%
До 300	Глинисті породи, кори вивітрювання із змістом щебеню, прошарками алевролітів, піщаників, хлорит - сероцитових і вуглевмісних сланців. Потужність тріщинуватих і нестійких інтервалів до 25%	Глинистий розчин з добавкою 3 - 4% К - 9, в'язкість 30 - 35 с, густина до 1,1 г/см ³	Теж, що і колоні (закачування із забою і підливи через гирло)

Проте у міру ускладнення геолого-технічних умов - появи в розрізі нестійких порід і збільшення глибин - виникає необхідність застосування спеціальних рідин і схем циркуляції. Промивальні рідини для буріння з гідротранспортом керна в ускладнених умовах повинні мати високу виносну здатність при порівняно невеликій в'язкості, характеризуватися низькою фільтраційною витратою і хорошими кольматуючими властивостями (табл. 3.3).

Ефективність буріння залежить також від властивостей і рівня промивальної рідини в затрубному просторі і способу його підтримки [91].

Керновий матеріал залежно від фізико-механічних властивостей порід зазвичай представлений трьома різновидами [24, 94]:

- «стовпчиками» - що утворюються при бурінні глин, крейдових відкладень і інших щільних порід; довжина стовпчика, що забезпечується конструкцією кернолома, зазвичай складає 15 - 20 см, а його діаметр 28 - 38 мм; проте при

перебурці пластичних порід його довжина значно збільшується і на поверхню керна поступає практично одним суцільним конгломератом;

- «пульпою» - характерною для ґрунтового шару, суглинків, пісків, кори вивітрених кристалічних порід, контактів крейди, окремих різновидів глин, бурового вугілля; пульпа представлена різними за величиною шматочками породи;

- «пелюстками», що утворюються при ходінні бурового снаряда в ході опрацювання стовбура свердловини, а також при бурінні слабопластичних порід; є витягнуті смужки завдовжки 30 - 70 мм і завтовшки 5 - 10 мм.

Кернашлямовий матеріал дозволяє [16, 95]:

- вивчити рихлі породи мезозойського і кайнозойського віку з метою побудови стратиграфічних схем їх залягання;

- вивчити рихлі слабо літофіковані відкладення і геологічні тіла складного просторового розміщення із строкатим літофаціальним складом;

- чітко визначити контакти суглинків і глин з продуктивними вугільними пластами;

- виявити елементи - індикатори міді, свинцю, цинку при геохімічних пошуках глибинних вторинних ореолів розсіяння поліметалічного оруднення;

- літологічно розчленувати розрізи і вивчити елементи тектонічної будови;

- оцінити загальну вугленосність, встановити межі зони окислення пластів, визначити зольність вугілля;

- оцінити запаси, вивчити фундамент і рихлі відкладення, випробувати нерудні корисні (у комплексі з колонковим способом буріння) копалини.

Керновий матеріал дозволяє також проводити увесь сучасний комплекс випробування, включаючи палеомагнітний, мікропалеонтологічний, літологічний, термічний і інші аналізи [96].

При бурінні по корисній копалині необхідно забезпечити точну прив'язку відібраного керна до глибини свердловини і максимально зберегти структуру і об'ємний вихід керна [16]. Ці дві основні вимоги забезпечуються спеціальними прийомами технології буріння [28]. В цілях запобігання перемішуванню матеріалів в лотку при відборі проби по корисній копалині слід заздалегідь понизити подачу рідини до 100 - 120 л/хв.

Для отримання керна з мінімально порушеною структурою з пластичних порід коронку задавлюють в забій на 0,1 - 0,3 м без обертання з промиванням [19, 86]. Відрив стовпчика керна здійснюється включенням обертання.

Після заповнення керном одного або декількох лотків в керноприймальному пристрої здійснюється укладання матеріалу в ящики, які встановлюються на борту місткості.

Матеріал, що виноситься, з незв'язних порід типу пісків відбирається з коробчатих шламозбірників з піддону пристрою. При розставлянні етикеток в кернових ящиках необхідно враховувати, що в пластичних породах лінійний вихід керна може досягати 150 - 200 % і більше [91].

Зіставлення геологічних даних, отриманих за результатами буріння звичайним колонковим способом і з гідротранспортом керна, показує, що в остан-

ньому випадку можлива точніша побудова розрізу завдяки виявленню прошарків, що руйнуються при звичайному, у тому числі і безнасосному, способі буріння [97]. Це підтверджується і геофізичними даними, що виявляють глибини і потужність прошарків різних порід з точністю не менше $\pm 0,2$ м, що знаходиться в межах точності інтерпретації каротажних діаграм. Керн при застосуванні методу не забруднений глинистим розчином, що підвищує його якість і достовірність аналізів.

З метою отримання достовірної геологічної інформації технологія буріння, методика відбору проб і їх прив'язка до глибини мають бути відпрацьована для кожного виду корисної копалини з урахуванням конкретних геолого-технічних умов [24].

Ефективність роботи комплексів зі знімними керноприймачами, до прикладу, може бути оцінена по значеннях досягнутих рейсових швидкостей буріння [18].

Реалізація частот обертання снаряда, обґрунтованих дослідженнями енергетичних витрат [27], дозволяє досягти при бурінні снарядами КСЗК-76 глибоких (з нижньою відміткою більше 1500 м) свердловин в породах середньої твердості наступних показників: збільшення середньозважених частот обертання снаряда КСЗК-76 більш ніж удвічі в порівнянні із звичайним колонковим снарядом; збільшення в результаті застосування вищих частот обертання, механічної швидкості буріння КСЗК-76 на 56 % в порівнянні із звичайним твердосплавно-алмазним способом буріння [98].

Буріння із застосуванням КСЗК-76 та йому аналогічних комплексів фірми «Лонгир» зазвичай здійснюється з рекомендованим осьовим навантаженням 15000 - 20000 Н по піщаниках і піщаних сланцях і 10000 - 12000 Н по глинистих сланцях [16 - 17]. Подача промивальної рідини залежно від конкретних умов змінюється в діапазоні 30 - 80 л/хв. Верхні значення витрати застосовуються при розробленому стволі свердловини для забезпечення необхідної швидкості висхідного потоку і ефективного очищення свердловини від шламу.

Середній відсоток виходу керна по вміщуючих породах при бурінні КСЗК-76 складає 95 % проти 90 % при звичайному способі буріння [15].

При СПО снарядів КСЗК-76 довжина свічки складає 18,3 - 18,5 м, спуско-підйом снаряда КСЗК-76 здійснюється з використанням кільцевого елеватора ЕК-20 і трубозворота РТ-1200М в комплекті із спеціально розробленими ведучими і підкладними вилками [15]. Отже, схема роботи при виконанні СПО з снарядом КСЗК-76 повністю співпадає з схемою виконання СПО при бурінні глибоких свердловин звичайним, найбільш розповсюдженим, снарядом СБТМ-50 [19].

В той же час, спостерігається деяке уповільнення часу проведення СПО снаряда КСЗК-76 порівняно із стандартним снарядом СБТМ-50, що, в цілому, обумовлюється наступними чинниками: великою вагою снаряда КСЗК-76 (на 18,9%); великими значеннями коефіцієнта додаткових опорів свердловини (на 10 - 15%) при роботі снарядом КСЗК-76; зменшеними швидкостями руху снаряда КСЗК-76 вниз при спуску з метою забезпечення більшого збереження ствола свердловини і зменшення інтенсивності вилливу промивальної рідини з

колони; меншою зручністю маніпуляцій з важчими свічками снаряда КСЗК-76; необхідністю виробляти згвинчення-розгвинчування свічок вручну; необхідністю додаткових витрат часу на нагвинчення і відгвинчування різьбових наголівників [27].

При постійній наявності на буровій не менше двох взаємозамінних керноприймачів можна відразу після витягання заповненого керноприймача опускати вільний. В цьому випадку з операцією руху керноприемника до забою, окрім операції нарощування, поєднується операція по витягання керна.

Особливістю впровадження комплексів КСЗК-76 в умовах Львівсько-Волинського вугільного басейну, є наявність потужної пачки крейджаних відкладень, які розбурюються, як правило, без відбору керна; в процесі їх буріння відбувається розмив стінок свердловин і утворення каверн. Коефіцієнт кавернозності по крейджаних відкладеннях складає 1,3 - 1,4 [27].

Обсадними трубами перекриваються тільки четвертинні і покрівля крейджаних відкладень на глибину 30 - 50 м із забиванням башмаку кондуктора в тверді породи крейджаного віку. У цих умовах були розроблені і впроваджені промивальні рідини на базі природних мергелевих розчинів, що утворюються при безкерновому бурінні верхньої пачки крейди. Стабілізація природного крейджаного розчину з низьким вмістом твердої фази здійснюється гіпаном, який вводиться в розчин у кількості 2 - 3%. Для надання розчину мастильних властивостей одночасно вводиться 1,5 - 2% емульсолу. Густина промивальної рідини 1,06 - 1,15 г/см³, в'язкість 19 - 22 с, фільтрація 5 - 10 см³, що задовольняє умовам успішного буріння свердловин в цих умовах на глибину 1500 м.

Застосування КСЗК-76 дозволило на 15 - 20 % підвищити швидкість буріння в порівнянні із звичайним твердосплавним способом. При цьому час чистого буріння збільшився на 5 - 8 % і склав близько 45,9%. Одночасно з технічними показниками підвищилася якість перебудування вугільних пластів. Вихід керна по них із застосуванням комплексів КСЗК-76 склав 84,5% проти 81,2 % при звичайному способі буріння. Скоротилася кількість пропусків вугільних пластів.

Для снарядів КСЗК- 76 запропонований і впроваджений у виробництво знімний газокернонаборник (ГКН), по своїх лінійних розмірах співпадаючий зі знімним керноприймачем. Такий газокернонаборник добре перебудує вугільні пласти простої і складної будови, уловлює і герметизує проби газу пласта. Значно зменшується час на одне перебудування вугільного пласта і відбір проби газу, які, залежно від глибини відбору, складають всього 0,8 - 1,5 год замість 1 - 2 верстатозміни при звичайній технології [22].

В той же час експлуатація показує, що можливості комплексу КСЗК-76 реалізуються не повністю [21]. Це пояснюється двома групами причин. По-перше – недостатньою підготовленістю до переходу на досконаліший спосіб буріння з точки зору кваліфікації бурового персоналу і рівня постачання необхідними матеріалами. По-друге – конструктивними недоліками базової моделі КСЗК-76, відсутністю повного комплексу технічних засобів і рецептур промивальних рідин, недостатньою вивченою технологією буріння комплексом КСЗК-76.

Аналіз надійності роботи елементів комплексу за результатами спостереження показав [22, 27], що середній час безвідмовної роботи коливається від 33,4 до 200 год чистого буріння при середньому значенні 84,5 год. Велику частину відмов складають обриви бурильної колони (близько 30%). Заклинювання керноприймача без обриву канату 11,1%, обриви канату, значна частина яких пов'язана із заклинюванням керноприймача, 32,3%. Руйнування елементів керноприймача в результаті неправильної експлуатації вузла сигналізації є причиною 17% відмов, поломки лебідки керноприймача дають 5,6% відмов. Нарешті, 4,4% відмови пов'язано з поломками овершота і вузла фіксації керноприймача.

Відмови приводять, як правило, до передчасного припинення рейсу, при цьому ресурс коронки використовується далеко не повністю – від 0,21 до 0,86, що сильно знижує ефективність буріння КСЗК в порівнянні із звичайним способом буріння.

Приведені дані свідчать, що підвищення надійності складових частин комплексу є одним з основних напрямів підвищення ефективності його експлуатації.

Найбільш частий вид відмови бурильної колони - обрив через злам труб по різьбленню на висаджених всередину кінцях.

Причинами, стримуючими впровадження комплексів серії СЗК, є: відсутність ефективного породоруйнівного інструменту для буріння порід Х категорії і вище, неповна механізація СПО, значна інтенсивність природного викривлення свердловин – в 1,5 - 2 рази більша, ніж при бурінні снарядами із застосуванням звичайних сталевих бурильних труб.

Встановлено, що комплекси СЗК-46 забезпечують в різних геологічних умовах високий вихід керна.

Оптимальною промивальною рідиною для СЗК-46 виявився безглинистий водоемульсійний розчин на базі стабілізатора К-4 або поліакриламід у водоемульсійні розчини на базі емульсолу ЕН-4. Проте, при великих частотах обертання снаряда відбувається руйнування емульсії і швидке насичення промивальної рідини шламом [15, 27]. Розшарована емульсія разом з шламом налипає на внутрішню поверхню бурильних труб, утворюючи сальники. Зашламовування емульсії перешкоджає нормальному проходженню керноприймача до забою. Середня витрата емульсії складає 1 м³ на 20 м буріння. У випадках зашламування в емульсію необхідно додавати 0,5 - 2% поліакриламід, що сприяє закріпленню стінок свердловини, зменшенню зашламування і зниженню витрат потужності на обертання колони.

Оптимальні режими буріння СЗК-46: частота обертання - не менше 700 хв⁻¹, осьове навантаження на коронку 6000 - 9000 Н. Витрата промивальної рідини 7,5 - 10 л/хв.

В порівнянні з СЗК-59 СЗК-46 показав наступні переваги: технічна швидкість буріння зросла на 9 - 20% за рахунок підвищення механічної швидкості і прискорення СПО; питома витрата алмазів скоротилася в два рази; вартість 1 м буріння знизилася на 14 - 24%; ресурс зріс на 25 - 30% і склав не менше 10000 м [27].

Понижено число аварій, пов'язаних з обривом труб, завдяки контролю за їх станом; зменшено знос труб в результаті застосування антивібраційного мастила КАВС. Проте багато непродуктивного часу витрачається на ліквідацію обривів канату кернаприймача при бурінні сильнотріщинуватих порід, оскільки при поглибленні за рейс до 0,5 м число підйомів, а отже, і знос канату збільшуються у декілька разів [20, 22].

Обриви бурильних труб СЗК відбуваються головним чином на ділянці, що відрізняється наявністю у свердловині каверн, розробкою стовбура.

Застосування снарядів СЗК-59 в цілому дозволяє отримати наступні результати: механічна швидкість зростає в 1,5 рази, а продуктивність на 80%; витрата алмазів знижується в 8 - 10 разів; вихід керна навіть при бурінні в складних геолого-технічних умовах доходить до 100%.

Порівняльний аналіз роботи комплексів показує, що техніко-економічні показники при застосуванні СЗК-46 вищі, ніж СЗК-59 [27]. Так, середня механічна швидкість буріння СЗК-46 складає 2,6 м/год, що на 12 % вище, ніж СЗК-59, а максимальна 5 м/год. Середня проходка на коронку СЗК-46 складає 50 м, максимальна 90 м. Напрацювання на один снаряд СЗК-46 на 8 % вище, ніж СЗК-59. Якість випробування при бурінні свердловин з СЗК-46 висока – 95 - 100%.

СЗК ефективно працюють навіть в складних геологічних умовах за наявності зон дроблення, зім'яття, тріщинуватості, потужність яких складає в середньому 20 - 30 м.

3.2 Визначення швидкості руху при переміщенні породи та контейнерів в циркуляційному каналі свердловини

При розробці гідравлічної програми очищення свердловини як для умов транспортування керна, так і для знімних кернаприймачів у вигляді контейнерів необхідне визначення такої витрати очисного агенту, при якій би забезпечувалися сталі умови транспортування керна і шламу по внутрішньому каналу подвійної бурильної колони або кернаприймачів-контейнерів по внутрішньому каналу одинарної бурильної колони на поверхню [28].

Аналітичний огляд низки літературних джерел стосовно теорії та практики гідравлічного транспорту для умов буріння свердловин доводить, що закономірності руху твердого тіла погано обтічної форми (до цієї категорії можуть бути віднесені керна та кернаприймачі-контейнери) у висхідному потоці промивальної рідини в умовах малих проміжків між тілом, що транспортується і трубою нині мало вивчені, оскільки більшість дослідників в основному вивчали виключно транспорт бурового шламу по стовбуру свердловин [99]. У роботі [94] розглядаються питання транспортування часток гірських порід у формі дисків, подовжених часток і їх осколків.

Математична модель руху керна (кернаприймача-контейнера) по внутрішньому каналу бурильної колони повністю характеризується швидкістю керна (кернаприймача-контейнера) V_k , яка пов'язана з середньою швидкістю потоку рідини в трубі ω_0 співвідношенням:

$$V_k = \omega_0 - u_k \quad (3.1)$$

де u_k - відносна швидкість керна або кернаприймача-контейнера (відносно рідини).

Таким чином, розрахунок руху керна (кернаприймача-контейнера) зводиться до рішення рівняння (3.1).

У ВІТРі (Всеросійський інститут методики і техніки розвідки), було розглянуто завдання про рух керна у висхідному потоці рідини [100], за умови, що kern знаходиться в стані рівноваги, тобто сума усіх діючих на kern сил дорівнює нулю, рух рідини і керна сталий (рис. 3.1).

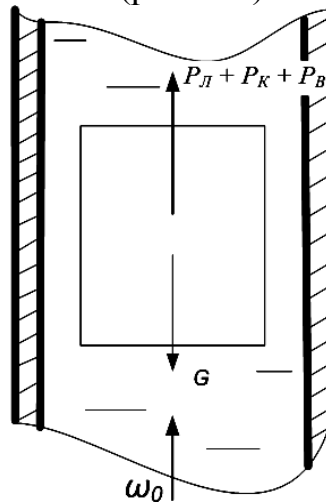


Рис. 3.1. Схема силових співвідношень при русі керна у внутрішньому каналі бурильних труб

Отже, відносна швидкість u_k знаходиться з умови рівноваги:

$$P_L + P_K + P_B = G \quad (3.2)$$

де P_L - сила лобового опору, Н; P_K - сила гідравлічного опору в кільцевому проміжку між керном і трубою, Н; P_B - сила гідравлічного опору на виході потоку з кільцевого проміжку «кern – труба», Н; G - власна вага керна, зануреного в рідину, Н.

$$P_L = C_x \cdot F_m \cdot \frac{\rho \cdot \omega_0^2}{2} = C_x \cdot F_m \cdot \frac{\rho}{2} (\omega_0 - V_k)^2 \cdot \frac{K_1^2}{(1 - \tau \cdot F)^2}, \quad (3.3)$$

$$P_K = \frac{\lambda_k \cdot l_k}{d_z} \cdot F_m \cdot \frac{\rho \cdot (\omega_0 - V_k)^2}{2} \cdot \frac{1}{(1 - F)^2}, \quad (3.4)$$

$$P_B = \xi \cdot F_m \cdot \frac{\rho \cdot (\omega_0 - V_k)^2}{2} \cdot \frac{1}{(1 - F)^2}, \quad (3.5)$$

$$G = F_m \cdot l_k \cdot g(\rho_k - \rho), \quad (3.6)$$

де C_x - коефіцієнт лобового опору тіла, залежний від форми тіла і параметра Рейнольдса; F_m - міделева площа керна, м; ρ - густина промивальної рідини, кг/м³; K_1 - коефіцієнт нерівномірності швидкості потоку по його перерізу, залежний від параметра Рейнольдса; τ - поправочний коефіцієнт, що враховує вплив форми тіла і обмеженість поперечного перерізу труби; F - відношення площі перерізу потоку в трубі F_0 до міделевої площі керна F_m (позначимо його як

площинно-швидкісний коефіцієнт F); λ_{κ} - безрозмірний коефіцієнт опору по довжині керна; l_{κ} - довжина керна, м; d_c - гідравлічний діаметр каналу, м, ξ - коефіцієнт місцевого опору; для випадку турбулентної течії залежить тільки від відношення площ вузького і широкого перерізів і обчислюється за формулою Борда - Карно; g - прискорення вільного падіння, м/с²; ρ_{κ} - щільність керна, кг/м³.

При підстановці в рівняння (3.2) виразів, що визначають кожну зі складових математичної моделі руху керна в потоці рідини і рішенні цього рівняння відносно u_{κ} отримаємо залежність

$$u_{\kappa} = \sqrt{\frac{\rho_{\kappa} - \rho}{\rho} - 2gl_{\kappa} \frac{(1 - F)}{F^2 + C_x K_1^2 \left(\frac{1 - F}{1 - \tau F}\right)^2 + \frac{\lambda_{\kappa} \cdot l_{\kappa}}{d_c}}}, \quad (3.7)$$

яку ми приймемо в якості базової для подальших аналітичних розрахунків.

Ґрунтовний аналіз методики проведення досліджень, що проводилися у ВІТРі [100], дозволяє зробити наступний висновок: у формулі (3.7) не врахована сила гідравлічного опору на вході потоку в кільцевий проміжок «кern - труба» P_{BX} , визначувана формулою Вейсбаха [101]:

$$P_{BX} = \xi \cdot F_m \frac{\rho}{2} (\omega_0 - V_{\kappa})^2 \frac{1}{(1 - F)^2}. \quad (3.8)$$

Коефіцієнт місцевого опору ξ може бути обчислений за формулою:

$$\xi = 0,5 \cdot \left(1 - \frac{F_{kn}}{F_0}\right)^2 = 0,5 \cdot \left[1 - \frac{(F_0 - F_m)}{F_0}\right]^2 = 0,5 \cdot (F)^2. \quad (3.9)$$

Після відповідних математичних перетворень формула (3.7) прийме наступний вигляд [102]:

$$u_{\kappa} = \sqrt{\frac{\rho_{\kappa} - \rho}{\rho} - 2gl_{\kappa} \frac{(1 - F)^2}{F^2 + 0,5(F)^2 + C_x K_1^2 \left(\frac{1 - F}{1 - \tau \cdot F}\right)^2 + \frac{\lambda_{\kappa} \cdot l_{\kappa}}{d_c}}}. \quad (3.10)$$

Отже, з урахуванням сили гідравлічного опору на вході потоку в кільцевий проміжок «кern – труба» P_{BX} , рівняння (3.2) перепишеться таким чином:

$$P_L + P_K + P_B + P_{BX} = G. \quad (3.11)$$

Остаточне рівняння (3.10) для визначення відносної швидкості керна (відносно рідини), при допущенні, що kern знаходиться в стані рівноваги, є досить складним для застосування в практичних інженерних розрахунках і саме тому потребує лабораторно-теоретичного дослідження з метою встановлення свого, найбільш адекватного реальним свердловинним умовам, вигляду.

Нескладно бачити, що вираз (3.10) цілком прийнятний також і для розрахунку умов транспортування керна приймачів-контейнерів; таким чином вихідні положення та математична модель руху керна або керна приймача-контейнера є ідентичними, що значно спрощує постановку завдання та його вирішення стосовно створення інженерної методики розрахунку режимних параметрів циркуляційної системи при бурінні за схемами КГК та СЗК.

При бурінні свердловин за схемами КГК і СЗК швидкість підйому керна або керноприймача-контейнера залежить від швидкості висхідного потоку очищеного агента [50]. Теоретично швидкість руху керна або керноприймача-контейнера по висхідній магістралі можна визначити, вирішивши систему рівнянь, що регламентує перепади тисків в кільцевому перерізі, утвореному керном або керноприймачем-контейнером і внутрішнім каналом підйомної магістралі, а також на торці керна або керноприймача-контейнера, необхідних для утримання його в зваженому стані.

Експериментальними дослідженнями гідротранспорту керна в стендових умовах встановлено [89], що при різниці в діаметрах транспортного каналу та самого керна, рівною 3 - 10 мм, залежність між швидкістю підйому зразків V_k і швидкістю руху рідини ω_0 (при $0,8 \text{ м/с} < \omega_0 < 1,7 \text{ м/с}$) виражається лінією, близькою до прямої, нахиленої до осі абсцис під кутом близько 60° .

До прикладу [100], для одного із зразків ($\rho_k=2550 \text{ кг/м}^3$; $d_k=25,5 \text{ мм}$) швидкість потоку рідини в кільцевому просторі між трубою і керном, що утримує його в зваженому стані при проміжку $\delta = 3,5 \text{ мм}$, критерії Рейнольдса $Re \approx 10^4$ та безрозмірному коефіцієнті опору по довжині керна $\lambda_{KII} = 0,05$, складає $1,3 \text{ м/с}$. При цьому швидкість потоку в підйомній магістралі виходячи з умов нерозривності потоку [101], складатиме $0,47 \text{ м/с}$. Також дослідження показали, що зразок керна з приведеними параметрами рухався із швидкістю $0,18 \text{ м/с}$ при швидкості потоку рідини в трубі $0,62 \text{ м/с}$. Отже, швидкість потоку, необхідна для утримання цього зразка в зваженому стані, повинна скласти $0,44 \text{ м/с}$. Таким чином, погрішність у визначенні швидкості експериментальним і аналітичним шляхом дорівнює $0,03 \text{ м/с}$ або $6,4 \%$. Із збільшенням швидкості висхідного потоку спостерігається зближення її із швидкістю руху керна.

Практичні польові спостереження за бурінням свердловин свідчать, що при швидкостях висхідного потоку в бурильній колоні більше 2 м/с швидкість руху керна близька до швидкості руху потоку [100]. Пояснюється це тим, що окрім гідравлічних опорів, що впливають на керн, необхідно враховувати гідравлічні опори на вході потоку в кільцевий проміжок між керном і каналом труб P_{BX} , а також на виході з нього P_B . Зростання швидкості руху потоку до певної величини призводить до його турбулізації і утворення завихорень на вході в проміжок між керном і транспортним каналом труб. У цих умовах миттєві (елементарні) прирости швидкості можуть привести до того, що P_{BX} стає майже визначальним в сумарній величині перепаду тиску на транспортування керна, тому періодично виникає «поршневий ефект», при якому швидкість руху керна наближається до швидкості руху потоку в транспортному каналі [100, 103].

У діапазоні швидкостей потоку $0,4 - 0,9 \text{ м/с}$ відбувається поступова зміна режиму руху рідини від ламінарного до турбулентного, при якому швидкість руху зразків зростає внаслідок завихорень потоку, а потім інтенсивність приросту швидкості підйому керна дещо стабілізується.

Розраховані значення критерію Рейнольдса для зразків діаметрів $27,5$ і $29,3 \text{ мм}$, що піднімаються по трубі діаметром 32 мм , складають для швидкостей висхідного потоку $0,62$ і $0,83 \text{ м/с}$ відповідно $(1,01 \div 1) 10^4$ і $(1,32 \div 3) 10^4$. Відомо, що потік є ламінарним при значеннях числа Re від $2,4 10^3$ до 10^4 [101]. При

швидкості руху води в трубі, рівній 0,62 м/с, відбувається зміна характеру режиму потоку від ламінарного до турбулентного, оскільки значення Re для зразків складають 10^4 та $1,01 \cdot 10^4$. При підвищенні швидкості руху рідини турбулізація потоку зростає. Якщо $V_k \approx \omega_0$, то таку швидкість можна вважати «ефективною», оскільки вона визначає час руху зразків до поверхні. Подальше збільшення ω_0 в транспортному каналі призводить до істотного збільшення гідравлічних опорів в бурильній колоні і невиправданих витрат потужності на привід насосного устаткування при незначному скороченні часу підйому керна. Для бурильних колон з транспортним каналом 35 - 54 мм ефективні значення швидкостей висхідного потоку знаходяться в межах 2,5 - 2,8 м/с [24].

Загальні втрати тиску на підйом керна до поверхні не є причиною для обмеження глибини буріння [103]. Наведемо нескладний приклад: за умов довжини зразків породи 100 мм, глибини свердловини 100 м і швидкості буріння 100 м/год зразки будуть відокремлюватися від забою через кожних 3,6 с і рухатися до поверхні з інтервалом 3,6 м. Швидкість руху рідини в проміжку між керном і трубою складе близько 2,3 м/с, а перепад тиску на одному зразку дорівнюватиме 0,052 МПа. При цьому загальні втрати тиску на підйом усіх зразків, одночасно рухомих до поверхні (близько 30 шт.), складуть 0,15 МПа. Наведені приклади можуть бути цілком обґрунтовано розповсюджені і на умови транспортування керноприймача-контейнера з відповідними загальними висновками. Враховуючі що понад 1/3 відмов при бурінні за схемою СЗК приходиться на заклинювання керноприймача, обрив канату овершота та поломки лебідки керноприймача [27] застосування гідравлічного транспортування керноприймача у вигляді керноприймача-контейнера відкриває значний резерв підвищення продуктивності бурових установок, які працюють за схемою СЗК.

При бурінні свердловин з гідротранспортом керна використовується бурова установка з рухливим обертачем, яка дозволяє здійснювати нарощування труб без відриву снаряда від забою, що забезпечує винесення усіх зразків на поверхню і майже повністю унеможливорює їх втрати в результаті випадання на забій і розбурювання [87]. Якщо ж технічні засоби не дозволяють здійснювати нарощування бурильних труб без відриву породоруйнівного інструменту від забою, то при проведенні цієї операції керн, не винесений на поверхню, може випасти з труб і ускладнити наступне доходження до забою. В цьому випадку перед нарощуванням інструменту необхідно здійснювати закачування промивальної рідини в об'ємі, достатньому для винесення усього керна на поверхню або підйому його на висоту, з якої зразки не встигнуть опуститися на забій свердловини [104].

Якщо відомий час T нарощування труби, швидкість підйому керна V_k і швидкість його опускання u_k в заповнених промивальною рідиною трубах, то можна визначити час T_{II} , необхідний для прокачування рідини з метою підйому керна на необхідну висоту перед нарощуванням інструменту.

Як правило [24], тривалість основних операцій (буріння, нарощування) із збільшенням глибини свердловини не міняється, в той же час очікування винесення керна на глибині 300 м стає порівняним з часом поглиблення інтервалу на величину бурильної труби і в 5 - 6 разів перевищує витрати часу на нарощу-

вання чергової труби. Це пояснюється не лише збільшенням довжини транспортного каналу, але і великими втратами очисного агента із зростанням глибини, необхідністю зниження кількості закачуваної у свердловину рідини через наявність високих гідравлічних опорів, а також зростанням частоти підclinювань керна. При глибині свердловини 400 м час очікування повного винесення керна на поверхню складає 15 - 16 хв, що в 2 - 3 рази перевищує витрати часу на поглиблення інтервалу на величину бурильної труби. Швидкості опускання зразків u_k порівняно невеликі (0,3 - 0,5 м/с), а операція «нарощування» на установках з рухливим обертачем незалежно від глибини займає не більше 1,5 хв, тому якщо перед нарощуванням чергової труби керн в колоні буде піднятий на певну висоту, то між ним і наступним стовпчиком керна з'являться інтервали, по яких можна здійснювати прив'язку керна до глибини свердловини. З огляду на необхідність забезпечення належних умов прив'язки керна до певного інтервалу, яка в основному здійснюється по довжині колони бурильних труб, необхідно щоб T_{II} забезпечувало висоту підйому керна, що як мінімум удвічі перевищує інтервал опускання керна за час нарощування чергової труби. Якщо цей час прийняти рівним, наприклад, 90 с, то для запобігання опусканню на забій керна його слід підняти на висоту, як мінімум, 50 м. Приймавши подвійний запас цієї величини, можна отримати чіткі інтервали, які розділяють «порції» керна, що отримуються після поглиблення свердловини на довжину бурильної труби.

При промислових випробуваннях комплексів КГК – 100(300) встановлено [88], що, наприклад, у свердловинах завглибшки понад 300 м, пробурених з неповним підйомом керна (коли час очікування виносу керна (ОВК) штучно скорочувався до 50 с і частина керна залишалася в бурильній колоні), між моментами винесення керна в інтервал часу поглиблення попередньою і наступною трубами існує проміжок часу в 25 - 30 с. Точність прив'язки зразків до інтервалів глибин по перервах у потраплянні керна на поверхню складала 0,2 - 0,6 м (за даними геофізичних досліджень). Якщо вказана точність задовольняє інженерів технологів, таким технологічним прийомом можна користуватися для скорочення витрат часу на очікування винесення керна при бурінні глибоких свердловин. В основному ж при бурінні з гідротранспортом керна прив'язка зразків до істинної глибини їх залягання здійснюється по довжині бурильної колони, труби для якої виготовлені з точністю ± 5 см [105], після повного підйому зразків на поверхню. Аналіз практичних даних щодо експлуатації комплексів КГК дозволяє визначити середню точність побудови геологічного розрізу, на підставі прив'язки зразків до інтервалів істинних глибин свердловин, яка складає 0,15 - 0,40 м.

3.3 Визначення впливу окремих складових перепаду тиску на відносну швидкість керну та циліндричних контейнерів за умов зворотної схеми циркуляції очисного агента

При бурінні свердловин за схемами КГК або СЗК як очисний агент, при відповідних характеристиках геологічного розрізу та техніко-технологічних умов експлуатації окремих вузлів засобів СЗК, використовують воду [24]. Як

відомо, вода відноситься до ньютонівських рідин, тобто рідин, що підкоряються закону в'язкості Ньютона [69]. Для таких рідин розрізняють два режими течії: ламінарний і турбулентний. При першому режимі течії окремі струмені рідини рухаються паралельно один одному, не перемішуючись. Епюра швидкостей при ламінарному режимі руху є параболою. У центрі труби швидкість максимальна, у стінок дорівнює нулю. Другий режим руху протікає з активним змішуванням струменів потоку.

Щодо аналізу фізичної і математичної моделей руху керна та циліндричних контейнерів зазначимо наступне: у рівняння (3.10) входить складова $\frac{\lambda_k \cdot l_k}{d_c}$, що визначає величину гідравлічних опорів в кільцевому проміжку «кern (циліндричний контейнер) - труба».

Безрозмірний коефіцієнт гідравлічного опору λ_k при промиванні ньютонівською рідиною можна розрахувати за формулою Блазіуса [101]:

$$\lambda_k = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re_{kn}}}, \quad (3.12)$$

де Re_{kn} - безрозмірний параметр Рейнольдса, який визначає режим течії ньютонівської рідини в кільцевому просторі:

$$Re_{kn} = \frac{V_{kk}(D_e - d_k)}{\nu} \quad (3.13)$$

де V_{kk} - швидкість потоку рідини відносно керна (циліндричного контейнеру) в кільцевому проміжку, утвореному керна (циліндричним контейнером) та внутрішньою стінкою бурильних труб, м/с; D_e - внутрішній діаметр бурильних труб (транспортного каналу), м; ν - кінематичний коефіцієнт в'язкості промивальної рідини, м/с².

Формула (3.12) дає задовільні значення λ_k для чисел Рейнольдса що лежать в діапазоні $1 < Re_{kn} < 10^5$.

Рис. 3.2 дає наочне уявлення про розподіл складових, визначених вище, при русі в транспортному каналі керна та циліндричних контейнерів [24].

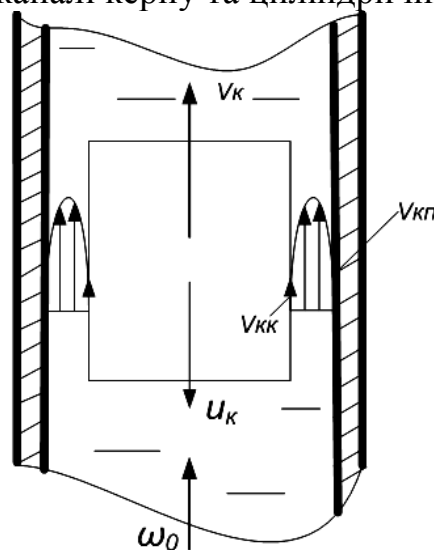


Рис. 3.2. Схема розподілу швидкостей при русі керна (циліндричного контейнера) у висхідному потоці промивальної рідини

Для більшої наочності і можливості адекватної оцінки циркуляційних характеристик потоку в табл. 3.4 приведені гідравлічні параметри руху ньютонівської рідини і зразків зерна (циліндричних контейнерів) [24, 106]. Розрахунки виконані в широкому діапазоні значень відносної швидкості зерна (циліндричного контейнера) u_k , швидкостей потоку в кільцевому каналі відносно труби $V_{кп}$ і швидкостей потоку в кільцевому каналі відносно зерна (циліндричного контейнера) $V_{кк}$.

Таблиця 3.4

Циркуляційні характеристики руху ньютонівської рідини і зразків зерна (циліндричних контейнерів) при відношенні площі перерізу потоку в трубі до міделевої площі зерна, що дорівнює значенню площинно-швидкісного коефіцієнту

$$F = 0,807$$

Відносна швидкість зерна (циліндричних контейнерів) u_k , м/с	Швидкість потоку в кільцевому каналі відносно труби $V_{кп}$, м/с	Швидкість потоку в кільцевому каналі відносно зерна (циліндричного контейнера) $V_{кк}$, м/с	Число Рейнольдса $Re_{кп}$	Коефіцієнт гідравлічного опору в кільцевому каналі відносно зерна (циліндричного контейнера) λ_k
2,18	2,18	0	0	—
2,15	2,31	0,16	640	0,063
2,12	2,43	0,31	1240	0,053
2,09	2,56	0,47	1880	0,048
2,06	2,68	0,62	2480	0,045
2,03	2,81	0,78	3120	0,042
2,0	2,93	0,93	3720	0,041
1,97	3,06	1,09	4360	0,039
1,94	3,18	1,24	4960	0,038
1,91	3,31	1,4	5600	0,037
1,88	3,43	1,55	6200	0,036
1,85	3,56	1,71	6840	0,035
1,82	3,69	1,87	7480	0,034
1,79	3,81	2,02	8080	0,033
1,76	3,94	2,18	8720	0,033
1,73	4,06	2,33	9320	0,032

На рис. 3.3 представлена узагальнена залежність коефіцієнта гідравлічного опору λ_k від числа Рейнольдса $Re_{кп}$ при граничних значеннях відношення площі перерізу потоку в трубі до міделевої площі зерна, що дорівнює значенню площинно-швидкісного коефіцієнту $F = 0,807; 0,571$.

Як видно з розрахункових даних (табл. 3.4) та графіка (рис. 3.3) значення і зміни величини коефіцієнта гідравлічного опору кільцевого простору «зерно (циліндричний контейнер) - труба» при зміні площинно-швидкісного коефіцієнту F незначні і при великих числах Рейнольдса величина F стає практично постійною [106].

У табл. 3.5 приведені результати розрахунку відносної швидкості зерна u_k з урахуванням різних параметрів. Розрахунки виконані за умови, що $\rho_k = 2500$ кг/м³ (така щільність характерна для більшості зразків, що складають товщі

осадових і метаморфічних порід та в цілому коректна для умов транспортування циліндричних контейнерів).

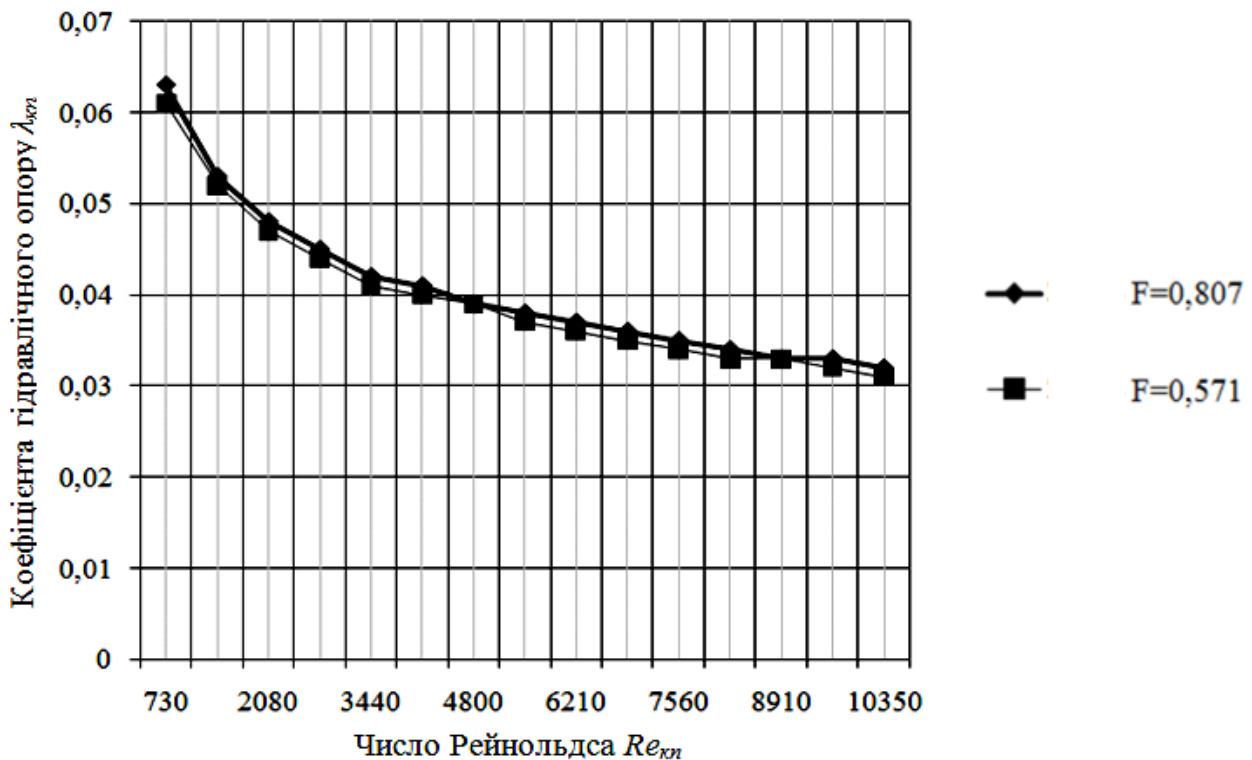


Рис. 3.3. Залежність $\lambda_{кн} = f(Re_{кн})$ при $F = 0,807$; $0,571$, циркуляційний агент – вода (ньютонівська рідина)

Таблиця 3.5

Відносні швидкості керна (циліндричних контейнерів) u_k з урахуванням різних параметрів, що визначають перепад тиску на транспортування зразків породи (циліндричних контейнерів)

Величина площинно-швидкісного коефіцієнту F	Параметр, що враховується, в рівнянні визначення відносної швидкості керна (циліндричних контейнерів)			
	P_L	$P_L + P_K$	$P_L + P_K + P_B$	$P_L + P_K + P_B + P_{ВХ}$
0,807	0,22	0,20	0,20	0,19
0,764	0,31	0,28	0,28	0,27
0,729	0,38	0,35	0,34	0,33
0,686	0,47	0,44	0,43	0,41
0,65	0,55	0,54	0,49	0,47
0,607	0,64	0,59	0,57	0,56
0,571	0,71	0,66	0,64	0,62

Аналізуючи наведені дані, можна зробити висновок, що істотний вплив на відносну швидкість керна чинять тільки сили лобового опору і гідравлічного опору на виході потоку з кільцевого проміжку «кern (циліндричний контейнер) - труба» [24, 106].

Отже, рівняння (3.10) можна представити у виді:

$$u_k = \sqrt{\frac{\rho_k - \rho}{\rho} - 2gl_k \frac{(1-F)^2}{C_x K_1^2 \left(\frac{1-F}{1-\tau F}\right)^2 + F^2}}. \quad (3.14)$$

Вказана формула справедлива, коли довжина керна не перевищує 0,2 м, яка забезпечується конструкцією кернашляма; в той же час, довжина кернашляма-контейнерів значно перевищує вказане значення довжини, що потребує деякого уточнення формули (3.14).

Для з'ясування механізму впливу довжини кернашляма-контейнерів на параметр u_k були проведені експериментально-теоретичні дослідження, результати яких наведено в табл. 3.6 та на рис. 3.4 – 3.5.

Таблиця 3.6

Відносна швидкість кернашляма-контейнерів u_k за умов їх змінної довжини

Площинно-швидкісний коефіцієнт F	Довжина кернашляма-контейнерів l_k , м										
	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2
0,807	0,20	0,25	0,28	0,32	0,35	0,38	0,40	0,43	0,45	0,47	0,49
	0,20	0,24	0,27	0,30	0,33	0,35	0,38	0,40	0,41	0,43	0,45
0,764	0,28	0,35	0,40	0,45	0,49	0,53	0,57	0,60	0,64	0,67	0,70
	0,28	0,34	0,38	0,42	0,46	0,49	0,52	0,55	0,57	0,59	0,61
0,729	0,35	0,43	0,50	0,55	0,61	0,66	0,70	0,74	0,78	0,82	0,86
	0,34	0,41	0,47	0,52	0,56	0,60	0,64	0,67	0,70	0,72	0,75
0,686	0,44	0,54	0,62	0,69	0,76	0,82	0,88	0,93	0,98	1,03	1,07
	0,43	0,51	0,59	0,65	0,70	0,75	0,80	0,83	0,86	0,89	0,92
0,65	0,51	0,62	0,71	0,80	0,88	0,95	1,01	1,07	1,13	1,19	1,24
	0,49	0,59	0,68	0,74	0,81	0,86	0,91	0,95	0,99	1,03	1,06
0,607	0,59	0,73	0,84	0,94	1,03	1,11	1,18	1,26	1,32	1,39	1,45
	0,57	0,69	0,79	0,87	0,94	1,0	1,06	1,11	1,15	1,19	1,23
0,571	0,66	0,81	0,94	1,05	1,15	1,24	1,33	1,41	1,48	1,56	1,62
	0,64	0,78	0,88	0,97	1,05	1,12	1,18	1,24	1,29	1,33	1,38

За результатами проведених досліджень можна зробити висновок [106], що головним чинником, який визначає параметр u_k - відносну швидкість кернашляма-контейнерів є P_K - сила гідравлічного опору в кільцевому проміжку між кернашлямом-контейнером і трубою, крім того, відносна швидкість кернашляма-контейнерів менш інтенсивно зростає із збільшенням площинно-швидкісного коефіцієнту F , а більш - із збільшенням довжини кернашляма-контейнерів при постійному площинно-швидкісному коефіцієнту F .

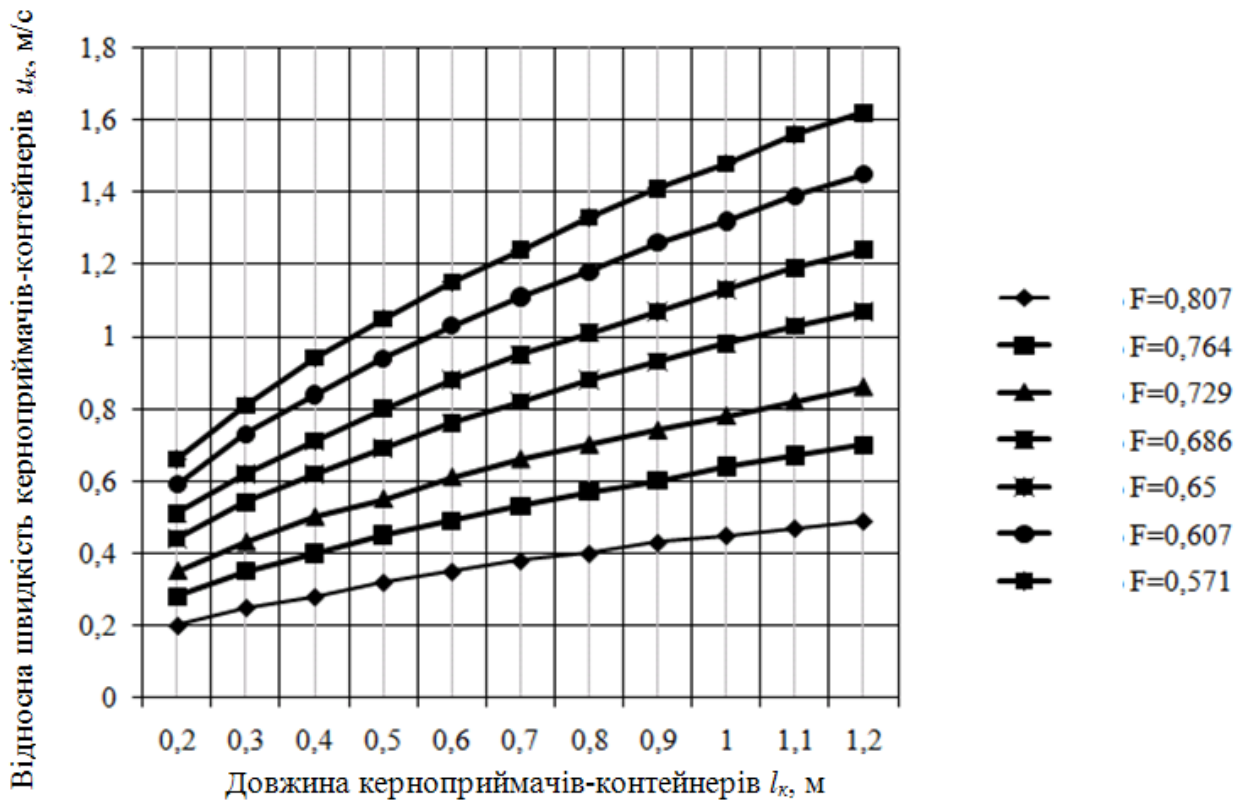


Рис. 3.4. Залежність $u_k=f(l_k)$ за умов $F = 0,807 \div 0,571$, з урахуванням P_L та P_K , циркуляційний агент – вода (ньютонівська рідина)

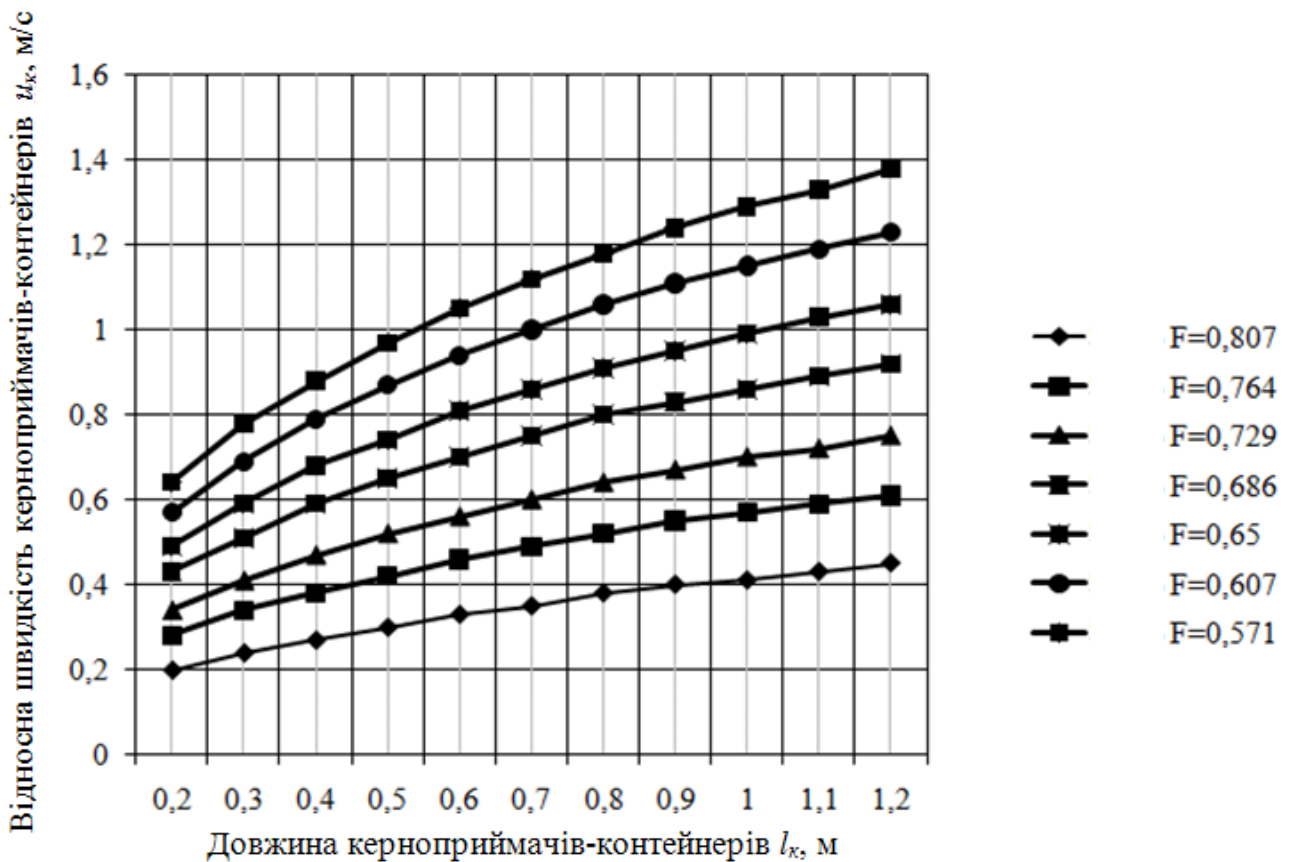


Рис. 3.5. Залежність $u_k=f(l_k)$ за умов $F = 0,807 \div 0,571$, з урахуванням P_L , P_K , та P_B , циркуляційний агент – вода (ньютонівська рідина)

Таким чином, рівняння (3.14), для умов транспортування керноприймачів-контейнерів можна представити наступним чином:

$$u_{\kappa} = m \cdot \sqrt{\frac{\rho_{\kappa} - \rho}{\rho} - 2gl_{\kappa} \frac{(1 - F)^2}{C_x K_1^2 \left(\frac{1 - F}{1 - \tau \cdot F} \right)^2 + F^2}}, \quad (3.15)$$

де m - поправочний коефіцієнт, залежний від довжини керноприймачів-контейнерів, що транспортується, значення якого приведені в табл. 3.7.

Таблиця 3.7
Значення поправочного коефіцієнту m

Довжина керноприймачів-контейнерів l_{κ} , м					
0,2 – 0,4	0,4 – 0,7	0,7 – 0,9	0,9 – 1,0	1,0 – 1,1	1,1 – 1,2
0,96	0,92	0,9	0,88	0,87	0,86

Коефіцієнт m фізично характеризує вклад сили P_K у відносну швидкість керноприймачів-контейнерів u_{κ} (табл. 3.8).

Таблиця 3.8

Процентний вклад сили P_K у відносну швидкість керна u_{κ}

Площинно-швидкісний коефіцієнт F	Довжина керноприймачів-контейнерів l_{κ} , м										
	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2
0,807	0	4	4	6	6	8	5	7	9	9	8
0,764	0	3	5	7	6	8	9	8	11	12	13
0,729	3	5	6	6	8	9	9	10	10	12	13
0,686	2	6	5	6	8	9	9	11	12	14	14
0,65	4	5	4	8	8	10	10	11	12	13	15
0,607	3	6	6	7	9	10	10	12	13	14	15
0,571	3	4	6	8	9	10	11	12	13	15	15

Розглянута методика врахування довжини транспортованих матеріалів прийнятна не тільки у разі переміщення керноприймачів-контейнерів, але також і за умов транспортування керну, оскільки на практиці лінійний вихід керна, наприклад, при бурінні по глинах і алевролітах, збільшується в 5 - 6 разів [24].

Продуктивність процесу буріння із застосуванням принципів КГК в значній мірі залежить від відповідності параметрів гідравлічної програми очищення фізичним характеристикам транспортованих матеріалів [103]. При бурінні свердловин з подвійною колоною бурильних труб по центральному каналу транспортується керн м'яких порід в II - IV категорій по буримості з прошарками порід V - VII категорій різної щільності ρ_{κ} (ρ_{κ} для визначених порід знаходиться в межах від 1700 до 3300 кг/м³), що, беззаперечно має вплив на його відносну швидкість u_{κ} і тому повинно бути враховано при проектуванні гідравлічної програми промивання свердловини [28]. Характер впливу щільності керна ρ_{κ} на його відносну швидкість u_{κ} показаний в табл. 3.9.

Таблиця 3.9

Відносні швидкості керна u_k залежно від його щільності при циркуляції ньютонівській рідині

Площинно-швидкісний коефіцієнт F	Щільність керна ρ_k , кг/м ³								
	1700	1900	2100	2300	2500	2700	2900	3100	3300
0,807	0,14	0,16	0,17	0,19	0,20	0,21	0,23	0,24	0,25
0,764	0,19	0,22	0,24	0,26	0,28	0,30	0,32	0,34	0,35
0,729	0,24	0,27	0,30	0,33	0,35	0,37	0,40	0,42	0,43
0,686	0,30	0,34	0,37	0,41	0,44	0,47	0,49	0,52	0,54
0,65	0,39	0,39	0,43	0,47	0,51	0,54	0,57	0,60	0,63
0,607	0,41	0,46	0,51	0,55	0,59	0,63	0,67	0,70	0,73
0,571	0,45	0,51	0,57	0,62	0,66	0,71	0,75	0,79	0,82

Аналізуючи дані табл. 3.9 можна зробити висновок, що відносна швидкість керна зростає як із збільшенням щільності керна при постійному площинно-швидкісному коефіцієнті F (відношенні площі перерізу потоку в трубі F_0 до міделевої площі керна F_M), так і при постійній щільності із збільшенням проміжку «кern - труба», причому інтенсивніше швидкість керна росте із збільшенням проміжку між кернам і внутрішньою трубою [24, 106].

Графічне вираження впливу щільності керна на його відносну швидкість представлено на рис. 3.6.

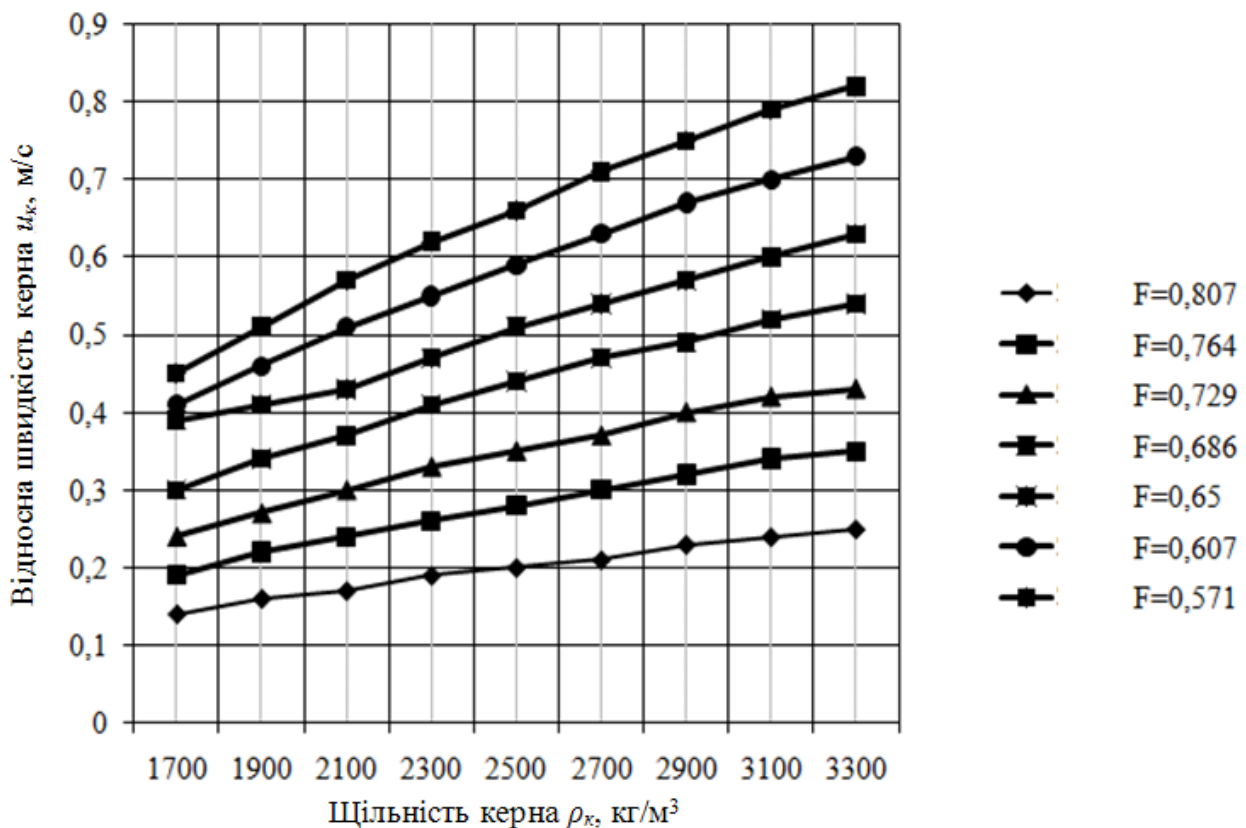


Рис. 3.6. Залежність $u_k = f(\rho_k)$ при $F = 0,807 \div 0,571$, циркуляційний агент – вода (ньютонівська рідина)

Наведені на рис. 3.6 дані підтверджують висунуті раніше положення про провідну роль саме величини проміжку між керном і внутрішньою трубою у визначенні відносної швидкості керну u_k , зазначені закономірності цілком справедливі і для умов транспортування циліндричних контейнерів.

Промивальні рідини для буріння з гідротранспортом керна в ускладнених умовах повинні мати високу виносну здатність при порівняно невеликій в'язкості, низькою фільтраційною витратою і хорошими кольматуючими властивостями; крім того, у міру ускладнення геолого-технічних умов, появи в розрізі нестійких порід і збільшення глибин, виникає необхідність застосування спеціальних рідин до яких, передусім, відносяться глинисті розчини (неньютонівські рідини) [107].

Характер руху неньютонівських (в'язкопластичних) рідин має ряд специфічних особливостей. Завдяки наявності структури, рух таких рідин починається тільки тоді, коли величина прикладеного зовнішнього тиску стає більше деякого певного значення [99].

При критичному значенні параметра $Re_{кр}^*$ ламінарний режим переходить в турбулентний, при якому профіль швидкостей характеризується швидшим наростанням швидкостей у границі струменя, а потім і більш рівномірним їх розподілом.

Режим руху в'язкопластичних рідин в кільцевому просторі «кern - труба» характеризується приблизно за допомогою узагальненого параметра Рейнольдса:

$$Re_{кр}^* = \frac{V_{кк} \cdot (D_в - d_к)}{\eta + \tau_0 \cdot \frac{D_в - d_к}{6V_{кк}}}, \quad (3.16)$$

де η – структурна або пластична в'язкість, Па·с; τ_0 – гранична динамічна напруга зсуву, Па.

Таблиця 3.10

Відносні швидкості керна u_k з урахуванням різних параметрів, що визначають перепад тиску на транспортування зразків породи

Величина площинно-швидкісного коефіцієнту F	Параметр, що враховується, в рівнянні визначення відносної швидкості керна			
	P_L	$P_L + P_K$	$P_L + P_K + P_B$	$P_L + P_K + P_B + P_{ВХ}$
0,807	0,13	0,13	0,13	0,12
0,764	0,19	0,18	0,18	0,17
0,729	0,23	0,22	0,22	0,21
0,686	0,28	0,27	0,27	0,26
0,65	0,33	0,32	0,31	0,31
0,607	0,38	0,37	0,36	0,36
0,571	0,42	0,41	0,40	0,40

У табл. 3.10 приведені результати розрахунку відносної швидкості керна u_k з урахуванням різних параметрів при циркуляції в'язкопластичної рідини (оскільки при застосуванні технологій СЗК здебільшого застосовуються ньюто-

нівські рідини, в даному випадку розглянемо тільки умови транспортування керна [108], але, в цілому, запропонована методика розрахунків прийнятна і для транспортування циліндричних контейнерів). Як і у попередньому випадку, розрахунки виконані за умови, що $\rho_k = 2500 \text{ кг/м}^3$.

Дані, приведені в табл. 3.10 свідчать про те, що визначальним чинником величини відносної швидкості керна є сила лобового опору.

У зв'язку із сказаним рівняння (3.14) для умов застосування в'язкопластичної рідини можна записати в наступному виді:

$$u_k = \sqrt{\frac{2gl_k(\rho_k - \rho)(1 - \tau \cdot F)^2}{\rho C_x K_1^2}} \quad (3.17)$$

Приведена формула застосовна, коли довжина керна не перевищує 0,2 м.

Характер впливу щільності керна на його відносну швидкість показаний в табл. 3.11. Діапазон щільності зразків гірських порід включає усі практично можливі варіанти ρ_k для геологічних умов застосування комплексів КГК [24].

Таблиця 3.11

Відносна швидкість керна u_k за умов їх змінної щільності, циркуляційний агент – глинистий розчин (неньютонівська рідина)

Площинно-швидкісний коефіцієнт F	Щільність керна ρ_k , кг/м ³								
	1700	1900	2100	2300	2500	2700	2900	3100	3300
0,807	0,09	0,1	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,16
0,764	0,12	0,14	0,16	0,17	0,19	0,20	0,21	0,22	0,23
0,729	0,15	0,17	0,19	0,21	0,23	0,25	0,26	0,27	0,29
0,686	0,19	0,22	0,24	0,26	0,28	0,30	0,32	0,34	0,36
0,65	0,22	0,25	0,28	0,30	0,33	0,35	0,37	0,39	0,41
0,607	0,25	0,29	0,32	0,35	0,38	0,41	0,43	0,45	0,48
0,571	0,28	0,32	0,36	0,39	0,42	0,45	0,48	0,51	0,53

Розглядаючи дані табл. 3.11 можна зробити висновок, що відносна швидкість керна зростає як із збільшенням щільності керна при постійному F , так і при постійній щільності із збільшенням проміжку «керна - труба», причому інтенсивніше швидкість керна росте із збільшенням проміжку між керном і внутрішньою трубою (що характерно і для в'язкої рідини).

Таким чином можна зробити наступний висновок: використання запропонованої послідовної методики проектування гідравлічної програми очищення свердловини за схемою КГК дозволить застерегти від повторного переподрібнення керна і шламу; сприятиме зниженню гідростатичного і гідродинамічного тиску на забої свердловини; буде спостерігатися зменшення числа підклинювань керна і шламу в забійному снаряді, а також полегшення ліквідації підклинювань без підйому інструменту на поверхню; підвищиться достовірність випробування створяться умови ефективного для реалізації технології буріння в ускладнених умовах.

3.4 ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3

1. Детально розглянуто та вивчено, з відповідними висновками, переваги та вади прогресивних методів спорудження геологорозвідувальних свердловин. Сформульовано вихідні положення завдання вдосконалення та комбінування прогресивних методів спорудження геологорозвідувальних свердловин.

2. Позначені передумови створення вдосконалених методик буріння на базі технологій спорудження свердловин із застосуванням подвійної колони бурильних труб та застосуванням знімних керноприймачів.

3. Показана залежність безрозмірного коефіцієнта гідравлічного опору λ_{kn} (відносно керна або керноприймача-контейнера) від величини числа Рейнольдса (Re_{kn}), що визначає режим руху рідини, в даному випадку, в кільцевому проміжку. Розрахунками показано, що λ_{kn} є функцією декількох змінних, визначальною з яких є площинно-швидкісний коефіцієнт F (відношення площі перерізу потоку в трубі F_0 до міделевої площі керна або керноприймача-контейнера) і Re_{kn} . Причому, Re_{kn} тут виступає як результат швидкісних співвідношень в парі «кern (керноприймач-контейнер) - потік рідини».

4. Порівняльним аналізом доведено, що визначальними параметрами у величині відносної швидкості керна (керноприймача-контейнера) u_k , за умов циркуляції ньютонівської рідини, є сили лобового опору і гідравлічного опору на виході потоку з кільцевого проміжку «кern (циліндричний контейнер) - труба»; у випадку циркуляції неньютонівської рідини таким визначальним параметром у величині відносної швидкості керна є сила лобового опору. Це дозволило отримати уточнені формули визначення u_k , які відрізняються простотою і можливістю отримання швидкісних характеристик зразків породи (керноприймачів-контейнерів) без прийняття певних допущень.

5. Вивчено вплив геометричних розмірів транспортної магістралі, щільності і довжини зразків породи (керноприймачів-контейнерів) на швидкість їх відносного руху u_k . Розрахунками показано, що відносна швидкість керна зростає як із збільшенням щільності транспортованих матеріалів при постійному площинно-швидкісному коефіцієнті F , так і при постійній щільності із збільшенням проміжку «кern - труба», причому інтенсивніше швидкість керна росте із збільшенням проміжку між керном і внутрішнім діаметром транспортної магістралі. Отже, для забезпечення безперебійного транспортування зразків породи (керноприймачів-контейнерів) значної щільності необхідно прагнути до мінімальної величини кільцевого проміжку між транспортованими матеріалами і трубою. Оцінений вплив на відносну швидкість керноприймачів-контейнерів u_k їх довжини. Доведено, що відносна швидкість керноприймачів-контейнерів менш інтенсивно зростає із збільшенням проміжку «кern - труба», а більш - із збільшенням довжини при постійному значенні площинно-швидкісного коефіцієнту F .

6. В результаті розрахунків отримана формула, що визначає відносну швидкість керноприймачів-контейнерів u_k , довжина яких лежить в інтервалі $0,2 \div 1,2$ м; зазначена формула може застосовуватися і для розрахунку параметрів процесу транспортування зразків керну відповідної довжини.

РОЗДІЛ 4. ДОСЛІДЖЕННЯ ТА ОПТИМІЗАЦІЯ РОБОТИ ВДОСКОНАЛЕНИХ СИСТЕМ ОПОР ШАРОШКОВИХ ДОЛІТ

4.1 Вивчення закономірностей і умов роботи опорного вузлу шарошкових доліт основних схем конструктивного виконання

На сьогодні нафтові компанії, що займаються бурінням, приділяють велику увагу якості пробурених і переданих в експлуатацію нафтогазових свердловин. При цьому акцент робиться на скорочення термінів їх будівництва для забезпечення швидкого введення в експлуатацію. Тим самим створюються конкурентні умови для виробників бурового інструменту, який є, беззаперечно, найголовнішим чинником, що забезпечує максимальність показників за швидкістю поглиблення забою свердловини, а це, у свою чергу, примушує постійно удосконалювати вироблюваний інструмент [109].

Як відомо, бурові шарошкові долота працюють в дуже важких умовах – при навантаженнях, що обчислюються десятками тонн, тиску – до 200 атмосфер, при частоті обертання шарошок долота – до кількох сотень обертів за хвилину. Наявність абразивного середовища призводить до швидкого зношування як породоруйнуючих зубців (сталевих армованих чи твердосплавних), так і опор шарошок.

Конструкція шарошкового долота передбачає досягнення високої точності деталей, що входять до конструкції, та їх взаємного просторового розташування. Важкі умови роботи доліт на вибої вимагають використання в їх конструкціях високоякісних і зносостійких матеріалів, а сама технологія їхнього виробництва віднесена до особливо складної [110].

Протягом останніх десятиліть за кордоном і у нас в країні безперервно ведеться складна і трудомістка робота з поліпшення конструкцій доліт, їх окремих вузлів, технології виробництва, вдосконалення матеріалів, хіміко-термічної обробки, армування та ін. [111]. В останні роки, у міру вдосконалення проектування, створення нових матеріалів і технологій, все більше уваги проектувальники приділяють оптимізації конструкцій і технологічності виготовлення доліт.

Вітчизняні та зарубіжні бурові підприємства вимагають всебічного скорочення термінів модернізації серійних або розробки нових типорозмірів бурових доліт [2]. Це додатково вимагає прискорення і поліпшення наукового підходу до оптимізації проектування і технологічності виготовлення доліт, що сприятиме підвищенню показників буріння і виходу їх на більш високий технічний рівень.

Вузлом долота, найчутливішим до статичних і динамічних навантажень, впливу абразивного середовища та наявності змащення є опора. Опори виходять з ладу в більшості випадків навіть при цілком працездатному оснащенні – фрезерованих і армованих або ж твердосплавних зубках. Руйнування поверхневих шарів деталей опор пов'язане з високим рівнем контактних напружень на їхніх поверхнях, що зумовлено малими радіусами кривизни контактуючих поверхонь і їх формою, та супроводжується сколюванням і викрошуванням дрібних і великих об'ємів. Стійкість опор бурових доліт, як свідчить аналіз літера-

турних та промислових даних, можна суттєво підвищити шляхом покращення конструкції їхніх елементів [112].

Опори шарошок - найбільш відповідальні вузли шарошкового долота, стійкість яких найчастіше визначає довговічність долота в цілому, це переконливо доведено в першому розділі. Опора шарошечних бурових доліт в процесі обертання шарошки забезпечує передачу осьового навантаження у такому порядку: навантаження від бурильної колони через цапфи і тіла кочення передається озброєнню шарошки, що знаходиться у контакті з гірською породою за бою свердловини [36].

Опори шарошок залежно від типорозміру доліт конструюються з різних поєднань кулькових (рис. 4.1, а - б) і роликів (рис. 4.1, в - г) підшипників кочення і підшипників ковзання (рис. 4.1, д) [33]. У опорах бурових доліт як радіальні використовуються підшипники роликів, кулькові і ковзання, радіально-упорні - кулькові підшипники, упорні - підшипники ковзання.

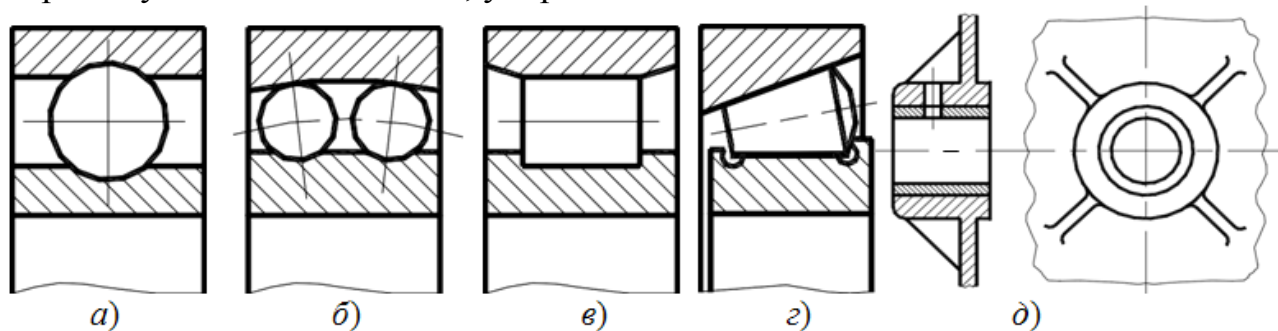


Рис. 4.1 Спрощені схеми опор шарошок

Кулькові підшипники легше розмістити в обмежених розмірах шарошки, вони слабо реагують на можливі перекося осей шарошок і цапф. Проте із-за прослизання кульок по бічних доріжках ці підшипники швидко нагріваються і вимагають інтенсивного охолодження [113].

Роликові підшипники можуть сприймати більші, ніж кулькові підшипники навантаження, але важче вписуються в обмежені розміри шарошок. Вони дуже чутливі до перекося осей шарошок і цапф і при зносі роликів нерідко шарошки заклинюються на цапфах [30].

Підшипники ковзання здатні сприймати найбільші навантаження. Проте ефективні вони тільки при невисоких частотах обертання долота, коли поверхні шарошок і цапф і сусідніх підшипників кочення, що труться, сильно не нагріваються.

У кожній системі опор обов'язково є один кульковий підшипник, званий замковим радіально-упорним підшипником двосторонньої дії. Він утримує шарошку на цапфі і сприймає зусилля, спрямовані уподовж і перпендикулярно до осі цапфи. Встановлюється цей підшипник в останню чергу, через циліндричний канал в цапфі, потім в цей канал вставляється стержень (палець) і його зовнішня частина приварюється до тіла цапфи.

Підшипники шарошок в процесі буріння змащуються і охолоджуються буровим розчином, проникаючим до них по проміжку між основою шарошки і

упорною поверхнею в цапфі. Тому в буровий розчин додаються спеціальні реагенти, що покращують його мастильні властивості [114].

Значних успіхів у конструюванні та виготовленні опор шарошкових доліт досягли деякі закордонні компанії-виробники бурового інструменту [2, 30].

Провідною світовою фірмою, що займається випуском доліт, є «Хюз Тул Компані».

У першу серію номенклатури доліт (NS), що випускаються вказаною фірмою, входить інструмент з негерметизованою опорою, виконаною за схемою РШС або ШС (долота діаметром тільки до 120,6 мм).

Долота другої серії (X) характеризуються герметизованою опорою, виконаною за тією ж схемою РШС, що і долота першої серії. Така опора позначається буквою X, що стоїть на початку шифру долота. У лапі такого долота вирізана циліндрична кишеня, що виконує функції резервуару-лубрикатора, який перекривається кришкою. У резервуарі-лубрикаторі встановлений еластичний компенсатор, що забезпечує проштовхування мастила через мастильний канал до елементів опори в процесі буріння. Компенсатор, будучи спочатку зігнутий, під дією промивальної рідини, що давить на кришку і на компенсатор, поступово прогинається всередину кишені. Заповнена мастилом порожнина шарошки герметизується за допомогою кільцевого сальникового ущільнення, яке має круглий (О-подібний) поперечний переріз і виготовляється з мастиlostійкої гуми.

Долота третьої серії (D) по опорах доліт аналогічні долотам другої серії.

У четверту серію (J) входять струминні долота із сталевим озброєнням, опора кожної шарошки герметизована і містить великий підшипник, виконаний не роликівим (як в долотах першої - третьої серій), а фрикційним. Заміна роликівим підшипника фрикційним дозволяє підвищити стійкість опори і долота в цілому, за рахунок збільшення товщини цапфи і товщини тіла корпусу шарошки у зв'язку з усуненням роликів і шляхом зміцнення поверхні ковзання. Четверта серія тому і носить назву Джорнел (Journal - цапфа). Ця назва вказує на основну особливість доліт цієї серії - оголення і посилення цапфи. Так само фірма «Хюз Тул Компані» називає усі долота з великим фрикційним підшипником, що складають четверту і дві наступні серії. У зв'язку з цим на початку шифру таких доліт стоїть літера J.

П'яту серію (JD) складає невеликий ряд доліт, що поєднують особливості третьої і четвертої серій. У п'яту серію входять долота з посиленою периферією і герметизованою опорою, що включає великий підшипник ковзання.

Долота шостої серії (J). Опора шарошки виконується за схемою СШС (рис. 4.2), як в долотах четвертої серії, але в герметизованій системі мастила і у виконанні підшипників ковзання є істотні відмінності.

Проміжок між шарошкою і лапою долота перекривається кільцевим герметизуючим ущільненням, що забезпечує утримання мастила в автономній лубрикаторній системі шарошки.

Фрикційні поверхні підшипників ковзання цапфи і шарошки захищають м'яким композиційним сплавом. Цей сплав містить велику кількість срібла і має

в'язкість, дуже значну теплопровідність і стійкість до фрикційної корозії при високотемпературному режимі.

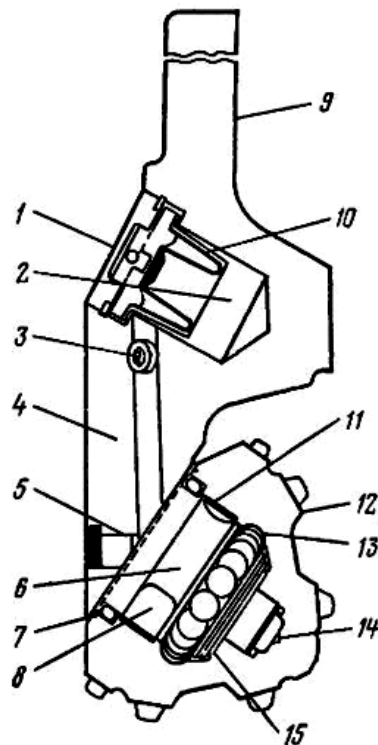


Рис. 4.2. Опора шарошки за схемою СШС серії J: 1 - зрівняльні отвори; 2 - резервуар з мастилом, 3 - отвір для заповнення мастилом, 4 - канал для мастила, 5 - замковий палець, 6 - кільцевий шар мастила, 7 - сальникове ущільнення, 8 - шар твердого сплаву на цапфі, 9 - лапа, 10 - мембрана для зрівнювання тиску; 11 - шар спеціального покриття для швидкого відведення тепла на внутрішній поверхні шарошки, 12 - шарошка, 13 - кульковий підшипник, 14 - п'ята, 15 - шар твердого сплаву на навантаженій поверхні цапфи

У цьому серію (X) входять всього три моделі штирьових доліт, які характеризуються опорою, виконаною за схемою РШС. Долота цієї серії випускають з герметизацією кожної порожнини шарошки і автономною подачею мастила до підшипників.

Долота восьмої серії (H). Опори доліт цієї серії виконані за схемою РШС з фрикційною парою і що входить до складу малого кінцевого вузла ковзання упорним підп'ятником, а у долота J1 - за схемою СШС, як і у інших доліт серії J.

Компанія «Рід Тул Компані» також випускає досить широкий асортимент шарошечних доліт.

Перша група. Долота серії Y характеризується негерметизованими опорами шарошок, виконаними, як правило, за схемою РШС. Причому вузол ковзання на відміну від вузла ковзання більшості інших доліт не містить фрикційної втулки і підп'ятника.

Серія YA представлена долотами, призначеними для буріння з продуванням повітрям обертальним і ударно-обертальним способом. З цієї причини до-

лота цієї серії випускаються з негерметизованою порожниною шарошки і опорою, виконаною за схемою РШС.

Серія S охоплює долота з герметизованою опорою, виконаною за схемою РШС. Про це свідчить і літера S, присутня в позначенні серії і в шифрах доліт. Ця буква вказує на те, що усі долота цієї серії виготовляють герметизованими, тобто з сальниковим ущільненням, що перекриває проміжок між цапфою і шарошкою з метою утримання мастила в порожнині шарошки і в мастильних каналах, які становлять разом з компенсатором і лубрикатором автономну гідродинамічну систему примусового живлення підшипників мастилом в процесі буріння. Сальникове ущільнення виконується у вигляді пластичного пружинячого кільця Бельвіля [5]. Вузол компенсатора в долотах цієї серії має також іншу конструкцію: діафрагма - складчаста, кришка - складена, із спеціальним отвором для сполучення з промивальною рідиною, що знаходиться у свердловині та передає діафрагмі компенсатора гідростатичні і гідродинамічні тиски.

У серію F входять долота з герметизованою опорою, виконаною за схемою СШС (рис. 4.2). Усі долота фірми «Рид Тул Компани», що мають в опорі кожної шарошки великий фрикційний підшипник, позначені літерою F. Опори цих доліт характеризується такими особливостями: широким дисковим герметизуючим кільцем і плаваючим вкладишем

Друга група. Серія Y цієї групи включає долота з опорами, виконаними за схемою РШС без герметизації.

Серія YA відповідає цій же серії першої групи. Опора шарошок не герметизована і виконується за схемою РШС і з такими ж продувальними каналами, як і у такої ж серії першої групи.

Серія S включає долота з схемою виконання опори шарошки (РШС) і герметизованою системою подачі мастила до підшипників.

Долота компанії «Сміт Тул».

До першої групи відноситься долото BHDJ. Опори шарошок цього долота негерметизовані, вони виконані за схемою РШС з фрикційною втулкою і вставною упорною п'ятою. На відміну від такої опори інших фірм опора фірми «Сміт Тул» характеризується збалансованою системою розподілу навантажень на підшипники. По цій системі передбачається рівномірне навантаження на кожного з трьох підшипників з метою запобігання надмірному і швидкому зносу одного з них.

Роликовий і фрикційний підшипники сприймають радіальні навантаження, а кульковий замковий підшипник протистоїть дії подовжніх осьових навантажень і грає роль додаткової опори при значних радіальних навантаженнях. Конструктивною особливістю цього долота є наявність в лапах спеціальних отворів і каналів для закачування в них мастильної речовини. Завдяки таким отворах і каналам, що з'єднуються з проміжками між елементами опори і порожниною шарошки, мастильна речовина може бути введена в опору у будь-який момент після зборки долота і під час його збереження на складі або на свердловині. Це попереджає ржавіння і корозію елементів підшипників, особливо у разі введення в мастильну речовину спеціальних антикорозійних добавок, і збільшує термін служби опори і долота в цілому [115].

Мастильну речовину закачують за допомогою простих пристроїв: ніпеля, штуцера і шланга. Користуючись цими пристосуваннями, можна також очистити опору від старого мастила шляхом закачування в порожнину шарошки води або спеціального промивного розчину. При цьому бруд і відпрацьована мастильна речовина видавлюватимуться через проміжок між потилицею (торцем) шарошки і козирком. Після такого очищення опори можна закачувати свіжу мастильну речовину, яка, витісняючи промивний розчин, заповнить усі підшипники і порожнину шарошки без порожнеч.

Долота серії R характеризуються негерметизованою опорою, виконаною за схемою РШС.

Серія J має опори шарошки ті ж, що і у серії R.

Серія HJ. Шарошки монтується на негерметизованій опорі РШС, що має і у доліт попередніх серій.

Серія S на відміну від усіх розглянутих серій характеризується герметизованою опорою шарошки долота.

Серія SH характеризується герметизованими опорами шарошок доліт і виконується тієї ж конструкції, що і в долотах серії S.

Долота серії F мають опору, виконану не за схемою РШС, а СШС.

До другої групи відносяться долота серії A, JS і FI.

Серія A представлена долотами, призначеними для буріння з продуванням повітрям. Ці долота виконуються з негерметизованою опорою РШС, що має продувальні канали.

Серія JS представляє ряд штирьових доліт, що мають герметизовану опору, виконану за схемою РШС.

Серія FI відрізняється від попередньої заміною в опорі долота роликів великого підшипника фрикційним, тобто виконанням опори шарошки за схемою СШС. Ця опора виготовляється герметизованою, але схема забезпечення підшипників мастилом характеризується рядом особливостей:

- компенсатор виконується у формі мішковидної еластичної мембрани;
- у кришці лубрикатора передбачається вікно для швидкого вирівнювання тиску мастила в усій герметизованій системі і доведення його до тиску свердловинної рідини;
- у герметизованій системі передбачений запобіжний клапан, що запобіжить створенню надлишкового перепаду тиску в цій системі і застереже розриви герметизуючого сальникового ущільнення;
- навантажена поверхня великого підшипника і п'ята армуються твердим сплавом;
- малий кінцевий підшипник виконується без фрикційної втулки, що збільшує площу його робочої поверхні, зменшує вірогідність перекосу шарошки відносно цапфи і підвищує міцність кінця цапфи;
- внаслідок усунення роликів цапфа на ділянці великого підшипника збільшена по діаметру.

Форма, способу і якість виконання даної опори забезпечують рівномірний розподіл навантажень між її елементами по правильній суцільній дузі і запобігає концентрації напруги.

Шарошкові долота французької фірми «Крезолуар».

Вони випускаються шістьма серіями: Т, ТК, Е, ЕК, ЕІ, L.

Долота серії Т характеризуються негерметизованою опорою, виконаною за схемою РШС.

Долота серії ТК мають негерметизовану опору шарошок, виконану за схемою РШС.

Серія Е представлена долотами, головна особливість яких - герметизація опор шарошок. Опора виконується за схемою РШС.

Герметизація проміжку між цапфою і шарошкою здійснюється гумовою кільцеподібною манжетою, що виконує роль сальникового ущільнення. Мастило до підшипників в процесі буріння подається автономно за допомогою поршневого компенсатора, що переміщується в гідроциліндрі лубрикатора, змонтованого у внутрішньому пазу лапи долота. Компенсатор приводиться в дію під тиском низхідного потоку промивальної рідини. Мастило підводиться по сполучних каналах, просвердлених в нижній частині лапи і в цапфі.

Серія ЕК представлена долотами з такою ж герметизованою опорою РШС, як і у доліт серії Е.

До серії ЕІ відносяться долота з герметизованою опорою, виконаною за схемою РШС.

Серія L представлена долотами з великим фрикційним підшипником. Ці долота характеризуються герметизованою опорою. Проте ця опора виконується за схемою не РШС, а СШС.

Таким чином, можна зробити висновок, що закордонні фірми, у своїй більшості, вдосконалюють опори доліт у напрямку варіації конструктивних схем порядку розташування типів опор, а також виконання герметизації та схеми подавання мастила до підшипникового вузла.

Бурові долота в процесі роботи на вибої зношуються, що в кінцевому підсумку впливає на показники їх роботи і буріння свердловини в цілому. Знос долота визначає його працездатність, довговічність і надійність [26, 116].

Працездатність - стан, при якому долото може виконувати задані функції, зберігаючи значення параметрів у межах, встановлених нормативно-технічною документацією.

Довговічність визначається спроможністю долота зберігати працездатність до настання граничного стану при встановленій системі експлуатації.

Надійність визначається здатністю долота виконувати задані функції, зберігаючи в часі значення встановлених експлуатаційних показників у заданих межах, що відповідають режимам і умовам користування, технічного обслуговування, зберігання і транспортування.

Надійність долота - комплексний показник, який включає насамперед його безвідмовність і довговічність [117].

Безвідмовність визначає спроможність долота протягом певного часу зберігати працездатність. Безвідмовність характеризується двома станами: працездатний і непрацездатний. Перехід долота з працездатного стану в непрацездатний називається відмовою.

Розрізняють поступові відмови, які виникають внаслідок зношування вузлів долота, і раптові відмови - внаслідок дії випадкових зовнішніх факторів [118].

Знос визначається умовами роботи долота на вибої (фізико-механічні і абразивні властивості порід, режим буріння, властивості бурового розчину, температура і т. ін.) та його конструктивними особливостями. У шарошкових долотах поступові відмови виникають, як правило, внаслідок зносу озброєння і опор, а в лопатевих і алмазних - внаслідок зносу озброєння.

Озброєння доліт зношується в результаті абразивного, втомного, ударно-абразивного, ударно-гідроабразивного і окислювального видів зношувань. Знос елементів підшипників доліт зумовлений абразивним, втомним, контактним і окислювальним видами зношувань.

Зношування робочих елементів долота прискорюється через наявність у робочих зонах корозійно-активної рідини, яка понижує втомну міцність металу, і виникнення високих локальних температур [119].

Шарошкові долота, маючи діаметр 46 - 508 мм, працюють при осьових навантаженнях 2 - 40 кН, при частоті обертання від 0,7 до 20 с⁻¹ в абразивному середовищі, при значній динамічності прикладення навантаження [25].

Висока енергоємність руйнування гірських порід потребує підведення до долота великої (більше 50 кВт) потужності. Реалізація цієї потужності відбувається через невеликі контактні поверхні, що обумовлює високу напруженість роботи елементів долота. Так в роботі опори шарошкового долота одночасно бере участь не більше 25% усіх тіл кочення, тому контактна напруга досягає в опорах кочення 4000 - 5000 МПа, а в опорах ковзання – 30 - 40 МПа.

У відпрацьованих долотах з відкритою опорою знос бігових доріжок підшипника (у мм) складає: роликів – 1,5 - 5,5; кулькових – 0,3 - 1,6; ковзання – 0,07 - 0,6, що співпадає зі встановленою нерівномірною завантаженістю підшипників [36].

Температура середовища на забої в деяких випадках досягає 473 °К і вище. На контакті «зуб шарошки - гірська порода» і в опорах виникають температурні спалахи до 1300 °К і більш. Експериментальні дані, отримані за допомогою термоіндикаторів, показали, що температура нагріву роликів досягає 583 – 673 °К. Це може викликати в долотах температурну напругу, яка сприятиме зародженню первинних тріщин і втомних викрошувань.

Характерним для систем змащування опор вважається дефіцит мастила. Так для долота діаметром 215,9 мм об'єм порожнеч шарошки складає 35 - 40 мм³. Якщо опора герметизована, то цей об'єм слід вважати замкнутим, і мастило в процесі роботи долота піддаватиметься інтенсивному нагріву. Тому при невеликих глибинах свердловин і важких умовах роботи мастило опор може бути малоефективне. Крім того, проведеними дослідженнями показано, що в порожнині шарошок виникають пульсуючі тиски внаслідок осьового переміщення шарошок на цапфах. При цьому вже при частоті обертання шарошок більше 2 с⁻¹ тиск може перевершувати такий розкриття ущільнення герметизованої опори, що призводить до часткового викиду мастила [36, 120].

Масило може вимиватися з негерметизованих опор або в процесі спуску долота у свердловину, або на початку його роботи на забої, і опора, в основному, працює в середовищі абразивного бурового розчину. Відсоток абразиву, як правило, не нижче 2, але може досягати 10 - 15 і навіть 40%. Крім того, бурова промивальна рідина майже завжди містить різні хімічні реагенти, якими вона спеціально обробляється. При цьому змінюється і її лужність (рН), яка для бурових розчинів може бути від 6 - 7 до 14 [2, 121].

До цього слід додати, що робота протікає при високій динамічності і циклічності прикладення навантаження, а також при високому усебічному гідростатичному тиску, що досягає 6000 - 8000 МПа і більш. На долото подається крутний момент (до 2500 Нм), а бурова рідина протікає через сопла в долоті із швидкістю 50 - 100 м/с і більш [122].

Важкі енергетичні і гідродинамічні умови роботи, а також конструктивні особливості зумовлюють низьку стійкість і підвищений знос бурових доліт. Термін служби долота від 20 ... 300 год при низькооборотному бурінні і до 5 ... 10 год – при високооборотному. Долото може ефективно працювати тільки у тому випадку, якщо його тип, конструкція і режими відробітку відповідають розбурюванним породам.

Аналіз відробітку шарошкових доліт на підприємствах нафтогазової промисловості показує, що до 80 % загальної кількості шарошкових доліт виходять з ладу в результаті зносу їх опор, тобто стійкість шарошкових доліт нині визначається головним чином стійкістю їх опор [123].

Резюмуючи зміст вищенаведеної інформації щодо огляду питань роботи шарошкових доліт, необхідно відмітити. Знос опор шарошкових доліт визначається притаманними їм конструктивними особливостями, односторонністю навантаженості бігових доріжок з боку вибою і умовами буріння (параметри режиму буріння, механічні й абразивні властивості гірських порід тощо). Складність вивчення механізму зношування опор полягає в тому, що опора – це багаторядний нерознімний підшипник. Завантаженість підшипників опор нерівномірною, що призводить до нерівномірності їх зношування [120].

Виділяють три періоди процесу зношування – приробка, усталений і катастрофічний знос. Основні види зношування опори – абразивне і втомне [114].

Дослідження показують, що в опорах типу Н найбільше зношуються бігові доріжки роликового підшипника і підшипника ковзання, а інтенсивність зношування цапфи замкового підшипника залишається на одному рівні з моменту приробки до періоду підвищеного зносу. У герметизованих опорах типу НУ при нормальних умовах їх експлуатації кратно підвищується період усталеного зносу, що сприяє збільшенню ресурсу опори [116].

На стійкість шарошкових доліт по опорах, яка значно нижче за нормальну довговічність підшипників, великий вплив чинять абразивні властивості руйнованих гірських порід. Основною причиною виходу доліт з ладу по цьому показнику є проникнення шламу зруйнованих порід через проміжок між шарошкою і лапою в порожнину підшипників. Якщо в підшипник потрапляє малоабразивний шлам, то, проникаючи між доріжками на цапфі в шарощі і тілами кочення, він поглинає мастило і спресовується. Потім починаються нагрів і заклинюван-

ня шарошки. Заклинені шарошки швидко зношуються внаслідок стирання об забій. Найякісніше долото виходить з ладу в міцних породах через 10 - 15 м після забивання опор шарошок шламом.

Якщо ж шлам, що потрапляє в підшипник, абразивний, то він інтенсивно зношує доріжки на шарощі і цапфі і тіла кочення. В цьому випадку заклинювання шарошок на цапфі, як правило, не відбувається, а долото виходить з ладу через знос підшипників і порушення внаслідок цього нормального режиму буріння [35].

Випробування показали, що стійкість доліт, що мають опори за схемою ролик - кулька - ролик, більше, ніж доліт з опорами за схемою кулька - кулька - ролик. У міцних породах опори кулька - кулька - ролик руйнуються швидше, але із зростанням частоти обертання долота (при бурінні порід середньої міцності і нижче) вони придбавають велику стійкість [36, 119]. Аналіз зносу поверхонь опор показує, що опорні поверхні (доріжки) цапф зношуються більше, ніж опорні поверхні шарошки. Це пояснюється тим, що, обертаючись, усі ділянки опорної поверхні шарошки вступають в контакт з цапфою послідовно. Особливістю роботи опорних поверхонь цапф є їх одностороннє навантаження.

Основними видами зносу опорних поверхонь цапфи є викрошування і сколювання та абразивний знос. В усіх випадках викрошуванню і сколюванню передують виникнення дрібних тріщин, розташованих в зоні максимальних контактних навантажень. Більшість тріщин розташовуються майже перпендикулярно до напрямку руху опорних елементів.

Знос тіл кочення (кульок і роликів) визначається конструктивними особливостями доліт. У ряді випадків зношені тіла кочення не втрачають своєї форми і мають відносно гладку поверхню. У випадках великих навантажень на опори тіла кочення мають по усій поверхні невеликі викрошування і вм'ятини, розташовані хаотично. Крім того, тіла кочення мають зношені поверхні у вигляді вузьких смуг, зміну форми, розколювання і викрошування кульок і роликів – все це результат прояву високої контактної напруги і затиску. Поява розколотих тіл кочення сприяє перевантаженню цілих, які залишилися, і прискорює їх знос і розколювання, що призводить зрештою до заклинювання шарошки на цапфі [115].

Досвід експлуатації шарошечних доліт на підприємствах нафтогазової галузі свідчить про відсутність стабільності в показниках роботи окремих однотипних доліт, відпрацьованих в одних і тих же умовах [2].

Долота, що вийшли з ладу через знос озброєння шарошок, мають коливання за величиною проходки на долото від 2 до 5 разів. При цьому, як правило, зношуються усі три шарошки, будь то знос їх вершин при бурінні в абразивних гірських породах або знос фрезерованих зубів або твердосплавних різців долота об породу. Коли долота замінюють внаслідок зносу елементів опори шарошок, коливання їх по стійкості значно вищі (у 10 разів і більш).

Підсумовуючі, можна зазначити наступне: шарошкове буріння відноситься до тих способів, в яких майже усі технологічні заходи визначаються виключно конструкцією інструменту [25]. Звідси витікає, що розробка раціональних конструкцій доліт, та насамперед їх опорного вузлу, повинна супроводжуватися

як конструктивним аналізом пропонованих конструкцій, так і встановленням раціональних технологічних режимів буріння. Рекомендації стосовно технологічних режимів експлуатації та власне самого процесу буріння встановлені для однієї конструкції долота не можуть бути механічно перенесені на інші. Ця обставина істотно ускладнюється наявністю значної кількості визначальних технологію чинників (геологічних і технічних), що нерідко випускається з уваги і призводить до невірної трактування можливостей шарошкового способу буріння.

Приведений вище огляд найбільш значущих і конструктивно виправданих розробок стосовно виконання опор доліт дозволяє зробити висновок про те, що майже усі новації не вирішили одне з головних питань, яке гальмує подальше вдосконалення конструктивної моделі опори долота – це створення принципово інших за принципом виконання та роботи вузлів опори шарошкового органу [125].

Подальше вдосконалення конструкцій доліт та, підкреслимо, особливо їх опорного вузлу повинне базуватися на наступних концептуальних положеннях:

- розширення номенклатури конструкційних матеріалів, що використовуються в окремих вузлах підшипникових опор;
- застосування підшипникових вузлів, що працюють як самоустановлювальні елементи, відносно зміни забійних умов руйнування гірських порід;
- використання у конструкції опорного вузлу нових схем та технологій змащування контактних поверхонь;
- стабілізація технологічного режиму буріння за рахунок вдосконалення схем відпрацювання доліт з підсиленням опорним вузлом.

4.2 Принципові схеми компоновок модернізованих підшипникових систем

При розробці принципів схем компоновок підшипникових систем опор шарошкових доліт вихідним пунктом є врахування досвіду експлуатації породоруйнівного інструменту. Існуючі системи опор в багатьох випадках не спроможні виконати свої функції із забезпечення надійності та довговічності роботи. Модернізація систем опор повинна бути спрямована на максимальне виключення, насамперед, тих вад підшипникових систем, які визначаються їх конструктивними особливостями. Систему опор шарошкових доліт відрізняє наступна характеристика - односторонність та нерівномірність завантаження бігових доріжок з боку вибою, що призводить до нерівномірності їх зношування с подальшою появою та зростанням люфту при обертанні шарошки навколо цапфи лапи долота [110, 123] (рис. 4.3).

Оскільки зазначений недолік повністю визначається схемами виконання самої конструкції долота та технологічним режимом буріння, шляхом мінімізації прояву цієї вади може стати створення схеми опори з плаваючою віссю, що самовстановлюється в залежності від поточного стану системи «забій свердловини - шарошка». Таке виконання дозволить не тільки розвантажити зону концентрації напруг на бігові доріжки, але й зменшити прокольні коливання ша-

рошкового долота при перекочування по забою свердловини, яке пов'язано із відомою схемою перекочування шарошки.

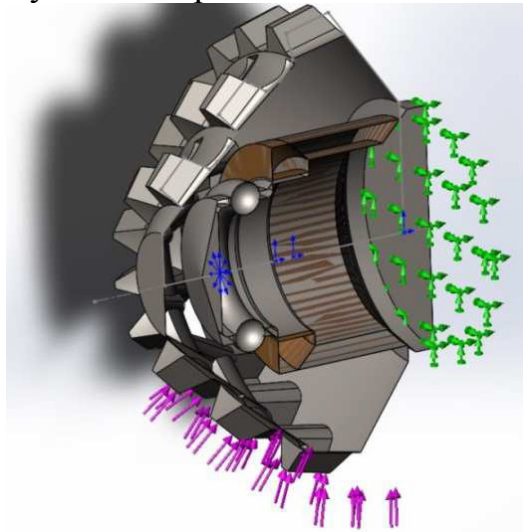


Рис. 4.3. Схема прикладення сил до шарошки долота з боку забою

Розробка зазначеної системи опори повинна супроводжуватися врахуванням необхідності зменшення також абразивного зношування підшипникового вузла через проникнення абразиву до робочих поверхонь опори, яке супроводжується мікроруйнуванням поверхневих шарів на ділянках тертя.

Через наявність у роботі долота на забої свердловини втомного руйнування поверхневих шарів, яке зумовлене дією циклічних контактних напружень [36], реалізація схеми опори з плаваючою віссю дозволить дещо зменшити питому величину навантаження, що діє з боку забою на опору та скоротити його амплітуду.

Відома обставина, про те, що стійкість опори шарошкових доліт значно нижче за нормальну довговічність тих схем підшипникових вузлів, які застосовуються в загальному машинобудуванні [126], в переважній більшості випадків не враховується при конструюванні та виготовленні доліт [127]. Підбір матеріалів для виготовлення підшипникових вузлів повинен базуватися на максимальному врахуванні забійних умов роботи доліт, а саме абразивних властивостей руйнованих гірських порід.

Через те, що знос опорних поверхонь цапф 3 (рис. 4.4) значно більший, ніж опорних поверхонь шарошки 4 [110], вельми необхідний обґрунтований підбір матеріалу для виготовлення цапф, який би задовольняв вимогам щодо міцності та стійкості контактуючих поверхонь. Вказана обставина обумовлена наступним: при обертанні усі ділянки опорної поверхні шарошки вступають в контакт з цапфою послідовно, при тому, що опорні поверхні завантажені лише з одного боку.

Значний вплив на стійкість опор також чинить перекид шарошки під час перекочування долота по забою свердловини, який також є в ряду головних чинників нерівномірності розподілу навантаження на окремі ділянки опорних, це, у свою чергу, призводить до утворення високих питомих тисків на контактних поверхнях, які сприяють їх інтенсивному зношуванню. Наведена обставина

сприяє тому, що тільки частина доріжок цапфи бере участь в роботі та через це порушується симетричність навантаження робочих поверхонь бігових доріжок самих підшипників. Плаваюча система опори дозволить також зменшити вагу впливу цього чинника.

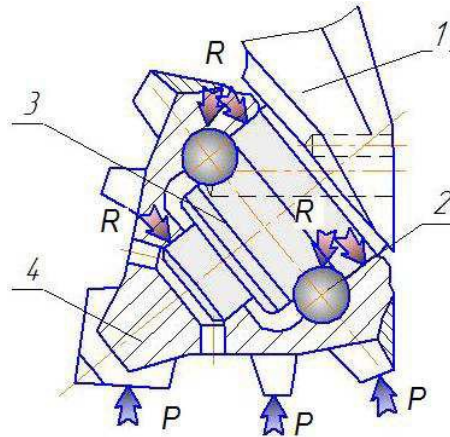


Рис. 4.4. Схема навантаження опорних поверхонь цапфи і шарошки доліт: 1 – лапа долота, 2 – кульковий підшипник кочення, 3 – цапфа, 4 – шарошка, P – сили з боку вибою, R – реакції елементів опори.

Таким чином процес роботи долота на забої супроводжується викрошуванням, сколюванням та абразивним зносом опорних поверхонь цапфи, причому у міру зносу опори шарошка, перекошуючись, утворює тілами кочення на цапфі нові бігові доріжки [36].

У зв'язку з позначеними умовами на кафедрі нафтогазової інженерії та буріння НТУ «Дніпровська політехніка» було поставлено завдання удосконалення та модернізації систем опор шарошкових доліт з максимальним урахуванням особливостей роботи доліт в забійних умовах [128].

З метою обґрунтованого підбору властивостей матеріалів і методів поліпшення останніх, як з позицій можливості виготовлення, так і належних умов експлуатації, необхідно розглянути критерії їх інженерного вибору для відповідальних деталей в промисловості в цілому і техніці буріння зокрема.

Для виготовлення відповідальних деталей застосовують високолеговані сталі і тверді сплави. З метою зменшення тертя і зносу використовують різні системи змащення і мастильні матеріали [129].

У виробництві доліт поверхневе зміцнення цапф лап і шарошок здійснюється методом цементації, зуби шарошок наплавляють вольфрамкобальтовим твердим сплавом, використовуються також високолеговані нікельмолібденові і хромонікельмолібденові сталі [30].

Численні спостереження характеру зносу різних деталей машин і механізмів при різних зовнішніх діях (швидкість, питомий тиск) і середовища, в якому працюють зв'язані пари (рідина, газ), показують, що розвиток видів зносу пов'язаний з початковими механічними, теплофізичними і хімічними властивостями матеріалів і із зміною цих властивостей в процесах тертя і зносу [130].

Тому при виборі матеріалів для виготовлення будь-яких деталей машин, особливо деталей бурового долота, необхідно, передусім, досліджувати механі-

чні властивості металів (межу плинності, межу міцності, твердість, ударну в'язкість, пластичність, втомну міцність), теплостійкість металу.

Зовнішні механічні дії чинять великий вплив на зміну швидкості процесів, що виникають на поверхні тертя [131]. Це викликається, передусім, зміною температури поверхонь тертя, залежних від величини швидкості ковзання і питомого тиску. Температура визначає в зоні тертя основні параметри адсорбційних і дифузійних явищ і зміну структури і властивостей поверхневих шарів зв'язаних елементів, що труться [132].

Зміна швидкості ковзання і питомого тиску пов'язана також із зміною швидкості, величини і інтенсивності деформації металу поверхневих шарів і часу контакту поверхонь, що труться.

Залежно від того, працюють деталі при терті ковзання або при терті кочення, різко міняється характер пластичної деформації тонких поверхневих шарів металів, які труться, що призводить до зміни процесів, які відбуваються в поверхневих шарах, і до різних видів зносу.

При терті кочення напружений стан поверхневих шарів і виникаючі пластичні деформації призводять до зміцнення металів, утворенню залишкової напруги і до явищ втоми, що викликають втомне руйнування поверхонь.

При терті ковзання, залежно від величини і характеру напруги і температури в зоні тертя, виникають пластичні деформації, сприяючі розвитку явищ схоплювання або процесів окислення. Швидкість відносного переміщення чинить великий вплив на зміну швидкостей процесів, а питомий тиск при терті впливає на кількісні характеристики фізичних процесів, що відбуваються при терті в поверхневих шарах металів.

Існують критичні швидкості і питомі тиски, що обумовлюють переходи від одних видів зносу до інших. Однією з найважливіших механічних характеристик, що впливає на процеси, які виникають при терті, є межа плинності матеріалу.

З групи чинників, які впливають на знос деталей (зовнішня механічна дія, середовище і матеріал) цілком коректно управляти можна вибором матеріалу і дією середовища [130].

Вплив зовнішнього середовища в основному регулюється застосуванням різних мастильних матеріалів і присадок. Найефективніше в боротьбі зі зносом деталей, що труться застосування різних металів, матеріалів і сплавів, а також методів їх механічної і хіміко-термічної обробки [129].

На практиці використовуються наступні обробки, які зменшують пластичність поверхонь, що труться: термічна обробка (загартування, відпустка), яка збільшує твердість, межу плинності, межу міцності матеріалу; хіміко-термічна обробка (цементация, азотування, дифузійне хромування), при якій підвищуються поверхнева міцність і змінюється хімічний склад поверхневих шарів; механічне зміцнення (накатка, розкочування роликками, обдування дробом та ін.); нанесення на поверхню нового шару з іншими властивостями (армування, гальванічне покриття та ін.); крім того, застосовують процеси фосфатування, сульфидування та ін.

Ці обробки спрямовані на прискорення хімічних процесів на поверхні тертя і створення плівок оксидів. Усунення теплового зносу на практиці пов'язане із збільшенням теплостійкості металів, що труться, шляхом легування їх рідкісними металами - вольфрамом, ванадієм, титаном і іншими у поєднанні із спеціальною термічною обробкою [129, 133].

Збільшення теплостійкості досягається застосуванням твердих і метало-керамічних сплавів, що містять теплостійкі карбіди вольфраму, ванадію, титану, з використанням в якості в'язучого матеріалу – кобальту.

Опір матеріалів абразивному зносу залежить в основному від їх твердості, межі міцності і в'язкості. Відповідно до цього найбільш ефективними заходами по боротьбі з абразивним зносом є надання поверхні тертя найбільшої опірності дії абразивних часток шляхом застосування спеціальних сталей, сплавів і методів їх хіміко-термічної обробки, а також армування поверхневих шарів (наприклад, армування зубів шарошок і застосування твердосплавних зубків) [29].

Нині усе більше поширення в машинобудуванні придбавають так звані металофторопластові пари, що складаються з міцної конструкційної основи (як правило, сталевій), пористого шару антифрикційного сплаву (наприклад, бронзи), просоченого сумішшю фторопласту з наповнювачем, і тонкого поверхневого шару такого ж складу. Такі композиції можуть витримувати дуже великі навантаження і здатні працювати без мастила в широкому діапазоні температур (від -200 до $+300^{\circ}\text{C}$) в повітрі і інших газових середовищах, у вакуумі, а також в рідких середовищах, що не мають мастильної дії. У них не утворюється статична електрика, і вони не викликають фретинг-корозію [134].

Поширення набули також композиційні матеріали на основі фенолформальдегідних і епоксидних смол, поліамідів, вуглеграфітів і фторопласту. Введення графіту дозволяє надати властивості самозмащування текстолітам, в яких використовується фенолформальдегідна смола. На основі епоксидних смол створені такі композиційні матеріали, як масляніт, що складається з епоксидної смоли, алюмінієвої пудри, поліетилену, поліаміду, ксилолу і мінерального масла, і епоксид, що складається з епоксидної смоли, бронзової стружки, деревної тирси і графіту.

Підвищення теплопровідності і зниження теплового розширення відповідальних деталей досягається застосуванням пористих металевих матеріалів, просочених фторопластом. Металевий пористий каркас виготовляють спіканням звичайних дендритних порошків металів, отриманих електролітичним способом, або спіканням порошків антифрикційних сплавів сферичної форми.

Основним елементом, що входить у фторополімери, є фтор. У природі фтор зустрічається головним чином у вигляді з'єднань з кальцієм і алюмінієм. Значна кількість міститься у фосфоритах і апатитах [135]. Фтор має найбільшу реакційну здатність серед неметалічних елементів. Він активно взаємодіє майже з усіма речовинами (отримані з'єднання з інертними газами). Реакції з фтором відрізняються високим тепловим ефектом, що є свідченням високої енергії зв'язків, що утворюють. Простим є з'єднання фтору з воднем - фтористий водень. Він служить початковим продуктом синтезу самих різних фторорганічних з'єднань. Тверді фторорганічні полімерні матеріали виявилися надзвичайно

стійкими до дії окисників, лугів, кислот, рідких металів, високих і низьких температур, мікроорганізмів. У хімічному відношенні вони виявилися майже такими ж стійкими, як і благородні метали.

Наведені технічні і технологічні характеристики конструкційних матеріалів на основі фторсполук дозволяють визначити коло їх ефективного застосування у бурових шарошкових долотах:

1) Системи с коливальним рухом при високому питомому навантаженні і помірній швидкості ковзання, що цілком відповідає умовам роботи доліт із типом опор А та частково Н.

2) Неможливість або неефективність застосування мастила. При роботі доліт у вельми абразивних породах спостерігається проникнення шлама навіть до герметизованих опор з відповідним наслідками, крім того, ефективність мастила зменшується в умовах підвищених температур, які виникають при експлуатації підшипникових вузлів та умовах «гарячих» свердловин.

3) Умови важких пускових та робочих режимів у вузлах тертя. Ці обставини є характерними при роботі доліт в породах осадового комплексу і особливо глинистих, що супроводжується наявністю значних крутних моментів на долоті.

Досить широкі експлуатаційні можливості мають вживані також і в машинобудуванні матеріали під загальною назвою «поліаміди»; усі вони мають властивості, що дозволяють використовувати їх як антифрикційні матеріали [134]. Поліаміди стійки до бензинів, масел, лугів, розчиняються в кислотах, є хорошими діелектриками і мають малу теплопровідність. По аналогії з металами міцність поліамідів характеризується такими показниками як межа міцності при стискуванні і розтягуванні, модуль пружності, питома ударна в'язкість і т. д. На показники міцності поліамідів впливають такі чинники, як температура, час дії навантажень, швидкість деформації та ін. Крім того, поліамідам властиві яскраво виражені явища релаксації напруги. Первинні властивості поліамідів можуть бути змінені термообробкою.

Коефіцієнт тертя пари «поліамід - сталь» порівняно невеликий і є змінною величиною. Він залежить від умов змащення, чистоти сталевих поверхні, що третється, величини і характеру навантаження, швидкості взаємного ковзання, виду мастила та ін., причому шорсткість поліаміду не грає вирішальної ролі.

У парі із сталлю поліаміди мають високу зносостійкість. За деякими даними зносостійкість поліамідів у ряді випадків перевищує зносостійкість бронзи в 3 - 10 разів.

Дослідженнями переконливо доведено, що усі поліамідні матеріали добре сприймають динамічні навантаження і гасять вібрації [136].

Таким чином можна визначити раціональні межі застосування поліамідних матеріалів, в якості елементів опорних вузлів шарошкових доліт:

1) Робота в умовах знакозмінних навантажень. Ці обставини виникають при проходці пористих тріщинуватих порід та в цілому притаманні у більшій мірі долотам геологорозвідувального сортаменту.

2) Наявність агресивного по відношенню до змащувальних матеріалів середовища бурових розчинів.

3) Долота виконані із зсувом вісі шарошок, для яких характерні значні навантаження на цапфи лап долота та для доліт у складі компоновок низу бурильної колони із відсутністю амортизаторів подовжніх коливань або їхньою низькою ефективністю.

Особливий клас опор в машинобудуванні займають так звані гідростатичні підшипники, які мають певні експлуатаційні переваги в порівнянні з іншими типами підшипників [126]. Найважливішою перевагою їх є висока вантажопідйомність і мала величина тертя в широкому діапазоні швидкостей, включаючи нульову. Проте внаслідок мізерності відомостей по проектуванню і дослідженню гідростатичних підшипників вони в техніці буріння ще не знайшли застосування.

У загальному випадку гідростатичний підшипник складається з наступних елементів - рухливої частини, що носить назву «п'яти» і підп'ятника, зазвичай нерухомого [130]. П'ята може не лише переміщатися відносно підп'ятника, але і залишатися нерухомою.

Основними частинами гідростатичного підп'ятника є камера, отвір для підведення мастила і опорна поверхня. В більшості випадків п'ята плоска і відкремлена від підп'ятника суцільною плівкою мастила, що знаходиться під тиском. Відстань між ними визначає товщину масляної плівки [137].

Гідростатичні підп'ятники можуть мати геометричну форму: плоску, циліндричну, конічну або сферичну, але форма п'яти завжди повинна відповідати формі підп'ятника. Потік мастила спрямований з камери по опорній поверхні підп'ятника до його периферичної частини, звідки потім відводиться. Щоб проміжок між обома частинами гідростатичного підп'ятника залишався постійним, кількість рідини, витікаючої з підп'ятника, повинна увесь час дорівнювати кількості рідини, що поступає в нього.

Гідростатичні підшипники можуть бути застосовані майже в будь-якій конструкції. Для подачі чистого мастила належної в'язкості необхідно передбачити високоякісну фільтрацію його і, якщо необхідно, охолодження або підігрівання. Несправність в системі подачі мастила може вивести підшипник з ладу. Щоб запобігти цьому, передбачається паралельна система подачі мастила.

Гідростатичні підшипники мають переваги, яких не має жоден інший тип підшипників, а саме:

1. Висока вантажопідйомність, при будь-яких швидкостях.
2. Відсутність сухого або граничного тертя при запуску і малі втрати на тертя при роботі підшипника.
3. Довговічність гідростатичного підшипника залежить тільки від довговічності системи змащення, оскільки немає контакту між металевими частинами підшипника при будь-якій робочій швидкості і при будь-якому навантаженні.
4. Можливість заздалегідь проаналізувати і розрахувати характеристики навантажень, втрати від в'язкого тертя, температурний режим і жорсткість конструкції підшипника.

Головною перевагою гідростатичних підшипників є їх здатність витримувати виключно великі навантаження [138].

Усі гідростатичні під'ятники потребують тієї або іншої системи подавання мастила. Таким чином, гідростатичний під'ятник фактично є частиною системи, і його робота залежить від роботи інших частин цієї системи.

Роботу гідростатичного під'ятника можна проаналізувати, розглядаючи його, як деякий гідравлічний опір в системі.

Подальшим розвитком техніки конструювання та впровадження в бурову справу засад створення гідростатичних підшипників стало запропоноване кафедрою нафтогазової інженерії та буріння НТУ «Дніпровська політехніка» технічне рішення зі створення опори долота за принципом гідростатичного плаваючого вкладиша підшипника ковзання [139].

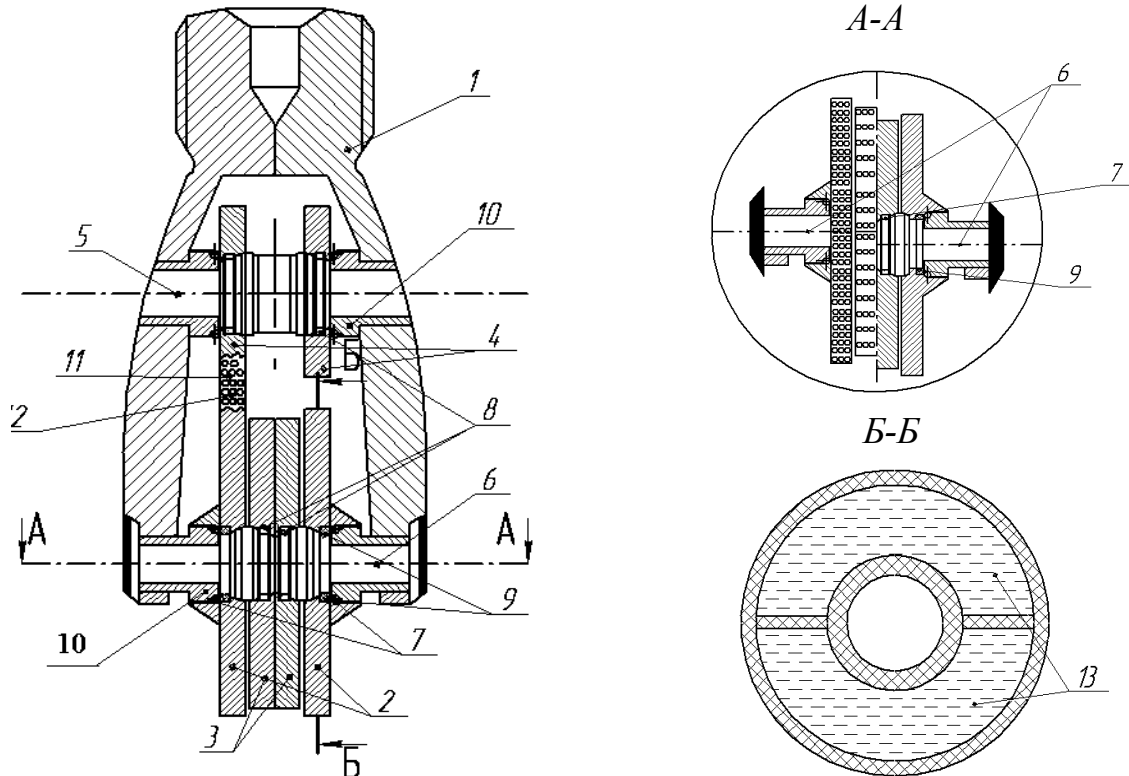


Рис. 4.5. Схема долота: 1 - лапи, 2 - диски, 3 - шарошки, 4 - зірочки, 5 - допоміжна вісь, 6 - ексцентрична вісь, 7 - підшипники кочення, 8 - підшипники ковзання, 9 - спеціальні вкладиші, 10 - замкові втулки, 11 – породоруйнівні елементи, 12 - зубки, 13 - ізольовані порожнини вкладишів.

Запропонована конструкція долота вимагає наявності в системі його опор рухливості цапф, на яких змонтовані породоруйнівні елементи. Їх вертикальна рухливість реалізована за рахунок наявності в опорах багатоканальних маслогазонаповнених вкладишів, і проходить за наступною схемою. Вертикальне переміщення робочих елементів вгору викликає певне скорочення об'ємів нижньої порожнини і збільшення верхньої. Відповідно до вказаного, в нижній порожнині газу в масляному середовищі розчиняються, а у верхній - виділяються, що сприяє безперешкодному переміщенню робочих елементів вгору. Коефіцієнт стискування середовища, що заповнює порожнини вкладишів підшипників ковзання повинен в обов'язковому порядку корелюватися з механічними характеристиками - твердістю або категорією за буримістю порід. Вказані характери-

стики можуть бути визначені за ДСТУ 12288 або методом ЦНДГРІ. Процеси, що відбуваються в порожнинах вкладишів, є оборотними. Такий механізм саморегулювання дозволяє розбурювати тверді прошарки шарошками, оснащеними необхідним озброєнням.

При виборі робочого середовища необхідно враховувати: її в'язкість, діапазон робочих температур і тисків, допустиму тривалість експлуатації, вартість робочого середовища. Підбір інертних газів повинен відбуватися в строгій відповідності їх коефіцієнта розчинності в цьому робочому середовищі.

4.3 Результати аналітичних та лабораторних досліджень систем опор шарошкових доліт

Найважливішим питанням обґрунтованості можливості застосування фторопластів при конструюванні систем пор шарошкових доліт, є їх здатність витримувати значні температури без втрати належних показників міцності. З цієї причини були проведені дослідження з визначення залежності деформації фторопласта від тривалості дії навантаження при різних температурах (табл. 4.1).

Таблиця 4.1

Залежність деформації фторопласта від тривалості дії навантаження при різних температурах

Температура в зразку, $t^{\circ}\text{C}$	25	50	75	100	150	200	250
Граничне значення межі міцності зразка при випробуваннях на стискування, σ_r , кгс/см^2	142,4	106,5	83,5	67,2	46,6	35,5	28,6

Дані наведені в табл. 4.1 дозволяють зробити наступні висновки: температура має значний вплив на значення межі міцності фторопласту; витримка раціональних показників режиму промивання забою свердловини цілком забезпечить належні умови роботи підшипникового вузлу з поліамідними матеріалами в межах потрібних показників міцності опорного вузлу.

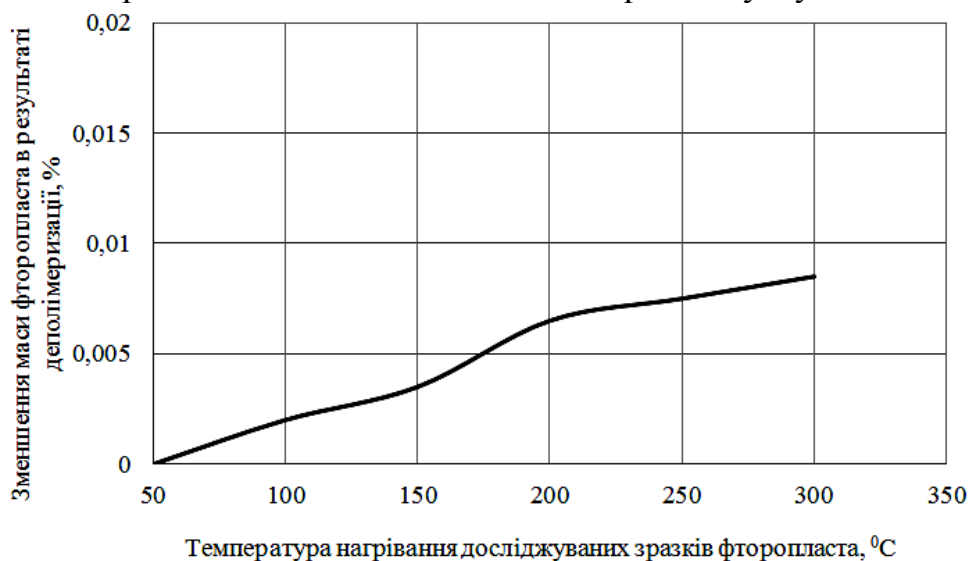


Рис. 4.6 Залежність показника відсоткового зменшення маси фторопласту в результаті нагрівання

Важливою умовою роботи усіх полімерних матеріалів в підшипникових вузлах є виключення зменшення їх маси в результаті температурної де полімеризації – це явище притаманне багатьом полімерам. Зменшення маси призведе до цілком закономірного скорочення об'єму фторопластового елемента і, як наслідок, виникнення радіального биття у підшипниковому вузлі. Саме тому були проведені дослідження з визначення стабільності фторопласту в умовах дії високих температур (рис. 4.6).

Проведені дослідження переконливо довели, що фторопласт при нагріві дуже стабільний (рис. 4.6) і при такій високій температурі, як 300°C, зменшення його маси в результаті деполяризації нікчемне та складає приблизно 0,007% за 10 год. При нагріванні вище 415°C починається піроліз фторопласта, що прискорюється при подальшому підвищенні температури. Лише при температурі 600°C відбувається швидка деполімеризація, кінцевим продуктом якої є головним чином мономер [135].

Таким чином, з огляду на екстремальні умови роботи підшипникового вузлу бурового долота, застосування фторопласту в виготовленні системи опори є цілком виправданим.

Розрахунок поліамідного вкладиша ґрунтується на вихідних відомостях про такі параметри – діаметр і довжину шийки валу (у нашому випадку цапфи), які визначаються з розрахунку і проектування машини (долота) в цілому [129]. Загальне навантаження на підшипник і швидкість обертання валу (цапфи) також відомі. Розрахунок вкладиша досить складний, тому поступають таким чином: проектують вкладиш по рекомендованих значеннях конструктивних параметрів, а потім роблять перевірочні розрахунки на міцність і тепловий режим.

Внутрішній діаметр гнізда вкладиша

$$D_{гн} = d_г + 2, \quad (4.1)$$

де $d_г$ - діаметр валу (цапфи); t - товщина стінки вкладиша.

Знайдений діаметр гнізда округлюється до значень ряду переважних чисел.

Внутрішній діаметр при запресованому вкладиші

$$d_{пр} = d_г + \Delta, \quad (4.2)$$

де Δ - рекомендована величина проміжку в сполученні вал - вкладиш, знайдена по товщині стінки вкладиша.

Зовнішній діаметр вкладиша

$$D = D_{гн} + \delta, \quad (4.3)$$

де δ - рекомендована величина натягу.

Величина усадки внутрішнього діаметру вкладиша при його запресовуванні в гніздо

$$Y_{пр} = \delta D_{гн} / d_{пр}. \quad (4.4)$$

Внутрішній діаметр вкладиша у вільному стані

$$d = d_{пр} + Y_{пр}. \quad (4.5)$$

Таким чином, маємо номінальні розміри вкладиша : зовнішній і внутрішній діаметри, довжину і товщину стінки вкладиша.

Далі перевіряємо підшипник на його вантажопідйомність по умові міцності.

Кутова характеристика вкладиша

$$L = 3Q_{ep}t / 4EbA, \quad (4.6)$$

де Q_{ep} - загальне навантаження на підшипник (реакція опори); t – товщина стінки підшипника; E - модуль пружності; b – зазор між вкладишем та втулкою підшипникового вузлу; A – поточне положення радіусу вкладиша підшипника.

За кутовою характеристикою визначається кут контакту валу (цапфи) і вкладиша підшипника.

Далі визначимо геометричні і силові характеристики напруженого стану вкладиша. При розрахунку нас цікавлять величини напруги, деформацій і прогинів стінок вкладиша.

Радіальний прогин стінки вкладиша, тобто переміщення валу (цапфи) під навантаженням

$$u = b(1/\cos\beta - 1), \quad (4.7)$$

де β – кут прослизання вкладиша підшипника.

Найбільша деформація матеріалу вкладиша

$$\varepsilon = b/t(1/\cos\beta - 1). \quad (4.8)$$

Найбільша радіальна напруга

$$\sigma_A = Q_{ep} / A l l [(tg\beta - \beta/\pi - \beta) + 1/\cos\beta - 1], \quad (4.9)$$

де l – ширина підшипникового вкладишу.

Наведені формули є основою інженерної методу проектувального розрахунку підшипникових систем з неметалічними робочими елементами.

Надійність опори долота, виконаної за принципом гідростатичного плаваючого вкладиша підшипника ковзання [139], багато в чому буде визначатися режимом роботи його головного елемента - маслогазонаповнених вкладишів, принцип функціонування яких засновано на процесах фізичної взаємодії в системі «масло - газ».

Таблиця 4.2

Основні технічні умови на робочі рідини для підшипникових вузлів

Найменування робочої рідини	В'язкість при + 50°C		Питома вага, г/см ³	Температура спалаху, град.	Температура застигання, град.
	Кінематична, сСт	В умовних градусах			
Індустріальне 12	10 - 14	1,86 - 2,26	0,876 - 0,891	165	-30
Індустріальне 20	17 - 23	2,60 - 3,31	0,881 - 0,901	170	-20
Індустріальне 30	7 - 33	3,81 - 4,59	0,886 - 0,916	180	-15
Індустріальне 45	38 - 52	5,24 - 7,07	0,89 - 0,93	190	-10
Індустріальне 50	42 - 58	5,76 - 7,86	0,89 - 0,93	200	-20
Веретенне АУ	12 - 14	2,05 - 2,26	0,888 - 0,896	163	-45
АМГ- 10	10,17	-	0,851	92	-70

Зазвичай для приводу гірничих машин застосовують індустріальні масла 20 і 45 [140]. Замінниками служать масло індустріальне 30 і інші рідини. Ділян-

ка робочих температур гідроприводу гірських машин знаходиться в межах від 0 до +90°C. За деяких умов експлуатації може виникнути необхідність забезпечення надійної роботи агрегатів при нижчих або вищих температурах. Вибір робочої рідини повинен враховувати призначення гідросистеми і конструкції вузлів, що входять в гідропривід, а також величину робочих тисків і їх перепад. При виборі робочої рідини або при її заміні на іншу необхідно враховувати зміну в'язкості залежно від зміни температури, а також величини тиску і перепаду тисків. Основна вимога до робочої рідини, яка буде використана в підшипниковому вузлі зводиться до повного усунення або незначної зміни в процесі експлуатації її хімічних, фізичних і інших параметрів. Основні технічні умови на індустріальні масла визначаються за ДСТУ 1707 (табл. 4.2) [141].

Залежність кінематичного коефіцієнта в'язкості масел в інтервалі робочих температур рекомендується визначати по формулі

$$v_t = v_{50} \left(\frac{50}{t} \right)^{kn}, \quad (4.10)$$

де v_{50} – в'язкість даного масла при +50°C; t – температура, за якої потрібно визначити в'язкість даного масла, град.; k – коефіцієнт корегування показника n , залежного від в'язкості даного масла γ (табл. 4.3).

Таблиця 4.3

Коефіцієнти показників в'язкості масел в інтервалі робочих температур

В'язкість даного масла v_{50} , сСт	5	10	15	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Показник n	1,4	1,73	1,88	2	2,2	2,3	2,4	2,5	2,55	2,6	2,65	2,72

Значення коефіцієнта k в залежності від температури наведено в табл. 4.4.

Таблиця 4.4

Значення коефіцієнта k в залежності від температури

Температура даного масла, t °C	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	120
Коефіцієнт k	0,705	0,78	0,855	0,925	1	1	1	1	1	1	0,97

В'язкість масел помітно підвищується при тисках вище за значення 100 кгс/см². Залежність в'язкості від тиску можна визначити за виразом

$$v_p = (1 + 0,01P)v, \quad (4.11)$$

де v_p – кінематична в'язкість при тиску P , см²/с; v – кінематична в'язкість при нормальному тиску, см²/с; P – надлишковий тиск, кгс/см².

При роботі на високих тисках 160 – 400 кгс/см² необхідно враховувати стисливість робочої рідини. Зменшення об'єму робочої рідини при підвищенні тиску можна визначити за формулою

$$\Delta Q_{cm} = Q \frac{\Delta P}{E_m} \quad (4.12)$$

де ΔQ_{cm} – зменшення об'єму робочої рідини, см³; Q – вихідний об'єм, см³; ΔP – перепад тиску, кгс/см²; E_m – об'ємний модуль пружності робочої рідини, кгс/см².

Для мінеральних масел величина об'ємного модуля пружності знаходиться в межах

$$E_m = (2 + 1,3)10^4. \tag{4.13}$$

З підвищенням температури об'єм робочої рідини збільшується за залежністю

$$\Delta Q_t = \beta_t Q \Delta t, \tag{4.14}$$

де ΔQ_t – збільшення об'єму, см^3 ; Q – вихідний об'єм, см^3 ; Δt – перепад температури, град.; $\beta_t \approx 10^{-3}$, $1/^\circ\text{C}$.

Масла індустріальні 20, 45 і інші можуть у найбільшому ступені розчиняти повітря та деякі інші гази [142]. При нормальній температурі і тиску в маслах може знаходитися до 8% розчиненого повітря. Із збільшенням тиску розчинність повітря збільшується. Ця залежність виражена емпіричною формулою

$$Q_b = 0,1 Q_m \Delta P \tag{4.15}$$

де Q_m - об'єм масла; Q_b - об'єм розчиненого в маслі повітря, віднесений до атмосферного тиску і нульової температури.

Кількість рідини, яку необхідно подати в камеру вкладиша підшипника (рис. 4.7) [143] для того, щоб підвищити в ній тиск на dp може бути визначена

$$dQ = Q_0 \left(\frac{1}{E_v} + \varepsilon' \right) dp, \tag{4.16}$$

де E_v – модуль пружності рідини, $\text{кг}/\text{см}^2$; ε' - коефіцієнт, що враховує пружну деформацію камери підшипникового вузлу; Q_0 – об'єм рідини в камері у кінці циклу наповнення, см^3 .



Рис. 4.7 Схема роботи гідростатичного плаваючого вкладиша підшипника ковзання

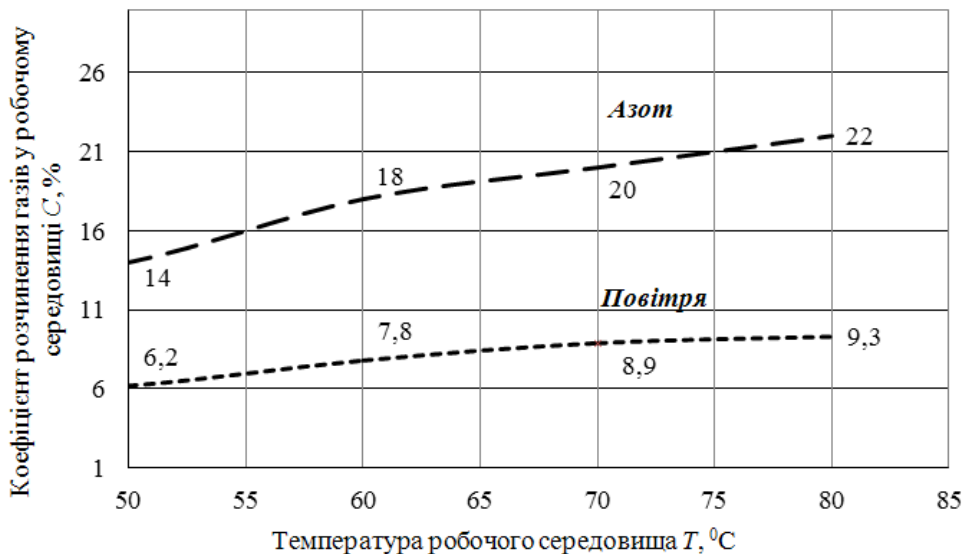


Рис. 4.8. Графічна залежність коефіцієнту розчинення C газів у маслі в інтервалі температур $T = 50 - 80^\circ\text{C}$

Наступним етапом досліджень умов роботи проектного підшипникового вузлу стало з'ясування механізму розчинення газів у робочому середовищі (маслі) в залежності від температури та перепаду тиску (рис. 4.8 – 4.9).

Дані рис. 4.8 свідчать, що при дослідженні коефіцієнту розчинення C газів у маслі (марка - Індустріальне 30) в інтервалі температур $T = 50 - 80^{\circ}\text{C}$ відбувається закономірне зростання кількості газів у маслі, причому для випадку розчинення азоту, цей показник значно вищий за такий для повітря; саме тому у якості робочого газу для проєктованих підшипників можна рекомендувати азот. Окрім зазначеного азот володіє прийнятними показниками інертності при фізичній взаємодії із маслом марки - Індустріальне 30 [144]. Дослідження відбувалися за значень перепаду тиску $\Delta P = 180 \text{ кгс/см}^2$.

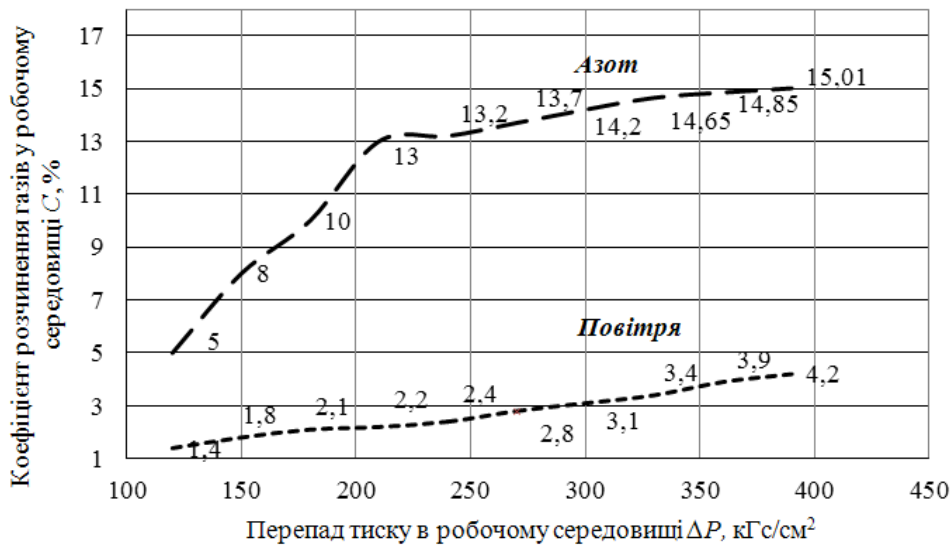


Рис. 4.9. Графічна залежність коефіцієнту розчинення C газів у маслі в інтервалі тиску $\Delta P = 100 - 400 \text{ кгс/см}^2$

Дані рис. 4.9 є логічним продовженням закономірності, встановленої для температурного фактору масла по відношенню до розчинення газів; при дослідженні коефіцієнту розчинення C газів у маслі (марка - Індустріальне 30) в інтервалі тиску $\Delta P = 100 - 400 \text{ кгс/см}^2$ також відбувається зростання кількості газів у маслі, причому для випадку розчинення азоту, цей показник значно вищий за такий для повітря [144].

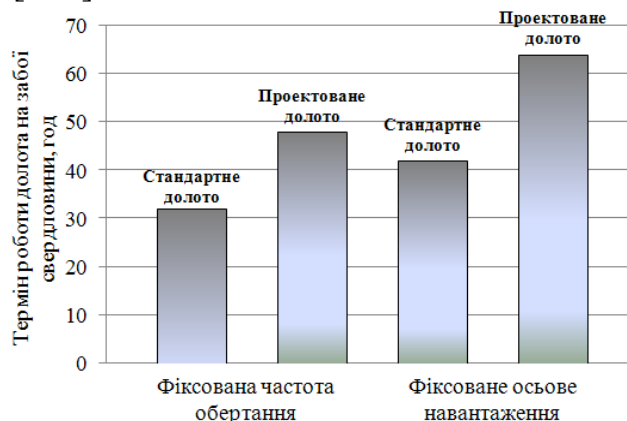


Рис. 4.10. Залежність терміну роботи долота на заборі від значень режимних параметрів

Таким чином застосування у якості робочого газу для проєктованих підшипників азоту виправдано і з точки зору фактору тиску. Дослідження відбувалися за значення температури $T = 30 - 50^{\circ}\text{C}$.

На рис. 4.10 – 4.11 наведено дані щодо визначення та порівняння термінів роботи підшипникового вузлу долота в залежності від значень режимних параметрів та виду конструктивних матеріалів вкладишу підшипника [145].

З даних рис. 4.10 випливає, що застосування проєктованого типу опори долота дозволить практично в 1,5 рази збільшити термін роботи долота на забої; дослідження проводилися в ідентичних умовах буріння (породи від м'яких до середньо твердості). Крім того, основним чинником, що впливає на термін роботи підшипникового вузлу, є частота обертання долота, яка визначає ступінь зносу контактних поверхонь підшипника.

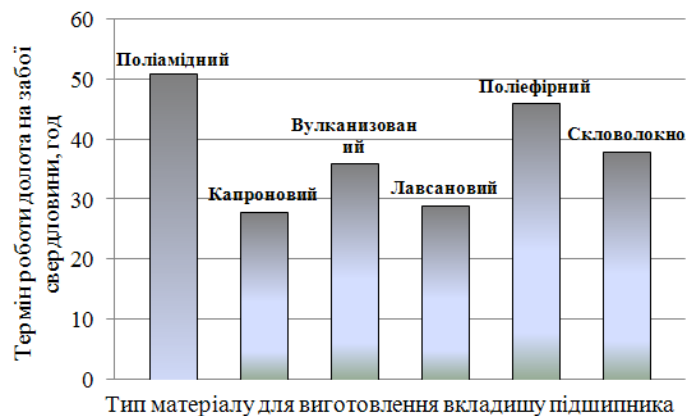


Рис. 4.11. Залежність терміну роботи долота на забої від типу матеріалу для виготовлення вкладишу підшипника

З даних рис. 4.11 випливає, що найбільш раціональними з точки зору створення прийнятних показників терміну роботи вкладишів проєктованого підшипника є матеріал для їх виготовлення на основі поліамідних або поліефірних компонентів [146].

Дослідженнями роботи окремих вузлів машин і інструменту показано, що в деяких випадках підшипники ковзання мають переваги в порівнянні з підшипниками кочення (малі розміри, маса і тому подібне); в першу чергу це відноситься до підшипників ковзання, здатних ефективно працювати навіть в умовах обмеженого змащування або зовсім без нього, тобто в умовах сухого тертя [136].

Коефіцієнт тертя пари поліамід - сталь порівняно не великий і є змінною величиною. Він залежить від умов змащення, чистоти сталевих поверхонь, що треться, величини і характеру навантаження, швидкості взаємного ковзання, виду мастила та ін., причому шорсткість поліаміду не грає вирішальної ролі, останнє є важливою обставиною при проєктуванні технології виготовлення вкладишів.

Оптимальна шорсткість поверхні сполучного валу (цапфи) лежить в межах 6 - 8 - го класів чистоти. Рекомендовані масла, для застосування в конструкціях опор: з рідких - індустріальне 20, з консистентних – пресолідол. У вузлах тертя з поліамідними вкладишами знос валів істотно знижується, що у ряді

конструкцій, в нашому випадку цапф долота, має вирішальне значення [118]. У парі із сталлю поліаміди мають найвищу зносостійкість.

Існуючі нині самозмащуванні підшипники ковзання підрозділяють на монолітні і комбіновані [129]. Монолітні підшипники мають однорідний по усіх напрямках склад, простий або композиційний, залежно від того, чи утворений він одним матеріалом або матеріалом із спеціальним наповнювачем. Комбіновані підшипники складаються з окремих шарів різної структури з різними властивостями. Приведені групи конструкцій підшипників можуть бути з успіхом застосовані в опорах шарошечних доліт. Монолітні підшипники простого складу виготовляють зазвичай з чистого фторопласту. Найбільшого поширення набули композиційні матеріали на основі епоксидних смол, поліамідів, вуглеграфітів і фторопласту.

Досвід показує, що гідростатичний підшипник, виготовлений для якої-небудь конкретної машини, в більшості випадків не може бути використаний в іншій машині [137 - 138]. Вказане повною мірою відноситься і до бурових доліт, що виражається в необхідності інженерного аналізу умов роботи кожного типорозміру долота з метою виявлення тих, що визначають конструкцію підшипникового вузла критеріїв.

Дослідженнями встановлено, що долота із системою опори, виконаної за принципом гідростатичного плаваючого вкладиша підшипника ковзання будуть ефективно працювати в умовах прояву коливань бурильної колони та проходці неоднорідних гірських порід. В якості робочого середовища вкладиша підшипника найбільш прийнятними є масла марок - індустріальне 20 – 45; ділянка робочих температур в підшипниковому вузлі повинна знаходитись в межах від +30 до +90°C, що потребує підтримки досконалої системи очищення, і як наслідок охолодження, забою і, в останньому випадку, самого бурового долота. За деяких умов експлуатації може виникнути необхідність забезпечення надійної роботи агрегатів при нижчих або вищих температурах. Найбільш прийнятним середовищем для розчинення у маслі є азот, який за проявом показників розчинності та інертності виявився найбільш ефективним.

Комплексним показником ефективності режиму роботи підшипника з гідростатичною плаваючою опорою є ступінь розчинності газів у вкладишах підшипників; її раціональні значення можуть бути досягнуті лише за умов варіювання параметрами температури та перепаду тиску в системі опори доліт. Це питання потребує подальших досліджень з метою встановлення конкретних режимних параметрів для вихідних геолого-технічних умов буріння.

Матеріалом, що забезпечує достатній термін роботи вкладишів проєктованих підшипників є хімічні сполуки на основі поліамідних або поліефірних компонентів.

4.4 ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 4

1. Детально розглянуто та вивчено, з відповідними висновками, переваги та вади існуючих схем виконання опорних вузлів шарошкових доліт, як вітчизняних, так і закордонних моделей. Визначено умови роботи опорного вузлу, що

істотно впливають на працездатність та довговічність підшипникових елементів доліт.

2. Визначено причину зносу опор доліт, які обумовлюються, в цілому, конструктивно-технологічними особливостями підшипникових елементів, а саме – односторонністю завантаженості бігових доріжок з боку вибою і умовами буріння. Позначені передумови створення вдосконалених конструкцій опор шарошкових доліт.

3. Шляхом теоретичного аналізу умов роботи підшипникових вузлів сформульовані засадничі принципи конструювання підшипникових систем бурових шарошкових доліт з детальним обґрунтуванням механізму їх роботи. Надано ґрунтовну характеристику фізичним, хімічним та механічним матеріалам, що застосовуються і пропонуються до застосування в якості окремих деталей підшипникових систем.

4. Проаналізовано вплив експлуатаційних чинників на умови роботи підшипникових вузлів в цілому, та на окремі деталі зокрема, з висуненням конкретних рекомендацій щодо інженерної методики створення підшипникових систем бурових шарошкових доліт.

5. В результаті проведення аналітичних та лабораторних досліджень систем опор шарошкових доліт встановлені критерії вибору матеріалів для застосування в якості елементів конструкцій підшипників ковзання. Детально проаналізовано фізичні та хімічні властивості конструкційних матеріалів та робочих середовищ, що впливають на умови експлуатації підшипникових систем бурових доліт.

6. Сформульовані і обґрунтовані основні пункти інженерної методики розрахунку конструкції вкладишів підшипникових вузлів ковзання. Встановлено та досліджено параметри робочого циклу підшипників з гідростатичною плаваючою опорою. Визначено коло та встановлено конкретний зміст заходів зі створення оптимальних технологічних умов відпрацювання шарошкових доліт з модернізованими опорними підшипниковими вузлами.

РОЗДІЛ 5. ДЕЯКІ УТОЧНЮЮЧІ ВІДОМОСТІ ЩОДО ОКРЕМИХ МЕТОДИК ПРОГРЕСИВНИХ ТЕХНОЛОГІЙ СПОРУДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН

5.1 Підвищення ступеня стійкості стовбура свердловин при його спорудженні в осадових породах

Присутність на контакті з гірською породою чужорідного середовища (бурового промивального розчину) викликає фізико-хімічні процеси на межі розділу: осмотичні явища, поверхневу гідратацію, розчинення, капілярне проникнення і тому подібне [147]. У деяких породах вони можуть викликати помітну зміну їх агрегатного стану, сил внутрішнього зчеплення і у результаті можуть істотно перетворювати властивості гірських порід в навколостовбурному просторі свердловини в порівнянні з первинними в природному заляганні. Особливо небезпечне підвищення схильності до пластичної течії глинистих і хемогенних гірських порід [148].

Знеміцненню порід в стінках свердловини також сприяє розвиток втомних явищ, що відбуваються під впливом гідродинамічних ударів і змінного тиску в стовбурі при спускопідймальних операціях [149]. При циркуляції промивального агента по стовбуру порушується температурний режим гірських порід в стінках свердловини, що також викликає появу додаткової напруги. Нарешті, на контакті пластових флюїдів з промивальним агентом можуть спостерігатися тривалі або короткочасні порушення гідродинамічної рівноваги, і в таких випадках рухливе середовище (рідина або газ) під дією різниці тисків буде легко перетікати в область зниженого тиску. Може виникнути перетікання промивального агента в оточуючий стовбур гірські породи або, навпаки, пластових рідин в стовбур свердловини. Усі ці порушення рівноважного стану в пристовбурному просторі свердловини і на її стінках несприятливо позначаються на процесі поглиблення і ускладнюють його [150].

На боротьбу з ускладненнями в глибокому бурінні витрачається в середньому до 20 - 25% загального часу на спорудження свердловини [107]. На практиці одне виникле ускладнення нерідко тягне собою інше (поглинання бурового розчину може викликати приплив з високонапірного горизонту; осипи і обвали - затягування інструменту і так далі) а поєднання декількох ускладнень в одному стовбурі надзвичайно ускладнює завдання їх ліквідації і призводить до значних витрат часу і засобів. Неліквідоване ускладнення може стати причиною аварії. Аварія в бурінні і пов'язані з нею аварійні роботи призводять до непродуктивної втрати робочого часу, недоцільного витрачання трудових ресурсів, значних матеріальних і фінансових витрат [151].

В арсеналі застосовуваних засобів попередження ускладнень при бурінні, як переконливо довела практика спорудження свердловин [122, 152], найефективнішим є правильний підбір промивальних агентів по складу і властивостям для кожного специфічного інтервалу і грамотне оперативне коригування режиму промивання залежно від властивостей перебудурованих гірських порід. Разом з тим, існують значні прогалини в методичних питаннях реалізації системи за-

ходів попередження ускладнень, які загалом пов'язані із недостатнім рівнем дослідженості фізико-хімічного боку процесів взаємодії промивальних рідин із осадовими гірськими породами.

Набрякання відбувається при проходженні осадових порід типу глин, в окремих випадках аргілітів (при значному вмісті мінералів типу монтморилоніту). В результаті дії промивальної рідини і її фільтрату перелічені породи набрякають, звужуючи стовбур свердловини.

Набрякання відбувається внаслідок збільшення розміру силікатних мінералів, що становлять структуру глин, і якщо тиск набрякання, що утворився, збільшує гідростатичне стискування навколо стовбура свердловини вище за граничну напругу зрушення глин, то виникає порушення стовбура [153]. Порушення стійкості стовбура свердловини призводить до утворення каверн і осипань.

Проведені аналітичні дослідження довели наступне: при контакті з водою або водними розчинами осадові породи типу глин на відміну від інших гірських порід мимоволі переходять з твердого стану в пастоподібний. В результаті некомпенсованих молекулярних сил на поверхні глинистих мінералів утворюються сольватні (гідратні) шари і відбувається приріст об'єму часток. Цей процес (набрякання) супроводжується розвитком тиску набрякання або розклинюючим тиском і виділенням тепла набрякання.

Основну роль в міжпакетному набряканні і в утворенні сольватних (гідратних) шарів на зовнішніх поверхнях глинистих мінералів грають адсорбційні сили [154]. Кількість рідини, що зв'язується глиною і збільшення об'єму її часток можна охарактеризувати коефіцієнтом набрякання K , який дорівнює відношенню об'єму рідини набрякання V_p до об'єму сухих часток глини V_o

$$K = \frac{\rho \cdot a}{m} + \text{tg}(\beta - 1), \quad (5.1)$$

де ρ - щільність сухої глини; m - маса навішуваної проби; β - коефіцієнт, що показує, яка доля від об'єму порового простору зберігається в набряклій пробі; a - коефіцієнт, залежний від властивостей глини і величини β .

При дослідженнях впливу промивальних рідин на набрякання глинистих порід, що були проведені на кафедрі нафтогазової інженерії та буріння НТУ ДП, для характеристики цього процесу використовували міру набрякання K , рівну відношенню суми об'ємів $V_p + V_o K$, яка показує в скільки разів збільшився об'єм сухих часток. Оскільки набрякання глин досліджували в промивальних рідинах, що містять різні речовини, то за еталонну рідину приймали дистильовану воду. Вивчення процесу набрякання проводили на найбільш активній осадовій глинистій породі – монтморилоніті, з інтерпретацією отриманих результатів для інших глинистих порід. У табл. 5.1 - 5.3 приведені результати зазначених лабораторних досліджень.

Дані табл. 5.1 свідчать про відсутність впливу органічних речовин (за виключенням пікринової кислоти) на процес мінімізації негативної дії фільтрату промивальних рідин на набрякання монтморилоніту. Наведені в таблиці органічні сполуки є компонентами речовин, що використовуються при обробці про-

РОЗДІЛ 5 Уточнюючі відомості щодо прогресивних технологій спорудження свердловин

мивальних рідин для надання їм змащуючого ефекту, наближення властивостей близьких до таких для пластових рідин (так звані розчини на нафтовій основі). Таким чином, з метою попередження прояву насамперед набрякань, бурові розчини в обов'язковому порядку повинні бути піддані хімічній обробці поверхнево-активними речовинами, що будуть перешкоджати проникненню фільтрату промивальних рідин в міжпакетний простір глинистих порід.

Таблиця 5.1

Вплив органічних речовин на набрякання монтморилоніту

Промивальна рідина		Час взаємодії, хв.	Міра набрякання, %
Основа	Добавка		
Дистильована вода	-	100	100
	Анілін		100
	Резорцин		100
	Піридин		100
	Бензойна кислота		100
	Бензальдегід		100
	Нітрометан		100
	Пікринова кислота		-14

Таблиця 5.2

Вплив органічних ПАР на набрякання монтморилоніту

Промивальна рідина			Час взаємодії, хв.	Міра набрякання, %
Основа	Добавка			
	назва	вміст, %	100	100
Дистильована вода	-	-		
	Сульфол	0,15		
	Катапін-А	0,25		
	Феноксол	0,5		
			22	

Таблиця 5.3

Вплив неорганічних ПАР на набрякання монтморилоніту

Промивальна рідина			Час взаємодії, хв.	Міра набрякання, %
Основа	Добавка			
	назва	вміст, %	100	100
Дистильована вода	-	-		
	Силікат натрію	5		
	Біхромат натрію	0,1		
	Сульфат кальцію	0,2		
	Алюмінат натрію	0,5		
			52	

Аналіз даних приведених в табл. 5.2 і 5.3 показує наступне: поверхнево-активні речовини (ПАР) істотно зменшують міру набрякання глини під дією фільтрату промивальних рідин; якісно органічні поверхнево-активні речовини є більш прийнятними для застосування при обробці промивальних рідин, оскільки вони значно ефективніше знижують ступінь набрякання досліджуваної глини а ніж неорганічні. Наведені значення концентрації ПАР в промивальних рі-

динах є граничними, їх перевищення не призведе до якісних змін у процесах взаємодії промивальних рідин із осадовими глинистими породами.

На рис. 5.1 і 5.2 наведено якісні залежності, що дають уявлення про ступінь впливу ПАР органічної та неорганічної природи на ступінь набрякання основних типів глинистих порід. Для порівняльних досліджень використовувались найбільш ефективні ПАР, що було визначено при дослідженнях міри набрякання монтморилоніту, а саме – феноксол та біхромат натрію.



Рис. 5.1. Залежність міри набрякання основних типів глинистих порід для умов застосування в якості ПАР органічної речовини феноксолу

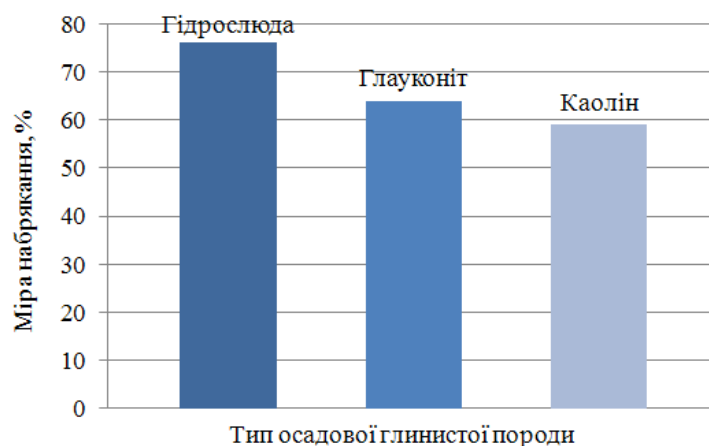


Рис. 5.2. Залежність міри набрякання основних типів глинистих порід для умов застосування в якості ПАР неорганічної речовини біхромату натрію

Наведені залежності (рис. 5.1 - 5.2) свідчать про збереження якісних закономірностей встановлених для монтморилонітових глин, стосовно ступеню їх набрякання під дією фільтрату промивальних рідин та крім того, додатково підтверджують значно вищу ефективність саме органічних ПАР у порівнянні із неорганічними.

Таким, що визначає результати міжфазної взаємодії системи «глиниста порода - вода» чинником, є міра гідратації твердої фази. Пов'язаною твердою поверхнею водою є адсорбована вода першого молекулярного шару. Вода дифузійних подвійних шарів іонів, що утворює так звану оболонку гідрата, пов'язана дуже слабо. Утворення розвинених дифузних іонних шарів стабілізує по-

верхню часток внаслідок відразливої дії однойменно заряджених протиіонних площин. Міцність структури в таких суспензіях падає до нуля, а тиксотропні властивості стають слабо вираженими [155].

При введенні в глинистий розчин хімічних речовин-реагентів (поверхнево-активних речовин, електролітів, захисних колоїдів), які, взаємодіючи з поверхнею дисперсної фази, змінюють будову оболонок гідратів, можна в широких межах регулювати механічні властивості і силу зчеплення глинистих часток між собою.

Критерієм керування міри гідратації глинистих порід може бути прийнято адсорбційний об'єм V_s глинистих порід, який є опосередкованою характеристикою міри ступеня набрякання глинистих порід. В табл. 5.4 наведено дані, щодо визначення впливу основних технологічних характеристик бурового розчину, оперативно контрольованих навіть в польових умовах, на його фізико-хімічну активність відносно глинистих порід стінок споруджуваної свердловини. Дисперсною фазою бурового розчину було прийнято бентонітову глину [121].

Таблиця 5.4

Адсорбційний об'єм V_s глинистих порід за умов взаємодії із буровим розчином на основі бентоніту

Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість, с	СНС ₁ /СНС ₁₀ , Па	Водовіддача, см ³ за 30 хв.	Адсорбційний об'єм V_s , см ³ /г
1020	15	-	18,5	0,85
1030	16	-	17,0	0,73
1040	18	0,4/0,61	16,5	0,52
1050	19	8,1/29,2	15,0	0,31

З даних табл. 5.4 випливає цілком закономірний висновок: із зростанням густини бурового розчину, та в нашому випадку вмісту твердої фази, адсорбційним об'єм глинистих порід в пристовбурному просторі неухильно знижується; пояснити це можна тим, що вільна вода, присутня в буровому розчині, активніше взаємодіє з твердою фазою самого бурового розчину. Саме цей висновок є підтверджуючою підставою необхідності застосування лише бентонітових глин при спорудженні свердловин в складних умовах наявності глинистих порід в стінках стовбура свердловини.

При спорудженні свердловин в товщах осадових порід в більшості випадків доводиться стикатися з необхідністю проходження потужних товщ сольових відкладень, що закономірно викликає підвищення ступеня мінералізації бурового розчину, тому було поставлено ряд досліджень, спрямованих на необхідність з'ясування впливу наявності мінеральних солей в буровому розчині на показник адсорбційного об'єму V_s глинистих порід. Результати зазначених досліджень представлено в табл. 5.5.

Таким чином, із збільшенням ступеню мінералізації бурового розчину відбувається стрімке зростання досліджуваного показника - адсорбційного об'єму V_s глинистих порід, що говорить про необхідність введення до складу бурового розчину, при переборюванні товщ порід із вмістом мінеральних речовин типу

солей, того або іншого хімічного складу, реагентів, які покликані унеможливити ефект збільшення ступеню набрякання осадових глинистих порід.

Таблиця 5.5

Адсорбційний об'єм V_s глинистих порід за умов взаємодії із буровим розчином змінного ступеню мінералізації, приготованого на основі бентоніту

Концентрація мінеральної речовини, г/л	В'язкість, с	СНЗ ₁ /СНЗ ₁₀ , Па	Водовіддача, см ³ за 30 хв.	Адсорбційний об'єм V_s , см ³ /г
0	17	4,06/13,5	17,0	0,88
1,5	19	14,6/23,6	18,5	1,4
3,5	20	21,6/28,0	19,0	1,93

Останнього часу намітилася стійка тенденція зростання ступеню вживання полімерних речовин (високомолекулярних сполук) для приготування бурових розчинів [156].

До високомолекулярних речовин відносяться речовини, що складаються з великих молекул (макромолекул) з молекулярною вагою не менш 10000-15000. Нерідко молекулярна вага природних високомолекулярних з'єднань досягає декількох мільйонів. Розмір макромолекул дуже великий у порівнянні з розмірами звичайних молекул [155]. Наприклад, якщо довжина молекули етану дорівнює всього декільком ангстремам, то довжина лінійних молекул каучуку і целюлози досягає 4000 - 8000 ангстрем (при поперечному розмірі 3 - 7,5 ангстрем).

В табл. 5.6 наведено дані досліджень, спрямованих на з'ясування механізму взаємодії полімерних сполук, уведених до складу бурових промивальних рідин, із осадовими глинистими породами (на прикладі монтморилоніту).

Таблиця 5.6

Вплив полімерних сполук на набрякання монтморилоніту

Основа	Промивальна рідина		Час взаємодії, хв.	Ступінь набрякання, %
	Добавка			
	назва	вміст, %		
Дистильована вода	-	-	100	100
	Карбоксиметилцелюлоза (КМЦ)	0,5		48
	Модифікований крохмаль (МК)	0,5		18
	Гідролізований поліакрилонітрил (ГШАН)	0,5		50
	Нітролігнін	0,5		15
	ГШАН + силікат натрію (1:10)	5		87
	Гідролізований поліакриламід (РС - 2)	5		52

Застосування водорозчинних полімерів, більшість з яких поєднують в собі властивості аніонних ПАР і поліелектролітів, сприяє зниженню набрякання глин (табл. 5.6). В цілому отримані дані можуть слугувати відправною методикою підбору рецептур для приготування бурових розчинів при перебудуванні товщ глинистих відкладень.

На рис. 5.3 наведено порівняльні дані щодо ефективності застосування полімерів для різних типів глин (за мінералогічним походженням).



Рис. 5.3. Залежність міри набрякання основних типів глинистих порід для умов застосування в якості реагенту-регулювальника карбоксиметилцелюлози (КМЦ)

Наведені залежності (рис. 5.3) свідчать про збереження якісних закономірностей встановлених для глинистих порід стосовно ступеню їх набрякання під дією фільтрату промивальних рідин при застосуванні ПАР (органічного та неорганічного походження); іншими словами, мінералогічний склад глинистих порід є відправним пунктом методики підбору типу та концентрації в буровому розчині полімерних речовин.

5.2 Оцінка властивостей активованих промивальних рідин

Для надання промивальній рідині необхідних властивостей, які з одного боку, забезпечать підвищення ефективності руйнування гірських порід на забої, а з іншою створюють сприятливі умови для стабільного винесення шламу на поверхню і підтримку стінок свердловини в стійкому стані, її піддають обробці різними методами. Найбільш відомими є такі види обробки промивальної рідини: хімічна, магнітна, термічна і електрохімічна, в її різних варіаціях.

Електрохімічна обробка як технологія - це отримання і наступне використання активованої за допомогою електрохімічних полів води, або в процесах її очищення від небажаних компонентів, або в різних технологічних процесах як реагент або реакційне середовище. Вказана операція здійснюється з метою управління складними фізико-хімічними реакціями, економії енергії, часу і матеріалів, підвищення якості кінцевого продукту, зменшення утворення відходів. Досить великий інтерес такий вид дії на середовище представляє для обробки

промивальної рідини при спорудженні свердловин, як альтернативний вид регулюванні параметрів і властивостей очисного агента.

При електрохімічній обробці рідини на міру активації, виражену через зміну значення рН, впливає не стільки значення струму як значення потужності, що підводиться. Крім того, сильний вплив чинить конструкція активатора, домішки в початковій рідині і міра їх дисоціації, рівень газоутворення в прианодній і прикатодній зонах, температура рідини в кожній камері.

Відомо, що вода є слабким електролітом і тому в малій мірі піддається мимовільній, спонтанній дисоціації. У водних розчинах має місце, як дисоціація молекул самої води, так і дисоціація домішок, розчинених в ній. На останній процес робить помітний вплив взаємодія домішок з дипольними молекулами води. Це явище гідратації грає істотну роль при утворенні водних розчинів [158].

У промивальній рідині, яка використовується при спорудженні свердловин, знаходиться ряд характерних домішок. До таких прийнято відносити:

- солі, переважне число яких існує у вигляді іонів (переважають три аніони - гідрокарбонат HCO_3^- , хлорид Cl^- і сульфат SO_4^{2-} і чотири катіони кальцій Ca^{2+} , магній Mg^{2+} , натрій Na^+ і калій K^+ , які складають в прісних водах понад 90 - 95%, а у високомінералізованих - понад 99% усіх розчинених речовин);
- органічні речовини, представлені комплексами істинно розчинених і колоїдних речовин органічних сполук;
- гази, розчинені в рідині і представлені в основному киснем O_2 , азотом N_2 і двоокисом вуглецю CO_2 ;
- частки глини і інших мінералів, які потрапляють в промивальну рідину в процесі руйнування і наступного переподрібнення гірських порід на забой свердловини.

Також у складі промивальної рідини, використовуваної при бурінні свердловин різного призначення, можуть бути присутніми різні хімічні добавки реагентів, привнесені до неї спеціально у вигляді кислот, підстав, неорганічних електролітів, органічних реагентів і ПАР.

Дослідження впливу основних видів домішок при проведенні електрохімічної обробки промивальної рідини дозволили виявити наступні закономірності.

В результаті катодної електрохімічної обробки промивальна рідина набуває лужну реакцію за рахунок перетворення деякої частини розчинених солей на гідроксиди і присутність надлишкових гідроксильних груп OH^- , при цьому рівень рН відповідно збільшується. Окислювально-відновний потенціал (ОВП) рідини, який є мірою хімічної активності елементів пов'язаних з приєднанням або передачею електронів, різко знижується. Величина ОВП, залежна від температури і рівня рН, досягає значення - 950 мВ і нижче.

Що стосується поверхневого натягнення, то в результаті катодної електрохімічної обробки воно зменшується. Величини значення поверхневого натягнення рідини (при температурі 20°C) залежно від рівня рН після проведення електрохімічної обробки представлені в табл. 5.7.

Таблиця 5.7

Значення поверхневого натягнення рідини залежно від рівня рН

Показник	Кислотна фракція води					Нейтральна вода	Лужна фракція води				
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Поверхнєве натягнення, мН/м	74	73,5	73	73	73	72,5	70	67	64,5	63	62

Також відмітимо, що при додаванні у воду каустичної соди (NaOH) для отримання лужного розчину з високим значенням рН поверхнєве натягнення навпаки збільшується, причому це відбувається прямо пропорціонально збільшенню концентрації лугу. При вмісті реагенту NaOH в розчині 5, 10 і 20 % по масі величини поверхневого натягнення відповідно рівні 74,6; 77,3 і 85,8 мН/м [158].

Що стосується хімічного складу, то відбувається зниження вмісту розчинених кисню, азоту, зростає концентрація водню, вільних гідроксильних груп, при цьому змінюється структура не лише оболонок гідратів іонів, але і вільного об'єму води. В результаті утворення добре розчинних гідроксидів натрію і калію і підвищення внаслідок цього рН, відбувається зрушення вуглекислотної рівноваги з утворенням важкорозчинних карбонатів кальцію і магнію з тих, що знаходяться зазвичай в початковій промивальній рідині розчинних з'єднань цих металів. Іони важких металів і заліза практично повністю перетворюються на нерозчинні гідроксиди.

Також у лужної фракції електрохімічно обробленої промивальної рідини зменшується електропровідність.

При анодній електрохімічній обробці кислотність води збільшується, рівень значень рН відповідно зменшується. Окислювально-відновний потенціал зростає за рахунок утворення стійких і нестабільних кислот (сірчаної, соляної, хлорнуватистої, надсірчаних), а також пероксиду водню, пероксосульфатов, киснеутримуючих з'єднань хлору. Значення ОВП коливаються від +300 до +1200 мВ відповідно до значень рН і рівнем температури.

В результаті такої електрохімічної обробки збільшується електропровідність. Механізм зміни електропровідності полягає в наступному. Надлишкові протони водню H^+ , наявні в кислотній фракції електрохімічно обробленої рідини, не закріплені за певними молекулами води, з якими вони утворюють іони H_3O^+ , а постійно переміщаються від однієї молекули до іншої. Іони гідроксонію H_3O^+ в розчині оточені молекулами води. Струм переноситься стрибкоподібним переходом протона від іона H_3O^+ до сусідньої молекули води. При цьому протон кожного разу потрапляє всередину однієї з двох незайнятих протонами електронних орбіт молекули води - в один з двох її негативних полюсів. На основі наявних даних про структуру молекули води було підраховано, що від іона H_3O^+ до молекули H_2O протон повинен пройти відстань $0,86 \cdot 10^{-8}$ см, а позитивний заряд в результаті такого переходу переміщається на $3,1 \cdot 10^{-8}$ см (в результа-

ті подальшої перебудови комплексу). У такому разі електропровідність збільшуватиметься [159].

Оскільки надлишкові протони переміщуються по усіх молекулах води розчину, вони повідомляють цим молекулам деякий позитивний заряд ε . Очевидно, що ε росте із зростанням концентрації протонів H^+ і відповідно пониженні значення рН. Величина ε є середнім зарядом молекули води за досить великий проміжок часу, тільки невелику частину якого надлишковий протон перебуває в кожній з молекул.

Аналогічним переходом протона від молекули H_2O до OH^- іону пояснюється уявний рух гідроксильних іонів у зворотному напрямі. Але оскільки відрив протона від молекули води відбувається з більшими труднощами, чим перехід протона від іона H_3O^+ , то рухливість гідроксила менша, ніж рухливість H^+ і H_3O^+ . Що у свою чергу виражається в зменшенні електропровідності лужної складової електрохімічно обробленої води.

Електропровідність водних розчинів і інших рідин також визначається складом розчинених в них речовин. Останні, у свою чергу, визначають час збереження активованого стану рідини при електрохімічній обробці.

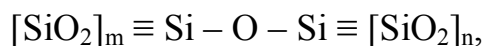
Також при анодній електрохімічній обробці відбувається збільшення вмісту розчиненого хлору, кисню, зменшується концентрація водню, азоту, змінюється структура води.

Вирішальним чинником в управлінні процесом руйнування гірських порід (особливо механічним способом) є ефект впливу середовища, а саме її вид і компонентний склад; причому останній, як було показано часто не піддається прямому регулюванню і визначається об'єктивними причинами.

Працями відомих дослідників [160] було показано, що середовище, в якому відбувається руйнування гірських порід найактивнішим чином впливає на хід і спрямованість забійних процесів. Вказане є явищем адсорбційних властивостей робочого середовища, які цілком залежать від хімічного і іонного складу останнього, а також визначається електрофізичними і кристалохімічними особливостями руйнованих гірських порід.

Розгляд аспектів фізико-хімічних процесів на межі розділу фаз доцільно провести на прикладі кварцу SiO_2 - це обумовлено тим, що він є істотною складовою частиною багатьох гірських порід, а також родовищ корисних копалини найрізноманітнішого генезису.

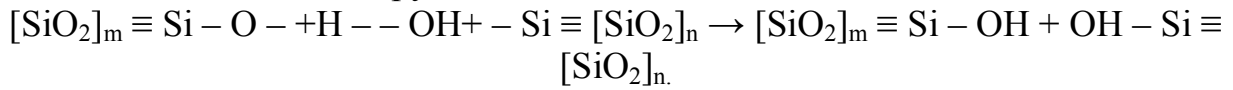
У кварці кожен атом кремнію пов'язаний з чотирма атомами кисню, а кожен атом останнього - з двома атомами кремнію, що схематично можна зображувати таким чином:



де три зв'язки при Si означають, що атом кремнію, який знаходиться на поверхні, пов'язаний з трьома атомами кисню в решітках кварцу, позначених символами $[SiO_2]_m$ та $[SiO_2]_n$ [72].

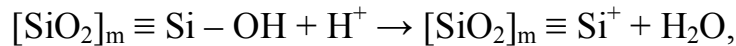
При руйнуванні кристалів кварцу на їх поверхні оголюються атоми кремнію і кисню з непорушеним зв'язком, що утворюють так звані силосанові групи $Si - O - Si$, і розриваються зв'язки між кремнієм і киснем з утворенням ненасичених зв'язків при кожному атомі, а саме $[SiO_2]_m \equiv Si - O -$ та $- Si \equiv [SiO_2]_n$.

Якщо руйнування відбувається у воді, то по кожному місцю розриву зв'язків поглинається по одному іону H^+ і одному іону OH^- і поверхня кварцу покривається силанольними групами $\equiv Si - OH$:

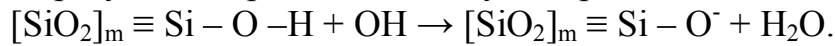


Приблизно можна вважати, що 50% поверхні розколу кварцу зайнята силаноксановими групами, а 50% - силанольними, причому сумарна взаємодія диссоційованих і недиссоційованих силанольних груп з водою в 1,5 рази більше, ніж молекул води між собою [161].

Заряд поверхні кварцу буде повністю визначатися значенням рН очисного агента. Наприклад, в кислому середовищі при великій кількості водневих іонів протікатиме реакція



внаслідок чого поверхня кварцу виявиться позитивно зарядженою. У лужному середовищі при великій кількості гідроксильних іонів поверхня кварцу зарядиться негативно, в результаті протікання наступної реакції:



Про характер зміни потенціалу кварцу при різних значеннях рН можна судити по зміні значень його ζ -потенціала, що визначає механізм і кінетику електрохімічних реакцій, і власне адсорбційні явища (рис. 5.4).

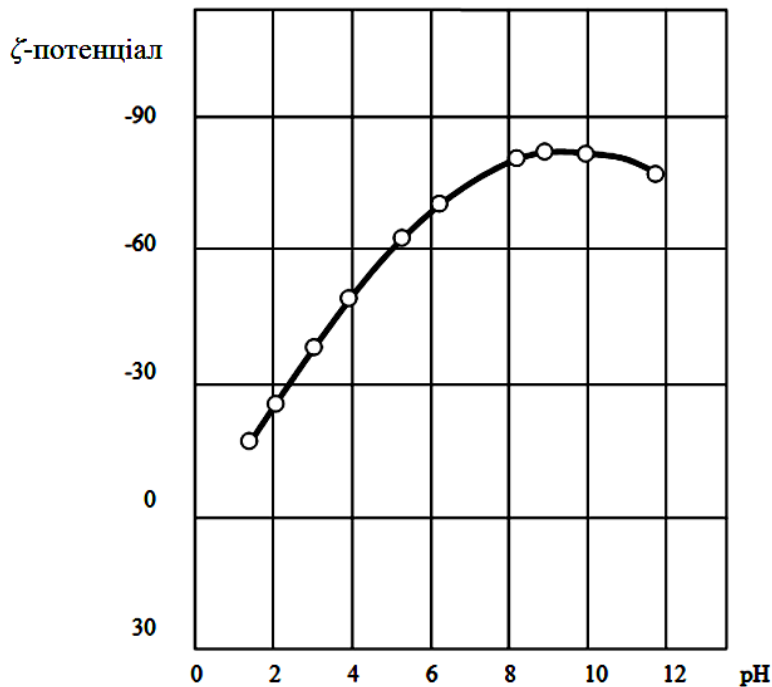


Рис. 5.4. Вплив рівня рН на значення ζ -потенціала кварцу

З графіка представленого на рис. 5.4 видно, що енергія взаємодії з молекулами води і гідрофілізація поверхні кварцу зростають із збільшенням міри дисоціації силанольних груп і значень потенціалу поверхні.

Досить поширені також гірські породи карбонатного складу (передусім вапняки і доломіти), поведінку яких у присутності промивальних рідин можна розглянути на прикладі кальциту.

Сколювання поверхні карбонатної породи представлений катіонами кальцію і карбонатними іонами. Від співвідношення цих потенціаловизначаючих іонів на поверхні залежить її заряд, а отже і значення вільної поверхневої енергії - основного чинника адсорбційної активності. Змінити кількісне співвідношення потенціаловизначаючих іонів на поверхні можна зміною концентрації їх в очисному агентіві. Це можна здійснити шляхом зміни концентрації кальцій- або карбонатутримуючих реагентів, або стану самих реагентів в промивальній рідині, оскільки співвідношення концентрацій кальційвмісних іонів Ca^{2+} і Ca-OH^+ , а також молекулярною H_2CO_3 і іонних HCO_3^- і CO_3^{2-} форм вуглекислоти в промивальній рідині визначаються значеннями рН.

Зменшення значень рН призводить до зменшення концентрацій іонів CO_3^{2-} в очисному агентіві, і на знову утворюваній поверхні і негативних значень потенціалу карбонатних порід. Збільшення рН навпаки, супроводжується збільшенням іонів CO_3^{2-} промивальної рідини і на поверхні, і негативних значень потенціалу даних порід.

Таким чином проведеними дослідженнями доведена провідна роль адсорбційних явищ в забезпеченні підвищення ефективності процесів руйнування гірських порід [162]. На прикладі розгляду елементарного акту руйнування гірської породи визначені засадничі принципи теорії взаємодії в системі «активованій очисний агент - гірська порода».

5.3 Особливості циркуляційних процесів при використанні пінних систем

Основою ефективності процесу очищення свердловини від продуктів руйнування при їх бурінні з використанням газорідинних сумішей є можливість і міцність прилипання часток зруйнованої породи до бульбашок газу, яка, у свою чергу, визначається фізико-хімічними процесами що протікають на межі розділу фаз «газ - рідина - тверде тіло». Вказані явища служать об'єктом значного числа досліджень присвячених питанням металургії, машинобудування, хімії, збагачення тощо [28].

У оцінці явищ, що відбуваються при взаємодії потоку газорідинної суміші з продуктами руйнування при бурінні свердловин, необхідно враховувати особливості механізму руйнування гірських порід і циркуляційних процесів, що протікають як на забої свердловини, так і в її стовбурі. Очевидно, що і фізико-хімічні процеси, які відбуваються при цьому, будуть дещо відрізнятися від розглянутих і вивчених вище.

У основу розгляду зазначеної системи покладені закономірності термодинаміки, на основі яких можна отримати певні кількісні залежності [163]. Такий розгляд взаємодії фаз не протиставляється фізичному принципу, а лише є іншим методом підходу до вивчення і розкриття суті явищ. Тут важливо відмітити наступні обставини вивчення механізму процесів. Усі питання розглядаються з точки зору відповідності теоретичних передумов умовам застосування газорідинних систем при очищенні свердловин. У свою чергу, правильність фо-

рмулювання виводів супроводжується підтвердженням фактичними даними, відомими з практики бурових робіт.

Справедливість застосування саме термодинамічного підходу до пояснення явищ, що протікають у свердловині при очищенні її газорідинними сумішами, була проілюстрована в роботі [164]. В той же час, виявлення і пояснення тільки якісної сторони запропонованого механізму взаємодії на межі розділу дозволяє тільки охарактеризувати процеси і передбачити їх спрямованість. А з точки зору самої технології буріння з використанням газорідинних сумішей, важливим завданням представляється пошук певних кількісних залежностей між тими або іншими параметрами взаємодіючих фаз. В зв'язку з цим найбільш суттєвим завданням є наукове обґрунтування способів підбору ефективних реагентів-піноутворювачів, оскільки в даному випадку тільки з їх допомогою можна створити необхідні умови процесу очищення свердловини від продуктів руйнування і відкрити шлях до його інтенсифікації (при необхідності). Висунення на перший план фізико-хімічних властивостей піноутворювачів обумовлене природною неможливістю регулювання поверхневих властивостей твердої фази, іншими словами продуктів руйнування гірських порід на забої.

Аналіз різних складових процесу очищення свердловини при бурінні [165], дозволив визначити енергетичну сторону взаємодії фаз, що найяскравіше проявляється при використанні газорідинних сумішей. У світлі цього, характеризуючи явище утворення комплексу «бульбашка газу - частка гірської породи», як мимовільний процес, що скорочує запас енергії системи, можна на підставі засад фізикохімії вивести кількісні закономірності, що визначають міцність виникаючих систем.

Робочою гіпотезою, що пояснює сам факт взаємодії і його результати, був висунений принцип адсорбційного механізму прикріплення бульбашки газу до частки зруйнованої породи. Формулювання певних залежностей при цьому обґрунтовуватиметься відомими теоретичними положеннями фізичної хімії [166]. Тому представляється доцільним зупинитися на визначенні цих понять детальніше. Поверхня розділу двох фаз має вільну енергію. Величина цієї енергії W залежить від площі міжфазової поверхні S і величини питомої поверхневої енергії σ , яка є специфічною константою, залежною від властивостей дотичних фаз

$$W = \sigma S. \quad (5.2)$$

Згідно з принципами термодинаміки [167], мимоволі можуть протікати тільки ті процеси, при яких $\Delta W < 0$. Навпаки, процеси, що збільшують запас енергії $\Delta W > 0$, можуть протікати при витраті роботи ззовні і бути виключно вимушеними.

Прагнення міжфазової поверхні до мимовільного скорочення можна проілюструвати достатньою кількістю прикладів, серед яких виділяється коалісценція (злиття) крапельок вуглеводневого масла в чистій рідині, при зіткненні крапельок ртуті і бульбашок повітря у воді. Такі ж рушійні сили обумовлюють і утворення комплексу «бульбашка газу - частка гірської породи». Розглянутий вираз (5.2), у зв'язку із сказаним, можна представити в наступному виді

$$\sigma(dS) < 0. \quad (5.3)$$

З (5.3) видно, що зрештою, енергетично усі процеси ведуть до скорочення площі поверхні взаємодії.

Ці факти призводять до важливого висновку. Мимовільними процесами можна вважати і взаємодію газорідних сумішей з продуктами руйнування, що зводяться до утворення між ними комплексів. З одного боку процес характеризує скорочення сумарної поверхні розділу фаз, а з іншої - істотне пониження енергії в результаті адсорбції молекул ПАР-піноутворювачів поверхневим шаром часток зруйнованої гірської породи. Абсолютно очевидно, що такий процес можливий виключно у тому випадку, коли входження активних молекул оболонки бульбашок в поверхневий шар викликає падіння його запасу вільної енергії. Отже, для руйнування комплексу, що утворився, вимагається витрата роботи, величину якої, згідно з прийнятим адсорбційним підходом, можна визначити по Ленгмюру [168]

$$A = RT \ln \frac{\Gamma}{\delta C}, \quad (5.4)$$

де A - робота виведення одного моля адсорбованих молекул з поверхневого шару (робота десорбції); R - універсальна газова постійна; T - абсолютна температура; Γ - величина надлишкової кількості речовини в поверхневому шарі; δ - товщина поверхневого шару; C - концентрація поверхнево-активної речовини.

Зв'язок між надлишковою кількістю речовини, яка доводиться на одиницю поверхневого шару, іншими словами адсорбцією Γ і зниженням поверхневої енергії σ описується рівнянням Гіббса

$$\Gamma = - \frac{C}{RT} \frac{d\sigma}{dC}. \quad (5.5)$$

Визначивши експериментальну залежність між вільною поверхневою енергією від концентрації ПАР - ізотерму поверхневого натягнення і користуючись рівнянням (5.5), можна визначити значення адсорбції при різних концентраціях і знайти характеристики поверхневого шару, а саме: максимальне значення адсорбції, площу, займану однією молекулою в гранично насиченому шарі, а також отримати ізотерму стану мономолекулярного шару.

Якщо тепер виходити з того положення, що міцність закріплення - це робота, що витрачається на відрив частки від бульбашки газу, то можна встановити кількісну залежність між міцністю прикріплення і концентрацією ПАР-піноутворювачів, а також їх фізико-хімічних властивостей [169].

Здатність розчинів утворювати газорідні суміші або піни визначається особливими властивостями молекул розчинених речовин, які відносяться до класу поверхнево-активних. Дія ПАР, як відомо, цілком залежить від властивостей середовища, в якому вони розчинені або розподілені. Можливість і інтенсивність піноутворення, за усіх інших рівних умов, обумовлюється впливом температури і водневого показника. Зміни температури викликає зміни розчинності реагенту піноутворювача, концентрації і рухливості його молекул в середовищі-розчиннику, що призводить зрештою до зміни швидкості вирівнювання щільності адсорбційного шару на бульбашках газу, і тим самим до зміни міцності піни [170]. Величина рН чинить вплив на ці ж процеси внаслідок зміни міри

дисоціації або дисперсності (а в цілому можна сказати - розчинності) піноутворювачів в робочому середовищі.

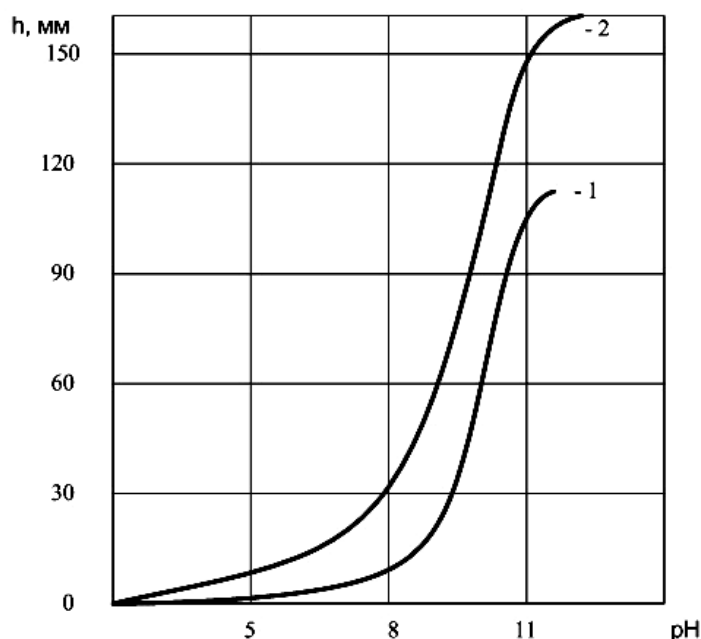


Рис. 5.5. Пінотворна здатність характерного аніонактивного ПАР залежно від рН при його концентрації: 1 - $6,6 \cdot 10^{-5}$ моль/л; 2 - $2,0 \cdot 10^{-4}$ моль/л

Даних по суворо однозначній залежності пінотворної здатності розчинів ПАР від рівня рН немає. Відомо, що при одному і тому ж водневому показнику середовища, пінотворна здатність ПАР різних груп неоднакова [171]. Аніонактивні ПАР в кислому середовищі піну практично не утворюють. Максимальне піноутворення аніонактивних ПАР зазвичай спостерігається при рН рівному 8 - 9, а для деяких з'єднань цієї групи ПАР навіть при рН рівному 12 зпінююча здатність свого максимального значення ще не досягає (рис. 5.5). В цілому аніонактивні ПАР можна охарактеризувати наступним: із збільшенням довжини гідрофобного ланцюга максимум їх пінотворної здатності зрушується в лужну область.

Пінотворна здатність неіоногенних ПАР в основному не залежить від рН значень в їх інтервалі від 3 до 9. Амфотерні ПАР проявляють максимальну пінотворну здатність при рН рівному 4,5. Проте для деяких ПАР цієї групи зростання піноутворення відбувається і в лужному середовищі.

Окрім власне процесу піноутворення, значення водневого показника визначає також стійкість (стабільність) газорідних сумішей. Окремими дослідженнями була показана кореляційна залежність стабільності піни від рівня рН [172]. Проводилася оцінка стійкості піни, отриманої з розчинів з різною концентрацією як самого ПАР-піноутворювача, так і водневих іонів. Аналіз результатів спостережень виявив найбільш яскравий вплив на стабільність пін саме водневого показника.

Підводячи проміжний підсумок, важливо підкреслити наступне: роль водневого показника в процесах піноутворення можна вважати частково з'ясова-

ною, а наявність прямого впливу на хід утворення і стійкість газорідних сумішей - твердженням доведеним.

Нині, у зв'язку з відсутністю чітких критеріїв прогнозування піноутворюючих властивостей ПАР і їх поведінки в тому або іншому середовищі, при проектуванні технології буріння з використанням газорідних сумішей рекомендується керуватися довідковими даними [173]. У них пропонується значний ряд рецептур приготування пінних очисних агентів, відповідних певним гірничо-геологічним і техніко-технологічним умовам. Багатогранність вирішуваних завдань зумовила необхідність створення композиційних складів ПАР-піноутворювачів і допоміжних речовин; при цьому призначення кожного їх компонента різне і зводиться до наступного: отримання стійкої піни, регулювання складу робочого середовища, обумовленого в першу чергу певною мінералізацією, і, нарешті, нейтралізація дії водневого показника. В цілому, при такому підході, мета досягається, проте, виникають інші проблеми і, передусім - гасіння відпрацьованих газорідних систем.

Композиційні склади ПАР-піноутворювачів і допоміжних речовин дають газорідній суміші досить високу стабільність, що повністю виключає її швидке саморуйнування і призводить до необхідності потрапляння в комплекс технологічного устаткування, що забезпечує циркуляцію очисного агента на буровій (рис. 5.6) та установок для піноруйнування [174].

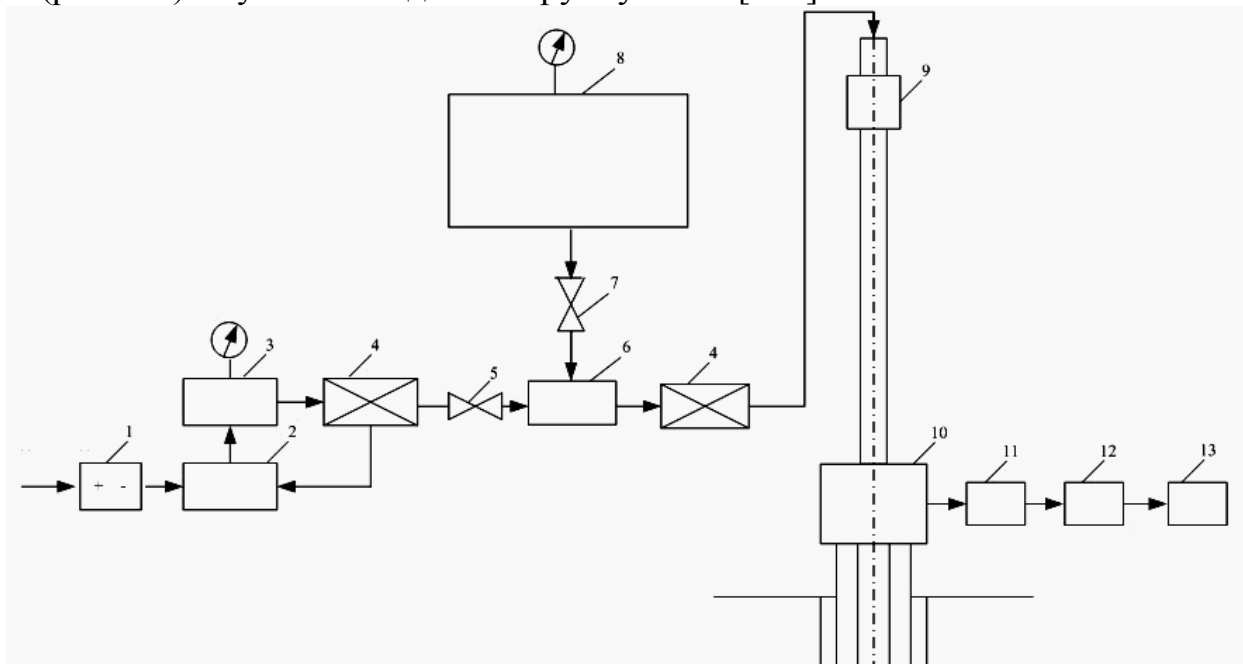


Рис. 5.6. Технологічна схема циркуляції газорідної суміші на буровій: 1 - електроактиватор; 2 - ємність з розчином ПАР; 3 - дозуючий насос; 4 - триходовий кран; 5 - запобіжний клапан; 6 - піногенератор; 7 - вентиль; 8 - компресор; 9 - вертлюг-сальник; 10 - герметизатор; 11 - піногасник; 12 - шламоборник; 13 - місткість-відстійник

Наявність у складі газорідних сумішей декількох реагентів вносить значні корективи (не завжди позитивні) до забійних процесів руйнування гірських порід, обумовлені фізико-хімічною взаємодією на межі розділу фаз. Таким

чином, виникає питання про необхідність заміни чисто хімічних способів регулювання властивостей робочого середовища на фізико-хімічні, які дозволять змінювати параметри останнього за допомогою дії електричних полів, що в нашому випадку виражається в електрохімічній обробці. В результаті такої дії рідина переходить в метастабільний (активований) стан, який характеризується аномальними значеннями фізико-хімічних параметрів, у тому числі окислювально-відновного потенціалу, пов'язаного з активністю електронів у воді, електропровідністю, рН, поверхневим натягненням і іншими параметрами і властивостями.

В результаті катодної електрохімічної обробки робоче середовище придбає лужну реакцію за рахунок перетворення деякої частини розчинених солей на гідроксиди і присутність надлишкових гідроксильних груп OH^- , при цьому значення водневого показника відповідно збільшується [28, 162].

Що стосується хімічного складу, то відбувається зниження вмісту розчинених кисню, азоту, зростає концентрація водню, вільних гідроксильних груп, при цьому змінюється структура не лише оболонок гідратів іонів, але і вільного об'єму води. В результаті утворення добре розчинних гідроксидів натрію і калію і підвищення внаслідок цього рН, відбувається зрушення вуглекислотної рівноваги з утворенням важкорозчинних карбонатів кальцію і магнію з тих, що знаходяться зазвичай в початковому робочому середовищі розчинних з'єднань цих металів. Іони важких металів і заліза практично повністю перетворюються на нерозчинні гідроксиди, які випадають в осад з наступним видаленням з об'єму.

При анодній електрохімічній обробці відбувається збільшення вмісту розчиненого хлору, кисню, зменшується концентрація водню, азоту.

Ефективність такого підходу очевидна і виражається в наступному. Відкривається шлях до заміни композиційних складів ПАР-піноутворювачів і допоміжних речовин на тільки піноутворювач, що максимально задовольняє цим геолого-технічним умовам. Виключення із складу циркуляційної системи на буровій устаткування для піногасіння, або, принаймні, його спрощення. Як наслідок приведеного вище - це зниження витрат на проведення робіт при використанні газорідних сумішей.

Будь-яка добавка (десолубілізаторів) органічної і неорганічної речовини змінює умови молекулярної взаємодії ПАР і властивості міцелярних структур в розчині [147]. Це дозволяє, наприклад, в процесі закачування газорідної суміші в пласт-колектор корисно впливати на її якість, підвищуючи тим самим міру витіснення залишкової нафти. Дослідженнями, проведеними співробітниками кафедри нафтогазової інженерії та буріння НТУ ДП, також доведено наявність прямого зв'язку між стійкістю пінної системи та способом її отримання, що можна сформулювати наступним правилом - пінотворна здатність, як і кратність піни, та стійкість останньої у часі, залежить від конструкції аеруючого пристрою і режиму отримання піни (співвідношення повітря і пінотворного розчину).

Для подальших досліджень у якості технології створення пін прийнято ежекційний спосіб, а технічних засобів для його реалізації – пристроїв подавання стисненого повітря до розчину ПАР – ежекторів.

На рис. 5.7 приведені схеми конструкцій пропонувананих ежекційних пристроїв [28].

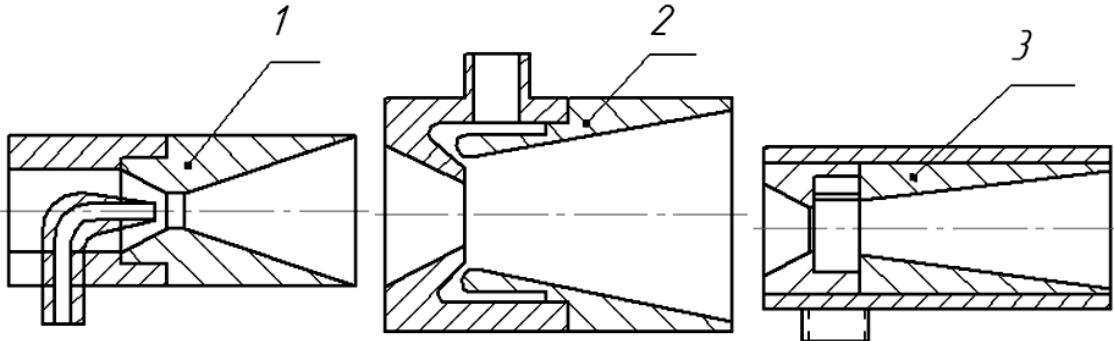


Рис. 5.7. Конструкції пропонувананих ежекційних пристроїв: 1 - струминний ежектор; 2 - щілинний ежектор; 3 - вихровий ежектор.

Основними показниками технологічної ефективності роботи пристроїв для створення пінних систем в цілому та ежекційних зокрема є загальна витрата стисненого повітря, яку можна представити швидкістю руху її струменя крізь ежектор та мінімальний поріг концентрації розчину ПАР, при якому починається стійке утворення пінного розчину. На рис. 5.8 наведено графічну залежність, що ілюструє процес піноутворення в ежекційних пристроях.

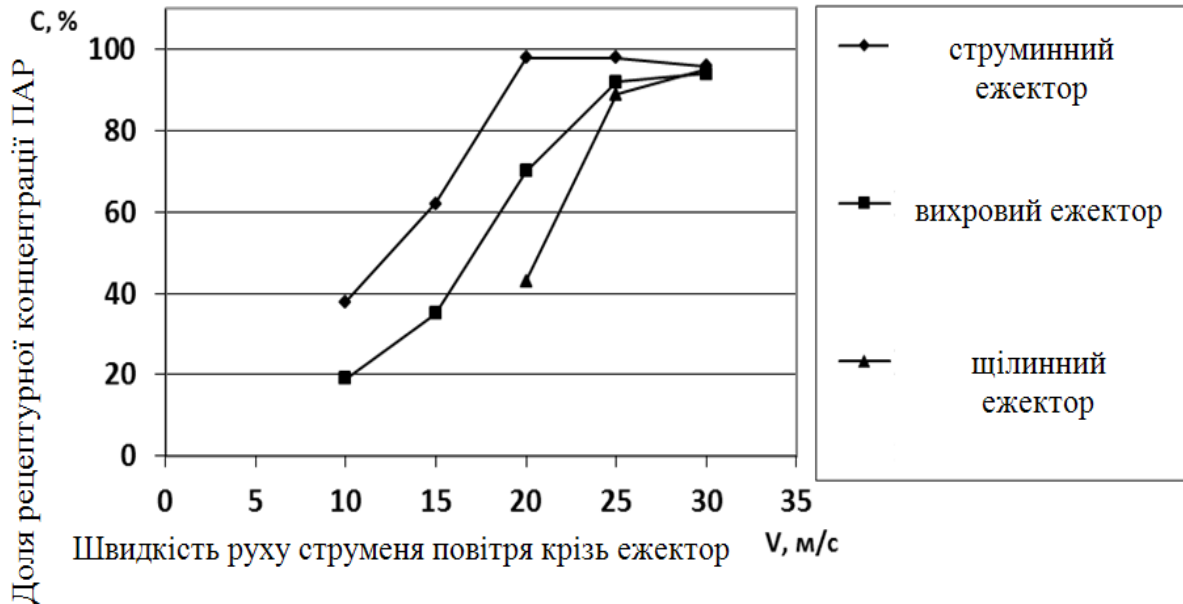


Рис. 5.8. Механізм піноутворення в ежекційних пристроях

Вивчення отриманих в результаті досліджень даних дозволяє зробити наступні висновки: початок сталого піноутворення при використанні струминних та вихрових ежекторів спостерігається при 50% значенні необхідної швидкості струменя стисненого повітря для щілинного ежектора; у разі використання виключно вихрових ежекторів доля рецептурної концентрації ПАР-піноутворювачів складає 50% від такої для струминних і щілинних ежекторів.

В табл. 5.8 приведено дані щодо якості пілотворної здатності розроблених ежекторів.

Таблиця 5.8

Усереднені показники роботи ежекторних пристроїв

Тип ежектора	Тиск в приймальній камері, МПа	Коефіцієнт ежекції	Перепад тиску, МПа
Струминний	0,05 - 0,06	2,5	0,22
Кільцевий	0,04 - 0,05	4	0,2
Вихровий	0,04 - 0,05	5	0,21

Таким чином, дані табл. 5.8 свідчать, що вихрові ежектори, окрім іншого, дозволяють отримувати піни рівномірного аераційно-дисперсійного складу.

5.4 Визначення раціональних геометричних розмірів подвійної бурильної колони

Конструкція подвійної бурильної колони може бути оцінена по відношенню площі забою до площі центрального прохідного каналу і площі кільцевого перерізу між зовнішньою і внутрішньою трубами до площі центрального каналу. У першому випадку зменшення цього відношення свідчить про велику пропускну спроможність колони і ефективніше очищення забою. У другому випадку, якщо відношення менше одиниці, зростають втрати тиску в кільцевому проміжку і витрата очисного агента, необхідного для створення швидкості, що забезпечує винесення породи. При відношенні більшому одиниці зменшується діаметр керна при одночасному збільшенні площі руйнування. Таким чином, при обертальному бурінні з подвійною колоною площу забою в 3 - 5 разів перевищує площа її центрального каналу [93].

При русі промивальної рідини в циркуляційній системі виникають значні гідравлічні втрати. Вони обумовлені тертям рідини об стінки трубопроводу (труби, кільцевий простір) і шарів рідини один з одним, а також опорами в місцях різкої зміни прохідного перерізу [89].

Основні втрати гідравлічної потужності в подвійній бурильній колоні пов'язані з подоланням опорів по довжині: в центральному каналі і кільцевому міжтрубному просторі колони [175].

Збільшенням діаметру центрального каналу подвійної колони можна досягти зниження в ній гідравлічних втрат, проте в той же час зростуть втрати в кільцевому міжтрубному просторі. Очевидно, існує певне співвідношення діаметрів внутрішніх і зовнішніх труб, при якому сумарні втрати тиску в подвійній бурильній колоні будуть мінімальними.

Втрати тиску в трубах [176]:

$$P_1 = 8,12 \cdot 10^{-7} \lambda_1 \rho Q^2 L / d_g^5, \quad (5.6)$$

або

$$P_1 = 8,12 \cdot 10^{-7} \lambda_1 \rho Q^2 L / (d_3 - 2\delta)^5. \quad (5.7)$$

Втрати тиску в кільцевому просторі за умови, що воно утворене співісними циліндрами:

$$P_2 = 8,12 \cdot 10^{-7} \lambda_2 \rho \frac{Q^2 L}{(D_e - d_3)^3 (D_e + d_3)^2}, \quad (5.8)$$

де λ_1 і λ_2 - безрозмірні коефіцієнти гідравлічних опорів в центральному каналі і міжтрубному просторі відповідно; ρ - щільність очисного агента; Q - витрата очисного агента; L - довжина труб; d_e і d_3 - внутрішній і зовнішній діаметри труб центрального каналу відповідно, м; δ - товщина стінки труб центрального каналу, м; D_e - внутрішній діаметр зовнішніх бурильних труб подвійної колони, м.

Ці втрати (назвемо їх втратами по довжині свердловини) рівні:

$$P_{дог} = P_1 + P_2. \quad (5.9)$$

Склавши рівняння (5.7) і (5.8), продиференціювавши по d_3 і прирівнявши першу похідну нулю, отримаємо:

$$-\frac{5\lambda_1\rho}{(d_3-2\delta)^6} + \frac{(D_e+5d_3)\lambda_2\rho}{(D_e-d_3)^4(D_e+d_3)^3} = 0. \quad (5.10)$$

Для спрощення рішення прийемо, що щільність очисного агента і безрозмірні коефіцієнти гідравлічних опорів в центральному каналі і міжтрубному просторі рівні, тоді

$$-\frac{5}{(d_3-2\delta)^6} + \frac{(D_e+5d_3)}{(D_e-d_3)^4(D_e+d_3)^3} = 0. \quad (5.11)$$

Опускаючи знаменники в рівнянні (5.11) маємо

$$(D_e+5d_3)(d_3-2\delta)^6 = 5[(D_e-d_3)^4(D_e+d_3)^3]. \quad (5.12)$$

Приймаємо, що $(D_e+5d_3) \approx (D_e+d_3)$, тоді

$$(d_3-2\delta)^6 = 5[(D_e-d_3)^4(D_e+d_3)^2]. \quad (5.13)$$

Вважаючи, що $\delta = 0$ отримаємо

$$d^6 = 5[(D_e-d)^4(D_e+d)^2]. \quad (5.14)$$

Після нескладних перетворень

$$d^3 = \sqrt{5}[(D_e-d)^2(D_e+d)], \quad (5.15)$$

$$d^3 = \sqrt{5}D_e^3 - \sqrt{5}D_e^2d - \sqrt{5}D_ed^2 + \sqrt{5}d^3, \quad (5.16)$$

$$d^3 - \sqrt{5}D_e^3 + \sqrt{5}D_e^2d + \sqrt{5}D_ed^2 - \sqrt{5}d^3 = 0, \quad (5.17)$$

$$d^3(1 - \sqrt{5}) + d^2(\sqrt{5}D_e) + d(\sqrt{5}D_e^2) - \sqrt{5}D_e^3 = 0, \quad (5.18)$$

Для приведення кубічного рівняння до стандартного виду [177], розділимо кожен член рівняння на $(1 - \sqrt{5})$, тоді

$$d^3 + d^2 \frac{\sqrt{5}D_e}{1 - \sqrt{5}} + d \frac{\sqrt{5}D_e^2}{1 - \sqrt{5}} - \frac{\sqrt{5}D_e^3}{1 - \sqrt{5}} = 0. \quad (5.19)$$

$$d^3 - \underbrace{1,809D_e d^2}_a - \underbrace{1,809D_e^2 d}_b + \underbrace{1,809D_e^3}_c = 0. \quad (5.20)$$

Рішення Кордано

$$x^3 + ax^2 + bx + c = 0, \quad (5.21)$$

підстановкою $x = y - \frac{a^2}{3}$ приводиться до «неповного» виду

$$y^3 + py + g = 0, \quad (5.22)$$

$$p = -\frac{a^2}{3} + b, \quad (5.23)$$

$$g = 2\left(\frac{a}{3}\right)^3 - \frac{ab}{3} + c. \quad (5.24)$$

$$p = -1,09D_g^2 - 1,809D_g^2 = -2,899D_g^2 < 0, \quad (5.25)$$

$$g = 2\left(-\frac{1,809D_g}{3}\right)^3 - \frac{(-1,809D_g)(-1,809D_g^2)}{3} + 1,809D_g^3 =$$

$$= \{-0,439D_g^3 - 1,09D_g^3 + 1,809D_g^3\} = 0,28D_g^3 \quad (5.26)$$

Коріння y_1, y_2, y_3 «неповного» кубічного рівняння рівні

$$y_1 = A + B, \quad (5.27)$$

$$y_{2,3} = -\frac{A+B}{2} \pm i \frac{A-B}{2} \sqrt{3}, \quad (5.28)$$

де

$$A = \sqrt[3]{-\frac{g}{2} + \sqrt{Q}}, \quad (5.29)$$

$$B = \sqrt[3]{-\frac{g}{2} - \sqrt{Q}}, \quad (5.30)$$

де

$$Q = \left(\frac{p}{3}\right)^3 + \left(\frac{g}{2}\right)^2. \quad (5.31)$$

$$Q = \left(-\frac{2,899D_g^2}{3}\right)^3 + \left(\frac{0,28D_g^3}{2}\right)^2 = \{-0,9D_g^6 + 0,02D_g^6\} = -0,88D_g^6 < 0. \quad (5.32)$$

У разі, коли $Q < 0$ кубічне рівняння має три дійсні корені. Застосовуємо тригонометричне рішення, якщо $p < 0$, тоді

$$y_1 = 2\sqrt{-\frac{p}{3}} \cos\left(\frac{\alpha}{3}\right), \quad (5.33)$$

$$y_2 = 2\sqrt{-\frac{p}{3}} \cos\left(\frac{\alpha}{3} + \frac{2\pi}{3}\right), \quad (5.34)$$

$$y_3 = 2\sqrt{-\frac{p}{3}} \cos\left(\frac{\alpha}{3} + \frac{4\pi}{3}\right), \quad (5.35)$$

$$\cos \alpha = -\frac{g}{2\sqrt{-\left(\frac{p}{3}\right)^3}} = -\frac{0,28D_g^3}{2\sqrt{-\left(-\frac{2,899D_g^2}{3}\right)^3}} = \left\{-\frac{0,28D_g^3}{1,899D_g^3}\right\} = -0,147, \quad (5.36)$$

$$\alpha = \arccos(-0,147) = 98^\circ 55', \quad (5.37)$$

$$y_1 = 2\sqrt{\frac{2,899D_g^2}{3}} \cos\left(\frac{98^\circ 55'}{3}\right) = 1,65D_g, \quad (5.38)$$

$$y_2 = 2\sqrt{\frac{2,899D_g^2}{3}} \cos\left(\frac{98^\circ 55'}{3} + \frac{2 \cdot 180}{3}\right) = -1,75D_g, \quad (5.39)$$

$$y_3 = 2\sqrt{\frac{2,899D_g^2}{3}} \cos\left(\frac{98^\circ 55'}{3} + \frac{4 \cdot 180}{3}\right) = 0,096D_g. \quad (5.40)$$

Підставляючи y_1 , y_2 і y_3 в заміну, маємо коріння рівняння

$$x_1 = 1,65D_g + \frac{1,809D_g}{3} = 2,253D_g, \quad (5.41)$$

$$x_2 = -1,75D_g + \frac{1,809D_g}{3} = -1,147D_g, \quad (5.42)$$

$$x_3 = 0,096D_g + \frac{1,809D_g}{3} = 0,699D_g. \quad (5.43)$$

Корінь x_3 є шуканим рішенням рівняння, отже, середній діаметр бурильних труб, що відповідає поставленій умові мінімуму гідравлічних втрат в системі рівний

$$d = 0,699D_g. \quad (5.44)$$

Раціональний зовнішній діаметр внутрішніх труб

$$d_3 = d + \delta, \quad (5.45)$$

а внутрішній діаметр цих труб

$$d_g = d - \delta. \quad (5.46)$$

Використовуючи вирази (5.44 – 5.46) можна знаходити діаметри внутрішніх труб подвійної бурильної колони для зовнішніх труб різних поперечних розмірів.

Для порівняння в табл. 5.9 приведені розміри труб однієї з існуючої конструкції подвійної бурильної колони і діаметри внутрішніх труб, отримані згідно з запропонованою методикою.

Таблиця 5.9

Геометричні і гідравлічні характеристики існуючої і проектованої подвійної бурильної колони

Внутрішній діаметр зовнішніх труб D_g , мм	Діаметри внутрішніх труб, мм				Зниження сумарних втрат тиску в системі при використанні проєктованих труб порівняно з існуючими, %
	існуючий		проєктований		
	d_3	d_g	d_3	d_g	
60	48	42	45	39	32

З табл. 5.9 видно, що при використанні проєктованих труб спостерігається істотне зниження сумарних гідравлічних втрат натиску в порівнянні з такими, характерними для існуючих подвійних бурильних колон, крім того, запропонована методика визначення геометричних параметрів бурильних колон може бути застосована і при визначенні розмірів останніх одинарного виконання [178].

5.5 ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 5

1. На підставі теоретичних та лабораторних досліджень механо-гідралічних процесів при спорудженні свердловин в осадових породах сформульовані обмежувальні заходи технології буріння, які ґрунтуються на необхідності уповільнення або повного виключення явища набрякання, що відбувається внаслідок збільшення розміру силікатних мінералів, які становлять структуру глин.

2. Лабораторними дослідженнями підтверджено, що з метою попередження прояву насамперед набрякань, бурові розчини в обов'язковому порядку повинні бути піддані хімічній обробці поверхнево-активними речовинами, що будуть перешкоджати проникненню фільтрату промивальних рідин в міжпакетний простір глинистих порід, крім того показано наступне: поверхнево-активні речовини істотно зменшують міру набрякання глин під дією фільтрату промивальних рідин, причому органічні поверхнево-активні речовини є більш прийнятними для застосування при обробці промивальних рідин, оскільки вони значно ефективніше знижують ступінь набрякання глин а ніж неорганічні. Доведено, що ефективним засобом попередження ускладнень при бурінні є правильний підбір промивальних агентів по складу і властивостям для кожного специфічного інтервалу і грамотне оперативне коригування режиму промивання залежно від властивостей перебудурюваних гірських порід.

3. В результаті лабораторних досліджень адсорбційних властивостей визначено граничні адсорбційні об'єми глинистих порід, які можуть слугувати мірою ступеня набрякання глинистих порід.

4. Доведено, що інтенсивне шламовинесення при використанні газорідних сумішей відбувається в результаті дії гідродинамічної сили потоку і значною мірою воно пов'язано з процесами хімічної термодинаміки і кінетики, що протікають на межі розділу фаз. Запропоновано метод покращення фізико-хімічних властивостей промивальних рідин, який базується на принципах електрохімічного впливу. Розглянуто кінетичні електрохімічні чинники стійкості пін, надано пропозиції з забезпечення підвищення ефективності та сталості процесу піноутворення та з'ясовано роль водневого показника в процесах піноутворення.

5. Проаналізовано механізм роботи існуючих способів приготування і нагнітання пін та запропоновано спосіб отримання пін шляхом застосування ежекторних пристроїв.

6. Детально обґрунтовано методику визначення геометричних параметрів подвійної бурильної колони, а саме діаметрів внутрішніх труб для зовнішніх труб різних поперечних розмірів, яка забезпечує істотне зниження сумарних гідралічних втрат натиску в порівнянні з такими, характерними для існуючих подвійних бурильних колон.

РОЗДІЛ 6. ОБҐРУНТУВАННЯ ЗАПРОПОНОВАНИХ РІШЕНЬ ТА ПЕРСПЕКТИВИ ПОДАЛЬШИХ ШЛЯХІВ ВДОСКОНАЛЕННЯ СВЕРДЛОВИННИХ ПРОЦЕСІВ

6.1 Економічний розрахунок ефективності впровадження запропонованих комбінованих прогресивних техніко-технологічних рішень

Порівняння тільки за собівартістю впроваджуваних у виробництво технічних засобів або технологій, що реалізують прогресивні прийоми і методи не завжди дає уявлення про доцільність і економічну обґрунтованість того або іншого інноваційного рішення.

Отже, якнайповнішим і достовірнішим є порівняння техніко-технологічних прийомів буріння за економічними показниками, що враховують усі витрати, пов'язані з проведенням бурових робіт (наприклад вартість 1 м буріння, питомі капіталовкладення, соціальний ефект тощо).

Усі способи буріння, що використовують очисний агент, в тій чи іншій мірі характеризуються значними витратами енергії при створенні циркуляції – до 80% від сумарного енергоспоживання [178]. У найбільшій мірі енерговитрати відносяться до технологій гідротранспорту керна. Невідповідність циркуляційних параметрів процесу промивання горно-геологічним умовам буріння ведуть до того, що практично увесь період роботи насоса здійснюється в режимі перевантаження, а це у свою чергу тягне кратне підвищення витрат енергії. Не обґрунтовано великі енерговитрати припадають на так зване «очікування винесення керна», які безпосередньо пов'язані з нераціональним режимом промивання. Ту ж природу мають і енерговитрати, необхідні при ходіння снаряда, здійснюваного за схемою скидання бурильної колони з деякої висоти, вироблюване виключно при самозаклинюванні керна усередині бурильної колони; сюди ж необхідно віднести і різке зменшення проходки на коронку [24].

Для визначення очікуваного економічного ефекту від застосування запропонованої технології необхідно вибрати базу для порівняння. Якнайповніший фактичний матеріал по продуктивності і витратам є по декількох родовищах, бурові роботи на яких велися із застосуванням технологій гідротранспорту керна по подвійній колонній бурильних труб.

Узагальнюючи дані за техніко-економічними показниками приймаємо наступні базові показники (середньозважені станом на 2014-2018 рр.).

Робота насоса НБ 4:

-в нормальному режимі 140 кВт.

Робота насоса НБ 4:

-в режимі перевантаження 260 кВт.

Простій пов'язаний з ОВК:

- діючий 30 кВт.

- проєктований 15 кВт.

Ходіння снаряда при самозаклинюванні:

- діючий 40 кВт.

- проєктований 10 кВт.

- Проходки на коронку, м:
 - діюча 50.
 - проєктована 100.

Таблиця 6.1

Вартість енергоресурсів і витрат на стираючі матеріали в загальному балансі на 1 м буріння в існуючому комплексі

Найменування витрат	Одиниця виміру	Натуральні показники	Витрати грн.
Стираючі матеріали			
Інструмент (коронки)			
Проходка	м	50	
вартість	грн.	70	1,4
Споживання електроенергії:			
талевою системою	кВт	400	5,76
насосом НБ 4 при ОВК	кВт	300	4,32
насосом НБ 4	кВт	2600	37,44
Вартість 1 м	-	-	48,92

Таблиця 6.2

Вартість енергоресурсів і витрат на стираючі матеріали в загальному балансі на 1 м буріння в проєктованому комплексі

Найменування витрат	Одиниця виміру	Натуральні показники	Витрати грн.
Стираючі матеріали			
Інструмент (коронки)			
Проходка	м	100	
вартість	грн.	70	0,7
Споживання електроенергії:			
талевою системою	кВт	100	0,72
насосом НБ 4 при ОВК	кВт	150	1,08
насосом НБ 4	кВт	1400	10,08
Вартість 1 м	-	-	12,58

Дані наведені в табл. 6.1 і 6.2 показують, що витрати на буріння пов'язані із споживанням енергоресурсів і стираючих матеріалів в проєктованому комплексі значно знижуються а саме на 36,34 грн. або в процентному вираженні на 75%.

Ці дані свідчать про економічну обґрунтованість і доцільність застосування на етапах проектування гідравлічної програми свердловини розробленої методики.

У переважному числі випадків відмови доліт, експлуатованих в тяжких умовах, відбуваються з технологічних причин, пов'язаних з впливом техніки і технології виготовлення, а також якості відробітку опор бурових шарошечних доліт.

Сучасні конструкції систем опор доліт не забезпечують стабільне значення

ресурсу виробу, що є проблемою як машинобудування, так і буріння. Вирішення проблеми стабілізації ресурсу таких виробів нерозривно пов'язане з вдосконаленням і системною розробкою принципово нових технічних підходів до конструювання і виготовлення опор.

Процес розробки нових конструкцій опор повинен враховувати індивідуальні властивості взаємодії поверхонь деталей рухливих з'єднань і гарантувати підвищення розрахункового ресурсу виробу із заданим рівнем надійності. Результатом робіт по удосконаленню опорних вузлів бурових доліт стало, зокрема, розробка підшипників з гідростатичною плаваючою опорою.

Пропонована конструкція є багато в чому індивідуальною, що дозволяє стверджувати наступне: оцінити економічні і експлуатаційні параметри розробленої системи опори можна тільки на підставі комплексних показників - вартості виготовлення долота в цілому, ресурсу його роботи, значень швидкостей проходки свердловин, що досягаються.

Для визначення очікуваного економічного ефекту необхідно вибрати базу для порівняння із пропонованими технічними рішеннями.

Для стандартного бурового долота III 215,9 С-ГНУ:

- вартість долота - 19190 грн.;
- середньозважена ціна підшипникової опори (показник входить у загальну вартість долота) – 340 грн.;
- середня проходка на одне долото - 230 м;
- розподіл механічних швидкостей за метражем проходки:

Таблиця 6.3

Показники процесу спорудження свердловини існуючим долотом

Метраж проходки	0 - 38	39 - 80	81 - 120	121 - 150	151 - 180	181 - 230
Середньозважена механічна швидкість, м/год	13	12,4	11,6	10,2	9,3	8,02

- тривалість проведення СПО – 2 год;
- глибина свердловини – 1000 м.

Для проектного бурового долота III 215,9 С-НП:

- вартість долота - 22100 грн.;
- середньозважена ціна підшипникової опори (показник входить у загальну вартість долота) – 620 грн.;
- середня проходка на одне долото - 280 м;
- розподіл механічних швидкостей за метражем проходки:

Таблиця 6.4

Показники процесу спорудження свердловини проектованим долотом

Метраж проходки	0 - 46	47 - 90	91 - 150	151 - 190	191 - 230	231 - 280
Середньозважена механічна швидкість, м/год	14,02	13,6	13,08	12,8	11,6	10,9

- тривалість проведення СПО – 2 год.
- глибина свердловини – 1000 м.

Аналіз отриманих результатів свідчать про те, що застосування модернізованого за системою опори долота приведе до зниження вартості спорудження свердловини. Для більшої наочності необхідно порівняти між собою показники, що досягаються при застосуванні існуючого та проектного доліт (табл. 6.5).

Таблиця 6.5

Узагальнені витрати на спорудження свердловини завглибшки 1000 м існуючим та проектованим долотами

Найменування витрат	Одиниця виміру	Стандартне долото	Проектоване долото
Витрата доліт	грн.	83435	78929
Термін спорудження свердловин	год	99,9	82,92
Середня продуктивність	м/вст.-год	10,88	13
Економічний ефект (за показниками вартості доліт)	грн.	4506	
Скорочення терміну спорудження свердловин	год	16,98	

Зіставлення узагальнених витрат на порівнювані технології свідчить про їх скорочення при використанні модернізованих бурових доліт, а саме термін спорудження свердловин зменшується на 20%, витрата доліт на 5,56%; відповідно швидкість поглиблення свердловин збільшується на 2,12 м/вст.-год, крім того, скорочується кількість циклів і загальні витрати часу на проведення СПО та як наслідок зменшується вірогідність виникнення надзвичайних ситуацій.

Припускаючи цілком об'єктивні зміни стосовно тих або інших економічних характеристик, підкреслимо наступне: загальний характер покращення показників прогресивних технологій спорудження свердловин, які були піддані модернізації, збережеться позитивним.

6.2 Перспективи застосування газорідних систем та активованих рідин в процесах підвищення нафтовилучення

У міру розвитку нафтогазової галузі загострюється проблема росту ступеня вилучення з надр нафти, газу та газового конденсату.

Приведений аналіз наукових і технічних джерел показав, що за низкою питань в області відпрацювання ефективних технологій видобутку рідких вуглеводнів і розробки прогресивних методів підвищення нафтовилучення, потрібні додаткові ґрунтовні дослідження, спрямовані на створення, лабораторне та промислове випробування і виробниче впровадження енергоефективної технології підвищення ступеня вилучення нафти з порід-колекторів, що дозволить збільшити відсотковий показник нафтовилучення, який за інтегральними оцінками знаходиться у діапазоні від 10 до 60% і тільки в окремих випадках досягає

позначки 70% [179]. Тому підвищення нафтовилучення пластів вироблених родовищ на декілька відсотків від досягнутої величини набуває великого економічного значення і може бути рівнозначним відкриттю нових покладів нафти.

За механізмом процесів або видом використання енергії методи збільшення нафтовилучення можна об'єднати у наступні групи [180]: фізико-гідродинамічні методи, до яких відносяться всі види заводнення; фізико-хімічні методи підвищення нафтовилучення з метою поліпшення ефективності заводнення; газові методи збільшення нафтовилучення пластів; теплові методи збільшення нафтовилучення пластів, які поділяються на теплофізичні та термофізичні.

Кожний з перелічених методів має свою область застосування та ефективність, які залежать від геолого-фізичних властивостей колекторів і насичуючих їх рідин, стану і стадії розробки родовища, ступеня заводнення покладів, тобто величини нафтонасиченості продуктивних горизонтів [181].

Після першого етапу розробки нафтових родовищ основні об'єми нафти і розчиненого газу видобуті. Додаткове вилучення нафти з виснажених розробкою родовищ пов'язане з деякими специфічними труднощами, оскільки під час зниження пластового тиску нафта дегазується, стає більш в'язкою, з'являється вільний газ, який погіршує фазову проникність для нафти, що стала менш рухомою, а незначна пластова енергія не сприяє припливу нафти до вибоїв свердловин.

Заводнення нафтових родовищ після їх виснаження на режимі розчиненого газу здійснювалось на багатьох родовищах у нафтовидобувних районах [2, 181] (Техас, Баку, Грозний, Краснодар, Західна Україна – Борислав, Східниця, Битків), хоча слід зауважити, що на пізніх стадіях розробки традиційне заводнення було малоєфективне. Тому метод заводнення намагаються застосовувати на ранній стадії розробки нафтових родовищ. За інтегральними оцінками у світі близько 90 % нафти видобувається з родовищ, які розробляються за допомогою заводнення, і цей метод на найближчий час, напевне, залишиться превалюючим способом інтенсифікації розробки нафтових родовищ [182].

Перспективи розвитку вторинних методів пов'язані з їхнім постійним вдосконаленням. На пізніх стадіях розробки застосовуються: циклічне нагнітання води, зміна напрямків фільтраційних потоків, підвищення тиску нагнітання, облагороджування закачуваної води додаванням різного хімічного походження поверхнево-активних речовин (ПАР), загущувачів, застосування кислотних обробок [183].

Фізико-гідродинамічні методи принципово можна застосовувати на всіх родовищах, що розробляються, завдяки штучній дії на пласти. Незалежно від того, який робочий агент (вода, газ, пара, повітря, розчини тощо) застосовуватиметься для витіснення нафти з пластів, нагнітати його на будь-якій стадії розробки доцільно циклічно або зі зміною напрямків фільтраційних потоків у покладах. Це пов'язано з тим, що практично всі продуктивні пласти тією чи іншою мірою неоднорідні, а тому стабільна дія на них не забезпечує повного охоплення продуктивної товщі витісненням і навіть дренаванням.

Промисловий досвід показує [2, 182], що ефективність фізико-гідродинамічних методів, які застосовувалися на початковій стадії розробки для підвищення нафтовилучення пластів, може досягати 5 - 6% і більше, тоді як на пізній стадії вона складає біля 1 - 1,5%.

Вплив щільності сітки свердловин на нафтовилучення пластів залежить від величини коефіцієнта розчленування (піскуватості). В монолітних пластах вплив щільності сітки свердловин на нафтовилучення вважається несуттєвим, а в розчленованих пластах - значним. Темп розробки під час заводнення слабо, але позитивно впливає на нафтовилучення. У ряді випадків в окремих покладах нафти така залежність простежується більш виразно.

Щільність сітки свердловин на ранніх стадіях розробки в середньому справляє порівняно невеликий вплив на коефіцієнт поточного нафтовилучення. Відносний вплив щільності сітки свердловин зростає на більш пізніх стадіях розробки.

Співвідношення числа нагнітальних і видобувних свердловин не справляє значного впливу на кінцеве нафтовилучення та збільшення цього співвідношення прискорює темпи видобутку нафти, поточне нафтовилучення на ранніх стадіях розробки, а в переривчастих пластах також і кінцеве нафто вилучення [182].

Блокові системи заводнення, у порівнянні з законтурними, збільшують нафтовилучення пластів несуттєво (2,0 - 2,5%), але темпи розробки підвищують у 1,5 - 2 рази.

У неоднорідних пластах вода, що нагнітається, проривається до видобувних свердловин через високопроникні прошарки і зони, залишаючи невитісненою нафту в слабопроникних прошарках, ділянках, зонах [184]. Це явище може мати місце і в однорідних пластах за підвищеної в'язкості нафти, завдяки нестійкості фронту витіснення. Це призводить до утворення за фронтом заводнення ділянок безсистемного чергування заводнених високопроникних і менш проникних нафтонасичених прошарків.

Додаткове охоплення заводненням не залучених до розробки нафтонасичених зон і ділянок може сприяти збільшенню нафтовіддачі пластів під час звичайного заводнення. Одним з ефективних шляхів досягнення цієї мети можуть послужити запропоновані в 50-х роках минулого століття циклічне або, як його іще називають, імпульсне нестационарне заводнення прошарково неоднорідних продуктивних пластів і, як супутній йому, спосіб зміни напрямків фільтраційних потоків рідини [181].

Суть методу циклічної дії полягає в тому, що в пластах, які є неоднорідними за проникністю прошарків, зон, ділянок і, відповідно, нерівномірним нафтонасиченням (обводненням), штучно створюється нестационарний тиск. Він досягається зміною об'ємів нагнітання води у свердловини або відбору рідини із свердловини у певному порядку шляхом їх періодичного підвищення і зниження.

У результаті такої нестационарної дії на пласти в них періодично підвищується і знижується тиск. Верстви, зони і ділянки малої проникності, що насичені нафтою, розміщуються в покладах безсистемно, а швидкість зміни (роз-

повсюдження) тиску в них значно нижча, ніж у високопроникних водонасичених прошарках, зонах, ділянках. Тому між нафтонасиченими і водонасиченими зонами виникають відмінні за знаком перепади тиску.

Під їх дією відбувається перерозподіл рідин у нерівномірно насиченому пласті, який спрямований на вирівнювання насичення і усунення капілярної нерівноваги на контакті нафтонасичених і заводнених зон, верств, ділянок.

Виникнення відмінних за знаком перепадів тисків між зонами різного насичення сприяє прискоренню капілярного протитічного просякнення водою нафтонасичених зон (верств) - вторгненню води із заводнених зон у нафтонасичені через дрібні порові канали і перетоку нафти з нафтонасичених зон у заводнені через великі порові канали [180].

Вважається, що чим швидше почато циклічне заводнення, тим більше можна видобути нафти додатково, тобто ефективність нестационарної циклічної дії на пласти, завдяки зміні тиску нагнітання води, зростає майже пропорційно до збільшення амплітуди коливання витрат води і знижується із зростанням часу початку його впровадження [183]. Вважається також, що цей метод дозволяє підвищити нафтовилучення на одиниці процентів (від 5 - 6% на початковій стадії розробки, до 1 - 1,5% на кінці стадії). Метод є найбільш ефективним в потужних шарувато-неоднорідних пластах з надійним гідродинамічним зв'язком між прошарками, а також у тріщинувато-пористих колекторах, що насичені малов'язкою нафтою з високим вмістом газу. Сприятливий фактор – гідрофільність колекторів.

Оскільки всі викладені вище теоретично-експериментальні положення, що стосуються циклічної дії на пласти, справедливі і для зміни напрямків фільтраційних потоків, можна також додати, що зміна напрямку фільтраційних потоків між свердловинами (в плані) підсилює процес циклічної дії в напрямку збільшення охоплення пластів заводненням [184].

Останнім часом з'явилася значна група методів для покращення заводнення, серед іншого ця група методів базується на нагнітанні у продуктивні пласти витісняючого агента водних розчинів хімічних речовин концентрацією 0,001 - 0,4% [183]. Переважно у пласті створюють зони присутності розчинів (облямівки) в об'ємі 10 - 50% від об'єму порового простору покладу, що піддається обробці. Після цього створену облямівку переміщують у пласті нагнітанням технічної води. Методи можуть застосовуватись при такій самій щільності сітки свердловин, що і під час звичайного заводнення; вони сприяють істотному розширенню діапазону значень в'язкості пластової нафти до 50 - 60 мПа·с, коли стає можливим застосування таких методів дії на пласт, в яких велику роль відіграє заводнення; практично доведено, що застосування зазначених методів на початкових стадіях розробки дає змогу очікувати підвищення коефіцієнтів вилучення нафти порівняно зі звичайним заводненням на 3 - 10% [180].

До визначеної групи допоміжних методів покращення заводнення відносять також методи, що призводять до зниження рухливості води в зоні її просування, а також методи, що пов'язані зі зміною змочуваності в системі «порода – нафта – вода» і ведуть до інтенсифікації процесу капілярного просочування [184]. Серед них можна назвати: заводнення розчинами поверхнево - активних

речовин (ПАР); полімерне заводнення; лужне і кислотне заводнення. Іноді сюди відносять використання пін, емульсій і газоводяних сумішей, хоча останній метод за сприятливих умов можна вважати також і методом підвищення нафто-віддачі.

Порівняно високу зацікавленість у застосуванні поверхнево-активних речовин для інтенсифікації підвищення нафтовіддачі можна пояснити здатністю ПАР під час розчинення їх у воді знижувати міжфазний натяг на границі розділу «нафта – вода», змінювати змочуваність в системі «нафта – вода - поверхня породи» і властивості адсорбційних шарів, що утворюються на границі розділу «вода – нафта» і «нафта - поверхня породи» [166]. При цьому використовують розведені розчини неіоногенних ПАР і, зокрема, розчин оксіетильованих алкілфенолів, жирних кислот або спиртів, продуктів конденсації окислу етилену і окислу пропілену. Міжфазний натяг на границі розділу нафти і водних розчинів ПАР цього типу за концентрації їх у розчинах 0,05 - 0,5% знижується від 25 - 45 до 4 - 7 мН/м.

Однією з важливих властивостей ПАР, що визначають їх малу ефективність під час витіснення нафти, є їхня здатність адсорбуватися на границях розділу фаз [167]. Внаслідок цього відбувається відставання фронту розчину ПАР з робочою концентрацією від фронту витіснення, так що розчин ПАР діє фактично на нерухому залишкову нафту. Оскільки в умовах пласту має місце значний міжфазний натяг, розчин ПАР не в змозі перевести залишкову нафту в рухомий стан, а саме з цієї причини не спостерігається суттєвий вплив розчинів цих ПАР на коефіцієнт витіснення нафти в однорідному пласті. Проте в неоднорідному колекторі, в якому можуть виявитись цілики нафти, які обминула вода, зниження міжфазного натягу може сприяти витісненню з них нафти [2, 183].

Негативний вплив на ефективність витіснення нафти розчинами ПАР справляють високі температури і підвищений вміст солей лужноземельних елементів. Необхідно зауважити, що результати дослідно-промислових робіт у різних геологічних умовах показують, що додавання ПАР у чистому вигляді не є вельми ефективним способом через те, що приріст нафтовилучення виявляється меншим від очікуваного. Тому в даний час набувають популярності методи, що базуються на застосуванні композицій ПАР з іншими хімічними реагентами [183, 185].

Застосування полімерів базується на здатності високомолекулярних хімічних реагентів-полімерів під час розчинення їх у воді навіть у малих концентраціях суттєво підвищувати їх в'язкість, зменшувати їх рухливість і, завдяки цьому, підвищувати охоплення пластів заводненням [183]. За концентрації їх в розчині 0,01 - 0,1% в'язкість останнього збільшується до 3 - 4 мПа·с. Це призводить до значного зменшення співвідношення в'язкості нафти і води в пласті, практично повного виключення умов прориву води, що у комплексі підвищує стійкість розділу між водою і нафтою (фронту витіснення), сприяє поліпшенню витісняючих властивостей води і повнішому залученню всього об'єму покладу до розробки [2]. У процесі фільтрації полімерних розчинів через пористе середовище їх в'язкість може збільшуватись на порядок і більше. Тому полімерні

розчини найбільш придатні в неоднорідних пластах, а також за підвищеної в'язкості нафти з метою збільшення охоплення їх заводненням.

Також полімерні розчини можуть вступати у взаємодію із скелетом породи і цементуючою речовиною, що викликає активну адсорбцію молекул полімерів [182], які перекривають канали або погіршують фільтрацію в них вод. Отже, ці два фактори призводять до зменшення динамічної неоднорідності потоків рідини, і, як наслідок, збільшення охоплення пластів заводненням.

Відомо, що полімерним розчинам притаманні в'язкопластичні (неньютонівські) властивості [155], внаслідок чого їх фільтрація можлива тільки після подолання початкового градієнту зсуву і може покращуватись в залежності від швидкості фільтрації та молекулярної маси полімеру.

Полімери рекомендується до застосування для неоднорідних пластів з підвищеною в'язкістю пластової нафти (10 - 50 мПа·с) [2, 180]. Враховуючи можливість зниження приймальності нагнітальних свердловин через підвищену в'язкість розчину і, відповідно, зниження темпів розробки покладів, метод доцільно застосовувати в умовах покладів з високими фільтраційно-ємнісними властивостями з проникністю порід-колекторів понад $0,1 \text{ мкм}^2$.

Під час фільтрації розчинів полімерів в обводненому пористому середовищі порід відбувається адсорбція полімеру на стінках порових каналів, тому найбільш ефективно метод може бути застосований у покладах з низьким водонасиченням пласта і глинистістю колекторів не більше 8 - 10%. Через втрату полімерами здатності загущувати воду при високій температурі метод доцільно застосовувати тоді, коли пластова температура не перевищує 80°C [182].

Переконливо доведено, що використання під час заводнення пін та емульсій знижує рухливість води, яка витісняє нафту, внаслідок чого змінюється напрямок її потоку [186]. Основний результат нагнітання піни в промита водою пористе середовище полягає у суттєвому зменшенні водопроникності. Крім того, встановлено загальну закономірність поведінки пін у пластах-колекторах, яка полягає в наступному: тільки в разі використання суміші ПАР, що знижують міжфазний натяг на межі «нафта – вода» до дуже низьких значень, нагнітання піни в пористе середовище може призвести до збільшення витиснення залишкової нафти.

Для з'ясування і правильного розуміння механізму взаємодії пінних систем з породами пласта-колектора слід розглянути сутність процесу і встановити причини що його викликають.

Проектування оптимальних параметрів процесу нагнітання в продуктивний пласт пінних систем лежить в основі вибирання раціональних технічних засобів і вдосконалення технології підвищення нафтовіддачі на нафтових родовищах. Спостереження за роботою в пласті-колекторі газорідинних сумішей показали, що вони значно краще, ніж звичайні агенти сприяють підвищенню ефективності витиснення залишкової нафти. При цьому істотну роль грають поверхневі явища на межі розділу фаз (поверхневе натягнення, кут змочування), що створюють міцний зв'язок системи «нафта - вода - порода - бульбашка повітря (газу)». Інтенсивне витискування нафти з пласта-колектора при використанні газорідинних сумішей відбувається в результаті дії гідродинамічної сили

потоків і значною мірою вони пов'язані з процесами хімічної термодинаміки і кінетики [179, 183], що протікають на межі розділу фаз. В процесі нагнітання у свердловини газорідинних сумішей, а саме пін має місце прилипання нафтового контакту до бульбашок повітря (газу) - це підтверджується дослідними даними і практикою використання пін.

Процес пінної нафтогідравлічної циркуляції в вуглеводневих пластах при використанні газорідинних сумішей здійснюється за наступними схемами. Якщо в якості газорідинної суміші використовується піна, то вона, поступаючи в призабійну зону під деяким тиском (більшим, ніж тиск в цій зоні), має запас кінетичної енергії. В результаті меншого тиску в цій зоні різко збільшується об'єм піни і виділяється розчинений газ. Відділення нафти від поверхні породи, внаслідок розмиваючої дії піни відсутній або воно невелике (це визначається співвідношенням рідкої і газоподібної фази). Запас кінетичної енергії потоку піни, що залишився, витрачається на подолання опорів, що зустрічаються на шляху руху в масиві пласта.

Приведені вище дані свідчать про виняткову роль адгезійної взаємодії і змочування в пластах-колекторах [47, 132]. Явища мимовільного прилипання в системі «нафта - вода - порода - бульбашка повітря (газу)» обумовлено взаємодією вільних поверхневих енергій на межі розділу фаз. Величина поверхневої енергії залежить від відмінності полярності контактуючих фаз. Мірою полярності фаз можуть служити: діелектрична постійна, дипольний момент молекул, внутрішній тиск і інші, так звані молекулярні властивості фази. Відмінності в полярності двох взаємодіючих фаз, що утворюють поверхню розділу, характеризують надлишок вільної поверхневої енергії. В процесі руху газорідинної суміші в пласті-колекторі відбувається зближення контактуючих фаз, їх взаємна адгезія і утворення крайового кута.

Описаний механізм можна пояснити виходячи з термодинамічних представлень, згідно з якими, термодинаміка в змозі визначити рушійну силу процесу у напрямі зменшення вільної поверхневої енергії системи до рівноважного значення, відповідного його мінімуму [155]. Іншими словами, якщо вільна енергія системи в другому стані менше ніж в першому, то система з першого стану мимоволі перейде в друге, за умови, що на шляху переходу немає енергетичного бар'єру або якщо системі повідомлена енергія, достатня для подолання бар'єру (енергія активації). Чим більше різниця у величині вільної енергії в порівнюваних станах, тим більше вірогідний перехід в стан з меншим рівнем енергії. Значить, вільна енергія системи прагне до зменшення, і воно може відбуватися, по-перше, за рахунок зменшення площі поверхні фаз, і, по-друге, за рахунок зменшення питомої поверхневої енергії. Оскільки зменшення міжфазової поверхні призводить до зменшення вільної енергії системи, то всяка поверхня розділу двох фаз прагне до мимовільного скорочення, якщо це можливо. Отже, мінімум вільної енергії буде при найменшій площі поверхні розділу.

Викладене вище, підтверджує правильність вибору термодинамічного аналізу процесів що відбуваються у свердловині при застосуванні газорідинних сумішей.

Очевидно, що при визначенні можливості процесу утворення комплексу «нафта - вода - порода - бульбашка повітря (газу)» термодинамічним методом, потрібний розрахунок вільної енергії системи, до і після його здійснення. Отже, вільною енергією системи, що враховується, є енергія на поверхні розділу: тверде тіло - газ (т-г), тверде тіло - рідина (т-р), рідина - газ (р-г) [47].

Запас вільної енергії до утворення комплексу «нафта - вода - порода - бульбашка повітря (газу)» W_1 і після утворення названого комплексу W_2

$$W_1 = S_{p-g}\sigma_{p-g} + S_{p-m}\sigma_{p-m} \quad \text{та} \quad (6.1)$$

$$W_2 = S'_{p-g}\sigma_{p-g} + S'_{p-m}\sigma_{p-m} - S_{z-m}\sigma_{z-m}, \quad (6.2)$$

де S_{p-g} та S'_{p-g} - площі поверхні розділу рідина-газ системи в станах до утворення комплексу «нафта - вода - порода - бульбашка повітря (газу)» і після утворення названого комплексу; S_{p-m} та $S'_{ж-м}$ - площі поверхні розділу рідина - тверде тіло системи в станах до утворення комплексу «нафта - вода - порода - бульбашка повітря (газу)» і після утворення названого комплексу; S_{m-g} - площа поверхні розділу «нафта - вода - порода - бульбашка повітря (газу)»; σ_{p-g} , σ_{p-m} , σ_{z-m} - поверхневі енергії.

З деякими допущеннями можна прийняти, що

$$S_{p-g} - S'_{p-g} = S_{z-m} \quad \text{та} \quad (6.3)$$

$$S_{p-m} - S'_{p-m} = S_{z-m}. \quad (6.4)$$

Перше рівняння не цілком вірне, оскільки при закріпленні бульбашки відбувається її деформація.

Зменшення вільної енергії системи ΔW має місце за умови

$$\Delta W = W_1 - W_2 = \sigma_{p-g} + \sigma_{p-m} - \sigma_{p-m} > 0 \quad (6.5)$$

або

$$\Delta W = \sigma_{ж-г} + \sigma_{ж-м} > \sigma_{z-m}. \quad (6.6)$$

Друге рівняння, показує спад вільної поверхневої енергії системи при утворенні комплексу «нафта - вода - порода - бульбашка повітря (газу)».

Отже, термодинамічний розгляд процесу витіснення нафти при використанні газорідинних сумішей можливий шляхом зіставлення початкової і кінцевої енергії системи. Доречно відмітити, що термодинамічний аналіз може застосовуватися без всяких обмовок тільки для пояснення рівноважних процесів, яким нафтогідралічний циркуляційний процес не є, крім того він ускладнений кінетичними явищами. Тому при розгляді вказаного процесу необхідно виходити з деяких допущень.

Для надання дисперсійному середовищу необхідних властивостей (у тому числі й зниження міжфазного натягу на межі «нафта – вода»), які з одного боку, забезпечать підвищення ефективності та сталість процесу витіснення залишкової нафти з пластів-колекторів, а з іншого створять передумови транспортування видаленої нафти на поверхню та технологічність процесу відокремлення вуглеводнів від пінної системи, його необхідно піддавати спеціальній обробці. Найбільш відомими є такі види обробки промивальної рідини: хімічна, магнітна, термічна і електрохімічна, в її різних варіаціях [159].

Електрохімічна обробка як технологія - це отримання і наступне використання активованої за допомогою електрохімічних полів води, або в процесах її очищення від небажаних компонентів, або в різних технологічних процесах як реагент або реакційне середовище. Вказана операція здійснюється з метою управління складними фізико-хімічними реакціями, економії енергії, часу і матеріалів, підвищення якості кінцевого продукту, зменшення утворення відходів. Досить великий інтерес такий вид дії на середовище представляє для обробки дисперсійного середовища при експлуатації свердловин, як альтернативний вид регулюванні параметрів і властивостей пінних систем для витиснення залишкової нафти.

Проведеними на кафедрі нафтогазової інженерії та буріння НТУ ДП дослідженнями підтверджена кореляційна залежність стабільності піни від рівня рН. Проводилася оцінка стійкості піни, отриманої з розчинів з різною концентрацією як самого ПАР-піноутворювача, так і водневих іонів. Аналіз результатів спостережень виявив найбільш яскравий вплив на стабільність пін саме водневого показника [157].

Нині, у зв'язку з відсутністю чітких критеріїв прогнозування піноутворних властивостей ПАР і їх поведінки в тому або іншому середовищі, при проектуванні, наприклад технології буріння з використанням газорідних сумішей, рекомендується керуватися довідковими даними. У них пропонується значний ряд рецептур приготування пінних очисних агентів, відповідних певним гірничо-геологічним і техніко-технологічним умовам. Відносно створення пінних систем для реалізації технології інтенсифікації витиснення залишкової нафти з пластів-колекторів такі рекомендації практично відсутні.

Однією з головних умов, що визначають раціональну розробку нафтових родовищ при термічній дії на пласт, є підвищення теплової ефективності процесу. Під тепловою ефективністю процесу розуміється кількість тепла, що збереглася в пласті та була корисно використана для витягання нафти, в долях від загальної кількості, введеної в пласт з поверхні або генерованої в нім за певний проміжок часу [187]. Головним критерієм ефективності застосування термічних (теплових) методів дії на нафтові поклади з важковитягуваною нафтою є отримання високих кінцевих коефіцієнтів нафтовилучення з найменшими матеріальними витратами порівняно з існуючими традиційними методами.

В основі термічних методів підвищення нафто вилучення лежить сприятлива дія температури на стан рухливостей агентів, що взаємодіють в пласті, і, тим самим, на ступінь витіснення нафти [188]. Відомі дві різновидності цих методів: тепло в пласт вводиться з поверхні і коли тепло утворюється безпосередньо в пласті, завдяки окисненню вуглеводнів, тобто виділяють теплофізичні та термофізичні методи.

У першому випадку носіями тепла служать вода і водяна пара, а у другому використовується здатність вуглеводнів (нафти) вступати в реакцію з киснем з виділенням великої кількості тепла.

Нагріта вода, що нагнітається в пласт, швидко віддає тепло породі, охолоджується до пластової температури, завдяки чому перед фронтом витіснення утворюється зона охолодженої води, якою нафта і витісняється. Тому приріст

нафтовіддачі буде спостерігатися, головним чином, у водний період експлуатації об'єкту.

Для підвищення нафтовіддачі поза сумнівом доцільно збільшувати температуру усього нафтоносного пласта. Цей висновок можна зробити, аналізуючи вплив теплової дії на фізичні властивості рідин в місцях їх залягання (дія на динамічну в'язкість, густину, на міжфазну взаємодію) [187]. Найважливіше, що можна запропонувати при рішенні цієї задачі - нагнітання нагрітої рідини.

Необхідно помітити, що вода - найбільш часто використовувана для витіснення рідина - має особливу властивість - переносить набагато більшу кількість тепла, що доводиться на одиницю маси, чим будь-яка інша рідина в тому ж агрегатному стані (рідкому або газоподібному) [188].

Нагріта вода, що нагнітається в пласт, швидко віддає тепло породі, охолоджується до пластової температури, завдяки чому перед фронтом витіснення утворюється зона охолодженої води, якою нафта і витісняється. Тому приріст нафтовіддачі буде спостерігатися, головним чином, у водний період експлуатації об'єкту [180].

У першому наближенні дію нагрітої води в пласті можна уявити так [187]: її рух супроводжується зменшенням фільтраційних опорів у гарячій зоні, а в подальшому і у всій оброблюваній ділянці, підвищенням темпів відбору нафти, прогрівом і підключенням з часом в розробку малопроникних ділянок, які обійшла або слабо промила нагріта вода. При цьому фронт прогріву пересувається повільніше від фронту витіснення - у 4 - 6 і більше разів. Величина початкового прогріву пласта вибирається за умови збереження певного рівня температури ($70 - 100^{\circ}\text{C}$) під час підходу до лінії відбору.

Витіснення нафти гарячою водою застосовується у випадках необхідності підтримання пластової температури, а не підвищення її, оскільки вода малоефективний, неекономічний теплоносі.

Наближеними методами розрахунку нафтовіддачі враховується тільки залежність в'язкості нафти і води від температури. Відповідно до розрахунків, при нагнітанні нагрітої води ($T = 170^{\circ}\text{C}$) приріст нафтовіддачі досягає 16 - 17% за високої початкової в'язкості нафти (250 - 300 мПа·с) і тривалості процесу не менше 8 - 10 років. Для нафти з в'язкістю 151 і 32,6 мПа·с прирости нафтовіддачі відповідно складають 8 - 11% і 4 - 5%.

Під час нагнітання в пласт водяної пари схема розповсюдження тепла в ньому і процес витіснення нафти більш складні, ніж під час використання нагрітої води. Температура в пласті при цьому поділяється на кілька зон. У першій з них вона змінюється від температури нагнітання до температури насиченої пари (точки кипіння води в пластових умовах), у другій - зоні сконденсованої пари - відбувається витіснення нафти гарячою (нагрітою) водою, у третій - зоні води з пластовою температурою - відбувається витіснення нафти при цій температурі, у четвертій - зоні, що не охоплена тепловою дією, - нафта витісняється конденсатом, що виділився у першій зоні, і, по мірі переносу його сюди, прохолов.

Додатковий видобуток нафти пояснюється дією трьох основних факторів: зниженням в'язкості нафти, покращенням прояву молекулярно-поверхневих сил

і тепловим розширенням скелету пористого середовища та флюїдів, що його насичують. Витіснення нафти парою, виходячи з механізму прогрівання та зниження в'язкості нафти, рекомендовано застосовувати на родовищах з в'язкістю нафти понад 50 - 100 мПа·с, де за звичайного заводнення нафтовилучення не перевищує 15 - 17% [184].

Згідно канадської технології [2], щоб отримати одну тону бітуму або нафти, необхідно закачати в пласт 2,5 - 5 тонни пари, що викликає сильне обводнення. Після видобутку таким методом усього приблизно 18% нафти від загальної кількості її у покладі, основна частина тепла, що підводиться, починає йти на нагрів води в пласті. Через те, що більшість родовищ сильно обводнені, при співвідношенні нафти і води в пласті 50% на 50% - добувається в основному вода, у кількості 80 - 85%, це відбувається у наслідок того, що вода відтісняє нафту від свердловини, оскільки має більш високу густину.

Гаряча вода і насичена пара характеризуються порівняно високими параметрами по тепловмісту [187], екологічно чисті, технічно добре освоєні промисловістю. Рациональне використання тепла полягає в способі передачі енергії в пласт, що передбачає мінімальні втрати, як по шляху руху від парогенератора до забою свердловини, так і в самому пласті.

У разі, коли закачування теплоносія у свердловину здійснюється через не термоізовані насосно-компресорні труби, втрати тепла досягають 50%. Чим менше теплових втрат на шляху руху теплоносія до пласта, чим більш повно використання тепла за призначенням в самому пласті, тим менше тепла витрачається на витягання 1 тони нафти, тим більш досконала технологія і більш енергозберіжливий ефект вона має.

Теплові втрати в системі підвідних теплопроводів і в самому стовбурі свердловини є неминучими при здійсненні будь-якої технології з централізованим джерелом теплопостачання.

Кількісна оцінка теплових втрат залежить від протяжності теплотраси, надійності теплоізоляції, вживаного теплоізоляційного матеріалу, режиму теплоносія, а також виду теплоносія (пара, вода) і його характеристики (температура, тиск). Термічні методи робітки родовищ високов'язких нафт вимагають значних енерговитрат і капітальних вкладень, що у результаті веде до підвищення собівартості видобутку нафти. При теплових методах розробки родовищ в'язкої нафти через систему спеціальних нагнітальних свердловин в нафтовий поклад закачується теплоносій (60 - 80% об'єму пор пласта), а потім через ці нагнітальні свердловини закачується холодна вода (зазвичай 2 - 3 порові об'єми пласта) для проштовхування тепла до добувних свердловин. При цьому методі на витягання 1 тонни нафти витрачається 5 - 6 тонн теплоносія. Порівняно висока собівартість видобутку нафти і невисокі коефіцієнти кінцевого нафтовилучення (0,25 - 0,27) при теплових методах були і залишаються одними з головних стримуючих чинників їх широкого застосування. Недоліком теплофізичних методів є і те, що на значних глибинах залягання нафтових покладів велика частка тепла (3 - 5% на кожні 100 м) витрачається у нагнітальній свердловині, не досягаючи продуктивних горизонтів. У зв'язку з вказаними причинами, застосування їх на родовищах з глибиною залягання понад 1000 м недоцільне,

тобто малоефективне. Оцінка ефективності використання тепла показує, що ці методи непридатні для високообводнених пластів з залишковою водонасиченістю менше 50%. Тому вдосконалення існуючих і створення ефективніших і менш енергоємніших методів є одним з найважливіших завдань [183, 185].

Найважливішою обставиною технології термічного підвищення нафтовилучення [187] є існування порівняно високих температур, що накладає певні обмеження на можливість застосування тих або інших фізико-хімічних заходів обробки рідинних агентів, застосовуваних у термотехнологіях.

Фізично процес підвищення нафтовіддачі пластів при використанні термічних методів, зокрема гарячої води, протікає за схемою: витіснення холодної нафти гарячою водою [180]. Підвищення температури нафти, води і породи спричиняє за собою: зниження в'язкості рідин; теплове розширення твердого тіла і рідин; зміну міжфазної взаємодії на межі нафта – вода та міри десорбції речовин, що осідають за певних умов на стінках колектора; зміну змочуваності.

При різних температурах нафти і води, вплив температури на рух фронту і теплообмін полягає: в зниженні в'язкості і зміні відношення рухливостей нафти і води; у зміні залишкової нафтонасиченості і відносної проникності; у тепловому розширенні колектора і рідин, що заповнюють його.

Коли порода змочується водою краще, ніж нафтою, єдиним параметром, що визначає міжфазну взаємодію, є міжфазне натягнення системи «нафта – вода», значення якого зменшується. Якщо ж порода краще змочується нафтою, ніж водою, то в деяких випадках при зростанні температури порушується рівновага адсорбції, що може спричинити збільшення десорбції компонентів нафти, адсорбованих раніше на породі. У обох випадках залишкова нафтонасиченість знижується.

Оскільки основою хімічного боку обробки рідинних агентів є застосування ПАР, важливо встановити механізм їх дії за умов змінних температур та їх вплив на фізико-хімічні властивості поверхонь розподілу фаз системи «порода-колектор - нафта - вода».

В табл. 6.6 наведено дані щодо лабораторних досліджень впливу температури на поверхневу активність та показники адсорбції водних розчинів найбільш застосовуваних у нафтогазовій буровій справі ПАР [16, 22].

Аналіз отриманих даних дозволяє резюмувати наступне: існує комплексний вплив ПАР на фізико-хімічні властивості поверхонь розділу фаз – із зростанням температури спостерігається закономірне зниження поверхневого натягнення робочих рідинних термоагентів, яке сприяє виключення явища роздільного руху водонафтових потоків (наявність яких є причиною порушення цілісності фронту витискуючого термоагенту), разом із зазначеним також знижується величина адсорбції ПАР на поверхні порід-колекторів, що декілька нівелює так званий «вимиваючий» ефект термоагентів – це є причиною виникнення неповного витиснення нафти саме з поверхні породи-колектора.

Дані табл. 6.6 також дозволяють сформулювати наступне: для будь-якої поверхнево-активної речовини є цілком визначений термо-концентраційний інтервал, в якому існують оптимальні умови ефективного витиснення нафт при застосуванні термічних методів. Іншими словами: при застосуванні рідинних

термоагентів повинен зберігатися баланс між граничною температурою рідинного агента та його максимальною поверхневою активністю.

Таблиця 6.6

Вплив температури на поверхневу активність та показники адсорбції водних розчинів деяких ПАР

Поверхнево-активні речовини		Температура, °С	Поверхневий натяг, Н/м	Адсорбція, Г·10 ¹¹ , моль/см ²
Найменування	Вміст, моль/л			
Сульфонол	28	20	32,2	10,5
		40	30,5	9,4
		60	28,9	8,1
		80	26,9	6,0
Катапін	40	20	41,4	5
		40	40,2	4,5
		60	38,5	3,6
		80	37,4	2,9
ОП-10	30	20	33,4	9,0
		40	32,8	8,2
		60	30,9	6,4
		80	30,1	5,1
Суміш сульфонола та ОП-10 (1:1)	30	20	30,2	10,8
		40	28,9	9,5
		60	27,5	8,3
		80	26,6	6,1

Дослідженню також були піддані ПАР з позицій їх здатності до утворення стійких водонафтогазових емульсій (істотно ускладнюючих промислову підготовку нафти), що, як вже підкреслювалося, є найбільш визначальною рисою методу внутрішньопластового горіння. В табл. 6.7 наведено дослідні дані щодо хімічної активності ПАР при утворенні емульсійних нафтових розчинів.

Таблиця 6.7

Вплив температури на поверхневу активність ПАР з позицій вірогідності утворення стійких емульсій

Поверхнево-активні речовини		Температура, °С	Хемосорбція, моль/г
Найменування	Вміст, моль/л		
Сульфонол	28	20	2,2
		40	2,8
		80	3,9
Катапін	40	20	2,9
		40	3,9
		80	4,8
ОП-10	30	20	1,8
		40	2,6
		80	3,5

При розгляді даних табл. 6.7 можна побачити існування чітко визначеної залежності між температурою розчинів ПАР та їх здатністю до утворення емульсій, яка стрімко зростає із підвищенням температури.

На рис. 6.1 представлено характерну ізотерму поверхневого натягу водного розчину поверхнево-активної речовини ОП-10, аналіз якої дозволяє стверджувати існування залежності експоненційного характеру між концентрацією ПАР та поверхневим натягом середовища-розчинника. Зростання концентрації ПАР призводить до стрімкого зниження поверхневого натягу розчинника; після стабілізації зазначеного показника подальше зростання концентрації ПАР не є доцільним.

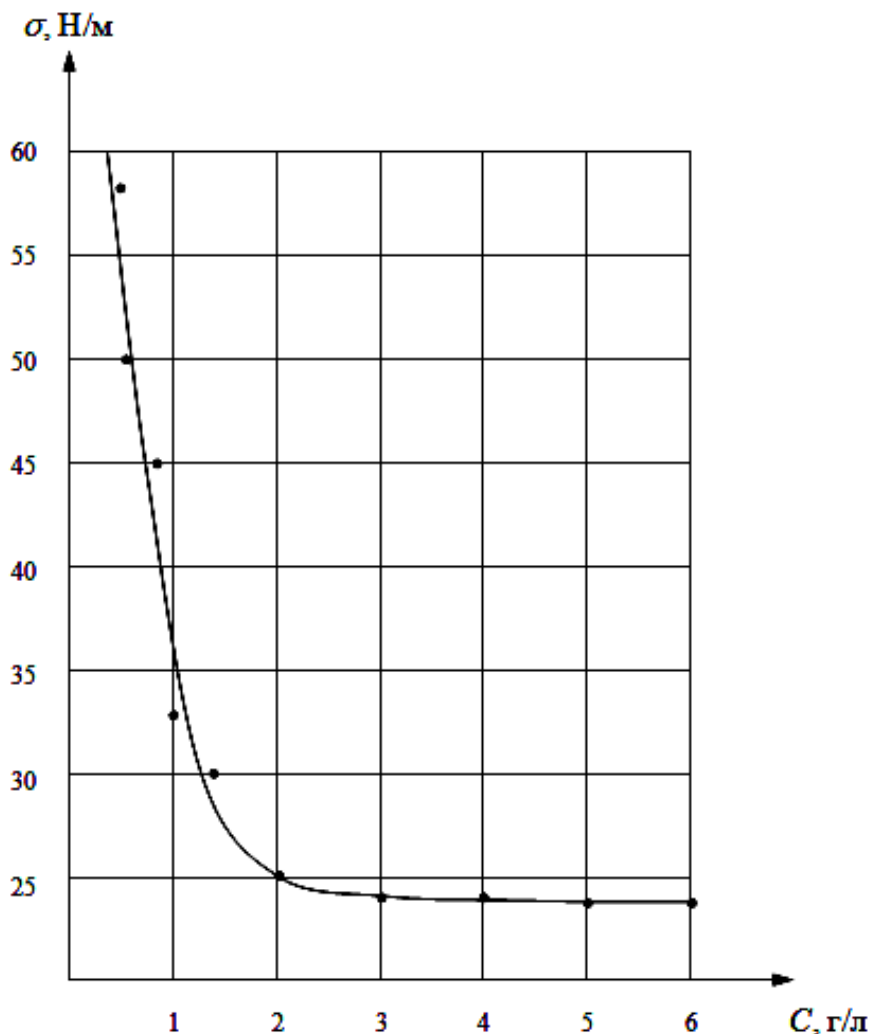


Рис. 6.1. Ізотерма поверхневого натягу водного розчину ПАР ОП-10

При виборі ПАР для термічної обробки пласта-колектора методом закачування нагрітої води (пари) або ініціювання внутрішньопластового горіння необхідно керуватися існуванням цілком визначеної ефективної межі збільшення температури водного середовища та припустимої концентрації ПАР, перевищення яких тягне за собою зниження або повне виключення досягнення прийнятних техніко-економічних показників методів підвищення нафтовилучення.

Проведеними дослідженнями було переконливо показано: зменшення в'язкості нафти при підвищенні температури або застосуванні відповідних ПАР є одним з основних механізмів, що забезпечують успіх методів нагнітання нагрітої води або водяної пари. Слід мати на увазі, що зменшення в'язкості дуже в'язкої нафти, хоча і дає позитивні результати, проте не завжди призводить до достатнього зростання її плинності [187]. Підвищення температури дуже в'язкої нафти в зоні нагріву дозволяє просунути її до свердловини, але збільшує ризик закупорки пір при контакті нагрітої нафти з холоднішою (колектором). З практичного досвіду відомо, що нагнітання пари в пласт використовують при видобутку дуже в'язкої нафти (наприклад, з бітумінозних пісків) та як приклад, необхідно зазначити, що у ряді випадків закачування нагрітої води має вельми позитивний ефект і при розробці родовищ дуже легкої нафти [188].

При виборі ділянки для розробки родовища необхідно враховувати глибину залягання пласта і його потужність, оскільки з цими параметрами пов'язані втрати тепла в навколишні породи і технічні складнощі подачі нагрітої води або пари – обмежуючі можливості розробки глибоко залягаючих пластів. Зазвичай вважають, що потужність продуктивного пласту має бути більше 10 м, а глибина його залягання не повинна перевищувати 1000 м. Можна, проте, розглядати як рентабельну розробку родовища з глибиною залягання, що і перевищує 1000 м, якщо на свердловинах встановлено ефективно теплоізольоване устаткування (зокрема, теплоізольовані труби) [187].

У нафтоносному пласті породи, що утворюють колектор, не є інертними по відношенню до рідких середовищ, що заповнюють пори, особливо часто в значних кількостях в колекторах присутні глинисті породи.

Як правило, глини взаємодіють з водою і іншими речовинами, що мають поляризаційні молекули [153]. Контакт з рідинами заданого хімічного складу, що нагнітаються - нагрітою прісною або мінералізованою водою, а також з конденсатом, що утворився при закачуванні водяної пари, призводить до порушення сталого процесу адсорбції нафти на глинистих мінералах усередині пласта. Внаслідок цього деякі глинисті мінерали, наприклад монтморилоніти, можуть сильно набрякати у присутності прісної води, що спричиняє за собою зниження характерної проникності середовища і може привести навіть до закупорки.

У ряді випадків присутність деяких органічних сполук у складі глинистих мінералів (з'єднань типу керогену) або деяких компонентів сирової нафти, що добре адсорбуються на глинах (важких фракцій), призводить до утворення захисного покриття, що заважає адсорбції води і, отже, набряканню глин [154].

Необхідно додати, що, адсорбувавши вологу на початку термічної дії на пласт, глинисті мінерали утримують її протягом усього циклу, оскільки рівні температур процесу недостатньо великі для повної десорбції води.

Після нагнітання в пласт нагрітої води або водяної пари усередині пласта утворюється водонафтова емульсія, що включає в основному важкі фракції нафти. Якщо вода або водяна пара містить кисень, найбільш вірогідною причиною формування подібних емульсій є утворення поверхнево-активних молекул

при окисленні важких вуглеводнів, причому окислення тим активніше, чим вище температура.

Слід зазначити, що емульсії утворюються і у відсутність повітря. За однакових температурних умов термічної дії на пласт емульсії, отримані при нагнітанні пари, зруйнувати значно складніше, ніж емульсії, що утворилися при закачуванні води.

Обмежуючими чинниками при використанні методів внутрішньопластового горіння є [187]: ефект при горінні поступово знижується, оскільки швидкість і температура фронту горіння безперервно зростають із збільшенням витрати повітря, швидкість просування фронту збільшується із зростанням тиску при зниженні максимальної температури (в результаті за фронтом горіння може залишитися не витиснена нафта); напрям поширення процесу може змінитися на зворотний, якщо швидкість реакцій окислення нафти в умовах продуктивного пласта достатня для її самозаймання на ділянках, прилеглих до нагнітальної свердловини; ефективність методу залежить від витрати повітря, що ускладнює управління процесом (витрата повітря значна і для досягнення його потрібного рівня необхідно зменшувати відстань між свердловинами, оскільки при значному віддаленні свердловин одна від одної теплові втрати обумовлюють конденсацію значної частини нафти, яку потім важко витягнути на поверхню.

Метод внутрішньопластового горіння поєднує усі переваги термічних методів; проте незважаючи на усі позитивні характеристики широкого застосування в промисловості він не знаходить через проблеми, які пов'язані з його реалізацією: процес важко піддається регулюванню, часто спостерігаються прориви газів в добувну свердловину; відсутні надійні технічні засоби контролю за поширенням фронту горіння; при малих глибинах виникають поверхневі витоки газу (азот, вуглекислий газ, кисень); сильна корозія устаткування; відносно велика частина нафти згорає в пласті; часті засмічення фільтрів-хвостовиків добувних свердловин (винесення піску); та найбільш визначальною рисою методу є утворення стійких нафтоводогазових емульсій, що істотно ускладнюють промислову підготовку нафти.

Процес внутрішньопластового горіння протікає найбільш ефективно, якщо він здійснюється з нагнітанням в пласт не тільки повітря, а також паралельно ньому здійснюється нагнітання води. Тут ефективність процесу зростає за рахунок перекидання тепла з допомогою води в зону попереду фронту горіння. При цьому відбувається також процес внутрішньопластової парогенерації. Це одна з відмінних особливостей цього процесу, що в значній мірі визначає механізм витіснення нафти з пласта. Підкреслимо, що і тут не останню роль грають саме фізико-хімічні властивості закачуваного середовища.

6.3 ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 6

1. Економічно обґрунтована доцільність застосування на етапах проектування програми розробки родовищ проєктованих техніко-технологічних рішень.

2. Доведено, що інтенсивне витіскування нафти з пласта-колектора при використанні газорідних сумішей відбувається в результаті дії гідродинамічної сили потоку і значною мірою вони пов'язані з процесами хімічної термодинаміки і кінетики, що протікають на межі розділу фаз, крім того, показано, що піни значно краще, ніж звичайні агенти сприяють підвищенню ефективності витіснення залишкової нафти, при цьому істотну роль грають поверхневі явища на межі розділу фаз (поверхневе натягнення, кут змочування), що створюють міцний зв'язок системи «нафта - вода - порода - бульбашка повітря (газу)», а на підставі з'ясованих закономірностей запропоновано термодинамічний розгляд процесу витіснення нафти при використанні газорідних сумішей, можливий до застосування шляхом зіставлення початкової і кінцевої енергії системи «нафта - вода - порода - бульбашка повітря (газу)».

3. Наведено результати лабораторних досліджень моделі міжфазної взаємодії для умов процесу термічного підвищення нафтовилучення, що дозволили встановити механізм дії поверхнево-активних речовин за умов змінних температур та їх вплив на фізико-хімічні властивості поверхонь розподілу фаз системи «порода-колектор - нафта - вода».

4. Показано, що при виборі класу поверхнево-активних речовин для термічної обробки пласта-колектора з використанням термоагентів необхідно спиратися на дані щодо ефективної межі збільшення температури водного середовища та припустимої концентрації поверхнево-активних речовин, перевищення яких усуває можливість досягнення прийнятних техніко-економічних показників методів термічної обробки покладів вуглеводнів. Сформульовано питання подальшого вдосконалення прогресивних методів підвищення нафтовилучення.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

На підставі аналізу та узагальнення літературних та виробничих даних автори монографії спробували описати нове уявлення про перспективи вдосконалення та розвитку прогресивних технологій спорудження свердловин. Як пріоритетний напрям розвитку технології спорудження свердловин вибрані шляхи скорочення витрат часу на різні операції бурового циклу і проектування досконалої технології застосування очисних агентів у поєднанні з сучасним устаткуванням та інструментом.

Досліджувані такі питання: застосування колони гнучких труб у поєднанні із забійними механізмами подачі та спеціалізованим породоруйнівним інструментом; уточнення та вдосконалення процесів, які відбуваються при бурінні зі знімними керноприймачами; проектування гідравлічної програми методу буріння з безперервним винесенням на поверхню вибуреної породи; створення основ конструктивного вибору та обґрунтування ефективних схем виконання опорних вузлів бурових доліт; технологічні основи режиму буріння з газорідними промивальними сумішами та активованими промивальними рідинами, а також способи і технічні засоби їх отримання – є у той чи іншій мірі оригінальними роботами авторів. Слід також відмітити, що основою проведення всіх дослідних та конструкторських робіт було вивчення значного числа джерел, у тій чи іншій мірі присвячених питанням удосконалення прогресивних технологій спорудження свердловин, що відображено в списку використаної літератури.

Наприкінці необхідно відмітити такі важливі висновки та положення за змістом роботи:

1. На конкретних промислових прикладах показана гостра необхідність розробки забійного механізму подачі інструменту та спеціалізованого породоруйнівного інструменту, які окремо або у поєднанні забезпечать підвищення ефективності використання колони гнучких труб при спорудженні свердловин.

2. У технічних і технологічних аспектах викладені основні теоретичні основи створення механізму подачі інструменту з обґрунтуванням механізму руйнування; наведено вичерпні відомості щодо конструктивного виконання проектного механізму подачі інструменту, які визначають послідовність і етапи циклу формування осьового зусилля і його стабілізації при роботі пристрою. Вивчено призначення і характер функціонування окремих гідравлічних вузлів, що визначають процес роботи забійного механізму подачі інструменту. Досліджено механізм руйнування гірських порід за умов застосування забійного приладу подачі інструменту в складі забійних компонок колони гнучких труб.

3. Викладено теоретичні основи конструювання спеціалізованого породоруйнівного інструменту, який призначено для роботи в компоновці з механізмом подачі та колоною гнучких труб при бурінні спрямованих свердловин. Досліджено питання впливу очисного агента, зокрема його мастильних властивостей, на показники роботи ланцюгового спеціалізованого породоруйнівного інструменту.

4. Визначено передумови створення вдосконалених методик буріння на базі технологій спорудження свердловин із застосуванням подвійної колони бурильних труб та знімних керноприймачів. У результаті детальних лабораторних та аналітичних досліджень показано наявність існування залежності безрозмірного коефіцієнта гідравлічного опору $\lambda_{кп}$ (відносно керна або керноприймача-контейнера) від величини числа Рейнольдса ($Re_{кп}$), що визначає режим руху рідини, у даному випадку в кільцевому проміжку. Розрахунками показано, що $\lambda_{кп}$ – функція декількох змінних, визначальною з яких є площинно-швидкісний коефіцієнт F (відношення площі перерізу потоку в трубі F_0 до міделевої площі керна або керноприймача-контейнера) і число Рейнольдса $Re_{кп}$.

5. Шляхом порівняльного аналізу доведено, що визначальними параметрами у величині відносної швидкості керна (керноприймача-контейнера) u_k , за умов циркуляції ньютонівської рідини, є сили лобового опору і гідравлічного опору на виході потоку з кільцевого проміжку "кern (циліндричний контейнер) – труба". У випадку циркуляції неньютонівської рідини таким визначальним параметром у величині відносної швидкості керна є сила лобового опору. Це дозволило отримати уточнені формули визначення u_k , які відрізняються простотою і можливістю отримання швидкісних характеристик зразків породи (керноприймачів-контейнерів) без прийняття певних допущень.

7. Вивчено вплив геометричних розмірів транспортної магістралі, щільності та довжини зразків породи (керноприймачів-контейнерів) на швидкість їх відносного руху u_k . Розрахунками показано, що відносна швидкість керна зростає як із збільшенням щільності транспорттованих матеріалів при постійному площинно-швидкісному коефіцієнті F , так і при постійній щільності із збільшенням проміжку "кern – труба". Саме тому для забезпечення безперебійного транспортування зразків породи (керноприймачів-контейнерів) значної щільності необхідно прагнути до мінімальної величини кільцевого проміжку між транспорттованими матеріалами і трубою. Оцінений вплив на відносну швидкість кернів та керноприймачів-контейнерів u_k їх довжини. Доведено, що відносна швидкість керноприймачів-контейнерів менш інтенсивно зростає із збільшенням проміжку "кern – труба", а більше зростає – із збільшенням довжини при постійному значенні площинно-швидкісного коефіцієнта F .

8. Досліджено причини зносу опор доліт, які зумовлюються в цілому конструктивно-технологічними особливостями підшипникових елементів, а саме – односторонністю завантаженості бігових доріжок з боку вибою і умовами буріння. Шляхом теоретичного аналізу умов роботи підшипникових вузлів сформульовані основні принципи конструювання підшипникових систем бурових шарошkových доліт з детальним обґрунтуванням механізму їх роботи. Надано ґрунтовну характеристику фізичним, хімічним та механічним матеріалам, що застосовуються і пропонуються до застосування як окремі деталі підшипникових систем.

9. У результаті проведення аналітичних та лабораторних досліджень систем опор шарошkových доліт встановлені критерії вибору матеріалів для застосування як елементів конструкцій підшипників ковзання. Детально проаналізовано фізичні та хімічні властивості конструкційних матеріалів та робочих сере-

довищ, що впливають на умови експлуатації підшипникових систем бурових доліт. Сформульовані та обґрунтовані основні пункти інженерної методики розрахунку конструкції вкладишів підшипникових вузлів ковзання. Встановлено та досліджено параметри робочого циклу підшипників з гідростатичною плаваючою опорою.

10. Лабораторними дослідженнями підтверджено, що з метою попередження прояву насамперед набрякань бурові розчини в обов'язковому порядку повинні бути піддані хімічній обробці поверхнево-активними речовинами, які будуть перешкоджати проникненню фільтрату промивальних рідин у міжпакетний простір глинистих порід, крім того, показано таке: поверхнево-активні речовини істотно зменшують міру набрякання глини під дією фільтрату промивальних рідин, причому органічні поверхнево-активні речовини є більш прийнятними для застосування при обробці промивальних рідин. У результаті лабораторних досліджень адсорбційних властивостей визначено граничні адсорбційні об'єми глинистих порід, які можуть слугувати мірою ступеня набрякання глинистих порід.

11. Запропоновано метод покращення фізико-хімічних властивостей промивальних рідин, який базується на принципах електрохімічного впливу. Розглянуто кінетичні електрохімічні чинники стійкості пін, надано пропозиції із забезпечення підвищення ефективності та сталості процесу піноутворення та з'ясовано роль водневого показника в процесах піноутворення. Проаналізовано механізм роботи існуючих способів приготування і нагнітання пін та запропоновано спосіб отримання пін шляхом застосування ежекторних пристроїв.

12. Детально обґрунтовано методику визначення геометричних параметрів подвійної бурильної колони, а саме: діаметрів внутрішніх труб для зовнішніх труб різних поперечних розмірів, що забезпечує істотне зниження сумарних гідравлічних втрат натиску в порівнянні з характерними для існуючих подвійних бурильних колон.

13. У роботі економічно обґрунтована доцільність застосування на етапах проектування програми розробки родовищ проєктованих техніко-технологічних рішень та сформульоване питання відносно пріоритетного напрямку – вдосконалення прогресивних методів підвищення нафтовилучення.

Матеріали монографії періодично докладалися на регіональних і міжнародних науково-практичних конференціях. Новизна і технічний рівень рішень підтверджені патентами України. Розроблені технічні, а також і технологічні рішення можуть бути впроваджені на основних об'єктах ведення бурових робіт, як в Україні, так і за кордоном.

Автори висловлюють глибоку вдячність колективу НТУ "Дніпровська політехніка" за допомогу в наукових дослідженнях і цінні зауваження при роботі над монографією. Автори монографії сподіваються також на те, що книга буде сприйнята з цікавістю і стане поштовхом до проведення подальших досліджень; вони також готові прийняти відповідні відгуки і зауваження за її змістом, які обов'язково врахують у своїй наступній роботі.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Rixce M. High performance coil – tubing drilling develops shallow North Slope heavy oil, *Oil & Gas Journal*. – July 2002. – P. 58 – 62.
2. URL: <http://www.worldoil.com>.
3. Подземный ремонт и бурение скважин с применением гибких труб / С.М. Вайншток, А.Г. Молчанов, В.И. Некрасов и др. – Москва : Изд-во Академии горн. наук, 1999. – 224 с.
4. Gary S.C. Coiled tubing drilling requires economic and technical analyses / S.C Gary // *Oil and Gas Journal*. – 1995. – 93, N 8. – P. 59 – 62.
5. Эксплуатация, обслуживание и ремонт колтюбинговых установок / Д.В. Кузьменко, А.А. Ахметов, В.Н. Москвичев и др. // *Тр. ОАО НПО «Бурение»*. – Краснодар. – 2002. – Вып. 7. – С. 247 – 252.
6. Large diameter tubing drilling // *Petroleum technology*. – 1997. – 49, N 2. – P. 135 – 136.
7. Світлицький В.М. Техніка та технологія підземного ремонту свердловин / В.М. Світлицький, Б.Б. Синюк, В.П. Троцький. – Харків : Прапор, 2007. – 496 с.
8. Опыт и особенности технологий ремонта скважин и обработки пластов с помощью установок «гибкая труба» на месторождениях Западной Сибири / Г.П. Зозуля, М.Г. Гейхман, В.М. Шенберг и др. // *Изв. вузов. Нефть и газ*, 2000. – № 5. – С. 100 – 107.
9. Хамидуллин А. Опыт эксплуатации колтюбинговых установок на предприятиях ОАО «Татнефть» / А. Хамидуллин // *Нефть и капитал. Технол. прил. к журналу*. – 2001, №1. – С. 18 – 19.
10. Кузьменко Д. Эксплуатация и ремонт безмуфтовой длинномерной трубы, работавшей в составе колтюбинговой установки РАНТ 10 – 01 / Д. Кузьменко, А. Ахметов, Н. Рахимов // *Нефть и капитал. Технол. прил. к журналу*. – 2001. – № 1. – С. 32 – 33.
11. Сервисные технологии с применением колтюбинговых установок при капитальном ремонте газовых скважин / А.А. Ахметов, Н.В. Рахимов, Д.Н. Хадиев и др. // *Нефть и капитал. Технол. прил. к журналу*. – 2001. – № 1. – С. 33 – 35.
12. Практика применения установок гибких длинномерных безмуфтовых труб для очистки газовых скважин / А.М. Шарипов, А.А. Фролов, П.В. Овчинников и др. // *Нефть и капитал. Технол. прил. к журналу*. – 2001. – № 3. – С. 18 – 22.
13. Сас-Яворский А. Установки для обслуживания скважин с использованием гибких колонн насосно-компрессорных труб / А. Сас-Яворский // *Нефть, газ и нефтехимия за рубежом*. – 1992. – № 6. – С. 10 – 16.
14. Расширение спектра технологических операций при ремонте скважин и колтюбинговых установок на Уренгойском НГКМ / Д.Н. Хадиев, А.А. Ахметов, Н.В. Рахимов и др. // *Тр. ОАО НПО «Бурение»*. – Краснодар. – 2002. – Вып. 8. – С. 294 – 297.
15. Разведочное бурение / А. Г. Калинин, О. В. Ошкордин, В. М. Питерский и др. – Москва : Недра-Бизнесцентр, 2000. – 748 с.

16. Кардыш В.Г. Техника и технология бурения геологоразведочных скважин за рубежом / В.Г. Кардыш, Б.В. Мурзаков, А.С. Окмянский. – Москва : Недра, 1989. – 256 с.
17. Braithwaite Richard, Exploration drilling 2000, MINING Magazine, July 2000, P. 6 – 10.
18. Воздвиженский Б.И. Разведочное бурение / Б.И. Воздвиженский, О.Н. Голубинцев, А.А. Новожилов. – Москва : Недра, 1979. – 510 с.
19. Технология и техника разведочного бурения / Ф.А. Шамшев, С.Н. Тараканов, Б.Б. Кудряшов и др. – Москва : Недра, 1983. – 565 с.
20. Исаев М. И. Комплексы технических средств конструкции ВИТРа для бурения геологоразведочных скважин со съемными кернаприемниками / М.И. Исаев, А.И. Ягодин. – Ленинград : ВИТР, 1975, № 100, С. 5 – 10.
21. Григорьев В. В. Результаты исследования спуско-подъемных операций с кернаприемниками КССК-76 и ССК-76. / В.В. Григорьев. – Москва : ОНТИ ВИЭМС, 1977, № 5, С. 11 – 19.
22. Щербаков М.Н. Особенности создания и эффективного использования колонковых наборов со съемным породоразрушающим инструментом / М.Н. Щербаков, Е.В. Югов. – Ленинград : ВИТР, 1978, № 124, С. 19 – 25.
23. Woof Mike. Looking ahead / Mike Woof // World Mining Equipment. – March 2002. – P. 48.
24. Давиденко О.М. Прямая й зворотна схеми очищення при бурінні свердловин / О.М. Давиденко, А.О. Ігнатов; Держ. вищ. навч. закл. «Нац. гірн. ун-т». – Дніпропетровськ : ДВНЗ «НГУ», 2012. – 101 с.
25. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових і газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия : Вік, 1999. – 504 с.
26. Басарыгин Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – Москва : Недра-Бизнесцентр, 2000. – 679 с.
27. Григорьев В.В. Бурение со съемными кернаприемниками / В.В. Григорьев. – Москва : Недра, 1986. – 197 с.
28. Давиденко А.Н. Транспортировка продуктов разрушения при бурении скважин / А.Н. Давиденко, А.А. Игнатов, П.П. Полищук ; Держ. вищ. навч. закл. «Нац. гірн. ун-т». – Дніпропетровськ : ДВНЗ «НГУ». – 116 с.
29. Масленников И. К. Инструмент для бурения скважин / И.К. Масленников, Г. И. Матвеев. – Москва : Недра, 1981. – 336 с.
30. Масленников И.К. Буровой инструмент : справочник / Масленников И.К.– Москва : Недра, 1989. – 430 с.
31. Оницин В.П. Инструмент для алмазного бурения / В.П. Оницин, Н.Н. Бухарев, Б.И. Варжель. – Ленинград : Недра, 1975. – 104 с.
32. Кувыкин С.И. Алмазное бурение нефтяных скважин / С.И. Кувыкин, И.Ф. Кагарманов. – Уфа : Башкариздат, 1962. – 103 с.
33. Мокшин А.С. Шарошечные долота / А.С. Мокшин, Ю.А. Владиславлев, Э.Л. Комм. – Москва : Недра, 1971. – 216 с.
34. Палий П.А. Буровые долота : справочник / П.А. Палий, К.Е. Корнеев. – Москва : Недра, 1971. – 175 с.

35. Сериков Д. Ю. Совершенствование систем герметизации подшипниковых узлов шарошечных долот / Д.Ю. Сериков, Н.М. Панин, В.Н. Агеева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. Науч.-техн. журнал. – Москва : ВНИИОЭНГ, 2016. – № 4. – С. 16 – 19.
36. Долговечность шарошечных долот / Н.А. Жидовцев, В.Я. Кершенбаум, Э.Г. Гинзбург и др. – Москва : Недра, 1992. – 266 с.
37. Ігнатов А.О. Обґрунтування конструктивних параметрів дискових ланцюгових доліт / А.О. Ігнатов, С.Ю. Андрусенко // Трансфер технологій: від ідеї до прибутку : матер. І міжнар. наук.-практ. конф. студ., аспірантів і молодих учених, м. Дніпропетровськ, 27 – 29 квіт. 2010 р. – Дніпропетровськ, 2010. – С. 19 – 21.
38. Ігнатов А.О. Ланцюговий підхід до проектування бурових доліт / А.О. Ігнатов, С.Ю. Андрусенко // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент-технология его изготовления и применения : сб. науч. тр.– Киев : ИСМ НАН, 2010. – Вып. №13. – С. 99 – 103.
39. Давиденко О.М. Дискове ланцюгове долото / О.М. Давиденко, А.О. Ігнатов, С.Ю. Андрусенко // Науковий вісник Національного гірничого університету. – 2009. – № 7. – С. 21 – 22.
40. Давиденко А.Н. Некоторые вопросы гидромеханического способа бурения / А.Н. Давиденко, А.А. Ігнатов, С.С. Вяткин // Наук. праці ДонНТУ. Серія Гірничо-геологічна. – Донецьк, 2011. – № 14(181) – С. 75 – 78.
41. Федоров В.С. Проектирование режимов бурения / В.С. Федоров. – Москва : Гостоптехиздат, 1958. – 172 с.
42. Давиденко А.Н. О критериях определения рационального расхода очистного агента / А.Н. Давиденко, А.А. Ігнатов // Збірник наукових праць НГУ. – Дніпропетровськ : РВК НГУ, 2005. – № 23. – С. 267 – 273.
43. Давиденко А.Н., Ігнатов А.А. К вопросу о методике определения расхода очистного агента // Форум гірників – 2006 : матеріали міжнар. конф., м. Дніпропетровська, 11 – 13 жовт., 2006 р. – Дніпропетровськ, 2006. – С. 212 – 216.
44. Ігнатов А.А. Особенности процессов протекающих в системе "очистной агент – продукты разрушения" при бурении скважин / А.А. Ігнатов // Форум гірників – 2010 : матеріали міжнар. конф., м. Дніпропетровськ, 21 23 жовт., 2010 р. – Дніпропетровськ, 2010. – С. 153 – 157.
45. Давиденко А.Н. Вопросы очистки скважины при использовании газожидкостных смесей / А.Н. Давиденко, А.А. Ігнатов // Науковий вісник Національного гірничого університету. – 2007. – № 12. – С. 62 – 64.
46. Войтенко В. Технологія і техніка буріння / В. Войтенко, В. Вітрик. – Київ : Центр Європи, 2012. – 708 с.
47. Давиденко А.Н. О взаимодействии газожидкостных смесей с продуктами разрушения при бурении скважин / А.Н. Давиденко, А.А. Ігнатов // Науковий вісник Національного гірничого університету. – 2008. – № 12. – С. 75 – 77.
48. Кудряшов Б.Б. Бурение разведочных скважин с применением воздуха / Б.Б. Кудряшов, А.И. Кирсанов. – Москва : Недра, 1990. – 263 с.

49. Игнатов А.А. Классификация особенностей и взаимосвязи между различными явлениями процесса очистки скважин при использовании газожидкостных систем / А.А. Игнатов // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент-технология его изготовления и применения : сб. науч. тр. – Киев : ИСМ НАН Украины. – 2011. – Вып. №14. – С. 177 – 179.
50. Волков А.С. Бурение скважин с обратной циркуляцией промывочной жидкости / А.С. Волков, А.А. Волокитенков. – Москва : Недра, 1970. – 184 с.
51. Султанов Б.З. Забойные буровые машины и инструмент / Б.З. Султанов, Н.Х. Шаммасов. – Москва : Недра, 1976. – 239 с.
52. Нескоромных В.В. Оптимизация в геологоразведочном производстве : учеб. пособ. / В.В. Нескоромных. – Москва : ИНФРА-М; Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2015. – 199 с.
53. Привод буровых установок и автоматизация подачи долота / под ред. И. Суда. – Москва : Гостоптехиздат, 1961. – 144 с.
54. Годжаев С.Б. Гидравлический регулятор подачи долота / С.Б. Годжаев // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1954. – № 6.
55. Залкин С.Л. Механизация и организация работ по спуску и подъему бурового инструмента / С.Л. Залкин. – Москва : Гостоптехиздат, 1951. – 331 с.
56. Горелик Ф.Х. Опыт автоматизации подачи бурильной колонны / Ф.Х. Горелик // Нефтяное хозяйство. – 1967. – № 7. – С. 25 – 38.
57. Ильский А.Л. Расчет и конструирование бурового оборудования / А.Л. Ильский – Москва : Гостоптехиздат, 1957. – 551 с.
58. Паронджанов Д.Г. Механизация подачи долота при бурении нефтяных скважин / Д.Г. Паронджанов. – Москва : Гостоптехиздат, 1948. – 232 с.
59. Волгемут Э.А. Устройство подачи долота для бурения нефтяных и газовых скважин / Э.А. Волгемут. – Москва : Недра, 1969. – 430 с.
60. Погарский А.А. Механизмы забойной автоматики и телеизмерений / А.А. Погарский. – Москва : Недра, 1965. – 320 с.
61. Потапов Ю.Ф. Исследование зависимостей показателей работы долот от параметров режима бурения / Ю.Ф. Потапов, В.Д. Махонько, П.Е. Шевальдин // Бурение. – 1971. – С. 47 – 60.
62. Бессонов Ю.Д., Слипенький В.С. Влияние компоновки бурового снаряда на эффективность нагружения долота гидродинамическим усилителем осевой нагрузки / Ю.Д. Бессонов, В.С. Слипенький // Науковий вісник Національного гірничого університету. – 2009. – № 7. – С. 78 – 81.
63. Бессонов Ю.Д. Результаты опытного бурения с применением гидродинамического усилителя осевой нагрузки в стендовых условиях / Ю.Д. Бессонов, В.С. Слипенький // Національного гірничого університету. – 2005. – № 7. – С. 73 – 76.
64. А.с. 1728466 СССР, МПК Е 21 В 19/08. Многоступенчатый длинноходовой механизм подачи / М.С. Габдрахимов, Б.З. Султанов, Ф.Г. Гареев, И.Л. Репницина. – № 4666793 ; заявл. 27.03.89 ; опубл. 23.04.92 ; Бюл. № 15. – 3 с.
65. Пат. 106504 Україна, МПК Е21В 19/08 (2006.01). Пристрій для створення осьового навантаження / А.О. Ігнатов. – № u201511119 ; заявл. 22.11.15 ; опубл. 25.04.16 ; Бюл. № 8.

66. Нескоромных В. В. Проектирование скважин на твердые полезные ископаемые : учеб. пособ. / В. В. Нескоромных. – Красноярск : Изд-во СФУ, 2012. – 294 с.
67. Повышение эффективности колонкового алмазного бурения / Б.И. Воздвиженский, Г.А. Воробьев, Л.К. Горшков и др. – Москва : Недра, 1990. – 208 с.
68. Пат. 114966 Україна, МПК E21B 19/08 (2006.01). Пристрій для створення осевого навантаження / А.О. Ігнатов. – №a201510666 ; заявл. 02.11.2015 ; опубл. 10.05.17, Бюл. № 9.
69. Штеренлихт Д.В. Гидравлика / Д.В. Штеренлихт. – Москва : Энергоатомиздат, 1984. – 640 с.
70. Ігнатов А.О. Перспективи застосування гнучкої колони бурильних труб для буріння свердловин / А.О. Ігнатов // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент–техника и технология его изготовления и применения : сб. науч. тр. – Киев : Изд-во ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины, 2018 – Вып. 21. 2018. – С. 132 – 139.
71. Кацауров И.Н. Механика горных пород / И.Н. Кацауров – Москва : Недра, 1981. – 166 с.
72. Адам Н. К. Физика и химия поверхностей: пер. с англ. / Н. К. Адам. – Москва-Ленинград : Гостехиздат, 1947. – 552 с.
73. Ребиндер П.А. Физико-химическая механика / П.А. Ребиндер. – Москва : Знание, 1958. – 114 с.
74. Кардыш В.Г. Оценка потенциальных возможностей прогрессивных методов бурения / В.Г. Кардыш, Б.В. Мурзаков, Ю.Б. Усков // Техника и технология геологоразведочных работ, организация производства. – Москва : ВИЭМС, 1985. – 28 с.
75. Пат. 90704 Україна, E21B 7/08 (2006.01). Пристрій для направленного буріння / А.О. Ігнатов. – № u201314640 ; заявл.13.12.13 ; опубл. 10.06.14, Бюл. № 11.
76. United States Patent, Pellet impact core drill, US 5671816 A / F.H. Deily, 30.09.1997.
77. Пат. 111351 Україна, E21B 7/08 (2006.01). Пристрій для направленного буріння / А.О. Ігнатов. – № a20131178 7; заявл. 07.10.2013 ; опубл. 25.04.16, Бюл. № 8.
78. Давиденко О.М. Пристрій для направленного буріння / О.М. Давиденко, А.О. Ігнатов М.О. Науменко // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент–техника и технология его изготовления и применения : сб. науч. тр. – Киев : Изд-во ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины, 2017. – Вып. 20. 2017. – С. 71 – 74.
79. Черепанов Г.П. Механика разрушения горных пород в процессе бурения / Г.П. Черепанов. – Москва : Недра, 1987. – 308 с.
80. Конесев Г.В. Противоизносные и смазочные свойства буровых растворов / Г.В. Конесев, М.Р. Мавлютов, А.И. Спивак. – Москва : Недра, 1980. – 144 с.
81. Билык Ш.М. Абразивно-жидкостная обработка металлов / Ш.М.Билык. – Москва : Машиностроение, 1960. – 198 с.

82. Минкин Б.С. Основные направления исследований и совершенствование технических средств бурения снарядом со съёмными керноприемниками КССК-76. / Б.С. Минкин, А.М. Никаноров, О.В. Смирнов. – Ленинград : ВИТР, 1981. – № 137. – С. 9 – 11.
83. Яковлев Ю. А. Анализ развития работ по созданию и применению колонковых наборов со съёмными керноприемниками / Ю.А. Яковлев. – Ленинград : ВИТР, 1974. – № 90. – С. 53 – 60.
84. Буровой инструмент для геологоразведочных скважин: справочник / Н.И. Корнилов, Н.Н. Бухарев, А.Т. Киселев и др. – Москва : Недра, 1990. – 395 с.
85. Справочное руководство мастера геологоразведочного бурения / Г.А. Блинов, В.И. Васильев, Ю.В. Бакланов и др. – Ленинград : Недра, 1983. – 400 с.
86. Справочник инженера по бурению геологоразведочных скважин : в 2 т. Т. 2. / под ред. Е.А. Козловского. – Москва : Недра, 1984. – 437 с.
87. Дерусов В.П. Обратная промывка при бурении геологоразведочных скважин / Дерусов В.П. – Москва : Недра, 1984. – 184 с.
88. Кардыш В.Г., Мурзаков Б.В. Технология бурения с гидротранспортом керна / В.Г. Кардыш, Б.В. Мурзаков // Разведка и охрана недр. – 1982. – № 11 – С. 26 – 29.
89. Смолдырев А.Е. Гидро- и пневмотранспорт керна по буровым трубам / А.Е. Смолдырев // Изв. вузов. Геология и разведка. – 2002. – № 4. – С. 97 – 103.
90. Кардыш В.Г. Основные направления совершенствования технических средств для бурения с гидротранспортом керна и шлама / В.Г. Кардыш, И.В. Кузьмин, Ю.Т. Смирнов // Техника и технология бурения с гидротранспортом керна и шлама. – Ленинград : ВИТР, 1985. – С. 63 – 64.
91. Кузнецов А.В. Очистка забоя при бурении скважин с гидротранспортом керна / А.В. Кузнецов, Ю.Т. Смирнов // Технические средства для прогрессивных способов бурения. – Ленинград : ВИТР, 1987. – С. 53 – 56.
92. Юшков А.С. Геологоразведочное бурение : учеб. пособ. / А.С. Юшков, В.И. Пилипец – Донецк : Норд-Пресс, 2004. – 464 с.
93. Методика выбора производительности насоса при бурении с гидротранспортом керна / С.С. Хворостовский, И.С. Хворостовский, А.Ю. Ключников, Е.В. Малинин // Изв. вузов. Геология и разведка. – 2001. – № 6 – С. 130 – 136.
94. Бородацкий И.Г. О транспортировании восходящим вертикальным потоком жидкости дробленого керна трещиноватых и слоистых пород / И.Г. Бородацкий // Труды Сев. Кавказского гос. НИИ нефтяной промышленности. – Грозный. – 1974. – Вып. 31. – С. 18 – 24.
95. Світлицький В.М. Геологічні основи та теорія пошуків і розвідки нафти і газу : навч. посіб. для вузов / В.М. Світлицький, О.Р. Стельмах, І.В. Світлицька. – Киев : Інтерпрес ЛТД, 2010. – 390 с.
96. Суярко В.Г. Загальна та нафтогазова геологія : навч. посіб. / В.Г. Суярко, О.О. Сердюкова, В.В. Сухов. – Харків : ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2013. – 212 с.
97. Технология отбора шлама при бурении скважин / А.А. Волокитенков, А.С. Волков, И.И. Толокнов, М.М. Розин. – Москва : Недра, 1973. – 200 с.

98. Исаев М.М. Технический прогресс и новые достижения в колонковом бурении / М.М. Исаев – Москва : Недра, 1976. – 179 с.
99. Маковой Н. Гидравлика бурения. Пер. с рум. / Н. Маковой – Москва : Недра, 1986. – 536 с.
100. Глухов В.И. Движение керн в восходящем потоке промывочной жидкости / В.И. Глухов, А.И. Кукес, А.А. Петров // Совершенствование и внедрение технологии промывки и тампонирования скважин в условиях Восточной Сибири и Крайнего Севера. – Москва : ВПО "Союзгеотехника", 1987. – С. 57 – 65.
101. Чугаев Р.Р. Гидравлика / Р.Р. Чугаев – Ленинград : Энергоиздат, 1982. – 672 с.
102. Игнатов А.А. О движении керн в потоке жидкости при его гидротранспорте / А.А. Игнатов // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент-техника и технология его изготовления и применения : сб. науч. тр. – Киев : Изд-во ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины, 2012. – Вып. 15. – С. 159 – 163.
103. Смолдырев А.Е. Определение гидравлических сопротивлений по воде в трубопроводах / А.Е. Смолдырев // Изв. вузов. Геология и разведка. – 2002. – № 6 – С. 138 – 144.
104. Кардыш В.Г. Бурение с непрерывным выносом проб восходящим потоком очистного агента / В.Г. Кардыш // Разведка и охрана недр. – 1985. – № 1 – С. 81.
105. Кардыш В.Г. Двойные бурильные трубы для бурения с транспортированием керн и шлама очистным агентом / В.Г. Кардыш, Э.Д. Мельник, А.Н. Пешков // Техника и технология геологоразведочных работ, организация производства. – Москва : ВИЭМС, 1982. – 36 с.
106. Игнатов А.А. Аналитические исследования скорости движения керн в вязкой жидкости / А.А. Игнатов // Наук. праці ДонНТУ. Серія Гірничо-геологічна. – 2012. – № 2(17) – С. 179 – 185.
107. Кудряшов Б.Б., Бурение скважин в осложненных условиях / Б.Б. Кудряшов, А.М. Яковлев – Москва : Недра, 1987. – 269 с.
108. Давиденко А.Н. Исследование динамики керн при циркуляции вязкопластичной жидкости при его гидротранспорте / А.Н. Давиденко, А.А. Игнатов // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент-техника и технология его изготовления и применения : сб. науч. тр. – Киев: Изд-во ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины, 2013. – Вып. 16. – С. 202 – 208.
109. Сериков Д.Ю. Совершенствование систем герметизации подшипниковых узлов шарошечных долот / Д.Ю. Сериков, Н.М. Панин, В.Н. Агеева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море : науч.-техн. журн. – Москва : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. – № 4. – С. 16 – 19.
110. Оптимізація конструкції опори ковзання шарошкового долота з використанням комп'ютерних технологій / Л.О. Борушак, А.А. Бухало, В.В. Врюкало, Т.В. Ленич // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2017. – Вып. 2(63) – С. 32 – 43.

111. Игнатов А.А. Конструктивные особенности и эксплуатационные возможности цепных долот / А.А. Игнатов // Форум гірників – 2011 : матеріали міжнар. конф., м. Дніпропетровськ, 12 – 15 жовт. 2011р – Дніпропетровськ : РВК НГУ, 2011. – С. 153 – 157.
112. Игнатов А.А. Бурильная головка цепного типа / А.А. Игнатов // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент-техника и технология его изготовления и применения : сб. науч. тр. – Киев: Изд-во ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины, 2012. – Вып. 15. – С. 156 – 159.
113. Посташ С.А. Проблемы исследования износа опор шарошечных долот / С.А. Посташ // Тр. Сев. Кав. НИПИ. – Москва : Недра, 1969. – Вып. 8. – С. 122 – 123.
114. Жидовцев Н.А. Исследование изнашивания и работоспособности опор буровых долот : автореф. дисс. ... д-ра. техн. наук / Н.А. Жидовцев – Москва : МИНХ и ГП, 1971. – 46 с.
115. Абрамсон М.Г. Качество и надежность шарошечных долот. Исследование их показателей / М.Г. Абрамсон, Л.Я. Позднякова, В.В. Кочуков // Тр. ВНИИБТ. – Москва. – 1983. – Вып. 56. – С. 46 – 60.
116. Дрогомирецький Я.М. Підвищення довговічності шарошкових доліт для низькообертового буріння : дис. ... д-ра техн. наук : 05.05.12. / Дрогомирецький Ярослав Миколайович ; Івано-Франківський держ. технічний ун-т нафти і газу. – Івано-Франківськ, 1999. – 355 стр. – Бібліогр.: с. 263 – 283.
117. Проников А.С. Надежность машин / А.С. Проников – Москва : Машиностроение, 1978. – 592 с.
118. Посташ С.А. Повышение надежности и работоспособности шарошечных долот / С.А. Посташ. – Москва : Недра, 1982. – 212 с.
119. Долговечность буровых долот / Виноградов В.Н., Сорокин Г.М., Пашков А.Н. и др. – Москва : Недра, 1977. – 256 с.
120. Совершенствование конструкции опоры шарошечного бурового долота / А.Г. Ищук, А.М. Назаров, М.А. Тимченко, Д.Ю. Сериков // Сфера. Нефть и газ. – 2017. – Вып. 2(58) – С. 22 – 27.
121. Грей Дж. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) : пер. с англ. / Дж. Грей, Г.С. Дарли – Москва : Недра, 1985. – 509 с.
122. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин / Вадецкий Ю.В. – Москва : Издательский центр «Академия», 2011. – 352 с.
123. Марик В.Б. Порівняльний аналіз ефективності роботи різних схем опор три шарошкових доліт / В.Б. Марик, Ю.В. Хандога // Нафт. і газова пром-сть. – 2003. – № 1 – С. 26 – 29.
124. Сериков Д.Ю. Совершенствование систем герметизации подшипниковых узлов шарошечных долот / Д.Ю. Сериков, Н.М. Панин, В.Н. Агеева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море : науч.-техн. журн. – Москва : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. – № 4. – С. 16 – 19.
125. Игнатов А.А. Особенности исполнения узла опоры рабочего органа дискового долота / А.А. Игнатов, Н.В. Герасименко // Наукова весна 2012 : матеріали III Всеукраїнської наук.-технічн. конф. студентів, аспірантів і молодих

вчених, м. Дніпропетровськ, 11 – 15 квіт. 2012 р. – Дніпропетровськ, 2012. – С. 23 – 24.

126. Перель Л. Я. Подшипники качения: Расчет, проектирование и обслуживание опор : справочник / Л. Я. Перель – Москва : Машиностроение, 1983. – 543 с.

127. Журавлев А.Н. Упорядоченная сборка опор буровых шарошечных долот / А.Н. Журавлев, И.К. Рыльцев // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2005. – т7. №2 – С. 442 – 449.

128. Пат. 68321 Україна, МПК E21B 10/46 (2006.01). Бурове долото / А.О. Ігнатов, М.В. Герасименко ; заявл. 02.08.11 ; опубл. 26.03.12, Бюл. № 7.

129. Дунаев П. Ф. Конструирование узлов и деталей машин : учеб. пособ. для машиностроит. вузов / П. Ф. Дунаев. – Изд. 2-е, переработ. – Москва : Высшая школа, 1970. – 368 с.

130. Приводы машин: справочник / В.В. Длоугий, Т.И. Муха, А.П. Цупиков, Б.В. Януш ; под общ. ред. В.В. Длоугого. – Изд.2-е, перераб. и доп. – Ленинград:Машиностроение, Ленингр. отд-ние, 1982. – 383 с.

131. Крагельский Н.В. Трение и износ / Н.В. Крагельский. – Москва : Машгиз, 1962. – 480 с.

132. Зимон А.Д. Адгезия жидкости и смачивание / А.Д. Зимон – Москва : Химия, 1974. – 416 с.

133. Пахолюк А.П. Основи матеріалознавства і конструкційні матеріали: посібник / А.П. Пахолюк, О.А. Пахолюк. – Львів : Світ, 2005. – 172 с.

134. Попович В.В. Технологія конструкційних матеріалів і матеріалознавство: підручник / В.В. Попович, В.В. Попович. – Львів: Світ, 2006. – 624 с.

135. Слободяник М.С. Хімія : навч. посіб. / М.С. Слободяник – Киев : Либідь, 2003. – 352 с.

136. Воронков Б.Д. Подшипники сухого трения / Б.Д. Воронков. – Изд. 2 -е, перераб. и доп. – Ленинград : Машиностроение. Ленингр. отд-ние, 1979. – 224 с.

137. Риппел Г. Проектирование гидростатических подшипников / Г.М. Риппел. – Москва : Машиностроение, 1967. – 136 с.

138. Гидродинамические опоры прокатных валков / И.А. Тодер, Н.В. Кудрявцев, А.А. Рязанов и др. – Москва : Metallургия, 1968. – 400 с.

139. Ігнатов А.А. Комбінірованне шарошечно-цепне долото / А.А. Ігнатов, Н.В. Герасименко // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент-техника и технология его изготовления и применения : сб. науч. тр. – Киев: Изд-во ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины, 2011. – Вып. 14. – С. 55 – 58.

140. Гейер В.Г. Гидравлика и гидропривод / В.Г. Гейер, В.С. Дулин, А.Н. Заря. – Москва : Недра, 1991. – 331 с.

141. Смазочно-охлаждающие технологические средства для обработки металлов резанием : справочник / под ред. С.Г. Энтелеса, З.М. Берлинера. – Москва : Машиностроение, 1995. – 496 с.

142. Топлива, смазочные материалы, технические жидкости. Ассортимент и применение : справочник / под ред. Школьников В.М. – Изд. 2-е, перераб. – Москва : Изд. центр "Техинформ", 1999. – 596 с.
143. Пат. № 102284 Україна, МПК E21B 10/46 (2006.01). Бурове долото / А.О. Ігнатов, М.В. Герасименко ; заявл. 19.07.11 ; опубл. 25.06.13, Бюл. № 12.
144. Телегус В.С. Основи загальної хімії / В.С. Телегус, О.І. Бодак, О.С. Заречнюк. – Львів : Світ, 2000. – 424 с.
145. Кудрявцев В.Н. Детали машин : учебник / В.Н. Кудрявцев – Ленинград : Машиностроение, 1980. – 464 с.
146. Технология резиновых изделий: учеб. пособ. для вузов / Ю.О. Аверко-Антонович, Р.Я. Омельченко, Н.А. Охотина, Ю.Р. Эбич ; под ред. П.А. Кирпичникова. – Ленинград : Химия, 1991. – 352 с.
147. Ковальчук Є.П. Фізична хімія : підручник / Є. П. Ковальчук, О.В. Решетняк. – Львів : Видавничий центр ЛНУ імені Івана Франка, 2007. – 800 с.
148. Сеид-Рза М.К. Устойчивость стенок скважины / М.К. Сеид-Рза, Ш.И. Исмайылов, Л.М. Орман. – Москва : Недра, 1981. – 175 с.
149. Гукасов Н.А. Гидравлика в разведочном бурении / Н.А. Гукасов, А.М. Кочиев. – Москва : Недра, 1991. – 237 с.
150. Давиденко А.Н. Некоторые вопросы организации очистки скважин / А.Н. Давиденко, А.А. Игнатов, А.Ф. Камышацкий // Наук. праці ДонНТУ. Серія Гірничо-геологічна. – 2012. – № 2(17) – С. 186 – 191.
151. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении / И.П. Пустовойтенко. – Москва : Недра, 1988. – 279 с.
152. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – Київ : Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.
153. Сеид-Рза М.К. Предупреждение осложнений в кинетике буровых процессов / М.К. Сеид-Рза, Т.Г. Фараджев, Р.А. Гасанов. – Москва: Недра, 1991. – 272 с.
154. Тарасевич Ю.И. Адсорбция на глинистых минералах / Ю.И. Тарасевич, Ф.Д. Овчаренко. – Киев : Наукова думка, 1975. – 351 с.
155. Фролов Ю.Г. Поверхностные явления и дисперсные системы / Ю.Г. Фролов. – Москва : Альянс, 2009. – 464 с.
156. Буріння свердловин: довідник. У 5-ти т. Т. 2: Промивання свердловин. Відробка доліт / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук // АТ "Агронафта". – Киев : "Інтерпрес ЛТД", 2002. – 301 с.
157. Давиденко А.Н. Комплексная оценка свойств активированных промывочных жидкостей / А.Н. Давиденко, А.А. Игнатов, П.П. Полищук // Наук. праці ДонНТУ. Серія Гірничо-геологічна. – 2012. – № 2(17) – С. 199 – 204.
158. Лубянская М.Г. Некоторые характеристики метастабильного состояния водных растворов электролитов при их электроактивации / М.Г. Лубянская, Н.А. Мариампольский, В.М. Бахир // Вопросы бурения скважин, разведки и разработки газовых месторождений Сев. Кавказа и Узбекистана. – Москва : Наука, 1981. – С. 99 – 104.

159. Коровин Н.В. Электрохимическая энергетика / Н.В. Коровин – Москва : Энергоатомиздат, 1991. – 289 с.
160. Ребиндер П.А. Понизители твердости в бурении / П.А. Ребиндер, Л.А. Шрейнер, К.Ф. Жигач – Москва : Изд-во АН СССР, 1944. – 200 с.
161. Стрельцин Г.С. Влияние кристаллической структуры на взаимодействие поверхности твердых тел с водой / Г.С. Стрельцин // Тр. н.-техн. конф. ин-та Механобр. – 1968. – т.1 – С. 183 – 204.
162. Давиденко А.Н. Механика работы цепного долота в условиях очистки забоя активированными жидкостями / А.Н. Давиденко, А.А. Игнатов, П.П. Полищук // Форум гірників – 2013 : матеріали міжнар. конф, м. Дніпропетровськ, 2 – 5 жовт 2012 р. – Дніпропетровськ : РВК НГУ, 2013. – С. 120 – 124.
163. Давиденко А. Н., Игнатов А.А. Оценка условий транспортировки продуктов разрушения при строительстве скважин / А.Н. Давиденко, А.А. Игнатов // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент-техника и технология его изготовления и применения : сб. науч. тр. – Киев : Изд-во ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины, 2005 – Вып. 8. – С. 52 – 57.
164. Игнатов А.А. Материалы к определению характеристик процесса взаимодействия продуктов разрушения с очистным агентом / А.А. Игнатов // Наук. праці ДонНТУ. Серія Гірничо-геологічна. – 2012. – № 2(17) – С. 192 – 194.
165. Игнатов А.А. Значения поверхностных свойств взаимодействующих фаз в проблемах очистки скважин / А.А. Игнатов // Інновації та трансфер технологій: від ідеї до прибутку : матеріали II міжнар. наук.-практ. конф., м. Дніпропетровськ, 27 – 29 квіт. 2011 р. – Дніпропетровськ : Вид-во НГУ. – 2011. – С. 16 – 18.
166. Джейкок М. Химия поверхностей раздела фаз : пер. с англ. / М. Джейкок, Дж. Парфит. – Москва : Мир, 1984. – 214 с.
167. Адсорбция из растворов на поверхности твердых тел : пер. с англ. / под ред. Г. Парфита, К. Рочестера. – Москва : Мир, 1986. – 508 с.
168. Кройт Г. Р. Коллоиды : пер. с англ. / Г.Р. Кройт. – Ленинград : ОНТИ – Химтеорет, 1936. – 240 с.
169. Игнатов А.А. Пути определения количественных зависимостей процесса транспортировки продуктов разрушения / А.А. Игнатов // Наук. праці ДонНТУ. Серія Гірничо-геологічна. – 2012. – № 16 (206) – С. 47 – 50.
170. Давиденко А.Н. О характере процессов протекающих при очистке скважин / А.Н. Давиденко, А.А. Игнатов // Наук. праці ДонНТУ. Серія Гірничо-геологічна. – 2011. – № 14 (181) – С. 72 – 74.
171. Бронзов А.С. Бурение скважин с использованием газообразных агентов / А.С. Бронзов. – Москва : Недра, 1979. – 288 с.
172. Wilkes Ted Foam: a value-added drilling tool // Hart's E and P. – 2000.v. 73, No 2. – P. 79 – 81.
173. Яковлев А.А. Газожидкостные промывочные и тампонажные смеси (Комплексная технология бурения и крепления скважин) / А.А. Яковлев. – Санкт-Петербург : Изд-во Санкт-Петербургского гос. горного ин-та, 2000. – 143 с.

174. Некоторые технические решения вопросов очистки забоя агентами пониженной плотности / А.Н. Давиденко, А.А. Игнатов, А.Ф. Камышацкий, П.П. Полищук // Форум гірників – 2013 : матеріали міжнар. конф., м. Дніпропетровськ, 2 – 5 жовтн. 2013 р. – Дніпропетровськ : РВК НГУ, 2013. – С. 116 – 119.
175. Давиденко А.Н. Обоснование гидравлического подхода в методике проектирования бурильных колонн / А.Н. Давиденко, А.А. Игнатов // Інновації і трансфер технологій: від ідеї до прибутку : матеріали IV міжнар. наук.-практ. конф., м. Дніпропетровськ, 22 – 24 трав. 2013 р. – Дніпропетровськ : Вид-во НГУ. – 2013. – С. 16 – 18.
176. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / И.Е. Идельчик. – Москва : Машиностроение, 1992. – 672 с.
177. Корн Г. Справочник по математике для научных работников и инженеров : пер. с англ. / Г. Корн, Т. Корн. – Москва : Наука, 1984. – 832 с.
178. Ганджумян Р.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин / Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин, Б.А. Никитин. – Москва : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 490 с.
179. Бойко В.С. Підземна гідрогазодинаміка : підручник / В.С. Бойко, Р.В. Бойко – Львів : Апріорі, 2005. – 452 с.
180. Юрків М.І. Фізико-хімічні основи нафтовилучення / М.І. Юрків. – Львів, 2008. – 374 с.
181. Справочная книга по добыче нефти / под ред. Ш.К. Гиматудинова. – Москва : Недра, 1974. – 703 с.
182. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / В.С. Бойко. – Киев : Реал-Принт, 2004. – 695 с.
183. Алтунина Л.К. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов // Вестник Санкт-Петербургского университета. – 2013. – № 2. – С. 46 – 74.
184. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов / Ф.И. Котяхов. – Москва : Недра, 1977. – 287 с.
185. Крянев Д. Методы увеличения нефтеотдачи: опыт и перспективы применения / Д. Крянев, С. Жданов // Нефтегазовая Вертикаль. – 2011. – № 5. – С. 30 – 33.
186. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу : навч. посіб. / О.І. Акульшин, О.О. Акульшин, В.С. Бойко, В.М. Дорошенко, Ю.О. Зарубін. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 434 с.
187. Бурже Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов : пер. с франц. / Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну – Москва : Недра, 1989. – 422 с.
188. Шаровар И.И. Геотехнологические способы разработки пластовых месторождений / И.И. Шаровар. – Москва : Изд-во МГГУ, 1999. – 242 с.

Наукове видання

Коровяка Євгеній Анатолійович
Ігнатов Андрій Олександрович

ПРОГРЕСИВНІ ТЕХНОЛОГІЇ СПОРУДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН

Монографія

Видано в редакції авторів.

Підписано до видання 17.07.2020. Формат 30×42/4.
Електронний ресурс. Авт. арк. 11,5.

Підготовлено й видано
у Національному технічному університеті «Дніпровська політехніка».
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру ДК № 1842 від 11.06.2004.

49000, м. Дніпро, просп. Д. Яворницького, 19.