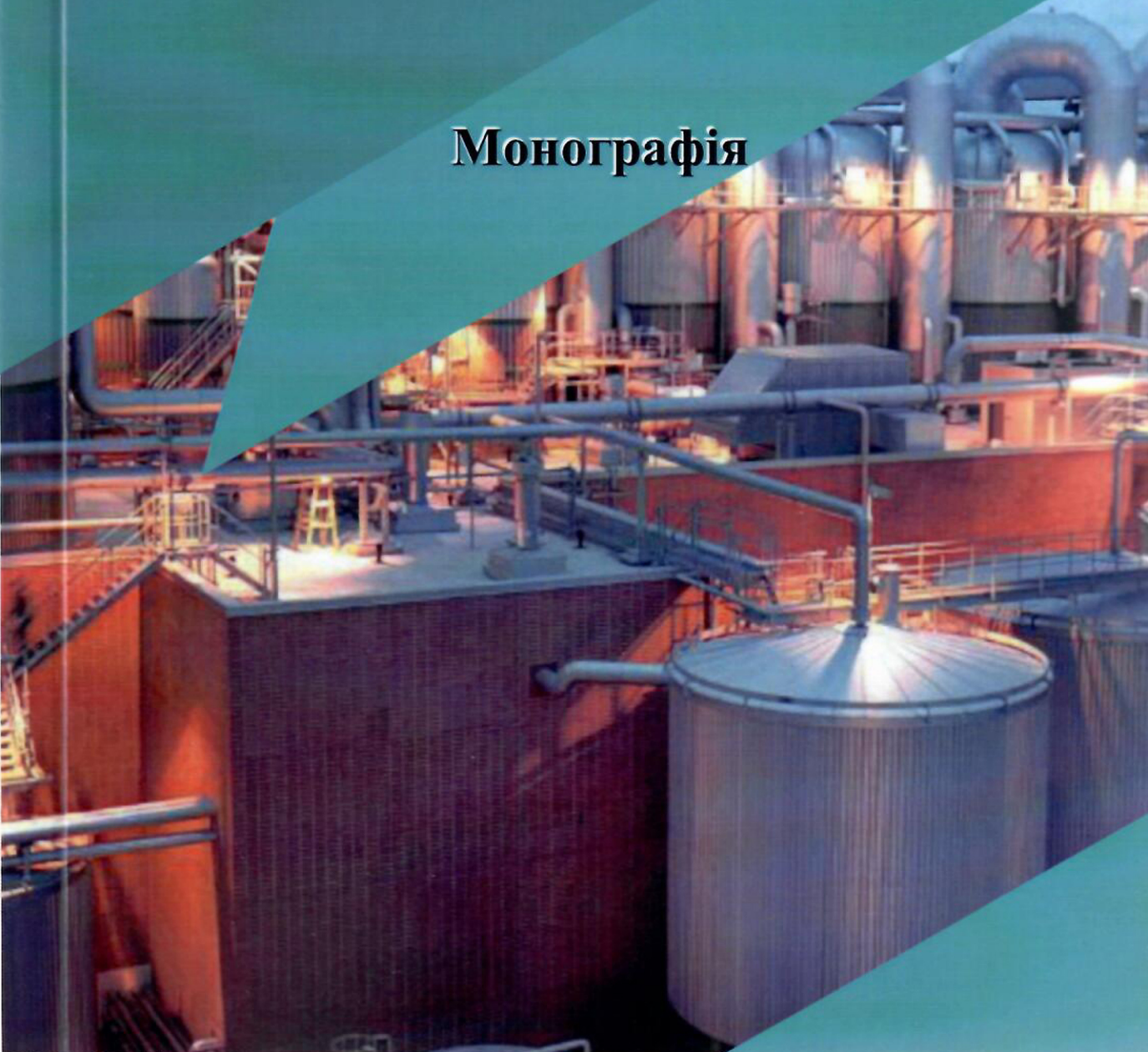


А.В. Павличенко, Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов, О.М. Давиденко

ГІДРОГАЗОДИНАМІЧНІ ПРОЦЕСИ ПРИ СПОРУДЖЕННІ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН

Монографія



МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
Національний технічний університет
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»



**ГІДРОГАЗОДИНАМІЧНІ ПРОЦЕСИ ПРИ СПОРУДЖЕННІ
ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН**

Монографія

Дніпро
НТУ «ДП»
2021

УДК 622.24

Г 46

Рекомендовано до видання вченою радою НТУ «Дніпровська політехніка» як монографія для фахівців і студентів спеціальностей 101 «Екологія», 183 «Технології захисту навколишнього середовища», 184 «Гірництво», 185 «Нафтогазова інженерія та технології» (протокол № 16 від 08.12.2021).

Рецензенти:

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

Ю.Л. Винников – доктор технічних наук, професор, в.о. завідувача кафедри буріння та геології Навчально-наукового інституту нафти і газу Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»;

С.О. Вамболь – доктор технічних наук, професор, професор кафедри безпеки життєдіяльності Державного біотехнологічного університету.

Г 46 **Гідрогазодинамічні процеси при спорудженні та експлуатації свердловин:** монографія / А.В. Павличенко, Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатів, О.М. Давиденко; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро: НТУ «ДП», 2021. – 201 с.

ISBN 978-966-350-769-9

Запропоновано розвиток положень щодо особливостей циркуляційних процесів при бурінні свердловин і їх фізико-хімічних аспектів. Як пріоритетне спрямування розробок технології спорудження свердловин обрано методики визначення рецептур високоякісних промивальних рідин і проектування досконалої екологічної технології їх застосування в поєднанні з сучасним обладнанням та інструментом.

Показано взаємозв'язок між фізико-геометричними характеристиками продуктів руйнування і циркуляційними процесами на вибої і в стовбурі свердловини; між особливостями схеми циркуляції очисних агентів та технологічних рідин, пов'язаними з різноманітністю геолого-технічних та свердловинних факторів.

Призначена для фахівців, які займаються буровими роботами, а також буде корисна студентам технічних університетів, зокрема нафтогазового і геологорозвідувального та природоохоронних профілів.

ISBN 978-966-350-769-9

© А.В. Павличенко, Є.А. Коровяка,
А.О. Ігнатів, О.М. Давиденко, 2021

© НТУ «Дніпровська політехніка», 2021

ЗМІСТ

ВСТУП	5
РОЗДІЛ 1 ЗАГАЛЬНІ ПИТАННЯ ТЕОРІЇ І ПРАКТИКИ ДОСЛІДЖЕННЯ ЦИРКУЛЯЦІЙНИХ ПРОЦЕСІВ ПРИ БУРІННІ СВЕРДЛОВИН.....	7
1.1 Виробничий цикл буріння свердловин	7
1.2 Вплив промивних рідин на тертя і знос бурового інструменту.....	12
1.3 Підтримка стійкості стінок свердловини	16
1.4 Фізичні передумови інтенсифікації процесів буріння свердловин	21
1.5 Механіко-гідролітичні процеси при взаємодії твердих тіл з дисперсними системами	28
1.6 ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1.....	33
РОЗДІЛ 2 ДОСЛІДЖЕННЯ ПОВЕРХНЕВИХ І ОБ'ЄМНИХ ФІЗИКО-ХІМІЧНИХ ЯВИЩ ПРИ ПРОТІКАННІ ЦИРКУЛЯЦІЙНИХ ПРОЦЕСІВ У СВЕРДЛОВИНАХ.....	35
2.1 Об'єкт і методика проведення досліджень	35
2.2 Експериментально-теоретичні дослідження адсорбційної здатності гірських порід	38
2.3 ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2.....	57
РОЗДІЛ 3 ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН НА ФІЗИКО-МЕХАНІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД	58
3.1 Дослідження впливу середовища на характер розподілу напружень в твердому тілі при навантаженні.....	58
3.2 Дослідження впливу органічних сполук і ПАР на міцність гірських порід.....	65
3.3 Дослідження впливу промивальних рідин на процес руйнування гірських порід.....	68
3.4 Термодинамічні та кінетичні аспекти прояву ефекту адсорбційного зниження міцності гірських порід.....	79
3.5 ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3.....	89
РОЗДІЛ 4 ДОСЛІДЖЕННЯ МАСТИЛЬНИХ І ПРОТИЗНОСНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ЦИРКУЛЮЮЧИХ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН.....	90
4.1 Промивальні рідини з поліпшеними мастильними властивостями.....	90
4.2 Дослідження протизношувальних властивостей промива-	

льних рідин.....	98
4.3 Дослідження корозійної дії циркулюючих промивальних рідин при бурінні свердловин.....	100
4.4 ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 4.....	104
РОЗДІЛ 5 ОСОБЛИВОСТІ ДЕЯКИХ ВЗАЄМОДІЙ, СУПРОВОДУЮЧИХ ЦИРКУЛЯЦІЙНІ ПРОЦЕСИ В БУРОВИХ СВЕРДЛОВИНАХ.....	105
5.1 Формулювання обмежувальних заходів технології буріння в осадових породах.....	105
5.2 Аналітичні і лабораторні дослідження впливу фільтрату промивальних рідин на процеси набухання гірських порід..	113
5.3 Процеси подрібнення і прояви хвильових ефектів при бурінні свердловин.....	118
5.4 ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 5.....	124
РОЗДІЛ 6 ВИВЧЕННЯ РІЗНИХ СХЕМ І СИСТЕМ ЦИРКУЛЯЦІЇ ОЧИСНОГО АГЕНТА.....	126
6.1 Особливості технології буріння свердловин із застосуванням різних схем циркуляції очисного агента.....	126
6.2 Застосування газорідинних систем при бурінні свердловин із зворотною циркуляцією очисного агента.....	143
6.3 ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 6.....	163
РОЗДІЛ 7 ДОСЛІДЖЕННЯ ГІДРАВЛІЧНИХ ПРОЦЕСІВ В СИСТЕМІ «ПРОДУКТИВНИЙ ПЛАСТ - СВЕРДЛОВИНА».....	164
7.1 Проблематика удосконалення методів освоєння продуктивних нафтогазових горизонтів.....	164
7.2 Визначення механізму впливу газорідинних систем та активованих рідин на процеси підвищення нафтовилучення...	167
7.3 ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 7.....	181
РОЗДІЛ 8 ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ ПРИ СПОРУДЖЕННІ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН.....	182
8.1 Аналіз екологічно небезпечних факторів при розробці родовищ корисних копалин.....	182
8.2 Приклад проектування екологічно обґрунтованої програми розробки родовища.....	184
8.3 ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 8.....	187
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	188
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	190

ВСТУП

Пропонована читачеві монографія є комплексною науково-дослідною роботою в галузі дослідження гідрогазодинаміки циркуляційних процесів при бурінні та експлуатації свердловин, а також їх фізико-хімічних властивостей.

Виробничий цикл буріння свердловин різного призначення складається з великої кількості трудомістких, енергоємних, складних і фінансово витратних процесів: руйнування гірської породи на вибої; видалення зруйнованої породи з-під торця породоруйнівного інструменту і транспортування її на поверхню; підтримки стінок свердловини в стійкому стані; спуску і підйому бурового інструменту та ін. Ефективність цих процесів значною мірою залежить від способу і режиму циркуляції та властивостей промивальних рідин, вибір яких визначається технологічними та екологічними вимогами до них, а також гірничо-геологічними умовами буріння.

Аналіз досвіду буріння свердловин різного призначення показав, що високі техніко-економічні показники окремих процесів і всього циклу в цілому можуть бути досягнуті тільки при створенні методики вибору високоякісних промивальних рідин і досконалої технології їх застосування в поєднанні з сучасним обладнанням й інструментом.

Технологія створення і застосування промивальних рідин при бурінні свердловин постійно вдосконалюється. З ростом глибин і ускладненням гірничо-геологічних умов при бурінні свердловин висуваються нові додаткові вимоги щодо властивостей промивальних рідин, способів і режимів їх циркуляції.

Останнім часом значно збільшилася кількість робіт, присвячених застосуванню водних розчинів поверхнево-активних речовин (ПАР) при бурінні свердловин як одного з найбільш перспективних наукових напрямів у цій сфері. Встановлено, що ПАР можуть чинити істотний вплив на енергоємність процесу руйнування гірських порід, стійкість породоруйнівного інструменту, підтримання стінок свердловини, реологічні властивості дисперсних систем і т. ін. Разом з тим у такій важливій справі, як створення методики вибору рецептур промивальних рідин, технології їх приготування і застосування, що забезпечують підвищення ефективності різних процесів при бурінні свердловин, переважає емпіричний підхід, майже не беруться до уваги екологічні наслідки застосування, тобто відсутнє наукове обґрунтування комплексного підходу до вирішення цих завдань.

Розширення асортименту дисперсних систем, що застосовуються в різних галузях промисловості, у тому числі й при бурінні свердловин, зумовлює необхідність проведення глибоких і всебічних досліджень з вивчення фізико-хімічних явищ, які використовуються при створенні, приготуванні й застосуванні промивальних рідин, і їх впливу як на окремі процеси, так і на весь цикл буріння свердловини, особливо його екологічної складової. Вирішення цієї актуальної наукової проблеми, яка має важливе значення для економіки країни, і присвячена ця робота.

У роботі запропоновано розвиток положень механіки руйнування гірських порід і фізико-хімічних поверхневих явищ, зокрема, зроблено уточнення механізму процесів, що відбуваються на межах розділу «гірська порода - промивальна рідина» і «породоруйнівний інструмент - промивальна рідина»;

встановлено кореляційний зв'язок між діючими факторами і властивостями гірських порід і бурового інструменту; обґрунтовано механізм впливу промивальних рідин на процес руйнування гірських порід, стійкість бурового інструменту та стійкість стінок свердловин; визначено вплив технологічних чинників на характер цих механізмів; розроблено наукові основи прогнозування якісних і кількісних показників процесів при бурінні свердловин з урахуванням впливу промивальних рідин; теоретично обґрунтовано та експериментально підтверджено необхідність врахування термодинамічного і кінетичного аспектів при прояві ефекту адсорбційного зниження міцності гірських порід (ефект Ребіндера); розроблено наукові підходи до конструювання бурових снарядів і породоруйнівних інструментів, які забезпечують підвищення ефективності процесів при бурінні свердловин; запропоновано науково обґрунтовану методику вибору поверхнево-активних речовин для промивальних рідин, які вибірково хемосорбуються на гірській породі та буровому інструменті; обґрунтовано екологічні чинники та обмеження стосовно складу рецептур і технологічних аспектів буріння та експлуатації свердловин. Наявність тісного зв'язку між усіма зазначеними вище обставинами, що визначають ефективність руйнування порід, унеможливорює подальше вдосконалення процесів буріння без досить повного вивчення всіх явищ, які відбуваються на вибої.

У роботі: послідовно проаналізовано вплив параметрів очисного агента на вибійні процеси руйнування порід; показано взаємозв'язок між фізико-геометричними характеристиками продуктів руйнування і циркуляційними процесами на вибої і в стовбурі свердловини; вивчено особливості схем циркуляції очисного агента (ньютонівська рідина і газорідинні суміші типу пін), що пов'язані з різноманітністю геолого-технічних факторів; розглянуто технологічні аспекти методу буріння з гідротранспортом керна; обґрунтовано доцільність застосування на етапах проектування програми розробки родовищ проєктованих техніко-технологічних рішень стосовно активної фізико-хімічної дії на пластові вуглеводні та породи-колектори, а також сформульовано питання відносно пріоритетного напрямку – удосконалення прогресивних методів підвищення нафтовилучення з повним дотриманням вимог екологічного законодавства.

Матеріали робіт періодично доповідалися на регіональних і міжнародних науково-практичних конференціях. Розроблені технічні, а так само і технологічні рішення можуть бути впроваджені на основних об'єктах ведення бурових та свердловинних експлуатаційних робіт як в Україні, так і за кордоном.

Використання матеріалів дослідників, які займалися вивченням зазначених питань, повністю відображено в списку літератури.

Автори висловлюють глибоку подяку колективам кафедр нафтогазової інженерії та буріння, екології та технології захисту навколишнього середовища Національного технічного університету «Дніпровська політехніка» за допомогу в наукових дослідженнях і цінні зауваження при роботі над монографією. Автори також сподіваються на те, що книга буде сприйнята з інтересом, і готові прийняти відгуки та зауваження щодо її змісту, які обов'язково врахують у своїй подальшій роботі.

РОЗДІЛ 1. ЗАГАЛЬНІ ПИТАННЯ ТЕОРІЇ І ПРАКТИКИ ДОСЛІДЖЕННЯ ЦИРКУЛЯЦІЙНИХ ПРОЦЕСІВ ПРИ БУРІННІ СВЕРДЛОВИН

1.1 Виробничий цикл буріння свердловин

Свердловини різних діаметрів і глибин проводять при розробці нафтогазових родовищ, геологорозвідувальних роботах, інженерних дослідженнях, в гірничодобувній промисловості, у будівництві, в сільському господарстві. Виробничий цикл буріння свердловин складається із сукупності технологічних процесів, основними з яких є:

1. Проходка стовбура свердловини, що включає безпосереднє руйнування гірської породи на вибої породоруйнівним інструментом;
2. Очищення вибою від зруйнованої породи і транспортування її від вибою до гирла свердловини;
3. Кріплення стінок свердловини в нестійких породах, здійснюване промивальними рідинами одночасно з проходкою стовбура.

Застосовувані при бурінні свердловин промивні рідини являють собою складні фізико-хімічні дисперсні системи з сильно розвиненими поверхнями розділу фаз, які відіграють роль середовища, в якому протікають ці процеси, і що визначають ступінь використання потенційних можливостей і ресурс бурового обладнання та інструментів, механічну швидкість, ймовірність виникнення різного роду ускладнень та ін. [1 - 6]. Вибір промивальної рідини, яка найбільш повно підходить до кожної конкретної ситуації, здійснюється з урахуванням пред'явлених до неї вимог, виконання яких забезпечується великою кількістю функцій промивальних рідин:

- 1) очищення вибою від зруйнованої гірської породи і винесення її на поверхню;
- 2) утримання частинок зруйнованої гірської породи в нерухомому стані в стовбурі свердловини при припиненні циркуляції;
- 3) закріплення нестійких стінок свердловини і запобігання стовбура від обвалення;
- 4) ініціювання фізико-хімічного впливу на гірські породи, яке полегшує руйнування останніх;
- 5) охолодження породоруйнівного інструменту;
- 6) утворення на поверхні бурильних труб, опор доліт і гідравлічного устаткування тонких мастильних плівок, які забезпечують зниження енергетичних витрат на буріння та ін.

Для ефективного виконання цих функцій в різних геолого-технічних умовах буріння свердловин, промивні рідини повинні володіти певними значеннями показників властивостей, які визначаються певним компонентним і дольовим складом відповідних реагентів. Існує велика кількість класифікацій промивальних рідин [2 - 6], що застосовуються при бурінні свердловин, найбільш поширеною серед яких є класифікація за складом дисперсійного середовища і

дисперсної фази (рис. 1.1).

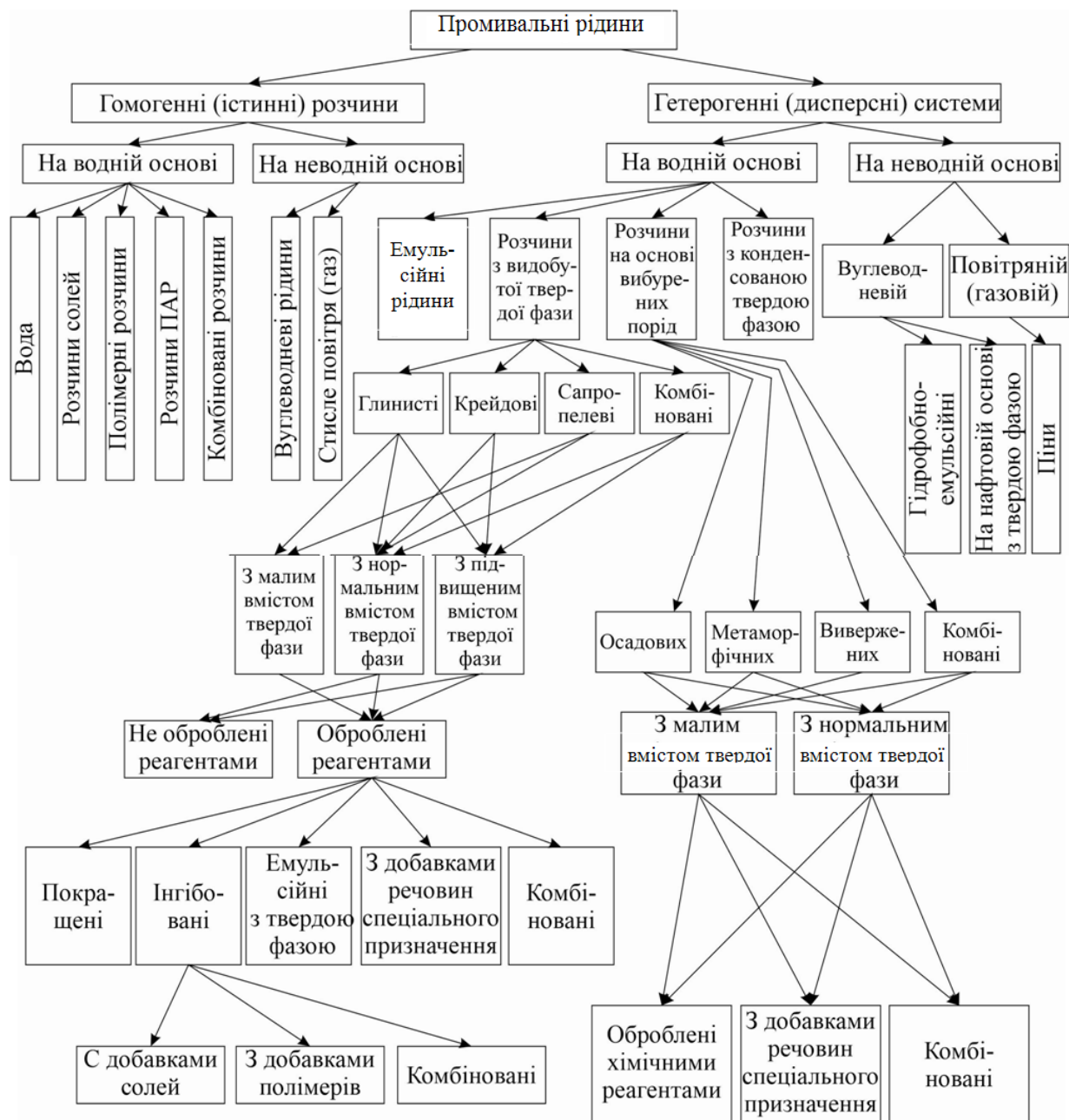


Рис. 1.1. Класифікація промивальних рідин за складом дисперсійного середовища і дисперсної фази

В даний час для приготування промивальних рідин застосовують такий широкий асортимент компонентів, що вибір оптимального складу являє собою досить складну задачу. Опубліковано велику кількість робіт, присвячених цій проблемі, та найбільший внесок у її вирішення внесли Агабальянц Є.Г., Ангелопуло О.К., Баранов В.С., Булатов А.І., Городнов В. Д., Грей Дж.Р., Дарлі Г.С.Г., Дедусенко Г.Я., Жигач К.Ф., Жуховицький С.Ю., Заріпов С.З., Івачов Л.М., Кістер Є.Г., Конесев Г.В., Круглицький М.М., Кудряшов Б.Б., Ліпкес М.І., Марамзін А.В., Маріампольський М.О., Мірзаджанзаде А.Х., Паус К.Ф., Ребіндер П.О., Резніченко І.М., Роджерс В.Ф., Рязанов Я.А., Шищен-

ко Р.І., Епштейн Е.Ф., Яковлев А.М., Ятров С.М. та ін.

Подальше вдосконалення та розробка нових видів промивальних рідин з урахуванням геолого-технічних умов і технології буріння є основним завданням, що стоїть перед дослідниками і практиками.

Розглянемо процес буріння свердловин, що включає руйнування гірських порід на вибої при обертанні і втискуванні інструменту, як рух стороннього тіла всередині іншого твердого тіла, здійснюваний повністю за рахунок роботи зовнішніх сил. При цьому сила інерції мала в порівнянні з силою опору руху, тому зовнішні сили і крутний момент, прикладені до рухомого тіла, завжди рівні відповідній силі і моменту опору з боку гірської породи [7 - 9]. Переважна більшість сучасних способів руйнування гірських порід засновані на механічному поділі деякого об'єму твердої маси на елементи – частинки невеликого розміру під дією локальних концентрованих напруг, що перевищують опір сил внутрішніх зв'язків. Руйнівні напруги в цьому випадку можуть створюватися під дією зовнішніх сил, що виникають при зануренні в породу спеціальних інструментів, які володіють більшою твердістю, ніж сама порода. На вибої свердловини, при дії породоруйнівного інструменту, характер руйнування породи може бути об'ємний, поверхневий і втомний [10 - 13].

За рахунок багаторазового силового впливу інструменту в породі розвивається система тріщин, тому твердість її знижується, і періодично на вибої виникають умови для об'ємного руйнування. Більшість гірських порід можна віднести до розряду мікронеоднорідних тріщинуватих крихких тіл, руйнування яких починається поблизу включень і тріщин, внаслідок локальної концентрації напруг. На практиці значні зрушення і руйнування виникають внаслідок розвитку поверхонь ковзання (тобто тріщин зсуву).

Якщо до вільної поверхні твердого тіла, наприклад, гірської породи, прикласти через жорсткий пуансон (породоруйнівний інструмент) зовнішнє механічне навантаження, то при достатній величині останнього в тілі почнуть проявлятися пружні, а потім залишкові деформації. Разом з пуансоном у напрямку його руху буде зміщуватися матеріал, що знаходиться в зоні контакту пуансона з твердим тілом, а також деяка частина матеріалу, яка знаходиться за межами контактної зони [12 - 13].

Таким чином, руйнування матеріалу відбувається шляхом чергування певних явищ, які можуть бути об'єднані в періоди і цикли. Кожен такий цикл буде закінчуватися відділенням від основного масиву деякого об'єму зруйнованого матеріалу і стрибкоподібним просуванням інструменту. Промивальні рідини можуть чинити істотний вплив на ефективність цих процесів.

Узагальнення кращого світового досвіду показало, що тільки хороші технологічні властивості промивальної рідини і досконала технологія промивки в поєднанні з сучасним породоруйнівним інструментом і обладнанням дозволяє досягти найвищих техніко-економічних показників при спорудженні свердловин. На прикладі ряду площ Дніпровсько-Донецької западини В.П. Мацієвським [14] показано комплексний вплив густини, в'язкості і водовіддачі бурового розчину на показники роботи шарошkových доліт (табл. 1.1 і 1.2).

Таблиця 1.1

Вплив густини і умовної в'язкості бурового розчину на показники роботи шарошкових доліт

Умовна в'язкість за СВП-5, с	Густина розчину, г/см ³				
	1,20	1,24	1,30	1,34	1,40
	Механічна швидкість проходки, м/год				
20-40	7,5	6,2	6,5	5,3	4,3
40-60	7,2	7,1	5,7	4,9	4,1
60-80	6,5	6,2	4,2	4,1	4,1
80-120	5,1	3,6	3,7	3,2	3,2

Таблиця 1.2

Вплив густини і водовіддачі бурового розчину на показники роботи шарошкових доліт

Густина розчину, г/см ³	Водовіддача, см ³ за 30 хв на приладі ВМ-6					
	0-5	5-10	10-15	15-20	20-30	>30
1,20-1,24	7,7	8,4	8,6	8,8	9,5	9,6
1,24-1,28	6,4	7,7	8,1	8,4	8,2	8,7
1,28-1,32	5,8	6,6	7,5	7,9	8,0	8,8
1,32-1,36	4,9	6,4	7,2	7,1	7,8	8,1
1,36-1,40	4,8	5,6	6,3	6,9	7,3	7,9

Наведені дані свідчать про те, що найбільш істотним чинником є густина бурової промивальної рідини, потім її в'язкість і водовіддача.

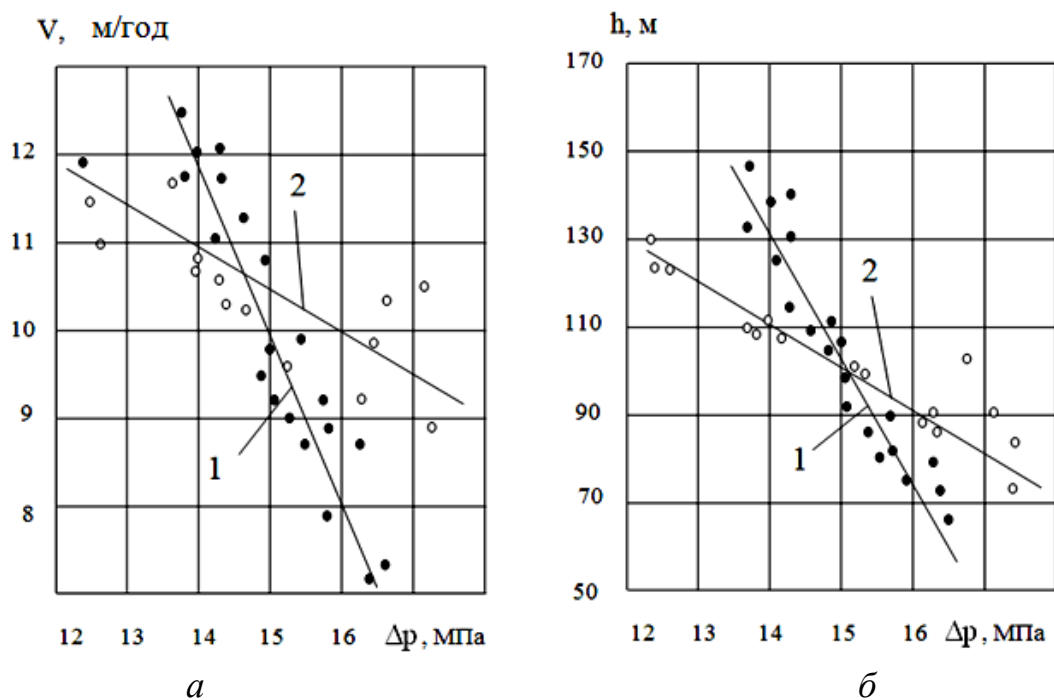


Рис. 1.2. Залежність механічної швидкості проходки (а) і проходки на долото (б) від диференціального тиску на вибої: 1 – густина бурового розчину $\rho_p = \text{const} = 1,2 - 1,22 \text{ г/см}^3$; 2 – інтервал глибини свердловини $H = \text{const} = 1200 - 1223 \text{ м}$ та $\rho_p = \text{const} = 2,6 \text{ г/см}^3$

Спеціальні роботи, виконані при бурінні свердловин, дозволили якісно оцінити вплив концентрації твердої фази в розчині на механічну швидкість і проходку на долото [15]. Отримані залежності (рис. 1.2) дозволяють стверджувати, що із зростанням концентрації твердої фази у буровому розчині швидкість поглиблення і проходка на долото зменшуються.

Якісна залежність механічної швидкості проходки свердловини від основних показників бурових розчинів, отримана шляхом узагальнення результатів практичних спостережень в Україні, США, Канаді та ін. країнах [14 - 18] приведена на рис. 1.3. Встановлено, що найбільш істотно на темп поглиблення впливають густина бурового розчину і вміст в ньому твердої фази.

Також були проведені роботи по визначенню впливу нафти у буровому розчині на показники робіт доліт. Отримані дані (рис. 1.4) показують, що зі збільшенням концентрації нафти з 0 до 10 - 12% механічна швидкість і проходка на долото збільшуються в 1,5 - 2,5 рази.

Проведені дослідження показали, що позитивний вплив на роботу доліт можуть чинити поверхнево-активні речовини, що додаються в циркулюючий розчин.

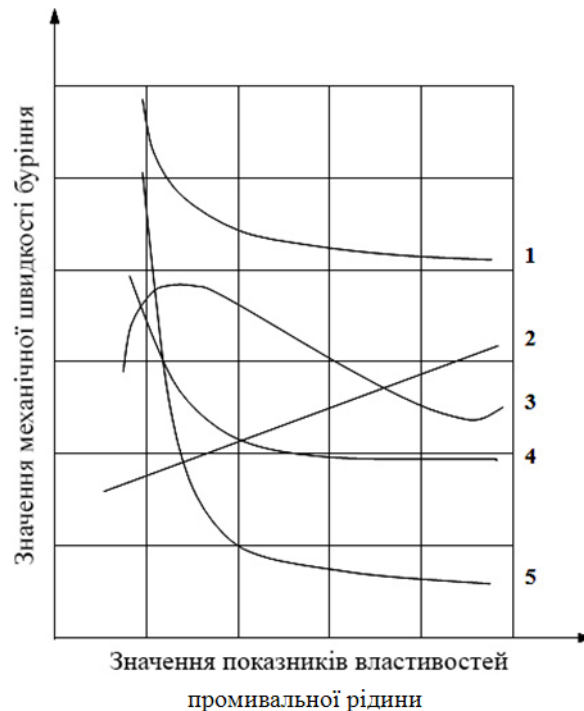


Рис. 1.3. Залежність механічної швидкості проходки від значень показників властивостей промивальної рідини: 1 – в'язкості; 2 – водовіддачі; 3 – вмісту нафти; 4 – вмісту твердої фази; 5 – густини

В останній чверті минулого століття сталася помітна активізація наукових досліджень і дослідних розробок в області різноманітного використання поверхнево-активних речовин в процесах руйнування і диспергування гірських порід на основі ефекту Ребіндера. Так в США А. Вествуд із співробітниками показав, що застосування водних розчинів ПАР приводить до 20 - 25% приско-

рення і здешевлення роботи врубової машини для проходки тунелів [19 - 20].

V , м/год

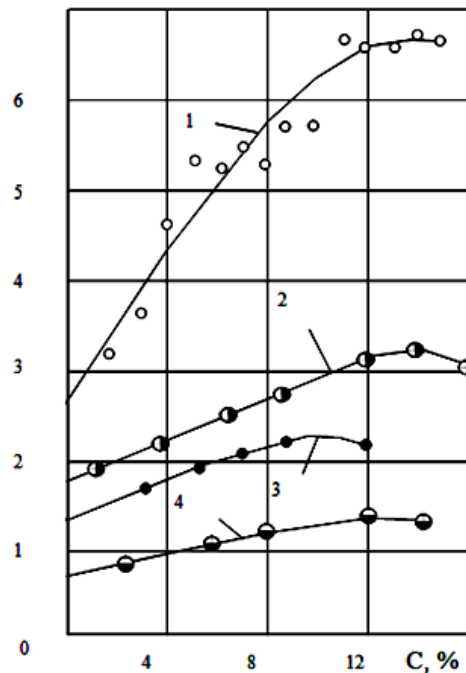


Рис. 1.4. Залежність механічної швидкості від концентрації нафти у буровому розчині для різних літолого-стратиграфічних комплексів: 1 – майкопського; 2 – крейдового; 3 – юрського; 4 – пермо-тріасового

В результаті промислових досліджень впливу поверхнево-активних речовин на швидкість буріння при розкритті продуктивних пластів на ряді родовищ, був встановлений приріст механічної швидкості до 150%, а проходки на долото до 50% [21]. Використання водних розчинів ПАР (ОП-10 і УФЭ-8) при бурінні свердловин на нафту, дозволило підвищити механічну швидкість майже в два рази в порівнянні з промиванням глинистими розчинами, обробленими кальцинованою содою, і 1,5 рази з водою [22 - 24].

1.2 Вплив промивальних рідин на тертя і знос бурового інструменту

Усі тверді тіла, у тому числі і метали, з яких зроблений буровий породоруйнівний інструмент, неоднорідні за міцністю. Поверхня металу має складний геометричний мікрорельєф. В результаті тертя і зносу породоруйнівний інструмент втрачає частину якого-небудь слабкого елемента, що перетворюється на порошок, і виходить з ладу. Поступове руйнування поверхневого шару відбувається внаслідок повільного докритичного росту тріщини уздовж граней кубиків, з якого складається поверхневий шар, до тих пір, поки тріщини не досягнуть критичного розміру, після чого відбувається відділення цілих кубиків і усього шару. Далі процес повторюється [10, 13, 25 - 26]. Головні причини докритичного росту тріщин в металах, при порівняно низьких навантаженнях, наступні:

- 1) нестационарність зовнішніх навантажень (особливо періодичність або циклічність навантаження);
- 2) наявність водню в зовнішньому середовищі (особливо електростатичного водню у водних розчинах солей, кислот і лугів);
- 3) наявність вологи (води або водяної пари) в зовнішньому середовищі з корозійно-активними речовинами.

Перша причина призводить до росту тріщин в результаті локальних пластичних деформацій у вершині тріщин (втомні тріщини), друга – до водневого зносу, третя – до росту тріщин внаслідок різних електрохімічних процесів локального анодного розчинення в її вершині (корозійне розтріскування металів). Усі ці причини є присутніми при роботі породоруйнівного інструменту на вибої свердловини. При цьому в процесі руйнування тріщини, внаслідок зміни коефіцієнта інтенсивності напруги, можливий перехід від одного механізму до іншого. Якщо має місце послідовний вплив окремих механізмів, результуюча швидкість зростання тріщини може бути визначена як сума від складання приростів тріщин.

З різноманіття праць, присвячених вивченню взаємодії пари «буровий інструмент - гірська порода», особливу увагу привертають до себе ті, в яких вказане явище розглядається з позицій триботехніки – науки про тертя в машинах і механізмах, і полягають в дослідженні контактної взаємодії твердих тіл, що переміщуються, в результаті якої виникають сили тертя. Вони не лише поглинають енергію, але і роблять зміну розмірів контактуючих тіл. В основі молекулярно-механічної теорії сухого і граничного тертя і зносу, лежить облік подвійної природи процесу тертя, яка обумовлена як подоланням сил молекулярної взаємодії між поверхнями, так і подоланням механічного опору, пов'язаного з формозміною поверхневого шару. Перший випадок протікає в зоні контакту двох тіл і обумовлений зміною форми тільки поверхневого шару і подоланням молекулярних і атомарних зв'язків, що виникають в точках реального контакту. Другий – захоплює увесь об'єм і обумовлений формозміною усього об'єму. Іншим важливим положенням цієї теорії є облік дискретності контакту двох твердих тіл, обумовлений шорсткістю, лінійною різновисотністю і хвилястістю поверхні контакту, які мають місце на будь-яких твердих поверхнях [27 - 28]. Залежно від умов контакту, можливий один з наступних видів взаємодії: пружне; пружно-пластичне; крихке і в'язке руйнування. Невід'ємною частиною цієї теорії є встановлення критичних точок, що характеризують зміну властивостей фрикційного контакту і визначають зносостійкість двох взаємно контактуючих тіл.

В процесі тертя можна виділити дві головні функції мастила: здатність створювати міцні плівки на поверхні матеріалів, що труться, за умови належного утримування на краях тріщин в результаті адсорбції молекул; взаємодія з поверхневими шарами пар, що труться, із зміною їх структури і властивостей. Ці функції мастила чинять істотний вплив на коефіцієнт тертя, знос і граничне значення тиску і швидкості ковзання, при яких відбувається перехід до неприпустимих процесів підвищення вібрації і руйнування бурового інструменту.

Змашуючу дію пояснюють утворенням полярними групами на поверхні твердого тіла орієнтованих шарів.

Наблизити процес тертя до ідеального можна за допомогою мастила. У зв'язку з цим до мастильних матеріалів пред'являють наступні вимоги. По-перше, вони повинні забезпечити легке ковзання одного шару відносно іншого, а по-друге, мастило не повинне витікати з проміжку контактування. У першому випадку потрібна низька в'язкість мастила, тобто когезія має бути мінімальною, а адгезія - максимальною [29]. В цьому відношенні ПАР повинні задовольняти обом вимогам, оскільки полярна група активно адсорбується на поверхні, а когезія аліфатичних радикалів слабка. Умовою оптимальної роботи ПАР, як компонента мастила, буде перевищення роботи адгезії над силою зрушення на одиницю поверхні, що обумовлює десорбцію захисного шару. Застосування ПАР в якості мастил не є специфічною властивістю саме цих речовин. Для жирних мастил, які відносять до поверхнево-активних речовин, це швидше збіг властивостей, і поверхнева активність жирів не є мірою їх мастильної дії відносно величини сили тертя. Позитивний вплив високої поверхневої активності жирів позначається на їх здатності утворювати міцні плівки, що знижують величину поверхневої енергії на межі «масло-тверде тіло».

Для багатьох ПАР (карбонових кислот, амінів, спиртів жирного ряду, ароматичних сполук та ін.) ефективність дії при бурінні свердловин обмежена малою розчинністю у воді, що убуває зі збільшенням довжини ланцюгів молекул [30 - 32].

Для вирішення питань, пов'язаних з реалізацією технологічних параметрів бурового устаткування і інструменту, необхідно ретельно вивчити характер процесів тертя у свердловині у присутності вживаних промивальних рідин.

Найповніший опис роботи бурильних труб у свердловині проведений М.М. Александровим [33 - 35]. Він вважає, що колона може обертатися як навколо своєї вісі так і навколо вісі свердловини, і при цьому виникають сили опору обертанню

$$T = \mu F + T_{\text{АдГ}} + T_{\text{ЖД}} + T_{\text{ЗАМК}} + T_{\text{УСТ}} + t_{\text{АдГ}} + t_p, \quad (1.1)$$

де μ – коефіцієнт тертя; F – притискаюча сила; $T_{\text{АдГ}}$; $T_{\text{ЖД}}$; $T_{\text{ЗАМК}}$, $T_{\text{Г}}$ – сили опору, обумовлені відповідно адгезійними силами, жорсткістю низу колони і конструкцією долота, наявністю замків і опорами біля гирла свердловини; $t_{\text{АдГ}}$ – адгезійний опір на поверхні труб, через яку передається нормальне навантаження; t_p – опір з боку рідини.

Аналіз наведеної формули показав, що основною складовою сил опору є притискаюче зусилля, значення якого можуть бути розраховані за формулою, як для розтягнутої, так і для стисненої частини колони бурильних труб. В результаті дії притискаючих сил виникає момент сил опору

$$M = F_{\text{пр}} \mu' \frac{D}{2}, \quad (1.2)$$

де $F_{\text{пр}}$ – сумарна притискаюча сила; μ' – середньозважений коефіцієнт опору; D – діаметр свердловини.

Аналіз формули (1.2) показав, що одним з шляхів підвищення ефективності передачі енергії породоруйнівному інструменту, є зменшення коефіцієнта тертя сталі по гірській породі, яке досягається за рахунок поліпшення мастильних властивостей промивальних рідин.

В результаті дослідницьких робіт, проведених у ВНДІБТ, ВІТРі, УфНДІ, АзНДІ, УкрНДПНП, НТУ «ДП», встановлено, що поліпшити мастильні властивості промивальних рідин можна введенням до їх складу поверхнево-активних речовин і різних мастил, наприклад нафти [36 - 42]. , дисперсні системи, що містять нафту, мають ряд недоліків: підвищення вартості, обумовлене додаванням великої кількості нафти, необхідність ретельного контролю її вмісту, прискорений знос гумових частин бурового устаткування і ін. Для підвищення мастильних властивостей промивальних рідин в АзНДІ випробували велику кількість добавок, характеристикою яких служила міцність плівки, що утворюється. У табл. 1.3 приведені результати визначення міцності плівок мастильних добавок, на підставі яких був зроблений висновок про те, що найбільший ефект отриманий при введенні в глинистий розчин сульфанолю і речовини АзНДІ-9 [36].

Таблиця 1.3

Вплив добавок на мастильні властивості глинистого розчину

№ з/п	Добавка до глинистого розчину		Міцність плівки, кг/см ²	Зміна міцності, %
	Найменування	Вміст, %		
1	2	3	4	5
1	Без добавки	-	13056	-
2	5% розчин синтану	10,0	18507	-41
3	5% розчин лігніну	10,0	14137	-8
4	5% розчин ССБ	10,0	13657	-4
5	Графіт сріблястий	0,3	17100	-30
6	Графіт сріблястий	0,6	16800	-28
7	Графіт чорний	0,6	16800	-28
8	АзНДІ-7	0,5	13500	-4
9	АзНДІ-9	1,0	20700	-58
10	1% розчин сульфанолю	2,0	19500	-57
11	1% розчин сульфанолю	3,0	19150	-54
12	2% розчин сульфанолю	3,0	18800	-51
13	3% розчин сульфанолю	1,0	19150	-54

У фізико-хімічній лабораторії ВНДІБТ були проведені дослідження, які стосувалися поліпшення мастильних властивостей бурових розчинів різними добавками з метою підвищення стійкості доліт [43]. Досліди показали, що найбільш перспективними є добавки, які містять карбонові кислоти, окислений петролатум та ін. Деякі з цих речовин були рекомендовані організаціям, що ве-

дуть бурові роботи для застосування. На деяких підприємствах проводили промислові випробування окисленого петроліума в суміші з соляровим мастилом (1:1) і емульсолом кислого з окисленим петролатумом.

В результаті застосування мастильних добавок було встановлено, що при роторному способі буріння проходка на долото збільшилася на 23%, стійкість доліт на 17%, механічна швидкість на 5%, а при турбінному – проходка на 37%, механічна швидкість на 28%, а стійкість долота не змінилася [44 - 45]. Також проведені дослідження впливу різних ПАР на величину коефіцієнта тертя ковзання і знос сталі 20ХН3А у водному середовищі. Встановлено, що неіоногенне ОП-10 і аніоноактивне сульфанол, знижують знос, а катіоноактивний катапин – підвищує його [23].

Українські дослідники підтвердили можливість застосування розчинів поверхнево-активних речовин для поліпшення мастильних властивостей промивальних рідин [46 - 48].

1.3. Підтримка стійкості стінок свердловини

Буріння свердловин в сучасних умовах, а саме: глибини, які можуть досягати десяти і більше кілометрів, проникнення в процесі буріння в породи з аномально високими або низькими тисками вимагають удосконалення технології і техніки буріння [49]. Найчастіше бурильники зустрічаються з такими ускладненнями як осипання і обвали стінок свердловини і затягування та прихоплювання бурильного інструменту.

Прихвати – непередбачувані аварії у свердловині, які характеризуються частковим або повним припиненням руху бурильного інструменту, металевих обсадних труб або геофізичних (гідрогеологічних) приладів і пристроїв. Прихвати є найпоширенішими, найскладнішими і надтрудомісткими аваріями у бурінні. Виділяють три основні типи прихватів : 1) бурильної колони; 2) обсадних труб; 3) породоруйнівних інструментів і колонкових наборів [50].

Розрізняють наступні види прихватів [51]:

1) шламом, які відбуваються при спуско-підйомних роботах; постановці на вибій; нарощуванні колони; зупинках інструменту; бурінні; заклинюванні керна; ліквідації обривів;

2) гірськими породами, які можливі у разі порушення цілісності і стійкості стінок свердловини (утворення тріщин, каверн і жолобів; опливання порід і їх осипів, обвалення порід); перетин старих гірничих виробок і порожнин, заповнених уламками або сипкими матеріалами;

3) глинистою кіркою, які відбуваються в результаті прилипання бурового снаряда до глинистої кірки, утвореної на стінці свердловини внаслідок наявності певного перепаду тиску рідини;

4) уламками металу породоруйнівних інструментів або фрагментами муфто-замкових з'єднань, які відкололися;

5) предметами (ключі, гайки, затискні плашки і тому подібне), які впали у свердловину;

б) складні (комбіновані), які є поєднанням декількох різновидів прихватів.

Усунення можливості виникнення аварійної ситуації в конкретних гірничо-геологічних умовах вирішується таким чином: вибирають конструкцію свердловини на основі виділення зон з несумісними умовами буріння; визначають інтервали, небезпечні відносно прихватів і встановлюють можливі види прихватів, які можуть виникнути при бурінні; вибирають вид промивальної рідини, яка відповідає гірським породам геологічного розрізу; розраховують густину бурового розчину для розкриття нафтогазоводонасичених пластів, які входять в один інтервал сумісних умов і вибирають пласт з максимальним градієнтом тиску пласта і тому подібне [52].

Вимоги до промивальної рідини полягають в здатності запобігати прихватам труб, а саме, забезпечувати – нерозчинність порід стовбура і збереження міцності стінок свердловини. Рідина повинна мати хорошу мастильну здатність і малий вміст твердої фази, в розумних межах забезпечувати перевищення гідростатичного тиску стовпа бурового розчину над пластом (репресія на пласт) [53].

Стійкість гірських порід і передусім, таких як глини, аргіліти, глинисті сланці і солі різного генезису, які схильні до обвалів і плинності, підтримують шляхом вибору відповідних параметрів бурового розчину, зокрема показників його густини і фільтрації.

При розробці режиму промивання необхідно враховувати енергетичні показники роботи гідравлічного вибійного двигуна, ефективність видалення шламу із вибою і встановлення такого режиму течії бурового розчину в кільцевому просторі, який виконує функцію гідротранспорту шламу до гирла свердловини [1].

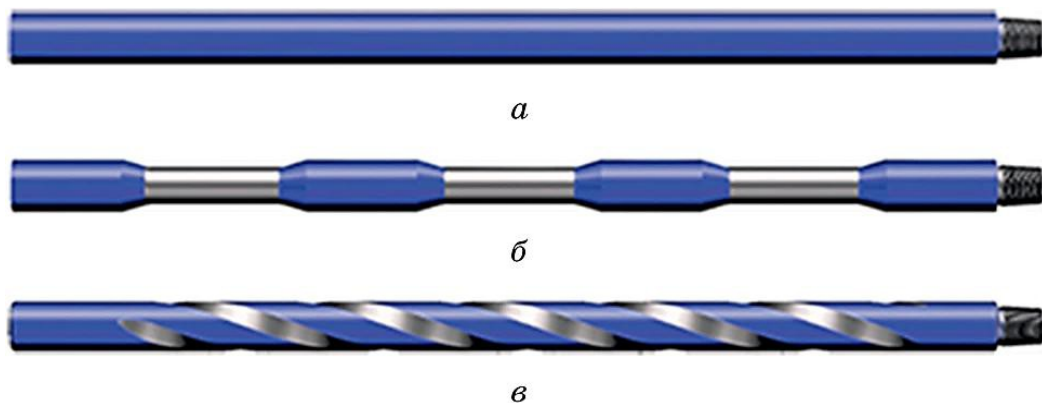


Рис 1.5. Обважені бурильні труби (ОБТ): *a* – з постійним зовнішнім діаметром, *б* – з проточками, *в* – із спіральними лисками або пазами

Прихвати під дією перепадів тиску поширені при бурінні в пористих і проникних піщаниках, алевроліті, вапняках продуктивних пластів. У цих умовах бурові розчини повинні мати низьку водовіддачу і тонку малопроникну фільтраційну кірку [54]. Водовіддача не повинна перевищувати 4 см³ за 30 хв. Промивальну рідину необхідно обробляти хімічними реагентами, які сприяють утворенню тонких малопроникних еластичних фільтраційних кірок.

Для зниження площі контакту труб із стінками свердловини необхідно використовувати обважені бурильні труби (рис. 1.5) з профільним поперечним перерізом: квадратні, квадратні зі зміщеними гранями, круглі з канавками на поверхні, із спеціальними центруючими втулками і з перехідниками – центраторами (рис. 1.6).

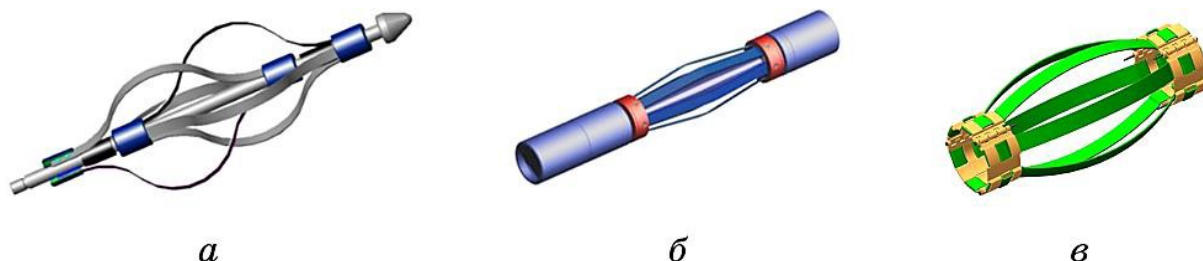


Рис. 1.6. Центратори: *а* – геофізичний, *б* – пружинний, *в* – металевий пружинний

Не допускається залишати інструмент без руху у відкритій частині стовбура свердловини понад 10 хв., а у разі знаходження колони у високопроникному пласті – 3 хв.

Прихвати інструменту осідаючим шламом або обважнювачем, виникають внаслідок порушення режиму промивання свердловини і інших правил технології буріння. Для попередження виникнення такого виду ускладнення необхідно [49] не допускати відхилення від програми якісного промивання стовбура свердловини, зокрема після закінчення рейсу і у разі обвалопроявлень; в'язкість і статична напруга зрушення бурового розчину повинні задовольняти геолого-технічним умовам; не залишати колону труб у свердловині без промивання, а саме, забезпечити безперервний контроль за тиском в нагнітальній системі, стежити за справністю реєструючих манометрів на викидах бурових насосів.

Дотримання режиму промивання – основна умова попередження прихватів. Рекомендують приймати швидкість висхідного потоку бурового розчину [1, 50] у кільцевому просторі на рівні 0,4 – 0,6 м/с, а в інтервалах нестійких глин її збільшувати до 1,2 м/с, і у разі появи сальників – до 2,5 м/с і більше. Якщо продуктивність насосів недостатня, то з метою кращого очищення стовбура свердловини від шламу необхідно періодично піднімати бурильну колону над вибоєм на довжину ведучої труби і спускати з обертанням. Рекомендують також при турбінному бурінні періодично спускати інструмент без турбобура для того, щоб промити свердловину впродовж двох циклів циркуляції при максимально можливому подаванні насосів. У разі вимушених зупинок проходки і неможливості промивання свердловини бурильну колону необхідно підняти в обсажену або неускладнену частину стовбура.

Паралельно безаварійному процесу поглиблення вибою збереження стійкості стінок є важливою частиною циклу спорудження свердловин [55]. Під дією гірського тиску, бурового розчину та в результаті обмінних процесів, які відбуваються на поверхні стінок, хімічній і термодинамічній взаємодії, стовбур свердловини може піддаватися різним незворотним деформаціям: каверноутворенню, обвалам і осипам, тріщиноутворенню, звуженню і т.д. При цьому

досить багато що залежить від властивостей гірських порід і бурового розчину [56].

Для пояснення локальної нестійкості стінок запропоновано розглядати вертикальну свердловину, не захищену обсадною колоною поблизу вибою на відстані більше ста діаметрів [7]. При цьому фільтрація промивальної рідини в гірські породи не враховується. Свердловину представляють як циліндричну порожнину в земній корі з координатами $r < r_0$; $0 < z < H$ $z < H$ (рис. 1.7), вибій свердловини (торець циліндра при $z = 0$) руйнується під дією породоруйнівного інструменту.

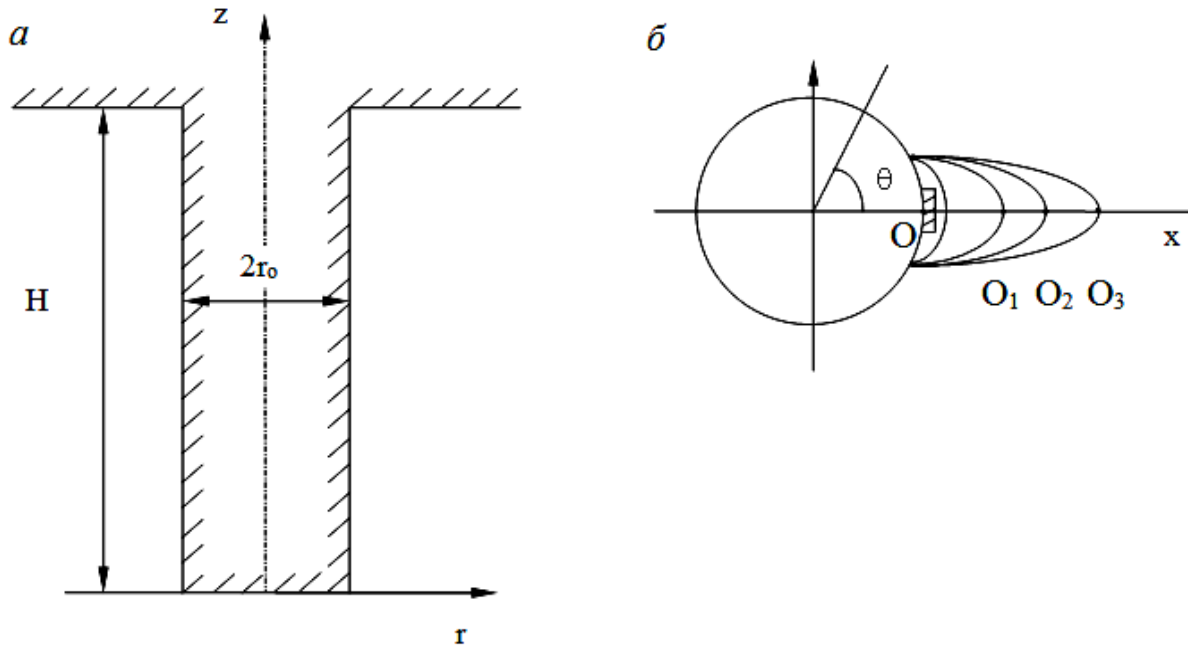


Рис. 1.7 Розрахункова схема для визначення параметрів стійкості стінок свердловини : *a* – контури свердловини в масиві порід; *б* – розвиток локальної зони руйнування стінки свердловини

Процес втрати стійкості стінок свердловини під впливом гірського тиску можна описати за допомогою наступних рівнянь, які є досить адекватними його математичній моделі [57]. Позначивши в якості q вертикальний гірський тиск, а за допомогою ηq – бічний гірський тиск (коефіцієнт бічного розпору залежно від геотектонічних умов може бути як менше, так і більше одиниці), простір далекий від свердловини можна описати виразом

$$\sigma_z = -q; \sigma_r = \sigma_\theta = -\eta q (q > 0), \quad (1.3)$$

де $q = \rho g H$; g – прискорення сили тяжіння; ρ – середня щільність вищерозміщених гірських порід; H – відстань цієї точки від поверхні Землі.

Початковий круговий контур свердловини (рис. 1.7), створений породоруйнівним інструментом, в точці O буде знаходитися під дією тривісного стискування напругою, значення якої можна вичислити за допомогою наступних виразів

$$\sigma_z = -q; \sigma_r = -p; \sigma_\theta = p - 2\eta q, \quad (1.4)$$

де p – гідростатичний тиск рідини у свердловині, який дорівнює $p = \rho g H$.

Величина окружної напруги σ_θ може бути отримана з рішення задачі теорії пружності для кругового отвору [58]. Можливі два випадки, при яких характер локальних руйнувань в точці O буде різним і по різному протікатиме процес каверноутворення [55]:

$$|\sigma_\theta| > |\sigma_z| > |\sigma_r|, \text{ коли } (2\eta - 1)q > p, \quad (1.5)$$

або

$$|\sigma_z| > |\sigma_\theta| > |\sigma_r|, \text{ коли } (2\eta - 1)q < p. \quad (1.6)$$

Критерій локального руйнування може бути представлений у вигляді поверхні $f(\sigma_z, \sigma_r, \sigma_\theta) = 0$, яка охоплює початок координат в просторі $\sigma_z, \sigma_r, \sigma_\theta$. В області стискувочої напруги $\sigma_z < 0, \sigma_r < 0, \sigma_\theta < 0$ при $|\sigma_z| > |\sigma_r|, |\sigma_\theta| > |\sigma_r|$ ця поверхня може бути описана так [57]

$$\sigma_\theta = -\sigma_c + \delta(\sigma_z + \sigma_r), \text{ за умови } |\sigma_\theta| > |\sigma_z| > |\sigma_r|, \quad (1.7)$$

або

$$\sigma_z = -\sigma_c + \delta(\sigma_\theta + \sigma_r), \text{ за умови } |\sigma_z| > |\sigma_\theta| > |\sigma_r| \quad (1.8)$$

де δ та σ_c – емпіричні константи, підібрані так, щоб краще описати експериментальні дані в досліджуваному діапазоні напруги.

Підставляючи (1.4) в (1.7) і (1.8) знайдемо наступну умову локального руйнування в точці O

$$(2\eta - 1)q = \sigma_c + p(1 + \delta), \text{ за умови } 2\eta q > q > p, \quad (1.9)$$

або

$$q(1 - 2\delta\eta) = \sigma_c, \text{ за умови } (2\eta - 1)q < p < \eta q. \quad (1.10)$$

При $(2\eta - 1)q > p$ зрушення в точці O стінки свердловини у момент локального руйнування відбуватимуться уздовж площини, паралельної вісі z , а при $(2\eta - 1)q < p$ – уздовж площини, похилої до вісі z під деяким кутом і паралельно дотичної до круга контуру свердловини в точці O .

Для розробки надійних і доступних методів підтримки стійкості стовбура свердловини необхідно враховувати фізико-хімічні процеси, які протікають при взаємодії промивальної рідини з породами, що складають стінки свердловини. До осипів і обвалів схильні в основному глинисті та інші породи, що вміщують глинисті мінерали, здатні до набрякання і мимовільного диспергування при контакті з водою або фільтрами промивальних рідин [54]. Показники набрякання цих порід змінюються в широких межах залежно від мінералогічного вмісту, величини і складу обмінного комплексу, умов утворення, міри дисперсності, а також від хімічної будови середовища, температури, гідравлічного тиску, зволоженості гірських порід та ін.

Аналіз виробничого досвіду, який є з цього питання свідчить про те, що попередити порушення стійкості глинистих порід в навколостовбурному прос-

торі можна тільки з урахуванням цих численних чинників, як узятих окремо, так і при їх взаємодії.

Для буріння свердловин в нестійких аргілітах широко застосовують хлоркальцієві промивальні рідини, здатність підвищувати стійкість порід яких заснована: на заміщенні в обмінному комплексі глин одновалентних катіонів полівалентними; на хемосорбції полівалентних катіонів; коагуляції [59].

Застосування силікатно-глинистих, силікатно-гумінових, крохмально-силікатних, силікатно-сольових і інших розчинів забезпечує закріплення стінок свердловини, складених глинистими породами, за рахунок утворення нерозчинних силікатів на поверхні порід і високої в'язкості фільтрату, який перешкоджає проникненню останнього в масив [55]. Відоме використання іонів калію у складі промивальних рідин, які в результаті невеликих розмірів вбудовуються в кристалічну решітку глинистих часток і тим самим зміцнюють її. При цьому знижуються: осмотична гідратація і гідрофільність, змінюються фізико-хімічні властивості, що сприяє підвищенню міцності глинистих порід.

1.4. Фізичні передумови інтенсифікації процесів буріння свердловин

При механічному бурінні відбувається втискування руйнівного інструменту в гірську породу і її місцеве руйнування. Об'єм зони руйнування залежить від площі контакту руйнівного інструменту з породою, а також від структури, мінералогічного складу, величини пористості, інших властивостей, а також від наявності тріщин і інших дефектів. Показники при руйнуванні породи визначаються, з одного боку, енергією зв'язків в породі, а з іншого – витраченою енергією на подолання і розрив зв'язків, тому робота руйнування гірських порід залежить від їх міцності, пружних і пластичних властивостей і служить узагальненим показником, що характеризує породу.

Процес руйнування гірських порід при бурінні свердловин будь-яким породоруйнівним інструментом зводиться до утворення продуктів руйнування (часток зруйнованої породи). Продукти руйнування, що у свою чергу утворилися, мають вільну поверхневу енергію, яка виникає за рахунок некомпенсованості в силовому відношенні атомів і молекул, розташованих на поверхні заново утворених часток. Тому, з фізичної точки зору, корисною буде та частина роботи, яка витрачається на збільшення вільної поверхневої енергії. Цю роботу аналітично можна виразити таким чином:

$$A_s = E_p \Delta S, \quad (1.11)$$

де E_p – поверхнева енергія, Дж; ΔS - площа поверхні, що знову утворилася, м².

Оскільки показники при руйнуванні породи визначаються, з одного боку, енергією зв'язку мінералів в породі і атомів в мінералах, а з іншого – витраченою енергією на подолання і розрив зв'язків, то доцільно застосовувати енергетичну теорію руйнування твердих тіл, визначивши ту частину введеної в породу енергії, яка витрачається на розрив зв'язків. Таким чином, в кожному випадку необхідно знати не лише загальну, витрачену на руйнування породи енергію,

але і ту її долю, яка витрачається на розрив зв'язків, тобто так звану власну енергоємність породи або її енергетичну характеристику опору руйнування. При цьому слід мати на увазі, що при будь-яких способах впливу на породу відбувається відділення, або відрив, від її масиву окремих одиничних елементів. Причому, кожного разу від масиву відділяється стільки, скільки дозволяють його фізико-механічні властивості, що знаходить своє відображення в параметрах і формі руйнування. Тому за параметрами і формою руйнування можуть бути визначені і фізико-механічні властивості гірських порід [18].

Одним з енергетичних показників процесів руйнування гірських порід є питома об'ємна робота руйнування A_v . Це об'єктивний показник для класифікації гірських порід за буримістю, під яким розуміється відношення витраченої в процесі руйнування енергії A до об'єму зруйнованої породи V , тобто [60]:

$$A_v = \frac{A}{V} = \frac{E_n - E_k}{V}, \quad (1.12)$$

де E_n – початкова енергія; E_k – кінцева енергія.

Величина питомої об'ємної роботи характеризує енергоємність процесів руйнування.

У зв'язку з цим Л.А. Шрейнер [12] показав, що при використанні закону подібності необхідно враховувати масштабний чинник, тобто явище, коли збільшення розмірів руйнованого зразка з одного і того ж матеріалу призводить до зменшення міцності. Це пов'язано зі збільшенням вірогідності появи критичної тріщини зі збільшенням розмірів зразка. Залежність, що описує масштабний ефект

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_2} = \left(\frac{S_1}{S_2} \right)^{\frac{1}{m}}, \quad (1.13)$$

де σ_1 – міцність матеріалу при площі перерізу зразка S_1 ; σ_2 – міцність матеріалу при площі перерізу зразка S_2 ; $m=2\dots 6$ – показник міри, залежний як від виду дефектів, так і від знаходження їх в тілі (на поверхні, в об'ємі або на поверхні і в об'ємі одночасно), а також розподіли дефектів за об'ємом зразка.

Вплив масштабного ефекту проявляється при подрібненні гірських порід до малих розмірів кінцевого продукту. В цьому випадку енергоємність руйнування підвищується зі зменшенням крупності кінцевого продукту. Особливо сильно масштабний ефект проявляється у тому випадку, коли подрібнюють кристали (зерна) мінералів, оскільки число дефектів в них менше ніж в гірській породі.

Енергоємність руйнування об'єму V породи:

$$A_v = \frac{A}{V} = \frac{\sigma_\infty^2 k V_\infty^2}{E V_\delta V}, \quad (1.14)$$

де σ_∞ – міцність породи у великому об'ємі, яка не залежить від величини V ; V_∞ – об'єм породи, в якому розташована поверхня руйнування; V_δ – малий об'єм породи; k – коефіцієнт пластичності.

З виразу (1.14) виходить, що при збільшенні об'єму V_δ , енергоємність руйнування породи зменшується, а при зменшенні навантажуваного об'єму V_δ , коли $V \rightarrow V_\delta$, енергоємність руйнування збільшується, тобто чим більше руйнований об'єм породи, тим менше енергоємність руйнування. Отже, доцільно приймати навантажуваний об'єм V_δ величиною не менше V_∞ , тоді енергоємність руйнування буде не більше $\sigma_\infty^2 k / E$.

Дослідження показують, що енергоємність процесу руйнування при бурінні свердловини, визначається трьома параметрами: осьове навантаження і частота обертання інструменту – параметри, які характеризують дію руйнівного елемента, режим промивання – зовнішнє середовище.

Аналіз результатів теоретичних і експериментальних досліджень поведінки гірських порід і бурового інструменту при механічному навантаженні показав, що промивальна рідина у багатьох випадках контролює їх міцність і термін служби. Для пояснення впливу різних середовищ на зменшення міцності твердих тіл у більшості випадків використовували критерій руйнування Гриффітса [61]

$$\sigma = \sqrt{\frac{2\alpha E}{\pi l(1-\mu^2)}}, \quad (1.15)$$

де α – питома вільна поверхнева енергія; E – модуль Юнга; μ – коефіцієнт Пуассона; l – довжина мікротріщини.

Останнім часом, для пояснення поведінки твердих тіл при механічному навантаженні, використовують найбільш фізично обґрунтовану кінетичну концепцію міцності, суть якої уперше сформулював С.М. Журков [62 - 64]. В її основі лежить положення про руйнування як процес, в якому провідна роль належить тепловому руху, тепловим коливанням і особливо тепловим флуктуаціям. У фізико-технічному інституті ім. А.Ф. Іоффе академії наук колишнього СРСР, під керівництвом С.М. Журкова були проведені дослідження залежності міцності на розрив більше 50 різноманітних твердих тіл з різною структурою і природою міжатомних зв'язків від часу і температури, яка в результаті випробувань металу, полімеру і монокристала кам'яної солі (див. дані рис. 1.8) була представлена у формі термофлуктуаційного рівняння

$$\tau = \tau_0 \exp\left(\frac{U_0 - \gamma \cdot \sigma}{k \cdot T}\right), \quad (1.16)$$

де τ – довговічність тіла, що розривається; τ_0 – передекспоненціальний множник, що має розмірність часу і величина якого може бути знайдена відносно положення полюса прямих, що сходяться, представлених на рис. 1.8, та періоду теплових коливань атома в твердому тілі; U_0 – величина енергії активації або величина енергетичного бар'єру, який управляє швидкістю процесу руйнування тіла; γ – структурно-чутливий коефіцієнт, величина якого дорівнює добутку активаційного обсягу на коефіцієнт локального перенапруги; T – температура.

На рис. 1.9 та в таблиці 1.4 наведені результати обчислення енергії активації для різних твердих тіл [62 - 63].

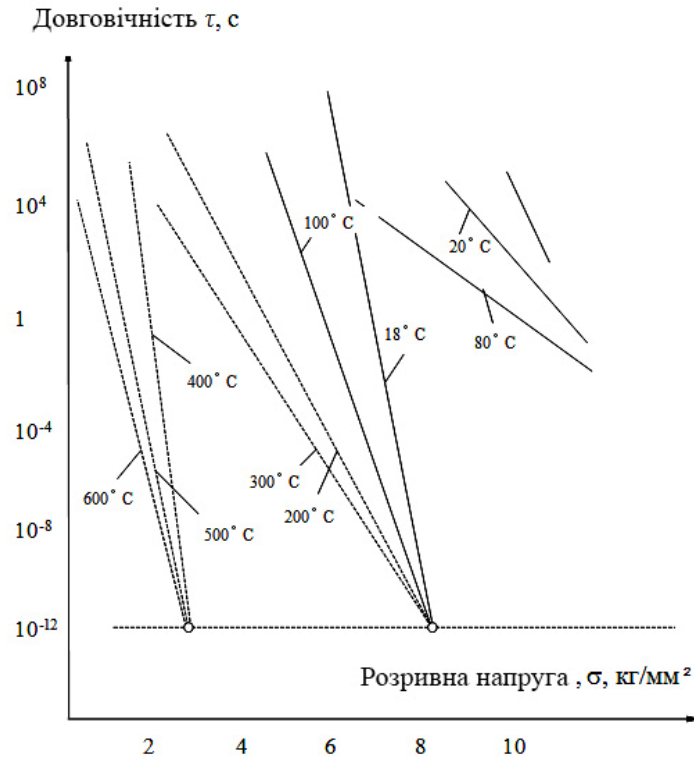


Рис. 1.8. Залежність довговічності різних матеріалів від величини розривної напруги при зміні температур

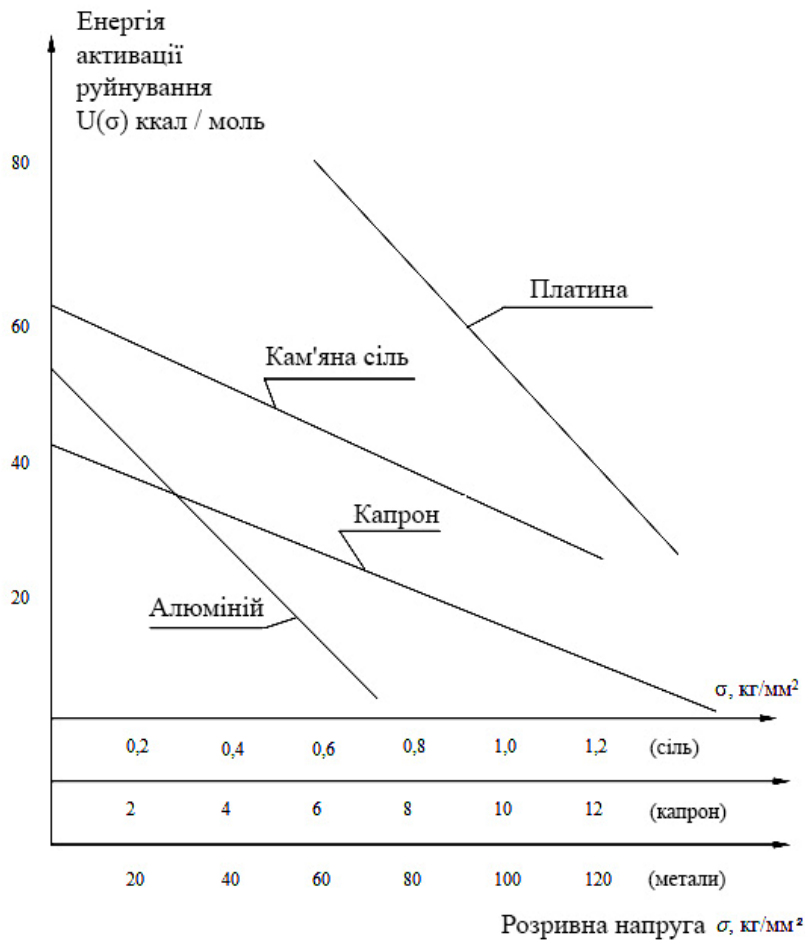


Рис. 1.9. Показники енергія активації руйнування залежно від напруги

На підставі уявлень Я.І. Френкеля про тепловий рух в твердих тілах, був зроблений висновок про те, що механізм руйнування твердих тіл є кінетичним процесом поступового розриву міжатомних зв'язків під дією теплових флуктуацій і механічної напруги, який можна розділити на три стадії: збудження зв'язків, що розриваються, механічним навантаженням; розрив зв'язків під дією теплових флуктуацій; накопичення розірваних зв'язків з утворенням мікротріщин, внаслідок чого тіло втрачає стійкість і розривається на частини.

Таблиця 1.4

Енергія активації руйнування і міжатомних зв'язків для руйнування твердих тіл

Метали	Енергія активації руйнування, ккал/міль	Теплота сублимації, ккал/міль
Ніобій	150	155-177
Ванадій	129	123
Цирконій	120	110-145
Платина	120	127
Титан	121	113
Залізо	100	97
Нікель	87	85-102
Мідь	81	80
Срібло	62	68
Алюміній	-	55 (77)
Свинець	42	47
Магній	34	35
Цинк		31
Кадмій	28	27
Кристали іонні		
Фтористий літій (LiF)	74	64
Кам'яна сіль (NaCl)	66	58
Хлористий калій (KCl)	55	53
Хлористе срібло (AgCl)	30	-
З ковалентними зв'язками		
Кремній	43	111
Германій	91	91
Полімери		
Поліпропілен	56	58
Полікапроамід	45	43
Триацетатцелюлоза	49	45
Поліетилен	25	20-25
Нітроцелюлоза	38	38
Полістирол	33	35
Поліметилметакрилат	31	30

Опубліковані експериментальні дані дають основу вважати, що для більшості твердих тіл механічне руйнування під навантаженням на різних стадіях

процесу слід розглядати як механо-хімічну реакцію розпаду міжатомних зв'язків.

Силове збурення міжатомних зв'язків гірських порід при навантаженні, пов'язане з деформацією електронних оболонок і збудженням міжатомних зв'язків, у присутності промивальної рідини, сприяє розриву зв'язків за рахунок різкого зниження енергії активації.

Проведений аналіз теоретичних і експериментальних досліджень поведінки твердих тіл в механічному полі дає основу вважати, що важливим аспектом є також вивчення ролі дисперсних систем, як учасників процесу руйнування і у багатьох випадках контролюючих міцність і термін служби матеріалів. У зв'язку з цим, особливий інтерес представляють існуючі гіпотетичні пояснення і моделі впливу робочих середовищ на водній основі на процес руйнування і міцність твердих тіл.

Механіка корозійного руйнування використовує відомі положення фізичної хімії і представлення А.А. Гриффітса, який уперше ввів поняття про тріщину, як про основний чинник руйнування крихких твердих тіл. Слід виділити два найбільш поширених види корозійного руйнування твердих тіл – втома і розтріскування, які відбуваються в результаті зародження і розвитку специфічних корозійно-механічних тріщин. Метали і сплави, вживані в гірничій справі, мають в собі дефекти різного походження (тріщини, загострені порожнини і неметалічні включення), які знижують їх міцність, будучи джерелом зародження тріщин. При механічному навантаженні полікристалічних матеріалів, враховуються розміри вже наявних в тілі початкових дефектів, які переростають в тріщини. Вплив зниження міцності унаслідок дії середовища в процесі зародження і розвитку тріщини корозії під механічною напругою, зводиться до трьох основних чинників [65 – 66]:

- 1) локальної корозії напруженого металу у вершині тріщини;
- 2) водневого зниження міцності металу внаслідок наявності в ньому розчиненого водню, що поступає в метал з середовища;
- 3) адсорбційного пониження міцності металу внаслідок адсорбції на його поверхні компонентів середовища.

Необхідно відмітити, що перераховані чинники досить часто проявляються одночасно, комбінуючись один з одним і впливаючи один на одного. Корозійно-механічне руйнування відбувається в три етапи:

- 1) на поверхні напруженого металу виникає безліч корозійно-механічних піттингів, на дні яких і зароджуються тріщини (етап зародження тріщини);
- 2) тріщини, що зародилися, розгалужуючись, поглиблюються в тіло матеріалу; при цьому одна з них, обганяючи інші у своєму розвитку, з часом стає концентратором напруги, яка розвивається з усе наростаючою швидкістю (етап розвитку тріщини);
- 3) лавиноподібне руйнування матеріалу за місцем магістральної тріщини (етап долому металу за місцем магістральної тріщини).

Розглянемо концепції, що пояснюють механізм локальної корозії напруженого металу у вершині тріщини [65]. Причиною локалізації корозії у вершині

тріщини служить той факт, що напруга у вершині тріщини набагато вища, ніж на її берегах, а її величина визначається як

$$\sigma_1 = \sigma_H (1 + 2\sqrt{L/r_T}), \quad (1.17)$$

де σ_1 – максимальна напруга у вершині тріщини; σ_H – напруга на берегах тріщини; L – довжина (глибина) тріщини; r_T – радіус закруглення тріщини.

Практика корозійно-механічних випробувань показує, що робочі середовища істотно прискорюють розвиток тріщин. Так, наприклад, вплив 3% водного розчину NaCl на розвиток тріщин, графічно проілюстрований на рис. 1.10, дає підстави вважати, що середовище істотно впливає на розвиток вже наявних тріщин.

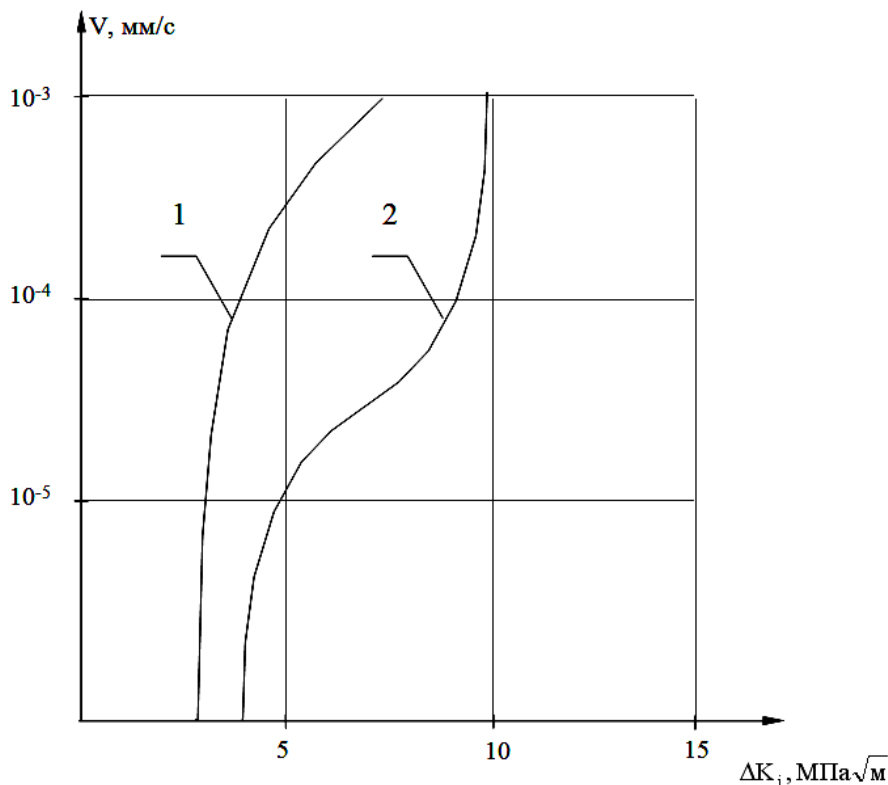
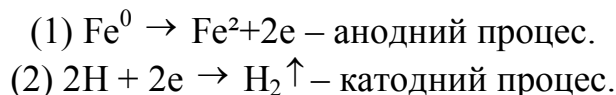


Рис. 1.10. Кінематична діаграма сталі 60 ХС (мартенсит) при корозійній втомі:
1 – повітря; 2 – 3% розчин NaCl

Проникнення водню в метал з водних середовищ здійснюється в результаті електрохімічної реакції відновлення водню в ході катодного процесу. Електрохімічне перетворення металу відбувається при корозії сталі в кислому середовищі



Реакція (2) протікає у багатьох металах за механізмом паралельних реакцій, при цьому частина водню H_2 виділяється в атмосферу, а частина, в основному в атомарній формі, поступає в метал. При насиченні сталей воднем виникає залишкова внутрішня напруга стискування першого роду, що викликає збільшення параметра решітки у напрямі до поверхні зразка, а її розвиток має без-

поворотний характер. Загалом, можна вважати, що потрапляння водню в метал супроводжується утворенням на його поверхні адсорбованого шару водню та виникненням тиску молекулярного водню в порах і тріщинах [65]. Ефект адсорбційного пониження міцності у разі металів з тріщинами можна проаналізувати на основі відомих енергетичних представлень Гриффітса, розвинених Г.П. Черепановим, С.М. Журковим. При такому підході величина напруги, яка знижує міцність, пов'язана з поверхневою енергією рівнянням

$$\sigma = \sqrt{\frac{2 \cdot E \cdot \gamma_{\text{еф}}}{n \cdot l}}, \quad (1.18)$$

де E – модуль Юнга, $\gamma_{\text{еф}}$ – ефективна поверхнева енергія, l – довжина тріщини.

Величина $\gamma_{\text{еф}}$ складається з істинної поверхневої енергії (енергія розриву атомних зв'язків) і енергії пластичної деформації металу у вершині тріщини. Для крихких металів величина $\gamma_{\text{еф}}$ істотно більше γ_p (розрахункова величина), тому адсорбційне зниження γ , найнебезпечніше для високоміцних металів, що руйнуються крихко. Г.В. Карпенко висунув і обґрунтував адсорбційно-електрохімічну гіпотезу корозії під механічною напругою, яка зв'язує воєдино дію трьох вказаних чинників [65].

Перш ніж починається розчинення анодних ділянок напруженого металу під впливом корозійного середовища, на поверхні металу адсорбуються поверхнево-активні компоненти середовища та протікає специфічна адсорбція іонів з електроліту, а у випадку з водневою поляризацією – адсорбція іонів водню на катодних ділянках поверхні, що викликає їх водневу крихкість. Внаслідок адсорбції відбувається зниження поверхневої енергії і полегшення утворення тріщин. Далі починають розвиватися корозійні процеси, які призводять до росту тріщин, розвитку яких сприяє розклинююча напруга. Кількість продуктів корозії збільшується з часом і залежить від агресивності середовища і стійкості металу. Напруга посилює корозійний процес в місцях концентрації продуктів корозії і сприяє руйнуванню плівки оксидів, яка може понизити і навіть припинити корозію. Внаслідок розриву плівки оксидів корозійний процес відбувається на незахищених поверхнях. Інтенсивність прояву адсорбційно-електрохімічного механізму корозії під напругою залежить від рівня механічної напруги. Перетворення металу протікає за дислокаційно-вакансійним механізмом за порівняно невеликий час. При низькій нарузі вказаний механізм постується місцем анодним процесам, що вимагають для свого розвитку певного часу. Механічна напруга грає стимулюючу роль, проте руйнування металу настає вже під дією анодних електрохімічних чинників.

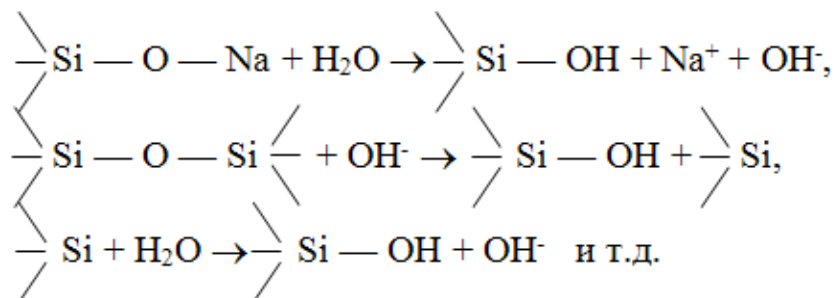
1.5 Механо-гідролітичні процеси при взаємодії твердих тіл з дисперсними системами

При поясненні механізму впливу води і водних розчинів на руйнування неметалевих твердих тіл, деякі дослідники виходили з можливості протікання хімічної реакції у вершини мікротріщини під навантаженням або у присутності

залишкової напруги [67]. За аналогією із впливом середовища на метали, в роботах зарубіжних авторів термін «корозія під напругою» іноді використовується і у разі неметалевих твердих тіл. Оскільки цей термін частіше зв'язують з електрохімічними процесами, властивими металам, його використання для неметалів представляється невдалим. Сутності розглядуваного явища краще відповідають терміни «механо-гідролітичні процеси», або «гідроліз, що механічно стимульований».

Спочатку теоретичні моделі створювалися з метою пояснення статичної втоми неорганічного скла і лише останніми роками стосовно руйнування інших класів твердих тіл. Зазвичай автори виходили з існування мікротріщин на поверхні твердих тіл ще до їх навантаження і при аналізі поєднували кінетичний підхід (теорію абсолютних швидкостей реакцій) з елементами механіки і термодинаміки руйнування, зміною форми (радіусу кривизни) тріщини, з вільною поверхневою енергією та ін.

Припущення про посилення напруги хімічною дією води у вершинах тріщин силікатного скла уперше зробив Герні. Руйнування скла відбувається шляхом його «корозії», але процес контролюється дифузією середовища через хімічно змінений поверхневий шар, тобто ситуація подібна до окислення металу, що лімітується дифузією кисню через оксидну плівку.



Паралельне дослідження двох процесів – «корозійного» руйнування натрій-кальцієвосилікатного скла водою при високих температурах і залежності його довговічності від температури – дозволило припустити, що механічне руйнування в цьому випадку йде шляхом, активованим напругою реакції в три стадії [67]. При цьому процес, на думку автора, лімітувався дифузією Na^+ в склі.

У моделі швидкість зростання тріщини визначали з виразу

$$V_{mp} = K\sigma^n + V_c, \quad (1.19)$$

де σ – розтягуюча напруга у її вершини; V_c – швидкість реакції гідролізу при $\sigma = 0$; n і K – константи.

У теорії руйнування скла за участю води, матеріали якої представлено в роботі [67] приймалося, що швидкість реакції між поверхнею тіла і водою визначається величиною локальної напруги і локальним хімічним потенціалом. Тоді енергія активації процесу руйнування є енергія активації хімічної реакції, змінена в силу впливу на неї напруги і інших чинників. Один з головних моментів цієї теорії – облік зміни в ході реакції геометрії мікротріщин, спочатку

присутніх на поверхні тіла. Енергія активації реакції $E^*(\sigma)$ представлена у вигляді ряду Тейлора

$$E^*(\sigma) = E^*(0) + \sigma \left(\frac{\partial E^*}{\partial \sigma} \right)_{\sigma=0} + \dots, \quad (1.20)$$

і, відкидаючи усі члени розкладання, окрім перших двох, отримана енергія активації процесу у відсутність напруги $E^*(\sigma)$ різниця її хімічних потенціалів) і $\frac{\partial E^*}{\partial \sigma} = V_a$ – активаційний об'єм.

У розрахунках враховувався ефект термодинамічної нестабільності поверхні з малим радіусом кривизни у вершині тріщини відносно усїєї поверхні розділу, і було запропоновано рівняння для визначення швидкості росту тріщини

$$V_{mp} = V_0 \exp \left\{ -\frac{1}{RT} \left[E^*(0) - \sigma V_a + \frac{\alpha V_m}{\rho} \right] \right\}, \quad (1.21)$$

де α – вільна енергія поверхні розділу між склом і продуктами реакції; V_m – мольний об'єм скла, ρ – радіус кривизни у вершини тріщини.

Далі розглядається зміна контуру тертя при одночасній дії напруги і хімічно активного середовища в припущенні, що остання здатна діяти на тіло і при $\sigma = 0$. Геометрія тріщини визначає локальну напругу і хімічний потенціал у її вершини, а останні, у свою чергу, повинні визначати зміни у формі тріщини. Використовуючи співвідношення Ігліса і рівняння Мусхелішвілі для розподілу напруги в еліптичній тріщині, автор [67] визначив характер зміни коефіцієнта концентрації напруги U^* геометрії тріщини в часі t

$$\frac{dU^*}{dt} = \frac{(\exp \beta \sigma) \left[\exp \left(\beta \sigma U^* - \frac{\omega U^{*2}}{4l} \right) \right] \times \left[1 - 4\beta \sigma \left(1 + \frac{U^{*2}}{2} \right) + \frac{3U^*}{l} \left(\frac{U^{*2}}{4} \right) \right] U^{*3}}{1 + 8 \exp \beta \sigma \int_0^{\tau} \left[\exp \left(\beta \sigma U^* - \frac{\omega U^{*2}}{4l} \right) - 1 \right] dt}, \quad (1.22)$$

де $\beta = \frac{V_a}{RT}$; $\omega = \frac{\alpha V_m}{RT}$ – макроскопічна напруга в зразку; l – глибина тріщини.

Це рівняння дозволяє оцінити три характерні ситуації у вершини тріщини, які можуть виникнути при активованій напругою реакції або розчиненні поверхневого шару твердого тіла в середовищі. За відсутності напруги або надзвичайно малій залежності від неї швидкості реакції, реалізується випадок, який відповідає ефекту Іоффе: вершина тріщини округляється, і тіло зміцнюється $\left(\frac{dU^*}{dt} < 0 \right)$. Якщо ж $\sigma \neq 0$, то залежно від відносного вкладу різних чинників,

можливі два варіанти. При невисоких значеннях σ можливий випадок $\frac{dU^*}{dt} = 0$

(одночасний ріст ρ і l), і за цих умов досягається «межа» статичної втоми.

$$\text{Вказане виконується, коли } U^*=0 \text{ та } 1 - 4\beta\sigma \left(1 + \frac{U^{*2}}{2}\right) + \frac{3U^*}{l} \left(\frac{U^{*2}}{4} - 1\right) = 0.$$

Авторами монографії запропоновано рішення рівняння (1.22), що дозволяє визначити величину U^*

$$U^* = \sqrt[3]{-\frac{2l}{3} + \frac{8l\beta\sigma}{3} + \sqrt{\left(-\frac{2l}{3} + \frac{8l\beta\sigma}{3}\right)^2 - \frac{1}{27}\left(\frac{8l\beta\sigma}{3} + 4\right)^3}} + \sqrt[3]{-\frac{2l}{3} + \frac{8l\beta\sigma}{3} - \sqrt{\left(-\frac{2l}{3} + \frac{8l\beta\sigma}{3}\right)^2 - \frac{1}{27}\left(\frac{8l\beta\sigma}{3} + 4\right)^3}}. \quad (1.23)$$

При досить високій напрузі повинно відбуватися зростання концентрації напруги в часі $\left(\frac{dU^*}{dt} > 0\right)$, аж до досягнення тріщиною критичних розмірів (умова Гриффітса) і руйнування тіла.

У роботі [67] приведені для визначення V_{mp} рівняння, зважаючи на незначність вкладу поверхневої енергії, зведено до більш простішої форми

$$V_{mp} = V_0 \exp\left[-\frac{E^*(0) - \beta\sigma}{RT}\right], \quad (1.24)$$

$$V_{mp} = V_0 \exp\left[-\frac{E^*(0) - bK_1}{RT}\right], \quad (1.25)$$

де K_1 – коефіцієнт інтенсивності напруги.

В останньому рівнянні використаний параметр механіки руйнування – коефіцієнт інтенсивності напруги K_1 , що характеризує локальну напругу у вершині тріщини.

Аналіз приведених даних показав, що найбільш універсальним впливом промивальних рідин на процеси при бурінні свердловин є ефект зміни міцності твердого тіла в результаті адсорбції (ефект Ребіндера) і протікання хімічної реакції у вершині мікротріщини. В той же час, в такій важливій справі, як підбір ефективних хімічних речовин для різних технологічних процесів, досі панує емпіричний підхід, відсутній теоретичний інструмент, яким можна було б користуватися для упевненого вибору типу і складу дисперсних систем для тих або інших цілей, пов'язаних з руйнуванням різноманітних матеріалів.

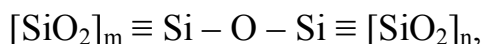
Вирішальним чинником в управлінні процесом руйнування гірських порід (особливо механічним способом) є ефект впливу середовища, а саме її вид і компонентний склад; причому останній, як було показано часто не піддається прямому регулюванню і визначається об'єктивними причинами.

Працями відомих дослідників, наприклад [6, 9, 11, 17], було показано, що середовище, в якому відбувається руйнування гірських порід найактивнішим чином впливає на хід і спрямованість вибійних процесів. Вказане є явищем адсорбційних властивостей робочого середовища, які цілком залежать від хіміч-

ного 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 основною складовою частиною багатьох гірських порід, а також родовищ корисних копалин найрізноманітнішого генезису.

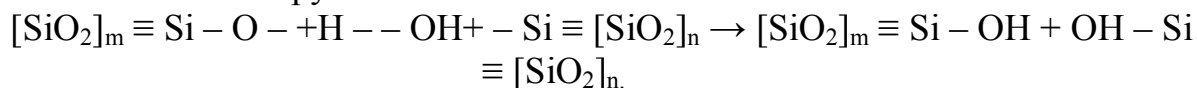
У кварці кожен атом кремнію пов'язаний з чотирма атомами кисню, а кожен атом останнього – з двома атомами кремнію, що схематично можна зображувати таким чином [8, 56]:



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 $[\text{SiO}_2]_m$ та $[\text{SiO}_2]_n$.

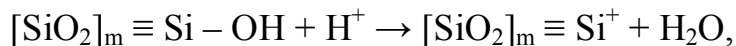
При руйнуванні кристалів кварцу на їх поверхні оголюються атоми кремнію і кисню з непорушеним зв'язком, що утворюють так звані силосанові групи $\text{Si} - \text{O} - \text{Si}$, і розриваються зв'язки між кремнієм і киснем з утворенням ненасичених зв'язків при кожному атомі, а саме $[\text{SiO}_2]_m \equiv \text{Si} - \text{O} - \text{та} - \text{Si} \equiv [\text{SiO}_2]_n$.

Якщо руйнування відбувається у воді, то за кожним місцем розриву зв'язків поглинається по одному іону H^+ і одному іону OH^- і поверхня кварцу покривається силанольними групами $\equiv \text{Si} - \text{OH}$:

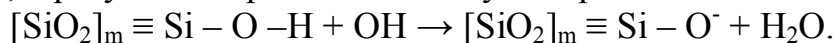


Приблизно можна вважати, що 50% поверхні розколу кварцу зайнята силаноксановими групами, а 50% – силанольними, причому сумарна взаємодія дисоційованих і недисоційованих силанольних груп з водою в 1,5 рази більше, ніж молекул води між собою.

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 за зміною значень його ζ -потенціала, що визначає механізм і кінетику електрохімічних реакцій, і власне адсорбційні явища.

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.

Скол 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. Зміна кількісного співвідношення потенціаловизначаючих іонів на поверхні можлива 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. На прикладі розгляду елементарного акту руйнування гірської породи визначені засадничі принципи теорії взаємодії в системі «активованій очисний агент - гірська порода».

Необхідно розвивати нові підходи до більш поглибленого дослідження зазначеної проблеми, а в плані розуміння сутності деталей процесів, які протікають при взаємодії оточуючого середовища із поверхнею, що знову утворюється, ширше використовувати сучасні методи і техніки дослідження поверхневих взаємодій.

Експериментально-теоретичні дослідження механіки руйнування гірських порід та інших матеріалів, повинні продовжуватися у напрямках: пошуку ефективних умов зменшення коефіцієнта поглинання руйнівних навантажень, зменшення непродуктивних втрат, що переводять механічну енергію в тепло, збільшення відведення енергії з інструменту безпосередньо в породу.

1.6 ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1

1. Проведений аналіз теоретичних і експериментальних досліджень поведінки твердих тіл в механічному полі дає підставу вважати, що важливим аспектом науково-практичних пошуків є вивчення ролі дисперсних систем на водній основі, як учасників процесу руйнування і у багатьох випадках контролюючих міцність і термін служби матеріалів; у зв'язку із сказаним, особливий інтерес представляють існуючі гіпотетичні пояснення і моделі впливу робочих середовищ на водній основі на процес руйнування і міцність твердих тіл.

2. Ефект Ребіндера різноманітний і може проявлятися в різних формах: збільшенні крихкості при зниженні міцності; зменшенні довговічності; мимовільному (істинному або під впливом надмірного хімічного потенціалу) диспергуванні; прискоренні пластичної деформації; зниженні межі плинності і коефі-

цієнта деформаційного зміцнення; полегшенні механічного диспергування; підвищенні ефективності механічної обробки.

3. Переважання тієї або іншої форми прояву ефекту Ребіндера пов'язане з комплексом умов: інтенсивністю дії промивальних рідин, температурою, характером напруженого стану, часом та ін. Тому, знаючи основи прояву ефекту, можна оптимально використовувати його для інтенсифікації тих або інших процесів. Так при дослідженні прояву характеру ефекту Ребіндера необхідно враховувати термодинамічні умови, які формулюються в загальному вигляді таким чином – енергія міжфазної взаємодії твердого тіла з середовищем має бути того ж порядку, що і енергія зв'язку в найтвердішому тілі, тоді середовище може чинити істотний вплив на його механічні властивості.

4. Важливими при дослідженні характеру прояву ефекту Ребіндера є кінетичні умови – транспортна і релаксаційна, оскільки вони є визначаючими в прояві тієї або іншої форми ефекту Ребіндера.

5 Обґрунтована необхідність встановлення фізичної суті явищ, що відбуваються при відділенні елементу гірської породи від масиву в умовах зовнішнього тиску, що у свою чергу дозволить визначати найбільш раціональні параметри руйнування гірської породи на вибої свердловини, тобто максимальну продуктивність при мінімальних витратах енергії.

6. Приведені відомості не претендують на вичерпне освітлення усіх наявних джерел з цього питання і базуються лише на засадничих роботах.

РОЗДІЛ 2. ДОСЛІДЖЕННЯ ПОВЕРХНЕВИХ І ОБ'ЄМНИХ ФІЗИКО-ХІМІЧНИХ ЯВИЩ ПРИ ПРОТІКАННІ ЦИРКУЛЯЦІЙНИХ ПРОЦЕСІВ У СВЕРДЛОВИНАХ

2.1 Об'єкт і методика проведення досліджень

Буріння свердловин здійснюється в гірських породах, що знаходяться в напруженому стані всебічного стиснення, причинами якого є сили, які виникають у зв'язку із тектонічними рухами в земній корі, а також із фізико-хімічними процесами. Під дією зовнішніх сил гірські породи деформуються, проявляючи пружні і пластичні властивості, і далі руйнуються [8, 25]. Якщо кубик гірської породи здавлювати рівними за величиною силами $P_x = P_y = P_z$, лінії дії яких збігаються з відповідними просторовими осями x , y , z , то при будь-яких значеннях їх, він не зруйнується, тому що буде перебувати в стані рівномірного всебічного стискування (рис. 2.1).

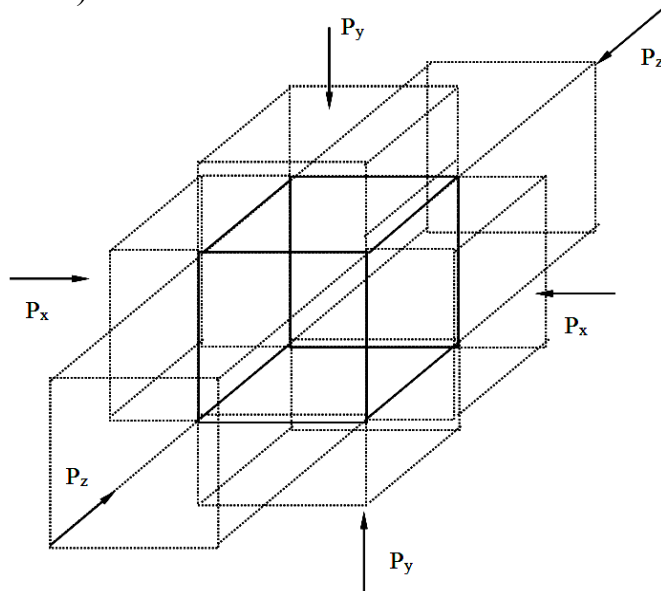


Рис. 2.1. Схема, що моделює умови всебічного стиснення зразка гірської породи

Зміна співвідношення між силами P_x , P_y і P_z може привести до руйнування, а напруга, при якій це може статися, в цьому випадку буде залежати від властивостей гірської породи і величини зразка. Якщо кут пружної рівноваги збігається за фізичною сутністю з кутом внутрішнього опору, то він являє собою кут, під яким може сколотися порода під дією власної ваги, якщо немає обмежень розвитку деформацій руйнування. При двохвісному стисненні межа міцності більшості гірських порід в два рази більше межі міцності при одноосьовому стисканні.

Головну частину гірських порід складають сполуки Al_2O_3 , CaO , Fe_nO_m , що утворюють різні мінерали, які в більшості своїй анізотропні, тобто механічні та теплові властивості у них в різних напрямках різні. Крім того, гірські породи містять безліч дефектів в структурі кристалів – кристалічній решітці і мікротріщини різних розмірів, що пронизують кристалічні зерна, а також зосередже-

ні на межі між ними, та, у кінцевому підсумку, призводять до значного зниження реальної міцності в порівнянні з теоретичною.

На підставі вивчення геологічної характеристики деяких родовищ за раніше пробуреними свердловинами, був зроблений висновок про те, що найбільш важкобуримими гірськими породами є кварцити і кристалічні сланці, які і були обрані в якості об'єкта досліджень:

1) кварцити мартит-гематит-силікатні сірувато-бурі дрібнозернисті, різношарові. Полосчатість обумовлена чергуванням шарів різної потужності і складу: напіврудних гематит-мартитових і мартит-гематитових; силікатних, сильно озалізнених, і кварцових. Потужність слойків до 2 см;

2) кварцити біотит-гематит-мартит-залізолюдкові, перешаровуються з гематит-мартитовими сланцями. Кварцити буро-сірі, дрібно-середньшаруваті, дрібнозернисті. Зазначені різниці складаються з перемежувань мартит-гематит-залізолюди, гематит-мартиту, гематит-мартит-біотитових кварцових слойків. Закономірності в чергуванні слойків немає, контакти між слойками чіткі. Потужність слойків до 4 - 5 см, в основному 2 - 3 см;

3) кварцити мартит-залізолюдкові, представлені перемежуваннями кварц-мартитових і мартит-кварцових слойків. Потужність слойків від 0,5 мм до 3,0 мм. Мартит, що спостерігається в окремих зернах кубічної форми, утворює невеликі скупчення (до 0,5 мм). Найчастіше утворює полідрічні зростки, гіллясті агрегати, витягнуті у напрямку шаруватості. Вміст вкрай нерівномірний по слойці, від 60 - 70% в кварц-мартитових, до 7 - 15% в мартит-кварцових (іноді до 5 - 7%). Гематит утворює багатоступінчасті агрегати. У слойці розподіляється нерівномірно: у кварц-мартитових вміст становить до 5%, частіше 2 - 3%, в мартит-кварцових приблизно 8 - 10%. Кварц утворює зерна ізометричної форми, злегка подовжені за шаруватістю, розміром до 1,0 - 1,5 мм, частіше 0,05 - 0,5 мм. Зерна нерідко просякнуті розпорошеним мартитом і гематитом. Найбільш важливі фізичні властивості основних гірських порід, деякі з яких були піддані дослідженням, наведені в табл. 2.1 [68 - 70].

Таблиця 2.1

Деякі фізичні властивості найбільш поширених гірських порід основних родовищ корисних копалин

Типи	Фізичні властивості					
	Коефіцієнт пористості K_n , %	Щільність ρ , г/см ³	Модуль Юнга $E \cdot 10^{11}$, Па	Модуль зсуву $\cdot 10^{11}$, Па	Коефіцієнт Пуассона	Опір стискуванню, кг/см ²
1	2	3	4	5	6	7
Граніти	0,3 - 0,12	2,2 - 2,98	0,2 - 0,85	0,16 - 0,28	0,08 - 0,34	1000 - 3000
Діорити	0,4 - 5,0	2,47 - 3,03	0,34 - 0,87	0,28 - 0,37	0,10 - 0,33	1800 - 2400
Габро	0,2 - 6,2	2,5 - 3,3	0,34 - 1,22	0,03 - 0,4	0,16 - 0,3	1030 - 3460
Базальти	0,4 - 40	2,1 - 3,06	0,1 - 1,2	0,27 - 0,34	0,04 - 0,36	1800 - 4400
Андезити	0,4 - 22	2,17 - 2,72	0,2 - 0,82	-	0,16 - 0,3	1200 - 2400

1	2	3	4	5	6	7
Гнейси, мігматити: амфіболітові, біотитові, гранобіотитові, буттям- амфіболітовий, мусковіт-біотитові	0,2 - 14	2,64 - 2,78	0,085 - 0,84	0,24	0,18 - 0,32	1600 - 1800
Кварцит: залістий (магнетит), залістий (гематит)	0,2 - 20	2,19 - 4,4	0,41 - 1,19 1,03	-	0,18 - 0,3 0,33	1500 - 3000
Кристалічні сланці: хлоритові, кварц-хлоритові, хлорит-галькові	0,1 - 6,6	2,5 - 2,92	0,09 - 0,45	-	0,18 - 0,40	-
Амфіболи Рогівки Еклогіти	0,1 - 27 0,2 - 13 0,2 - 1,5	2,67 - 3,3 2,55 - 2,8 3,2 - 3,5	0,12 - 1,35 0,6 - 1,25 1,23 - 1,91	0,47 - 0,5 - 0,63	0,16 - 0,5 0,1 - 0,27 0,2 - 0,28	1700 - 2800
Мрамур Доломіт Доломіт мармуризований	0,1 - 2,2 0,1 - 37 0,7 - 48	2,3 - 3,0 1,9 - 3,5 1,2 - 3,0	0,23 - 0,98 0,15 - 1,5 0,71 - 0,81	0,3 - 0,36 0,1 - 0,4 0,34	0,23 0,17 - 0,4 0,2 - 0,28	800 - 1800 50 - 1300 50 - 2000
Вапняк Гіпс Ангідрит	0,5 - 48 1 - 37 0,2 - 17	1,3 - 35 - 2,3 - 3,0	0,13 - 1,75 0,12 - 0,47 0,6 - 1,0	0,12 - 0,7 - 0,28	0,18 - 0,3 0,27 - 0,3 0,27 - 0,3	200 - 1800
Кам'яна сіль Карналіт Сильвініт	0,5 - -	2,1 - 3,0 1,6 - 2,15 1,9 - 2,95	0,14 - 0,32 - 0,09 - 0,14	0,15 - -	0,1 - 0,44 - 0,26 - 0,3	-
Конгломерати Брекчії Гравеліти	-	6 - 20	-	-	-	200 - 1000
Пісковики Туфіт	0,5 - 40	1,3 - 3,6	0,3 - 1	-	0,06 - 0,6 0,08 - 0,1	-
Алевроліти Аргіліти	1 - 50 1 - 30	1,51 - 3,2 1,6 - 3,35	0,01 - 0,69 0,02 - 0,4	-	0,05 - 0,6 0,1 - 0,34	100 - 1500 100 - 1500
Глини (суглинки, каоліни)	4 - 75	1,2 - 3,2	0,3	-	0,25 - 0,45	-
Льос	30 - 60	1,14 - 1,9	0,3 - 0,7	-	-	-
Діатоміти	30 - 80	0,4 - 1,57	-	-	-	40 - 50
Крейда Мергель	10 - 55 15 - 45	1,85 - 2,6 2,0 - 3,1	- 0,1 - 0,135	-	- 0,1 - 0,23	10 - 40 60 - 300
Піски	4 - 50	1,3 - 2,3	-	-	-	-
Голечники Вугілля: буре кам'яне Антрацит	1 - 40 12 - 40 3 - 12 1 - 2	1,1 - 1,8 1,2 - 1,3 1,2 - 1,35 1,4 - 1,8	1,8 0,05 - 0,1 -	-	0,31 0,43 0,15	-

Вплив промивальних рідин на фізико-механічні властивості і процеси руйнування порід, обумовлений в основному адсорбцією – підвищенням концентрації одного з компонентів середовища на межі розділу фаз. Вона забезпечує зниження поверхневої енергії твердого тіла, змінює сили зв'язку для поверхневих атомів і збільшує параметри решітки. Для вивчення процесів, що протікають на межі розділу «тверде тіло - рідина», найбільш доцільно застосовувати ІЧ-спектроскопію [71]. Цим методом можна досліджувати адсорбцію окремих молекул адсорбата на певних центрах або конкуренцію між кількома адсорбатами за окремі центри адсорбції. Поверхні більшості адсорбентів хімічно неоднорідні, так як на них знаходяться різні центри з високою і низькою енергією адсорбції, як полярні, так і неполярні групи, домішкові атоми і адсорбовані з навколишнього середовища речовини.

У процесі дослідження методом ІЧ-спектроскопії твердий адсорбент у вигляді порошку занурюють в розчин, з якого відбувається адсорбція. Після встановлення рівноваги, тверду речовину видаляють з розчину і, якщо необхідно, осушують, після чого реєструють спектр адсорбенту. Рівноважні концентрації адсорбату в розчині можна оцінити відносно спектрів розчинів окремо. Якщо вихідна і рівноважна концентрації істотно розрізняються, величину адсорбції можна отримати з результатів спектроскопічних вимірювань [72].

Відокремити тверду речовину від розчину можна фільтруванням або центрифугуванням.

Дослідження з моделювання процесу руйнування гірських порід різними породоруйнівними інструментами при бурінні свердловин показали, що найбільш точно його можна відтворити шляхом вдавнення штампа в зразки і реєстрації відповідних показників [12]. Залежно від характеру впливу сил при вдавненні штампа розрізняють статичну і динамічну міцність і мікротвердість гірських порід.

Статичну міцність гірських порід визначають за методом Л.О. Шрейнера на приладі УМГП-3, динамічну – методом толочіння і мікротвердість на приладі ПМТ-3.

2.2 Експериментально-теоретичні дослідження адсорбційної здатності гірських порід

Поверхні більшості адсорбентів хімічно неоднорідні, так як на них знаходяться різні центри з високою і низькою енергією адсорбції, як полярні, так і неполярні групи, домішкові атоми і адсорбовані з навколишнього середовища речовини. Поверхні мінералів часто незадовільно охарактеризовані, проте хімічні властивості поверхневих сполук можуть визначати характер адсорбції, тобто якого роду взаємодії матимуть місце. Взаємодія між поверхнею і адсорбованими речовинами може бути або хімічною, або фізичною, а охарактеризувати її можливо наступним чином [73]: хімічна адсорбція (хемосорбція), водневий зв'язок, гідрофільне зв'язування, вандерваальсові сили.

Залежно від хімічної структури обох компонентів, між молекулами адсорбата і поверхнею адсорбенту можуть виникати зв'язку різних типів.

Важливими характеристиками адсорбції є:

- а) швидкість адсорбції;
- б) форма ізотерми;
- в) наявність плато на багатьох ізотермах;
- г) ступінь адсорбції розчинника;
- д) тип адсорбції – моношаровий або багат шаровий;
- е) орієнтація адсорбованих адсорбентом молекул;
- ж) вплив температури;
- з) природа взаємодії між адсорбатом і адсорбентом.

Відносно вигляду початкової ділянки виділяють чотири класи ізотерм. Найбільш широким є клас L , або ленгмюровський тип адсорбції (рис. 2.2).

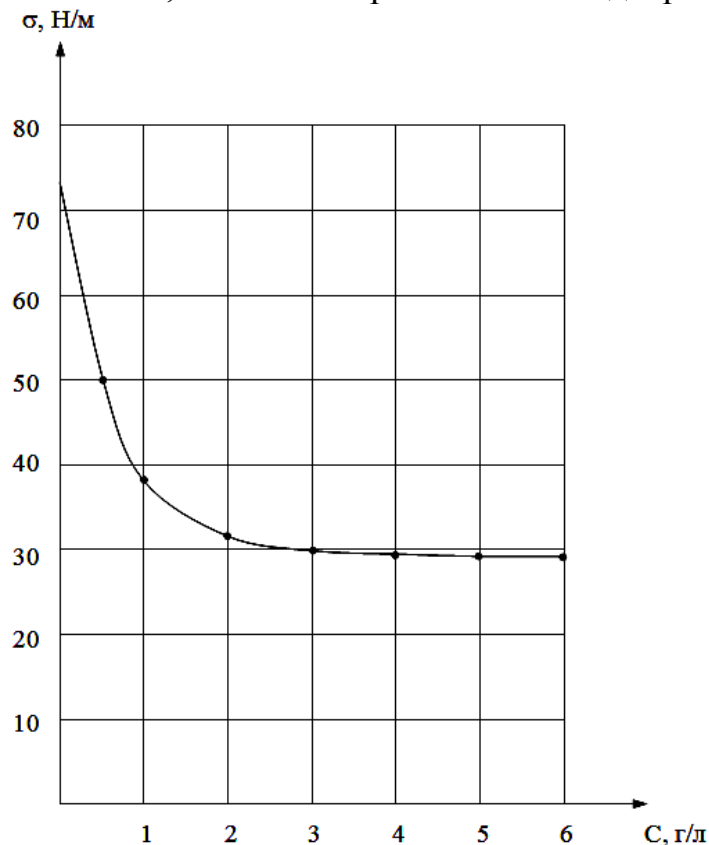


Рис. 2.2. Ізотерма поверхневого натягу водного розчину сульфонолу

Ізотерми адсорбції іоногенних ПАР часто носять ленгмюровський характер. Вони мають тенденцію досягати плато поблизу ККМ поверхнево-активної речовини.

Багато вчених вважають, що величина адсорбції, яка досягається на плато, відповідає щільноупакованому моношару. Однак, детальна кількісна інтерпретація даних, отриманих при досягненні плато, дуже складна. Таким чином, можна зробити висновок про те, що хоча і є безліч робіт з вивчення механізму адсорбції, до теперішнього часу він вивчений не повністю. Особливо це відноситься до адсорбції ПАР з водних розчинів на поверхні гірських порід, яке має місце при застосуванні активованих фізично і хімічно бурових промивальних рідин, а в іншій технологічній інтерпретації і технологічних рідин, використовуваних в процесах закінчування та експлуатації свердловин.

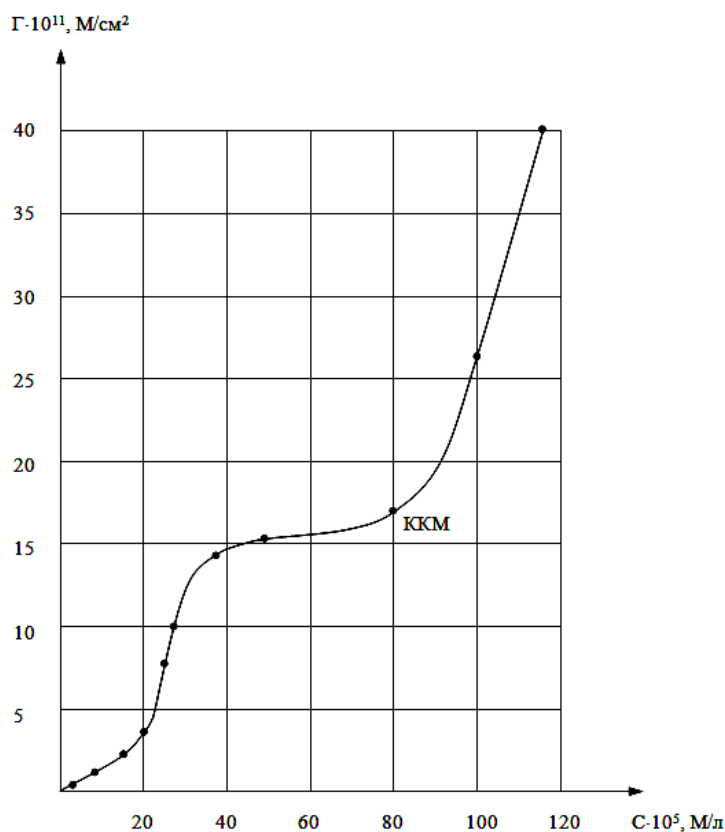


Рис. 2.3. Ізотерма адсорбції сульфонолу з розчину, приготованого на дистильованій воді, на поверхні залізного кварциту

Для розрахунків адсорбції використовують рівняння, яке отримують, припускаючи адсорбцію однієї речовини при низькій концентрації і виражаючи її хімічний потенціал в об'ємі μ_{ω}^o через $\mu_{\omega}^o + RT \cdot \ln C$

$$\Gamma = -\frac{1}{RT} \frac{d\sigma}{d \cdot \ln C} = -\frac{C}{RT} \frac{d\sigma}{dC}, \quad (2.1)$$

де μ_{ω}^o – стандартний потенціал.

Рівняння Фрумкіна пов'язує σ и Γ залежністю [73]

$$\sigma = \sigma_o + RT \Gamma_m \ln[1 - (\Gamma/\Gamma_m)]. \quad (2.2)$$

Ці рівняння охоплюють всі можливі варіанти, і з їх допомогою можна обробляти експериментальні дані, тобто, маючи залежність від C , побудувати залежність Γ від C , але не можна, виходячи з будови молекул ПАР, розрахувати поверхневі властивості останніх.

Таким чином, за даними значень поверхневого натягу може бути розрахована адсорбція ПАР і оцінена її поверхнева активність, яка тим вище, чим більше адсорбційний потенціал. Для гомологічних рядів ПАР зв'язок між поверхневою активністю і довжиною вуглеводневого ланцюга встановлюється правилом Дюкло-Траубе. Згідно з цим правилом поверхнева активність зростає приблизно в 3,2 рази при подовженні вуглеводневого ланцюга на одну метиленову групу, тобто при переході від n -го до $n + 1$ члену гомологічного ряду.

Адсорбцію ПАР з водних розчинів на поверхні залістистих кварцитів вивчали на порошках з розміром частинок від 0,2 до 2 мм. В якості рідких фаз були використані водні розчини міцелоутворюючих ПАР різної природи. Для вивчення адсорбції на твердій поверхні для кожного з них експериментально визначали оптимальне співвідношення між масою твердої фази і об'ємом розчину, а також час встановлення адсорбційної рівноваги. Величину адсорбції визначали за різницею концентрацій ПАР в розчині до і після встановлення адсорбційної рівноваги і розраховували за формулою

$$\Gamma = \frac{\Delta C \cdot V}{m}, \quad (2.3)$$

де ΔC – різниця концентрацій ПАР в розчині до і після адсорбції, V – об'єм розчину, m – навіска твердого адсорбенту.

Площа, що припадає на молекулу в адсорбційному шарі, визначали за формулою

$$S_1 = \frac{10^2 \cdot S}{\Gamma_m \cdot N_a}, \quad (2.4)$$

де Γ_m – значення граничної адсорбції, N_a – число Авогадро, S – питома поверхня адсорбенту.

Концентрацію ПАР в розчині після адсорбції визначали за ізотермою поверхневого натягу, відокремивши дисперсну фазу центрифугуванням. Поверхневий натяг вимірювали методом Вільгельмі, сутність якого полягає в тому, що пластинка з алюмінієвої фольги наводиться в зіткнення з поверхнею рідини і вимірюється вага пластинки [73]. Поверхневий натяг розраховується за різницею ваги сухої і змоченої пластинки, віднесеної до периметру пластинки

$$\sigma = \frac{P_2 - P_1}{2 \cdot d}, \quad (2.5)$$

де P_1 – вага пластинки на повітрі, P_2 – вага пластинки на межі розділу «рідина - газ», d – ширина пластинки.

Вагу пластинки визначали за допомогою торсіонних ваг з точністю 1 мг. Помилка у визначенні поверхневого натягу становила не більше 0,5 Н/м.

Із залежності $\sigma = f(c)$ були розраховані значення поверхневої активності, ККМ (критична концентрація міцелоутворення), адсорбції і площі, що припадає на одну молекулу в адсорбційному шарі на межі розділу «рідина - газ». У природних водах, які використовуються для приготування бурових рідини і реагентів, часто містяться іони полівалентних металів. Для з'ясування рівня їх впливу на властивості ПАР, використовували фоновий електроліт CaCl_2 .

Розглянемо адсорбцію іоногенних ПАР на твердих поверхнях, що мають полярну природу. При цьому на поверхні твердого тіла виникає заряд, величина якого залежить від природи твердого тіла, хімічного складу і рН розчину. Він виникає або внаслідок гідролізу і виходу одного з іонів, які утворюють решітку даного тіла, в розчин, або внаслідок адсорбції на твердій поверхні одного з іонів розчину. Вимірювання електрофоретичної рухливості твердих частинок дозволяють отримати чисельні значення ζ -потенціалу, що є характеристикою по-

верхневого заряду. Оскільки система, в цілому, залишається електронейтральною, в розчині знаходиться однакове число іонів з рівними і протилежними за знаком зарядами. В такому випадку адсорбція іонів ПАР може протікати або через обмін з катіонами в подвійному шарі, або як спільна адсорбція противоіонів.

Продовжимо розгляд механізму адсорбції ПАР і ролі електричних взаємодій при цьому процесі. Зазвичай зміну енергії системи при адсорбції представляють у вигляді двох складових [73]:

$$\Delta G_{ads} = \Delta G_{elec} + \Delta G_{spec}, \quad (2.6)$$

де ΔG_{elec} – враховує електричні взаємодії; ΔG_{spec} – враховує специфічну адсорбцію і включає всі інші вклади у вільну енергію, що залежать від специфічних (неелектричних) взаємодій.

Вивчення широкого кола інформаційних джерел науково-виробничого характеру [1, 3, 48, 50, 58, 68], переконливо доводить наступне: значного розвитку отримали окремі важливі положення теорій механіки руйнування гірських порід та фізико-хімічних поверхневих явищ, зокрема, набув деяких уточнень механізм процесів, що відбуваються на межах розділу «гірська порода - промивальна рідина» і «породоруйнівний інструмент - промивальна рідина»; встановлено прийнятний кореляційний зв'язок між діючими факторами і властивостями гірських порід і бурового інструменту; обґрунтовано механізм впливу промивальних рідин на процес руйнування гірських порід, стійкість бурового інструменту та стійкість стінок свердловин; розроблені наукові основи прогнозування якісних і кількісних показників процесів при бурінні свердловин з урахуванням впливу промивальних рідин; теоретично обґрунтована і експериментально підтверджена необхідність врахування термодинамічного і кінетичного аспектів при прояві ефекту адсорбційного зниження міцності гірських порід; розроблені наукові підходи до конструювання бурових снарядів і породоруйнівних інструментів, які забезпечують підвищення ефективності процесів при бурінні свердловин. Також значно збільшилася кількість робіт, присвячених застосуванню водних розчинів поверхнево-активних речовин при бурінні свердловин [66], як одного з найбільш перспективних наукових напрямів у цій області. Встановлено, що ПАР можуть чинити істотний вплив на енергоємність процесу руйнування гірських порід, стійкість породоруйнівного інструменту, підтримання стінок свердловини, реологічні властивості дисперсних систем тощо. Разом з тим, в такій важливій справі, як створення методики вибору рецептур промивальних рідин, іншими словами – активації останніх, технології їх приготування і застосування, що забезпечують підвищення ефективності різних процесів при бурінні свердловин, переважає чисто емпіричний підхід.

Разом з тим, об'єктивна складність всіх перерахованих аспектів, їх взаємопроникнення, неоднозначність властивостей гірського масиву, деяка обмеженість вихідних положень, неодмінно потребують проведення глибоких обґрунтованих досліджень усього комплексу тісного зв'язку між зазначеними вище обставинами, які і визначають ефективність руйнування порід [24, 59].

Руйнування гірської породи у водному середовищі супроводжується утворенням різниці тисків на вільну і на знову утворювану поверхню. Вона залежить від величини гідростатичного тиску, швидкості відриву елемента від масиву, в'язкості рідини, її густини і багатьох інших чинників. Робота інструменту у водному середовищі потребує певних витрат енергії на переміщення зруйнованої породи і подолання гідродинамічного опору руху самого інструменту [6].

Тиск на вибої свердловини обумовлений наявністю стовпа промивальної рідини, при цьому, якщо промивальна рідина знаходиться в нерухомому стані, тиск називається гідростатичним, якщо потік рідини знаходиться в русі, то тиск є гідродинамічним. Оскільки при бурінні свердловини циркулююча рідина повинна забезпечувати промивання свердловини, тобто переміщатися, то на вибій діятиме гідродинамічний тиск. У загальному випадку вплив тиску промивальної рідини чинить складну дію, він є комбінацією гідростатичного і гідродинамічного тисків. Деякі дослідники називають цей тиск пригноблюючим, тобто таким, що перешкоджає руйнуванню [12, 17]. Такий термін узагальнює всі сторони негативної дії рідини у свердловині на процес буріння. Величина гідродинамічного тиску залежить від глибини свердловини, тобто гідростатичного тиску, густини промивальної рідини і надлишкового тиску, що виникає в затрубному просторі через наявність місцевих гідравлічних опорів при циркуляції промивальної рідини і, у свою, чергу є залежним від напрямку, швидкості і характеру потоку рідини.

У такій постановці питання нескладно бачити, що всі розробки, які стосуються вдосконалення інструментального забезпечення циклу деформування гірського масиву та обґрунтування режимно-технологічних параметрів циркуляційних процесів для бурової промивальної рідини, в обов'язковому порядку повинні узгоджуватися із вибійними умовами розвитку елементарного акту руйнування породи [17].

Нині майже відсутні методики з проектування технічних засобів і технологій проведення робіт за дії значного гідростатичного тиску, а також недостатньо досліджені процеси, що протікають при руйнуванні гірських порід в означених умовах [58]. Отже, вивчення основних деформаційних характеристик гірських порід в умовах дії гідростатичного тиску дозволить виявити чинники, що впливають на енергоємність процесу руйнування і визначити параметри технічних засобів для проведення бурових робіт.

Механічні властивості вивчених зразків гірської породи визначалися за допомогою стенду для дослідження впливу гідростатичного тиску на процес руйнування гірських порід, обладнаного: приладом УМГП-3, індикаторами, барокамерою. В процесі підготовки до проведення досліджень було проведено тарирування установки УМГП-3 за допомогою динамометра ДОСМ-3-1 в діапазоні навантажень від 0 до 10000 Н. При проведенні досліджень, зразки гірських порід були випробувані в повітряному і водному середовищах при тисках до 10 МПа. При цьому вимірювалися і задавалися наступні параметри: висота відриву елемента, що відокремився; діаметр нижньої основи елемента, що відокремився; діаметр пуансона; зусилля відриву. Кількість випробовуваних зра-

зків складала шість екземплярів для кожного виду гірської породи при проведенні досліджень в однотипному середовищі. Після визначення геометричних параметрів відокремленого елемента, розраховувалися відповідні характеристики порід і енергоємність його відриву.

При виборі способу буріння гірських порід в умовах дії зовнішнього тиску, зокрема гідростатичного, одним з найважливіших є питання впливу цього тиску на фізико-механічні властивості та умови руйнування порід, а також на характер напруженого стану; неодмінно слід враховувати не лише узагальнений показник – міцність гірських порід, але і такі фізико-механічні параметри, як крихкість, пластичність, твердість, абразивність, тріщинуватість, щільність, пористість [17]. На ефективність руйнування впливає також і технологія проведення робіт: зусилля подачі інструменту, швидкість обертання (різання, дрібнення), час контакту породоруйнівного інструменту з масивом, прийоми відділення зруйнованих елементів гірської породи, значення витрат промивальної рідини та ін.

Встановлено, що кожний зі способів руйнування є ефективним в певних породах. Саме тому створення універсального робочого органу для руйнування гірських порід в широкому діапазоні їх міцності і умов залягання, представляється надскладним і не вирішуваним завданням.

На руйнування витрачається енергія, причому, як правило, чим більше витрачено енергії, тим більший об'єм буде відокремлений від масиву. При будь-якому виді руйнування результати оцінюють питомими витратами енергії. Зрозуміло, з позиції енергозбереження кращим способом і оптимальним режимом створення свердловини необхідно вважати такий, який забезпечує мінімальну енергоємність. Тому, з точки зору скорочення витрат енергії, необхідно вибирати породоруйнівний інструмент і технологію руйнування так, щоб досягти мінімуму енергоємності руйнування. Останнє дає можливість врахувати вплив гідростатичного тиску на основні показники характеристик міцності гірських порід, що визначають навантаження на робочий інструмент.

Ефективність руйнування порід обертальним способом залежатиме від властивостей гірських порід, а також від технічних і технологічних чинників. Перераховані чинники зрештою визначають умови, в яких відбуваються процеси руйнування порід, формування стовбура свердловини і керна, викривлення свердловин і інші процеси [49]. Від них також залежить вибір найбільш раціонального способу буріння свердловин, типу (конструкції) вибійного інструменту, бурового снаряда і режиму його роботи, і інші технологічні параметри і операції.

До технологічних умов спорудження свердловини відносяться: режим роботи вибійного інструменту, режим видалення продуктів руйнування породи зі свердловини, гідродинамічна дія потоку промивальної рідини на вибій свердловини, динамічність дії колони бурильних труб і інші чинники.

Технічні умови, що визначають ефективність руйнування порід, включають: конструкцію (типорозмір) породоруйнівного інструменту і бурового снаряда, стан вибою свердловини – насамперед міру анізотропії породи, наявність шламу, стан стінок свердловини та ін.

Отже, на процес буріння значною мірою чинять вплив параметри зовнішнього середовища, зокрема: гідростатичний тиск, густина, в'язкість рідини у свердловині, а також параметри технології буріння.

Основним енергетичним показником процесів руйнування гірських порід є питома об'ємна робота руйнування, під якою розуміється відношення витраченої в процесі руйнування енергії до об'єму зруйнованої породи. Величина питомої об'ємної роботи саме і характеризує енергоємність процесів руйнування.

Вивчення впливу гідростатичного тиску на фізико-механічні властивості гірських порід здійснювали на стенді, який включає: прилад УМГП-3, барокамеру і насос для створення в ній гідростатичного тиску; його загальна схема представлена на рис. 2.4.

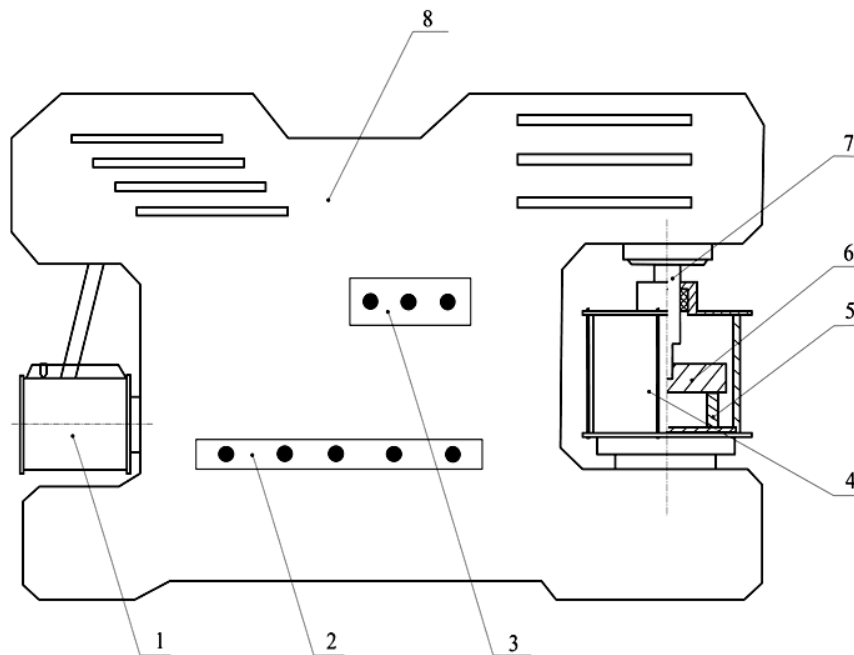


Рис. 2.4. Схема стенду для дослідження впливу гідростатичного тиску на процес руйнування гірських порід: 1 – барабан; 2 – перемикачі приладу УМГП-3; 3 – індикатори; 4 – барокамера; 5 – оправка; 6 – зразок гірської породи; 7 – пуансон; 8 – прилад УМГП-3

Вивчення енергоємності процесу руйнування було почате з дослідження процесу руйнування в повітряному середовищі.

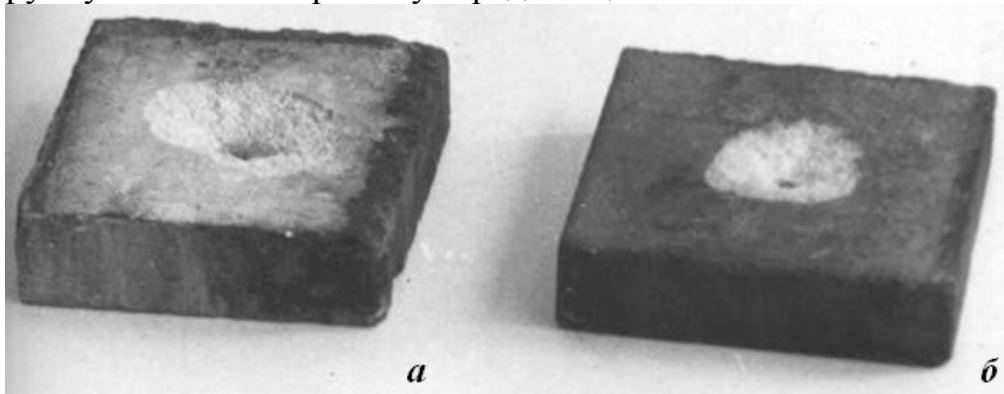


Рис. 2.5. Вигляд зразків вапняку після експерименту: а – повітряне середовище; б – водне середовище

Серія досліджень з вивчення процесів руйнування відривом елементу породи від масиву проводилася на вапняку, мрамурі і граніті. При відриві елементу від зразка породи утворюється конусоподібне поглиблення, відповідне розмірам відірваного елементу. Його діаметр по поверхні зразка, є діаметром більшої основи відірваного елементу D . На рис. 2.5 - 2.7 показані перерізи відірваного елементу у вертикальній площині для випробовуваних матеріалів.

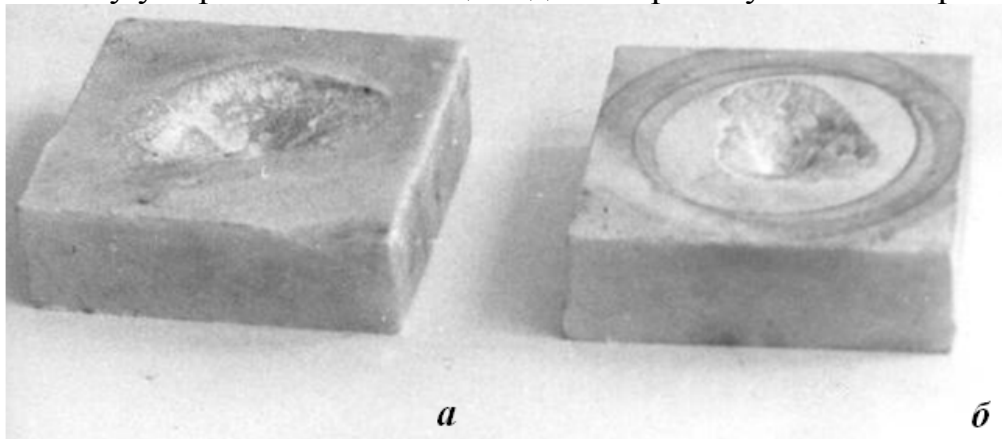


Рис. 2.6. Вигляд зразків мрамuru після експерименту: а – повітряне середовище; б – водне середовище

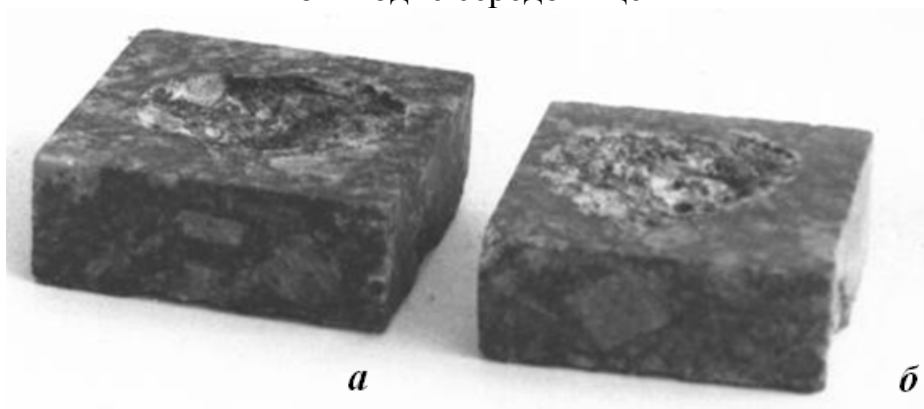


Рис. 2.7. Вигляд зразків граніту після експерименту: а – повітряне середовище; б – водне середовище

Знову утворювана поверхня руйнування в середовищі повітря має неоднорідний вигляд, що, напевно, пов'язано з анізотропією матеріалу, наявністю мікроскопічних тріщин і інших дефектів. Характер кривих «навантаження - деформація» мало залежить від типу породи. Як в щільних породах (граніт, мрамур), так і в пористих (вапняк), пружна деформація практично (5 - 10% від повної) закінчується руйнуванням, не переходячи в пластичну.

При проведенні досліджень у водному середовищі перед випробуваннями зразки були витримані у водопровідній воді протягом 48 годин для попереднього насичення пор порід водою. Характер руйнування зразків такий же, як і в повітрі: відокремлений елемент має вигляд усіченого конуса з бічною поверхнею, що описується криволінійною твірною.

Енергоємність руйнування мрамuru і граніту, при їх руйнуванні у водному середовищі, значно збільшилася в порівнянні з повітрям, за винятком вапня-

ку, енергоємність якого збільшилася незначно, що, очевидно, пов'язано з високою пористістю (до 28%), насиченням пор останнього водою і розмоканням.

Дослідження впливу гідростатичного тиску на енергоємність руйнування гірських порід проводилися при тиску 10 МПа. Використані ті ж породи, що і в попередніх випробуваннях. Зростання гідростатичного тиску відбувалося протягом 1,5 годин.

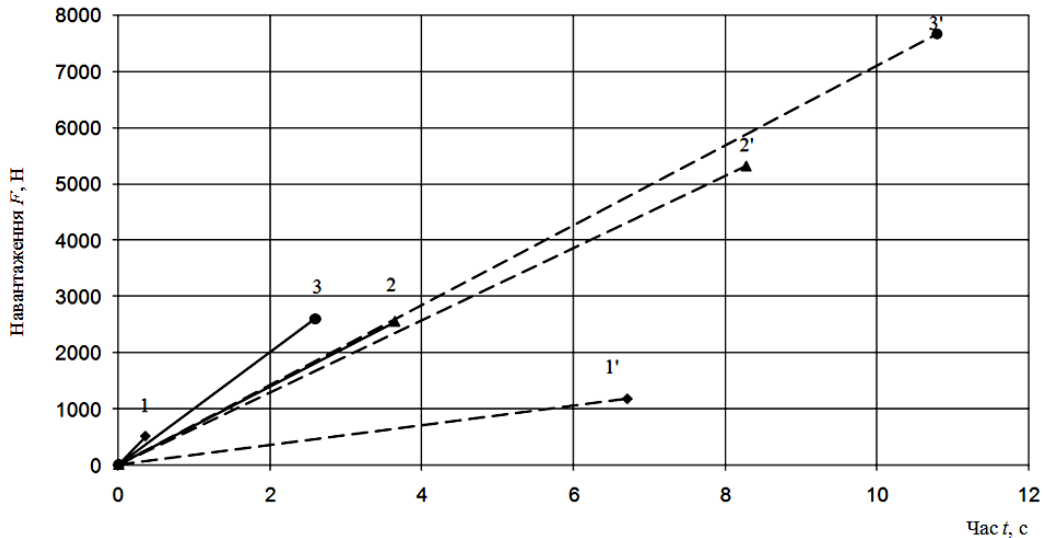


Рис. 2.8. Залежність величини навантаження на гірську породу від часу та гідростатичного тиску: 1, 2, 3 – вапняк, мармур, граніт відповідно (тиск 0,1 МПа); 1', 2', 3' – вапняк, мармур, граніт відповідно (тиск 40 МПа)

Як видно з даних рис. 2.8, швидкість навантаження залежить від пружно-пластичних властивостей зразка і параметрів зовнішнього середовища, швидкість переміщення в усіх дослідженнях залишалася постійною.

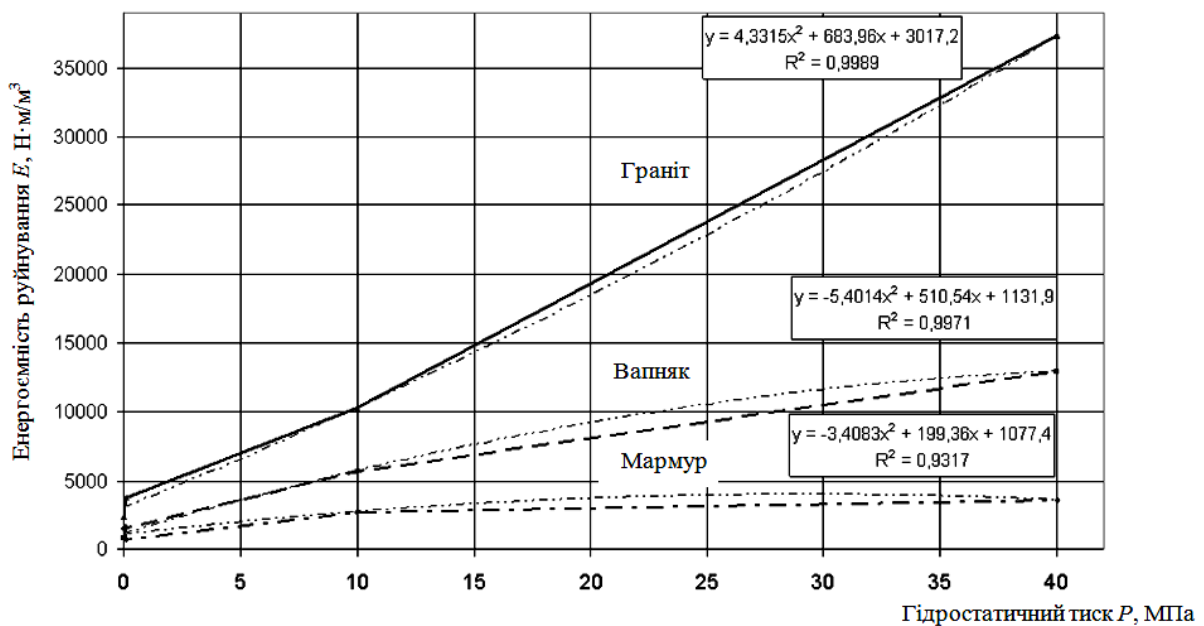


Рис. 2.9. Залежність енергоємності руйнування гірських порід від гідростатичного тиску при відриві елемента

Проведення експериментів у водному середовищі при гідростатичному тиску показало, що характер руйнування гірських порід під тиском у водному середовищі змінюється мало. Відзначається зменшення нижньої основи конуса відриваного елемента. Причому, краї відокремленого під тиском елемента гірської породи, мають чітко виражений обривистий характер. Відзначається більше зростання енергоємності руйнування граніту в порівнянні з вапняком і мармуром, а також розмокання цих порід.

Збільшення гідростатичного тиску до 10 МПа привело до збільшення енергоємності руйнування в порівнянні з 0,1 МПа: вапняку – 4,0 рази, мармуру – 3,7 рази, граніту – 2,7 рази. Збільшення гідростатичного тиску до 40 МПа збільшило енергоємність руйнування в порівнянні з 0,1 МПа: вапняку – 5,3 рази, мармуру – 8,3 рази, граніту – 9,9 рази. В той же час, зусилля відриву F_0 із збільшенням гідростатичного тиску до 40 МПа збільшилося для вапняку на 1,03 рази, мармуру – 2,08 рази, граніту – 3,95 рази.

На підставі отриманих експериментальних даних розраховані енергоємність руйнування випробовуваних порід і визначений характер впливу гідростатичного тиску на параметри руйнування (рис. 2.9).

Руйнування твердого тіла завжди полягає в поступовому розвитку нових поверхонь розділу з навколишнім середовищем, і величина вільної поверхневої енергії тіла, що руйнується, в основному визначає роботу поділу твердого тіла на частини – роботу диспергування як міру твердості. З іншого боку, з термодинаміки відомо, що позитивна адсорбція речовини, введеної в навколишнє середовище, тобто концентрація її молекул поблизу поверхні, завжди супроводжується відповідним зниженням вільної поверхневої енергії [24].

Рідина, в якій відбуваються процеси деформування і руйнування твердого тіла, може активно брати участь в означених процесах, полегшуючи і прискорюючи їх. У процесах механічного руйнування твердого тіла під впливом зовнішніх зусиль, переданих тілу якимось інструментом, в деформованих шарах, прилеглих до поверхні руйнування, утворюються зони передруйнування та створюється область підвищеної тріщинуватості.

Підвищенням молекулярної спорідненості промивальної рідини до поверхні твердого тіла, можна значно полегшити процеси його деформування і руйнування, викликаючи розм'якшення твердого тіла в зоні пружних або пластичних деформацій і таким чином викликати зниження твердості або міцності тіла, що деформується під впливом проникнення рідини в зону передруйнування.

Адсорбційне зниження твердості відбувається внаслідок підвищення спорідненості гірської породи і промивальної рідини. Це проявляється в інтенсивному зв'язуванні водних (гідратних) оболонок на внутрішній поверхні мікроциліндрів або їх устях. Утворення водних оболонок на поверхнях твердого тіла і зміна їх товщини може відбуватися при зміні концентрації позитивно або негативно заряджених іонів (іони водню H^+ та гідроксилу OH^-), які можуть адсорбуватися на поверхні твердого тіла з утворенням так званого подвійного електричного шару. Такий шар складається з двох частин: адсорбційного, пов'язаного з поверхнею, і рухомого – дифузного.

Падіння електричного потенціалу в дифузійній частині подвійного шару, тобто різниці потенціалів між нерухомим адсорбційним шаром і зовнішньою межею дифузійної оболонки, є електрокінетичним потенціалом твердої поверхні в даній рідині і характеризує її заряд. При малих концентраціях дисоційованих іонів нерухомий адсорбційний шар насичений. Підвищення концентрації іонів в рідині викликає адсорбцію їх з одноіменно зарядженими іонами адсорбційного шару. При цьому відбувається перехід відповідної кількості протиіонів з рідини в дифузійний шар. Цей процес супроводжується збільшенням електрокінетичного потенціалу поверхні твердого тіла.

Зниження твердості гірських порід при бурінні з використанням активованої промивальної рідини пов'язано зі зниженням значення поверхневого натягу останньої. Це узгоджується з відомим явищем адсорбційного зниження міцності твердих тіл – ефектом П.О. Ребіндера [28, 59]. При цьому енергія змочування на одиницю змоченою поверхні тим більше, чим більше фізико-хімічна спорідненість тіла до рідини. Енергія змочування і є кількісною мірою цієї спорідненості, тобто мірою здатності даної рідини насичувати вільні молекулярні сили на утворюючих поверхнях в твердому тілі.

Гірські породи є, в основному, полікристалічними багатокомпонентними структурами з різними фізико-механічними характеристиками. Тому взаємодія промивальної рідини з різними складовими гірської породи неоднакова. До більшого впливу схильна цементуюча складова гірських порід, меншого – кристалічні включення, в силу своєї більш міцної структури. Цю особливість необхідно враховувати при моделюванні процесу руйнування гірської породи буровим інструментом на вибої при спорудженні свердловин.

При сучасних режимах буріння, особливо при великих частотах обертання, породоруйнівний інструмент інтенсивно нагрівається, внаслідок чого значна частина енергії руйнування гірської породи переходить в теплову.

Потік промивної рідини, стикаючись з робочими поверхнями породоруйнівного інструменту, охолоджуючи його, сприяє створенню нормальних умов роботи і підвищує його стійкість. При цьому відбувається підвищення температури промивальної рідини, що впливає на процеси, які відбуваються на межі розділу фаз «рідина - тверде тіло».

Відомо, що фізична адсорбція, яка знижує поверхневу енергію гірських порід, має зворотний характер, тобто її можна ліквідувати, наприклад, порівняно невеликим нагріванням.

Були проведені лабораторні дослідження впливу температури на поверхневу активність і адсорбційну здатність ПАР, застосовуваних при бурінні свердловин.

Щоб отримати залежності поверхневого натягу від температури, потрібно продиференціювати рівняння Фрумкіна (2.3)

$$\frac{d\sigma}{dT} = \frac{d\sigma_o}{dT} + R\delta \ln\left(1 - \frac{\delta}{\delta_m}\right) - RT \frac{\delta_m}{\delta_m - \delta} \cdot \frac{d\delta}{dT}, \quad (2.7)$$

З даного рівняння видно, що температурний коефіцієнт поверхневого натягу таких систем включає залежність від температури. Оскільки перші два члена правої частини рівняння можна розрахувати, особливий інтерес представляє зміна адсорбції з температурою ($d\Gamma/dT$), яку можна визначити, продиференціювавши рівняння Ленгмюра з урахуванням співвідношення

$$\Delta H = \Delta\sigma + T\Delta S, \quad (2.8)$$

$$\frac{d\Gamma}{dT} = \frac{\Delta H / RT^2}{\left(\frac{C_\delta}{\Gamma_m^2}\right) \exp\left(\frac{W}{RT}\right) + \frac{2}{\Gamma_m} + \exp\left(\frac{-W}{RT}\right) C_\delta}. \quad (2.9)$$

Підставивши рівняння (2.9) в рівняння (2.7), отримуємо

$$\frac{d\sigma}{dT} = \frac{d\sigma_o}{dT} + R\partial_m \ln\left(1 - \frac{\partial}{\partial_m}\right) - RT \frac{\partial_m}{\partial_m - \partial} \cdot \left[\frac{\Delta H / RT^2}{\left(\frac{C_\delta}{\Gamma_m^2}\right) \exp\left(\frac{W}{RT}\right) + \frac{2}{\Gamma_m} + \exp\left(\frac{-W}{RT}\right) C_\delta} \right]. \quad (2.10)$$

Були також проведені дослідження з визначення впливу температури на поверхневий натяг водних розчинів різних ПАР. Результати вимірювань наведені в табл. 2.2 і 2.3. Встановлено наступне: підвищення температури призводить до збільшення поверхневої активності водних розчинів ПАР, що досить добре узгоджується з теоретичними висновками, причому це позначається виникненням явища зниження фізичної адсорбції і підвищення хімічної.

Таблиця 2.2

Вплив температури на хемосорбцію органічних речовин на залозистому кварцу

Органічна речовина		Температура, °С	Хемосорбція, моль/г
Найменування	Вміст, моль/л		
Дібензофуран	10^{-3}	20	2,2
		40	2,8
		80	3,9
Діфеніленоксид	10^{-3}	20	2,9
		40	3,9
		80	4,8
Хінолін	10^{-3}	20	1,8
		40	2,6
		80	3,5

Аналізуючи отримані дані, можна зробити висновок про те, що адсорбційна активність, властивості адсорбційних шарів і вплив їх на умови взаємодії з гірськими породами, залежать від природи і будови поверхнево-активних речовин, від мінералізації вод і температури тощо.

Для успішного вирішення завдання підбору нових ефективних добавок органічних речовин до промивальних бурових і технологічних рідин, що поліпшують характеристики процесів при бурінні та експлуатації свердловин, розглянемо основні закономірності адсорбції їх на гідрофільних адсорбентах.

Таблиця 2.3

Вплив температури на поверхневу активність і адсорбцію ПАР

Поверхнево активні речовини		Температура, °С	Поверхневий натяг, Н/м	Адсорбція, $\Gamma \cdot 10^{11}$, 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

Однією з властивостей поверхні твердих тіл, від якої залежить величина адсорбції, є її заряд. Дія цього заряду проявляється двояко. З одного боку, виникнення зарядів викликає електростатичне тяжіння до поверхні іоногенних ПАР, заряджених протилежно. З іншого боку, за присутності в розчині фону з неактивного електроліту, поява зарядів на поверхні призводить до деформування подвійного електричного шару неорганічних іонів і витіснення в об'єм розчину великих органічних молекул і іонів [75].

Істотну роль в адсорбційних процесах на оксидах грають поверхневі гідроксильні групи. Вивчення ІЧ-спектрів адсорбованих молекул дозволило зробити висновок про утворення між гідроксильними групами поверхні і гідроксильними групами спиртів, кислот, фенолу тощо, водневого зв'язку. Сильна взаємодія з групами ОН проявляється також при адсорбції амінів. Однак в цьому

випадку відбуваються і інші, більш глибокі взаємодії з оксидами, в результаті яких утворюються поверхневі хімічні сполуки.

Слід зазначити, що можливість утворення хімічних сполук між адсорбатом і адсорбентом також залежить від природи адсорбенту. Так, стеаринова кислота адсорбується зворотно на SiO_2 , в той час як на оксидах алюмінію, магнію і цинку відбувається хемосорбція з утворенням на поверхні шару стеарату [76 - 81].

При проведенні досліджень приймається, що в молекулі органічної сполуки, яка знаходиться в об'ємі розчину, електрони розташовуються на строго фіксованих рівнях, енергія яких визначається величинами потенціалів іонізації. При наближенні молекули до поверхні, в результаті взаємодії електронів адсорбата з електронами адсорбенту, відбувається розщеплення електронних рівнів молекули і зміщення їх на величину λ [76]. При цьому замість строго фіксованого електронного рівня з'являється набір рівнів з різною енергією, при цьому електронний рівень набуває ширину F .

Зміна електронної будови молекул призводить до зміни енергії системи. Різниця в енергіях системи, коли молекули знаходяться далеко від поверхні адсорбенту і безпосередньо на поверхні, визначає енергія адсорбції E_{ad} .

Декількома дослідженнями показано, що для рівнів, які володіють одним і тим же типом симетрії, величина зсуву λ є функцією потенціалу іонізації і має мінімум при деякому характерному для даного металу значенні $J = J^*$. Для випадків адсорбції на простих металах маємо

$$\lambda = \lambda_0 + C \cdot \left\{ V - 2E - \frac{2 \cdot t \cdot \sqrt{E}}{\sqrt{2 \cdot m}} - \frac{\hbar^2}{2 \cdot m \cdot X_0} - \frac{\hbar^2}{2 \cdot m \cdot X_0} \right\} \cdot e^{-\frac{2}{\hbar} \sqrt{2 \cdot m \cdot E \cdot X_0}} + \lambda(x_0) \cdot e \cdot \varphi, \quad (2.11)$$

$$E = I - \lambda - \lambda(x_0) e \varphi, \quad (2.12)$$

де X_0 – відстань від центру електронної орбіти до поверхні адсорбенту; V – відстань від дна зони провідності металу до дна зони провідності зовнішнього середовища; C – постійна, що залежить від об'ємних властивостей адсорбенту та X_0 ; m – маса електрона; \hbar – постійна Планка; I – деяка величина.

Через λ_0 позначена частина зсуву рівня, що практично не залежить від потенціалу іонізації.

Остання складова $\lambda(x_0) \cdot e \cdot \varphi$ в (2.11) враховує вплив стрибка потенціалу φ на межі «метал - електроліт» на положення рівнів молекул адсорбата. Коефіцієнт λ при X_0 порядку товщини шару Гельмгольца, змінюється в межах від 1/2 до 1/15.

З виразу (2.11) випливає: зміщення рівня λ має мінімум при значенні потенціалу іонізації, що задовольняє рівнянню

$$J^* - \lambda - \lambda(x_0) e \varphi = \frac{V}{2}. \quad (2.13)$$

Отримано також вирази залежності ширини рівня F від I . Через параметри λ і F енергія зв'язку молекул з поверхнею може бути записана у вигляді

$$E_{ad} = \int_{-\infty}^{E_F} (E - E_F) \cdot \left[\frac{1}{\pi} \cdot \frac{F}{(E - E_a)^2 + F^2} - \delta(E + J) \right] \cdot dE + U(n_e) =$$

$$= (E_a - E_F) \cdot n_e + \frac{F}{2\pi} \cdot \ln \frac{(E_F - E_a)^2 + F^2}{(V + E_a)^2 + F^2} + (J + E_F) \cdot \theta \cdot (E_F - J) + U(n_e),$$
(2.14)

де θ – функція стрибка; $U(n_e)$ – частина енергії, що залежить безпосередньо від величини λ і F , і від ступеня заповнення електронних рівнів n_e .

В U можуть бути включені всі види електростатичних взаємодій на поверхні адсорбенту. Величина U не залежить від I . Поява другої складової в правій частині рівняння (2.14) пов'язано з наявністю кінцевої ширини рівня адсорбованої молекули, і при $F < 0,5$ еВ вона менше першої складової [76 – 81].

Наведені рівняння (2.11 - 2.14) описують обмінну взаємодію, обумовлену перекриванням хвильових функцій електронів молекул адсорбата і електронів адсорбенту. Утворюваний при цьому хімічний зв'язок, за своєю природою, подібний до ковалентного, а виграш енергії визначається зміною енергії електронів при утворенні цього зв'язку. З рівнянь (2.11 - 2.14) також випливає, що енергія зв'язку E_{ad} , а, отже, і вільна енергія адсорбції та кількість адсорбованої речовини мають максимум при $J = J^*$ (рис. 2.10). Виходячи з експериментального характеру залежності адсорбції від J , було запропоновано називати потенціал іонізації, при якому досягається максимум адсорбції, резонансним потенціалом J_p . Для кожного оксиду є своє характерне значення J_p , що є, за суттю, його адсорбційною характеристикою.

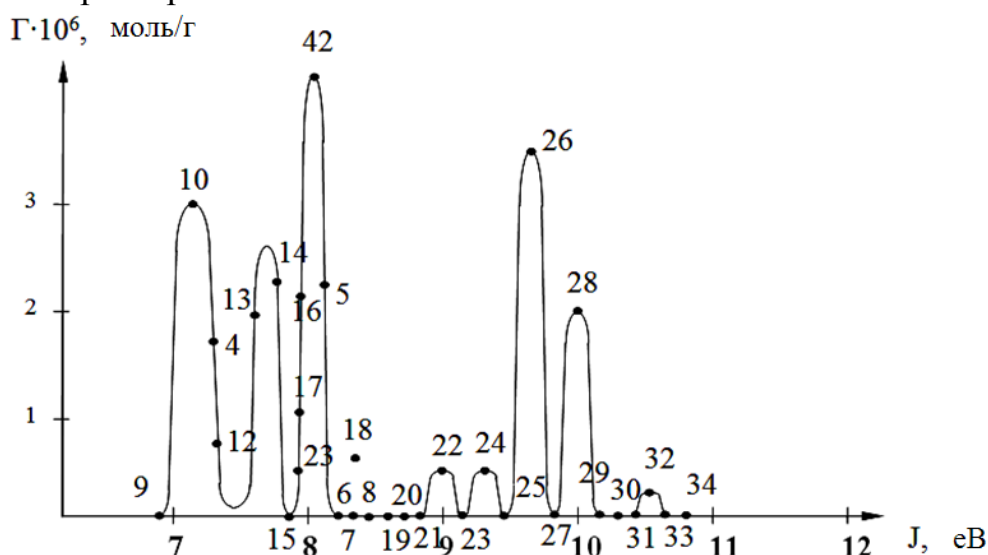


Рис. 2.10 Величина адсорбції органічних сполук від їх перших потенціалів іонізації

Проведеними дослідженнями було переконливо показано, що подібна залежність дотримується при адсорбції сполук, що мають не тільки π -електрони,

а й довголанцюгові ПАР, до складу яких входять гетероатоми. Ці сполуки вибірково адсорбуються на оксидах з певним резонансним потенціалом.

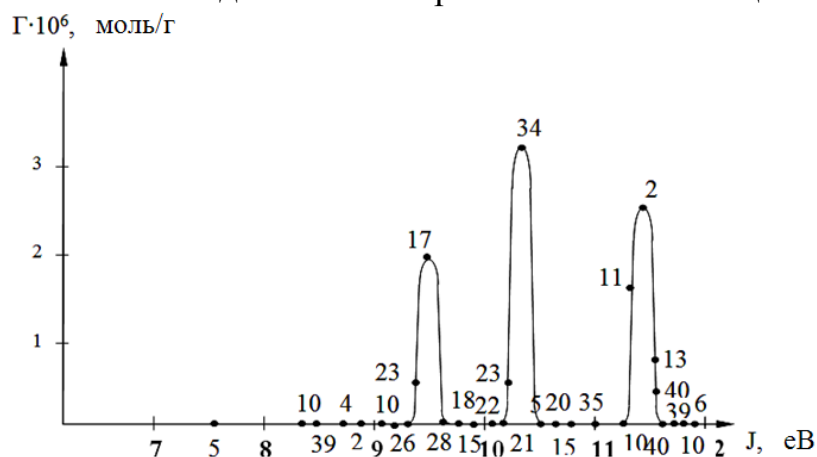


Рис. 2.11 Величина адсорбції органічних сполук, залежна від їх перших і вищих потенціалів іонізації

Таблиця 2.4

Резонансні потенціали оксидів

Оксид	J_p , еВ	Γ , моль/г
CuO	10,35; 10,55; 11,9; 11,5	$3,3 \cdot 10^6$
Al ₂ O ₃	9,6; 10,7; 11,4	$8,4 \cdot 10^6$
Al ₂ O ₃	9,6; 10,75; 11,4	$2,2 \cdot 10^6$
B ₂ O ₃	10,6; 11,0; 13,9	$2,3 \cdot 10^6$
Fe ₂ O ₃	8,3; 9,95; 11,5	$3,7 \cdot 10^6$
SiO ₂ (сілікагель)	10,4; 10,9; 11,9	$6,4 \cdot 10^6$
Кварц	9,0; 10,35; 10,9; 11,9	$2,0 \cdot 10^6$
ZnO	9,0; 10,6; 11,1	$4,0 \cdot 10^6$
SnO	10,7; 14,1	$2,0 \cdot 10^6$
CO ₂ O ₃	9,6; 10,3; 11,6	$4,0 \cdot 10^6$
SnO ₂	11,0; 12,95	$2,5 \cdot 10^6$
TiN	7,9; 9,0; 10,2; 11,3	$2,0 \cdot 10^6$
PbO ₂	9,3; 10,0; 11,6; 12,4	$6,0 \cdot 10^6$
S (сірка)	9,33; 9,47; 9,83; 10,12; 11,35	$3,0 \cdot 10^6$
TiO ₂		$2,4 \cdot 10^6$
НХ (нефеліонові хвости)	8,9; 10,2; 11,95	$2,0 \cdot 10^6$
Мусковіт чорний	9,85	$2,0 \cdot 10^7$
Бентоніт	9,0; 10,6; 11,9	$1,0 \cdot 10^7$
Каолін сірий	8,9; 10,1; 11,9	$2,07 \cdot 10^6$
Фталоціанін міді	10,26; 11,4	$8,67 \cdot 10^6$

На рис. 2.10 приведена залежність величини адсорбції органічних сполук від їх перших потенціалів іонізації [82]. На підставі цієї залежності оксиду алюмінію можна приписати такі значення J_p : 7,14; 7,6; 8,0; 9,5 і 9,85 еВ. Для пояснення поліекстремального характеру кривих $\Gamma(J)$ було залучено уявлення про наявність різних адсорбційних центрів на поверхні сорбентів. Іншими словами, молекули органічних сполук можуть хемосорбуватися не тільки за учас-

тю електронів верхньої зайнятої молекулярної орбіталі, а й за рахунок електронів будь-якого іншого енергетичного рівня.

Таблиця 2.5

Органічні сполуки та їх перші потенціали іонізації

№ з/п	Сполука	J , eV	№ з/п	Сполука	J , eV
1	Бензидин	6,88	23	2-Пиколин	9,02
2	N,N-Диметиланілін	7,14	24	1,4-Нафтохинон	9,56
3	Дифеніламін	7,25	25	n-Бромдіметіланілін	7,05
4	I-Нафтиламін	7,30	26	Бензамід	9,40
5	M-Толудін	7,50	27	2,5-Динітробензойна кислота	10,70
6	Анілін	7,70	29	Пірокахетін	8,07
7	I-Нафтол	7,75	30	Пікринова кислота	10,20
9	Пірогалол	8,00	31	2,4-Динітротолуол	10,15
10	n-Креозол	8,24	32	n-Нітробензальдегід	10,30
11	Резорцин	8,31	33	Нітрометан	11,23
12	Фенол	8,50	34	Нітробензол	9,85
13	Хінолін	8,62	35	1,4-Динітробензол	10,44
14	Фурфурол	9,21	36	Акрилонітрил	10,90
15	Піридин	9,30	37	2-нітро-2-метілпропан	10,70
16	Бензойна кислота	9,40	38	2-Амінопіридин	8,34
17	Бензальдегід	9,51	39	Анізол	8,22
18	Бензонітрил	9,71	40	Дібензфуран	7,90
19	m-Нітробензойна кислота	10,30	41	Дифеніленоксид	8,09
20	m-Метилнафталін	7,96	42	Індол	7,74
21	Флорглюцин	7,87	43	Диметілхіналін	8,34
22	2,6-Лутидін	8,86	44	Анісовий альдегід	8,73

На рис 2.11 приведена залежність величини адсорбції органічних речовин на Al_2O_3 , від перших і вищих потенціалів іонізації. Значення вищих потенціалів взяті з [76 - 81]. Так як молекули адсорбата характеризуються не одним, а кількома значеннями потенціалів іонізації, то визначення резонансних потенціалів оксиду алюмінію проводили шляхом підбору. Було знайдено, що з урахуванням вищих потенціалів іонізації для Al_2O_3 значення J_p рівні: 9,6; 10,4; 11,4 eV. За аналогією з вищевикладеним впливає, що наведені значення J_p Al_2O_3 характеризують не тільки різні адсорбційні центри поверхні оксиду, а й різні енергетичні рівні цих центрів. У табл. 2.4, для ряду неорганічних адсорбентів, наведені значення J_p , визначені з урахуванням вищих потенціалів іонізації молекул адсорбата.

Використання зазначених даних може відбуватися і в разі необхідності вибору речовин (ПАР), з метою прояву явища зниження твердості гірських порід. Для вирішення цього завдання слід визначити величину резонансних потенціалів різних зразків природних мінералів (або інших матеріалів і речовин) та підібрати ПАР з аналогічними потенціалами іонізації.

Для визначення резонансних потенціалів адсорбентів – кварцитів, були проведені експериментальні дослідження залежності адсорбції органічних ре-

човин від їх потенціалу іонізації J . Органічні сполуки вибиралися таким чином, щоб їх потенціали іонізації досить щільно перекрили діапазон значень від 6,88 до 11,3 еВ (табл. 2.5). Значення J взяті з роботи [78] і розраховані за даними енергії переносу заряду в молекулярних комплексах за методикою, викладеною в [83].

Всі розчини готувалися на дистильованій воді і містили в якості фону 0,1 М NaClO₄. Адсорбція визначалася при кімнатній температурі зі зміни концентрації органічної речовини в рідкій фазі після внесення в неї навіски адсорбенту. Вимірювання проводилися з розчинами, що містять 10³ моль/л речовини або насиченим розчином, якщо речовина незадовільно розчиняється у воді. При цьому кількість внесеного адсорбенту склала (0,5 - 1,0 г). Час контакту фаз при періодичному перемішуванні – доба.

Фази поділялися центрифугуванням. Визначення концентрації органічних речовин здійснювали на спектрометрі СФ-16. Для двох значень довжин хвиль вимірювали оптичну густину водного розчину органічної речовини до і після адсорбції. Вимірювання оптичної густини проводилися згідно [74].

Таблиця 2.6

Резонансні потенціали кварцитів

№ зразку кварциту	Назва породи	Резонансні потенціали іонізації з урахуванням вищих потенціалів іонізації органічних речовин, J , еВ
0	Кварцит-магнетит з прошарками кварцито-біотитових сланців	9,95; 10,4; 10,9; 11,9
1	Кварцит-магнетит силікатний	9,95; 10,4; 10,9; 11,9
2	Кварцит-амфібол-магнетит силікатний	9,95; 10,4; 10,9; 11,9
3	Кварцит залізно-слюдовий	9,95; 10,4; 10,9; 11,9
4	Кварцит магнетитовий червонополосчатий	9,95; 11,9
5	Кварцит-сидерит хлоритмагнетитовий	9,95; 10,4; 10,9; 11,9
6	Кварцит хлорит-сидеритмагнетитовий	9,95; 10,4; 10,9; 11,9
7	Кварцит магнетитовий червонополосчатий	9,95; 11,9

Так як молекула адсорбенту характеризується не одним, а кількома потенціалами іонізації, то визначення резонансних потенціалів проводили шляхом підбору. Методика вибору J_p полягає в наступному. Якщо величини адсорбції двох різних органічних речовин сильно відрізняються, та мають однакові або близькі (менше 0,1 еВ) значення потенціалів іонізації, то на графіку залежності $\Gamma(J)$ залишали точку з найменшою величиною адсорбції (Γ). Мінімальні значення наносили на графіки при всіх значеннях адсорбата. В якості величини резонансного потенціалу кварциту вибиралося значення того його потенціалу іонізації, яке відповідає точці на графіку, що має максимальне значення адсорбції. Результати визначення параметру J_p вивчених кварцитів, представлені в табл. 2.6.

Проведені дослідження показали, що всі вивчені кварцити характеризуються однаковими (або близькими) значеннями J_p . Виняток становлять тільки кварцити № 4 і № 7: $J_p = 9,9$ і 11,9 еВ. При цьому звертає на себе увагу той факт, що кількість оксиду заліза в цих сорбентах в кілька разів перевищує вміст

SiO₂. Отримані дані можна пояснити, якщо припустити, що значення $J_p = 9,9$ і $11,9$ еВ характерні тільки для кисневих з'єднань атомів заліза в кварц.

На підставі розвинених уявлень, було зроблено припущення, що максимальною хемосорбційною активністю на вивчених кварцитах будуть володіти ті ПАР, потенціали іонізації яких близькі до $J_p = 9,95; 10,4; 10,9$ і $11,9$ еВ; крім того, проведені деякі роботи зі створення доступної і нескладної методики визначення потенціалів іонізації різних природних і штучних матеріалів.

При проведенні досліджень бралось до уваги, що адсорбція органічних сполук на оксидах відбувається надзвичайно вибірково, причому на поверхні твердої фази адсорбуються речовини, потенціали іонізації яких лежать в інтервалі шириною $0,2$ еВ. Відповідно на залежності адсорбції Γ від J є максимум, положення якого визначається природою адсорбенту.

2.3 ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2

1. Вивчено закономірності адсорбції ПАР з водних розчинів на залізистих кварцитах, на підставі чого зроблено наступний узагальнюючий висновок: адсорбція аніонних ПАР обумовлена електростатичною взаємодією позитивно зарядженої поверхні з аніонами; адсорбція неіоногенних ПАР зростає зі збільшенням числа груп в молекулі; адсорбція з розчинів сумішей ПАР на поверхні залізистих кварцитів вище, ніж адсорбція із розчинів окремих ПАР.

2. Відзначено, що в розчинах суміші ПАР спостерігається інгібування солей полівалентних металів.

3. Показано, що адсорбція ПАР на поверхні гірських порід має суворо вибіркового характеру.

4. Встановлено, що для кожної гірської породи є певне значення потенціалу іонізації (J_p), при якому досягається максимум адсорбції.

5. Доведено, що якщо величина потенціалу іонізації гірської породи і ПАР відрізняються одна від іншої більш ніж на $0,15$ еВ, то адсорбцію виявити практично не вдається.

6. Запропоновано для вибору ПАР при бурінні та експлуатації свердловин, використовувати відносні значення адсорбційних констант молекул ПАР.

7. Вибір значення потенціалу іонізації ПАР необхідно здійснювати таким чином, щоб результати вимірювань адсорбції узгоджувалися між собою.

8. Запропоновано кількість ПАР в промивальній та технологічній рідині вибирати за величиною електрокінетичного потенціалу.

9. Показано, що при підвищенні температури фізична адсорбція зменшується, у зв'язку з інтенсифікацією молекулярного теплового руху, а ефективність хемосорбції дещо збільшується.

10. Отримані в процесі експериментальних досліджень дані дозволяють перейти до математичного моделювання – дослідження диференціального рівняння, що описує процес руйнування гірської породи в умовах дії зовнішнього середовища і значних гідростатичних тисків; математичне моделювання має на меті перенесення результатів одиничних експериментів на цілий ряд процесів, які супроводжують цикл руйнування гірських порід механічним способом.

РОЗДІЛ 3. ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН НА ФІЗИКО-МЕХАНІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

3.1 Дослідження впливу середовища на характер розподілу напружень в твердому тілі при навантаженні

*Процесу механічного руйнування твердого тіла, тобто утворення нової вільної поверхні під впливом прикладених зовнішніх навантажень, завжди передує етап навантаження зосередженим навантаженням [8]. Цей процес, при заданому характері розподілу системи зовнішніх сил, характеризується певним розподілом внутрішніх напружень і пов'язаних з ним деформацій, які описуються відомими співвідношеннями теорії пружності. Подальший розвиток процесів руйнування багато в чому визначається характером і інтенсивністю цих напруг (деформацій). Досліджуючи механіку взаємодії середовища і твердого тіла при руйнуванні важливо визначити, який вплив має кожний з наведених факторів на розподіл напружень в цих тілах. Зокрема, вельми важливо встановити, як впливає на розподіл напружень наявність середовища на поверхні навантаження. З цією метою було проведено серію експериментів, в основу яких було покладено поляризаційно-оптичний метод визначення деформацій у навантаженому зразку з оптично активного матеріалу (рис. 3.1).

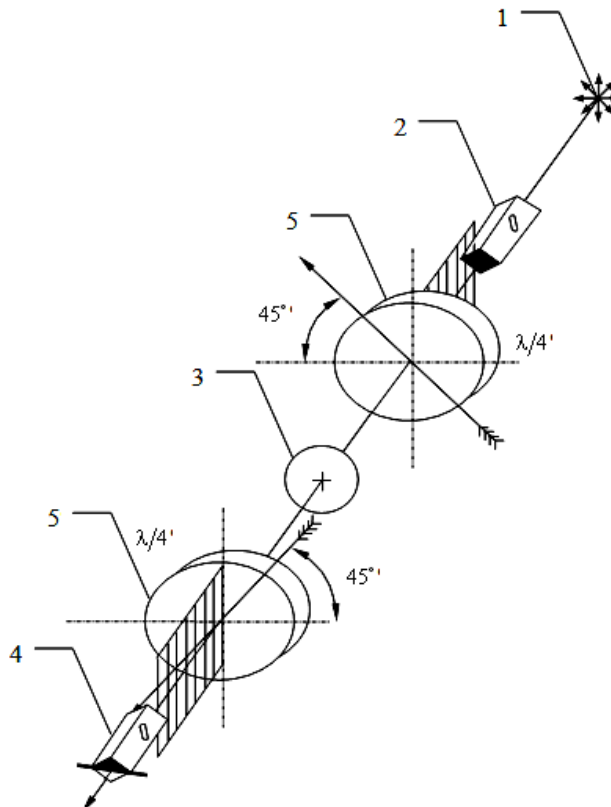


Рис. 3.1. Схема кругового полярископа: 1 – джерело світла; 2 – поляризатор; 3 – напружена модель; 4 – аналізатор; 5 – пластини в чверть довжини хвилі

Поляризаційно-оптичний метод дослідження напруги заснований на вла-

* У проведенні досліджень цього підрозділу брав участь І.К. Аскеров

стивості більшості прозорих ізотропних матеріалів набувати під дією напруг здатність подвійного променезаломлення, величина якого може бути виміряна оптичним методом при просвічуванні моделі поляризаційним світлом від монохроматичного джерела 1 (див. рис. 3.1). Проїшовши через поляризатор 2, він перетворюється в плоскополяризований, необхідний для вимірювання оптичного ефекту. Напружена модель 3 розкладає світлову хвилю на два плоско поляризованих променя з різними швидкостями поширення. Ці промені, пройшовши аналізатор 4, дають на екрані інтерференційну картину [84].

Для зручності розшифрування отриманого зображення, тобто для отримання картини одних ізохорм без ізоклін, були застосовані пластини 4 товщиною в чверть хвилі. Їх розташування показано на рис. 3.1. В якості досліджуваної моделі застосовували пластину з отверженої епоксидної смоли розміром 60x60x5 мм. Для зменшення крихкості зразка при його виготовленні застосовували пластифікатор. Навантаження здійснювали зосередженим навантаженням на гідравлічному пресі з чисельною реєстрацією величини навантаження. Безпосередню дію на пластину здійснювали пуансоном клиноподібної форми. При додаванні навантаження до пластини здійснювали фотографування інтерференційних картин. Потім на поверхню зразка без зняття навантаження вводилася досліджувана рідина і знову здійснювали фіксування на фотоплівку. Фотографування інтерференційної картини робили безпосередньо після обробки розчином, а також після витримки протягом 5 і 10 хв для виявлення тимчасового чинника дії середовища. Дослідження проводили при різних значеннях статичного навантаження в інтервалі 125 - 631 Н. В якості досліджуваних середовищ застосовували ПАР: бензойну кислоту, дібензофуран, інтеробензол та ін.

Параметром порівняння виступала відстань від точки прикладання навантаження до інтерференційної смуги одного і того ж порядку рис. 3.2.

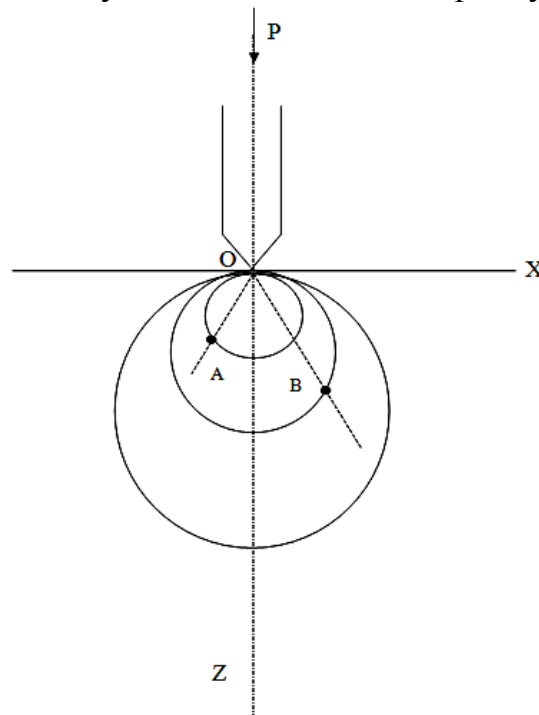


Рис. 3.2. Принципова схема, що пояснює методику визначення впливу середовища на розподіл напружень

Щоб не допустити помилок при фотографуванні і друкуванні знімків визначали відстань від точки прикладання навантаження O до двох точок A і B , які відповідають інтерференційним смугам різного порядку, як показано на рис. 3.2.

Для оцінки змін в характері розподілу напружень використовували відношення [84]

$$K = \frac{K_{AB}^I}{K_{AB}^{II}}, \quad (3.1)$$

де K_{AB}^I – відношення характерних параметрів, коли середовищем є повітря; K_{AB}^{II} – відношення характерних параметрів, коли середовищем є розчин ПАР.

Якщо $K = 1$, то напружений стан зразка в присутності ПАР на межі розділу не відрізняється від напруженого стану зразка при навантаженні на повітрі. Якщо $K > 1$ – спостерігається зниження інтенсивності напруженого стану зразка, при $K < 1$ – підвищення. Умови проведення експериментальних досліджень і їх результати наведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1

Умови проведення експериментів і результати досліджень впливу середовища на розподіл напружень у твердому тілі

№ експериментів	№ дослідження	Навантаження на пуансон	Характерні параметри на		K_{AB}	K	Час витримки, хв	Характер середовища
			ОА	ОВ				
1	1	12,6	1,4	2,5	0,55	1	0,5	повітря
1	2	12,6	1,3	2,4	0,53	1,04	1	розчин бензойної кислоти
1	3	12,6	1,4	2,6	0,54	1,02	5	
2	1	37,9	5,6	7,4	0,75	1	0,5	повітря
2	2	37,9	5,2	7,0	0,74	1,01	1	розчин інтробензола
2	3	37,9	5,2	7,2	0,72	1,04	5	
2	4	37,9	5,3	7,5	0,7	1,07	10	
3	1	37,9	8,2	14,6	0,56	1	0,5	повітря
3	2	37,9	8,1	15,2	0,53	1,06	1	розчин дібензофурана
3	3	37,9	0,8	14,3	0,56	1	5	
3	4	37,9	8,1	17,7	0,55	1,02	10	
4	2	37,9	8,4	12,8	0,66	1	0,5	повітря
4	2	37,9	8,4	12,2	0,69	0,96	1	розчин диметила
4	3	37,9	8,5	13,1	0,65	1,02	5	
4	4	37,9	8,4	12,3	0,69	0,96	10	
5	1	63,1	8,0	12,3	0,66	1	0,5	повітря
5	2	63,1	7,8	12,1	0,65	1,02	1	розчин бензойної кислоти
5	3	63,1	7,8	12,1	0,63	1,05	5	
5	4	63,1	7,8	11,7	0,66	1	10	

Примітка: параметри ОА і ОВ можна порівняти тільки в рамках одного і того ж характеру експерименту.

Аналіз отриманих даних дозволив зробити висновок про те, що присутність ПАР на межі розділу не чинить істотного впливу на характер розподілу напружень в зразку для прийнятої методики і умов досліджень [84].

В механіці утворення і розвитку тріщин, розглядають три їх типи: відриву, зсуву і зрізу [25]. При руйнуванні гірських порід в процесі буріння свердловин мають місце всі типи тріщиноутворення, однак, переважають тріщини відриву та зсуву. У зв'язку із сказаним, були проведені експерименти з дослідження впливу середовища на процес зародження і розвитку тріщин відриву і зсуву.

В якості критерію оцінки впливу середовища на процес тріщиноутворення використовували критичне значення коефіцієнта інтенсивності напружень при вершині тріщини (K_{Ic}), що залежить від міцності і пружних характеристик матеріалу, початкових розмірів тріщин і на величину якого впливає властивості середовища. В'язкість руйнування для тріщин відриву в нескінченних пластинках визначається виразом

$$K_{Ic} = \sigma_c \sqrt{\pi a}, \quad (3.2)$$

де σ_c – руйнуюча нормальне напруження; a – лінійний розмір тріщини.

Для пластинок кінцевих розмірів

$$K_{Ic} = \sigma_c \sqrt{\pi a} \cdot f\left(\frac{a}{W}\right), \quad (3.3)$$

де W – ширина пластини.

В основу експерименту було покладено відомий спосіб визначення в'язкості руйнування при трьохточковому вигині [85]. Схема навантаження представлена на рис. 3.3.

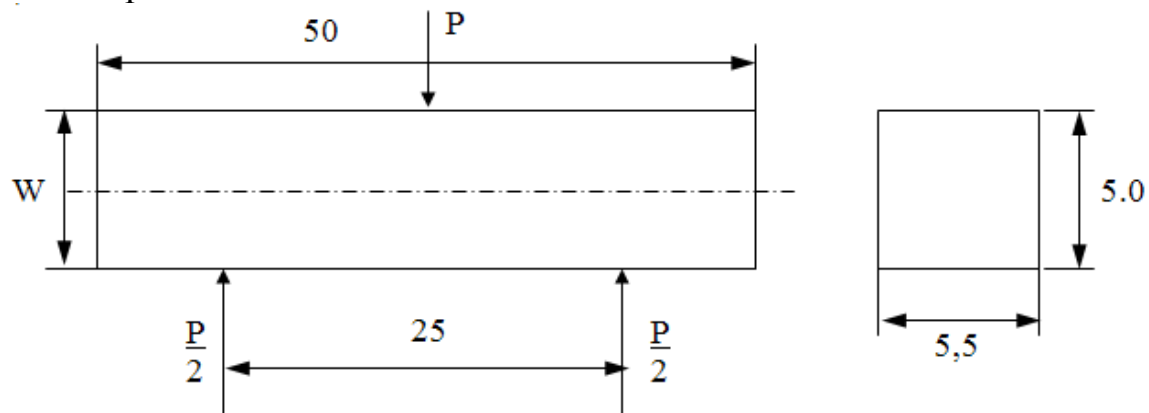


Рис. 3.3. Схема навантаження зразка при трьохточковому вигині

Для такої схеми навантаження коефіцієнт K_{Ic} визначається виразом

$$K_{Ic} = \frac{P_c S}{BW^{3/2}} \left[2,9 \left(\frac{a}{W}\right)^{1/2} - 4,6 \left(\frac{a}{W}\right)^{3/2} + 21,8 \left(\frac{a}{W}\right)^{5/2} - 37,6 \left(\frac{a}{W}\right)^{7/2} \right], \quad (3.4)$$

де P_c – руйнівне зусилля, B – висота зразка, S – довжина ділянки навантаження.

При $a \ll W$ членами полінома (3.4) вищих ступенів можна знехтувати

$$K_{Ic} = 2,9 \frac{P_c S}{BW} \sqrt{a}, \quad (3.5)$$

Якщо величина K_{Ic} є мірою тріщиностійкості матеріалу, то величина $\psi(a) = \frac{K_{Ic}}{\sqrt{a}}$ може служити характеристикою тріщиностійкості конкретного зразка з даного матеріалу

$$\psi(a) = \frac{K_{Ic}}{\sqrt{a}} = 2,9 \frac{P_c S}{BW} = \alpha P_c, \quad (3.6)$$

де $\alpha = 2,9 \frac{S}{BW^2}$ – коефіцієнт, що характеризує геометричні розміри зразка.

Як видно з (3.6) $\psi(a)$ є лінійною функцією руйнівного навантаження P_c .

Для зразків з одного матеріалу з однаковими початковими розмірами концентраторів напружень (тріщин) справедлива наступна залежність

$$\psi(a_1) = \psi(a_2) = \psi(a_3) = \dots, \quad (3.7)$$

Лінійний характер виразу (3.6) дозволяє використовувати для характеристики властивостей міцності зразків значення руйнівного навантаження, а за залежністю (3.7) порівнювати між собою зразки з різними геометричними розмірами.

Дійсно, на підставі (3.7) ми можемо записати

$$\alpha^* P_c^* = \alpha_1 P_{c1} = \alpha_2 P_{c2} = \dots, \quad (3.8)$$

де α^* – деяке наведене значення коефіцієнта, що характеризує геометричні розміри зразка; P_c^* – відповідна цим розмірами наведене навантаження.

З (3.8) маємо

$$P_c^* = P_{c1} \frac{\alpha_1}{\alpha^*} = P_{c2} \frac{\alpha_2}{\alpha^*} = \dots, \quad (3.9)$$

або

$$P_c^* = P_{ic} K_i, \quad (3.10)$$

де $K_i = \frac{\alpha_i}{\alpha^*} = \frac{B^* W^{*2}}{B_i W_i^2}$ – коефіцієнт приведення; $i = 1, 2, 3 \dots n$ – номер дослідження; n

– кількість досліджень в даному експерименті.

Якщо середовище впливає на процес зародження і розвитку тріщини, то для зразків з однаковими розмірами тріщин, що руйнуються в різних середовищах, залежність (3.7) виконуватися не буде, тобто

$$\psi'(a) \neq \psi''(a) \quad (3.11)$$

та

$$P_c^{*'} \neq P_c^{*''}. \quad (3.12)$$

Дослідження трьохточкового вигину проводили на зразках зі скла розміром 5x5,5x50 мм. Відстань між точками реакції 25 мм. Для якісного проведення експерименту застосовували мінімально можливий і однаковий розмір початкових концентраторів напружень, тобто тріщин. Необхідний час травлення визначали дослідним шляхом. Для цього були підготовлені 5 партій по 20 зразків кожна.

Таблиця 3.2

Умови проведення та результати досліджень з визначення впливу середовища на процес зародження і розвитку тріщин відриву

№ експерименту	Середня швидкість прикладення навантаження (Н/с)	Характер середовища	Час травлення, хв	Кількість досліджень	Середнє значення руйнівного навантаження, Н
1	8	Повітря	-	20	173,1
2	8	Повітря	0,5	21	180,8
3	8	Повітря	2	21	123,4
4	8	Повітря	5	20	313,1
5	8	Повітря	10	21	275,2
6	8	Неонол (0,25% ваг.)	8	21	210,3
7	8	Синтанол (0,25% ваг.)	8	21	211,8
8	8	Дистильована вода	8	16	287,3
9	8	Повітря	8	20	295,7
10	12	Повітря	8	20	284,5
11	20	Повітря	8	20	290,8
12	12	Дистильована вода	8	20	213,5
13	20	Дистильована вода	8	20	220,0
14	8	Катапін 0,05%	8	20	209,3
15	12	Катапін 0,05%	8	20	205,3
16	20	Катапін 0,05%	8	20	182,2
17	12	Синтанол (0,25% ваг.)	8	20	182,7
18	20	Синтанол (0,25% ваг.)	8	20	246,5
19	12	Неонол (0,25% ваг.)	8	20	246,5
20	20	Неонол (0,25% ваг.)	8	20	240,7
21	78	Повітря	8	20	324,6
22	78	Дистильована вода	8	20	329,5
23	78	Синтанол (0,25% ваг.)	8	20	398,4
24	78	Неонол (0,25% ваг.)	8	20	361,7

Першу партію не протруювали. Решта оброблялася кислотою 30 с, 2 хв, 5 хв і 10 хв, відповідно кожна. Далі кожен партію руйнували на приладі УМГП - 3 за схемою трьохточкового вигину і визначали значення контрольованої вели-

чини. Дані обробляли методами математичної статистики. Час травлення брали таким, при якому значення контрольованої величини зі збільшенням часу протруювання статично не змінювалося. Для всіх експериментів час травлення зразків був 8 хв.

Експерименти проводили на повітрі і в різних активних середовищах: дистильованій воді і водних розчинах ПАР. Навантаження здійснювали при швидкостях 8, 12, 20 і 78 Н/с. Умови проведення та результати експериментів наведено в табл. 3.2.

В результаті досліджень було встановлено, що навколишнє середовище впливає на розвиток тріщин відриву. Тріщини зсуву, зустрічаються в процесі буріння частіше, ніж тріщини відриву. Коефіцієнт інтенсивності напружень при зсуві визначається виразом

$$K_{\text{IIc}} = \tau_c \sqrt{\pi a}, \quad (3.13)$$

де τ_c – руйнує дотичне напруження.

Дослідження одновісного стискування проводили за схемою, представленою на рис. 3.4.

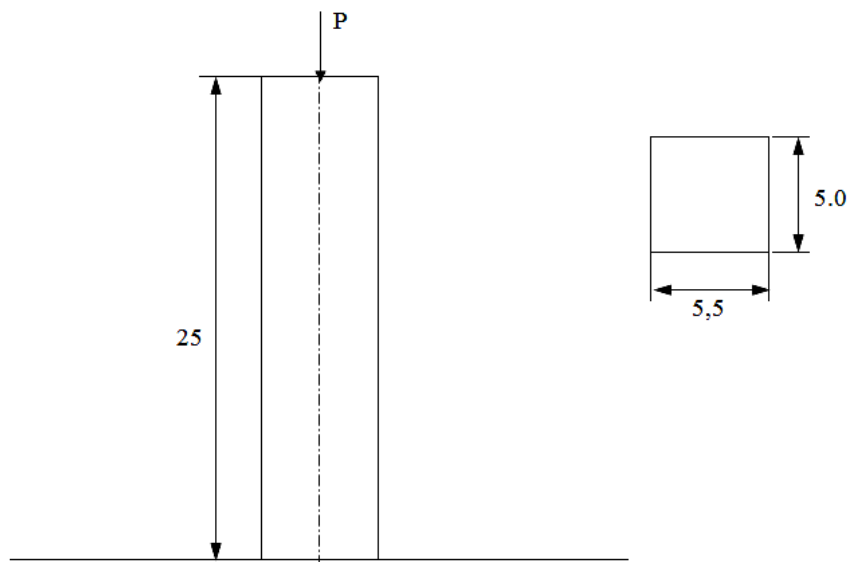


Рис. 3.4 Схема навантаження зразка при одноосьовому стисканні.

За наведеною схемою в'язкість руйнування визначалася виразом

$$K_{\text{IIc}} = \frac{P_c}{2BW} \sqrt{\pi a}. \quad (3.14)$$

В розгляд вводиться функція (див. вище)

$$\psi_{\tau}(a) = \frac{K_{\text{IIc}}}{\sqrt{a}} = \frac{\sqrt{\pi}}{2BW} P_c, \quad (3.15)$$

та відповідне її величині наведене руйнівне навантаження

$$P_c^* = K_i P_c, \quad (3.16)$$

а також коефіцієнт приведення

$$K_i = \frac{B^*W^*}{B_iW_i} \quad (3.17)$$

Величина наведеного навантаження характеризує руйнування зразка при одноосьовому стисканні.

Експеримент проводився на зразках зі скла. Наведені розміри зразків 0,5x5,5x25 мм. Технологія підготовки зразків і методика проведення експериментів (за винятком схеми навантаження) такі ж, як і при дослідженні впливу середовища на процес зародження і розвитку тріщин відриву. Навантаження здійснювали при швидкості 78 Н/с.

Умови проведення експериментів і результати досліджень наведені в табл. 3.3.

Таблиця 3.3

Умови проведення та результати експериментів з визначення впливу середовища на процес зародження і розвитку тріщин зсуву

№ експерименту	Середня швидкість прикладення навантаження (Н/с)	Характер середовища	Час травлення, хв	Кількість досліджень	Середнє значення руйнівного навантаження, Н
1	78	Повітря	8	20	3582,5
2	78	Дистильована вода	8	20	3497,4
3	78	Синтанол	8	20	2759,9
4	78	Неонол	8	20	3597,9

Аналіз отриманих даних дозволяє зробити висновок, що речовини, які адсорбуються на поверхні гірських порід, можуть інтенсифікувати процес зародження і розвитку тріщин зсуву [86].

3.2 Дослідження впливу органічних сполук і ПАР на міцність гірських порід

Визначення твердості і пов'язаних з нею фізико-механічних властивостей залізистих кварцитів здійснювали за методом Л.О. Шрейнера на приладі УМГП, який дає можливість отримати діаграми деформації породи і розрахунків за ними відповідних характеристик [12]. Для визначення характеристик міцності властивостей гірських порід були відібрані керни, з яких готували циліндри висотою 30 - 50 мм і діаметром 40 - 60 мм з плоскопаралельними поверхнями. Після виготовлення зразок підсушували в сушильній шафі при температурі не вище 100°C протягом 2 - 2,5 годин, потім охолоджували на повітрі. При випробуванні зразки гірських порід зберігалися в ексікаторах; за 30 хв до початку досліджень зразок витягувався і витримувався на повітрі. Потім поверхню зразка, з боку якого передбачалось вдавлювати штамп, за 1 год до визначення занурювали в випробуване середовище. Якщо ж це було неможливо, то середо-

вище також за 1 год до дослідження наносилося піпеткою на обрану поверхню з подальшим підтриманням концентрації середовища шляхом заміни нанесених крапель свіжими. Промивальні рідини готували на дистильованій воді.

З метою зниження впливу розмірів зерен породи на відтворюваність результатів, діаметр площі контакту штампа вибирали не менше 6 - 7 середніх діаметрів зерен гірської породи.

Кожен графік деформації породи, записаний на діаграмній стрічці піддавали відповідній обробці. За результатами обчислення величин міцності одиничних графіків деформацій, отриманих на одному зразку гірської породи, обчислювали їх середні значення. Число вимірювань становило, як правило, не менше 5, відхилення від середнього значення для твердості становило 3 - 15%. Результати стендових досліджень впливу дисперсних систем, що містять органічні речовини і ПАР, на міцність залізистих кварцитів наведені в табл. 3.4 і 3.5. Назва органічних сполук, позначених цифрами, наведені в табл. 2.5 (див. розділ 2, с. 55).

Таблиця 3.4

Вплив органічних сполук на міцність залізистих кварцитів

Середовище, розчин	Твердість P_u , кг/мм ²	$A_{заг}$, кгм/см ²
Повітря	1530	1,43
Вода	1095	0,78
№2	1020	0,75
№3	915	0,65
№10	615	0,36
№12	735	0,47
№13	825	0,46
№14	885	0,64
№15	990	0,82
№16	720	0,57
№17	690	0,43
№22	600	0,42
№30	810	0,67
№34	1110	0,86
№39	1170	0,42
№40	1275	1,09
№43	930	0,59

Таблиця 3.5

Вплив ПАР на міцність залізистих кварцитів

Середовище, розчин	Твердість P_u , кг/мм ²	$A_{заг}$, кгм/см ²
Вода	1000	0,75
Вода+феноксол (0,01%)	910	0,64
Вода+феноксол (0,05%)	730	0,48
Вода+феноксол (0,1%)	615	0,35
Вода+феноксол (0,001%)	990	0,72

Отримані результати дозволяють зробити висновок, що органічні сполуки і ПАР, які володіють високою адсорбційною здатністю, забезпечують істотне зниження міцності залізистих кварцитів [87].

Дослідження впливу промивальних рідин на мікротвердість гірських порід були проведені на приладі ПМТ-3, де в якості вдавлюючого наконечника застосовували алмазну піраміду з квадратною основою і кутом при вершині $\alpha = 136^\circ$. В результаті вдавлення алмазної піраміди на поверхні гірської породи отримували відбиток глибиною h та площею F , параметри якого піддавали відповідній обробці.

$$h = \frac{P}{F}, \quad (3.18)$$

$$F = \frac{d^2}{2 \sin \frac{\alpha}{2}}, \quad (3.19)$$

де α – кут при вершині піраміди; d – діагональ відбитка.

Підставивши в (3.18) значення F , отримаємо

$$h = \frac{2P \sin \frac{\alpha}{2}}{d^2} = \frac{1,8544}{d^2}, \quad (3.20)$$

$$2 \sin \frac{136^\circ}{2} = 1,8544, \quad (3.21)$$

В табл. 3.6 наведені результати досліджень впливу промивальних рідин на мікротвердість кальциту, вапняку, кварцу і кварциту.

Таблиця 3.6

Вплив середовища на мікротвердість гірських порід

Гірська порода	Показники	Мікротвердість в кг/мм ² та ефективність середовища в% до сухого		
		Насухо	Вода дистильована	0,15% сульфонола
Кальцит	Мікротвердість, P_m	62	38	59
	Ефективність, %	-	39	59
Вапняк	Мікротвердість, P_m	169	138	102
	Ефективність, %	-	14	38
Кварц	Мікротвердість, P_m	980	1000	860
	Ефективність, %	-	-	12
Кварцит	Мікротвердість, P_m	1100	1100	980
	Ефективність, %	-	-	11

З даних наведених в табл. 3.6 випливає, що вода знижує мікротвердість гірських порід. Вплив водних розчинів ПАР дещо більший, ніж при застосуванні води. Мікротвердість кварцу і кварциту при змочуванні водою не відрізняється від мікротвердості сухих зразків. Це пояснюється відсутністю умов, що сприяють проникненню середовища всередину цих тіл [87].

Для визначення динамічної міцності за методом товчіння, відібрані керни залізистих кварцитів розбивали на шматочки розміром 1,5 - 2,0 см за діаметром.

З них набирали як мінімум п'ять проб об'ємом 15 - 20 см³. Приготовлені проби поміщали в воду і досліджуваний розчин органічних речовин і ПАР, де їх витримували протягом чотирьох годин. Після цього кожен пробу поміщали в ступку і товкли скиданням на неї гирі не менше десяти разів. Подрібнену таким чином гірську породу просівали, визначали об'єм і враховували показник динамічної міцності.

В табл. 3.7 наведені результати дослідження впливу промивальних рідин на динамічну міцність залізистих кварцитів (див. примітку на с. 66).

Таблиця 3.7

Вплив органічних сполук на динамічну міцність гірських порід

Промивальна рідина	Маса породи, г	Маса роздробленої породи з діаметром частинок до 0,5 мм, г	Висота стовпчика породи, мм	Досліджуваний зразок, доведений до однієї проби		Коефіцієнт динамічної міцності
				61,15 г	15 см ³	
				Маса частинок 0,5 мм, г	Висота стовпчика, мм	
На повітрі	62,5	6	7	5,9	6,9	29
В воді	61	6,2	8	6,2	8	25
№2	55,7	5,7	7	6,2	7,6	26
№3	62,2	6,9	9	6,8	8,9	22
№13	57,5	6,2	8	6,6	8,5	24
№17	68,9	8	10	7,1	8,9	22
№20	66	8,2	10	7,6	9,3	21
№22	69	7,3	9	6,4	7,9	25
№40	81	8,5	11	6,4	8,3	24
№43	67	8	10	7,3	9,0	22
№10	71,2	7,5	10	6,4	8,5	23
№12	57	8	11	8,6	11,8	17
№14	60,5	7,5	10,5	7,6	10,6	19
№15	67	7	9	6,4	8,2	24
№30	76,2	7	9	5,6	7,2	28
№16	67	8	11	7,3	10	20
№30	76,2	7	9	5,6	7,2	28
№39	61,2	8	11,5	8	11,5	17

Встановлено, що органічні сполуки і ПАР, здатні адсорбуватися на залізистих кварцитах, сприяють суттєвому зниженню динамічної міцності.

3.3 Дослідження впливу промивальних рідин на процес руйнування гірських порід

*Робіт зі встановлення впливу промивальних рідин на енергетичні характеристики процесу буріння, які б мали істотний вплив на розвиток механіки руйнування гірських порід, поки ще недостатньо. Для більш глибокого вивчення впливу промивальних рідин на процес руйнування гірських порід при бурін-

* У проведенні досліджень та написанні цього підрозділу брали участь В.О. Расцветов, В.В. Яворська, П.П. Поліщук

ні були проведені відповідні теоретичні та експериментальні дослідження. При експериментальному вивченні велику увагу було приділено процесу різання, для чого використовували прилад «визначник буримості гірських порід ВІТР - ОТ», оснащений алмазним кругом.

Дослідженню піддавали пластинки залізистого кварциту з двома плоско-паралельними гранями, товщиною 30 мм, виготовленими з керованого матеріалу. Кількість робочого середовища, що подавалася в зону різання у всіх дослідженнях було постійним і становило 4 мл/с. Глибина зрізів у всіх випадках залишалася однаковою. За базу порівняння була обрана технічна вода. В якості ПАР застосовували сульфол, феноксол, а так само їх суміш. Кількість ПАР визначали за їх здатністю знижувати поверхневий натяг і змінювати дзета-потенціал (при ζ -потенціалі рівним 0 та таким, що максимально відрізняється від 0).

Для вивчення впливу ПАР на процес різання, визначали середнє значення швидкості різання при промиванні технічною водою і розчинами на 3 - 5 зрізів, які потім порівнювали між собою. У табл. 3.8 наведені результати досліджень.

Таблиця 3.8

Результати досліджень впливу бурових агентів на процес різання залізистих кварцитів

№	Робоче середовище	ζ -потенціал, мВ	Середня швидкість різання, мм/с	Приріст швидкості різання, %
1	Технічна вода	+1,9	0,045	-
2	Водний розчин сульфолола	+0,2	0,064	42
3	Водний розчин сульфолола	+4,2	0,052	15
4	Водний розчин феноксола	+0,4	0,065	44
5	Водний розчин феноксола	+6,9	0,053	17
6	Водний розчин суміші сульфолола і феноксола	-1,6	0,069	49

Важливим показником процесу буріння свердловин, що характеризує витрати роботи на одиницю зруйнованої породи, є питома енергоємність. Вона може бути визначена наступним чином [86]

$$E = \frac{2 \cdot \pi \cdot M}{h \cdot S}, \quad (3.22)$$

де h – глибина занурення руйнівного елемента; M – обертаючий момент.

Формула (3.22) дозволяє, знаючи чисельні значення її параметрів, визначити загальну енергоємність процесу буріння і власне руйнування гірських порід за даного процесу.

На буровому стенді вимір крутного моменту здійснювали тензометричним способом із застосуванням електронно-променевого осцилографа. Режимні параметри в процесі досліджень підтримувалися постійними: частота обертання 480 об/хв; осьове навантаження 11000 Н; кількість бурового агента 20 л/хв. За базу порівняння були прийняті показники, отримані при бурінні з технічною

водою. В якості бурового агента застосовували водний розчин суміші поверхнево-активних добавок сульфонолу і феноксола (1:1), кількість якої підтримували в діапазоні зниження ζ -потенціалу в межах 0,25 - 0,5%. Результати експериментальних досліджень процесу буріння приведені в табл. 3.9.

Таблиця 3.9

Вплив промивальних рідин на енергоємність руйнування гірських порід

Породоруйнівний інструмент	Буровий агент	Дзета (ζ) потенціал	Обертаючий момент M , Нм	Енергоємність, Нм/см ²
Алмазна коронка	Технічна вода	+2,1	54,8	0,215
	Водний розчин феноксола і сульфонола	-1,2	26,4	0,168

Аналіз отриманих даних дає підставу зробити висновок про те, що ПАР, вибір яких здійснювали за їхньою здатністю адсорбуватися на залізистих кварцитах, дозволяють істотно знизити енергетичні показники руйнування:

- при різанні на приладі ВІТР - ОТ на 15 - 49%;
- при бурінні алмазними коронками на 50 - 70%.

Руйнування твердого тіла завжди полягає в поступовому розвитку нових поверхонь розділу з навколишнім середовищем, і величина вільної поверхневої енергії тіла, яке руйнується, в основному визначає роботу поділу твердого тіла на частини – роботу диспергування як міру твердості. З іншого боку, з термодинаміки добре відомо, що позитивна адсорбція речовини, введеної в навколишнє середовище, тобто концентрування його молекул поблизу поверхні, завжди супроводжується відповідним зниженням вільної поверхневої енергії [88].

Рідина, в якій відбуваються процеси деформування і руйнування твердого тіла, може активно брати участь в цих процесах, полегшуючи і прискорюючи їх. У процесах механічного руйнування твердого тіла під впливом зовнішніх зусиль, переданих тілу якимось інструментом, в деформованих його шарах, прилеглих до поверхні руйнування, утворюються зона передруйнування та область підвищеної тріщинуватості. У зародок мікротріщини цієї зони проникає зовнішнє середовище, тобто рідина змочує дане тверде тіло. Підвищуючи молекулярну спорідненість цієї рідини до поверхні твердого тіла, можна значно полегшити процеси його деформування і руйнування, викликаючи розм'якшення твердого тіла в зоні пружних або пластичних деформацій і таким чином викликати зниження твердості або міцності тіла, що деформується, під впливом проникнення рідини в зону передруйнування.

При взаємодії промивальної рідини, обробленої, наприклад, електрохімічним методом, і твердих гірських порід, відбувається зниження величини навантаження, за якого проходить руйнування породи, з одночасним зменшенням величини питомої об'ємної роботи руйнування. На нашу думку це досягається за рахунок ефекту адсорбційного зниження міцності твердих тіл. Згідно з енергетичним трактуванням, ефект знеміцнення характеризується зниженням роботи на утворення нових поверхонь в твердому тілі в процесі де-

формації і руйнування під впливом формування на них адсорбційного шару. За силовим трактуванням, розповсюдження адсорбційного шару по поверхні дефекту (мікротріщини), що інтенсивно розвивається, пов'язане з виникненням розсувного зусилля.

Адсорбційне зниження твердості відбувається внаслідок підвищення спорідненості породи, яка піддається руйнуванню, та промивальної рідини. Це проявляється в інтенсивному зв'язуванні водних (гідратних) оболонок на внутрішній поверхні мікроцілин або їх устях. Утворення водних оболонок на поверхнях твердого тіла і зміна їх товщини може відбуватися при зміні концентрації позитивно або негативно заряджених іонів (іони водню H^+ та гідроксилу OH^-), які можуть адсорбуватися на поверхні твердого тіла з утворенням так званого подвійного електричного шару. Такий шар складається з двох частин: адсорбційного шару, пов'язаного з поверхнею, і рухомого – дифузного шару. У адсорбційний шар входять іони даного знака – негативні іони (аніони) або позитивні іони (катіони) і частина протилежно заряджених іонів – противоіони. Решта надлишкових противоіонів, необхідних для дотримання загальної електронейтральності, утворюють дифузний шар (іонну атмосферу), щільність якої поступово зменшується з віддаленням від поверхні.

Падіння електричного потенціалу в дифузійній частині подвійного шару, тобто різниці потенціалів між нерухомим адсорбційним шаром і зовнішньою межею дифузійної оболонки, є електрокінетичним потенціалом твердої поверхні в даній рідині і характеризує її заряд. При дуже малих концентраціях дисоційованих іонів нерухомий адсорбційний шар насичений. Підвищення концентрації іонів в рідині викликає адсорбцію їх з однойменно зарядженими іонами адсорбційного шару. При цьому відбувається перехід відповідної кількості противоіонів з рідини в дифузний шар. Цей процес супроводжується збільшенням електрокінетичного потенціалу поверхні твердого тіла.

Дифузний шар іонів пов'язує з поверхнею велику кількість води, що міститься в цьому шарі. Тому утворення дифузного подвійного шару на поверхні значно збільшує товщину пов'язаної з нею гідратної оболонки, особливо за рахунок гідратованих іонів, що утворюють дифузний шар. Рівень гідратації поверхні, за рахунок подвійного шару, в певній мірі характеризується величиною електрокінетичного потенціалу.

Разом з утворенням подвійного електричного шару, іони дисоційованої води можуть вступати в обмінну адсорбцію з іонами поверхні твердого тіла. При цьому буде відбуватися підвищення інтенсивності взаємодії поверхні з водою (збільшення гідрофільності). Так, наприклад, впливає лужна складова електрохімічно обробленої рідини на карбонатні породи. На поверхні цих гірських порід будуть адсорбуватися аніони OH^- , а в дифузний шар переходити противоіони. Поряд з адсорбцією іонів в подвійному шарі відбувається обмін аніонів CO_3^{2-} на аніони OH^- безпосередньо біля поверхні породи, що також підвищує гідрофільність поверхні. З підвищенням концентрації така обмінна адсорбція сама по собі призводить до безперервного збільшення ефективності зменшення міцності до певного значення, що відповідає повному насиченню шару. Тобто маємо прямий зв'язок між концентрацією іонів водню H^+ та гідроксилу OH^- , яка

виражається через значення водневого показника рН, і ефективністю зниження міцності гірських порід при проведенні руйнування на контактній поверхні породи із промивальною рідиною і породоруйнівним інструментом.

В процесі буріння, при взаємодії гірських порід і електрохімічно обробленої промивальної рідини з високим значенням рН, відбувається адсорбція негативно заряджених іонів гідроксилу на поверхні стінок свердловини і поверхні її вибою. При цьому, так як при руйнуванні вибою відбувається утворення нових поверхонь, то і адсорбція OH^- відповідно здійснюється більш інтенсивно. Також аніони адсорбуються на утворених частинках шламу. Все це призводить до зниження концентрації іонів гідроксилу і, як наслідок, зменшення рівня значення рН промивальної рідини. Тому необхідно підтримувати кількість іонів OH^- на певному початковому рівні за допомогою повторної проточної катодної обробки бурового розчину в електроактиваторах [89].

Є підстави вважати, що зниження твердості гірських порід при бурінні з використанням електрохімічно обробленої промивальної рідини, пов'язано зі зменшеними значеннями поверхневого натягу останньої. Це узгоджується з ефектом адсорбційного зниження міцності твердих тіл – ефектом П.О. Ребіндера [90]. При цьому енергія змочування на одиницю змоченої поверхні тим більше, чим більше фізико-хімічна спорідненість тіла, яке піддається руйнуванню, до рідини.

Енергія змочування і є кількісною мірою цієї спорідненості, тобто мірою здатності даної рідини насичувати вільні молекулярні сили на заново утворених поверхнях в твердому тілі. Ця величина енергії змочування залежить від молекулярної природи, як твердого тіла (гірської породи), так і промивальної (а в іншому трактуванні – технологічної) рідини.

Також на ступінь зниження міцності гірських порід при бурінні з використанням електрохімічно обробленої промивальної рідини, впливає час її контакту з поверхнею твердого тіла. За попередніми теоретичними оцінками достатній час для реалізації ефекту зміни фізико-механічних властивостей гірських порід має дуже малі значення – близько 0,01 - 0,1 с. Цей висновок ґрунтується на наступних положеннях: адсорбція іонів гідроксилу на поверхні гірської породи відбувається практично миттєво; при контакті гірської породи з різцем долота між ними знаходиться плівка промивальної рідини, яка в свою чергу впливає на властивості розбурюваної гірської породи в області руйнування.

В цілому ж інтенсивність впливу електрохімічно обробленої промивальної рідини на гірські породи, виражається в ступені зміни їх фізико-механічних властивостей та залежить від наступних параметрів:

1. Величини молекулярної спорідненості промивальної рідини і поверхні твердого тіла (гірської породи) – чим вище ця спорідненість, тим швидше відбувається процес адсорбції позитивно або негативно заряджених іонів (іони водню H^+ та гідроксилу OH^-), який, в свою чергу, викликає зниження твердості або міцності тіла, що деформується.

2. Часу контакту електрохімічно обробленої промивальної рідини і поверхні гірської породи – як було показано, достатній час для реалізації ефекту

зміни фізико-механічних властивостей разбурюваних гірських порід має значення 0,01 - 0,1 с, тобто відповідні процеси відбуваються практично миттєво.

3. Концентрації заряджених іонів водню H^+ та гідроксилу OH^- , тобто величини рН – утворення водних оболонок на поверхнях твердого тіла і зміна їх товщини може відбуватися за зміни концентрації позитивно або негативно заряджених іонів (іони водню H^+ та гідроксилу OH^-), які можуть адсорбуватися на поверхні твердого тіла з утворенням подвійного електричного шару.

4. Наявності і кількості на одиницю площі мікротріщин на поверхні твердого тіла, в які проникає активована промивна рідина і адсорбується на їх внутрішній поверхні, тим самим знижуючи міцність гірської породи.

Для визначення зміни міцності гірських порід використовувався метод Шрейнера, який полягає в тому, що для досліджуваних зразків гірських порід задають площу контакту і вимірюють навантаження на індентор, під дією якого відбуваються деформування і руйнування породи. Метод вдавнення штампа дозволяє не тільки визначати твердість гірських порід, а й оцінювати їх пружні і пластичні характеристики на невеликих зразках і на кернах.

Для реалізації методу Шрейнера нами була використана спеціальна установка УМГП-3 з автоматичним записом залежності навантаження на штамп від глибини його занурення. Розрахункове навантаження 0 - 0,98; 0 - 2,45; 0 - 4,9 і 0 - 9,81 кН з граничною величиною занурення 750 мкм.

Метою лабораторних досліджень є визначення зміни значень механічних властивостей гірських порід при впливі на них електрохімічно активованої рідини.

Завданнями експериментальних лабораторних досліджень є:

1. Визначення пружних і пластичних сил деформації гірських порід при вдавлюванні індентора.
2. Встановлення значень питомої об'ємної роботи руйнування породи.
3. Визначення твердості гірських порід за штампом і її зміна при впливі на неї активованої рідини.

При випробуваннях вівся запис графіків навантаження – глибини вдавнення, знятих в різних місцях зразка, що дозволяє судити про однорідність зразка і спостерігати за розкидом значень.

Штамп в зразок породи вдавлювався до тих пір, поки при деякому навантаженні не відбувалось крихке руйнування породи під штампом або не була досягнута гранична величина занурення. Швидкість навантаження складала близько 0,5 - 1,0 МПа/с.

Відібрані та підготовлені зразки характеризувалися наступними параметрами. Форма зразків циліндрична, діаметр 40 - 50 мм. Відношення довжини зразка l до діаметру d становить $1 \pm 0,05$. Торцеві поверхні відшліфовані. Відхилення від паралельності торців не більше 0,05 мм за діаметром основи зразка, відхилення від перпендикулярності торців до утворюючої циліндра не більше 0,05 мм; опуклість торців не більше 0,003 мм.

Досліджувана поверхня зразка ділиться на чотири рівні сектори. Перший сектор залишається необробленим в сухому стані. Другий сектор змочується водопровідною водою. Третій і четвертий сектори обробляються кислотною і

лужною рідиною з рН = 3 і рН = 9 відповідно, отриманих шляхом електрохімічної активації. У кожному секторі проводиться по три занурення індентора із записом графіків на одному аркуші.

При обробці даних записів, облік ведеться за середньоарифметичним значенням величини, отриманої при випробуванні.

У процесі досліджень визначалися наступні показники параметрів механічних властивостей гірських порід.

1. Найбільше навантаження P_p (кН), яка відповідає величині навантаження, за якого відбувається крихке руйнування породи під штампом.

2. Твердість гірської породи за штампом $p_{ш}$ (кН/мм²):

$$p_{ш} = P_p / F,$$

де F – площа штампа ($F = \pi d^2 / 4$); d – діаметр штампа.

3. Питома об'ємна робота руйнування A_V , яка визначається діленням загальної роботи A_p , витраченої до моменту руйнування, на об'єм лунки V , що утворилася при руйнуванні: $A_V = A_p / V$.

Об'єм лунки визначали наступним способом: лунка заповнювалася пластиліном, потім зліпок витягувався, зважувався і обчислювався об'єм, оскільки щільність пластиліну відома.

Результати лабораторних досліджень та їх аналіз наведено нижче у вигляді таблиць (табл. 3.10 - 3.14) і діаграм (рис. 3.5 - 3.7).

Результати експериментальних досліджень свідчать про те, що вплив кислотної складової електрохімічно обробленої рідини дозволяє знизити величину навантаження, при якій відбувається руйнування породи, в середньому на 7 ÷ 8 %, а вплив лужної складової – відповідно на 9 ÷ 10% в порівнянні з впливом рідини, необробленої електричним струмом.

Таблиця 3.10

Результати випробувань структурно-механічних властивостей гірських порід на установці УМПП-3 (зразок № 21, граніт середньозернистий)

Види досліджуваних секторів	Найбільше навантаження P_p , кН	Середнє значення P'_p , кН	Твердість за штампом $p_{ш}$, кН/мм ²	Питома об'ємна робота руйнування, A_V	
1. Необроблена поверхня (суха)	4,7; 4,86; 5,9; 3,1; 6,1; 4,4	4,84	$6,16 \cdot 10^6$	5237	108%
2. Поверхня, оброблена водопровідною водою (рН = 6,5)	5,67; 5,1; 4,45; 4,6; 5,22; 7,35	5,4	$6,88 \cdot 10^6$	4850	100%
3. Поверхня, оброблена кислотною рідиною (анодит рН = 3)	4,42; 6,35; 4,6; 4,23; 4,95; 6,1	5,1	$6,5 \cdot 10^6$	6704	138%
4. Поверхня, оброблена лужною рідиною (катодит рН = 9)	4,8; 5,9; 3,9; 5,05; 5,4; 4,23	4,88	$6,21 \cdot 10^6$	3870	80%

Таблиця 3.11

Результати випробувань структурно-механічних властивостей гірських порід на установці УМГП-3 (зразок № 22, граніт середньозернистий)

Види досліджуваних секторів	Найбільше навантаження P_p , кН	Середнє значення P'_p , кН	Твердість за штампом $p_{ш}$, кН/мм ²	Питома об'ємна робота руйнування, A_V	
1. Необроблена поверхня (суха)	6,1; 6,0; 5,0; 5,4; 6,1; (2,9)	5,72 (5,25)	$7,29 \cdot 10^6$	5812	114%
2. Поверхня, оброблена водопровідною водою (рН = 6,5)	4,7; 5,8; 6,5; 6,1; 3,9; 5,7;	5,45	$6,94 \cdot 10^6$	5106	100%
3. Поверхня, оброблена кислотною рідиною (аноліт рН = 3)	5,7; 5,7; 5,6; 4,5; 5,5; 4,4	5,23	$6,65 \cdot 10^6$	7172	140%
4. Поверхня, оброблена лужною рідиною (католіт рН = 9)	5,0; 6,8; 5,5; 4,5; (7,2); 4,2	5,2 (5,53)	$6,61 \cdot 10^6$	4788	94%

Таблиця 3.12

Результати випробувань структурно-механічних властивостей гірських порід на установці УМГП-3 (зразок №24, граніт середньозернистий)

Види досліджуваних секторів	Найбільше навантаження P_p , кН	Середнє значення P'_p , кН	Твердість за штампом $p_{ш}$, кН/мм ²	Питома об'ємна робота руйнування, A_V	
1. Необроблена поверхня (суха)	5,3; 6,8; 4,5; 5,85; 5,75	5,64	$7,18 \cdot 10^6$	5957	104%
2. Поверхня, оброблена водопровідною водою (рН = 6,5)	5,85; (3,3); 4,9; 4,4; 6,0	5,3 (4,89)	$6,75 \cdot 10^6$ ($6,23 \cdot 10^6$)	5728	100%
3. Поверхня, оброблена кислотною рідиною (аноліт рН = 3)	5,4; 4,5; 4,7; 4,7; 4,6	4,78	$6,09 \cdot 10^6$	6005	105%
4. Поверхня, оброблена лужною рідиною (католіт рН = 9)	4,7; 3,4; 4,9; 4,95; 5,55	4,7	$5,98 \cdot 10^6$	2987	53%

Таблиця 3.13

Результати випробувань структурно-механічних властивостей гірських порід на установці УМГП-3 (зразок № 3, аргіліт)

Види досліджуваних секторів	Найбільше навантаження P_p , кН	Середнє значення P'_p , кН	Твердість за штампом $p_{ш}$, кН/мм ²	Питома об'ємна робота руйнування, A_V	
1. Необроблена поверхня (суха)	2,0; 1,6; 1,8; 2,1; 1,8	1,86	$2,37 \cdot 10^6$	1171	185%
2. Поверхня, оброблена водопровідною водою (рН = 6,5)	0,95; 0,9; 0,9; 1,0; 1,0	0,95	$1,21 \cdot 10^6$	632	100%
3. Поверхня, оброблена кислотною рідиною (аноліт рН = 3)	1,6; 1,3; 1,2; 1,1; 0,4	1,12	$1,42 \cdot 10^6$	760	120%
4. Поверхня, оброблена лужною рідиною (католіт рН = 9)	1,4; 1,8; 1,0; 0,9; 0,8	1,18	$1,49 \cdot 10^6$	747	118%

Таблиця 3.14

Результати випробувань структурно-механічних властивостей гірських порід на установці УМГП-3 (зразок № 2, аргіліт)

Види досліджуваних секторів	Найбільше навантаження P_p , кН	Середнє значення P'_p , кН	Твердість за штампом $p_{ш}$, кН/мм ²	Питома об'ємна робота руйнування, A_V	
1. Поверхня, оброблена водопровідною водою (рН = 6,5)	2,3; 2,2; 2,7; 2,4; 2,2; 2,8; 2,6	2,46	$3,13 \cdot 10^6$	2433	100%
2. Поверхня, оброблена кислотною рідиною (аноліт рН = 3)	2,8; 1,7; 2,9; 3,5; 2,1; 2,5; 2,5	2,57	$3,27 \cdot 10^6$	2727	112%
3. Поверхня, оброблена лужною рідиною (католіт рН = 9)	3,2; 1,8; 3,0; 2,2; 2,6; 1,9; 2,9	2,51	$3,19 \cdot 10^6$	1852	76%

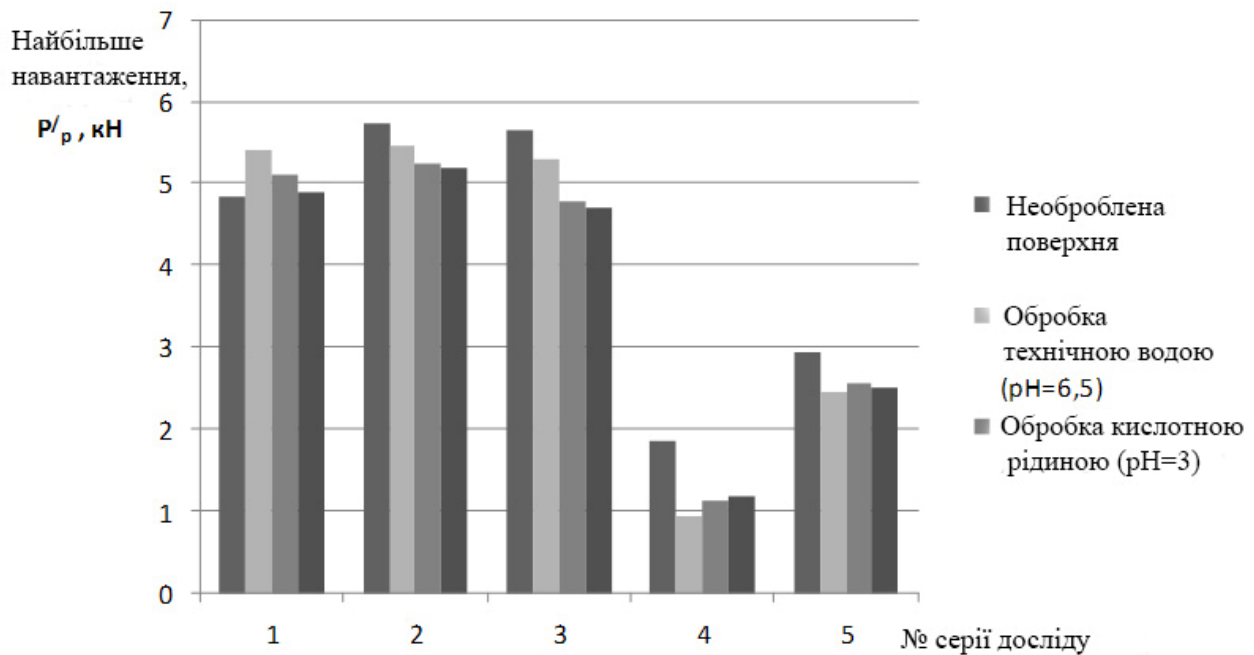


Рис. 3.5. Діаграма величин середньозважених значень найбільшого навантаження P'_p (кН), при якій відбувається крихке руйнування гірської породи

Одночасно при використанні лужної фракції рідини спостерігається значне зменшення величини питомої об'ємної роботи руйнування. У середньому вона становить $22 \div 24\%$, а в окремих випадках досягає 40% , що в свою чергу, повинно забезпечити підвищення механічної швидкості і ефективності буріння. Також як наслідок знижується знос бурових доліт і інструменту при бурінні гірських порід.

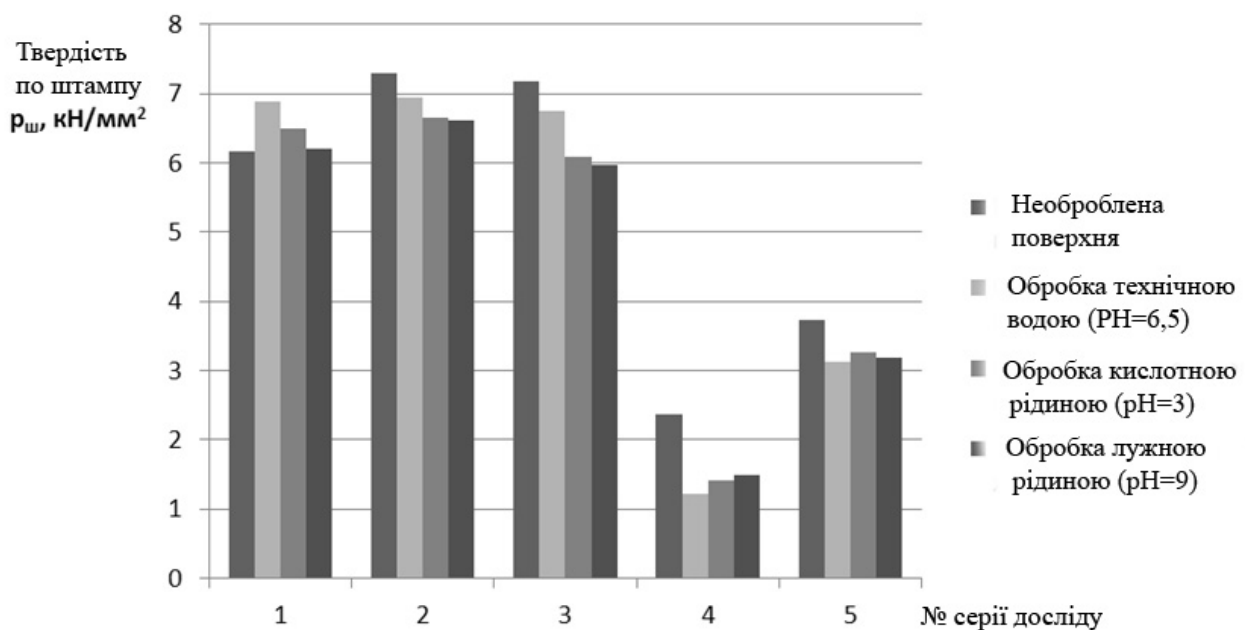


Рис. 3.6 Діаграма величин значень твердості по штампі, отриманих при проведенні експериментів на установці УМГПІ-3

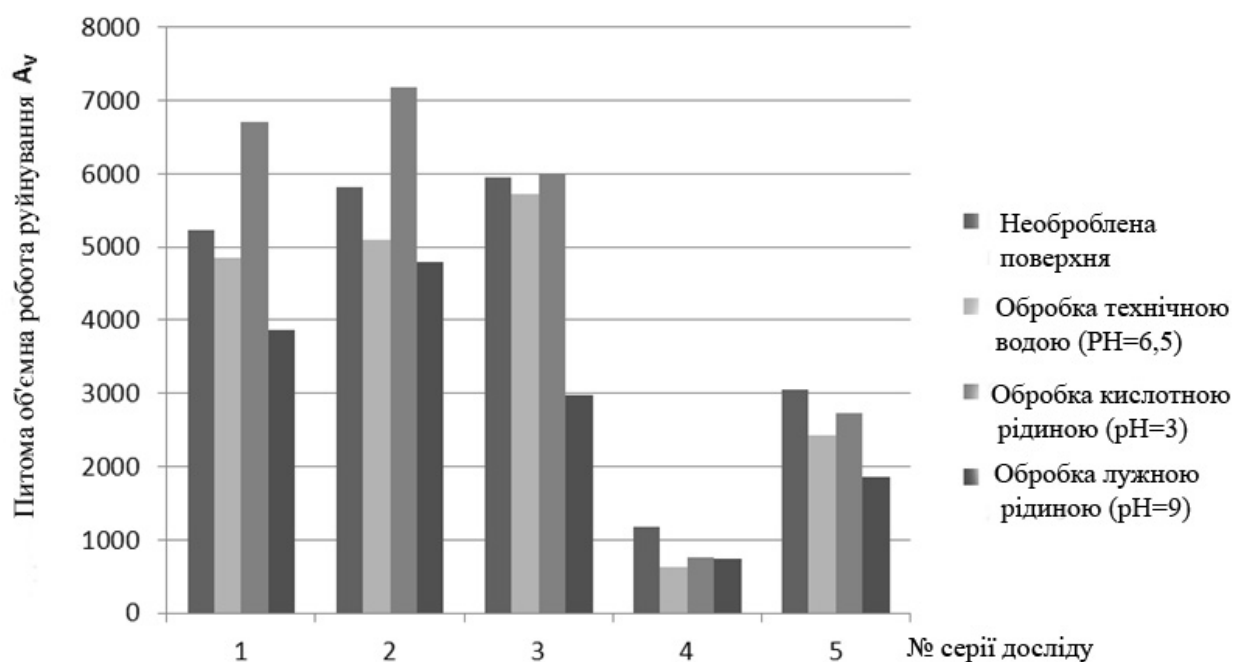


Рис. 3.7 Діаграма величин значень питомої об'ємної роботи руйнування, отриманих при проведенні експериментів на установці УМП-3

На нашу думку, зниження величини навантаження, при якій відбувається руйнування породи, з одночасним зменшенням величини питомої об'ємної роботи руйнування, досягається внаслідок ефекту адсорбційного зниження міцності твердих тіл. Згідно енергетичного трактування, ефект зменшення міцності характеризується зниженням роботи на утворення нових поверхонь в твердому тілі в процесі деформації і руйнування, під впливом формування на них адсорбційного шару. При силовому трактуванні проникнення адсорбційного шару по поверхні дефекту (мікротріщини), пов'язане з виникненням розсувного зусилля.

При електрохімічній обробці рідини на ступінь активації, виражений через зміну значення рН, впливає не стільки значення струму, як значення потужності, що підводиться. Крім того, сильний вплив чинить конструкція активатора, домішки у вихідній рідині і ступінь її дисоціації, рівень газоутворення в прианодній і прикатодній зонах, температура рідини в кожній камері.

Відомо, що вода є слабким електролітом і тому в малому ступені піддається мимовільній, спонтанній дисоціації. У водних розчинах має місце, як дисоціація молекул самої води, так і дисоціація домішок, розчинених в ній. На останній процес оказує помітний вплив взаємодія домішок з дипольними молекулами води. Це явище гідратації грає істотну роль при утворенні водних розчинів.

У промивальній рідині, яка використовується при спорудженні свердловин, знаходиться ряд характерних домішок. До таких відносять:

– солі, переважна кількість яких існує у вигляді іонів (переважають три аніона – гідрокарбонат HCO_3^- , хлорид Cl^- і сульфат SO_4^{2-} і чотири катіона: кальцію Ca^{2+} , магнію Mg^{2+} , натрію Na^+ і калію K^+ , які складають в прісних водах понад 90 - 95%, а в високомінералізованих – понад 99% всіх 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 та інших мінералів, які потрапляють в промивальну рідину в процесі руйнування і подальшого подрібнення гірських порід на вибої свердловини.

Також в складі промивальної рідини, використовуваної при бурінні свердловин різного призначення, можуть бути присутніми різні хімічні добавки реагентів, привнесені до неї спеціально у вигляді кислот, лугів, неорганічних електролітів, органічних реагентів і ПАР.

Дослідження впливу основних видів домішок при проведенні електрохімічної обробки промивальної рідини дозволило виявити наступні закономірності.

В результаті катодної електрохімічної обробки промивальна рідина набуває лужну реакцію за рахунок перетворення деякої частини розчинених солей в гідроксиди і присутності 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, що залежить від температури і рівня рН, досягає значення 950 мВ і нижче.

Що стосується поверхневого натягу, то в результаті катодної електрохімічної обробки він зменшується.

3.4 Термодинамічні та кінетичні аспекти прояву ефекту адсорбційного зниження міцності гірських порід

Розглянемо сутність виникаючих ефектів при адсорбції поверхнево-активних речовин зі складу промивальних рідин на внутрішніх поверхнях дефектів твердих тіл, які відіграють важливу роль в процесах руйнування, тертя і зносу при бурінні свердловин [91].

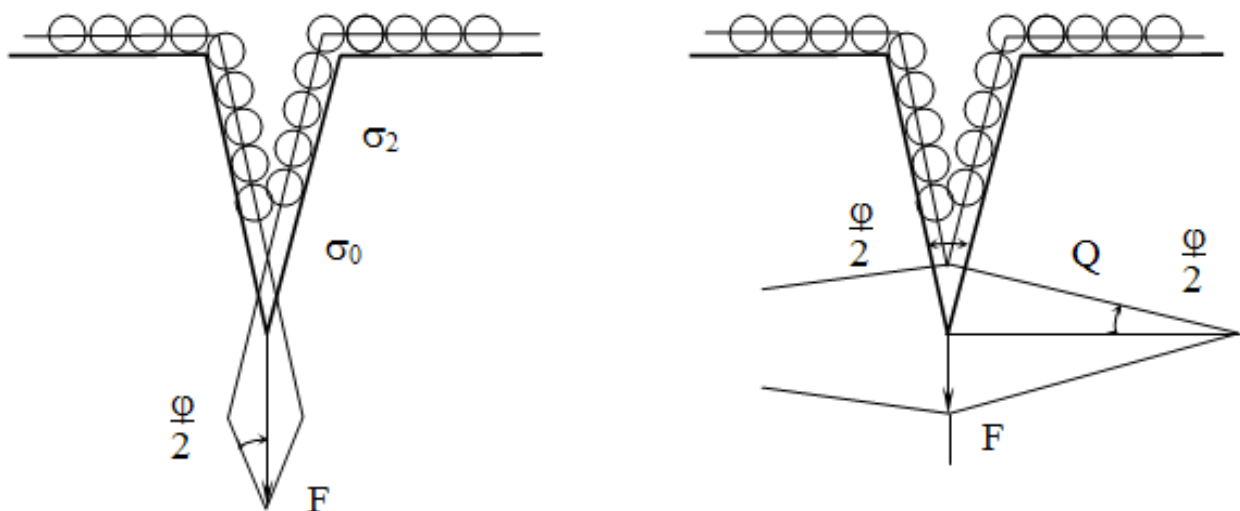


Рис. 3.8. Умовна модель адсорбційного розклинення тріщини

Промивальні рідини, що містять ПАР, проникають всередину мікротріщин під дією капілярного тиску, мігруючи по її стінках. Таке проникнення відбувається з досить великими швидкостями. Це пояснюється зниженням поверхневої енергії всередині тріщини під впливом адсорбції на величину $\Delta\sigma$

$$\Delta\sigma = \sigma_0 - \sigma_{\text{я}}, \quad (3.23)$$

де σ_0 – питома поверхнева енергія твердого тіла до адсорбції; $\sigma_{\text{я}}$ – питома поверхнева енергія після адсорбції.

Наведена на рис 3.8 модель адсорбційного розклинення дає можливість більш детально розглянути це явище.

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

$$F = 2\Delta K \cos \varphi / 2, \quad (3.24)$$

де K – коефіцієнт, що враховує лінійні розміри тріщини; φ – кут при вершині тріщини.

Під дією тиску F відбувається просування адсорбційних шарів вглиб тріщини, тим самим викликаючи її розклинення з силою Q

$$Q = \frac{F}{2 \sin \varphi / 2}. \quad (3.25)$$

Підставляючи у вираз 3.25 значення тиску F , отримаємо

$$Q = \frac{2\Delta\sigma K \cos \varphi / 2}{2 \sin \varphi / 2} \quad (3.26)$$

Таке розклинення шарами мікротріщин пропорційно зниженню поверхневої енергії при адсорбції всередині тріщини і тим самим воно більше, чим менше кут при вершині. Зовнішні зусилля сприяють розкриттю мікротріщин і збільшенню кількості проникаючих у них поверхнево-активних речовин.

Наведена модель мікротріщини досить спрощена і в дійсності ускладнюється механо-хімічною активацією твердого тіла у вершині тріщини, а також впливом зовнішніх чинників.

Це місце робиться більш активним у всіх хімічних і фізичних процесах, в тому числі і при дифузії середовища в активовану при вершині решітки металу. У тих випадках, коли середовище діє на метал не тільки за адсорбційним механізмом, але і розчиняє його або вступає в іншу взаємодію, картина всередині тріщини значно ускладнюється [88, 92 - 93].

Зниження поверхневої енергії гірських порід, що полегшує їх руйнування і деформацію, може відбуватися у зв'язку з фізичною або хімічною адсорбцією, які є термодинамічно неминучим явищем.

При проведенні досліджень впливу промивальних рідин, що містять ПАР, на ефективну поверхневу енергію залістистих кварцитів був застосований інженерний метод, сутність якого полягає в наступному [145, 146].

З кернавого матеріалу виготовляли зразки у вигляді балочок довжиною 100 - 150 мм з прямокутною формою перетину (25×8 мм). У балочках алмазним диском нарізали штучну тріщину, що виходить на поверхню, глибиною понад 0,2 висоти балочки. При цьому радіус устя тріщини витримували не більше 0,5 мм. Вигин балочки здійснювали моментом сили P , прикладеної в площині балочки (рис. 3.9).

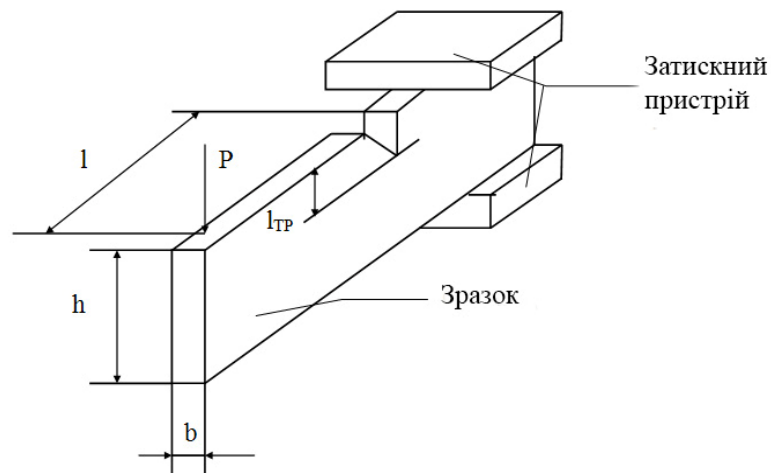


Рис. 3.9. Схема вигину балочки моментом сили P , прикладеної в площині балочки

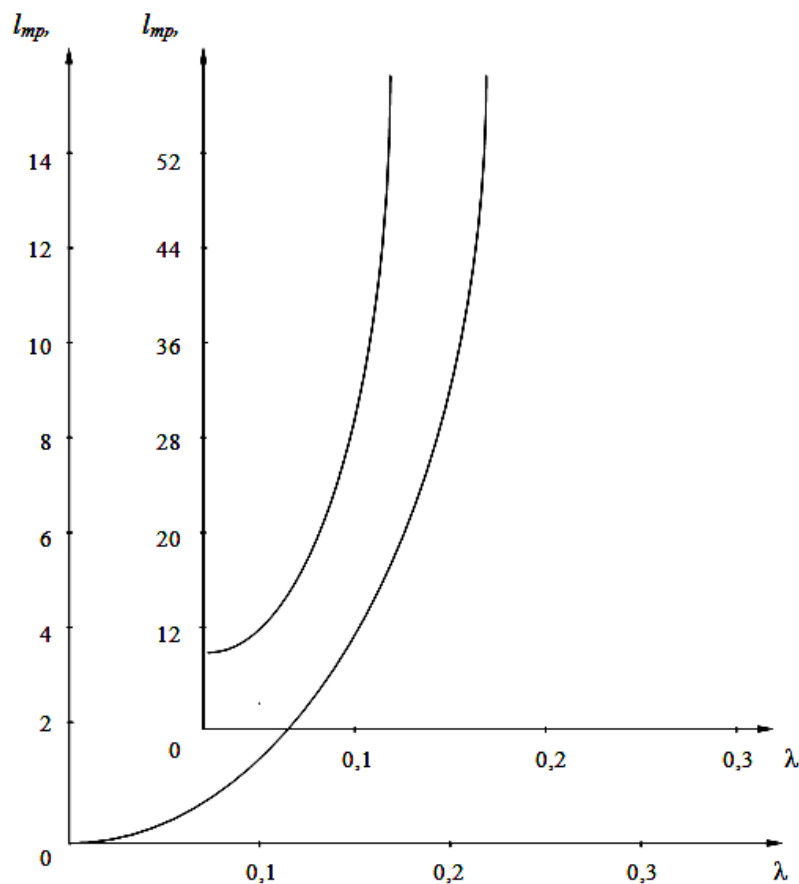


Рис. 3.10. Функція відносної довжини тріщини, $f(\lambda)$

Ефективну поверхневу енергію визначають за формулою

$$\gamma = \frac{\pi P^2 B^2 f(\lambda)}{E h^3 H}, \quad (3.27)$$

де B – плече дії навантаження P , см; H – товщина зразка, см; h – висота зразка, см; $\lambda = l_{тр} / h$ – відносна довжина тріщини; $f(\lambda)$ – функція відносної довжини тріщини; E – модуль пружності (рис. 3.10).

Для проведення досліджень були підготовлені 5 партій із 10-ма зразками в кожній. Обробку зразків залістистих кварцитів промивальними рідинами здійснювали шляхом замочування їх на певний час у воді і розчинах ПАР.

На рис. 3.11 наведені результати стендових досліджень впливу бурових агентів на ефективну поверхневу енергію залістистих кварцитів.

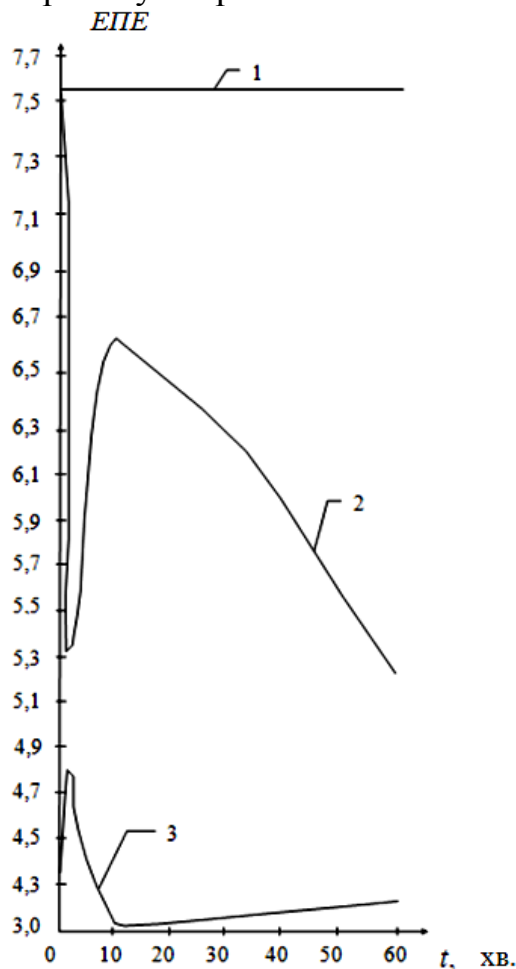


Рис. 3.11. Вплив часу просочення буровими агентами досліджуваних зразків на ефективну поверхневу енергію залістистих кварцитів: 1 – на повітрі; 2 – при змочуванні водою; 3 – змочування розчином феноксола

Сухі та зволожені зразки залістистих кварцитів піддавали випробуванням на приладі УК-14П, за допомогою якого визначали швидкість поширення пружних хвиль (рис. 3.12).

Аналіз отриманих результатів дозволяє зробити висновок про те, що промивальні рідини впливають на зниження ефективної поверхневої енергії залістистих кварцитів. Причому встановлено, що вплив адсорбційно активних речовин не обмежується кількісним ефектом, але і проявляється в якісній зміні механіч-

них властивостей гірських порід. Найбільших результатів можна досягти при застосуванні промивальних рідин близьких за молекулярною природою до гірських порід, що, без певного методичного обґрунтування, складно реалізувати при бурінні і експлуатації свердловин.

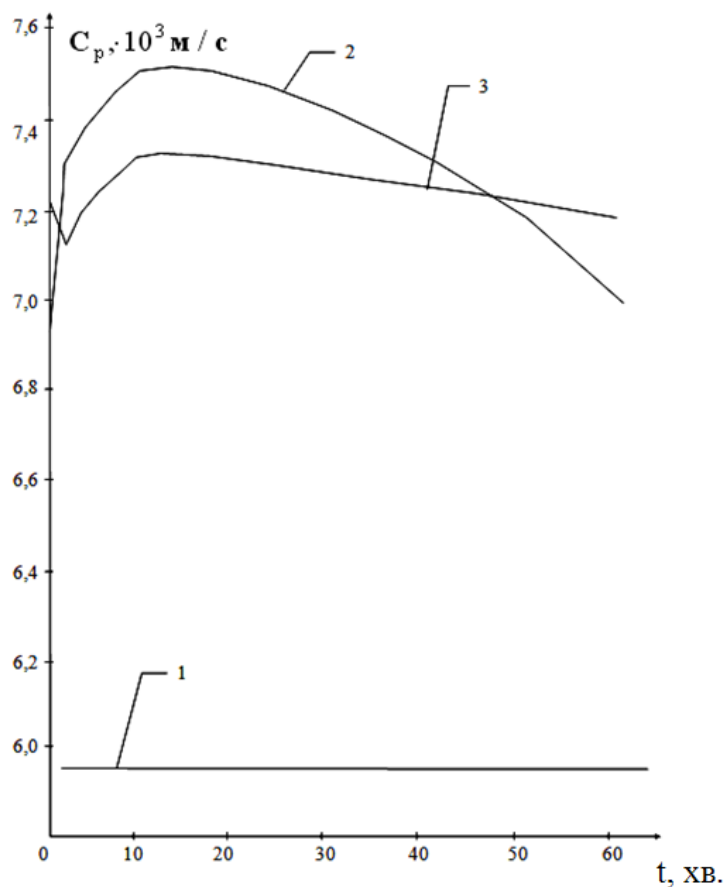


Рис. 3.12. Вплив часу просочення буровими агентами досліджуваних зразків на швидкість поширення пружних хвиль в залізистих кварцитах: 1 – на повітрі; 2 – при змочуванні водою; 3 – при змочуванні розчином ПАВ.

Істотну роль при руйнуванні гірських порід грає просочення їх промивальними рідинами. Основними шляхами проникнення середовища в зону контакту «породоруйнівний інструмент-гірська порода» є тріщини зони передруйнування.

Розглянемо транспортний механізм кінетичного аспекту прояву ефекту адсорбційного зниження міцності гірських порід, суть якого полягає в тому, що активне середовище повинно весь час бути присутнім в зоні руйнування [91]. Виділяють чотири механізми, що визначають лімітуючу стадію транспорту:

- в'язка течія активної рідини по тріщині, як капіляру;
- подолання активаційного бар'єру розвитку тріщини за участі активного середовища в хімічному розщепленні зв'язків;
- положення, за якого джерело рідкого середовища максимально наближено до зони руйнування;
- зв'язок кінетики транспортування і руйнування з дифузійними процесами зростання пор на межах зерен за повільної деформації пластичних матеріалів.

Серед найбільш важливих факторів, які обумовлюють ефективність проникаючої дії промивальних рідин, слід виділити їх реологічні властивості, хімічну природу і розміри частинок компонентів.

Для вирішення проблеми вибору промивальної рідини з високими проникаючими властивостями була використана плоска задача течії рідини по тріщинах (рис. 3.13), запропонована Є.В. Кузьміним [94]. Законам руху різних типів промивальних рідин при бурінні свердловин найбільш відповідають дисперсні системи, для яких зв'язок між напругою зсуву і градієнтом швидкості може бути описаний наступним виразом

$$\tau = k \left(\frac{d\vartheta}{dy} \right)^n, \quad (3.28)$$

де k – коефіцієнт, який є мірою консистентності рідини; n – показник, що визначає ступінь відхилення рідини від властивостей класичної ньютонівської; k і n – постійні величини для даної досліджуваної рідини.

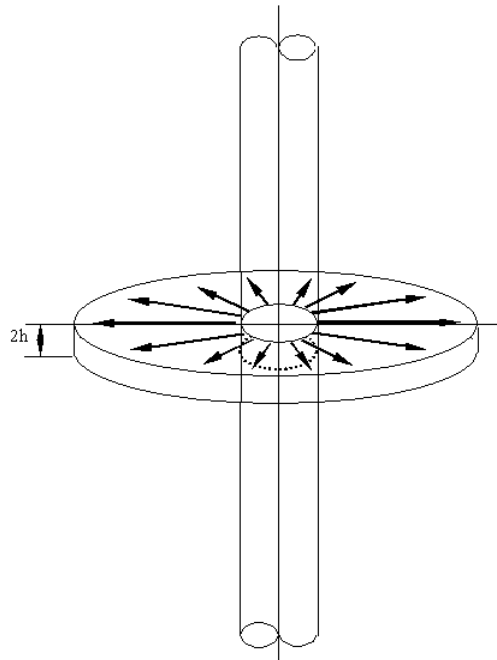


Рис. 3.13. Схема радіального плину бурового агента по тріщинах в масиві гірських порід.

При $n = 1$ рідина поводить себе як ньютонівська і в цьому випадку k є коефіцієнтом пропорційності в законі в'язкого тертя; при $n < 1$ рідина – псевдопластична; дана модель застосовується для опису руху розчинів полімерів; при $n > 1$ рідина є ділатантна і відповідає властивостям суспензії з високим вмістом твердої фази (нерозчинні в'язучі).

Розглянемо рівняння руху рідини по тріщині відповідно до рівняння (3.28). Елементарна сила опору в цьому випадку набуде вигляду

$$dF_{on} = 2 \cdot k \cdot \left(\frac{d\vartheta}{dy} \right)_{y=h} dx. \quad (3.29)$$

Використовуючи умову прилипання рідини на стінках тріщини, де опір є максимальним

$$\left(\frac{d\vartheta}{dy}\right)_{y=h} = \frac{3 \cdot \vartheta}{h}, \quad (3.30)$$

та підставляючи (3.30) в (3.29) і інтегруючи результат, отримаємо

$$F_{on} = 2 \cdot k \cdot (-1)^n \frac{3^n \cdot \vartheta^n}{h^n} \cdot x. \quad (3.31)$$

Таким чином, отримують наступний закон руху рідини:

$$2 \cdot \rho \cdot h \cdot x \cdot \ddot{x} = 2 \cdot h \cdot P_o - 2 \cdot (-1)^k \frac{k \cdot 3^n \cdot x \cdot x^n}{h^n} \quad (3.32)$$

де P_o – тиск на вході в плоску тріщину; ρ – густина досліджуваної рідини; $2h$ – ширина розкриття тріщини.

Підстановка $\dot{x} = u$ перетворює диференціальне рівняння (3.32) на такий вигляд

$$u \cdot \frac{du}{dx} = \frac{b}{x} - a \cdot u^n \cdot (-1)^n, \quad (3.33)$$

$$b = \frac{P_o \cdot D}{\rho}, \quad a = \frac{(-1)^n \cdot 3^n \cdot k}{h^{n+1} \cdot \rho \cdot \pi}. \quad (3.34)$$

Із врахуванням радіального руху рідини по тріщині, рівняння другого закону Ньютона для змінної маси приймає вид

$$m(x) \ddot{x} = 2 \cdot \pi \cdot D \cdot h \cdot P_o - \frac{2 \cdot (-1)^n \cdot 3^n \cdot x \cdot (\dot{x})^n}{h^n}. \quad (3.35)$$

Після деяких нескладних перетворень

$$u \cdot \frac{du}{dx} = \frac{b}{x^2} - \frac{a \cdot u^n \cdot (-1)^n}{x}. \quad (3.36)$$

Була зроблена спроба отримати точні рішення диференціального рівняння (3.36) у випадках, коли $n = 2$ і 4 .

Випадок $n = 2$. Диференціальне рівняння (3.36) набуде вигляду

$$u \cdot \frac{du}{dx} = \frac{b}{x^2} - a \cdot u^2. \quad (3.37)$$

Підстановка $U^2 = Z$ перетворює диференціальне рівняння (3.37) в лінійне диференціальне рівняння, після інтегрування якого, отримаємо

$$u = \pm \sqrt{2 \cdot b \cdot e^{-2ax} \int x^{-1} \cdot e^{2ax} \cdot dx + C_1 \cdot e^{-2ax}}, \quad (3.38)$$

$$t + C_2 = \pm \int \frac{dx}{\sqrt{2 \cdot b \cdot e^{-2ax} \int x^{-1} \cdot e^{2ax} \cdot dx + C_1 \cdot e^{-2ax}}}, \quad (3.39)$$

де C_1 , и C_2 – довільні постійні інтегрування.

Випадок $n = 4$.

Підстановка $U^2 = Z$ перетворює диференціальне рівняння (3.37) до виду

$$\frac{dZ}{dx} + 2 \cdot a \cdot Z^2 - \frac{2 \cdot b}{x} = 0. \quad (3.40)$$

Підстановка $Z = (2a)^{-1} Z_1$ перетворює диференціальне рівняння (3.40) до виду

$$Z_1' + Z_1^2 - \frac{4 \cdot a \cdot b}{x} = 0. \quad (3.41)$$

Підстановка $Z_1 = V^1 V^1$ перетворює диференціальне рівняння (3.41) до виду

$$V'' - \frac{4 \cdot a \cdot b}{x} \cdot V = 0, \quad (3.42)$$

Загальне рішення останнього рівняння має вигляд

$$V_1 = C_1 \cdot U_1 \cdot (4 \cdot i \cdot \sqrt{a \cdot b \cdot x^{-1}}) + C_2 \cdot Y_1(\dots), \quad (3.43)$$

де U_1, Y_1 – функції Бесселя.

$$u = \pm \sqrt{\frac{\left\{ \sqrt{x} \left(C_1 U_1 \left(4 \cdot i \cdot \sqrt{a \cdot b \cdot x^{-1}} \right) + C_2 \cdot Y_1(\dots) \right) \right\}'}{2 \cdot a \cdot \sqrt{x} \left(C_1 U_1 \left(4 \cdot i \cdot \sqrt{a \cdot b \cdot x^{-1}} \right) + C_2 \cdot Y_1(\dots) \right)}}, \quad (3.44)$$

$$t + C_3 = \pm \sqrt{2 \cdot a} \int \frac{dx}{\sqrt{\frac{\left\{ \sqrt{x} \left(C_1 U_1 \left(4 \cdot i \cdot \sqrt{a \cdot b \cdot x^{-1}} \right) + C_2 \cdot Y_1(\dots) \right) \right\}'}{\sqrt{x} \left(C_1 U_1 \left(4 \cdot i \cdot \sqrt{a \cdot b \cdot x^{-1}} \right) + C_2 \cdot Y_1(\dots) \right)}}}, \quad (3.45)$$

де C_1, C_2, C_3 – довільні постійні інтегрування.

Розглянемо ще один випадок, коли $n = 2$. При цьому рівняння (3.37) набуде вигляду

$$u \cdot \frac{du}{dx} = \frac{b}{x^2} - \frac{a \cdot u^2}{x}, \quad (3.46)$$

Підстановка $U^2 = Z$ перетворює диференціальне рівняння в лінійне диференціальне рівняння, інтегруючи яке при $a \neq \frac{1}{2}$ отримуємо наступний результат [95 - 96].

$$u = \pm \sqrt{\frac{2 \cdot b}{(2 \cdot a - 1) \cdot x} + C_1 \cdot x^{-2a}}, \quad (3.47)$$

$$t + C_2 = \pm \sqrt{2 \cdot a} \int \frac{dx}{\sqrt{\frac{2 \cdot b}{(2 \cdot a - 1)} + C_1 \cdot x^{-2a}}}. \quad (3.48)$$

При $a = \frac{1}{2}$ отримуємо наступний результат

$$u = \pm \sqrt{\frac{1}{x}(2 \cdot b \cdot \ln x + C_1)}, \quad (3.49)$$

$$t + C_2 = \pm \int \frac{dx}{\sqrt{\frac{1}{x}(2 \cdot b \cdot \ln x + C_1)}}. \quad (3.50)$$

Випадок $n = 4$.

Підстановка $U^2 = Z$ перетворює диференціальне рівняння (3.37) до виду

$$\frac{dZ}{dz} + \frac{2 \cdot a \cdot Z^2}{x} - \frac{2 \cdot b}{x^2} = 0. \quad (3.51)$$

Підстановка $Z = \varphi(x)Z_1$ перетворює диференціальне рівняння (3.51) до виду

$$\frac{dZ_1}{dx} + \frac{\varphi'(x)}{\varphi(x)} \cdot Z_1 + \frac{2 \cdot a \cdot \varphi(x)}{x} \cdot Z_1^2 - \frac{2 \cdot b}{x^2 \cdot \varphi(x)} = 0. \quad (3.52)$$

Вибравши в диференціальному рівнянні (3.52) $\varphi(x) = \frac{x}{2 \cdot a}$, отримуємо

$$\frac{dZ_1}{dz} + \frac{1}{x} \cdot Z_1 + Z_1^2 \frac{4 \cdot a \cdot b}{x^3} = 0. \quad (3.53)$$

Підстановка $Z_1 = Z_2 + \psi(x)$ перетворює диференціальне рівняння (3.53) до виду

$$\frac{dZ_2}{dz} + \left(\frac{1}{x} + 2 \cdot \Psi \right) \cdot Z_2 + Z_2^2 + \Psi' + \frac{1}{x} \cdot \Psi + \Psi^2 - \frac{4 \cdot a \cdot b}{x^3} = 0, \quad (3.54)$$

Вибравши в диференціальному рівнянні (3.54) $\Psi = \frac{1}{2}x$ отримаємо

$$\frac{dZ_2}{dz} + Z_2^2 + \frac{1}{4 \cdot x^2} - \frac{4 \cdot a \cdot b}{x^3} = 0. \quad (3.55)$$

Підстановка $Z_2 = V' \cdot V'^{-1}$ перетворює диференціальне рівняння (3.55) до виду

$$V'' + \left(\frac{1}{4 \cdot x^2} - \frac{4 \cdot a \cdot b}{x^2} \right) \cdot V = 0. \quad (3.56)$$

За допомогою рішення диференціального рівняння (3.56), остаточно одержуємо наступний результат

$$u = \pm \sqrt{\frac{x}{2 \cdot a}} \left\{ \frac{\left[\sqrt{x} \left(C_1 \cdot U_0 \left(4 \cdot i \cdot \sqrt{\frac{a \cdot b}{x}} \right) + C_2 \cdot Y_0(\dots) \right) \right]'}{\sqrt{x} \left(C_1 \cdot U_0 \left(4 \cdot i \cdot \sqrt{\frac{a \cdot b}{x}} \right) + C_2 \cdot Y_0(\dots) \right)} - \frac{1}{2 \cdot x}} \right\}^{\frac{1}{2}}, \quad (3.57)$$

$$t + C_3 = \pm \sqrt{2 \cdot a} \int \frac{dx}{\sqrt{x} \left\{ \frac{\left[\sqrt{x} \left(C_1 \cdot U_0 \left(4 \cdot i \cdot \sqrt{\frac{a \cdot b}{x}} \right) + C_2 \cdot Y_0(\dots) \right) \right]'}{\sqrt{x} \left(C_1 \cdot U_0 \left(4 \cdot i \cdot \sqrt{\frac{a \cdot b}{x}} \right) + C_2 \cdot Y_0(\dots) \right)} - \frac{1}{2 \cdot x}} \right\}^{\frac{1}{2}}}, \quad (3.58)$$

де C_1, C_2, C_3 – довільні постійні інтегрування.

Можемо констатувати, що вперше запропоновані нові точні рішення наведених рівнянь (3.57 і 3.58) у випадках, якщо n дорівнює 2 і 4.

В результаті аналізу літературних джерел і проведених авторами теоретичних і експериментальних досліджень було встановлено, що рушійними силами проникнення промивальних рідин в зону передруйнування можуть бути сили хімічної взаємодії, адсорбційні явища, а також зовнішні механічні дії (вібрації), електричні і магнітні поля.

Відома велика кількість робіт, присвячених різним способам дії рідких середовищ на гірський масив, наприклад, розроблено математичну модель для визначення частот власних коливань навколосвердловинних об'ємів масиву, встановлені закономірності зміни напруги поблизу стовбура свердловини і аналітично визначений радіус динамічної дії, а також встановлені аналітичні залежності, що зв'язують основні геометричні і гідродинамічні параметри генераторів імпульсів з фізико-механічними властивостями перебудуваного масиву, глибиною залягання і потужністю пластів гірських порід.

В результаті гідроімпульсної дії в гірському масиві створюються хвилі напруги стискування - розтягування, що призводять або до створення мережі штучних тріщин, або до глибшого проникнення рідини в пори і тріщини масиву порід.

Широко досліджені режими роботи гідравлічних систем, обумовлених виникненням явищ кавітацій. Незважаючи на шкідливість кавітації, наприклад, при експлуатації гідромашин, вона може бути використана як корисне явище

для інтенсифікації виробничих процесів спорудження і експлуатації свердловин.

3.5 ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3

1. Встановлено, що за допомогою поляризаційно-оптичного методу можна визначити вплив промивальних рідин на характер розподілу внутрішніх напружень і пов'язаних з ними деформацій.

2. Запропоновано використовувати, для оцінки впливу промивальних рідин на процес зародження і розвитку тріщин відриву і зсуву, коефіцієнт інтенсивності напружень при вершині тріщини.

3. Встановлено, що введення поверхнево-активних речовин і органічних сполук до складу промивальних рідин, величина потенціалу іонізації яких дорівнює потенціалу іонізації, наприклад, залізистих кварцитів, забезпечує зниження статичної та динамічної міцності на базові 25 - 54%.

4. Відзначено, що вплив водних розчинів ПАР на мікротвердість залізистих кварцитів дещо менше, ніж при вдавненні штампа.

5. Показано, що термодинамічні і кінетичні аспекти є важливою умовою прояву ефекту адсорбційного зниження міцності залізистих кварцитів. Відзначено, що при бурінні свердловин має місце змішаний прояв термодинамічного і кінетичного аспектів.

6. Встановлено, що промивальні рідини можуть сприяти зниженню ефективної поверхневої енергії, а також визначено наступне – активовані бурові агенти справляють істотний вплив на енергетичні показники руйнування гірських порід, із їх зниженням:

- при різанні на приладі ВІТР-ОТ на 15 - 49%;
- при бурінні алмазними коронками на 50 - 70%.

7. Запропоновано методику вирішення проблеми вибору промивальної рідини з високими проникаючими властивостями на підставі подальшого рішення плоскої задачі течії рідини по тріщинах.

8. Показано, що інтенсифікаторами проникнення промивальних рідин в зону передруйнування можуть бути сили хімічної взаємодії, адсорбційні явища, а також зовнішні механічні дії.

РОЗДІЛ 4. ДОСЛІДЖЕННЯ МАСТИЛЬНИХ І ПРОТИЗНОСНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ЦИРКУЛЮЮЧИХ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

4.1 Промивальні рідини з поліпшеними мастильними властивостями

Застосування промивальних рідин з поліпшеними мастильними властивостями в процесах при бурінні (а технологічних – при закінчуванні і експлуатації) свердловин, неможливо без попередніх лабораторних досліджень наслідків прояву некерованості таких факторів, обумовлюючих рух рідин, як неоднорідність гірських порід, коливання бурового інструменту і багатьох інших.

Отже, з огляду на зазначене вище, лабораторні методи дослідження рідин повинні відповідати таким основним вимогам:

- 1) відтворювати енергетичне навантаження взаємодіючих тіл;
- 2) відтворювати умови охолодження і змащення;
- 3) відтворювати властивості і характер взаємодіючих тіл.

Всі машини і пристрої, призначені для оцінки мастильних властивостей промивальних рідин доцільно класифікувати за такими основними ознаками:

- 1) за умовами охолодження і змащення взаємодіючих зразків;
- 2) за схемою взаємодії;
- 3) за напруженістю роботи взаємодіючих зразків.

Всю сукупність факторів, які впливають на рівень прояву мастильних і протизносних властивостей промивальних рідин слід розділити на дві великі групи:

- 1) фактори, обумовлені складом і властивостями дисперсійного середовища і дисперсної фази;
- 2) фактори, пов'язані з умовами застосування.

У даній роботі при дослідженні мастильних властивостей промивальних рідин розглянуто вплив на процес тертя чинників першої групи.

Створено ряд машин тертя для лабораторних випробувань мастил, з яких набули поширення і серійно випускаються п'ять: чотирьохкулькова, Фалекс, Тімкен, Олмен-Віланд, SAE [27 - 28, 97 - 98]. Типи випробувальних зразків, що застосовуються на цих машинах різні. Для чотирьохкулькових машин використовуються стандартні кульки (рис. 4.1, а), Тімкен – зовнішнє кільце конічного роликотітшипника і брусок прямокутного перетину (рис. 4.1, б), Фалекс – циліндричний брусок (рис. 4.1, в), Олмен-Віланд – циліндричний ролик і дві колодки, що охоплюють його (у вигляді підшипникових вкладишів) (рис. 4.1, г), SAE – два підшипникових кільця таких же, як на Тімкен (рис. 4.1, д).

У даній роботі змащувальні властивості промивальних рідин досліджували на машині тертя, що є вдосконаленою конструкцією приладу Тімкен (рис. 4.2).

Технологія проведення випробувань полягає в наступному. Поверхні тертя зразка гірської породи і сталевого диска зачищали шліфувальною шкуркою і обробляли етиловим спиртом. Потім, включивши електродвигун

машини тертя, встановлювали за допомогою автотрансформатора потужність холостого ходу ($W_{x.x.}$) рівну 100 Вт. Сталевий диск занурювали в ємність з буровим агентом, після чого до нього притискали зразок гірської породи, плавно опустивши важіль з підвішеним вантажем. Через 2 хвилини, після встановленого режиму тертя, знімали відлік за ватметром (W).

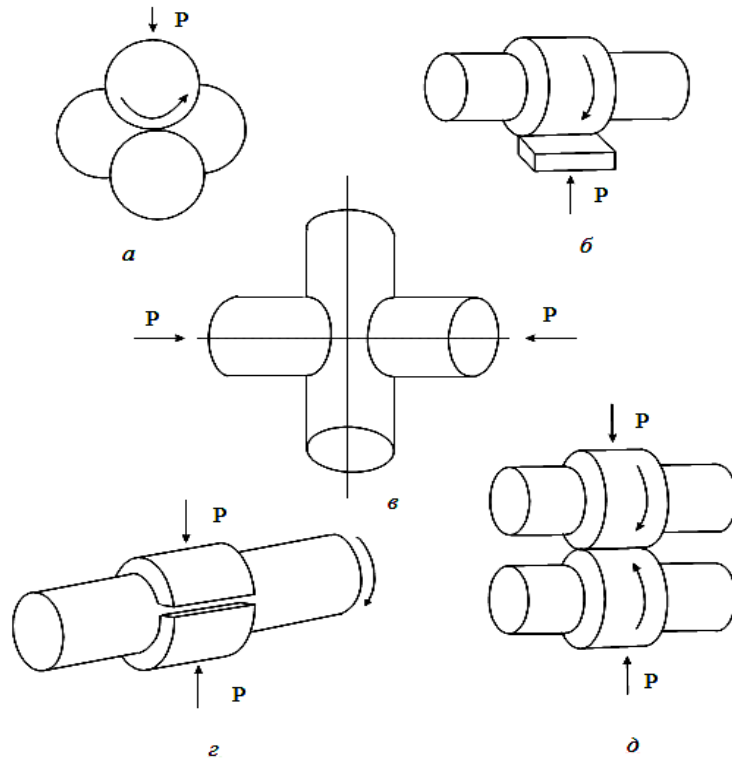


Рис. 4.1. Типи випробувальних зразків для лабораторних машин тертя: *a* – чотирьохкулькова; *б* – Тімкен; *в* – Фалекс; *г* – Олмен-Віланд; *д* – SAE; *P* – навантаження

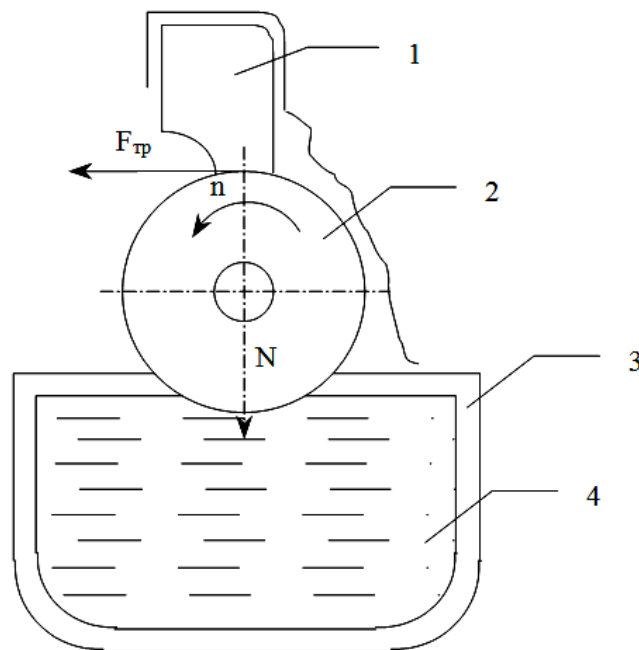


Рис. 4.2. Схема машини тертя МТТ: *1* – зразок гірської породи; *2* – сталевий диск; *3* – ємність; *4* – випробовуваний буровий агент

Коефіцієнт тертя розраховували за формулою

$$f_{тер} = 9,55 \frac{W_0 \eta}{RNn}, \quad (4.1)$$

де η – к.к.д. зубчастої передачі, % ($\eta = 98\%$); R – радіус сталевого диска; N – нормальне зусилля притиснення зразка гірської породи до сталевого диску; n – частота обертання сталевого диска; W_0 – потужність на валу електродвигуна, що визначається за формулою

$$W_0 = W - W_{x.x.} \quad (4.2)$$

де W – потужність, споживана електродвигуном при навантаженому диску.

Результати проведених досліджень мастильної здатності деяких типів промивальних рідин наведені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1

Мастильні властивості промивальних рідин, що визначені на машині тертя МТТ

Промивальна рідина		Коефіцієнт тертя сталі по залістому кварцитові	
Основа	Добавка		
	назва	кількість, %	
Технічна вода	-	-	0,52
Технічна вода	Сульфонол	0,05	0,48
		0,10	0,36
		0,15	0,29
	Катапін	0,10	0,49
		0,25	0,40
		0,50	0,34
	ОП-10	0,10	0,38
		0,25	0,29
		0,50	0,26
	Феноксол ВІС-15	0,10	0,39
		0,25	0,30
		0,50	0,026
	Суміш сульфонола та ОП-10 (1:1)	0,10	0,5
		0,25	0,28
		0,50	0,22
	Талове масло	0,50	0,39
		1,00	0,28
		2,00	0,16
	Кістковий жир	0,50	0,42
		1,00	0,34
		2,00	0,29
Нафта	2,00	0,42	
	4,00	0,34	
	8,00	0,29	

Промивальна рідина		Коефіцієнт тертя сталі по залістистому кварцитові	
Основа	Добавка		
	назва	кількість, %	
Глинистий розчин (6% водна суспензія бентонітової глини)	-	-	0,46
	Сульфонол	0,25	0,46
0,50		0,45	
1,00		0,43	
Катапін	0,25	0,46	
	0,50	0,45	
	1,00	0,45	
ОП-10	0,25	0,45	
	0,50	0,42	
	1,00	0,42	
Феноксол ВІС-15	0,25	0,42	
	0,50	0,36	
	1,00	0,35	
Суміш сульфонола та ОП-10 (1:1)	0,25	0,38	
	0,50	0,36	
	1,00	0,32	
Талове масло	0,50	0,27	
	1,00	0,21	
	2,00	0,18	
Кістковий жир	0,50	0,36	
	1,00	0,34	
	2,00	0,26	
Нафта	2,00	0,36	
	4,00	0,28	
	8,00	0,22	

Аналіз отриманих даних дозволив зробити висновок про те, що вибірково адсорбуються на поверхнях, які труться, речовини зі складу промивальних рідин, у той же час вони забезпечують значне зниження коефіцієнта тертя.

На підставі отриманих результатів були розроблені рецептури промивальних рідин для різних умов спорудження свердловин [99 - 104], найбільш ефективним серед яких є буровий розчин на водній основі, що містить ПАР (сульфонол або оксиетилірований алкілфенол, і політетрафторетилен в співвідношенні від 1:1 до 1:2). Для умов спорудження свердловин, де в розрізі зустрічаються підземні води з мінералізацією понад 4 мг-екв/л слід застосовувати в складі бурового агента неіоногенну поверхнево-активну речовину – оксиетилірований алкілфенол, а в решті випадків іоногенну ПАР – сульфонол. Для підвищення мастильної здатності бурового агента ПАР слід вводити в його склад попередньо змішавши з політетрафторетиленом у

співвідношенні від 1:1 до 1:2. Причому, при низьких і середніх контактних навантаженнях пар, що труться, слід застосовувати порошок політетрафторетилена, а при значних – емульсію політетрафторетилену, рівномірно розподілену в ацетальному полімері. Антифрикційна добавка вводиться в буровий розчин в кількості 0,5 - 2,0 масових відсотків.

В даний час, в практиці спорудження свердловин, широко застосовують, окрім доліт типу PDC, шарошкові долота, ефективність роботи яких залежить не тільки від стану озброєння долота, а й від типу виконання його опори, що представляє собою підшипник ковзання або кочення. Представляє певний практичний інтерес розгляд питань тертя і зносу стосовно опори шарошкового долота. Добре відомо, що метою збільшення несучої здатності підшипників при малих швидкостях, або поліпшення їх динамічних властивостей і ступеню охолодження, в техніці вдаються до змащення під тиском, яке обумовлено гідродинамічним ефектом, а режим змащення розглядають як гідродинамічний. В якості мастила можна з успіхом використовувати як рідини, так і гази. Розрахунок гідростатичних підшипників в цьому випадку полягає у визначенні розподілу тисків, обумовлених або заданим дебітом, або відомим тиском мастила [105 - 106].

Якщо не приймати до уваги вплив інерційних сил на рух в шарі мастила, то диференціальне рівняння для тиску запишеться у вигляді

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(h^3 \frac{\partial P_1}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(h^3 \frac{\partial P_1}{\partial z} \right) = 0. \quad (4.3)$$

Для наведеного рівняння прийнята система координат, що зазвичай використовуються для вирішення системних задач змашування. Вісь Z є нормальною до контактних поверхонь, h – виступає величиною прошарку мастила, а P_1 визначається наступним чином:

$$P_1 = P^{1/\chi+1}, \quad (4.4)$$

де в разі використання газів $\chi = 1$, а в разі використання рідин $\chi = \infty$.

Представим P_1 у вигляді

$$P_1 = \Sigma f_{1m}(x)f_{2m}(z), \quad (4.5)$$

та при підстановці (4.5) в рівняння (4.3), отримуємо систему наступних звичайних диференціальних рівнянь

$$\begin{cases} \frac{d^2 f_{1m}}{dx^2} + \frac{3}{h} \frac{\partial h}{\partial x} \frac{df_{1m}}{dx} + \chi_m f_{1m} = 0, \\ \frac{d^2 f_{2m}}{dz^2} + \frac{3}{h} \frac{\partial h}{\partial z} \frac{df_{2m}}{dz} - \chi_m f_{2m} = 0, \end{cases} \quad (4.6)$$

де через χ_m позначена константа поділу.

Зазвичай $\frac{\partial h}{\partial z} = 0, h(x, z) = Ch_1(x)$. Таким чином, система (4.6) набуває вигляду

$$\begin{cases} \frac{d^2 f_{1m}}{dx^2} + \frac{3}{h_1(x)} \frac{\partial h_1(x)}{dx} \frac{df_{1m}}{dx} + \chi_m f_{1m} = 0, \\ \frac{d^2 f_{2m}}{dz^2} - \chi_m f_{2m} = 0, \end{cases} \quad (4.7)$$

Вибір $h_1(x)$, допускає точні рішення першого рівняння системи (4.7), які здійснюються при $A > 0; A < 0$ та $\chi_m + A > 0; A < 0$ та $\chi_m + A < 0; A < 0$ та $\chi_m = -A; A = 0; B = C = 0$ та $\frac{1}{4} - \frac{C}{a^2} > 0; A = B = 0$ та $\frac{1}{4} - \frac{C}{a^2} < 0; A = B = 0$ та $C = 0,25; B = C = 0$ та $A > 0; B = C = 0, A < 0$ та $\chi_m + A > 0; B = C = 0, A < 0$ та $\chi_m + A < 0; B = C = 0$ та $\chi_m = -A; A = B = C = 0$ та ін. Наведемо точне рішення першого рівняння системи (4.7) для умови $A > 0$

$$\begin{aligned} h_1(x) &= h_{10}(ax+b)^{\frac{2}{3}\sqrt{\frac{1-c}{4} - \frac{1}{a^2}} + \frac{1}{3}} \exp\left(-\frac{2i\sqrt{A}}{3a}(ax+b)\right) * \\ &* \left(C_1 \Phi_k \left(\sqrt{\frac{1-c}{4} - \frac{c}{a^2}} + \frac{B_i}{2a\sqrt{A}} + \frac{1}{2}, 2\sqrt{\frac{1-c}{4} - \frac{c}{a^2}} + 1; \frac{2l\sqrt{A}}{a}(ax+b) \right) + C_2 \Psi_k(\dots) \right)^{\frac{2}{3}}, \\ f_{1m} &= h_{10}^{\frac{3}{2}} \exp\left(-\frac{i}{a}(ax+b)\left[\sqrt{\chi_m + A} - \sqrt{A}\right]\right) * \\ &* \left(\tilde{C}_1 \Phi_k \left(\sqrt{\frac{1-c}{4} - \frac{c}{a^2}} + \frac{B_i}{2a\sqrt{\chi_m + A}} + \frac{1}{2}, 2\sqrt{\frac{1-c}{4} - \frac{c}{a^2}} + 1; \frac{2l\sqrt{\chi_m + A}}{a}(ax+b) \right) + \tilde{C}_2 \Psi_k(\dots) \right) * \\ &* \left(C_1 \Phi_k \left(\sqrt{\frac{1-c}{4} - \frac{c}{a^2}} + \frac{B_i}{2a\sqrt{A}} + \frac{1}{2}, 2\sqrt{\frac{1-c}{4} - \frac{c}{a^2}} + 1; \frac{2l\sqrt{A}}{a}(ax+b) \right) + C_2 \Psi_k(\dots) \right)^{-1} \end{aligned}$$

Отже, можна отримати задовільну апроксимацію (4.7) шляхом підстановки замість дійсного розподілу тисків схематичне, наприклад, лінійний розподіл – починаючи з тиску на вході і закінчуючи в навколишньому просторі на межі підшипника. У загальному випадку, однак, необхідно і корисно вміти розраховувати якомога точніше розподіл тиску, від якого залежить не тільки несуча здатність підшипника, але і товщина шару мастила, що визначається його дебітом, який залежить від тиску. Випадок змінної товщини h є цікавим особливо для радіальних підшипників, змащуваних під тиском. При цьому, якщо вал ексцентричний по відношенню до вкладиша підшипника, то з'являється асиметрія розподілу тисків уздовж окружності підшипника і в той же час виникає результуюча тисків, спрямована назустріч навантаженню.

З метою максимального наближення до умов тертя, що мають місце в опорах доліт, мастильну здатність бурових агентів додатково досліджували на чотирьохкульковій машині тертя ЧКМ, основним вузлом якої є піраміда з трьома нерухомими і однією рухомою кульками (рис. 4.1, а).

Сутність випробувань полягала в наступному. У вузол тертя заливали досліджуваний буровий агент, далі приводили в обертання шпindel ь із закріпленою в ньому верхньою кулею, а нижні кулі притискали до верхньої із заданим зусиллям. Випробування проводили при ступінчастому збільшенні навантаження протягом однієї хвилини. Величина кожного ступеня навантажування 100 Н. У дослідженнях використовували кульки діаметром 8 мм, виготовлені зі сталі марки 55 СМА.

Мастильну здатність промивальних рідин оцінювали за граничним руйнівним навантаженням зварювання кульок, ступеня зношування кульок і граничної міцності мастильних плівок, яку визначали з виразу [107]

$$\sigma_{np} = \frac{N_1}{S_1}, \quad (4.8)$$

де N_1 – нормальна складова сили P , попередня зварювання кульок; S_1 – середня площа плям зносу.

$$S_1 = \frac{\pi d_{1cp}^2}{4}, \quad (4.9)$$

$$N_1 = 0,41P_1, \quad (4.10)$$

де d_{1cp} – середній діаметр плям зносу в дослідженні, що передуює зварюванню кульок; P_1 – навантаження на верхній шар мастила.

Отже, остаточно маємо

$$\sigma_{np} = \frac{4 \cdot 0,41P_1}{\pi d_{1cp}^2} = \frac{52,5P_1}{d_{1cp}^2}. \quad (4.11)$$

У табл. 4.2 наведені результати лабораторних досліджень впливу промивальних рідин на зношування сталевих куль і граничну міцність мастильних плівок. Помилка у визначенні результатів досліджень не перевищувала 5%.

Таблиця 4.2

Мастильні властивості промивальних рідин, визначені на чотирьохкульковій машині тертя

Основа	Промивальна рідина		Навантаження зварювання куль, Н	Гранична міцність мастильної плівки, МПа
	Добавка			
	Найменування	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

Промивальна рідина			Навантаження зварювання куль, Н	Гранична міцність мастильної плівки, МПа	
Основа	Добавка				
	Найменування	Вміст, %			
Основа	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	
	Технічна вода	Суміш сульфонола та 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
Глинистий розчин (6% водна суспензія бентонітової глини)		Сульфонол	0,25	700	240
			0,50	700	240
	1,00		700	240	
	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 та 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		

Аналіз отриманих даних дає підставу зробити наступні висновки: найбільш повно характеризує мастильну здатність бурових агентів міцність мастильної плівки; в умовах високої контактної напруги більш ефективними добавками виявляються суміші жирів рослинного і тваринного походження з додаванням поверхнево-активних речовин.

4.2 Дослідження протизношувальних властивостей промивальних рідин

Промивальні рідини з високими мастильними властивостями не завжди сприяють зниженню зносу взаємодіючих в них тіл (пари «породоруйнівний інструмент - гірська порода», «бурильні труби - гірська порода», вузли тертя шарошкових доліт і ін.). Кількісна оцінка протизношувальних властивостей промивальних рідин можлива шляхом зіставлення показників зношування тіл, відпрацьованих в їх середовищі [98].

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

Дослідження проводили на установці, представленій схематично на рис. 4.3, при різних частотах обертання, зусиллях притискання і часу роботи, а також при промиванні водою і водними розчинами поверхнево-активних речовин.

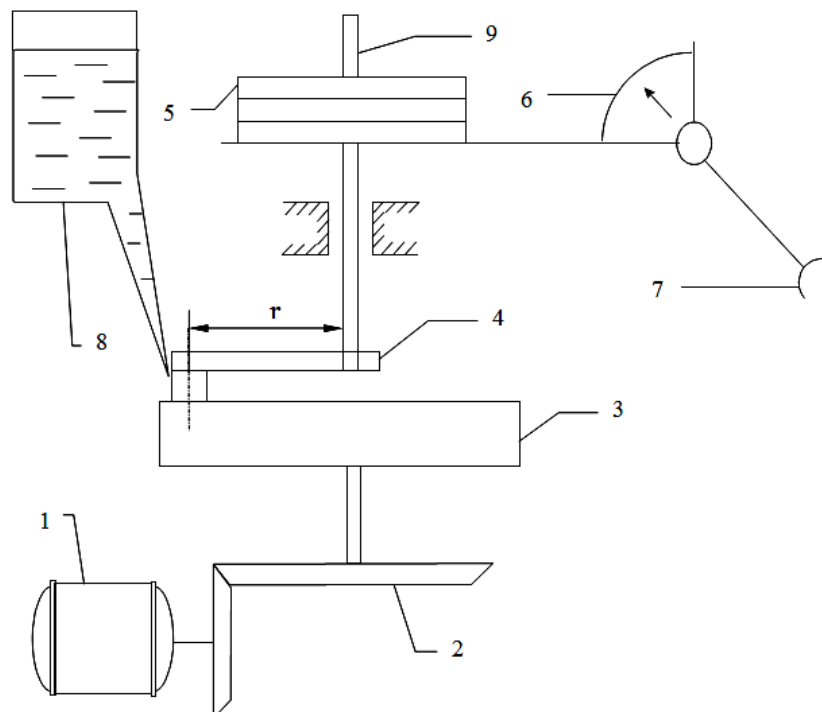


Рис. 4.3. Схема лабораторної установки для дослідження зносу пари тертя «породоруйнівний інструмент - гірська порода»: 1 – електродвигун; 2 – конічна пара шестерень; 3 – пристрій для кріплення зразка гірської породи; 4 – патрон; 5 – вантаж; 6 – вимірнувальна шкала; 7 – пристрій для реєстрування показників; 8 – ємність; 9 – шпиндель

Зразок гірської породи (мармур, пісковик і залістий кварцит) кріпили кернотримачем 3 в чаші машини. Електродвигуном 1 (через редуктор і конічну пару шестерень 2) зразок приводили в обертання. При цьому, сталевий штабик 10, закріплений в патроні машини тертя 4, притискали до зразка гірської породи з певним зусиллям, створюваним набором вантажів 5. З ємності 8 здійснювали підведення робочого середовища з відомим вмістом добавок. За попередньо відтарованою шкалою 6 брали відлік моменту тертя сталевих штабика та гірської породи.

Розрахунок коефіцієнта тертя, втрати маси та результату їх спільної дії, здійснювали за формулами:

$$\mu = \frac{M_{тер}}{F \cdot r}, \quad (4.12)$$

$$\omega = Q_1 - Q_2, \quad (4.13)$$

$$\omega\mu = \frac{M_{тер}}{F r} \cdot (Q_1 - Q_2). \quad (4.14)$$

Результати стендових досліджень наведені в табл. 4.3. Як показали дослідження, введення до складу промивальної рідини поверхнево-активних речовин забезпечує значне зменшення зносу породоруйнівного інструменту.

Таблиця 4.3

Результати стендових досліджень зносостійкості породоруйнівного інструменту

Умови тертя	Гірська порода	Осьове зусилля, Н	Частота обертання, хв ⁻¹	Вага зразка твердого сплаву, г		ω	μ	ωμ
				до зносу, Q ₁	після зносу, Q ₂			
При промиванні водою	Залістий кварцит	148	62	43,6	37,4	6,2	0,52	3,2
		148	102	43,5	34,8	7,8	0,52	4,5
		374	62	43,8	35,7	8,1	0,52	4,2
		374	102	43,5	33,6	9,9	0,52	4,0
При промиванні водним розчином ПАР	Залістий кварцит	148	62	43,5	39,6	3,9	0,18	0,70
		148	102	43,8	40,3	3,5	0,18	0,63
		374	62	43,6	38,7	4,9	0,18	0,88
		374	102	43,5	40,5	3,0	0,18	0,54

Аналіз взаємодії гірських порід з буровим інструментом у процесах спорудження свердловин дає підставу вважати, що адсорбція викликає ефекти на зовнішніх і внутрішніх поверхнях деформованого твердого тіла. Проведені дослідження мастильної і протизношувальної здатності промивальних рідин підтверджують характер їх взаємодії з поверхнею металів. Так введення до їх

складу масел рослинно-тваринного походження, що складаються з гліцеридів, які представляють собою суміш трьохатомного спирту гліцерину з вищими насиченими і не насиченими жирними кислотами, забезпечуючи зниження коефіцієнта тертя і зносу металу, можуть призводити до кородуючої дії.

Більш активні, щодо окислення металів, нафтенові кислоти. Питання про корозію бурового інструменту в вуглеводневих розчинах жирних кислот вивчений 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 стехіометричної решітки металу, наприклад, в місцях включень.

4.3 Дослідження корозійної дії циркулюючих промивальних рідин при бурінні свердловин

Залежно від цільового призначення бурових робіт, застосовуються різні типи промивальних рідин, які можуть призводити до корозії бурового інструменту. Відомо, що при хімічній корозії метал або сплав, взаємодіючи з газами або рідинами, утворює різні хімічні сполуки (оксиди, сульфідів і ін.), А потім, руйнуючись, переходить до неметалевого стану [108]. Швидкість корозії оцінюється втратою маси металу з одиниці його поверхні за одиницю часу. Процес руйнування починається з поверхні металу і поширюється вглиб. Для визначення корозії користуються терміном «глибинний показник швидкості корозії протягом року», а для оцінки корозійної стійкості складають класифікацію за групами і балам стійкості. У табл. 4.4 приведено існуючу класифікацію за групами стійкості металів.

Таблиця. 4.4

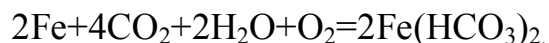
Класифікація металів за групами стійкості

Група стійкості	Глибинні показники стійкості, мм/рік	Бал стійкості
1. Абсолютно стійкі	< 0,001	1
2. Вельми стійкі	0,001 - 0,005	2
3. Стійкі	0,005 - 0,01	3
	0,01 - 0,05	4
	0,05 - 0,1	5
4. Знижено стійкі	0,1 - 0,5	6
	0,5 - 1,0	7
5. Малостійкі	1,0 - 5,0	8
	5,0 - 10,0	9
6. Нестійкі	> 10,0	10

Мінеральні води, що містять CO₂ підвищеної концентрації, більш агресивно впливають на метали, прискорюють процес корозії і руйнування

РОЗДІЛ 4 *Дослідження мастильних і протизносних властивостей промивальних рідин*

труб. Хімічна корозія з'являється внаслідок знаходження в воді CO₂, O₂, H₂S, HCl, Cl і H₂SO₄ в концентраціях, які обумовлюють поступове окислення металу. У газонасичених мінеральних водах інтенсивність корозії підвищується. У вуглекислій воді, зі значним вмістом CO₂, реакція протікає за рівням

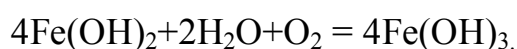


де Fe(HCO₂) є нестійким з'єднанням, яке, в свою чергу, розпадається наступним чином:

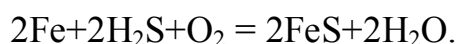


де Fe(OH)₂ – гідрат закису заліза.

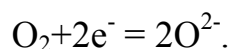
При тривалій дії води і кисню утворюється гідрат оксиду заліза – іржа



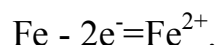
У сульфідній воді, в результаті впливу сірководню на метал, утворюється сірчисте залізо



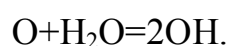
Кисень в поверхні розділу «рідина – повітря», як відомо, чинить найбільшу дію з окислення, відновлюючи метал



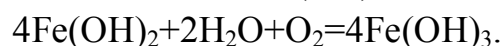
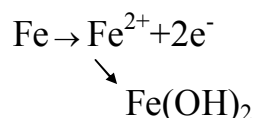
У хімічних реакціях метал віддає два зовнішніх електрона



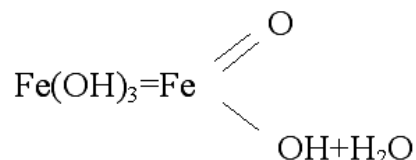
Анодний процес триває в наступному порядку



Потік іонів



Комплекс, що утворився, частково відщеплюючи воду, за складом відповідає іржі



Ефективним способом захисту бурового обладнання від корозії є застосування спеціальних речовин – інгібіторів, що додаються до промивальних/технологічних рідин при бурінні та експлуатації свердловин. Авторами роботи були проведені дослідження з різними типами інгібіторів,

щодо визначення ступеня захисту (%) сталей групи нуль від вмісту сірководню. Зразки випробовувалися протягом 2 год при температурі 80°C. Концентрація інгібітору становила близько 420 - 530 мг/л. Результати випробувань наведені в табл. 4.5.

Таблиця 4.5

Результати досліджень захисної дії інгібіторів

Промивальна рідина			Ступінь захисту (%) для сталей групи		
Основа	Добавка				
	назва	вміст, г/л	Д	Е	К
Технічна вода	АО - 1	490	48	46	22
	Коримид	590	100	100	100
	ІКБ - В	480	100	100	100
	ЦКБ - 2 - 2	420	69	62	64

Особливістю досліджень були аномально високі температури, вода хлоридно-натрієвого складу з мінералізацією від 2,1 до 37,3 г/л і присутністю аніонів CO_3 , SO_4 і HCO_3 . В таких умовах швидкість корозії збільшується, що призводить до швидкого виходу з ладу обладнання, обсадних колон, бурильних труб і породоруйнівного інструменту. Встановлено, що в таких умовах в якості інгібітору корозії найбільш доцільно застосовувати ІКБ-«В», захисна дія якого заснована на здатності адсорбуватися на поверхні металів з утворенням плівки, яка служить бар'єром між металом і навколишнім середовищем. ІКБ-«В» випускається у вигляді 50% водо- і нафторозчинних паст.

Важливе значення для вивчення корозійних властивостей промивальних рідин мають поляризаційні характеристики. Аналіз корозійних поляризаційних діаграм, побудованих на основі анодних і катодних поляризаційних кривих, дозволяє зробити якісне і кількісне судження про характер корозійного процесу.

Сутність поляризаційного методу зводиться до знаходження з поляризаційних даних залежності між швидкістю протікання на електроді відповідної реакції і його потенціалом. Якщо в промивальній рідині знаходиться інгібітор, то електрохімічні вимірювання дозволяють визначити вплив добавки на кінетику катодного і анодного процесів, а також встановити переважну дію інгібітору на один з них.

Поляризаційні дані дозволяють судити про викликання добавкою зміни струму саморозчинення, а звідси – про вплив концентрації добавки на швидкість процесу. Найбільш зручний метод вивчення кінетики електродних процесів – це отримання анодних поляризаційних кривих, тобто встановлення залежності між анодним струмом і потенціалом електрода.

В роботі анодні поляризаційні криві були отримані потенціостатичним методом, при якому підтримують на електроді постійні значення потенціалу і заміряють сталу щільність струму. Зняття поляризаційних кривих проводилося на потенціостаті П-56П. Установка складалася з електролітичного елемента, потенціостата, катодного вольтметра, швидкодіючого потенціометра БП-5684.

Методом зняття поляризаційних кривих досліджували зразок вуглецевої сталі групи міцності X, в воді і глинистому розчині, з різною концентрацією інгібітору ІКБ-«В».

Використовуючи залежності щільності струму від швидкості корозії, були отримані значення швидкості корозії для ІКБ-«В» у воді (табл. 4.6).

Таблиця 4.6

Результати вимірювання захисної дії інгібітору ІКБ-«В» у воді

C, мг/л	Щільність струму, мА/см ²	Показник стійкості, мм/рік
0	$4,37 \cdot 10^{-1}$	5,06
1	$4,56 \cdot 10^{-1}$	5,2
5	$5 \cdot 10^{-1}$	5,8
20	$5,25 \cdot 10^{-1}$	6
50	$4,36 \cdot 10^{-1}$	5

Встановлено, що інгібітор має захисні властивості при концентрації вище 20 мг/л і оптимальною є концентрації понад 50 мг/л. Результати визначення захисної дії ІКБ-«В», при введенні його в склад глинистого розчину, наведені в табл. 4.7.

Таблиця 4.7

Результати вимірювання захисної дії інгібітору ІКБ-«В» у глинистому розчині

C, мг/л	Щільність струму, мА/см ²	Показник стійкості, мм/рік
0	$1,5 \cdot 10^{-1}$	0,17
1	$1,38 \cdot 10^{-1}$	0,16
5	$1,1 \cdot 10^{-1}$	0,12
20	$0,725 \cdot 10^{-1}$	0,08
50	$2,76 \cdot 10^{-1}$	0,3

Концентрація інгібітора ІКБ-«В» 20 мг/л є оптимальною для даних умов протікання корозійного процесу вуглецевої сталі в буровому розчині. Подальше збільшення концентрації інгібітору призводить до зростання швидкості корозії [109]. Випробування проводилися в умовах, що найбільш повно моделюють реальні (наявність NaCl в кількості 30 г/л, додатково розчини нагрівалися до 70°C). Дія інгібітору на антикорозійні властивості промивальних рідин залежить від наявності в їх складі ПАР, розчинів електролітів і хімічних реагентів.

Введення інгібітору корозії ІКБ-«В» до складу глинистого розчину сприяє, окрім іншого, поліпшенню його технологічних властивостей (табл. 4.8).

До появи центрів корозії на внутрішній поверхні труб може призводити прискорений спуск доліт у свердловину. Надалі, промивальні рідини, діючи на обсадні труби, утворюють осередки корозії в інтервалі зняття окалини і ризок. Для попередження пошкодження обсадних труб рекомендується застосовувати спеціальні покриття породоруйнівного інструменту при спуску бурового снаряда в свердловину.

Таблиця 4.8

Залежність властивостей промивальної рідини від концентрації інгібітору

№ з/п	Склад промивальної рідини		Властивості промивальної рідини		
			Водовіддача, см ³ за 30 хв	В'язкість, с	Питома вага, кг/м ³
1	Без інгібітору		5	25 - 30	1200
2	3 інгібітором	1 мг/л	5	30	1200
		5 мг/л	4,9	33	1210
		20 мг/л	4,5	40	1220
		50 мг/л	4,2	55	1250

При виборі матеріалу труб для свердловини з мінеральними водами, необхідно враховувати тип води і стійкість до корозії матеріалу в ній. У вуглекислих водах, що містять іони хлоридів і сульфатів, найбільш стійкими є труби з нержавіючої сталі, поліетилену, вініпласту, а менш стійкі зі сталі і азбоцементу.

4.4 ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 4

1. Запропоновано, для характеристики мастильної здатності промивальної рідини, використовувати коефіцієнт тертя пари «сталь - гірська порода», що є відношенням тангенціального зусилля опору до нормального навантаження, на який значний вплив чинять різні добавки, здатні адсорбуватися на поверхнях розділу.

2. Відзначено, що максимальна ефективність поверхнево-активних речовин, як компонента бурового агента, визначається активністю їх полярних молекул.

3. Встановлено, що на мастильну здатність промивальних рідин не чинять істотного впливу технологічні фактори, а вона, в більшій мірі, залежить від типу мастильної добавки і її компонентного і речовинного вмісту.

4. Відзначено, що введення до складу промивальної рідини поверхнево-активних речовин, забезпечує значне зменшення зносу бурового інструменту.

5. Запропоновано точне рішення диференціального рівняння для визначення розподілу тисків в гідростатичних підшипниках.

6. Показано, що при хімічній корозії процес руйнування починається з поверхні металу, а з розвитком він поширюється вглиб.

7. Встановлено, що ефективним способом захисту бурового інструменту від корозії є добавки до промивальних рідин спеціальних речовин – інгібіторів корозії, які, адсорбуючись на поверхнях розділу, утворюють захисні протикорозійні плівки.

8. Відзначено, що дія інгібіторів корозії залежить від хімічного складу останніх, кількісного вмісту їх в промивальній/технологічній рідині і аспектів режиму застосування.

РОЗДІЛ 5. ОСОБЛИВОСТІ ДЕЯКИХ ВЗАЄМОДІЙ, СУПРОВОДЖУЮЧИХ ЦИРКУЛЯЦІЙНІ ПРОЦЕСИ В БУРОВИХ СВЕРДЛОВИНАХ

5.1 Формулювання обмежувальних заходів технології буріння в осадових породах

Присутність на контакті з гірською породою чужорідного середовища (до прикладу – бурового розчину для промивання) викликає фізико-хімічні процеси на межі розділу: осмотичні явища, поверхневу гідратацію, розчинення, капілярне проникнення тощо [110]. У деяких породах вони можуть викликати помітну зміну їх агрегатного стану, сил внутрішнього зчеплення і, в підсумку, можуть істотно перетворити властивості гірських порід в пристовбурному просторі свердловини в порівнянні з первинними, що існували в природному заляганні. Особливо небезпечно підвищення схильності до пластичної течії глинистих і хемогенних гірських порід [111].

Знеміцненню порід в стінках свердловини також сприяє розвиток втомних явищ, який відбувається під впливом гідродинамічних ударів і змінного тиску в стовбурі при виконанні спуско-підйомних операцій (СПО) [112]. При циркуляції бурової промивальної рідини стовбуром, порушується температурний режим гірських порід в стінках свердловини, який також викликає появу додаткової напруги. Нарешті, на контакті пластових флюїдів з промивальною рідиною, можуть спостерігатися тривалі або короточасні порушення гідродинамічної рівноваги, і в таких випадках рухоме середовище (рідина або газ), під дією різниці тисків, буде легко перетікати в область зниженого тиску. Іншими словами, може виникнути стійке перетікання промивальної рідини в навколишній стовбур (гірські породи), або, навпаки, пластових рідин в стовбур свердловини. Всі ці порушення рівноважного стану в пристовбурному просторі свердловини і на її стінках несприятливо позначається на процесі поглиблення і значно ускладнюють його.

На боротьбу з ускладненнями в глибокому бурінні витрачається в середньому до 20 - 25% загального часу на спорудження свердловини [55]. На практиці одне виникле ускладнення нерідко тягне за собою інше (поглинання бурового розчину може викликати приплив з високонапірного горизонту; осипи і обвали – затягування інструменту і т.д.), а поєднання декількох ускладнень в одному стовбурі надзвичайно ускладнює завдання їх ліквідації та призводить до значних витрат часу і матеріалів. Неліквідовані ускладнення можуть стати причиною аварії. Аварії в бурінні і пов'язані з ними аварійні роботи призводять до непродуктивної втрати робочого часу, більш інтенсивного витрачання трудових ресурсів, значних матеріальних і фінансових витрат [56].

В арсеналі застосовуваних засобів попередження ускладнень при бурінні, як переконливо показала практика спорудження свердловин [49], найефективнішим є правильний підбір очисних агентів (за складом і властивостями), для кожного специфічного інтервалу і грамотне оперативне коректування режиму очищення в залежності від властивостей перебудованих

гірських порід. Разом з тим, існують значні прогалини в методичних питаннях реалізації системи заходів попередження ускладнень, які в цілому пов'язані з недостатнім рівнем дослідження фізико-хімічного боку процесів взаємодії промивальних рідин з осадовими гірськими породами [50].

Осипи і обвали відбуваються при проходці ущільнених глин, аргілітів або глинистих сланців. В результаті зволоження циркулюючої рідиною, або її фільтратом, знижується межа міцності ущільнених глин, аргілітів або глинистих сланців, що веде до їх обвалення (осипів). Осипам і обвалам може сприяти набухання. Проникнення вільної води, яка міститься у великих кількостях в розчинах, в пласти, складені ущільненими глинами, аргілітами або глинистими сланцями, призводить до їх набрякання, випирання в стовбур свердловини і врешті-решт до обвалення (осипання). Осипи можуть відбуватися через механічну дію бурильного інструменту на стінки свердловини [113]. Осипи і обвали можуть трапитися також в результаті дії тектонічних сил, які обумовлюють стиснення порід. Значення гірського тиску при цьому значно перевищує тиск з боку стовпа промивальної рідини. Характерними ознаками осипів і обвалів є: різке підвищення тиску на викидній магістралі бурових насосів, інтенсивне винесення уламків порід, каверноутворення і недоходження бурильної колони до вибою без промивання і опрацювання, затягування і прихвати бурильної колони, іноді виділення газу. Через небезпеку поломки бурильних труб доводиться зменшувати навантаження на долото, а це веде до зниження швидкості буріння.

Набухання відбувається при проходці осадових порід типу глин, в окремих випадках аргілітів (при значному вмісті в них мінералів типу монтморилоніту). В результаті дії промивальної рідини і її фільтрату, перераховані породи набухають, значно звужуючи стовбур свердловини [57].

Повзучість виникає при проходженні високопластичних порід (глин, глинистих сланців, піщанистих глин, аргілітів, ангідриту або соляних порід), схильних під дією виникаючої напруги деформуватися з часом, тим самим зсуватися і випирати в стовбур свердловини. В результаті недостатнього протитиску на пласт глина, піщані глини, ангідрит, глинисті сланці або соляні породи повзуть, заповнюючи собою стовбур свердловини. Ускладнення може відбуватися і в силу того, що покрівля і підшошва пласта (горизонту) глини або аргіліту повзуть, видавлюючи останні в свердловину. При цьому покрівля і підшошва пласта (горизонту) глини, глинистих сланців або аргіліту складені породами (наприклад, соляними), схильними до повзучості. Явище повзучості особливо проявляється зі зростанням глибини буріння і збільшенням температури порід [114]. Характерними ознаками повзучості є затягування, посадки бурильної колони, недоходження бурильної колони до вибою; іноді прихвати і зім'яття бурильної або обсадної колон.

Фактори, які впливають на сипкість глин, можна розділити на наступні групи: механічні, гідратація глин та інші [57]. До механічних факторів, які впливають на сипкість глин, відноситься в основному ерозія, викликана рухом бурового розчину, його турбулентністю і в'язкістю. Більшість гідравлічних

програм проектують з метою забезпечення в структурі потоку ламінарного режиму течії в затрубному просторі свердловини.

Механічні фактори включають руйнування глин в результаті ударів бурильної колони і каверно утворення, та в результаті зсувів глинистих розрізів. Останнє відбувається тому, що при утворенні стовбура свердловини порушується напруженість системи, а це викликає динамічні зміщення в розрізі. Такі зміщення ведуть до руйнування шарів глин в зоні стовбура свердловини на дрібні розломи (фрагменти), які обсипаються в стовбур [58].

Гідrataцію глин визначають кілька чинників. У процесі утворення осадових порід, глинистий розріз поступово ущільнювався під вагою верхніх шарів. При стисненні відбувалася втрата адсорбованої води і води з пор глин. Сила стиснення дорівнює напрузі в масиві породи, яка, в свою чергу, дорівнює різниці тиску верхніх шарів і порового тиску. Буріння глинистих розрізів знижує стискаючу силу на вибої свердловини, в результаті чого виникає набухання глин. Сила гідrataції глин приблизно дорівнює напруженості в масиві [57].

Осмотичне набухання (адсорбція) виникає, коли мінералізація пластових вод вища, ніж у бурового розчину. При використанні бурових розчинів на водній основі, поверхня глин представляє собою напівпроникну мембрану, через яку і відбувається осмотична гідrataція. Осмотичне набухання залежить від різниці мінералізації пластової води і бурового розчину і може привести до виникнення адсорбції або десорбції. Десорбція виникає, коли мінералізація бурового розчину вища, ніж у пластової води [115].

Набухання відбувається в результаті збільшення розміру силікатних мінералів, які представляють структуру глин, і якщо тиск набухання, який утворився, збільшує гідростатичне стиснення навколо стовбура свердловини вище граничної напруги зсуву глин, то виникає порушення стовбура [54]. Порушення стійкості стовбура свердловини призводить до утворення каверн і осипів.

Осипи глин пов'язані з низкою факторів, які збільшують інтенсивність осипань в стовбур свердловини. Пласти, які залягають під кутом, обсипаються інтенсивніше, ніж горизонтальні. Це відбувається тому, що в процесі адсорбції води глини розширюються в напрямку, перпендикулярному до залягання пластів, в результаті чого пласти зі значними кутами падіння більше руйнуються [55]. Процес осипання крихких глинистих сланців, які не містять активних глин, пояснюється проникненням води між площинами нашарування і мікротріщинами. В результаті збільшується тиск набухання, який руйнує сполучні сили між поверхнями розривів (тріщин), що викликає руйнування глин.

Проведені аналітичні дослідження показали наступне: при контакті з водою або водними розчинами осадові породи типу глин, на відміну від інших гірських порід, переходять з твердого стану в пастоподібний. В результаті некомпенсованих молекулярних сил на поверхні глинистих мінералів утворюються сольватні (гідратні) шари і відбувається приріст обсягу частинок

[116]. Цей процес (набухання) супроводжується розвитком тиску набухання або тиску розклинювання [117] і виділенням тепла набухання.

Основну роль в міжпакетному набуханні і в утворенні сольватних (гідратних) шарів на зовнішніх поверхнях глинистих мінералів, грають адсорбційні сили [118]. Кількість рідини, яка зв'язується глиною, і збільшення обсягу її частин, можна охарактеризувати коефіцієнтом набухання K , який дорівнює відношенню об'єму рідини набухання V_p до обсягу сухих частинок глини V_o [119]

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

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

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

Таблиця 5.1

Вплив органічних речовин на набухання монтморилоніту

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

Дані табл. 5.1 свідчать про відсутність впливу органічних речовин (за винятком пікринової кислоти) на процес мінімізації негативної дії фільтрату промивальних рідин на набухання монтморилоніту. Наведені в таблиці органічні сполуки є компонентами речовин, які використовуються при обробці промивальних рідин для надання їм змащуючого ефекту і наближення їх

властивостей до таких для пластових рідин (так звані розчини на нафтовій основі) [114]. Таким чином, з метою попередження прояву в першу чергу набухання, бурові розчини в обов'язковому порядку повинні бути піддані хімічній обробці поверхнево-активними речовинами, які будуть перешкоджати проникненню фільтрату промивальних рідин в міжпакетний простір глинистих порід.

Таблиця 5.2

Вплив органічних поверхнево-активних речовин на набухання монтморилоніту

Промивальна рідина		Час взаємодії, хв.	Міра набухання, %
Основа	Добавка		
	назва	вміст, %	
Дистильована вода	–	–	100
	Сульфонол	0,15	23
	Катапін-А	0,25	32,5
	Феноксол	0,5	22

Таблиця 5.3

Вплив неорганічних поверхнево-активних речовин на набухання монтморилоніту

Промивальна рідина		Час взаємодії, хв.	Міра набухання, %
Основа	Добавка		
	назва	вміст, %	
Дистильова на вода	–	–	100
	Силікат натрію	5	50
	Біхромат натрію	0,1	28
	Сульфат кальцію	0,2	30
	Алюмінат натрію	0,5	52

Аналіз даних, наведених в табл. 5.2 і 5.3, показує наступне: поверхнево-активні речовини (ПАР) істотно зменшують міру набухання глини під дією фільтрату промивальних рідин; якісно органічні поверхнево-активні речовини є більш прийнятним для застосування при обробці промивальних рідин, оскільки вони значно ефективніше знижують ступінь набухання досліджуваної глини, ніж неорганічні. Наведені значення концентрації ПАР в промивальних рідинах є граничними, їх перевищення не призведе до якісних змін в процесах взаємодії промивальних рідин з осадовими глинистими породами.

На рис. 5.1 і 5.2 приведені якісні залежності, які дають уявлення про ступінь впливу ПАР органічної і неорганічної природи на ступінь набрякання основних типів глинистих порід. Для порівняльних досліджень використовувалися найбільш ефективні ПАР, що було визначено при

дослідженнях заходів набухання монтморилоніту, а саме – феноксол і біхромат натрію.

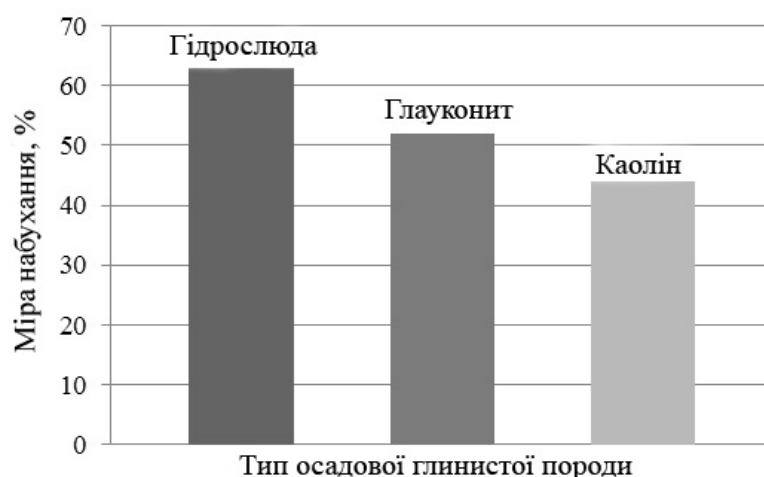


Рис. 5.1. Залежність ступеню набухання основних типів глинистих порід для умов застосування в якості ПАР органічної речовини – феноксолу

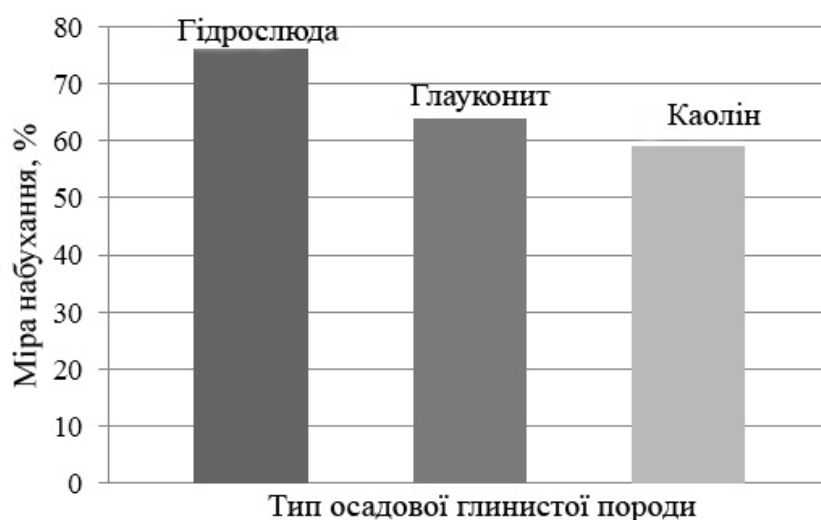


Рис. 5.2. Залежність ступеню набухання основних типів глинистих порід для умов застосування в якості ПАР неорганічної речовини – біхромату натрію

Наведені залежності (рис. 5.1 - 5.2), свідчать про збереження якісних закономірностей встановлених для монтморилонітових глин, щодо ступеня їх набухання під дією фільтрату промивальних рідин і, крім того, додатково підтверджують значно більшу ефективність саме органічних ПАР в порівнянні з неорганічними.

Більшість бурових розчинів відносяться до розчинів на водній основі, тобто рідкою фазою в них є вода, в якій деякі речовини знаходяться в розчиненому вигляді (хімічні реагенти), а інші в зваженому стані (бентоніт, вибурена порода, обважнювач) [120].

Глини відрізняються одна від одної будовою кристалічної решітки: поєднанням структурних шарів; катіонами металів (залізо, магній), які входять в неї, і катіонами металів, які містяться в поверхневому шарі. Кристалічні решітки глинистих мінералів побудовані з осередків тетраєдрів і октаєдричних

структур, які представляють собою сітчасті шари. Шари тетраедрів складаються з іонів кремнію, оточених чотирма іонами кисню або гідроксилів. Октаедричні шари складаються з іонів алюмінію або магнію, оточених шістьма іонами кисню. Шари тетраедрів і октаедричних структур з'єднуються в різних мінералах обмінними шарами, які складаються з іонів калію, натрію, кальцію, магнію [121]. Кристалічна решітка монтморилоніту є зчленуванням в «пакет» двох шарів тетраедрів, які утворюють гексагональну сітку, між якими знаходиться один октаедричний шар. «Пакети» з'єднані між собою обмінними шарами, які містять натрій, кальцій і молекули води. Між шарами «пакетів» існує гнучкий зв'язок, який допускає збільшення відстані при проникненні в міжпакетний простір молекул води. Відстань може зменшуватися, якщо водень в зовнішніх гідроксильних групах заміщають катіони кальцію, магнію (двовалентні), заліза, алюмінію (тривалентні), або збільшуватися при заміщенні катіонами натрію, калію (одновалентні метали).

Катіони металів, які містяться в поверхневому шарі, мають здатність дисоціювати в воді [110] при розпусканні в ній глини. Поверхня глини набуває негативний заряд. Полярні молекули води притягуються негативним зарядом поверхні глини, проникають між «пакетами» шарів кристалічної решітки глини і розсовують шари. Утворюються тонкі частинки, схожі на пластинки. В результаті такого диспергування частки глини (дисперсійна фаза бурових розчинів) мають велику питому поверхню. У міру диспергування з'являється така міра дисперсності, при якій величина питомої поверхні частинок максимальна. Ця міра дисперсності характерна для частинок колоїдного розміру.

Різні форми нестійкості стовбура свердловини, типи взаємодії, які виникають між промивальними рідинами і глинистими породами, обов'язково пов'язані з явищами гідратації. Можливі два механізми адсорбції води на глинистих частках: поверхнева гідратація і осмотичне набухання [122].

В якості об'єктів досліджень було використано набір глин, який вже досліджувалися раніше – монтморилоніт, гідрослюда, глауконіт і каолін. Хімічний склад досліджуваних глин визначали за допомогою звичайних аналітичних методів аналізу силікатних порід [119].

Встановлено, що глинисті мінерали відрізняються один від іншого способом їх зчленування в пакети, природою і енергією зв'язку між останніми, характером заселення тетраедра і октаедричної сітки і цілим рядом інших особливостей. Все це обумовлює різноманітність колоїдно-хімічних властивостей окремих представників [123]. Для визначення адсорбційних характеристик глинистих мінералів використовували ізотерми адсорбції води.

На рис. 5.3 наведені результати лабораторних досліджень адсорбційних властивостей і визначення граничних адсорбційних об'ємів V_s глинистих порід, які є мірою ступеня набухання глинистих порід.

Адсорбція води на монтморилоніті викликає значне збільшення його об'єму, але вода на поверхні глини утримується слабо. У гідрослюди і глауконіту адсорбція води супроводжується кристалічним і осмотичним набуханням. Для каолінових глин відзначено тільки кристалічне набухання.

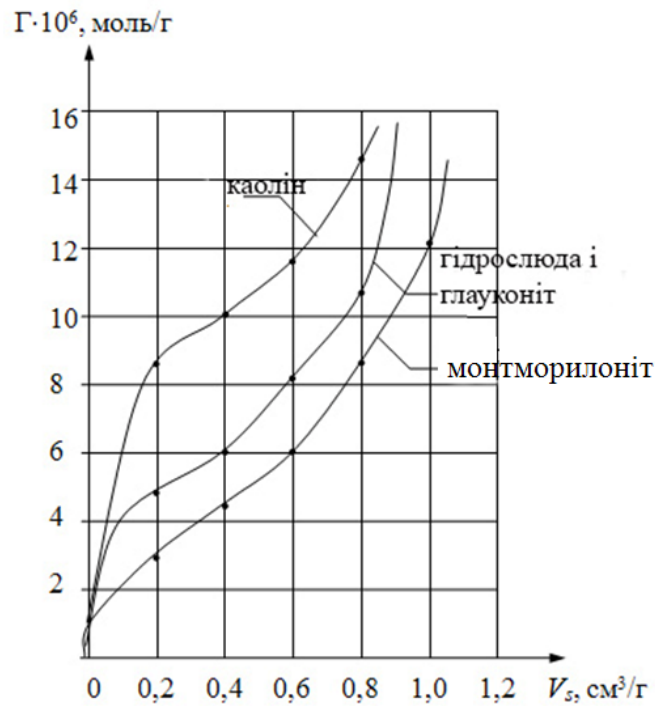


Рис. 5.3. Ізотерма залежності адсорбційної активності основних типів глинистих порід для умов адсорбції на їх поверхні води

Присутність у складі промивальної рідини хімічних речовин може істотно впливати на характер адсорбційних процесів. Для вибору речовин, здатних витіснити з поверхні глинистих порід адсорбовану воду авторами роботи запропоновано використовувати умову рівності потенціалів іонізації адсорбенту і адсорбату.

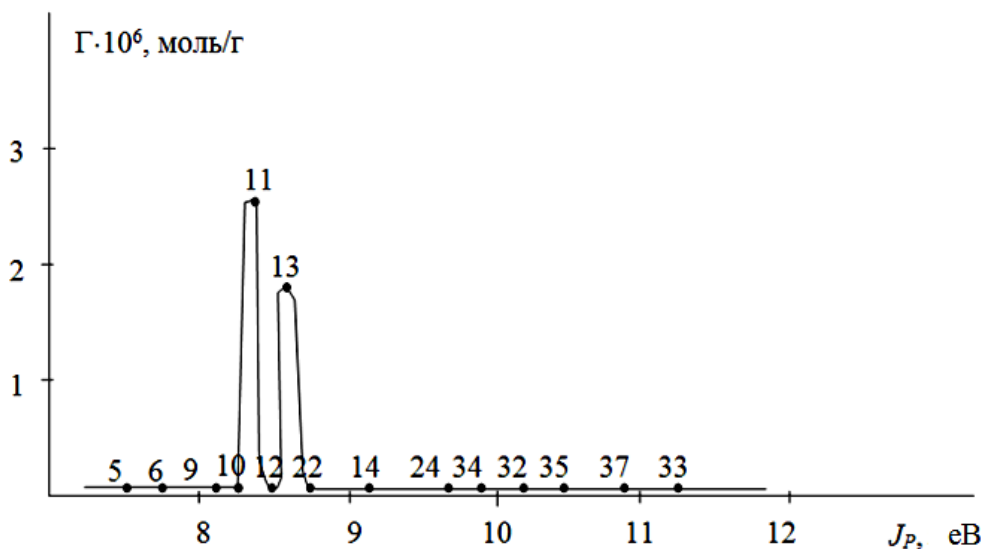


Рис. 5.4. Залежність адсорбції на глинистому сланці органічних речовин від їх потенціалів іонізації (нумерація точок відповідає табл. 2.5)

На рис 5.4 наведена залежність адсорбції на глинистому сланці органічних речовин від їх потенціалів іонізації. В результаті проведених досліджень встановлено, що величина резонансного потенціалу іонізації дорівнює 8,3 eV.

Вивчення адсорбції аніліну ($J = 7,7$ eВ), резорцину ($J = 8,31$ eВ) і бензойної кислоти ($J = 9,4$ eВ) дозволило зробити висновок про те, що хемосорбуватися на глинистому сланці здатний лише резорцин, який утворює з поверхнею хімічний зв'язок міцніший, ніж водневий зв'язок молекул води, подібний до ковалентного.

Придатність промивальної рідини до тих чи інших умов буріння характеризується рядом експлуатаційних (технологічних) параметрів, серед яких найважливіші такі: густина (питома вага), в'язкість, статичне напруження зсуву, водовіддача, товщина фільтраційної кірки, добовий відстій і вміст піску і газу [6].

Особливістю коагуляційних структур глинистих мінералів є їх своєрідні високоеластичні властивості, які повільно розвиваються і повільно спадають після розвантаження; вони є оборотними за величиною деформації зсуву і характерні не для самих кристалів глинистих мінералів, а для утвореної ними просторової сітки з тонкими прошарками води по ділянках контактів [119]. Міцність коагуляційних структур, які утворюються у водних дисперсійних середовищах глинистих мінералів, визначається числом вільних частинок і числом контактів зчеплення, які виникають при мимовільному диспергуванні глини. У той же час, щільність структури знижується (при незмінному числі або площі контактів) зі збільшенням товщини прошарків води, тобто іншими словами товщини дифузійної обкладки подвійного шару іонів, який виникає при взаємодії глинистої частки з водою.

5.2 Аналітичні і лабораторні дослідження впливу фільтрату промивальних рідин на процеси набухання гірських порід

Фактором, який визначає результати міжфазної взаємодії системи «глиниста порода - вода», є міра гідратації твердої фази. Зв'язаною твердою поверхнею є адсорбована вода першого молекулярного шару. Вода дифузійних подвійних шарів іонів, яка утворює так звану оболонку гідрату, пов'язана дуже слабо. Утворення розвинених дифузійних іонних шарів стабілізує поверхню частинок в результаті відштовхуючої дії однойменно заряджених протіоіонних площин. Міцність структури в таких суспензіях падає до нуля, а тиксотропні властивості стають слабо вираженими [122].

Введенням 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 частинок між собою.

Таким чином, основний принцип управління властивостями глинистих розчинів зводиться до зміни товщини оболонок гідратів між частинками дисперсної фази і до зміни кількості останніх в одиниці об'єму [115].

Критерієм управління ступенем гідратації глинистих порід може бути прийнятий адсорбційний об'єм V_s глинистих порід, який є опосередкованою характеристикою мірою ступеня набухання глинистих порід. У табл. 5.4

наведені дані, щодо визначення впливу основних технологічних характеристик бурового розчину, оперативно-контрольованих навіть в польових умовах, на його фізико-хімічну активність щодо глинистих порід, які складають стінки споруджуваної свердловини. Дисперсною фазою бурового розчину була прийнята бентонітова глина [6].

Таблиця 5.4

Адсорбційний об'єм V_s глинистих порід за умови взаємодії з 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 видно повністю закономірний висновок: зі зростанням густини бурового розчину, і в нашому випадку вмісту твердої фази, адсорбційний 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.

Відомо наступне: зі зростанням глибини свердловини підвищується температура гірських порід, що, відповідно, викликає зростання температури циркулюючого бурового розчину [124], саме тому наступним етапом досліджень було встановлення спрямованості впливу зростання температури бурового розчину на досліджуваний показник – адсорбційний об'єм V_s глинистих порід; результати зазначених досліджень наведені в табл. 5.5.

Таблиця 5.5

Адсорбційний об'єм V_s глинистих порід за умов взаємодії з буровим розчином змінної температури, приготованого на основі реагенту – бентоніту

Температура досліджуваного бурового розчину, °С	25	30	35	40	45	50
Адсорбційний об'єм V_s , см ³ /г	0,82	1,33	1,87	2,23	2,62	2,92

Дані табл. 5.5 переконливо свідчать про наявність повністю певного зв'язку між зміною температури бурового розчину, а з огляду на умови експерименту і зростанням температури самих гірських порід, при цьому збільшується гідратаційна активність глинистих порід, і як наслідок – міра їх набухання. Ця обставина вказує на необхідність додаткового регулювання

технологічних показників бурового розчину, з огляду на потребу надання йому властивостей термічної стійкості.

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 представлені в табл. 5.6.

Таблиця 5.6

Адсорбційний об'єм V_s глинистих порід за умов взаємодії з буровим розчином змінного ступеня мінералізації, приготованого на основі реагенту – бентоніту

Концентрація мінеральної речовини, г/л	Умовна в'язкість, с	СНС ₁ /СНС 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

Таким чином, зі збільшенням ступеня 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 проходці товщ порід з вмістом мінеральних речовин типу солей, того чи іншого хімічного складу, реагентів, які покликані унеможливити ефект збільшення ступеня набухання осадових глинистих порід.

Підводячи проміжний висновок, необхідно відзначити наступне: існує повністю однозначний вплив геолого-технологічних умов на результати взаємодії бурового розчину з буримими осадовими породами, що в обов'язковому порядку повинно враховуватися при розробці гідравлічної програми промивання свердловини.

Останнім часом намітилася стійка тенденція зростання ступеня вживання полімерних речовин (високомолекулярних сполук) для приготування бурових розчинів [59].

До високомолекулярних речовин відносяться сполуки, які складаються з великих молекул (макромолекул) з молекулярною вагою не менше 10000 - 15000. Нерідко молекулярна вага природних високомолекулярних сполук досягає декількох мільйонів. Розмір макромолекул дуже великий в порівнянні з розмірами звичайних молекул [122]. Наприклад, якщо довжина молекули етану дорівнює всього декільком ангстрем, то довжина лінійних молекул каучуку і целюлози досягає 4000 - 8000 ангстрем (при поперечному розмірі 3 - 7,5 ангстрем).

Крім природних високомолекулярних речовин в даний час застосовують ряд синтетичних високомолекулярних продуктів. Сюди варто віднести синтетичні каучуки і різні синтетичні полімери. Ці продукти, надзвичайно різноманітні за хімічною будовою і властивостями, не тільки є повноцінними заміниками природних високомолекулярних речовин, але і отримують часто зовсім нове застосування.

Молекули високомолекулярних речовин можуть бути лінійними і розгалуженими, причому довжина молекулярних ланцюгів може бути порівняно великою – перевищувати 1 мкм. Саме лінійною формою макромолекул визначаються типові властивості полімерів: каучукоподібна еластичність, здатність утворювати міцні плівки і нитки, набухати, давати при розчиненні в'язкі розчини і т.п.

Розчини високомолекулярних речовин, якщо вони знаходяться в термодинамічно рівноважному стані, агрегативно стійки, як і дійсні розчини [30]. При введенні великих кількостей електролітів спостерігається виділення високомолекулярних речовин з розчину. Однак це явище не слід ототожнювати з коагуляцією типових колоїдних систем.

Таблиця 5.7

Вплив полімерних з'єднань на набухання 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 (ГІПАН)	0,5		50
	Нітролігнін	0,5		15
	ГІПАН + силікат натрію (1:10)	5		87
	Гідролізований поліакриламід (РС-2)	5		52

Коагуляція золів відбувається при введенні порівняно невеликих кількостей електроліту і являє собою зазвичай необоротне явище. Виділення ж з розчину високомолекулярної речовини відбувається при додаванні відносно великої кількості електроліту, та є зазвичай оборотним процесом – після видалення з осаду електроліту високомолекулярна речовина знову здатна до розчинення [126].

У табл. 5.7 наведені дані досліджень, спрямованих на з'ясування механізму взаємодії полімерних з'єднань, введених до складу бурових промивальних рідин, з осадовими глинистими породами (на прикладі монтморилоніту).

Застосування водорозчинних полімерів, більшість з яких поєднують в собі властивості аніонних ПАВ і поліелектролітів, сприяє зниженню набухання глин. В цілому отримані дані можуть служити відправною методикою підбору

рецептур для приготування бурових розчинів при переборюванні товщ глинистих відкладень.

На рис. 5.5 наведені порівняльні дані щодо ефективності застосування полімерів для різних типів глин (за мінералогічним походженням).

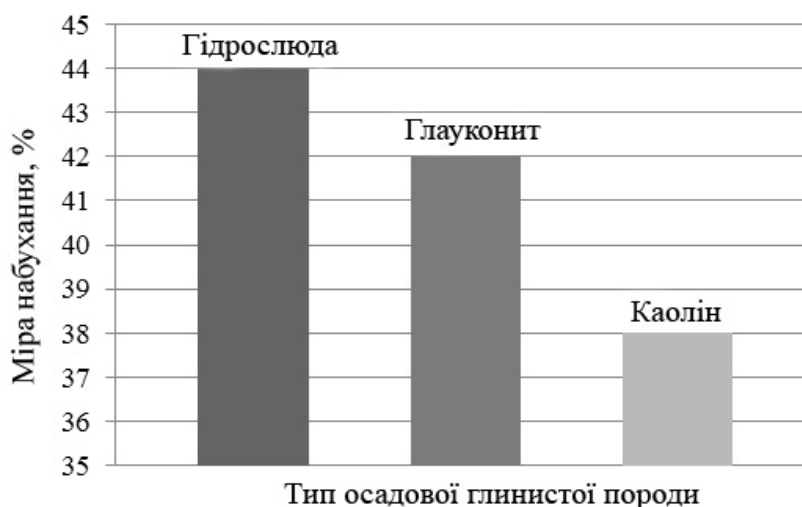


Рис. 5.5 Залежність міри набухання основних типів глинистих порід для умов застосування в якості реагенту-регулятора карбоксиметилцелюлози (КМЦ)

Наведені залежності (рис. 5.5) свідчать про збереження якісних закономірностей встановлених раніше для глинистих порід, щодо ступеня їх набухання під дією фільтрату промивальних рідин при застосуванні ПАР (органічного та неорганічного походження); іншими словами, мінералогічний склад глинистих порід є відправним пунктом методики підбору типу і концентрації в буровому розчині полімерних речовин.

У лабораторних умовах були проведені також дослідження з вивчення впливу різних добавок до промивальних рідин, призначених для зниження гідравлічних опорів при циркуляції промивальної рідини по стовбуру споруджуваної свердловини [127]. Результати досліджень наведені в табл. 5.8.

Таблиця 5.8

Вплив добавок до промивальних рідин на зниження гідравлічних опорів при циркуляції

Основа	Промивальна рідина		Час взаємодії, хв.	Зниження гідравлічних опорів, %
	Добавка			
	Назва	Вміст, %		
Технічна вода	-	-	0,031	100
	Сульфол	0,15	0,027	120
	Неонол	0,5	0,24	220
	Феноксол ВІС-15	0,5	0,22	250
	Гідролізований поліакрилнітрил (ГПАН)	0,1	0,20	310
	Гідролізований поліакриламід (РС-2)	0,1	0,15	58

Оцінку впливу добавок на гідравлічні опори здійснювали за їхньою здатністю знижувати коефіцієнт опору, розрахований за формулою Дарсі-Вейсбаха [128]. В результаті проведених досліджень встановлено, що найбільше зниження гідравлічних опорів при циркуляції досягається при введенні до складу промивальної рідини високомолекулярних неорганічних сполук з лінійною формою макромолекули.

5.3 Процеси подрібнення і прояви хвильових ефектів при бурінні свердловин

Велике значення в гірничій справі мають питання, пов'язані з диспергуванням порід, серед яких найбільш поширеним є механічне подрібнення. Залежно від природи матеріалу і характеру його використання, до подрібнення пред'являють різні вимоги, серед яких основним є отримання максимально тонких порошків при обмеженні витрат енергії і часу [129].

В процесі диспергування гірських порід можна виділити два етапи:

- руйнування зовнішнього шару частинок;
- агрегація частинок, як мимовільна, так і викликана зовнішніми стискаючими зусиллями.

Отже, вивчення процесу диспергування гірських порід пов'язано, в першу чергу, з проблемою міцності і агрегативної стійкості, що розглядається фізико-хімією дисперсних систем і поверхневих явищ. Для розуміння механізму подрібнення становить інтерес проведення теоретичних і експериментальних досліджень процесу диспергування і агрегації, змін, що відбуваються в кристалічній структурі і енергетичному стані поверхневих шарів частинок гірської породи.

Зазвичай, руйнування здійснюють шляхом механічної дії тіл, що мелють, або шматків породи. До машин цього класу відносяться обертаючі, вібраційні струменеві млини, молоткові, хвильові і інші дробарки. У гірничій промисловості частіше інших застосовують чотири типи млинів: обертаючі кульові, вібраційні, ударні і струменеві.

Обертаючі кульові млини складаються з пустотілого барабана, що має торцеві кришки, з порожніми цапфами, які встановлені в підшипниках. Помольна камера заповнена тілами, що мелють (кулі, кремнієва галька і ін.) і подрібненим матеріалом. При обертанні помольної камери, робочі тіла, що мелють, захоплюються за допомогою сил тертя і відцентрового ефекту стінками камери, піднімаються на деяку висоту і падають вниз, подрібнюючи частки в зоні зіткнення. Переміщення матеріалу, який подрібнюється, по млину здійснюється за рахунок природного напору при безперервній його подачі. При мокрому помелі матеріал зволожується рідиною. У разі сухого помелу через млин може подаватися потік повітря, що виносить найлегші подрібнені частинки. Подача гарячого повітря дозволяє поєднати помел з сушінням.

Принцип дії вібраційних млинів заснований на приведенні маси куль і подрібненого матеріалу в круговий коливальний рух за допомогою вібратора,

сполученого з електромотором. Частинки матеріалу руйнуються, падаючи в простір між кулями.

В ударних млинах (дезінтеграторах), подрібнення проводиться ударом обертових стрижнів по вільно падаючим часткам матеріалу. Дезінтегратор містить в своєму складі два обертових, назустріч один одному, диски з насадженими з внутрішньої сторони по колу рядами штифтів конічної або призматичної форми. Ряди штифтів обох дисків розташовані на різних радіусах обертання і входять з деяким зазором один в інший. Подрібнюємія матеріал надходить в центральну частину барабана. Частинки, проходячи через ряди стрижнів, піддаються ударам і, в міру просування до периферії, стають все дрібніше, і або виносяться потоком повітря в класифікатор, або висипаються через донний люк. Ступінь подрібнення матеріалу в дезінтеграторі визначається швидкістю обертання дисків, їх діаметрами, числом рядів штифтів, розташуванням і розмірами стрижнів.

У струменевому млині кінетична енергія передається частинкам матеріалу, що подрібнюється, потоком повітря, пари або продуктів згоряння, а подрібнення здійснюється або при зіткненні зустрічних потоків, або при ударі об відбійну плиту.

Для вибору типу млина та оптимальних режимів його роботи необхідне, в першу чергу, знання законів подрібнення. На сьогодні відомо кілька експериментально знайдених законів подрібнення, кожен з яких справедливий лише для певних умов. Багато з них можуть бути формально виражені таким емпірично встановленим відношенням

$$d\varepsilon = -C'' \frac{dx}{x'''} = C' \frac{ds}{s^{2-m}}, \quad (5.2)$$

де ε – енергія, що повідомляється одиниці об'єму тіла, яке піддається руйнуванню; x''' – середній розмір зерен; S – питома поверхня; C'' , m , C' – постійні, які емпірично підбираються.

Інтегрування співвідношення при $m = 1$ призводить до отримання наступного виразу

$$\varepsilon = C' \ln \left(\frac{S}{S_0} \right), \quad (5.3)$$

де S_0 – питома поверхня твердого тіла до його подрібнення.

Цей вираз являє собою закон Кирпичова-Кіка, отриманий при додатковому припущенні про незалежність спектра осколків дроблення від розмірів частинок. Інтегрування при $m_1 = 2$ дає закон Рітінгера, при $m_1 = 1,5$ – закон Бонда. Відомі й інші емпірично встановлені співвідношення, еквівалентні при $m_1 = 3$, $m_1 = 4$ і т.д.

Г.С. Ходаковим [130] запропоновано рівняння кінетики подрібнення, що найбільш повно описує цей процес і яке пов'язує витрати енергії на подрібнення і дисперсність порошків з витратами енергії на пластичні деформації в поверхневому шарі і інші втрати, які ростуть пропорційно зростанню питомої поверхні

$$d\varepsilon = \frac{gbeds}{a_2s} + \left(\frac{3b\beta l_1 + \gamma}{a_2} + \sigma \right) ds - \frac{b\beta l_1^2}{4a_2} Sds, \quad (5.4)$$

де ε – енергія, що повідомляється одиниці об'єму тіла, яке руйнується; S – питома поверхня; B – об'ємний фактор форми; a_2 – постійна, незалежна від розмірів тіла, що руйнується; l_1 – товщина шару, в якому відбуваються пластичні деформації; β – щільність енергії пластичних деформацій, що передують крихкому руйнуванню; σ – вільна енергія одиниці поверхні; γ – поверхнева щільність сил тертя і енергії утворення і руйнування агрегатів.

У рівнянні (5.4) перший член являє собою витрати енергії на об'ємне деформування твердого тіла відповідно до закону Кирпичева-Кіка, другий – витрати енергії на непружні деформації, роботи сил тертя і створення нових поверхонь, а третій враховує зміну об'єму області пластичних деформацій у зв'язку зі зміною розмірів часток.

Представляє певний практичний інтерес проведення теоретичних і експериментальних досліджень рівняння кінетики подрібнення з урахуванням деяких додаткових факторів.

Знання кінетики подрібнення необхідно для розрахунку продуктивності млинів в залежності від крупності подрібненого продукту, а також для встановлення співвідношення між величиною циркулюючого навантаження і продуктивністю млина при кондиційному за крупністю продукті, для розробки системи автоматичного управління процесом подрібнення і для вирішення ряду інших питань, пов'язаних з роботою барабанних млинів.

Сформульовано положення про те, що продуктивність млина пропорційна кількості частинок більших, ніж граничний розмір, до якого ведеться подрібнення

$$\frac{dR}{dt} = -kR, \quad (5.5)$$

де $\frac{dR}{dt}$ – швидкість зменшення вмісту великої класу в млині, що рівна за абсолютною величиною вмісту в ньому дрібного, тобто кондиційного за крупністю класу; k – коефіцієнт пропорційності, що залежить від умов подрібнення і властивостей матеріалу, який подрібнюється; R – вміст в млині класу, що крупніше граничного розміру, до якого ведеться подрібнення.

Авторам цієї роботи представляється, що (5.5) можна уточнити

$$\frac{dR}{dt} = -kR - d_0, \quad (5.6)$$

де d_0 – деяка швидкість подрібнення матеріалу, що складається тільки з одного великого класу.

Для проблеми диспергування гірських порід дуже важливим є створення середовищ, які забезпечують значний вплив на технологічні процеси, що збільшують міцність і стійкість і не погіршують властивості обладнання. У зв'язку з викладеним, були проведені лабораторні дослідження, в яких вивчалася ефективність дії середовища на поверхневу енергію гірських порід і

процес подрібнення в кульовому, вібраційному і газоструменевому млинах. В якості модельного матеріалу, що використовувався для подрібнення, застосовували залістисті кварцити.

За зовнішнім виглядом кварцит являє собою дуже міцну, щільну породу, розбиту серією різноорієнтованих тріщин з переважанням субвертикальних, за якими іноді спостерігаються слабкі натьоки гідроксиду заліза і тонкодисперсного пірофіліту. Як показали дослідження шліфів під мікроскопом, кварцит має гранобластову і ліпідогранобластову структуру. Головним породоутворюючим мінералом є кварц. Серед великої маси зерен кварцу зустрічаються уламки кварцового порфіриту. Акцесорні мінерали – циркон, платит, рутил; рудні мінерали представлені гематитом, рідше гідрогетитом.

Гірську породу перед дослідженням дробили до розміру часток від 5 до 7 мм. Після цього навіску масою в 200 г замочували в досліджуваних розчинах (вода і водні розчини алкілфенолу) протягом 2 год. Оброблений таким чином залістистий кварцит потім поміщали в лабораторний кульовий млин об'ємом 1,2 л, частотою обертання помольної камери 120 об/хв і діаметром куль 19 мм. Час помелу у всіх дослідженнях було постійним і дорівнював 25 хв. Порівняння результатів здійснювали із зразками, не підданими обробці розчинами ПАР (табл. 5.9).

Після подрібнення залістистих кварцитів в кульовому млині вміст помольної камери піддавали поділу на фракції 0,5; +0,315; - 0,315 мм за допомогою сит.

Таблиця 5.9

Результати досліджень впливу середовища на процес подрібнення залістистих кварцитів в кульовому млині

Середовище		Процентний вміст фракції		
Назва	Вміст добавки, %	+0,5	+0,315	- 0,315
Вода	-	55,545	5,080	39,375
Вода	Алкілфенол 0,001	39,910	5,395	54,695
Вода	Алкілфенол 0,005	39,625	5,235	55,140
Вода	Алкілфенол 0,01	38,255	4,270	57,475

З даних табл. 5.9 випливає, що обробка залістистих кварцитів водними розчинами алкілфенолів забезпечує підвищення ефективності диспергування в кульовому млині.

Для проведення досліджень впливу середовища на подрібнення залістистих кварцитів в лабораторному ексцентриковому млині, готували навіски масою 300 г, попередньо подрібнені до розмірів 1 - 2 см, які замочували у водному розчині алкілфенолів протягом 2 год.

Результати досліджень впливу обробки залістистих кварцитів водними розчинами на ефективність помелу в ексцентриковому млині наведені в табл. 5.10.

Таблиця 5.10

Результати досліджень впливу середовища на процес подрібнення залізистих кварцитів в ексцентриковому млині

Середовище		Процентний вміст фракції		
Назва	Вміст добавки, %	+0,5	+0,315	- 0,315
Вода	-	71,29	6,57	22,50
Вода	Алкілфенол 0,001	70,36	7,37	22,27
Вода	Алкілфенол 0,005	68,92	7,22	23,86
Вода	Алкілфенол 0,01	68,59	6,80	24,61

Виробничі випробування впливу 0,5% водного розчину поверхнево-активної речовини на технологічний процес помелу шлаку були проведені на газоструминних млинах. Обробка шлаку розчином ПАР проводилася при завантаженні сировини в приймальний бункер млина.

Результати проведених досліджень показали, що обробка шлаку розчином ПАР перед його подрібненням дозволяє підвищити продуктивність млина на 15,7%.

Аналіз механізмів руйнування порід при спорудженні свердловин дає підставу вважати, що в їх основі лежать хвильові процеси.

Під дією робочого інструмента в гірській породі виникають зсувні напруження, що призводять до генерування пружних хвиль. У міру поширення хвилі частина енергії витрачається на здійснення роботи руйнування, а інша її частина, змінюючи напрямок руху, розсіюється в масиві.

До параметрів хвилі, що визначають процес руйнування, слід віднести напругу, інтенсивність, тривалість і спектральний склад. Поширення пружної хвилі в гірській породі характеризується безперервним поглинанням енергії середовищем і явищем дисперсії.

Представляє інтерес дати взаємопов'язаний виклад фрагментів теорії хвильових взаємодій в неоднорідних середовищах, які є предметом досліджень різних розділів фізики. У ряді випадків математичні моделі виявляються досить схожими, тобто матеріал легко класифікується за типами математичних задач і методів, використовуваних для їх вирішення.

В роботі [129] вперше зроблена спроба провести розрахунок оптимального режиму руйнування гірських порід при наявності в них тріщин і непродуктивних втрат енергії у міру поширення хвилі в масиві.

Процес поглинання енергії хвилі складний і включає в себе цілий ряд явищ, що призводять до перетворення енергії пружної хвилі в тепло. Спад енергії хвилі за рахунок здійснення роботи залежить від міцності породи і може бути охарактеризований енергопоглинанням або коефіцієнтом поглинання, що визначає первинний стан породи.

Механізм поглинання енергії породою в значній мірі визначає характер процесу руйнування. Якщо поглинання велике, то навіть при короткочасних навантаженнях процес може вважатися квазістатичним. Якщо ж поглинання

енергії незначне, то і порівняно тривалі навантаження призводять до динамічного режиму руйнування. Процес руйнування гірських порід досить енергоємний; причому, чим більше поглинається енергії на здійснення роботи руйнування, тим інтенсивніше він протікає.

Для кожної форми хвилі є оптимальна тривалість, для якої може бути знайдена ширина зони руйнування, що визначається лише енергією хвилі і відповідає: найбільшому об'єму породи, яка піддається руйнуванню, та максимальному коефіцієнтові корисної дії.

При впливі інструменту на породу, остання в свою чергу впливає на інструмент, генеруючи в ньому хвилі стиснення-розтягування, які призводять до накопичення втомних напружень в інструменті і виходу його з ладу. Зростання довговічності інструменту може бути досягнуто за рахунок підвищення його питомої енергоємності руйнування, зменшення коефіцієнта поглинання, збільшення непродуктивних втрат, що переводять енергію хвилі в тепло, збільшення кількості відведеної енергії з інструменту в породу.

Процес поглинання енергії при руйнуванні гірських порід може бути описаний рівнянням [108]

$$dI = -[\alpha I + \chi(I - I_r)^n] dx, \quad (5.7)$$

де α – коефіцієнт розсіювання пружної хвилі.

Величина показника ступеня n для неоднакових порід може бути різною, так само, як і величина межі витривалості.

Інтенсивність хвилі може спадати за рахунок дисипативних втрат, розсіювання енергії і роботи руйнування, а це дає підставу прийняти допущення, що перший член рівняння (5.7) пропорційний непродуктивним втратам, а другий характеризує роботу руйнування

$$dI_2 = \chi(I - I_2)^n. \quad (5.8)$$

Однак, якщо дисипативні втрати входять і в другий член, то вони можуть бути враховані виразом

$$\chi_{повн} = \chi + \theta, \quad (5.9)$$

де θ – робота руйнування.

Для визначення роботи руйнування (θ) необхідно вирішити диференціальне рівняння

$$I' + \alpha I + \chi(I + I_2)^n = 0. \quad (5.10)$$

Зробимо заміну змінних

$$I_1 = I - I_2, \quad (5.11)$$

де I_2 – граничне значення інтенсивності.

Тоді

$$I_1' + \alpha I_1 + \chi I_1^n = 0. \quad (5.12)$$

При $n = 1$, $n = 2$ задача вирішена в роботі [129]. У пропонуваній роботі дан загальний підхід до вирішення хвильового рівняння (5.10), який придатний для будь-яких n .

Зауважимо що α, χ та I_2 не залежить від x . При $n = 1$ рівняння (5.12), є лінійним і рівнянням з роздільними перемінними

$$\frac{dI_1}{(\alpha + \chi)I_1 + \alpha I_2} = -dx. \quad (5.13)$$

При $n = 2$ рівняння (5.12) є не тільки рівнянням Рікати, але і рівнянням з роздільними перемінними

$$\frac{dI_1}{I_1 + \chi I_1^2 + \alpha I_r} = -dx, \quad (5.14)$$

при $n = 3$

$$\frac{dI_1}{I_1 + \chi I_1^3 + \alpha I_r} = -dx, \quad (5.15)$$

при $n = 4$

$$\frac{dI_1}{I_1 + \chi I_1^4 + \alpha I_r} = -dx. \quad (5.16)$$

У загальному випадку

$$\frac{dI_1}{I_1 + \chi I_1^n + \alpha I_r} = -dx. \quad (5.17)$$

У випадках $n = 3$, $n = 4$ можливо вичерпне аналітичне дослідження вказаних математичних залежностей.

Розглянемо поширення плоских хвиль в неоднорідній півплощині.

Гірський масив будемо моделювати ізотропним тілом, пружні модулі якого λ та μ залежать від однієї координати x , тоді рівняння руху зводиться до виду [106]

$$\frac{\partial^2 U}{\partial x^2} + \frac{\partial u}{\partial x} \frac{\partial}{\partial x} \ln(\lambda + 2\mu) = \frac{\rho(x)}{\lambda(x) + 2\mu(x)} \frac{\partial^2 U}{\partial t^2}, \quad (5.18)$$

при цьому масові сили відсутні, u – переміщення.

Отже, отримана математична модель розповсюдження хвиль в гірському масиві може бути використана для розробки загальних підходів до проектування окремих техніко-технологічних рішень стосовно породоруйнівного інструменту та гідравлічної програми промивання свердловин.

5.5 ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 5

1. Відповідними методичними підходами запропоновано стійкість стінок свердловини розглядати в двох механо-хімічних аспектах:

– механічна стійкість, яка залежить від зусиль і тисків, що діють на стінки стовбура, і здатність порід чинити опір цим навантаженням;

– хімічна взаємодія промивальних рідин з гірськими породами, що складають стінки свердловини.

2. Відзначено, що при бурінні свердловин має місце два механізми адсорбції води на глинистих породах:

– адсорбція мономолекулярних шарів на плоских поверхнях кристалічних решіток;

– осмотичне набухання, що відбувається внаслідок високої концентрації іонів, утримуваних електростатичними силами поблизу поверхні глинистих частинок.

3. Встановлено, що міжшарове осмотичне набухання викликає значне збільшення об'єму відповідних порід, крім того, воно притаманне тільки певним типам глин, наприклад, натрієвому монтморилоніту.

4. Відзначено, що при кристалічному набуханні, характерному для всіх типів глин, об'єм збільшується незначно.

5. Встановлено, що за гідратації глинистих порід, які складають стінки свердловин, тиск набухання викликає збільшення відцентрової розтягуючої напруги до рівня, що перевищує межу текучості, та саме за цих умов відбувається вібраційне обвалювання.

6. Запропоновано для зниження осмотичного набухання глинистих порід до складу промивальних рідин вводити високомолекулярні сполуки (полімери) в комбінації з відповідними ПАР.

7. Встановлено, що введення до складу промивальних рідин поверхнево-активних речовин і високомолекулярних сполук дозволяє істотно знизити гідравлічний опір при циркуляції.

8. Отримано нові точні рішення задачі поширення плоских хвиль в неоднорідній півплощині, що дозволяють створювати високоефективні та різні за техніко-технологічним складом системи для конкретних геолого-технічних умов.

РОЗДІЛ 6. ВИВЧЕННЯ РІЗНИХ СХЕМ І СИСТЕМ ЦИРКУЛЯЦІЇ ОЧИСНОГО АГЕНТА

6.1 Особливості технології буріння свердловин із застосуванням різних схем циркуляції очисного агента

Процес спорудження свердловини супроводжується утворенням шламу (зруйнована породоруйнівним інструментом гірська порода). Ефективність буріння в складних гірничо-геологічних умовах багато в чому залежить від якісної очистки вибою свердловини і самого бурового розчину від шламу. Цим питанням присвячено велику кількість робіт, в яких основна увага приділяється встановленню необхідної швидкості висхідного потоку, що забезпечує винос частинок вибуреної породи [131].

При прямій схемі циркуляції очисний агент нагнітається буровим насосом (компресором) по колоні бурильних труб, проходить по кільцевому простору між колонковою трубою і керном, захоплює при цьому шлам, охолоджує породоруйнівний інструмент і по кільцевому простору, між бурильними трубами і стінками свердловини, виходить на поверхню [132].

Пряма схема очищення відрізняється простотою виконання і забезпечує процес буріння в умовах поглинання промивної рідини, але необхідність створення високої швидкості висхідного потоку в затрубному просторі (за рідинної очистки) призводить в м'яких породах до розмиву стінок свердловини. Крім того, динамічний вплив промивальної рідини знижує вихід керна в м'яких і породах середньої міцності, а в разі раптового припинення циркуляції промивальної рідини часто призводить до прихвату бурового снаряда в свердловині [133].

Практикою буріння встановлено: якщо вміст шламу в промивальній рідині перевищує 5% за обсягом, це загрожує аварією [21].

Наявність значного об'єму шламу на вибої призводить до зниження швидкості буріння. Це може викликати помилкову думку, що розкрити більш тверді або абразивні породи. Насправді ж в таких випадках часто має місце багаторазове подрібнення шламу, після чого він виноситься потоком бурового розчину. Все це вимагає додаткових витрат і коштів, незважаючи на те, що гідравлічна програма буріння повністю виконується.

При розбурюванні м'яких порід (глин, крейди та ін.) може відбуватися укрупнення дрібних частинок вибуреної породи шляхом їх злипання, в результаті чого різко знижується здатність бурового розчину виносити шлам зі свердловини. Можуть бути й інші причини зниження транспортуючої здатності бурового розчину внаслідок зменшення швидкості висхідного потоку, що призводить до погіршення очищення свердловини від шламу. Найчастіше це спостерігається в кавернах, в яких зниження швидкості висхідного потоку сприяє накопиченню в останніх шламу.

При наявності в свердловині однієї або декількох каверн, як правило, процес буріння супроводжується тривалими проробками вже пройденого бурінням стовбура свердловини і виносом великих об'ємів шламу, що

обсипається зі стінок свердловини, а також інтенсивним накопиченням в кавернах шламу.

Здійснення виносу шламу збільшенням продуктивності бурових насосів в цих умовах виявляється малоефективним внаслідок різкого збільшення гідравлічних опорів і появи інших негативних явищ. Для боротьби з ускладненнями зазвичай збільшують густину бурового розчину; проте такий прийом призводить до зростання репресію на пласти, що може стати причиною непотрібного розкриття тріщин і поглинання бурового розчину.

При поглинанні розчину швидкість висхідного потоку також знижують, і знову створюються умови, коли шлам не виноситься зі свердловини.

Витрата очисного агента визначає швидкість руху потоку в різних ділянках свердловини. У кожному конкретному випадку буріння існує раціональна величина подачі очисного агента, при якій з найменшими витратами можуть бути отримані задовільні результати буріння.

Енергія потоку очисного агента забезпечує: очистку вибою від зруйнованої породи, винос шламу зі стовбура свердловини, охолодження породоруйнівного інструменту; сприяє руйнуванню породи на вибої; використовується для приводу вибійних двигунів і механізмів. Для вирішення кожного конкретного з цих завдань, необхідна певна енергія потоку.

Надмірна витрата очисного агента може чинити негативний вплив на процес буріння, викликаючи руйнування керна, сприяючи його самозаклинюванню, створювати значні сили гідравлічного підпору і завдавати інші шкідливі наслідки, а також спричинює невідповідні витрати енергії і підвищений знос устаткування. Вибір раціональної витрати повинен проводитися з урахуванням всіх цих обставин; він є важливим завданням, що визначає ефективність процесу буріння. Мінімальна витрата очисного агента, в загальному випадку, повинна забезпечувати вирішення таких основних завдань циклу промивання: очищення вибою свердловини від зруйнованої породи, очищення стовбура свердловини, охолодження породоруйнівного інструменту.

Витрата бурового агента повинна бути достатньою для надійного і сталого транспортування шламу з вибою до гирла свердловини.

Витрату очисного агента при бурінні з прямою промивкою встановлюють, враховуючи один з рекомендованих параметрів:

- 1) швидкість висхідного потоку в свердловині;
- 2) питома витрата на одиницю діаметра породоруйнівного інструменту;
- 3) витрата в залежності від умов буріння [134].

Як відомо, буріння свердловин без ускладнень і якості їх цементування залежить від правильного вирішення питань, пов'язаних з промиванням свердловини. В даний час без задовільно організованого промивання вибою і стовбура свердловини неможливий подальший розвиток глибокого і надглибокого буріння. Однак аналітичне і практичне вирішення питань вдосконалення промивання свердловин досить складно, що пояснюється наявністю великої кількості робіт на цю тему та існуванням у висновках авторів значних принципових розбіжностей.

При бурінні свердловин винос вибуреної породи на денну поверхню відбувається двома шляхами: дрібні частинки шламу (розміром менше 0,5 мм) «переходять в розчин», різко збільшуючи його в'язкість і вміст твердої фази, великі ж уламки гірських порід виносяться на денну поверхню за рахунок швидкісного напору промивальної рідини.

Накопичення вибуреної породи на вибої залежить від механічних, гідравлічних і технологічних факторів, що мають місце в процесі буріння, від щільності і міцності розбурюваних гірських порід, режиму їх руйнування долотом. Так, при високих осьових навантаженнях на долото, розбурювання слабкоміцних порід викликає підвищення швидкостей буріння на початку рейсу долота, але потім, внаслідок інтенсивного накопичення вибуреної породи на вибої, різко знижуються темпи поглиблення свердловини.

Вибурена порода накопичується часто на вибої при подачі недостатньої кількості бурового розчину, яка не забезпечує винесення і транспортування зруйнованої породи з вибою свердловини.

Невідповідність кількості подаваної промивальної рідини на вибій певним вимогам, може призвести до того, що на ньому утворюється до 85 - 95% крупного шламу, на подрібнення якого потрібно до 50 - 75% потужності, що підводиться до бурового породоруйнівного інструмента. Крім того, збільшення вмісту твердої фази в буровому розчині веде до різкого зниження буримості гірських порід, та зростання абразивного зносу бурового інструменту, що знижує його працездатність і довговічність. При таких умовах буріння важко отримати високі техніко-економічні показники, оскільки отриманий режим буріння вкрай неефективний [135].

Не менш важливу роль в накопиченні вибуреної породи грає режим промивки свердловини.

Винос частинок вибуреної породи потоком бурового розчину може бути здійснений тоді, коли висхідна швидкість бурового розчину буде перевищувати швидкість занурення окремої частки і абсолютну швидкість підйому її з вибою свердловини. Однак в реальному потоці бурового розчину в свердловині розподіл швидкостей по перетину потоку залежить від багатьох чинників: форми перетину стовбура свердловини, реологічних властивостей бурового розчину, режиму і швидкості витікання бурового розчину з відповідних елементів вибійного інструменту, форми і щільності уламків твердих тіл, співвідношення між лінійними розмірами частинок шламу і поперечними розмірами кільцевого простору свердловини і т.д. Тому швидкість виносу вибурених частинок потоком промивальної рідини носить досить складний характер, який ще слабо досліджений і вимагає як лабораторного, так і промислового вивчення.

Складність оцінки виносу вибуреної породи з вибою свердловини і з затрубного простору обумовлена, перш за все, пульсацією швидкостей потоку, зміною показників швидкостей течії по стовбуру внаслідок кавернозності, зміни його конфігурації і т.п.

Очищення вибою свердловини від вибуреної породи являє собою складний гідродинамічний процес. У більшості робіт з промивки свердловин

розглядається лише винос вибуреної породи з кільцевого простору свердловини. Досить мало відомостей з питання винесення шламу при промиванні похилих свердловин [113].

Режим промивання вибою свердловини істотно позначається на реалізації гідравлічної потужності струменя бурового розчину при руйнуванні гірської породи гідромоніторними долотами [132].

Підвищення реологічних характеристик бурового розчину погіршує очищення вибою від вибуреної породи, збільшує гідродинамічні опори і втрати тиску в циркуляційній системі свердловини.

Виконання різних операцій, пов'язаних з проведенням свердловин і виникаючі при цьому явища (наприклад, зміни гідродинамічного тиску в свердловині, що виникають при СПО), також впливають на транспортуючу і утримуючу здатність промивальної рідини [137].

У підтримці стовбура свердловини в чистому стані велике значення має застосування промивальних рідин, вільних від сторонніх твердих частинок (вибуреної породи), що має досягатися високоякісним очищенням промивальної рідини від бурового шламу.

В основі технології буріння з гідро- і пневмотранспортом керна і шламу лежить метод безперервного видалення з вибою вибуреного породного матеріалу і транспортування його на поверхню потоком очисного агента, що забезпечується при використанні подвійної концентричної колони бурильних труб, спеціальних вибійних снарядів і конструкцій породоруйнівного інструменту. Промивальна рідина або стиснене повітря нагнітаються в зазор між зовнішньою і внутрішньою трубами, захоплюють з вибою шлам або керн і виносять їх на поверхню по центральному каналу [133].

До 1960 року в США була виготовлена і випробувана дослідна установка «Коредрілл» для буріння свердловин в пухких і щільних осадових породах на глибину до 750 м з діаметром буріння 121 мм – це був перший в світі комплекс технічних засобів для буріння із застосуванням подвійної колони бурильних труб. Діаметр отриманого керна був 50,8 мм, бурильних труб – 114 мм. Внутрішній діаметр керноприймальної труби 63,5 мм. Фірмою «Корі Рековері Інк» в 1966 році розроблена установка для буріння свердловин глибиною до 900 м із застосуванням подвійної колони бурильних труб і безперервним відбором керна. У Техасі в 1960 році була випробувана бурова установка «Конкор-2000», яка дозволяла бурити нафтові і газові свердловини з безперервним виносом керна на поверхню, при максимальній глибині буріння в 1350 м. Установкою «Конкор-2000» можна бурити як з виносом керна, так і суцільним вибоєм [138]. У наступні роки в СКБ були розроблені комплекси технічних засобів КГК-100 і КГК-300 для буріння свердловин із зворотним промиванням і гідравлічним транспортуванням керна на поверхню подвійною колоною бурильних труб.

Комплекс КГК-100 (КГК-300) призначений для буріння свердловин глибиною до 100 м (300 м) в м'яких породах II - IV категорій за буримістю з прошарками порід V - VII категорій при пошуково-знімальних роботах, геологічному картуванні і розвідці родовищ корисних копалин (рис. 6.1).

Вибурена порода і керн уловлюються лотками керноприймального пристрою, змонтованого над пересувною місткістю, яка дозволяє створити замкнуту схему циркуляції промивальної рідини. Буріння свердловин виконується без кріплення їх обсадними трубами, так як стінки свердловини не піддаються ерозійному впливу потоку промивальної рідини. Система нагнітання і відведення промивальної рідини включає нагнітальний і керновідводячий рукава, а також вентиль, за допомогою якого можна оперативнo змінювати напрямок потоку рідини в центральному каналі колони зі зворотного на прямий [139].

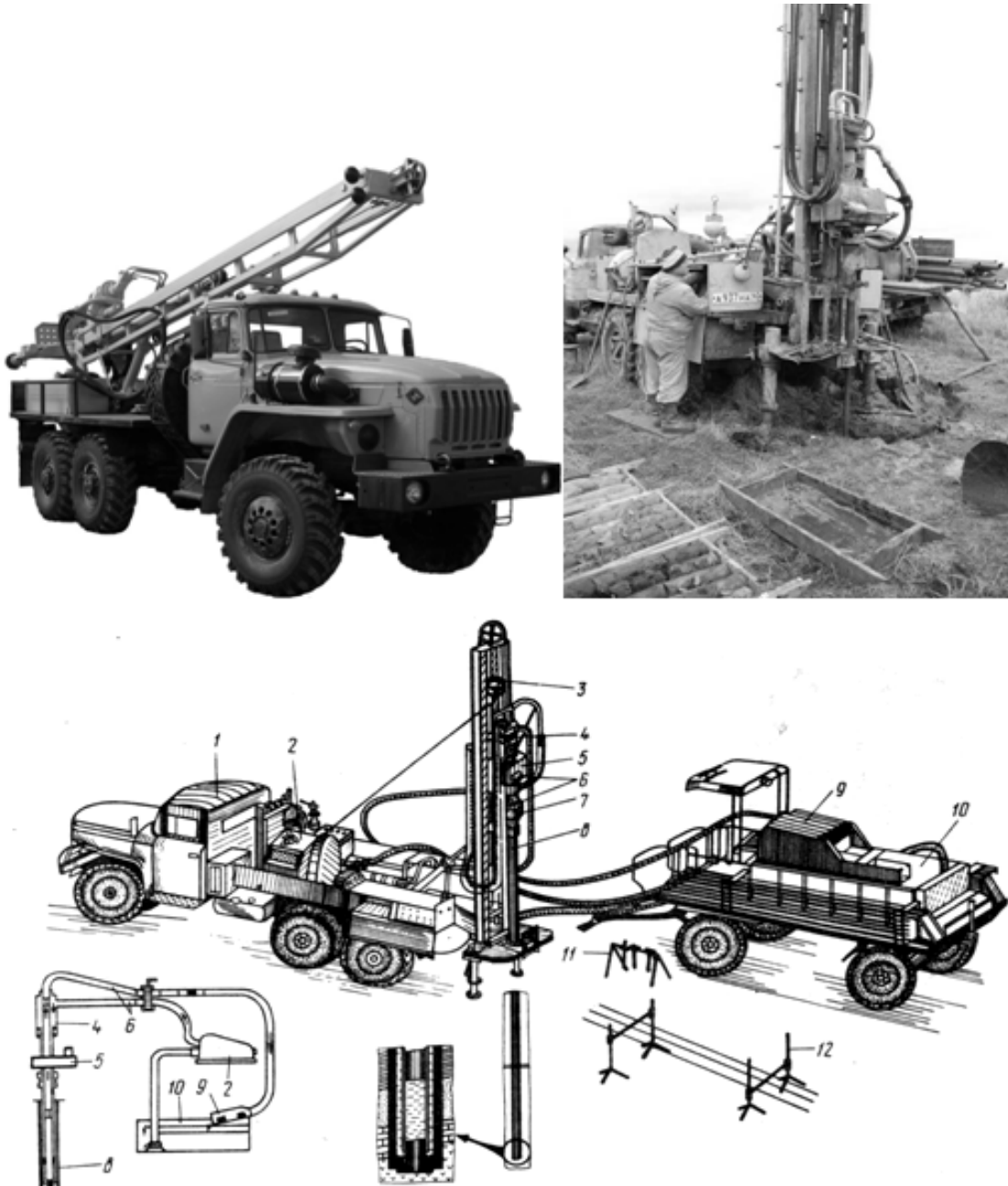


Рис. 6.1. Комплекс технічних засобів КГК: 1 – бурова установка УРБ 2А-2 ГК; 2 – буровий насос НБ 4; 3 – щогла; 4 – сальник; 5 – рухливий обертач; 6 – промивальний рукав; 7 – елеватор; 8 – бурильні труби; 9 – керноприймальний пристрій; 10 – причіп-ємність; 11 – допоміжний інструмент; 12 – спеціальний стелаж

У загальному вигляді технологічний процес буріння свердловин із застосуванням подвійної бурильної колони відрізняється від традиційного колонкового способу буріння відсутністю періодичного підйому на поверхню вибійного снаряда для вилучення з колонкової труби керна. Снаряд піднімають лише для заміни непридатного породоруйнівного інструменту або в аварійних ситуаціях [140].

Вказана вище особливість пред'являє певні вимоги до відпрацювання породоруйнівного інструменту, особливо в розрізах з прошарками твердих абразивних порід. Так, при значному зменшенні зовнішнього діаметра породоруйнівного інструменту зростає час, що витрачається на розбурювання законушеної ділянки свердловини, і небезпека заклинювання і прихвату інструменту.

Інша, не менш важлива особливість технології – застосування принципово нової системи зворотного промивання (продувки). Промивальна рідина подається насосом через напірний шланг системи промивки і сальник в кільцевий канал подвійної бурильної колони, доходить до коронки і, підхопивши розбурену породу, піднімається по центральному каналу на поверхню. Мінімальне перетікання промивальної рідини в затрубний простір або повна його відсутність забезпечується перекриттям центрального отвору коронки керношлямовим матеріалом, що надходять з під її торця. Ізолюючі якості вибуреної породи дозволяють реалізувати внутрішню циркуляцію промивальної рідини при бурінні з гідротранспортом керна. Порода в поєднанні з елементами коронки утворює пакер, працездатність якого визначає стабільність внутрішньої циркуляції і всього процесу буріння.

За реалізованої схем зворотного промивання відсутній прямий контакт потоку очисного агента і вибуреної породи зі стінками свердловини, що охороняє останні від розмиву [141].

Досвід буріння геологорозвідувальних свердловин з продувкою стисненим повітрям показав, що при наявності компресорів продуктивністю 9 - 10 м³/хв за тиску 0,7 - 0,8 МПа можна бурити свердловини глибиною до 250 м із задовільними техніко-економічними показниками [142].

До числа основних переваг зазначеного способу відносять: зниження витрати промивальної рідини; зниження числа СПО; зменшення викривлення свердловини; високі механічні швидкості буріння (це обумовлено низкою факторів: задовільним очищенням вибою від вибуреної породи, що попереджає повторне переподрібнення керна і шламу; зниженням гідростатичного і гідродинамічного тиску на вибої свердловини; зменшенням числа підклинювань керна і шламу у вибійному снаряді, а також полегшенням ліквідації підклинювань без підйому інструменту на поверхню); високу достовірність випробування, що обумовлена оперативним винесенням на поверхню всього об'єму вибуреної породи; можливість ефективного буріння в ускладнених умовах [143].

Разом з тим існує і ряд недоліків: складність конструкції подвійної колони бурильних труб, складність конструкції вертлюга, можливість заклинювання керна в центральному каналі.

Основні завдання щодо вдосконалення технології буріння з гідротранспортом керна викладені в роботі [133]. До найбільш актуальних завдань в області теорії і практики гідротранспорту керна слід віднести: розробка методики визначення швидкості руху керна і шламу в центральному каналі подвійний бурильної колони; дослідження впливу механічної швидкості на показники режиму транспортування керна; розробка методики визначення гідравлічних опорів в подвійній бурильної колоні; визначення раціональних геометричних розмірів бурильної колони.

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

Для швидкого розвитку комплексу технічних засобів буріння із гідротранспортом керна доцільно вести пошук шляхів розширення областей застосування методу (наприклад, збільшення глибини буріння) за рахунок вдосконалення бурового інструменту і, перш за все, його головного елемента – подвійної бурильної колони.

На відміну від звичайної технології, буріння з гідротранспортом керна дозволяє безперешкодно проходити свердловини в зонах поглинання промивальної рідини, в водонапірних пісках і різновидах глин, що інтенсивно схильні до набухань.

Несприятливими умовами для буріння цим методом є наявність в товщі м'яких відкладень прошарків порід вищих VIII - IX категорій, навіть невеликої потужності, з частим перемежуванням абразивних твердих і м'яких порід, галечного матеріалу, а також необхідність заглиблення в породи кристалічного фундаменту на глибини понад 3 м [144].

Правильність ведення технологічного процесу при бурінні з гідротранспортом керна набуває особливо великого значення, оскільки визначає не тільки техніко-економічні показники, а й в цілому отримання позитивного результату.

Специфіка процесу буріння полягає у високих швидкостях його протікання, утворенні великого об'єму зруйнованої породи в одиницю часу, певної невизначеності розподілу потоку промивальної рідини в привибійній зоні.

При відпрацюванні технології та режимів буріння повинно забезпечуватися ефективно руйнування породи, своєчасне відділення і видалення керна, винос шламу з-під торця коронки, стабілізація стінок свердловини, запобігання утворенню сальників на колоні і підклинювань керна в її внутрішньому каналі.

Різноманітність геологічних умов і властивостей буримих порід, видів робіт, на яких застосовується даний метод, вимагають розробки в кожному випадку широкого кола 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 і т.д.

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

Збільшення потужності прошарків і підвищення їх твердості до VIII і більшої категорії за буримістю, унеможлиблює застосування твердосплавних коронок. У таких випадках практикується перебудування окремих інтервалів з прямою промивкою шарошковими долотами або звичайними колонковими снарядами з алмазними коронками. Подвійні колонкові снаряди застосовуються також при відборі керна корінних порід.

При бурінні з гідротранспортом керна слід розрізняти параметри режиму буріння, які встановлюються оператором, і показники процесу буріння, що залежать від геолого-технічних умов, фізико-механічних властивостей порід, стану стовбура свердловини, обводнення і т.д. До перших відносяться осьове навантаження, частота обертання і інтенсивність промивки, 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 кернавого матеріалу.

Важливим засобом підвищення ефективності буріння з гідротранспортом керна є вибір відповідної промивальної рідини [142].

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. При цьому витрата рідини знижується в кілька разів. Однак в 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 володіти: високою несучою здатністю при порівняно невеликій в'язкості, низькою фільтраційною витратою і задовільними кольматуючими властивостями.

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

Рух керна по внутрішньому каналу бурильної колони повністю характеризується швидкістю керна V_k , яка пов'язана із середньою швидкістю потоку рідини в трубі ω_0 співвідношенням:

$$V_k = \omega_0 - u_k \quad (6.1)$$

де u_k – відносна швидкість керна (щодо рідини).

У ВІТРі була розглянута задача про рух керна у висхідному потоці рідини [145], за умови, що kern знаходиться в стані рівноваги, тобто сума всіх діючих на kern сил дорівнює нулю, рух рідини і керна встановлений (рис. 6.2).

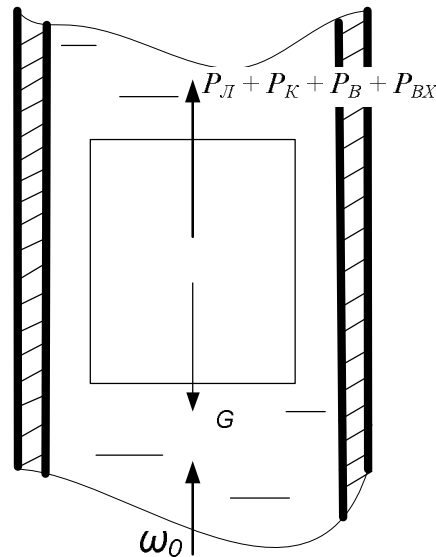


Рис. 6.2. Схема силових співвідношень при русі ядра по колоні труб

Отже, відносна швидкість u_k знаходиться з умови рівноваги:

$$P_L + P_K + P_B = G \quad (6.2)$$

де P_L – сила лобового опору, Н; P_K – сила гідравлічного опору в кільцевому зазорі між ядром і трубою, Н; P_B – сила гідравлічного опору на виході потоку з кільцевого зазору «ядро - труба», Н; G – власна вага ядра, зануреного в рідину, Н.

$$P_L = C_x \cdot F_m \cdot \frac{\rho \cdot \omega_0^2}{2} = C_x \cdot F_m \cdot \frac{\rho}{2} (\omega_0 - V_k)^2 \frac{K_1^2}{(1 - \tau \cdot F)^2}, \quad (6.3)$$

$$P_K = \frac{\lambda_k \cdot l_k}{d_z} \cdot F_m \cdot \frac{\rho \cdot (\omega_0 - V_k)^2}{2} \cdot \frac{1}{(1 - F)^2}, \quad (6.4)$$

$$P_B = \xi \cdot F_m \cdot \frac{\rho \cdot (\omega_0 - V_k)^2}{2} \cdot \frac{1}{(1 - F)^2}. \quad (6.5)$$

При підстановці в рівняння (6.2) виразів (6.3), (6.4) і (6.5), та наступного рішення щодо u_k , отримана така залежність:

$$u_k = \sqrt{\frac{\rho_k - \rho}{\rho} - 2gl_k \frac{(1 - F)^2}{F^2 + 0,5(F)^2 + C_x K_1^2 \left(\frac{1 - F}{1 - \tau \cdot F} \right)^2 + \frac{\lambda_k \cdot l_k}{d_z}}}, \quad (6.6)$$

де ρ_k і ρ – щільність ядра і густина промивальної рідини відповідно, кг/м^3 ; g – прискорення вільного падіння, м/с^2 ; l_k – довжина ядра, м; F – відношення площі перетину потоку в трубі F_0 до міделевої площі ядра F_m ; C_x – коефіцієнт лобового опору тіла, що залежить від форми тіла і параметра Рейнольдса (рис. 6.3); K_1 – коефіцієнт нерівномірності швидкості потоку по його перетину, що залежить від параметра Рейнольдса; τ – поправочний коефіцієнт, що враховує вплив форми тіла і обмеженості поперечного перерізу труби; λ_k –

безрозмірний коефіцієнт опору по довжині керна; d_e – гідравлічний діаметр каналу, м.

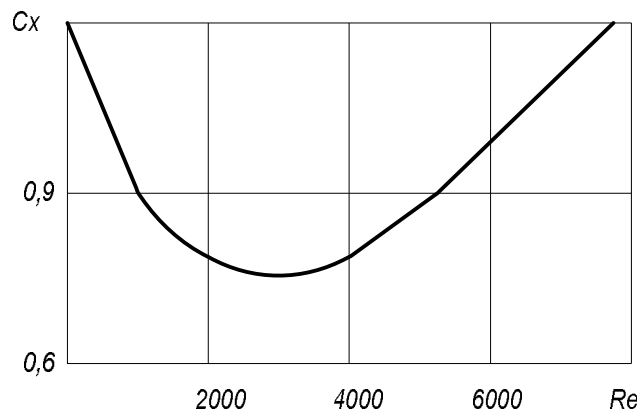


Рис. 6.3. До визначення коефіцієнта лобового опору C_x [146]

$$F_0 = \frac{\pi d_e^2}{4}, \tag{6.7}$$

де d_e – внутрішній діаметр центрального каналу, м.

$$F_M = \frac{\pi d_k^2}{4}, \tag{6.8}$$

де d_k – діаметр керна, м.

В табл. 6.1 наведені значення відношення площі перетину потоку в трубі F_0 до міделевої площі керна F_M для зразків породи, діаметр яких лежить в межах $d_k = 0,038 \div 0,042$, що характерно для більшості геологічних розрізів, які вивчаються за допомогою комплексів КГК-100(300).

Таблиця 6.1

Значення відношення площі перетину потоку в трубі F_0 до міделевої площі керна F_M

F_M	0,00113	0,00107	0,00102	0,00096	0,00091	0,00085	0,0008	0,000875	0,00071	0,00067	0,00062
F_0	0,0014										
F	0,807	0,764	0,729	0,686	0,69	0,607	0,571	0,536	0,507	0,479	0,443

Необхідно відзначити, що у формулі (6.6) не враховано сила гідравлічного опору на вході потоку в кільцевий зазор «кern - труба» P_{BX} , яка визначається формулою Вейсбаха:

$$P_{BX} = \xi \cdot F_M \frac{\rho}{2} (\omega_0 - V_K)^2 \frac{1}{(1 - F)^2}, \tag{6.9}$$

де ξ – коефіцієнт місцевого опору; для випадку турбулентного потоку, він залежить тільки від співвідношення площ вузького і широкого перетинів $F_{кп}$ і F_0 відповідно і обчислюється за формулою:

$$\xi = 0,5 \cdot \left(1 - \frac{F_{kn}}{F_0}\right)^2 = 0,5 \cdot \left[1 - \frac{(F_0 - F_m)}{F_0}\right]^2 = 0,5 \cdot (F)^2. \quad (6.10)$$

Після відповідних перетворень формула (6.6) має вигляд:

$$u_k = \sqrt{\frac{\rho_k - \rho}{\rho} - 2gl_k \frac{(1 - F)^2}{F^2 + 0,5(F)^2 + C_x K_1^2 \left(\frac{1 - F}{1 - \tau \cdot F}\right)^2 + \frac{\lambda_k \cdot l_k}{d_2}}}. \quad (6.11)$$

Отже, з урахуванням сили гідравлічного опору на вході потоку в кільцевий зазор «кern - труба» P_{BX} , рівняння (6.2) прийме такий вигляд:

$$P_L + P_K + P_B + P_{BX} = G. \quad (6.12)$$

При бурінні свердловин з гідротранспортом керна в якості очисного агента, при відповідних характеристиках геологічного розрізу, використовують воду. Як відомо, вода відноситься до ньютонівських рідин, тобто рідин, що підкоряються закону в'язкості Ньютона. 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 рідини являє собою рівнобоку параболу. У центрі труби швидкість максимальна, біля стінок каналу – дорівнює нулю. Другий режим руху протікає з активним змішуванням струменів потоку [147]. Перехід від одного режиму руху до іншого і навпаки відбувається при певній середній швидкості потоку – критичній. При цьому слід розрізняти верхню і нижню критичну швидкості. Остання відповідає випадку, коли рідина, рухаючись в трубах будь якої шорсткості, зберігає тільки ламінарний рух без перемішування частинок, тобто коли середня швидкість потоку ньютонівської рідини менше нижньої критичної. Причому стійкою формою руху рідини є – ламінарна. Навпаки, при швидкостях вище верхньої критичної, можливий тільки один турбулентний рух, як би спокійно не входила рідина в трубу і якими б гладкими не були її стінки.

У проміжку між цими двома межами можливі як ламінарний, так і турбулентний режими руху.

У рівняння (6.11) входить складова $\frac{\lambda_k \cdot l_k}{d_2}$, що визначає величину гідравлічних опорів в кільцевому зазорі «кern - труба»

Безрозмірний коефіцієнт гідравлічного опору λ_k при промиванні ньютонівською рідиною можна розрахувати за формулою Блазіуса [148]:

$$\lambda_k = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re_{kn}}}, \quad (6.13)$$

де $Re_{кп}$ – безрозмірний параметр Рейнольдса, який визначає режим течії ньютонівської рідини в кільцевому просторі:

$$Re_{кп} = \frac{V_{кк}(D_e - d_k)}{\nu} \quad (6.14)$$

де $V_{кк}$ – швидкість потоку рідини відносно керну в кільцевому проміжку, утвореному керном та внутрішньою стінкою бурових труб, м/с; D_e – внутрішній діаметр бурових труб (транспортного каналу), м; ν – кінематичний коефіцієнт в'язкості промивальної рідини, м²/с.

Формула (6.13) дає задовільні значення $\lambda_{кп}$ для чисел Рейнольдса, що лежать в діапазоні $1 < Re < 10^5$.

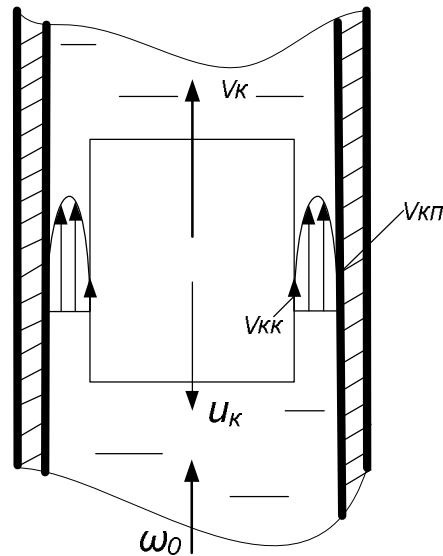


Рис. 6.4. Схема розподілу швидкостей при русі керу в висхідному потоці промивальної рідини

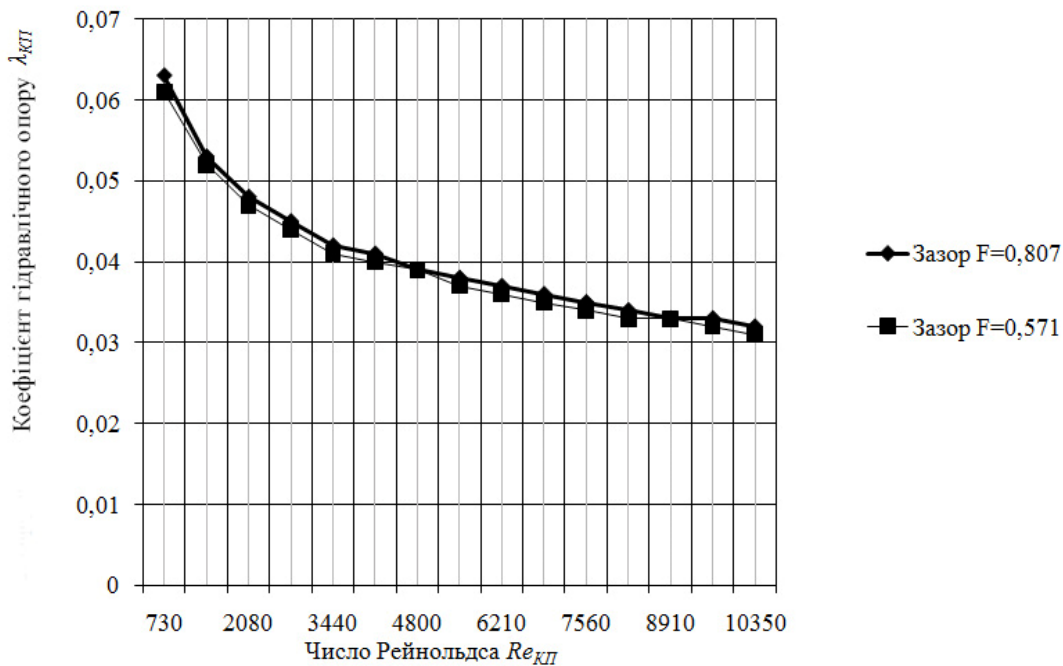


Рис. 6.5. Залежність $\lambda_{кп} = f(Re_{кп})$ при $F = 0,807; 0,571$, очисний агент – вода (ньютонівська рідина)

На рис. 6.4 показано повну схему розподілу швидкостей в кільцевому просторі, утвореному внутрішньою трубою подвійної бурильної колони і керном, при русі його у висхідному потоці промивальної рідини, а також на рис. 6.5 представлена залежність коефіцієнта гідравлічного опору від числа Рейнольдса $Re_{КП}$ при граничних зазорах F ($F = 0,807; 0,571$).

Для більшої наочності і можливості адекватної оцінки циркуляційних характеристик потоку в табл. 6.2 наведені гідравлічні параметри руху ньютонівської рідини і зразків керна [149].

Розрахунки виконані в широкому діапазоні значень відносної швидкості керна u_k , швидкостей потоку в кільцевому каналі щодо труби $V_{КП}$ і швидкостей потоку в кільцевому каналі щодо керна $V_{КК}$.

Таблиця 6.2

Циркуляційні характеристики руху ньютонівської рідини і зразків керна при відношенні площі перетину потоку в трубі до миделевої площі керна $F = 0,807$

Відносна швидкість керна u_k , м/с	Швидкість потоку в кільцевому каналі щодо труби $V_{КП}$, м/с	Швидкість потоку в кільцевому каналі щодо керна $V_{КК}$, м/с	Число Рейнольдса $Re_{КП}$	Коефіцієнт гідравлічного опору в кільцевому каналі щодо керна $\lambda_{КП}$
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

Таблиця 6.3

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

Величина зазору F	Параметр, що враховується в рівнянні визначення відносної швидкості керна			
	P_L	$P_L + P_K$	$P_L + P_K + P_B$	$P_L + P_K + P_B + P_{BX}$
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

Як видно з графіка (рис. 6.5) і розрахункових даних (табл. 6.2) значення і зміна величини коефіцієнта гідравлічного опору кільцевого простору «кern - труба» при зміні зазору F незначні і при великих числах Рейнольдса величина його стає практично постійною.

У табл. 6.3 наведені результати розрахунку відносної швидкості керна u_k з урахуванням різних параметрів. Розрахунки виконані за умови, що $\rho_k = 2500 \text{ кг/м}^3$ (така щільність характерна для більшості зразків, що складають товщі осадових і метаморфічних порід).

Аналізуючи дані табл. 6.3, можна зробити висновок, що істотний вплив на відносну швидкість керна чинять тільки сили лобового опору і гідравлічного опору на виході потоку з кільцевого зазору «кern - труба».

Отже, рівняння (6.11) можна представити у вигляді:

$$u_k = \sqrt{\frac{\rho_k - \rho}{\rho} - 2gl_k \frac{(1 - F)^2}{C_x K_1^2 \left(\frac{1 - F}{1 - \tau F}\right)^2 + F^2}}. \quad (6.15)$$

Зазначена формула справедлива, коли довжина керна не перевищує 0,2 м, яка забезпечується конструкцією кернолома.

При бурінні за схемою КГК, по центральному каналу транспортується kern різної щільності і довжини. Як вказується в [150], на практиці лінійний вихід керна, при бурінні по глинистим різницям, збільшується в 5 - 6 разів. Дослідження впливу зазначених чинників на відносну швидкість керна дозволить правильно підбирати режим промивки свердловини.

Відомо, що в формулу визначення відносної швидкості керна, при циркуляції ньютонівської рідини, входить складова ρ_k – щільність керна. Характер впливу щільності керна на його відносну швидкість показаний в табл. 6.4, аналізуючи його можна зробити висновок, що відносна швидкість керна u_k зростає як зі збільшенням щільності керна при постійному F (щодо відношення площі перетину потоку в трубі F_0 до міделевої площі керна F_m), так і при постійній щільності зі збільшенням зазору «кern - труба», причому інтенсивність наростання u_k в більшій мірі визначається саме збільшенням зазору між керном і внутрішньої трубою.

Таблиця 6.4

Відносні швидкості керна u_k в залежності від його щільності при циркуляції ньютонівської рідини

Зазор 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

Графічне вираження впливу щільності керна на його відносну швидкість представлено на рис. 6.6.

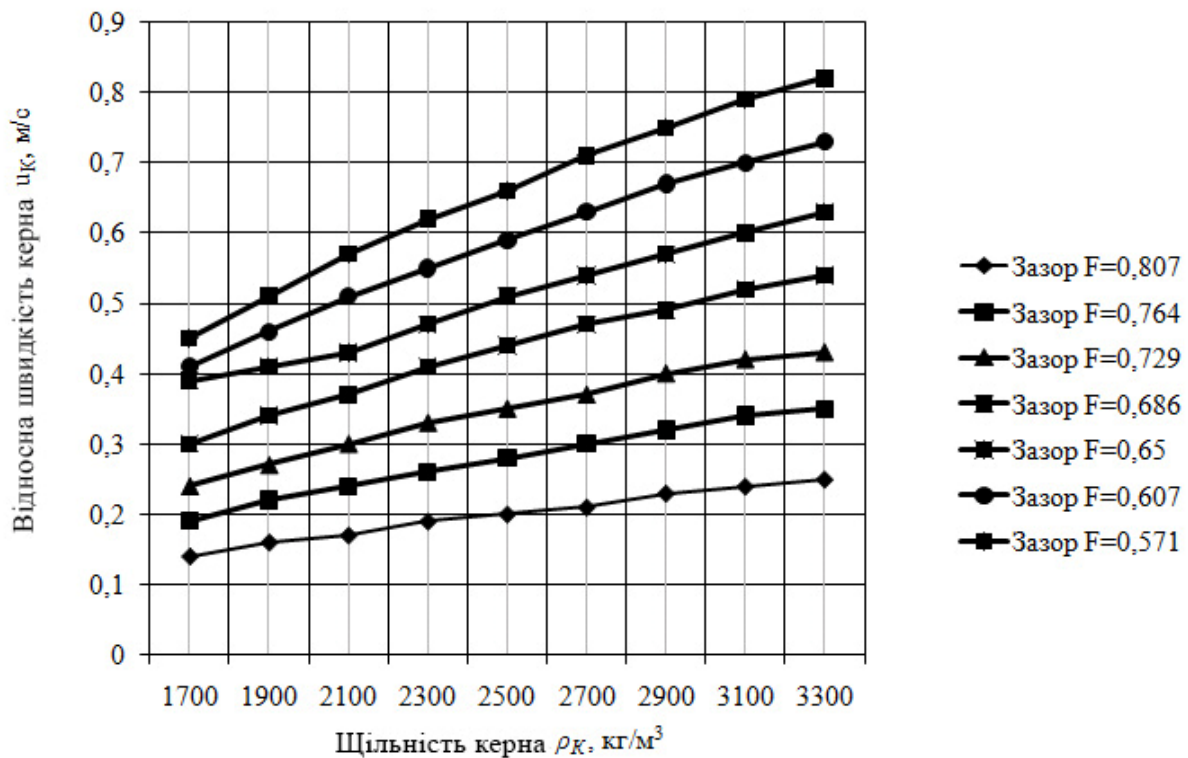


Рис. 6.6. Залежність $u_K = f(\rho_K)$ при $F = 0,807 \div 0,571$, очисний агент – вода

У табл. 6.5 і на рис. 6.7 - 6.8 наведені результати розрахунків відносної швидкості керна при його змінній довжині від 0,2 до 1,2 м, розрахунки зроблені з урахуванням промивання свердловин ньтоновської рідиною. Слід зауважити, що аналітичні розрахунки були проведені з урахуванням впливу різних складових перепаду тиску на транспортування керна.

Таблиця 6.5

Відносна швидкість керна u_K при промиванні свердловини водою

F	Довжина керна 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

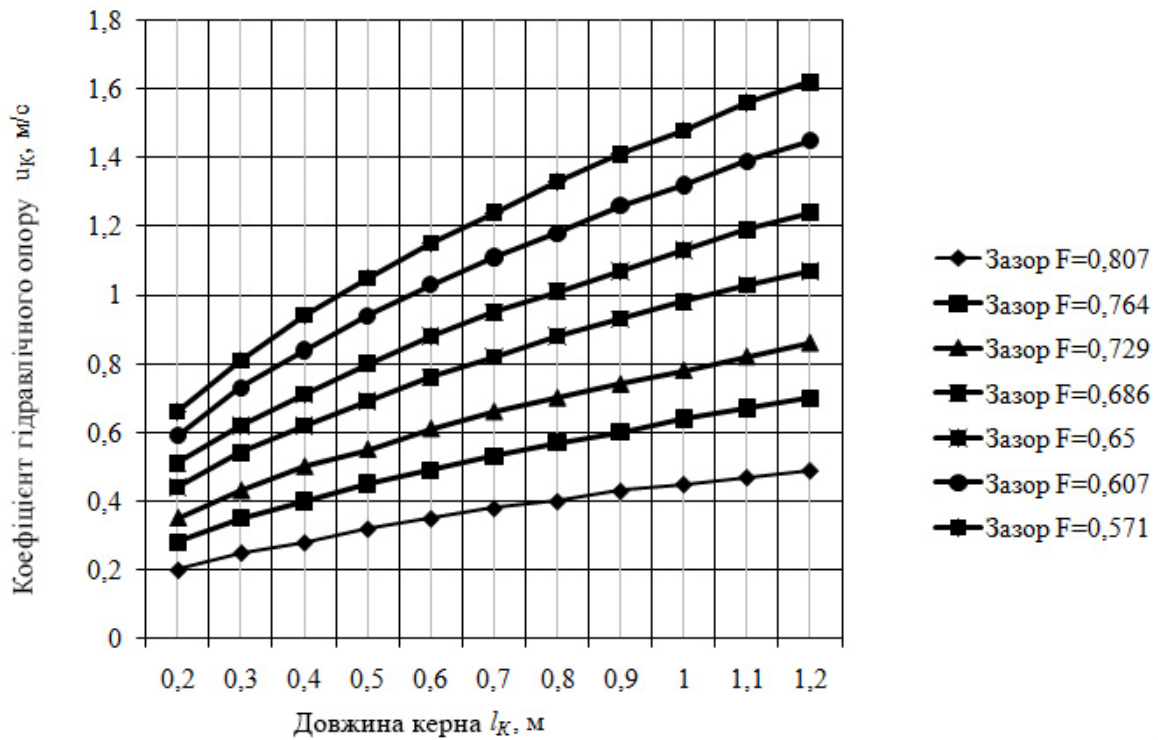


Рис. 6.7. Залежність $u_k = f(l_k)$ при $F = 0,807 \div 0,571$, з урахуванням P_L та P_B , очисний агент – вода

За результатами наведених даних можна зробити висновок, що в міру зростання зазору F і власне довжини керна, відносна швидкість останнього збільшується; в той же час найбільший вплив на зростання u_k надає саме параметр F .

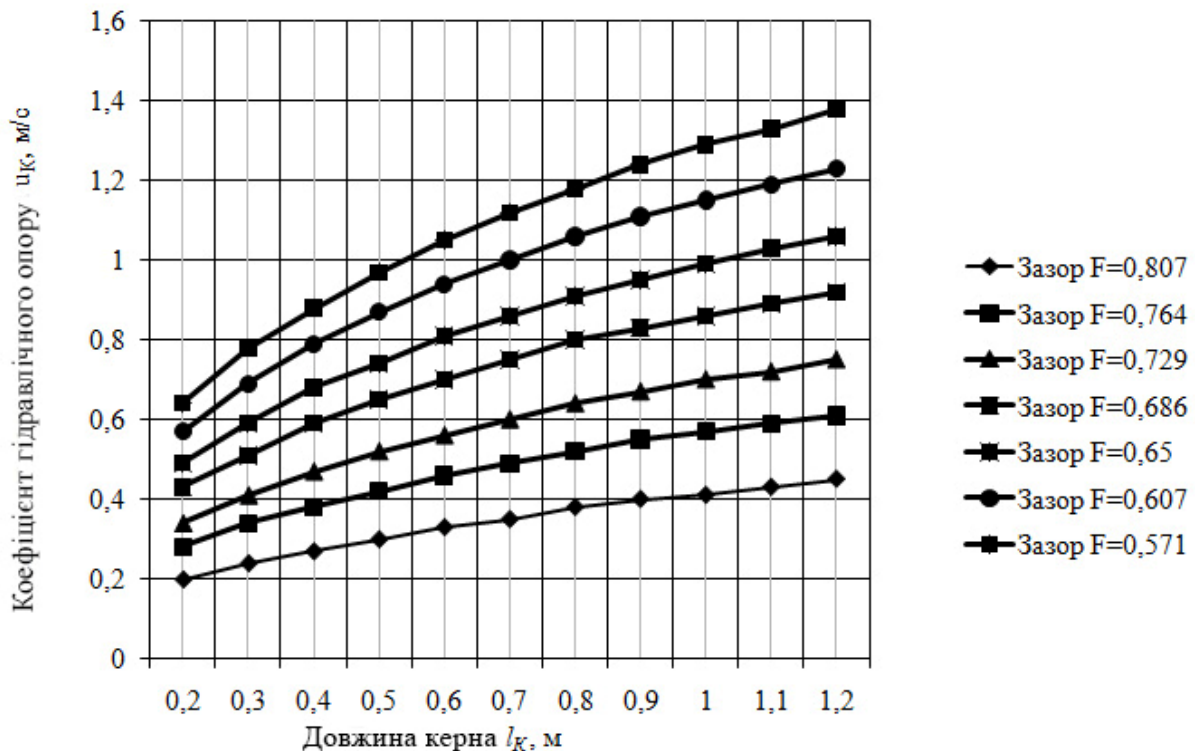


Рис. 6.8. Залежність $u_k = f(l_k)$ при $F = 0,807 \div 0,571$, з урахуванням P_L , P_B та P_K , очисний агент – вода

Як зазначалося вище, формула розрахунку відносної швидкості керна (6.11) справедлива, коли довжина транспортованого зразка не перевищує 0,2 м. В результаті розрахунків були отримані формули для визначення відносної швидкості керна u_k , при довжині зразків породи, що перевищує 0,2 м.

$$u_k = m \cdot \sqrt{\frac{\rho_k - \rho}{\rho} - 2gl_k \frac{(1-F)^2}{C_x K_l^2 \left(\frac{1-F}{1-\tau F}\right)^2 + F^2}}, \quad (6.16)$$

де m – поправочний коефіцієнт, який залежить від довжини транспортованого керна, значення якого наведені в табл. 6.6.

Таблиця 6.6

Поправочний коефіцієнт m

Тип очисного агента	Довжина керна l_k , 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
Вода	0,96	0,92	0,9	0,88	0,87	0,86

Коефіцієнт m фізично характеризує внесок сили P_k у відносну швидкість керна u_k (табл. 6.7).

Таблиця 6.7

Процентний внесок сили P_k в відносну швидкість керна u_k

F	Довжина керна 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	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

Порівняльним аналізом для глинистого розчину доведено [151], що визначальним параметром у величині відносної швидкості керна u_k (при його стандартній довжині), є сила P_L – сила лобового опору. Ця обставина дала можливість отримати уточнену формулу визначення u_k , яка відрізняється простотою і можливістю отримання швидкісних характеристик зразків породи без прийняття певних припущень про їх рух у в'язкопластичній рідині.

Також розрахунками показано, що при використанні глинистих розчинів відносна швидкість керна зростає як зі збільшенням щільності керна при постійному F (щодо відношення площі перетину потоку в трубці F_0 до міделевої площі керна F_M), так і при постійній щільності зі збільшенням зазору «кern - труба», причому інтенсивніше швидкість керна зростає зі збільшенням зазору між керном і внутрішньої трубою. Отже, для забезпечення безперебійного транспортування зразків породи значної щільності необхідно прагнути до мінімальної величини кільцевого зазору між керном і трубою. Окрім іншого,

оцінено вплив на відносну швидкість керна u_k довжини зразків породи. Доведено, що відносна швидкість керна менш інтенсивно зростає зі збільшенням зазору «кern - труба», а більш – зі збільшенням довжини при постійному зазорі F . Дана обставина свідчить про те, що ефективне транспортування кернового матеріалу можливе тільки при його певній довжині ($l_{\max} = \text{const}$), для деякої величини поперечного розміру зразків. Необхідно відзначити, що у всіх описаних випадках u_k значно нижче, ніж для аналогічних умов при промиванні свердловини в'язкою (ньютонівською) рідиною.

6.2 Застосування газорідних систем при бурінні свердловин із зворотною циркуляцією очисного агента

*Газорідні системи (ГРС), які використовуються в якості очисних агентів при бурінні свердловин, діляться на аеровані рідини та піни. Аеровані промивні рідини (АПР) відрізняються від піни тим, що в них концентрація газу значно нижче, бульбашки газу не пов'язані між собою і мають кулясту форму. Піни – це, як правило, багатофазні дисперсні системи, де дисперсійним середовищем виступає рідина, а дисперсною фазою – газ, який становить до 99% об'єму системи; бульбашки газу розділені тонкими плівками води і можуть мати форму багатогранників [152].

Співвідношення фаз в дисперсних системах «рідина – повітря» визначають ступенем аерації рідини a , що представляє собою відношення витрат газу Q_g і рідини Q_p при атмосферному тиску, тобто $a = Q_g/Q_p$. При $a < 50$ дисперсна система являє собою аеровану рідину, а при $a = 50 \div 300$ – піну.

Ряд істотних технологічних переваг газорідних систем обумовлюється відомими перевагами вхідних в них компонентів – рідини і газу [153]. Так успіх, що досягається від застосування газорідних систем, пояснюється присутністю в ній газової фази, що дозволяє в широкому діапазоні знижувати, наприклад, гідростатичний тиск стовпа очисного агента, забезпечувати найкращі умови видалення зі свердловини бурового шламу і т.д. Крім того, рідка фаза, яка містить різні поверхнево-активні речовини, хімічні реагенти (КМЦ, ГПАН та ін.), а також глинопорошок, змащувальні, інгібуючі, противоморозні і інші добавки, що дозволяють підвищити показники буріння, створює кращі умови для нормального охолодження і роботи, наприклад, алмазного породоруйнівного інструменту в порівнянні з продувкою свердловини стисненим повітрям [1].

Аерація – це процес насичення рідини повітрям, рідше іншими газами. При цьому газоподібна фаза розглядається як дисперсна, а рідка – як безперервне дисперсійне середовище.

Способи приготування аерованих промивальних рідин і піни:

1. Механічний спосіб забезпечує аерацію рідини за допомогою компресорних установок і спеціальних пристроїв – аераторів (піногенераторів).

* У проведенні досліджень та написанні цього підрозділу брали участь В.О. Расцветасв, В.В. Яворська, П.П. Поліщук

2. Ежекційна спосіб. При цьому способі рідина аерується шляхом засмоктування повітря з атмосфери за допомогою спеціальних ежекторних змішувачів.

3. Хімічний спосіб забезпечує спінювання (аерацію) рідини при обробці її ПАР – піноутворювачами і перемішуванні.

4. Комбінований спосіб поєднує механічний (ежекційний) і хімічний способи аерації [154].

Комбінований спосіб аерації є найпоширенішим і ефективним, так як в присутності ПАР-піноутворювачів істотно поліпшуються умови диспергування газу і підвищується стабільність (стійкість) всієї дисперсної системи.

Найбільш високу піноутворюючу здатність мають аніоноактивні ПАР, зокрема, сульфолон, ПРОГРЕС.

Оптимальні добавки ПАР-піноутворювачів становлять 0,1 - 0,4% до об'єму рідкої фази.

З екологічних позицій необхідно використовувати біологічно нестійкі ПАР, що швидко розкладаються під впливом променів і бактерій (сульфолон НП-3, хлористий сульфолон і ін).

Основною відмітною властивістю АПР і пін, є їх низька густина. При атмосферному тиску густина АПР може становити 100 - 1000 кг/м³, пін 50 - 100 кг/м³.

Низька густина АПР і пін обумовлює цілий ряд переваг їх перед буровими розчинами:

- внаслідок зниження тиску на вибій свердловини збільшуються механічна швидкість буріння і проходка на долото;
- з'являється можливість буріння в зонах АНПТ ($K_a = 0,3 - 0,8$ для АПР; $K_a < 0,3$ для пін), поглинаючих буровий розчин;
- зменшується шкідливий вплив на продуктивні горизонти з низьким пластовим тиском.

Іншими відмітними особливостями, притаманними, головним чином, піні, є:

- поліпшення умов очищення вибою свердловини від шламу в результаті флотаційного ефекту, що полягає в здатності частинок вибуреної породи прилипати до повітряних бульбашок і виноситися ними в затрубний простір.
- висока несуча здатність потоку, яка у піни в 7 - 8 разів вище, ніж у води.
- можливість регулювання функціональних властивостей в широкому діапазоні шляхом зміни ступеня аерації і складу піни.

Недоліками АПР і пін є:

- складність приготування (потрібне додаткове обладнання: компресор, аератор – піногенератор, дозатор ПАР, зворотний клапан у ведучій трубі, спеціальна обв'язка і ін.).

– складність закачування в свердловину, так як ГРС густиною менш 500 кг/м³ можуть подаватися в свердловину тільки при одночасній роботі насоса і компресора, з установкою на нагнітальних клапанах бурового насоса дожимного пристрою (бустера).

– складність очищення від шламу на поверхні, так як для цього піну необхідно зруйнувати.

– підвищений корозійний знос бурильних труб і іншого устаткування внаслідок окисної дії газоподібного середовища.

В даний час газорідні системи застосовуються при бурінні свердловин на тверді, рідкі (нафта, вода) і газоподібні корисні копалини (газ, геотерми). Піну широко застосовують для проходки зон поглинань промивальної рідини.

Перевагами аерованих розчинів є:

– підвищена швидкість буріння через низький гідростатичний тиск;
– краще збереження колекторських властивостей продуктивного пласта в порівнянні з глинистими розчинами;

– підвищена гідравлічна енергоозброєність турбобура, навіть при зменшеній подачі насосів;

– зниження витрат на ліквідацію поглинань.

Недоліками аерованих розчинів є:

– ускладнення технологічної схеми бурової і збільшення енерговитрат у зв'язку з необхідністю встановлення компресорів;

– необхідність обв'язки і герметизації гирла свердловини;

– трудність регулювання властивостей очисного агента;

– підвищення корозійного зносу внаслідок окисної дії кисню повітря, особливо в мінералізованих розчинах, яке усувається, наприклад, добавкою вапна;

– низька якість зразків керна;

– зниження гідромоніторного ефекту в долотах зі стандартними насадками, діаметр яких необхідно зменшувати.

Піни вперше при спорудженні свердловин були застосовані на початку 1960-х років в США [155]: з метою видалення пластових вод, що надходять в стовбур свердловини в процесі буріння з продувкою вибою повітрям; при бурінні багаторічномерзлих порід; катастрофічному поглинанні, а також свердловин великого діаметру; при освоєнні нафтових і ремонті експлуатаційних свердловин з виснаженими пластами, де пластовий тиск становить 0,3 - 0,8 гідростатичного.

Піна являє собою висококонцентровану низькодисперсну систему, що складається з осередків-бульбашок повітря з витратою від 2.8 до 8.5 м³/хв (дисперсна фаза), розділених плівками рідини (безперервне дисперсійне середовище). Крім цього, до складу рецептур пін входять піноутворюючі ПАР (натрієві і калієві солі насичених і ненасичених вищих жирних кислот, алкілсульфати, алкіларілсульфонати, а також оксіетиліровані вищі жирні спирти). Найвищою піноутворюючою здатністю володіють розчини аніоноактивних ПАР (сульфонол до 0,5% і ін.), які ефективно знижують величину поверхневого натягу і є гідрофобізаторами твердої фази. Співвідношення повітря і розчину ПАР становить від 100:1 до 300:1. З неорганічних сполук найбільше піноутворення дають фосфати (тринатрійфосфат до 0,3% і ін.) Піноутворюючу здатність ПАР значно покращують стабілізуючі добавки (КМЦ, ПАА, біополімери до 0.2 - 1,0%) за

рахунок підвищення дисперсності і стійкості піни, при цьому підвищується в'язкість розчинника (води) і сповільнюється процес її витікання з плівок. Механізм отримання піни полягає в наступному. Орієнтовані в сторону рідкої фази (води) полярні групи ПАР гідратуються і утворюють навколо бульбашки повітря міцне кільце гідратної оболонки, яка, володіючи пружними властивостями, перешкоджає коалесценції бульбашок газу при їх зіткненні. При цьому молекули ПАР, адсорбовані на поверхні розділу фаз «рідина - газ», знижують міжфазний поверхневий натяг. Стійка піна, на відміну від суспензій і емульсій, має механічні властивості, що наближають її до твердих тіл, тому її міцність можна вимірювати за законами пружних деформацій. При утворенні трифазних пін (аерований глинистий розчин + ПАР), КМЦ іноді не застосовується, так як глинисті частинки є хорошими стабілізаторами. Піноутворюючу здатність аніоноактивних і катіоноактивних ПАР значно знижують підвищення температури і тиску, а також присутність полівалентних солей і нафти. Неіоногенні ПАР (ОП-10 та ін.) менше схильні до впливу солей і нафти, але їх піноутворюючу здатність знижують добавки глини [156].

Ряд специфічних переваг газорідних систем (десолубілізація, флотація і ін.) зумовлюють їх застосування в якості основного очисного агента для буріння свердловин з транспортуванням зруйнованої породи по центральному каналу подвійних бурових труб в умовах розсипних родовищ.

Нами відмічено [1], що за способом отримання і умов застосування, газорідні суміші можна розділяти на два типи: збалансовані з постійним співвідношенням повітря і розчину поверхнево-активних речовин і пластові, з мінливою кількістю рідкої фази, в залежності від водообільності розрізу і характеристики свердловинного насоса (дінамоерліфта).

Збалансовані газорідні суміші призначені для буріння свердловин по малообводненим і багаторічномерзлим породам. Склад їх постійний і задається кількістю стисненого повітря і розчину поверхнево-активних речовин, що подаються в свердловину.

Пластові газорідні суміші утворюються при бурінні обводнених порід. Склад їх формується шляхом подачі в свердловину стисненого повітря, концентрованого розчину поверхнево-активних речовин і пластового флюїду, що надходить в свердловину. При бурінні свердловин з великими водопритоками, кількість флюїду обмежується продуктивністю свердловинного насоса (дінамоерліфта).

Використання бінарних сумішей, потрібних композицій і складних багатокомпонентних поверхнево-активних матеріалів, які володіють властивостями, відмінними від властивостей індивідуальних поверхнево-активних речовин, що входять до їх складу, дає можливість працювати з газорідними сумішами різного ступеня аерації – тумани, піни, аеровані рідини.

Будь-яка добавка (десолубілізаторів) органічної та неорганічної речовини змінює умови молекулярного взаємодії ПАР і властивості міцелярної структури в розчині [157]. Це дозволяє в процесі буріння корисно впливати на якість очисного агента.

Використання газорідних систем в якості очисного агента дозволяє отримувати зворотну циркуляцію без застосування гирлових герметизаторів, достатньо використовувати спеціальні ежекторні снаряди.

Наявність розчину поверхнево-активних речовин в стисненому повітрі дозволяє забезпечити розрідження зруйнованої гірської породи в корпусі породоруйнівного інструменту і на вході в діафрагму ежектора, що попереджає її ущільнення і закупорку каналів.

Перевірка працездатності існуючих схем обв'язки інструменту та обладнання для зворотного продування (промивання) показала, що при таких складних гірничо-геологічних умовах, вказаний підхід до забезпечення зворотної циркуляції не надійний.

З метою отримання стійкого зворотного продування (промивання) і якісного випробування, необхідно застосовувати кілька способів отримання зворотної циркуляції очисного агента – в залежності від фізико-механічних властивостей гірських порід. Як показали експериментальні дослідження, гірські породи, за умовами пневмотранспорту, можна розділити на такі групи:

- сухі, пухкі;
- вологі, пластичні;
- водообільні.

Для першої групи доцільно застосовувати переточну вакуумну продувку з використанням забійних ежекторних пристроїв або повітродувок, для другої групи закриту продувку в поєднанні з перекриваючим по зовнішньому кільцю породоруйнівним інструментом і ежектором, для третьої групи ерліфтну промивку.

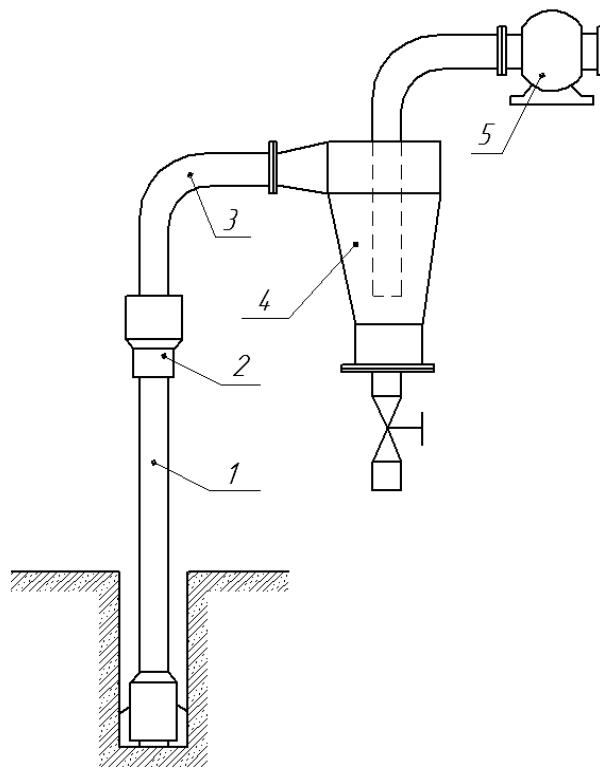


Рис. 6.9. Схема очищення вибою з використанням вакуумних насосів: 1 – бурильні штанги; 2 – сальник; 3 – вакуумні штанги; 4 – циклон; 5 – вакуумний насос

Пересічне вакуумне продування полягає в створенні зони зниженого тиску всередині центрального каналу бурильних труб на всій протяжності при використанні поверхневих вакуумних насосів або в створенні зони зниженого тиску на породоруйнівний інструмент за допомогою ежекторного пристрою (рис. 6.9).

Однак експериментальними роботами доведено, що при використанні тільки вакууму, відбувається часта закупорка зруйнованої гірської породи в породоруйнівному інструменті внаслідок її налипання або ущільнення, а це значно ускладнює виконання бурових робіт, наприклад, на розсипних родовищах.

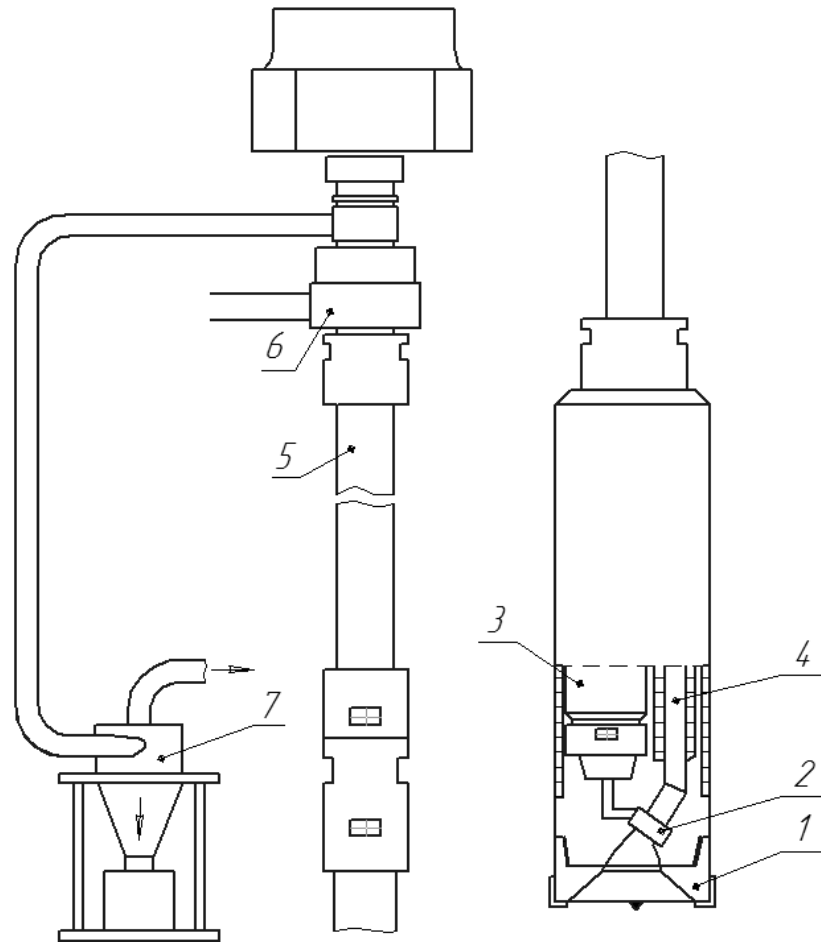


Рис. 6.10. Схема буріння з напорновакуумною продувкою: 1 – спеціальний породоруйнівний інструмент; 2 – ежекторний пристрій; 3 – пневмоударник; 4 – шламочисний канал; 5 – подвійні бурильні труби; 6 – подвійний продувочний сальник; 7 – циклон

Застосування поєднання компресора і вакуумних повітродувок більшої продуктивності дають задовільний результат з очищення свердловини від зруйнованої гірської породи, а використання стисненого повітря дозволяє видаляти пробки шляхом реверсування потоку і застосовувати вибійні пневмоударники. Однак застосування вакуумних повітродувок вимагає ретельного очищення потоку повітря від шламу і ускладнює застосування газорідних систем.

Для подальшої розробки нами обраний спосіб отримання зворотного продування шляхом створення зони зниженого тиску над породоруйнівним інструментом за допомогою ежекторних снарядів, що дозволяє зменшити енергоємність на створення зворотного продування (виключаються вакуумні повітродувки), спрощується відбір проб та схема узгоджується з умовами застосування газорідних систем в якості очисного агента.

Закрита напірна продувка відрізняється від переточної, відсутністю продувних (промивальних) каналів по зовнішній поверхні породоруйнівного інструменту вище підвідних каналів (рис. 6.10). При цьому обов'язковою умовою є наявність в компонованні свердловинного снаряда – пневмоударника і ежектора, розташованого в корпусі породоруйнівного інструменту, в безпосередній близькості від робочих поверхонь, сконструйованого так, що забезпечується циркуляція невеликої частини очисного агента під торцем породоруйнівного інструменту і надходження основного об'єму в центральний канал на вихровий ежектор зі створенням розрідження над ріжучими елементами. Застосування ударно-обертального буріння дозволяє ефективно проводити поглиблення свердловини при малих частотах обертання бурильного валу.

Ерліфтна промивка відповідає вимогам ефективного очищення свердловини, якісному відбору проб, застосуванню вибійних пневмоударних машин при висоті рівня води над пневмоударником до 20 м. Але можливість її застосування обмежується гідрогеологічними та фізико-механічними властивостями гірських порід і мінімальною глибиною свердловини 10 м.

Важливу роль в забезпеченні зворотної циркуляції виконують ежекторні пристрої. Розглядаючи три типи ежекторів – струменеві, циліндричні і вихрові (рис. 6.11), отримуємо найбільш високий коефіцієнт корисної дії у вихрових ежекторів, обумовлений збільшенням швидкості робочого потоку, за рахунок тангенціальної складової потоку і конфігурацією розширюючого каналу (ефект Коанда).

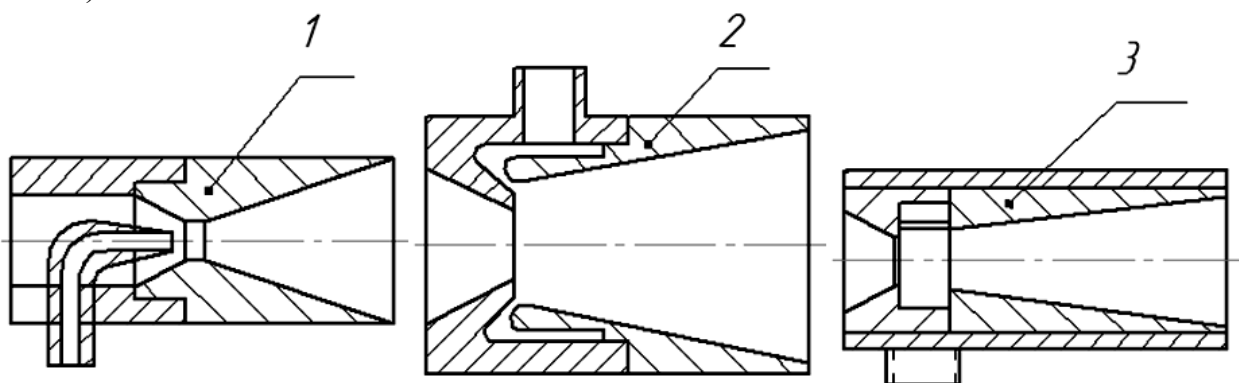


Рис. 6.11. Конструкції пропонуваніх ежекторних пристроїв: 1 - струминний ежектор; 2 - циліндричний ежектор; 3 - вихровий ежектор.

Поєднання пневмоударника і вихрового ежектора дозволяє використовувати ефект забивання породоруйнівного інструменту в породу і «продавлювання» зруйнованої гірської породи всередину корпусу породоруйнівного інструменту, в вихрове сопло ежектора. При цьому

породоруйнівний інструмент виконується в формі кільцевої коронки з внутрішнім конусом, в якому встановлені армовані ребра, виконані у вигляді багатофазних гвинтових поверхонь з правим напрямком спіралі гвинта, що призначені для руйнування гірської породи і транспортування породи з периферії до центру, а далі з вибою вгору до діафрагми ежекторного пристрою.

Задовільні результати отримані при бурінні по валун-гальковим відкладенням з різним розміром валунів і гальки породоруйнівним інструментом, виконаним у формі кільцевої коронки з вставленими в неї шарошками.

Технологія ударно-обертального буріння пневмоударниками зі зворотною циркуляцією очисного агента визначається енергією і частотою ударів, числом оборотів інструменту, осьовим навантаженням і інтенсивністю видалення зруйнованої гірської породи.

Енергія і частота ударів, в наявних пневмоударних машинах, параметри взаємопов'язані і збільшуються або зменшуються одночасно, але дещо в різній мірі. Оскільки рівень ударних навантажень у заглибних пневмоударниках розрахований на менші діаметри буріння, для породоруйнівного інструменту діаметром 300 мм він свідомо буде нижче критичних величин. Якщо за основну мету брати швидкості буріння, то енергію удару і частоту ударів необхідно підтримувати на максимально можливому рівні. Швидкість буріння знаходиться в прямій залежності від тиску повітря, тобто від енергії одиничного удару і частоти ударів, що підтверджує необхідність експлуатації пневмоударних машин на максимальних параметрах стисненого повітря.

Наявність вибійної машини-пневмоударника і ежектора пред'являє ряд вимог, характерних для цього виду буріння, які необхідно виконати в подальшому, при розробці методики для побудови розрахункових схем ежекторного снаряда і процесу, який описує динаміку пневмоударно-ежекторного буріння.

Особливістю ежектора, що працює в комплексі з пневмоударником, є наявність двох різних між собою режимів – робочий режим і блокувальний режим. У першому випадку при вихлопі пневмоударника створюється тиск повітря до 0,25 МПа (при 0,3 МПа пневмоударник не запускається). У другому випадку при очищенні свердловини від шламу і води, на вихлопі встановлюється тиск повітря до 0,4 МПа. Другою відмітною рисою ежекторного снаряда при ударно-обертальному бурінні зі зворотною циркуляцією очисного агента є необхідність підведення очисного агента до ріжучого елемента породоруйнівного інструменту і надходження основного об'єму в кільцевий канал вихрового ежектора.

Швидкість висхідного потоку стисненого повітря в транспортному каналі бурового снаряда за умов якісного відбору проб, повинна бути не менше 30 м/с [1].

Експериментальними дослідженнями (рис. 6.12) підтверджена мінімальна швидкість висхідного потоку повітря в транспортному каналі бурового інструменту.

Параметри роботи ерліфта розраховуються для умов максимальної подачі. При роботі в режимі з максимальною подачею, ерліфт забезпечує найбільш стійку зворотну промивку з найменшою питомою витратою повітря.

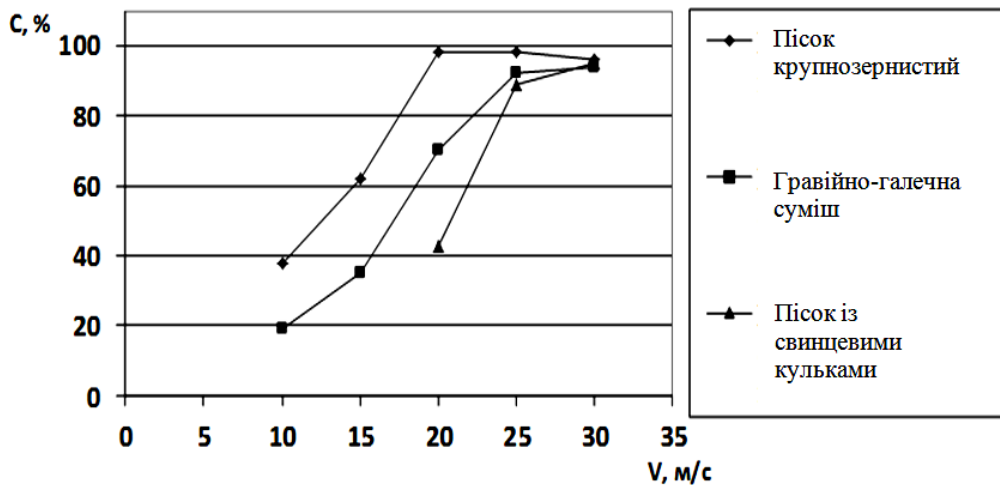


Рис. 6.12. Залежність об'ємного виходу матеріалу (C) від швидкості висхідного потоку (V)

Розрахунок проводиться на основі балансу напору в ерліфті при створенні зворотної промивки. Розрахункова схема ерліфтного насоса наведена на рис. 6.13.

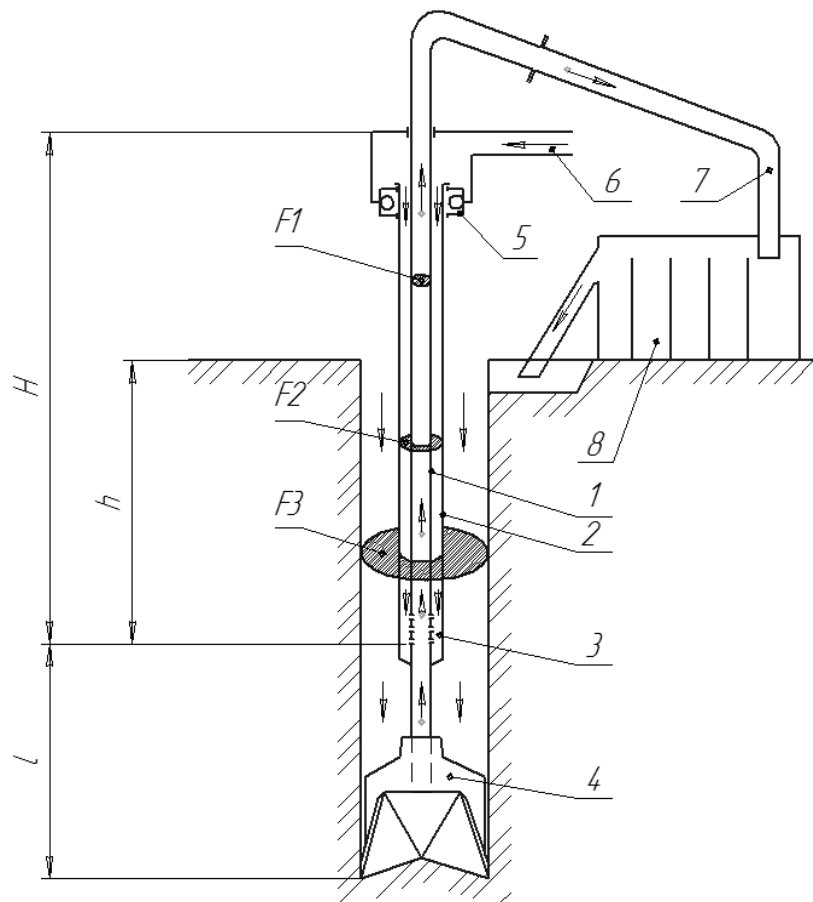


Рис. 6.13. Розрахункова схема ерліфта: 1 – внутрішні труби; 2 – зовнішні труби; 3 – змішувач; 4 – породоруйнівний інструмент; 5 – сальник-вертлюг; 6 – повітряний рукав; 7 – відвідний рукав; 8 – шламозбірник

При роботі з пневмоударником відбувається збільшення витрати повітря до 7 - 10 м³/хв і більше. Для визначення продуктивності ерліфта для цих витрат можна скористатися графіком залежності продуктивності від витрати повітря (рис. 6.14) за яким, знаючи витрату повітря, можна визначити продуктивність ерліфта [1].

Поряд з конструктивними елементами породоруйнівного інструменту, число оборотів снаряда впливає на реалізацію підводимої ударної потужності за рахунок здійснення тієї чи іншої схеми ураження вибою.

Зона максимумів швидкості відповідає оптимальному співвідношенню параметрів машини і інструменту, при якому основні удари наносяться по трапецієподібним виступам, утвореними підготовчими ударами з відставанням від їх середньої лінії на величину 0,1 - 0,2 м. Коронки, що мають поперечні периферійні леза довжиною 11 - 15 мм змінюють характер залежності швидкості буріння від числа обертів, при цьому зникає їх періодичність.

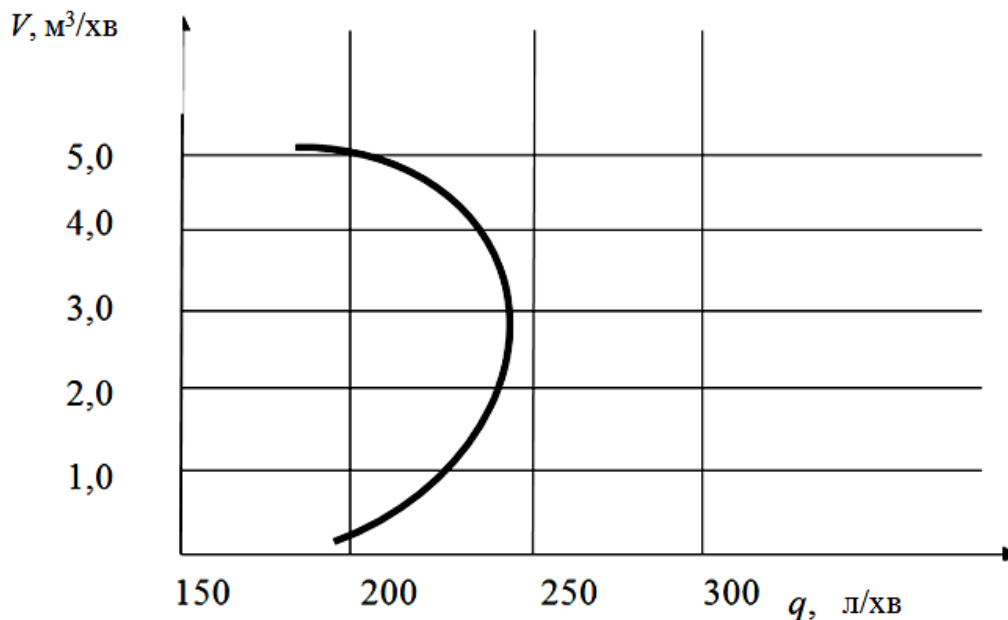


Рис. 6.14. Залежність витрати повітря (V) від продуктивності ерліфта (q)

Частота обертання інструменту застосовується на підставі існуючих методик розрахунку і з урахуванням технічних можливостей бурових агрегатів. У зв'язку з технічними складнощами підтримки оптимальної відстані між ударами в породах, які включають валуни і галечник, частота обертання снаряда може бути встановлена виходячи з максимальної кількості повних ударів за один поворот породоруйнівного інструменту. Для розробленої нами технології оптимальне число оборотів снаряда становить 12 - 25 об/хв.

В останні роки роботами вітчизняних і зарубіжних дослідників [1] доведено, що статичні навантаження відіграють дуже важливу роль в процесі руйнування гірських порід ударними навантаженнями, пояснюється це формуванням пружних деформацій на поверхні породи внаслідок великого осьового навантаження на долото і крутного моменту. Однак деякі автори вважають за доцільне знизити осьове навантаження, щоб уникнути надмірного зносу інструменту.

Таблиця 6.8

Результати відпрацювання породоруйнівного інструменту

Осьове навантаження, Н	1000	3000	5000	10000	12000	15000	20000
Механічна швидкість, м/ч	4,2	5,6	5,1	5,5	5,8	6,1	6,0
Проходка на долото, м	17	20	18	21	8	6	6

Дослідження, проведені нами, свідчать про необхідність вирішення питання виходячи з параметрів породоруйнівного інструменту і конкретних гірничо-геологічних умов.

У табл. 6.8 наведені результати відпрацювання породоруйнівного інструменту діаметром 225 мм по валун-гальковим відкладенням при зміні осьового навантаження.

Буріння по валун-гальковим відкладенням відрізняється від загальноприйнятих схем руйнування гірських порід при ударно-обертальному бурінні. Основною складовою дроблення валун-галькового і гравійно-галькового матеріалу є удар. Осьове навантаження при цьому коливається від 3000 до 10000 Н. Подальше збільшення навантаження призводить до жорсткої кутової вібрації і руйнування твердого сплаву.

Завдання підвищення продуктивності і якісних характеристик геологорозвідувального буріння при зниженні його собівартості настійно вимагають не тільки прискореного освоєння і впровадження останніх досягнень науково-технічного прогресу в цій області, але і розробки принципово нових, енерго- і ресурсозберігаючих технологій.

За останні роки найбільш вражаючі позитивні результати в розвитку розвідувального буріння досягнуті за рахунок освоєння і широкого впровадження гідротранспорту керна і найбільш ефективних різновидів газорідних сумішей (ГРС) – піна.

Буріння з гідро- і пневмотранспортом керна разом зі шламом забезпечує 100-відсоткове представництво геологічної проби і при цьому багато разів більш високу продуктивність (до 12000 м/ст.міс.) Серйозним недоліком існуючих систем гідро- і пневмотранспорту, є висока вартість виготовлення подвійних бурильних труб.

Піна, як останній ступінь в розвитку очисних агентів для буріння свердловин, є абсолютно самостійним їх різновидом, що принципово відрізняється від інших і в даний час являє собою найбільш універсальний технологічний засіб підвищення продуктивності, якісних показників та економічної ефективності розвідувального буріння, особливо, в ускладнених умовах. Володіючи відомими перевагами перед рідинними і газоподібними очисними агентами, піна позбавлена їх недоліків (складність водопостачання, можливість втрати циркуляції, замерзання води при бурінні з промиванням; недостатнє охолодження алмазного інструменту, пил, залежність від обводнення, сипкість прохідних порід, необхідність в дорогих компресорах – при бурінні з продувкою і ін.).

Крім інших загальновідомих переваг піни, як ефективний різновид очисних агентів при бурінні свердловин, володіють високою закупорюючою здатністю, що дозволяє навіть в поглинаючих породах підтримувати стійку зворотну циркуляцію і дає унікальну можливість пінотранспорту керна по одинарній бурильній колоні.

Доступність і відносна дешевизна гладких всередині і герметичних бурильних колон для снарядів зі знімними керноприймачами (ССК, КССК), найбільш позитивно відповідають розробці принципово нового і ефективного способу розвідувального буріння – з одночасним пінотранспортом керна і шламу по одинарній бурильній колоні, що є предметом пропонованого дослідження.

З усього різноманіття очисних агентів, що застосовуються при бурінні розвідувальних свердловин в ускладнених умовах, в даний час тільки за допомогою піни, за рахунок її високих закупорюючих властивостей, можна забезпечити стабільну зворотну циркуляцію і транспортування керна по одинарній колоні бурильних труб.

Основними факторами, що визначають стійкість процесу пінотранспорту керна при зворотній циркуляції по одинарній колоні бурильних труб, є витрата і тиск піни; при цьому найбільший вплив на швидкість пінотранспорту надає співвідношення діаметрів керна і внутрішнього каналу бурильної колони, а довжина зразків і щільність мають підлегле значення.

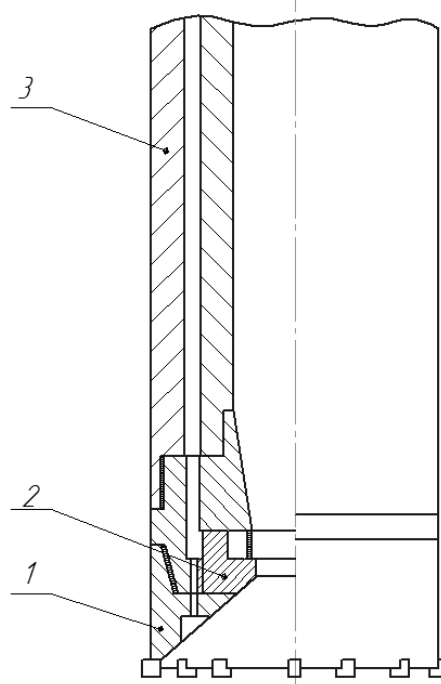


Рис. 6.15. Обертальний бур із закритою системою циркуляції: 1 – породоруйнівний інструмент; 2 – ежекторний пристрій; 3 – подвійні бурильні труби

Результати проведених експериментів з фільтрації піни через пористе середовище на моделях проникного пласта показують, що перепад тиску, необхідний для забезпечення витрати піни, рівний витраті водо-повітряної

суміші зростає в 5 - 7 разів, що пояснюється пружно-пластичними властивостями піни і капілярними явищами.

При тривалому нагнітанні піни в пласт (більше години) зростає її закупорююча здатність за рахунок більш глибокого проникнення бульбашок в пласт, збільшується її в'язкість і статична напруга зсуву, що дає можливість забезпечити зворотну циркуляцію і транспортування керна у висхідному потоці піни по одинарній колоні бурильних труб в умовах проходки поглинаючих порід.

В результаті експериментів з пінотранспорта керна на моделі одинарної бурильної колони встановлено, що визначальними технологічними факторами сталого пінотранспорта керна є об'ємна витрата і тиск піни.

Величина радіального зазору між керном і внутрішньою поверхнею бурильної колони повинна бути в межах 2 - 3 мм.

На ефективність буріння свердловин із зворотною циркуляцією газорідних систем на розсипних родовищах, істотно впливають технічні засоби (ежекторні пристрої, вибійні ударні машини, породоруйнівний інструмент), і їх конструктивні особливості, компоновання елементів бурового снаряда.

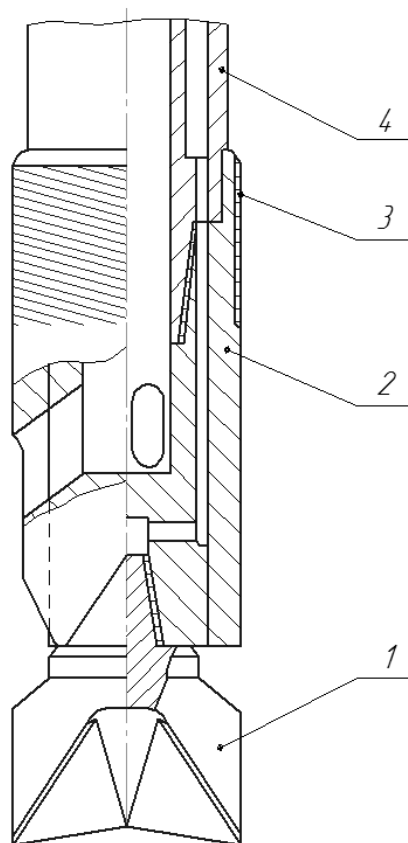


Рис. 6.16. Обертальний бур з відкритим перехідником: 1 – породоруйнівний інструмент; 2 – відкритий перехідник; 3 – гвинтове ущільнення; 4 – подвійні бурильні труби

Для визначення основних закономірностей зміни механічної швидкості буріння і якості виходу керна-шламового матеріалу від параметрів режиму

буріння, були розроблені і виготовлені робочі макети обертального бура із закритою системою циркуляції (рис. 6.15), обертального бура з відкритим перехідником (рис. 6.16), ерліфтного бура (рис. 6.17), ударно-обертального бура з відкритим перехідником (рис. 6.18), ударно-обертального бура із закритою системою циркуляції (рис. 6.19).

Обертальний бур із закритою системою циркуляції (рис. 6.15) складається із спеціального породоруйнівного інструменту, перехідника з розташованими в ньому обвідними каналами і вихровим пристроєм з соплом, а також колони подвійних бурильних труб.

Обертальний бур з відкритим перехідником (рис. 6.16) складається з серійно виготовленого породоруйнівного інструменту 1 (шарошкові, лопатеві долота), подвійного перехідника 2 з лабіринтовим ущільненням 3, подвійних бурильних труб 4.

Ерліфтний снаряд (рис. 6.17) складається з породоруйнівного інструменту 1 зі збільшеними промивальними каналами, одинарних бурильних труб 2, змішувача 3, подвійних бурильних труб 4.

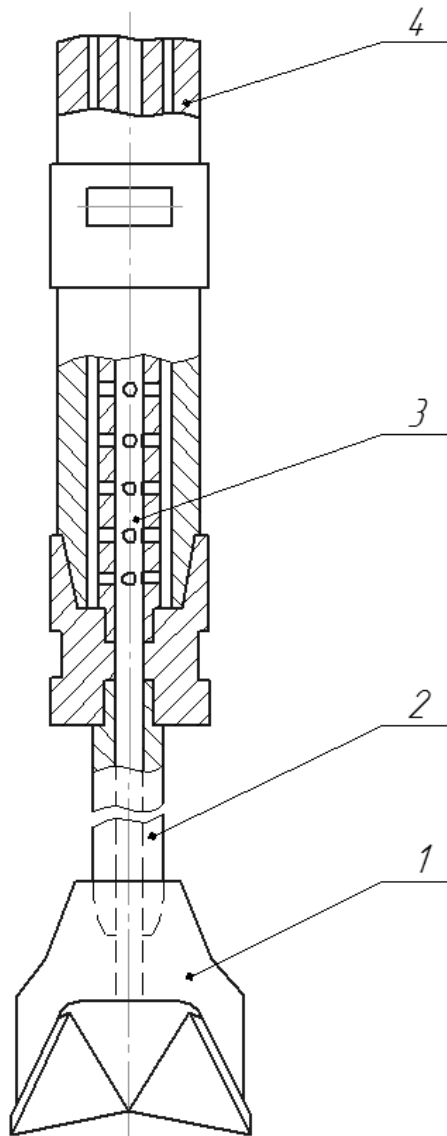


Рис. 6.17. Снаряд ерліфтний: 1 – породоруйнівний інструмент; 2 – одинарні бурильні труби; 3 – змішувач; 4 – подвійні бурильні труби

Ударно-обертальний бур з відкритим перехідником (рис. 6.18) складається з серійно випускаемого породоруйнівного інструменту 1 (крестове пневмоударне долото), пневмоударника 2, подвійного перехідника 3 з лабіринтовим ущільненням, подвійних бурильних труб 4.

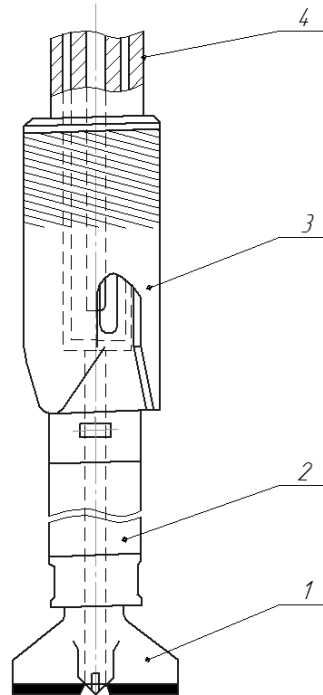


Рис. 6.18. Ударно-обертальний бур з відкритим перехідником: 1 – породоруйнівний інструмент; 2 – пневмоударник; 3 – відкритий перехідник; 4 – подвійні бурильні труби

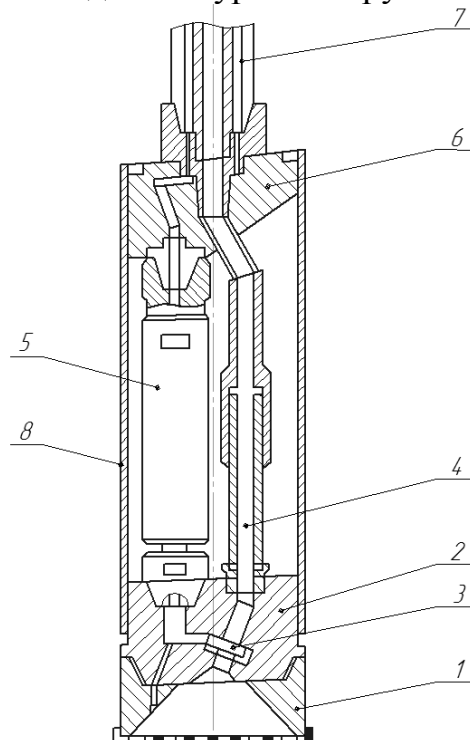


Рис. 6.19. Ударно-обертальний бур із закритою системою циркуляції: 1 – породоруйнівний інструмент; 2 – нижній перехідник; 3 – ежекторний пристрій; 4 – шламовод; 5 – пневмоударник; 6 – верхній перехідник; 7 – подвійна бурильна труба; 8 – кожух

Ударно-обертальний бур із закритою системою циркуляції (рис. 6.19) складається зі спеціального породоруйнівного інструменту *1* з продувними каналами, нижнього переходника *2* з обвідними каналами і вихровим ежектором *3* з соплом, шламовода *4*, гідропневматичного устаткування *5*, верхнього переходника *6*, подвійних бурильних труб *7*, корпусу *8*.

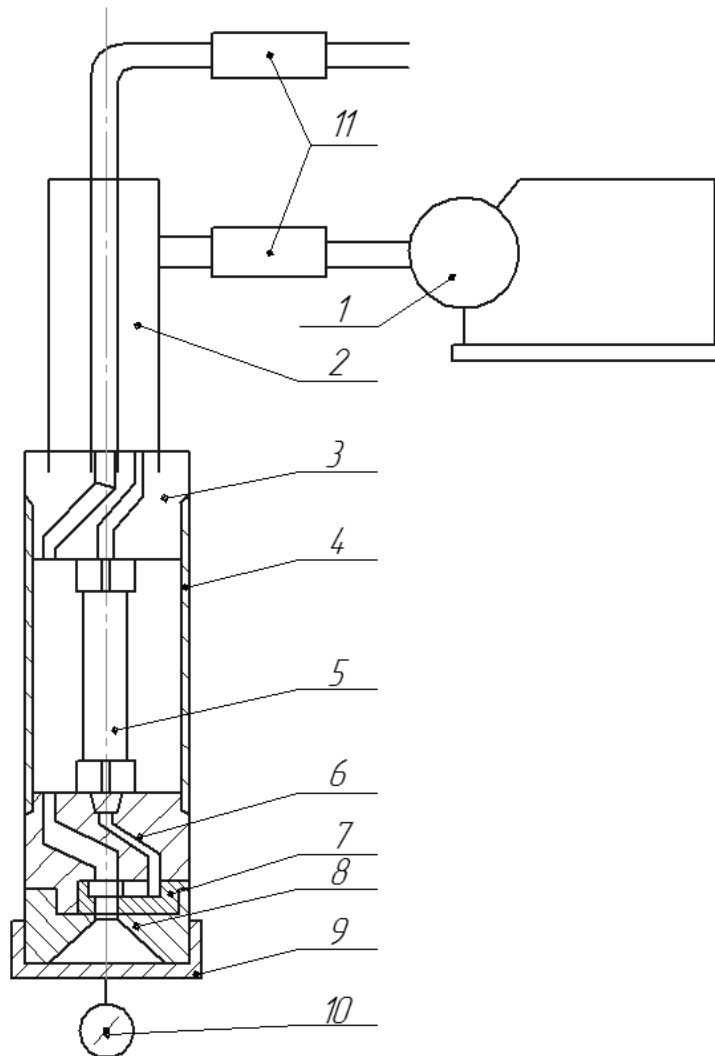


Рис. 6.20. Макет пневмоударного ежекторного снаряда: *1* – компресор; *2* – подвійна труба; *3* – верхній перехідник; *4* – корпус; *5* – пневмоударник; *6* – нижній перехідник; *7* – ежекторний пристрій; *8* – породоруйнівний інструмент; *9* – заглушка; *10* – моновакууметр; *11* – витратомір

Дослідження проводилися на буровій установці УРБ-2А-2 з рухомих подвійним обертачем в комплекті з компресором НВ-10 та використанням манометрів МТ-10, мірної лінійки, мірних ємностей, циклонів, секундоміра.

З метою розробки і дослідження технічних засобів для буріння свердловин із зворотною циркуляцією очисного агента на розсіпних родовищах і обґрунтування їх геометричних параметрів, змонтовано стенд для випробування ежекторних пристроїв (рис. 6.20), що включає в себе компресор *1*, подвійну трубу *2*, верхній перехідник *3*, корпус *4*, пневмоударник *5*, нижній перехідник *6*, ежекторний пристрій *7*, породоруйнівний інструмент *8* зі знімною заглишкою *9*, моновакууметр МТВ-1,5 *10*, витратоміри РПД-10 *11*.

Для визначення максимальної швидкості буріння, за умовами пневмотранспорту і підтвердження теоретичних положень про величину необхідної швидкості висхідного потоку для повного виносу породи, розроблений і виготовлений стенд для визначення необхідної швидкості висхідного потоку (рис. 6.21), що складається з компресора ДК-9 1, рукавів 2, долота 3, ежектора 4, мірної посудини 5, відвідного рукава 6, ємності 7.

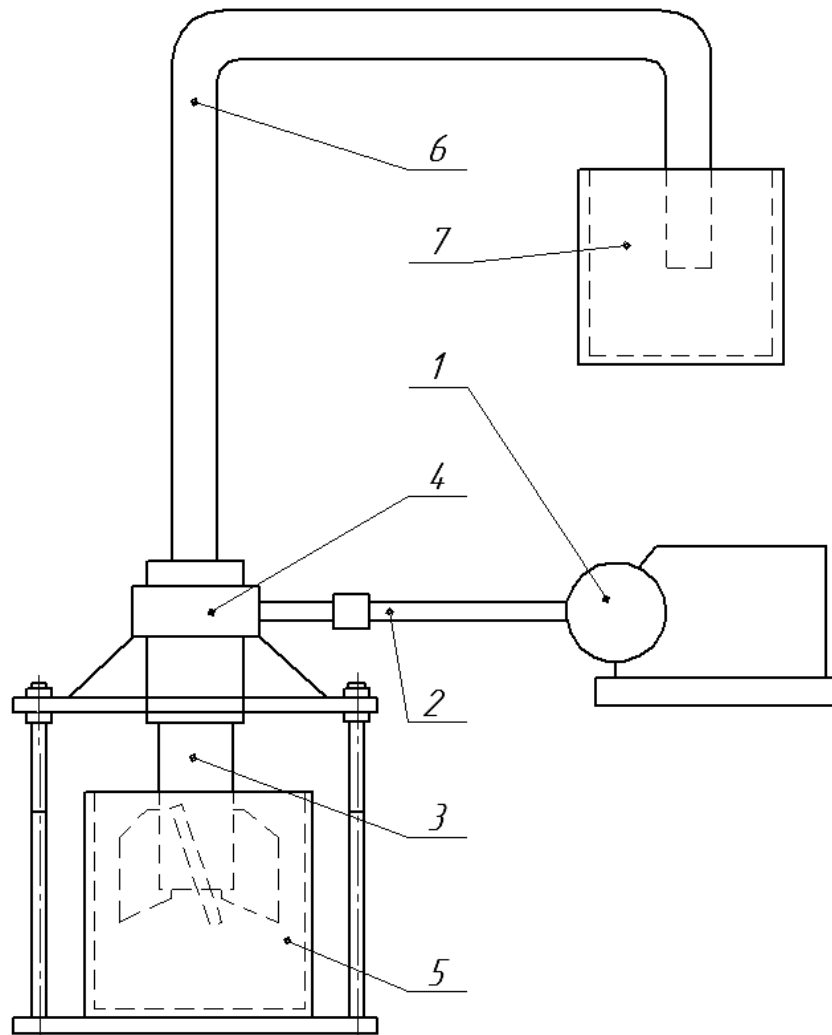


Рис. 6.21. Стенд для випробувань вихрового ежектора: 1 – компресор; 2 – підвідний рукав; 3 – долото; 4 – вихровий ежектор; 5 – мірний посуд; 6 – відвідний рукав; 7 – ємність

Дослідженнями встановлено, що падіння тиску в горизонтальних трубопроводах, по яких рухається аеросуміш, при інших рівних умовах, знаходиться в лінійній залежності від падіння тиску при русі чистого повітря і вагової концентрації частинок породи.

Буріння зі зворотним продуванням по валун-галечниковим відкладенням вимагає застосування нової технології буріння і спеціальних технічних засобів: породоруйнівного інструменту, що забезпечує ефективне руйнування і відбір гірської породи в процесі буріння; компоновок вибійних ударних машин і подвійних бурильних труб, що забезпечують безперервне транспортування на

поверхню зразків зруйнованої породи; продувочного сальника, для поділу напірної лінії і пневмотранспортної магістралі на поверхні.

Створення стійкої циркуляції очисного агента навколо робочих елементів породоруйнівного інструменту на контакті з гірською породою представляє великі труднощі, тому були проведені спільні дослідження показників роботи породоруйнівного інструменту і схем ефективного очищення вибою за допомогою ежекторних пристроїв.

Робота ежекторного апарату, в компонуванні з породоруйнівним інструментом, в значній мірі залежить як від його конструкції, газодинамічних характеристик потоку очисного агента, стану пневмотранспортної лінії бурового снаряда і обладнання так і від стану продувочної (промивальної) системи самого породоруйнівного інструменту і фізико-механічних характеристик зруйнованої гірської породи.

Дослідження ежекторних пристроїв проводилися на макеті пневмоударного ежекторного снаряда (рис. 6.20).

Наявність пневмоударника дозволяє проводити дослідження як при безперервному потоці повітря (продувний режим роботи пневмоударника), так і при імпульсному потоці повітря (робочий режим).

Перша серія досліджень проводилася з метою визначення найбільш ефективної конструкції ежекторів серед струминних, кільцевих і вихрових пристроїв. Порівняння велося шляхом вимірювання вакуумметром величини створюваного вакууму в приймальній камері ежекторів, а також визначення кількості засмоктуваного повітря ежектором через породоруйнівний інструмент при знятої заглушці, яка визначалась шляхом віднімання об'єму повітря, що вимірювалась витратоміром I_1 , від кількості повітря, заміряного витратоміром I_2 , при постійному перепаді тиску в 0,2 МПа.

Результати досліджень наведені в табл. 6.9.

Таблиця 6.9

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
Кільцевій	0,04 - 0,05	4	0,2
Вихровий	0,04 - 0,05	5	0,21

Наступний етап експериментальних досліджень полягав у визначенні умов транспортування гірської породи з різними фізико-механічними властивостями на стенді (рис. 6.21), і в свердловинних умовах з використанням робочих макетів свердловинних компоновок за схемою, аналогічною наведеній на рис. 6.19.

На стенді визначалися:

- роздільна здатність транспортування зруйнованої гірської породи при максимальних швидкостях буріння свердловин великого діаметру;
- швидкість потоку повітря, що необхідна для мінімального перемішування частинок гірської породи в процесі транспортування від вибою до пробовідбірників.

Дослідження довели, що використання компресорної установки продуктивністю 10 м³/хв в комплекті з подвійними бурильними трубами, внутрішній діаметр яких становить 80 - 100 мм, за умовами пневмотранспорту забезпечують швидкість буріння свердловин діаметром 280 мм на рівні 120 м/год. Результати представлені в табл. 6.10.

Таблиця 6.10

Об'ємна швидкість транспортування гірської породи через подвійні бурильні труби з внутрішнім діаметром 80 мм

Порода	Об'єм теоретичний, м ³	Об'єм фактичний, м ³	Час транспортування, с	Мінімально можлива швидкість буріння за умов діаметра свердловини в 250 мм, м/год
Пісок	0,1	0,098	32	230
Гравійно-галькові відкладення	0,1	0,1	56	120
Пісок зі свинцевими кульками	0,1	0,099	33	225

При бурінні на розсипних родовищах, представлених валун-гальковими відкладеннями, реальні швидкості буріння в десять, двадцять разів нижче.

Таблиця 6.11

Залежність виносу породи від швидкості висхідного потоку

Швидкість потоку, м/с	Порода		
	Пісок, %	Гравійно-галькова суміш, %	Пісок зі свинцевими кульками діаметром 2 - 3 мм
10	40	20	–
15	60	40	–
20	100	70	50% свинцеві кульки
25	100	96	96% свинцеві кульки
30	100	100	100%
35	100	100	100%

Експериментальними даними підтвердилися необхідні мінімальні швидкості руху потоку стисненого повітря (25 - 30 м/с) при транспортуванні частинок гірської породи. В якості транспортованої породи використовувався пісок, гравійно-галькові суміші з розмірами частинок до 30 мм, пісок з додаванням свинцевого дробу діаметром 2 -3 мм.

Результати досліджень дозволяють стверджувати, що швидкість висхідного потоку повітря зі шламом у 20 м/с і нижче недостатня для достовірного випробування розсипних родовищ, так як 50% свинцевих кульок залишилося в ємності з вихідними матеріалами, тоді як пісок практично весь був перекачаний в приймальну ємність (табл. 6.11), тобто відбувається вибірковий винос шламу.

У процесі експериментальних робіт з макетом пневмоударного ежекторного снаряда встановлено, що при руйнуванні і пневмотранспорті валун-гальчаникових відкладень, розміри всмоктуючих вікон на породоруйнівних інструментах повинні бути не більше внутрішніх розмірів шламівідвідних каналів, тому що в іншому випадку спостерігається закупорка галькою пневмотранспортної магістралі.

Експериментальними дослідженнями виявлено, що при бурінні по однорідним породам, зі збільшенням діаметра ударно-обертального породоруйнівного інструменту, істотно зменшується механічна швидкість буріння і незначно збільшується проходка на долото, а при бурінні по валун-гальчаниковим відкладенням, до певних значень діаметрів, різко збільшується проходка на долото, а зменшення механічної швидкості не робить помітного впливу на техніко-економічні показники буріння через незрівнянно різні величини проходки на долото.

З аналізу отриманих результатів буріння експериментальними зразками породоруйнівного інструменту для пневмоударного буріння зі зворотною всмоктуючою продувкою можна зробити наступні висновки. Характер зносу і проходка на долото підтверджують правильність визначення діаметра долота і його форми. Крім цього можна також стверджувати, що характер зносу (стирання) вказує на можливість зменшення кількості твёрдосплавних елементів, що дозволить збільшити механічну швидкості буріння. Також необхідно знизити окружну швидкість обертання з 80 - 110 об/хв до 20 - 30 об/хв. Окрім іншого, підтверджено необхідність періодичного ходіння бурового інструменту.

Зазначимо, що 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.

6.3 ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 6

1. Комплексно розглянуто прогресивну технологію – буріння з транспортуванням продуктів руйнування всередині бурильної колони (буріння із застосуванням подвійної бурильної колони при зворотній схемі очищення вибою свердловини). Вивчено характер впливу складових перепаду тиску ($P_{Д}$, $P_{К}$, $P_{В}$, $P_{ВХ}$) на швидкість транспортування керна при промиванні свердловин в'язкою рідиною. Показана залежність безрозмірного коефіцієнта гідравлічного опору $\lambda_{кп}$ (щодо керна) від величини числа Рейнольдса ($Re_{кп}$), що визначає режим руху рідини, в даному випадку, в кільцевому зазорі.

2. Розрахунками показано, що $\lambda_{кп}$ є функцією кількох змінних, найбільш впливовими з яких є F (відношення площі перетину потоку в трубі F_0 до міделевої площі керна F_M) і $Re_{кп}$. Причому, $Re_{кп}$ тут виступає як результат швидкісних співвідношень в парі «кern - потік рідини». Крім того, значних змін $\lambda_{кп}$ зазнає тільки при зміні швидкості течії рідини в кільцевому зазорі між керном і трубою, збільшення ж самого кільцевого зазору вплив на значення $\lambda_{кп}$ практично не чинить.

3. В результаті розрахунків отримана формула, що визначає відносну швидкість керна u_k для зразків породи, довжина яких лежить в інтервалі $0,2 \div 1,2$ м. Показано особливості застосування глинистих розчинів стосовно гідротранспортування керна.

4. Проведено аналіз взаємодії газорідинних сумішей з продуктами руйнування при бурінні свердловин. Запропоновано метод розгляду процесів, що протікають в свердловині при застосуванні зазначеної технології. Обґрунтовано методичку розрахунку і параметричний ряд інструментів і пристроїв для буріння свердловин із застосуванням газорідинних сумішей стосовно до різноманітних гірничо-геологічних умов.

РОЗДІЛ 7. ДОСЛІДЖЕННЯ ГІДРАВЛІЧНИХ ПРОЦЕСІВ В СИСТЕМІ «ПРОДУКТИВНИЙ ПЛАСТ - СВЕРДЛОВИНА»

7.1 Проблематика удосконалення методів освоєння продуктивних нафтогазових горизонтів

Геолого-технологічні умови знаходження води, нафти і газу в природному резервуарі залежать від взаємодії ряду факторів: співвідношення густини флюїдів, відносної насиченості порового простору кожним із компонентів, гідродинамічних умов у колекторському пласті, а також його літологічних особливостей і порової проникності [157].

Під терміном «освоєння нафтогазової свердловини» розуміють комплекс робіт, що проводяться з метою очищення продуктивної зони від забруднення і отримання промислового припливу пластового флюїду [50].

В основі усіх способів освоєння лежить принцип зменшення тиску стовпа рідини у свердловині нижче пластового і створення депресії, достатньої для подолання опору фільтрації пластової рідини. Зменшення тиску на пласт можна досягти зниженням густини рідини, зниженням рівня рідини у свердловині. Величина депресії вибирається залежно від типу колектора, виду пластової рідини стійкості колектора і колекторних властивостей пласта.

Об'єм рідини який необхідно подати у свердловину, щоб значення тиску на вибої вирівнялось, можна визначити за формулою [158]:

$$V_{л.р.} = SH + S_{НКТ} \left(\frac{P_{пл} - \Delta P_{з.п.} - \Delta P_{к} - h_{пл} \rho_{в.р.}}{g} \right) \cdot \frac{1}{\rho_{в.р.} - \rho_{л.р.}}, \quad (7.1)$$

де S – площа перерізу міжтрубного простору; H – довжина колони насосно-компресорних труб (НКТ); $S_{НКТ}$ – площа перерізу внутрішньої порожнини НКТ; $P_{пл}$ – пластовий тиск; $\Delta P_{з.п.}$, $\Delta P_{к}$ – втрати тиску відповідно в затрубному просторі і в колоні труб; $h_{пл}$ – глибина експлуатаційного горизонту, де тиск дорівнює пластовому. $\rho_{в.р.}$, $\rho_{л.р.}$ – густина відповідно важкої і легкої рідин.

Якщо коефіцієнт аномальності пластового тиску суттєво більше одиниці, колекторні властивості пласта задовільні і пристовбурна зона забруднена мало, часто буває достатнім здійснити просто заміну свердловинної рідини на більш легшу (воду, нафту). У тих же випадках, коли коефіцієнт аномальності не перевищує одиниці, колекторні властивості незадовільні або пристовбурна зона сильно забруднена, то доводиться не лише замінювати промивальну рідину, але також знижувати її рівень в колоні [159].

Найбільш ефективний спосіб освоєння – поступове збільшення міри аерації води після заміни нею промивальної рідини в обсадній колоні. Для цього в простір між колоною і НКТ одночасно закачують воду і повітря. Поступово збільшуючи подачу повітря можна в досить широких межах регулювати густину водно-повітряної суміші. Щоб досягти більшої плавності зниження протити-

ску і зменшити витрату повітря рекомендується до води перед аеруванням додавати пінотворні поверхнево-активні речовини (ПАР).

В промисловій практиці відчувається гостра потреба в даних, щодо комплексної оцінки властивостей ПАР і газорідних сумішей для конкретних технологічних процесів [160]. Досвід застосування активованих рідин доводить, що оцінка властивостей ПАР і газорідних сумішей необхідно здійснювати з урахуванням фізико-хімічних критеріїв, фізико-механічних і технологічних параметрів, інженерно-екологічних і економічних вимог.

Таблиця 7.1

Значення величини поверхневого натягу на межі розділу фаз $\sigma_{т-р}$

Вид ПАР	Вміст ПАР, %	Значення $\sigma_{т-р}$ (Н/м) для води:	
		прісної	солоні (5% $CaCl_2$)
Сульфанол НП-3	0,3	0,039	0,050
	0,5	0,036	0,046
	1,0	0,034	0,041
Синтанол АЦЕС-12	0,2	0,039	0,057
	0,5	0,035	0,055
	1,0	0,031	0,052

Підвищенням змочуваності, формуванням граничних шарів, підвищенням капілярного тиску всмоктування шляхом введення в рідину композицій, що містять ПАР, можна істотно збільшити міру впливу газорідної суміші на породо-колектор. Поверхневе натягнення на межі «тверде тіло - рідина» $\sigma_{т-р}$, значною мірою, визначає тиск капілярного всмоктування, підвищення якого чинить великий вплив на характер руху пін в пласті-колекторі. У табл. 7.1 приведені результати вимірів поверхневої активності речовин відносно міри мінералізації дисперсійного середовища.

Дані табл. 7.1 свідчать про відмінність поверхневої активності Сульфанолу НП-3 і Синтанолу АЦЕС-12 залежно від концентрації в розчині і мінералізації дисперсійного середовища: для слабомінералізованого середовища ефективність Синтанолу АЦЕС-12 вища, ніж для мінералізованого, і в той самий час для мінералізованого середовища найбільш ефективний для застосування Сульфанол НП-3.

Результати досліджень показали також, що тиск капілярного всмоктування в розчині з KCl в 1,6 рази більше, ніж в прісному розчині. Отже, при приготуванні пін, наявність в дисперсійному середовищі електроліту KCl є позитивною.

Адсорбційні процеси визначають міру дисперсності (стабільність) гетерогенних систем, плівкоутворення і т.д. Дослідницькі роботи показали, що при циркуляції пін в пластах-колекторах спостерігаються втрати поодиноких ПАР типу ДНС-А, Сульфанол, Сульфонатна паста, Синтанол-10 в кількості, що не перевищує 0,03 кг/кг при концентрації ПАР в розчині 1%. Втрати ж на адсорбцію композиційного ПАР (0,02% неіоногенного ПАР + 0,05% катіоноактивного реагенту-збирача) на пісковіку і доломіті склали 0,05 кг/кг. При цьому об'єм

витіснення нафти з більшістю вказаних поодиноких ПАР і типів гірських порід не перевищував 25%, а при використанні композицій – доходив до 97%.

Поширеним є також компресорний спосіб освоєння. Суть цього способу полягає в закачуванні в затрубний простір повітря. Останній відтісняє воду до башмака колони і проривається в середину НКТ. При цьому відбувається газування рідини і часткове зниження рівня рідини у свердловині. Після того, як почнеться приплив, компресор відключають. Недоліком цього способу є різкі коливання тиску. При різкому зниженні тиску на пласт, у момент викиду на гирло чергових порцій води, інтенсифікується приплив з пласта. Якщо колектор недостатньо стійкий, можливе руйнування скелета породи, винесення у свердловину великої кількості піску і утворення піщаної пробки [159].

Розмір часток піску, які можуть бути винесені з шару без порушення стійкості його кістяка, можна визначити за формулою [161]

$$D_0 = \sqrt{\frac{32v_n K_\phi}{mg}}, \quad (7.2)$$

де D_0 – діаметр шароподібної частки, яка може вільно пройти крізь переріз порового каналу породи, см; g – прискорення вільного падіння см/с^2 .

Допускаючи винос з пласта часток піску $d < 0,1$ мм, можна визначити критичну швидкість їх виносу за формулою

$$V_{\text{кр}} = \frac{d}{\alpha\eta} \left[1 + \sqrt{1 + \frac{\alpha\eta K_0 K_\phi}{Q}} \right], \quad (7.3)$$

де $V_{\text{кр}}$ – критична швидкість потоку, см/с ; d – діаметр часток, що виносяться фільтраційним потоком ($d < 0,1$ мм); α – емпіричний коефіцієнт (для природних порід $\alpha = 0,1-1,7$ с, для фракційного складу піску даної свердловини $\alpha = 0,6$ с); $\eta = \mu_n / \mu_b$ – фактор в'язкості – відношення абсолютних в'язкостей нафти і води при заданій температурі; K_ϕ – коефіцієнт фільтрації

$$K_0 = \frac{2\rho_n}{3\rho_b} (\tau \sin\beta - \cos\beta), \quad (7.4)$$

де ρ_n – щільність часток породи, кг/м^3 ; ρ_b – густина води, кг/м^3 ; τ – коефіцієнт тертя; β – кут між напрямом дії сили тяжіння часток, що виносяться та їх швидкістю.

Іноді рівень рідини в колоні знижують за допомогою поршневання. Для цього на НКТ спускають спеціальний поршень. При опусканні поршня рідина через осьовий клапан потрапляє у внутрішню порожнину НКТ. При підйомі поршня клапан закривається, а рідина переливається на гирло. Глибина занурення поршня під рівень досягає 300 м. Цей спосіб застосовується в тих випадках, коли немає небезпеки викиду і не вимагається герметизувати гирло. Час освоєння цим способом набагато більше, ніж попередні [159].

Для освоєння пластів, що мають низький пластовий тиск, і у випадку, якщо пласти сильно забруднені, можуть використовуватися струминні апарати, які спускаються на буриньних трубах.

Коефіцієнт інжекції струминного апарата

$$U = \frac{Q_i}{Q_p}, \quad (7.5)$$

де Q_i – інжектований потік; Q_p – робочий потік.

Площі характерних перерізів струминного апарата

$$f = \frac{\pi}{4} d^2, \quad (7.6)$$

де f – площі робочого сопла на виході потоку, камери інжекції і камери змішування (відповідно f_p, f_i, f_3); d – діаметри робочого сопла на виході потоку, камери інжекції і камери змішування (відповідно d_p, d_i, d_3).

Безрозмірний напір струминного апарата

$$\frac{\Delta p_3}{\Delta p_p} = \frac{f_p}{f_3} \left(1,75 + 1,07 \frac{\rho_p f_p}{\rho_i f_3} U^2 - 1,07 \frac{\rho_p f_p}{\rho_i f_3} (1 + U)^2 \right), \quad (7.7)$$

де Δp_3 – різниця тисків змішаного та інжектованого потоків; Δp_p – різниця тисків робочого та інжектованого потоків; ρ_p, ρ_i, ρ_3 – густини відповідно робочого, інжектованого і змішаного потоків.

Тиск в камері інжекції струминного апарата: оскільки обмежень відносно зменшення тиску в підпакерній зоні немає можна зменшити тиск в камері інжекції до мінімально можливого значення $p_i=0$

$$p_{p.p.} = \rho_p gH; \quad p_{p.з.} = \rho_3 gH, \quad (7.8)$$

де $p_{p.p.}, p_{p.з.}$ – гідростатичний тиск стовпа робочої і змішаної рідини.

Тиск агрегату в викидній лінії поверхневого насоса

$$p_a = \frac{p_{p.з.} + \Delta p^{**}}{\Delta p_3 / \Delta p_p} - p_{p.p.} + \Delta p^* \frac{p_i [1 - (\Delta p_3 / \Delta p_p)]}{\Delta p_3 / \Delta p_p}. \quad (7.9)$$

Діаметр штуцера вибирають з таким розрахунком, щоб не виникло надмірно великої депресії, і не почалося руйнування скелета порід.

Дослідження свердловин проводиться з метою встановлення усіх промислових характеристик при певних режимах роботи [50]: дебіту, газового чинника, вибійних і пластових тисків, температур, коефіцієнта продуктивності свердловини, проникності і гідропровідності пласта, а також складу і властивостей пластової рідини. Режим роботи вважають стійким, якщо при цьому розмірі штуцера тиск на гирлі і вибої, а також дебіт стабільні. Свердловину досліджують при 4 - 6 режимах. Спочатку при мінімальному діаметрі штуцера, потім діаметр збільшують. Дослідження на одному режимі вважаються закінченими, якщо два послідовні виміри тисків і дебітів співпадають.

7.2 Визначення механізму впливу газорідинних систем та активованих рідин на процеси 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, яка дозволить збільшити відсотковий показник нафтовилучення, що за інтегральними оцінками знаходиться у діапазоні від 10 до 60%, і тільки в окремих випадках досягає позначки 70% [162]. 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 [163]: 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 [164].

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 [3, 163] (Техас, Баку, Грозний, Краснодар, Західна Україна – Борислав, Східниця, Битків), хоча слід зауважити, що на пізніх стадіях розробки традиційне заводнення було малоефективне. 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 [165].

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 [166].

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 [3, 165], 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 нафтовилучення [165].

Блокові системи заводнення, у порівнянні із 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 [167]. 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 [164].

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 зі 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 (розповсюдження) 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 перові канали і перетоку нафти з нафтонасичених зон у заводнені через великі порові канали [163].

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 [166]. 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 [167].

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% [166]. Переважно у пласті створюють зони присутності розчинів (об'ямівки) в об'ємі 10 - 50% від об'єму порового простору покладу, що піддається обробці. Після цього створену об'ямівку 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% [163].

До визначеної групи допоміжних методів покращення заводнення відносять також ті, що призводять до зниження рухливості води в зоні її просування, а також методи, які пов'язані зі зміною змочуваності в системі «порода - нафта - вода» і ведуть до інтенсифікації процесу капілярного просочування [167]. 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 нафтовіддачі.

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 межі розділу «нафта - вода», змінювати змочуваність в системі «нафта - вода - поверхня породи» і властивості адсорбційних шарів, що утворюються на межі розділу «вода - нафта» і «нафта - поверхня породи» [156]. 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 межі 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 межах розділу фаз [168]. 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, і 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 [3, 166].

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 [166, 169].

Застосування полімерів базується на здатності високомолекулярних хімічних реагентів-полімерів під час розчинення їх у воді, навіть у малих концентраціях, суттєво підвищувати її в'язкість, зменшувати її рухливість і, завдяки цьому, підвищувати охоплення пластів заводненням [166]. 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 (фронт витіснення), сприяє поліпшенню витісняючих властивостей води і повнішому залученню всього об'єму покладу до розробки [3]. 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 [165], 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 [121], 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) [3, 163]. 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 мкм².

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 [170]. 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 витіснення 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 родо-

вищах. Спостереження за роботою в пласті-колекторі газорідинних сумішей показали, що вони 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)». Інтенсивне витискування нафти з пласта-колектора при використанні газорідинних сумішей відбувається в результаті дії гідродинамічної сили потоку і значною мірою вони пов'язані з процесами хімічної термодинаміки і кінетики [162, 166], 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 у вуглеводневих пластах при використанні газорідинних сумішей здійснюється за наступними схемами. Якщо в якості газорідинної суміші використовується піна, то вона, поступаючи в привибійну 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 відсутнє, або воно невелике (це визначається співвідношенням рідкої і газоподібної фаз). Запас кінетичної енергії потоку піни, що залишився, витрачається на подолання опорів, які зустрічаються на шляху руху в масиві пласта.

Приведені вище дані свідчать про виняткову роль адгезійної взаємодії і змочування в пластах-колекторах [28, 171]. Явища мимовільного прилипання в системі «нафта - вода - порода - бульбашка повітря (газу)» обумовлені 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 [121]. Іншими словами, якщо вільна енергія системи в другому стані менше ніж в першому, то система з першого стану мимоволі перейде в другий, 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 пове-

рхні 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: газ - тверде тіло (г-т), рідина - тверде тіло (р-т), рідина - газ (р-г) [171].

Запас вільної енергії до утворення комплексу «нафта - вода - порода - бульбашка повітря (газу)» W_1 і після утворення названого комплексу W_2

$$W_1 = S_{p-g}\sigma_{p-g} + S_{p-m}\sigma_{p-m} \text{ та} \quad (7.10)$$

$$W_2 = S'_{p-g}\sigma_{p-g} + S'_{p-m}\sigma_{p-m} - S_{z-m}\sigma_{z-m}, \quad (7.11)$$

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'_{p-m} – площі поверхні розділу рідина - тверде тіло системи в станах до утворення комплексу «нафта - вода - порода - бульбашка повітря (газу)» і після утворення названого комплексу; S_{z-m} – 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

$$S_{p-g} - S'_{p-g} = S_{z-m} \text{ та} \quad (7.12)$$

$$S_{p-m} - S'_{p-m} = S_{z-m}. \quad (7.13)$$

Перше рівняння не цілком вірне, оскільки при закріпленні бульбашки відбувається її деформація.

Зменшення вільної енергії системи ΔW має місце за умови

$$\Delta W = W_1 - W_2 = \sigma_{p-g} + \sigma_{p-m} - \sigma_{z-m} > 0, \quad (7.14)$$

або

$$\Delta W = \sigma_{p-g} + \sigma_{p-m} > \sigma_{z-m}. \quad (7.15)$$

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 енергій 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 залишко-

вої 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 [172].

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 реагенту або реакційного середовища. 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 регулювання 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 [125].

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 [173]. 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 нафтовилучення лежить сприятлива дія температури на стан рухливості агентів, що взаємодіють в пласті, і, тим самим, на ступінь витиснення нафти [174]. Відомі дві різновидності цих методів: тепло в пласт вводиться з поверхні і коли тепло утворюється безпосередньо в пласті, завдяки окисленню 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 [163].

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) [173]. 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) [174].

У першому наближенні дію нагрітої води в пласті можна уявити так [173]: 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 - 100⁰С) 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 паром, 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% [167].

Згідно канадської технології [3], щоб отримати одну тонну 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 за тепловмістом [173], ці агенти екологічно чисті, технічно добре освоєні промисловістю. Раціональне використання тепла полягає в способі передачі енергії в пласт, що передбачає мінімальні втрати, як на 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 енергозбережний 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 розробки 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 більш ефективних і менш енергоємних методів є одним з найважливіших завдань [166, 169].

Найважливішою обставиною технології термічного підвищення нафтовилучення [173] 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 [163]. 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».

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. 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.

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.

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 [173]. 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 [174].

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) [173].

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 [53]. 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 [118].

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 [173]: 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 якщо паралельно ньому здійснюється нагнітання води. Тут ефективність процесу зростає за рахунок перекидання тепла за 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.

7.3 ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 7

1. Комплексно розглянуті питання розробки інноваційної програми удосконалення прогресивних методів освоєння продуктивних горизонтів; причому показано, що залежно від характеристик нафтоносного пласта, процес освоєння свердловини може включати в себе комплекс різноманітних технологічних операцій, а саме: заміну рідини, що знаходиться в обсадній колоні, більш легкою (водою, нафтою), або аерованою рідиною; видалення частини промивальної рідини з обсадної колони.

2. Доведено, що інтенсивне витискування нафти з пласта-колектора при використанні газорідинних сумішей відбувається в результаті дії гідродинамічної сили потоку і значною мірою воно пов'язано із 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 (поверхневий натяг, 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 газорідинних 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 розділу 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.

РОЗДІЛ 8. ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ПРИЙНЯТТЯ РІШЕНЬ ПРИ СПОРУДЖЕННІ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН

8.1 Аналіз екологічно небезпечних факторів при розробці родовищ корисних копалин

Видобування вуглеводнів повинно здійснюватися із суворим дотриманням усієї гами заходів з охорони навколишнього природного середовища, надр та попередження негативного впливу на довкілля. Ці заходи включають: запобігання негативного впливу на геологічне середовище; охорону повітряного середовища; запобігання забруднення горизонтів з прісними водами; зберігання родючого шару ґрунту від забруднення [175].

Вплив на геологічне середовище виявляється у вигляді порушень нормативного стану геологічного розрізу свердловин в процесі буріння. Запобігання негативного впливу на геологічне середовище необхідно здійснювати за рахунок застосування раціональних конструкцій свердловин, які включають послідовне перекриття пробурених інтервалів із сумісними умовами до проектних глибин обсадними колонами. Обсадні колони цементуються високоміцними тампонажними портландцементами до гирла кожної зі свердловин. Найбільш небезпечним для геологічного середовища можуть бути інтенсивні газопроявлення у випадку переходу їх у фонтанування при розкритті газонесних горизонтів [51].

Раціональні технічні рішення повинні включати наступне: вибір конструкції свердловини, яка забезпечує попередження гідророзриву розкритих гірських порід тиском газу при газопроявленнях і герметизацію устя противикидним обладнанням; підбір обсадних труб за міцністю, виходячи з очікуваного максимально можливого тиску на гирлі свердловини в процесі буріння і випробування на приплив газу і нафти; підбір густини бурового розчину, що забезпечує створення гідростатичного тиску в свердловині, перевищуючого пластовий; вибір типу бурового розчину і хімічних реагентів, що забезпечують створення на стінках свердловини тонкої, щільної і малопроникної кірки; герметизація гирла свердловини противикидним обладнанням; наявність на буровій певного об'єму запасного розчину необхідної густини в кількості, яка дорівнює об'єму стовбура свердловини при первинному розкритті продуктивних горизонтів.

Приведені технічні рішення і заходи дозволяють оберігати геологічне середовище від негативного впливу процесів і явищ геологічного та техногенного походження [176].

При видобуванні вуглеводнів і експлуатації родовища основними джерелами впливу на атмосферне повітря є джерела викиду забруднюючих речовин, що розташовані на майданчику установки комплексної підготовки нафти і газу: димові труби вогневих підігрівачів, водяного титану, котлів, які працюють на природному газі; свічки сепараторів; дихальні клапани технологічних ємностей зберігання нафти, конденсату, технологічних рідин; факельні установки експлуатаційних свердловин (при здійсненні технологічних операцій з попередження аварійних ситуацій).

Особливістю експлуатації нафтогазових об'єктів є необхідність проведення вогневих та вогненебезпечних робіт, необхідність обслуговування обладнання, яке в процесі експлуатації знаходиться під високим тиском, можливість утворення вибухонебезпечної суміші газу з повітрям при витіканні газу.

Одна з основних умов безпечної експлуатації обладнання з підготовки вуглеводневої сировини та свердловин – їх герметичність. Причиною порушення герметичності можуть бути: корозійний чи механічний знос обладнання, механічне руйнування обладнання, неналежне дотримання умов безпеки при вогневих роботах, несвоєчасна профілактика роботи запірної арматури та інше.

Розгерметизація устя свердловини може призвести до об'ємного вибуху хмари та факельного горіння струменю. Джерелами запалювання можуть бути іскри, що створюються при ударі або терті, вогневі або ремонтні роботи, іскри електроустановок (зварювальних агрегатів), прояви статичної або атмосферної електрики, необережне поводження з вогнем.

Для своєчасної ліквідації аварійної ситуації на підприємстві розробляється план ліквідації аварійної ситуації (ПЛАС) відповідно до Положення щодо розробки планів локалізації та ліквідації аварійних ситуацій, затверджених наказом Держнаглядохоронпраці від 17.06.99 р. № 112.

У випадках розриву газопроводу, за допомогою встановленого клапана-відсікача на свердловині, забезпечується її автоматичне відключення. Для виявлення пошкоджень траси газопроводу-шлейфу, ліквідації витоків, контролю стану ґрунтової основи трубопроводів, своєчасного виявлення ерозійного розмиву ґрунтів, просідання ґрунтової основи, руйнування насипу та ін., проводяться періодичні обстеження трубопроводів. Термін проведення оглядів, їх періодичність та обсяги, повинні установлюватися з урахуванням місцевих умов та технічного стану трубопроводів. Під час обстеження трубопроводів при виявленні пошкоджень, характер та розміри яких можуть привести до аварії, обстеження припиняють і приймають негайні заходи з відвертання аварії.

Таким чином, для попередження виникнень аварійних ситуацій на об'єкті, необхідно експлуатацію обладнання здійснювати в суворій відповідності з технологічним регламентом та нормами, запроваджувати необхідні методи контролю, проводити огляд обладнання та трубопроводів, дотримуватися графіка проведення планово-попереджувального ремонту [177].

Повітряне середовище при спорудженні кожної зі свердловин зазнає впливу продуктів згорання електродів при зварюванні під час монтажних робіт; продуктів згорання дизельного палива при роботі двигунів внутрішнього згорання бурового верстата, дизель-електростанції та допоміжних автомобілів (спецавтотранспорту); продуктів згорання природного газу на факелі при випробуванні свердловини; пилевикідів при приготуванні бурового розчину; продуктів випаровування з ємності для зберігання дизельного палива; продуктів вільного випаровування з поверхні гідроізольованих шламових амбарів.

З метою скорочення викидів забруднюючих речовин в повітряне середовище, рекомендується здійснювати такі заходи: заборонити роботу двигунів на форсованому режимі; підсилити контроль за дотриманням точного регламенту виробничої діяльності; розподілити в часі роботу обладнання, яке зв'язано з

безперервним технологічним процесом. Здійснення цих та інших заходів дозволяє знизити викиди на буровій від 7 до 66%.

Зменшення шкідливого впливу на повітряне середовище може досягатись за рахунок оснащення дизельних двигунів фільтрами-іскрогасниками відцентрового типу, що забезпечують іскрогасіння та виділення із продуктів згорання дизельного палива твердих часток [178].

Для попередження забруднення повітряного басейну в процесі буріння кожної зі свердловин необхідно: проводити профілактичний огляд герметизуючого гирлового обладнання, викидних ліній; проводити підбір обсадних труб за міцністю, а колонної головки, противикидного обладнання, фонтанної арматури, виходячи з максимального тиску газу на гирлі свердловини; з метою попередження неконтрольованого виходу газу на поверхню, густина бурового розчину вибирається з умови забезпечення створення протитиску на газонасичені пласти; для завчасного виявлення газопроявлення, необхідно постійно слідкувати за рівнем бурового розчину в приймальних ємностях; включати в компоновку бурильної колони кульові крани; на випадок газопроявів мати на буровій запас бурового розчину необхідної густини не менше одного об'єму свердловини.

Доставка хімреагентів на бурову передбачається в герметичній тарі, що дозволяє виключити негативний вплив на атмосферне повітря та працівників від випаровування, розпорошування хімреагентів при вантажорозвантажувальних роботах.

Зберігання хімреагентів передбачається в складі, обшитому гумотканиним покриттям з укладкою на піддони. Склад розташовується в тій частині бурового майданчика, що вкрита залізобетонними плитами.

Всі члени бурової бригади, які приймають участь у приготуванні бурового розчину мають бути забезпечені засобами індивідуального захисту (респіраторами) та скляними окулярами.

Вибурена порода нетоксична, але у середовищі бурового розчину її частинки адсорбують на своїй поверхні токсичні розчини, що може негативно вплинути на рослинний світ, ґрунти, ґрунтові та поверхневі води.

Основними факторами, що впливають на ґрунт, є механічні пошкодження і забруднення. Механічні пошкодження пов'язані з необхідністю проведення земляних робіт, роботою транспорту тощо.

При спорудженні бурових установок, монтажу, демонтажу бурового устаткування необхідно забезпечити заходи, що виключають забруднення ділянок відходами металу, залізобетону, пиломатеріалів тощо.

8.2 Приклад проектування екологічно обґрунтованої програми розробки родовища

Аналіз виробничої діяльності бурових підприємств свідчить, що найуразливішим компонентом довкілля, який найбільше зазнає негативного впливу з боку реалізації технологічних процесів спорудження свердловин, є поверхневі

та підземні води – це є наслідком їхньої розповсюдженості, динамічності, ресурсної цінності та виняткової важливості екосистемних функцій.

Для запобігання подібним явищам при здійсненні робіт необхідно максимально понизити можливість забруднення геологічного середовища продуктами паливно-мастильних матеріалів (ПММ), різними (наприклад, особливо шкідливими полімерними) добавками до промивальних рідин.

Після завершення робіт усі гірські виробки необхідно ліквідувати шляхом їх засипки піском і наступним затрамбуванням, щоб уникнути просідань поверхні землі, які, у свою чергу, можуть привести до розвитку різного роду екогенно-геологічних процесів (яроутворення, заболочування). Бурові свердловини повинні бути ліквідовані у встановленому порядку, шляхом заповнення їх стовбура спеціальними сумішами.

Основними заходами щодо очищення стічних вод є: замкнуте оборот-водопостачання підприємств; розбавлення до гігієнічно-прийнятних шкідливих речовин; застосування механічних, хімічних і біологічних методів очищення.

Виконуючи інженерно-геологічні дослідження, необхідно запобігати витокам у водоймища і водостоки забруднених промивальних рідин, нафтопродуктів, вод і розчинів, що містять токсичні речовини.

Основними питаннями, які необхідно вирішувати при виконанні комплексних заходів щодо охорони ґрунтів, є: боротьба з ерозією ґрунтів, механічним, хімічним і бактеріологічним забрудненням; захист від засолення і заболочування; організація утилізації побутових і промислових відходів, рекультивация ґрунтів.

Організації, що займаються спорудженням свердловин зобов'язані дотримуватися наступних правил щодо нівелювання впливу викидів забруднюючих речовин в атмосферне середовище: здійснювати організаційно-господарські, технічні та інші заходи, спрямовані на забезпечення виконання вимог, передбачених стандартами та нормативами екологічної безпеки у галузі охорони атмосферного повітря, дозволами на викиди забруднюючих речовин тощо; вживати заходів щодо зменшення обсягів викидів забруднюючих речовин і зменшення впливу фізичних факторів; забезпечувати безперебійну ефективну роботу і підтримання у справному стані споруд, устаткування та апаратури для очищення викидів і зменшення рівнів впливу фізичних та біологічних факторів; здійснювати контроль за обсягом і складом забруднюючих речовин, що викидаються в атмосферне повітря, і рівнями фізичного впливу та вести їх постійний облік; заздалегідь розробляти спеціальні заходи щодо охорони атмосферного повітря на випадок виникнення надзвичайних ситуацій техногенного та природного характеру і вживати заходів для ліквідації причин, наслідків забруднення атмосферного повітря; забезпечувати здійснення інструментально-лабораторних вимірювань параметрів викидів забруднюючих речовин.

Роботи з ведення моніторингу підземних вод України здійснюються відповідно до Положення про державну систему моніторингу довкілля в частині моніторингу вод та Водного кодексу України. Основною метою моніторингу підземних вод – є спостереження за станом підземних вод, як одного з найважливіших компонентів оточуючого середовища, з підготовкою необхідної інфо-

рмації та прогнозів різного призначення, а також розробки науково-обґрунтованих рекомендацій для прийняття рішень про запобігання негативним змінам режиму підземних вод та дотримання вимог екологічної безпеки.

Вода, що подається споживачам проходить багатостадійний контроль якості: в місці відбору з джерела водопостачання; перед та після водоочистки та знезараження; перед подачею в розподільчу мережу; безпосередньо в розподільчій мережі.

Забруднення підземних вод проявляється у підвищенні їх мінералізації, загальній жорсткості, збільшенні вмісту хлору, сульфат-іона, заліза, появою нітратів, нафтових вуглеводів, важких металів (мідь, цинк, свинець, ртуть та ін.), в зміні температури, кольору, в появі неприємного запаху та інших показників погіршення якості води.

Для збереження питної якості води, а також попередження забруднення родовищ підземних вод, у відповідності до діючого положення про порядок проектування та експлуатації зон санітарної охорони, джерел водопостачання та водогонів господарсько-питного призначення (ДБН В.2.5.-74:2013), встановлюються зони санітарної охорони, в яких запроваджуються спеціальні заходи, що виключають можливість забруднення водозаборів та водоносних горизонтів у районах водозаборів. Виділяють такі зони санітарної охорони гідрогеологічних свердловин (ЗСО): I пояс ЗСО (суворого режиму); II пояс ЗСО (з метою захисту від бактеріологічного забруднення); III пояс ЗСО (з метою захисту від хімічного забруднення).

Для забезпечення дотримання санітарного режиму, в межах зон санітарної охорони, обов'язковим є виконання наступних заходів: щоденний огляд насосних станцій і I-го поясу зони санітарної охорони, один раз на місяць - II-го поясу ЗСО і один раз на рік – III-го поясу ЗСО; контроль санітарного стану прилеглої до водозабору території з метою своєчасного виявлення джерел потенційного забруднення; спостереження за якістю води шляхом проведення санітарно-мікробіологічного, хімічного, радіологічного контролю і визначення отрутохімікатів, відповідно до санітарних норм і правил; недопускання розливу шкідливих речовин на ділянці робіт; дотримання основних вимог та рекомендацій санітарної служби та органів геоекологічного та гірничотехнічного контролю.

На території I поясу ЗСО водозабору:

- забороняються усі види будівництва, що не мають безпосереднього відношення до експлуатації, реконструкції і розширення водопровідних споруд, у тому числі прокладення трубопроводів різного призначення, розміщення житлових і господарчо-побутових будівель, проживання людей, а також застосування отрутохімікатів і добрив, посадка високостовбурних дерев;

- територія має бути спланована для відведення поверхневого стоку за її межі та забезпечена охороною;

- водопровідні споруди, розташовані в цьому поясі, мають бути обладнані з урахуванням запобігання можливості забруднення питної води через оголовки і гирла свердловин, люки і труби переливань резервуарів і пристрою заливки насосів;

- водозабір має бути обладнаний апаратурою для систематичного контролю відповідності фактичного дебіту проектній продуктивності.

На території II поясу ЗСО водозабору:

- забороняється розміщення кладовищ, скотомогильників, ділянок асепізації і фільтрації, гноєсховищ, силосних траншей, тваринницьких і птахівницьких ферм і інших об'єктів, що обумовлюють небезпеку мікробного забруднення підземних вод;

- забороняється застосування усіх видів отрутохімікатів і добрив;

- відбувається виявлення та тампонування усіх старих, бездіяльних, дефектних свердловин, що представляють небезпеку в частині можливості забруднення водоносних горизонтів;

- буріння нових свердловин і нове будівництво пов'язане з порушенням ґрунтового покриву, здійснюється при обов'язковому узгодженні з центрами гігієни і епідеміології, органами екологічного і геологічного контролю;

- забороняється закачування відпрацьованих вод в підземні горизонти, створення горизонтів підземного складування твердих відходів і розробки надр землі;

- забороняється розміщення складів ПММ, отрутохімікатів і мінеральних добрив, накопичувачів виробничих стоків, шламосховищ і інших об'єктів, що обумовлюють небезпеку хімічного забруднення підземних вод;

- проводиться своєчасне виконання необхідних заходів щодо санітарної охорони поверхневих вод, що мають гідравлічний зв'язок з використовуваним водоносним горизонтом;

- здійснюється виконання заходів щодо санітарного облаштування території населеного пункту (обладнання каналізацією, створення водонепроникних вигребів, відведення поверхневого стоку та ін.).

На території третього поясу ЗСО виконуються ті ж заходи, що і для другого поясу; крім того допускається розміщення об'єктів (складів паливно-мастильних матеріалів, отрутохімікатів і мінеральних добрив, накопичувачів виробничих стоків, шламосховищ) тільки за умови виконання спеціальних заходів щодо захисту водоносного горизонту від забруднення за узгодженням з центрами гігієни і епідеміології, органами екологічного і геологічного контролю і управління.

8.3 ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 8

1. Вивчено основні проблеми і завдання при розробці раціональної екологічно обґрунтованої технології спорудження свердловин та їх безпечної експлуатації.

2. Визначено вимоги до екологічно безпечної виробничої діяльності бурових підприємств та порядку облаштування зон санітарної охорони водоносного горизонту, а також послідовність і наповненість процесів їх обслуговування і моніторингу.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У даній роботі комплексно і послідовно розглянуті особливості циркуляційних процесів при бурінні свердловин і їх фізико-хімічні аспекти. В якості пріоритетного напрямку розвитку технології спорудження свердловин обрані методики визначення рецептур високоякісних промивних рідин і проектування досконалої технології їх застосування в поєднанні з сучасним обладнанням і інструментом. Досліджені в монографії питання: впливу параметрів очисного агента на вибійні процеси руйнування порід; взаємозв'язку між фізико-геометричними характеристиками продуктів руйнування і циркуляційними процесами на вибої і в стовбурі свердловини; особливостей схеми циркуляції очисного агента, пов'язані з різноманітністю геолого-технічних факторів – є повністю оригінальними роботами авторів. Основою проведення всіх дослідно-конструкторських робіт було вивчення значного числа джерел, в тій чи іншій мірі присвячених питанням вдосконалення циркуляційних процесів в свердловинах, що відображено в списку використаної літератури.

Наприкінці необхідно відзначити наступні важливі висновки за змістом роботи.

1. Детальним аналізом конкретних робіт і досліджень показана перспективність вивчення ролі дисперсних систем на водній основі, як учасників процесу руйнування, і в багатьох випадках таких чинників, що контролюють міцність і термін служби матеріалів. У зв'язку з цим, особливий інтерес представляють існуючі гіпотетичні пояснення і моделі впливу робочих середовищ на водній основі на процес руйнування і міцність твердих тіл.

2. Ефект Ребіндера різноманітний і може проявлятися в різних формах: збільшенні крихкості при зниженні міцності; зменшенні довговічності; мимовільному (істинному або під впливом надлишкового хімічного потенціалу) диспергуванні; прискоренні пластичної деформації; зниженні межі текучості і коефіцієнта деформаційного знеміцнення; полегшенні механічного диспергування; підвищенні ефективності механічної обробки. Обґрунтовано необхідність встановлення фізичної сутності явищ, що відбуваються при відділенні елемента гірської породи від масиву в умовах зовнішнього тиску, що в свою чергу дозволить визначати найбільш раціональні параметри руйнування гірської породи на вибої свердловини, тобто максимальну продуктивність при мінімальних витратах енергії.

3. Вивчено закономірності адсорбції ПАР з водних розчинів на залізистих кварцитах, в результаті чого зроблені наступні важливі висновки: адсорбція аніонних ПАР обумовлена електростатичною взаємодією позитивно зарядженої поверхні з аніонами; адсорбція неіоногенних ПАР зростає зі збільшенням числа груп в молекулі; адсорбція з розчинів сумішею ПАР на поверхні залізистих кварцитів вище, ніж адсорбція із розчинів окремих ПАР.

4. Відзначено, що в розчинах суміші ПАР спостерігається інгібування солей полівалентних металів; адсорбція ПАР на поверхні гірських порід має вибіркового характеру; для кожної гірської породи є значення потенціалу іонізації (J_p), при якому досягається максимум адсорбції.

5. Запропоновано використовувати для оцінки впливу промивальних рідин на процес зародження і розвитку тріщин відриву і зсуву, коефіцієнт інтенсивності напружень при вершині тріщини. Також показано, що введення поверхнево-активних речовин і органічних речовин до складу промивальних рідин, величина потенціалу іонізації яких дорівнює потенціалу іонізації залізистих кварцитів, забезпечує зниження статичної та динамічної міцності на 25 - 54%. Доведено наступне: термодинамічні та кінетичні аспекти є важливою умовою ефекту адсорбційного зниження міцності залізистих кварцитів, зокрема при бурінні свердловин має місце змішаний прояв термодинамічного і кінетичного аспектів.

6. Запропоновано для характеристики мастильної здатності промивальної рідини використовувати коефіцієнт тертя пари «сталь - гірська порода», що є відношенням тангенціального зусилля опору до нормального навантаження, на яку значний вплив мають різні добавки, здатні адсорбуватися на поверхнях розділу, при цьому на мастильну здатність промивальних рідин не роблять істотного впливу технологічні чинники, а вона в більшій мірі залежить від типу мастильної добавки і її вмісту.

7. Показано, що максимальна ефективність поверхнево-активних речовин, як компонента бурового агента, визначається активністю їх полярних молекул. Введення до складу промивальної рідини поверхнево-активних речовин забезпечує значне зменшення зносу бурового інструменту.

8. Запропоновано, для зниження осмотичного набухання глинистих порід, до складу промивальних рідин вводити високомолекулярні сполуки (полімери) в комбінації з ПАР; крім того, встановлено, що введення до складу промивальних рідин поверхнево-активних речовин і високомолекулярних сполук дозволяє істотно знизити гідравлічний опір при циркуляції.

9. Комплексно розглянуто прогресивна технологія – буріння із транспортуванням продуктів руйнування всередині бурильної колони; вивчений характер впливу складових перепаду тиску (P_L, P_K, P_B, P_{BX}) на швидкість транспортування керна при промиванні свердловин в'язкою і в'язко-пластичної рідинами.

10. Проведено аналіз взаємодії газорідинних сумішей з продуктами руйнування при бурінні свердловин. Запропоновано метод розгляду процесів, що протікають в свердловині при застосуванні зазначеної технології. Обґрунтовано методіку розрахунку і параметричний ряд інструментів і пристроїв для буріння свердловин із застосуванням газорідинних сумішей стосовно до різноманітних гірничо-геологічних умов.

11. Розглянуті питання розробки передової програми удосконалення прогресивних методів освоєння продуктивних горизонтів, а також доведено, що інтенсивне витискування нафти з пласта-колектора при використанні газорідинних 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.

12. Визначено основні проблеми і завдання при розробці раціональної екологічно обґрунтованої технології спорудження свердловин та їх відповідної безпечної експлуатації.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Давиденко А.Н. Транспортировка продуктов разрушения при бурении скважин / А.Н. Давиденко, А.А. Игнатов, П.П. Полищук ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Дніпропетровськ : НГУ, 2016. – 116 с.
2. Ятров С.Н. Промывочные жидкости в бурении скважин / С.Н. Ятров. – Москва : Гостоптехиздат, 1960. – 312 с.
3. <http://www.worldoil.com>.
4. Ивачев Л.М. Промывочные жидкости в разведочном бурении / Л.М. Ивачев. – Москва : Недра, 1975. – 242 с.
5. Грей Дж. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) : пер. с англ. / Дж. Грей, Г.С. Дарли. – Москва : Недра, 1985. – 509 с.
6. Черепанов Г.П. Механика разрушения горных пород в процессе бурения / Г.П. Черепанов. – Москва : Недра, 1987. – 308 с.
7. Черепанов Г.П. Механика хрупкого разрушения / Г.П. Черепанов. – Москва : Наука, 1974. – 640 с.
8. Павлова Н.Н. Разрушение горных пород при динамическом нагружении / Н.Н. Павлова, Л.А. Шрейнер. – Москва : Недра. 1964. – 160 с.
9. Спивак А.И. Механика горных пород / А.И. Спивак. – Москва : Недра, 1967. – 192 с.
10. Остроушко И.А. Бурение твердых горных пород / И.А. Остроушко. – Москва : Недра, 1966. – 291 с.
11. Шрейнер Л.А. Физические основы механики горных пород / Л.А. Шрейнер. – Москва : Гостоптехиздат, 1950. – 211 с.
12. Эйгелес Р.М. Разрушение горных пород при бурении / Р.М. Эйгелес. – Москва : Недра, 1971. – 231 с.
13. Мациевский В.П. О комплексном воздействии некоторых свойств промывочных жидкостей на механическую скорость проходки / В.П. Мациевский // Тр. ВНИИБТ. – Москва. – 1971. – Вып. 28. – С. 188 – 198.
14. Таванец А.И. Исследование влияния концентрации твердой фазы в глинистом растворе на показатели работы долот / А.И. Таванец // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1971. – № 12. – С. 25 – 28.
15. Мирзаджанзаде А.Х. Влияние добавок нефти на механическую скорость проходки / А.Х. Мирзаджанзаде // Тр. ОАО НПО «Бурение». – Краснодар. – 1971. – Вып. 4. – С. 6 – 8.
16. Шахмаев З.М. Влияние обработки промывочной жидкости ПАВ и ее аэрации на работу долот / З.М. Шахмаев, Ш.С. Асадуллин // Тр. ОАО НПО «Бурение». – Краснодар. – 1971. – Вып.11. – С. 7 – 9.
17. Влияние гидростатического давления на ударное абразивно-механическое бурение скважин / А.Н. Давиденко, Б.Т. Ратов, А.А. Пашенко, А.А. Игнатов. – Алматы: Каспийский общественный университет, 2018. – 171 с.
18. Westwood A. U. Milts J.J. In.: Surface effects in crystal placticity / Eds R.M. Latamision, J.F. Fouri. Noordhoff, Leiden, 1977, p. 835-862.
19. Westwood A.R.C., Macmillan N.M. and Kalyoncu R.S. Chemomechanical phenomena in hard-rock drilling. - AGM Fransaction, 1974, vol. 256, p. 106-114.

20. Сенцова Е.П. О влиянии ПАВ на скорость бурения при вскрытии продуктивных горизонтов на Арланском месторождении / Е.П. Сенцова // Соверш. вскрытия, испытания и освоения продукт. пластов в экспл. и разв. скв : сб. науч. тр. – Москва : Недра, 1968. – С. 57 – 60.
21. Бабалян Г.А. О применении ПАВ для увеличения скорости бурения / Г.А. Бабалян, М.Ж. Дюсуше, Е.П. Сенцова // Нефтяное хозяйство. – 1967. – № 3. – С. 14 – 16.
22. Перспективы применения добавок противоизносных ПАВ в буровой раствор / М.Р. Мавлютов и др. // Нефтяное хозяйство. – 1976. – № 7. – С. 19 – 21.
23. Бурение скважин с промывкой водными растворами ПАВ / А.Н. Наумов и др. // Нефтяное хозяйство. – 1976. – № 7. – С. 16 – 19.
24. Работнов Ю.Н. Введение в механику разрушения / Ю.Н. Работнов. – Москва : Наука, 1987. – 80 с.
25. Никифоровский В.С. Динамическое разрушение твердых тел / В.С. Никифоровский, Е.И. Шемякин. – Новосибирск : Наука, 1970. – 271 с.
26. Боуден Ф.П. Трение и смазка / Ф.П. Боуден, Д. Тейбор. – Москва : Машгиз, 1960. – 151 с.
27. Крагельский Н.В. Трение и износ / Н.В. Крагельский. – Москва: Машгиз, 1962. – 480 с.
28. Зимон А.Д. Адгезия жидкости и смачивание / А.Д. Зимон. – Москва : Химия, 1974. – 416 с.
29. Абрамзон А.А. Поверхностно-активные вещества. Свойства и применение / А.А. Абрамзон. – Ленинград : Химия, 1981. – 304 с.
30. Буровые растворы с улучшенными смазочными свойствами / А.И. Яров, Ж.А. Жидовцев, К.М. Гильман, М.Ш. Кендис. – Москва : Недра, 1975. – 143 с.
31. Малиновский Г.Т. Масляные смазочно-охлаждающие жидкости для обработки металлов резанием / Г.Т. Малиновский. – Москва : Химия, 1988. – 192 с.
32. Александров М.М. Определение сил сопротивления при бурении скважин / М.М. Александров. – Москва : Недра, 1965. – 176 с.
33. Александров М.М. О затратах мощности на холостое вращение бурильной колонны, опирающейся на забой / М.М. Александров // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1971. – № 4. – С. 11 – 14.
34. Александров М.М. О формулах для определения затрат мощности на холостое вращения бурильной колонны / М.М. Александров // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1971. – № 2. – С. 6 – 9.
35. Юзбашева Е.Г. К вопросу изучения смазывающей способности глинистых растворов / Е.Г. Юзбашева // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1961. – №11. – С. 9 – 11.
36. Лернер Р.С. Противоизносные свойства буровых растворов и их улучшение / Р.С. Лернер, Э.Г. Кистер // Химическая обработка буровых и цементных растворов : сб. науч. тр. – Москва : Недра, 1971. – С. 14 – 16.

37. Мариампольский И.А. Результаты применения смазочных добавок к промысловым жидкостям на буровых объединениях "Пермнефть" / И.А. Мариампольский, Ю.П. Калугин // Бурение. – 1968. – № 3. – С. 13 – 15.
38. Трофименко Ю.П. Применение окисленного петролатума в качестве смазочной добавки для уменьшения износа долот / Ю.П. Трофименко // Бурение. – 1968. – № 6. – С. 9. – 12.
39. Мухин А.В. Промысловые жидкости при бурении скважин в осложненных условиях на территории северо-западной части ДДВ / А.В. Мухин // Научные основы получения и применения промысловых жидкостей и тампонажных растворов : сб. науч. тр. – Київ : Наукова думка, 1974. – С. 17 – 21.
40. Прокофьев В.А. Применение эмульсионных промысловых жидкостей при алмазном бурении / В.А. Прокофьев, П.Н. Курочкин // Разведка и охрана недр. – 1969. – № 7. – С. 14 – 17.
41. Опыт применения раствора на основе промысловой нефти при бурении скважин в Украине и в Белоруссии / В.И. Токунов, Э.С. Сенкевич, А.Н. Яров и др. // Труды УкрНИИПНД. – 1971. – Вып. 10. – С. 137 – 143.
42. Лернер Р.С. Противоизносные свойства буровых растворов и их улучшение / Р.С. Лернер, Э.Г. Кистер // Химическая обработка буровых и цементных растворов : сб. науч. тр. – Москва : Недра, 1971. – С. 14 – 16.
43. Оцінка властивостей активованих промивальних рідин / О.М. Давиденко, А.О. Ігнатов, М.О. Науменко // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: сб. науч. тр. – Вып. 22. – Киев : ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины, 2019. – С. 157 – 163.
44. Трофименко Ю.П. Применение окисленного петролатума в качестве смазочной добавки для уменьшения износа долот / Ю.П. Трофименко // Бурение. – 1968. – № 6. – С. 9 – 12.
45. Мухин А.В. Промысловые жидкости при бурении скважин в осложненных условиях на территории северо-западной части ДДВ / А.В. Мухин // Научные основы получения и применения промысловых жидкостей и тампонажных растворов : сб. науч. тр. – Київ : Наукова думка, 1974. – С. 17 – 21.
46. [Biletski M. T., Ratov B. T., Kasenov A. K., Ibyldaev M. H.] Caving control while drilling through highly dispersible clays at uranium deposits of Kazakhstan. International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM 2015. Pages 157 – 164 Albena, Bulgaria.
47. Результаты исследований по совершенствованию рецептур ингибирующих буровых растворов / М.Т. Билецкий, А.К. Касенов, Б.Т. Ратов, Т.А. Жанабаев, З.Г. Утепов // Новости науки Казахстана. – 2015. – № 3 (125). – С. 36 – 51.
48. Басарыгин Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – Москва : Недра-Бизнесцентр, 2000. – 679 с.
49. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин / Ю.В. Вадецкий. – Москва : Академия, 2003. – 352 с.
50. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – Київ : Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.

51. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових і газових свердловин / Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия : ВПТ Вік, 1999. – 504 с.
52. Маковей Н. Гидравлика бурения: пер. с рум. / Н. Маковей. – Москва : Недра, 1986. – 536 с.
53. Сейд-Рза М.К. Предупреждение осложнений в кинетике буровых процессов / М.К. Сейд-Рза, Т.Г. Фараджев, Р.А. Гасанов. – Москва : Недра, 1991. – 272 с.
54. Кудряшов Б.Б. Бурение скважин в осложненных условиях / Б.Б. Кудряшов, А.М. Яковлев. – Москва : Недра, 1987. – 269 с.
55. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении / И.П. Пустовойтенко. – Москва : Недра, 1988. – 279 с.
56. Войтенко В.С. Прикладная геомеханика в бурении / В.С. Войтенко. – Москва : Недра, 1990. – 252 с.
57. Мовсумов А.А. Технология бурения глубоких скважин / А.А. Мовсумов, Г.Н. Джалил-заде. – Москва : Недра, 1966. – 188 с.
58. Мислюк М.А. Буріння свердловин: довідник: у 5 т. Т. 2. Промивання свердловин. Відробка доліт / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук // АТ "Агронафта". – Київ : Інтерпрес ЛТД, 2002. – 301 с.
59. Протасов Ю.И. Теоретические основы механического разрушения горных пород / Ю.И. Протасов. – Москва : Недра, 1984. – 241 с.
60. Griffit A.A. The phenomena of fracture and flow in solids / Phil. Trans. Roy. Soc. – 1920. – Ser. A.V. 221 p. 163 – 198.
61. Журков С.Н. Кинетическая концепция прочности твердого тела / С.Н. Журков // Вестник АН СССР. – 1968. – № 3. – С. 46 – 52.
62. Журков С.Н. Проблемы прочности твердого тела / С.Н. Журков // Вестник АН СССР. – 1957. – № 11. – С. 32 – 35.
63. Френкель Я.И. Теория обратимых и необратимых трещин в твердых телах / Я.И. Френкель // ЖТФ. – 1952. – Т. 22. – С. 19 – 21.
64. Петров Л.Н. Коррозионно-механическое разрушение металлов и сплавов / Л.Н. Петров, Н.Г. Супрунюк, отв. ред. Р.К. Мелехов // АН Украины. Физ.-мех. ин-т им. Г.В. Карпенко. – Киев : Наукова думка, 1991. – 216 с.
65. Конесев Г.В. Противоизносные и смазочные свойства буровых растворов / Г.В. Конесев, М.Р. Мавлютов, А.И. Спивак. – Москва : Недра, 1980. – 144 с.
66. Бернштейн В.А. Механо-гидролитические процессы и прочность твердых тел. / В.А. Бернштейн. – Москва : Наука, 1987. – 318 с.
67. 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.
68. Мала гірнича енциклопедія: в 3-х т. / за ред. В.С. Білецького. – Донецьк: Донбас. – Т. 1. – 2004. – 640 с., Т. 2. – 2007. – 652 с., Т. 3. – 2013. – 644 с.
69. Ржевский В.В. Основы физики горных пород / В.В. Ржевский, Г.Я. Новик. – Москва : Наука, 1964. – 141 с.
70. Грег С. Адсорбция, удельная поверхность, пористость / С. Грег, К. Синг. – Москва : Мир, 1984. – 310 с.
71. Лопаткин А.А. Теоретические основы физической адсорбции / А.А. Лопаткин. – Москва : Изд-во МГУ, 1983. – 74 с.

72. Физическая адсорбция из многокомпонентных фаз / под ред. М.М. Дубинина, В.В. Серпинского. – Москва : Наука, 1985. – 207 с.
73. Киселев А.В. Инфракрасные спектры поверхностных соединений и адсорбированных веществ / А.В. Киселев, В.Ф. Дыгин. – Москва : Наука, 1972. – 459 с.
74. Куприн В.П. Оценка адсорбционной способности ПАВ на металлах и оксидах / В.П. Куприн, Е.А. Нечаев, В.К. Кудинова // Вопросы химии и хим. технологии. – 1985. – № 79. – С. 114 – 116.
75. Brodskii A.M. Quantum theory of adsorption of isolated adatoms / A.M. Brodskii, M.I. Urbakh // Progress in liurface Sci. – 1977. – Vol. 8(3). – P. 103 – 122.
76. Бродский А.М. Электронные уровни атомов вблизи поверхности кристаллов и их зависимость от скачка потенциала в электронных системах / А.М. Бродский, М.И. Урбах // Электрохимия. – 1977. – Т. 13, № 2. – С. 191 – 200.
77. Нечаев Е.А. Хемосорбция органических веществ водных растворов на оксидах и металах : автореф. дисс. ... д-ра хим. наук / Е.А. Нечаев. – Москва : 1969. – 42 с.
78. Урбах М.И. О хемосорбции органических веществ на металлах / М.И. Урбах, В.А. Нечаев // Электрохимия. – 1980. – Т. 16, № 8. – С. 1264 – 1268.
79. Бродский А.М. Замечания о вычислении энергии атомов в поле двойного слоя / А.М. Бродский, М.И. Урбах // Электрохимия. – 1976. – Т. 12, № 5. – С. 826 – 827.
80. Бродский А.М. Зависимость заряда атомов от скачка потенциала на границе металл/электролит / А.М. Бродский, М.И. Урбах // Электрохимия. – 1978. – Т. 14, № 11. – С. 1765 – 1767.
81. Яхнин Е.Д. Адсорбционное модифицирование кварца и структурообразование в растворах каучука / Е.Д. Яхнин, А.Б. Таубман // Докл. АН СССР. – 1963. – Т. 152, № 2. – С. 382 – 385.
82. Давиденко А.Н. Исследование адсорбционных свойств железистых кварцитов / А.Н. Давиденко // Збагачення корисних копалин : наук.-техн. зб. Дніпропетровськ, 2000. – Вип. № 4. – С. 78 – 79.
83. Давиденко А.Н. Исследование влияния среды на процесс разрушения горных пород при бурении скважин / А.Н. Давиденко, Л.Я. Тешу, Ю.В. Терешков // Сборник докладов научно-практической конференции, посвященной 20-летию кафедры технологии и техники геологоразведочных работ. – Донецк, 1991. – С. 25 – 27.
84. Влияние среды на процесс зарождения и развития трещин отрыва / С.Я. Сологуб, А.Н. Давиденко и др. // Проблемы научно-технического прогресса в бурении геологоразведочных скважин : сб. докладов науч.-техн. конф. – Томск : ТПИ, 1991. – С. 24 – 30.
85. Давиденко А.Н. Исследование влияния среды на характер поведения твердых тел при нагружении / А.Н. Давиденко // Сборник научных трудов НГА Украины. – 2000. – № 10. – С. 97 – 101.

86. Давиденко А.Н. О роли эффекта Ребиндера при разрушении горных пород / А.Н. Давиденко, Н.А. Дудля, О.В. Холодкова // Сборник докладов X Всесоюзной научной конференции вузов СССР. – Москва, 1991. – С. 14 – 19.
87. Кузнецов В.Д. Поверхностная энергия твердых тел / В.Д. Кузнецов. – Москва : Гостехиздат, 1954. – 220 с.
88. Коровкин Н.В. Электрохимическая энергетика / Н.В. Коровкин. – Москва : Энергоатомиздат, 1991. – 264 с.
89. Ребиндер П.А. Понизители твердости в бурении : физико-химический метод облегчения механического разрушения твердых горных пород при бурении / П.А. Ребиндер, Л.А. Шрейнер, К.Ф. Жигач ; АН СССР, Коллоидно-электрохим. ин-т. – Москва ; Ленинград : Изд-во АН СССР, 1944. – 200 с.
90. Давиденко А.Н. Кинетические аспекты проявления эффекта адсорбционного понижения прочности горных пород / А.Н. Давиденко // Бурение скважин, гидрогеология, экология : сб. науч. трудов НГА Украины. – Днепропетровск : НГА Украины, 1988. – № 6, т. 4. – С. 98 – 104.
91. Алексеев А.Д. Энергия разрушения выбросоопасных песчаников / А.Д. Алексеев, Г.Г. Чехова // В кн. : Механика и разрушение горных пород. – Киев: Наукова думка, 1977. – С. 156 – 159.
92. Алексеев А.Д. Методика прогнозирования выбросоопасности горных пород по эффективной поверхностной энергии / А.Д. Алексеев, Н.В. Недодаев // В кн.: Прогноз выбросоопасности угольных пластов и вмещающих пород по стадии геологоразведочных работ. – Москва : Недра, 1977. – С. 33 – 36.
93. Давиденко А.Н. Термодинамические и кинетические аспекты эффекта адсорбционного понижения прочности горных пород / А.Н. Давиденко // Науковий вісник НГА України. – 2000. – № 6. – С. 31 – 34.
94. Давиденко А.Н. Некоторые вопросы разрушения твердых тел / А.Н. Давиденко, А.М. Эйшинский, С.Е. Блохин; Гос. горн. акад. Украины. – Днепропетровск, 1994 – 3 с. – Деп. ГНТБ Украины 21.06.94, № 1162.
95. О кинетических аспектах проявления эффекта Ребиндера / А.Н. Давиденко, Ю.Д. Бессонов, С.Е. Блохин, А.М. Эйшинский; Гос. горн. акад. Украины. – Днепропетровск, 1994 – 8 с. – Деп. ГНТБ Украины 25.01.94, № 174.
96. Давиденко А.Н. Влияние промывочных жидкостей на трение и износ бурового инструмента / А.Н. Давиденко // Системные технологии: региональный межвузовский сб. науч. работ. – Днепропетровск, 2000. – Вып. 2 (10). – С. 81 – 84.
97. Гавриленко Н.М. Поверхностно-активные антифрикционные добавки при бурении скважин / Н.М. Гавриленко, А.Н. Давиденко, Н.А. Дудля. – Киев: Наукова думка, 1990. – 104 с.
98. А. с. 1578175 СССР, МПК С09К 7/02. Эмульсионная промывочная жидкость / Е.А. Нечаев, Н.М. Гавриленко, А.Н. Давиденко, И.Л. Плаксиенко, А.М. Бражененко, В.И. Божко, Е.Т. Зленко, Е.М. Демченко (СССР). – № 4427463/23; заявл. 20.05.1988; опубл. 15.07.1990, Бюл. № 26.
99. А. с. 901264 СССР, МПК С13С 1/06. Безглинистая промывочная жидкость / А.Н. Давиденко, П.А. Лещинский, И.А. Мусиенко (СССР). – № 2907712/23; заявл. 07.04.1980; опубл. 30.01.1982, Бюл. № 4.

100. А. с. 907055 СССР, МПК С09К 7/02. Промывочная жидкость для бурения скважин / А.М. Бражененко, А.Н. Давиденко, А.А. Кожевников, Н.М. Гавриленко, И.И. Мнушкин, В.Ф. Сирик (СССР). – № 2863846/23; заявл. 06.12.1979; опубл. 23.02.1982, Бюл. № 7.
101. А. с. 933698 СССР, МПК С09К 7/02. Промывочная жидкость / А.М. Бражененко, А.Н. Давиденко, А.А. Кожевников, Е.Ф. Эпштейн (СССР). – № 2967763/23; заявл. 01.08.1980; опубл. 07.06.1982, Бюл. № 21.
102. А. с. 899625 СССР, МПК С09К 7/02. Эмульсионная промывочная жидкость / Е.Ф. Эпштейн, А.Н. Давиденко, П.А. Лещинский (СССР). – № 2895024/23; заявл. 23.01.1980; опубл. 23.01.1982, Бюл. № 3.
103. А. с. 643525 СССР, МПК С09К 7/02. Промывочная жидкость / Е.Ф. Эпштейн, А.Н. Давиденко, В.Ф. Сирик, А.А. Кожевников, Н.М. Гавриленко (СССР). – № 2521381/23; заявл. 01.09.1977; опубл. 25.01.1979, Бюл. № 3.
104. Давиденко А.Н. Исследование влияния промывочных жидкостей на работу шарошечных долот / А.Н. Давиденко, А.М. Эйшинский // Науковий вісник НГА України. – 2000. – № 5. – С. 53 – 56.
105. Блохин С.Е. Некоторые вопросы разрушения горных пород / С.Е. Блохин, А.М. Эйшинский, А.Н. Давиденко; Гос. горн. акад. Украины. – Днепропетровск, 1995. – 444 с.
106. Конесев Г.В. Противоизносные и смазочные свойства буровых растворов / Г.В. Конесев, М.Р. Мавлютов, А.И. Спивак. – Москва : Недра, 1980. – 144 с.
107. Карпенко Г.В. Влияние среды на прочность и долговечность металлов / Г.В. Карпенко. – Киев: Наукова думка, 1976. – 128 с.
108. Давиденко А.Н. Разработка и исследование методики борьбы с коррозией буровых и обсадных труб / А.Н. Давиденко // Геология полезных ископаемых и технология разведки: сб. науч. трудов НГА Украины. – Днепропетровск, 1998. – № 3, т. 2. – С. 204 – 206.
109. Ковальчук Є. П. Фізична хімія: підручник / Є. П. Ковальчук, О. В. Решетняк. – Львів: Видавничий центр ЛНУ імені Івана Франка, 2007. – 800 с.
110. Сеид-Рза М.К. Устойчивость стенок скважины / М.К. Сеид-Рза, Ш.И. Исмайылов, Л.М. Орман. – Москва : Недра, 1981. – 175 с.
111. Гукасов Н.А. Гидравлика в разведочном бурении / Н.А. Гукасов, А.М. Кочиев. – Москва : Недра, 1991. – 237 с.
112. Мирзаджанзаде А.Х. Гидродинамика в бурении / А.Х. Мирзаджанзаде, В.М. Ентов. – Москва : Недра, 1985. – 268 с.
113. Середа Н.Г. Бурение нефтяных и газовых скважин / Н.Г. Середа, Е.М. Соловьев. – Москва : Недра, 1988. – 360 с.
114. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов / Кистер Э.Г. – Москва: Недра, 1972. – 321 с.
115. Ставичний Є.М. Особливості кріплення стовбура свердловини у хемогенних відкладах / Є.М. Ставичний, 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, 2019. – Вып. 22. – С. 164 – 174.

116. 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.
117. Игнатов А.А. Особенности процессов, протекающих в системе "очистной агент – продукты разрушения" при бурении скважин / А.А. Игнатов // Форум гірників – 2010: матеріали міжнар. конф. – Дніпропетровськ, 2010. – С. 212 – 216.
118. Тарасевич Ю.И. Адсорбция на глинистых минералах / Ю.И. Тарасевич, Ф.Д. Овчаренко. – Киев : Наукова думка, 1975. – 351 с.
119. Роджерс В.Ф. Состав и свойства промывочных жидкостей для бурения нефтяных скважин: пер. с англ. / В.Ф. Роджерс. – Москва : Недра, 1967. – 599 с.
120. Сивий М.Я. Лабораторний практикум із геології з основами палеонтології / М.Я. Сивий, Й.М. Свинко. – Київ : ІЗМН, 1997. – 108 с.
121. Фролов Ю.Г. Поверхностные явления и дисперсные системы / Ю.Г. Фролов. – Москва : Альянс, 2009. – 464 с.
122. Адам Н. К. Физика и химия поверхностей: пер. с англ. / Н.К. Адам. – Москва-Ленинград : Гостехиздат, 1947. – 552 с.
123. Есьман Б.И. Термогидравлические процессы при бурении скважин / Б.И. Есьман. – Москва : Недра, 1991. – 216 с.
124. Абрамзон А.А. Поверхностно-активные вещества. Свойства и применение / А.А. Абрамзон. – Ленинград : Химия, 1981. – 304 с.
125. 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.
126. Давиденко А.Н. Исследование гидратных слоев дисперсных систем с применением СВЧ / А.Н. Давиденко // Вопросы химии и химической технологии. – 2000. – № 3. – С. 59 – 61.
127. Мительман Б.И. Справочник по гидравлическим расчетам в бурении / Б.И. Мительман. – Москва : Гостоптехиздат, 1963. – 254 с.
128. Давиденко А.Н. Волновые процессы в разрушении горных пород / А.Н. Давиденко, А.М. Эйшинский // Вибрации в технике и технологиях. – 2000. – № 4. – С. 56 – 59.
129. Бражененко А.М. Разработка СВЧ-метода для исследования свойств дисперсных систем / А.М. Бражененко, А.Н. Давиденко, В.А. Кондрашов // Горная электромеханика и автоматика: науч.-техн. сб. – Днепропетровск, 2000. – № 2. – С. 64 – 66.
130. Акопов Э.А. Очистка забоев глубоких скважин / Э.А. Акопов. – Москва : Недра, 1970. – 120 с.
131. Козодой А.К. Промывка скважин при бурении / А.К. Козодой, А.В. Зубарев, Федоров В.С. – Москва : Гостоптехиздат, 1963. – 172 с.
132. Давиденко О.М. Прямая й зворотна схеми очищення при бурінні свердловин : монографія / О.М. Давиденко, А.О. Ігнатов; Нац. гірн. ун-т. – Дніпропетровськ, 2012. – 101 с.

133. Давиденко А.Н. О критериях определения рационального расхода очистного агента / А.Н. Давиденко, Игнатов А.А. // Збірник наукових праць НГУ. – Дніпропетровськ, 2005. – № 23. – С. 267 – 273.
134. Шищенко Р.И. Практическая гидравлика в бурении / Р.И. Шищенко, Б.И. Есьман. – Москва : Недра, 1966. – 320 с.
135. Мирзаджанзаде А.Х. Гидродинамика в бурении / А.Х. Мирзаджанзаде, В.М. Ентов. – Москва : Недра, 1985. – 268 с.
136. Леонов Е.Г. Гидроаэромеханика в бурении / Е.Г. Леонов, В.И. Исаев. – Москва : Недра, 1987. – 304 с.
137. Волков А.С. Бурение скважин с обратной циркуляцией промывочной жидкости / А.С. Волков, А.А. Волокитенков. – Москва : Недра, 1970. – 184 с.
138. Дерусов В.П. Обратная промывка при бурении геологоразведочных скважин / Дерусов В.П. – Москва : Недра, 1984. – 184 с.
139. Игнатов А.А. О движении керна 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.
140. Кузнецов А.В. Обеспечение внутренней циркуляции при бурении с транспортированием породы по двойной колонне / А.В. Кузнецов // Совершенствование и разработка бурового инструмента для прогрессивных способов бурения : сб. науч. трудов СКБ ВПО «Союзгетехника». – Ленинград, 1986. – С. 105 – 111.
141. Кузнецов А.В. Очистка забоя при бурении скважин с гидротранспортом керна / А.В. Кузнецов, Ю.Т. Смирнов // Технические средства для прогрессивных способов бурения. – Ленинград, 1987. – С. 53 – 56.
142. 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.
143. Пешков А.Н. Отбор проб фундамента при бурении комплексами КГК / А.Н. Пешков, А.С. Моргалин // Технические средства для реализации базовых технологий геологоразведочного бурения: сб. науч. трудов СКБ ВПО «Союзгетехника». – Ленинград, 1988. – С. 9 – 20.
144. Глухов В.И. Движение керна 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: сб. науч. трудов СКБ ВПО «Союзгетехника». – Ленинград, 1987. – С. 57 – 65.
145. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / И.Е. Идельчик. – Москва : Машиностроение, 1992. – 672 с.
146. Чугаев Р.Р. Гидравлика / Р.Р. Чугаев. – Ленинград : Энергоиздат, 1982. – 672 с.
147. Штеренлихт Д.В. Гидравлика / Д.В. Штеренлихт. – Москва: Энергоатомиздат, 1984. – 640 с.

148. Игнатов А.А. Аналитические исследования скорости движения керна в вязкой жидкости / А.А. Игнатов // Наук. праці ДонНТУ. Серія гірничо-геологічна. – 2012. – № 2(17). – С. 179 – 185.
149. Кардыш В.Г. Оборудование для бурения с гидротранспортом керна / В.Г. Кардыш, Э.Д. Мельник // Разведка и охрана недр. – 1983. – № 5. – С. 24 – 29.
150. Давиденко А.Н. Исследование динамики керна 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.
151. Тихомиров В. К. Пены. Теория и практика их получения и разрушения / В.К. Тихомиров. – Москва : Химия, 1983. – 264 с.
152. Давиденко А.Н. Вопросы очистки скважины при использовании газожидкостных смесей / А.Н. Давиденко, А.А. Игнатов // Науковий вісник НГУ. – 2007. – № 12. – С. 62 – 64.
153. Кудряшов Б.Б. Бурение разведочных скважин с применением воздуха / Б.Б. Кудряшов, А.И. Кирсанов. – Москва : Недра, 1990. – 263 с.
154. <http://www.worldoil.com>
155. Давиденко А.Н. Материалы к проектированию технологии бурения с использованием газожидкостных смесей / А.Н. Давиденко, А.А. Игнатов, П.П. Полищук // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент-технология его изготовления и применения: сб. науч. тр. – Киев : Изд-во ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины, 2013. – Вып. 16. – С. 202– 208.
156. Джейкок М. Химия поверхностей раздела фаз: пер. с англ. / М. Джейкок, Дж. Парфит. – Москва : Мир, 1984. – 214 с.
157. Нафтогазова механіка / О. В. Потетенко, Н. Г. Шевченко, К. А. Миронов та ін. – Харків: НТУ ХПІ, 2013. – 160 с.
158. Сулейманов А.Б. Техника и технология капитального ремонта скважин // А.Б. Сулейманов, К.А. Карапетов, А.С. Яшин. – Москва : Недра, 1987. – 316 с.
159. Овчинников В.П. Заканчивание скважин / В.П. Овчинников. – Томск: Изд-во ТПУ, 1995. – 237 с.
160. Прогресивні технології спорудження свердловин / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро : НТУ «ДП», 2020. – 164 с.
161. Новые технологии капитального ремонта скважин. – Москва : Тасіс, 1996. – 400 с.
162. Бойко В.С. Підземна гідрогазодинаміка: підручник / В.С. Бойко, Р.В. Бойков. – Львів: Апріорі, 2005. – 452 с.
163. Юрків М.І. Фізико-хімічні основи нафтовилучення: навч. посіб. / М.І. Юрків. – Львів: Іваннішин, 2008. – 374 с.
164. Справочная книга по добыче нефти / под ред. Ш.К. Гиматудинова. – Москва : Недра, 1974. – 703 с.
165. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / В.С. Бойко. – Київ : Реал-Принт, 2004. – 695 с.

166. Алтунина Л.К. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов // Вестник Санкт-Петербургского университета. – 2013. – № 2. – С. 46 – 74.
167. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов / Ф.И. Котяхов. – Москва : Недра, 1977. – 287 с.
168. Адсорбция из растворов на поверхности твердых тел: пер. с англ. / под ред. Г. Парфита, К. Рочестера. – Москва : Мир, 1986. – 508 с.
169. Крянев Д. Методы увеличения нефтеотдачи: опыт и перспективы применения / Д. Крянев, С. Жданов // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 5. – С. 30 – 33.
170. 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.
171. Давиденко А.Н. О взаимодействии газожидкостных смесей с продуктами разрушения при бурении скважин / А.Н. Давиденко, А.А. Игнатов // Науковий вісник НГУ. – 2008. – № 12. – С. 75 – 77.
172. Коровин Н.В. Электрохимическая энергетика / Н.В. Коровин – Москва : Энергоатомиздат, 1991. – 289 с.
173. Бурже Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов: пер. с франц. / Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну. – Москва : Недра, 1989. – 422 с.
174. Шаровар И.И. Геотехнологические способы разработки пластовых месторождений / И.И. Шаровар. – Москва : Изд-во МГГУ, 1999. – 242 с.
175. ДСТУ 41-00 032 626-00-007-97. Охорона довкілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ на суші. Правила проведення робіт. – [Чинний від 1998.03.01]. – Київ: Держстандарт України, 1997. – 80 с.
176. Удосконалення системи обліку, оцінки і моніторингу техногенних родовищ з використанням геоінформаційних технологій / А.В.Павличенко, Ю.В. Бучавий, В.В. Федотов, О.В. Деменко, К.В. Тріпачова // Вісник НТУ «ХП». Механіко-технологічні системи та комплекси. – 2017. – № 20(1242). – С. 103 – 108.
177. Колесник, В.Є. Уніфікована методика комплексного оцінювання рівня екологічної небезпеки промислових об'єктів та технологій / В.Є. Колесник, А.В. Павличенко, Ю.В. Бучавий // Техногенно-екологічна безпека. – 2018. – № 3(1). – С. 64 – 69.
178. Lampika, T.V., & Pavlychenko, A.V. (2019). Environmental control and assessment of ecological status of Ukraine // *Journal of International Scientific Publications: Ecology and Safety (Online)*, 127-135.

Наукове видання

Павличенко Артем Володимирович
Коровяка Євгеній Анатолійович
Ігнатов Андрій Олександрович
Давиденко Олександр Миколайович

**ГІДРОГАЗОДИНАМІЧНІ ПРОЦЕСИ ПРИ СПОРУДЖЕННІ
ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН**

Монографія

Видано в редакції авторів.

Підписано до друку Формат 30×42/4.
Папір офсетний. Ризографія. Ум. друк. арк. 11,2.
Обл-вид. арк. 11,2. Тираж пр. Зам №

Підготовлено до видання та видруковано
у Національному технічному університеті
«Дніпровська політехніка»
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру ДК № 1842 від 11.06.2004
49005, м. Дніпро, просп. Д. Яворницького, 19