

DNIPRO UNIVERSITY
of TECHNOLOGY
1899

MINISTRY OF EDUCATION AND SCIENCE OF UKRAINE
DNIPRO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY



DRILLING FLUIDS

Textbook

Dnipro
Zhurfond
2023

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



ПРОМИВАЛЬНІ РІДИНИ В БУРІННІ

Підручник

Дніпро
Журфонд
2023

УДК 622.243.13(075)

П 81

Рекомендовано до видання вченою радою НТУ «Дніпровська політехніка» як підручник для студентів спеціальностей 184 Гірництво та 185 Нафтогазова інженерія та технології (протокол № 7 від 29.06.2023).

Рецензенти:

Я.М. Фем'як, д-р техн. наук, професор, завідувач кафедри буріння свердловин Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу;

О.В. Тертишна, д-р техн. наук, професор, професор кафедри технологій палив, полімерних та поліграфічних матеріалів Українського державного хіміко-технологічного університету;

В.П. Хоружий, д-р техн. наук, професор, завідувач кафедри водопостачання та водовідведення Київського національного університету будівництва і архітектури.

Промивальні рідини в бурінні : підручник / Є.А. Коровяка, П81 Ю.Л. Винников, А.О. Ігнатов, О.В. Матяш, В.О. Расцветаєв; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – 4-те вид., доп. – Дніпро : Журфонд, 2023. – 420 с.

ISBN 978-966-934-475-5

Розглянуто фізико-хімічні властивості колоїдних систем, основні параметри промивальних рідин, їх склад, технологічні схеми приготування та очищення.

Для студентів закладів вищої освіти спеціальностей 184 Гірництво та 185 Нафтогазова інженерія та технології.

Може бути використаний також студентами геологічних спеціальностей, аспірантами, науковцями та інженерно-технічними працівниками геологорозвідувальної, гірничої та нафтогазової промисловостей.

УДК 622.243.13(075)

© Є.А. Коровяка, Ю.Л. Винников, А.О. Ігнатов,
О.В. Матяш, В.О. Расцветаєв, 2023

ISBN

© НТУ «Дніпровська політехніка», 2023

ПРИСВЯЧУЄТЬСЯ ПАМ'ЯТІ



Микола Андрійович Дудля

Український учений, професор Національного гірничого університету.

Член наукового комітету Międzynarodowej naukowo-technicznej konferencji «NOWE METODY I TECHNOLOGIE W GEOLOGII NAFTOWEJ, WIERTNICTWIE; EKSPLOATACJI OTWOROWEJ I GAZOWNICTWIE» (Краків, Польща). Академік «Academy of engineering in Poland» та Української екологічної академії наук.

Лауреат премії Міністерства освіти і науки України.

Двічі лауреат премії Національного гірничого університету в галузі освіти і науки.

Заслужений працівник гірничої та нафтогазової промисловості Польщі. Нагороджений знаком «ZŁOTA ODZNAKE» цього відомства, а також медалями Міністерства освіти і науки Польщі «Za szczególne zasługi dla oświaty i wychowania», грамотами і медалями Гірничо-металургійної академії ім. Сташиця в Кракові.

Нагороджений грамотами і медалями імені академіка В.І. Лучицького Міністерства геології України, «Петра Могили» МОН України.

Кавалер знаків «Шахтарська слава» трьох ступенів.

Лауреат Державної премії України в галузі науки і техніки (2015) за підручник «Техніка та технологія буріння гідрогеологічних свердловин».



ЗМІСТ

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ	9
ПЕРЕДМОВА	11
Частина 1. ОСНОВИ ФІЗИКО-ХІМІЇ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН	12
1. КОЛОЇДНІ СИСТЕМИ	12
1.1. Основні відомості про колоїди	12
1.2. Рух колоїдних частинок	17
Контрольні питання	29
2. ВЛАСТИВОСТІ КОЛОЇДІВ	30
2.1. Поверхневі властивості	30
2.2. Електричні властивості колоїдів	47
Контрольні питання	60
3. СТІЙКІСТЬ І ВИДИ КОЛОЇДНИХ СИСТЕМ	61
3.1. Стійкість колоїдів	61
3.2. Пептизація	66
3.3. Течія колоїдних систем	68
3.4. Види колоїдних систем	72
Контрольні питання	91
4. ДИСПЕРСНІ СИСТЕМИ	92
4.1. Загальні відомості	92
4.2. Фундаментальні закони реології дисперсних систем	96
4.3. Основні функції промивальних рідин	105
Контрольні питання	119
5. ТЕХНОЛОГІЧНІ ПАРАМЕТРИ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН І МЕТОДИ ЇХ ВИМІРЮВАННЯ	120
5.1. Густина	122
5.2. В'язкість	124
5.3. Водовіддача та товщина фільтраційної плівки	128
5.4. Статичне напруження зсуву	133
5.5. Добовий відстій і стабільність	139
5.6. Вміст піску	140

5.7. Концентрація водневих іонів	141
5.8. Склад твердої фази та фільтрату	143
5.9. Поверхневий натяг	144
5.10. Мастильна здатність промивальних рідин	147
5.11. Інгібуюча здатність промивальних рідин	158
5.12. Диспергуюча здатність промивальних рідин	167
5.13. Консолідуєча здатність промивальних рідин	168
Контрольні питання	170
Частина 2. ВЛАСТИВОСТІ ТА ЗАСТОСУВАННЯ	
ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН	172
6. МАТЕРІАЛИ ДЛЯ ПРИГОТУВАННЯ	
ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН	172
6.1. Вода	172
6.2. Глини	174
6.3. Основні види обважнювачів	189
6.4. Наповнювачі	194
6.5. Хімічні реагенти	195
Контрольні питання	227
7. СКЛАД І ВЛАСТИВОСТІ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН.....	228
7.1. Класифікація промивальних рідин	228
7.2. Технічна вода	234
7.3. Глинисті розчини	235
7.4. Безглинисті розчини	239
7.5. Природні промивальні рідини	240
7.6. Промивальні рідини з невеликим вмістом твердої фази.....	243
7.7. Емульсійні промивальні рідини	243
7.8. Полімерні промивальні рідини	246
7.9. Промивальні рідини на нафтовій основі	247
7.10. Газорідинні суміші	248
7.11. Розрахунки для приготування і регулювання властивостей бурових розчинів	255
7.12. Гідравлічна програма промивання свердловини.....	262
7.13. Розрахунок параметрів продування та вибір компресора.....	275
Контрольні питання	278

8. ОСОБЛИВОСТІ ВЛАСТИВОСТЕЙ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ЗАСТОСУВАННЯ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН ПРИ БУРІННІ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН.....	279
8.1. Обмежувальні фактори геологічних розрізів нафтогазових свердловин.....	279
8.2. Свердловинні термобаричні умови для нафтогазових родовищ...	282
8.3. Промивальні рідини для проходки нестійких осадових гірських порід	286
8.4. Попередження ускладнень при бурінні нафтогазових свердловин регулюванням властивостей промивальних рідин....	290
8.5. Шляхи покращення властивостей промивальних рідин для буріння свердловин у складних умовах.....	303
8.6. Рідини для розкриття та розробки продуктивних горизонтів нафтогазових свердловин.....	308
Контрольні питання	318
9. ТЕХНОЛОГІЯ ПРИГОТУВАННЯ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН.....	319
9.1. Змішувальні пристрої	319
9.2. Технологічні схеми приготування промивальних рідин.....	351
9.3. Установка для регулювання вмісту глинистої фази.....	360
9.4. Одержання та руйнування піни	362
9.5. Автоматизована система приготування промивальних рідин.....	366
Контрольні питання.....	371
10. ОЧИЩЕННЯ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН.....	372
10.1. Вплив вмісту та складу твердої фази промивальних рідин на показники буріння	372
10.2. Очищення бурового розчину	374
10.3. Дегазація бурового розчину	389
10.4. Екологічні вимоги до промивальних рідин	398
10.5. Стан і перспективи розвитку техніки для очищення бурових розчинів	399
10.6. Розробка технічних засобів для реалізації екологічно безпечної технології очищення бурових розчинів.....	402
10.7. Розробка природоохоронної технології очищення бурових розчинів	407
Контрольні питання.....	413
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	414
ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК	417



СПИСОК СКОРОЧЕНЬ

- АБР – аерований буровий розчин
АКЦ – автоматичний контроль цементування
АНІ – Американський нафтовий інститут
БПР – блок приготування розчину
БСВ – бурові стічні води
БСК – біохімічне споживання кисню
БУ – бурова установка
ВБР – вапняно-бітумний розчин
ВІЕР – висококонцентрований інертний емульсійний розчин
ВКР – висококальцієвий розчин
ВЛР – вуглелужний реагент
ГДВ – гранично-допустимий викид
ГДК – гранично-допустима концентрація
ГІС – гідроімпульсний спосіб
ГЕР – гідрофобно-емульсійний розчин
ГПР – газопромивальна рідина
ГРС – газорідинна суміш
ГТН – геолого-технічний наряд
ГТУ – геолого-технічні умови
ДНЗ – динамічне напруження зсуву
ЖК – жирна кислота
ЕВБР – емульсійний вапняно-бітумний розчин
ЕГУ – ежекторна гідроциклонна установка
ЗР – завислі речовини
ІЕР – інертний емульсійний розчин
КВП – контрольовано-вимірювальні прилади
ККМ – критична концентрація міцелоутворення

КМЦ – карбоксиметилцелюлоза
КР – крохмальний реагент
КССБ – конденсована сульфiт-спиртова барда
МГР – малоглинисті розчини
ММЦ – модифікована метилцелюлоза
ОА – очисні агенти
ОБР – оброблений буровий розчин
ПАА – поліакриламід
ПААГ – поліакриламід гуанідину
ПАР – поверхнево-активні речовини
ПБР – полімер-бентонітові розчини
ПКД – проектно-кошторисна документація
ППР – полімерні промивальні рідини
ПР – промивальна рідина
РНО – розчин на нафтовій основі
РТБ – реактивно-турбінне буріння
СВГ – сито віброгравітаційне
СГ – суміш гудронів
СЗ – ступінь заміщення
СНЗ – статичне напруження зсуву
СП – ступінь полімеризації
ССБ – сульфiт-спиртова барда
ТЕП – техніко-економічні показники
ТК – тампонажні композиції
ТПВ – тверді побутові відходи
УППР – установка приготування полімерних розчинів
УПР – установка приготування розчину
ФЕС – феноли естонських сланців
ФСМ – фрезерно-струминна мішалка
ХКР – хлоркальцієвий розчин
ШТС – швидкотужавіюча суміш



ПЕРЕДМОВА

Буріння свердловин – один з основних етапів в одержанні геологічної інформації. Застосовуваний при цьому буровий розчин є головним чинником у технології спорудження свердловин. Від якості й відповідності промивальних розчинів геолого-технічним умовам залежать швидкість буріння, запобігання аварій та ускладнень, одержання якісного кернового матеріалу, зносостійкість бурового обладнання та інструмента і, в підсумку, вартість спорудження свердловин.

Велике значення мають також прийняті схеми та режими промивання свердловин. Застосовують промивальні рідини та газоподібні агенти: повітря, піни та ін. Усі вони дуже впливають на стійкість стінок свердловини, а їхня роль зростає при бурінні свердловин у слабостійких гірських породах.

Поряд із застосуванням нових матеріалів для бурових розчинів, дуже важливою є технологія їхнього приготування та керування властивостями в процесі проведення свердловини до проектної глибини.

Одне з важливіших питань при бурінні свердловин – удосконалення існуючої технології приготування бурових розчинів на базі широкого впровадження порошкоподібних матеріалів і комплексної механізації робіт. Слабкою ланкою в здійсненні цього складного завдання є відсутність високопродуктивних і економічних механізмів для приготування бурових і цементних розчинів. Застосовувані нині механізми або мають невелику продуктивність, або громіздкі, або якість виготовлених розчинів дуже низька. Великі також витрати ручної праці й висока вартість виготовлених розчинів.

У даній книзі узагальнено досягнуті результати з технології приготування й керування властивостями бурових розчинів та їх очищення й утилізації.

Запропоноване увазі фахівців видання спрямоване на висвітлення таких аспектів:

- колоїдні системи, їхні властивості;
- промивальні рідини, їхні технологічні параметри;
- матеріали для приготування промивальних рідин;
- типи промивальних рідин;
- технологія приготування й очищення промивальних рідин;
- особливості властивостей та технології застосування промивальних рідин при бурінні нафтогазових свердловин.

Частина 1. ОСНОВИ ФІЗИКО-ХІМІЇ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

1

КОЛОЇДНІ СИСТЕМИ

1.1. ОСНОВНІ ВІДОМОСТІ ПРО КОЛОЇДИ

Колоїди – це системи, у яких речовини роздроблені до дуже малих частинок. Останні розподілені (дисперговані) у середовищі, утвореному іншою речовиною. Тому колоїди називають також *дисперсними системами (дисперсіями)*, а середовище, у якому розподілені колоїдні частинки, – *дисперсним середовищем* [11, 15, 20].

Можна навести багато прикладів колоїдів, з якими ми дуже часто зустрічаємося у повсякденному житті. Це хліб, масло, молоко, ґрунт, хмари й т. д. Важливим параметром колоїдної системи є розмір колоїдних частинок.

Системи, що містять частинки розміром більше 100 нм*, називають *грубодисперсними*. У багатьох відношеннях такі системи відрізняються від систем, розмір частинок у яких знаходиться в інтервалі 2-100 нм, – *істинно колоїдних дисперсій*. Подальше дроблення частинок викликає їх диспергування до молекул або іонів, розміри яких для простих хімічних сполук дорівнюють 0,1–2 нм. Отримані подібним чином системи – це *молекулярні* або *іонні розчини й суміші*; вони однорідні (гомогенні) та не належить до колоїдних.

Найбільш характерна загальна риса колоїдів – їхня неоднорідність (гетерогенність), тобто властивості матерії у цих системах для різних частинок відрізняються. Так, колоїдна частинка має одні властивості, дисперсійне середовище – інші. Об'єми з різними властивостями, тобто частинки й середовище, розділені поверхнями розподілу.

Важлива властивість колоїдів – величина їхньої внутрішньої поверхні. Якщо розглянути кубик речовини з ребром 1 см і, отже, поверхнею 6 см² та роздрібнити його до колоїдних частинок розміром 10 нм, то вийде 10¹⁸ частинок із загальною поверхнею 6·10⁶ см² або 600 м². Такі величезні площі значною мірою визначають особливості колоїдного стану.

Велике різноманіття колоїдних систем ускладнює їхню класифікацію. Загальноприйнята класифікація наведена в табл. 1.1.

* Мікромметр (мікрон, мкм) – це тисячна частка міліметра; нанометр (мілімікрон) – тисячна частка мікромметра або мільйонна частка міліметра, тобто 1 нм = 10⁻³ мкм = 10⁻⁶ мм = 10⁻⁷ см.

Як видно з таблиці, колоїдні системи суттєво розрізняються за властивостями. Така специфічність колоїдів призвела до того, що вивчали їх значною мірою незалежно. Здавна найбільш досліджені колоїдні системи, що складаються із твердих частинок і рідкого середовища. Грубодисперсні системи такого типу називають *суспензіями*, а істинно колоїдні розчини – *золями*[†].

Приставка перед словом золь указує на дисперсійне середовище, наприклад, для води – *гідрозоль*, для органічної рідини – *органозоль*. Колоїди з газоподібним дисперсійним середовищем називають *аерозолями – туманом*, якщо у газі дисперговані крапельки рідини, тадимом або пилом, якщо частинки тверді.

Т а б л и ц я

**Класифікація колоїдних систем
за агрегатним станом частинок і середовища**

Дисперсійне середовище	Частинки		
	Газ	Рідина	Тверде тіло
Газ	–	Туман (аерозоль)	Дим (аерозоль), пил
Рідина	Піна	Емульсія	Колоїдний розчин (золь)
Тверде тіло	Пористі тіла, тверда піна	Тверда емульсія	Сплави, мінерали

Зовсім відрізняються за характером *піни*, у яких частинки газу (пухирці) розподілені в рідкому середовищі. Звичайно ці пухирці за своїми розмірами виходять за межі колоїдної області – вони видимі неозброєним оком, і розмір їх становить міліметри й навіть сантиметри. Але в цьому випадку рідке дисперсійне середовище існує у вигляді пінних плівок; товщина останніх може складати кілька нанометрів і попадає, таким чином, у колоїдну область розмірів. Ця обставина, а також велика внутрішня поверхня пін дозволяє віднести їх до колоїдних систем.

Емульсії – це дисперсії крапельок однієї рідини в іншій. Зрозуміло, обидві рідини повинні бути взаємно нерозчинними. Емульсії за властивостями можуть бути близькими до золів, коли крапельки мають колоїдні розміри й вільно рухаються в рідкому середовищі, але можуть і сильно походити на піни, коли крапельки великі, щільно стикаються й рідке дисперсійне середовище існує у вигляді тонких «емульсійних» плівок.

Дисперсні системи з твердим дисперсійним середовищем за властивостями істотно відрізняються від інших колоїдних систем; крім того, вони найменш вивчені.

У природі й на практиці зустрічаються значно більш складні, порівняно з описаними вище, колоїдні системи. Наприклад, при флотаційному збагаченні руд одержують дисперсну систему, що містить і тверді частинки, і крапельки рідини,

[†] Золь [нім. Sole от solutio (лат.) панцира] – колоїдний розчин.

і пухирці повітря в рідкому середовищі. Розглянемо деякі основні характеристики колоїдних систем і шляхи розвитку колоїдної науки.

Колоїдні розчини (золі) можуть бути поділені на дві групи – *ліофобні* й *ліофільні* (коли рідке середовище вода – гідрофобні й гідрофільні). Колоїдні частинки ліофобних золів складаються з великої кількості молекул або іонів і являють собою об'єми дисперсної фази малого розміру, відділені від дисперсійного середовища поверхнями розподілу. Вони вільно рухаються в рідкому середовищі й при зустрічі можуть злипатися. При відповідних умовах (температура, домішки різних речовин) це злипання може прискоритися і привести до коагуляції колоїдного розчину, тобто до утворенню агрегатів (коагулянтів) з первинних колоїдних частинок, і виділення їх з рідкого середовища. Це зумовлює нестійкість ліофобних золів. Вони не можуть утворюватися мимовільно, якщо вихідну речовину помістити в рідке середовище. Після одержання такі золі не можуть довго залишатися стійкими – повільно або за певних умов швидко відбувається *коагуляція*. Багато хімічних сполук і елементів, включаючи й метали, – BaSO_4 , As_2S_3 , золото, сірку, а також багато інших – утворюють ліофобні золі.

Навпаки, ліофільні золі утворюються мимовільно, якщо деякі речовини помістити у рідину, і є набагато більш стійкими. Такі золі коагулюють гірше, коагуляція їх зворотна (при внесенні в рідину коагулянт знову може утворити золь). Звичайно речовини, що дають ліофільні золі, це – високомолекулярні сполуки, молекули яких складаються з тисяч атомів і мають молекулярну вагу понад 10 тисяч кисневих одиниць. Подібні «молекули-гіганти» мають розміри колоїдних частинок такі, що ліофільний золь, по суті, є молекулярним розчином високомолекулярної сполуки, причому кожна молекула – колоїдна частинка. Як деякі приклади ліофільних колоїдів можна назвати розчини желатини у воді, натурального каучуку в бензині, плексигласу в хлороформі.

До ліофільних золів належать також розчини низькомолекулярних сполук, у яких молекули в розчині мимовільно групуються в асоціати колоїдних розмірів. Такі розчини відомі як *асоційовані колоїди* або *напівколоїди*.

У колоїдних розчинах, як і в суспензіях, емульсіях і аерозолях, у більшості випадків частинки вільно рухаються в дисперсійному середовищі. Але іноді колоїдні розчини переходять у стан, у якому частинки зв'язані між собою. При цьому утворюється просторова сітка, комірки якої заповнені рідким середовищем. Такі колоїдні системи називають *гелями*. Звичайно до гелеутворення схильні високомолекулярні сполуки. Гелі мають деякі властивості твердого тіла, наприклад, зберігають у деякій мірі свою форму. Подібними колоїдними системами зі зв'язаними в просторову структуру частинками є й висококонцентровані суспензії (пасти), емульсії (креми), піни.

Коротко розглянувши особливості й різновиди колоїдного стану, наведемо приклади колоїдних систем. Наша планета Земля, в основному, утворена мінералами, багато з яких являють собою дисперсії твердих, а іноді рідких і газоподібних частинок у твердому дисперсійному середовищі. Ці дисперсії утворилися або при застиганні магми, або в процесах осаджуваності в океан. Такі типові колоїдні процеси відбуваються й зараз – ріки й струмочки несуть

мінеральні частинки різного розміру; більш *грубі дисперсії* (піщинки) осаджуються досить швидко, а більш *тонкі суспензії* та *золі* залишаються стійкими до впадання рік у моря, де під дією солей морської води коагулюють і накопичуються в дельтах рік.

Ґрунт є складною дисперсією різних мінеральних частинок і органічних речовин у колоїдному стані.

Атмосфера, що оточує Землю, також не позбавлена колоїдів. Це різні види хмар, які безупинно виникають і руйнуються, тобто аерозолі, утворені крапельками води або кришталіками льоду, диспергованими в повітряному середовищі. До того ж і діяльність людини призводить до значного викиду аерозолів в атмосферу. Це і тютюновий дим з дуже тонкими аерозольними частинками, і складні промислові дими, що містять різноманітні рідкі й тверді частинки різного розміру і хімічного складу. Якщо ми проникнемо за межу атмосфери, то побачимо гігантські хмари газів і пилу, що складаються з частинок колоїдних розмірів, які займають величезні простори у космосі. Саме ці частинки утворюють комети, зірки й планети.

Тепер звернемося до трудової діяльності людини. Розчини, використовувані в будівництві, – суспензії сполук кальцію, цементні суміші – дисперсії грубодисперсних і колоїдно-дисперсних частинок окислів, силікатів, карбонатів та інших сполук; затвердіння їх є складним колоїдно-хімічним процесом. Далі використовувані для фарбування дерев'яних і металевих поверхонь фарби й лаки являють собою суспензії або золі пігментів в органічних рідинах. Асфальти, застосовувані в дорожніх роботах, – це дисперсії, що містять тверді й рідкі частинки бітумів, масел, силікатів, карбонатів та ін. У сільському господарстві рослини обприскують інсектицидами та іншими препаратами у вигляді емульсій і золів, які при диспергуванні в повітрі утворюють аерозолі.

На збагачувальних фабриках руду подрібнюють на дуже малі частинки, що утворюють з водою суспензію; в останню вводять флотореагенти, деякі з них у вигляді емульсій і золів; найважливішу роль при виділенні збагаченої руди відіграє піна. На нафтохімічному заводі отриману зі свердловин сиру нафту, тобто *емульсію нафти* з водою, насамперед, необхідно обробити для руйнування цієї емульсії й відділення нафти від води. У виробництві порцеляни основною сировиною є каолін – концентрована суспензія алюмосилікатів; очищення каоліну, одержання «тіста» і випал виробів є колоїдно-хімічними процесами. На паперовій фабриці готують дисперсії целюлозних волокон, до яких додають смоли, каніфоль та інші компоненти також у колоїдному стані. Каучук виходить у вигляді колоїдної дисперсії (латексу); у гумові вироби вносять наповнювачі та інші добавки у вигляді дрібних частинок, тому гума в цілому – це складна дисперсна система. Процеси, що відбуваються при виробництві, обробці й фарбуванні пластмас, текстильних волокон і шкіри, є переважно колоїдно-хімічними, а сировина й одержувані матеріали перебувають у колоїдному стані. Продукція цих галузей промисловості – одяг, взуття, предмети домашнього побуту – невід'ємна частина нашого життєвого стану.

Але не тільки ці, а ще цілий ряд інших продуктів і матеріалів, необхідних для підтримки життєдіяльності людини й полегшуючих її існування, перебувають у колоїдному стані.

Це, насамперед, *продукти харчування*, багато з яких – *високомолекулярні сполуки*, що перебувають у *стані гелю*: м'ясо й м'ясопродукти, сир, хліб та інші вироби з тіста, конфітюри, желе й т. д. *Молоко* – це *розведена емульсія*, а *масло* – *висококонцентрована*. Готування різних соусів, паст, кремів, майонезів, звичайно, не що інше, як одержання колоїдних систем.

Далі мийні засоби. Мило й пральні порошки є речовинами, які в розчині дають напівколоїди, а самі розчини утворюють високостійкі піни. Зубна паста – це висококонцентрована суспензія частинок карбонату кальцію й миючих речовин у колоїдному стані, які в контакті з водою утворюють піну.

Подивимося в домашню аптечку. Широко розповсюджені краплі в ніс – коларгол – являють собою срібло в колоїдному стані (золь срібла). На багатьох флакончиках напис: «Перед уживанням збовтувати». У них знаходяться *емульсії* з обмеженою стійкістю, які у *стані нерухомості коагулюють*, а при *струшуванні* – *емульгують*. Більшість ліків і косметичних засобів є емульсіями, суспензіями, золями, твердими дисперсіями і навіть аерозолями.

І, нарешті, звернемося до тіла людини. Воно значною мірою складається з розчинів і гелів високомолекулярних речовин. Наприклад, кров – це складна дисперсна система, що являє собою частинки золів, крапельок емульсій, макромолекул і звичайних молекул у водному середовищі. Безперечно, і тіла інших живих організмів складаються з *колоїдних систем*.

Отже, колоїдні системи не тільки легко побачити навколо нас, але і важко зустріти об'єкти, що не містять ніяких *колоїдних дисперсій*. А це говорить про те, що людина завжди мала справу з колоїдними системами.

Наука про колоїди порівняно молода – їй не набагато більше 100 років. Але це зумовлено не обмеженим значенням колоїдних систем – як бачимо, воно величезне, а складністю цих систем. За цієї причини наука про колоїди далека від завершеності, особливо в області теорії; протягом останніх двох-трьох десятиліть вона стала розвиватися інтенсивніше.

Одним з перших, хто звернув увагу на особливості колоїдних розчинів, був італійський учений **Сельмі**. У середині минулого століття він досліджував *коагуляцію* й *осадженість* деяких золів, які назвав «псевдорозчинами», на відміну від дійсних розчинів. Однак ці дослідження залишилися невідомими сучасникам. До початку 60-х років XIX століття англійський хімік **Грем**, докладно вивчивши ряд колоїдних розчинів, установив найважливіші їхні властивості: *світлорозсіювання*, *сповільненість дифузії частинок*, *діаліз* і *коагуляцію*. Він увів назву «колоїд» та інші колоїдно-хімічні терміни, унаслідок чого його вважають основоположником колоїдної хімії. Однак Грем дав неправильне пояснення колоїдному стану. Він уважав, що тільки певні речовини утворюють колоїдні розчини, і тому назвав їх колоїдами, тобто клеєподібними (від грецького слова κωλλα [кола] – клей). Інші речовини, що дають молекулярні або іонні розчини, він назвав кристалоїдами і, виходячи з цього, поділив усі речовини в природі на два великі класи. Ці уявлення Грема панували в науці до

кінця минулого століття. До цього часу нагромадилися результати чисельних досліджень колоїдних розчинів, проведених багатьма науковцями. Вони ясно показали, що ті самі речовини можуть утворювати колоїдні й звичайні розчини, тобто колоїди не є якимись певними речовинами, але *всі речовини можуть бути в колоїдному стані*.

На початку ХХ століття сильним поштовхом для вивчення колоїдних систем стали роботи ряду вчених. Так, у 1903 р. Зігмонді й Зідентофф сконструювали ультрамікроскоп, за допомогою якого можна було спостерігати колоїдні частинки; у 1905 р. Ейнштейн і Смолуховський розробили теорію руху колоїдних частинок, а Перрен (1908) і Сведберг (1912) провели фундаментальні експериментальні дослідження колоїдів на основі цієї теорії.

Отже, протягом перших десятиліть ХХ століття затверджуються, головним чином під впливом робіт В. Оствальда, основні теоретичні уявлення про дисперсний стан колоїдів, згідно з якими останні складаються з колоїдних частинок, розподілених у деякому середовищі. У той же час завдяки роботам Ленгмюра, Шишковського, Адама та інших розвивається фізична хімія поверхні розподілу. Та обставина, що колоїди характеризуються величезною внутрішньою поверхнею, дозволила Фрейндліху та іншим ученим до 20–30-х років ХХ століття прийняти за другий основний фактор у колоїдній хімії особливі властивості поверхні розподілу. Важливим подальшим внеском у колоїдну науку було створення теорії стійкості ліофобних колоїдів науковцями Фервеем і Овербеком з Голландії. В основі цієї теорії лежить уявлення про тонкі рідкі шари, вивчення яких стало інтенсивним протягом останнього десятиліття ХХ століття.

Колоїдна наука розвивалася шляхом дослідження колоїдних розчинів, переважно ліофобних золів. Разом з цим досліджувалися й інші *колоїдні системи* – *емульсії, піни, аерозолі*, що було зумовлено практичною необхідністю. Важливість і особливості високомолекулярних сполук сприяли створенню самостійної науки – *фізичної хімії полімерів*.

Завдання сучасної колоїдної хімії – побудова загальної теорії колоїдного стану, що необхідно для подальшого вивчення й використання колоїдів. Оскільки процеси в колоїдних системах є переважно фізичними, то колоїдна хімія використовує фізичні – *експериментальні й теоретичні* – методи дослідження. З іншого боку, величезне різноманіття колоїдів вимагає детального вивчення хімії таких систем. Усе це робить науку про колоїди фізико-хімічною. Назва «колоїдна хімія», мабуть, не відображає її зміст. Вірніше було б назвати її, наприклад, «фізичною хімією дисперсних систем». Хоча розвиток науки змінив зміст терміна «колоїд», але в силу традиції й зручності назва «колоїдна хімія» збереглася.

1.2. РУХ КОЛОЇДНИХ ЧАСТИНОК

Колоїдні частинки в розчині або аерозолі, подібно молекулам газів, перебувають у безперервному хаотичному русі. Вони можуть рухатися також у результаті зовнішніх впливів (наприклад, при накладенні електричного поля) або разом з дисперсійним середовищем при течії колоїдного розчину.

Розглянемо одну з властивостей колоїдних розчинів, а саме – розсіювання ними світла, відоме за назвою *опалесценції* або *ефект Тіндаля*. Це явище цікаве саме по собі, оскільки від нього залежить значною мірою колір колоїдних розчинів; крім того, розсіювання світла лежить в основі найбільш простого й розповсюдженого методу спостереження колоїдних частинок – *ультрамікроскопічного*.

Коротко ознайомимося також із в'язкістю рідин – наведемо деякі основні положення, необхідні надалі при розгляді *броунівського руху* та інших явищ, які спостерігаються у колоїдних розчинах.

Ефект Тіндаля

Імовірно, у кожного з дитячих років зберігся спогад про таємничий промінь, що падає в темну кімнату через вузьку щілину в дверях. У цьому промені в усіх напрямках танцюють маленькі порошини, які зникають, якщо широко розчинити двері. Подібне явище спостерігається й у колоїдних розчинах: якщо через прозорий на вигляд колоїдний розчин, поміщений на темному тілі, пропустити вузький промінь світла й спостерігати за ним збоку, то поза розчином промінь не видний, а всередині розчину його шлях видний, як яскрава смуга, що «фосфоресцює». Лапки у слова фосфоресцює поставлені даремно – хоча зовні це явище схоже на *фосфоресценцію*, воно має іншу природу й зветься опалесценцією або ефектом Тіндаля.

Коли розчин містить великі частинки (розмір яких набагато більше довжини хвилі падаючого світла), розсіювання світла – це просте відбиття падаючого світла в усіх напрямках від поверхні частинок, що відіграють роль безлічі маленьких дзеркал. Саме так розсіюють світло порошини в промені, що проходить через темну кімнату. Коли ж величина частинок зменшується до колоїдних розмірів, явище стає найбільш складним. Розглянемо порівняно простий випадок розсіювання світла маленькими сферичними непровідними частинками, що був уперше досліджений теоретично англійським фізиком Релеєм у 1871 р. та описаний у роботах [11, 20].

Як відомо, монохроматичне (одноколірне) світло являє собою електромагнітні коливання з певною довжиною хвилі. Атоми речовини, з якої складаються частинки, містять позитивно заряджені ядра, навколо яких обертаються негативно заряджені *електрони*. За аналогією з поняттям центра ваги тіла і тут можна ввести «центри» ваги *позитивних і негативних* зарядів і для простоти прийняти, що вони збігаються. Якщо помістити таку речовину між пластинами конденсатора, то ядра будуть притягуватися до позитивної пластини, а електрони – до негативної і «центри» ваги їх тепер не збігаються – речовина отримує певний дипольний момент або, як прийнято говорити, «поляризується». Оскільки різнойменні заряди притягуються, то для здійснення цього процесу *електричне* поле повинне виконати деяку роботу, збільшуючи тим самим енергію речовини. При зникненні поля заряди повертаються у вихідне положення й ця енергія вивільняється. Подібним чином діє й *електричне* поле світлової хвилі. Воно поляризує речовину, яку поглинає

частина енергії хвилі; поглинена енергія потім у вигляді випромінювання виділяється в усіх напрямках – саме це вторинне випромінювання є розсіюванням світла.

Істотна умова розсіювання світла – розходження показників заломлення колоїдної частинки й дисперсійного середовища. Дійсно, ми бачимо незабарвлені предмети тільки тому, що вони відбивають світло, тобто мають показник заломлення, відмінний від показника заломлення навколишнього середовища. У цьому можна легко переконатися, якщо наповнити водою тонкостінну сулію й помістити її у воду – вона буде майже невидимою, якщо ж вона порожня, то її добре видно.

У своїй теорії розсіювання світла Релей довів, що відношення інтенсивності розсіюваного світла I до інтенсивності падаючого світла пропорційне радіусу частинки r і обернено пропорційне довжині хвилі світла λ у четвертому степені, тобто

$$\frac{I}{I_0} = \frac{r^4}{\lambda^4} . \quad (1.1)$$

Залежність відношення I/I_0 від r легко з'ясовна (чим більше частинка, тим більше світла вона розсіює), але важче зрозуміти вплив λ . Скористаємося для пояснення досить грубою моделлю – помістимо на поверхні води невелику перепону, що заважає поширенню хвиль. Якщо відстань між вершинами окремих хвиль (дорівнює довжині хвилі λ) велика, то збурювання, створюване перешкодою, розсіюється раніше, ніж друга хвиля досягне його. Якщо довжина хвилі мала, то наступна хвиля доходить до перепони раніше, ніж зникне збурювання від попередньої хвилі, за нею доходить третя хвиля, четверта й т. д., поки не утвориться досить велика область деформації хвиль, яка аналогічна розсіюванню світла колоїдною частинкою. Деформацію хвиль з більшою довжиною можна збільшити, якщо помістити на їхньому шляху перепону більшої ширини r . Це означає, що ефект залежить не тільки від довжини хвилі, але й від відношення r/λ . Такий же результат маємо і за рівнянням Релея.

Розсіювання світла можна досягти не тільки від колоїдної частинки, але й від будь-якого об'єкта, якщо його показник заломлення відмінний від показника заломлення навколишнього середовища. Оскільки показник заломлення газів і розчинів залежить від їхньої концентрації, то вони також можуть розсіювати світло, якщо в них за якихось причин утворюються малі області з концентраціями, відмінними від середніх для даного розчину або газу. Такі відхилення, називані *флуктуаціями*, дійсно існують.

Пояснимо це явище на прикладі. Нехай у вулику зі 100 чашечками перебуває 1000 бджіл, які рухаються без певної мети. Щоб уникнути «тисняви», кожна бджола прагне знайти малонаселену чашечку, а тому бджоли розподіляться в середньому рівномірно – по 10 бджіл у чашечці. Якщо ж спостерігати тільки за однією чашечкою, у яку безупинно влітають і вилітають бджоли, то за великий проміжок часу в неї у середньому буде 10 бджіл. Однак

рух їх ненаправлений, тому може трапитися, що в один момент там виявиться тільки 4 бджоли, у наступний – 12, пізніше – 7 і т. д. Ось це відхилення для розглянутої малої області (чашечки) від середнього значення (10) і являє собою *флуктуацію* кількості бджіл.

Відповідно до формули Релея флуктуації розсіюють найбільш сильно світло з малою довжиною хвилі λ , а світло з більшою довжиною хвилі проходить через речовину порівняно легко. Оскільки у видимому сонячному світлі найменшу довжину хвилі має синє світло, то флуктуації в атмосфері розсіюють його сильніше, а тому небо синього кольору. Найбільше світлорозсіювання вранці та ввечері, коли сонце знаходиться близько до горизонту й промені його проходять через більш товстий шар повітря. У той же час жовто-червоне світло, будучи додатковим до синього (тобто при змішуванні їх виходить біле світло), має більшу довжину хвилі й проходить через атмосферу майже вільно. Тому вранці й увечері сонце вогненно-жовто-червоне, так само як і електричні лампочки, спостережувані з великої відстані.

За цієї ж причини багато колоїдних систем, що не поглинають видиме світло (золь мастики, сірки, розведене молоко, тютюновий дим), виглядають блакитнуватими при бічному освітленні й жовто-червоними в розсіяному світлі. При дифузійному освітленні, коли світло падає на них з усіх боків, як, наприклад, у кімнаті, вони виглядають мутними й білими внаслідок *змішування прохідного і розсіяного світла*.

Випадок світлорозсіювання колоїдними розчинами металів і пофарбованих речовин більш складний. Розсіювання світла металевими частинками відбувається іншим способом, і, крім того, вони мають власний металевий блиск, що сприяє відбиттю світла. Колір колоїдних розчинів пофарбованих речовин визначається одночасно розсіюванням і поглинанням світла.



Рис. 1.1. Схема ультрамікроскопа

Якщо колоїдні частинки не сферичні, а витягнуті, то розсіювання світла залежить і від форми частинок, і від їх орієнтації відносно напрямку променя. Ця залежність була вивчена як теоретично, так і експериментально і широко використовується для вивчення колоїдних розчинів.

Через малі розміри колоїдні частинки не можна спостерігати навіть за допомогою найбільш досконалих звичайних мікроскопів. Як уже згадувалося, розміри їх менше роздільної

здатності мікроскопа, що не перевищує 100 нм (0,1 мкм). Тому Зідентоф і

Зігмонді у 1903 р. сконструювали ультра-мікроскоп (рис. 1.1), у якому використаний ефект Тіндаля. Колоїдний розчин освітлюють збоку і при цьому колоїдні частинки розсіюють частину світла. Якщо спостерігати колоїдний розчин у мікроскоп зверху, то на темному тлі частинки видно, як блискучі світлі крапки. За допомогою ультрамікроскопа можна спостерігати металеві частинки розміром більше 5 нм (0,005 мкм). На жаль, при такому способі спостереження частинки не видно в правдивому розумінні цього слова, тому можна визначити їхню концентрацію, але важко встановити їх форму і розмір.

В'язкість

Якщо пластинці, зануреній у рідину, надати руху, то вона захоплює з собою найближчі молекули рідини, які внаслідок сил адгезії зв'язані з пластинкою й рухаються з тією ж швидкістю. Ці молекули взаємодіють із сусідніми молекулами рідини, ті – зі своїми сусідами, і таким чином уся рідина починає рухатися, причому найбільш швидко рухаються шари в безпосередній близькості до пластинки, а швидкість інших падає в міру віддалення від неї. Оскільки два сусідніх шари мають різну швидкість, то більш швидкий прагне захопити із собою більш повільний, а той, у свою чергу, прагне сповільнити більш швидкий. У результаті виникає сила тертя F_T між двома шарами, спрямована протилежно руху. Величину її можна виразити законом Ньютона:

$$F_T = \eta S \frac{\Delta u}{l}, \quad (1.2)$$

де η – коефіцієнт пропорційності; S – площа контакту двох шарів; Δu – різниця швидкостей u_1 і u_2 шарів, що перебувають на відстані l один від одного.

Коефіцієнт пропорційності η , що є характеристичною величиною для рідини при даній температурі, називається *в'язкістю* й вимірюється в пузах, Пз. В'язкість води при кімнатній температурі дорівнює 0,01 Пз.

Найпростіший спосіб вимірювання в'язкості рідини – визначення швидкості падіння в рідині кульки з радіусом r і масою m . За законом Архімеда вона падає під дією сили, яка дорівнює різниці її власної ваги mg (де g – прискорення сили ваги) і ваги витисненої нею рідини m_0g (де m_0 – маса витисненої рідини), і зазнає при русі опір унаслідок сили тертя, що пропорційна швидкості її падіння u :

$$F_T = B u. \quad (1.3)$$

Як показав Стокс, коефіцієнт тертя для сфери визначається за формулою

$$B = 6\pi\eta r. \quad (1.4)$$

Спочатку сила тертя дуже мала, але вона зростає зі збільшенням швидкості й через невеликий проміжок часу дорівнює силі, що викликає падіння. Починаючи з цього моменту, результуюча сила вже дорівнює нулю, і кулька буде падати рівномірно. Якщо виміряти швидкість рівномірного падіння, то з рівності двох сил (закон Стокса)

$$\mu g = 6\pi\eta u \quad (1.5)$$

можна обчислити в'язкість. Тут $\mu = m - m_0$ означає якусь ефективну масу кульки, що у вакуумі збігається з дійсною масою m .

Броунівський рух

У 1828 р. англійський ботанік Броун, розглядаючи під мікроскопом завислі у воді частинки квіткового пилка, помітив, що вони здійснюють безперервний хаотичний рух (траєкторія руху однієї частинки наведена на рис. 1.2), інтенсивність якого не зменшується в часі. На перший погляд це здається неможливим, тому що внаслідок тертя між частинками й молекулами води їхня кінетична енергія повинна безупинно зменшуватися, переходячи в тепло, і через деякий проміжок часу рух має припинитися так само, як зупинитися поїзд, що рухається за інерцією.

Була зроблена спроба пояснити це явище наявністю у пилка деякої невідомої життєвої сили, але зазначене пояснення відпало, коли виявили такий самий рух і у дрібних частинок неорганічного походження: виявилось, що це характерно для всіх колоїдних розчинів. Тільки на початку ХХ століття, майже через 100 років після відкриття броунівського руху, Ейнштейн і Смолюховський незалежно один від одного пояснили це явище.

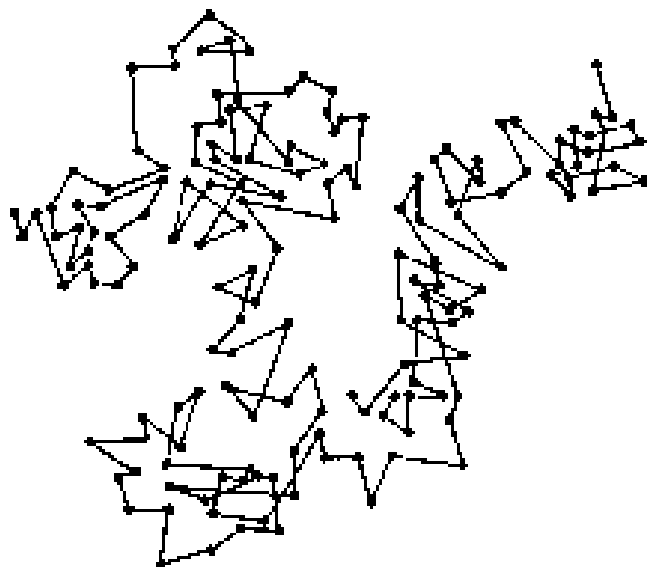


Рис. 1.2. Траєкторія руху частинки

Як відомо, теплота є мірою кінетичної енергії руху частинок, що утворюють дану речовину. Встановлено, що при температурі, яка значно перевищує температуру абсолютного нуля, середня кінетична енергія молекул пропорційна абсолютній температурі T^\ddagger . Для молекули з масою m і середньою швидкістю u

[‡] Абсолютною називається температура, відлічувана від абсолютного нуля ($-273,16^\circ\text{C}$). Вона дорівнює температурі за шкалою Цельсія плюс $273,16^\circ$ і на честь англійського фізика Кельвіна, який її ввів, позначається К.

$$\frac{mu^2}{2} = \frac{3}{2}kT. \quad (1.6)$$

Константа k називається **постійною Больцмана**. При поступальному русі молекули газів і рідин рухаються прямолінійно до зіткнення з іншими молекулами, після чого вони змінюють напрямок свого руху. Кількість таких зіткнень величезна, і в результаті молекули газів і рідин здійснюють безладний рух.

Уявимо собі, що велика колоїдна частинка, яку для простоти прийемо сферичною, занурена у воду, причому розміри її набагато більше розмірів молекул води. Колоїдна частинка зазнає з усіх боків удари рухомих молекул води, але оскільки вона за своїми розмірами значно перевищує їх, то зазнає одночасно велику кількість ударів, у середньому рівномірно розподілених на її поверхні й компенсуючих один одного, а тому залишається нерухомою (рис. 1.3, *а*). Колоїдна частинка менших розмірів (рис. 1.3, *б*) зазнає одночасно меншу кількість ударів, при цьому можливо, що вони не будуть компенсувати один одного, а тому вона переміститься, як це показано стрілкою на рис. 1.3, *б*. Унаслідок хаотичного руху молекули води можливо змінюють напрямок ударів, а тому частинка буде рухатися в другому напрямку, потім у третьому й т. д. У результаті траєкторія колоїдної частинки буде змінюватися (див. рис. 1.2). Отже, **броунівський рух** – це результат флуктуацій кількості ударів, які дістає колоїдна частинка.

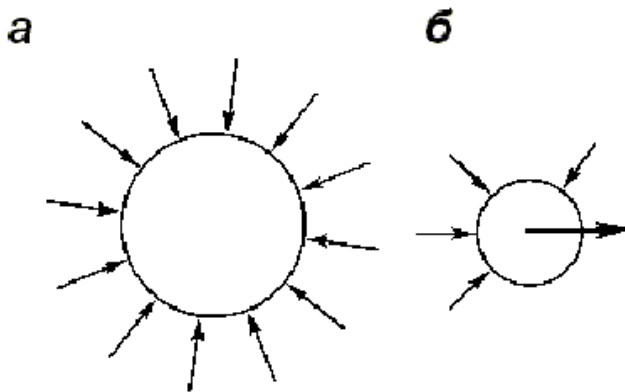


Рис. 1.3. Схема руху колоїдних частинок у воді

Броунівський рух виявляється не тільки в зсуві частинки. Якщо молекули, які стикаються з колоїдною частинкою, рухаються під кутом до неї, вони не тільки зміщують частинку, але й викликають її обертання. Аналогічно, для частинок витягнутої форми нерівномірність ударів уздовж довгої осі спричинить, крім зсуву її, ще і коливання біля центра ваги, тобто вібрацію.

Чому ж цей рух не припиняється? Оскільки тертя існує, кінетична енергія повинна переходити в теплову. Однак теплота, що виділилася, передається

воді й збільшує кінетичну енергію її молекул, які у свою чергу передають цю енергію назад частинці. За цієї причини енергія не розсіюється в навколишньому просторі, а залишається в розчині, що дозволяє колоїдній частинці рухатися з незменшеною інтенсивністю нескінченно довго.

Отже, броунівський рух колоїдних частинок аналогічний хаотичному руху молекул у рідинах, газах і дійсних розчинах. У такому випадку можна чекати, що й у колоїдних розчинах будуть спостерігатися явища дифузії та осмосу. Якщо в куті кімнати капнути краплю парфумів, запах пошириться на всю кімнату. Якщо за допомогою піпетки обережно ввести в посудину з водою краплю розчину сульфату міді синього кольору, то видно, як пофарбована

ділянка поступово збільшується і через якийсь час вся вода забарвиться. Звідси можна зробити висновок, що коли в об'ємі, де молекули речовини рухаються вільно, є наявності їх нерівномірний розподіл, поступово ця речовина рівномірно розподілиться по всьому об'ємі. Це явище називається *дифузією*. Для того, щоб спостерігати дифузію, неускладнену іншими явищами, необхідно уникати всякого перемішування розчину, а також розходження в температурі або густині в окремих його частинах. При недотриманні цих умов на дифузійний перенос буде накладатися *конвективний*, викликаний цими причинами. Дифузія властива й колоїдним розчинам за наявності градієнта концентрації частинок і завжди спрямована від більш високої концентрації до більш низької.

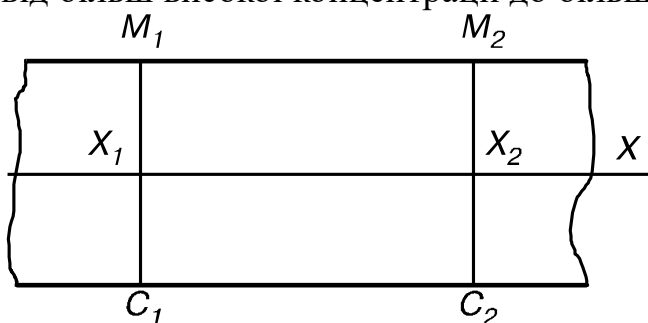


Рис. 1.4. Дифузія колоїдних розчинів у трубі

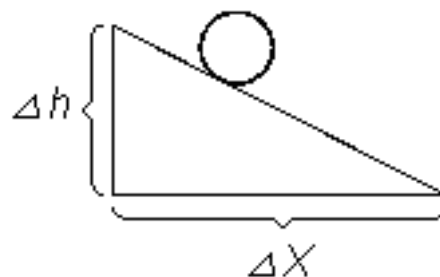


Рис. 1.5. Вплив градієнта концентрації на дифузію

Розглянемо випадок дифузії в трубі, де концентрації в усіх точках даного перерізу однакові (рис. 1.4). Тоді речовина дифундує тільки в напрямку X (у якому зменшується концентрація) уздовж осі труби. Очевидно, що чим більше площа перерізу труби S і час дифузії t , тим більша кількість речовини m пройде через даний переріз M_2 . Крім того, виявилось, що кількість дифундованої речовини пропорційна відношенню $\Delta C/\Delta X$, названому *градієнтом концентрації*, яке характеризує швидкість зміни концентрації C з відстанню X ($\Delta C = C_2 - C_1$ і $\Delta X = X_2 - X_1$, де C_1 і C_2 – концентрації в перерізах M_1 і M_2 , проведених у точках з координатами X_1 і X_2 , див. рис. 1.4). Вплив градієнта концентрації на дифузію аналогічний впливу нахилу відношення $\Delta h/\Delta X$ на швидкість руху кулі, що скочується по похилій площині (рис. 1.5).

Наведені вище закономірності можна об'єднати в один загальний закон, називаний законом Фіка:

$$M = -DS \frac{\Delta C}{\Delta X} t. \quad (1.7)$$

Коефіцієнт пропорційності D , називаний *коефіцієнтом дифузії*, характеризує інтенсивність процесу й залежить від температури та природи розчинника і розчиненої речовини.

Дифузія є результатом хаотичного руху молекул розчиненої речовини, або броунівського руху колоїдних частинок у випадку колоїдного розчину. Ці явища аналогічні, оскільки причини дифузії в обох випадках однакові.

Виникає природне запитання: якщо рух молекул і колоїдних частинок хаотичний, то чому різниця в концентраціях перетворює безладний рух у спрямований (дифузію)? Дійсно рух молекул і за наявності дифузії залишається хаотичним, без певного напрямку, проте, як довів Ейнштейн, він приводить до переносу речовини від більшої концентрації до меншої.

Рівняння Ейнштейна

$$\Delta X^2 = 2Dt \quad (1.8)$$

пов'язує коефіцієнт дифузії із середнім зсувом ΔX частинки за час t .

Вимірювання коефіцієнта дифузії були проведені Перреном, який, спостерігаючи за допомогою ультрамікроскопа броунівський рух частинок гумігута, одержав значення коефіцієнтів дифузії, які добре збігаються зі значеннями, визначеними іншими методами.

Проведені Перреном експерименти мали велике значення. На початку ХХ століття серед хіміків і фізиків стали популярними «енергетичні» погляди відомого німецького фізика й хіміка В. Оствальда. Він уважав молекули й атоми не існуючими реально, а поняттями, що є лише вигаданими вченими для позначення місця в просторі з підвищеним вмістом енергії. Але, як бачимо з теорії Ейнштейна, процес дифузії повинен проходити однаковим способом для молекул і колоїдних частинок. Підтвердженням цьому є досліди Перрена, проведені з частинками гумігута.

Коефіцієнт дифузії також можна обчислити теоретично, якщо відомі форма і розмір частинок, або, навпаки, можна визначити форму і розмір за допомогою коефіцієнта дифузії D . Для цього треба знати, які фактори визначають його величину. Дифузія – це результат рухів частинок (або молекул), і її інтенсивність зростає з підвищенням температури T . З іншого боку, дифузія буде тим повільніше, чим більший опір зустрічають частинки при своєму русі, тобто чим більше коефіцієнт тертя B , див. рівняння (1.3). Отже, коефіцієнт дифузії пропорційний температурі T і обернено пропорційний коефіцієнту тертя B , тобто

$$D = kT/B, \quad (1.9)$$

де k – константа Больцмана. Для сферичних частинок B можна обчислити за формулою Стокса. Аналогічна формула для подовжених частинок дана Перреном.

Броунівський рух колоїдних частинок безпосередньо впливає на *седиментацію*, тобто осадження колоїдних розчинів. Рівняння (1.5) для швидкості падіння кульки в середовищі з в'язкістю η не застосовується для опису седиментації частинок колоїдних розмірів, оскільки при виводі його не враховували броунівський рух, який прагне вирівняти концентрацію в розчині, у той час як седиментація прагне збільшити її біля дна посудини за рахунок зменшення у верхніх шарах.

Розглянемо, до чого приводить конкуренція цих двох факторів. Припустимо, що колоїдний розчин не перебуває в полі тяжіння Землі (цього

можна досягти, наприклад, якщо помістити розчин на супутник). Тоді в цьому розчині не відбувається седиментація, і концентрація його однакова в усіх точках. А тепер «включимо» *гравітаційне поле* – частинки спрямуються до дна посудини. Зміна концентрації, викликана *седиментацією*, створить концентраційний градієнт $\Delta C/\Delta X$ по висоті посудини, що, у свою чергу, згідно із законом Фіка приведе до дифузії речовини від концентрованих нижніх шарів розчину до розведених верхніх.

Спочатку, коли концентраційний градієнт малий, переважає седиментація. Але поступово швидкість дифузії зростає, поки не зрівняється зі швидкістю седиментації. У результаті встановлюється стан динамічної рівноваги, названий седиментаційним, при якому перенос речовини в розчині відсутній. У цьому стані розподіл речовини по висоті посудини нерівномірний (рис. 1.6) – концентрація знижується в міру збільшення відстані X від дна посудини внаслідок того, що седиментація прагне зібрати всі частинки на дні, а броунівський рух перешкоджає цьому. Розподіл речовини описується таким виразом:

$$C = C_0 e^{-\frac{\mu g}{kT} x}, \quad (1.10)$$

де C_0 – концентрація частинок біля дна посудини (при $X=0$); e – основа натурального логарифма.

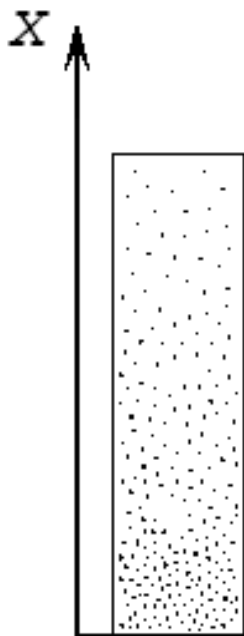


Рис. 1.6. Динамічна рівновага колоїдного розчину

Правильність цього рівняння була також перевірена Перреном, який за допомогою ультрамікроскопа виміряв концентрацію частинок на різних висотах у суспензії гумігута. Із цих даних він визначив значення величини константи Больцмана k , яка добре збігалася з розрахованими іншими методами.

Формула (1.10) дозволяє розрахувати розподіл молекул у газі (наприклад, у земній атмосфері по висоті), але в цьому випадку ефективну масу μ потрібно замінити дійсною масою молекул m . Якщо врахувати, що тиск газу P пропорційний концентрації в ньому молекул, то дістанемо так звану барометричну формулу

$$P = P_0 e^{-\frac{\mu g}{kT} x}, \quad (1.11)$$

яка дає розподіл атмосферного тиску по висоті. Оскільки маса молекул повітря (головним чином азоту й кисню) набагато менше маси колоїдних частинок та у газах седиментація виражена більш слабо, атмосферний тиск, наприклад, зменшується всього на $1,33 \cdot 10^2$ Па (1 мм рт. ст.) при підйомі на 10 м, що становить приблизно 0,1%.

Добуток μg , що входить у рівняння (1.10), виражає потенційну енергію U частинки в полі земного тяжіння на відстані X від рівня, на якому $U = 0$. Тоді рівняння можна записати у більш загальній формі, прийнятій для частинок у довільному зовнішньому полі (наприклад, електричному), де в даній точці частинка має енергію U :

$$C = C_0 e^{-U/kT}. \quad (1.12)$$

Це рівняння – одне з найважливіших у фізиці й називається законом Больцмана; застосовують його тільки у разі відсутності взаємодії між частинками. Колоїдні частинки (як і молекули, й іони в розчині) взаємодіють між собою, але у ряді випадків енергія цієї взаємодії набагато менше енергії зовнішнього поля, що дозволяє широко застосовувати закон Больцмана в колоїдній хімії.

Якщо колоїдний розчин помістити у центрифугу, яка обертається з кутовою швидкістю ω , то частинки з ефективною масою μ , що знаходяться на відстані X від осі обертання, будуть мати, відповідно до відомого закону фізики, енергію – $\frac{1}{2} \mu \omega^2 X^2$. Тоді із закону Больцмана отримаємо вираз для визначення концентрації на відстані X :

$$C = C_0 e^{\frac{\mu \omega^2 x^2}{2kT}}. \quad (1.13)$$

Запишемо цей вираз для двох відстаней X_1 і X_2 , де концентрації розчину будуть C_1 і C_2 . Потім поділимо ці вирази один на один та прологарифмуємо:

$$\ln \frac{C_2}{C_1} = \frac{\mu \omega^2}{2kT} (X_2^2 - X_1^2). \quad (1.14)$$

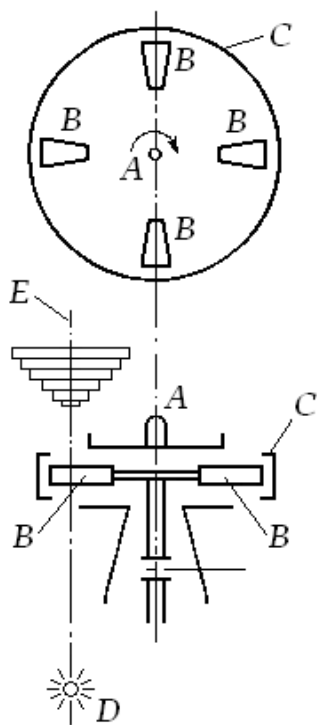


Рис. 1.7. Принципова схема ультрацентрифуги

Як бачимо, концентрація розчину збільшується до периферії посудини, якщо $\mu > 0$, тобто якщо частинки важче розчинника. Вимірявши концентрації на відстанях X_1 і X_2 за вищенаведеною формулою, можна визначити ефективну масу частинки μ , а потім і її розмір. Якщо є розчин високомолекулярної речовини, то можна визначити його молекулярну масу.

Звичайно всі ці закономірності зберігаються і при седиментації в гравітаційному полі, але внаслідок того, що прискорення сили тяжіння на Землі порівняно мале, частинки з малою масою в такому полі важко досліджувати. З іншого боку, відцентрове прискорення можна змінювати в широких межах. Це зумовило створення розповсюдженого нині методу дослідження колоїдних і високомолекулярних розчинів за

допомогою *ультрацентрифуги*.

Сучасна ультрацентрифуга – це складний пристрій з дуже великою частотою обертання ротора (до 60000 хв^{-1}). Її принципова схема наведена на рис. 1.7 (*A* – ротор; *B* – кювети; *C* – корпус центрифуги; *D* – джерело світла; *E* – фотоапарат). Досліджуваний розчин поміщають у кювети, за якими спостерігають через спеціальні отвори. Для визначення концентрації на різних відстанях від осі обертання через кювету пропускають промінь світла, що потім аналізують. Звичайно використовують залежність показника заломлення розчину від його концентрації.

Хаотичний рух частинок у розчині – причина ще одного явища, а саме – *осмосу*, що спостерігається як для дійсних, так і для колоїдних розчинів. Якщо закрити нижню частину посудини без дна (рис. 1.8) пористою напівпроникною мембраною (тобто пропускаючою тільки молекули розчинника і непроникаючою молекули розчиненої речовини), а потім наповнити її розчином і помістити в більш широку посудину з чистим розчинником, то через якийсь час рівень рідини у вузькій частині посудини з розчином підвищиться. Підвищення триває доти, поки не буде досягнута висота *h*, яка залежить від температури і концентрації розчину, після чого встановлюється рівновага. Це явище, назване *осмосом*, пояснюється дуже просто, якщо припустити, що за деяких причин розчинник прагне проникнути в посудину, то гідростатичний тиск стовпа рідини перешкоджає цьому процесу. Рівноважне значення гідростатичного тиску, при якому припиняється підвищення рівня рідини, називається *осмотичним тиском розчину*^{*)}.

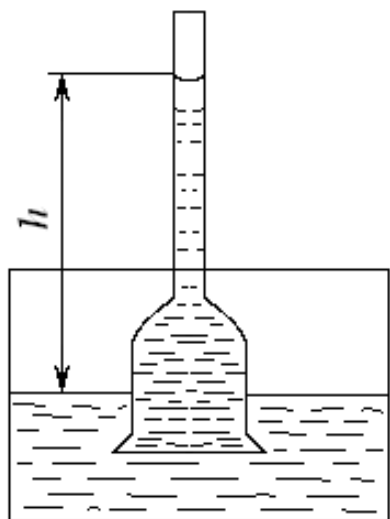


Рис. 1.8. Принципова схема явища осмосу

*) Осмотичний тиск краще визначати як додатковий тиск, який необхідно прикласти до розчину, щоб запобігти переносу розчинника через напівпроникну мембрану.

**) Ідеальний газ – будь-який досить розріджений газ, для якого можна прийняти відсутність взаємодії між молекулами.

***) В 1 грам-молі (моль) міститься така кількість грамів даної речовини, яка дорівнює її молекулярній масі. Наприклад, 1 грам-моль води має масу 18 г. В 1 грам-молі будь-якої речовини міститься однакова кількість молекул $N_A = 6,023 \cdot 10^{23}$. Число N_A називають числом Авогадро.

Експериментальні дослідження осмотичного тиску розбавлених розчинів, проведені в минулому столітті Пфєффером і Вант-Гоффом, засвідчили, що він пов'язаний з концентрацією *C* і температурою *T* рівнянням вигляду

$$\pi = CRT, \quad (1.15)$$

де *R* – універсальна газова постійна.

Порівняємо це рівняння з рівнянням Клапейрона для тиску ідеального газу^{**)}

$$PV = nRT, \quad (1.16)$$

де *V* – об'єм, займаний *n* грам-молями газу^{***)}. Оскільки концентрація газу *C* дорівнює кількості

грам-молів в одиниці об'єму, тобто $C = n/V$, то рівняння Клапейрона можна переписати у вигляді

$$PV = CRT, \quad (1.17)$$

що збігається з рівнянням (1.15), якщо прийняти $P = \pi$. Отже, осмотичний тиск розчину дорівнює тиску, який є істинним для газу тієї ж концентрації.

Ідентичність двох рівнянь дозволяє нам зрозуміти причину осмотичного тиску. Якби замість мембрани була непроникна перепона, то об неї вдарялися б, а отже, натискали, молекули розчиненої речовини і молекули розчинника. Оскільки напівпроникна мембрана вільно пропускає молекули розчинника, вона для них як би не існує, і в посудині затримується тільки розчинена речовина. Тоді очевидно, що розчинник ніяк не впливає на тиск, а розчинену речовину можна вподібнити газу.

Як і для газів, з підвищенням концентрації відстань між молекулами зменшується і починають виявлятися сили міжмолекулярної взаємодії. У цьому випадку явище ускладнюється і просте рівняння Вант-Гоффа перестає виконуватися.

У колоїдних розчинах також спостерігається осмотичний тиск, але оскільки його величина залежить від концентрації колоїдних частинок, а при одній і тій самій масі розчиненої речовини концентрація колоїдного розчину мала, то й осмотичний тиск у цьому випадку малий і важковимірюваний. Незважаючи на це, осмотичні вимірювання іноді використовують для визначення концентрації колоїдного розчину. Для розчинів високомолекулярних сполук із цих вимірювань можна знайти молекулярну масу, оскільки кількість грам-молів розчиненої речовини n пов'язана з молекулярною масою M і з масою G розчиненої речовини рівнянням такого вигляду: $n = G/M$.

Осмо́с відіграє важливу роль у біології. Будь-який живий організм складається з надзвичайно великої кількості клітинних мембран, через які відбувається обмін речовин. Ці мембрани є високоспецифічними й мають ідеальні напівпроникні властивості. Наприклад, слизова оболонка шлунку підтримує в ньому в $4 \cdot 10^6$ разів більшу концентрацію іонів водню, ніж у крові. Мембрана, що відокремлює білок від жовтка в курячому яйці, підтримує концентрацію іонів водню в жовтку в тисячу разів більшу, ніж у білку.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ

1. Що являють собою колоїди?
2. Що таке дисперсне середовище?
3. Які властивості колоїдів ви знаєте?
4. Що являють собою емульсії?
5. Поясніть ефект Тіндалля.
6. В'язкість рідини, способи визначення.
7. Поясніть принцип броунівського руху.
8. Як визначається коефіцієнт дифузії?
9. Що таке осмотичний тиск розчину?

ВЛАСТИВОСТІ КОЛОЇДІВ

2.1. ПОВЕРХНЕВІ ВЛАСТИВОСТІ

Будь-яке тіло, відділене від навколишнього середовища поверхнею розподілу, взаємно впливає на властивості останньої. Якщо розміри тіла зменшуються, роль поверхні зростає. До яких обсягів збільшується поверхня при диспергуванні речовини, ми вже розглядали в розділі 1. Тому в колоїдних системах вплив поверхні має вирішальне значення. Розглянемо основні властивості поверхні, але спочатку коротко зупинимось на питанні про міжмолекулярні сили, які істотно впливають на неї [11, 15].

Міжмолекулярні сили

Міжмолекулярні сили зумовлені взаємодією електричних зарядів протонів, що знаходяться в ядрах відповідних атомів, і електронів у молекулах. За своєю дією вони можуть бути поділені на сили *притягання* та *відштовхування*.

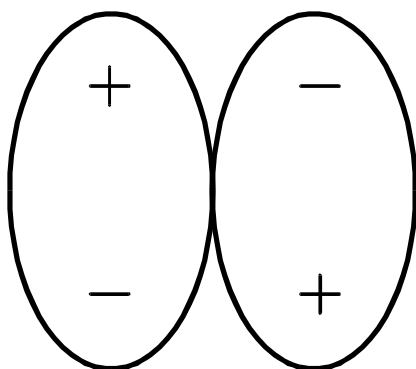


Рис. 2.1. Схема взаємодії молекул в електричному полі

Сили притягання, називані також вандерваальсовими, за своїм походженням поділяються на *дипольні*, *індукційні* та *дисперсійні*. Дипольні сили діють між полярними молекулами, у яких «центри ваги» позитивних і негативних зарядів не збігаються, унаслідок чого молекули одержують дипольний момент. Він створює слабе електричне поле, що взаємодіє з полем сусідньої молекули, орієнтуючи обидві молекули так, що їхні різнойменні полюси притягаються (рис. 2.1). При розрахунку цих сил потрібно враховувати, що обидві

молекули не є нерухомими, а безупинно обертаються внаслідок теплового руху, тому потрібно обчислити середню силу взаємодії при всіх можливих орієнтаціях молекул. І хоча сили взаємодії двох диполів залежать від кута, утвореного їхніми осями, і обернено пропорційні четвертому степеню відстані r між ними, однак з урахуванням теплового руху молекул виявляється, що відповідні середні сили вже не залежать від кута й обернено пропорційні r^7 .

При зближенні двох полярних молекул електричне поле, створюване однією з молекул, викликає додатковий зсув зарядів в інший бік, так що кожний полюс диполя притягує до себе протилежно заряджений полюс іншого й

відштовхує однойменно заряджений. Крім *постійного дипольного моменту*, притягання якого завжди однакове, з'являється додатковий дипольний момент, називаний *індукованим*. Унаслідок взаємодії, викликані індукованими моментами, з'являються індукційні сили притягання, які також обернено пропорційні сьомому степеню відстані між молекулами.

Дисперсійні сили мають квантово-механічний характер. Як впливає із сучасних теорій будови атома, кожний електрон рухається з певною енергією, значення якої коливається біля деякого середнього значення (тобто флюктує). У результаті цих коливань електрон може на короткий час перескочити на більш далеку від ядра оболонку. Якщо до флюктуації «центри ваги» позитивних і негативних зарядів збігалися (тобто атоми або молекули не мали дипольного моменту), то після перескоку електрона з'явиться «миттєвий» диполь. Він може або індукувати диполь у якому-небудь сусідньому атомі, або взаємодіяти з іншим миттєвим диполем, що з'явився подібним шляхом у сусідньому атомі. Ці флюктуаційні диполі існують дуже короткий час, але виникають надзвичайно

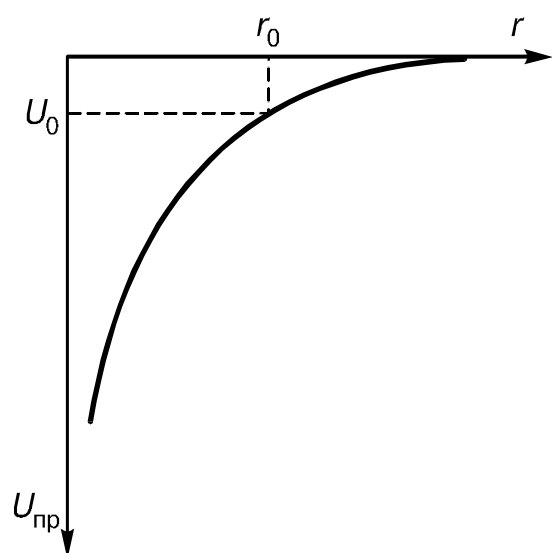


Рис. 2.2. Графік залежності енергії $U_{пр}$ від відстані r

часто й можуть спричинити значні сили притягання. У неполярних речовинах, наприклад у двоатомних газах, сили притягання між молекулами, які приводять до скраплення газів, викликані тільки флюктуаційними диполями. Дисперсійні сили також обернено пропорційні сьомому степеню відстані між молекулами.

Звичайно зручніше оперувати з поняттям “енергія”, а не з поняттям “сила взаємодії”. Оскільки згідно з відомою формулою механіки, робота (отже, і енергія) дорівнює добутку сили на відстань, то якщо сила пропорційна $1/r^7$, то й енергія пропорційна $1/r^7 \cdot r$, тобто $1/r^6$. Тоді, якщо врахувати, що три

складові частини (дипольні, індукційні та дисперсійні) сил притягання обернено пропорційні r^7 , можемо записати загальний вираз для енергії притягання:

$$U_{пр} = -C/r^6, \quad (2.1)$$

де C – константа, характерна для взаємодіючих молекул. Знак мінус показує, що йдеться мова про енергію притягання, яку приймають негативною на відміну від енергії відштовхування, яку звичайно вважають позитивною. Графік залежності $U_{пр}$ від r наведений на рис. 2.2.

Набагато важче пояснити виникнення сил відштовхування. У всякому разі вони не викликані електростатичним відштовхуванням електронних

оболонки атомів або молекул, як іноді пишуть у популярних книгах, а мають квантово-механічну природу.

При достатньому зближенні молекул електрони однієї починають проникати в електронну оболонку іншої і навпаки. Однак відповідно до принципу Паулі, електронна оболонка може вмістити тільки певну кількість електронів і молекула прагне видалити «чужі» електрони, що породжує сили відштовхування між двома молекулами. Суттєво, що сили відштовхування дуже різко змінюються з відстанню: при малих відстанях вони зростають настільки швидко, що молекули практично є непроникними одна відносно одної, а при трохи більших відстанях спадають майже до нуля. Це дозволяє враховувати сили відштовхування неявно, розглядаючи молекули як тверді сфери певного радіуса (або як тверді палички, еліпсоїди та інше у випадку більш складних молекул).

Як видно з формули (2.1), енергія притягання між двома молекулами дорівнює нулю тільки на нескінченно великій відстані ($r = \infty$). Але в деяких випадках зручно прийняти, що коли енергія притягання менше деякої малої величини U_0 (див. рис. 2.2), молекули не взаємодіють. Відстань r_0 , на якій енергія дорівнює U_0 , називають радіусом взаємодії, а сферу з таким радіусом біля молекули – сферою взаємодії.

Поверхневий натяг

Коли молекула знаходиться в об'ємі рідини, вона притягається молекулами, які попадають у сферу її впливу, оскільки результуюча сила, що діє на неї, дорівнює нулю (рис. 2.3, а). Якщо молекула знаходиться від поверхні на відстані, меншій радіуса взаємодії, то притягання, що зазнає молекула з усіх боків, неоднакове, сили не скомпенсовані повністю і з'являється результуюча сила (показана стрілкою на рис. 2.3, б), яка прагне «втягнути» молекулу назад в об'єм рідини. Ця сила максимальна, коли молекула знаходиться на поверхні (рис. 2.3, в). Отже, для переміщення молекули з об'єму на поверхню рідини треба виконати роботу проти сил, що прагнуть повернути її назад в об'єм.

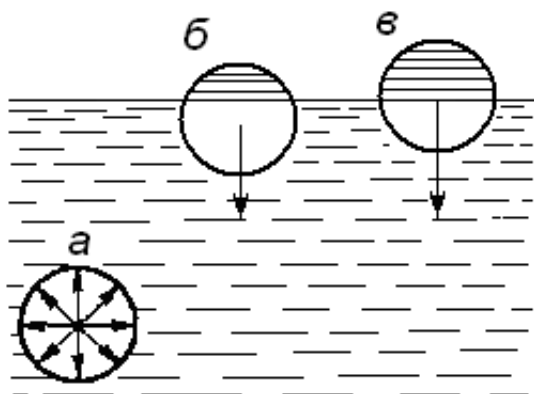


Рис. 2.3. Схема розташування молекули в об'ємі рідини

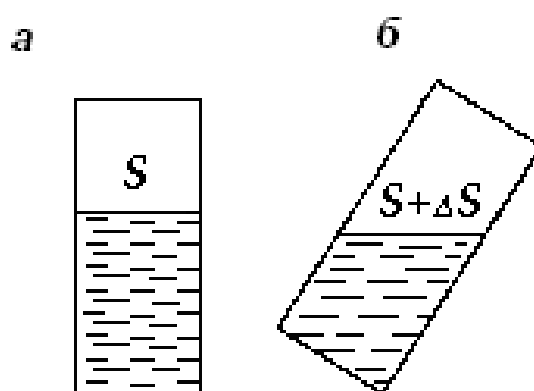


Рис. 2.4. Схема переміщення молекул у посудині

Розглянемо рідину з вільною поверхнею в деякій посудині (рис. 2.4, а). Нахиливши посудину, можна збільшити поверхню рідини на величину ΔS (рис. 2.4, б), при цьому молекули (певна їх кількість), які до цього були в об'ємі, виходять на поверхню.

Відповідно до сказаного для переміщення нових молекул на поверхню необхідно виконати роботу. Оскільки кількість молекул, що вийшли на поверхню, пропорційна знову утвореній поверхні S , то, нахиливши посудину, крім чисто механічної роботи, пов'язаної зі зміною центра ваги посудини, ми виконаємо й роботу ΔW зі збільшення поверхні. Ця робота, віднесена до одиниці поверхні, називається питомою поверхневою енергією або поверхневим натягом, який можна записати так:

$$\gamma = \Delta W / \Delta S . \quad (2.2)$$

Відомо, що процеси в природі протікають без втручання або, інакше кажучи, мимовільно тільки тоді, коли вони приводять до зменшення енергії системи. Наприклад, куля, що знаходиться на похилій площині, скочується вниз, оскільки там її енергія мінімальна, а не піднімається. Збільшення поверхні рідини пов'язане з виконанням роботи, тобто з підвищенням її енергії, і, отже, не може відбуватися мимовільно. З іншого боку, поверхня рідини поводить себе, як плівка, що чинить опір збільшенню її площі, і рідина завжди прагне прийняти форму з найменшою площею поверхні. Краплі мають форму кулі, оскільки з усіх тіл рівного об'єму сфера має найменшу площу поверхні. У випадку великої кількості рідини під дією власної ваги сфера деформується, тому рідина, що знаходиться в посудині, має майже плоску поверхню.

Подібність у властивостях поверхні рідини й еластичної плівки була помічена ще Лапласом у XVIII столітті. У той час ще не знали ні будови рідини, ні того, що речовини складаються з окремих молекул. Тому Лаплас уважав, що

на рідкій поверхні дійсно є еластична плівка, яка при розтяганні протидіє розширенню із силою, спрямованою по дотичній до поверхні у бік її зменшення. Цю силу, віднесену до одиниці довжини, Лаплас назвав *поверхневим натягом*.

Цікавий дослід поставлений Максвеллом (рис. 2.5). На рамці, одна сторона якої l рухома (на рисунку позначена жирною лінією), утворюється плівка з мильного розчину. Якщо підвісити на рухому сторону рамки невеликий вантаж G , плівка розтягнеться й рухома сторона переміститься вниз на відстань Δx . Відповідно до закону Лапласа, при цьому новому положенні сила тяжіння врівноважується силою, зумовленою поверхневим натягом (позначеною на рисунку стрілками).

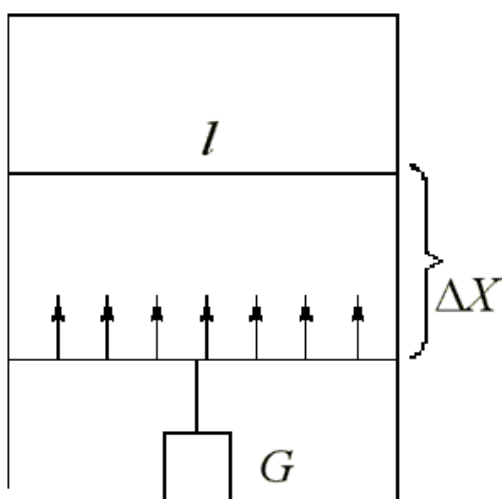


Рис. 2.5. Схема визначення поверхневого натягу

Оскільки плівка має дві сторони, поверхневий натяг γ діє в напрямку зменшення поверхні з силою $2l\gamma$, що зрівноважується вантажем G , а саме:

$$G = 2l\gamma. \quad (2.3)$$

При переміщенні вантажу G на відстань Δx виконується робота

$$\Delta W = G\Delta x. \quad (2.4)$$

Якщо підставити сюди значення G , отримане раніше, і врахувати, що добуток $2l\Delta x$ характеризує збільшення площі плівки при розтяганні її ΔS , отримаємо:

$$\Delta W = \gamma 2l\Delta x = \gamma \Delta S. \quad (2.5)$$

Цей вираз збігається з рівнянням (2.3), що доводить еквівалентність двох визначень.

Наявність поверхневого натягу підвищує тиск у краплі в порівнянні з тиском у тій самій рідині із плоскою поверхнею. Цей додатковий тиск P_γ називається *капілярним*. Загальну силу, що діє в результаті капілярного тиску в краплі радіусом R , можна обчислити, якщо помножити площу максимального перерізу краплі πR^2 на тиск P_γ , тобто сила буде дорівнювати $\pi R^2 P_\gamma$. Її можна обчислити й іншим способом, якщо уявити, що вона є результатом дії сили поверхневого натягу, прикладеної до периметра краплі. Оскільки поверхневий натяг – це сила, прикладена до одиниці довжини, загальна сила буде дорівнювати $2\pi R\gamma$. Якщо порівняти ці два вирази, то можна записати:

$$\pi R^2 P_\gamma = 2\pi R\gamma \quad (2.6)$$

або

$$P_\gamma = 2\gamma / R. \quad (2.7)$$

Ці вирази застосовують не тільки до краплі, але й до будь-якої опуклої сферичної поверхні. Наприклад, тиск усередині бульбашки також підвищений на величину P_γ . Навпаки, коли поверхня рідини ввігнута, тиск у рідині зменшений на величину P_γ .

Висловлювання про поверхневий натяг належить не тільки до поверхонь рідин, але й твердих тіл. І в цьому випадку сили взаємодії для «поверхневих молекул» не будуть скомпенсовані, що зумовить виникнення поверхневого натягу. Оскільки сили взаємодії у твердих тілах дуже великі, то і поверхневий натяг у них повинен бути більш значним, ніж у рідинах.

На межі між твердим тілом і рідиною та на межі двох рідин, що не змішуються, також існує поверхневий натяг. У цьому випадку він викликаний неповною компенсацією сил взаємодії поверхневих молекул, притягання яких до цих речовин неоднакове.

Поверхневий натяг відіграє певну роль у явищі змочування, що виявляється найбільш просто при змочуванні твердої поверхні рідиною. Коли сили взаємодії між молекулами змочувальної рідини й змочуваної поверхні великі, рідина розтікається по поверхні тонким шаром – відбувається повне змочування. Наприклад, змочування скла водою. Якщо ж молекули рідини взаємодіють між собою сильніше, ніж із твердим тілом, кожна із цих молекул намагається оточити себе подібними молекулами й рідина прагне набути сферичної форми – відбувається повне незмочування. Прикладом повного незмочування є система ртуть – скло.

В іншому випадку рідина набуває такої форми, при якій енергія системи мінімальна, а поверхня рідини утворює з твердим тілом деякий кут θ , називаний кутом змочування (рис. 2.6). Він може бути обчислений з умови рівноваги сил поверхневого натягу, прикладених до периметра краплі. Позначимо: γ_{13} – поверхневий натяг на межі рідина – повітря; γ_{23} – те саме на межі тверде тіло – повітря; γ_{12} – те саме між рідиною і твердим тілом. З механіки відомо, що стан статичної рівноваги спостерігається за умови рівності нулю суми проєкцій усіх сил. Тоді

$$\gamma_{23} = \gamma_{12} + \gamma_{13} \cos \theta. \quad (2.8)$$

Звідси можна отримати відомий вираз Неймана-Юнга для $\cos \theta$, а саме:

$$\cos \theta = \frac{\gamma_{23} - \gamma_{12}}{\gamma_{13}}. \quad (2.9)$$

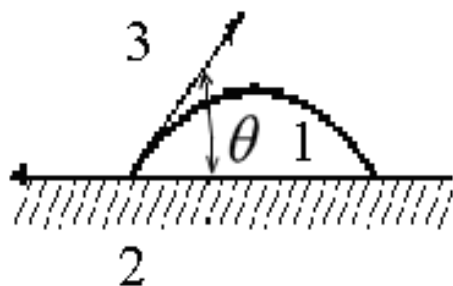


Рис. 2.6. Схема визначення кута змочування

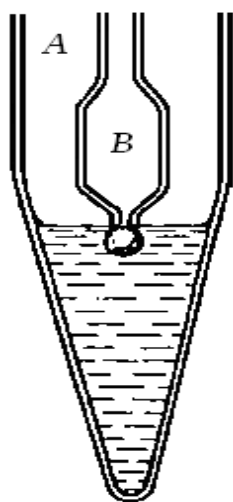


Рис. 2.7. Пристрій для визначення поверхневого натягу

Поверхні, повністю змочувані водою (або на яких краплі рідини утворюють гострий кут змочування), називаються *гідрофільними* («що люблять воду»). Такою є, як ми бачили, поверхня скла. Якщо кут змочування тупий, поверхня називається *гідрофобною* («що ненавидить воду»). До неї належать поверхні сажі, жирів та інших органічних сполук.

При зануренні тонкої скляної трубки у воду внаслідок гідрофільності скла вода прагне покрити його й тому піднімається вгору по стінках трубки. У результаті рівень води біля стінок вище, ніж усередині трубки, і поверхня води отримує ввігнуту сферичну форму – меніск. Якщо скляна трубка занурена у ртуть, також утворюється меніск, але, оскільки ртуть прагне віддалитися від скла, меніск буде опуклим.

Формула (2.7) лежить в основі найпоширеніших методів вимірювання поверхневого натягу. Не вдаючись у подробиці, коротко викладемо три методи

вимірювання γ .

При вимірюванні поверхневого натягу *методом найбільшого тиску бульбашки* досліджувану рідину наливають у широку пробірку A (рис. 2.7), у яку поринає трубка B , що закінчується тонким капіляром діаметром ~ 1 мм. При підвищенні тиску повітря в трубці з неї видувається бульбашка повітря. Коли бульбашка перебуває у рівновазі (тобто не збільшується й не зникає), то надлишковий тиск повітря в неї повинен дорівнювати капілярному тиску P_γ . Тиск повітря досягає максимального значення P , коли радіус бульбашки R буде дорівнювати радіусу капіляра r , після чого бульбашка відривається й спливає. Звідси за формулою (2.7)

$$P = 2\gamma/r. \quad (2.10)$$

Щоб не вимірювати радіус капіляра, цим самим пристроєм вимірюють поверхневий натяг будь-якої рідини (найчастіше води) з відомим поверхневим натягом γ_0 . Вимірявши тиск повітря P_0 , запишемо:

$$P_0 = 2\gamma_0/r. \quad (2.11)$$

Якщо поділити дві останні формули одну на одну, то одержимо вираз

$$\frac{\gamma}{\gamma_0} = \frac{P}{P_0}, \quad (2.12)$$

з якого можна обчислити невідомий поверхневий натяг.

У сталагмометричному методі використовують так званий *сталагмометр*, який дуже схожий на відомий крапельмір, широко застосовуваний для відліку крапель рідких ліків (рис. 2.8). Крапля випливає з капіляра й відривається під дією власної маси, але поверхневий натяг прагне протидіяти витіканню краплі, тому як її утворення пов'язане зі збільшенням поверхні рідини. Отже, чим більше поверхневий натяг, тим більше повинна бути маса краплі, щоб вона могла

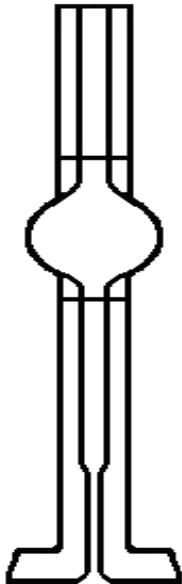


Рис. 2.8. Схема сталагмометра

перебороти поверхневий натяг і відірватися. Тоді при витіканні певного об'єму рідини (об'єм розширення між двома мітками (рис. 2.8)) виходить, що чим менша кількість крапель, тим більше поверхневий натяг, і за кількістю крапель та густиною рідини можна обчислити γ .

Капілярний підйом – широко розповсюджене явище; на ньому основане зволоження пористих тіл (наприклад, деревини, фільтрувального паперу) при зануренні їх одним

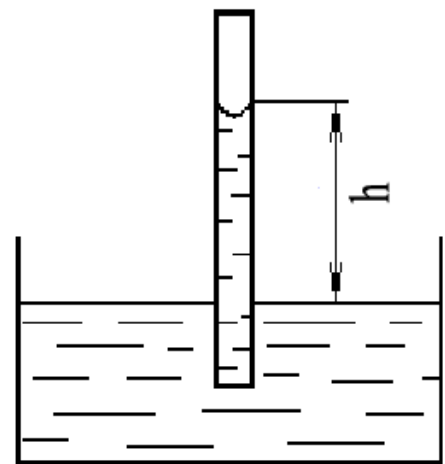


Рис. 2.9. Схема пристрою для визначення капілярного підйому

кінцем у рідину. Це пов'язане зі зниженням тиску в рідині з увігнутою поверхнею, про що говорилося раніше. Під поверхнею меніска, утвореного в тонкій трубці, що занурена в посудину з рідиною, тиск нижче, ніж у плоскій поверхні (рис. 2.9).

Виникла різниця тисків діє як поршень і змушує меніск підніматися вгору по трубочці. Стовпчик води, що утворився при цьому, викликає, унаслідок своєї маси, гідростатичний тиск, пропорційний висоті. Коли гідростатичний тиск буде дорівнювати капілярному P_{γ} , рух меніска припиниться. За висотою h стовпа рідини в трубочці нескладно обчислити P_{γ} , а потім і поверхневий натяг.

Поверхневі моношари

Ще за давніх-давен моряки приборкували гнів бога моря Посейдона, виливаючи в бурхливі хвилі маслинове масло, і хвилі відразу стихали. Потім Посейдон був забутий, моряки перестали вірити в нього, але маслинове масло та інші жири, наприклад китовий жир, продовжували чудотворно діяти на хвилі. Пізніше встановили, що таким чином діють усі речовини, що мають у своїй структурі довгий вуглеводневий ланцюг з приєднаними до нього полярними групами типу – OH (гідроксильної), – COOH (карбоксильної), – NH₂ (амінної), – SO₃H (сульфонатної) та ін. Ці речовини були названі поверхнево-активними.

Дослідження Релея і Покельса наприкінці XIX століття засвідчили, що коли нерозчинну поверхнево-активну речовину наносять на поверхню води, вона розтікається по ній і утворює поверхневий шар, товщиною в одну молекулу, називаний моношаром. Молекули цього шару вдаряються о стінки посудини й тиснуть на нього подібно молекулам газу. Цей тиск можна легко виявити по силі, з якої моношар діє на поршень із промасленого паперу, за допомогою якого поверхневий газ стискається й розширюється.

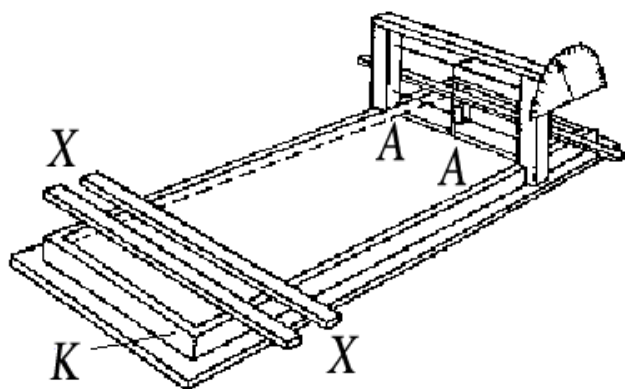


Рис. 2.10. Ваги для дослідження поверхневих моношарів

Пізніше Ленгмюр і Адам, використовуючи цей принцип, сконструювали ваги (рис. 2.10), які дотепер у різних варіантах використовують для дослідження поверхневих моношарів. У ванну K до країв наливають воду, на поверхню якої між рухомими бар'єрами XX та AA наносять певну кількість нерозчинної у воді поверхнево-активної речовини. Для цього попередньо розчиняють її в леткому розчиннику й кілька крапель розчину наносять на поверхню води. Розчинник випаровується, а

поверхнево-активна речовина залишається й розтікається по поверхні між бар'єрами XX та AA . Бар'єр XX може переміщатися, унаслідок чого змінюється площа, займана поверхнево-активною речовиною. Бар'єр AA , який відіграє

роль поршня, пов'язаний із системою важелів тонкою пружиною, що протидіє його переміщенню. За відхиленням стрілки можна судити про силу, що діє на нього.

Виявилось, що найбільш зручно досліджувати залежність сили, прикладеної до одиниці довжини поршня (яка була названа двовимірним тиском π), від площі s , що займає 1 моль поверхнево-активної речовини. Якщо відома кількість n молей поверхнево-активної речовини в моношарі й загальна його площа S , то s легко обчислити за такою формулою:

$$s = S/n. \quad (2.13)$$

Якщо визначимо поверхневу концентрацію Γ («гама») як кількість молей поверхнево-активної речовини на одиниці площі (тобто $\Gamma = n/S$), то

$$s = 1/\Gamma. \quad (2.14)$$

За допомогою ваг Ленгмюра–Адама були проведені виміри з різними нерозчинними поверхнево-активними речовинами. Досліди з деякими відносно простими поверхнево-активними речовинами, наприклад, насиченими жирними кислотами, молекули яких складаються з довгого парафінового «хвоста» і полярної карбоксильної групи, засвідчили, що при низькій поверхневій концентрації залежність двовимірного тиску від площі s при постійній температурі може бути описана рівнянням

$$\pi s = RT, \quad (2.15)$$

де R – універсальна газова постійна; T – абсолютна температура.

Кожна молекула води все сильніше притягує до себе інші молекули води й оточує себе ними, а молекули поверхнево-активної речовини залишаються на поверхні. При цьому карбоксильна група кислоти, що має дипольний момент, міцно пов'язана з молекулами води, а парафіновий ланцюг лежить на поверхні (рис. 2.11, *a*). Карбоксильна група не

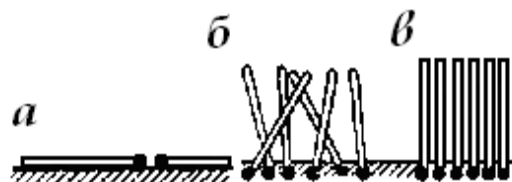


Рис. 2.11. Схема руху молекул поверхнево-активної речовини

дозволяє молекулам поверхнево-активної речовини випаровуватися, а вуглеводневий ланцюг (зумовлюючий нерозчинність) – втягтися в об'єм рідини. Отже, така молекула може рухатися тільки у двох напрямках по поверхні замість тривимірного руху у випадку звичайного газу.

Коли двовимірний газ розріджений, відстань між молекулами велика, і вони рухаються вільно, незалежно. Як і молекули тривимірного газу, вони прагнуть віддалитися одна від одної й тому чинять тиск, що зростає при зменшенні площі.

При більшому стисненні відстань між молекулами газу зменшується настільки, що вони вже не можуть рухатися вільно по поверхні, а при зіткненні їхні парафінові ланцюги можуть піднятися над поверхнею. Одночасно зростають сили міжмолекулярної взаємодії, що виявляються як у притяганні між парафіновими ланцюгами, так і у відштовхуванні паралельно орієнтованих

диполів полярних груп. Звичайно переважають сили притягання, що прагнуть об'єднати молекули. Тому деякі з молекул починають набувати вертикальної орієнтації (рис. 2.11, б).

Вертикально орієнтовані молекули щільно прилягають одна до одної (рис. 2.11, б) і утворюють острівці, що являють собою «двовимірні краплі», які плавають у «двовимірному газі» лежачих молекул. При подальшому стисненні двовимірного газу його тиск не збільшується, оскільки лежачі молекули, яким стає «тісно», можуть піднятися вертикально й приєднатися до вже існуючих острівців. Якщо ми зменшимо площу на величину ΔS , то всі молекули, що мали горизонтальну орієнтацію («лежачі») на цій площі, тепер будуть «конденсуватися» у двовимірні краплі, тому що концентрація газових («лежачих») молекул залишиться постійною. Ясно, що при цьому й тиск, що залежить від концентрації газових молекул, не зміниться.

Конденсація триває доти, поки вже не буде газових молекул, а весь моношар складається із щільно впакованих вертикально орієнтованих молекул, які займають мінімально можливу площу (див. рис. 2.11, в). Далі моношар стає практично нестисливим і протидіє деформації різким підвищенням тиску.

Як було показано, поверхневий натяг визначається енергією молекул на поверхні рідини. Очевидно, що поверхневий натяг рідини, покритої моношаром поверхнево-активної речовини, буде відмінним від поверхневого натягу γ_0 чистого розчинника. Логічно припустити, що ця зміна поверхневого натягу $\Delta\gamma = \gamma_0 - \gamma$ пов'язана з двовимірним тиском π .

Поверхнево-активні речовини одержали свою назву саме тому, що вони зменшують поверхневий натяг рідини.

Двовимірний тиск – результат хаотичного теплового руху молекул поверхнево-активної речовини. Це дозволяє пояснити прагнення моношару збільшити свою площу, що проявляється як двовимірний тиск, і по-іншому. Оскільки поверхнево-активна речовина знижує поверхневий натяг, а, отже, і енергію системи, рідина прагне покрити всю поверхню, оскільки в цьому випадку її енергія виявиться найменшою.

Тепер можна пояснити й згасання хвиль під дією поверхнево-активних речовин, про що згадувалося на початку розділу. Молекули поверхнево-

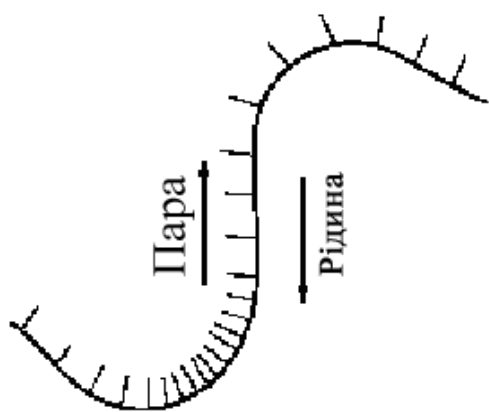


Рис. 2.12. Схема згасання хвиль під дією поверхнево-активних речовин

активної речовини захоплюються молекулами рідини: при русі концентрація речовини на гребені хвилі стає меншою, ніж біля підніжжя (рис. 2.12). Тому поверхнево-активна речовина прагне дифундувати в напрямку, позначеному стрілкою ліворуч, і при цьому захоплює рідину, з якою вона безпосередньо пов'язана. Але більша частина рідини у хвилі прагне рухатися у зворотному напрямку (права стрілка) так, щоб

гребінь став підніжжям, і навпаки. При русі цих двох потоків рідини назустріч один одному з'являється сильне тертя. При цьому енергія хвилі перетворюється в тепло, що розсіюється в навколишнє середовище, й коливання швидко затихає.

Адсорбція

Коли молекули газу вдаряються об деяку тверду поверхню, вони або відскакують від неї подібно бильярдним кулям, або затримуються на ній певний час, після чого відриваються. Очевидно, якщо молекули затримуються на поверхні, хоча б і на малий час, концентрація їх на поверхні стає більшою, ніж в об'ємі газу. Це підвищення концентрації називається *адсорбцією*. Адсорбована речовина називається *адсорбатом*, а речовина, на якій відбувається адсорбція, – *адсорбентом*. Чим більше поверхня адсорбенту, тим більше речовини адсорбується, тому адсорбцію виражають поверхневою концентрацією. Остання – це кількість речовини, адсорбованої на одиниці поверхні при рівновазі, тобто коли поверхнева концентрація не змінюється у часі [20].

Адсорбція – широко розповсюджене явище. У всіх випадках, коли є поверхня, що розділяє конденсовану (тверду або рідку) і газоподібну речовини, остання адсорбується на такій поверхні. Дійсно, унаслідок вандерваальсових сил молекули газу завжди сильніше притягуються до твердої або рідкої речовини (де число молекул в одиниці об'єму дуже велике), ніж до газу. Доказом цього є той факт, що газ, який перебуває в контакті з більш нагрітою поверхнею, розігрівається, оскільки адсорбовані молекули підвищують свою кінетичну енергію – це було б неможливо, якби вони тільки вдарялися об поверхню. Оскільки теплообмін – одна з основних умов життя, без адсорбції життя було б неможливе. Адсорбція розчиненої речовини можлива й на поверхні розчину, незалежно від того, з якою речовиною він межує – з газом, твердим тілом або іншою рідиною.

Найбільш відомі випадки застосування адсорбції – це очищення повітря від шкідливих домішок (наприклад, у протигазях), очищення вин, використання її в процесах каталізу, при фарбуванні та ін. Навіть нюх і смак неможливі без адсорбції молекул відповідних речовин у носоглотці або на язичку.

Очевидно, що для затримки на поверхні молекули адсорбату повинні бути пов'язані з нею деякими силами. Хоча можлива ціла низка проміжних положень, виділимо тільки два випадки:

- молекула адсорбату зв'язана з адсорбентом дуже міцними силами, подібними до сил хімічного зв'язку;
- ці сили є вандерваальсовими.

У першому випадку між адсорбентом і адсорбатом утворюється фактично хімічна сполука, і це явище називається *хемосорбцією*. У другому випадку говорять про *фізичну адсорбцію*. Оскільки в колоїдній хімії фізична адсорбція відіграє велику роль, зупинимося лише на ній.

Хоча адсорбція породжується силами притягання молекул адсорбату до адсорбенту, встановлення адсорбційної рівноваги – результат конкуренції цих сил і теплового руху молекул. Якщо останнє визначно, то всі молекули адсорбтиву повинні адсорбуватися, оскільки енергія притягання завжди негативна й у адсорбованому стані молекули мають найменшу енергію. Однак при адсорбції концентрація на поверхні зростає й відповідно до закону Фіка починається зворотний процес – дифузія від більш високої концентрації (на поверхні) до більш низької (в об'ємі газу). Коли швидкості двох протилежних процесів – руху до поверхні й назад – зрівнюються, настає стан динамічної рівноваги, подібний седиментаційному, тоді розподіл молекул газу між поверхнею й об'ємом залишається постійним, хоча при цьому відбувається дуже інтенсивний обмін між об'ємом і поверхнею.

Швидкість цього обміну легко простежується на прикладі адсорбції пари води речовиною, що сильно поглинає вологу з повітря. Нехай повітря досить сухе – його відносна вологість 10% при 20 °С, що відповідає тиску пари води $2,33 \cdot 10^2$ Па (1,75 мм рт. ст.). При такому тиску кількість ударів молекул об 1 см² поверхні протягом секунди дорівнює 10^{21} . Оскільки площа, займана однією молекулою води, дорівнює $\sim 0,09$ нм² ($9 \cdot 10^{-16}$ см² = 9 \AA^2), то якщо 1 см² адсорбенту покрити моношаром води, то у ньому буде $\sim 10^{15}$ молекул, тобто в мільйон разів менше, ніж ударяється. Оскільки адсорбовані молекули постійно десорбуються, а на їхнє місце адсорбуються нові, виявляється, що молекула перебуває в адсорбованому стані в середньому одну мільйонну частку секунди.

Грубо кажучи, протягом секунди адсорбційний шар мільйон разів розпадається й замінюється новим. Оскільки підвищення тиску газу збільшує кількість ударів молекул газу об поверхню й цим сприяє адсорбції, а підвищення температури, що збільшує інтенсивність теплового руху, її зменшує, то кількість адсорбованої речовини Γ залежить від температури й тиску (тобто від концентрації) адсорбованого газу. Ця залежність досить складна, і тому звичайно досліджують або залежність адсорбції від температури при постійному тиску (ізобара адсорбції), або залежність її від тиску при постійній температурі (ізотерма адсорбції).

Найпростіша ізотерма адсорбції була запропонована Ленгмюром. При її виводі він використовував такі передумови. При адсорбції на поверхні кристала молекули адсорбату закріплюються нерухомо на певних місцях, названих адсорбційними центрами, де сили взаємодії між адсорбентом і адсорбатом найбільші. Адсорбційні центри – це звичайно дефекти кристалічних ґрат, де створюються некомпенсовані напруги через порушення в ґратах. Адсорбційними центрами можуть бути основні елементи кристалічних ґрат, наприклад, адсорбція іонів йоду на кристалах хлориду срібла відбувається переважно на іонах срібла, а не хлору. Звичайно адсорбційні центри перебувають на великих відстанях один від одного, і тому Ленгмюр прийняв, що силами взаємодії між адсорбованими молекулами можна знехтувати. І, нарешті, оскільки сили взаємодії між молекулами, що адсорбуються, й адсорбентом дуже швидко зменшуються в міру віддалення від поверхні, Ленгмюр припустив, що адсорбція

мономолекулярна, тобто на адсорбованих молекулах не можуть закріплюватися інші молекули адсорбату.

Грунтуючись на цих трьох допущеннях, обчислимо швидкості адсорбції й десорбції на 1 см^2 поверхні адсорбенту. Кількість адсорбційних центрів на 1 см^2 поверхні позначимо Γ_0 , а кількість молекул, адсорбованих у цей момент, – Γ . Відношення

$$\theta = \Gamma / \Gamma_0 \quad (2.16)$$

відображує, яка частина адсорбційних центрів (тобто поверхні) зайнята, тому назвемо його *ступенем заповнення поверхні* (рис. 2.13).

Оскільки відповідно до зроблених допущень нові молекули можуть адсорбуватися тільки на незайнятій поверхні, то кількість молекул N_a , що адсорбуються в одиницю часу на одиниці поверхні, дорівнює кількості ударів $Z(1-\theta)$ на вільній поверхні $1-\theta$, де Z – загальна кількість ударів, що припадає на одиницю поверхні. Оскільки кількість Z , мабуть, пропорційна тиску P газу, то можна записати, що

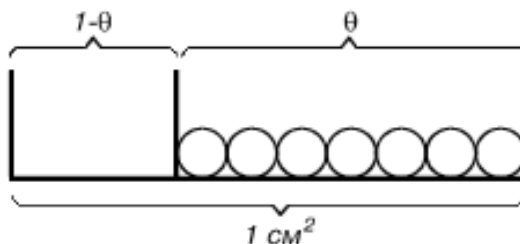


Рис. 2.13. Ступінь заповнення поверхні

$$N_a = k_1(1 - \theta)P, \quad (2.17)$$

де k_1 – константа пропорційності.

З іншого боку, чим більша кількість адсорбованих молекул, тим більше ймовірність того, що деякі з них відірвуться й повернуться назад у газову фазу (тобто десорбуються). Тому кількість N_d молекул, що десорбуються в одиницю часу, пропорційна концентрації їх на поверхні або ступеню заповнення θ , а саме:

$$N_d = k_2\theta, \quad (2.18)$$

де k_2 – константа пропорційності.

При досягненні динамічної адсорбційної рівноваги швидкості адсорбції й десорбції зрівняються, тобто $N_a = N_d$.

Якщо підставити сюди відповідні вирази для N_a і N_d , то одержимо:

$$k_1(1 - \theta)P = k_2\theta. \quad (2.19)$$

Розв'язок цього виразу відносно θ – рівняння адсорбції Ленгмюра

$$\theta = \frac{P}{k + P}, \quad (2.20)$$

де $k = k_2/k_1$.

Якщо виразити θ через поверхневу концентрацію Γ , то одержимо ізотерму адсорбції Ленгмюра у більш зручній формі:

$$\Gamma = \Gamma_0 \frac{P}{k + P}. \quad (2.21)$$

При низькому тиску ($P \ll k$) у знаменнику останнього виразу P можемо знехтувати; це дає закон Генрі

$$\Gamma = \Gamma_0 \frac{P}{k}, \quad (2.22)$$

відповідно до якого поверхнева концентрація Γ пропорційна тиску газу.

При високому тиску ($P \gg k$) можна знехтувати константою, тобто $\Gamma = \Gamma_0$, і кількість адсорбованих молекул дорівнює кількості адсорбційних центрів. Оскільки в цьому випадку всі адсорбційні центри зайняті, а адсорбція мономолекулярна, то при подальшому підвищенні тиску речовина вже не буде більше адсорбуватися, тому що поверхня насичена.

Константа k – міра адсорбованості даного газу: чим вона менше, тим при більш низьких тисках виконується умова $P \ll k$ і досягається насичення поверхні. Очевидно, що вона повинна залежати від енергії адсорбції, оскільки чим більше енергія адсорбції, тим сильніше адсорбовані молекули, пов'язані з поверхнею.

Отже, залежність Γ від P повинна мати вигляд як на рис. 2.14: спочатку Γ за законом Генрі зі збільшенням P лінійно зростає, а при високих тисках досягає граничного значення Γ_0 і далі не змінюється.

Ізотерма Ленгмюра була багаторазово експериментально перевірена, незважаючи на те що жодного з основних припущень теорії не дотримувалися строго.

Для деяких адсорбентів явно виражені адсорбційні центри відсутні, і поверхня є майже однорідною. У цьому випадку молекули можуть рухатися по ній вільно і адсорбат можна розглядати як двовимірний газ. Найчастіше зустрічається проміжний випадок, при якому молекули хоча й розташовуються в адсорбційних центрах, але взаємодіють з ними слабо й рухаються по поверхні не вільно, а перескакують від центра до центра.

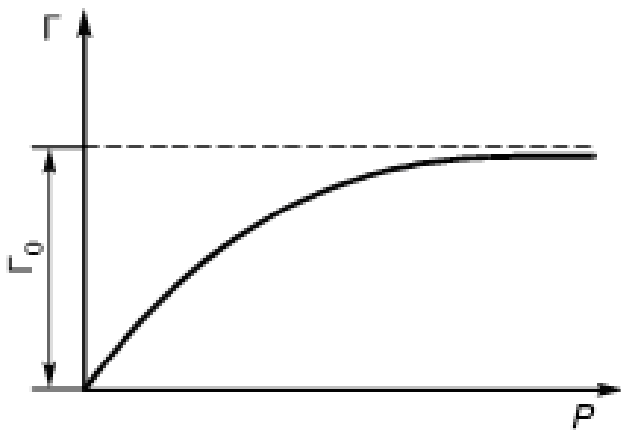


Рис. 2.14. Ізотерма Ленгмюра



Рис. 2.15. Ізотерма «БЕТ»

Допущення, що адсорбовані молекули не взаємодіють між собою, виправдане тільки при дуже низьких поверхневих концентраціях. При більш високих ступенях заповнення ізотерму Ленгмюра необхідно змінити так, щоб урахувати сили притягання між молекулами адсорбату.

Припущення про мономолекулярну адсорбцію також справедливе, але при не дуже високих концентраціях. Коли поверхня майже насичена, щільний адсорбційний покривний моношар можна розглядати як «продовження» адсорбенту й уже на ньому можлива адсорбція другого шару молекул, які, у свою чергу, можуть адсорбувати третій шар і т. д. Застосовуючи ізотерму Ленгмюра до всіх шарів, Брунауер, Емметт і Теллер успішно вивели наближену ізотерму полімолекулярної адсорбції, яка згідно з початковими літерами їхніх прізвищ має назву «ізотерма BET». Схематично вона подана на рис. 2.15. Початкова ділянка відповідає мономолекулярній адсорбції. При подальшому підвищенні тиску адсорбція продовжує зростати, оскільки утворюються все нові адсорбційні шари доти, доки не буде досягнуто нескінченне значення (різко зростаюча ділянка кривої), коли адсорбований газ почине конденсуватися на адсорбенті, як звичайна рідина.

Розглянемо коротко адсорбцію молекул розчиненої речовини на поверхні розчину, що граничить з деяким газом (наприклад, з повітрям). У цьому випадку адсорбцію не можна пояснити тільки дією сил притягання між адсорбентом і адсорбатом, оскільки це спричинило б протилежний ефект – адсорбовані на поверхні молекули повинні були потрапити в об'єм, оскільки вони набагато сильніше притягаються до розчину, де густина речовини дуже велика, ніж до повітря, з яким розчин граничить. Це явище, як ми бачимо, не можна пояснити і дією сил відштовхування між молекулами розчинника й розчиненої речовини, тому що вони помітно виявляються тільки на дуже малих відстанях.

У цій системі адсорбція викликається тим, що притягання між молекулами розчинника сильніше, ніж між ними й молекулами розчиненої речовини. Внаслідок цього кожна молекула розчинника намагається оточити себе подібними молекулами, і тому частина молекул розчиненої речовини виштовхується на поверхню розчину, тобто адсорбується. Розглянуте явище подібне підйому повітряної кулі, яка підіймається не тому, що відштовхується від землі, а тому що молекули газу, які заповнюють її, притягуються до землі слабкіше, ніж молекули повітря.

Для такого типу адсорбції за відсутності дифузії всі молекули розчиненої речовини повинні адсорбуватися, але наявність теплового руху сприяє певному рівноважному розподілу цих молекул між поверхнею й об'ємом розчину.

Більш складний механізм адсорбції приводить до того, що на відміну від адсорбції газів, які завжди адсорбуються на твердій або рідкій поверхні, у цьому випадку адсорбуються тільки деякі речовини. Для цього, як уже відзначалося, потрібно, щоб вони взаємодіяли з молекулами розчинника слабкіше. Якщо ж енергія взаємодії розчинник – розчинена речовина більше, ніж енергія взаємодії розчинник – розчинник, адсорбція буде негативною (тобто концентрація їх на поверхні буде меншою, ніж в об'ємі розчину). Це характерно для водних

розчинів сильних електролітів, іони яких прагнуть потрапити в розчин, щоб бути оточеними з усіх боків молекулами води.

На поверхні води позитивно адсорбуються молекули поверхнево-активних речовин з більш малими ланцюгами. Вуглеводневі ланцюги, що не мають постійного дипольного моменту, взаємодіють з молекулами води слабкіше, ніж один з одним, і відіграють роль «повітряної кулі», що тягне молекули вгору до поверхні. Якщо ланцюг дуже довгий, ця дія настільки сильна, що речовина практично нерозчинна й утворює поверхневі моношари. При помірній довжині ланцюга (менше 12 – 14 атомів вуглецю для насичених, жирних кислот) полярні групи, які прагнуть увести молекули в об'єм рідини, починають відігравати помітну роль і поверхнево-активні речовини стають розчинними.

Молекули розчинних поверхнево-активних речовин на поверхні знаходяться у тому ж стані, що й молекули в поверхневих моношарах: при низьких концентраціях вони лежать на поверхні й рухаються по ній хаотично (двовимірний газ), при більш високих концентраціях молекули починають набувати вертикальної орієнтації (конденсація). З подальшим зростанням концентрації вся поверхня покрита конденсованим двовимірним моношаром – щільно прилеглими одна до одної вертикально-орієнтованими молекулами, пов'язаними з поверхнею тільки своїми полярними «голівками». Істотна відмінність від нерозчинних поверхнево-активних речовин полягає в тому, що внаслідок розчинності концентрація поверхнево-активних речовин в об'ємі розчину не знижується різко до нуля, а більш-менш плавно зменшується від значення на поверхні до значення в об'ємі.

Незважаючи на те, що причини, які викликають адсорбцію в розглянутому випадку, відмінні від причин адсорбції газу на твердій поверхні, сам процес протікає аналогічно – молекули, досягаючи поверхні розчину (тобто вдаряючись об неї), адсорбуються й можуть залишитися в цьому стані або десорбуватися. Це дозволяє, хоча і з застереженнями, обчислювати поверхневу концентрацію Γ за рівнянням ізотерми Ленгмюра, замінюючи тиск об'ємною концентрацією C поверхнево-активної речовини.

При адсорбції на рідкій поверхні величина Γ_0 має вже значення не кількості адсорбційних центрів, а максимальної кількості молекул, які можуть уміститися на 1 см^2 поверхні при її насиченні, тобто коли вона покрита щільним адсорбційним моношаром вертикально-орієнтованих молекул.

Молекули розчинника на поверхні рідини при адсорбції замінюються молекулами поверхнево-активної речовини, які втягуються всередину розчину слабкіше, ніж молекули розчинника. Отже, щоб збільшити поверхню розчину, буде необхідно виконати меншу роботу, ніж при збільшенні поверхні чистого розчинника. Це означає, що й поверхневий натяг розчину буде менше. Або, інакше кажучи, адсорбція завжди спричиняє зниження поверхневого натягу розчину порівняно із чистим розчинником.

Відомо, що чим більше поверхнева концентрація Γ , тим більше знижується поверхневий натяг. З іншого боку, відповідно до ізотерми Ленгмюра, Γ зростає зі збільшенням об'ємної концентрації C поверхнево-активної речовини,

так що поверхневий натяг повинен зменшуватися при збільшенні концентрації розчину.

Зв'язок між трьома величинами Γ , C і γ описується рівнянням ізотерми Гіббса

$$\Gamma = -\frac{C}{kT} \cdot \frac{\Delta\gamma}{\Delta C}, \quad (2.23)$$

де k – константа Больцмана.

Оскільки відношення $\Delta\gamma/\Delta C$ відображує зміну $\Delta\gamma$ поверхневого натягу на одиницю зміни концентрації, то з ізотерми Гіббса випливає, що чим більше поверхнева активність речовини (тобто чим сильніше вона знижує поверхневий натяг), тим сильніше вона адсорбується (тим більше Γ).

Вигляд залежності поверхневого натягу від концентрації ПАР наведений на рис. 2.16. Три криві на цьому графіку відповідають трьом послідовним гомологам (що містять у ланцюзі n , $n + 1$ і $n + 2$ вуглецевих атомів) одного гомологічного ряду. Оскільки останній гомолог має найбільш довгий ланцюг, він сильніше за все адсорбується й при одній і тій самій концентрації викликає найбільше зниження поверхневого натягу.

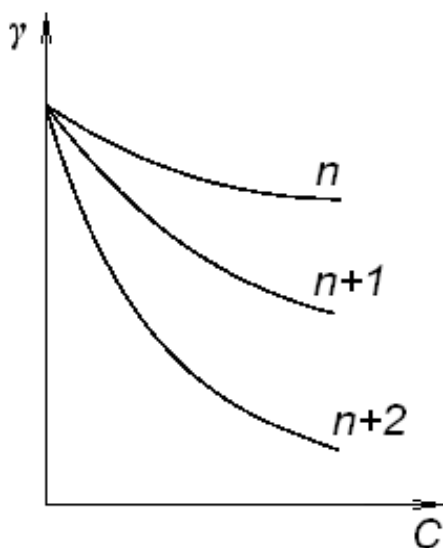


Рис. 2.16. Залежності поверхневого натягу від величин концентрації ПАР

При підвищенні концентрації розчину відстань між адсорбованими молекулами зменшується, між ними з'являються значні сили притягання. Тоді ізотерма Ленгмюра й рівняння Шишковського, що є наслідком цієї ізотерми, стають непридатними. Для того щоб усунути цей недолік, Фрумкін увів у рівняння Шишковського показник, який враховує притягальні сили. Таким шляхом він отримав збіг між теорією та експериментом при більш високих концентраціях.

Адсорбція на поверхні розчину – ще більш складне явище, ніж адсорбція на твердій поверхні, а теорія відповідно ще менш опрацьована. Незважаючи на численні дослідження в цій галузі, деякі його сторони все ще до кінця нез'ясовані.

У своїй роботі Шишковський показав, що зв'язок між поверхневим натягом γ і концентрацією C для розведених розчинів може бути описаний наближено рівнянням

$$\gamma_0 - \gamma = \alpha \ln\left(\frac{C}{B} + 1\right), \quad (2.24)$$

де γ_0 і γ – поверхневий натяг чистого розчинника й розчину; α – константа, що однакова для всіх членів одного гомологічного ряду й мало змінюється для різних рядів з нерозгалуженими ланцюгами; B – індивідуальна константа для кожної поверхнево-активної речовини.

Рівняння Шишковського може бути виведене за допомогою ізотерми Гіббса з ізотерми Ленгмюра.

Дуже важливий випадок адсорбції – це адсорбція розчиненої речовини на твердій поверхні, яка знаходиться в контакті з розчином або на межі двох рідин, що не змішуються. Цей випадок є проміжним між двома вже розглянутими, оскільки тут відіграє роль як притягання до твердого адсорбенту (або до другої рідини), так і конкуренція між молекулами розчинника й розчиненої речовини. Внаслідок того, що явище пояснюється на основі вже викладених уявлень, зупинятися на ньому окремо немає сенсу.

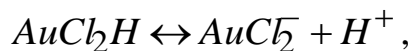
2.2. ЕЛЕКТРИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ КОЛОЇДІВ

Суттєву роль в особливих властивостях колоїдних систем відіграють сили електростатичної взаємодії між вільними електричними зарядами, що завжди існують у водяних розчинах і в деяких розчинниках з високою діелектричною постійною. Ці заряди накопичуються на поверхні колоїдної частинки або пінних емульсійних плівок і дуже впливають на їхні властивості.

Подвійний електричний шар

Поверхневі заряди утворюються головним чином двома протилежними способами [11, 20].

Іонізація. Поверхня розподілу, що була спочатку електронейтральна (тобто кількість негативних і позитивних зарядів на ній була однаковою), може набути протилежного заряду. Таким шляхом звичайно заряджаються поверхні металів (наприклад, електроди в гальванічних елементах). Метал дуже слабо розчиняється у воді, причому в розчин переходять тільки іони металу, а на поверхні залишаються вільні електрони, які заряджають її негативно. Якщо колоїдна частинка складається з речовини з іонною структурою, вона може дисоціювати і деякі з іонів можуть перейти в розчин. Припускається, наприклад, що золь золота, отриманий за методом Бредіга, містить частинку $AuCl_2H$, яка може дисоціювати за схемою



у результаті чого колоїдні частинки отримують негативний заряд.

Аналогічно і поверхня скла у водяному розчині заряджається негативно, унаслідок дисоціації силікатів натрію або калію. Макромолекули білків у розчині заряджаються за рахунок дисоціації аміних і кислотних (карбоксильних) груп. Якщо на поверхні рідини адсорбована органічна кислота, то при додаванні в розчин лугу вийде сіль цієї кислоти. Сіль почне дисоціювати, і на поверхні залишаться негативно заряджені іони кислоти, тобто аніони.

Адсорбція. У разі відсутності адсорбції кількість позитивних і негативних іонів у розчині завжди однакова й розчин електронейтральний. Якщо якийсь з іонів може адсорбуватися, то він переходить на поверхню розподілу й заряджає її. Це характерно для металу, зануреного в досить концентрований розчин

власних іонів, наприклад, мідь у розчині сульфату міді. Іони міді осаджуються і заряджають її позитивно, а сульфати-іони залишаються в розчині.

Якщо поверхня має іонну будову, то відповідно до відомого правила Панета-Фаянса вона адсорбує той іон, який разом з якимсь із власних іонів утворює важкорозчинну сполуку. Наприклад, колоїдні частинки йодиду срібла адсорбують з розчину хлориду натрію іони хлору й заряджаються негативно, оскільки іони хлору (з розчину) утворюють з іонами срібла (Ag) важкорозчинний хлорид срібла.

Можливі й інші причини адсорбції. Наприклад, скло може адсорбувати деякі іони з розчину (найчастіше іони водню й гідроксилу) і заряджатися. В емульсіях і пінах, отриманих з розчинів лужних солей органічних кислот, які в значній мірі дисоційовані, адсорбуються негативно заряджені іони відповідних кислот.

Розглянемо тепер, що відбувається з іонами, які переходять у розчин (при іонізації) або залишаються в розчині (при адсорбції). Оскільки їхній заряд протилежний заряду поверхні, назвемо їх протиіонами. У той час як заряди інших іонів у розчині взаємно скомпенсовані, оскільки вони виходять при дисоціації нейтральних молекул з однаковою кількістю позитивних і негативних зарядів, то протиіони притягаються поверхневими зарядами й система колоїдна частинка – розчин у цілому електронейтральна, а поверхня й розчин мають однакові за величиною, але протилежні за знаком заряди.

Відносно розташування протиіонів, то найбільш природно допустити, що вони наближаються до поверхні на найменшу відстань (вона визначається розмірами іонів і приблизно дорівнює іонному радіусу). Це сприяє утворенню так званого подвійного електричного шару, подібного до електричного конденсатора. Одна пластина конденсатора утворена зарядженою поверхнею, а друга – зарядами в розчині (рис. 2.17). Навіть якщо заряджена поверхня скривлена, як наприклад, для колоїдних частинок, будемо вважати цей конденсатор плоским, оскільки радіус частинок ($\sim 10 - 5$ см) майже у тисячу разів більше відстані від центра протиіонів до поверхні ($\sim 10 - 8$ см). З цієї ж причини Земля здається нам плоскою, тому що її радіус (~ 6000 км) у кілька тисяч разів більше за самих великих видимих предметів – гір висотою у кілька кілометрів.

Як відомо, сила поля між пластинами плоского конденсатора постійна (крім його країв), тобто щільність силових ліній скрізь однакова (рис. 2.18). Нехай відстань між пластинами дорівнює d , а потенціал зменшується лінійно від деякого значення φ_0 на позитивній пластині (у розглянутому прикладі – частинка) до деякого значення, прийнятого за нуль, на негативній пластині (розчин), див. рис. 2.19.

Ця проста модель подвійного електричного шару дуже зручна, але, як ми побачимо далі, у більшості випадків вона навіть якісно не може пояснити спостережувані явища. У реальності нагромадження іонів на поверхні сильно підвищує їхню концентрацію й призводить до зворотної дифузії в розчині. Велике значення має також і взаємне відштовхування однойменно заряджених протиіонів, що знаходяться на малих відстанях. Тому останні розподіляються в

розчині біля поверхні й концентрація їх поступово зменшується від деякого максимального значення в безпосередній близькості від поверхні до нуля на досить великій відстані від неї, де концентрація позитивних і негативних іонів однакова.

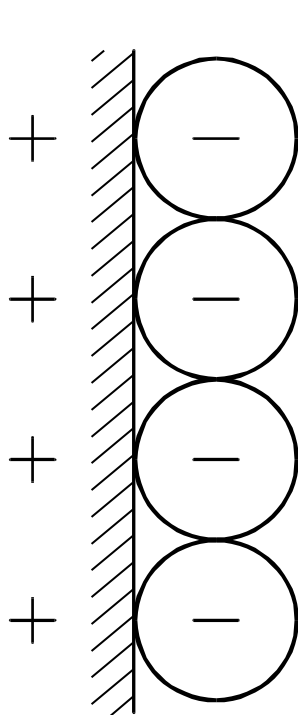


Рис. 2.17. Схема подвійного електричного шару

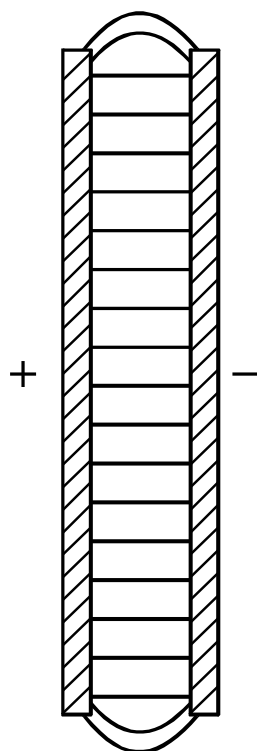


Рис. 2.18. Схема щільного прилягання силових ліній у полі конденсатора

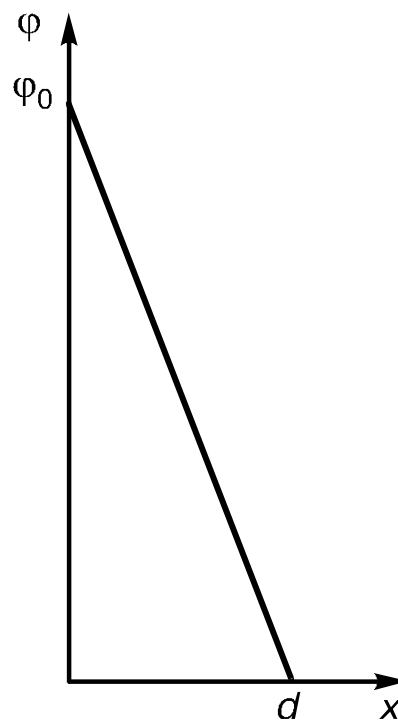


Рис. 2.19. Залежність потенціалу плоского конденсатора від відстані між пластинами

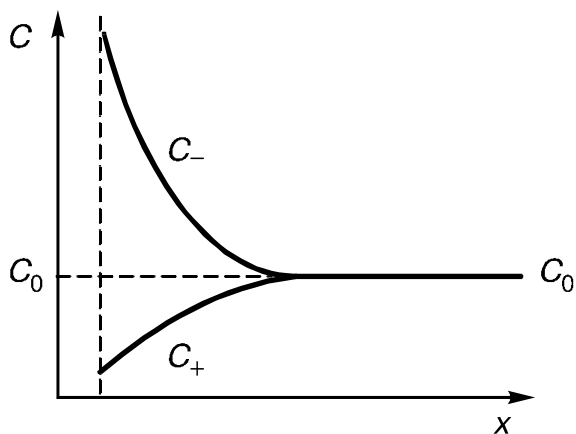


Рис. 2.20. Залежності концентрації негативно й позитивно заряджених іонів від відстані до поверхні

Насправді картина виявляється ще більш складною, тому що заряд поверхні компенсований не тільки підвищеною концентрацією протилежно заряджених іонів. Унаслідок електростатичних сил іони, однойменно заряджені з поверхнею, відштовхуються від неї, і концентрація їх біля поверхні стає нижче середньої концентрації електроліту в розчині. Така ситуація для випадку позитивно зарядженої поверхні зображена на рис. 2.20. Верхня крива — залежність концентрації негативно заряджених

іонів C_- від відстані до поверхні, а нижня – позитивних іонів C_+ . На певній відстані від поверхні, коли концентрація кожного з двох видів іонів дорівнює концентрації електроліту в розчині C_0 , дві криві зливаються. Надлишок негативних і нестача позитивних іонів у сумі створюють поблизу поверхні вільний негативний електричний заряд, що за величиною дорівнює поверхневому заряду. Така дифузійна структура подвійного електричного шару була вперше запропонована Гуї та Чепменом у 1913 р.

Сила поля, а отже, і потенціал зміняться порівняно з моделлю плоского конденсатора. У випадку дифузійного шару тільки частина силових ліній закінчується в найближчих протиіонах, а інші проникають у глибину розчину; деякі з них досягають і найбільш віддалених протиіонів. Тому сила поля не постійна, а поступово спадає до нуля в об'ємі розчину. Це ж справедливо й для потенціалу φ .

Чим більше концентрація протиіонів у даній точці, тим більше силових ліній закінчується в ній і тим швидше змінюється потенціал. Тому значення φ на даній відстані x від поверхні залежить від концентрації іонів. У свою чергу остання залежить від енергії іонів, а й тому і від потенціалу. Виходить замкнуте коло, яке можна розірвати тільки в тому випадку, якщо знайти два рівняння, які зв'язують потенціал та іонну концентрацію.

Одне з цих рівнянь – відомий закон Больцмана. Заряд z -валентного іона в розчині дорівнює ze_0 , де e_0 – елементарний електричний заряд (заряд електрона). За відомим законом електростатики енергія заряду ze_0 у полі з потенціалом φ буде

$$U = ze_0\varphi. \quad (2.25)$$

Тоді концентрація іонів за рівнянням (1.12):

$$C_i = C_0 \frac{ze_0\varphi}{kT}. \quad (2.26)$$

Оскільки в розглянутому випадку потенціал φ позитивний, для негативних іонів ($z < 0$) величина $ze_0\varphi/kT > 0$ і концентрація їх у поверхні перевищує середню C_0 . Для позитивних іонів ($z > 0$), звичайно, реалізується зворотна ситуація.

Друге необхідне рівняння – прямий наслідок закону Кулона й пов'язує потенціал, величину заряду (у нашому випадку – іонну концентрацію) і відстань. Воно має назву рівняння Пуассона.

Рівняння Пуассона – диференціальне; для нашого випадку його можна записати так:

$$\frac{d^2\varphi}{dx^2} = -\frac{4\pi e_0}{\varepsilon}(z_+C_+ + z_-C_-), \quad (2.27)$$

де ε – діелектрична постійна розчинника.

Спільне розв'язання рівнянь Больцмана і Пуассона дозволяє отримати залежність потенціалу від відстані до поверхні розчину. Для порівняно мало

зарядженої поверхні, тобто для низьких потенціалів, маємо таке рівняння для розрахунку потенціалу на даній відстані x від поверхні:

$$\varphi = \varphi_0 e^{-\aleph x}. \quad (2.28)$$

Тут φ_0 – потенціал на самій поверхні, а величина \aleph – при кімнатній температурі й концентрації C_0 (моль/см³) визначається так:

$$\aleph = 3,06 \cdot z \cdot \sqrt{\frac{C_0}{\varepsilon}}. \quad (2.29)$$

Залежність φ від x при двох значеннях \aleph графічно зображена на рис. 2.21. Потенціал від початкового значення φ_0 при $x = 0$ спадає спочатку досить швидко, а потім плавно зменшується аж до нуля в об'ємі розчину (при $x = \infty$, $e^{-e^{-\infty}} = 0$).

Зворотна величина \aleph має розмірність довжини. На відстані $1/\aleph$ від поверхні потенціал в e раз (в 2,718 раза) менше початкового φ_0 . Оскільки такий низький потенціал практично не має значення, то можна умовно прийняти, що на ще більшій відстані від поверхні він буде дорівнювати нулю. Таким чином приймаємо, що на відстані, більшій $1/\aleph$, немає електричного шару. Тому величина $1/\aleph$ називається *товщиною дифузійного електричного шару*.

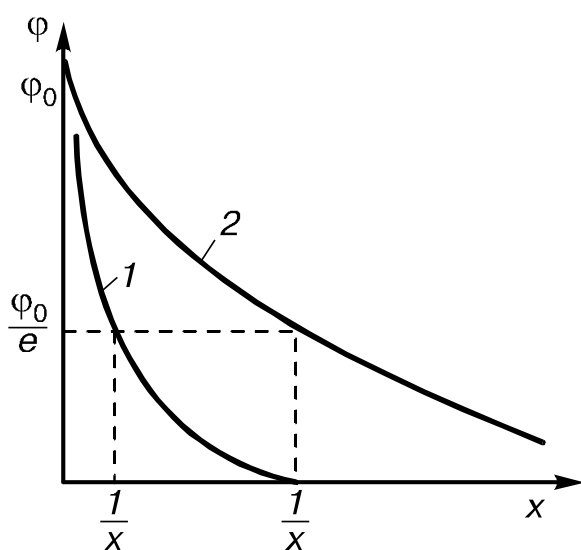


Рис. 2.21. Залежності потенціалу від відстані до поверхні розчину

Товщина дифузійного шару визначає швидкість, з якою зменшується потенціал при віддаленні від поверхні. Як видно з рис. 2.21, крива 1, для якої товщина дифузійно шару $1/\aleph_1$ менше, значно швидше досягає значення φ_0/e , ніж крива 2. Товщина дифузійного шару $1/\aleph$ зменшується зі збільшенням концентрації електроліту й валентності іонів, а також діелектричної постійної розчинника. Біля зарядженої поверхні концентрація протиіонів підвищена, а концентрація однойменно заряджених іонів знижена.

При високій концентрації електроліту в безпосередній близькості до поверхні є достатньо іонів. Вони розподіляються так, що з'являється надлишок електричних зарядів, необхідних для компенсації заряду на поверхні. При низькій концентрації цей процес утруднений і поле повинне «шукати» необхідні для компенсації іони на більшій відстані – у цьому випадку потенціал зменшується і відповідно товщина шару збільшується. Зростання валентності

також сприяє стисненню шару, оскільки при одній і тій самій концентрації іонів кількість зарядів збільшується. Діелектрична постійна впливає у зворотному напрямку, тобто чим вона більше, тим слабкіше електростатична взаємодія, поверхневим зарядам важче утримати протиіони на певній відстані від поверхні, у результаті цього товщина шару збільшується.

Навіть у такій наближеній формі, викладеній вище, теорія Гуї–Чепмена пояснює багато явищ, але деякі передумови, що лежать у її основі, не завжди виконуються.

Один з основних недоліків цієї теорії – використання в ній закону Больцмана. Як, напевно, пам'ятають читачі, при формулюванні цього закону говорилося, що він строго застосовний тільки для невзаємодіючих частинок. Ця умова виконується при низькій концентрації частинок, між якими діють вандерваальсові сили, тому що вони різко зменшується (пропорційно $1/r^7$) зі збільшенням відстані r між частинками. Однак іони взаємодіють за законом Кулона – сила, пропорційна $1/r^2$, дуже повільно зменшуються; тому при деяких концентраціях взаємодією не можна знехтувати. Урахування цього явища є дуже важкий процес, тільки останнім часом за допомогою виключно складних математичних методів у цьому напрямку досягнуто великих успіхів.

У теорії Гуї–Чепмена не враховується можливість іонів взаємодіяти з поверхнею не тільки електростатично, але й за рахунок адсорбційних сил, які призводять до зміни концентрації іонів біля поверхні навіть у разі відсутності на ній вільних зарядів. Крім того, у теорії не враховуються розміри іонів, які приймаються за точкові. Це означає, що їхні центри повинні лежати на самій поверхні, хоча в дійсності вони можуть наближатися до неї тільки на деяку мінімальну відстань d , яка приблизно дорівнює іонному радіусу.

Неточності теорії Гуї–Чепмена були певною мірою усунені Штерном. Він прийняв, що частина протиіонів, які знаходяться найближче до поверхні, лежать на певній відстані від неї й утворюють *мономолекулярний шар* (названий *штернівським*), а інші протиіони розподілені дифузно за теорією Гуї–Чепмена. Ці уявлення ілюструє рис. 2.22, на якому для простоти зображені тільки негативні іони. Іони в штернівському шарі пов'язані з поверхнею як електростатичними, так і адсорбційними силами, а кількість їх визначається ізотермою Ленгмюра.

Оскільки іони штернівського шару утворюють з поверхнею щось подібне до плоского конденсатора, потенціал на відстані d знижується лінійно, а на більших – згідно з теорією Гуї–Чепмена (рис. 2.23) – змінюється за рівнянням (2.28).

При великих адсорбційних силах протиіони можуть так сильно притягатися до поверхні, що тепловий рух не зможе відірвати їх від неї. У цьому випадку ми знову маємо справу з моделлю молекулярного конденсатора, у якому потенціал ϕ знижується до нуля на відстані d (див. рис. 2.19). Оскільки штернівський шар, нерухомо пов'язаний з колоїдною частинкою, то він

компенсує її заряди, у цілому вона не заряджена. Такому стану відповідає так звана *ізоелектрична точка*.

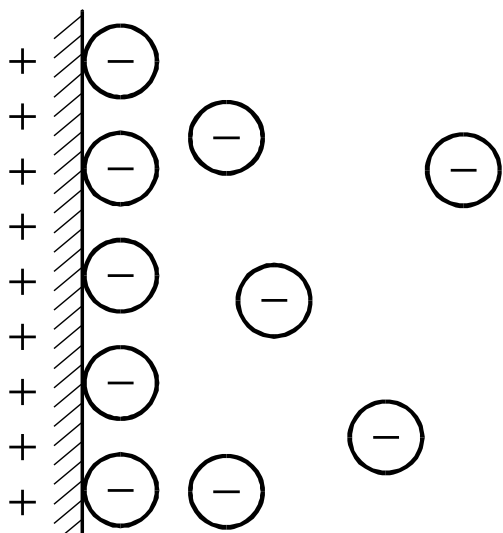


Рис. 2.22. Схема мономолекулярного (штернівського) шару при низькій концентрації частинок

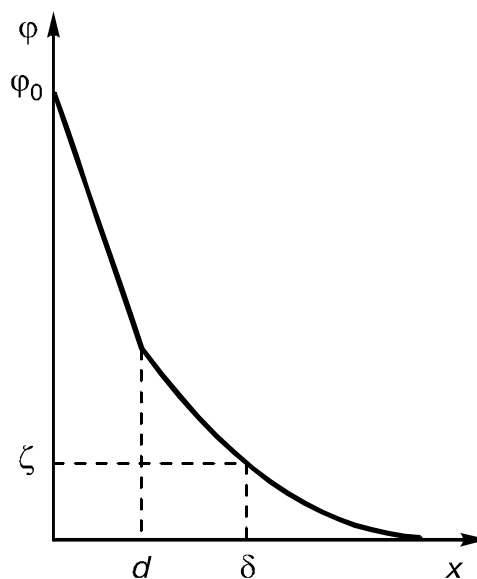


Рис. 2.23. Залежність потенціалу від відстані до поверхні за теорією Гуй-Чепмена

Якщо негативні іони адсорбуються дуже сильно, кількість їх у штернівському шарі може перевищити кількість поверхневих зарядів і частинка разом з цим шаром отримує негативний заряд. Тому дифузійний шар буде мати вже позитивний, а не негативний заряд (рис. 2.24), тобто поверхня перезарядиться. У цьому випадку потенціал у штернівському шарі знижується лінійно до деякого негативного значення, після чого в дифузійному шарі він збільшується аж до нуля в об'ємі розчину (рис. 2.25).

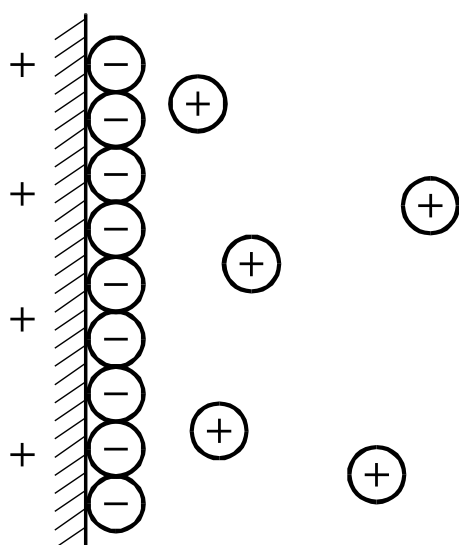


Рис. 2.24. Вигляд дифузійного шару при значних адсорбційних силах

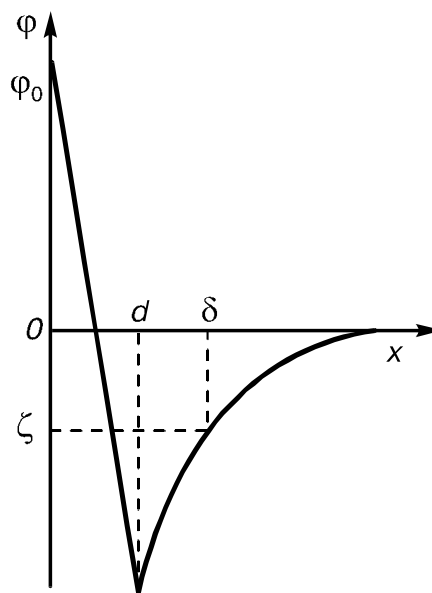
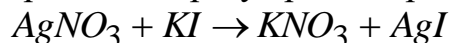


Рис. 2.25. Графік перезарядження поверхні

На основі викладеного вже можна побудувати повну картину подвійного електричного шару біля колоїдної частинки в розчині електроліту. Розглянемо, наприклад, утворення колоїдного йодиду срібла. Якщо у водяний розчин йодиду калію додавати по краплях розчин нітрату срібла, протікає така реакція:



Йодид срібла дуже важко розчиняється у воді, а тому й утворює колоїдний розчин. Відповідно до згадуваного раніше правила Панета–Фаянса ядро колоїдної частинки, що складається з йодиду срібла, почне адсорбувати з розчину іони йоду, а іони калію залишаться в розчині. Частинка отримує негативний заряд і оточується позитивно зарядженими протиіонами (рис. 2.26, а).

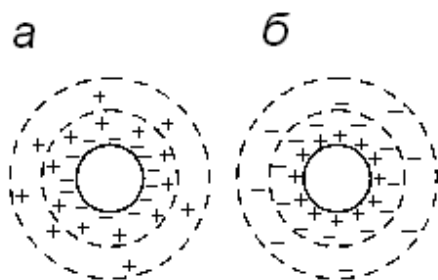


Рис. 2.26. Схема міцели

Якщо до розчину нітрату срібла додавати розчин йодиду калію, то почнуть адсорбуватися іони Ag^+ ; частинка при цьому зарядиться позитивно, а протиіони будуть негативними (рис. 2.26, б). Сукупність колоїдної частинки з адсорбованими на ній іонами та протиіонами поблизу неї називають *міцелою*.

У двох розглянутих варіантах кількість протиіонів дорівнює кількості адсорбованих зарядів, так що міцела в цілому електронейтральна, хоча міцність зв'язку окремих іонів з ядром колоїдної частинки різна.

Адсорбовані іони дуже міцно пов'язані з ядром (іноді вони навіть хемосорбовані). Найближчі до частинки протиіони утворюють *штернівський шар* і пов'язані з нею як *адсорбційними*, так і *електростатичними силами*. Ці два шари (на рис. 2.26 – пунктирна менша окружність) звичайно нерухомо пов'язані з частинкою й безпосередньо беруть участь у її русі. Різниця величин цих зарядів дає заряд частинки, що компенсується іншими протиіонами, дифузно розподіленими в шарі Гуї–Чепмена. На рис. 2.26 цей шар умовно показаний простором між двома пунктирними окружностями. Іони дифузійного шару не завжди рухаються разом із частинкою, що відіграє істотну роль у її особливих властивостях.

Електрокінетичні явища

Один з найбільш яскравих проявів електричних властивостей зарядженої поверхні розподілу – електрокінетичні явища. По суті теорія подвійного електричного шару була створена для пояснення останніх. Спостерігаються вони тоді, коли дві частини системи, розділені зарядженою поверхнею, переміщуються одна відносно одної. Найбільш прості явища спостерігаються на межі між рідиною й твердим тілом.

Електроосмосом називається протікання рідини через нерухому пористу перегородку під дією накладеного електричного поля. Прилад для дослідження

електроосмосу зображений на рис. 2.27. Напруга, прикладена до електродів, E_1 і E_2 , та кількість рідини D , що протікає через пористу перегородку, визначаються за положенням меніска M .

Потенціал течії – це різниця потенціалів E_1 і E_2 , що виникає між електродами, (рис. 2.27), коли через пористу перегородку протікає рідина під дією зовнішнього тиску. Схема виміру потенціалу течії наведена на рис. 2.28.

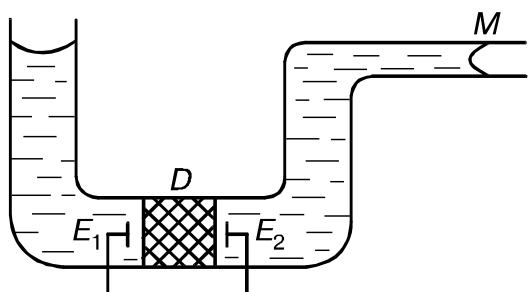


Рис. 2.27. Схема приладу для дослідження електроосмосу

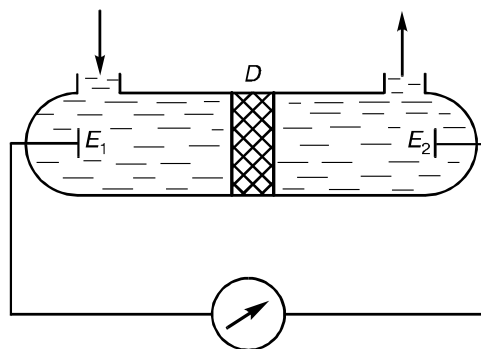


Рис. 2.28. Схема виміру потенціалу течії

Електрофорез і потенціал седиментації аналогічні електроосмосу й потенціалу течії, але у випадку електрофорезу й потенціалу седиментації переміщається тверде тіло, а рідина залишається нерухою.

При електрофорезі [від грецьк. φορεω (форео) – захоплювати] колоїдні частинки під дією зовнішнього поля переміщуються до полюсів електродів, занурених у розчин.

Потенціал седиментації – це різниця потенціалів, що виникає між верхньою й нижньою частинами посудини, у якій осідають колоїдні частинки.

Моделі подвійного електричного шару дозволяють якісно пояснити виникаючі електрокінетичні явища. Розглянемо для простоти тільки один капіляр пористої діафрагми (рис. 2.29). На поверхні капіляра є електричні заряди, скомпенсовані протиіонами в розчині. Коли до двох кінців капіляра прикладене електричне поле, рухомі протиіони (у цьому випадку катіони) рухаються до негативного електрода й унаслідок в'язкості захоплюють за собою рідину. У випадку течії (див. рис. 2.28) рідина, що рухається під дією градієнта тиску (у напрямку, позначеному стрілкою), захоплює позитивні іони в праву частину посудини. Там вони накопичуються, і по обидва боки діафрагми виникає різниця потенціалів.

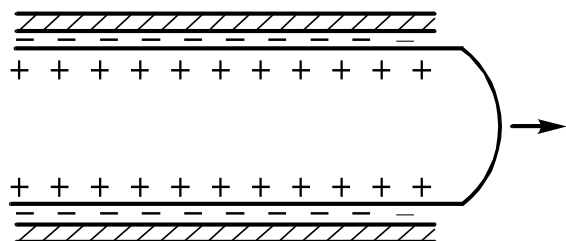


Рис. 2.29. Капіляр пористої діафрагми

При електрофорезі заряджена частинка і навколишні її протиіони притягуються відповідно до полюсів протилежного знака й рухаються до них. Оскільки маса протиіонів значно менше маси частинки, то спочатку їхній рух не враховували. З іншого боку, більшість відомих тоді колоїдів були заряджені позитивно й, отже, при

накладенні зовнішнього поля рухалися до катода. Тому раніше це явище часто називали катафорезом.

Нарешті, у випадку потенціалу седиментації, заряджені колоїдні частинки рухаються до дна посудини, при цьому дифузійний шар трохи відстає від них, унаслідок чого іони дифузійного шару у верхній частині посудини залишаються некомпенсованими і виникає різниця потенціалів.

Навіть найпростіша модель подвійного електричного шару – модель плоского конденсатора – дозволяє пояснити теорію електрокінетичних явищ. Як приклад розглянемо теорію електроосмосу.

Прийемо, що рідина в капілярі (див. рис. 2.29) рухається зі швидкістю u . Як відзначалося раніше, рідина починає рухатися під дією прикладеного до електродів електричного поля, силу якого позначимо як E . З електростатики відомо, що сила, яка діє на електричний заряд, дорівнює добутку величини заряду на силу поля. Позначимо кількість зарядів на 1 см^2 поверхні капіляра через σ . Тоді сила (на 1 см^2), що діє на позитивні заряди, які знаходяться у розчині,

$$f_1 = E\sigma. \quad (2.30)$$

Під дією сили f_1 ці іони рухаються до катода. У результаті взаємодії з розчинником вони захоплюють із собою його найближчі молекули, які внаслідок в'язкості передають цей рух більш віддаленим шарам розчинника, нарешті, вся рідина в капілярі починає рухатися. Течії протидіє сила внутрішнього тертя в рідині. Спочатку вона мала і швидкість течії зростає. Зі збільшенням швидкості сила тертя зростає доти, поки не зрівняється з рушійною силою f_1 . Оскільки дві сили мають протилежні напрямки, результуюча сила дорівнює нулю, і рідина продовжує рухатися з постійною швидкістю u .

Силу тертя можна обчислити за законом Ньютона. У нашому випадку швидкість на відстані d (відстань між двома пластинами плоского конденсатора) зростає від нуля на стінці капіляра до постійного значення u у рідині. Отже, істинна рівність: $\Delta i/l = u/d$. Якщо врахуємо, що обчислення проводяться для 1 см^2 поверхні капіляра, то дістанемо:

$$f_2 = \eta \frac{u}{d}. \quad (2.31)$$

Звідси, якщо порівняємо сили f_1 і f_2 , то отримаємо такий вираз для швидкості:

$$u = \frac{\sigma d}{\eta} E. \quad (2.32)$$

Ця формула має простий сенс: чим більше заряд поверхні й сила поля, тим швидше рухаються іони і відповідно рідина, а в'язкість η протидіє цьому руху.

Звичайно важко виміряти щільність заряду σ , тому зручніше замінити її різницею потенціалів між стінкою капіляра й розчином. Ця різниця потенціалів як правило не збігається з потенціалом між пластинами плоского конденсатора. Тому позначимо її ζ (дзета) і назовемо ζ -потенціалом (дзета-потенціалом).

Зв'язок між потенціалом і щільністю заряду в плоскому конденсаторі передається виразом

$$\zeta = \frac{4\pi\alpha d}{\varepsilon}. \quad (2.33)$$

У цій формулі ε – діелектрична постійна речовини між пластинами плоского конденсатора; у цьому випадку – діелектрична постійна розчинника. Якщо з цієї формули виразити щільність як

$$\sigma = \frac{\varepsilon}{4\pi d} \zeta \quad (2.34)$$

і підставити в отриманий вище вираз для швидкості u , то одержимо таку формулу:

$$u = \frac{\varepsilon \zeta}{4\pi\eta} E. \quad (2.35)$$

Таким самим способом можна одержати вираз для швидкості руху частинок при електрофорезі. У цьому випадку електрична сила f_l буде прикладена до зарядів, що знаходяться на частинці, і внаслідок цього вона почне рухатися, а рідина буде протидіяти цьому руху за рахунок сил в'язкого тертя. У результаті ми знову маємо формулу (2.35), але вже для швидкості руху окремої частинки.

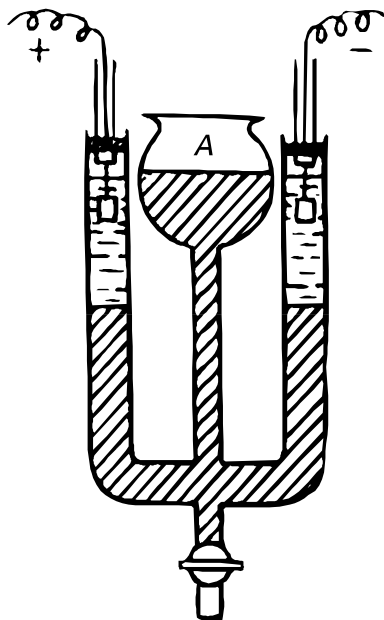


Рис. 2.30. Прилад для дослідження електрофорезу

На початку цього розділу були розглянуті різні способи виникнення заряду на поверхні й з'ясовано, що їх кількість залежить від властивостей поверхні та процесів, які на ній відбуваються. З іншого боку, з виразу (2.33) для потенціалу плоского конденсатора видно, що він визначається щільністю поверхневих зарядів. Отже, ζ -потенціал характеризує поверхню колоїдної частинки, у той час як сила зовнішнього поля залежить тільки від бажання експериментатора. Тому зручніше швидкість віднести до одиниці сили поля, тобто розділити рівняння (2.35) на E :

$$u_e = \frac{u}{E} = \frac{\varepsilon \zeta}{4\pi\eta}. \quad (2.36)$$

Уведена величина u_e , називана електрофоретичною рухливістю, характерна для частинок даного колоїдного розчину й тому є об'єктом багатьох досліджень.

Один з найпростіших приладів для дослідження електрофорезу зображений на рис. 2.30. Через лійку A в U -подібну трубку наливають

колоїдний розчин; на нього обережно нашаровують дисперсійне середовище з тією ж електропровідністю, що й у колоїдного розчину. Якщо колоїдний розчин забарвлений, між ним і дисперсійним середовищем утворюється різка межа, що при протіканні електричного струму починає переміщуватися в напрямку руху одного з електродів.

Різницю потенціалів між електродами вимірюють вольтметром: з отриманих даних обчислюють силу поля E (сила поля дорівнює різниці потенціалів, віднесеної до відстані між електродами, що обмірюють по довжині U -подібної трубки). Зі значень сили поля й швидкості руху межі, що збігається зі швидкістю руху колоїдних частинок, обчислюють *електрофоретичну рухливість*, а з неї за формулою (2.36) – ζ -потенціал. У разі незабарвленого розчину положення межі контролюють за різницею в показниках заломлення.

Часто використовують метод *мікроелектрофорезу*, де рух колоїдних частинок спостерігається за допомогою мікроскопа. Останнім часом для колоїдних розчинів біологічного походження застосовують метод електрофорезу на папері. У цьому випадку на стрічку спеціального фільтрувального паперу наносять пробу досліджуваного розчину й до кінців стрічки подають електричну напругу. Через певний час електрофорез припиняють, стрічку сушать і

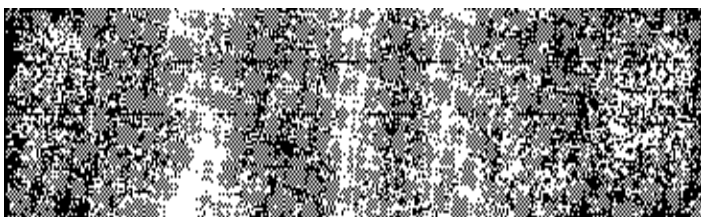


Рис. 2.31. Стрічка для визначення складу розчину

занурюють у барвник, що зафарблює біополімер. Вимірявши відстань, пройдену біополімером, можна знайти його електрофоретичну рухливість. Якщо ж у розчині існує суміш декількох компонентів з різною електрофоретичною рухливістю, після забарвлення стрічки

з'являється кілька смуг (рис. 2.31), що дозволяє судити про сполуку розчину.

За допомогою електрофоретичної рухливості можна зробити висновок і про форму частинок. Формула (2.36) застосовна для циліндричних частинок. Для інших електрофоретична рухливість також пропорційна величині $\varepsilon\zeta/\pi\eta$, але числовий коефіцієнт буде вже не $1/4$, а, наприклад для сферичних частинок $1/6$.

Найбільшого застосування електрокінетичні методи отримали при дослідженні подвійного електричного шару на поверхні розподілу. Як показали досліди, ζ -потенціал, визначений з електрокінетичних вимірів, не збігається з різницею потенціалів φ_0 між твердим тілом і розчином. Додавання будь-яких електролітів до розчину приводить до зниження ζ -потенціалу, у той час як φ_0 не змінюється.

Вплив електролітів тим сильніше, чим вище валентність їхніх іонів. Деякі іони, що сильно адсорбуються (особливо багатовалентні), можуть знижувати ζ -потенціал до нуля й навіть міняти його знак.

Ці експериментальні факти не можуть бути пояснені на основі простої теорії плоского конденсатора. Розглядаючи електрокінетичні явища, ми прийняли, що ковзання рідини відбувається по поверхні твердого тіла, тобто в просторі, зосередженому між двома пластинами конденсатора. Тому необхідно,

щоб ζ -потенціал збігався з різницею потенціалів φ_0 між твердим тілом і рідиною. Але тоді нез'ясовно, як можуть ζ - і φ_0 -потенціали змінюватися по-різному й навіть мати різні знаки.

Насправді точно встановленої границі ковзання не існує. Виявилось, що найближчі до твердої поверхні молекули розчинника практично нерухомо зв'язані з нею, а зі збільшенням відстані вплив поверхні слабшає й рідина стає більш рухливою. Тому, якщо розглядати течію рідини у трубі, швидкість її течії на поверхні дорівнює нулю й поступово зростає до деякої максимальної величини по осі труби, як це показано стрілками на рис. 2.32. Можна спростити картину описаним далі способом. Поблизу стінки на деякій малій відстані δ , де швидкість рідини дуже мала, будемо вважати, що вона дорівнює нулю, а для іншої частини труби має деяку середню, певним чином підбрану постійну величину.

Цей випадок зображений на рис. 2.32 жирною лінією. Площину, у якій відбувається цей перехід від нульової до постійної швидкості, назвемо *межею ковзання*.

У цьому випадку межа ковзання перебуває не біля самої поверхні, а на деякій відстані δ від неї. Оскільки ця відстань більше товщини плоского конденсатора d , то з позиції уявлення про конденсатор молекулярних розмірів, потенціал на відстані δ повинен дорівнювати нулю, а електрокінетичних явищ не повинно бути.

Однак теорія Гуї–Чепмена дає інший результат. Як видно з рис. 2.23, потенціал на відстані δ від поверхні буде не φ_0 , а ζ , причому $\varphi_0 > \zeta$. Теорія Гуї–Чепмена дозволяє пояснити вплив концентрації та валентності іонів на ζ -потенціал. Відомо, що товщина дифузійного шару $1/\kappa$ зменшується з підвищенням валентності та концентрації іонів. Але менша товщина дифузійного шару означає, що потенціал більш швидко знижується з відстанню, тобто для тієї самої відстані δ виходить, що чим вище концентрація і валентність електроліту, тим нижче ζ -потенціал.

Вплив багатовалентних іонів, що сильно адсорбуються, на величину ζ -потенціалу можна пояснити за допомогою теорії Штерна. Ці іони входять у штернівський шар, а оскільки при цьому вони частково компенсують заряд поверхні, потенціал на межі ковзання сильно знижується. Якщо кількість їх дорівнює поверхневому заряду, виходить плоский конденсатор товщиною d , і на відстані δ потенціал буде дорівнювати нулю – поверхня знаходиться в ізоелектричній точці. Якщо ж кількість іонів у штернівському шарі більша заряду поверхні, то вона перезаряджається. Тоді дифузійний шар буде однойменно заряджений з поверхнею частинки і на межі ковзання ζ -потенціал буде мати знак, протилежний знаку φ_0 -потенціалу, як зображено на рис. 2.25.

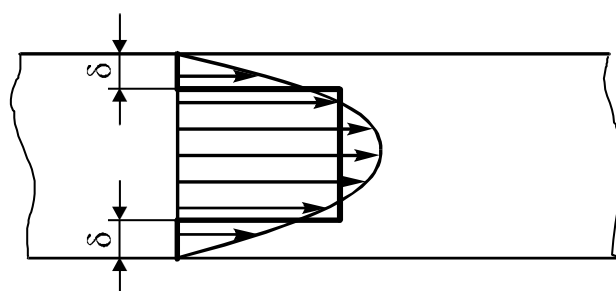


Рис. 2.32. Течія рідини по трубі

Рідини в живих організмах знаходяться у безперервному русі, так що в деяких випадках виникає електрокінетичні явища. Наприклад, при русі крові в артеріях виникає потенціал течії малої величини ($\sim 0,001 - 0,002$ В), що має важливе біологічне значення. Одна із хвиль електрокардіограми пов'язана з цим потенціалом. Уважається, що у сприйнятті звуку органами слуху потенціал течії також бере участь.

Електрокінетичні явища набувають широкого технічного застосування. Електрофорез використовується для одержання чистого каоліну з глинистої суспензії – під дією електричного поля частинки каоліну осаджуються на одному з електродів. Подібним способом покривають каучуком деякі предмети. Негативно заряджені частинки латексу рухаються до предмету, що покривають (який служить анодом), і осаджуються на ньому.

Електрофорез використовують і для зневоднювання нафти, одержання активованих катодів для радіоламп, уведення різних ліків в організм та ін. У деяких випадках для прискорення й підвищення ефективності сушіння застосовують електроосмос. Наприклад, робота фільтр-преса суттєво полегшується при використанні електричного поля, що створює електроосмотичний рух рідини. За допомогою електроосмосу, наприклад, сушать торф, дублять шкіру, зневоднюють деревину.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ

1. Як класифікують притягальні сили?
2. Що таке поверхневий натяг?
3. Який взаємозв'язок між притягальною силою та силою, зумовленою поверхневим натягом?
4. Наведіть визначення гідрофобних та гідрофільних поверхонь.
5. Назвіть методи вимірювання поверхневого натягу.
6. Назвіть поверхневі властивості колоїдів.
7. Поясніть явища адсорбції.
8. Що являє собою подвійний електричний шар?
9. На чому ґрунтується теорія Гуї–Чепмена?
10. Поясніть електрокінетичні явища.
11. Що таке потенціал течії і як його вимірюють?
12. Наведіть визначення потенціалу седиментації.
13. Коли використовують метод мікроелектрофорезу?

3

СТІЙКІСТЬ І ВИДИ КОЛОЇДНИХ СИСТЕМ

3.1. СТІЙКІСТЬ КОЛОЇДІВ

У попередніх розділах розглянуті найбільш важливі властивості колоїдів: розсіювання світла, рух частинок (вільний або в силовому полі), властивості поверхонь розподілу частинок, включаючи й електричні властивості. Це дає можливість тепер розглянути головну проблему колоїдної хімії – стійкість колоїдних розчинів [11].

Стійкість (стабільність) колоїдних систем – це здатність зберігати структуру незмінною в часі. Внаслідок того, що вони є гетерогенними системами з величезною внутрішньою поверхнею розподілу, колоїди принципово нестійкі. Їхнє природне прагнення – відокремити колоїдні частинки у вигляді компактної маси від дисперсійного середовища, оскільки при цьому зменшиться поверхня розподілу. Тому стійкість колоїдів завжди обмежена. Системи, що існують тривалий час, можна вважати *стабільними*, а малий час – *нестабільними*, тобто *стійкість колоїдних систем відносна*. Наскільки широкі межі цієї відносності, можна бачити з двох прикладів: колоїдний розчин золота, приготовлений понад сто років тому, усе ще стійкий; емульсія, отримана при збиванні соняшникового масла й води, руйнується й розшаровується на дві рідини протягом декількох десятків секунд.

Раніше вже був розглянутий важливий фактор, що зумовлює нестійкість колоїдних систем – **седиментація**. Колоїдні частинки на Землі завжди знаходяться у гравітаційному полі, тому вони осідають і відділяються від дисперсійного середовища. Протидіє цьому броунівський рух. У тонкодисперсних системах, наприклад золях, він переважає. Такі системи є *седиментаційно (кінетично) стійкими*, у той час як грубодисперсні системи, навпаки, *кінетично нестійкі*.

Порушення структури колоїдної системи, навіть стійкої седиментаційно, може відбуватися й іншим способом – за допомогою *укрупнення* частинок. Якщо речовина, з якої складаються частинки золю, має визначену, хоча й малу, розчинність у дисперсійному середовищі, найменші частинки поступово розчиняються й за рахунок цього зростають більші частинки. Кількість частинок, таким чином, стає менша, а розміри їх збільшуються, що зменшує загальну внутрішню поверхню колоїдної системи. Через якийсь час частинки укрупнюються настільки, що втрачають седиментаційну стійкість. Укрупнення частинок таким способом має обмежене значення.

Найбільш істотним та універсальним явищем для всіх колоїдів з рідким і газоподібним середовищем є укрупнення частинок шляхом злипання

(агрегування) початкових частинок. Цей процес, названий *коагуляцією*, визначає «агрегативну» стійкість колоїдів.

Коагуляція (називана також флокуляцією) – це процес, у якому дві колоїдні частинки, що підійшли при випадковому зіткненні дуже близько одна до одної, утримуються разом силами притягання й злипаються. До утвореного таким способом агрегату з двох частинок може приєднатися третя частинка, агрегат з двох частинок, з трьох і так далі, поки не утвориться великий агрегат з розмірами, що значно перевищують розмір початкової колоїдної частинки. Ці великі частинки-агрегати седиментують зі значною швидкістю і виділяються із системи.

Зіткнення або удари між колоїдними частинками відбуваються через їх безперервний хаотичний рух у дисперсійному середовищі. Таким чином, броунівський рух зумовлює агрегативну нестійкість і одночасно седиментаційну стійкість системи.

Однак не всяке зіткнення двох частинок приводить до їхнього злипання. Після зіткнення частинки можуть розійтися, тоді зіткнення виявиться неефективним. Мірою ефективності зіткнень є відношення (позначуване α) кількості ефективних зіткнень (при яких відбувається агрегування) до загальної кількості зіткнень між частинками; очевидно, що $\alpha < 1$. Якщо $\alpha = 1$, тобто всі зіткнення приводять до злипання, коагуляція називається *швидкою*; у протилежному разі ($\alpha < 1$) коагуляція є *повільною*.

При дуже незначних зіткненнях майже всі вони неефективні й коагуляція відбувається з дуже малою швидкістю. Це спостерігається і у випадку золів золота; для них вона практично дорівнює нулю. Якщо $\alpha > 0$, коагуляція відбувається спонтанно протягом короткого або більш тривалого (залежно від умов) проміжку часу.

Механічне перемішування, нагрівання, заморожування, концентрування або розведення колоїдної системи здатні значно прискорити коагуляцію, а у випадку, коли вона практично відсутня, викликати її. Коагулятивною дією можуть володіти і різні випромінювання – видиме світло, ультрафіолетове, рентгенівське, радіоактивне, а також ультразвук і електричні розряди. Але найбільше на прискорення коагуляції впливає додавання хімічних сполук – електrolітів – у колоїдну систему.

Агрегати, що вийшли при злипанні колоїдних частинок і досягли досить великих розмірів, осідають. У цьому випадку отриманий осад – коагулянт – може бути дуже компактним, тобто колоїдні частинки і дисперсійне середовище повністю розділяються. Але найчастіше колоїдні частинки не злипаються щільно одна з одною, а з'єднуються тільки в окремих точках. Це особливо характерно для частинок неправильної форми (палички, пластинки), які притягуються і взаємно втримуються кінцями. Агрегування багатьох частинок таким способом приводить до утворення структури, подібної до каркаса, порожнечі в якій заповнені дисперсійним середовищем. Коагулянт, що містить у собі значну кількість рідини, називається *коагелем*.

Такий вид коагуляції багато в чому схожий з процесом утворення гелів у ліофільних колоїдах. Гелеутворення, по суті, можна розглядати як прояв агрегативної нестійкості колоїдних систем. Але, на відміну від коагуляції, при

гелеутворенні система (золь) змінює структуру без поділу на коагулянт і дисперсійне середовище і просто переходить в іншу дисперсну систему (гель). На рис. 3.1 схематично зображена структура гелю, утвореного довгастими частинками або макромолекулами, комірки в якій заповнені рідиною. Сили, що

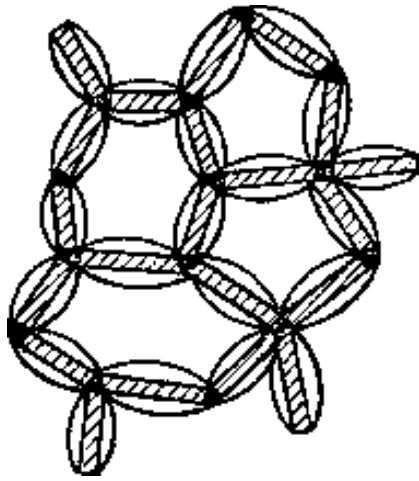


Рис. 3.1. Схема структури гелю

зв'язують частинки в гель, за своєю природою можуть бути вандервальсовими або електростатичними. У деяких випадках, наприклад при вулканізації каучуків, виникають і міцні хімічні зв'язки.

Утворенню гелів допомагає ряд факторів. Важливу роль відіграють форма й розмір частинок – гелі утворюються переважно з дуже подовжених, паличкоподібних, голкоподібних частинок, а також макромолекул. Гелеутворення сильно прискорюється при підвищенні концентрації, тому що зменшується

відстань між частинками в розчині. Подібний вплив спостерігається і при зниженні температури; навпаки, нагрівання підсилює рух частинок і перешкоджає утворенню зв'язків між ними. Гелеутворення взагалі – повільний процес, тому фактор часу дуже важливий. Додавання електролітів може полегшити (утруднити) гелеутворення або привести до коагуляції.

Як уже відзначалося, при перетворенні золю в гель рідке дисперсійне середовище залишається в ньому. У багатьох випадках при старанному висушуванні рідина може повністю випаруватися без руйнування структури гелю, хоча об'єм його значно зменшиться. Так звані *еластичні гелі*, отримані з розчинів високомолекулярних речовин, якщо їх помістити в рідину, збільшуються в об'ємі (набухають) і знову містять рідину в своїй структурі. Характерним прикладом такої оборотності стосовно води є желатина.

Питання стійкості колоїдів – основне в усіх випадках практичного використання колоїдних систем. При цьому завдання двояке:

- в одних випадках необхідно збільшити стійкість, стабілізувати колоїд, щоб він довгий час зберігався незмінним;
- в інших навпаки, необхідно зруйнувати якомога швидше колоїдну систему.

Прикладом систем, які необхідно зруйнувати, є відпрацьовані води промислових підприємств і каналізаційних споруджень. У більшості випадків вони забруднені стійкими колоїдними дисперсіями і піноутвірними речовинами. Очищення стічних вод шляхом коагуляції необхідне, оскільки в противному разі відбудеться сильне забруднення водойм рік, морів і т. д. Коагуляцію викликають додаванням, головним чином, солей – електролітів.

Інша, не менш розповсюджена колоїдна система, що забруднює навколишній простір, – аерозоль, тобто дим із труб, пил або туман у

виробничих приміщеннях або шахтах. Аерозолі являють собою все зростаючу небезпеку для людини. Так, силікатний пил є причиною одного з найбільш важких професійних захворювань – силікозу. Проблема руйнування і коагуляції аерозолів – одна з найважливіших у колоїдній науці.

Коалесценція водно-нафтових емульсій є основною операцією при видаленні води із сирової нафти.

Не менше значення має й одержання стійких колоїдних систем. Ця проблема існує у виробництві лаків і фарб, що містять пігмент у колоїдному стані. Фармацевтичні й косметичні вироби, що являють собою різні колоїдні системи, необхідно готувати так, щоб вони були досить стійкими. Це ж стосується і деяких виробів харчової промисловості, наприклад, готування маргарину – це одержання стійкої емульсії. Утворення стійкої піни – головне завдання при виробництві мийних засобів. Однак при флотації руд піна повинна бути стійкою доти, поки не вилучиться руда, а після цього легко руйнуватися.

Різноманітність наведених прикладів практичного застосування повно відображує важливість, але одночасно й більшу складність проблеми стійкості колоїдів. Колоїдна наука все ще не дала їй вичерпного теоретичного пояснення. Найбільш вивчена стійкість ліофобних колоїдних розчинів. Відомо, що внесення хімічних сполук, що дисоціюють у водних розчинах на іони (солі, кислоти, основи), приводить до швидкої коагуляції гідрофобних золів. При цьому виявилось, що коагулювальна дія залежить від виду електроліту.

Коагулювальна активність (здатність) різних електролітів відносно даного золю була досліджена експериментально за допомогою простого методу, який можна здійснити при використанні найпростішого устаткування. Цей метод, хоча й досить примітивний і неточний, широко застосовується й нині. У групу пробірок або склянок у рівних об'ємах заливають досліджувану золь (рис. 3.2). Додають рівні об'єми розчинів коагулювального електроліту, концентрації яких рівномірно зростають від пробірки до пробірки. Через певний час перевіряють, у якій пробірці відбулася коагуляція золю.

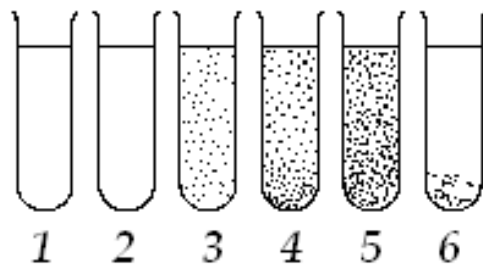


Рис. 3.2. Визначення «порога коагуляції»

Найменша концентрація електроліту, що викликала коагуляцію, називається «*порогом коагуляції*». Якщо час вистоювання відповідає часу, необхідному для протікання швидкої коагуляції, поріг коагуляції називають також *критичною концентрацією* електроліту C_K .

Очевидно, що визначення C_K таким способом не точне через суб'єктивність установа порого «на око». Тому завжди, коли наводиться значення C_K , необхідно відзначати, при яких умовах воно отримане: відлічений чи поріг коагуляції при меншому або більшому збільшенні мутності золю (пробірки 3 і 4), або з появою видимих великих агрегатів (пробірка 5), або наприкінці – при повному осадженні коагуляту (пробірка 6).

При дослідженні коагуляту цим та іншим методами були встановлені описані далі закономірності для коагулювальної здатності електроліту. З усіх іонів, на які дисоціюється електроліт у розчині, коагулювальною дією володіє іон, електричний заряд якого протилежний заряду колоїдних частинок золю.

Іншою важливою закономірністю, установленною при вивченні коагуляції, є зв'язок між швидкістю коагуляції та ζ -потенціалом колоїдних частинок. Товщина дифузійного електричного шару протиіонів біля колоїдної частинки зменшується при збільшенні концентрації електроліту в розчині або його валентності. Відповідно зменшується й величина ζ -потенціалу. При одночасному дослідженні швидкості коагуляції й ζ -потенціалу виявилось, що швидка коагуляція відбувається при одній і тій самій досить низькій величині ζ -потенціалу, називаною *критичною*, яка не залежить від виду або валентності використовуваного електроліту.

Іони, які можуть сильно адсорбуватися на колоїдних частинках і різко знижувати їх ζ -потенціал, мають також і велику коагулювальну здатність. Особливо цікава в цьому випадку дія деяких іонів, які внаслідок адсорбції можуть перезаряджати колоїдні частинки й змінювати знак ζ -потенціалу.

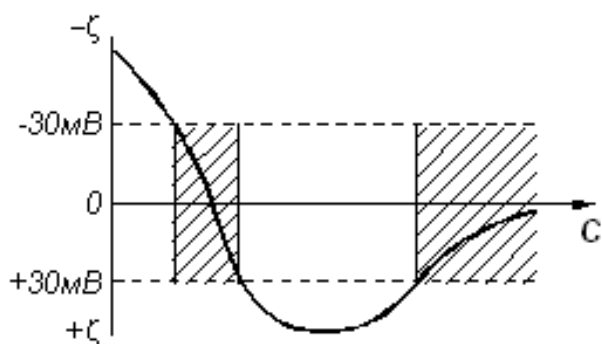


Рис. 3.3. Залежність концентрації електроліту від потенціалу колоїдних частинок

На рис. 3.3 показана зміна величини ζ -потенціалу зі збільшенням концентрації C електроліту (інтервали концентрацій, у яких існує швидка коагуляція, заштриховані). При дуже малій кількості доданого електроліту – золь стійкий (перша зона стійкості). Збільшення концентрації знижує ζ -потенціал до критичного значення й починається швидка коагуляція – перша зона нестійкості. Подальше підвищення C викликає перезарядження поверхні, ζ -потенціал проходить через нуль і підвищує своє

значення вище критичного, але зі зворотним знаком – починається друга зона стійкості золю. Ще більш висока концентрація електроліту знову знижує ζ -потенціал і настає швидка коагуляція – друга зона нестійкості.

Вибір коагулювального іона з оптимальними властивостями (адсорбційна здатність, валентність, а також нетоксичність, низька вартість та ін.) – важливе завдання в усіх практичних випадках коагуляції електролітами. Це дає змогу працювати з мінімальними критичними концентраціями, які при масовому використанні дозволяють економити великі кількості речовин.

Наведені вище факти дозволяють зробити висновок, що стабільність ліофобних золів пов'язана з електричними властивостями поверхні колоїдних частинок. Дійсно, давно було висловлене припущення: золі стійкі внаслідок того, що частинки, які мають електричні заряди одного знака, відштовхуються й тому не злипаються. Однак подібне пояснення занадто спрощене, оскільки

потрібно враховувати, що колоїдна міцела містить у собі не тільки частинку з поверхневими зарядами, а має дифузійний шар протиіонів біля неї.

Такі міцели в цілому електронейтральні й не повинні відштовхуватися. Проте, коли колоїдні частинки наближаються дуже близько одна до одної, їхні дифузійні шари перекриваються й взаємодіють. Ця взаємодія відбувається в тонкому прошарку дисперсійного середовища, що розділяє частинки. Стійкість як ліофобних золів, так і інших колоїдних систем визначається, головним чином, особливими властивостями цих тонких рідких шарів.

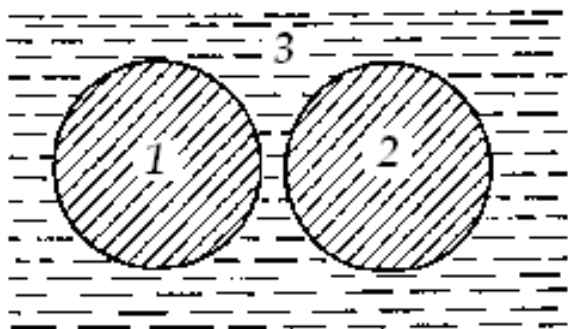


Рис. 3.4. Колоїдні частинки в дисперсійному середовищі

Уявімо собі дві колоїдні частинки, які зближаються в дисперсійному середовищі. Спочатку вони розділені товстим шаром рідини, що при зближенні частинок тоншає і, зрештою перетворюється в дуже тонкий шар (рис. 3.4). Оскільки частинки мають дуже малі розміри, площа утвореного шару також дуже мала. Для сферичних частинок – шар увігнутий з двох сторін, а в інших випадках може бути плоским або неправильної форми.

У різних колоїдних системах утворюються різноманітні види тонких рідких шарів. У ліофобних колоїдних розчинах і суспензіях частинки 1 і 2 – тверді тіла, отже, шар 3 межує з двома твердими поверхнями. Рідкий шар між двома краплями виникає в емульсіях, а в пінах рідкий шар 3 межує з двох сторін з газовими бульбашками 1 і 2 і тому також називається *вільним рідким шаром*. У двох останніх випадках тонкі рідкі шари являють собою по суті емульсійні або відповідно пінні плівки. Можливі й більш складні види рідких шарів, коли частинки 1 і 2 різні. Так, при флотації руд виникає характерний рідкий шар між твердою частинкою й газовою бульбашкою.

Після утворення тонкого рідкого шару стоншення його може тривати й далі, а це ще більше зближає частинки. Стоншення рідкого шару закінчується або розривом його при деякій малій товщині, або при досягненні деякої рівноважної товщини, що далі не зменшується. У першому випадку частинки злипаються, а в другому – злипання немає. Очевидно, що властивості тонкого рідкого шару визначають, чи відбудеться коагуляція (коалесценція), тобто визначають стійкість колоїдів.

3.2. ПЕПТИЗАЦІЯ

Пептизація – процес, при якому осад, отриманий внаслідок коагуляції ліофобних золів, під дією деяких факторів знову переходить у стан золю. Здатність до пептизації характерна звичайно для коагулятів, які занадто довго після коагуляції не зберігалися, оскільки при стоянні вони стають більш компактними, частинки з'єднуються міцніше завдяки рекристалізації, зрощення, утворення хімічних зв'язків та ін. Найлегше пептизуються осад,

у яких частинки ще не злиплися щільно і між ними міститься значна кількість дисперсійного середовища, наприклад коагелі. *Пептизацію* можна розглядати як процес, *зворотний коагуляції*, і тому як частину загального питання стійкості колоїдів.

Один із способів пептизації – промивання коагуляту великим об'ємом чистої води. При такій обробці з осаду поступово виштовхуються іони коагулювального електроліту. Як тільки концентрація електроліту почне зменшуватися, збільшується товщина дифузійного електричного шару й електростатичний розклинювальний тиск зростає. Він розклинює колоїдні частинки, відокремлює їх одна від одної, а броунівський рух розподіляє їх по всьому об'ємі – знову утворюється золь. При промиванні осади, отримані в процесі коагуляції одновалентними електролітами, легко пептизуються. Коли коагулювальний іон – багатовалентний процес, пептизація утруднюється.

Шкідлива пептизація в деяких технологічних процесах. Наприклад, при виробництві цукру одночасно з витягуванням його з буряка можуть пептизуватися деякі інші речовини (пектин) і переходити як золі в розчин цукру. У таких випадках необхідно запобігти пептизації.

У багатьох випадках пептизацію застосовують для одержання золів або суспензій з осадів. Для прискорення пептизації використовують речовини, називані *пептизаторами*. Дія їх зводиться до адсорбції на поверхні колоїдних частинок або навіть до входження в кристалічні решітки частинок. Оскільки пептизаторами найчастіше є іони, вони значно змінюють заряд колоїдних частинок, потенціал поверхні частинки і відповідно електростатичний розклинювальний тиск. Це зумовлює пептизацію. Так, коагулят бромиду срібла пептизується під дією солі, що містять іони броду, які адсорбуються на іонах срібла в решітках колоїдної частинки й надають їй свій заряд. Як пептизатори діють і органічні іони з великою адсорбційною здатністю.

Додавання деяких речовин до ліофобних золів може сприяти підвищенню їхньої стійкості і, зокрема, надавати їм стійкість відносно дії електролітів. Це явище відоме за назвою «*колоїдний захист*». Речовини, які стабілізують золі таким способом, звичайно високомолекулярні сполуки – желатина, альбумін, казеїн, крохмаль, декстрин, пектин, каучук та ін. Саме вони створюють ліофільні колоїдні розчини, тому називаються захисними колоїдами.

Дія цих речовин зводиться до утворення адсорбційних шарів біля кожної колоїдної частинки золю. Макромолекули звичайно містять іоногенні або полярні функціональні групи, які зумовлюють збільшення заряду колоїдних частинок та їхнього потенціалу. Крім того, ці макромолекули утримують велику кількість молекул дисперсійного середовища та утворюють досить товстий шар біля колоїдної частинки, який перешкоджає зближенню її з іншими частинками. Загалом кажучи, захищений колоїдний розчин за своїми властивостями подібний ліофільному – колоїдному розчину високомолекулярної речовини.

Колоїдний захист широко використовується для приготування золів, які повинні бути довгий час стійкими. Такими золями є багато ліків. Відомі краплі в ніс – коларгол – це золь срібла, захищений невеликою кількістю желатини.

3.3. ТЕЧІЯ КОЛОЇДНИХ СИСТЕМ

Нами розглянутий рух колоїдних частинок, але в припущенні, що розчин не змінюється. Однак на практиці це звичайно не так: у більшості випадків і при одержанні, і при використанні колоїдних систем вони в цілому знаходяться в русі. При цьому виникає ряд цікавих і порівняно мало вивчених явищ, деякі з яких будуть розглянуті нижче.

У закон Ньютона входить в'язкість, що є мірою внутрішнього тертя в рідині. З практики відомо, що в'язкість розчину більше в'язкості розчинника: наприклад, при додаванні цукру у воду утворюється сироп, що тече значно гірше чистої води. Це належить і до колоїдних розчинів. Логічно припустити, що чим вище концентрація розчину, тим гірше він буде текти. Останнє, загалом кажучи, відноситься до концентрованих розчинів, у яких розчинені частинки або молекули не знаходяться у безпосередньому контакті. У випадку ж контакту частинок з'являються нові ефекти, які, як ми побачимо далі, істотно ускладнюють явище.

Розглянемо розведені розчини. Для простоти прийемо, що розчинені частинки кулеподібні як для звичайного, так і для колоїдного розчину. Уявімо, що через розчин паралельно напрямку течії зроблений переріз площею S_0 (рис. 3.5). Для чистої рідини з в'язкістю η_0 сила тертя F_T у площині перерізу відповідно до закону Ньютона запишеться так:

$$F_T = \eta_0 S_0 \frac{\Delta u}{l}, \quad (3.1)$$

де Δu – різниця швидкостей u_1 і u_2 шарів, що знаходяться на відстані l .

Припустимо тепер, що переріз перетинає тільки одну частинку. Потік повинен обтікати частинку, як це показано на рис. 3.5. При цьому площа між двома рідкими шарами буде менше на величину S_1 , але до загальної площі тертя додається площа обтічної сфери S_2 , тому тертя між шарами відбувається по площі $S_0 - S_1 + S_2$, що дає

$$F_T = \eta_0 (S_0 + S_2 - S_1) \frac{\Delta u}{l}. \quad (3.2)$$

Оскільки площі S_1 і S_2 не підлягають виміру, зручно прийняти, що площа тертя зберігає свою величину S_0 , але в'язкість розчину змінюється при цьому від η_0 до η . Тоді сила тертя визначиться за формулою

$$F_T = \eta S_0 \frac{\Delta u}{l}. \quad (3.3)$$

Дві останні формули відображають різними способами ту саму силу тертя F_T , і якщо порівняємо їхні праві частини, то будемо мати:

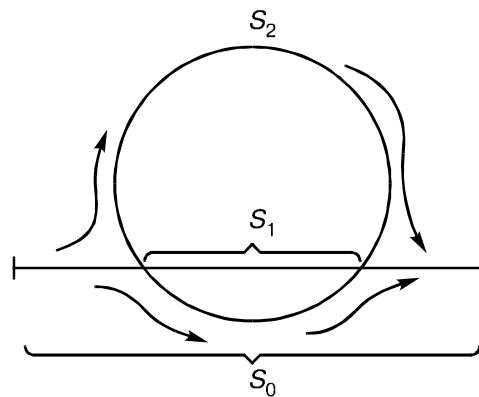


Рис. 3.5. Схематичне зображення обтікання частинки потоком розчину

$$\eta = \eta_0 \left(1 + \frac{S_2 - S_1}{S_0} \right) \quad (3.4)$$

Площа сфери S_2 завжди більше площі її перерізу S_1 , тому при порівнянні з чистим розчинником в'язкість розчину буде підвищеною. Цей результат пояснює підвищення в'язкості колоїдних розчинів (і розчинів високомолекулярних речовин) за рахунок збільшення площі, на якій відбувається внутрішнє тертя в рідині.

Кров при температурі 37°C має в'язкість у 3 – 4 рази більшу порівняно з в'язкістю води. Це зростання пояснюється наявністю в ній еритроцитів.

Для розведених колоїдних розчинів Ейнштейн одержав точну формулу в'язкості (при ряді обмежень) такого вигляду:

$$\eta = \eta_0(1 + 2,5\varphi), \quad (3.5)$$

де φ – загальний об'єм колоїдних частинок в одиниці об'єму розчину.

Теорія Ейнштейна застосовна тільки до дуже розведених розчинів, у яких колоїдні частинки не взаємодіють. Нині намагаються розширити застосування цієї теорії до більш концентрованих розчинів. Однак і в цьому випадку розглядаються колоїдні системи, у яких велика частина колоїдних частинок не знаходиться в безпосередньому контакті.

В'язкість розведених колоїдних розчинів іноді набагато перевищує в'язкість чистого розчинника, але швидкість їхньої течії завжди зростає пропорційно тиску.

Властивості висококонцентрованих колоїдних систем принципово відмінні. Деякі концентровані суспензії при повільній течії поведуться аналогічно, але при досягненні досить низької швидкості в'язкість їх різко збільшується, і при подальшому зростанні тиску швидкість течії не змінюється. Це явище називається *дилатансією*. При повільній течії частинки суспензії знаходяться на певних невеликих відстанях одна від одної і тертя між ними виникає за рахунок поділяючих їх тонких шарів рідини. При більшій швидкості течії суспензія переміщується, розташування частинок порушується і деякі з них можуть увійти в безпосередній контакт одна з одною. При цьому утворюються скупчення частинок, що перешкоджають течії, і система поводить себе як тверде тіло. Аналогічно, якщо в ящику із засувною кришкою, повному упорядковано упакованих кульок, одна з них не потрапила на своє місце, це призведе до того, що кришку не можна буде засунути.

У випадку руху сильно концентрованих суспензій загальний об'єм системи зростає, хоча, незважаючи на те що більшість частинок відділяються одна від одної, деяка мала частина їх (саме ті частинки, які утрудняють течію) зближається. Зазначене можна пояснити таким прикладом: якщо наповнимо ящик до певного рівня кульками, а потім струснемо його, то кульки розташуються неупорядковано й рівень їх у ящику підвищиться.

Збільшення об'єму суспензії при дилатансії приводить до перерозподілу рідини. У цьому можна легко переконатися, якщо помістити вологий пісок у

гумовий балон, що має скляну трубку з водою, і стиснути його, то рівень води в трубці знизиться замість того, щоб підвищитися, як варто було б очікувати на перший погляд. Тому вологий пісок висихає безслідно на морському березі.

Бувають випадки, при яких дилатансія спричиняє великі незручності. Наприклад, деякі концентровані фарби при швидкому нанесенні внаслідок дилатансії стають майже твердими і сухими, а тому утворюваний шар – не рівномірний.

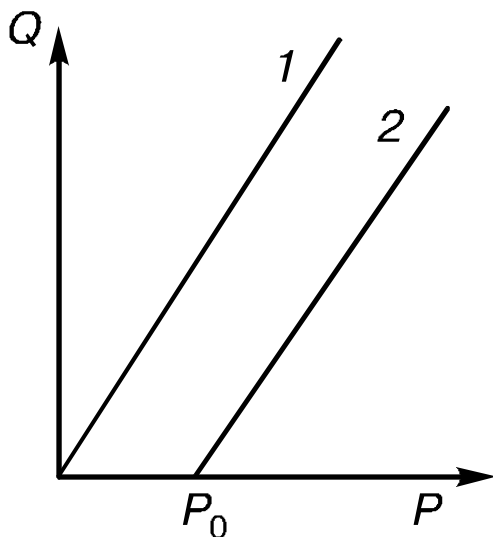


Рис. 3.6. Залежності кількості рідини від тиску

Явище дилатансії виявляється в некоагульованих колоїдних системах. Інакше поведуть себе гелі. У них, на відміну від золів, хоча частинки неповністю з'єднані одна з одною, вони все ж таки торкаються деякими своїми частинами. Тому такі системи, подібно твердим тілам, мають власну форму. У звичайних рідинах кількість рідини Q , що витікає з капілярів певного радіуса, пропорційна прикладеному тиску P (рис. 3.6, крива 1). Якщо в капіляр помістити деякий гель і подати тиск, то до певного тиску P_0 течія відсутня, а при тисках, більших P_0 , кількість витисненого розчину пропорційна прикладеному тиску (рис. 3.6, крива 2).

Причина такого аномального поведіння гелів – наявність у них певної структури, яка виникла за рахунок зв'язків між окремими частинками, має механічну міцність і перешкоджає течії системи. Процес течії починається тільки при збільшенні тиску, достатнього для руйнування зв'язків між частинками гелю.

Така структура може виникати за різних причин. Іноді колоїдні частинки в гелі не склеюються, а тільки торкаються одна одної так, що між ними залишається прошарок дисперсійного середовища. При цьому сили взаємодії між частинками досить великі, щоб надати гелю відому механічну міцність, але в той же час і досить малі, щоб потім зімкнутися при великому зусиллі.

Структура може виникати й при низькій концентрації, якщо частинки мають паличкоподібну форму. На їхніх кінцях дифузійні електричні шари мають мінімальну товщину й за певних умов колоїдні частинки можуть злипатися у цих місцях.

Утворюється просторова сітка, наповнена розчинником. Ця сітка надає дисперсійному середовищу механічну міцність і відповідно зменшує швидкість течії.

Іноді структуру гелю можна зруйнувати струшуванням або перемішуванням. У результаті цього гель знову переходить у колоїдний розчин (золь), що тече як звичайна рідина. Але якщо цей золь залишити в спокої, то через якийсь час він знову втрачає рухливість і перетворюється на гель. Процес

перетворення гелю на золь оборотний, тобто може відбуватися практично нескінченну кількість разів. Це явище назване *тиксотропією*, що означає «зміну при струшуванні».

Тиксотропія спостерігається в гелях, у яких між окремими частинками утворюються тільки одиничні, порівняно слабкі зв'язки. При струшуванні ці зв'язки розриваються і частинки можуть знову рухатися вільно – гель перетворюється в золь. Оскільки частинки в золі інтенсивно рухаються (броунівський рух), то, коли розчин перебуває в спокої, при зіткненні частинок між ними можуть утворюватися нові зв'язки – золь знову перетворюється на гель. Тиксотропія можлива не для всіх гелів, а тільки для утворених із сильно витягнутих паличкоподібних частинок, тоді, навіть при наявності малої кількості контактів між частинками, розчин втрачає свою рухливість. Одночасно в ньому міститься досить велика кількість розчинника, щоб частинки могли відновити свій рух при розриві зв'язків між ними.

Явище тиксотропії може бути як *корисним*, так і *шкідливим*. У геологічній розвідці при бурінні свердловини часто зустрічаються глинисті шари. Роздроблені глинисті частинки утворюють суспензії у вигляді гелю, що сильно утруднює буріння. Щоб уникнути цього, вводять спеціальні розчини, які утворюють з глиною тиксотропні гелі, що при русі бура залишаються рідкими. Хороші фарби також повинні бути тиксотропними, щоб переходити в рідкий стан під дією щітки. Вони повинні залишатися рідкими досить тривалий час для того, щоб поверхневий натяг міг усунути сліди щітки, і одночасно твердіти досить швидко, щоб сила ваги не могла призвести до їх стікання й утворення крапель.

Катастрофічні провали на деяких піщаних ґрунтах, просочених підґрунтовою водою, також пояснюються тиксотропними властивостями пісків. Вони залишаються досить твердими і нерухомими доти, доки якийсь зовнішній вплив не приведе їх у рух. Тиксотропія відіграє важливу роль і в біології. Наприклад, протоплазма має тиксотропні властивості; це ж стосується і гелів міозину. Існує думка, що процес м'язового скорочення тиксотропний, тому що тиксотропія – один з деяких досить швидких і зворотних колоїдних процесів, які могли б служити для цієї мети.

Як і звичайні колоїдні розчини (золі), гелі також неміцні й згодом старіють – підвищують свою твердість, змінюють густину і т. д. Найцікавішим явищем старіння гелю є так званий *синерезис* – при цьому гель розпадається на рідину й тверду речовину. Звичайно згодом на поверхні гелю утворюються краплі рідини, які поступово збільшуються і зрештою зливаються в загальну масу. Сам гель стискується й стає непрозорим. При цьому загальний об'єм системи не змінюється, а затверділий гель зберігає форму посудини, у яку він був налитий ще в рідкому стані.

Цей перехід гелю зображений на рис. 3.7.

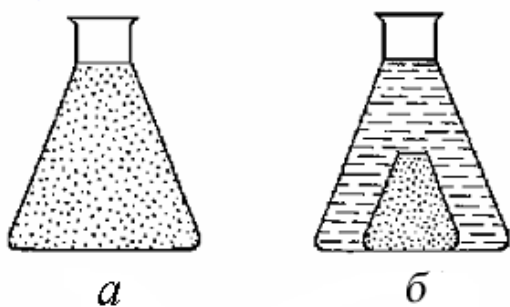


Рис. 3.7. Гель до синерезису (а) і після нього (б)

Синерезис, по суті, являє собою продовження процесу коагуляції колоїдної системи. Він є результатом збільшення кількості контактів між частинками гелю. У свіжому гелі між колоїдними частинками порівняно мало зв'язків, яких, однак, досить, щоб надати гелю нерухомості. Незважаючи на те що отримана при цьому структура сильно зменшує рухливість частинок, вони все ж таки слабо рухаються, і при зіткненні між ними можуть виникати нові зв'язки. Це викликає поступове ущільнення гелю, при цьому частинки його зближаються, а розчинник видавлюється.

Синерезис – це дуже розповсюджене явище. Так, гель каучуку виділяє при старінні велику кількість органічного розчинника й робиться непридатним для виготовлення гумових виробів. Черствіння хліба й погіршення якості багатьох кондитерських виробів – також результати синерезису. Синерезис відбувається навіть у живих клітинах – м'ясо старих тварин тверде й жилаве, тому що з віком у тканинах розвивається синерезис утворюючих їх білкових гелів.

3.4. ВИДИ КОЛОЇДНИХ СИСТЕМ

Ліофобні золі

Раніше вже були розглянуті найважливіші властивості ліофобних золів: рух їхніх частинок, оптичні, поверхневі, електричні властивості, а також проблеми стійкості та коагуляції. Тепер зупинимося на одному важливому питанні – одержанні ліофобних золів [15].

На відміну від ліофільних золів, які звичайно являють собою розчини макромолекул і можуть бути отримані мимовільно при розчиненні високомолекулярних речовин у рідині, ліофобні золі не можуть виникати мимовільно при внесенні у дисперсійне середовище речовини, що їх утворює. Для одержання їх необхідно виконати деякі операції.

Частинки ліофобних золів мають від декількох тисяч до сотень мільйонів молекул. Такі утворення з великої кількості молекул можуть бути отримані:

- *дробленням* (диспергуванням) речовини до частинок колоїдних розмірів;
- *розчиненням* будь-якої речовини в розчиннику (при цьому речовина розчиниться до молекулярного або іонного стану) з наступним групуванням (конденсацією) окремих молекул у частинки колоїдних розмірів за певних умов.

Цими двома методами можна одержати золь, але в першому випадку *виходять з великої маси й диспергують її*, а в другому – *з молекул та іонів і конденсують їх*. Відповідно до цього методи одержання золів поділяються на дві великі групи: *дисперсійні й конденсаційні*.

У дисперсійній групі речовини дроблять шляхом *удару, стирання, роздавлювання* і т. д. Легко це можна зробити, наприклад, у ступці, але так утворюються тільки грубодисперсні системи. Звичайно дроблення здійснюють у різних млинах, найпоширенішим з яких є кульовий. Він являє собою великий циліндр, у який поміщають речовину, що підлягає розмелу, і велику кількість сталевих куль (рис. 3.8). При обертанні циліндра кулі безупинно перекочуються, ударяючи й стираючи речовину. Наприклад, у млині з 13-ми тисячами куль протягом хвилини відбувається ~1 мільйон ударів. Однак

дроблення в таких млинах не дозволяє одержати частинки розміром менше $60 \cdot 10^3$ нм при сухому помелі й менше 10^3 нм при мокрому унаслідок їх злипання. Тому використання кульового млина – тільки перший етап диспергування. Другий етап, при якому утворюються частинки золю з розмірами ~ 100 нм і менше, відбувається в так званих колоїдних млинах. У них безліч лопаток, прикріплених до ротора і розташованих на малій відстані від нерухомої перегородки. Речовину вводять у вигляді суспензії в рідке середовище, і при обертанні ротора з великою швидкістю частинки суспензії подрібнюються до колоїдних розмірів.

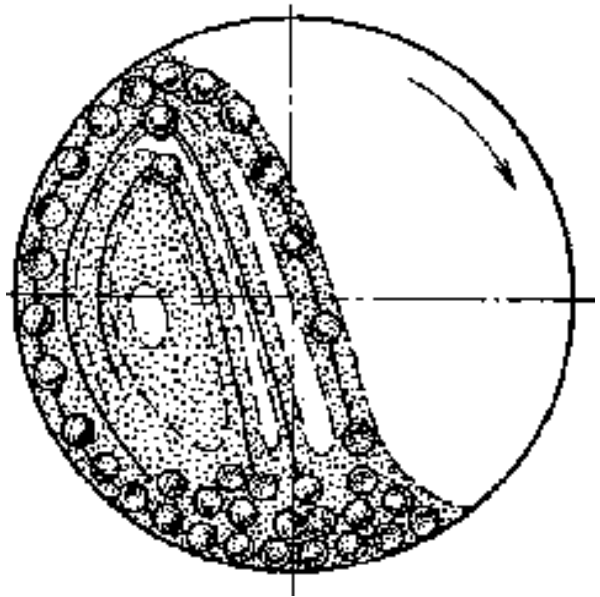


Рис. 3.8. Процес подрібнення в кульовому млині

При диспергуванні істотну роль відіграють добавки деяких речовин. Як установив Ребіндер, поверхнево-активні речовини адсорбуються на твердих частинках, проникають у найтонші мікротріщини й розширюють їх, що послаблює структуру матеріалу, і він легше дробиться. Крім того, поверхнево-активні речовини, що утворюють адсорбційні шари, стабілізують отримані частинки від агрегування.

Спеціальний дисперсійний метод – диспергування ультразвуком високої частоти. При дії ультразвуку на суспензію виникають механічні коливання (близько декількох тисяч на секунду), які розривають частинки на більш дрібні частинки золю.

У конденсаційних методах найважливіший момент – створення молекулярного (іонного) розчину, концентрація якого C більше концентрації C_0 насиченого розчину при даній температурі. Такий розчин називається *пересиченим*, а величина C/C_0 – *пересиченням*. Коли пересичення досить велике, у розчині починають утворюватися угруповання молекул, на яких осаджуються інші молекули доти, доки не виходить частинка. Ці первісні угруповання називаються *зародками*. Кількість зародків, що утворюються в одиницю часу, експоненційно залежить від пересичення. Це означає, що при малих пересиченнях зародки майже не утворюються, а при великих – виникають дуже швидко. Тому для одержання колоїдного розчину необхідно створити велике пересичення, щоб у короткий час з'явилося багато зародків, які швидко «вичерпають» розчинену речовину і не виростуть більше розмірів колоїдних частинок.

У протилежному разі, якщо утвориться мало зародків, то їм вистачить речовини для зростання, хоча й повільного, до розмірів великих кристалів. Золь у цьому випадку не вийде.

Підтримуючи пересичення на певному рівні протягом тривалого часу, звичайно одержують колоїдні розчини з різними за розмірами частинками (полідисперсні золи). Для одержання монодисперсного золю (приблизно з однаковими частинками) необхідно розділити процеси зародкотворення і росту. Спочатку створити на малий час дуже велике пересичення; при цьому утвориться багато зародків. Потім пересичення зменшити; це перешкодить появі нових зародків, але створить сприятливі умови для повільного й рівномірного росту первісних зародків до однакових розмірів.

Залежно від способу створення пересичення слід розрізняти *хімічну* й *фізичну* конденсації. *Фізичним методом*, наприклад, є сильне охолодження насиченого розчину; це викликає пересичення. Охолодження пари холодною рідиною також сприяє утворенню колоїдних частинок – так одержують золь ртуті у воді. Аналогічний за природою й метод одночасного охолодження пари двох речовин на холодній поверхні. При цьому одна речовина утворить частинки золю, а друга – дисперсійне середовище. Таким способом одержують золи лужних металів у бензолі та інших органічних рідинах.

До фізичних методів належить і *заміщення розчинника в насиченому розчині*. Наприклад, кухонна сіль розчинна в етиловому спирті, але нерозчинна в ефірі. Якщо невелику кількість спиртового розчину солі вилити у великий об'єм ефіру, фактичним розчинником стає ефір (спирт та ефір змішуються). Отриманий розчин солі в ефірі пересичений і утворить колоїдний розчин. Аналогічно й відоме помутніння спиртового розчину мастики при додаванні води.

Для одержання колоїдних розчинів найчастіше використовують *хімічну конденсацію*, тобто проводять хімічні реакції, унаслідок яких утворюються малорозчинні сполуки. Якщо хімічна реакція протікає досить швидко, нерозчинний продукт створює велике пересичення та утворюється золь. Це явище викликає великі утруднення у ваговому аналізі. Розглянемо кілька таких реакцій:

- обміну – $\text{AgNO}_3 + \text{KI} \rightarrow \text{KNO}_3 + \text{AgI}$ (золь);
- окислювально-відновна – $2\text{H}_2\text{S} + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{S}$ (золь);
- гідролізу – $\text{FeCl}_3 + 3\text{H}_2\text{O} \rightarrow 3\text{HCl} + \text{Fe}(\text{OH})_3$ (золь).

Електроліти, що з'являються у реакції, одночасно викликають коагуляцію й перешкоджають утворенню колоїдного розчину (див. першу реакцію). Додавання у розчин стабілізаторів полегшує утворення золю. Іноді стабілізуючу дію мають деякі вихідні речовини – у першій реакції таку дію чинять надлишкові іони йоду, які адсорбуються на частинках золів і збільшують їхній заряд.

Метод одержання золів металів, який можна розглядати як конденсаційний, так і дисперсійний, – це *електричний метод Бредіга*. Два електроди з металу занурюють у рідину (вона стане дисперсійним середовищем золю), кінці їх зближують і пропускають електричний струм (рис. 3.9). Виникаюча дуга частково розпорошує метал до колоїдних частинок, частково випаровує його, і пара конденсується в холодній рідині також у вигляді колоїдних частинок. Таким способом одержують золи багатьох металів.

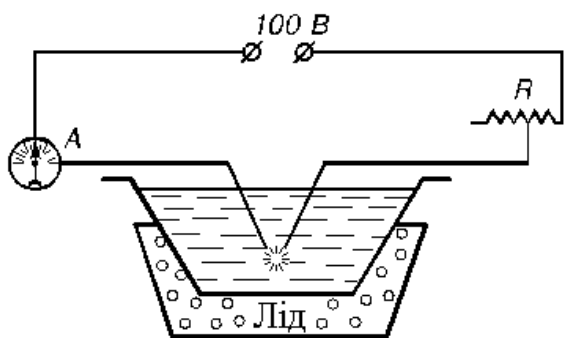


Рис. 3.9. Метод одержання золів металів

Отримані різними методами ліофобні золі звичайно містять і деякі інші розчинені речовини, найчастіше електроліти, які можуть прискорювати коагуляцію. Тому одержані золі необхідно добре очистити. Основний метод очищення колоїдних розчинів (включаючи й ліофільні) – це діаліз. Колоїдні частинки, маючи великі розміри, не можуть проходити через тонкопористі мембрани, наприклад, колоїдкові мембрани, які легко

пропускають звичайні молекули. Якщо налити золь у посудину, на дні якої знаходиться колоїдкова мембрана, і помістити цю посудину в більш широку з чистим дисперсійним середовищем (див. рис. 3.9), то розчинені в золі іони й молекули перейдуть у зовнішню посудину, а частинки золь залишаться у внутрішній. Неперервно замінюючи рідину в зовнішній посудині протягом тривалого часу, можна повністю усунути домішки з колоїдного розчину.

Діаліз золів – це повільний процес, але його можна прискорити різними способами. Прикладення до золь тиску прискорює процес переходу розчинника разом з молекулами домішок та іонами через мембрану. У цьому випадку в колоїдний розчин необхідно додавати чистий розчинник. Такий діаліз називається ще *ультрафільтрацією*. Широко використовують діаліз і в електричному полі – *електродіаліз*. У цьому випадку золь заливається між двома напівпроникними мембранами, за якими у зовнішніх посудинах поміщають електроди. Прикладення електричного поля прискорює рух іонів, що містяться в золі, і винос їх через мембрану. При діалізі необхідно мати на увазі, що, крім забруднюючих речовин, можуть витягатися й деякі стабілізуючі золі речовини. Добре очищені й стабілізовані ліофобні золі можуть зберігатися й використовуватися тривалий час.

Порошки й суспензії

Ці дві дисперсні системи мають однакову дисперсну фазу й різне дисперсійне середовище; для порошоків – це газ (звичайно повітря), а для суспензій – рідина. Вони мають ряд загальних властивостей, і тому розглянемо їх спільно. Найважливішими загальними рисами для цих систем є такі: *обидві системи грубодисперсні, складаються з твердих частинок з розмірами не менше 10^3 нм.* **Якщо порошок додати в рідину, утворюється суспензія і навпаки, при обережному висушуванні суспензії утворюється порошок. Висококонцентровані суспензії, називані пастами, займають проміжне положення між порошками й суспензіями.**

Порошки й суспензії готують тими ж методами (диспергування та конденсація), які були вже розглянуті раніше, але в цьому випадку одержують більш великі частинки. Розміри частинок впливають на властивості розглянутих

систем, тому для визначення розмірів частинок розроблено багато методів (так званий дисперсійний аналіз). Один з таких методів – *розсіювання порошку* на наборі сит з різними розмірами отворів (так званий ситовий аналіз). Порошки й суспензії мають велике практичне значення. Досить згадати такі широко застосовувані матеріали, що перебувають у вигляді порошку, як цемент, борошно, фарби, сажі, порошкоподібне паливо, хімічні добрива, рослинні препарати, пудри й багато чого іншого. Не менш поширені й суспензії – глинисті розчини, вапно, барвники, абразивні пасти та ін. Суспензія кристалічного галогеніду срібла в желатині – це фоточутливий компонент фотопаперу й фотоплівок, який неправильно називають *фотографічною емульсією*.

Властивості суспензій у деякому відношенні близькі до властивостей ліофобних золів. І в цьому випадку агрегативна стійкість визначається дифузійними електричними шарами: при збільшенні концентрації електроліту відбувається коагуляція. За своїми поверхневими й електричними властивостями вони також близькі до золів, наприклад, при накладенні зовнішнього поля відбувається електрофорез частинок. За оптичними властивостями суспензії подібні до золів, але через більший розмір частинок мутність їх набагато більша. Частинки суспензій добре видимі у звичайний мікроскоп.

Порівняно із золями, більші розміри частинок суспензій визначають і розходження в їхніх кінетичних властивостях – *броунівський рух у них практично відсутній*; за цієї причини *осмотичний тиск і дифузія* в таких системах також *відсутні*. У той же час частинки в суспензіях седиментують зі значною швидкістю, тому суспензії є *кінетично нестійкими системами*.

У концентрованих суспензіях (пастах) протікають процеси синерезису, дилатансії та інші, характерні для колоїдних систем із внутрішньою структурою.

Емульсії

Емульсії – це дисперсії, утворені двома незмішаними рідинами. Розміри їхніх частинок, які в цьому випадку є крапельками, міняються в широких межах, включаючи й колоїдну зону розмірів (<100 нм). Однак у більшості

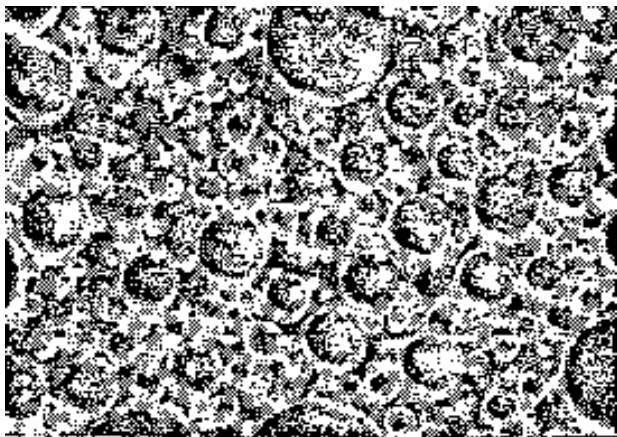


Рис. 3.10. Мікрофотографія емульсії

випадків емульсії – це *грубодисперсні системи*, що містять краплі, добре видимі у звичайний мікроскоп. Мікрофотографія такої емульсії зображена на рис. 3.10.

Емульсії можна одержувати як конденсаційним, так і дисперсійним способами. Але звичайно й у лабораторній практиці, і в промисловості використовують диспергування. Як бачимо, диспергування емульсій відбувається легше, ніж колоїдів з твердими

частинками. Для диспергування використовують різні *мішалки, змішувачі*, а для одержання найбільш тонких емульсій – *колоїдні млини*.

Емульсії утворюються й *при диспергуванні ультразвуком*. У деяких випадках готові (природні) емульсії піддають додатковому диспергуванню, щоб зменшити в них розмір крапель. Так обробляють, наприклад, молоко.

Одночасно з диспергуванням відбувається й коалесценція отриманих крапель, унаслідок чого зменшення розмірів краплі обмежене.

Для того щоб одержати тонкодисперсні й стабільні емульсії, необхідно додавати стабілізуючі речовини, називані *емульгаторами*.

Крім цього, можливе й мимовільне диспергування двох рідин, що відбувається при дуже малому суміжному натягу між двома рідинами – менше 10^{-6} н/см (0,1 дин/см). Останнього звичайно досягають додаванням великої кількості поверхнево-активних речовин. Утворені таким чином емульсії тонкодисперсні й дуже стійкі. Так, емульсії, отримані з машинного масла й води, при додаванні значної кількості (більше 10%) мила широко використовують як мастильно-охолоджувальну рідину при різанні металів. Довільно диспергуються й жири, уживані в їжу. Під дією поверхнево-активних речовин жовчі вони перетворюються в дуже тонку емульсію, що надалі засвоюється організмом.

Оскільки при диспергуванні двох незмішуваних рідин утворюються краплі кожної з них, виникає питання, яка з рідин служить дисперсійним середовищем. У такій парі незмішуваних рідин звичайно одна рідина полярна, друга – неполярна. Прийнято *полярну рідину* (найчастіше воду) умовно називати «*вода*» (*V*), а *неполярну* – «*масло*» (*M*), незалежно від їхньої хімічної природи. У зв'язку з цим емульсії поділяють на два типи: *тип V/M* – краплі води, дисперговані в маслі, і *тип M/V* – краплі масла, дисперсовані у водному середовищі.

Тип утвореної емульсії залежить від багатьох факторів: способу перемішування, температури, співвідношення об'ємів двох рідин, змочування посудини та ін. У принципі утвориться той тип емульсії, що більш стійкий, а це визначається, у першу чергу, стабілізуючою речовиною – емульгатором.

Існує кілька способів визначення типу емульсії. Якщо додати до неї невелику кількість води, то вона змішується з емульсією типу M/V і не змішується з емульсією типу V/M. Доданий барвник, що розчиняється тільки в одній з двох рідин, зафарблює або краплі, або дисперсійне середовище, і тип емульсії легко встановити за допомогою мікроскопа. Якщо виміряти електропровідність емульсії, то її значення велике для емульсій типу M/V і дуже мале для емульсій типу V/M.

Властивості емульсій сильно залежать від концентрацій крапель у дисперсійному середовищі. *Розведеними називають такі емульсії, у яких об'єм крапель не перевищує 0,1% загального об'єму*. Вони, як правило, тонкодисперсні й за властивостями близькі до ліофобних золів. Через малі розміри крапель такі емульсії седиментаційно стійкі, у них спостерігаються броунівський рух, дифузія, розсіювання світла та ін. Їх агрегативна стійкість також визначається наявністю дифузійних електричних шарів, а коагуляція під дією електролітів

підпорядковується правилу Шульце–Гарді; до них застосована теорія стійкості ліофобних золів. Прикладом такої розведеної емульсії є конденсат відпрацьованої пари в паровій машині, у ньому дисперговані дрібніші крапельки машинного масла.

Емульсії, у яких об'єм крапель не перевищує 75% загального об'єму системи, називають *концентрованими*. Краплі в них значно більші (видимі під мікроскопом), завдяки чому легко седиментують. Якщо густина крапель менше густини дисперсійного середовища, седиментація спрямована вгору – *зворотна седиментація*. Внаслідок високої концентрації краплі знаходяться весь час у контакті, через це легко настає *коалесценція*. Тому стійкість таких емульсій визначається емульгатором.

При концентрації крапель десь за 75% емульсії є *висококонцентрованими (креми)*. У таких системах питання про рух частинок (седиментація, дифузія) відпадають і емульсії за своїми властивостями подібні до структурованих колоїдних систем – *гелю*. Коли концентрація крапель наближається до 100%, дисперсійне середовище отримує вигляд багатьох дуже тонких прошарків рідини – *емульсійних плівок*. Звичайно, краплі у висококонцентрованих емульсіях не сферичні, а деформовані й мають форму неправильних багатогранників. Така емульсія за своєю структурою аналогічна піні, її властивості визначаються, у першу чергу, емульсійними плівками, стабілізованими емульгаторами.

Емульгатори – це поверхнево-активні речовини, які адсорбуються на межі розподілу між краплею і дисперсійним середовищем. Вони визначають не тільки стійкість, але й тип емульсії. Емульгатори стабілізують краплі, коли адсорбційний шар перебуває в основному поза межею розподілу, тобто в дисперсійному середовищі. Тому звичайно емульгатори, які краще розчиняються в маслі, стабілізують емульсії В/М, а розчинні у воді – емульсії М/В. Цікаве явище так званого *перетворення емульсій*: емульсія даного типу, стабілізована одним емульгатором, при додаванні іншого або сполуки, що хімічно модифікує перший емульгатор, перетворюється в інший тип. Так, емульсія М/В, стабілізована олеатом натрію, перетворюється в емульсію В/М при додаванні олеату кальцію або інших солей кальцію. Емульсії можуть перетворюватися й при концентруванні: з молока (розведена емульсія М/В) при механічному впливі відділяється вершкове масло (концентрована емульсія В/М).

Для адсорбції на межі розподілу між двома рідинами молекули емульгаторів повинні містити як неполярні групи (різні вуглеводневі ланцюги, бензолні ядра), так і полярні (карбоксільні, гідроксільні, сульфатні та ін.). Сполуки такого типу мають спорідненість і до полярних, і до неполярних рідин, хоча переважно розчиняються в одній з них.

Хороші емульгатори мають «добре» збалансовані полярну й неполярну частини молекули, тобто жодна з них не має переваги. Розглянемо лужні солі гомологічного ряду насичених жирних кислот – мила. Нижчі члени ряду – натрієві солі мурашиної, оцтової, пропіонової та інших кислот – погані емульгатори, в їхніх молекулах переважає полярна група й вони мають сильну спорідненість до води (рис. 3.11, *a*). Для середніх членів ряду (від 12 до

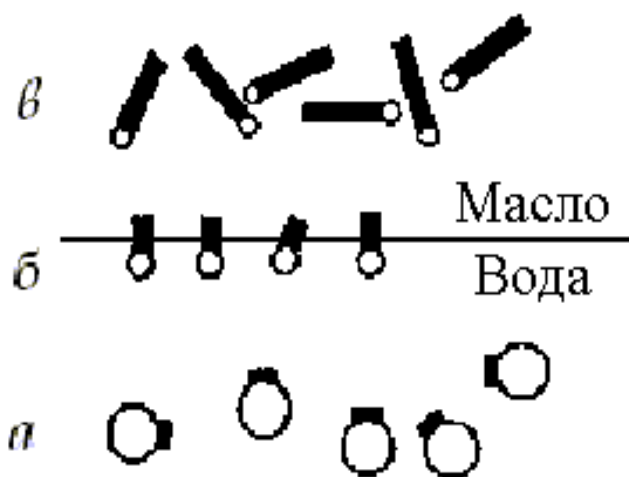


Рис. 3.11. Насичені жирні кислоти нижчого (а), середнього (б) та вищого (в) членів ряду

18 атомів вуглецю) обидві частини молекули добре збалансовані, добре адсорбуються на поверхні й є хорошими емульгаторами (рис. 3.11, б). Вищі члени ряду з довгими вуглеводневими ланцюгами мають дуже виражену спорідненість до масла і також є поганими емульгаторами (рис. 3.11, в).

У багатьох випадках як емульгатори використовують високомолекулярні речовини (желатину, казеїн, метилцелюлозу та ін.). Їхня дія як стабілізаторів

подібна до дії захисних колоїдів. Емульгаторами можуть бути також частинки деяких порошоків і суспензій (тверді емульгатори). Вони оточують краплі емульсії та утворюють захисний шар з твердих частинок (рис. 3.12). Ті частинки, які змочуються водою, стабілізують емульсії М/В, а ті, які змочуються маслом (сажа), – емульсії В/М.

Стабілізуюча дія емульгаторів дотепер вивчена недостатньо. З одного боку, вона може бути зумовлена електричними зарядами адсорбційних шарів, а з іншого – самі адсорбційні шари можуть утворювати механічно міцні оболонки (в основному емульгатори високомолекулярної природи), які перешкоджають коалесценції. Стійкість висококонцентрованих емульсій, де дисперсійне середовище перебуває у вигляді емульсійних плівок, значною мірою залежить від властивостей так званих *чорних плівок*.



Рис. 3.12. Схема захисного шару з твердих частинок

Піни

Піна – це колоїдна система, частинками якої є бульбашки газу, а середовищем – рідина. Розведені тонкодисперсні піни, так звані «газові емульсії», властивості яких аналогічні ліофобним золям, кінетично нестійкі й тому обмежені у використанні. Через велике розходження в густині газу й рідини бульбашки повітря в розведених пінах седиментують з великою швидкістю (завжди вгору, до поверхні рідини) і система розшаровується на рідину й шар концентрованої піни над нею. Тому, коли йдеться мова про піни, то мають на увазі *концентровані піни*.

Для одержання пін найчастіше використовують *дисперсійні* методи. При продуванні газу в рідину через вузький отвір газовий струмінь розривається і

утворюються бульбашки. Диспергування відбувається також і при інтенсивному перемішуванні рідини й газу (морська піна, піна, що утворюється при пранні, флотації руд і т. д.).

Іноді піни одержують і *конденсаційним* методом при виділенні розчинених у рідині газів. Таким шляхом утворюють піну газовані напої, насичені CO_2 , – пиво, шампанське. Аналогічно утворюється піна на поверхні розчину, у якому відбувається *ферментація*, при кип'ятінні розчинів, що містять поверхнево-активні речовини, і в деяких спеціальних випадках флотації.

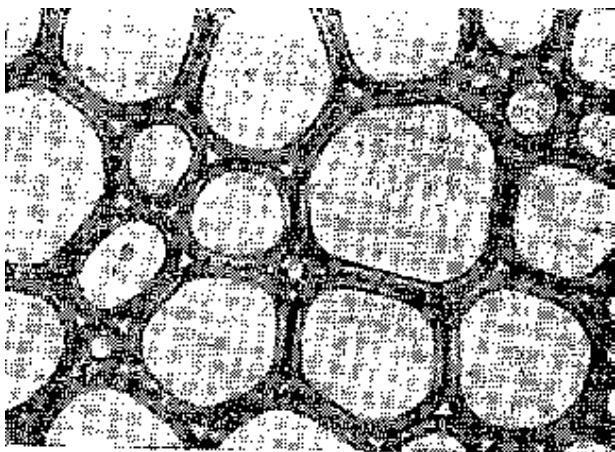


Рис. 3.13. Збільшена фотографія піни

стовщення, називані трикутниками Плато, на честь ученого, який установив, що в одному місці з'єднуються завжди три пінних плівки (3 стінки бульбашок), які утворюють кути приблизно у 120° . Пінні плівки – це плоскопаралельні рідкі шари, причому поверхня рідини в трикутниках Плато ввігнута.

Унаслідок цього виникає капілярний тиск, що викликає відсмоктування рідини з плівок до стовщених місць сполук, і пінні плівки поступово тоншають. Одночасно відбувається стікання рідини під дією її ваги від верхніх частин піни до нижніх. Тому через деякий час, відмінний для рідин різної в'язкості, пінні плівки досягають дуже малої товщини. Піна втрачає велику частину рідини – явище, подібне до синерезису, – і бульбашки набувають форми багатостінних кліток-стіленьків (рис. 3.14). У такому стані піна не може залишатися безмежно. Пінні плівки у верхній частині посудини є найбільш тонкими і рвуться одна за одну, а піна поступово руйнується.

Як і всякі колоїдні системи, піни нестійкі, причому більшою мірою, ніж інші колоїдні системи. У зв'язку з цим розроблені практичні методи визначення

Піна – грубодисперсна система, її бульбашки видимі неозброєним оком, щільно притиснуті одна до одної й розділені тонкими прошарками дисперсійного середовища – пінними плівками. На рис. 3.13 зображена збільшена фотографія піни через деякий час після її утворення, коли пінні плівки ще порівняно товсті. Знімок дозволяє уявити структуру піни та її полідисперсність (різні розміри бульбашок).

Пінні плівки, що розділяють бульбашки, з'єднуються, утворюючи

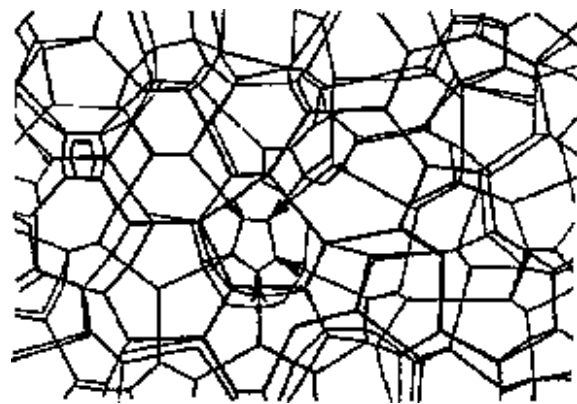


Рис. 3.14. Схема піни у вигляді кліток-стіленьків

відносної стійкості пін. Простим і широко використовуваним є метод виміру тривалості її існування, так званий «час життя» стовпа піни. У скляний циліндр стандартних розмірів наливають певну кількість рідини, при струшуванні якої виникає стовп піни. Час життя пінного стовпа в циліндрі від моменту припинення струшування до повного руйнування – *міра її стійкості*. В іншому методі мірою стабільності служить не час життя, а висота стовпа піни. У відкритому циліндрі через відомий об'єм досліджуваної рідини безупинно продувають повітря. Утворюється пінний стовп, що руйнується зверху й відновлюється знизу за рахунок піни, яка з'являється знову. Після того, як об'єм піни, що утворюється й руйнується за той самий час, вирівнюється, вимірюють висоту стовпа.

За допомогою цих та інших подібних методів проведені дослідження стійкості пін різних рідин і розчинів. Установлено, що зовсім чисті рідини практично не утворюють піни – вона руйнується майже відразу ж після того, як припиняється перемішування або струшування рідини. Для того щоб утворилася піна з відомим, хоча й малим часом життя, рідина повинна містити розчинену *поверхнево-активну речовину*. Молекули таких речовин сильно адсорбуються на поверхні розчину. *Пінні півки* – це рідкі шари з двома вільними поверхнями. Адсорбційні шари, утворені поверхнево-активними речовинами, стабілізують пінну плівку й значно сповільнюють витікання з неї рідини. Це подовжує час життя піни. Речовини, що стабілізують піни, називають *піноутворювачами*, або *піностабілізаторами*.

Встановлено, що піноутворювачі бувають двох типів: ті, які дають малостійкі піни з терміном життя до декількох десятків секунд, і ті, які утворюють стабільні піни з терміном життя в межах хвилин і годин. До першого типу відносять, наприклад, нижні члени ряду жирних кислот, спиртів, а до другого – поверхнево-активні речовини, називані *детергентами*. Останні утворюють стійкі піни й володіють миючою дією. Це в першу чергу мила (солі вищих жирних кислот), а також алкілсульфати, алкілбензосульфони та ін. До цього ж типу можна віднести сильно стабілізуючі піни, високомолекулярні речовини, такі як желатина, білки та ін.

Головний фактор, що впливає на стійкість піни, це концентрація піностабілізатора в рідині. Інші фактори, наприклад, концентрація електроліту (найбільш важлива для ліофобних золів!), температура, в'язкість рідини – не мають настільки суттєвого значення.

Вплив концентрації піностабілізатора на стійкість пін для двох зазначених типів різний. У випадку малостійких пін збільшення об'єму піноутворювача спочатку швидко продовжує життя піни, аж до того часу, поки при деякій певній концентрації вона не досягне максимального значення (кілька десятків секунд). При подальшому підвищенні концентрації піностабілізатора стійкість піни вже не збільшується, а зменшується; концентровані розчини слабких піностабілізаторів утворюють піни, що існують не довго.

По-іншому поведуться сильні піностабілізатори (детергенти). При дуже малих концентраціях вони дають піни з малою стійкістю подібно слабким піноутворювачам, і час життя пін поступово зростає зі збільшенням концентрації піностабілізатора. Після досягнення деякої концентрації,

специфічної для кожного детергенту, час життя (стабільність) піни різко збільшується, аж до великих значень (годин). Подальше підвищення концентрації детергенту практично вже не впливає на стійкість – піни залишаються високостійкими. За такий великий час пінні плівки стоншуються

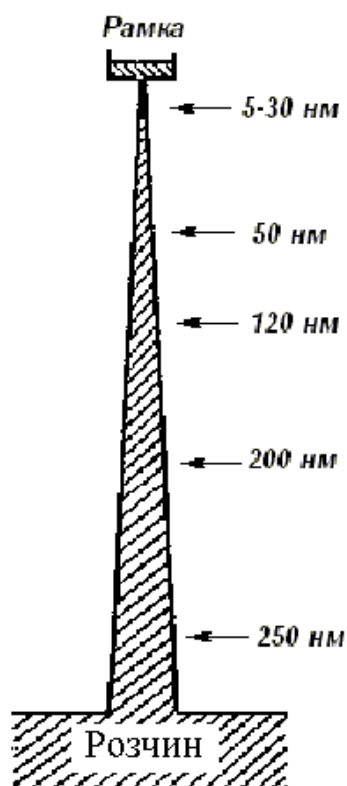


Рис. 3.15. Схематичне зображення товщини пінної плівки

самовільно стрибком переходять у набагато більш тонкі плівки (~5-10 нм), називані пінними плівками. Назва «чорні плівки» дана їм унаслідок того, що, будучи дуже тонкими, вони майже не відбивають світла й на темному фоні виглядають чорними. На рис. 3.15 схематично зображений розріз пінної плівки, витягнутої з мильного розчину за допомогою прямокутної скляної рамки. Через те, що плівка вертикальна, рідина в ній стікає вниз; у напрямку знизу вгору вона стоншується. Характерні інтерференційні кольори залежать від товщини плівок, що відмінна на різній висоті (значення товщини наведені на рисунку праворуч). За цими значеннями побудований

до дуже малої товщини (рис. 3.15). Стабільність цих пін, мабуть, зумовлена стійкістю найтонших пінних плівок, стабілізованих детергентами. Тому ряд учених – Перрен, Майселе, Шелудко та інші – зосередили свою увагу на дослідженні одиничних пінних плівок.

Пінні плівки товщиною ~500 нм виглядають пофарбованими в різні кольори, що викликано інтерференцією білого світла в плівці й властиво всім тонким шарам. Таке явище спостерігається при уважному розгляді великих мильних бульбашок або тонких плівок розлитого машинного масла на поверхні води. Це явище дозволяє вимірювати товщину пінних плівок, оскільки кожний колір відповідає певній товщині, а також простежити за зміною товщини плівки в часі.

Дослідженнями встановлено, що плівки малостійких пін після утворення тоншають і спонтанно руйнуються при досягненні критичної товщини розриву. Тривалість життя цих пін визначається часом, необхідним для стоншення пінних плівок до критичної товщини. Плівки високостійких пін, стабілізовані детергентами, також тоншають після утворення. Їхня особливість полягає в тому, що при досягненні критичної товщини (~30 нм) вони не розриваються, а

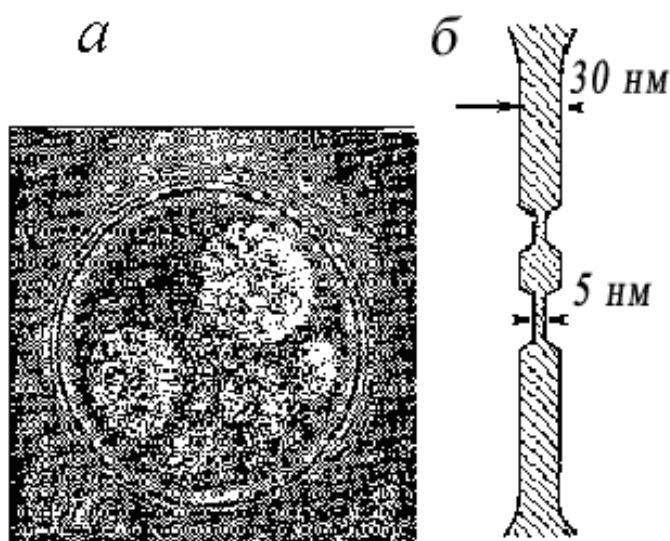


Рис. 3.16. Кругла горизонтальна пінна плівка (а) та схема її поперечного розрізу (б)

профіль пінної плівки. Звичайно масштаби на схемі різні по вертикалі (сантиметри) і горизонталі (нанометри), тому що довжина плівки набагато більше її товщини. У верхній частині рамки утворюється чорна плівка. Між сіро-синьою плівкою товщиною 30 – 40 нм і чорною плівкою над нею товщиною ~5 нм існує різка межа.

При детальному дослідженні мікроскопічних пінних плівок встановлено, що чорні плівки виникають спочатку у більш товстих як дуже маленькі круглі локальні стоншення, названі *чорними плямами*. Чорні плями – це, по суті, чорні плівки дуже малої площі й круглої форми. На рис. 3.16 наведений знімок круглої горизонтальної пінної плівки (рис. 3.16, а), у якій утворилися чорні плями, і схема її поперечного розрізу (рис. 3.16, б).

Чорні плями виникають тільки в пінних плівках високостійких пін. При низькій концентрації піностабілізатора-детергенту, коли піна ще мало стійка, вони не утворюються. Вони з'являються в плівках тільки при концентраціях, що перевищують певне значення C_c (концентрацію чорних плям). Виявилось, що C_c збігається з концентрацією, при якій час життя пін різко зростає. Це визначає важливість величини C_c характерної константи для кожної пінотвірної речовини: для одержання стабільної піни необхідно приготувати розчин, концентрація якого мало перевищує C_c для даної речовини.

Умови стійкості пін ще недостатньо вивчені. Дослідники, які займаються цим питанням, за основну умову приймали різні фактори. Так, Гіббс пояснює стійкість пінних плівок їх «еластичністю» – при розтягуванні плівки адсорбційний шар поверхнево-активної речовини на поверхні робиться більш рідким, поверхневий натяг у місці розтягування підвищується й сприяє зворотному зменшенню плівки. Наприклад, Плато вважає, що в пінних плівках в'язкість рідини дуже висока, а це сильно сповільнює й практично зупиняє їхнє стоншення. Умова стійкості пінних плівок за Ребіндером – утворення в них структури, а Дерягін розглядає стабільність пін з погляду теорії стійкості ліофобних колоїдів, головним у якій є розклинювальний тиск у тонких рідких шарах.

Отже, умова стійкості пін розглядається з різних сторін, але однозначного пояснення поки не дано. Очевидно, *основна умова стійкості пін – можливість утворення чорних плівок*. Якщо враховувати, що чорні плівки утворюються й у високостійких концентрованих емульсіях, а можливо, у золях і суспензіях, то питання виникнення властивостей і розриву цих найтонших рідких шарів набуває особливого значення для пояснення стійкості колоїдних систем.

Піни мають велике й різноманітне застосування. Досить згадати процеси флотації руд, прання із застосуванням поверхнево-активних речовин і т. д. При гасінні пожеж використовують пінні вогнегасники, які викидають струмінь піни з бульбашками вуглекислого газу. Однак у багатьох випадках піноутворення є перешкодою. Наприклад, піни звичайно з'являються при перемішуванні, поділі або кип'ятінні розчинів у різних технологічних процесах. Особливо шкідливі піни, що утворюються в стічних водах, містять піностабілізатори. У деяких високорозвинених промислових країнах, де застосовують велику кількість поверхнево-активних речовин, такі піни є справжнім нещастям – вони покривають навіть ріки й озера.

Руйнування таких пін може відбуватися внаслідок механічного або теплового впливу, але найчастіше при додаванні в розчини так званих *антиспінювачів*. До них належать, наприклад, циклогексанол та інші спирти, ефіри, силіконові масла. Антиспінювачі мають здатність добре адсорбуватися, але не стабілізувати пінні плівки. Такі речовини витісняють піностабілізатори з адсорбційного шару, і піни руйнуються.

Напівколоїди

У попередньому розділі було показано, що мила та інші детергенти стабілізують піни, тобто надають колоїдній системі високу стійкість. У той же час самі розчини детергентів являють собою колоїдні системи, які можна віднести до *ліофільних золів*. Це так звані *напівколоїди* або *асоційовані колоїди*.

Сама назва напівколоїд говорить, що в цих системах речовина тільки почасти перебуває в колоїдному стані. Дійсно, у розчині мила є й *вільні молекули* мила, і молекули, згруповані в колоїдні частинки – *міцели*. При цьому внаслідок зміни умов (концентрації речовини та електроліту, температури) частина вільних молекул може переходити в міцели й назад, тобто процес міцелоутворення оборотний.

Напівколоїдні системи, як і інші ліофільні золі, за певних умов можуть перетворюватися та гель. Типовим гелем такого виду є звичайний шматок мила. Процес гелеутворення – також оборотний, так що зміна стану такої системи може бути описана такою схемою:

молекулярний розчин \rightleftharpoons золь \rightleftharpoons гель.

Розчини напівколоїдів мають широке розповсюдження й усе зростаюче практичне значення. Розчини детергентів (включаючи мила) використовують для стабілізації пін, емульсій та інших колоїдних систем, для поліпшення змочуваності (гідрофілізації) поверхні водою, при флотації, у вигляді мийних засобів і т. п. Напівколоїди – це також розчини багатьох барвників (наприклад, бензопурпурина) і дубильних речовин – танінів. Розглянемо лише деякі властивості детергентів.

Найбільш застосовуваними й давно відомими детергентами є *мила* – *лужні солі вищих жирних кислот* (що містять від 10 до 22 вуглецевих атомів у ланцюзі). У звичайному милі головні складові частини – це олеат, пальмітат і стеарат натрію. Останнім часом широко використовують багато синтетичних детергентів: алкілсульфонати, алкіларилсульфонати, хлориди алкіламонію, поліглікоефіри та ін. Молекули детергентів мають явно виражену *полярну* (позначувану кружком) і *неполярну* (позначувану рисою) частини (рис. 3.17).

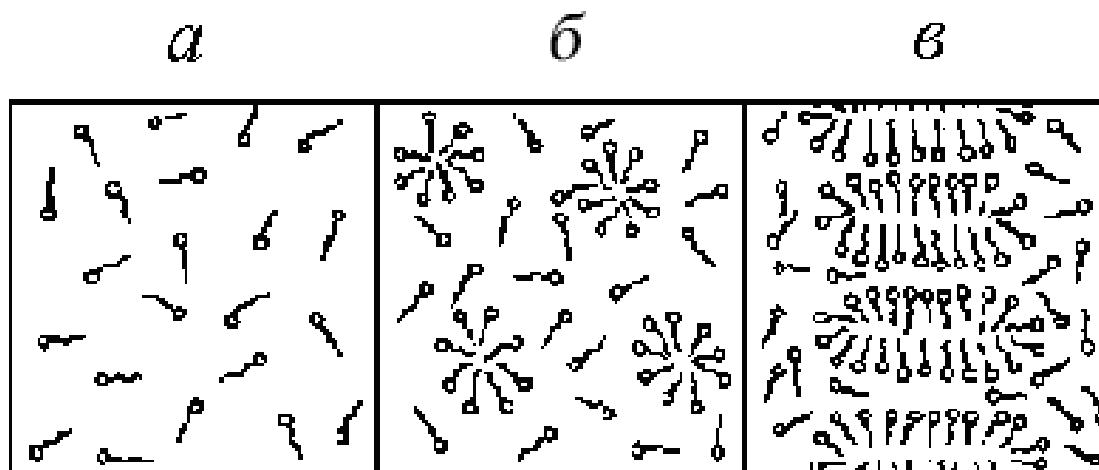


Рис. 3.17. Схеми розташування міцел при низьких (а), середніх (б) та високих (в) концентраціях

Простежимо, що відбувається у водному розчині детергенту при підвищенні його концентрації. Спочатку при низьких концентраціях молекули вільно рухаються в розчині незалежно одна від одної – розчин молекулярно дисперсійний, тобто справжній (рис. 3.17, а). При певній концентрації, називаній *критичною концентрацією міцелоутворення* (ККМ), починають утворюватися міцели. Це так звані міцели Гартлі, згруповані в сфери, що складаються приблизно з 50 молекул, які орієнтовані вуглеводневими ланцюгами всередину й полярними групами назовні (рис. 3.17, б). Така орієнтація молекул обумовлена як вандерваальсовими силами притягання між вуглеводневими ланцюгами, так і взаємним відштовхуванням їхніх полярних груп. При ще більш високих концентраціях сферичні міцели переходять у плоскі пластинчасті, що складаються з двох рядів молекул, вуглеводневі ланцюги яких орієнтовані один до одного (рис. 3.17, в). Подальше збільшення концентрації розчину приводить до зв'язування міцел одна з одною й утворенню гелю. Звичайно ці уявлення про будову міцел схематичні, реальна структура розчинів напівколоїдів більш складна й відмінна для різних речовин.

Критична концентрація міцелоутворення – важлива величина для кожного детергенту. Необхідно відзначити, що ККМ – це не точне значення концентрації, а деякий вузький проміжок концентрацій, у якому починається міцелоутворення. Для визначення ККМ використовують методи, основані на реєстрації змін властивостей розчину. Поява міцел сильно збільшує розсіювання світла розчином, а самі міцели спостерігаються в ультрамікроскопі. На кривих залежності осмотичного тиску, а також електропровідності розчину від концентрації поверхнево-активної речовини, спостерігаються злами.

Найчастіше ККМ визначають за зміною поверхневого натягу. З підвищенням концентрації він поступово знижується, а після досягнення ККМ практично залишається постійним. Зумовлено це тим, що фактична концентрація вільних молекул у розчині не змінюється – додається речовина, що зв'язується в міцели.

Цікавим явищем, спостережуваним у напівколоїдних розчинах, є *солюбілізація* – розчинення практично нерозчинних у воді органічних речовин, наприклад вуглеводнів. Солюбілізація протікає переважно в розчинах детергентів при концентрації вище за ККМ. Солюбілізацію вуглеводнів пояснюють перебуванням їх усередині міцел, де знаходяться вуглеводневі частинки молекул детергенту. Інакше кажучи, органічна речовина розчинюється у вуглеводневому середовищі й разом з міцелою – у воді.

Найбільш важливою, з практичної точки зору, властивістю напівколоїдних розчинів детергентів є їхня миюча дія. Завдання очищення полягає в усуненні з поверхні твердих тіл (металів, кераміки, дерева, пластмаси), текстильних волокон, шкіри людини, міцно прилиплих до неї, забруднюючих речовин – жирів, білків та інших органічних сполук, сажі, пилу. Чиста вода звичайно погано змочує їх (більшість з них є гідрофобними), до того ж вона має дуже високий поверхневий натяг. Унаслідок цього миюча дія чистої води дуже мала.

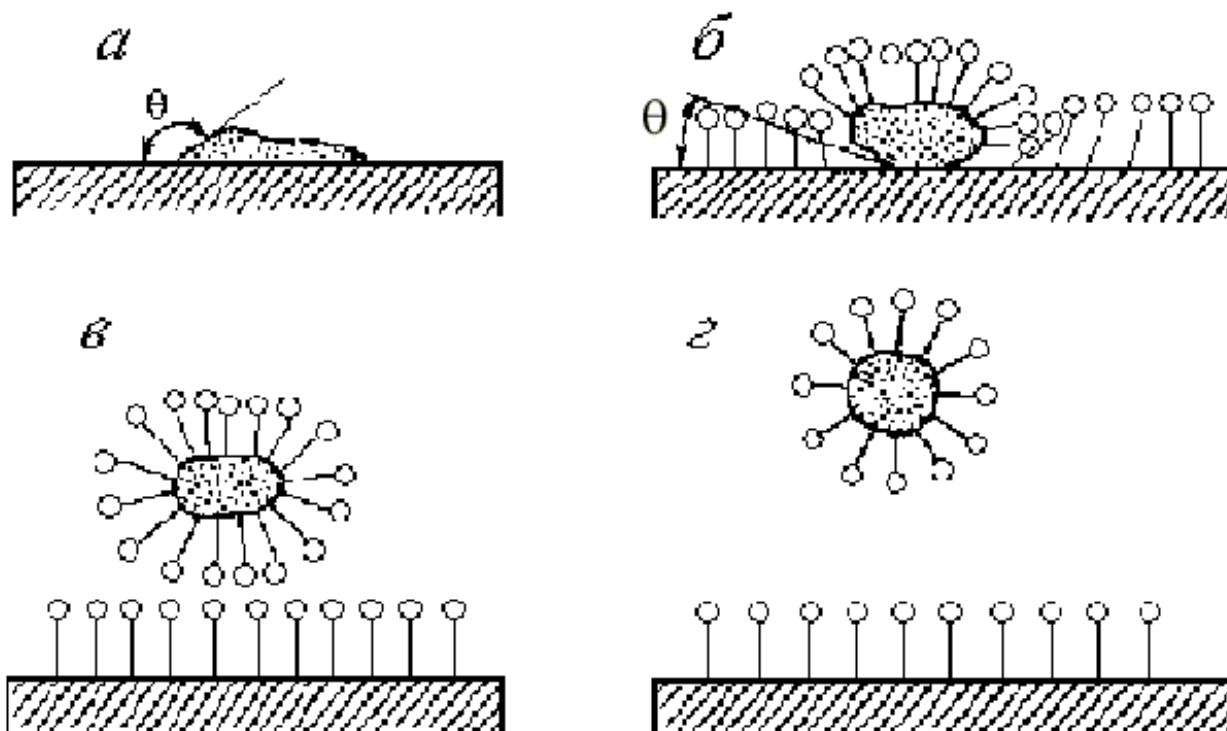


Рис. 3.18. Зміна кута змочування внаслідок адсорбції (а, б), виникнення розклинювального тиску між твердим тілом і забруднюючою речовиною (в), утворення в розчині емульсії та суспензії (г)

Коли розчин детергенту починає контактувати із забруднюючою поверхнею, молекули детергенту утворюють адсорбційні шари як на забруднюючих речовинах, так і на поверхні очищуваного об'єкта. При цьому здатність детергентів утворювати напівколоїдні розчини має велике значення, тому що розчин при адсорбції не збіднюється вільними молекулами – молекули, що надходять в адсорбційні шари, компенсуються молекулами, що переходять у

розчин при розпаді міцел. Тому розчин має достатній запас речовини, щоб покрити адсорбційним шаром усю поверхню. Якщо поверхня гідрофобна, молекули детергенту орієнтовані вуглеводневими ланцюгами до неї та полярними групами до розчину (рис. 3.18). Адсорбційні шари сильно знижують поверхневий натяг на межі «тверде тіло – розчин» й одночасно значно поліпшують змочування поверхні водою. Дійсно, зниження поверхневого натягу γ_{12} між рідиною та твердим тілом зменшує кут змочування θ , тобто робить поверхню гідрофільною. Це дозволяє розчину проникнути в найтонші капіляри й порожнечі поверхні, що дуже важливо для текстильних волокон.

Зміна внаслідок адсорбції кута змочування між поверхнею твердого тіла, забрудненою речовиною та розчином (рис. 3.18, *a* і *b*) прискорює збирання забрудненої речовини в компактні частинки й деяке очищенні поверхні. Поступове проникнення молекул детергенту між частинками забруднюючої речовини й твердим тілом створює на цих місцях адсорбційні шари. Останнє сприяє виникненню розклинювального тиску між поверхнею твердого тіла та забруднюючою речовиною (рис. 3.18, *в*), у результаті чого вона повністю відривається від поверхні. Цьому сприяють і різні механічні операції. Окремі частинки забруднюючих речовин утворюють у розчині емульсії та суспензії (рис. 3.18, *г*), у яких молекули детергенту відіграють роль стабілізатора – вони запобігають коагуляції цих систем і повторному прилипанню забруднюючих речовин до твердого тіла.

Миючій дії сильно сприяє й те, що детергенти утворюють високостійкі піни. Бульбашки піни впливають на забруднення або флотують ті частинки, які приклеюються до них унаслідок гідрофобності їхньої поверхні. Складовою частиною миючої дії є й здатність напівколоїдних розчинів детергентів солюбілізувати жири, вуглеводні та інші, нерозчинні у воді речовини. Це також є однією з причин того, що миюча дія виявляється найбільш сильною при концентрації детергенту вище за ККМ.

Процесом, близьким до миючої дії, є флотація руд. Розглянемо стисло цей процес, хоча він є широко розповсюдженим і в основі його лежить виключно колоїдно-хімічний механізм. При поділі мінералів за допомогою флотації використовують розходження в змочуваності їхньої поверхні водою. Руда, що складається з двох або більше мінералів, подрібнюється на порошок, що утворює з водою суспензію, яка містить частинки розміром від 10^4 до $150 \cdot 10^4$ нм. Такі малі частинки практично складаються з індивідуальних мінералів руди. У суспензію добавляють піностабілізатор і продувають повітря при безперервному перемішуванні. При з'єднанні бульбашки повітря із частинкою мінералу, поверхня якого гідрофільна, наприклад кварцу, тонкий рідкий шар, що виникає між ними, стійкий, і розклинювальний тиск знову розділяє частинку й бульбашки. Такі гідрофільні частинки поступово осідають під дією власної ваги. Але, якщо бульбашка зустрічає гідрофобну мінеральну частинку, наприклад сульфід міді, рідкий шар, що утворився, розривається і частинка приклеюється до бульбашки. Внаслідок великої піднімальної сили бульбашки спливають на поверхню, виносячи із собою мінеральні частинки, що приклеюються до них, і потрапляють у шар піни над рідиною, збагаченою

мінералом. Так корисні мінерали флотують (від англ. *Float* – спливання) і відділяють разом з піною від іншої руди. Потім піну руйнують і виділяють концентрат мінералу.

Якщо ж частинки мінералу недостатньо гідрофобні, то в суспензію додають поверхнево-активну речовину, що адсорбується тільки на поверхні цих мінеральних частинок і гідрофобізує її. Такі поверхнево-активні речовини (наприклад, ксантогенати) називають *збирачами*. Дію збирачів можна регулювати іншими поверхнево-активними речовинами – так званими *регуляторами*. Регулятори, що підсилюють гідрофобність, називають *активаторами*, а ті, що викликають гідрофілізацію поверхні, – *депресорами*. Депресором може бути, наприклад, розчин силікату натрію, що гідрофілізує кварц та інші силікатні мінерали й запобігає їх флотації. Визначення виду й кількості флотореагентів, з огляду на складну сполуку та різноманітність руд, є важливим і важким завданням.

Аерозолі

Аерозолі – це колоїдні системи, у яких рідкі або тверді частинки дисперсної фази вільно рухаються в газоподібному дисперсійному середовищі. Хоча аерозолі належать до колоїдних систем, розміри частинок у них часто перевищують 100 нм і можуть досягати навіть десятків тисяч нанометрів.

Форма частинок аерозолів залежить від агрегатного стану: краплі сферичні, а тверді частинки мають різноманітну форму – голки, пластинки та ін. Аерозолі, утворені рідкими частинками, називають *туманами*, а твердими – *димами*. До димів відносять і аерозолі, що утворюються при горінні, хоча в них утримуються тверді та рідкі частинки. Особливо складні аерозолі виникають над великими промисловими містами, де значні маси диму змішуються з туманом атмосфери; аерозольні системи такого типу звичайно називають *смогом* – складене слово з англійських слів *smoke* – дим і *fog* – туман.

Одержують аерозолі конденсаційним і дисперсійним методами, схожими з методами одержання ліофобних золів, але модифікованими з урахуванням газоподібності дисперсійного середовища. Диспергування твердих тіл відбувається при ударах, терті, розмелі, вибухах та ін. Рідкі аерозолі одержують за допомогою так званих пульверизаторів, у яких тонкий струмінь рідини зустрічається із сильним струменем газу, що виходить під тиском. За допомогою пульверизаторів одержують аерозолі лаків і фарб, розчинів рослинних та інсектицидних препаратів, аерозолі рідких палив та ін.

Утворення аерозолів конденсаційними методами, що має велике значення для атмосферних процесів, звичайно відбувається при охолодженні пари рідини. В атмосфері таке охолодження настає внаслідок розширення повітряних мас, при русі їх – через зіткнення теплих і холодних мас повітря або при контакті насиченої пари з холодною земною поверхнею. Якщо охолодження порівняно мале, утворюються тумани, а при дуже низькій температурі – хмари кристаликів льоду.

Пересичені пари, з яких конденсуються частинки аерозолів, можуть утворюватися й унаслідок хімічних реакцій. Найбільш відомий приклад таких

процесів – утворення диму при горінні. Аерозолі одержують і при реакції пари аміаку й хлористого водню, при взаємодії багатьох речовин, таких як SO_3 , HCl , AlCl_3 , з парами води в повітрі.

За багатьма своїми властивостями аерозолі подібні до ліофобних гідрозолів, але, звичайно, газове дисперсійне середовище вносить свої особливості. Оскільки розходження в показниках переломлення частинок і середовища істотне, то розсіювання світла аерозолями значно сильніше. Ця властивість дуже впливає на видимість в атмосфері.

Дуже низька в'язкість і мала густина газів значно впливають на рух частинок в аерозолях. Броунівський рух у них найбільш інтенсивний. Одночасно з великою швидкістю відбувається седиментація частинок, тому що ці два рухи завжди накладаються один на один. Для найдрібніших частинок з великою швидкістю проходить дифузія, у той час як більші швидше седиментують. Унаслідок цього в закритій посудині великі частинки аерозолу осідають на дно, а дрібні – на стінки посудини. Частинки середніх розмірів найдовше залишаються в повітрі. Цю властивість важливо враховувати при очищенні газів, забруднених аерозолями, методом фільтрації – фільтри затримують найчастіше саме частинки середнього розміру.

Специфічними властивостями аерозолів є *термофорез* – вилучення частинок аерозолів з нагрітої поверхні, і *термопреципітація* – осадження частинок аерозолу на більш холодних частинах поверхні. Усі, ймовірно, спостерігали результати цих двох явищ – почорніння холодних зовнішніх стінок, а також тих, що знаходяться над печами (радіаторами), або, навпаки, унаслідок осадження на них пилу та сажі. Термофорез і термопреципітація викликані тим, що молекули газів рухаються від теплої поверхні з більшою швидкістю і штовхають частинки до більш холодних місць.

Таке саме явище й *фотофорез* – рух частинок аерозолу в напрямку їхнього прояснювального світлового променя. Термофорез і фотофорез відіграють значну роль при русі хмар в атмосфері.

Електричні властивості аерозолів також відрізняються специфічністю. Газоподібне середовище – дуже добрий ізолятор з діелектричною постійною, яка дорівнює одиниці, і в ній не може виникнути подвійних електричних шарів. Звичайно частинки аерозолів електрично заряджені внаслідок адсорбції іонів, завжди присутніх у газах (завдяки частковій їхній іонізації). Такі електричні заряди мають випадковий характер – на частинці можуть адсорбуватися іони з різними за величиною і знаком зарядами. Так, одна й та сама частинка може мати в якийсь момент часу позитивний заряд, через якийсь час бути нейтральною, потім негативно зарядженою і т. д. Відповідно й потенціал на поверхні частинок набуває різних значень. Однак, якщо частинки здатні вибірково адсорбувати певний вид іонів, усі вони будуть мати заряди одного знака.

У частинках, утворених полярними молекулами (наприклад, крапельки води атмосферних аерозолів), причиною появи електричного потенціалу може бути орієнтація диполів на їх поверхні. Так, на поверхні крапельок води виникає стрибок потенціалу ~ 250 мВ, унаслідок чого частинки електрично заряджаються. Ці електричні заряди є причиною створення в атмосфері

величезних різниць потенціалів, які породжують грандіозні електричні явища – блискавки та громи.

Електричні властивості частинок суттєво впливають на агрегативну стійкість аерозолів. Оскільки звичайно заряд їх малий або дорівнює нулю, частинки аерозолів при зіткненні легко злипаються (краплі коалесцюють), тому коагуляція визначається тільки кількістю зіткнень – швидка коагуляція. Звичайно, агрегативна стійкість збільшується, якщо частинки заряджені однаково. Що стосується седиментаційної стійкості, то вона не може бути значною через велику швидкість седиментації та у багатьох випадках через досить великі розміри частинок. Однак значні відстані, на яких найчастіше розташовані частинки від «дна», куди вони седиментують – у виробничих приміщеннях, у шахтах і особливо в атмосфері – сильно сповільнюють осадження. У хмарі, наприклад, частинки поступово седиментують, але висота, на якій знаходиться хмара, велика для того, щоб пройти цю відстань швидко; у той самий час хмара може підійматися висхідним повітряним потоком, що протидіє седиментації.

Унаслідок значної стійкості деяких шкідливих або неприйнятних аерозолів, створюються й розробляються нові методи їхнього руйнування. Такими аерозолями в першу чергу є дими індустріальних підприємств, які сильно забруднюють атмосферу. У шахтах завжди утворюються частинки аерозолів при подрібненні мінералів (наприклад, дуже небезпечні для здоров'я частинки силікатів). У кам'яновугільних шахтах утворюються сильно вибухонебезпечні аерозолі частинок вугілля.

На промислових підприємствах широко використовують метод руйнування аерозолів шляхом осадження у відцентровому полі (рис. 3.19).



Рис. 3.19. Осадження аерозолів у відцентровому полі

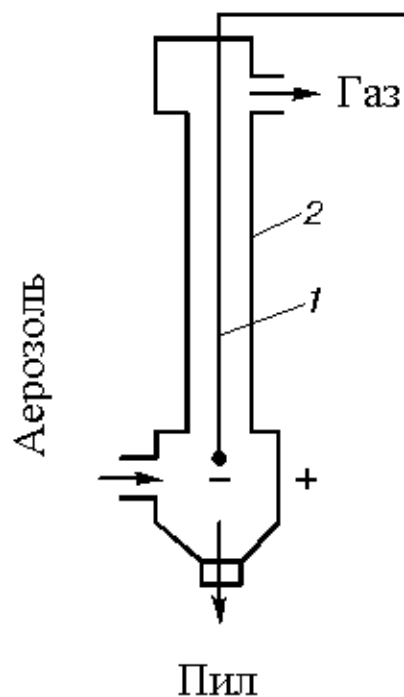


Рис. 3.20. Руйнування аерозолів в електричному полі

Під дією відцентрових сил і дифузії частинки осаджуються на стінках циліндра, а очищений газ підіймається вгору. Інший ефективний промисловий метод – руйнування аерозолів у сильному електричному полі (електрофільтри). На рис. 3.20 наведено схему електрофільтра. Між електродом 1 і стінкою 2 фільтра створюється висока напруга в кілька тисяч вольтів. Електричний розряд у газі дає велику кількість іонів, які адсорбуються на частинках аерозолу. Електрично заряджені таким способом частинки рухаються під дією сильного електричного поля до електродів, де коагулюють і осідають на дно електрофільтра.

Для вилучення частинок аерозолу використовують також і звичайне фільтрування. Для руйнування аерозолів атмосфери все частіше застосовують їхню штучну коагуляцію, тобто розпилення частинок, які є центрами агрегації аерозолу, наприклад, протилежно заряджені піщинки, гігроскопічні речовини (CaCl_2), сильно охолоджувальні речовини (твердий двоокис вуглецю) та ін. Руйнування атмосферних аерозолів має велике значення для авіації та сільського господарства.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ

1. Що таке стійкість колоїдних систем?
2. Поясніть явище коагуляції колоїдних частинок.
3. Що являє собою процес пептизації?
4. Поясніть явища тиксотропії.
5. Дайте характеристику ліофобних золів.
6. Дайте характеристику порошків і суспензій.
7. Якими властивостями володіють емульсії?
8. Що таке емульгатори?
9. Назвіть основні властивості піни.
10. Дайте характеристику напівколоїдних систем та наведіть галузь їх застосування.
11. Дайте характеристику аерозолів.

4

ДИСПЕРСНІ СИСТЕМИ

4.1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ

Промивальні рідини – це фізико-хімічні полідисперсні системи, що складаються з однієї або декількох фаз. Основними їх компонентами є *дисперсійне середовище* та *дисперсна фаза* [20].

Дисперсійне середовище, як і дисперсна фаза, може перебувати у твердому, рідкому та газоподібному станах. У тому випадку, коли частинки дисперсної фази мають однаковий розмір, система називається *монодисперсною*, у протилежному разі – *полідисперсною*.

Якщо дисперсна система складається з двох або більше компонентів, між якими існують поверхні розподілу, – вона називається *гетерогенною*. Однофазні системи з двох або більше речовин, у яких між компонентами відсутня поверхня розподілу, називають *однорідними, гомогенними*. Вони прозорі й у них частинки не випадають в осад. Прикладом таких систем є водні розчини цукру, повареної солі.

Промивальні рідини належать в основному до полідисперсних систем, що включають у себе гомогенні й гетерогенні, але з переважним вмістом (понад 60%) розмірів частинок тонкодисперсних суспензій.

Ступінь роздробленості частинок дисперсної фази характеризується *дисперсністю* D (см⁻¹) – величиною, зворотною поперечному розміру частинки d :

$$D = 1/d. \quad (4.1)$$

Чим вище ступінь дисперсності, тим більше загальна поверхня розподілу фаз. Мірою дисперсності системи може також бути *питома поверхня* S' , під якою розуміють відношення загальної поверхні S дисперсної фази до її загального об'єму V :

$$S' = S/V = kD, \quad (4.2)$$

де k – коефіцієнт форми частинок дисперсної фази.

Дисперсність системи визначає багато властивостей, зокрема, водовіддачу й структурно-механічні властивості промивальних рідин. За ступенем дисперсності системи поділяють на *високодисперсні* або *колоїдні*, якщо поперечний розмір частинок знаходиться в межах $1 \cdot 10^{-5}$ – $1 \cdot 10^{-8}$ см, і *грубодисперсні*, якщо розмір частинок більший. Дисперсність системи характеризує її *стійкість*.

Розмір частинок дисперсної фази не завжди однаковий. У системі звичайно зустрічаються більші та менші частинки, але більша їх частина має близькі за величиною розміри. Ці розміри частинок зумовлюють найчастіше властивості системи і віднесення її до тієї або іншої групи. У той же час властивості дисперсної системи багато в чому залежать від вмісту найбільш

дрібних, колоїдних частинок. Вид і об'єм твердої фази визначають консистенцію (густину) системи.

Із грубодисперсних систем як промивальна рідина застосовуються *суспензії, емульсії та аеровані рідини (піни)*.

Колоїдні системи (колоїдні розчини) з усіх дисперсних систем найбільше відповідають вимогам, які ставляться до промивальних рідин. Фізико-хімічні властивості цих систем визначаються їх розвиненою поверхнею розподілу на межі «тверда фаза – дисперсійне середовище».

Згідно з молекулярно-кінетичною теорією внутрішнє зчеплення тіл зумовлене силами взаємодії молекул. Наприклад, усередині рідини ці сили рівноважені: кожна молекула притягає до себе сусідні з такою ж силою, з якою сама до них притягається.

Речовини, що знижують поверхневий натяг, називаються *поверхнево-активними (ПАР)*. Вони відіграють велику роль у формуванні властивостей промивальних рідин.

У ряді випадків фізичний процес адсорбції супроводжується хімічною взаємодією речовин – *хемосорбцією*.

Частинки дисперсної фази в колоїдних системах у результаті почасти адсорбції, а почасти прямого переходу іонів однієї фази дисперсної системи в іншу заряджаються електрикою. Внаслідок цього під впливом різниці потенціалів електричного поля в колоїдних системах виникає ряд електрокінетичних явищ.

Якщо прикласти різницю потенціалів до двох точок усередині будь-якого об'єму дисперсної системи, то між цими точками виникне рух колоїдних частинок і дисперсійного середовища. Негативно заряджені частинки будуть переміщуватися до позитивного полюса, а позитивно заряджені – до негативного. Відбувається явище *електрофорезу*.

Коли простір між електродами поділений перепорою, проникною для середовища й непроникною для частинок, під дією електричного струму середовище буде переміщатися в напрямку одного з електродів, у той час як дисперсні частинки будуть накопичуватися й давити на перепору з протилежного боку. Це явище одержало назву *електроосмосу*. Електрофорез і електроосмос відіграють велику роль у посиленні закріплюючої дії на стінки свердловин деяких промивальних рідин.

Велике значення в характеристиці дисперсних систем має інтенсивність молекулярної взаємодії між дисперсійним середовищем і дисперсною фазою на межі розподілу фаз, що визначає явище *змочуваності*. Змочування рідиною твердого тіла можна розглядати як результат дії сил поверхневого натягу. За інтенсивністю граничних молекулярних взаємодій колоїдні дисперсні системи поділяють на *ліофільні та ліофобні*. Якщо дисперсійним середовищем є вода, то системи відповідно називають *гідрофільними та гідрофобними*.

Гідрофільні колоїдні системи характеризуються відносною стійкістю – стабільністю в часі. Частинки дисперсної фази системи міцно зв'язують молекули розчинника й також міцно їх утримують, тобто гідрофільним

колоїдним системам властива високоінтенсивна молекулярна взаємодія між частинками дисперсної фази та дисперсійним середовищем.

Гідрофобні колоїдні системи характеризуються слабкою молекулярною взаємодією частинок дисперсної фази з дисперсійним середовищем. Частинка дисперсної фази не має спорідненості з розчинником (не обволікається міцною гідратною оболонкою), тому такі системи нестійкі. Вони можуть бути стабілізовані шляхом створення на частинках дисперсної фази адсорбційних шарів деяких поверхнево-активних речовин. Такі речовини одержали назву *стабілізаторів*.

Адсорбція ПАВ-стабілізатора викликає зміну властивостей поверхні розподілу фаз, посилює інтенсивність молекулярної взаємодії між дисперсною фазою і дисперсійним середовищем. Міцела стабілізованої гідрофобної системи являє собою елементарну частинку, що складається з частинки дисперсної фази, адсорбційного шару стабілізатора й багат шарової гідратної оболонки з орієнтованими молекулами дисперсійного середовища.

Гідрофобні колоїдні системи стабілізують також добавками до них деяких гідрофільних колоїдів, що отримали назву *захисних*. Механізм захисної дії зводиться до утворення навколо колоїдної частинки адсорбційної оболонки з високомолекулярної речовини.

Стабілізовані гідрофобні дисперсні системи – це велика група промивальних рідин, дисперсна фаза яких являє собою продукти руйнування гірських порід. Разом з адсорбцією на поверхні частинок твердої фази, головним чином глинистих, відбуваються такі явища:

- 1) іонний обмін (реакції заміщення), коли в кристалічних решітках мінералу катіони заміщуються катіонами дисперсійного середовища;
- 2) необмінні заміщення органічних і неорганічних катіонів і цілих груп;
- 3) приєднання, коли утворюються нові хімічні сполуки.

Усі ці процеси відбуваються одночасно, взаємно накладаючись. Вони визначають механізми інгібування (зниження гідрофільності), стабілізації та колоїдного захисту в промивальних рідинах – дисперсних системах. Інтенсивність усіх явищ на поверхні частинок твердої фази зі зростанням дисперсності збільшується.

Ефективність застосування промивальних рідин пов'язана з їхньою стійкістю. Розрізняють кінетичну (седиментаційну), агрегативну та термодинамічну стійкості.

Кінетична стійкість дисперсних систем забезпечується двома протилежними процесами – осіданням частинок під дією сили ваги та броунівським рухом, при якому частинки рівномірно розподіляються по об'єму. Чим вище ступінь дисперсності та температура, тим більш кінетично стійка така система.

Агрегативна стійкість визначає здатність частинок дисперсної фази не злипатися. Вона є результатом дії між колоїдними частинками двох протилежно направлених сил: *притягання*, під впливом яких частинки злипаються, та *відштовхування*, що перешкоджають зближенню частинок і їх сполученню. Силам притягання характерна молекулярна взаємодія (вандерваальсові сили).

Сили відштовхування визначаються електричною взаємодією між іонами подвійних електричних шарів, що оточують кожну частинку. Результуюча цих двох сил і зумовлює більшу або меншу агрегативну стійкість колоїдної системи.

Агрегативна стійкість може бути також забезпечена наявністю на частинках дисперсної фази адсорбційного шару поверхнево-активної речовини, що перешкоджає злипанню частинок при зіткненні.

Термодинамічну стійкість визначає наявність поверхонь розподілу в дисперсних системах. Промивальні рідини внаслідок сильно розвиненої міжфазної поверхні агрегативно нестійкі й прагнуть до рівноважного стану з мінімумом вільної енергії. Це практично поділяє системи на дві суцільні фази. Стійкість таких систем тим менша, чим більше запас енергії на міжфазній поверхні. За наявності в системі стабілізаторів, здатних адсорбуватися й знижувати міжфазний натяг, вільна енергія зменшується, а стійкість системи зростає.

За агрегативним станом і механічними властивостями дисперсні системи поділяються на дві групи: *вільнодисперсні* (або безструктурні) і *зв'язанодисперсні* (або структуровані).

Вільнодисперсні системи відрізняються рухливістю й не чинять опір зрушенню. Зв'язанодисперсна система, що одержала назву гелю, відрізняється наявністю суцільної просторової структури й має в'язкість, пластичність, міцність, пружність і ряд інших фізико-механічних характеристик, що залежать від властивостей компонентів, які її складають, та їхнього кількісного співвідношення.

Для одержання структури дисперсної системи нарівні з іншими умовами потрібна певна концентрація твердої дисперсної фази. Остання за інших рівних умов залежить від форми частинок дисперсної фази. Найбільш сприятливою для утворення структури дисперсної системи є *анізодіаметрична* форма частинок.

Просторова структура зв'язанодисперсних систем при механічному впливі (перемішуванні) руйнується. Гель переходить у золь. У стані спокою структура відновлюється. Золь переходить у гель. Процес, пов'язаний зі створенням і руйнуванням просторової структури, одержав назву *тиксотропії*.

Установлено, що тиксотропію дисперсних систем забезпечують такі фактори:

- 1) досить велика кількість частинок дисперсної фази, що полегшує побудову просторової структури;
- 2) наявність колоїдної фракції частинок дисперсної фази, що відіграє роль клею для грубодисперсних частинок;
- 3) не занадто висока міцність структури та її здатність до залишкових деформацій.

З процесів, що проходять у дисперсних системах і характеризують її стійкість, варто назвати *коагуляцію* – *укрупнення* (злипання, злиття) частинок дисперсної фази під дією молекулярних сил зчеплення або сил ваги. Утворення гелю зумовлене явищем коагуляції. Розрізняють коагуляцію *гідрофільну* й *гідрофобну*. Утворенню просторової структури дисперсної

системи сприяє гідрофільна коагуляція. Гідрофобна коагуляція характеризується повним розшаруванням дисперсної системи на тверду й рідку фази, причому частинки твердої фази, позбавлені гідратних оболонок, з'єднуються, утворюють пластівці, які випадають у досить щільний осад. Злипання гідрофобних мінеральних частинок у пластівці називають *флокуляцією*.

За характером зв'язків між окремими елементами всі структури поділяють на *оборотні* – коагуляційно-тиксотропні й *необоротні* – конденсаційно-кристалізаційні. Перші мають низьку міцність і легко відновлюються в часі під дією **вандерваальсових сил**. Другі зумовлені міцними хімічними зв'язками при безпосередньому зчепленні частинок і руйнуються необоротно.

Процес коагуляції викликається різними причинами: старінням, зміною концентрації дисперсної системи, температурою, механічним впливом, уведенням різних речовин. У бурінні найбільше значення має коагуляція, що виникає при надходженні в промивальну рідину електролітів. При цьому концентрація їх у системі повинна бути достатньою для стиснення подвійного електричного шару й зниження енергетичного бар'єру, що перешкоджає злипанню частинок при їхньому зіткненні. Мінімальна концентрація електроліту, при підвищенні якої починається коагуляція, називається *порогом коагуляції*.

Процес коагуляції дисперсних систем поділяється на сховану та явну стадії. При *схованій* коагуляції частинки поступово втрачають свою стійкість, незброєним оком це явище не виявляється. *Явна* коагуляція характеризується злипанням і агрегуванням частинок під дією молекулярних сил притягання аж до випадання в осад.

Дисперсність скоагульованої колоїдної системи можна відновити, додаючи до неї спеціальні адсорбуючі речовини – *пептизатори*. Процес відновлення дисперсності в цьому випадку зветься *пептизацією*. При цьому підвищується заряд частинок твердої фази й відбувається їх диспергування за рахунок електростатичного відштовхування (іонні пептизатори). Інші пептизатори, сольватуючі частинки, розклинають їх по тріщинах на більш дрібні. Пептизатор, адсорбуючись на поверхні частинок дисперсної фази, діє як стабілізатор. Знову утворені на поверхні частинок твердої фази адсорбційно-гідратні оболонки та просторові подвійні електричні шари починають перешкоджати зближенню твердих частинок. Охолодження дисперсних систем загальмовує розвиток процесів, що сприяють пептизації та диспергуванню.

4.2. ФУНДАМЕНТАЛЬНІ ЗАКОНИ РЕОЛОГІЇ ДИСПЕРСНИХ СИСТЕМ

Найважливішими механічними властивостями фізичних тіл є: *в'язкість*, *пластичність*, *пружність* і *міцність*. Ці властивості визначають здатність тіл чинити опір деформаціям і руйнуванню під дією зовнішніх сил і є найбільш характерними при визначенні їхнього застосування на підприємствах [15, 20, 32–34].

Разом з тим механічні властивості тіл безпосередньо пов'язані з їхньою будовою – структурою тіл, діючими в ньому молекулярними силами зчеплення й особливостями хаотичного теплового руху. Саме через цей тісний зв'язок зі структурою тіл ми часто називаємо механічні властивості *структурно-механічними*. При цьому під структурою твердості тіла варто розуміти не тільки будову кристалічних решіток, але й дисперсну структуру звичайного дрібнозернистого – полікристалічного твердого тіла, що являє собою зросток організму, більш-менш безладно розташованих кристаликів різних розмірів.

У класичній фізиці механічні властивості тіл вивчалися без належної уваги до фізико-хімічних факторів, до особливостей сполуки, будови (структури) самого тіла і навколишнього середовища.

Звичайно уявлялася різка відмінність між твердими тілами й рідинами. І ті, й інші, будучи конденсованим станом речовини з високою щільністю упаковки частинок у просторі, на відміну від газів, мають фактично однакові сили зчеплення (залежні тільки від відстані між частинками) і дуже малу стисливість – високу пружність об'єкта.

Подальший розвиток молекулярної фізики та особливо колоїдної хімії з ученням про структуроутворення в дисперсних системах виявив, що, з одного боку, відмінність між рідкими й твердими тілами не є сильною і носить *кінетичний (релаксаційний)* характер, а з іншого – між граничними станами, ідеально пружними твердими тілами та в'язкими рідинами виникає *безперервний ряд* переходів, що утворюють величезну різноманітність реальних тіл проміжного характеру.

Ще знаменитим Максвеллом – англійським фізиком-теоретиком – 100 років тому було сформоване уявлення про відсутність принципових розходжень у механічних властивостях рідин і твердих тіл на основі *релаксації* – явища поступового розсіювання пружної енергії, запасеної в деформованому тілі шляхом переходу її в тепло.

Процеси релаксації, як і процеси дифузії, нерозривно пов'язані з хаотичним тепловим рухом частинок, що утворюють тіло, – його молекул. Як і сам тепловий рух, *релаксація є універсальним мимовільним процесом*, що проходить у всіх реальних тілах без усякого зовнішнього впливу. Вся справа лише в тому, що *період релаксації* або час, протягом якого пружне напруження спаде на певну помітну величину в рідині, є різним. Якщо період релаксації дуже великий порівняно зі звичайним часом спостереження або досвіду, рідина поводить себе як тверде тіло. Якщо ж, навпаки, період релаксації малий порівняно зі звичайним часом спостереження, наприклад, порівняно з однією секундою – найменшим часом візуальності відліку, дане тіло поводить себе як рідина – пружні напруження швидко спадають до нуля за рахунок течії, що відбувається, тобто спочатку викликана напруженою пружною деформація зрушення порівняно швидко перетворюється в залишкову, що зберігається після зникнення напруги, яка не потребує напруги для своєї підтримки. Якщо спочатку існує деформація, а напруга підтримується постійною, залишкова деформація зростає з постійною швидкістю, тобто виникає стаціонарна течія. Таким чином, поведінка даного тіла як твердого або як рідини визначається часом дії сили, тобто викликаною

нею напруги – величиною цього часу стосовно періоду релаксації. Отже, *період релаксації* є основною константою, що поєднує властивості твердого тіла й рідини. Його можна легко визначити через в'язкість η і твердість (модуль пружності зрушення E) тіла, користуючись міркуваннями про розмірності. Для цього треба вираз для пружної деформації зрушення ε , пропорційної напрузі зрушення (закон Гука), тобто

$$\varepsilon \frac{P}{E}, \quad (4.3)$$

поділити на відповідний вираз для швидкості деформації $V = \varepsilon/\tau$, також пропорційної напрузі зрушення P :

$$V = \frac{\varepsilon}{\tau} = \frac{P}{\eta} \quad (4.4)$$

(визначення в'язкості η за законом Ньютона).

Тоді ліворуч одержимо величину розмірності часу τ , що повинна бути конкретною, характерною для даного тіла, оскільки вона дорівнює виразу праворуч, тобто відношенню двох констант – вектора η і твердості E . Це відношення і є *періодом релаксації* λ , а саме:

$$\lambda = \frac{\eta}{E}. \quad (4.5)$$

У будь-якій рідині, якщо час впливу на неї деформуючої сили значно менше періоду релаксації (пропорційного в'язкості), течія за цей час не відбудеться, і рідина поводить себе як пружне тіло. Таким чином, можна було б, наприклад, ходити по воді, не поринаючи в неї, якби час кожного кроку не перевищував періоду релаксації для води, тобто мізерно малої величини порівняно із ще вимірними часами (для води $\eta = 0,01$ Па·с, $E = 1 \cdot 10^{11}$ Па, $\lambda = 1 \cdot 10^{-11}$ с). Для найбільш в'язких рідин періоди релаксації цілком вимірні, наприклад, для бітумів, асфальтів. За короткий час дії деформуючих сил такі високов'язкі фактори поведуться як істинно пружні тіла, підпорядковуючись закону Гука аж до крихкого руйнування. Для звичайних струменів, легко летких рідин М.О. Корнорельдом у лабораторії академіка А.Ф. Йоффе було встановлено, що при швидких ударах, наприклад при прострелі кулею, струмінь розколюється з хрустом, наприклад як скляна палиця. При тривалому діючому силах пружні деформації не можуть бути виявлені, тому що вони, за виразом Я.І. Френкеля, відображають плинність рідини: устанавлюється в'язка течія з постійною швидкістю деформації, пропорційною діючій напрузі зрушення. Коефіцієнт пропорційності, зворотний в'язкості (або періоду релаксації), і називають *плинністю* даної рідини.

Поводження промивальної рідини при русі, у першу чергу, оцінюють за в'язкістю – властивістю рідини чинити опір відносному переміщенню її частинок, тобто в'язкість є *мірою внутрішнього тертя*.

Дослідженнями встановлено, що більш суттєвою ознакою відмінності рідини від твердого тіла, ніж сама величина в'язкості або періоду релаксації, є *відсутність* або *наявність просторової сітки*, тобто скелета або структури із властивою їй міцністю. Питання про наявність просторової структури в даному

тілі вирішується за допомогою вимірювання механічних властивостей і, насамперед, за картиною розвитку деформації зрушення під дією постійної напруги, що поступово збільшується від досліду до досліду. При дії як завгодно малих напруг за час, більший за період релаксації, установлюється стаціонарна течія з постійною в'язкістю – великою або малою, але не змінюється при зростанні напруг.

Якщо ця в'язкість настільки велика, що залишкова деформація (течія) не може бути виміряна, то вся виникаюча деформація є пружною (поворотною). Така високов'язка рідина при звичайних тимчасових спостереженнях поводить себе як справжнє *пружне, пружно-крихке тіло*.

За ознакою залежності й незалежності в'язкості від напруги зсуву всі рідини прийнято поділяти на ньютонівські та неньютонівські.

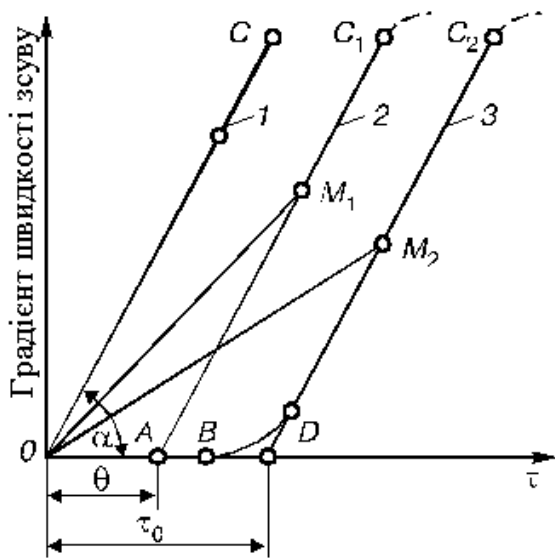


Рис. 4.1. Реологічні залежності ньютонівської рідини (1), тіла Бінгама (2) і тіла Шведова (3)

Ньютонівськими називають рідини, в'язкість яких не залежить від напруги зсуву, тобто є постійним коефіцієнтом у законі Ньютона. До них можна віднести гомогенні рідини: воду, справжні розчини, окремі природні промивальні рідини. У системі прямокутних координат ньютонівські рідини характеризуються одним параметром – абсолютною в'язкістю η . Крім того, користуються ще й поняттям кінематичної в'язкості ν (м²/с). Обидві ці величини пов'язані між собою виразом

$$\nu = \frac{\eta}{\rho}, \quad (4.6)$$

де ρ – густина промивальної рідини.

На графіку (рис. 4.1) реологічна крива OC такої рідини проходить через початок координат з кутовим коефіцієнтом зсуву α . Геометричним виразом в'язкості є тангенс нахилу до осі ординат.

Розподіл рідин на ньютонівські та неньютонівські відображує їхнє поведіння тільки в сталому процесі нерозривного деформування з певною швидкістю. При розглянутих залежностях в'язкості від швидкості зсуву (або напруги зрушення) завжди мається на увазі, що в часі стан і властивості системи не змінюються.

Реальні матеріали сполучають у собі в різних комбінаціях властивості ідеального пружного і в'язкого тіла та елемента сухого тертя. Це можна відобразити за допомогою механічних моделей реальних матеріалів, складених з механічних еквівалентів (моделей) ідеальних реологічних тіл (рис. 4.2, 4.3).

Еквівалент пружних властивостей має пружина, що миттєво змінює свою довжину залежно від величини прикладеної сили (рис. 4.2, а),

жорсткопластична течія моделюється елементом сухого тертя – повзуном (рис. 4.2, б). В'язке тіло моделюється невагомим поршнем, що вільно рухається в циліндрі з в'язкою рідиною (рис. 4.2, в). Більш складні реологічні тіла моделюються комбінацією наведених моделей, наприклад, жорсткопластичне складається з пружини та повзуна (рис. 4.2, з), в'язкопластичне – з паралельно з'єднаних поршня й повзуна (рис. 4.2, д), пружнов'язке – з паралельно з'єднаних пружини й поршня (рис. 4.2, е), пружнов'язке – з послідовно з'єднаних пружини й поршня (рис. 4.2, ж). Кожна модель отримала назву за ім'ям першого дослідника.

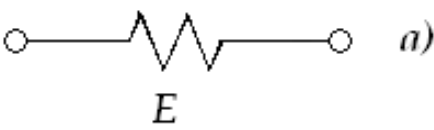
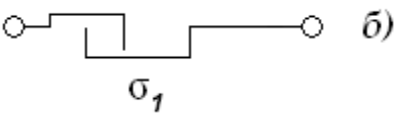
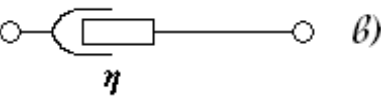
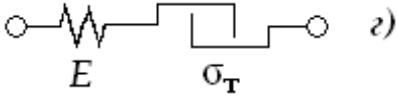
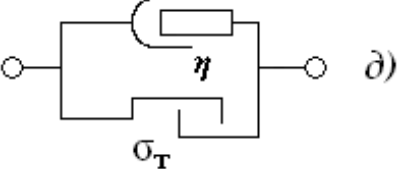
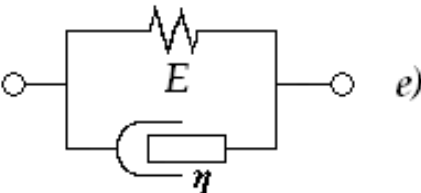
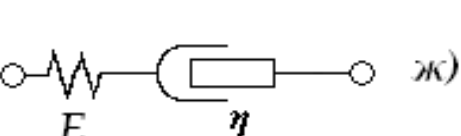
Середовище	Механічна модель	Математична модель
Лінійно-пружне (тіло Гука)	 а)	$\sigma = E\varepsilon$
Жорсткопластичне (тіло Сен-Венана)	 б)	$\varepsilon = 0$ при $\sigma \leq \sigma_m$ $\varepsilon > 0$ при $\sigma > \sigma_m$
В'язке (тіло Ньютона)	 в)	$\sigma = \eta\dot{\varepsilon}$
Пружнопластичне	 г)	$\sigma = E\varepsilon$ при $\sigma \leq \sigma_m$ $\varepsilon > \sigma_m/E$ при $\sigma > \sigma_m$
В'язкопластичне (тіло Бінгама)	 д)	$\varepsilon = 0$ при $\sigma \leq \sigma_m$ $\varepsilon > 0$ при $\sigma > \sigma_m$ $\sigma - \sigma_m = \eta\dot{\varepsilon}$
Пружнов'язке (тіло Кельвіна–Фойгта)	 е)	$\sigma = E\varepsilon + \eta\dot{\varepsilon}$
Пружнов'язке (тіло Максвелла)	 ж)	$\dot{\varepsilon} = \dot{\sigma}/E + \sigma/\eta$

Рис. 4.2. Механічні моделі твердих тіл

Відомий фізик Бінгем ще у 1916 р. довів, що пластичні тіла характеризуються в першому наближенні двома константами: межею плинності й так званою *пластичною в'язкістю*.

Уважається, що всі структуровані промивальні рідини належать або до пластичних (тіла Бінгама), або до в'язкопластичних (тіла Шведова) рідин. Реологічна залежність цих систем на графіках не проходить через початок координат. Величина дотичного напруження, при якому структурована дисперсна система виходить зі стану рівноваги й починає рухатися, одержала назву *граничної статичної напруги зсуву* θ (Па). Оскільки структура рідини після перемішування відновлюється не миттєво, величина може значно змінюватися залежно від тривалості перебування рідини в спокої. Як правило, у більшості промивальних рідин структура повністю стабілізується протягом 10 – 15 хв.

Правильний опис напруг зсуву для структурованих систем має важливе значення як для оцінки гідравлічних опорів, так і для забезпечення нормальних умов очищення вибою свердловин від вибуреної породи.

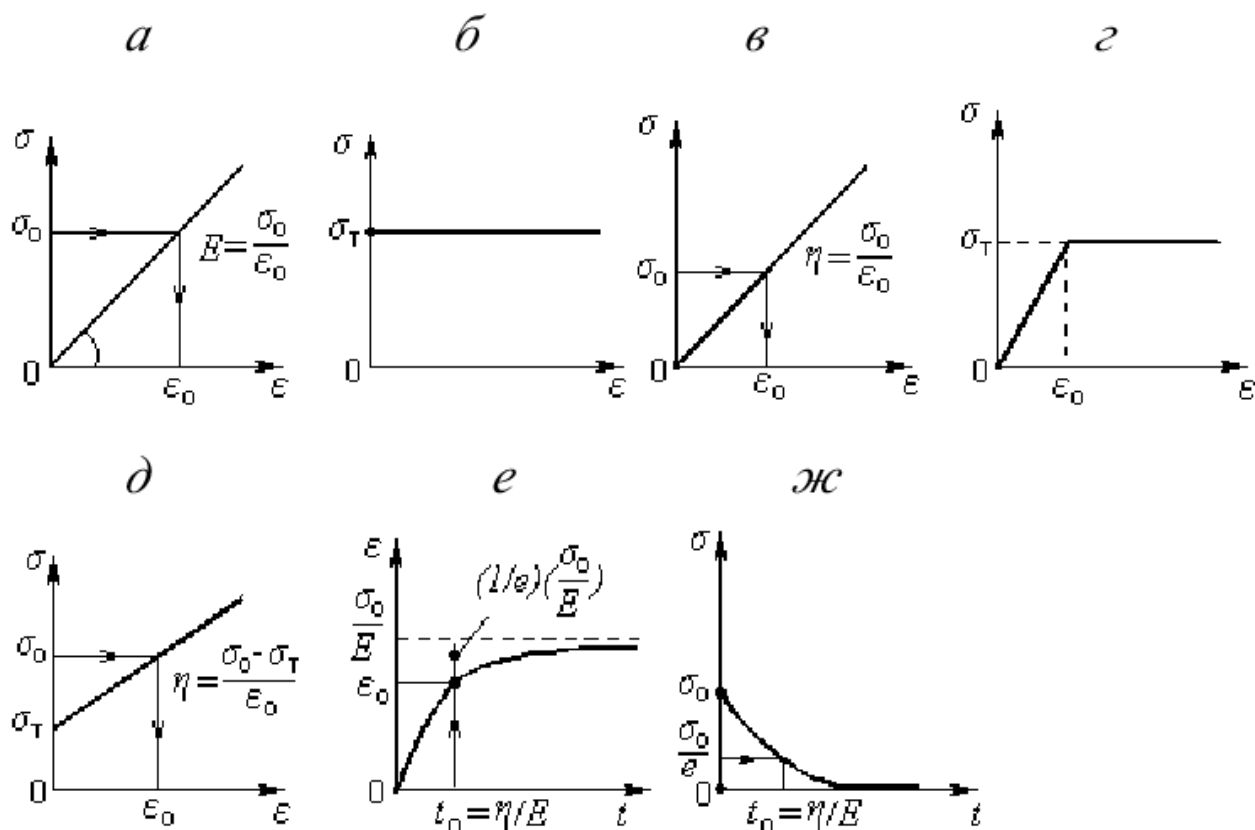


Рис. 4.3. Графічні залежності, що ілюструють механічні моделі твердих тіл

Залежність, запропонована Бінгамом, має такий вигляд (див. рис. 4.1, пряма AC_1):

$$\tau = \theta + \eta \frac{du}{dn}, \quad (4.7)$$

де du/dn – градієнт швидкості зсуву; τ – прикладене дотичне напруження, Па; θ – гранична статична напруга зсуву (ще її прийнято називати статичною

напругою зсуву); η – коефіцієнт структурної в'язкості (або структурна в'язкість), Па·с.

Залежність (4.7) означає, що опір зсуву сумісних шарів структурованої дисперсної системи варто розглядати як суму двох величин: напруг, які не залежать від швидкості зсуву; напруг, пропорційних градієнту швидкості зсуву й подібних в'язкісним напругам у звичайних рідинах.

Таким чином, рідина, що підпорядковується закону Бінгама, характеризується двома параметрами: θ і η .

Залежність BC_2 являє собою форму реологічної кривої рідин, що належить тілу Шведова. Вона складається з двох відрізків: криволінійного та прямолінійного. Розміри й вигляд криволінійного і прямолінійного відрізків, а також кута нахилу реологічної кривої, можуть бути різними, і для кожної рідини повинна бути знайдена своя характерна залежність:

$$\tau = f\left(\frac{du}{dn}\right). \quad (4.8)$$

Залежність BC_2 зображують прямою лінією DC_2 , отриманою в процесі продовження прямолінійного відрізка до перетину з віссю дотичних напружень. Пряма DC_2 відображує узагальнений закон тертя Шведова–Бінгама:

$$\tau = \tau_0 + \eta \frac{du}{dn}. \quad (4.9)$$

Тут τ_0 – динамічна напруга зсуву.

Динамічна напруга зсуву – поняття умовне, оскільки цю величину вимірити безпосередньо на якомсь приладі неможливо. Вона може бути визначена або графічним (відрізок OD), або розрахунковим шляхом.

Найчастіше динамічна напруга зсуву більше статичної θ , однак буває й навпаки. Це свідчить про більш складний характер поведінки дисперсних систем.

Таким чином, рівняння (4.9) – це спрощений запис залежності градієнта швидкості течії від напруги зсуву для в'язкопластичної рідини. Для більш повної характеристики реологічної кривої необхідно знати три постійних параметри: θ , τ_0 , η .

Є узагальнена характеристика в'язкісних властивостей структурованих дисперсних систем, що враховує пластичні властивості цих систем відповідно до закону Шведова–Бінгама:

$$\tau = \eta_0 \frac{du}{dn}, \quad (4.10)$$

де η_0 – ефективна в'язкість.

Графічно (рис. 4.1) η_0 являє собою величину, зворотну коефіцієнту нахилу прямої, проведеної з початку координат до будь-якої точки (наприклад, M_1 , M_2) реологічних прямих (AC_1 і BP_2). На відміну від величини, що залишається постійною на всьому протязі відрізків AC_1 і DC_2 , величина η_0 буде змінюватися в кожній новій точці.

Відповідно для кривої, що характеризується залежністю (4.9), значення ефективної в'язкості

$$\eta_0 = \eta + \tau_0 / \frac{du}{dn}. \quad (4.11)$$

Ефективна в'язкість із зростанням градієнта швидкості зсуву змінюється від в'язкості практично незруйнованої структури до в'язкості гранично зруйнованої структури, що визначається головним чином в'язкістю дисперсійного середовища. Наприклад, для глинистих розчинів в'язкість практично незруйнованої структури становить мільйони Па·с, а в'язкість гранично зруйнованої структури – соті й десяті частки Па·с, тобто теоретичний діапазон зміни ефективної в'язкості надзвичайно широкий.

Практично значимий діапазон зміни ефективної в'язкості набагато менший, тому що зміни її від практично незруйнованої структури до якогось проміжного стану руйнування відбуваються у момент початку течії дисперсної системи миттєво.

У гідравлічних розрахунках, пов'язаних з течією в'язкопластичних рідин у трубах,

$$\eta_0 = \eta + \tau_0 d / bu, \quad (4.12)$$

де d – діаметр труби (потoku рідини); u – середня швидкість руху рідини.



Рис. 4.4. Залежність ефективної в'язкості від градієнта швидкості зсуву

визначати за такою формулою:

$$\eta = \frac{k}{p^{m-1}}, \quad (4.13)$$

де k і m – коефіцієнти, що залежать від розмірів приладу та властивостей рідини; p – тиск рідини.

Однак існує цілий ряд явищ, які неможливо досить повно пояснити на базі цієї залежності. Крім того, ця залежність належить до випадку руху по трубі й вивести з неї загальний закон тертя у функції градієнта швидкості дуже

складно, оскільки для цього потрібно знати закон розподілу швидкостей по площині перерізу, що, у свою чергу, залежить від характеру зміни ефективної в'язкості.

В. Філіппов запропонував закон тертя для суспензій та колоїдних розчинів у такому вигляді:

$$\eta = \eta_{\infty} + \frac{\eta_0 - \eta_{\infty}}{1 + \frac{2}{3} \cdot \frac{p^2}{\gamma^3}}, \quad (4.14)$$

де η_0 і η_{∞} – граничні величини в'язкості при значеннях градієнта швидкості; γ – постійний коефіцієнт.

Значення постійних η_0 , η_{∞} і γ визначають за вимірами у віскозиметрі та за допомогою спеціальних монограм.

Дані, отримані за цією формулою, досить добре збігаються з дослідними для ряду «структурних рідин», як, наприклад, консистентні мастила та ін. Однак через складність користуватися виразом для ефективної в'язкості при теоретичних висновках важко.

Ряд дослідників – Пертер, Форроу та інші – запропонували виразити ефективну в'язкість як функцію градієнта швидкості, тобто

$$\eta = \eta' \left(\frac{du}{dn} \right)^{-m}, \quad (4.15)$$

де m і η' – константи, що характеризують властивості рідини.

Як засвідчили дослідження, дані, отримані за допомогою залежності, збігаються з експериментальними для деяких колоїдних розчинів при порівняно малих концентраціях.

Так, Р.І. Уолкер для визначення структурної в'язкості запропонував таку формулу:

$$\tau = m \left(\frac{du}{dn} \right)^r, \quad (4.16)$$

де m і r – константи досліджуваної промивальної рідини, визначені дослідним шляхом.

Коефіцієнт m характеризує консистенцію розчину й дозволяє інтерпретувати його в'язкість. Показник степеня r характеризує відхилення стану рідини від ньютонівської. Для води та інших ньютонівських рідин $r = 1$.

Коефіцієнти m і r визначаються графічним методом, для чого будують залежність $\tau = f(du/dn)$. Для певних значень градієнта швидкості зсуву знаходять величину m , а r визначають за кутом нахилу кривої.

Проте І.Н. Гуднін пропонує використовувати узагальнене рівняння

$$\tau = \tau_0 + m \left(\frac{du}{dn} \right)^r, \quad (4.17)$$

яке, на його думку, більш точно відображує дійсний взаємозв'язок напруг зсуву та інших параметрів структурованих систем.

Наведеними залежностями далеко не вичерпуються спроби різних авторів вивести закон тертя для рідин, що не підпорядковуються закону Ньютона.

У результаті аналізу формул, що аналітично виражають закон тертя для різних колоїдних розчинів і суспензій, а також для зіставлення їх з експериментальними даними, встановлено, що закон тертя Шведова–Бінгама найкраще відповідає фізичним явищам, які відбуваються при русі та спокої рідин, наприклад, як це спостерігається у глинистих розчинах, застосовуваних при бурінні свердловин.

4.3. ОСНОВНІ ФУНКЦІЇ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

Сучасна технологія буріння розвідувальних свердловин і різноманітність гірничо-геологічних умов визначили цілий комплекс функцій промивальних рідин [3, 11, 14, 15, 21, 25].

Гідродинамічні функції:

- очищення вибою свердловини від шламу та винос його на поверхню;
- охолодження породоруйнівного інструмента;
- руйнування породи на вибої (гідромоніторний ефект);
- передача енергії від бурового насоса до забійного двигуна (турбобуру, гідрударнику).

Гідростатичні функції:

- ▶ утримання частинок шламу в завислому стані при припиненні циркуляції промивальної рідини;
- ▶ збереження рівноваги в системі свердловина – пласт: а) забезпечення мінімального гідростатичного тиску в свердловинах з низьким пластовим тиском для запобігання поглинань; б) забезпечення високого гідростатичного тиску для запобігання проникнення в стовбур свердловини газу, нафти, води та наступних фонтанувань і викидів;
- ▶ збереження цілісності стінок свердловини;
- ▶ зниження навантаження на талеву систему.

Кіркоутворювальні функції:

- зменшення проникності пористих стінок свердловини;
- збереження або посилення зв'язності слабозцементованих порід;
- зменшення тертя бурильної колони о стінки свердловини.

Фізико-хімічні функції:

- збереження зв'язності порід;
- запобігання бурового інструмента й устаткування від корозії та абразивного зносу;
- збереження проникності продуктивного горизонту при його розкритті;
- збереження якості бурового розчину в процесі впливу на нього шламу, підземних вод, високої або низької температури свердловини;
- полегшення руйнування породи вибою.

Інші функції:

- збереження теплового режиму в багаторічномерзлих породах;
- гасіння вібрацій бурильної колони при алмазному бурінні;
- сприяння встановленню геологічного розрізу за даними свердловинної геофізики та шламу.

Нижче зупинимося на характеристиці найбільш важливих, на наш погляд, функцій промивальних рідин.

Очищення вибою свердловини від шламу та винос його на поверхню

При бурінні гірські породи на вибої свердловини руйнуються з утворенням частинок різних розмірів, ці частинки називають *шламом*. Розмір частинок залежить від способу буріння, виду породоруйнівного інструмента, твердості гірської породи, кількості та якості промивальної рідини. Причому весь вибурений шлам варто видаляти з вибою та зі стовбура свердловини, тому що навіть невелика кількість частинок, що залишилися на вибої, знижує продуктивність буріння, призводить до додаткового зносу породоруйнівного інструмента, переходу дрібних частинок у промивальну рідину як тверда фаза, що, у свою чергу, підвищує в'язкість і густину рідини, погіршуючи її якість.

Якість очищення вибою свердловини залежить від ступеня турбулізації рідини у привибійній зоні, виду, властивостей та кількості промивальної рідини. Чим вище ступінь турбулізації, тим краще й швидше очищується вибій свердловини від вибуреної породи. На характер течії рідини в привибійній зоні свердловини істотно впливає обертання бурового снаряда, а також конструкція і розташування промивних вікон у породоруйнівному інструменті. Вплив кожного фактора варто враховувати при відповідних гідравлічних розрахунках.

Після видалення з вибою свердловини вибурена порода повинна бути винесена на поверхню. Нагромадження її в стовбурі свердловини призводить до підвищеного зносу бурильного інструмента та може викликати сальнікоутворення (осадження частинок породи на з'єднаннях бурильних труб у вигляді масивних пластівців) і прихоплювання труб.

Повний винос частинок породи забезпечується за умови, що їхня швидкість падіння в рідині під дією сили ваги менша, ніж швидкість підняття рідини. Швидкість падіння частинок зменшується зі зростанням в'язкісних властивостей та густини промивальної рідини. Однак збільшення зазначених параметрів призводить до погіршення умов очищення вибою, зростання гідравлічних опорів у циркуляційній системі свердловини. Швидкість падіння частинок залежить і від їхньої форми. Частинки плоскої форми падають повільніше, ніж кулясті. Оскільки форма частинок вибуреної породи не регулюється, повний винос частинок досягається в основному регулюванням швидкості висхідного потоку промивальної рідини.

Для запобігання прихоплень бурового інструмента промивальна рідина повинна мати тиксотропні властивості, перетворюватися за відсутності руху на гель з утворенням структури, що має деяку міцність. Міцність структури оцінюється величиною статичної напруги зсуву θ .

Питома вага породи γ_n більше питомої ваги промивальної рідини γ_p . Через це частинка прагне падати вниз, і в рідині, що оточує частинку, виникають дотичні напруження:

$$\tau = G/S, \quad (4.18)$$

де G – вага частинки в розчині; S – площа поверхні частинки.

Сила опору промивальної рідини руху частинки вниз, що припадає на одиницю площі, є не що інше, як статична напруга зсуву θ .

Для спрощення розрахунків приймемо частинку кулястої форми з діаметром кулі d . Тоді вага частинки в промивальній рідині

$$G = \frac{\pi d^3}{6} (\gamma_n - \gamma_{жс}), \quad (4.19)$$

площа поверхні частинки

$$S = \pi d^2. \quad (4.20)$$

Формула (4.18) після підстановки складових буде мати такий вигляд:

$$\tau = \theta = \frac{d}{6} (\gamma_n - \gamma_{жс}). \quad (4.21)$$

У реальних умовах для попередження осадження частинок породи напруження на поверхні частинки при її русі повинно перевищувати величину θ , що враховується коефіцієнтом m . За експериментальними даними АзНДІ, величина m залежить від розміру частинок, причому зі збільшенням їхнього діаметра – зростає. При діаметрі частинки до 2 мм $m = 2,5 \dots 3$.

Тоді формула (4.21) буде мати вигляд

$$md = \frac{d}{6} (\gamma_n - \gamma_{жс}). \quad (4.22)$$

З виразу (4.22) отримаємо граничний розмір частинки, що не тоне в розчині,

$$d = 6md\theta / (\gamma_n - \gamma_{жс}). \quad (4.23)$$

Частинки вибуреної породи можуть мати різні форми, але з погляду втримання їх у завислому стані кругла форма – саме несприятлива.

З рівняння (4.22) можна визначити необхідну величину статичної напруги зсуву, що забезпечить утримання вибуреної породи у завислому стані.

Охолодження породоруйнівного інструмента та бурильних труб

Під час буріння відбувається нагрів породоруйнівного інструмента за рахунок виконуваної на вибої механічної роботи. За даними Л.А. Шрейнера, фізичний ККД руйнування породи при бурінні не перевищує 0,01%, тому основний об'єм механічної енергії переходить у теплову. Промивальна рідина, обмиваючи породоруйнівний інструмент, у результаті конвективного обміну відводить тепло. Ефективність охолодження залежить від витрати промивальної

рідини, її теплофізичних властивостей і початкової температури, а також від розмірів і конструктивних особливостей породоруйнівного інструмента.

Промивальна рідина також охолоджує й бурильні труби, що нагріваються внаслідок тертя о стінки свердловини, і зменшує їхній знос. Промивальні рідини мають відносно високу теплоємність, тому функція охолодження виконується навіть при їхніх невеликих витратах.

Передача енергії від бурових насосів до забійних двигунів

Для ефективної роботи забійних механізмів (турбобурів, гідродарників, гвинтових двигунів) потрібна певна енергія, яка передається від установленого на поверхні бурового насоса до вибою свердловини. Кількість цієї енергії визначається технічними характеристиками забійних механізмів та умовами буріння. Енергія, крім надавання руху буровому насосу, витрачається ще на подолання гідравлічних опорів при циркуляції промивальної рідини в свердловині.

Оскільки можливості насосів обмежені, то кількість енергії, необхідної для живлення забійного двигуна, буде залежати від втрат напору при циркуляції промивальної рідини. Втрати залежать за інших рівних умов від подачі насоса та реологічних властивостей рідини. Оскільки на подачу насоса впливають геологічні умови буріння та витрата рідини, необхідна для всталеної роботи забійного механізму в потрібному режимі, головним регулюючим фактором енергетичних витрат залишаються реологічні властивості промивальної рідини. Тому при використанні забійних механізмів прагнуть максимально зменшувати реологічні параметри промивальних рідин, враховуючи при цьому й інші їхні функції.

Збереження рівноваги в системі «свердловина – пласт»

У процесі буріння свердловина і розкритий пласт утворюють систему «свердловина – пласт». Промивальна рідина тисне на стінки свердловини. Рідини або газ, що знаходяться у пласті, також тиснуть на стінки свердловини, але з боку пласта. Оскільки рідини зіткаються одна з одною через канали фільтрації, що пронизують стінки свердловини, то свердловина і пласт являють собою сполучені посудини.

Якщо під час буріння тиск у свердловині більше пластового, буде спостерігатися надходження промивальної рідини в пласт, тобто відбувається процес поглинання. Це призводить до різного роду ускладнень: знижується рівень рідини в свердловині, що може викликати обвали стінок, втрачається дорога промивальна рідина, ускладнюється контроль над процесом промивання, забруднюються підземні води.

Якщо пластовий тиск більше гідростатичного тиску промивальної рідини, виникає водопрояр – рідина із свердловини надходить на поверхню. Це також призводить до небажаних наслідків: забруднюється прилегла до свердловини

територія, різко погіршується якість промивальної рідини, що викликає обвалення (або здимання) стінок свердловин.

Під час буріння тиск рідини в свердловині змінюється: до гідростатичного додається тиск, величина якого залежить від виконуваних у свердловині технологічних операцій. Тому можливі умови, коли при бурінні поглинання періодично перемежується з водопроявом, що також негативно позначається на функціях промивальної рідини.

Забезпечення рівноваги тисків у системі «свердловина – пласт» у процесі буріння дозволить уникнути небажаних ускладнень при розкритті проникних гірських порід.

Збереження цілісності стінок свердловини

Збереження цілісності стінок свердловини – неодмінна умова нормального процесу буріння. Причина обвалення стінок – дія гірського тиску. Змочування гірських порід пухкого комплексу в процесі буріння з промиванням різко зменшує міцність стінок свердловини, а отже, їхню стійкість. Чим далі поширюється зона змочування, тим інтенсивніше йде процес руйнування стінок. Цей процес підсилюється внаслідок розмивної дії промивальної рідини, та наявності в ній речовин, що сприяють руйнуванню гірських порід.

Небажана зміна властивостей порід усувається підбором рецептури промивальної рідини. Зокрема, у неї вводять компоненти, що надають їй зміцнюючі властивості. Крім того, ряд промивальних рідин містить тверду фазу, яка внаслідок відкладення при фільтрації в порах і тонких тріщинах утворює малопроникну для рідкої фази кірку. Така кірка, маючи певну механічну міцність, зв'язує слабосцементовані частинки гірських порід, сповільнює або повністю зупиняє процес подальшого поширення змоченої зони навколо стовбура свердловини.

Збереженню стійкості стінок свердловини сприяє гідростатичний тиск промивальної рідини. Однак з його зростанням збільшується інтенсивність проникнення промивальної рідини в гірські породи, знижується механічна швидкість буріння. У цих умовах ще більше підвищується ізолююча й закріплююча роль фільтраційної кірки.

Найбільший гідростатичний тиск промивальної рідини набуває значення при бурінні тріщинуватих порід, а також порід і мінералів, що мають властивість повільно видавлюватися в свердловину під дією гірського тиску (наприклад, солі, галіт, карналіт та ін.). Створення досить високого гідростатичного тиску дозволить зберегти стійкість стінок свердловини в таких умовах.

Зменшення проникності стінок свердловини

Промивальна рідина повинна також мати властивість *закупорювання*. Це досягається введенням подрібнених речовин, що отримали назву *наповнювачів*. Відкладаючись у звуженнях тріщин, частинки наповнювача створюють каркас,

на якому осідає тверда фаза, формуючи ізоляційні тампони. Поступово такі тампони зникаються, утворюючи в поглинальному шарі навколо свердловини водонепроникну завісу.

Частинки наповнювача повинні рівномірно розподілятися в рідині, тому необхідно, щоб рідина мала певну структуру, перешкоджаючи осадженню наповнювача. Розміри частинок наповнювача та його концентрація не повинні істотно погіршувати роботу бурових насосів.

Корозійна та абразивна активність

Корозія бурильного інструмента та устаткування викликана в основному дією солей, а також кисню повітря, розчиненого в промивальній рідині. Не часто коли корозія відбувається під дією сірководню, що надходить у промивальну рідину з гірських порід.

Абразивний знос викликається твердими частинками, що попадають у промивальну рідину в процесі її приготування або буріння. Спільна дія абразивного зносу й корозії підсилює процес руйнування металу, призводить до передчасного виходу з ладу інструмента й устаткування, поломок та аварій. Тому при виборі промивальної рідини необхідно враховувати її корозійну та абразивну активність. Корозійну активність знижують введенням спеціальних добавок – інгібіторів корозії. Для зменшення абразивного зносу інструмента, промивальні рідини варто регулярно очищати на поверхні від твердих абразивних частинок.

Збереження проникності продуктивного горизонту при його розкритті

Ця функція промивальної рідини важлива при розвідувальному бурінні свердловин на рідкі та газоподібні корисні копалини. У таких свердловинах обов'язково проводяться дослідження з оцінки запасів і можливих дебітів свердловин. Деякі свердловин можуть згодом стати експлуатаційними.

Оскільки в процесі фільтрації промивальних рідин на поверхні гірських порід і в устєвих частинах пор і тріщин виникає кірка із частинок твердої фази, продуктивність пласта в присвердловинній зоні зменшується. Це призводить до зниження дебіту свердловин, неточних підрахунків запасів, неправильної оцінки проникності гірських порід. Причому зменшення проникності присвердловинної зони може виявитися необоротним. Щоб уникнути негативного впливу рідини на продуктивний пласт, кірка повинна легко руйнуватися, а тверді частинки вимиватися з каналів фільтрації. Це досягається за допомогою підбору виду твердої фази промивальної рідини та введення спеціальних компонентів.

Вплив фізико-хімічних явищ на руйнування гірських порід

Промивальна рідина полегшує руйнування гірських порід на вибої свердловини. Ефект впливу досягається, головним чином, двома факторами:

розмивною дією і зниженням міцності твердих гірських порід. Активність підсилюється шляхом зближення площі перерізу та місць розташування каналів, через які рідина виходить на вибій свердловини. У цьому випадку найбільша ефективність досягається в пухких гірських породах. При бурінні твердих гірських порід з промиванням їхня міцність також знижується, але сутність явища тут інша.

Як видно з робіт П.О. Ребіндера та його учнів, рідина, у якій відбуваються процеси деформування й руйнування твердого тіла, також може впливати на процеси, прискорюючи їх проходження. Ця активна участь рідини є наслідком проникнення її вглиб деформованого тіла по створених тріщинах та адсорбції на поверхні мікротріщин деяких речовин. Це явище отримало назву ефекта Ребіндера [21].

Тверді тіла можуть краще або гірше змочуватися водою. Тіла, змочувані водою, називаються гідрофільними. Майже всі гірські породи та мінерали є гідрофільними.

Якщо у воді розчинена будь-яка речовина, що також має спорідненість до даного твердого тіла (зокрема, до гірської породи), то вона починає збиратися, згущуватися на його поверхні. У зв'язку з цим концентрація такої розчиненої речовини на поверхні твердого тіла буде більшою, ніж в оточуючому його середовищі. Таке явище згущення, ущільнення розчиненої речовини на поверхні твердого тіла називається *адсорбцією*.

Тверде тіло, на поверхні якого відбувається адсорбція, називається *адсорбентом*, а розчинена речовина, що згущується на поверхні адсорбенту, – *адсорбованою речовиною*.

Коли адсорбція розчинених речовин відбувається на поверхні твердих тіл, то її величина залежить і від природи адсорбованої речовини, і від будови поверхні адсорбенту.

Механізм і дія знижувачів твердості. Зміна механічних властивостей твердих тіл у процесах їхньої деформації під дією середовища

в основному зводиться до фізико-хімічних явищ, що відбуваються на поверхні розподілу «тверде тіло – навколишнє середовище», а саме: до явищ змочування поверхні та адсорбції.

Більшість твердих тіл мають на своїх поверхнях багато тріщин. Тому адсорбційний шар охоплює не тільки видиму поверхню адсорбенту, але й проникає всередину його поверхневого шару у місцях контактів різних складових твердого тіла, по тонких, не зовсім розкритих тріщинах і т. д. (рис. 4.5).

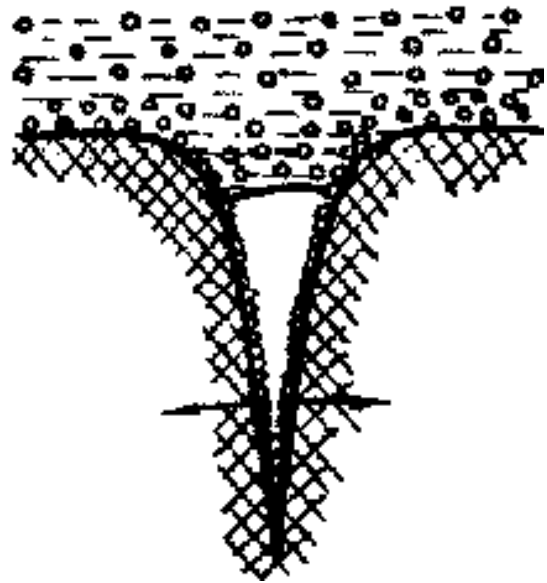


Рис. 4.5. Загальний вигляд тріщини

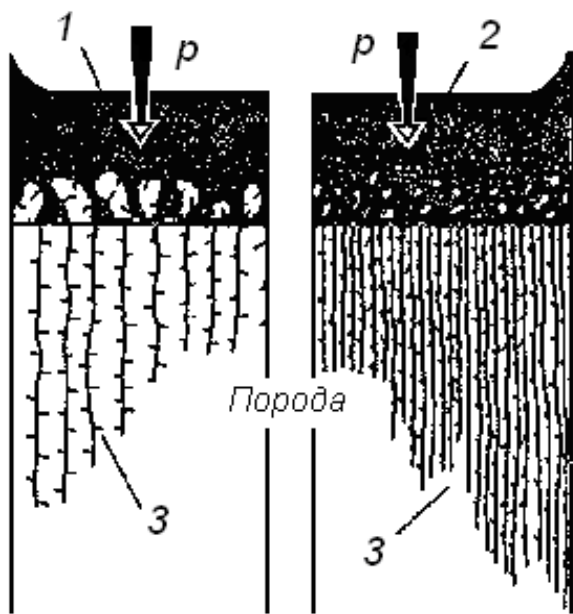


Рис. 4.6. Розвиток зон передруйнування при впливі різних промивальних рідин:
1 і 2 – малоактивна й активна рідини; 3 – зони передруйнування

В адсорбційних процесах при зниженні твердості поверхневого шару тіл головну роль відіграє схована мікротріщинуватість, почасти й візуальна. Великі тріщини та частково візуальні мікротріщини служать тільки каналами, по яких розчин адсорбованої речовини проникає в сховані мікротріщини. Велика й візуальна тріщинуватість після зняття зовнішніх сил, якими вона викликана, залишається.

Сховані мікротріщини після зняття зовнішніх сил зникають, стінки таких тріщин змикаються під дією молекулярних сил. При проникненні в такі тріщини адсорбованих речовин вони не зможуть зімкнутися і завдяки цьому полегшується процес руйнування твердого тіла.

Нині відомо кілька тисяч найменувань синтетичних мийних засобів, основою яких є поверхнево-активні (миючі) речовини, що належать до невеликого числа класів органічних сполук.

Виділяють три основних принципи, які лежать в основі зниження твердості гірських порід.

1. Екранування сил зчеплення, діючих між протилежними поверхнями зародкових мікротріщин, за допомогою адсорбційних прошарків.

2. Активна розсувна дія самих адсорбційних прошарків у всіх найбільш вузьких ділянках клиноподібних мікротріщин.

3. Складність змикання зародкових ділянок мікротріщин під впливом адсорбційних шарів і сольватних плівок рідини після зняття зовнішніх зусиль.

Зона передруйнування (рис. 4.6) внаслідок впливу знижувачів твердості розвивається досить сильно, тріщинуватість у ній зростає, мікротріщини стають глибше, кількість їх в одиниці об'єму збільшується. Адсорбція ПАР на поверхнях мікротріщин сприяє зниженню вільної поверхневої енергії тіла та, як наслідок, зменшенню необхідної для руйнування роботи, підвищенню швидкості буріння.

Ефективність дії знижувачів твердості залежить від їхньої хімічної природи й концентрації, механічних умов руйнування та фізико-хімічних властивостей гірських порід.

Залежно від природи адсорбційних шарів і їхнього впливу на опір гірських порід механічному руйнуванню ці речовини – знижувачі твердості – поділяються на дві групи.

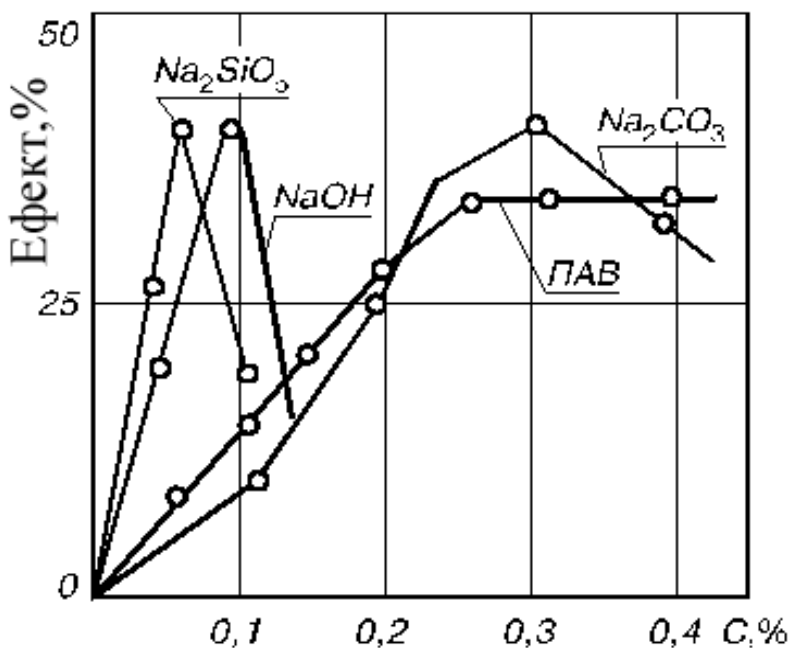


Рис. 4.7. Залежності ефективності електролітів і ПАВ від їхньої концентрації в розчині

1. Речовини, ефективність яких залежно від концентрації у водному розчині є максимальною. До цієї групи належать, головним чином, неорганічні електроліти (карбонат натрію, хлорид алюмінію та ін.). Чим вища валентність іонів електроліту – знижувача твердості, тим менша концентрація, при якій він дає найбільший ефект, і тим більша величина цього ефекту (рис. 4.7).

Однак у зв'язку з тим, що підтримувати оптимальну концентрацію електролітів у виробничих умовах дуже важко, вони як знижувачі твердості гірських порід не отримали практичного застосування.

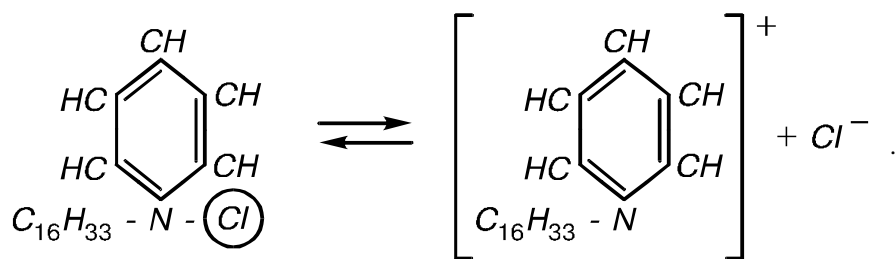
2. Речовини, ефективність яких безупинно зростає з підвищенням їхньої концентрації до певного значення, а потім або залишається постійною, або ж зростає досить повільно. До них належать головним чином органічні поверхнево-активні речовини, що знижують поверхневий натяг води: вищі спирти, мила, високомолекулярні сполуки та ін.

Нині відомо кілька тисяч поверхнево-активних речовин. Звичайно всі синтетичні ПАВ поділяють на такі класи: аніонактивні, катіонактивні, амфотерні й неіоногенні.

Аніонактивними називають ПАВ з однією або декількома функціональними групами, які можуть у водному розчині дисоціювати з утворенням негативно заряджених органічних іонів і катіонів. До них відносять сульфати первинних і вторинних спиртів, алкілсульфонати, сульфонати та ін. Наприклад, олеат натрію у воді дисоціює на іони:

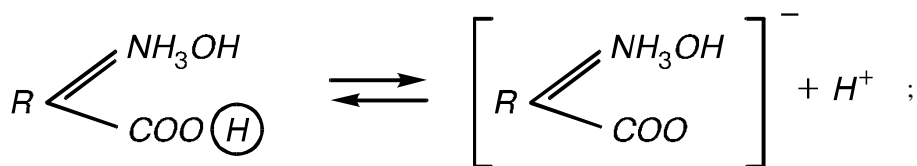


Катіонактивними називають ПАВ з однією або декількома функціональними групами, які у водному розчині дисоціюють з утворенням позитивно заряджених органічних іонів і простих аніонів. До них належать первинні жирні аміни, четвертинні амонієві та піридинові сполуки. Наприклад, цитилпіридинний хлорид дисоціює у воді так:

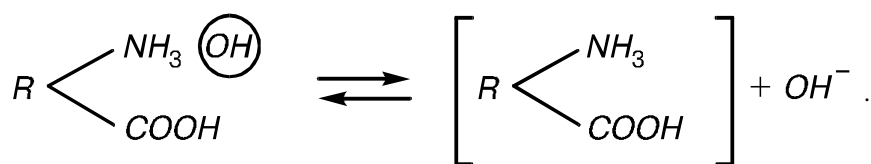


Амфотерними називають ПАР з однією або декількома функціональними групами, які дисоціюють на іони у водному розчині й залежно від середовища є аніонактивними або катіонактивними. У кислому розчині амфотерні сполуки виявляють катіонактивні властивості, а в лужному – аніонактивні. Приклад:

а) у лужному середовищі



в) у кислому середовищі



Неіоногенними називають ПАР, які у водному розчині не утворюють іонів. Розчинність їх обумовлена функціональними групами, що мають сильну спорідненість до води. До них відносять ефіри етиленові, поліетиленові, алкілфеноли та ін.

Загальна формула цих речовин



де величина *R* може бути органічною групою або атомом кисню, сірки та ін.

Останнім часом у зв'язку з бурхливим розвитком хімічної промисловості відкрилися нові можливості використання ПАР при бурінні свердловин.

Добавки ПАР разом зі зниженням міцності твердих гірських порід за рахунок адсорбційних явищ зменшують абразивну дію цих порід та промивальної рідини, а також знос бурового інструмента.

Такі неіоногенні поверхнево-активні речовини, як ОП-10 або аніонактивні (сульфол і сульфонатрові солі), знижують знос інструмента в 2 – 3 рази.

Використання ПАР при динамічних навантаженнях (що має місце, наприклад, при бурінні шарошковими долотами) дає кращий результат, ніж без них.

Динамічні навантаження виникають і при обертальному бурінні коронками й долотами різального типу, але вони будуть істотними тільки при відносно великій швидкості обертання породоруйнівного інструмента.

Дослідженнями, проведеними кафедрою техніки розвідки родовищ корисних копалин Дніпропетровського гірничого інституту (нині Національний гірничий університет) у 1968 – 1969 рр., встановлено, що при додаванні в промивальну рідину преацелу, сульфоолу, прогресу та інших ПАР механічна швидкість при обертальному бурінні твердосплавними та алмазними коронками по пісковіку, граніту, мармуру та інших породах збільшується на 35 – 50% [12].

Необхідно відзначити, що оцінка ефективності застосування ПАР за процентним вмістом її в розчині є неправомірною. Збільшення механічної швидкості буріння обертальним способом залежить від величини поверхневого натягу розчину ПАР на межі з повітрям. Ця залежність була виведена проф. Е.Ф. Эпштейном, а експериментально перевірена фахівцями Національного гірничого університету (Україна). Отримано безрозмірний критерій k , що зв'язує механічну швидкість буріння V і поверхневий натяг розчину ПАР σ .

Безрозмірний критерій

$$k = \frac{V_2}{V_1} = \sqrt{\frac{\sigma_1}{\sigma_2}}, \quad (4.24)$$

звідки

$$V_2 = V_1 \sqrt{\frac{\sigma_1}{\sigma_2}}, \quad (4.25)$$

де σ_1 і σ_2 – відповідно поверхневий натяг води та розчину ПАР на межі з повітрям, мДж/м² (дин/см);

V_1 і V_2 – відповідно швидкості буріння при промиванні чистою водою і з добавкою ПАР, м/год.

Формули правдиві при бурінні по одній й тій самій породі, при однакових умовах прикладення зовнішніх сил і однакової швидкості зносу породоруйнівного інструмента.

За цією ж формулою можна розрахувати очікувану механічну швидкість буріння при промиванні розчином ПАР з відомим σ_2 , якщо знати швидкість буріння при промиванні рідиною, яка не містить зовсім або містить ПАР в малих кількостях і має $\sigma = \sigma_1$.

На рис. 4.8 зображена залежність $k = V_2/V_1 = \sqrt{\sigma_1/\sigma_2}$ при $\sigma_1 = 72,8$ (вода) і нанесені значення відношення V_2/V_1 , отримані при дослідах декількох величин σ_2 (від 72,8 до 30 мДж/м²).

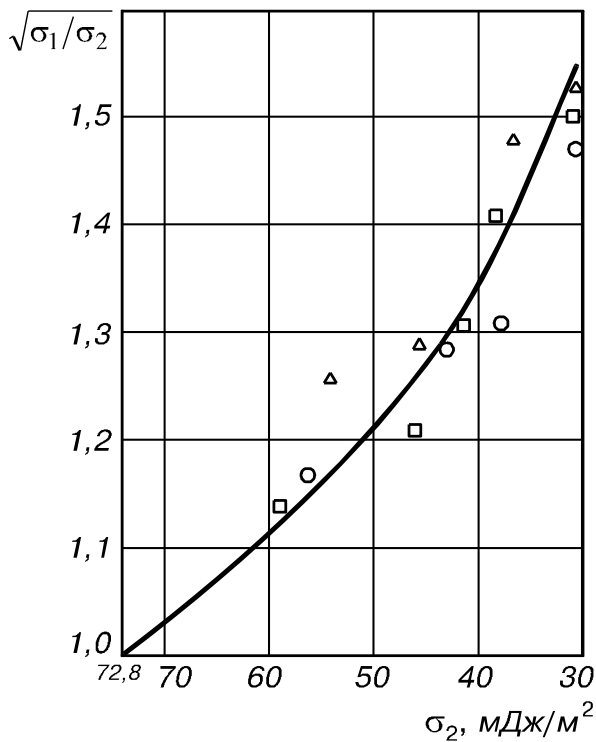


Рис. 4.8. Експериментальна перевірка залежності $k = \sqrt{\sigma_1 / \sigma_2} = f(\sigma_2)$ для пісковика 1 (Δ), пісковика 2 (\circ) і мармура (\square)

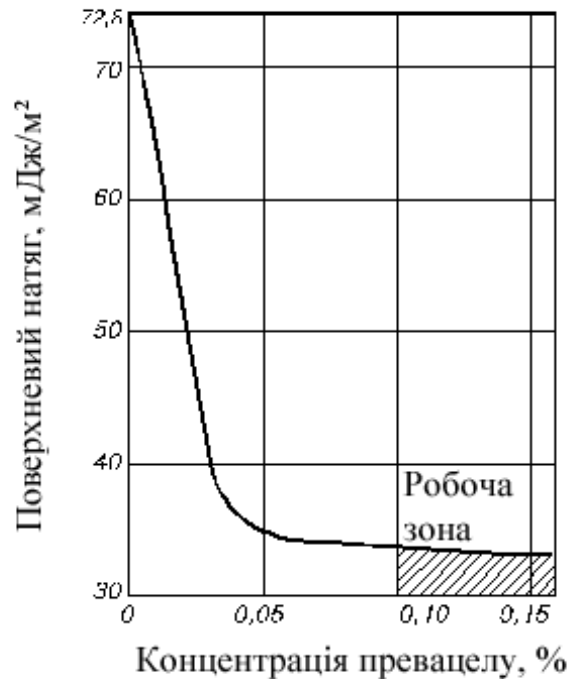


Рис. 4.9. Ізотерма поверхневого натягу водного розчину превацелу W-ON-100

Як бачимо, отриманий позитивний збіг експериментальних і теоретичних даних.

Для визначення необхідної кількості ПАР, яку потрібно ввести в промивальну рідину, будують ізотерму поверхневого натягу водного розчину ПАР, тобто криву, що відображує залежність поверхневого натягу від концентрації при постійній температурі. Вибирають робочу зону (рис. 4.9), тобто значення концентрації, при якому спостерігається найбільше зниження поверхневого натягу.

У процесі буріння свердловини кількість ПАР в розчині поступово зменшується за рахунок адсорбції її на гірських породах, вибуреному шлам і на глинистих частинках. У зв'язку з цим знижується й ефективність дії ПАР як знижувача твердості. Тому періодично необхідно вимірювати вміст ПАР у розчині й, додаючи нові порції, підтримувати його концентрацію постійною. Концентрацію ПАР оцінюємо за ізотермою, вимірюючи величину поверхневого натягу розчину ПАР.

Поверхневий натяг можна визначати декількома методами: приладом Ребіндера, сталагмометром і тензометром.

Для роботи в польових умовах рекомендується вимірювати поверхневий натяг *сталагмометром*.

Визначення кількості ПАР і додавання її до промивальної рідини рекомендується здійснювати у наведеній далі послідовності.

1. Установити об'єм розчину, що циркулює в свердловині та знаходиться у відстійнику. Об'єм розчину в свердловині легко розраховувати, знаючи глибину, діаметр і об'єм 1 м свердловини (таблиця). Коефіцієнт розробки стінок свердловини прийняти 1,2.

Т а б л и ц я

Витрати розчину на 1 м глибини свердловини

Номинальний діаметр свердловини, мм	Об'єм розчину на 1 м глибини свердловини, $\text{м}^3 \cdot 10^3$	Номинальний діаметр свердловини, мм	Об'єм розчину на 1 м глибини свердловини, $\text{м}^3 \cdot 10^3$
152	25,4	92	9,2
132	19,1	76	6,5
112	13,7	59	3,9

2. За графіком ізотерми поверхневого натягу водного розчину ПАР (як приклад наводиться розчин превацелу) на 1 м^3 розчину треба було б увести 1,5 кг превацелу для одержання $\sigma = 32$, тому що при цьому концентрація ПАР дорівнює 0,15% (див. рис. 4.9). Початкову кількість ПАР необхідно прийняти трохи завищеною (приблизно 2 кг на 1 м^3 розчину), враховуючи адсорбцію ПАР на стінках свердловини, відстійника й на шламів.

3. Розрахувати, яку кількість ПАР (у нашому випадку превацелу) потрібно ввести у промивальний розчин на повний об'єм і додати його у відстійник.

4. Увімкнути насос і прокачати промивальну рідину з таким наміром, щоб вона повністю проциркулювала через вибір свердловини.

5. Після прокачування розчину відфільтрувати 0,2 л промивальної рідини, виміряти поверхневий натяг фільтрату й за кривою (див. ізотерму поверхневого натягу превацелу, що наведена як приклад) знайти його концентрацію.

6. Якщо концентрація превацелу виявиться нижче 0,1% (а поверхневий натяг $\sigma > 32 \text{ мДж/м}^2$), розрахувати, скільки кілограмів його потрібно додати, щоб довести її до потрібного значення.

Розглянемо це на прикладі. Припустимо, вимірний поверхневий натяг складає 35 мДж/м^2 . За ізотермою $\sigma = f(c)$ (рис. 4.9) знаходимо, що цьому значенню поверхневого натягу відповідає концентрація 0,05%. Це значить, що в 1 м^3 промивальної рідини знаходиться 0,5 кг превацелу. Згідно з розрахунковими даними для досягнення найбільшого зниження поверхневого натягу концентрація превацелу в розчині повинна знаходитися в межах 0,10...0,15% (робоча зона). Враховуючи адсорбцію превацелу на стінках свердловини, шламів й глинистих частинках, концентрацію його необхідно довести до 0,15%, що відповідає вмісту превацелу в 1 м^3 розчину, тобто 1,5 кг. Отже, на 1 м^3 промивальної рідини необхідно додати $1,5 - 0,5 = 1,0$ кг превацелу.

Збереження теплового режиму свердловин у багаторічномерзлих породах

Порушення теплового режиму (потепління) гірських порід, що складають стінки свердловин, призводить до їхнього обвалення, утворення просадної воронки біля устя свердловини з втратою стійкості наземних споруд.

У багаторічномерзлих породах промивальна рідина повинна мати мінімальну теплоємність і теплопровідність. Температура промивальної рідини має бути нижчою від температури розбурюваних порід, тому її варто охолоджувати, особливо в літню пору.

При бурінні насичених льодом порід руйнування льоду, що цементує породи, відбувається й у промивальних рідинах, які мають від'ємну температуру. У таких умовах особливо значення набуває режим промивання та максимально можливого зменшення часу контакту промивальної рідини з гірськими породами. Слід забезпечити режим течії промивальної рідини, що виключає або зменшує перемішування в свердловині пристінної частини потоку рідини з усім її об'ємом. Це у свою чергу залежить від виду й властивостей промивальної рідини.

При виборі промивальної рідини для буріння в багаторічномерзлих породах слід мати на увазі, що при припиненні циркуляції можливе утворення мерзлих пробок по стовбурі свердловини, що призводить до прихоплення бурильного інструмента.

Промивальні рідини повинні відповідати ряду вимог, які звичайно виявляються прямо протилежними. Так, при підвищенні гідростатичного тиску в свердловині для запобігання обвалів і водоприпливів погіршуються умови руйнування гірських порід на вибої свердловини, знижується механічна швидкість буріння, погіршується робота насосів. При зменшенні швидкості руху промивальної рідини в проміжку між керном і колонковою трубою нерідко погіршуються умови очищення вибою свердловини від продуктів руйнування, а отже, знижується механічна швидкість буріння.

Гасіння вібрацій бурильної колони

При підвищенні частоти обертання бурильного інструмента спостерігається вібрація бурильних труб. Вона призводить до полому труб і породоруйнівного інструмента, передчасного спрацьовування бурових верстатів. Особливо актуальне попередження вібрації при алмазному бурінні, де висока частота обертання породоруйнівного інструмента – головний резерв підвищення механічної швидкості буріння.

Один з найбільш прогресивних методів попередження вібрації бурового снаряда – надання промивальним рідинам віброгасильних властивостей. Це досягається введенням у них спеціальних органічних або комбінованих добавок, у результаті чого утворюється емульсія, що має мастильні властивості. Промивальні рідини з антивібраційними властивостями забезпечують ряд додаткових позитивних ефектів: збільшення механічної швидкості, підвищення стійкості бурильних труб і породоруйнівного інструмента, зниження витрат потужності на обертання колони бурильних труб, зменшення втрат напору при циркуляції.

Забезпечення проведення геофізичних досліджень

При бурінні розвідувальних свердловин і з досягненням проектної глибини обов'язково проводиться комплекс геофізичних досліджень, що дозволяє уточнити геологічний розріз і виміряти ряд важливих характеристик пласта. Ефективність таких досліджень залежить від властивостей промивальної рідини. Так, при підвищених реологічних параметрах геофізичні прилади можуть зависати в свердловині, у той час як бурильний інструмент опускається вільно. В окремих випадках параметри промивальних рідин впливають і на показання приладів. Усі ці обставини повинні враховуватися при виборі властивостей промивальної рідини.

Безсумнівно, промивальна рідина не завжди може виконувати всі перелічені функції й задовольняти всі вимоги. Часто через особливості геологічної будови й фізико-механічні властивості гірських порід у районі робіт окремі функції виділяють як головні, а інші – як другорядні.

Надійне охолодження породоруйнівного інструмента та ефективне очищення вибою від шламу повинні забезпечуватися при застосуванні всіх промивальних рідин для будь-яких умов буріння.

Промивальні рідини також повинні легко прокачуватися насосами, забезпечувати нормальне проведення геофізичних досліджень у свердловинах, відповідати вимогам екології. Вихідні матеріали для приготування промивальних рідин мають бути як можна доступними й недорогими.

У зв'язку з тим, що пропонованих до промивальних рідин вимог дуже багато й вони часто суперечливі, то універсальної рідини не існує. Для конкретних геолого-технічних умов слід підбирати й готувати конкретну промивальну рідину, що могла б забезпечити виконання проектного завдання. А це, у свою чергу, визначає різноманітність існуючих видів промивальних рідин, зумовлює необхідність розробки їх нових рецептур і вдосконалювання вже застосовуваних.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ

1. Що таке дисперсійне середовище та дисперсна фаза?
2. Як характеризується ступінь дисперсності?
3. Які властивості мають гідрофільні та гідрофобні колоїдні системи?
4. Що таке змочуваність, яка її роль у процесі руйнування гірських порід?
5. Що являє собою процес коагуляції дисперсних систем?
6. Що таке електрофорез і електроосмос?
7. Що являє собою явище хемосорбції?
8. Які є види стійкості дисперсних колоїдних систем?
9. Які найважливіші властивості мають фізичні тіла?
10. Що являє собою явище релаксації?
11. Які властивості мають ньютонівські та неньютонівські рідини?
12. Які є механічні моделі твердих тіл?
13. Основні функції промивальних рідин?
14. Що таке ефект Ребіндера?

ТЕХНОЛОГІЧНІ ПАРАМЕТРИ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН І МЕТОДИ ЇХ ВИМІРЮВАННЯ

Умови та параметри буріння свердловин (глибина, діаметр, температура, черговість залягання, властивості розбурюваних порід та ін.) відрізняються не тільки для родовищ, але й для окремих його ділянок. А тому промивальні рідини також повинні відрізнятися своїми властивостями не тільки на різних ділянках буріння, але й у міру поглиблення даної свердловини. Чим краще промивальна рідина виконує в даній свердловині свої функції, тим вище її якість. Однак високоякісна для однієї свердловини промивальна рідина для іншої в інших умовах може виявитися не тільки низькоякісною, але й непридатною. Викладене пояснює необхідність визначення параметрів промивальних рідин як у процесі їх приготуванні, так і в процесі буріння, а також уможливорює відновлення їхніх властивостей відповідними способами.

Вид і якість промивальної рідини регламентуються геолого-технічним нарядом (ГТН), виданим на буріння кожної свердловини або групи свердловин [3, 11, 15].

Якість промивальних рідин визначається такими параметрами: густиною ρ , в'язкістю T , вмістом піску $П$, добовим відстоєм $ДВ$, стабільністю $С$, водовіддачею $В$, товщиною кірки $К$, статичним напруженням зсуву (СНЗ) θ , водневим показником pH . Крім того, можуть вимірюватися липкість глинистої кірки та вміст газу в розчині. При бурінні глибоких свердловин на нафту й газ визначається також склад твердої фази промивальної рідини.

Для вимірювання параметрів промивальних рідин застосовують спеціальні прилади, а також лабораторії: компактні переносні лабораторії ЛГР-3 і ЛБР-3, пересувні лабораторії АЛГР-3, СКЛ-1 та ін. Для визначення параметрів промивальних рідин і підбору рецептів розчинів, використовуваних при бурінні глибоких свердловин на нафту й газ, застосовують добре оснащену дорогу лабораторію «Розчин-1».

Найбільшого поширення на бурових набула лабораторія ЛГР-3, що укомплектована такими приладами й приналежностями: ареометр АБР-1, віскозиметр ВБР-1, відстійник для визначення вмісту піску ОМ-2, прилад ВМ-6 для визначення водовіддачі, циліндр зі шкалою 1-100 см³ для визначення добового відстою, циліндр ЦС-2 для визначення стабільності, термометр, секундомір, мірний кухоль, пробірка, масляний бачок, фільтрувальний папір, бланки з логарифмічною сіткою.

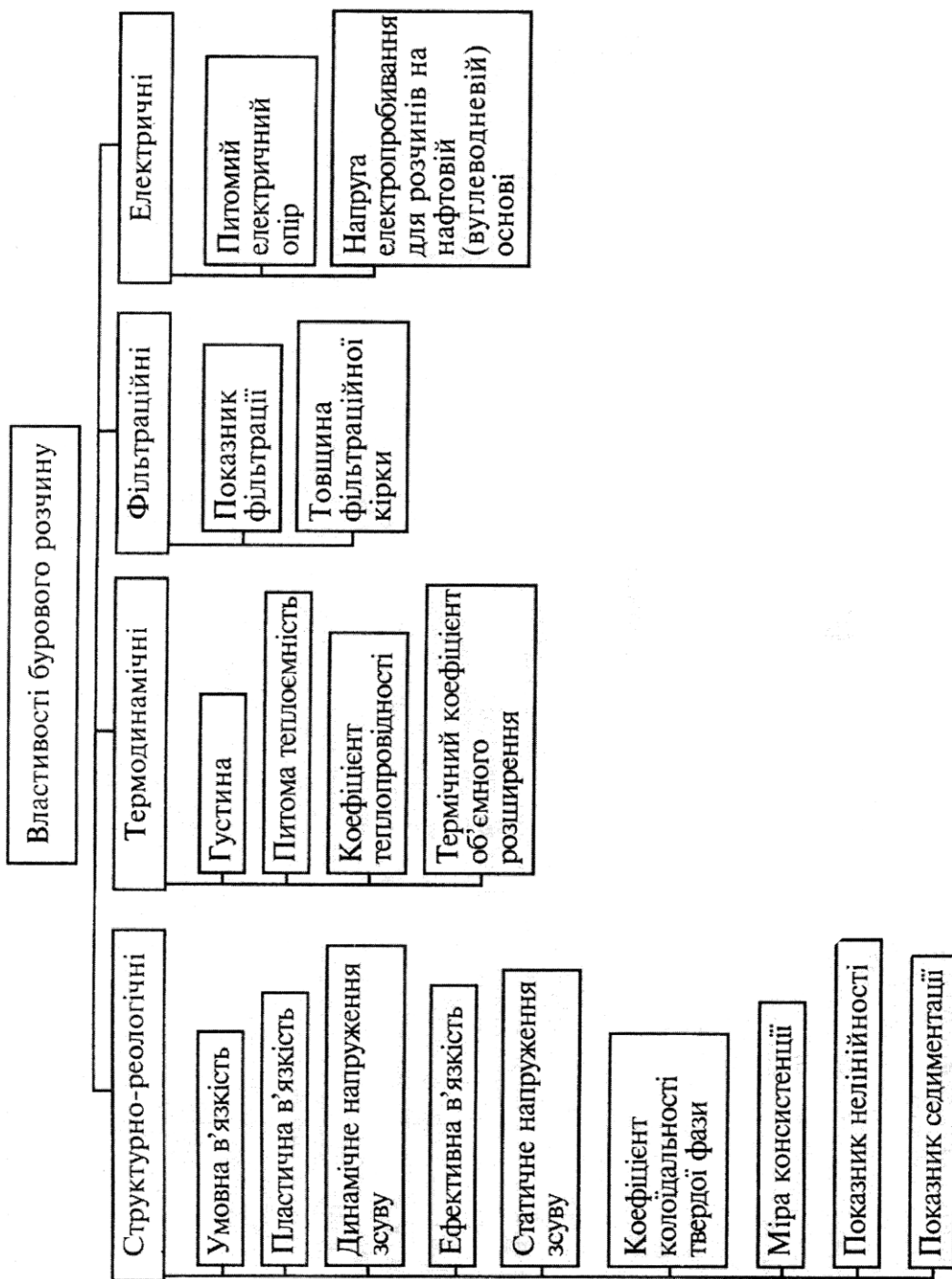


Рис. 5.1. Структурна схема властивостей бурового розчину

5.1. ГУСТИНА

Густина – це маса одиниці об'єму промивальної рідини, вимірювана в $\text{кг}/\text{м}^3$:

$$\rho = m/V, \quad (5.1)$$

де m – маса, кг ; V – об'єм промивальної рідини, м^3 .

Густина характеризує здатність промивальної рідини виконувати в свердловині *гідродинамічні* та *гідростатичні* функції:

1) утримувати в завислому стані й виносити із свердловини частинки породи;

2) створювати гідростатичний тиск на стінки свердловини для запобігання надходження в стовбур свердловини нафти, газу або води з пласта та збереження цілісності свердловини;

3) забезпечувати зниження маси колони бурильних і обсадних труб з метою зменшення навантаження на талеву систему бурової вишки.

При визначенні гідростатичного тиску вводиться поняття *питомої ваги*, вимірюваної в $\text{Н}/\text{м}^3$:

$$\gamma = \rho g, \quad (5.2)$$

де g – прискорення вільного падіння, $\text{м}/\text{с}^2$.

Гідростатичний тиск (Па) на вибій свердловини

$$p_2 = \gamma H = 10 \rho H, \quad (5.3)$$

де H – глибина свердловини, заповненої рідиною, м .

Для зручності гідростатичний тиск краще виражати в МПа, тоді формула набуває вигляду

$$p_2 = 10^{-5} \rho H. \quad (5.4)$$

Збільшення густини розчину викликає підвищення витрати енергії на його прокачування й збільшує втрати його в тріщинуватих і пористих породах, а також знижує механічну швидкість буріння. Однак, якщо стінки свердловини складені нестійкими породами (здатними до осипів і обвалів) або мають високий внутрішньопластовий тиск, що перевищує гідростатичний тиск стовпа промивальної рідини, то збільшують густину розчину, щоб уникнути обвалів, фонтанувань і викидів. Навпаки, при низьких пластових тисках знижують густину розчину, щоб ліквідувати його поглинання. Густина промивальних рідин вимірюють за допомогою важільних терезів, ареометрів АГ-1, АГ-2, АГ-ЗПП і АБР-1, пікнометра.

Важільні терези (рис. 5.2) складаються з важеля 6, мірного кухля для розчину 1 з кришкою 2, повзуна 7, стояка 8, обладнаного рівнем 3, на опорі якого за допомогою призми 4 або 5 установлюється важіль. На важелі нанесені дві шкали: верхня й нижня з поділками від 0,9 до 1,6 і від 1,5 до 2,4 $\text{г}/\text{см}^3$ відповідно.

Перед вимірюванням терези встановлюють горизонтально за рівнем. Знімають важіль і кришку 2. Мірну склянку заповнюють до країв промивальною рідиною, закривають її кришкою, змивають водою надлишок промивальної рідини, видавленої на стінки склянки, і встановлюють важіль на стояку. Переміщаючи повзун, урівноважують важіль і визначають величину щільності за збігом риски на повзуні з поділкою на відповідній шкалі. Якщо зрівноваження не вдається, установлюють важіль на іншу призму й знову зрівноважують. Для перевірки приладу посудину заповнюють прісною водою при температурі $20 \pm 5^\circ\text{C}$. Густина води, виміряна шляхом зрівноваження повзунком, повинна бути $1,00 \pm 0,02 \text{ кг/м}^3$.

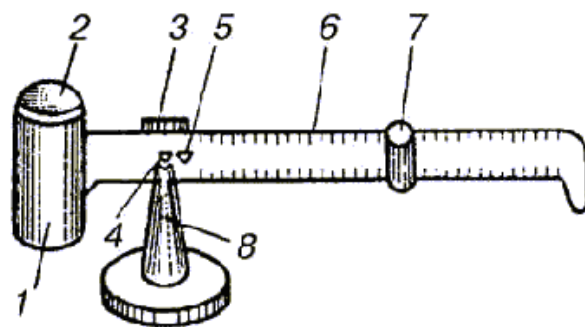


Рис. 5.2. Загальний вигляд важільних ваг

На практиці польових робіт густину вимірюють ареометрами АГ-ЗПП і АБР-1, які за будовою у цілому не відрізняються один від одного.

Ареометр АБР-1 (рис. 5.3) складається з мірної склянки 5, денця 6, поплавка 7, стрижня 8 і знімного вантажу 1. Мірна склянка має дві порожнини – для проби досліджуваного розчину та компенсаційну камеру. У компенсаційній камері розміщується металевий баласт 4, який забезпечує стійкість зануреного у воду приладу, і компенсаційний вантаж (чавунний бій) 3 для тарування. Бій і баласт ізолюють від навколишнього середовища заглушкою 2. У верхній частині склянки зроблені прорізи для зливу надлишків розчину. Плаваючість ареометра забезпечує поплавок камера. Вона складається з поплавка 7 і денця 6.

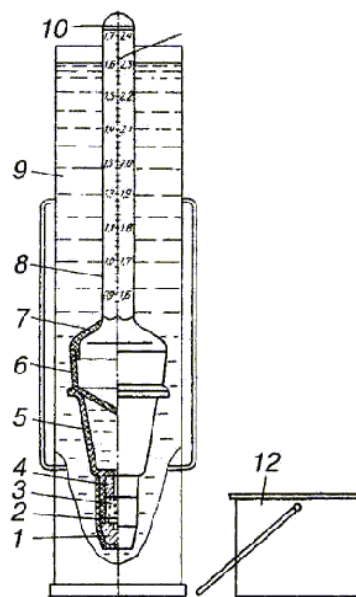


Рис. 5.3. Загальний вигляд ареометра АБР-1

Стрижень 8 виготовлений з дюралевої трубки й кріпиться до поплавка на різі епоксидним клеєм. Трубка зверху закривається поліетиленовою пробкою 10. Знімний вантаж 1, що забезпечує два діапазони виміру ареометром, являє собою сталеву арматуру, залиту промивальною рідиною. Еластичність

поліетилену використовується для сполучення знімного вантажу з мірною склянкою. На поверхню стрижня нанесені дві шкали 11 для виміру густини в межах 0,9 – 1,7 і 1,6 – 2,4 г/см³. При вимірюваннях за другою шкалою (обважені розчини) вантаж 3 знімають.

Ареометр поставляється в комплекті з цебром-футляром 9, що закривається кришкою 12.

При вимірюваннях поплавків знімають зі склянки, наповнюють склянку рідиною, знову приєднують поплавок і ареометр у вертикальному положенні опускають у футляр, наповнений чистою прісною водою. Визначають густину за шкалою з меншими значеннями ρ . Перед вимірюванням ареометр перевіряють шляхом визначення густини прісної води. Точність вимірів становить 0,01 кг/м³.

Пікнометр являє собою невелику колбу (металеву або скляну) із щільно пригнаною пробкою. Пробка пікнометра має капіляр (тонкий отвір) для виходу надлишку розчину. Пікнометри застосовують у лабораторних умовах.

5.2. В'ЯЗКІСТЬ

В'язкість – це міра внутрішнього тертя між шарами рідини. Розрізняють умовну, динамічну та структурну в'язкості.

Фізичний зміст умовної в'язкості – це характеристика гідравлічного опору прокачуванню промивальної рідини. У міру її збільшення гідравлічні опори зростають, у зв'язку з цим погіршуються умови очистки вибою від вибраної породи, утруднюється перенесення енергії від насосів до вибійного двигуна, послаблюється інтенсивність розмиву породи на вибої свердловини, а отже, різко падає механічна швидкість буріння. У зв'язку з цим в'язкість промивальної рідини за можливістю варто підтримувати мінімальною й тільки у породах, схильних до поглинання, її варто підвищувати.

На практиці вимірюють умовну в'язкість. Для цього застосовують віскозиметри ВП-5, ВБР-1. Умовна в'язкість визначається часом витікання в секундах 500 см³ промивальної рідини.

Віскозиметр ВБР-1 (рис. 5.4) являє собою лійку 2, у нижній частині якої знаходиться латунна трубка довжиною 100 мм з каліброваним отвором діаметром 5 мм. У верхній частині лійки розміщують сітку 1 для очищення розчину від великих твердих частинок. У комплект віскозиметра входить мірний кухоль 3.

Узявши в руку лійку, установлюють сітку на виступи, затискають нижній отвір пальцем правої руки й заливають через сітку випробовну рідину до верхньої кромки віскозиметра. Підставивши мірний кухоль під трубку віскозиметра, палець прибирають і одночасно вмикають лівою рукою секундомір. Лійку необхідно тримати вертикально (припустиме відхилення не більше 10 град).

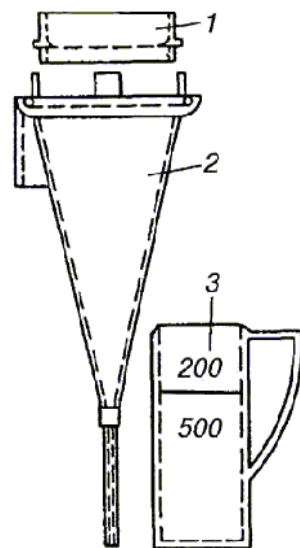


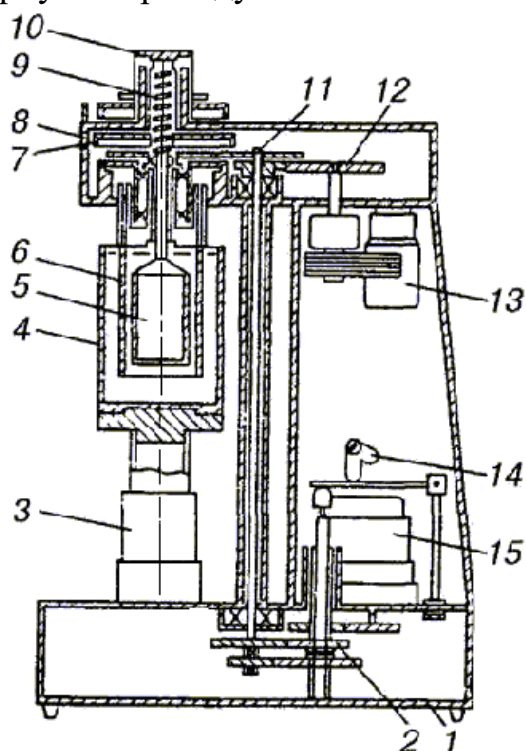
Рис. 5.4. Загальний вигляд віскозиметра ВБР-1

Коли кружка наповниться до краю, секундомір зупиняють, а отвір лійки знову закривають пальцем. Час витікання 500 см^3 промивальної рідини в секундах характеризує умовну в'язкість. Вимірювання повторюють 2 – 3 рази, причому після кожного виміру лійку, сітку й куваль варто ретельно промивати водою.

Умовна в'язкість дає саме загальне уявлення про в'язкісні властивості промивальної рідини і тільки величезний досвід використання польових віскозиметрів і простота їх конструкції забезпечили їм широке застосування.

Динамічну й структурну в'язкість визначають у лабораторних умовах на віскозиметрах – *капілярних* або *ротаційних*. Найбільшого поширення набули ротаційні віскозиметри ВСН-2М і ВСН-3.

Прилад ВСН-3 (рис. 5.5) складається із закритого корпусу 1, вимірювальної системи приводу та склянки 4 для випробовної рідини. У корпусі 1 приладу змонтовані всі механізми віскозиметра.



Вимірювальна система має підвісний циліндр 5, гільзу 6, шкалу 7, пружину 9, крутильну головку 10. Випробовна рідина заливається в склянку 4, що опирається на телескопічний столик 3. Гільза 6 приводиться в обертання від двигуна 15 через редуктор 2, вал 11 і систему шестерень. Для виміру статичного напруження зсуву прилад постачений електродвигуном 13, який відповідно положенню перемикача 14 редуктора обертає через шестірню 12 зовнішній циліндр із частотою $0,2 \text{ хв}^{-1}$. Конструкція приладу забезпечує попереднє руйнування структури промивальної рідини шляхом обертання циліндра 6 з великою частотою.

Рис. 5.5. Прилад для виміру реологічних параметрів промивальних рідин

Принцип дії ВСН-3 оснований на вимірюванні моменту сил тертя, що виникає в кільцевому проміжку при обертанні гільзи 6 та повертає підвісний циліндр 5 на кут, пропорційний виникальному моменту. Пружина 9 створює реактивний момент, що перешкоджає обертанню підвісного циліндра. Кут вимірюється за відхиленням «нуля» шкали 7 від риски на оглядовому вікні 8. Привід віскозиметра забезпечує чотири частоти обертання ($200, 300, 400, 600 \text{ хв}^{-1}$) зовнішнього циліндра при визначенні динамічного напруження зсуву та структурної в'язкості й одну ($0,2 \text{ хв}^{-1}$) при визначенні статичного напруження зсуву.

При вимірі структурної в'язкості й динамічного напруження зсуву випробовну рідину перемішують при частоті обертання гільзи 600 хв^{-1} з метою руйнування структури, а потім знімають сталі значення кутів закручування шкали приладу при частоті обертання $600, 400, 300$ і 200 хв^{-1} (за сталі значення

кутів закручування приймаються кути, величини яких при обертанні гільзи протягом 3 хв не змінюються). Структурна в'язкість обчислюється за такою формулою:

$$\eta = A(\varphi_2 - \varphi_1)/(n_2 - n_1). \quad (5.5)$$

Динамічне напруження зсуву відповідно буде:

$$\tau_0 = \frac{A}{B} \left[\varphi_2 - \frac{n_2}{n_2 - n_1} (\varphi_2 - \varphi_1) \right], \quad (5.6)$$

де A і B – константи приладу (наводяться в паспорті); φ_1 і φ_2 – кути повороту шкали, вимірювані при відповідних частотах обертання n_1 і n_2 .

За величини структурної в'язкості й динамічного напруження зсуву приймають середні значення трьох вимірів.

Статичне напруження зсуву визначають на приладі ВСН-3 у послідовності, описаній далі. Випробовну рідину перемішують протягом хвилини при частоті обертання гільзи 600 об/хв. Рідині дають спокій на 1 або 10 хв, переводять перемикач у положення «0,2», після чого роблять вимір. Показання знімають у момент максимальних значень, що передують руйнуванню структури. Статичне напруження зсуву обчислюється за такою формулою:

$$\theta = k\varphi, \quad (5.7)$$

де k – величина статичного напруження зсуву, що відповідає куту закручування пружини на 1 град (наводиться в паспорті); φ – кут повороту вимірювального елемента.

Вимірювання можна проводити при термостатуванні контрольованої рідини, для чого передбачене з'єднання склянки 4 з термостатом гумовим шлангом.

Сутність виміру в'язкості промивальних рідин капілярним віскозиметром полягає в тому, що через калібровану трубку діаметром d і довжиною l під заданим тиском пропускають випробовний розчин. Час витікання t заданого об'єму знаходять за секундоміром, після чого визначають витрату рідини q . Такі виміри виконують при різних тисках, і результати наносять на графік $q = f(p)$. Залежність q - p з деякими припущеннями приймається лінійною.

Теоретично ця залежність записується так:

$$q = pd^4 \frac{p - \frac{4}{3}p_0}{128lh}. \quad (5.8)$$

Точка перетину прямої з віссю p дає відрізок

$$p_{cm} = \frac{4p_0}{3} = \frac{16/\tau_0}{3d}. \quad (5.9)$$

Структурну в'язкість знаходять за будь-якими двома точками отриманої прямої, що дає дві пари значень $q_1 - p_1$ і $q_2 - p_2$. Складають два рівняння, з яких при загальному розв'язуванні виключається p_0 і знаходиться η за такою формулою:

$$\eta = \frac{\pi d^4 (p_1 - p_2)}{128l (q_1 - q_2)}. \quad (5.10)$$

Тоді динамічне напруження зсуву

$$\tau_0 = \frac{3p_{cm}d}{16l} \quad \tau_0 = \frac{3p_{cm}d}{16l}. \quad (5.11)$$

Наведені розрахункові формули наближені, тому що не враховують ряд спотворюючих факторів (кінцеву довжину капіляра, ефект ковзання, кінцевий ефект та ін.).

Схема капілярного (трубного) віскозиметра зображена на рис. 5.6. Віскозиметр складається зі змінної віскозиметричної трубки 1, мішалок 2, двох циліндрів 5 з поршнями 4, пристрою для виміру об'ємної швидкості потоку 6, регулятора тиску 7, автоматичного перемикача 8.

Перепад тиску в трубці вимірюється за допомогою зразкових манометрів 9.

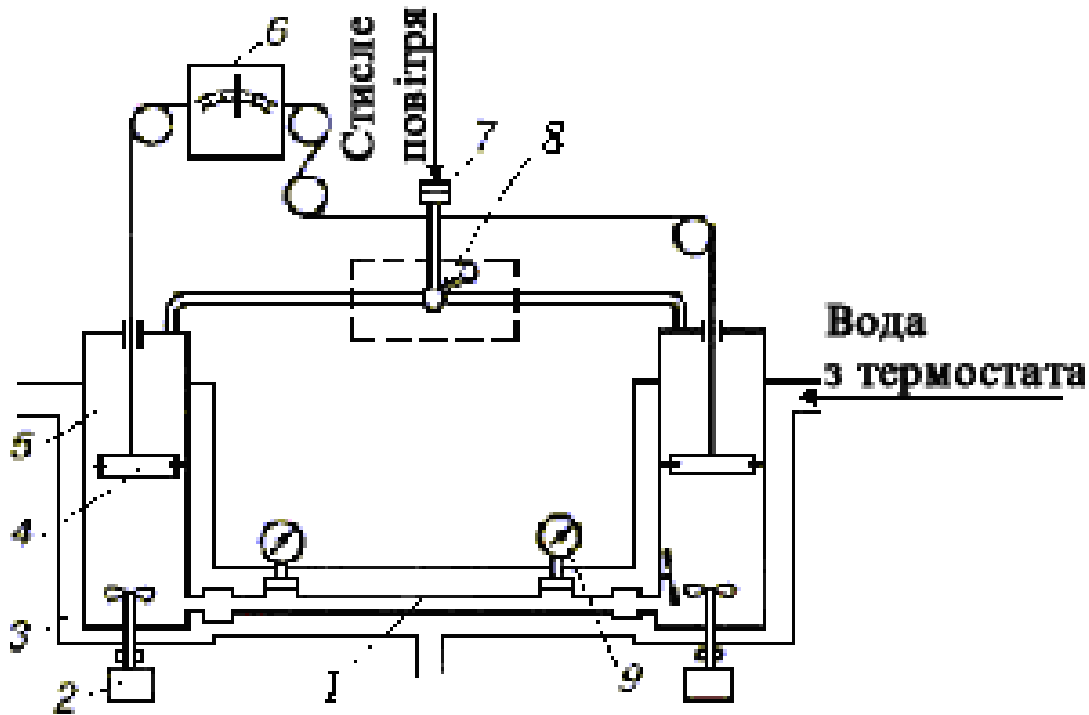


Рис. 5.6. Схема капілярного віскозиметра ВНДІНГП

Робочі циліндри та віскозиметрична трубка укладені в кожух 3, що дозволяє термостатувати систему при атмосферному тиску.

Перемикач 8 забезпечує розподіл повітря при заданому тиску по чергові в робочі циліндри з поршнями, що переміщуються, завдяки чому створюється рух рідини в капілярній трубці з періодичною зміною постійної швидкості за напрямком. Це дозволяє багаторазово повторювати вимірювання на обмеженому об'ємі випробовної рідини.

Таким чином, процес визначення η і t_0 досить трудомісткий й складний, але конче потрібний.

5.3. ВОДОВІДДАЧА ТА ТОВЩИНА ФІЛЬТРАЦІЙНОЇ ПЛІВКИ

Водовіддача характеризує здатність промивальної рідини відфільтровуватися в стінки свердловини під впливом перепаду тисків з утворенням малопроникної фільтраційної кірки.

Сутність водовіддачі. Всі гірські породи в тій або іншій мірі пористі й тріщинуваті. Розкриття гірських порід свердловиною супроводжується проникненням у пори й тріщини промивальної рідини. При цьому частинки твердої фази не проникають углиб масиву гірських порід на великі відстані, а відкладаються в устях пор і тріщин, утворюючи суцільну плівку, яка пронизана найтоншими капілярами. Розміри цих капілярів такі, що через них фільтрується тільки вода. Частинки твердої фази групуються навколо каналів фільтрації й поступово зменшують їхній переріз. Так на стінках свердловини утворюється *фільтраційна кірка*. У міру її стовщення опір проходженню через неї рідкої фази зростає, а швидкість фільтрації знижується. Величина водовіддачі визначається властивостями фільтраційної кірки, утвореної даною промивальною рідиною.

Товщина кірки та швидкість її утворення залежать від ряду факторів, у тому числі від якості промивальної рідини.

Грубодисперсні нестабільні розчини утворюють товсті, пухкі й нещільні кірки з великими проміжками між частинками, крізь які вільно проходить вода (рис. 5.7).

Високоякісні (тонкодисперсні) розчини з дрібними частинками твердої фази утворюють, як правило, тонкі, але щільні кірки, крізь які з часом віддача води наближається до нуля.

Водовіддача розчину – найважливіший його параметр при бурінні в пухких, слабозцементованих, пористих і порушених породах.

Глинистий розчин з великою водовіддачею утворює в свердловині товсту й пухку кірку, яка звужує стовбур свердловини та викликає затягування та захоплювання бурового інструмента при підйомі. Проникнення води в породи, що оточують стовбур свердловини, може викликати набрякання й обвалення цих порід. Зниженням водовіддачі розчину можна ліквідувати ці ускладнення. Підвищення температури в свердловині призводить до збільшення водовіддачі. Зростання тиску в свердловині змінює водовіддачу неоднозначно. Так, деякі розчини при збільшенні тиску утворюють щільну кірку й водовіддача

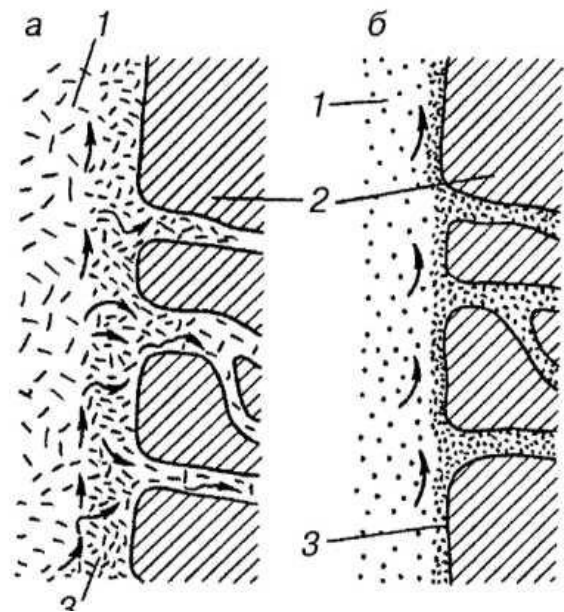


Рис. 5.7. Схеми утворення фільтраційної товстої пухкої (а) та тонкої щільної (б) кірок: 1 – глинистий розчин; 2 – стінки свердловини; 3 – глиниста кірка

знижується. Збільшення водовіддачі, як засвідчила практика, сприяє проникненню фільтрату в породу вибою, що призводить до зниження її міцності й зростання механічної швидкості буріння. Це особливо помітно при бурінні в глинистих породах.

Але, як правило, водовіддачу промивальних рідин знижують, щоб уникнути ускладнень і аварій.

Водовіддача вимірюється при температурі 20 °С кількістю рідини, яка відфільтрувалася з розчину (см³) за 30 хв при надлишковому тиску 0,1 МПа з площі фільтра 44 см² (діаметр фільтра 75 мм), і позначається буквою *B*.

Товщина фільтраційної кірки вимірюється в міліметрах і позначається буквою *K*. Фільтраційна кірка, крім товщини, характеризується ще липкістю, яка впливає на величину сил тертя снаряда о стінки свердловини при обертанні й спуско-піднімальних операціях.

Для нормальних глинистих розчинів водовіддача вважається припустимою, якщо її значення не перевищує 10 – 25 см³ за 30 хв при товщині глинистої кірки 1 – 2 мм (за приладом ВМ-6). При бурінні в ускладнених умовах (пухкі, нестійкі породи) водовіддачу розчину необхідно знижувати до 5 см³ за 30 хв і менше.

Водовіддачу й товщину кірки вимірюють приладами ВМ-6, ВГ-1, а липкість кірки приладом Ліневського. У польових умовах водовіддачу можна визначати за спрощеним методом Максимовича.

При підвищених температурах водовіддачу вимірюють фільтр-пресом ВНДІБТ ФП-250, фільтр-пресом ФП-3 на установках УИВ-1 і УИВ-2 (при температурі до 200 °С і перепаді тиску до 10 МПа).

Прилад ВМ-6 має дві модифікації: з кронштейном і без кронштейна (зі зміненою конструкцією піддона).

Прилад ВМ-6 із кронштейном (рис. 5.8, *a*) складається з трьох основних вузлів: кронштейна 10, фільтраційної склянки 5 з приладдям та напірного циліндра 3. Фільтраційна склянка на верхній частині має горловину із зовнішньою різью і отвір; на його нижній частині зроблено розточення діаметром 53 мм, виточення під ґрати фільтра й зовнішня різь під піддон 7. У піддоні розміщений клапан 8 з гумовою прокладкою 12. Гвинтом 9 клапан притискується до решітки 6 і закриває отвір.

Напірний вузел складається з циліндра 3 з угвинченою втулкою та напресованою чашкою, плунжера 1, притертого по втулці, і вантажу-шкали 2, укріпленого на плунжері. Між циліндром 3 і втулкою встановлена мідна прокладка. На верхній частині втулки циліндра нанесена відлікова риска. Для встановлення шкали приладу на нуль і спускання масла з циліндра в його нижній частині є отвір, що перекривається голкою 4.

На нижній частині циліндра виконана внутрішня різь для з'єднання з фільтраційною склянкою. Для ущільнення місця з'єднання передбачена прокладка з маслостійкої гуми; цю прокладку в міру спрацьовування необхідно міняти.

Зібраний прилад встановлюється в кільце литого кронштейна, у нижній частині якого передбачене місце для чашки 11.

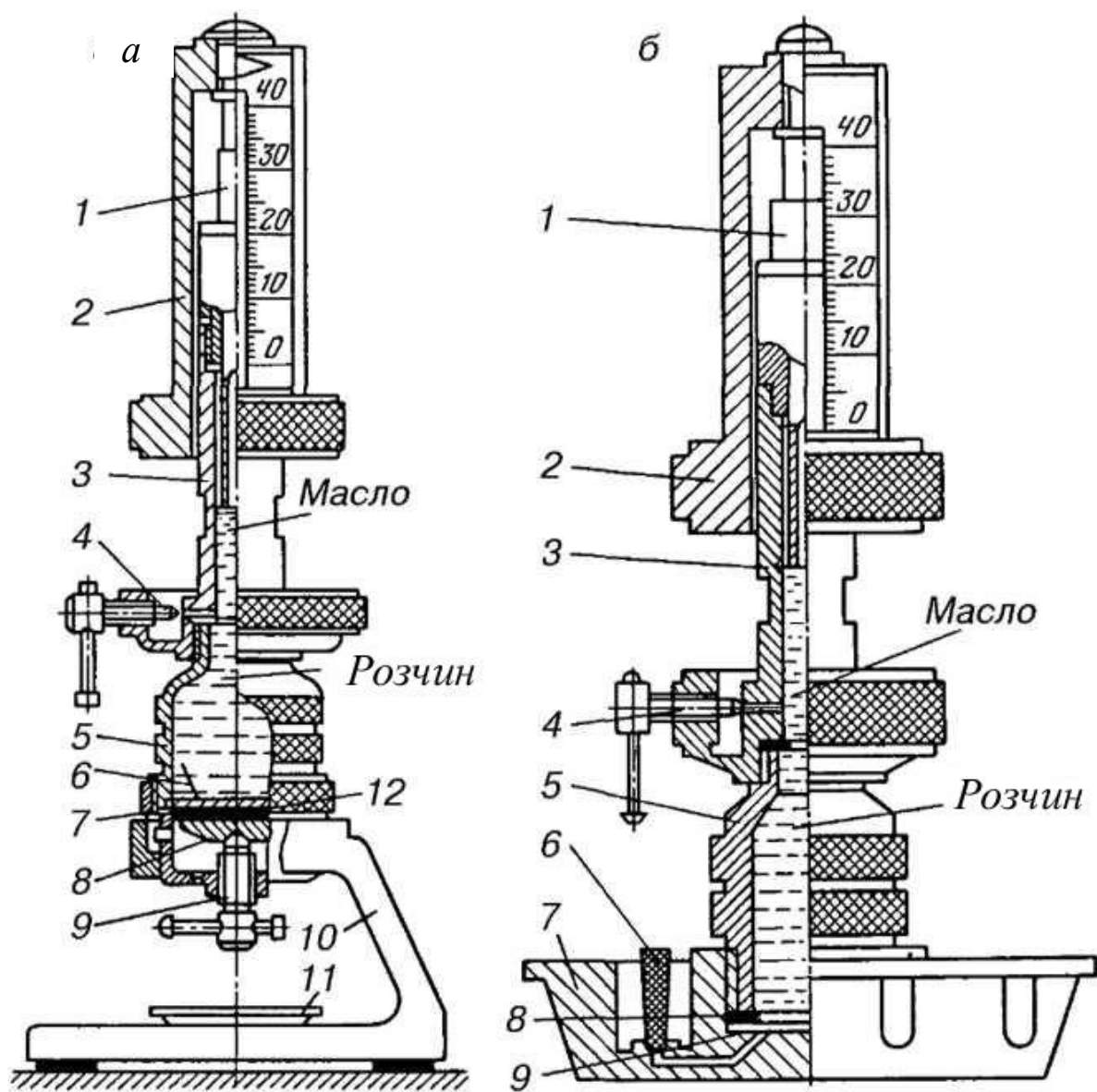


Рис. 5.8. Загальний вигляд приладу ВМ-6

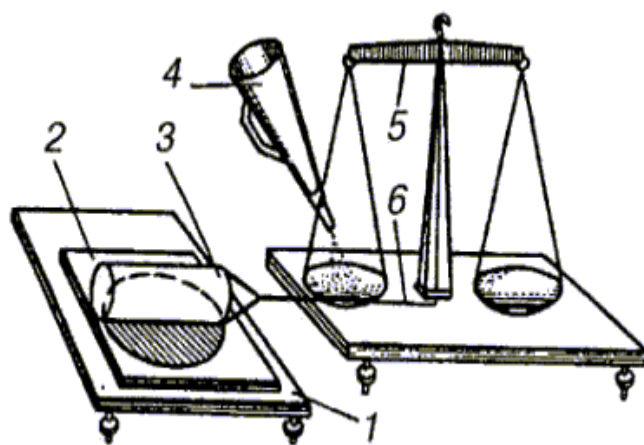


Рис. 5.9. Загальний вигляд приладу Ліневського

Модифікація приладу ВМ-6 без кронштейна (рис. 5.8, б) відрізняється тільки будовою нижньої частини. Піддон 7, нагвинчений на фільтраційну склянку, служить опорою приладу й посудиною для збору фільтрату.

У піддоні розміщена пробка 6, гумова прокладка 8, фільтрувальний папір 9.

Прилад Ліневського (рис. 5.9) складається зі столика 1 зі зрівняльними гвинтами, звичайних техніко-хімічних терезів 5, а також трубки 3 довжиною 100 мм і діаметром 37 мм з прив'язаною до неї ниткою 6.

Віскозиметр 4 служить для зручності наповнення чашки ваг піском. На скляній пластинці 2 розміщують фільтраційну кірку.

Параметр вміст газу відображує величину (у %) газової фази розчину (повітря або вуглеводнів). Цей параметр позначається літерою Г і визначається в тих випадках, коли очікують газонафтопрояв, а також при спінюванні розчину внаслідок обробки його хімічними реагентами та ПАР.

Вміст газу необхідно знати, щоб контролювати газопрояв у свердловині та гідростатичний тиск на вибої та стінки свердловини.

Наявність газу й бульбашок повітря в розчині зменшує густину, збільшує в'язкість розчину й погіршує роботу насосів.

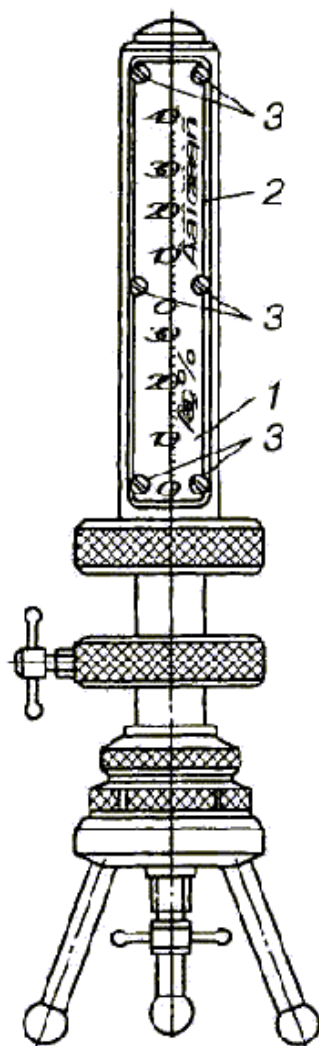


Рис. 5.10. Загальний вигляд приладу ВГ-1М

Вміст газу визначають приладом ВГ-1М або приладом ВМ-6 (спрощений метод).

Прилад ВГ-1М (рис. 5.10) розроблений на базі приладу ВМ-6 і відрізняється від нього видом плунжера, циліндра та шкали. Шкала поділена на дві частини: нижню 1 – для виміру вмісту газу й верхню 2 – для виміру водовіддачі. Обертаючи гвинти 3, шкалу переміщують у вертикальному напрямку, що необхідно для встановлення шкали «Газ» на нуль.

Спочатку визначають вміст газу. Плунжер, стискаючи пробу розчину з газом, опуститься. Поділка шкали «Газ», що зупинилася проти відлікової риски на верхньому краї втулки циліндра, укаже процентний вміст газу в досліджуваному розчині. Відлік по шкалі треба робити відразу ж після зупинки вантажу-шкали.

Після виміру кількості газу в розчині визначають водовіддачу. Спускаючи надлишок масла за допомогою дросельного крана, суміщають нульову поділку на шкалі «Водовіддача» з відліковою рисою на втулці циліндра, відкривають клапан і через 30 хв записують відлік.

Вакуумний спосіб виміру використовується в стаціонарних лабораторіях. Переваги його – більш сприятливі умови виміру й можливість дослідження стабільних аерованих рідин. Схема вакуумної установки зображена на рис. 5.11. Установка складається з вакуумного насоса 9, вакуумного манометра 8, колби 1, з'єднаної з вакуумним насосом шлангом 3 зі скляним краном 4. У середині колби міститься градуйована пробірка 2 для збору фільтрату, а у верхній її частині за допомогою гумової пробки 5 з отвором – лійка Бюхнера 7.

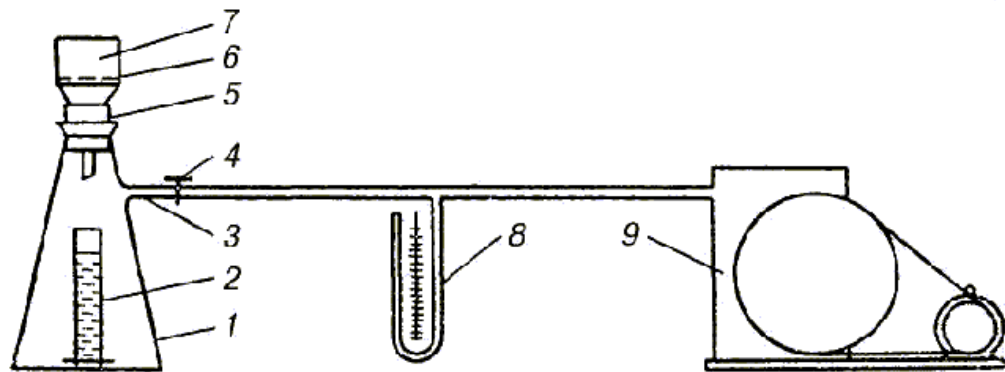


Рис. 5.11. Схема вакуумної установки для визначення водовіддачі

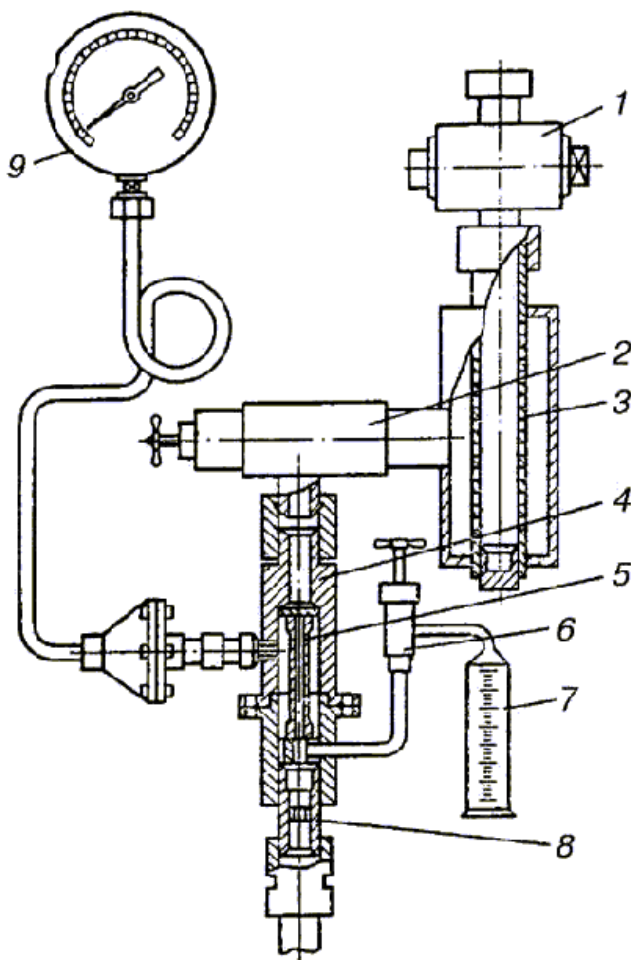


Рис. 5.12. Схема приладу ПВД-8

Водовіддачу визначають у наведеній далі послідовності. На перфоровану частину лійки Бюхнера поміщають два змочених кружечки фільтрувального паперу 6, діаметр яких дорівнює внутрішньому діаметру циліндричної частини лійки. При вмиканні на малий час вакуумного насоса фільтрувальний папір присмоктується до лійки. Перекривши кран 4, вмикають вакуумний насос і заливають у циліндричну частину лійки випробовну рідину. Після досягнення максимального розрідження відкривають кран і вмикають секундомір. Через 30 хв перекривають кран, знімають лійку 7, дістають пробірку і вимірюють об'єм фільтрату.

У свердловині процес відфільтровування рідкої фази відбувається при більш високих тисках, частіше в динамічних умовах. Прилади для виміру водовіддачі в динамічних умовах за своєю будовою – складні й

використовуються поки тільки в добре оснащених лабораторіях для наукових досліджень. Схема такого **приладу (ПВД-8)** зображена на рис. 5.12.

Розчин з нагнітальної лінії через кран 1, фільтр 3 і відкриту засувку 2 надходить у кільцевий простір, утворений корпусом 4 і фільтром 5. Площа циліндричної поверхні фільтра 5 дорівнює площі фільтра стандартного приладу ВМ-6. Відфільтрована рідина, подолавши опір пружини редукційного клапана 6, стікає у вимірювальний циліндр 7. Циркулююча рідина через розподільну муфту 8 видаляється із системи. Тиск контролюється манометром 9.

Прилад дозволяє вимірювати водовіддачу при перепаді тиску до 15 МПа і швидкості циркуляції промивальної рідини, яка дорівнює швидкості підняття розчину в кільцевому просторі свердловини.

5.4. СТАТИЧНЕ НАПРУЖЕННЯ ЗСУВУ

Статичне напруження зсуву характеризує міцність структури промивальної рідини й визначає її здатність утримувати у завислому стані частинки зруйнованої гірської породи й бульбашки повітря (газу), а також проникати в тріщини й пори гірських порід і утримуватися там під дією навантажень.

Промивальна рідина, перебуваючи в спокої, має сітчасту (скелетну) структуру й втрачає свою рухливість (плинність). Щоб відновити рухливість, необхідно промивальну рідину перемішати, тобто зруйнувати структуру. Перехід промивальної рідини зі стану пластичного в рухомий характеризує її тиксотропні властивості. У зв'язку з цим іноді використовують таке визначення: мінімальне зусилля, віднесене до одиниці площі розчину, що перебуває в стані спокою, при якому руйнується структура й повертається його плинність, називається статичним напруженням зсуву (СНЗ). Вимірюють СНЗ у паскалях (Па) і позначають літерою θ . Вимірюють СНЗ через 1 і 10 хв і позначають відповідно θ_1 і θ_{10} .

Цей параметр має дуже велике значення в процесі буріння. Від міцності структури розчину залежить утримання частинок шламу у завислому стані, попередження захоплювань при припиненні циркуляції, закупорювання тріщинуватих і пористих водовбирних порід.

Показник СНЗ особливо важливий при промиванні свердловини обважненими глинистими розчинами, тому що він визначає здатність розчину утримувати частинки обважнювача у завислому стані.

При великих значеннях СНЗ розчин погано очищається від шламу в циркуляційній системі, підвищуються пускові тиски на бурових насосах після простою, спостерігаються різкі коливання тиску в свердловині при спуско-піднімальних операціях (поршнювання), утруднюється спуск у свердловину геофізичних снарядів при каротажі.

Для нормальних глинистих розчинів значення СНЗ повинне перевищувати зусилля, створюване вагою частинок, у противному разі вони будуть руйнувати структуру і випадати в осад.

Значення СНЗ залежить від часу знаходження розчину в спокої. Спочатку воно зростає швидко, а потім повільно підвищується до деякої межі. Для деяких розчинів

ця межа досягається за кілька хвилин, а для інших процес триває декілька діб та місяців.

Для нормальних глинистих розчинів звичайно $\theta_1 = 1,5 \dots 4$ Па та $\theta_{10} = 7,5 \dots 15$ Па.

Відношення θ_{10} / θ_1 характеризує зростання тиксотропних властивостей розчину. Висока тиксотропія необхідна для розчинів, які закачують разом з наповнювачами в тріщини для ліквідації поглинань.

Статичне напруження зсуву вимірюють *широметрами та пластометрами*. За принципом дії пластометри бувають трьох типів:

- 1) ротаційні (СНС-2, ВСН-3, РВР);
- 2) капілярні;
- 3) з поступальним рухом пластинки або циліндра (пластометр Вейлера – Ребіндера).

На практиці найчастіше застосовують ротаційний пластометр СНС-2. Прилад ВСН-3 схожий за конструкцією з СНС-2, але більш досконалий. Пластометр РВР застосовують для вимірів при високих температурах і тисках у розчині.

Прилад СНС-2 (рис. 5.13) складається з вимірювальної частини приводу, змонтованої на прямокутній плиті-підставі 12. На пружній сталевій нитці 2, закріпленій у конічній крутильній головці 1, підвішений циліндр 5. Щоб уникнути ковзання випробуваного розчину, поверхня циліндра виконана рифленою. Сталева нитка захищена металевією трубкою 3, що з'єднана з циліндром. На трубці закріплений лімб 4, поділений на 360 град (ціна поділки 1 град). Уся система підвішена на стояку 14, що опирається на плиту-основу з регулювальними гвинтами 10. Циліндр поринає в стакан 6, установлений на обертовому столику-шківі 11. На стояку укріплений кронштейн з рисою показчика 13.

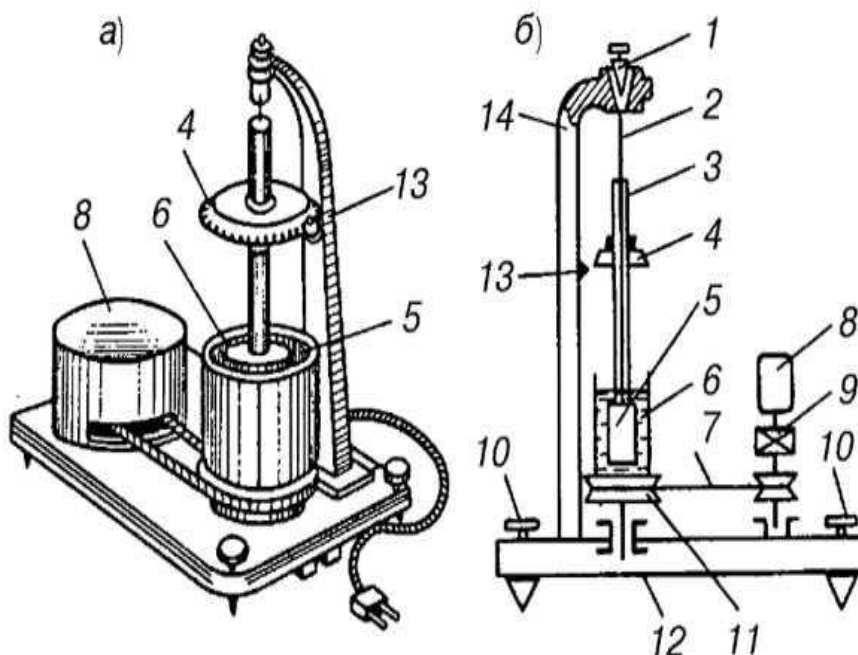


Рис. 5.13. Загальний вигляд (а) та схема (б) ротаційного пластометра СНС-2

Стакан приводиться в рух від електродвигуна 8 через редуктор 9 і гнучку передачу 7 (нескінченна спіральна пружина) з частотою $0,2 \text{ хв}^{-1}$, електродвигун працює від мережі змінного струму напругою 220 В.

До приладу додається комплект сталевих ниток шести номерів (з 1 по 6) залежно від їхньої товщини (пружності). Для кожної нитки в паспорті приладу наведено значення константи n (Па·град).

Конструкція циліндра передбачає контакт з випробовною рідиною тільки по бічній поверхні. Тому сила опору випробовної рідини прямо пропорційна обертанню циліндра f_1 і дорівнює добутку бічної поверхні циліндра на СНЗ, тобто

$$f_1 = 2\pi r h \theta, \quad (5.12)$$

де r – радіус циліндра; h – висота циліндра.

Сила опору закручуванню нитки f_2 може бути визначена за величинами найбільшого кута закручування дроту при зсуві $\Delta\varphi_1$ і моменту M , необхідного для закручування даного дроту на 1 град:

$$f_2 = \frac{M\Delta\varphi_1}{r}. \quad (5.13)$$

Зрівнюючи ці вирази й розв'язуючи їх один відносно одного, одержимо:

$$\theta_1 = \frac{M}{2\pi r^2 h} \Delta\varphi_1. \quad (5.14)$$

Тут $M/2\pi r^2 h$ – константа приладу при даній пружності дроту. Значення її береться з паспорта приладу. Позначивши її k , запишемо:

$$\theta_1 = k\Delta\varphi_1. \quad (5.15)$$

Визначивши θ_1 , електродвигун вимикають, промивальну рідину в стакані знову ретельно переміщують, нуль шкали суміщують з покажчиком і фіксують час стабілізації структури. Через 10 хв електродвигун вмикають і вимірюють кут $\Delta\varphi_2$.

$$\theta_{10} = k\Delta\varphi_2. \quad (5.16)$$

Відношення $\theta_{10}/\theta_1 = k_m$ характеризує тиксотропні властивості досліджуваної рідини; для промивальних рідин $k_m = 1 \dots 1,5$.

Тривалість процесу виміру кутів закручування дроту при дослідженні промивальної рідини не повинна перевищувати 1 хв, тому що відбувається подальше зміцнення структури. Тому для виміру СНЗ промивальних рідин у широкому діапазоні значень застосовують дроти різної пружності.

У капілярних пластомерах θ визначають за величиною зусилля, що зумовлює зсув стовпчика випробовної рідини в скляній трубці діаметром 1 – 2 мм. Для точних лабораторних досліджень застосовують прилад Вейлера – Ребіндера (рис. 5.14). Основна його деталь – рифлена алюмінієва пластинка 6, підвішена на пружному металевому дроті до коромисла аналітичних терезів 3 з чашкою 2 для навантаження. Пластинка встановлюється всередині кювети 7, у яку заливається випробовна рідина 8. На дроті кріпиться репер 4, напроти якого на підставі 1 установлений мікроскоп 5.

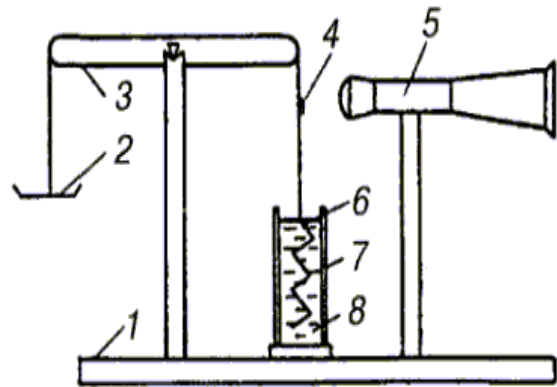


Рис. 5.14. Схема приладу Вейлера – Ребіндера

Час структурування становить 24 год. Спостерігають за процесом при декількох значеннях навантаження (не менше шести). Деформацію відлічують після закінчення 1; 5; 10; 15; 30; 45 с і 1; 2; 3; 5; 7; 10; 12; 15 хв. Після кожного навантаження виконують розвантаження у тій самій послідовності, як і при навантаженні, аж до повного руйнування зразка, що встановлюється по різкому

збільшенню швидкості деформації й висмикуванню пластинки з кювету.

За результатами спостережень для кожного циклу навантаження – розвантаження будують криві деформації $\varepsilon = f(t)$. По прямолінійному відрізку кривої $\varepsilon = f(t)$ проводять пряму до перетину з ординатою, й отримують величину ε_m . Швидку еластичну деформацію ε_0 визначають за першим секундним розрахунком, повільну еластичну деформацію ε_2 – за величиною відрізка $\varepsilon_m - \varepsilon_0$. Напруження зсуву

$$P = F / S, \quad (5.17)$$

де F – навантаження, Н; S – площа пластинки, м^2 .

За СНЗ θ можна прийняти значення P , що відповідає руйнуванню зразка рідини (висмикуванню пластинки).

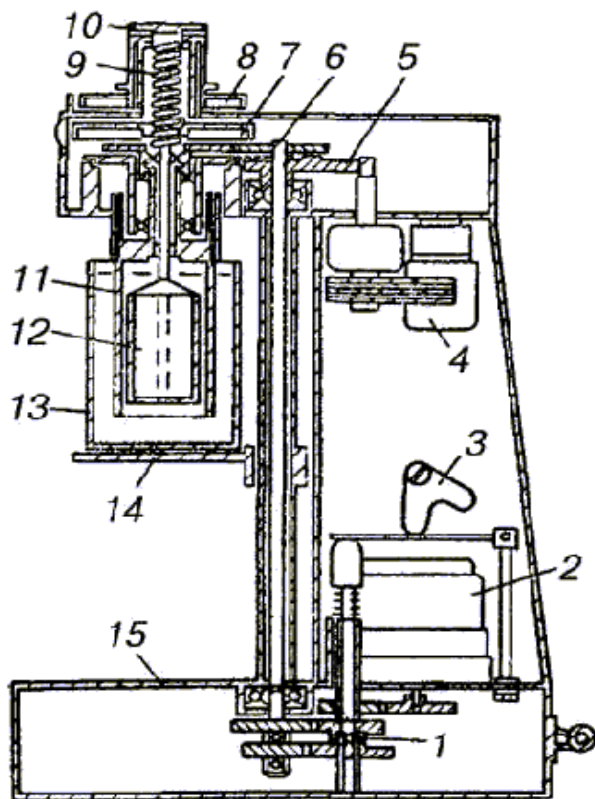


Рис. 5.15. Схема приладу ВСН-3

Після побудови графіків знайдених значень деформації у функції від P визначають структурно-механічні константи дисперсної системи.

Принцип виміру за допомогою приладу ВСН-3 аналогічний приладу СНС-2, однак він більш досконалий (рис. 5.15). Замість пружної нитки використовують пружину 9, поміщену в закритий корпус 15 приладу. За шкалою 7 спостерігають через віконце. Промивальну рідину, у яку занурений підвісний циліндр 12, обертають за допомогою зовнішнього циліндра 11, що не має дна й опущений у стакан 13, заповнений цією рідиною. Стакан знаходиться на кронштейні 14. Прилад має електродвигун 2, який за допомогою редуктора 1 обертає зовнішній циліндр 11 через вал 6, поміщений всередину стояка. Частота обертання змінюється редуктором і становить 600, 400 або 300 хв^{-1} .

Крім того, прилад має електродвигун 4, який при відповідному положенні перемикача редуктора 3 обертає зовнішній циліндр з частотою 0,2 хв^{-1} через шестірню 5. Конструкція приладу забезпечує попереднє руйнування структури промивальної рідини шляхом обертання зовнішнього циліндра з великою швидкістю.

За допомогою крутильної головки 10 обидві шкали приладу 7 і 8 встановлюють на нульову поділку. Стакан заповнюють промивальною рідиною і підіймають його вгору до повного занурення зовнішнього циліндра. Промивальну рідину перемішують, обертаючи зовнішній циліндр з частотою 600 хв^{-1} протягом 0,5 хв, потім рідині дають спокій і через 1 або 10 хв вмикають електродвигун 4. Величини СНЗ_1 і СНЗ_{10} визначають так само, як і приладом СНС-2. Після закінчення виміру кронштейн із стаканом опускають, відмивають від промивальної рідини, потім заповнюють водою, вставляють у прилад і при обертанні промивають вимірювальний пристрій, міняючи воду доти, доки вона не стане прозорою.

Вимірювання при високих температурах і тисках

Буріння глибоких свердловин, у яких промивальна рідина знаходиться під впливом високих температур і тисків, вимагає контролю величин граничного СНЗ та їх регулювання.

Принципова схема такого приладу (рис. 5.16) відрізняється від схеми вищеописаного ВСН-3 тим, що його вимірювальна частина поміщена в автоклав, до складу якого входять нагрівач, термометр і терморегулятор, які забезпечують підтримку необхідних температур у процесі виміру. Прилад також має джерело тиску.

Послідовність вимірювання. Контейнер, знятий з приладу, заповнюють випробовним буровим розчином (близько 100 мл) і встановлюють у корпус автоклава, який герметизують. У робочому об'ємі приладу створюють тиск, що відповідає заданій температурі випробування (визначається за таблицею, доданою до приладу).

Після досягнення заданої температури частоту обертання ротатора доводять до 700 хв^{-1} ; при даному режимі прилад працює 5 хв, після чого записують кут закручування. Потім частоту обертання знижують до 600 хв^{-1} і через 3 хв вимірюють другий кут закручування. Аналогічні виміри повторюють при $n = 500, 400, 300, 200 \text{ хв}^{-1}$.

За результатами вимірів розраховують ефективну й пластичну в'язкості, а також динамічне напруження зсуву.

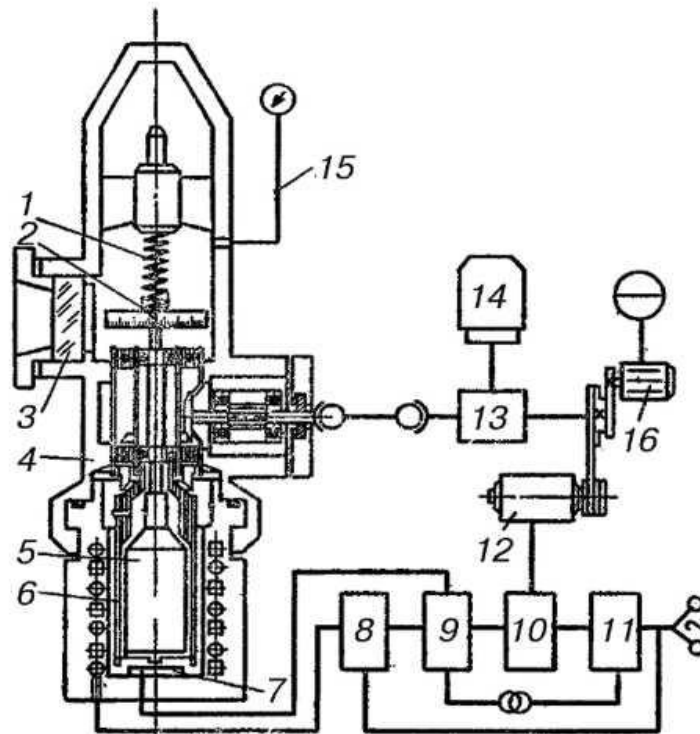


Рис. 5.16. Схема приладу РВР: 1 – пружинистий динамометр; 2 – шкала; 3 – вікно; 4 – автоклав; 5 – внутрішній циліндр; 6 – зовнішній (обертний) циліндр; 7 – термопара; 8 – регулятор температури; 9 – випрямляч; 10 – регулятор швидкості обертання; 11 – стабілізатор напруги; 12 і 14 – електродвигуни; 13 – передача; 15 – лінія подачі стисненого азоту; 16 – вимірник швидкості обертання

Після закінчення всіх вимірів тумблер нагрівача вимикають, відключають прилад від мережі та систему охолодження.

Потім плавно знижують тиск, від'єднують контейнер, миють його і витирають насухо.

Для розрахунку реологічних показників за результатами вимірів, отриманих на приладах ВСН-3 і РВР, будують графіки в координатах n і φ (рис. 5.16). Через точки, що відповідають значенням φ при різних n , проводять плавну лінію 1 – реологічну криву течії. Прямолінійний відрізок кривої продовжують до перетину з віссю абсцис у точці φ_1 і отримують пряму 2. Опустивши перпендикуляр на вісь абсцис із точки прямої 2, що відповідає частоті обертання 600 хв^{-1} , отримують точку φ_2 .

Реологічні показники розраховують за такими формулами:

$$\eta_{\text{в}} = \frac{B\varphi_2}{n}; \quad (5.18)$$

$$\eta_{\text{пл}} = B(\varphi_2 - \varphi_1)n; \quad (5.19)$$

$$\tau_0 = A\varphi_1, \quad (5.20)$$

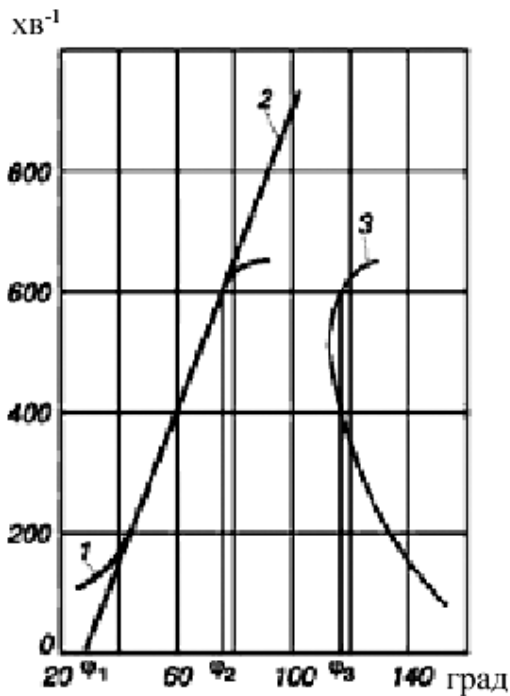


Рис. 5.17. Реологічні залежності

2. Коли отримана при випробуваннях крива має зворотний нахил або не має прямолінійного відрізка (крива 3 на рис. 5.17), то визначають тільки ефективну в'язкість.

5.5. ДОБОВИЙ ВІДСТІЙ І СТАБІЛЬНІСТЬ

Добовий відстій і стабільність – це показники, що характеризують фізико-хімічну стійкість промивальної рідини як колоїдної системи.

У міру збільшення стійкості системи трохи знижується механічна швидкість буріння, але підвищується стійкість стінок свердловини та зменшується ймовірність захоплення бурового снаряда.

Добовий відстій – це об'єм вільної води, що відстоялася за добу з проби розчину. Ця величина характеризує здатність розчину протягом тривалого часу не розділятися на тверду й рідку фази. Добовий відстій визначається у відсотках і позначається буквою *B*.

Для нормальних глинистих розчинів добовий відстій не повинен перевищувати 4% загального об'єму. За цим показником можна судити про якість розчину в цілому. Якщо у відстійниках на буровій через кілька годин перерви буде знаходитися значний шар води, то такий розчин практично непридатний для нормального процесу буріння. Розчин, у якому не спостерігається відстій, належить до висококолоїдних і його параметри відповідають вимогам для нормальних умов буріння.

Добовий відстій вимірюють мірним скляним циліндром з об'ємом 100 см³. Випробовувану рідину обережно наливають у мірний циліндр до поділки 100 см³, закривають склом і дають спокій на 24 години, після чого візуально

де η_1 і η_2 – ефективна та пластична в'язкості відповідно; τ_0 – граничне динамічне напруження зсуву; A і B – коефіцієнти (наводяться в паспорті); φ_1 і φ_2 – кути в градусах (визначаються за графіком і відповідають відрізкам $0-0-\varphi_1$ і $0-0-\varphi_2$); n – швидкість обертання ротора, що відповідає даному куту.

При вимірюваннях і розрахунках реологічних показників необхідно дотримуватися таких умов:

1. Ефективну в'язкість визначають за допомогою приладу РВР при всіх температурах і $n = 600$ хв⁻¹. При вимірюванні даної величини на приладі ВСН-3 варто встановити швидкість обертання, прийняту для даного приладу (знаходять за таблицею, доданою до приладу).

визначають величину шару прозорої води, що виділилася у верхній частині циліндра. Відстій виражають у відсотках рідини, що виділилася, від об'єму проби. Чим менше добовий відстій, тим стійкіша, стабільніша промивальна рідина.

Стабільність розчину – це його здатність зберігати рівномірність розподілу частинок твердої фази в усьому об'ємі.

Показник стабільності C вимірюється за допомогою приладу ЦС-2 (рис. 5.18), що являє собою металевий циліндр об'ємом 800 см^3 зі зливальним отвором усередині. При вимірюванні отвір перекривають гумовою пробкою, у циліндр заливають випробовуваний розчин, потім закривають його склом і дають спокій на 24 години. Після закінчення цього часу отвір відкривають і верхню половину розчину зливають в окрему ємність. Ареометром визначають крутість верхнього та нижнього шарів розчину. За міру стабільності приймають різницю крутості розчину в нижньому і верхньому шарах циліндра. Чим менше значення C , тим стабільність розчину вище.

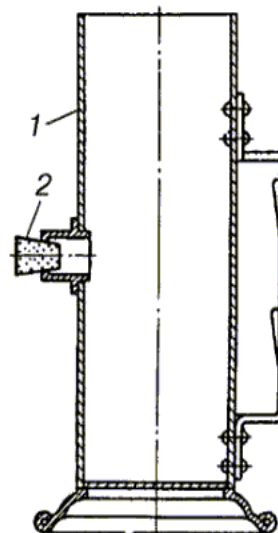


Рис. 5.18. Прилад ЦС-2:
1 – циліндр; 2 – гумова пробка

5.6. ВМІСТ ПІСКУ

Вміст піску характеризує забруднення промивальної рідини піском і недиспергованими частинками глини та вибуреної породи. Позначається літерою P і вимірюється у відсотках.

Власне пісок, будучи абразивним матеріалом, і призводить до інтенсивного зносу деталей гідравлічних частин бурових машин, насосів, бурового снаряда та іншого гідравлічного обладнання.

Зі збільшенням вмісту піску зростають гідравлічні опори при прокачуванні розчину, знижується механічна швидкість буріння, збільшується ймовірність захоплювань бурового інструмента.

Необхідно прагнути до більш повного очищення розчину від шламу й особливо піску. Для нормальних умов буріння вважають, що вміст піску не повинен перевищувати 4%.

Процес виміру вмісту піску оснований на явищі седиментації (від лат. *sedimentum* – осідання) грубодисперсних частинок у розведеному водою розчині. Для виміру вмісту піску використовують такі прилади: скляний відстійник Лисенка, металевий відстійник ОМ-1 або ОМ-2. У лабораторних умовах краще використовувати відстійник Лисенка, за допомогою якого одержують більш точні результати вимірів. У польових умовах краще застосовувати металевий відстійник типу ОМ-2.

Металевий відстійник ОМ-2 (рис. 5.19) являє собою циліндричну посудину 2, що закінчується внизу трубкою з прорізами. У середині трубки поміщена градуйована скляна бюретка 3 (пробірка) об'ємом 10 см³ з ціною поділки в 1 см³. Бюретка прикріплена гвинтом 4 через поперечку 5 і шайбу 6 до гумової прокладки 7. Герметичність кріплення бюретки у верхній частині забезпечує гумове ущільнення 8. У разі необхідності заміни або очищення бюретку можна легко витягти з посудини 2. Відстійник закривається кришкою 1 і має об'єм 50 см³. У верхній частині циліндра на рівні об'єму 500 см³ знаходиться отвір діаметром 3 мм.

У відстійник заливають спочатку 200–300 см³ води, далі 50 см³ випробовної рідини, потім доливають воду, поки вона не почне вилитися через отвір. Надівши кришку й прикривши пальцем бічний отвір, відстійник кілька разів перевертають, перемішуючи таким чином воду з випробовуваною рідиною. Після цього відстійник установлюють у вертикальне положення й дають спокій на 1 хв. За цей час з розчину осідають частинки розміром 0,02 мм і більше. По поділках на пробірці визначають об'єм осілих частинок у см³ і отриманий результат множать на 2. Це буде вміст піску в %.

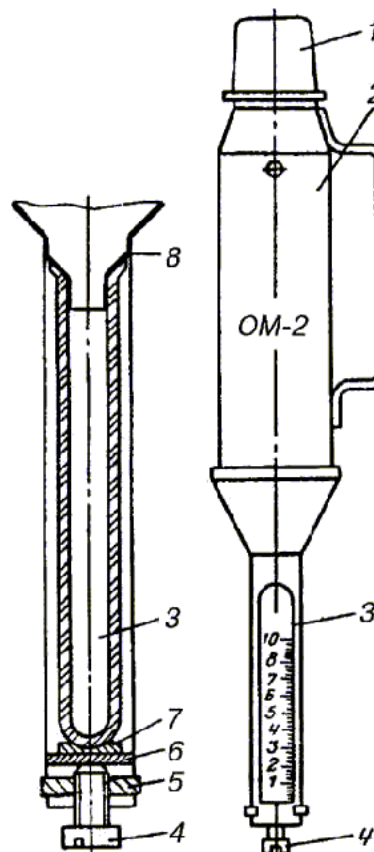
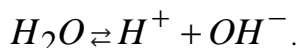


Рис. 5.19. Відстійник ОМ-2

5.7. КОНЦЕНТРАЦІЯ ВОДНЕВИХ ІОНІВ

Концентрація водневих іонів – показник, що характеризує лужність або кислотність промивальних рідин на водній основі. Визначається він величиною рН.

Наявність у розчині водневих іонів пов'язана з процесом дисоціації води. Чиста дистильована вода слабкоелектропровідна. Вона має іонний характер провідності. Отже, вода в незначній мірі дисоційована:



В 1 л води при 22 °С дисоціює 1·10⁻⁷ частина моля з утворенням 1·10⁻⁷ моля водню Н⁺ і 1·10⁻⁷ моля гідроксильної групи ОН⁻. Добуток концентрації іонів водню та іонів гідроксила для води – величина постійна і називається *іонним добутком* води. При 22 °С його значення дорівнює 1·10⁻¹⁴.

Розчини, у яких концентрація іонів H^+ дорівнює концентрації іонів OH^- , називаються *нейтральними*. При додаванні до води кислоти концентрація іонів H^+ підвищується й відповідно знижується концентрація іонів OH^- . Додавання до води лугу підвищує концентрацію іонів OH^- і відповідно знижує концентрацію іонів H^+ . Отже, за концентрацією іонів водню можна судити про характер середовища:

$$[H^+] = [OH^-] = 10^{-7} \text{ – нейтральне;}$$

$$[H^+] > 10^{-7} > [OH^-] \text{ – кисле;}$$

$$[H^+] < 10^{-7} < [OH^-] \text{ – лужне.}$$

Ступінь кислотності або лужності розчину прийнято виражати не концентрацією іонів H^+ , а її десятковим логарифмом з протилежними знаками. Цю величину називають водневим показником і позначають як рН:

$$pH = -\lg[H^+].$$

У нейтральному середовищі $pH = 7$, у кислому – $pH < 7$, у лужному – $pH > 7$.

Залежність між концентрацією іонів $[H^+]$, величиною рН і характером середовища наводиться нижче.

Середовище	Сильнокисле				Слабокисле			
$[H^+] \dots \dots \dots$	10^0	10^{-1}	10^{-2}	10^{-3}	10^{-4}	10^{-5}	10^{-6}	
pH.....	0	1	2	3	4	5	6	

Середовище	Нейтральне	Слаболужне			Сильнолужне			
$[H^+] \dots \dots \dots$	10^{-7}	10^{-8}	10^{-9}	10^{-10}	10^{-11}	10^{-12}	10^{-13}	10^{-14}
pH.....	7	8	9	10	11	12	13	14

Водневий показник рН – високочутливий показник, що визначає характер фізико-хімічних процесів у розчині та необхідність обробки його хімічними реагентами.

Для різних розчинів існує свій водневий показник рН, при якому найбільш повно задовольняються вимоги технології буріння в конкретних геолого-технічних умовах. Контролюючи концентрацію водневих іонів, можна визначити причини зміни властивостей розчину та вжити заходів щодо відновлення його вихідної якості.

При $pH = 8 \dots 10$ у глинистих розчинах найбільш яскраво виявляються тиксотропні властивості. При $pH = 2,7 \dots 4$ глинисті розчини мають мінімальну стабільність. Глинисті розчини з $pH = 10,5 \dots 11,5$ – найбільш стабільні.

Величини рН, що *рекомендуються* при роботі з бурильними трубами: а) *сталевими* $pH > 7$; б) *легкосплавленими* (Д16Т) $pH < 7$.

Водневий показник визначають *калориметричним* і *електрометричним* методами.

Калориметричний метод оснований на застосуванні індикаторів, для чого використовують набори індикаторів і буферних розчинів різних реактивів з певними значеннями рН. Фільтрат, отриманий при вимірі водовіддачі,

наливають у пробірку, додають розчин індикатора й порівнюють колір рідини в цій пробірці з кольором еталонних буферних розчинів з індикаторами або з еталонною кольоровою шкалою, на якій наведені значення рН, що відповідають тому або іншому забарвленню.

Найбільш зручний – колориметричний спосіб виміру рН з використанням набору індикаторного паперу й еталонних кольорових шкал. При вимірюванні смужку індикаторного паперу обережно укладають на поверхню промивальної рідини. Коли смужка просочиться рідиною і колір її перестане змінюватися, прикладають її до еталонної шкали й визначають величину рН, що відповідає даній інтенсивності забарвлення. Якщо підібрати необхідний колір за шкалою не вдається, це означає, що сорт паперу був вибраний неправильно, дослід потрібно повторити, узявши необхідний папір. Колориметричний метод має невисоку точність ($\pm 0,5$ рН) і частіше ним користуються в польових умовах.

Електрометричний метод застосовується в лабораторних умовах. Для цих цілей використовують рН-метри (іонометри) ИМ-2М, рН-262, рН-340, ЛПУ-01, ЛПМ-60М та ін. До кожного приладу додається інструкція, а також набір необхідних хімікатів (фіксанали для приготування буферних розчинів, хлористий калій та ін.).

Іонометр ИМ-2М (рис. 5.20) має електрод із сурми 1 у вигляді чашки, хромосрібний напівелемент 2, магнітоелектричний вимірник 3, що дозволяє вимірювати рН від 1 до 12, і ящик 4 для зберігання приладу.

Принцип роботи всіх іонометрів оснований на тому, що при зануренні спеціального електрода у випробуваний розчин між ними відбувається обмін іонами, тобто виникає різниця потенціалів,

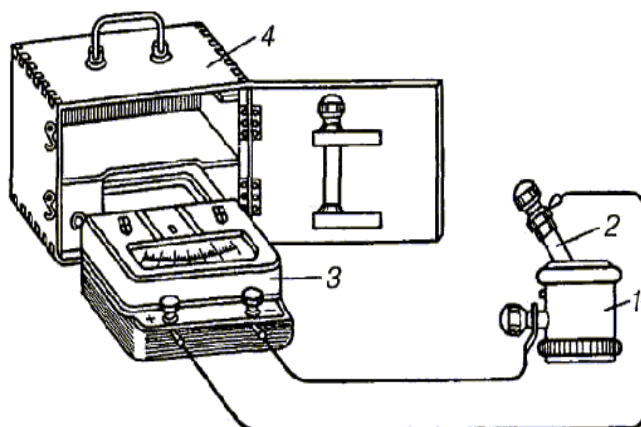


Рис. 5.20. Іонометр ИМ-2М

а електрорушійна сила електронної системи лінійно залежить від значення рН розчину. Вимірюючи ЕРС за допомогою електронного мілівольметра, шкала якого проградуєвана в одиницях рН, визначають рН випробовного розчину.

5.8. СКЛАД ТВЕРДОЇ ФАЗИ ТА ФІЛЬТРАТУ

Тверда фаза глинистих розчинів звичайно складається з глини, вибуреної породи, обважнювача й частинок металу породоруйнівних інструментів, труб та ін.

Вміст твердої фази розчину (у %) встановлюють шляхом видалення з нього дисперсійного середовища (води) і вимивання розчинних солей з наступним визначенням густини сухого залишку. Спочатку визначають вміст твердої фази (у %) від об'єму розчину, а потім – склад твердої фази. Вміст твердої фази можна встановити методом дистиляції та шляхом висушування.

Параметри промивальної рідини в процесі буріння змінюються при попаданні в неї домішок у вигляді дрібних частинок розбурюваних порід і

розчиненні в ній мінеральних солей. Часто ці домішки небажано впливають на розчин, підвищуючи в'язкість, СНЗ і збільшуючи водовіддачу.

Наявність мінеральних солей утруднює хімічну обробку розчину, змінюючи його сприйнятливості до реагентів. Визначення небажаних водорозчинних солей необхідне при виборі рецептур приготування й хімічної обробки розчину. Крім того, регулярний вимір вмісту розчинених солей дозволяє встановити інтервали свердловини, з яких надходить мінералізована вода в промивальну рідину, та інтервали залягання соляних шарів. Тому варто проводити хімічний аналіз фільтрату розчину й води, використаної на його приготування.

Аналіз проводять за такою методикою: для одержання фільтрату випробуваний розчин фільтрують, потім визначають ступінь загальної мінералізації водорозчинних солей і вміст солей кальцію.

5.9. ПОВЕРХНЕВИЙ НАТЯГ

Поверхневий натяг промивальної рідини визначають при застосуванні поверхнево-активних речовин для зменшення міцності твердих гірських порід у процесі буріння, а також як добавки до промивальних рідин, наприклад, піноутворювачі або змашувальні добавки. Відомо декілька методів виміру поверхневого натягу.

Метод Дю Нуї оснований на вимірюванні сили, необхідної для відриву кільця від поверхні рідини. Кільце з платиного дроту вагою 0,6 г і довжиною окружності 4 см поміщають на поверхню випробуваного розчину. Обертвий пристрій натягує дріт, зв'язаний з кільцем, і дозволяє відлічувати кут повороту, при якому відбувається відрив кільця від поверхні рідини. Знаючи вагу кільця, довжину окружності й кут повороту, визначають поверхневий натяг.

Метод Ребіндера оснований на тому, що між тиском, необхідним для відриву бульбашок повітря від капілярного кінчика прибора, зануреного в рідину, і поверхневим існує певна залежність. Поверхневий натяг обчислюють за формулою

$$\sigma_x = \sigma_0(p_x / p_0), \quad (5.21)$$

де σ_x і σ_0 – відповідно поверхневий натяг досліджуваного розчину й води, мДж/м²; p_x і p_0 – найбільший тиск, необхідний для досліджуваного розчину й води, Па.

Посудину (рис. 5.21) і занурену в неї трубочку 2 з капілярним кінчиком 1 ретельно промивають хромовою сумішшю й дистильованою водою. Потім наливають у посудину дистильовану воду, двічі перегнану з КМn₄, так, щоб капілярний кінчик злегка торкався її поверхні. Поміщають посудину в термостат. Водоструминним насосом, приєднаним через буферну склянку (на рис. 5.20 не зображено), або аспіратором 5 створюють у посудині розрідження.

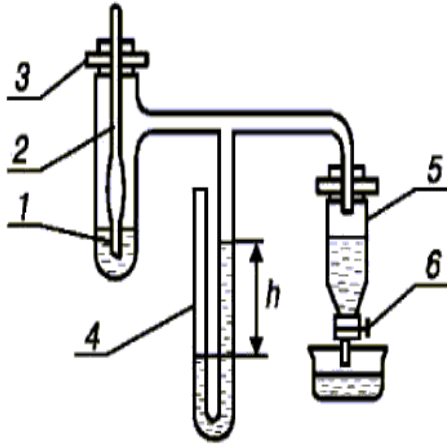


Рис. 5.21. Прилад для виміру поверхневого натягу за методом Ребіндера

Коли надлишок зовнішнього тиску виявиться достатнім для подолання поверхневого натягу води, через капіляр проскакує бульбашка повітря. У цей момент відзначають різницю рівнів рідини в манометрі 4, заповненому толуолом або іншою рідиною, що добре змочує скло, і записують отриману величину в журнал. Оскільки час установлення адсорбційної рівноваги на поверхні бульбашки дорівнює 10 – 20 с, то ступінь розрідження регулюють за допомогою мікроскопа 6 так, щоб час утворення бульбашки був не менше 30 с. Дослід повторюють кілька разів, щоб знайти середньоарифметичну величину.

Поверхневий натяг чистої води при даній температурі досліду визначається так:

$$\sigma_t = 73,5 - 0,15(t - 15). \quad (5.22)$$

Потім вимірюють, при якому розрідженні проскакує бульбашка повітря в приготованих водних розчинах, починаючи з найбільш розведеного. На базі наявних даних обчислюють поверхневий натяг для всіх розчинів і будують залежність $\sigma = f(c)$ – ізотерму поверхневого натягу.

Метод визначення поверхневого натягу сталагмометром оснований на повільному витіканні рідини з капіляра. Величина краплі, що витікає з круглого отвору радіусом r (у момент її відриву), визначається натягом рідини, оскільки вага краплі пропорційна силі поверхневого натягу, що прагне її утримати. Знаючи поверхневий натяг однієї рідини та кількість крапель, що відповідає певному об'єму (V), можна визначити поверхневий натяг іншої рідини, вимірявши кількість її крапель, що витікають. Проводять три – чотири виміри і розглядають середнє арифметичне значення величини.

Поверхневий натяг визначають за такою формулою:

$$\sigma_x = \sigma_B^{t^0 c} (N_0 / N_1) \gamma, \quad (5.23)$$

де $\sigma_B^{t^0 c}$ – поверхневий натяг води при даній температурі досліду, мДж/м²;

N_0 – кількість крапель води;

N_1 – кількість крапель досліджуваного розчину;

γ – густина досліджуваного розчину, г/см³.

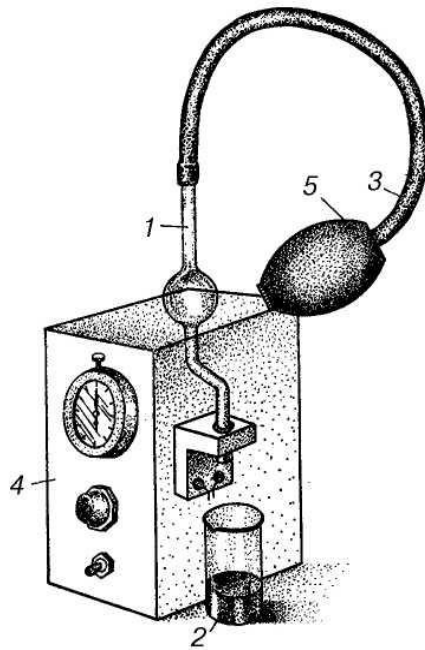


Рис. 5.22. Прилад СК-ДПІ для виміру поверхневого натягу водних розчинів ПАР (лічильник крапель):

1 – сталагмометр; 2 – бокс; 3 – гумові трубки; 4 – лічильник; 5 – буфер

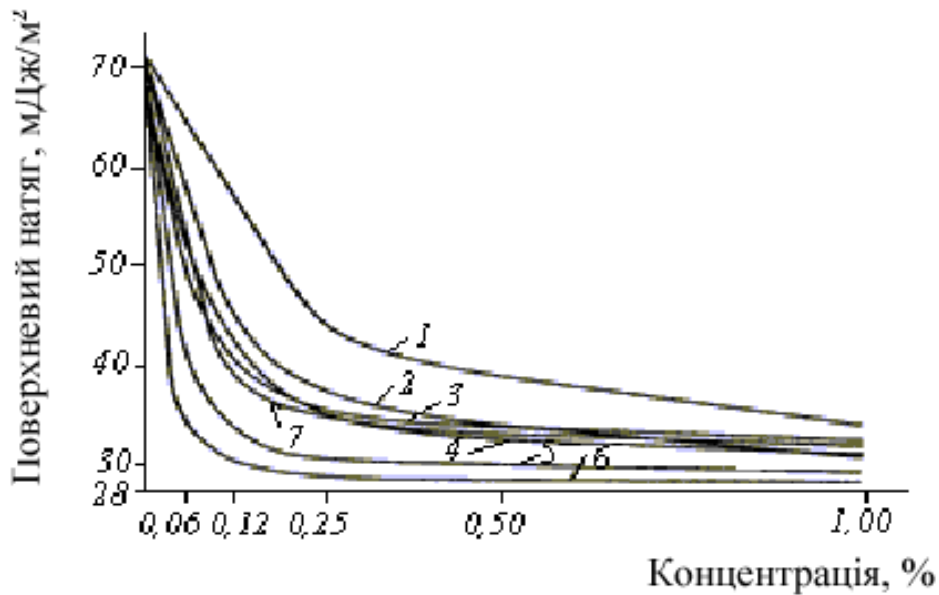


Рис. 5.23. Ізотерми поверхневого натягу водних розчинів аніонактивних ПАР:

1 – ДС-РАС; 2 – Прогрес; 3 – змочувач НБ; 4 – сульфонол НП-3; 5 – сульфонат;
6 – сульфонол; 7 – дителан OTS

Для виміру поверхневого натягу водних розчинів ПАР на кафедрі техніки розвідки родовищ корисних копалин у Національному гірничому університеті розроблений прилад СК-ДПІ з автоматичним лічінням крапель (рис. 5.22). За конструктивними особливостями він простий і зручний в експлуатації.

На рис. 5.23 як приклад наведені ізотерми поверхневого натягу деяких розчинів аніонактивних ПАР.

5.10. МАСТИЛЬНА ЗДАТНІСТЬ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

Нарівні з ефектом зниження міцності гірських порід речовини, що входять до складу промивальної рідини, можуть виконувати й другу, не менш важливу функцію – поліпшувати мастильну дію, основу на утворенні граничних плівок [32].

У процесі тертя можна виділити дві головні функції змащення: здатність *створювати міцні плівки* на поверхні тертьових матеріалів, добре втримуючись на краях тріщин у результаті адсорбції молекул, і *взаємодіяти з поверхневими шарами* тертьових пар, змінюючи їхню структуру та властивості. Ці функції змащення істотно впливають на коефіцієнт тертя, знос і граничне значення тиску та швидкості ковзання, при яких відбуваються неприпустимі процеси підвищення вібрації та руйнування бурового інструмента.

Учені Л. Арчбютт, Р.М. Ділей і А.С. Шоу пояснюють мастильну дію утворенням полярними групами на поверхні твердого тіла орієнтованих шарів.

Так, В. Гарді та І. Дублдей установили, що коефіцієнт тертя, який є найбільш універсальною характеристикою мастильної дії (у межах одного гомологічного ряду ПАР), зі зростанням густини ПАР зменшується. Були отримані залежності коефіцієнтів тертя від молекулярної ваги у вигляді системи паралельних прямих, які характеризуються рівнянням

$$\mu = b - aM, \quad (5.24)$$

де μ – коефіцієнт тертя; b – постійна, залежна від природи поверхні й гомологічного ряду; a – постійна, залежна лише від гомологічного ряду; M – молекулярна маса.

Класифікацію основних видів тертя можна провести за кінематикою руху (ковзання, кочення, крутіння) і змащенням (гідродинамічне, граничне, сухе). Для буріння свердловин характерне змішане або напівгідродинамічне змащення, коли перехід гідродинамічного в граничне й навпаки відбувається майже непомітно. Основною характеристикою мастильної здатності середовища в цьому випадку є *коефіцієнт тертя*, що являє собою відношення тангенціального зусилля або сили опору до нормального навантаження, на яке значно впливають різні мастильні матеріали.

Раніше як мастильні матеріали застосовували винятково природні жири – рослинні, тваринні та синтетичні. З розвитком нафтопереробної промисловості стали широко застосовувати ПАР. Численність цих речовин не тільки свідчить про їхнє технічне значення та різноманітність функцій, але й указує на недоліки загальних принципів їхньої розробки. Промислове застосування одержали приблизно 100 речовин і композицій.

Механізм дії ПАР як антифрикційних агентів не в усіх деталях відомий, і методи оцінки ефективності їх у цьому процесі не до кінця встановлені.

Дія ПАР при процесах тертя зумовлюється адсорбцією та гідрофобізацією поверхні, тобто заміщенням полярної поверхні неполярною, яка має мале силове поле і, отже, є слабо взаємодіючою.

Найважливішими характеристиками тертя є коефіцієнт тертя μ і сила зсуву F . Основний закон тертя виражається рівняннями (5.25) – закон Амонтона, і (5.26) – закон Амонтона – Кулона:

$$F = \mu p, \quad (5.25)$$

$$F = A + \mu p, \quad (5.26)$$

де p – навантаження (тиск) на тертьову площину; A – коефіцієнт, що враховує силу адгезії ковзних поверхонь.

Для аналізу дії ПАР як компонента змащення процес тертя в присутності ПАР зручно уявити у вигляді ряду елементарних актів. Для цього варто би розглянути процес ідеального ковзання однієї поверхні по іншій і потім класифікувати відхилення від ідеальності.

Процес ідеального ковзання повинен задовольняти такі умови:

а) поверхня гладка на молекулярному рівні;

б) зсув відбувається між двома мономолекулярними шарами, тобто молекули поверхневого шару або змащення міцно втримуються на поверхні тертьових тіл і не десорбуються з поверхні при русі; остання умова може бути записана як

$$W_{ad} > \Delta F_{ud} / F, \quad (5.27)$$

де W_{ad} – робота адсорбції ПАР; ΔF_{ud} – енергія, необхідна для відриву 1 см^2 поверхні від підкладки, пов'язана з силою зсуву виразом $F = F_{ud} l n$, де l – відстань; n – кількість молекул ПАР, що адсорбувалися на одиниці поверхні.

Зіткнення двох тертьових поверхонь, покритих шарами ПАР, відбувається по вуглеводневих ланцюжках молекул ПАР, міжмолекулярна взаємодія між якими здійснюється лише дисперсійними силами. При зсуві двох таких поверхонь треба розірвати молекулярні зв'язки між двома шарами вуглеводнів, але не між твердою поверхнею та полярною групою молекули ПАР. Цей процес схожий з в'язкою плинністю низькомолекулярних рідин, і при збільшенні тиску сила зсуву повинна змінюватися настільки, наскільки при цьому змінюються міжмолекулярні сили.

Формула Амонтона – Кулона у випадку рідких мастил складається із закону Амонтона та Ньютона, тобто

$$F = \eta s \frac{dv}{d\delta}. \quad (5.28)$$

Ця формула добре описує всі випадки використання рідкого мастила. Відповідно до цієї формули перехід від процесу, лімітованого першим членом, до процесу, лімітованого другим, повинен бути плавним при динамічному терті та стрибкоподібним – при статичному.

Для ідеального процесу можна здійснити орієнтовний розрахунок сили, необхідної для зсуву, і зіставити його з експериментом. Якщо прийняти, що взаємодія в мономолекулярних шарах між аліфатичними радикалами така сама, як у рідині, то для зсуву потрібно розірвати $1/4$ молекулярних зв'язків груп, що перебувають у контакті до початку руху.

Отже, можна записати $\Delta G = \Delta G_u/4$ і на одну групу припадає $\text{CH}_2 - \Delta G_u = 2,5$ кДж/моль. На 1 м^2 поверхні в граничному шарі розташовується $8 \cdot 10^{-6}$ молей карбонових кислот нормальної будови. Оскільки вони мають зигзагоподібну будову ланцюга й, мабуть, трохи нахилені до поверхні, то при русі в зіткненні можуть перебувати одна-дві групи CH_2 однієї молекули. Тоді енергія зсуву

$$\Delta F_{\text{уд}} = 5 \dots 10 \text{ мДж/м}^2.$$

Це мінімальне значення енергії ковзання при нормальній температурі двох шарів, які знаходяться на тій самій міжмолекулярній відстані, що й молекули в рідині. При дослідженні зсуву слюдяних пластинок, покритих монослоями ПАР, отримані мінімальні значення сили зсуву, віднесені до одиниці поверхні.

Знайдені значення добре збігаються з розрахунковими. Якщо прикладати дві пластинки слюди, не покриті моношарами, то розірвати їх неможливо. Після нанесення моношару ПАР пластинки слюди практично не прилипають одна до одної, оскільки взаємодія шарів, що складаються з ланцюгів вуглеводнів, мала.

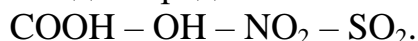
Реальні процеси відрізняються від ідеального:

1) зсувом полімолекулярних шарів, але без турбулентності, тоді $F = \Delta F_{\text{уд}} n$, де n – кількість шарів, що зсуваються; 2) наявністю турбулентних шарів у мастилі; 3) зняттям при русі з окремих ділянок мастила й порушенням на шорсткостях захисного шару; 4) зварюванням твердих поверхонь.

Наблизити процес тертя до ідеального можна за допомогою мастила. Тому до мастильних матеріалів висувають такі вимоги: по-перше, вони повинні забезпечувати легке ковзання шару одного відносно одного, а по-друге, мастило не повинне витікати із деталей. У першому випадку необхідна низька в'язкість мастила, тобто низька когезія, у другому – висока в'язкість або краще висока адгезія мастила до ковзної поверхні, тобто когезія мастила повинна бути мінімальною, а адгезія – максимальною. Щодо цього ПАР повинні задовольняти ці вимоги, 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 зсуву на одиницю поверхні, що зумовлює десорбцію захисного шару ПАР з поверхні. Мета застосування ПАР у мастилі – зробити ідеальний процес із реального.

Мастильна ефективність ПАР визначається активністю їхніх полярних груп, які можна розташувати в спадний ряд:



У цьому ряді поверхнева активність збігається зі сприятливою для зсуву в граничному шарі структурою кінцевих груп молекул. Крім того, зі збільшенням довжини ланцюга в гомологічному ряді мастильна ефективність ПАР зростає. Тому не слід вважати, що поверхнева активність є обов'язково ознакою високих мастильних властивостей.

Якщо виходити з уявлень про граничне тертя, то зрозуміло, чим вище поверхнева активність, тим більше енергія системи, під якою в цьому випадку

мається на увазі граничний адсорбований шар. Отже, тим більша енергія повинна бути витрачена на його руйнування. Звідси випливає, що граничні плівки тим міцніше й можуть витримувати більші навантаження, запобігаючи сухому тертю – схоплюванню, чим вище поверхнева активність ПАР, їх утворюючих.

Застосування ПАР як мастила не є саме їхньою специфічною властивістю. Для жирних масел, які відносять до ПАВ, це скоріше збіг властивостей, і поверхнева активність жирів не є мірою їх мастильної дії щодо величини сили тертя. Очевидно, що висока поверхнева активність жирів позитивно впливає на їхню здатність утворювати міцні плівки, що знижують величину поверхневої енергії на межі «масло – метал».

Для багатьох ПАР, молекулярно розчинних у воді (карбонових кислот, амінів, спиртів жирного ряду, ароматичних сполук), ефективність дії при бурінні свердловин обмежена малою розчинністю у воді, що зменшується з подовженням ланцюгів молекул.

Отже, високу мастильну здатність мають промивальні рідини з емульгованими в них ПАР типу високомолекулярних кислот, їхніх складних ефірів, а також з речовинами, у складі яких утримуються деякі кислоти та їхні похідні.

Так, у практиці буріння свердловин на нафту й газ для підвищення мастильної здатності промивальних рідин широко застосовують нафту та добавку СМАД-1, що являє собою суміш окисненого петролатуму з дизельним паливом у співвідношенні від 1:1 до 1:3. Окиснений петролатум є продуктом окиснювання парафінів і церезинів, вилучених з нафти.

При алмазному бурінні свердловин, крім перелічених речовин, можуть застосовуватися спеціальні емульсійні промивальні рідини на основі:

► шкіряної пасти, що являє собою мінеральне масло середньої в'язкості, загущене натрієвими милами синтетичних жирних кислот такого складу (% по масі):

натрієві мила окисненого петролатуму	35 – 40
неомилений залишок окисненого петролатуму	15
вода	20
масло веретенне 3 або 3В	25 – 30;

► суміші гудронів технічних або рослинних жирів, або їхніх сумішей;

► милонафти – суміші натрієвих мил нафтових (нафтових) кислот, власне нафтових кислот, невеликої кількості мінерального масла та води;

► сульфатного мила – суміші приблизно рівних частин жирних і смоляних кислот, лугу, фенолів, золи та води;

► емульсолу ЕЛ-4 – суміші натрієвого мила синтетичних жирних кислот, неомиленого залишку окисненої маси, веретенного масла та води;

► емульсолу ЕН-4 – суміші жирних і смоляних кислот, ПАР та індустріального масла;

► ленолу-10 – суміші індустріального і талового масел та суміші ПАР;

► ленолу-32 – індустріального масла, суміші жирних кислот, вищих жирних спиртів і ПАР;

► морозолу-2 – мінерального масла, суміші ПАР, сірковмісної присадки, інгібіторів корозії;

► кубових залишків каніфольно-екстракційного виробництва, що містять у своєму складі первинні та вторинні неграничні смоляні кислоти та деякі граничні жирні кислоти;

► суміші нігролу та неіоногенної ПАР ОП-10 (ОП-7).

Протизношувальні властивості промивальних рідин характеризуються такими показниками: швидкістю зношування, інтенсивністю зношування, зносостійкістю, відносною зносостійкістю, діаметром плям зношування, ваговим зношуванням та ін.

Мастильні та протизношувальні властивості промивальних рідин визначаються на спеціальних машинах тертя. При цьому оцінюються енергетичне завантаження взаємодіючих тіл, умови охолодження та змащення, характеристика взаємодіючих тіл, характер взаємодії зношуваних елементів та види зношування поверхонь тертя. Методика визначення мастильних і протизношувальних властивостей промивальних рідин досить складна, однак у зв'язку зі збільшенням глибин розвідувальних свердловин вимоги до цих параметрів підвищуються.

У цілому під час буріння контактують у промивальній рідині такі поверхні: зовнішня поверхня бурильних труб і їхніх з'єднань – стінка стовбура свердловини, породоруйнівний інструмент – вибій свердловини, внутрішня поверхня керноприймальної труби – керн, поршень (плунжер) – циліндр бурового насоса.

Зниження сили тертя дозволяє:

– зменшити крутний момент при обертанні колони бурильних труб і опори при її поздовжньому переміщенні в свердловині, що в цілому знижує енергоємність процесу буріння;

– зменшити ймовірність виникнення диференціальних захоплень (витрати на їхню ліквідацію);

– підвищити ресурс роботи бурильних труб та їхніх з'єднань, породоруйнівного інструмента, гідравлічних вибійних двигунів, гідравлічних частин бурових насосів;

– збільшити вихід керна в результаті попередження його самопідклинювань.

Як показник триботехнічних властивостей (здатність промивальної рідини знизити силу тертя між контактуючими поверхнями) промивальної рідини найчастіше використовують коефіцієнт тріади тертя «бурильні труби – досліджувана промивальна рідина – стінка стовбура свердловини». Пояснюється це тим, що найбільші труднощі, зумовлені силою тертя, значним зростанням крутного моменту при обертанні та силами опору при підйомі бурильної колони, виникають особливо у похилих і горизонтальних свердловинах, тобто тоді, коли колона бурильних труб лежить на стінці свердловини. Саме в таких умовах застосування промивальна рідина з доброю мастильною здатністю дає найбільш позитивний ефект. Величина цього ефекту

визначається як якістю мастильної добавки (потенційною здатністю знижувати коефіцієнт тертя), так і її кількістю в промивальній рідині.

Для оцінки якості мастильних добавок і знаходження їхніх оптимальних концентрацій у тих або інших промивальних рідинах використовують спеціальні прилади – трибометри. У тому випадку, коли при бурінні більша частина стовбура свердловини залишається відкритою, її стінку в трибометрі імітують гірською породою або фільтраційною кіркою. Якщо ж треба бурити, коли більша частина стовбура свердловини закріплена обсадними трубами, наприклад, бурити горизонтальну ділянку стовбура при перекритті інтервалу, що знаходиться вище, обсадною колоною, то в трибометрі як матеріал стінки свердловини використовують сталь.

Нижче наведені основні способи виміру коефіцієнта тріади тертя «бурильні труби – досліджувана промивальна рідина – стінка стовбура свердловини».

Для порівняння спочатку дається опис способу виміру коефіцієнта тертя ковзання, реалізованого на установці для оцінки мастильних властивостей промивальних рідин СР-1, яка була одна з перших серед серійно виготовлюваних для цих цілей. Вузол тертя в установці СР-1 являє собою піраміду з трьох нерухомих і однієї рухомої куль, що ні за схемою взаємодії третьових тіл, ні за формою площі їхнього контакту не відповідає умовам роботи колони бурильних труб у свердловині.

Способи виміру коефіцієнта тріади тертя «бурильні труби – промивальна рідина – стінка стовбура свердловини»

Установка СР-1 (рис. 5.24) являє собою чотирикульову машину тертя (ЧКМ). Ванна-обойма 1 установки служить для жорсткого закріплення нижніх куль у чаші 2 та місткістю для досліджуваної промивальної рідини. Верхня куля, нерухомо закріплена в обоймі 3 шпинделя 4, притискується до нижніх куль зусиллям P і обертається з частотою n . Виникаючий момент тертя сприймається тарованою пружиною (торсіоном) 5, жорстко зв'язаною зі шкалою 6, і визначається за такою формулою:

$$M_m = "K" \varphi, \quad (5.29)$$

де " K " – константа приладу (ціна поділки шкали), Н·м; φ – кількість поділок шкали (відлік за шкалою).

У той же час

$$M_m = F_{mp}R, \quad (5.30)$$

де F_{mp} – сила тертя, Н; R – плече прикладання сили тертя (відстань від осі до точки контакту куль), м.

Відповідно до закону Амонтона

$$F_{mp} = P\mu, \quad (5.31)$$

де P – зусилля притиснення верхньої кулі до нижніх куль, Н; μ – коефіцієнт тертя.

Звідси

$$M_m = P\mu R. \quad (5.32)$$

Зрівнявши праві частини виразів (5.29) і (5.32) для розрахунку моменту тертя й виразивши з цієї рівності коефіцієнт тертя, отримуємо:

$$\mu = K\varphi / PR. \quad (5.33)$$

У ЧКМ центри куль утворюють у просторі правильний тетраедр, кут між висотою та ребром якого дорівнює $35^\circ 20'$.

Тоді

$$R = (d/2)\sin 35^\circ 20', \quad (5.34)$$

де d – діаметр кулі, м.

Звідси

$$\mu = K\varphi / [P(d/2)\sin 35^\circ 20'] = 3,46 K\varphi / Rd. \quad (5.35)$$

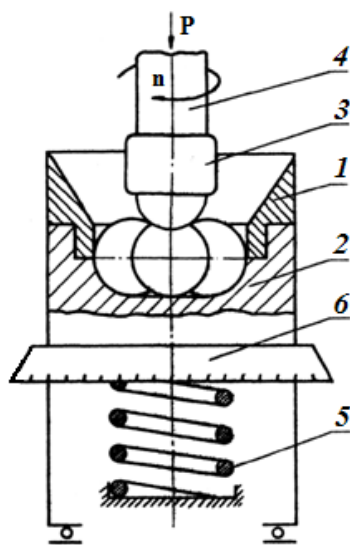


Рис. 5.24. Схема чотирикульової машини тертя

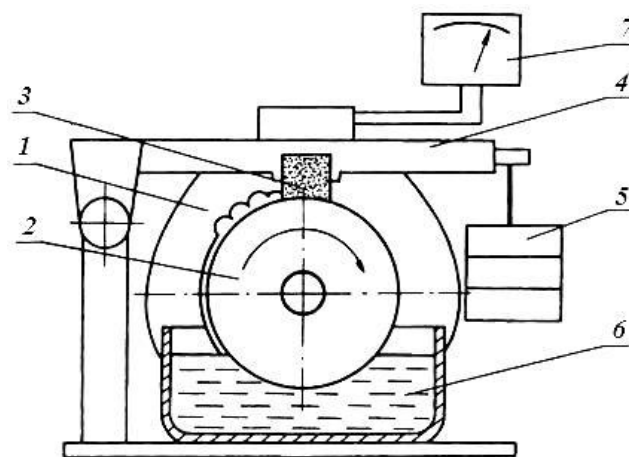


Рис. 5.25. Схема установки для оцінки коефіцієнта тертя за витратами потужності

Вимір коефіцієнта тертя за витратами потужності. Трибометр, принцип дії якого оснований на оцінці коефіцієнта тертя за витратами потужності, має (рис. 5.25) електродвигун 7, на валу якого закріплений диск 2, що імітує бурильні труби; зразок гірської породи 3 з припрацьованою до форми диска робочою поверхнею; важільну систему 4 з вантажами 5, якими регулюють зусилля притиснення зразка гірської породи до диска; піддон 6 для досліджуваної промивальної рідини та ватметр 7, увімкнений у коло живлення електродвигуна.

Величина коефіцієнта тріади тертя визначається різницею витрат потужності ΔW , Вт, споживаної електродвигуном при навантаженому диску W_n і в незавантаженому режимі W_x :

$$\Delta W = W_n - W_x. \quad (5.36)$$

Частота обертання диска в тому та іншому випадках повинна бути постійною.

Потужність, що витрачається на подолання сил тертя,

$$\Delta W = M_m \omega, \quad (5.37)$$

де M_m – момент тертя, Н·м; ω – кутова частота обертання диска, с^{-1} .

Відповідно до формули (5.30) $M_m = F_{mp} R$, де F_{mp} – сила тертя, Н; R – радіус диска, м:

$$\omega = 2\pi n / 60, \quad (5.38)$$

де n – частота обертання диска, хв^{-1} .

Згідно із законом Амонтона $F_{mp} = P\mu$, де P – зусилля притиснення зразка гірської породи до диска, Н; μ – коефіцієнт тертя.

Тоді

$$\Delta W = P\mu R 2\pi n / 60 = P\mu D \pi n / 60, \quad (5.39)$$

де D – діаметр диска, м.

Звідси

$$\mu = 60\Delta W / \pi P D n = 19,1\Delta W / P D n. \quad (5.40)$$

Метод визначення коефіцієнта тертя за витратами потужності реалізований, зокрема, в установці УСП-1, розробленій ВАТ НВО «Буріння» разом із заводом «Зіп-Спецтехніка», яка, по суті, є аналогом установки EP/Lubricity Tester фірми «FANN Instrument».

Вимір коефіцієнта тертя за кутом відхилення маятника. Спосіб виміру коефіцієнта тертя за кутом відхилення маятника запропонований групою співробітників та провідних науковців [4].

Загалом трибометр відповідної конструкції (рис. 5.26) складається з електродвигуна, на валу якого закріплений металевий барабан 1, маятника 2, що опирається на барабан колодкою 3 зі сталі або гірської породи; основних 4 і регулювального 5 вантажів, що мають можливість переміщатися по осі 6 маятника, і піддона 7 для досліджуваної промивальної рідини.

Зусилля притиснення тертьових поверхонь регулюють основними вантажами; при цьому, переміщаючи їх по осі маятника, домагаються такого положення, щоб його центр ваги перебував на геометричній осі барабана.

Виникаючий при терті колодки о барабан момент прагне перемістити колодку й маятник у напрямку обертання барабана, а регулювальний вантаж масою q – повернути маятник у вихідне положення.

Сила, що зміщає маятник у вихідне положення,

$$K = q \sin \alpha, \quad (5.41)$$

де q – маса регулювального вантажу, кг; α – кут відхилення маятника від вертикалі, град.

Протидіючу їй силу тертя колодки о барабан знаходять за законом Амонтона

$$F_{mp} = \mu(G + q), \quad (5.42)$$

де G – маса маятника, кг.

Моменти, створювані силою K і силою тертя F_{mp} , відповідно рівні, тобто

$$M_K = Kl = q \sin \alpha l; \quad (5.43)$$

$$M_m = F_{mp}(D/2) = \mu(G + q)(D/2), \quad (5.44)$$

де l – плече прикладання сили K (відстань від центра ваги маятника до центра ваги регулювального вантажу), м; D – діаметр барабана, м.

Зрівнявши праві частини виразів (5.43) і (5.44), отримаємо рівняння, з якого коефіцієнт тертя

$$\mu = 2lq \sin \alpha / (G + q)D. \quad (5.44)$$

Оскільки величина кута α мала (не перевищує 15 – 20 град), то, виразивши кут у частках радіана, у формулі (5.44)

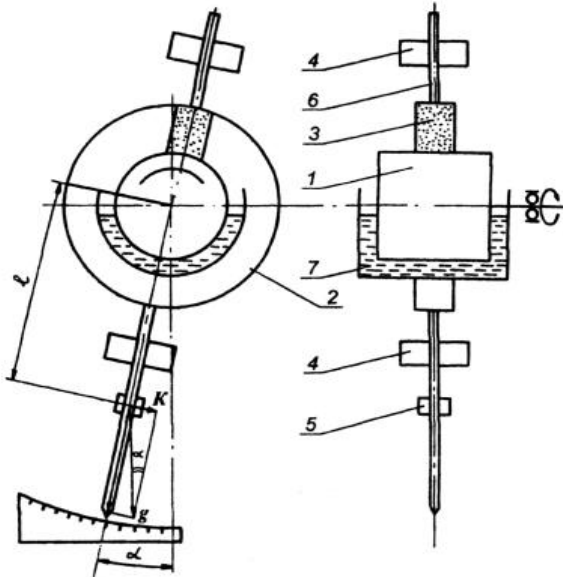


Рис. 5.26. Схема конструкції трибометра

можна зробити заміну $\sin \alpha$ на α .

Тоді остаточно запишемо

$$\mu = 2l\alpha / [57,3D(l + G/q)] = l\alpha [28,65D(l + G/q)]. \quad (5.45)$$

Основним недоліком розглянутих вище трибометрів є те, що величина коефіцієнта тріади тертя «бурильні труби – досліджувана промивальна рідина – стінка стовбура свердловини» оцінюється не за прямими, а за середніми показниками – витратами потужності й кута відхилення маятника, правильність визначення яких залежить від цілого ряду факторів, наприклад, коливань напруги в мережі, точності балансування та ін.

Визначити величину коефіцієнта тертя прямим шляхом – за величиною сили тертя – дозволяє трибометр оригінальної конструкції.

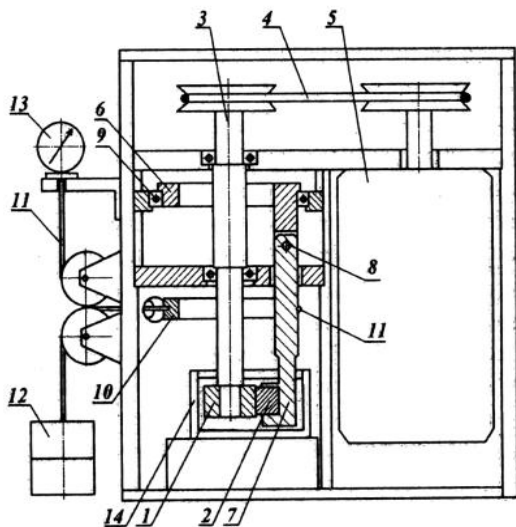


Рис. 5.27. Схема трибометра конструкції ТПУ

Вимір коефіцієнта тертя за допомогою трибометра конструкції ТПУ.

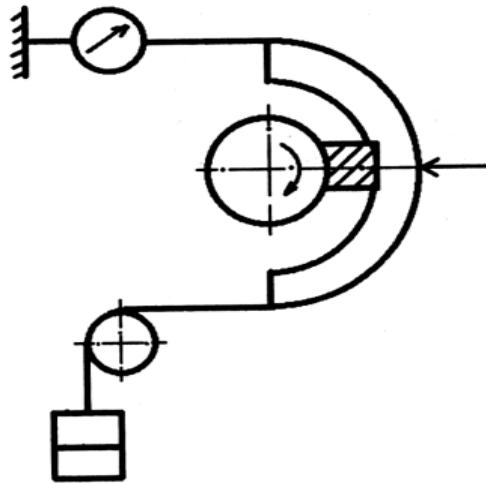


Рис. 5.28. Вимірювальна схема трибометра конструкції ТПУ

Пара тертя в трибометрі конструкції ТПУ (рис. 5.27) складається із сталевого або виготовленого із сплаву Д16Т циліндричного зразка 7, що закріплений на нижній частині вертикально встановленого вала 3, з'єднаного через редуктор 4 з електродвигуном 5, і контрольного зразка 2. Останній може бути виконаний із сталі або з гірської породи. Контрольний зразок 2 встановлений у тримачі, верхня 6 і нижня 7 частини якого з'єднані віссю 8. Верхня частина тримача для забезпечення можливості повороту контрольного зразка навколо досліджуваного за рахунок виникаючої сили тертя встановлена в підшипнику 9.

У середині нижньої частини тримача зроблене кільце 10, що охоплюється прикріпленим до нього тросиком 11. Один кінець тросика зв'язаний з механізмом навантаження (вантажами) 12, а другий – з динамометром 13, що є вимірником зусилля притиснення тертьових поверхонь і сили тертя. Обидва зразка поміщені в місткість 14 з досліджуваною промивальною рідиною.

Перед початком випробувань до тросика кріплять вантаж, що створює необхідне зусилля притиснення зразків, після чого вмикають електродвигун. За рахунок виникаючої сили в парі тертя контрольний зразок повертається навколо вертикальної осі в напрямку обертання зразка (рис. 5.28).

Величина сили тертя фіксується динамометром. Значення коефіцієнта тертя знаходять як частку від ділення сили тертя на зусилля притиснення тертьових поверхонь. При переході від однієї досліджуваної промивальної рідини до іншої поверхні обох зразків знежирюють і промивають дистильованою водою.

Вимірювання в одному досліді повторюють не менше трьох разів з наступним розрахунком середнього значення.

Основні технічні характеристики трибометра

Питоме контактне зусилля притиснення тертьових поверхонь, Н/мм, довжини контакту	до 5
Швидкість ковзання тертьових поверхонь, м/с	до 2
Об'єм випробовної промивальної рідини, см.....	100
Габаритні розміри приладу, мм.....	230×125×100
Маса без вантажів, кг	8

Трибометр конструкції ТПУ відрізняється від вищерозглянутих тим, що в ньому більш повно імітуються реальні свердловинні умови, а це дає можливість одержати і реальні значення коефіцієнта тертя. Так, за даними закордонних

дослідників, зокрема, фахівців у галузі промивальних рідин нафтових компаній «Shell» і «Mobil», реальні значення коефіцієнта тріади тертя «бурильні труби – досліджувана промивальна рідина – стінка стовбура свердловини» змінюються, як правило, у таких межах: для промивальних рідин на вуглеводневій основі – від 0,14 до 0,22; для промивальних рідин на водній основі – від 0,2 до 0,4. При цьому значення коефіцієнта тертя для промивальних рідин на водній основі залежно від якості й кількості мастильних добавок, що вводяться в них, можуть повністю перекривати діапазон значень, характерний для промивальних рідин на вуглеводневій основі.

Вимір коефіцієнта тертя пари «бурильні труби – фільтраційна кірка». Для оцінки триботехнічних властивостей промивальних рідин при імітуванні стінки свердловини фільтраційною кіркою звичайно використовують прилад, що є тією або іншою модернізацією відомого приладу С.Ю. Жуховицького для виміру липкості фільтраційних кірок.

Цей прилад (рис. 5.29) має основу 7 з регулювальними гвинтами 2, що дозволяють установлювати його у горизонтальне положення; стояк 3 з опорною плитою 4, на якій змонтований електродвигун з редуктором, забезпечуючий частоту обертання вала на рівні $0,2 \text{ хв}^{-1}$; жорстко закріплений на валу електродвигуна шків 5, шкалу 6 від приладу СНС-2 з ціною поділки в 1 градус; виготовлений з бурильних труб жолоб 8 зі змінним за рахунок повороту навколо осі кутом нахилу; нитку 9, що зв'язує рухомий кінець жолоба зі шківом; досліджуваний зразок 10 (сталевий або виготовлений зі сплаву Д16Т циліндр), що укладається на фільтраційну кірку 7.

Визначення величини коефіцієнта тертя в такого роду приладах базується на тому, що в момент, який відповідає початку переміщення зразка відносно жолоба, сила F , що викликає його переміщення, приблизно дорівнює $F_{тр}$ (рис. 5.30), тобто

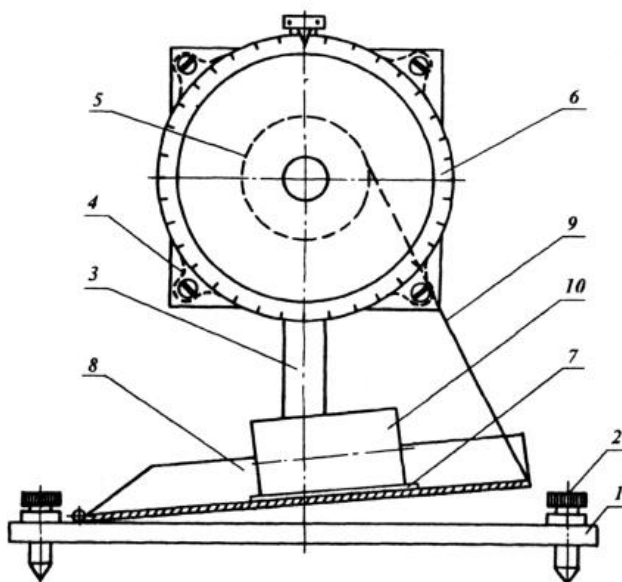


Рис. 5.29. Схема приладу для визначення коефіцієнта тертя пари «бурильні труби – фільтраційна кірка»

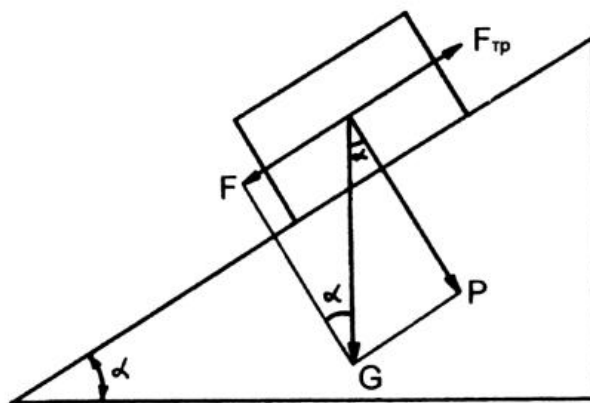


Рис. 5.30. Схема розкладення діючих сил для визначення коефіцієнта тертя

$$F = F_{mp} = \mu P. \quad (5.46)$$

У той же час, як видно з рис. 5.29, сила

$$F = P \operatorname{tg} \alpha, \quad (5.47)$$

де α – кут нахилу жолоба, град.

Зрівнявши праві частини виразів (5.46) і (5.47), отримаємо рівняння, з якого коефіцієнт тертя

$$\mu = \operatorname{tg} \alpha. \quad (5.48)$$

У приладі конструкції ТПУ діаметр шківів розрахований таким чином, що ціна однієї поділки шкали відповідає куту нахилу жолоба в $6'$. Звідси константа приладу дорівнює тангенсу кута $6'$, тобто $1,745 \cdot 10^{-3}$.

Коефіцієнт тертя за допомогою даного приладу визначають у такій послідовності.

Прилад і жолоб установлюють у горизонтальне положення, рухомий кінець жолоба з'єднують з ниткою, яка увімкненням електродвигуна попередньо натягується. Після встановлення стрілки на нуль у жолоб укладають фільтраційну кірку досліджуваної промивальної рідини, отриману на приладі ВМ-6. Потім на фільтраційну кірку поміщають циліндр, виготовлений з матеріалу сталевих або легкосплавних бурильних труб, робочу частину якого попередньо змочують у досліджуваній промивальній рідині.

Після виконання зазначених операцій вмикають електродвигун і спостерігають за положенням циліндра. У момент, який відповідає початку його переміщення відносно жолоба, тобто в момент зрушення, електродвигун відключають.

Величину коефіцієнта тертя знаходять множенням показань шкали приладу на його константу.

Прилади, аналогічні вищеописаному, широко використовуються й для оцінки небезпеки захоплення фільтраційних кірок. У цьому випадку підняття жолоба звичайно починають після витримки циліндра в контакті з фільтраційною кіркою протягом 5 хв.

5.11. ІНГІБУЮЧА ЗДАТНІСТЬ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

Інгібуюча здатність – це властивість промивальної рідини попереджувати або сповільнювати деформаційні процеси в пристовбурному просторі свердловин (каверноутворення, звуження стовбура й т. п.), який складається з глинистих порід, що легко гідратують, набухають і розмокають. При цьому під глинистими породами розуміють не тільки глини, але й глинисті сланці, аргіліти, породи на глинистому цементі (глинистий піщаник, мергель, алевроліт та ін.).

Відповідно до сучасних уявлень основні причини втрати стійкості глинистих і глиновмісних порід пов'язані з порушенням їх природної вологовмісної рівноваги при взаємодії з дисперсійним середовищем

промивальних рідин і зумовленим цим зростанням додаткових внутрішніх напружень у поровому просторі [32].

Виробничий досвід переконливо свідчить про те, що попередити порушення стійкості глинистих порід у пристовбурному просторі свердловин тільки шляхом зниження до мінімуму показника фільтрації промивальної рідини здебільшого не вдається. Пояснюється це тим, що глинисті породи характеризуються багатьма специфічними властивостями, зокрема, високою гідрофільністю, здатністю до адсорбції, набрякання та іонного обміну, унаслідок чого вони можуть усмоктувати в себе незв'язану рідку фазу промивальної рідини навіть у разі відсутності перепаду тиску в системі «стовбур свердловини – пласт» (відсутності гравітаційної фільтрації). Відомо, що вологоперенесення у цій системі, тобто проникнення дисперсійного середовища промивальної рідини в глинисту породу, відбувається головним чином за рахунок адсорбційно-осмотичних процесів. Незважаючи на істотні розходження в механізмі дії цих процесів, загальним для них є те, що в результаті навколо структурних елементів глинистих порід утворюються *гідратні оболонки*, тобто відбувається їхнє додаткове зволоження.

При досягненні критичної вологості (для аргілітів критичною вважається вологість порядку 8 – 9%), тобто при максимальному розвитку й перекритті гідратних оболонок, які мають значну пружність і міцність на зсув, у глинистій породі виникають гідратаційні напруження, величина яких у пристовбурній зоні свердловини за різними джерелами може досягати від 40 до 1000 МПа, унаслідок чого породи в цій зоні перетерплюють увесь спектр деформацій від в'язкопластичної течії до крихкого руйнування.

Оскільки при однаковому ступені зволоження товщина гідратних оболонок, а отже, і величина гідратаційних напружень вище в глинистих породах з малою питомою поверхнею, зокрема, в аргілітів і глинистих сланців, то деформаційні процеси протікають у них інтенсивніше, ніж у породах, складених переважно глинистими мінералами (монтморилонітом, гідрослюдою, хлоритом, каолінітом), і завершуються крихким руйнуванням цих порід, тобто їхніми осипами й обвалами (каверноутворенням). Для типових глинистих порід з високою питомою поверхнею характерні пластичні деформації, наслідком яких є звуження стовбура свердловини.

У тому й іншому випадках повне екранування рідиною зв'язків між окремими частинками призводить до дезінтеграції глинистої породи з наступним її диспергуванням.

Набрякання та диспергування глинистого базису порід-колекторів, а також міграція диспергованих глинистих частинок у їх поровому просторі є однією з головних причин зниження природної проникності продуктивних водонафтогазоносних пластів. Крім того, диспергування шламу та глинистих і глиновмісних порід, що обсипаються у стовбур свердловини, призводить до акумуляції глинистих частинок у самій промивальній рідині. У результаті цього відбувається інтенсивна зміна її функціональних властивостей, регенерація яких вимагає розведення промивальної рідини водою, додаткову обробку її хімічними реагентами та застосування багатоступеневих систем очищення.

Очевидно, що регенерація властивостей промивальних рідин неминуче пов'язана зі збільшенням їхнього загального об'єму та об'єму споживання хімічних реагентів, що спричиняє не тільки збільшення витрат на буріння свердловин, але й техногенне навантаження на навколишнє середовище.

Для попередження або максимального зниження інтенсивності прояву всіх вищеперелічених процесів, що зумовлюють порушення стійкості стінок свердловин у породах глинистого комплексу та диспергування цих порід, промивальна рідина повинна мати високу інгібуючу здатність.

У зв'язку зі складністю процесів вологоперенесення в системі «стовбур свердловини – глинисті породи» єдиний показник оцінки інгібуючої здатності промивальної рідини дотепер відсутній. За цієї причини в дослідницькій та інженерній практиці інгібуючу здатність характеризують досить великим числом різних показників. Однак усі ці показники в принципі можуть бути об'єднані в три групи: *показники набрякання, показники вологості та показники деформації природних і штучних зразків глинистих порід, що контактують з досліджуванним середовищем.*

У групі показників набрякання найбільше використовується узагальнений показник стійкості глинистих порід, що запропонований як критерій оцінки інгібуючої здатності промивальних рідин В.Д. Городновим і визначається за такою формулою:

$$C = (P_{mf} / P_{me}) \left(DO_{2e} / DO_{2f} \right) \left(t_f / t_e \right) \left(\omega_{cp.e} / \omega_{cp.f} \right) = \\ = (P_{mf} / P_{me}) \left(\omega_{cp.e} / \omega_{cp.f} \right)^2, \quad (5.49)$$

де P_m – пластична міцність набряклого до рівноважного стану зразка глинистої породи, Па; DO_2 – показник набрякання, дорівнює відношенню об'єму зв'язаної зразком рідини набрякання до вихідної маси зразка, $\text{см}^3/\text{г}$; t – період набрякання (час від моменту контакту зразка з досліджуваною рідиною до моменту досягнення рівноважного стану набрякання), год; ω_{cp} – середня частота набрякання (K_2/t), $\text{см}^3/(\text{г}\cdot\text{год})$; індекси «e» і «f» означають, що досліджуванним середовищем є відповідно дистильована вода і фільтрат (фугат) промивальної рідини.

Для визначення величин набрякання K_2 , t , ω_{cp} глинистої породи в досліджуваному середовищі використовують одночасно два прилади конструкції К.Ф. Жигача – А.Н. Ярова (рис. 5.31).

Основною частиною приладу є циліндр 1 з перфорованим днищем 2, поршнем 3 і кришкою 4. Днище циліндра та шток 5 поршня обладнані конічними центрами, що забезпечують точність установа циліндра в мірний пристрій. Мірний пристрій складається зі склянки 6, поміщеної в неї скоби 7, яка фіксується у необхідному положенні гвинтом 8, а також індикатора годинного типу 9, закріпленого в кришці приладу 10 за допомогою гвинта 11. Пластичну міцність P_m набряклих до рівноважного стану зразків глинистих порід визначають за допомогою конічного пластометра (рис. 5.32), який складається з основи 1 зі стояком 2, на якому закріплені індикатор годинного типу

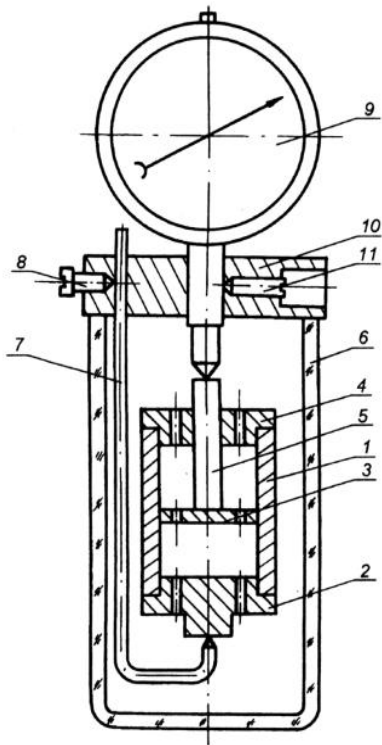


Рис. 5.31. Схема приладу конструкції
К.Ф. Жигача – А.Н. Ярова

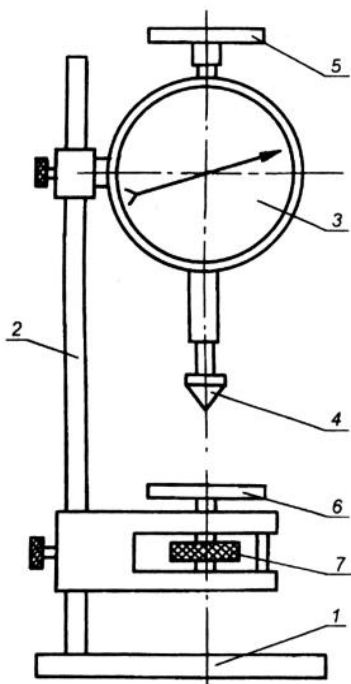


Рис. 5.32. Схема конічного
пластометра

3 з плексигласовим конусом 4 замість ніжки і плексигласовою площадкою 5 для розміщення важків та рухомого столика 6 з установлювальним гвинтом 7. Принцип дії конічного пластометра полягає у вимірі глибини занурення конуса під дією певного навантаження в набряклий до рівноважного стану зразок.

Величину пластичної міцності зразка обчислюють за такою формулою:

$$P_m = K_\alpha F / h^2, \quad (5.50)$$

де K_α – коефіцієнт, що залежить від кута при вершині конуса α , град; F – навантаження, що діє на конус, Н; h – глибина занурення конуса в зразок, м,

$$K_\alpha = 1 / \pi \cdot \cos^2 \cdot \alpha / 2 \cdot \text{ctg} \alpha / 2. \quad (5.51)$$

У конічних пластометрах найчастіше використовують конуси з кутами при вершині в 45 і 60 град.

Показники вологості. Показники вологості використовуються переважно для оцінки інгібуючої здатності промивальних рідин. Найбільшого використання у цій групі показників, обов'язкове застосування якого в нафтовій галузі регламентується відповідними керівними документами, набув показник зволожуючої здатності. Сутність методики оцінки цього показника викладена далі. Шляхом пресування одержують модельні зразки глинистої породи із заданою вихідною вологістю, зважують їх і поміщають на певний час у досліджуване середовище, а потім роблять повторне зважування зразків. Інгібуючу здатність оцінюють за відношенням збільшення маси зразків, викликаного їхнім додатковим зволоженням, до часу знаходження їх у досліджуваному середовищі. Швидкість зволоження глинистих порід комплексно враховує вплив на процеси їхньої гідратації, капілярного просочення, дифузії, осмотичного масопереносу, а також іонного та полімерного інгібування.

Для визначення показника зволожуючої здатності використовують зразки діаметром

20 мм і висотою 32 мм, одержувані пресуванням саригюхського бентоніту (прийнятий за еталон) або будь-якої іншої однорідної глинистої породи.

Штучні зразки глинистих порід виготовляють в описаній далі послідовності. Глина подрібнюється й просіюється за допомогою сита з діаметром отворів не більше 0,25 мм. Далі методом термічного сушіння визначається вихідна вагова вологість отриманого глинопорошку. Для цього наважку глинопорошку масою приблизно в 10 г поміщають у бюкс, попередньо зважений на аналітичних вагах з точністю до 0,01 г. Потім визначають масу бюкса з наважкою глинопорошку і поміщають його з відкритою кришкою на полицю сушильної шафи. Протягом 1 – 2 години температуру в сушильній шафі доводять до 100 – 105 °С і витримують бюкс з глинопорошком при цій температурі ще 5 – 6 годин.

Після закінчення цього часу бюкс витягають із сушильної шафи; закривають кришкою; поміщають в ексікатор, на дно якого насипаний хлористий кальцій, що поглинає пари води, і дають охолонути протягом 30 – 40 хв. Охолоджений бюкс з глинопорошком зважують, а потім знову ставлять у сушильну шафу на 2 год для додаткового сушіння.

Цикл операцій «сушіння – охолодження – зважування» повторюють доти, доки різниця між результатами двох останніх зважувань не буде перевищувати 0,02 г.

Вологість глинопорошку обчислюють за такою формулою:

$$W = (q_1 - q_2)100 / (q_2 - q_0), \quad (5.52)$$

де q_1 – маса бюкса з глинопорошком до висушування, г; q_2 – маса бюкса з глинопорошком після висушування до постійної маси, г; q_0 – маса порожнього бюкса, г.

Визначивши вихідну вологість глинопорошку, розраховують об'єм дистильованої води, необхідної для доведення вмісту вологи у всій підготовлюваній до випробувань пробі глинопорошку до 20%. Додаткове зволоження проводять шляхом розбризкування води при ретельному перемішуванні глинопорошку. Після контрольного визначення вологості зволоженого глинопорошку його поміщають у закритий ексікатор.

Для одержання зразка необхідних розмірів наважку зволоженого глинопорошку масою 20 г засипають у прес-форму (рис. 5.33), попередньо змазавши внутрішню частину циліндра невеликою кількістю солідолу.

Пресування провадять при тиску 40 МПа протягом 5 хв. Тривалість набору робочого тиску з моменту початку руху поршня прес-форми повинна становити 30 – 40 с.

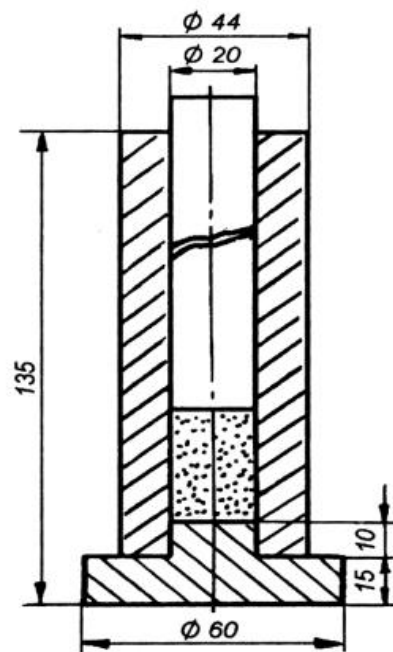


Рис. 5.33. Прес-форма

Після випресовування зразка в прес-формі парафінують його торці зануренням їх у розплавлений парафін на глибину 2 мм.

Для виконання одного досліду виготовляють п'ять зразків. Підготовлені зразки зберігають в ексікаторі.

Як досліджуване середовище в лабораторних умовах використовують водні розчини хімічних реагентів у композиціях і концентраціях, аналогічних проєктованим для хімічної обробки промивальної рідини, тобто по суті використовують модель її дисперсійного середовища. Якщо інгібуючу здатність необхідно контролювати в процесі буріння, то досліджуваним середовищем служить безпосередньо промивальна рідина.

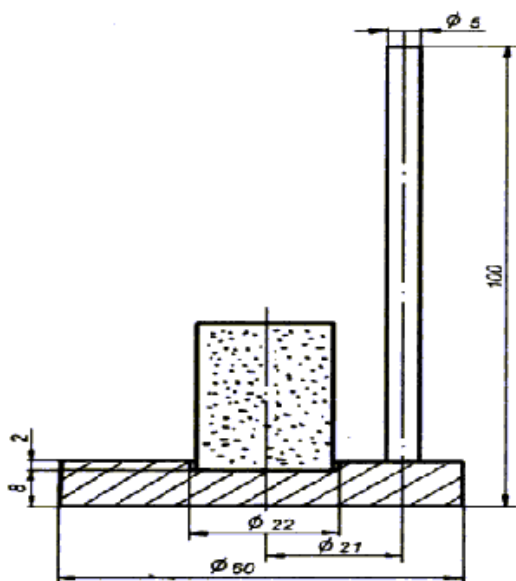


Рис. 5.34. Підставка для зразків

Об'єм досліджуваного середовища для проведення одного досліду в тому та іншому випадках повинен дорівнювати 1 дм³. Сам дослід виконується в описаній далі послідовності. Зразки потрібно встановити на спеціальні підставки (рис. 5.34) і зважуванням на аналітичних або квадрантних вагах з точністю до 0,1 г визначити масу кожного зразка разом з підставкою (масу кожної підставки визначають заздалегідь).

Зразки на підставках опускають у кристалізатор і заливають у нього досліджувану рідину так, щоб її рівень був вищий за верхній торець зразків. Витримують зразки в досліджуваній

рідині 4 год.

Після закінчення цього часу зразки разом з підставками витягують з кристалізатора і після витирання крапель рідини на поверхні зразків і підставок фільтрувальним папером знову зважують.

За результатами зважування зразків до та після досліду розраховують відсоток зволоження зразка за формулою

$$A = \left\{ \sum_{1}^n \left[\frac{(m - m_0)}{m_0} \right] \right\} 100/n, \quad (5.53)$$

де m – маса зволоженого зразка, г; m_0 – вихідна маса зразка, г; n – кількість досліджених зразків.

Якщо у всіх серіях дослідів задіяні зразки з однієї й тієї ж глини, то для порівняльної оцінки інгібуючої здатності досліджуваних промивальних рідин досить скористатися величиною поточної (початкової) швидкості зволоження v_t , що обчислюється за такою формулою:

$$v_t = A/t, \quad (5.54)$$

де t – тривалість контакту зразків з досліджуваним середовищем, год.

Для можливості зіставлення результатів оцінки інгібуючої здатності, отриманих на зразках з різних глин, як основний оцінний критерій використовують показник зволожуючої здатності (P , %/год), величину якого розраховують так:

$$P = v_t / t^{k-0,85} = v_t \exp[(0,85 - K) \ln t], \quad (5.55)$$

де K – коефіцієнт колоїдальності глини, використовуваної для модельних зразків.

Рівень інгібуючої здатності випробуваної композиції хімічних реагентів або промивальної рідини можна оцінити за даними, наведеними в табл. 5.1.

Експериментально встановлено, що значення показника зволожуючої здатності закономірно збільшується зі зростанням температури, при цьому зв'язок між ними описується такою залежністю:

$$P_C = P + 0,11(T_c - T), \quad (5.56)$$

де P_C , P – значення показника зволожуючої здатності відповідно при температурі у свердловині (T_c , град), що цікавить дослідника, і температурі проведення дослідів з його оцінки (T , град), % /год.

Однак, незважаючи на широке застосування показника зволожуючої здатності в дослідницькій і, меншою мірою, в інженерній практиках експлуатаційного буріння на нафту та газ, методика його визначення не позбавлена недоліків.

Головним недоліком даної методики є обмежена сфера застосування, оскільки вона придатна тільки для оцінки інгібуючої здатності промивальних рідин відносно глинистих порід з великою питомою поверхнею та високою вихідною вологістю, деформація яких відбувається без розриву цілісності та виявляється в їхній пластичній течії. Оцінити інгібуючу здатність промивальних рідин щодо глинистих порід з малою питомою поверхнею та низькою вихідною вологістю, деформація яких завершується їхнім крихким руйнуванням, за даною методикою неможливо, оскільки в результаті розмокання й руйнування модельних зразків їхня маса в процесі випробувань не збільшується, а зменшується.

Т а б л и ц я 5.1

Порівняльна оцінка інгібуючої здатності різних середовищ

Назва середовища	Склад середовища	P , %/год
Дистильована вода	–	16,7
Гуматний розчин	Вода+4% ВЛР	6,7
Лігносульфонатний розчин	Вода+1% КМЦ+3% КССБ	4,7
Розчин, інгібований алюмінієвими милами жирних кислот	Вода+10% НАН+0,2% метаса+1% КССБ	3,7
Калієвий розчин	Вода+1% КМЦ+3% КССБ+3%КС1	3,0
Алюмокалієвий розчин	Вода+1% метаса+3% окзила+0,3% КОН+3% КС1+0,3% $KAl(SO_4)_2$	2,6
Гіпсокалієвий розчин	Вода+1% КМЦ+3% КССБ+3% КС1+ + 2% $CaSO_4$	2,1

Показники деформації. Ідея оцінки інгібуючої здатності промивальних рідин щодо деформування в них модельних зразків глинистих порід при постійному їх навантаженні належить В.С. Войтенку. Практичне втілення цієї ідеї в реальну методику проходило в дві стадії.

На першій стадії як показник оцінки інгібуючої здатності промивальних рідин було запропоновано використовувати коефіцієнт стійкості χ , який розраховується так:

$$\chi = (\varepsilon_{\sigma} / \varepsilon_p) (t_p / t_{\sigma}), \quad (5.57)$$

де ε_{σ} , ε_p – відносні поздовжні деформації модельних зразків породи за час випробування відповідно в дистильованій воді та досліджуваній промивальній рідині, мм; t_p – тривалість випробування модельного зразка породи в досліджуваній промивальній рідині, год; t_{σ} – час від моменту навантаження до моменту руйнування модельного зразка в дистильованій воді, год.

Низька збіжність результатів повторних дослідів, а також складність і громіздкість використовуваного при цьому обладнання потребували спрощення методики визначення коефіцієнта стійкості.

Для цього на другій стадії колективом співробітників у складі В.С. Войтенка, В.В. Шевелева та В.Д. Шантаріна коефіцієнт стійкості було запропоновано визначати на однакових за геометричними розмірами та фізико-механічними властивостями модельних зразках порід і однакових навантаженнях на них при випробуваннях в еталонній і досліджуваній промивальних рідинах за такою формулою:

$$X^* = \tau_p / \tau_{\sigma}, \quad (5.58)$$

де τ_p , τ_{σ} – час впливу на зразки до їхнього руйнування відповідно промивальної рідини та дистильованої води, с.

Методика визначення коефіцієнта стійкості X^* полягає в прикладенні до модельного зразка глинистої породи постійного осьового навантаження, що не викликає його руйнування в повітряному середовищі, поданні до бічної поверхні зразка досліджуваної промивальної рідини (у порівняльних випробуваннях – дистильованої води) і визначенні часу від моменту покладення зразка в досліджуване середовище до моменту його руйнування.

Однак при виявленні інгібуючої здатності шляхом занурення зразків глинистих порід у промивальну рідину в стані спокою значення показників, що характеризують цю здатність, будь то показник зволожуючої здатності або якийсь інший показник, визначаються фільтраційними та структурно-механічними властивостями випробовної промивальної рідини. Зв'язок між цими властивостями та інгібуючою здатністю в цьому випадку є цілком закономірним: ступінь зволоження або час руйнування модельних зразків у обмеженому та незмінному об'ємі якої-небудь промивальної рідини визначається кількістю в ній незв'язаного (вільного) дисперсійного середовища, що, у свою чергу, характеризується показником фільтрації (Φ).

Для оцінки інгібуючої (I_c) та консолідуючої здатності промивальних рідин розроблений прилад ПОІКС, схема якого наведена на рис. 5.35. Прилад складається з камери 1, установленної на основі 2 та в якій закріплені два стояки з напрямною обоймою 4. Усередині обойми 4 розміщений шток 5, обладнаний у верхній частині підставкою для вантажів 6, а в нижній – опорою для передачі осьового навантаження на модельний зразок 7. На напрямній обоймі 4 розміщені кінцевий вимикач 8 і тумблер 9, що входять в електричне коло 10 електронно-механічних годинників 11 із секундною стрілкою. Камера 1 заповнюється досліджуваною рідиною 3.

Принцип роботи ПОІКС. При підняттю в крайнє верхнє положення штоку модельний зразок глинистої породи поміщають у камеру приладу, плавно опускають шток униз до контакту його опори з верхнім торцем зразка та обережно встановлюють вантажі на підставку, щоб не викликати руйнування зразка в повітряному середовищі. Після цього в камеру врівень з верхнім торцем зразка заливають випробовну рідину й одночасно тумблером вмикають електронно-механічні годинники. У момент руйнування зразка шток і жорстко зв'язана з ним підставка з вантажами практично миттєво переміщуються вниз, утоплюючи кнопку кінцевого вимикача й зупиняючи годинники. Тим самим фіксується час впливу на зразок до його руйнування випробовного середовища. Випробуванням піддають фільтрат промивальної рідини і як еталон – дистильовану воду.

Основні технічні характеристики ПОІКС

Об'єм випробовної рідини, см ³	50
Величина осьового зусилля на модельний зразок, Н	до 70
Спосіб реєстрації вимірюваної величини	автоматичний
Габаритні розміри приладу, мм	100×130×110
Маса без вантажів, кг	3

Інгібуюча здатність промивальних рідин оцінюється на модельних зразках, виготовлених з частинок однакового фракційного складу однієї й тієї ж глинистої породи, при однакових їхніх геометричних розмірах, умовах пресування та вихідної вологості, а також при одному і тому навантаженні на зразки.

Для отримання модельних зразків порід розроблений спеціальний прес, схема якого наведена на рис. 5.36. Він має основу 1 зі стояком 2, у верхній частині якої на осі 3 закріплені ексцентричний диск 4 і важіль 5. При формуванні зразків на основі 1 з обох боків стояка 2 встановлюють парні рознімні камери 6, а при випресовуванні зразків – парні рознімні камери 7.

Формування та випресовування зразків здійснюється за допомогою розміщених у камерах штоків 8. На верхніх частинах штоків міститься загальний для пари камер штовхач 9.

Описання роботи преса. Усередину кожної з рознімних камер 6 засипають однакові наважки підготовленої до випробувань породи.

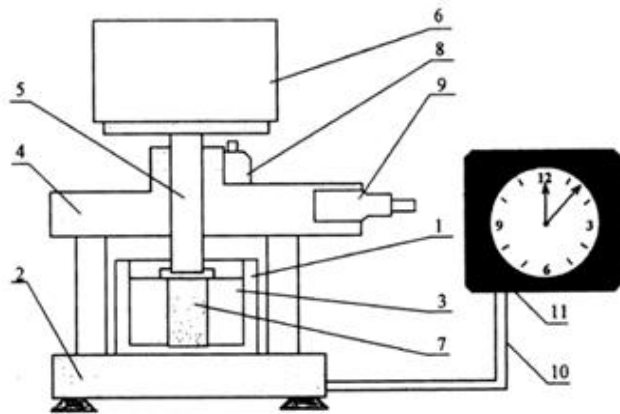


Рис. 5.35. Універсальний прилад для оцінки інгібуючої та консолідуючої здатності промивальних рідин (ПОІКС)

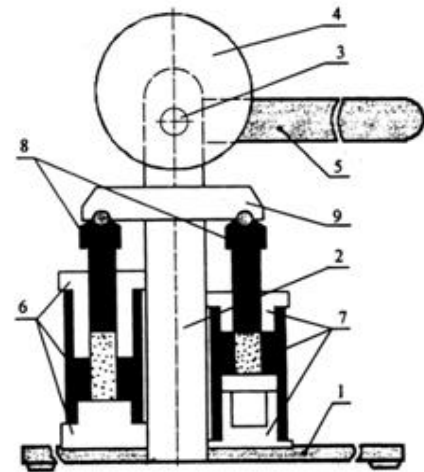


Рис. 5.36. Прес для формування модельних зразків порід

Камери 6 зі штоками встановлюють на основу, і на верхні частини штоків поміщають штовхач. За допомогою важеля повертають ексцентричний диск навколо осі в той або інший бік, передаючи зусилля через штовхач штокам і вдавлюючи їх до упору в камери, чим забезпечується формування модельних зразків заданої висоти. Після цього звільняють штовхач, виймають штоки з камер 6, частково розбирають їх, а потім, перевернувши і вставивши в них напрямні й приймальні порожнини, утворюють камери 7 для випресування зразків, що здійснюється у тій самій послідовності, що й формування зразків.

Основні технічні характеристики преса

Габаритні розміри формованих модельних зразків, мм:

діаметр	16
довжина	25
Кількість одночасно формованих зразків	2
Спосіб створення зусилля	вручну
Габаритні розміри, мм	420×140×250
Маса, кг	12

5.12. ДИСПЕРГУЮЧА ЗДАТНІСТЬ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

Крім інгібуючої здатності, не менш важливою характеристикою якості промивальної рідини при бурінні в глинистих та глиновмісних породах є її здатність попереджувати їх диспергування. Цю здатність прийнято називати *диспергуючою*, оцінюють її, головним чином, відношенням до шламу глинистих і глиновмісних порід [32].

У вітчизняній і зарубіжній практиці оцінка диспергуючої здатності, як правило, провадиться шляхом ситового аналізу глинистих частинок до та після їхньої взаємодії з досліджуваною промивальною рідиною.

Наприклад, диспергуючу здатність промивальної рідини можливо визначати у такій послідовності:

– зразок глинистої породи висушують, подрібнюють, просіюють через сита з діаметром отворів 5 і 2 мм, відбирають глинопорошок, що залишився на ситі з діаметром отворів у 2 мм, і використовують як випробовний матеріал;

– заливають в автоклав установки УТ-2 промивальну рідину в об'ємі 300 см³, додають у неї підготовлений глинопорошок масою $m_1 = 50 \pm 0,5$ г і обкатують його в досліджуваній рідині при обертовому автоклаві та температурі 20 °С упродовж 6 год;

– після закінчення цього часу все, що є в автоклаві, просівають за допомогою сита з діаметром отворів у 0,8 – 1,0 мм, обережно відмивають водою глинопорошок, що залишився на ситі від промивальної рідини, висушують його до *постійної маси* (m_2) і зважують.

Диспергуючу здатність (D , %) промивальної рідини визначають так:

$$D = [(m_1 - m_2) / m_1] \cdot 100. \quad (5.59)$$

У зарубіжній практиці для аналогічних випробувань беруть 20 г шламу фракції 4 – 8 меш (меш – кількість отворів на 1 дюйм сітки), поміщають шлам у сталеву камеру об'ємом 400 см³, заливають у неї до позначки 350 см випробовувану промивальну рідину й перемішують при частоті обертання камери 50 хв⁻¹ протягом 16 год, підтримуючи температуру випробувань 65,6 °С. Після випробувань усе, що є в камері, просівають за допомогою сита з розміром отворів 200 меш (0,074 мм).

5.13. КОНСОЛІДУЮЧА ЗДАТНІСТЬ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

Порушення стійкості стінок свердловин відбуваються не тільки в глинистих, але й у генетично слабозв'язаних або тектонічно зруйнованих гірських породах, до яких промивальна рідина надходить практично без перешкод. Таким чином, осипи й обвали таких порід викликані не адсорбційно-осмотичними процесами, які є головною причиною деформації стінок свердловин у породах глинистого комплексу, а їхньою потенційною нестійкістю, зумовленою відсутністю зв'язку або слабким зв'язком між окремими породними частинками та їхніми агрегатами. Очевидно, що для забезпечення стійкості таких порід промивальна рідина повинна мати здатність *зв'язувати й закріплювати їх* [32].

Здатність промивальної рідини зв'язувати, зміцнювати та закріплювати в стінках свердловин потенційно нестійкі гірські породи називають *консолідуючою*. Як показник цієї здатності спочатку було запропоновано досліджувати міцність модельних зразків потенційно нестійких порід на одноосьове стиснення. За методикою, яка наведена у [5], що є більш удосконаленою, для визначення цього показника подрібнену до певної фракції пробу потенційно нестійкої гірської породи змішують у певному об'ємному співвідношенні з досліджуваною промивальною рідиною, з отриманої суміші формують модельний зразок циліндричної форми з певними площею поперечного перерізу та висотою, створюють на нього постійне зростаюче навантаження, яке у момент руйнування зразка фіксують. Величина відношення

цього навантаження до площі поперечного перерізу зразка ($\sigma_{сжс}$, МПа) і характеризує консолідує здатність досліджуваної промивальної рідини.

Однак відповідно до цих методик сформовані модельні зразки випробовують на повітрі, що не відповідає реальним умовам, оскільки в свердловині сконсолідовані промивальною рідиною потенційно нестійкі гірські породи перебувають з нею в постійному контакті. За цієї причини оцінка консолідує здатності за цими методиками не може бути достовірною, особливо за наявності в складі промивальної рідини компонентів, що мають на повітрі добрі сполучні властивості.

З метою підвищення вірогідності оцінки консолідує здатності промивальних рідин [5] було розроблено методику, згідно з якою випробування сконсолідованих промивальною рідиною потенційно нестійких гірських порід проводять безпосередньо в промивальній рідині. Суть цієї методики полягає в тому, що модельний зразок породи, який має циліндричну форму, встановлюють у випробовну камеру, заповнюють її досліджуваною промивальною рідиною врівень з верхнім торцем зразка й одночасно його фіксовано навантажують. Цей момент є початком випробувань, припиняють же їх у момент руйнування модельного зразка.

Таким чином, у даній методиці показником консолідує здатності служить тривалість знаходження в стійкому стані досліджуваної промивальної рідини сконсолідованого нею модельного зразка потенційно нестійкої породи (K_c , хв). При цьому для визначення консолідує здатності та формування модельних зразків потенційно нестійких порід використовують той самий прилад (рис. 5.35) і той самий прес (рис. 5.36), що й для визначення інгібує здатності.

Оцінка впливу промивальних рідин на консолідацію гірських порід провадиться на модельних циліндричних зразках, що виготовляються із частинок однакового фракційного складу однієї й тієї самої породи при однаковому об'ємному співвідношенні частинок і випробовуваних промивальних рідин, а також при однаковому навантаженні на зразки. При дотриманні цих умов різниця в результатах повторних дослідів не перевищує 10%, тому для отримання підсумкового результату цілком достатньо лише дублювати досліди (табл. 5.2).

Експериментальні дані, наведені в табл. 5.2, отримані для модельних зразків, виготовлених з частинок аргіліту розміром 0,45 мм. Безпосередньо перед випробуваннями 7 см³ цих частинок змішували з 1 см³ випробовної промивальної рідини і з отриманої суміші за допомогою преса формували зразок з площею поперечного перерізу в 2 см² і висотою 2,5 см. Створюване осьове зусилля на зразок становило 3 Н.

Усі випробування, пов'язані з оцінкою консолідує здатності промивальних рідин, проводяться у наведеній далі послідовності.

Сформований зразок 7 поміщають у камеру приладу 1 (рис. 5.35), попередньо піднявши в крайнє верхнє положення шток 5 разом з уже установленим на нього вантажем 6. Маса вантажу підбирається такою, щоб з урахуванням постійної маси рухомої частини приладу забезпечити необхідне навантаження на зразок. Потім, плавно опускаючи шток з вантажем униз, установлюють опору штока на верхній торець зразка.

Оцінка збіжності результатів дослідів з визначення консолідуючої здатності промивальних рідин

Номер досліду	Склад промивальної рідини, кг/м ³						Консолідуюча здатність К _с , хв		
	Бентоніт	Гіпан	КМЦ-700	ГКЖ-11	СМАД-1	Нафта	К _{с1}	К _{с2}	К _{ср}
1	105	0	3,75	6	7,5	37,5	115	108	111,5
2	140	0	5,00	8	10,0	50,0	132	138	135,0
3	140	2	0	2	5,0	37,5	155	168	161,5
4	35	2	2,50	6	10,0	0	86	80	83,0
5	70	2	3,75	8	0	12,5	189	195	192,0
6	105	2	5,00	0	2,5	25,0	241	232	236,5
7	35	4	3,75	0	5,0	50,0	115	122	118,5
8	0	8	5,00	6	5,0	12,5	231	246	238,5

Після цього в камеру врівень з верхнім торцем зразка заливають пробу досліджуваної промивальної рідини 12 і одночасно тумблером 9 вмикають електронно-механічні годинники 11. У момент руйнування зразка, що супроводжується практично миттєвим переміщенням штока вниз, підставка для вантажів діє на кінцевий вимикач 8, що приводить до розриву кола живлення годинника 10 і його зупинки. Тим самим фіксується тривалість знаходження зразка в стійкому стані, що й є показником консолідуючої здатності випробовної промивальної рідини.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ

1. Якими основними параметрами визначається якість промивальної рідини?
2. Які прилади застосовуються для вимірювання параметрів промивальної рідини?
3. Як параметри промивальної рідини впливають на процес буріння?
4. Що являє собою гідростатичний тиск на вибій і стінки свердловини та як його регулюють?
5. Який фізичний зміст має в'язкість?
6. Як впливає статична напруга зсуву на процес буріння?
7. Що характеризує собою водневий показник рН?
8. Які методи вимірювання поверхневого натягу промивальної рідини застосовуються при дослідженнях?
9. Наведіть структурно-реологічні властивості бурових розчинів.
10. Назвіть термодинамічні та електричні властивості бурових розчинів.

11. Від яких факторів залежить товщина фільтраційної кірки та швидкість її утворення?
12. Які типи пластометрів застосовуються для вимірювання СНЗ?
13. Що являє собою стабільність розчину та яким приладом вона вимірюється?
14. Що таке водневий показник рН і як його контролюють у бурових розчинах?
15. Що являє собою мастильна здатність промивальних рідин?
16. Якими показниками характеризуються протизношувальні властивості промивальних рідин?
17. Які існують основні показники інгібуючої здатності промивальних рідин?

Частина 2. ВЛАСТИВОСТІ ТА ЗАСТОСУВАННЯ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

6

МАТЕРІАЛИ ДЛЯ ПРИГОТУВАННЯ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

Удосконалювати й створювати нові рецептури промивальних рідин можна тільки на базі різноманітних асортиментів спеціальних матеріалів.

Основні вимоги до цих матеріалів: спрямованість дії, ефективність і тривалість дії при використанні в малих дозах, зручність для транспортування та надання буровому розчину товарного вигляду, нетоксичність, сумісність з іншими матеріалами, стійкість (ферментативна, термічна, електролітна).

Нині існує багато різних матеріалів для бурових розчинів. Їх поділяють на основні й додаткові. До *основних* матеріалів належать:

- вода із заданим рН і мінералізацією – безперервна фаза бурових розчинів;
- глиноматеріали (бентонітові, палигорскітові, гідрослюдисті) – основний дисперсний структуро- і кіркоутворювач бурових розчинів;
- обважнювачі (баритові, залістисті, карбонатні) – основний дисперсний регулятор густини бурових розчинів;
- хімічні реагенти (розріджувачі, структуроутворювачі, знижувачі водовіддачі) – матеріали, що коректують структурно-реологічні та фільтраційні властивості бурових розчинів.

До *додаткових* матеріалів відносять: флокулянти; інгібітори сланців і глинистих порід; мастильні добавки; осаджувачі іонів; регулятори лужності; антисептики; термостабілізуючі добавки; антиоксиданти; ПАР для регулювання поверхневого натягу; піногасники; спінювачі; інгібітори корозії та нейтралізатори сірководню [15, 24].

6.1. ВОДА

Вода, що йде на приготування промивальних рідин (річкова, озерна, підземна), завжди містить розчинені солі. З нескінченної множини розчинних солей виділені лише ті, які в різних концентраціях майже завжди утримуються в технічній воді. До цих солей належать: солі лугів – хлориди (NaCl, KCl), сульфати (Na₂SO₄, K₂SO₄), карбонати (Na₂CO₃, KNaCO₃), бікарбонати (NaHCO₃,

KHCO_3), солі лужних земель – хлориди (CaCl_2 , MgCl_2), сульфати (CaSO_4 , MgSO_4) і бікарбонати $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$, $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$.

Залежно від наявності та концентрації солей вода має різний ступінь жорсткості. Розрізняють постійну, тимчасову та загальну жорсткості. *Тимчасова жорсткість* (така, що усувається, карбонатна) J_T визначається вмістом бікарбонатів. Кип'ятінням води бікарбонати переводяться в нерозчинні карбонати, і вона зм'якшується, тобто



Постійна жорсткість J_n визначається вмістом сульфатів, хлоридів та інших солей (крім бікарбонатів).

Загальна жорсткість J_3 визначається вмістом солей, тобто

$$J_3 = J_T + J_n.$$

Жорстка вода менш придатна для приготування промивальних рідин.

Для приготування якісних промивальних рідин доцільно використовувати воду із загальною жорсткістю не більше 12 – 15°. Загальна жорсткість (вміст солей кальцію і магнію) виражається в градусах твердості; 1 градус жорсткості (H°) відповідає 10 мг CaO в 1 л води (або 7,19 мол Mg).

Жорсткість води може бути виражена також у мг-екв іонів кальцію та магнію, що містяться в 1 л води. Одиниці твердості води з природних джерел наведені в табл. 6.1.

Найчастіше в районі робіт є тільки вода з жорсткістю більше 12 – 15°. При використанні такої води її необхідно зм'якшити внесенням 45 г тринатрійфосфату (Na_3PO_4) на кожний градус жорсткості понад установлені норми.

Зм'якшення води кальцинованою содою (Na_2CO_3) можливе тільки у разі наявності в ній бікарбонатів кальцію $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$ і магнію $\text{Mg}(\text{HCO}_3)_2$, а також сірчанокислового кальцію CaSO_4 і сірчанокислового магнію MgSO_4 .

Т а б л и ц я 6.1

Одиниці жорсткості води з природних джерел

Вода	Вміст іонів кальцію в 1 л, мг-екв	Загальна жорсткість, град
Дуже м'яка	0 – 1,5	0 – 3
М'яка	1,5 – 3	3 – 6
Помірно м'яка	3 – 6	6 – 12
Тверда	6 – 10	12 – 20
Дуже тверда	Понад 10	Понад 20

Для приготування глинистих розчинів на мінералізованій воді, у тому числі й морській воді, рекомендується використовувати кальциновану, каустичну соду та інші хімікати, які варто вводити в глиномішалку до завантаження її глиною в кількості, що вказується лабораторією. Отже, якщо

для приготування глинистого розчину застосовується солоня вода, її потрібно попередньо підготувати за допомогою реагентів і тільки після цього замішувати на ній глинистий розчин.

Для цього половину об'єму гліномішалки заливають технічною водою і розчиняють у ній розраховану кількість зм'якшувачів: Na_2CO_3 від 0,03 до 1,5%, NaOH від 0,2 до 0,5%, $\text{Na}_6\text{PO}_{18}$ від 0,1 до 0,2% і т. п.

Зм'якшувачі, зв'язуючи іони кальцію як у воді, так і в глині, сприяють збільшенню концентрації гумінових кислот у фільтраті; вони перетворюють кальцієві глини в натрієві, підвищують стабільність розчину при одночасному незначному зниженні в'язкості та фільтрації, зменшують витрату більш дорогих стабілізаторів (ВЛР, КМЦ та ін.).

Якщо застосування незначних добавок NaOH викликає інтенсивне коагуляційне структуроутворення глинистого розчину з одночасним підвищенням CH_3 і в'язкості, то його треба замінити фтористим натрієм у кількості 0,2 – 0,6 %, при мінералізації води $d = 1,0056$ г/мл і $\text{pH} = 7,4$.

У буровій практиці зм'якшувати воду можна також і шляхом відстоювання, фільтрації, коагуляції та виморожування.

При цьому велика кількість грубодисперсних завислих частинок нерозчинних солей видаляються з води відстоюванням. Осадження легкої суспензії прискорюється додаванням коагулянтів. Якщо вода має багато колоїдних частинок, наприклад, кремнієвої кислоти, а також солей жорсткості, то осадження їх прискорюється додаванням пермутиту натрію. Наступна фільтрація води через наявність піску прискорює очищення її від опадів і розчинних солей заліза (Fe) з утворенням нерозчинного осаду $\text{Fe}(\text{OH})_2$. Безрозрахункове надлишкове застосування зм'якшувачів може призвести до зростання жорсткості за рахунок реагентів, що додаються. Від хлоридів натрію (кухонної солі) та інших металів звільнитися можна тільки за допомогою фільтрації води через шар катіоніта, здатного обмінювати зі свого складу іони водню на катіони розчинених у воді солей (Н-катіоніти).

Для приготування якісних глинистих розчинів доцільно використовувати воду із загальною жорсткістю 3 – 4 мг/л.

За вмістом солей води поділяються на *прісні* (до 0,1%), *мінералізовані* (від 0,1 до 0,5%) і *розсоли* (більше 5%).

6.2. ГЛИНИ

Глина є основним структуро- і кіркоутворюючим компонентом бурових розчинів на водній і неводній основах. У зв'язку з тим, що глина, з одного боку, є основою бурового розчину, а з іншого – найбільш шкідлива частина розбурюваних порід, які важко видаляються з циркуляційної системи, то сучасна фізикохімія бурових розчинів значною мірою є фізикохімією глин і глинистих суспензій [3].

Багаторічною практикою встановлено, що основний критерій якості глин для приготування бурових розчинів полягає в їх здатності утворювати у прісному або соленасиченому водному середовищі суспензії необхідних технологічних характеристик при мінімальному вмісті твердої фази. У прісних системах глина – активний структуро- і кіркотвірний компонент, а в соленасичених в основному – структуроутворювач.

Різноманітність глин у природі та специфічність вимог до них зумовлюють необхідність розглянути стисло характеристику основних типів глин і глинистих мінералів.

Глини – складні за складом осадові полідисперсні породи; вони є природною сумішшю глинистих (монтморилоніт, палигорськіт та ін.) і неглинистих (кварц, кальцит та ін.) дисперсних мінералів. До складу глин також входять водорозчинні солі та органічні речовини, внесені в них у процесі утворення. Різноманітність умов формування глин, а отже, розходження їхнього складу обумовлюють істотні відмінності їхніх властивостей.

Якісні глини належать переважно до третинних, середньо-верхньоюрських, кембрійських і четвертинних відкладів. За походженням (генезисом) якісні глини належать до озерно-болотних і озерно-лагунових, а також до морських (за винятком прибережної смуги), меншою мірою до делювіальних (відклади схилів гір) і до алювіальних (річкових утворень). Кращі сорти глин – *бентоніти*, які мають вулканічне походження.

Глинисті мінерали (розрізняють більше 40 типів) належать до групи *шаруватих* і *шаруватострічкових алюмосилікатів*, що містять хімічно зв'язану воду; їх можна розглядати як природні поліелектроліти. Загальна хімічна формула їх: $x\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot y\text{Si}_2 \cdot z_2\text{O}$. Основними компонентами є: Fe; Mg; Ca; Na₂O; K₂O; H₂O.

Глинисті мінерали мають переважно гідрофільну поверхню, здатні до сорбції та іонного обміну. При взаємодії з водою вони переходять у пластичний стан, здатні утворювати колоїдно-суспензійні системи, що мають коагуляційно-тиксотропну структуру.

Хімічний склад, тип кристалічної решітки, її недосконалість і дефекти, дисперсність і форма частинок глинистих мінералів, а також пов'язані з ними явища, що спостерігаються на поверхні розподілу фаз у водних дисперсіях, – основні характеристики, які визначають властивості глин і придатність їх для даної технології буріння.

Для буріння становлять інтерес глинисті мінерали чотирьох груп. Несолестійкий монтморилоніт і солестійкий палигорськіт використовують для приготування глинопорошків. Каолінітова група та група гідролюд найчастіше присутні в розбурюваних породах.

Монтморилонітова група:

- монтморилоніт $[\text{Al}_2\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}]$,
- бейделіт $[\text{Al}_2\text{Si}_3\text{O}_5\text{O}_{10}(\text{OH})_3 \cdot n\text{H}_2\text{O}]$,
- нонтроніт $[\text{Fe}_2\text{Si}_4\text{O}_{10}(\text{OH})_3 \cdot n\text{H}_2\text{O}]$.

Глини, у яких переважають мінерали цієї групи, називають *бентонітами*.

Палигорськіт (сепколітова група):

- палигорськіт (атапульгіт) $\{[\text{Mg}_5\text{Si}_2\text{O}_{10}](\text{OH})_4 \cdot (\text{OH})_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}\}$,
- сепколіт $[\text{Mg}_2\text{Si}_3\text{O}_8 \cdot 4\text{H}_2\text{O}]$.

Каолінітова група:

- каолініт $[\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4]$,
- галуазит $[\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}]$.

Група гідролюд:

- гідромусковіт (іліт) $\{k\text{Al}_2[(\text{Si},\text{Al})_4\text{O}_{10}](\text{OH})_2 n\text{H}_2\text{O}\}$,
- вермикуліт $\{(\text{Mg}, \text{Fe}^{2+}, \text{Fe}^{3+})_2 [(\text{Al},\text{Si})_4\text{O}_{10}](\text{OH})_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}\}$.

Приналежність до мінералогічної групи зручно характеризувати молекулярним відношенням $Si_2:R_2O_3$, де R_2O_3 – полуторні окисли, що включають суму Al_2O_3 і Fe_2O_3 . Це відношення змінюється в межах 4 – 7 для монтморилонітової, 3 – 4 для гідрослюдистої і 2 – 3 для каолінітової груп.

Кристалічні решітки глинистого мінералу складаються з двох структурних елементів – шарів кремнекисневих тетраедрів і алюмогідроксильних октаедрів. Кремнекисневі та алюмогідроксильні сітки, з'єднуючись, утворюють тетраедро-октаедричні пакети. Співвідношення між солями (структурний мотив) є найважливішою характеристикою мінералу. Його позначають цифрами, наприклад: 2...1 – монтморилоніт. При утворенні пакетів іони²⁻, розташовані на вершинах тетраедрів, стають загальними для обох шарів. Структура стійка завдяки рівності позитивних (Si^{4+} і Al^{3+}) і негативних (O^{2-} і OH^-) зарядів.

Глинисті мінерали типу палигорскіту мають стрічково-слюдисту будову. Вони подібні до амфіболів. Основні структурні елементи побудовані з кремнекисневих тетраедрів, розташованих у вигляді подвійного ланцюга складу Si_4PO_{11} .

Недосконалість кристалічних решіток глинистих мінералів, а отже, зв'язок між пакетами, активність поверхні, зумовлюються такими найважливішими причинами:

- 1) нестійкістю хімічного складу;
- 2) здатністю до пошарового поліморфізму як між елементарними комірками одного структурного типу, так і комірками різних типів;
- 3) невпорядкованістю в зсувах тетраедричних і октаедричних сіток структурного шару або у відносних зсувах складних шарів;
- 4) нестехіометричним заміщенням катіонів у тетраедричних станах;
- 5) бічними дислокаціями, перекручуванням аніонної кисневої сітки.

Кристалохімічні властивості глинистих мінералів вивчають методами рентгенографії, електронографії, електронної мікроскопії, інфрачервоної спектроскопії, термографії. Для орієнтовного кількісного визначення мінералогічного складу глин використовується метод барвників, оснований на їх вибірній сорбції.

Глини здатні поглинати іони з навколишнього середовища, виділяючи замість цього еквівалентну кількість інших іонів, які знаходяться на поверхні даного мінералу, і компенсують незбалансований заряд комірками кристалічної структури. Кожний глинистий мінерал має свою специфічну здатність як за величиною ємності обміну катіонів, так і за дислокацією обмінних позицій.

Катіонний обмін має найбільше значення. Його причинами є: 1) порушення зв'язків на краях алюмокремнієвих груп; 2) заміщення всередині кристалічної решітки кремнію алюмінієм, а алюмінію – магнієм або іншим іоном меншої валентності; 3) заміщення водню зовнішнього гідроксилу катіоном, здатним до обміну; 4) повернення вершин (ОН) тетраедрів назовні. Єдиної серії заміщення катіонів для глин немає. Найчастіше заміщувальна здатність зростає у такій послідовності: натрій, калій, кальцій, магній, алюміній.

Величина та ємність обміну зумовлюють найважливіші властивості глин (набрякання, дисперсність, пластичність та ін.) і глинистих дисперсій (тиксотропію, пружно-в'язкопластичність, кіркотвірну здатність та ін.). Варто враховувати, що кальцієві глини (особливо монтморилоніт) міцніше зв'язують воду, чим натрієві, і мають більшу величину енергії зв'язку, що підтверджується при визначенні теплоти змочування. Однак дифузійний шар іонів кальцієвих глин у суспензіях менший, ніж у натрієвих, тому в них не спостерігається пептизація частинок, що характерно для натрієвих глин.

За гранулометричним складом глини повинні містити частинки такого розміру (відносно до діаметра):

- а) піщані крупніше 0,1 мм – не більше 6%;
- б) пилоподібні від 0,06 до 0,1 мм – не більше 12%;
- в) глинисті – менше 0,06 мм.

Якість глини оцінюється візуально за методом Н.А. Максимовича.

Технологічні властивості глин наведені в табл. 6.2.

Т а б л и ц я 6.2

Склад і сумарна ємність обміну глин і глинистих мінералів

Глини	Густина, кг/м ³	Si ₂ /R ₂ O ₃	Об'ємна ємність, 10 ⁻³ моль/100 г	Ефективна питома поверхня, м ² /кг
Бентонітові	2500 – 2730	4 – 7	80 – 150	450 – 900
Ілітові	2480 – 2700	3 – 4	10 – 40	400 – 500
Каолінітові	2470 – 2680	2 – 3	3 – 15	20 – 80
Палігорскітові	2500 – 2700	2, 1 – 2,5	20 – 30	800 – 1000

Глина, придатна для приготування глинистих розчинів при природній вологості й у повітряно-сухому стані:

- а) характеризується великим опором зламу;
- б) при зламі утворює гострі стійкі краї;
- в) здебільшого навіть у дрібних грудочках не піддається роздавлюванню пальцями; при різанні ножом дає неначе поліровану поверхню, що має порівняно зі зламом більш темний колір; у надлишкововологому стані в'язка на дотик; у пластичному стані легко розкочується в довгі й тонкі шнури (діаметром не більше 1,0 мм).

Розглянемо особливості глинистих мінералів основних груп.

Монтморилоніт. Кристалічні решітки тришарові. Пакети утворені з алюмогідроксильного шару октаедричної будови, укладеного між двома тетраедричними кремнекисневими шарами, вершини яких повернені до центра. Кристалічні решітки у зв'язку з ізоморфними заміщеннями електрично не збалансовані. Плоскі решітки заряджені негативно, а поверхня ребер – позитивно і там, де розірвані решітки.

Товщина водних шарів між пакетами залежить від природи обмінних катіонів. Натрієві бентоніти оточені трьома шарами зв'язаної води, а кальцієві – чотирма. У натрієвих бентонітів зв'язуючої води значно більше.

Загальна величина обмінного комплексу монтморилоніту найбільша й становить 80 – 150 мг-екв на 100 г глини. Частинки монтморилоніту мають лускату, пластинчасту будову. Лінійні розміри частинок знаходяться у межах 0,01 – 0,4 мкм і в 10 – 100 разів перевищують їх товщину. Форма й розміри частинок, а також енергетичні характеристики їхніх поверхонь зумовлюють здатність цього мінералу утворювати водні дисперсії, властивості яких найбільш повно відповідають вимогам до бурових розчинів. Для буріння використовують бентонітові глини, основним компонентом яких є монтморилоніт.

Частинки бентоніту, активного структуроутворювача бурових розчинів, можуть взаємодіяти за схемою: грань до грані; ребро до ребра; ребро до грані. Перевага надається першому типу взаємодії, наприклад, збільшення двовалентних катіонів приводить до агрегації частинок. Це, у свою чергу, зменшує кількість кінетично активних, структуро- і кіркотвірних елементів. Суспензія глини розріджується, фільтраційна кірка стає більш проникною. Для відновлення вихідних технологічних властивостей необхідно або збільшити концентрацію глини, або хімічною обробкою звести до мінімуму агрегувальну дію двовалентних катіонів.

Міжчастинкова взаємодія за типом ребро до ребра й ребро до грані сприяє утворенню тиксотропного просторового каркаса, а також збільшенню частки іміобілізованої води. При цьому міцність статичної структури дисперсії та її ефективна в'язкість при низьких градієнтах швидкості зсуву зростають, а водовіддача зменшується.

У бурових розчинах, приготованих на основі бентонітової глини, можуть реалізовуватися всі види міжчастинкової взаємодії. Перевага одного з них зумовлює якість системи.

Палігорскіт. Кристалічна структура його складається з двох піроксенових ланцюжків, спарених таким чином, що в плані вони утворюють правильні гексагональні кільця. Особливістю катіонного обміну є те, що обмінні іони міцно зв'язані з елементами структури й в основному перебувають усередині каналів. Це обумовлює знижене значення обмінної ємності катіонів (20 – 30 мг-екв на 100 г глини).

Заповнення каналів дисперсійним середовищем визначається величиною молекул. Молекули води проникають у них безперешкодно. Великі гідратовані іони в канали не проникають. У зв'язку з цим сорбція їх відбувається на зовнішній поверхні частинок. Частинки палігорскіту мають голкоподібну форму: довжина 1,1 – 0,6 мкм, ширина 0,015 – 0,035 мкм, товщина 0,05 – 0,035 мкм.

Особливість іонного обміну та кристалічна будова палігорскіту пояснюють здатність його диспергувати та утворювати структуровані дисперсії в соленасиченій воді. Треба, однак, підкреслити, що взаємодія частинок на відміну від бентоніту є результатом механічного закріплення. Чим довші частинки палігорскіту, тим при меншій його концентрації може виникнути структура з необхідними властивостями. Разом з цим антифільтраційні характеристики палігорскіту значно гірше, ніж бентоніту. Суспензії палігорскіту характеризуються високою водовіддачею та товстою фільтраційною кіркою.

У нафтовидобувній промисловості палігорскіт використовується як структуроутворювач у соленасичених бурових розчинах.

Каолініт. Кристалічні решітки двошарові. Структурний мотив – 1:1. Заряди на поверхні відсутні. Твердість кристалічних решіток каолініту стає причиною його поганого диспергування у воді, малої обмінної ємності катіонів (3 – 15 мг–екв на 100 г глини) і нездатності до набрякання. Частинки каолініту являють собою трохи витягнуті пластинки шестикутної форми. Максимальний поперечний розмір їх 0,3 – 4,0, товщина 0,05 – 2,0 мкм.

Гідрослюда. Кристалічна решітка подібна монтморилоніту, але має більше число ізоморфних заміщень. Виникаючий у зв'язку з цим заряд компенсується необмінними катіонами калію, розміщеними в міжпакетному проміжку. Велика порівняно з монтморилонітом фіксованість пакетів зумовлює значно менше проникнення між ними полярних рідин і, як наслідок, мале набрякання.

У природі поширені змішані структури гідрослюда з монтморилонітом. У міру зростання в таких глинах монтморилоніту, тобто компонента з рухомими решітками, збільшується їхня здатність до набрякання та іонного обміну.

Агрегативна стійкість суспензій значною мірою визначається величиною рН середовища. Найбільш стійкі глинисті суспензії при рН = 8...10.

Структура глинистих мінералів

Глини – це такий важливий продукт для людства, ніж це собі можна уявити. Вони мають велике значення в агротехніці, процесах геології, нафтовій та інших галузях промисловості (керамічній, гумовій, фармацевтичній, косметичній), а також у медицині. Учені, які працюють у згаданих галузях знань і техніки, здавна приділяли глинам велику увагу.

Незважаючи на те, що було зібрано величезну кількість фактичних даних про глини, варто визнати, що дійсного прогресу в цій галузі досягли тільки за останні 20 – 30 років, коли на основі використання нових приладів і застосування нових ідей уперше стало можливим закласти основи сучасного вчення про глини. Ця гігантська робота дала можливість значно краще зрозуміти умови залягання та визначення властивостей глин. Посилене вивчення дифракції рентгенівських променів у сукупності з даними більш точних і більш ретельних оптичних досліджень засвідчало, що, по-перше, *найтонші листки глини являють собою кристали*, а не аморфну суміш різних оксидів і гідроксидів металів, як думали раніше, і, по-друге, що всі глини утворені з порівняно небагатьох *простих елементарних частинок*.

Величина первинних частинок багатьох глинистих мінералів близька за розмірами до колоїдних частинок, які легко можуть злипатися, утворюючи агрегати різних розмірів, унаслідок чого величина глинистих частинок коливається в досить широких межах. Глинисті мінерали мають *кристалічну будову*, їхні *кристалічні решітки утворені шарами*. *Шари складені орієнтованими кремнекисневими тетраедрами та алюмокисневими октаедрами*. На поверхні кристалічних решіток адсорбуються *катіони металів*.

У водному середовищі адсорбовані катіони дисоціюють, утворюючи навколо кристалічних решіток дифузійний шар, товщина якого прямо пропорційно залежить від здатності до гідратації адсорбованих катіонів.

Катіони дифузійного шару можуть бути витиснуті іншими катіонами, і це дає можливість визначити їхній рід і кількість. *Від загальної кількості адсорбованих катіонів та їхнього роду залежать фізико-хімічні властивості глини.*

Детальне вивчення елементарних частинок силікатів та їхніх властивостей, безсумнівно, сприяло сучасному розвитку виробництва поляризованих органічних силікатів, які складають основу різноманітних, так званих, «кремнієвих» пластмас.

Атом кремнію, з'єднаний з чотирма атомами кисню, утворює *тетраедр* (рис. 6.1, *а*). Радіуси атомів кисню та кремнію й відстані між атомами в тетраедрі такі, що чотири атоми кисню стикаються один з одним і між ними залишається простір, достатній для вміщення атома кремнію.

Друга елементарна частинка складається з атома алюмінію, з яким зв'язано шість атомів кисню. Атоми кисню знову-таки повністю закривають зовні атом алюмінію (рис. 6.1, *б*). Атом алюмінію може бути замінений атомом магнію, але останній за розміром трохи більше атома алюмінію. Він не поміщається повністю в просторі, що залишається між атомами кисню, тому в структурі виникають деякі напруження. Останні два комплекси відомі за назвою: *алюмінієво-кисневий* або *магнієво-кисневий октаедр* (відповідно).

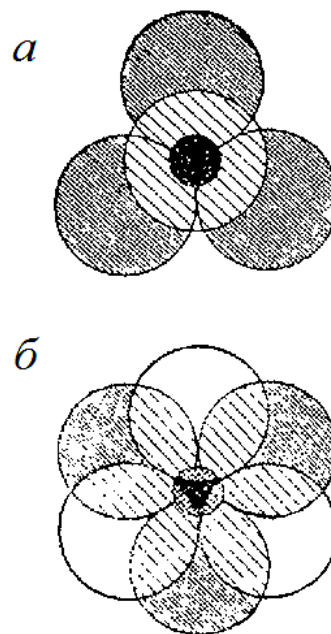
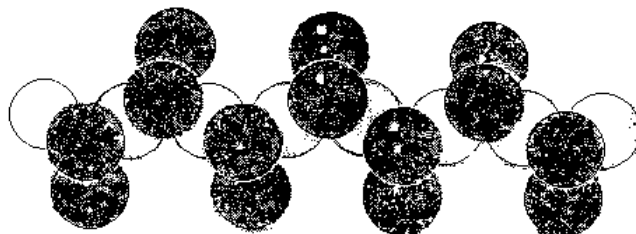


Рис. 6.1. Схематичні зображення кремнієво-кисневого тетраедра (вид зверху), коли верхній атом кисню зображений прозорим, щоб показати розташування атома кремнію між чотирма атомами кисню (а) та алюмінієво-кисневого октаедра, коли верхні атоми кисню зображені прозорими, щоб показати розташування атома алюмінію між двома кисневими або гідроксильними шарами (б)

Ці елементарні частинки з'єднуються одна з одною силами хімічної валентності або сумісності електронів (ковалентні зв'язки). Оскільки кожний атом кремнію може віддавати чотири своїх зовнішніх електрони, а електронна оболонка кожного атома кисню потребує для насичення два електрони, то описаний вище кремнієво-кисневий тетраедр не насичений; у ньому бракує чотирьох електронів. Однак, якщо атоми кисню заміщаються гідроксильними групами, то система стає насиченою, у якій відсутні електрони утворюються від атомів водню, наявних у гідроксильних групах. Така сполука звичайно

називається *ортокремніевою кислотою* (H_4Si_4). При сполученні декількох молекул ортокремніевої кислоти або, краще сказати, при конденсації з виділенням води два атоми кремнію зв'язуються з одним атомом кисню, причому утворюється ланцюгоподібна структура (рис. 6.2). Атоми водню в гідроксильних групах, що не беруть участь у реакції конденсації, можуть бути заміщені атомами натрію, які подібно атомам водню мають один електрон у зовнішній електронній оболонці. Такі нитковидні утворення силікату натрію при розчиненні у воді дають структуру рідкого скла.

Рис. 6.2. Загальний вигляд зверху моделі ланцюга кремніевої кислоти (теоретичної). Білі кулі зображують атоми кисню, чорні – гідроксильні групи



Гідратація іона натрію та нитковидна структура силікату натрію пояснюють велику розчинність у воді рідкого скла й високу в'язкість цього розчину. Якщо не всі атоми водню заміщені атомами натрію або якщо в розчині є ланцюги простої ортокремніевої кислоти, то можливо, що при частковому випарі води відбудеться конденсація окремих ланцюгів у загальну мережеподібну структуру, що візуально буде відзначатися як утворення гелю. При повному випарі всієї зв'язаної води окремі ланцюги стикаються й переплутуються, причому утворюється плівка цілком у такий самий спосіб, як це відбувається у випадку високомолекулярних органічних речовин.

При сполученні кремнієво-кисневих тетраедрів у добре орієнтованій тривісній структурі утворюється або кварц, або тридиміт, або кристобаліт, залежно від окремої форми орієнтації, що у свою чергу визначається зовнішніми умовами, як, наприклад, температурою, навколишнім середовищем та ін.

Конденсація ланцюгів ортокремніевої кислоти тільки в одній площині дає кремнієво-кисневий шар (рис. 6.3). При цьому шість атомів кремнію, між якими розташовані атоми кисню, можуть утворити симетричні шестикутники або різні кількості атомів кремнію – несиметричні замкнуті кільця. У першому випадку ми маємо типову кристалічну структуру, а в другому – так зване кремнієве скло (рис. 6.4).

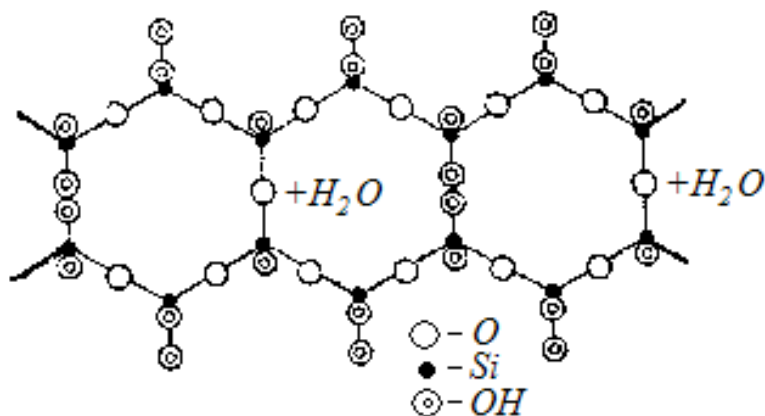


Рис. 6.3. Схема утворення решітчастої структури із симетричних шарів кремнієво-кисневих тетраедрів шляхом конденсації

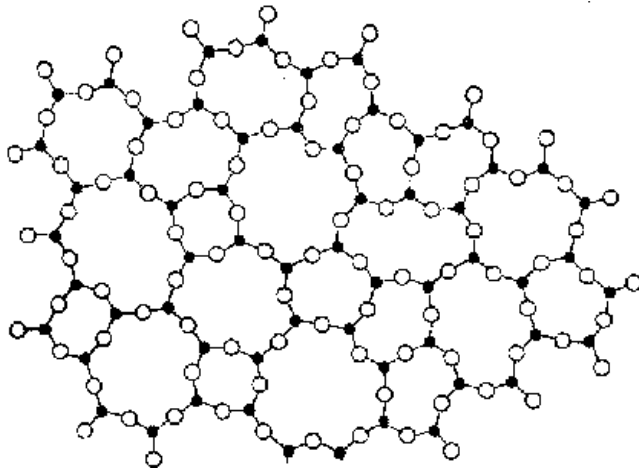


Рис. 6.4. Будова несиметричного шару кремнієво-кисневого рідкого скла за принципом У.Г. Захаріазена (зображена тільки одна площина)

При дослідженнях ортокремнієвої кислоти можна встановити, що під час утворення кремнієвого шару кожний атом кисню, розташований у будь-якій площині, зв'язується з двома атомами кремнію; виключення становлять атоми кисню, розташовані на гранях шару, які залишаються ненасиченими. Атоми кисню, що знаходяться у вершинах тетраедрів, приєднують атоми водню. Після цього структура стає насиченою. Вона називається *гідратований кремнієвий шар*. Якщо подібний шар утворюється негідратованими кремнієвими тетраедрами, то ненасичені виявляються всі атоми кисню, що знаходяться у вершинах тетраедрів на гранях і в кутах шару. Внаслідок ненасиченості атомів, що перебувають на гранях і в кутах шару, ефект буде незначний порівняно з ефектом поверхневої ненасиченості подібної структури.

Другий структурний елемент – алюмінієвий або магнієвий октаедр – також може утворювати подібні шари. Якщо всі атоми кисню, пов'язані з атомами металу, насичені атомами водню, то утворення алюмінієво-кисневого або магнієво-кисневого шару можна уявляти собі таким чином: два шари гідроксильних груп, у кожному з яких гідроксильні групи тісно прилягають одна до одної й утворюють шестикутник, можуть бути зцементовані атомами магнію, причому шість гідроксильних груп зв'язуються з трьома атомами магнію. За винятком кутів і граней такий шар *насичений і нейтральний*. Деякі з цих складених шарів можуть утримуватися разом вторинними силами, як, наприклад, силами Ван-дер-Ваальса.

Цікаво відзначити, що при сполученні двох гідроксильних шарів за допомогою атомів магнію вища симетрія гексагональної конфігурації порушується й переходить у симетрію моноклінального типу, тому що шари гідроксильних груп розташовуються ступінчасто. Описаний тип структури (рис. 6.5, а) властивий мінералу бруситу.

Якщо магній в октаедричних шарах заміщується алюмінієм, то повинні відбуватися й інші зміни, що забезпечують електричне зрівноважування шару. Атом алюмінію може віддати три електрони, атом магнію – тільки два. Отже, одна третина місць, що раніше займали атоми магнію, повинна залишитися вільною. Тому шари, що складаються з алюмінієвих октаедрів, не настільки ущільнені, як шари, що складаються з магнієвих октаедрів. Структура описаного вище типу, що складається з алюмінієвих октаедрів (рис. 6.5, б), характеризує мінерал *гібсит*.

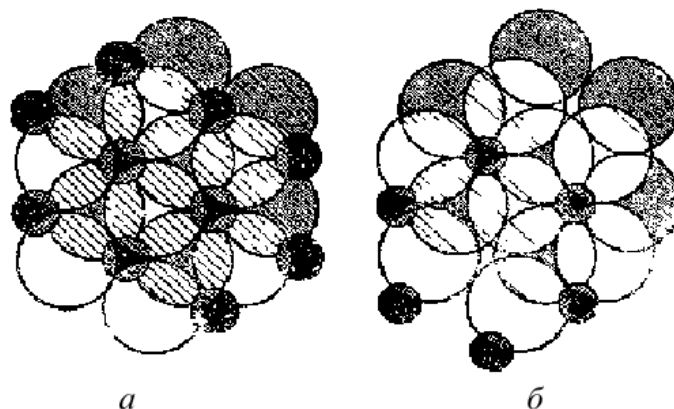


Рис. 6.5. Структура бруситу $Mg(OH)_2$ (а) та будова гібситу $Al(OH)_3$ (б), де відповідно гідроксильні групи у верхньому шарі зроблені прозорими, щоб показати розташування атомів магнію та алюмінію, які перебувають між двома зміщеними один відносно одного шарами гідроксильних груп (порівняйте положення атомів алюмінію з положенням атомів магнію в структурі бруситу)

Таким чином, кремнієво-кисневі тетраедричні шари складаються з окремих кремнієво-кисневих тетраедрів, гібситові шари – з алюмінієво-кисневих октаедрів і бруситові шари – із шарів магнієво-кисневих октаедрів; мінерали каолінітової, монтморилонітової та ілітової груп утворюються шляхом сполучення гібситових або бруситових шарів із шарами, що складаються з кремнієво-кисневих тетраедрів.

Каолініт

	6 OH	-6
	4 Al	+12
	4 O	
	2 OH	-10
	4 Si	+16
	6 O	-12

Рис. 6.6. Схематичне зображення складу елементарної комірки кристалічної решітки. Усі атоми спроектовано на одну площину. У другій колонці зазначено кількість і тип атомів або груп атомів, що перебувають у кожній площині (кожному шарі) комірки. У третій колонці зазначено кількість валентних електронів у кожному шарі. Якщо кількість плюсів (+) дорівнює кількості мінусів (-) у цій колонці, то кристал електрично нейтральний, якщо ні, то решітки заряджені або позитивно, або негативно. Позитивні й негативні заряди розраховуються для кожного шару, а тому легко визначити, у якій частині решітки електрично неєрівноважена

Каолініт при кількісному хімічному аналізі виявляє точно такий самий хімічний склад, як *дикіт* і *накрит*, але спектри рентгенівських променів для цих трьох мінералів мають деякі незначні розходження. Аналізуючи структуру каолініту, можна виявити, що вона утворилася з шарів кремнієвих тетраедрів, перемешованих з незначно зміщеними шарами гібситу. Сполучення шарів

відбувалося шляхом конденсації й виділення води, що утворилася при стисненні двох гідроксильних груп, які знаходяться у вершинах (рис. 6.6). Таким чином, при злитті двох гідроксильних груп на одну молекулу води утворюється один атом кисню, і ці атоми кисню створюють між двома шарами первинний валентний зв'язок. Природно, що в такий спосіб конденсуються лише такі гідроксильні групи, які розміщуються одна напроти другої. Гібситовий шар містить більше гідроксильних груп, ніж шар кремнієвих тетраедрів. Гідроксильні групи гібситового шару, для яких не існує протилежних гідроксильних груп у шарі кремнієвих тетраедрів, розташовуються в центрах шестикутних кілець, утворених вершинами кремнієво-кисневих октаедрів, а оскільки вони не підлягають конденсації, то залишаються тут. Окремі ділянки цих двох шарів досить добре врівноважені відносно розподілу електронів і тому електрично нейтральні. Деякі з цих ділянок можуть утримуватися одна біля одної за допомогою досить значних вторинних сил, які діють між гідроксильними групами шару гібситу та атомами кисню, що утворюють основу кремнієво-кисневих тетраедрів сусідньої ділянки. Слід також ураховувати можливість існування водневого зв'язку, що з'єднує дві сусідніх ділянки. Це може стати поясненням труднощів одержання досить дрібних частинок каолініту шляхом розшарування.

Вибір глини для приготування розчину

Різні умови застосування промивальних рідин, а також безліч глин, що мають різні властивості, викликають необхідність у кожному конкретному випадку вибирати глини, які найбільш повно забезпечували б параметри одержуваних з них суспензій, умовно названих *глинистими розчинами*. Здавалося б, що високоякісні глинисті розчини можна одержати тільки з глин, що утворюють суспензії з найбільш високим відносним умістом колоїдних частинок. Це не зовсім так. Припустимо, що для однієї з глин вміст колоїдних частинок при розрахунку на 1 л становить 100 г, для іншої – він може становити при рівному вмісті глини в суспензії тільки 25 г. Але для досягнення необхідного технологічного ефекту можна збільшити вміст другої глини приблизно в чотири рази, тоді вміст колоїдних частинок буде таким самим, як вміст їх у суспензії першої глини. Таким чином, розходження у вмісті колоїдних частинок зводиться до розходження у витраті глини на приготування розчину; *чим більша дисперсність глини, тим менше її витрата*. Розходження в ступені дисперсності водних глинистих суспензій умовно переносять на вихідні глини, які й зветься *висококолоїдними, малоколоїдними* й т. д. Збільшення витрати глин, у свою чергу, викликає підвищення густини глинистих розчинів. Для порівняння різних глин прийнята характеристика: *вихід одержуваного з них розчину*. Під виходом розуміють об'єм глинистого розчину в'язкістю 25 – 30 с, одержуваний з тони глини (табл. 6.3).

Найбільший вихід глинистого розчину одержують з *бентонітових глин*, тому вони є найціннішими. Застосування їх забезпечує значне зменшення транспортних витрат і витрат часу на приготування розчинів. Однак вартість бентонітових глин значно вище, ніж вартість звичайних низькосортних. Крім

того, родовища бентонітових глин зустрічаються досить рідко; знаходяться вони в значному віддаленні від місць використання. З бентонітових глин отримують тільки легкі розчини, які не завжди придатні для буріння свердловин. Застосування спеціальних матеріалів для підвищення густини таких розчинів (обважнювачів) не завжди доцільно. Промивальні рідини з бентонітових глин дуже чутливі до впливу солей, у присутності яких різко зростає витрата цих глин. Тому іноді доцільно використовувати різні місцеві глини, що знаходяться поблизу багатьох районів, де ведеться буріння.

Т а б л и ц я 6.3

Вихід глинистого розчину

Густина глинистого розчину, г/см ³	Колоїдність глини	Вихід глинистого розчину, м ³ /т
< 1,06	Висококолоїдна	10 – 18
1, 06 – 1,15	Колоїдна	4 – 10
1, 15 – 1,30	Середньоколоїдна	3 – 4
1, 30 – 1,40	Малоколоїдна	1,6 – 3
> 1,40	Важка	< 1,6

Дуже важливу роль при виборі глин відіграє *здатність одержуваних з них розчинів* набувати після спеціальної хімічної обробки необхідних властивостей, у першу чергу, потрібних величин *водовіддачі та статичного напруження зсуву*. Ця здатність неоднакова для різних глин. Чим легше досягаються необхідні значення параметрів при хімічній обробці, тим більш прийнятною є дана глина.

При використанні глинистих розчинів у глибоких свердловинах часто спостерігається шкідливий вплив на розчин високої вибівної температури. У цих умовах перевага належить глинам, промивальні рідини з яких мають найбільшу *термостійкість*. Істотним фактором, що визначає вибір глин, є їх *солестійкість*, тобто здатність глинистих розчинів зберігати необхідні технологічні властивості при надходженні до них солей з прохідних порід (сольову агресію). Незважаючи на існування спеціальних засобів для поліпшення якості глинистих розчинів за наявності солей, природна солестійкість також враховується. Це особливо стосується природних солестійких глин, названих палігорскітовими, суспензії яких мало змінюють свої властивості при мінералізації. У зв'язку з тим, що ці глини зустрічаються рідко й вартість їх висока, палігорскітові глини використовують в основному для поліпшення властивостей глинистих розчинів, приготованих зі звичайних несолестійких глин.

Ряд переваг мають порошкоподібні глини, які виробляють на спеціальних заводах. *Порошкоподібна глина* за якістю звичайно переважає місцеву. Якість її стандартизовано. Надходять глинопорошки розфасованими, що дозволяє механізувати процес приготування, при цьому значно зменшуються витрати ручної праці. У вітчизняній практиці застосовують глинопорошки, приготовані як з місцевих відносно малоколоїдних глин, так і з високоякісних бентонітових.

Основою технічної політики при бурінні свердловин є послідовний перехід на високоякісні глини для приготування бурових розчинів – натрієві бентоніти та палигорскіт. Технічні вимоги до сировини для приготування глинопорошків і бурових розчинів регламентуються. Основним показником якості (сортності) глинистої сировини є *вихід розчину (ВР)* – кількість кубічних метрів глинистої суспензії заданої в'язкості, отриманої з тонни сировини. Показники якості різних сортів глинистої сировини наведені в табл. 6.4.

Т а б л и ц я 6.4

Показники якості різних сортів глинистої сировини

Показник	Сорт			
	I	II	III	IV
Густина розчину, г/см ³	1,06	1,08	1,10	>1,11
Вихід розчину, м ³ /т	10	8	6	<6
Вміст піску, %, не більше	7	7	7	8

Примітка. Сировина для одержання палигорскітового солестійкого порошку повинна задовольняти вимоги I сорту.

Варто вказати, що за технічними умовами обмежується якість глинистої сировини «знизу» і для приготування бурових розчинів з глинопорошку можна використовувати саме некондиційну глину. Звичайно, це є істотною, а в ряді випадків і нездоланою перешкодою створення малоглинистих бурових розчинів.

Основним показником якості (сортності) глинопорошку є вихід розчину (табл. 6.5).

Т а б л и ц я 6.5

Основні показники якості глинопорошку

Показники	Сорт				
	Вищий	I	II	III	IV
Густина розчину, г/см ³	1,04	1,05	1,07	1,10	>1,10
Вихід розчину, м ³ /т	15	12	9	6	<6
Вміст піску, %, не більше	6	6	7	7	8

Примітки:

1. У всіх випадках вологість повинна становити 6 – 8 %; залишок на ситі із сіткою № 05 – 0%, із сіткою № 0075 – 10% і не більше.
2. Вищий і частково I сорт одержують шляхом модифікування глини карбонатом натрію (для одержання натрієвих глин) і метасом або М-14.

Слід зазначити, що модифікований глинопорошок є компаундом. Тільки в процесі приготування суспензії реалізується взаємодія реагенту з глиною.

Технічні вимоги до солестійкого палигорскітового глинопорошку регламентуються. Основним показником якості палигорскітового порошку є його здатність утворювати в насиченому розчині солі стійку суспензію, яку характеризують величиною відстою.

Вологість, %, не більше	25
Тонина млива – залишок на ситі із сіткою № 020, %, не більше	10
Відстій 7%-ної суспензії, що містить 25% солі (на рідку фазу), за 2 години, %, не більше	2
Вміст піску через хвилину відстою, %, не більше	1

Якість порошкоутворюючих бентонітових глин, що поставляються фірмами США, регламентується стандартом 13 А Американського нафтового інституту (АНІ). Нижче наведено вимоги до бентоніту (вайомінгського), величина «вихід розчину» розглядається стандартом АНІ як непрямий показник.

Показання віскозиметра Фенн при 600 хв^{-1} (1022 с^{-1}),	30
Поділка шкали	(0,015 Па·с)
Граничний динамічний опір зсуву, Па	1,47
Водовіддача, см^3	14
Залишок на ситі № 200 ($74,36 \times 74,36 \text{ мкм}$), %	2,5
Вміст вологи після відправлення з місця приготування, %	12

Зіставлення реологічних показників суспензії та її концентрації ($0,053 \text{ г/см}^3$), приготованої за стандартом АНІ, з подібними величинами, характерними для найбільш перспективних малоглинистих бурових розчинів, виявило, що вони близькі, тобто основа бурового розчину – глиниста суспензія вайомінгського бентоніту по суті сама є досить високоякісним буровим розчином. Це обумовлює як зростання техніко-економічних показників буріння, так і економію хімічних реагентів, які варто було б використовувати для коректування властивостей суспензії, приготованої з низькоякісного глинопорошку. Якість атапульгіту також ураховується стандартом АНІ.

Показання віскозиметра Фенн при 600 хв^{-1} (1022 с^{-1}),	30
Поділка шкали	(0,015 Па·с)
Вологість, %	20

Поставка глинопорошку буровим підприємствам здійснюється в багатошарових паперових мішках, у контейнерах і цементовозами. Глинопорошок повинен зберігатися в місткостях спеціалізованих складів (МС-900; СП-200; СБ-140) або в закритих приміщеннях, де мішки укладають штабелями.

Карбонатність глин установлюють за скипанням проби (приблизно 1 г глини) від додавання декількох крапель 10%-ного розчину НСІ (густиною $1,05 \text{ г/см}^3$).

Гіпсоносність глини визначають за вмістом SO_4^{2-} в солянокислій витяжці. Для цього 1 – 2 г глини обробляють п'ятикратною кількістю 0,2%-ного розчину НСІ, витяжку відфільтровують, потім до фільтрату додають декілька крапель 10%-ного розчину BaCl_2 . Якщо є гіпс, то випадає білий осад BaSO_4 .

Засоленість глини перевіряють пробою на Cl^- і SO_4^{2-} .

Проба на Cl^- : наливають у пробірку 5 мл водної витяжки, що готується додаванням декількох мл води до 1 – 2 г глини, підкислюють її азотною

кислотою (дві–три краплі), додають декілька крапель розчину азотнокислого срібла й перемішують. За величиною осаду AgCl установлюють приблизно вміст Cl^- .

Проба на SO_4^{2-} : декілька мл водної витяжки підкислюють 2 – 3 краплями HCl і потім додають декілька крапель 10%-ного розчину BaCl_2 . Якщо випадає білий осад, виходить, SO_4^{2-} є в глині. За величиною осаду приблизно встановлюють вміст SO_4^{2-} .

Незалежно від вмісту іонів Cl^- і SO_4^{2-} у глині, перед визначенням обмінного комплексу глини необхідно встановити кількість водорозчинних у ній солей.

Вологість глинопорошку можна визначити двома шляхами.

1. Наважку глинопорошку ($10 \pm 0,01$) помістити в сушильну шафу в скляному бюксі, висушити пробу при температурі 105°C , поки різниця між двома послідовними зважуваннями стане менше $0,01$ г. Перше зважування проводити через 2 год, повторні – кожні 30 хв. Перед зважуванням проби необхідне охолодження в ексікаторі з безводним хлористим кальцієм або концентрованою сірчаною кислотою.

Вміст вологи в % обчислюється з точністю до $0,1\%$ за формулою

$$V_{\text{л}} = \frac{P - P_1}{P} 100, \quad (6.1)$$

де P – маса вологого зразка; P_1 – маса висушеного зразка.

2. Для прискореного визначення вологості 10 г глинопорошку поміщають у порцелянову чашку так, щоб товщина шару не перевищувала 2 мм, і нагрівають інфрачервоною лампою, яка знаходиться на відстані 15 см від поверхні порошку. Перше зважування проводять через 2 хв і потім повторюють підсушування до одержання постійної маси.

Визначення тонкості млива. У порцелянову склянку наливають 100 мл води, при розмішуванні мішалкою в неї засипають $10 \pm 0,01$ г (розраховуючи на абсолютно сухий) глинопорошку і перемішують 5 хв. Отриману суспензію виливають на сито № 05 , установлене над ситом № 0075 , і промивають протягом хвилини струменем води, після чого сито № 05 знімають і продовжують промивання ситом № 0075 ще впродовж 3 хв.

Залишки з обох сит змивають у порцелянові чашки, сушать під інфрачервоною лампою, зважують і розраховують у % до початкового зважування.

Необхідну кількість глинопорошку для приготування певного об'єму розчину слід визначати з урахуванням вологості глинопорошку, приймаючи густину абсолютно сухого порошку – $2,7$ г/см³, густину води – 1 г/см³.

Тоді кількість глинопорошку, Q ,

$$Q = \frac{270(\rho_p - 1)}{(2,7 - \rho_p)(100 - V_{\text{л}})}, \quad (6.2)$$

де ρ_p – щільність приготованого розчину; $B_{л}$ – вологість глинопорошку.

Наприклад, потрібно приготувати глинистий розчин густиною $1,20 \text{ г/см}^3$ з глинопорошку з вологістю 10%. Підставляючи відомі величини в наведену формулу, отримаємо:

$$Q = \frac{270(1,2 - 1)}{(2,7 - 1,2)(100 - 10)}, \quad (6.3)$$

тобто на 1 м^3 води потрібно взяти $0,4 \text{ т}$ глинопорошку.

6.3. ОСНОВНІ ВИДИ ОБВАЖНЮВАЧІВ

При бурінні свердловин часто доводиться розкривати горизонти високого пластового тиску, у цьому випадку $p_{скв} < p_{пл}$, тобто гідростатичний тиск, створений масою стовпа глинистого розчину, менше тиску пласта. У такому випадку при проходженні нестійких пластів відбуваються обвали стінок свердловин, при проходженні водних, нафтових або газових горизонтів – переливи й фонтанування води, нафти та газу, що неприпустимо через можливі аварії та ускладнення. З цією метою густину глинистого розчину треба штучно підвищувати до $p_{скв} > p_{пл}$.

Обважнюючим матеріалом для промивальних розчинів служать порошки різних природних і збагачених руд, а також відходи хімічної та металургійної промисловостей. Звичайно густина вітчизняних обважнювачів коливається від $3,2$ до $5,2 \text{ г/см}^3$. При цьому обважнювачі повинні мати мінімальну структуротвірну здатність і абразивність, певну тонкість помелу і не чинити коагульованого впливу на розчин.

Для високоякісного обважнювача характерні мінімальна засоленість і активність поверхні, максимальна густина та оптимальна тонкість помелу.

У промисловості використовують такі обважнювачі: гематит, магнетит, барит, агломерований концентрат бурозалізнякової руди [3, 15, 16, 41].

Баритові обважнювачі в основному флотаційні.

Гематит – окис заліза Fe_2O_3 , знаходиться в природі у вигляді залізної руди (залізна слюдка, червоний залізняк та ін.), що містить до 70% заліза та різних домішок. У чистому вигляді оксид заліза для обважнення не застосовується. Колір цього обважнювача – червоний. Густина $4,5 - 4,7 \text{ г/см}^3$.

Найбільші родовища гематиту на території України знаходяться у Кривому Розі звідки у цей час для нафтової промисловості надходить в основному гематитова руда.

Магнетит – залізна руда, що містить закис і оксид заліза $\text{Fe} \cdot \text{Fe}_2\text{O}_3$ у кількості близько 31% FeO і 69% Fe_2O_3 . Вміст заліза досягає 72%. У чистому вигляді закис – окис заліза для обважнення не застосовують. У зв'язку з тим, що ця руда забруднена більш легкими домішками, обважнювач отримують з неї шляхом збагачення.

Обважнювач (магнетит) – порошок темно-сірого, майже чорного кольору, густиною від 3,8 до 4,2 г/см³, має магнітні властивості. Найбільші родовища його знаходяться у Кривому Розі.

Абразивні властивості магнетиту більш високі, ніж гематиту. Для нафтової промисловості надходить магнетитовий концентрат, одержуваний при збагаченні залізистих кварцитів.

Агломерований концентрат бурозалізнякової руди Керченського родовища одержують шляхом спікання або агломерації із застосуванням як флюсувої добавки вапняку.

Після помелу та відмивання водорозчинних солей цей обважнювач повинен містити відповідно до тимчасових технічних умов (1961) заліза не менше 45%. Густина його повинна бути не нижче 4,0 г/см³, вологість – 12%.

Загальний вміст водорозчинних солей – 0,35%, у тому числі солей Са – 0,05%. Тонкість помелу на ситі 4900 отв/см² – 10 – 12%.

Барит – мінерал, що містить сірчаноокислий барій (BaSO₄). Залежно від домішок колір природного бариту змінюється від білого до жовтуватого та червонуватого. Густина бариту коливається в межах 3,6 – 4,5 г/см³.

Родовища бариту знаходяться у Закавказзі, Середній Азії та в інших районах. У цей час для буріння поставляються в основному флотаційні барити з Казахстану, які є побічним продуктом при видобутку поліметалів.

Застосування баритів економічно вигідно, незважаючи на незначну густина, тому що вони менш дефіцитні й абразивні.

Застосовувані обважнювачі можна поділити на три групи залежно від їхньої густини.

1. *До першої групи* належать матеріали з малою густиною – 2,6 – 2,9 г/см³. Це малоколоїдальні глини, мергелі, крейда, вапняк та ін. Обважнювачі цього типу мають низьку обважнюючу здатність і можуть забезпечити обважнення тільки до 1,7 г/см³. У зв'язку з цим вони витрачаються звичайно в більшому обсязі, що призводить до підвищення вмісту твердої фази в бурових розчинах і знижує ефективність буріння. Тому ці обважнювачі доцільно використовувати лише для невеликого обважнення бурових розчинів або за відсутності більш ефективних обважнювачів.

2. *До другої групи* обважнювачів відносять матеріали з густиною 3,8 – 4,5 г/см³. Це – залізисті обважнювачі та барит.

Залізистий обважнювач має ряд недоліків, що погіршують буровий розчин і знижують техніко-економічні показники буріння. Це, насамперед, стосується високої абразивності обважнювача, що негативно впливає на зносостійкість тертьових частин устаткування та інструмента, різко збільшує час на ремонт гідравлічної частини насоса й вертлюга та скорочує проходку на долото. Крім того, у залізистому обважнювачі є велика кількість водорозчинних солей, що погіршують якість бурового розчину та сприяють виникненню ускладнень у свердловині.

Частіше застосовують баритовий обважнювач. Барит (або важкий шпат) у чистому вигляді являє собою безводний сульфат барію. Як баритовий обважнювач застосовують флотаційні концентрати поліметалевого

виробництва. Їх одержують у результаті комплексної переробки руд після видобутку свинцю та цинку.

Якість флотаційних обважнювачів нижче, ніж природного бариту або одержуваного з чисто баритових руд гравітаційним збагаченням. Це пояснюється тим, що у флотаційному бариті втримуються флотореагенти, які погіршують змочування бариту в буровому розчині, а також спінюють розчин, знижуючи його густину. На якість бариту впливають також добавки у вигляді водорозчинних солей і порожньої породи.

Флотаційний баритовий обважнювач на бурові підприємства поставляється у вологому згрудкованому і сухому порошкоподібному вигляді.

Ці обважнювачі відрізняються в основному вмістом води (у вологому стані – до 14%, у порошкоподібному – до 2%) і товарним виглядом. Сортність бариту визначається його густиною та хімічним складом.

3. Третя група – обважнювачі густиною понад 6000 кг/м³. У цю групу входять свинцеві обважнювачі: галеніт густиною 7400 – 7600 кг/м³, свинцевий сурик, який рекомендується застосовувати для одержання розчинів густиною понад 2300 кг/м³. За допомогою галеніту можна збільшувати густину розчинів до 3800 кг/м³.

Норми для баритових обважнювачів наведені в табл. 6.6.

Т а б л и ц я 6.6

Норми баритових обважнювачів

Показник	Сорт глини			
	Вищий	I	II	III
<i>Для вологих обважнювачів</i>				
Густина, г/см ³ , не менше	4,25	4,20	4,10	4,0
Вміст сірчаноокислого барію, %, не менше	90	Не нормується		
Вміст води, %, не більше:				
у підсушеному стані	5,0	5,0	5,0	5,0
у непідсушеному стані	14,0	14,0	14,0	14,0
Вміст водорозчинних солей, %, не більше,	0,30	0,35	0,40	0,45
у тому числі кальцію	0,05	0,05	0,05	0,05
Залишок на ситі № 009К за ДСТ 3584-73, %, не більше	4,0	6,0	6,0	8,0
Вміст фракції – 5 мк, %, не більше	8,0	10,0	15,0	20,0
<i>Для порошкоподібних обважнювачів</i>				
Густина, г/см ³ , не менше	4,25	4,20	4,10	4,0
Вміст сірчаноокислого барію, %, не менше	92	87	83	Не нормується
Вміст води, %, не більше	2,0	2,0	2,0	2,0
Вміст водорозчинних солей, %, не більше,	0,30	0,30	0,35	0,35
у тому числі кальцію	0,05	0,05	0,05	0,05
Залишок на ситі № 009К за ДСТ 3584-73, %, не більше	4,0	4,0	4,0	4,0
Вміст фракції – 5 мк, %, не більше	8,0	10,0	15,0	20,0

При виборі необхідного обважнювача для різних бурових розчинів варто пам'ятати, що чим більшою має бути густина розчину, тим більш високої якості повинен бути обважнювач. Так, для обважнення бурового розчину до $2,0 \text{ г/см}^3$ і вище треба використовувати обважнювач першого сорту.

Якість поставленого обважнювача може бути перевірена на місці споживання й у випадку одержання незадовільних результатів до заводу-виготівника можуть бути висунуті претензії.

Визначення якості баритового обважнювача

Вміст вологи визначають наведеним далі способом. У попередньо таровану порцелянову чашку кладуть бариту 500 г і поміщають у сушильну шафу. При температурі $105 - 110 \text{ }^\circ\text{C}$ наважку висушують до постійної маси. Висушену пробу зберігають для визначення густини.

Вміст вологи, %, обчислюється за такою формулою:

$$X_1 = \frac{(c - c_1 100)}{c}, \quad (6.4)$$

де c – наважка бариту, г; c_1 – маса бариту після сушіння, г.

Густину обважнювача можна визначати за допомогою пікнометра. Для цього необхідні така апаратура й реактиви: аналітичні ваги, пікнометр мисткыстю 100 мл , освітлювальний гас за ДСТ 4753- 68.

Проведення аналізу. Наважку бариту 10 г , висушену до постійної маси та зважену з точністю до $0,01 \text{ г}$, за допомогою лійки переносять у чистий сухий пікнометр, попередньо зважений, заливають гасом у такій кількості, щоб пікнометр був заповнений не більш ніж наполовину. Потім пікнометр струшують до повного змочування наважки та видалення бульбашок повітря, доливають гас до мітки, охолоджують до температури $20 \text{ }^\circ\text{C}$ та зважують. Пікнометр вивільняють, миють, сушать, зважують разом із сухим і заповненим до мітки гасом.

Густина бариту, г/см^3 , визначається так:

$$\rho = \frac{10(P_1 - P_0)}{(P_1 - P_2 + 10)100}, \quad (6.5)$$

де P_1 – маса сухої колби з гасом, г; P_0 – маса сухої колби, г; P_2 – маса сухої колби з наважкою і гасом, г.

Для визначення вмісту сірчаноокислого барію застосовують такі реактиви та розчини: 10%-ний розчин соляної кислоти; 10%-ний розчин сірчаної кислоти; 1%-ний водний розчин вуглекислого безводного натрію; 0,1%-ний розчин азотнокислого срібла; 10%-ний розчин хлористого барію; дистильовану воду.

Проведення аналізу. Наважку бариту $0,3 \text{ г}$, зважену з точністю до $0,0002 \text{ г}$, поміщають у склянку місткыстю 300 мл ; у неї доливають 50 мл соляної кислоти і суміш кип'ятять протягом 30 хв .

Усе, що міститься в склянці, фільтрується через беззольний фільтр. Осад промивають гарячою водою до припинення реакції на іон хлору в промивальних водах (проба з азотнокислим сріблом). Осад разом з фільтром переносять у платиновий тигель, сушать, а потім прожарюють. Прожарений

осад ретельно перемішують платиновим дротом або шпателем з 8-кратною кількістю вуглекислого натрію та сплавляють спочатку на слабкому вогні, а потім – на сильному полум'ї пальника або в розпеченій муфельній печі до повного припинення виділення бульбашок газу.

Після закінчення сплавлення тигель знімають, швидко охолоджують шляхом занурення його в холодну воду. Охололий тигель разом з осадом переносять у склянку місткістю 300 мл, у яку попередньо налито 100 мл води. Склянку ставлять на гарячу водяну баню, і сплав вилуговують при помішуванні склянню паличкою доти, доки він не перетвориться в порошок.

Тигель миють гарячою водою. Осад відфільтровують, промивають 1%-ним вуглекислим натрієм, потім гарячою водою до припинення реакції на іон SO_4 (проба з хлористим барієм). Фільтр разом з осадом переносять у склянку місткістю 300 мл, обережно додають розчин соляної кислоти й нагрівають до розчинення осаду. Нерозчинені частинки BaSO_4 відфільтровують, промивають гарячою водою до зникнення реакції на іон SO_4 , фільтрат і промивальні води сливають у склянку.

До зібраного в склянку фільтрату додають 10 мл 10%-ного розчину сірчаної кислоти, нагрівають і кип'ятять упродовж 5 хв. Потім склянку з усім цим ставлять на гарячу водяну баню на 4 год, після чого осад сірчаноокислого барію відфільтровують через щільний беззольний фільтр (синя стрічка). Осад на фільтрі промивають гарячою водою до припинення реакції на іон SO_4 (проба із хлористим барієм). Фільтр з осадом переносять у зважений тигель, підсушують, озолують і прожарюють до постійної маси.

Вміст сірчаноокислого барію, %, обчислюється за такою формулою:

$$X_2 = \frac{a_1 100 \cdot 100}{a(100 - X_1)}, \quad (6.6)$$

де a_1 – маса прожареного осаду, г; a – наважка бариту, г; X_1 – вміст вологи, %.

Визначення водорозчинних солей. Наважку бариту масою 10 г зважують з точністю до 0,002 г, поміщають у склянку (або конічну колбу) місткістю 500 мл, доливають 300 мл води, ретельно перемішують, нагрівають і кип'ятять протягом 10 хв.

Після охолодження суміш переносять у мірну колбу місткістю 500 мл, доливають воду до мітки, збовтують і фільтрують через лійку Бюхнера за допомогою вакуумного або водоструминного насоса в колбу Бунзена.

У лійку попередньо укладають п'ять – шість кружків фільтрувального паперу. Барит переносять на фільтр для того, щоб створити щільну кірку, яка затримує дрібні частинки проби. Якщо фільтрат мутний, його необхідно знову профільтрувати (іноді кілька разів) до одержання прозорого. У попередньо зважену порцелянову чашку піпеткою переносять 100 мл розчину й випарюють на водяній бані до сухого стану. Залишок сушать при температурі 105 – 110 °С до постійної маси.

Вміст водорозчинних солей, %, розраховують так:

$$X_3 = \frac{a}{\delta} \cdot 500, \quad (6.7)$$

де a – маса сухого залишку; δ – маса обважнювача.

Розрахунок кількості обважнювача для різних бурових розчинів. Необхідну кількість сухого обважнювача, кг/м³, треба обчислювати за формулою

$$P = \frac{1000\rho_3(\rho_2 - \rho_1)}{(\rho_3 - \rho_2)}, \quad (6.8)$$

де ρ_1, ρ_2, ρ_3 – густина відповідно вихідного бурового розчину, необхідна та обважнювача, г/см³.

6.4. НАПОВНЮВАЧІ

Наповнювачі застосовують для попередження або ліквідації поглинань промивальних рідин. Якщо наповнювачі хімічно взаємодіють з промивальними рідинами, то їх називають *інертними*. Однак інертні наповнювачі підвищують в'язкість розчинів за рахунок збільшення твердої фази, знижують густина, тому що вони легкі, а деякі з них зменшують водовіддачу, всмоктуючи воду з розчину. Додатки наповнювачів у розчин обмежуються прокачувальною здатністю бурових насосів.

Як інертні наповнювачі використовують волокнисті, пластинчасті (пластівчасті) й гранульовані (зернисті) відходи промисловості та відходи місцевого виробництва.

Шкіра «горох» – відходи шкіряного виробництва. Являє собою шматочки шкіри розміром менше 8 мм. При добавках 0,5 – 5 кг на 1 м³ розчину через кілька годин різко підвищується їх в'язкість, знижується густина і водовіддача.

Кордне волокно – відходи хімічної промисловості; складається з бавовняних кручених ниток довжиною 10 – 20 мм з подрібненими гумовими частинками розміром менше 7 мм; добавки 0,5 – 5 кг на 1 м³ розчину.

Дрібне гумове кришиво – відходи заводів гумовотехнічних виробів, кришива розміром менше 5 мм, добавки 0,5 – 5 кг на 1 м³.

Целофанова стружка та поліетиленове кришиво – відходи хімічного виробництва, розміри частинок 0,25 – 12 мм, добавки 0,2 – 2%.

Слюда-лусочка – продукт слюдяних фабрик, розміри пластинчастих частинок менше 10 мм, добавки 2 – 5%.

Керамзит – штучний пористий наповнювач округлої форми, розміри частинок менше 5 мм, добавки 0,5 – 5%.

Крім того, використовують інші відходи промисловості: азбестове волокно (добавки 0,2 – 1%), текстильні волокна, подрібнені пластмаси. Як інертні наповнювачі застосовують відходи сільськогосподарського виробництва: соняшникову лузгу, рисову лушпайку та лушпайку бавовняних насіннь, шкарлупу горіхів, бавовняні очеси. Широко використовують тирсу, подрібнені листя дерев та ін.

Останнім часом почали застосовувати *пластмасові мікробалони*, заповнені азотом. Вони служать одночасно наповнювачами й полегшеною твердою фазою, що впливає на реологічні властивості розчину.

Залежно від виду матеріалів добавки їх коливаються в широких межах: менше додають пластинчастих матеріалів (0,1 – 1,5%), більше – волокнистих

(до 8%), ще більше – мінеральних наповнювачів (до 10%). Розміри наповнювачів змінюються від 1 – 5 мм для гранульованих і до 3 – 9 мм для волокнистих речовин.

6.5. ХІМІЧНІ РЕАГЕНТИ

Хімічна обробка промивальних рідин є основним засобом зведення їхніх властивостей до конкретних геолого-технічних умов. Вважається доцільним застосування більш дорогих реагентів, якщо бажаний ефект досягається нечастим їх додаванням у невеликих обсягах, безпечних в екологічному відношенні.

Промивальні рідини обробляють *різними хімічними реагентами* з метою:

1) підвищення якості розчину, приготованого з місцевих грудкових низькосортних глин та інших матеріалів;

2) відновлення деяких властивостей, утрачених ними внаслідок впливу шламу соленосних порід, ангідритів і гіпсів, мінералізованих вод, температури та інших факторів, а також для попередження їхнього впливу;

3) додавання особливих властивостей для запобігання ускладнень у свердловинах (поглинання, здимання, опадання, обвали та ін.);

4) додавання спеціальних властивостей – морозовитривалості, мастильних, емульгованих, антивібраційних, антикорозійних та ін.

У зв'язку з цим розрізняють первинну обробку промивальної рідини, коли її готують перед початком буріння, і вторинну – для підтримки або зміни властивостей промивальної рідини в процесі буріння.

Останнім часом у результаті вдосконалення технології приготування промивальних рідин і розширення їхнього асортименту з'явився ряд класифікацій, які, як правило, ґрунтуються *на призначенні промивальної рідини або на виді її хімічної обробки*. Кожна з таких класифікацій, маючи деякі переваги, що дозволяють систематизувати промивальні рідини або реагенти, має й недоліки, які варто враховувати при ознайомленні з ними.

Залежно від характеру впливу на промивальну рідину хімічні реагенти можуть називатися *стабілізаторами, пептизаторами, коагуляторами, структуроутворювачами, піноутворювачами, піногасниками* та ін. Однак багато реагентів мають не однозначну, а комбіновану дію, тобто впливають на кілька параметрів розчину, і часто один параметр поліпшують, а інший при цьому погіршується. Наприклад, КМЦ знижує водовіддачу й підвищує одночасно в'язкість у певних умовах. Крім того, важливу роль відіграє концентрація речовини в розчині. Так, кальцинована сода при концентрації її в глинистому розчині 1 – 2% діє як пептизатор, а зі збільшенням концентрації – стає коагулятором.

Усе це утруднює створення уніфікованої класифікації хімічних реагентів.

Хімічні реагенти класифікують за різними ознаками (розчинністю, солестійкістю, термостійкістю та ін.).

За хімічним складом реагенти об'єднані в три основні групи:

1) неорганічні низько- і високомолекулярні сполуки;

- 2) органічні високомолекулярні сполуки;
- 3) органічні низькомолекулярні сполуки.

У першу групу входять *низькомолекулярні реагенти – електроліти*: пептизатори (кальцинована сода Na_2CO_3 , каустична сода NaOH); коагулятори (рідке скло $\text{Na}_2\text{O} \cdot n\text{SiO}_2$), кухонна сіль NaCl , хлорид кальцію CaCl_2 , вапно негашене CaO й гашене Ca(OH)_2 , цемент); термостабілізатори (хромати Na_2CrO_4 і K_2CrO_4 , біхромати $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$ і $\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$) та ін. До високомолекулярних сполук першої групи належать поліфосфати (триполіфосфат, гексаметафосфат, тетраполіфосфат натрію).

Друга група реагентів містить у собі *високомолекулярні сполуки органічної природи*, які застосовуються як знижувачі водовіддачі (при лінійній структурі сполук) і в'язкості (при глобулярній структурі).

У свою чергу *група знижувачів водовіддачі* поділяється на гумати (ВЛР, ТЛР, ПУЛР); крохмальні реагенти; водорозчинні ефіри целюлози (КМЦ, ММЦ); лігносульфонати (КССБ); акрилові полімери (гіпан, поліакриламід – ПАА).

Реагенти – знижувачі в'язкості поділяються на лігносульфонати (ССБ, КССБ, ФХЛС), лігніни (нітролігнін, суніл, ігетан), поліфеноли (таніни, ПФЛХ).

У третю групу реагентів входять *низькомолекулярні органічні сполуки*. Сюди відносять поверхнево-активні речовини, які за хімічним складом поділяються на неіоногенні та іоногенні (аніон- і катіонактивні).

Серед неіоногенних ПАР найбільше застосовують ОП-4, ОП-7, ОП-10, УФЕ-8, ОФ-30. До аніонактивних ПАР належать сульфонат, сульфонол НП-1, азоляти А і Б, “Прогрес”, “Новость”, НЧК, детергенти ДС, ДС-РАС та ін. Менш поширені катіонактивні ПАР. Серед них найбільшого застосування набули катапін А, карбозолін О та ін.

Самостійні добавки різних ПАР в промивальні рідини, а також у сполученні з іншими речовинами забезпечують змащувальну дію та стійкість емульсії, аерацію або дегазацію, гасіння піни, підвищення термостійкості розчинів, зниження твердості розбурюваних порід та ін. Поверхнево-активні речовини прийнято відносити до речовин спеціального призначення.

У групу речовин спеціального призначення входять змащувальні добавки (СГ, СМ, СМАД-1) та емульсоли (ЭЛ-4, ЭН-4, ОСГ, Ленол-10), піногасники (РС і ПЭС, соапсток, ПМС, сивушне масло), інгібітори корозії (катапін, двозаміщений фосфат амонію) та ін.

Ученим С.Ю. Жуховицьким для глинистих розчинів була розроблена така класифікація реагентів:

- стабілізатори;
- регулятори складу обмінного комплексу глини;
- регулятори лужності розчину;
- структуроутворювачі;
- емульгатори;
- піногасники.

У свою чергу *реагенти-стабілізатори* можна розподілити на дві групи:

- знижувачі водовіддачі;
- розріджувачі (знижувачі) в'язкості.

Класифікація хімічних реагентів, яка також ґрунтується на їхньому призначенні, складена провідними науковцями [2].

Вони запропонували хімічні реагенти поділити на такі класи.

1. **Лужні добавки** для регулювання рН.

2. **Розріджувачі-диспергатори:**

а) неорганічні комплекси фосфатів – застосовуються в прісноводних бурових розчинах, ефективні при малих концентраціях і рН = 8...9,5;

б) органічні розріджувачі-диспергатори: гуматні (ВЛР), похідні лігніну (нітролігнін);

в) лігносульфонати та їхні похідні (лігносульфонати кальцію, ферохромлігносульфонат, хромлігносульфонат), конденсована сульфїтно-спиртова барда (КССБ-1, КССБ-2);

г) природні синтетичні таніни-екстракти таніновмісних дерев (квебрахо), поліфеноли лісохімічні (ПФЛХ), синтани.

Межі термостійкості цих реагентів наведені в табл. 6.7, а солестійкості – у табл. 6.8.

У зарубіжній практиці на основі лігнінів використовуються такі реагенти (їхній аналог – ВЛР): 1) карбонокс; 2) СС-16; 3) лігносін; 4) емульсайт; 5) імкосін; 6) суперліг; 7) токотін; 8) лігніт (буре вугілля).

Багатофункціональним термостійким реагентом, особливо до впливу кухонної солі та солей кальцію, є кемтрол – порошкоподібна суміш гуматів, оброблених полімером.

3. **Структуроутворювачі** – дозволяють підвищувати структурно-реологічні властивості бурових розчинів. Звичайно вони є також ефективними знижувачами водовіддачі, що в ряді випадків дозволяє віднести їх до іншого класу добавок. Для підвищення в'язкості застосовуються неорганічні (глини) і органічні колоїди, наприклад КМЦ.

Т а б л и ц я 6.7

Межі термостійкості реагентів

Реагенти	Температурна межа стійкості, °С				
	100	130	160	190	220
Розріджувачі	Фосфати	Природні танінові продукти	Окиснені лігніни, ССБ	Гумати*, КССБ	Гумати* у сполученні з хроматами, ФХЛС, окзіл, ОССБ
Знижувачі водовіддачі	–	Крохмаль, ефіри целюлози зі ступенем полімеризації 300	Ефіри целюлози зі ступенем полімеризації 500 і вище	Ефіри целюлози зі ступенем полімеризації 500 з антиокиснювачами ФЕС, ОГР, СНГР	Продукти на основі поліакрилатів

* Ці реагенти-розріджувачі можуть бути знижувачами водовіддачі.

Межі солестійкості реагентів

Реагенти	Вміст хлористого натрію, %			
	< 3	3 – 10	> 10	10 + 0,2% іонів Ca, Mg
Розріджувачі	Фосфати, природні таніни, нітролігнін, хлорлігнін, гумати*	Сінтани, суніл*	Лігносульфонати	Лігносульфонати*
Знижувачі водовіддачі	—		Крохмаль, похідні целюлози (КМЦ, СЕЦ та ін.), поліакрилати (гіпан, метас, М-14, К-4)	Сульфо- і окситпохідні целюлози, сульфовані поліакрилати

* Ці реагенти також можуть бути знижувачами водовіддачі.

4. **Знижувачі водовіддачі.** Основа малопроникної кірки на стінках свердловини у водних розчинах формується за допомогою бентоніту. Для зниження водовіддачі в складних умовах, а також за необхідності збереження реологічних характеристик використовуються органічні захисні колоїди. Адсорбуючись на частинках твердої фази (в основному глинистих) або утворюючи з нею сполучену структуру, ці реагенти сприяють зменшенню проникності фільтраційної кірки. Слід зазначити, що різкої межі між знижувачами водовіддачі та розріджувачами немає. Зі зростанням активності реагенту як розріджувача (зменшення відносної молекулярної маси, підвищення адсорбційної здатності) його здатність знижувати фільтрацію стає меншою. Це підтверджується, наприклад, дослідженнями впливу на структурно-механічні та фільтраційні властивості глинистих суспензій різних фракцій ВЛР, що відрізняються величиною відносної молекулярної маси. Термічна деструкція високомолекулярних сполук (наприклад, крохмалю) зменшує їхню здатність регулювати водовіддачу, але обумовлює прояв їхніх властивостей як розріджувачів.

Як знижувачі водовіддачі використовуються наведені й описані далі групи сполук.

Реагенти, на основі полісахаридів. До них належать:

а) крохмаль (МК-1), його зарубіжними аналогами є старч, міколстарч, імпермекс, май-ло-джел, баско-50 та ін.; на цій же основі створений стійкий до впливу бактерій реагент дек-стрид; він стійкий до температури 150°C, знижує водовіддачу розчинів, що мають солоність від низької до середньої, незначно впливає на реологічні властивості;

б) ефіри целюлози (карбоксиметилцелюлоза, оксиетилцелюлоза та ін.), їхні аналоги – СМС, селекс та ін.

Акрилові полімери – гідролізований поліакрилонітрил (гіпан, К-4); поліакриламід (РС-2); сополімери метакрил-аміди та метакрилової кислоти (М-14). Ці реагенти термостійкі до температури 200 °С, але чутливі до забруднення розчину іонами кальцію. Типовим зарубіжним зразком є сипан.

Лігносульфонати – конденсована сульфат-спиртова барда (КССБ-1, КССБ-2, КССБ-4).

Гуматні реагенти – ВЛР.

5. Флокулянти. Істотний вплив вмісту твердої фази на механічну швидкість проходки вимагає не тільки вдосконалення очисних пристроїв, але й створення добавок, що виконують роль хімічного контролю твердої фази. Ці добавки сприяють флокуляції з подальшим виділенням в осад частинок твердої фази. Розробка флокулянтів дозволила створити якісно нові системи – недиспергуючі бурові розчини з малим вмістом твердої фази. До цих реагентів відносять:

- ▶ нормальні коагулянти – кухонна сіль, вапно, тетрафосфат натрію та ін.;
- ▶ спеціальні реагенти-флокулянти – полімери подвійної дії, флокулянти селективної дії.

Ці полімери утворюють захисну плівку навколо великих частинок, перешкоджаючи їхньому дробленню, а більш маленькі частинки ними флокулюються. Дія флокуляторів виявляється незначно. Подібний ефект можна одержати, використовуючи, наприклад, метас і М-14. Однак з такою метою ці реагенти майже не застосовуються.

У США широко використовують флокулянти. До них належать: барофлок, дрилфлок, кліратрон-7, флоксит, сепаран, шейл-трол та ін. Флокулянти селективної дії флокулюють певну (звичайно колоїдну) фракцію. У зарубіжній практиці для цієї мети використовують МФ-1, бенекс (сополімер вінілацетату та ангідриду maleїнової кислоти), селект-флок та ін.

Пройшов випробування вітчизняний флокулянт – поліакрилат гуанідин (ПАГ), розроблений ВНДІнафти та МХТІ ім. Д.І. Менделєєва. Використання ПАГ (0,002% об'єму розчину в перерахунку на суху речовину) забезпечує зниження твердої фази в буровому розчині, виключає необхідність додавання води для розрідження, підвищує (на 30%) механічну швидкість буріння. Додавання реагенту здійснюється протягом циклу циркуляції у вигляді 1%-ного розчину безпосередньо в жолобну систему після ситоконвеєра. При більшій концентрації цей реагент є флокулянтом загальної дії.

6. Інгібітори для сланців і глинистих порід. Ці реагенти запобігають гідратації та дезінтеграції глинистих порід, попереджаючи їхнє розмокання, спучування й перехід до складу твердої фази бурового розчину. За характером дії вони схожі на реагенти попередньої групи. За їх допомогою останнім часом стали спрямовано регулювати осмотичну активність бурових розчинів, що дозволяє зменшувати їхню густину (і концентрацію твердої фази). Найбільшого застосування одержали емульсійні розчини з регульованою активністю водної фази. Як інгібітори використовують звичайні коагулянти – кухонну сіль, вапно, гіпс, бішофіт, карналіт, силікат натрію.

У зарубіжній практиці використовують також лігносульфонати кальцію, хлористий кальцій, а також спеціальні добавки: калтрол, Т-8, чільсоніт. Останнім часом усе частіше стали застосовувати реагенти, що забезпечують наявність іонів калію в бурових розчинах (К-ліг).

7. Реагенти для видалення кальцію. Бурові розчини уберігають від забруднення ангідритом, гіпсом та іншими солями кальцію, зменшують твердість дисперсійного середовища. Для цієї мети використовують кальциновану соду, бікарбонат натрію, поліфосфати та каустичну соду.

Цю групу можна розширити, додавши реагенти для зв'язування інших компонентів бурового розчину. Так, у США для видалення розчинних сульфідів з водних систем рекомендується мілгард – основний карбонат цинку, що є ефективним металевим некорозійним сульфідним розкислювачем. Його доцільно використовувати при проявах сірководню.

8. Емульгатори. Їх використовують для одержання емульсійних розчинів (прямих і зворотних). Вони сприяють одержанню стійких емульсій. До реагентів цього типу відносять лігносульфонати, гумати, а також неіоногенні та іоногенні ПАР. У вітчизняній практиці як емульгатори використовують емультал, створений на основі талового масла, термостійкий реагент ОП-10 (неіоногенна ПАР), укрामін і сульфонол (іоногенна ПАР).

В інших країнах застосовують актафао-Е, карботек, інвертін, ожомал, карбомікс, карбомал. На основі талового масла в США виготовляють такі реагенти: секомал, сульфоване талове масло, а також поліоксиетиловані ефіри талового масла, наприклад, його сорбований ефір, що містить до 13 епоксидних груп: трималко, атлосол. Останній рекомендується для розчинів з малим вмістом твердої фази.

Термостійкими емульгаторами є поліоксиетиловані реагенти, наприклад ДМЕ, що являють собою ноніл або октилфенол, конденсований з 30 молями оксиду етилену. Емульгатором може також служити глина.

9. Термостабілізуючі добавки. До них відносять реагенти, що запобігають загущенню бурових розчинів при високих температурах, – хромати та біхромати натрію або калію, а також антиоксиданти – речовини, уповільнюючі термоокиснювальну деструкцію реагентів загального призначення. Антиоксидантами є ароматичні аміни, алкілфеноли (феноли естонських сланців), аміноспирти (етаноламін), окиснені гумати та інші речовини.

10. Піногасники. Для запобігання спінювання розчинів при добавках ССБ, окзила та інших реагентів використовують: сивушне масло; соапсток; кальцієвий милонафт; поліметилсилоксанові рідини (ПМС); синтетичні жирні спирти; окиснений петролатум; стеарат алюмінію; гумову або поліетиленову крихту в дизельному паливі (РС і ПЕС).

Торговельні назви піногасників США: DTM, дифоум, магко, магконол.

11. Мастильні добавки. Ці добавки застосовують для запобігання захоплення бурового інструмента, зменшення крутного моменту та збільшення потужності, переданої на долото. Крім традиційних матеріалів (нафти й графіту) у водних системах як мастильні добавки використовують окиснений петролатум (СМАД-1) і гудрони від переробки рослинних масел (СГ-1).

У зарубіжній практиці застосовують сульфовані продукти: бітлуб, мадойл, маглолуб, дрилллуб, мадлуб, лабрифілм, мілплейт. Протиспрацьовувальною мастильною добавкою служить група продуктів на основі алкілфенолів, у які додано 16 – 30% сірки. Реагент малфрі – суміш конденсованої та полімеризованої високомолекулярної жирної кислоти, приготованої у вигляді рідкого концентрату в аліфатичному розчиннику, – призначений для звільнення захоплених труб. Для встановлення ванн рекомендується карбофрі – нафторозчинний конденсований азот, що містить органічний полімер з органофільним водним силікатом магнію. Реагент у суміші з дизельним паливом у прісній або морській воді утворює стійку емульсію. Система має структуру, що дозволяє її обважнювати до 2,16 г/см³.

В емульсійних, нафтових та інвертних емульсійних бурових розчинах як мастильні добавки використовують: сульфований діізобутилен, що містить до 40 % сірки, і сульфовані бітуми.

12. Бактерициди та антисептики. Вони запобігають ферментативному розкладенню реагентів. Як такі реагенти використовуються параформальдегід, каустична сода та вапно.

У зарубіжній практиці, крім того, застосовують спеціальні добавки: адомал; олдасайд; бактрон КМ-7; корексит 7671, доуел та ін.

13. Поверхнево-активні речовини. Вони знижують поверхневий натяг на межах розподілу: вода – нафта, вода – тверде тіло, вода – повітря. Їх використовують для підвищення ефективності розкриття продуктивних пластів. Залежно від властивостей поверхонь розподілу ці ПАР можуть також виявляти властивості емульгаторів, деемульгаторів, флокулянтів, дефлокулянтів і піногасників. Використовують сульфонол, сульфонатрієві солі сланцевих смол, ОП-10.0.

За рубежом такі ПАР виготовляють під торговельними назвами: детергент Д-Д, софрак М, мадекс, ДМС, дрилфак, превоцел W-ON-100, дитолан та ін.

14. Спінювачі. Ці реагенти утворюють піну в присутності води. Їх застосовують при розбурюванні водоносних горизонтів з очищенням вибою повітрям (газом). Як спінювачі використовують жирні кислоти (пальмітинову, стеаринову), їхні лужні солі, сульфонол та інші ПАР.

У США для цих цілей застосовують: ейрфоум; адофоум; джелейр; маглофоум; суперліч; толфоум та ін.

15. Інгібітори корозії. Вони запобігають або уповільнюють корозію металевого обладнання. Як інгібітори корозії використовують: вапно; каустичну соду; солі амінокислот; карбонат цинку; хромат натрію.

Торговельні назви подібних реагентів США: амітек, акватек, кортрон-р-2207, маглоінгібітор, сальфінокс. Для запобігання окалиноутворенню на обладнанні у водних бурових розчинах рекомендується використовувати низькомолекулярний акриловий полімер скей-бен. Охороняючи бурове обладнання від відкладень сульфатів і карбонатів, він попереджує корозію, що звичайно починається під цими відкладеннями. Для видалення розчиненого у воді кисню може бути застосований ноксиджен – каталізований сульфат натрію.

16. **Реагенти для видалення сірководню.** У цілому негативний вплив сірководню зменшується з підвищенням рН бурового розчину (при додаванні, наприклад, каустичної соди). Для зв'язування сірководню використовують карбонат цинку та залізисті обважнювачі.

17. **Закупорювальні матеріали.** Велику самостійну групу допоміжних матеріалів, застосовуваних при промиванні свердловин, становлять засоби для попередження, ліквідації або зменшення поглинань. У США для цього випускається не менше 70 різних продуктів. Це в основному волокнисті, пластинчасті, порошкоподібні, гранульовані та набухлі матеріали.

Найпоширенішими є бавовняна лузга та шматки целофану. Використовують також слюду, азбест, волокно, горіхову шкарлупу, обрізки шкіри. Однак вони дозволяють тампонувати пори розміром не більше 1,25 – 2,5 мм. Нині застосовують тампони, які являють собою паперові мішки у вигляді трубок довжиною близько 1500 мм та діаметром 140 мм, заповнені вапняковим борошном (бриджбегс) або бентонітом (квівайс клоч).

На рис. 6.7 наведено класифікацію хімічних реагентів за складом і призначенням (за Л.М. Івачовим), у якій усі речовини поділені на *неорганічні* – реагенти-електроліти та *органічні* – реагенти-стабілізатори.

Реагенти-електроліти

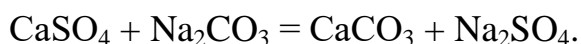
У природі найбільшого поширення набули кальцієві або кальцієво-натрієві глини. Приготовані з них розчини мають меншу кількість високодисперсних частинок порівняно з розчинами з натрієвих глин. В'язкість таких розчинів сильно зростає при обробці їх, наприклад, реагентом ВЛР. Глини, що містять змішані катіони, дуже чутливі до присутності солей, навіть у невеликих кількостях, порівняно з глинами такого ж мінерального складу, які містять тільки однакові катіони.

Двовалентні катіони найчастіше знаходяться у пластових водах і розбурюваних породах і, надходячи в глинистий розчин, також погіршують його якість. Джерелом іонів кальцію може служити цемент, увнаслідок чого глинистий розчин нерідко псується при розбурюванні цементного каменю в свердловині (після створення в ній цементного моста або встановлення цементної склянки).

Багато хімічних реагентів-стабілізаторів (ВЛР, КМЦ, гіпан і т.д.) утворюють з іонами кальцію нерозчинні солі, які не тільки не володіють стабілізуючою дією, але й загущують глинисті розчини. Усе це викликає необхідність застосування реагентів, що зв'язують двовалентні катіони. Як такі реагенти використовують неорганічні сполуки, дія аніона яких оснований на утворенні з катіонами кальцію або магнію слабодисоціюючих сполук, що практично не погіршує глинисті розчини. У свою чергу аніон солі кальцію, з'єднуючись з катіоном зазначеної неорганічної сполуки, утворює нову сіль, погіршуюча дія якої на глинисті частинки більш слабка. У результаті впливу реагентів, що зв'язують двовалентні катіони, зменшується в'язкість глинистого розчину та знижується водовіддача. Це пояснюється не тільки поліпшувачим

впливом утворюваного обмінного натрієвого комплексу глини, але й відновленням властивостей реагенту-стабілізатора.

Кальцинована сода Na_2CO_3 – натрієва сіль вугільної кислоти – білий дрібнокристалічний порошок густиною 2500 кг/м^3 , що має невелику розчинність у воді (близько 16% при 15°C). Застосовується вона звичайно у вигляді водного розчину концентрації 10 – 15%. Унаслідок того, що реагент складається із солі сильної основи та слабкої кислоти, водний розчин його має лужну реакцію. Взаємодія із солями кальцію або магнію відбувається за таким рівнянням:



У результаті реакції замість іонів кальцію в глинистому розчині утворюється нерозчинний вуглекислий кальцій, практично нешкідливий для розчину. Однак замість іонів кальцію з'являються в розчині іони натрію, оскільки утворюваний при цьому сірчаноокислий натрій дисоціює. Відомо, що коагулююча здатність катіонів визначається їхньою валентністю й при заміні двовалентного іона одновалентним вона зменшується в кілька десятків разів. Аналогічним способом відновлюються реагенти-стабілізатори. Гумати кальцію, нерозчинні у воді, за допомогою кальцинованої соди перетворюються в гумати натрію – ВЛР і вуглекислий кальцій. В інших випадках кальциновану соду використовують для перетворення кальцієвої глини в натрієву.

Особливістю розглянутих реакцій є те, що сам реагент, зв'язуючи іони кальцію, є речовиною, що коагулює глинисті частинки, коли перебуває у великому надлишку, або інтенсивно пептизує їх, коли цей надлишок невеликий. В обох випадках надлишок кальцинованої соди в глинистому розчині шкідливий. При відносно невеликому надлишку збільшується в'язкість розчину, а при більш значному – навіть і водовіддача.

Поставляється в багатошарових паперових мішках масою до 60 кг. При роботі з порошком кальцинованої соди необхідно використовувати захисні окуляри та респіратори. При роботі з водними розчинами треба дотримуватися засобів безпеки, передбачених для роботи з лугами, оберігати порошок від впливу вологи.

Кальцинована сода – один з найбільш поширених реагентів у розвідувальному бурінні.

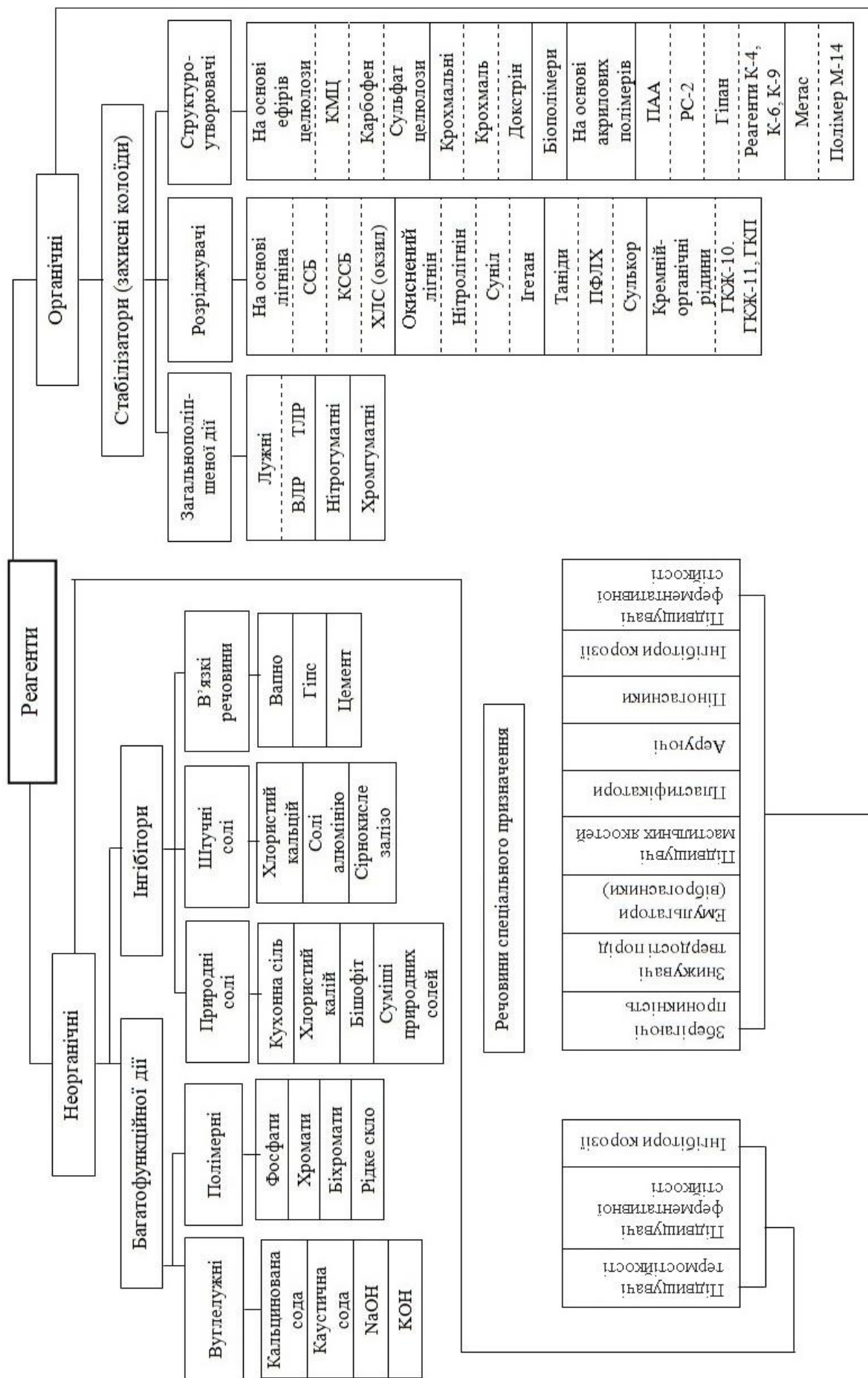


Рис. 6.7. Класифікація реагентів

Каустична сода NaOH являє собою у твердому вигляді білувату масу густиною 2130 кг/м^3 , що легко розчиняється у воді з виділенням великої кількості тепла. У водному розчині – це важка, густа синюватого або жовтуватого кольору рідина. Поставляється в герметично закритих залізних барабанах або металевих бочках місткістю 100 – 200 кг. При зберіганні у відкритій тарі поглинає з повітря вуглекислий газ і перетворюється в кальциновану соду. Працювати з NaOH необхідно тільки в гумових рукавицях, фартуху, очі закривати спеціальними окулярами, тому що вона викликає сильні опіки, а при попаданні в очі – сліпоту.

На глинисті розчини NaOH діє аналогічно кальцинованій соді, але більш активно. Невеликі добавки (до 0,1%) викликають збільшення диспергування глинистих частинок, зниження в'язкості та водовіддачі глинистого розчину. Однак нерозчинних сполук з кальцієм і магнієм цей реагент не утворює. Підвищення концентрації NaOH до 0,5 – 0,8% викликає коагуляцію глинистого розчину з підвищенням в'язкості, водовіддачі та СНЗ.

Як самостійний реагент каустик застосовується рідко. В основному він використовується для регулювання лужності (підвищення рН) розчинів, як складова частина інших реагентів (ВЛР, ТЛР крохмального реагенту, нітролігніну та ін.) і деяких швидкоотжувачів сумішей (ШТ), як обмежник розчинності вапна у вапняних розчинах.

Гідроксид калію KOH являє собою білу кристалічну масу густиною 2040 кг/м^3 , добре розчинну у воді; за своєю дією, використанням та зберіганням аналогічна каустіку; застосовують для регулювання рН інгібуючих калієвих розчинів, а також для приготування деяких реагентів (ВЛР, акрилових полімерів та ін.).

Рідке скло (силікат натрію або калію). У бурінні застосовують силікат натрію $\text{Na}_2\text{O} \cdot n\text{SiO}_2$, водний розчин якого являє собою в'язку рідину від ясно-жовтого до жовто-коричневого і сірого кольору. Реагент поставляють у металевих бочках у вигляді водного розчину густиною $1360 - 1800 \text{ кг/м}^3$. Зберігати рідке скло необхідно в закритій тарі, тому що воно поглинає з повітря вуглекислий газ і псується. Характеризується модулем $n = \text{Si}_2\text{O}_2/\text{Na}_2\text{O}$. Для хімічної обробки глинистих розчинів застосовують рідке скло з $n = 2,4 \dots 3$. Має лужну реакцію ($\text{pH} = 11 \dots 12$).

Рідке скло – сильний структуроутворювач, тому використовується при ліквідації поглинань у розвідувальному бурінні, підвищує в'язкість і статичне напруження зсуву (СНЗ) глинистих розчинів, але при цьому знижує водовіддачу. Масова частка його становить 0,1 – 1 % (від об'єму промивальної рідини). Крім того, рідке скло є складовою частиною деяких швидко твердіючих сумішей (ШТС) для закупорювання каналів витoku розчину (тріщин, каверн).

Рідке скло в основному використовується для приготування спеціальних силікатних (безглинистих) розчинів, застосовуваних для попередження набрякання та гідратації схильних до обвалів глинистих порід (глин, глинистих сланців). Концентрація при цьому становить 4 – 5%, іноді до 10%. Добавка 2 – 5% рідкого скла до розчину, стабілізованого КМЦ, підвищує його

термостійкість до 180 – 190 °С. При роботі з рідким склом необхідно дотримуватися таких самих засобів безпеки, як і з іншими лугами.

У групу реагентів-електролітів входять також неорганічні речовини, так звані інгібітори (від лат. *inhibro* – утримую, зупиняю). Інгібітори – це коагулятори розчинів, підвищують їхню в'язкість і СНЗ, але збільшують і водовіддачу. Застосовують їх, як правило, після обробки розчинів захисними реагентами-стабілізаторами. Інгібітори попереджають гідратацію та диспергування глин і сланців, запобігаючи тим самим осипи та обвали стінок свердловин. До них належать природні (NaCl, KCl, бішофіт, карналіт та ін.) й штучні (CaCl₂, солі алюмінію, сірчаноокисле залізо) солі та в'язкі речовини (вапно, гіпс, цемент).

Хлорид натрію NaCl. Поварену сіль застосовують звичайно як технічну (сірий або ясно-сірий кольори). Її використовують для підвищення СНЗ глинистого розчину, попередньо обробленого захисними колоїдами. Масова частка добавки солі становить 0,5 – 1% (від об'єму розчину). Насичені розчини NaCl застосовують при бурінні по пластах кам'яної солі та набухлих глин, а також порід у зонах багаторічної мерзлоти порід.

Хлорид кальцію CaCl₂ являє собою білу кристалічну речовину, добре розчинну у воді; дуже гігроскопічний; поставляється в рідкому (концентрація 29%) або сухому вигляді в герметичній тарі.

Хлорид кальцію застосовують для приготування кальцієвих глинистих розчинів, а також як прискорювач для зменшення часу тужавлення тампонованих сумішей. Додають його в кількості 1 – 5% від маси цементу.

При високих концентраціях CaCl₂ підвищуються водовіддача, в'язкість, втрачається стабільність. При додаванні CaCl₂ у глинистий розчин, оброблений їдким натром, знижується його лужність.

Хлорид кальцію несумісний з кальцинованою содою та акриловими полімерами. Безпечний у роботі, як і хлорид натрію.

Гашене вапно Ca(OH)₂ – широко розповсюджений будівельний матеріал. Одержують його з оксиду кальцію (негашеного вапна CaO) шляхом випалу вапняку CaCO₃ з наступним гасінням водою.

Вапно використовується як структуроутворювач і джерело іонів кальцію, у глинистий розчин додається у вигляді вапняного молока (співвідношення вапна до води 1:3). Вапно застосовується для підвищення в'язкості та СНЗ, щоб запобігти поглинанням промивальної рідини, але при цьому сильно збільшується водовіддача та товщина глинистої кірки. Оптимальна масова частка складає 3 – 5% від об'єму промивальної рідини.

Вапно застосовують для одержання кальцієвих розчинів. Непогані результати одержують при обробці вапном глинистих розчинів, що втратили сприйнятливості до хімічних реагентів, які додаються для зниження в'язкості та статичного напруження зсуву.

Спільна обробка вапном і рідким склом неприпустима. При роботі із сухим вапном необхідно використовувати захисні окуляри, респіратори та дотримуватись інших заходів безпеки, передбачених при роботі з лугами.

Гіпс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ – це біла порошкоподібна речовина, що видобувається з природних покладів, густиною 2320 кг/м^3 , важкорозчинна у воді. Але за наявності солі NaCl її розчинність зростає в 2,5 – 3 рази. При замішуванні з невеликою кількістю води швидко твердіє. Гіпс застосовують для підвищення в'язкості та СНЗ розчинів. Для приготування інгібованих гіпсових розчинів його вводять разом з реагентами-знижувачами фільтрації та розріджувачами (ФХЛС). Концентрація гіпсу в розчині становить до 2%.

Безводний гіпс (алебастр) є компонентом багатьох швидко твердіючих сумішей.

При роботі з порошками гіпсу варто використовувати захисні окуляри та респіратори.

Цемент – загальновідомий будівельний матеріал. Він уводиться в глинистий розчин для підвищення в'язкості та СНЗ, тобто діє аналогічно вапну, але при більших концентраціях. Крім того, цемент використовують для приготування гелцементних сумішей і ШТС, щоб запобігти поглинанням промивальної рідини.

У групу електrolітів входять також неорганічні реагенти полімерного характеру: фосфати та поліфосфати.

Фосфати – це фосфорнокислі солі натрію: тринатрійфосфат Na_3PO_4 і пірофосфат $\text{Na}_4\text{P}_2\text{O}_7$, які являють собою білі кристалічні порошки, добре розчинні у воді. Їх застосовують як засіб, зв'язуючий іони кальцію (в основному Na_3PO_4). На глинистий розчин фосфати діють подібно кальцинованій соді.

Поліфосфати – конденсовані фосфати: гексаметафосфат натрію $(\text{NaPO}_3)_6$, триполіфосфат натрію $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$, тетраполіфосфат натрію $\text{Na}_6\text{P}_4\text{O}_{13}$; являють собою склоподібні шматочки неправильної форми, що повільно розчиняються у воді.

Поліфосфати застосовують як знижувачі в'язкості та СНЗ, а також як стабілізатори, що перешкоджають коагуляції. Поліфосфати зв'язують іони кальцію, але без утворення осаду нерозчинної солі на відміну від фосфатів, що утворюють нерозчинні солі. Їх додають у вигляді водних розчинів концентрації 5 – 10% при $\text{pH} = 9$.

Фосфатна обробка неприйнятна в умовах кальцієвої агресії, а також в інгібованих вапняних, хлоркальцієвих і гіпсових розчинах. Вони не термостійкі та при температурах 80 – 100 °С утрачають активність як розріджувачі.

При роботі з фосфатами необхідно користуватися захисними окулярами, респіраторами та спецодягом.

Реагенти-стабілізатори

Ці реагенти являють собою високомолекулярні органічні речовини, високогідрофільні, дуже добре розчинні у воді. Механізм дії полягає в адсорбції на поверхні глинистих частинок і гідрофілізації останніх. Вплив реагентів на глинисті розчини двоякий. Ці реагенти можуть знижувати водовіддачу глинистих розчинів, загущуючи або розріджуючи їх. В інших випадках реагенти

ефективно зменшують в'язкість глинистих розчинів і величину статичного напруження зсуву, водовіддача при цьому майже не знижується.

Залежно від того, як впливають ці реагенти на глинисті розчини, їх можна поділити умовно на дві групи. Реагенти першої групи використовують як знижувачі водовіддачі, другої – знижувачі в'язкості (розріджувачі). Здатність реагентів знижувати водовіддачу багато в чому залежить від їх відносної молекулярної маси: чим вона вище (до деякої межі), тим ефективніше буде ця здатність. Здатність розріджувати глинисті розчини властива реагентам з меншою відотною молекулярною масою. Другим фактором, що визначає приналежність реагенту до цих груп, є структура його молекули. Якщо вона має вигляд довгих ланцюжків, що переплітаються, то реагент є знижувачем водовіддачі, але в'язкість при цьому він підвищує. Під впливом солей ці ланцюжки змінюють форму – вони скручуються й займають менший об'єм, що відповідає якби-то зменшенню відносної молекулярної маси. Здатність знижувати водовіддачу при цьому слабшає, а розріджувальна здатність підвищується.

Існують хімічні реагенти-стабілізатори, що мають здатність і знижувати водовіддачу, і розріджувати розчин. Ця особливість пояснюється існуванням у цьому реагенті молекул з високою та низькою відотною молекулярною масою. У ряді випадків така особливість є дуже цінною.

Вуглелужний реагент (ВЛР) за хімічним складом являє собою натрієві солі гумінових кислот. Вихідним матеріалом для його приготування служить буре вугілля. Це продукт розпаду деревини під впливом високих тисків і температур, який відбувається в земній корі протягом геологічних епох. У цьому процесі одна з двох складових частин деревини – лігнін (друга частина – це целюлоза, що швидко розпадається) – поступово виділяє воду й окиснюється, перетворюючись на гумінову кислоту. Частина з них розчинна у воді, велика частина – у лугах, деякі взагалі не розчинні, у процесі ВЛР вони залишаються у вигляді шламу. Гумінові кислоти являють собою ланцюжки, побудовані з ароматичних (бензольних) кілець з бічними відгалуженнями. Частина атомів водню в кільцях і відгалуженнях заміщена гідроксильними (ОН) – фенольними та карбоксильними (COOH) – кислотними групами. Вони й надають цій речовині кислотні властивості. Водень з карбоксильних і фенольних груп легко заміщується натрієм при нейтралізації їдким натром.

Вміст гумінових кислот у бурому вугіллі становить приблизно 30% і більше. Під цією кількістю розуміють ту частину кислот, яка розчинна в їдкому натрі. Гумінові кислоти, що входять до складу ВЛР, мають різні відносні молекулярні маси. Найбільш високомолекулярні являють собою макромолекули настільки великі, що вони сумірні з колоїдними частинками. Інші, більш малої відносної молекулярної маси, визначають здатність ВЛР розріджувати глинисті розчини. Таким чином, ВЛР поєднує в собі здатність і розріджувати глинисті розчини, і знижувати їхню водовіддачу. Ця здатність разом з доступністю бурого вугілля та його дешевиною зробили ВЛР одним з найбільш поширених хімічних реагентів.

Зовні ВЛР являє собою дуже темну рідину без запаху, що за виглядом нагадує нафту. Він містить від 10 до 13% вихідної речовини та приблизно 1 – 3% їдкого натру (обидві концентрації в перерахуванні на сухі речовини). Відповідно до цього прийнятий такий спосіб запису складу реагенту: спочатку пишуть скорочене найменування реагенту, потім процентний вміст сухих компонентів у готовому реагенті (за масою до об'єму реагенту) бурого вугілля та їдкого натру, наприклад, ВЛР-12-3.

В'язкість реагенту з підвищенням вмісту бурого вугілля швидко зростає й при досягненні 16 – 18% реагент утрачає рухливість. Це й визначає верхню межу вмісту бурого вугілля. Дуже велике розведення реагенту не вигідне – разом з ним у глинистий розчин буде надходити багато води, тому прийнятий вміст бурого вугілля в реагенті становить 10 – 15%.

Здатність ВЛР знижувати водовіддачу та розріджувати глинисті розчини залежить від складу реагенту, у першу чергу, від співвідношення між вмістом бурого вугілля та луку, його витрати, природи застосовуваної глини та характеру мінералізації розчину, що підлягає обробці. За наявності хлористого натрію стійкість гуматів підвищується зі зростанням вмісту луку. Тому, якщо в прісних глинистих розчинах вона дорівнює 1 – 2%, то за наявності солі досягає 3 – 4%. При надходженні в глинистий розчин солей кальцію або магнію катіон натрію, перебуваючий у реагенті, заміщається. Утворюється відповідна сіль натрію, а гумати кальцію або магнію майже нерозчинні у воді. Внаслідок цього ВЛР втрачає ефективність. Реакція утворення цих гуматів зворотна; при додаванні до них речовин, здатних утворювати з катіонами кальцію й магнію менш розчинні сполуки, ніж гумати, властивості ВЛР можуть відновлюватися. Такі сполуки використовують реагенти, які зв'язують іони кальцію, що дозволяє застосовувати ВЛР за наявності у воді, на якій готують глину, або в пластовій воді з невеликою кількістю солей кальцію та магнію.

Коагуляція гуматів натрію, викликана хлористим натрієм, обмежує можливість використання ВЛР як знижувача водовіддачі. При концентрації хлористого натрію, що приблизно перевищує 3%, водовіддача практично не знижується. Розріджувальна здатність ВЛР пропадає при концентрації хлористого натрію більше 1,0 – 1,5%.

ВЛР є непоганим знижувачем водовіддачі та розріджувачем глинистих розчинів з натрієвих глин. В'язкість розчинів з кальцієвих глин при додаванні ВЛР навіть збільшується, хоча водовіддача зменшується, але трохи слабкіше, ніж у розчинах натрієвих глин.

Результати впливу ВЛР на глинисті розчини залежать і від витрати реагенту. Водовіддача та в'язкість прісних розчинів з натрієвих глин зменшується до невеликих значень при додаванні 5 – 10% ВЛР (за об'ємом). Для зниження водовіддачі розчинів з кальцієвих глин (до 2 – 5 см³) потрібно 25 – 30% ВЛР, а іноді й більше. При обробці глинистих розчинів з натрієвих глин уже перші порції ВЛР (2 – 4%) викликають сильне розрідження та зменшення водовіддачі. Наступні порції впливають слабкіше. Тому для забезпечення достатнього зниження водовіддачі потрібна велика витрата реагенту. Наприклад, для зниження водовіддачі розчину з натрієвої глини до 2

см³ іноді потрібно в 3 – 4 рази більше ВЛР, ніж для зниження до 5 см³. Часто при обробці розчину натрієвих глин за допомогою ВЛР настає таке сильне його розрідження з повною втратою структурних властивостей, що наступне додавання реагенту втрачає сенс, хоча необхідна величина водовіддачі ще не досягнута. У цих випадках треба мати вихідний глинистий розчин, що містить глину в надлишковій кількості. Слабке розрідження, а іноді й загущення при невеликому зниженні водовіддачі свідчить про те, що глина в розчині кальцієва. Перетворення її в натрієву за допомогою відповідних реагентів (наприклад, кальцинованої соди) різко підсилює розрідження та зниження водовіддачі.

ВЛР досить добрий емульгатор нафти та нафтопродуктів, що використовують у процесі приготування емульсійних розчинів.

Приготування ВЛР – це процес нейтралізації гумінових кислот їдким натром, у результаті чого утворюються солі – гумати натрію. Увесь процес проходить у дві стадії. Спочатку їдкий натрій дифундує всередину зерен бурого вугілля, утворюючи в міру проникнення гумати натрію. Потім утворені гумати дифундують із зерен у водне середовище. Процес прискорюється тим, що вже на першій стадії починається руйнування зерен, яке завершується на другій стадії. Незважаючи на це, процес приготування ВЛР досить повільний унаслідок уповільнення дифузії на другій стадії, що викликано високою в'язкістю розчинів утворених гуматів. Для прискорення реакції збільшують на першій стадії концентрацію реагуючих речовин. Швидкість нейтралізації при цьому зростає. Механічне перемішування прискорює руйнування зерен. Нагрівання до температури 90 – 95°C збільшує швидкість реакції нейтралізації та зменшує в'язкість розчинів гуматів.

Буре вугілля має значну вологість, тому витрати його необхідно підвищувати порівняно з витратами сухого вугілля. Необхідну кількість бурого вугілля визначають за такою формулою:

$$P = \frac{P_{\text{сух}}}{100 - n} - 100, \quad (6.9)$$

де $P_{\text{сух}}$ – необхідна кількість сухого вугілля відповідно до рецепта; n – вологість бурого вугілля, %.

Спосіб приготування ВЛР, не залежить від того, на якій воді його готують. У посудину з лабораторною мішалкою або у виробничий агрегат заливають половину води, необхідної за рецептом, додають усю кількість їдкого натру (каустичної води) і бурого вугілля. Якщо їдкий натр поставляється у вигляді водного розчину, його відразу заливають у мішалку, якщо він твердий, то розчиняють у зазначеній кількості води. Суміш перемішують і в міру загущення розбавляють водою. Через годину доливають залишену кількість води, перекачують або переливають у посудину (місткість) для зберігання. Через добу реагент готовий.

Більша частина ВЛР сьогодні поставляється на бурові у вигляді порошкоподібних гуматів натрію, приготованих у заводських умовах. Порошкоподібний реагент має ряд переваг. Процес приготування спрощується –

порошкоподібний ВЛР легко розчинний у воді. Стандартна технологія виробництва реагенту забезпечує необхідну його якість. Порошкоподібний реагент готують, змочуючи буре вугілля концентрованим розчином їдкового натру. Внаслідок розбухання зерен бурого вугілля та їхньої високої пористості вся волога поглинається, і реагент стає сухим. Порошок засипають у мішки та відправляють споживачам. Щоб уникнути samozаймання, вологість реагенту повинна становити приблизно 15 – 17%. При використанні його звичайно розчиняють у воді, щоб одержати 10 – 15%-ний розчин. Реагент можна використовувати вже через 3 – 4 години після його приготування. У випадку надлишку води в глинистому розчині допускається засипання порошку безпосередньо в циркулюючий глинистий розчин. Сухий ВЛР можна зберігати будь-який час, оберігаючи його від попадання води.

Торфолужний реагент (ТЛР). Основою його, як і ВЛР, є гумінові кислоти. Відмінна риса ТЛР – наявність у ньому волокон торфу, що звичайно викликає значне підвищення в'язкості глинистого розчину. У цей час ТЛР застосовують дуже рідко.

Оскільки ВЛР і ТЛР у ряді випадків готують безпосередньо на бурових, то необхідно знати методи їх контролю, які дозволяють уникнути застосування неякісного їх складу, а отже, псування глинистого розчину. Гумати натрію мають дуже темне фарбування, навіть при достатньому їхньому вмісті в реагенті тонка плівка його, отримана нанесенням краплі ВЛР на скло, виявляється практично непрозорою. Прозорість свідчить про поганий реагент. ВЛР повинен містити 4 – 5% гуматів, що відповідає його густині, яка дорівнює 1,04 – 1,05 г/м³. Нарешті, водовіддача реагенту повинна бути приблизно 2 – 3 мл. Усе це є ознаками придатності ВЛР. При лабораторній перевірці доцільно мати той самий зразок глини та за параметрами розчину, оброблюваного ВЛР, перевіряти якість останнього.

Крохмальні реагенти. Крохмаль – це природний продукт, що складається із суміші полісахаридів рослинного походження. Готується харчовою промисловістю у вигляді порошку білого або жовтуватого кольору. Крупність помелу крохмалю складає не більше 0,5 мм, вологість – не більше 8%.

Для обробки промивальних рідин використовують різні види крохмалю: картопляний, рисовий, кукурудзяний, пшеничний та ін. Застосовують його у вигляді лужного клейстеру, що складається з 5 – 10%-ного розчину крохмалю та 1 – 2%-ної каустичної соди.

Приготування. Глиномішалку заповнюють до половини водою та засипають туди розраховану кількість крохмалю при перемішуванні. Потім вводять поступово розраховану кількість NaOH у вигляді розчину. Після перемішування цієї суміші протягом 1,5 год у глиномішалку додають залишки води. Продовжуючи перемішувати, зливають готовий реагент у спеціальну ємність або відстійник.

Крохмальний реагент доцільно використовувати для зниження водовіддачі промивальної рідини при бурінні сильно засолених порід, у тому числі при хлоркальцієвій і хлормагнієвій агресії. Однак він не термостійкий, його не слід застосовувати при вибійних температурах до 120 – 130 °С. Цей

реагент викликає підвищення в'язкості та СНЗ особливо в соленасичених розчинах і найбільш ефективний при рН = 10. Оптимальна концентрація реагенту 0,5 – 3% (розраховуючи на сухий крохмаль), він добре сумісний з іншими реагентами (ССБ, КССБ, КМЦ, окзил, нітролігнін та ін.).

Істотний недолік крохмального розчину – його ферментативне розкладання, або загнивання. Загнивання супроводжується виділенням газоподібних речовин з неприємним запахом і різким погіршенням властивостей розчину, що спричиняє наступну заміну. Способи попередження загнивання такі:

- 1) збільшення рН до 11,5–12;
- 2) підтримування концентрації солей не нижче 20%;
- 3) добавки антисептиків (антиферментаторів) у розчин.

Останній спосіб найбільше застосовний. Як антиферментатори використовують формалін, хлорне вапно та фенол.

Якість крохмалю перевіряють шляхом обробки крохмальним реагентом (до 2% на суху речовину) бурового розчину, що містить до 20% NaCl. Виміряна водовіддача після цього не повинна перевищувати 10 см³ за 30 хв.

Поставляється крохмаль у паперових мішках вагою 20 – 25 кг.

Модифікований крохмаль МК-1 – продукт температурної обробки крохмалю алюмокалієвими квасцями. Він являє собою порошок білого або жовтуватого кольору; добре розчинний у холодній воді на відміну від звичайного крохмалю, що дозволяє вводити його в циркуляційну систему без попередньої клейстеризації; ефективно знижує водовіддачу при більш високій термостійкості (до 140 – 150 °С). В іншому МК-1 не відрізняється від звичайного крохмалю.

Оптимальні добавки МК-1 у розчин становлять від 0,3 до 3%.

Декстрин – продукт гідролізу крохмалю під дією кислот або високої температури (180 – 190 °С), являє собою порошок білого кольору, добре розчинний у холодній і гарячій воді.

Декстрин призначений для обробки високомінералізованих промивальних рідин і за ефективністю стабілізації перевищує картопляний крохмаль у 2 – 3 рази. Найбільш ефективна стабілізація при рН = 8...9.

Декстрин має велику ферментативну та термічну (до 150 °С) стійкість. Його оптимальна концентрація становить 2 – 4%.

Водорозчинні ефіри целюлози. *Карбоксиметилцелюлоза* (КМЦ) – це реагент, одержуваний при взаємодії лужної целюлози з монохлороцтовою кислотою (або натрієвою сіллю монохлороцтової кислоти).

КМЦ, що випускається промисловістю, прийнято маркувати таким чином: КМЦ-85/350, КМЦ-85/500 і т. д. Тут чисельник (85) – ступінь заміщення (СЗ), від якої залежить розчинність КМЦ, знаменник (350, 500) – ступінь полімеризації (СП), від якої залежить зниження водовіддачі. Ступінь заміщення показує, скільки атомів водню гідроксильних груп у 100 елементарних ланцюжках целюлози заміщено, ступінь полімеризації – скільки елементарних ланцюжків входить до складу макромолекули речовини. Чим більше СЗ (> 50),

тим ефективніше розчиняється КМЦ, чим більше СП (> 350), тим краще знижується водовіддача.

Оскільки значення СЗ практично постійне, то для цілей буріння КМЦ маркують за величиною СП: КМЦ-350, КМЦ-500, КМЦ-600, КМЦ-700. КМЦ поставляють у вигляді порошкоподібного або зернистого матеріалу білого, кремового, жовтуватого кольору в багатошарових паперових мішках на 20 – 25 кг.

КМЦ досить ефективний знижувач водовіддачі як прісних, так і високомінералізованих бурових розчинів. Його звичайно вводять у промивальну рідину у вигляді 10%-ного водного розчину. Додають КМЦ у розчин і в сухому вигляді.

На ефективність дії КМЦ суттєво впливає величина рН промивальних рідин. Найбільш ефективно КМЦ знижує водовіддачу при рН = 8...11. При рН > 11 активність КМЦ майже не змінюється, а при рН < 8 – починає знижуватися. Наприклад, для зниження водовіддачі сильномінералізованого розчину з рН=6,2 (слабокисле середовище) необхідно додати в 2 рази більше КМЦ-500, ніж для зниження водовіддачі такого ж розчину, але з рН = 9,3.

КМЦ знижує водовіддачу прісних і середньомінералізованих (до 10 % NaCl) розчинів. Первинні добавки становлять 1,5 – 2,5%, повторні – 0,8 – 1,2 %. При вмісті NaCl до 10% знижується в'язкість і СНЗ, а водовіддача знижується незначно.

КМЦ-350 ефективна при вибійних температурах до 125 – 130 °С.

КМЦ-500 ефективна для стабілізації соленасичених розчинів при температурі до 150 °С. Так, для підтримання водовіддачі промивальної рідини з вмістом NaCl до 15% або CaCl₂ до 0,5% у межах 3 – 7 см³ за 30 хв концентрація КМЦ-500 повинна становити 1,3 – 1,5%, а при вмісті NaCl до 30% або CaCl₂ до 1,5% – 2 – 2,5%.

КМЦ-600 застосовують для стабілізації високомінералізованих розчинів аж до їхнього насичення NaCl при вибійних температурах до 160 °С. Захисна дія КМЦ-600 на 30 – 40% вища порівняно з КМЦ-500. Оптимальні концентрації КМЦ-600 залежать від мінералізації й становлять 0,7 – 1,5% при первинній обробці та 0,3 – 0,6% – при наступних обробках.

КМЦ-700 використовують для зниження водовіддачі сильномінералізованих і малоглинистих (до 4 – 5 % бентонітового порошку) розчинів. Термостійкість реагенту досягає 180 °С. Витрати КМЦ-700 знижуються в 2 рази порівняно з КМЦ-500 і на 40 – 50% менші ніж витрат КМЦ-600 для однакового зниження водовіддачі.

КМЦ безпечна у використанні. Зберігати її необхідно під навісом або в закритому приміщенні, щоб туди не потрапляла вода.

Модифікована метилцелюлоза (ММЦ) – це простий метиловий ефір целюлози, одержуваний при обробці целюлози хлористим метилом і монохлорацетатом натрію; являє собою водорозчинну волокнисту масу білого кольору з будь-яким відтінком.

ММЦ застосовується для зниження водовіддачі прісних і мінералізованих розчинів (до 15% NaCl) при вибійних температурах до 50 °С і вводиться в промивальну рідину у вигляді 3%-ного водного розчину. Оптимальна

концентрація ММЦ становить 0,2 – 0,5% сухої речовини. Таким чином, витрати ММЦ у 2 – 3 рази нижчі порівняно з КМЦ в аналогічних умовах. ММЦ нетоксична, фізіологічно інертна. Її необхідно оберігати від впливу вологи.

Застосування КМЦ обмежується вибійними температурами до 160 – 180 °С. Для підвищення термостійкості в процесі синтезу у КМЦ уводять антиоксиданти. Таким чином були отримані реагенти:

карбофен – КМЦ з добавкою фенолів естонських сланців, при концентрації 2,5% термостійкість розчину підвищується до 200 – 210°С;

карбоніл – КМЦ з добавкою аніліну, при концентрації 2,5% і температурі до 220 °С зберігає стабільність сильномінералізованого розчину;

карбомінол – КМЦ з добавкою моноетаноламіну, при концентрації 2,5% має такий самий ефект, як і карбоніл.

Карбофен, карбоніл і карбомінол виготовляють у вигляді порошків ясно-жовтого і білого кольорів.

Лігносульфонати (знижувачі водовіддачі). *Конденсована сульфит-спиртова барда (КССБ)* – це продукт конденсації лігносульфонатів (ССБ) з формальдегідом і фенолом у кислому середовищі (рН = 2) з нейтралізацією лугом до рівня рН = 7...10.

КССБ виготовляють у рідкому (три модифікації) і порошкоподібному (чотири модифікації) вигляді. Модифікації КССБ визначаються вмістом фенолу: КССБ, КССБ-1, КССБ-2, КССБ-4 відповідають 0; 1; 2 і 4%.

Рідка КССБ являє собою чорну (темно-коричневу) рідину зі специфічним (кислим, неприємним) запахом густиною 1100 – 1140 кг/м³.

Усі модифікації КССБ призначені для зниження водовіддачі розчинів. Крім того, КССБ розріджує розчин, знижуючи в'язкість і СНЗ.

КССБ рекомендується використовувати для обробки прісних розчинів, КССБ-1 – прісних, висококальцієвих і мінералізованих (вміст NaCl до 10%) розчинів при температурі до 150 °С; КССБ-2 – мінералізованих (вміст NaCl 10 – 15%) і хлоркальцієвих розчинів; КССБ-4 – прісних і мінералізованих розчинів при вибійній температурі до 200 °С.

Оптимальні добавки рідкої КССБ у прісних розчинах становлять 3 – 10%, порошкоподібної – 1 – 5%. У мінералізованих розчинах добавки КССБ збільшуються приблизно в 1,5 рази.

КССБ сумісна з більшістю реагентів. Рідку КССБ поставляють у закритих цистернах, а суху – у багатошарових паперових мішках на 40 кг.

Акрилові полімери. *Гідролізований поліакрилонітрил (гіпан)* – продукт, одержуваний при гідролізі поліакрилонітрилу каустичною содою; являє собою в'язку жовтувато-коричневу рідину 8 – 10%-ної концентрації із запахом аміаку густиною 1100 – 1110 кг/м³ і з рН = 12...12,4.

Гіпан застосовують для зниження водовіддачі прісних і середньомінералізованих (до 10% NaCl) розчинів при вибійних температурах до 200 °С. Добавки гіпану для обробки прісних і слабомінералізованих розчинів становлять 0,2 – 0,5% (розраховуючи на суху речовину) від об'єму розчину при температурі до 100 °С, 1 – 2% – при 150 – 160 °С, 2 – 3% – при 180 – 200 °С.

Гіпан досить чутливий до полівалентних іонів, тому не допускається вміст іонів кальцію в оброблюваному розчині понад 0,1 %.

Оптимальний захисний ефект гіпан виявляє в розчинах із рН = 10...11. При високому вмісті глинистої фази в прісних розчинах гіпан сильно підвищує в'язкість.

Гіпан використовують як високоефективний знижувач водовіддачі при великій солоності та високій температурі, особливо в сполученні з іншими реагентами (ССБ, КМЦ, крохмалем).

Гіпан поставляють у залізних бочках і цистернах, гарантійний термін зберігання 3 місяці. При роботі з гіпаном слід дотримуватися застережних заходів, передбачених для лугів.

Реагент К-4 – аналог гіпану, одержуваний шляхом неповного гідролізу поліакрилонітрилу з каустичною содою. Виготовляється у вигляді 10%-ного водного розчину, а перед уживанням розбавляється до 5%-ної концентрації. Реагент К-4 має підвищену термо- і солестійкість. Його можна застосовувати при обробці прісних, вапняних і високомінералізованих розчинів. При цьому реагент швидко й різко знижує водовіддачу та СНЗ.

Реагент К-9 – аналог гіпану, одержуваний гідролізом поліакрилонітрилу при надлишку каустичної соди; являє собою розчин 10%-ної концентрації, в'язкої консистенції, добре розчинний у воді.

Реагент К-9 сумісний з іншими реагентами. Майже аналогічний за властивостями К-4, але вихідна сировина (промислові відходи волокон) – менш дефіцитна й значно дешевша. Його можна готувати у виробничих умовах на нескладній установці.

Метас – сополімер метакрилової кислоти та метакриламиду в співвідношенні 1:1. Являє собою порошок білого або жовтувато-коричневого кольору. Застосовується у вигляді 5 – 10%-ного водно-лужного розчину.

Добавка 0,2 – 1%-ного метасу ефективно знижує водовіддачу прісних розчинів, а 2 – 2,5% – насичених хлористим натрієм. У міру збільшення вмісту NaCl в оброблюваному розчині знижується в'язкість і СНЗ, а при концентрації солі більше 15% відбувається розрідження та зниження СНЗ до нуля. Метас має підвищену термостійкість (до 220 °С). Чутливий до полівалентних катіонів, як і всі акрилові полімери, тому не допускається вміст іонів кальцію понад 0,1%.

Поставляють метас у паперових мішках з поліетиленовою прокладкою, розрахованих на масу до 25 кг.

З інших сополімерів як реагенти застосовують такі:

М-14 – аналогічний метасу, але має більш високу термосолестійкість;

метасол – аналог метасу;

лакрис-20 – модифікація сополімеру М-14, ефективний знижувач водовіддачі прісних і насичених сіллю (NaCl) розчинів при вибійних температурах до 260 – 280°С.

Поліакриламід (ПАА) – акриловий полімер, що виготовляється в гранулах або гелеподібному вигляді. Гранули ПАА білого або блідо-коричневого кольору, важко розчинні у воді. Гранульований ПАА містить 50 – 60 % основної речовини. Гелеподібний ПАА являє собою желе від світло-жовтого до

блакитнувато-зеленого кольору з вмістом 6 – 8 % основної речовини, густиною 1160 – 1180 кг/м³, має нейтральну або слаболужну реакцію (рН = 7...8,5).

Поліакриламід використовують переважно як флокулянт, а також для зниження водовіддачі. У розчин цей реагент уводиться у вигляді водного 1 – 2%-ного розчину. Оптимальні концентрації ПАА становлять 0,2 – 0,3 % у перерахуванні на суху речовину.

У бурінні використовують в основному гідролізовані поліакриламідні реагенти.

Гідролізовані поліакриламідні реагенти – речовини, одержувані при гідролізі ПАА лугом за наявності триполіфосфату натрію (РС-2) або кальцинованої соди (РС-4).

Для приготування РС-2 у глиномішалку об'ємом 4 м³ завантажують 600 кг 8%-ного ПАА, по 60 кг каустичної соди та триполіфосфату натрію (інше вода) та перемішують до одержання однорідного продукту. Готовий РС-2 містить 1,5 – 2% ПАА. РС-2 застосовують для зниження водовіддачі прісних і слабомінералізованих розчинів з низьким вмістом глинистої фази та неглинистих природних суспензій.

РС-4 готують подібно РС-2, але замість триполіфосфату використовують кальциновану соду. РС-4 застосовують для зниження водовіддачі високомінералізованих розчинів і природних рідин на основі вибурених порід.

Оптимальні добавки РС-2 і РС-4 становлять 0,2 – 0,5% у перерахуванні на суху речовину, а для природних водних суспензій – 0,5 – 1%.

Лігносульфонати (розріджувачі). *Сульфітно-спіртова барда (ССБ)* – це відходи целюлозно-паперової промисловості, що містять солі лігносульфонової кислоти. ССБ являє собою рідину темно-коричневого (темно-бурого) кольору з характерним запахом, густиною 1200 – 1280 кг/м³, з рН = 3,5...6 і містить до 50% сухої речовини. ССБ поставляють також у порошкоподібному вигляді.

Основне призначення ССБ – зниження в'язкості та СНЗ розчинів з кальцієвих глин. Водовіддача при цьому трохи знижується. Розріджувальна здатність ССБ підвищується при збільшенні рН оброблюваного розчину від 7 до 11.

Оптимальні добавки ССБ складають 1 – 3 % сухої речовини для прісних розчинів з кальцієвих глин, 5 – 6 % – для середньомінералізованих і кальцієвих розчинів. Сульфітно-спіртова барда часто вводиться в розчин у вигляді водно-лужного реагенту ССБ (20 – 30 % ССБ, розраховуючи на суху речовину, та 3 – 5 % NaOH від об'єму реагенту). Концентрація ССБ у цьому випадку в глинистому розчині може досягати 20 – 30% від об'єму 50%-ної ССБ для зниження водовіддачі до 5 – 6 см³ за 30 хв.

Ефективно сумісне застосування ССБ і ВЛР.

Переваги ССБ – не належить до дефіцитних і мала вартість. Недоліки – труднощі при транспортуванні, зберіганні та застосуванні рідкої ССБ, особливо в холодну пору року, спінювання оброблених розчинів навіть при малих концентраціях ССБ (до 1% у перерахуванні на суху речовину).

Окиснений і заміщений лігносульфонат (окзил) – продукт взаємодії кальцієвої ССБ з біхроматом калію або натрію в кислому середовищі; являє

собою темно-коричневу рідину, густиною 1120 – 1150 кг/м³, з рН = 3,5...4,5, що містить 25 – 27% сухої речовини.

Основне призначення окзилу – зниження в'язкості та СНС розчинів, що загустіли, від дії вибурених глинистих частинок, електролітів і температури. Термостійкість прісних розчинів зростає до 200 °С, а мінералізованих, зокрема гіпсових, – до 170 °С. Добавки окзилу як розріджувача складають 0,2 – 0,5 % сухої речовини, а для зниження та водовіддачі – 1,5 – 2%.

Окзил добре сполучається з КССБ, КМЦ і гіпаном, підсилюючи їхню дію.

Окзил поставляється в цистернах. Використовуючи окзил, слід дотримуватися застережних заходів, передбачених для роботи з кислотами та хроматами.

Ферохромлігносульфонат (ФХЛС) – продукт обробки лігносульфонатів (ССБ) сірчанокислим залізом і біхроматом натрію; являє собою сипкий порошок, що не злежується, темно-коричневого кольору, повністю розчинний у воді; для 1%-ного водного розчину рН = 4...4,5.

ФХЛС застосовують для розрідження розчинів, що загустіли від глинистих частинок, різних солей і температури, а також для зниження водовіддачі прісних і середньомінералізованих (до 15% NaCl) розчинів. ФХЛС – ефективний при обробці вапняними, гіпсовими і забрудненими ангідритами, цементом, мінералізованими водами або сіллю розчинів при температурі до 170 – 198 °С.

ФХЛС уводиться в розчини у вигляді 30 – 40%-ної концентрації або сухого порошку. Оптимальні добавки ФХЛС становлять 2 – 3% сухої речовини.

Поставляється ФХЛС у паперових мішках, розрахованих на масу до 40 кг. При роботі з порошком необхідно використовувати захисні окуляри та респіратори, а з водними розчинами дотримуватися застережних заходів, передбачених для кислот і лугів.

Лігніни. *Нітролігнін* – продукт нітрування та окиснювання гідролізного лігніну азотною кислотою або меланжем; являє собою порошок світло-коричневого кольору з вологістю не більше 50%, розчинний у лугах.

Нітролігнін – ефективний знижувач в'язкості та СНС прісних і мінералізованих розчинів, що загустіли від надходження частинок глини.

Оптимальні добавки нітролігніну для прісних розчинів становлять 0,2 – 0,3 %, а для мінералізованих – 0,5 – 0,6 % сухої речовини. Найчастіше його використовують для розчинів з рН = 9...10. Термостійкість реагенту до 130 °С. Нітролігнін застосовують у вигляді 5 – 10%-ного водно-лужного розчину зі співвідношенням від 1:0,1 до 1:0,3 (нітролігніну одна частина, а NaOH – 0,1 – 0,3 частини в перерахуванні на суху речовину).

Поставляється в паперових мішках, розрахованих на масу до 25 кг.

Сульфатований нітролігнін (суніл) – продукт відновлення окисненого лігніну; являє собою рідину темно-коричневого кольору з вмістом 14 – 18 % твердих речовин; багато в чому аналогічний нітролігніну.

При додаванні 0,2 – 0,5 % сунілу знижується в'язкість і СНЗ, а при додаванні 1,5 – 2 % сухої речовини зменшується й водовіддача прісних і

слабомінералізованих розчинів. Суніл попереджає набрякання глинистих порід, підвищуючи стійкість стінок свердловини.

Ігетан – модифікація нітролігніну, одержувана при його обробці кальцинованою содою. Являє собою чорну пастоподібну речовину. Аналогічний за властивостями нітролігніну.

Поліфеноли. *Таніни* – це складні органічні сполуки природного (рослинного) і штучного походження.

З природних танінів відомі екстракти дуба (Д-4, Д-6, Д-12) і хвойні екстракти. Вони використовуються як знижувачі в'язкості та СНЗ прісних і слабомінералізованих розчинів. Досить ефективний вербовий екстракт, аналогічний екстракту квебрахо (знижувач в'язкості, застосовуваний за рубежом). Однак ці речовини дефіцитні та дорогі.

Поліфенол лісохімічний (ПФЛХ) – продукт конденсації фенолів (відходи сухої перегонки деревини) з формальдегідом і формальсульфітом, утворених при конденсації новолаків. За своєю природою – це синтетичний танін. Являє собою тверду речовину темно-коричневого кольору, що випускається у вигляді гранул або порошку. ПФЛХ розчинний у воді та лугах.

ПФЛХ використовують для зниження в'язкості та СНЗ прісних, слабомінералізованих і вапняних розчинів, що загустіли внаслідок потрапляння глинистих частинок.

Добавки його становлять 0,2 – 0,3 % сухої речовини, а при 0,5 – 0,6 % ПФЛХ знижує водовіддачу прісних розчинів. ПФЛХ добре сполучається з усіма захисними реагентами, а також з хроматами та біхроматами натрію та калію.

ПФЛХ застосовують у вигляді водних або водно-лужних розчинів 5 – 10%-ної концентрації. Співвідношення ПФЛХ і луку коливається від 1:0,1 до 1:0,5 (у перерахуванні на суху речовину). Можна застосовувати при будь-яких рН оброблюваних розчинів, але найбільш ефективний він при рН = 9...10.

Поставляється в паперових мішках, розрахованих на масу приблизно 25 – 30 кг.

Речовини спеціального призначення

До речовин спеціального призначення належать знижувачі твердості гірських порід, мастильні добавки та емульсоли, піноутворювачі, піногасники, термостабілізувачі реагенти, інгібітори корозії, а також деякі інші речовини цілеспрямованої дії.

Для боротьби з окремими видами забруднення розчинів цементом або сульфатними породами використовуються добавки ангідроксу (карбонату барію). Як *антисептики – бактерициди*, що запобігають загниванню крохмалю, застосовують феноли, крезолі, формалін та їхні препарати; параформальдегід, понталор-фенолят натрію. У ряді випадків використовують й інші реагенти. Так, для захисту від загнивання імпремексу застосовують полпоксиметилен, а для міложелю – суміш: 60% параформальдегіду, 20% лігносану (продукт, запатентований концерном «Дюпон») і 20% глини з барвниками.

Для піногасіння запропонована також велика кількість реагентів: солі, ефіри жирних кислот, зокрема, бутилстеарат, стеарат алюмінію, різні масла (касторове, піхтове, сульфовані рослинні), гексиловий, каприловий, діетилгексовий спирти та ін. Застосовують також трибутилфосфат і силікони.

У США як емульгатори використовують талове масло та поліоксиетиловані його ефіри, наприклад, сирбитановий ефір – тримулсонанзол. Останні є ефективними емульгаторами в розчинах з невеликим вмістом твердої фази.

Знижувачі твердості гірських порід (речовини, що сприяють руйнуванню гірських порід). Установлено, що деякі електроліти та ПАР, перебуваючи в промивальній рідині, у процесі буріння адсорбуються в тріщинах, не дозволяють їм зімкнутися й завдяки цьому знижують міцність гірських порід. Як знижувачі твердості можуть застосовуватися різні ПАР. Теоретично в існуючому комплексі ПАР можуть бути знайдені знижувачі твердості для кожної породи.

Добавки ПАР разом зі зниженням міцності твердих гірських порід за рахунок адсорбційних явищ зменшують абразивну дію промивальної рідини та в зв'язку з цим зменшуються зношування породоруйнівного інструмента. Речовини, здатні знижувати одночасно поверхневий натяг і коефіцієнт тертя, називають поверхнево-активними антифрикційними добавками (ПААД).

Як знижувачі твердості застосовують такі речовини: ПТП-4К, УФЭ-8, ОП-10, сульфонол, превоцел, диталан, талове масло, сульфонат, сульфатне мило.

ПТП-4К являє собою однорідну пасту білого кольору, легко розчинну в воді. Уводиться в розчин у вигляді 10%-ної концентрації. Поставляється в паперових мішках з поліетиленовими прокладками. Концентрація становить 0,5 – 1%.

УФЭ-8 – неіоногенна ПАР, одержувана при конденсації технічних вугільних фенолів з оксидом етилену; являє собою рідину темно-коричневого кольору густиною 1120 кг/м³; добре розчиняється у воді. Його оптимальна концентрація в розчині – 0,4 – 0,5%. При більш високих концентраціях (до 1,5%) УФЭ-8 поліпшує й мастильні властивості розчину. Водні розчини УФЭ-8 нетоксичні.

Мастильні добавки та емульсоли – це речовини, що додаються в промивальні рідини для зниження коефіцієнта тертя бурового інструмента об вибій і стінки свердловини, потужності на обертання бурильної колони, вібрацій при алмазному бурінні, а також для підвищення стійкості породоруйнівного інструмента та зменшення ймовірності захопленя.

Більшість мастильних добавок – це ПАР, що мають і емульгуючі властивості. Емульсоли – це речовини, необхідні для одержання емульсій (емульсійних промивальних рідин), які широко використовують у розвідувальному алмазному бурінні для зниження вібрацій бурильної колони.

Як мастильні добавки застосовують такі речовини: нафту, СМАД-1, СГ, СМ, графіт, сульфонол НП та ін.

Як концентрати (емульсолів) найчастіше застосовують такі речовини: пасту шкіряну емульгуючу, ОСГ, талове масло (ТМ), емультал, СМ, сульфонол

НП-1, ЭЛ-4, ЭН-4, ленол-10, ленол-32, морозол-2, емульсин ЭК-1, укромін, СМ у сполученні з ТМ, СГ у сполученні із СМ та ін.

Нафта – одна з перших мастильних добавок. Добавки в розчин становлять 10 – 20%. При цьому знижуються коефіцієнт тертя між трубами та стінками свердловини, небезпека захопленя і гідравлічні опори. Мастильний ефект підсилюється при додаванні графіту в кількості 1 – 2%.

СМАД-1 – суміш окисненого петролатуму з дизельним паливом у співвідношенні 1:1, що являє собою в'язку маслянисту рідину густиною 900 кг/м³. СМАД-1 застосовують при бурінні з промиванням водою, прісними та мінералізованими розчинами при рН ≤ 10. Оптимальна концентрація – 0,5 – 5%. Максимальний мастильний ефект досягається при сполученні СМАД-1 з графітом та іншими реагентами.

При зберіганні та застосуванні СМАД-1 забороняється користуватися відкритим вогнем, оскільки ця речовина вогненебезпечна.

Графіт – кристалічний порошок срібlistого кольору, що не розчиняється у воді. Додавання графіту в розчин – 1%. Змащувальні властивості поліпшуються при сполученні графіту з СМАД-1 або нафтою.

Суміш гудронів (СГ) – продукт розщеплення рослинних і тваринних жирів на миловарних заводах; являє собою густу маслянисту рідину темно-коричневого кольору. Активні компоненти СГ – граничні й неграничні жирні кислоти та їхні складні ефіри. Кислотне число повинне бути не менше 50 – 70.

Як мастильна добавка СГ аналогічна СМАД-1. Оптимальна концентрація становить 2 – 2,5%. У розвідувальному бурінні СГ застосовують в основному для одержання омиленої суміші гудронів (ОСГ).

СГ – нетоксична рідина. У холодний час її треба підігрівати, тому що ця речовина застигає вже при 0 °С.

Сульфатне мило (СМ) – побічний продукт при виробництві целюлози: складається з натрієвих солей жирних і смоляних кислот та речовин, що не омиляються. СМ – густа рідина темно-коричневого кольору, не токсична.

СМ застосовують у прісних і слабомінералізованих розчинах у відношенні 1:1 з відпрацьованими машинними маслами. Оптимальні добавки СМ становлять 1 – 2%. У розвідувальному алмазному бурінні СМ застосовують самостійно та в суміші з СГ для приготування емульсійних промивальних рідин.

Сульфонол НП-1 – аніонактивна ПАР, являє собою порошок кремового або світло-жовтого кольору без запаху, добре розчинна у воді. Оптимальна концентрація становить 0,3%. При цьому значно поліпшуються мастильні властивості оброблюваних розчинів, знижується коефіцієнт тертя на 15%.

У розвідувальному бурінні використовують як піноутворювач і емульгатор.

Піноутворювачі (спінювачі) – це ПАР, застосовувані для одержання аерованих (полегшених) промивальних рідин і пін. Як піноутворювачі застосовують такі речовини: пенол-1, ПО-1, ПО К-18, ОП-7, ОП-10, «Прогрес», сульфонол НП-3, сульфонат, азоляти, ДС, УФЭ-8, а також ССБ, КССБ та ін. Добрими піноутворювачами є пральні порошки.

Більшість піноутворювачів виготовляють у рідкому стані, деякі – у вигляді паст і порошків. Усі піноутворювачі добре розчиняються в прісній воді.

Оптимальні концентрації піноутворювачів підбирають дослідним шляхом залежно від поставленого завдання. Так, при додаванні 0,02 – 0,03 % піноутворювачів ПО-1 і ПО К-18 (використовуються для пінних вогнегасників) густина розчинів знижується до 800 – 900 кг/м³. Оптимальні добавки ОП-10 становлять 0,2 – 0,3 %, «Прогресу» – 0,1 – 0,5 %. Звичайно концентрації ПАР як піноутворювачів не перевищують 1 – 2 %.

У табл. 6.9 і 6.10 наведені характеристики деяких піноутворювачів.

Піногасники – це речовини, застосовувані для попередження та ліквідації спінювання промивальних рідин при обробці їх ССБ, КССБ та іншими піноутворюючими реагентами. Спінювання відбувається також при надходженні газу в розчин під час розбурювання продуктивних горизонтів.

Надмірне спінювання погіршує стан бурових насосів і може призвести до викидів при бурінні свердловин на нафту та газ.

Як піногасники широко використовують реагенти на основі гумової або поліетиленової крихти, поліметилсилоксанову рідину, сивушні масла, стеарати, Т-66, НЧК та ін.

Т а б л и ц я 6.9

Характеристика неіоногенних та іоногенних ПАР

ПАР	Характеристика	Вміст активних речовин, %
<i>Неіоногенні</i>		
ОП-10	Масляниста рідина або паста від світло-жовтого до світло-коричневого кольору густиною 1000 кг/м ³	99
ОП-7	Масляниста рідина або паста коричневого кольору густиною 1000 кг/м ³	99,5
<i>Іоногенні</i>		
Сульфонат	Лусочки від білого, світло-жовтого до світло-коричневого кольору густиною 851 кг/м ³	89,5
Сульфонол НП-1	Порошок від білого до світло-жовтого кольору густиною 450 кг/м ³	84
Сульфонол НП-3	Гранули або лусочки, концентрований сироп густиною 450 кг/м ³	80
Сульфонол НП-5 «Прогрес»	В'язка рідина густиною 850 кг/м ³ Рідина світло-коричневого кольору густиною 600 кг/м ³	40 20 – 30
ДС-РАС	В'язка паста від жовтого до світло-коричневого кольору густиною 500 кг/м ³	80
Пінол	В'язка коричнева рідина	50

Характеристика піноутворювачів

Вид, тип концентрату (емульсолу)	Характеристика	Спосіб готування та призначення	Оптимальна концентрація, %
1	2	3	4
Паста шкіряна емульгуюча ПШК	Мінеральне масло, загущене натровими милами синтетичних кислот (продуктами окиснювання петролатуму). Однорідна маса жовтого або коричневого кольору із запахом машинного масла, нетоксична	Готують на м'якій воді, розчин 20 – 40%-ної концентрації. Уводять у прісне або слабомінералізоване середовище (вміст іонів Са, Mg до 5 ммоль/л)	0,5 – 2*
Омилена суміш гудронів ОСГ	Продукт омилення СГ каустичною содою: 50%-на ОСГ складається із 430 кг СГ і 500 л води, а 30%-на ОСГ – з 252 кг СГ і 700 л води. Витрата NaOH – 35 – 40 т на 1 кг СГ. Рідина темного кольору	Готують на м'якій гарячій воді розчин СГ у глиномішалці, додають розчин NaOH і перемішують; 50%-на ОСГ – літня, 30%-на ОСГ – зимова	1,5 – 2,5 (СГ)**
Емульсол лісохімічний ЕЛ-4	Складається з 60% нітролу, 20% натрового мила полімерів каніфольно-екстракційного виробництва, 10% ОП-7 і 10% води. Густа пастоподібна маса темно-коричневого кольору	Емульсію готують на м'якій і слабомінералізованій воді. Застосовують у свердловинах з водами підвищеної жорсткості та мінералізації	0,5 – 5
Емульсол нафтохімічний ЕН-4	Складається з індустріального масла ІС-20, суміші жирних і смоляних кислот, ОП-10. Однорідна жирна маса коричневого кольору, морозостійка до температури –12°С	Емульсію готують на воді будь-якої жорсткості. Застосовують у свердловинах із жорсткими та сильномінералізованими водами, при бурінні в породах, де багаторічна мерзлота	1 – 5

1	2	3	4
Солестійкий концентрат Ленол-10	Складається з індустріального та талового масла, неіногенних ПАР. Паста коричневого кольору	Емульсію готують на воді будь-якої жорсткості. Застосовують у свердловинах з будь-якими умовами, у т. ч. з досить складними (жорсткі та сильномінералізовані води)	1 – 5
Солестійкий концентрат Ленол-32	Складається з індустріального масла, жирних кислот, спиртів, неіногенних ПАР. Паста коричневого кольору		
Низькотемпературний концентрат морозол-2	Складається з мінерального масла, неіногенних ПАР, сіровмісних присадок, інгібіторів корозії. Легкорухома, малов'язка масляниста рідина світло-коричневого кольору	Емульсію готують на прісній воді при температурі в свердловині до $-2\text{ }^{\circ}\text{C}$, а при більш низьких температурах (до $-11\text{ }^{\circ}\text{C}$) – на сольовому (до 12%) розчині води	2 – 5
Омилений таловий пек ОТП	Твердий продукт коричневого кольору, добре розчинний у воді	Емульсія застосовується в свердловинах із слабомінералізованими та мінералізованими підземними водами	0,5 – 3

* Витрата 2 – 5 кг на 1 м буріння.

** Витрата 7 – 2,5 кг на 1 м буріння.

Гумова крихта в солярному маслі – ефективний піногасник, складовими частинами якого є гумова крихта та солярне масло в співвідношенні 1:10. Додається РС у промивальну рідину в кількості 0,2 – 0,3% по масовій частці сухої гуми від об'єму розчину.

Поліетиленовий порошок у солярному маслі (ПЕС) одержують при змішуванні порошку поліетилену із солярним маслом у співвідношенні 1:10. ПЕС застосовують в обважнених і необважнених промивальних рідинах, приготованих на прісній і солоній воді та оброблених реагентами ССБ, КССБ або ВЛР у сполученні з ПФЛХ. Масова частка сухого порошку ПЕС у промивальній рідині становить 0,1 – 0,15% сухого порошку від об'єму розчину.

Соапсток – відходи рафінування рослинних масел; являє собою маслянисту пастоподібну речовину. Найбільшу активність має бавовняний соапсток, який застосовують у вигляді 10%-ного водного розчину. Він ефективно гасить піну як прісних, так і мінералізованих розчинів, оброблених ССБ, КССБ, а також ПАР. Соапсток вводять у розчин разом з реагентами-піноутворювачами. Оптимальна концентрація його 0,3 – 0,5% від об'єму піноутворювачів.

Крім того, соапсток застосовують як змащувальну добавку.

T-66 – побічний продукт виробництва диметилдіоксану при одержанні ізопрену з ізобутилену та формальдегіду; являє собою легкорухливу рідину з ароматичним запахом, густиною 1010 – 1070 кг/м³; ефективно гасить піну при добавках 3 – 5%. Крім того, T-66 – активний структуроутворювач мінералізованих розчинів, знижує водовіддачу, нейтралізує сірководень, утворюючи нерозчинні інгібітори сірководневої корозії, має змашувальну дію.

При роботі з T-66 необхідно користуватися захисними окулярами, рукавицями та спецодягом.

Термостабілізуючі реагенти. Під дією високих вибієних температур промивальні рідини, як правило, утрачають свою рухливість, загущуються і коагулюють. Для підвищення термостійкості розчинів застосовують реагенти: хромати та біхромати натрію й калію, феноли естонських сланців та ін. Хромати (Na₂Cr₄, K₂CrO₄) – кристалічні порошки жовтого кольору. Біхромати (Na₂Cr₂O₇, K₂Cr₂O₇) – кристалічні порошки жовтогарячого кольору.

Хромати та біхромати – сильні окиснювачі. Зберігати їх треба вдалині від горючо-мастильних і обтиральних матеріалів, щоб уникнути самозаймання. Вони токсичні, тому не слід допускати їхнього потрапляння на шкіру та слизові оболонки. Необхідно користуватися респіраторами, захисними окулярами, гумовими рукавичками, чоботями та фартухами.

Хроматні реагенти вводять у промивальні рідини у вигляді водних розчинів 5 – 10%-ної концентрації.

Вони є термостабілізаторами та інгібіторами бурових розчинів. У присутності хроматних реагентів промивальні рідини, оброблені реагентами-стабілізаторами, неохильними до дії термоокиснювальної деструкції (ВЛР, ССБ, КССБ, гіпан та ін.), не тільки не загущуються, але й значно розріджуються під дією температури 150 – 200°C. Хромати можна додавати до різних промивальних рідин: прісних, мінералізованих, вапняних, обважнених. Для одержання найкращих результатів хроматами обробляють безпосередньо реагенти-стабілізатори.

Витрата хроматів становить 0,01 – 0,5% по масовій частці сухої речовини від об'єму промивальної рідини. Хроматні реагенти найбільш ефективні при вибієній температурі понад 100 °C.

Феноли естонських сланців (ФЕС) – продукти переробки сланців; являють собою рідину коричневого кольору з характерним неприємним запахом, отрутні, викликають отруєння при потраплянні в шлунок або при вдиханні парів.

ФЕС додають у промивальні рідини у вигляді лужного розчину в співвідношенні 3:1 (три частини фенолу й одна – NaOH) для стабілізації реагентів, схильних до дії термоокиснювальної деструкції (КМЦ та її модифікації). ФЕС мають здатність окиснюватися під дією кисню, розчинного у воді, раніше, ніж окисниться КМЦ, тому їх потрібно постійно додавати в розчин. Оптимальні добавки ФЕС становлять до 2%.

Інгібітори корозії. У процесі циркуляції промивальної рідини бурильні труби, інструмент та обладнання, що вступають з нею в контакт, піддаються корозії. Для захисту металу від кородуючого впливу в промивальні рідини додають речовини – так звані інгібітори корозії.

Як інгібітори корозії в промивальні рідини з нейтральним і лужним середовищем додають 0,5 кг *двозаміщеного фосфату амонію* $(\text{NH}_4)\text{HPO}_4$ або 0,5 – 1 кг *катаніну* КІ-1 на 1 м³ розчину.

Для захисту від корозії сталевих бурильних труб застосовують інгібітор І-1-Д (до 0,5%), СГ (до 0,5%), ДС-РАС (до 0,5%), сульфат натрію (до 0,5%); сталевих і легкосплавних бурильних труб – інгібітор ДС (1 – 2%), СМАД-1 (до 3%) та ін.; легкосплавних бурильних труб – силікат натрію (рідке скло – до 1,5%), ФЕС (до 2%), синтетичні жирні кислоти (до 0,5%), триполіфосфат (до 0,3%) та ін.

Пластифікуючі добавки – це речовини, які знижують гідравлічні опори та підвищують плинність промивальних рідин, кольматують і гідрофобізують гірські породи.

Як пластифікуючі добавки застосовують кремнієорганічні рідини ГКЖ-10 і ГКЖ-11 та їхні порошкоподібні різновиди ГКП-10 і ГКП-11 (добавки 0,25 – 0,8%), АМСР-3 – алюмометилсиліконат натрію (до 1,2%), КЕП-1 і КЕП-2 (від 5 до 10%), петросил 2М (до 0,2 - 0,3%) та ін.

Флокулянти – це речовини, що агрегатують (з'єднують) частинки твердої фази в так звані флокули (пластівці), які потім осаджуються.

За характером дії флокулянти поділяють на три види: *повні* – $\text{Ca}(\text{OH})_2$, NaCl , *селективні* (поліакриламід та ін.) і *подвійної дії*. Флокулянти повної дії виводять з розчину всі частинки твердої фази, селективні – укрупнюють лише частинки певного матеріалу й розміру, подвійної дії – укрупнюють частинки шламу й одночасно підвищують в'язкість бентонітового розчину.

Антиферментатори (антисептики) – речовини, що попереджають і зменшують ферментативне розкладення (загнивання). Як антисептики застосовують формалін, параформальдегід, феноли та ін.

На рис. 6.8 зображена схема регулювання властивостей промивальних рідин за допомогою хімічних реагентів.

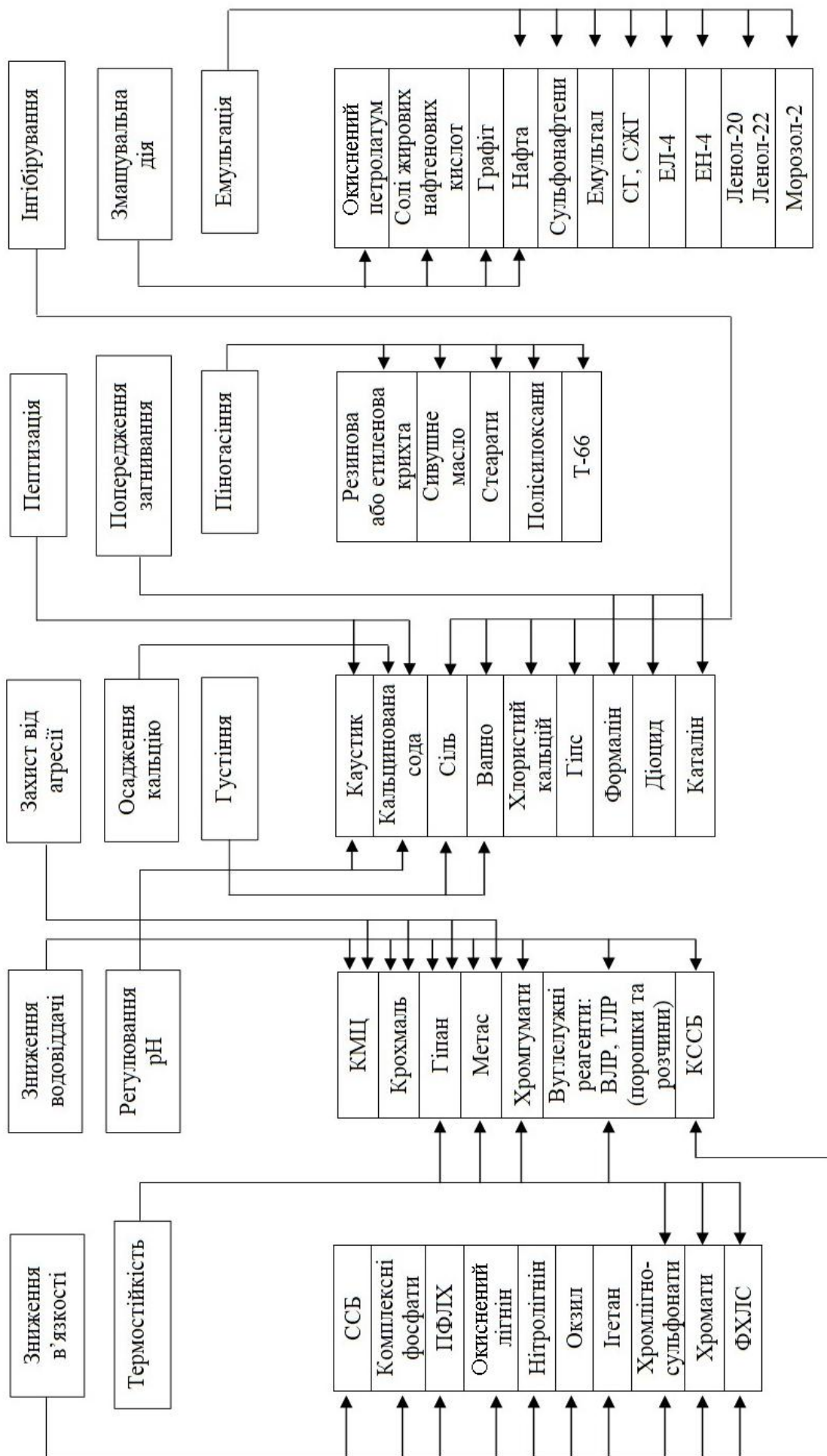


Рис.6.8. Схема регулювання властивостей промивальних рідин за допомогою хімічних реагентів

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ

1. Чому як промивальну рідину використовують дисперсну систему?
2. Які особливості структури мають глинисті мінерали?
3. Чим пояснюється широке застосування глинистих розчинів?
4. Які існують особливості вибору глини для приготування розчину?
5. Як визначити необхідну кількість глини для приготування розчину?
6. Назвіть основні види обважнювачів.
7. Які наповнювачі використовують для попередження або ліквідації поглинань?
8. Яка мета застосування хімічних реагентів для обробки промивальних рідин?
9. Як класифікують хімічні реагенти?
10. Призначення реагентів-знижувачів в'язкості. Назвіть ці реагенти, методи їхнього синтезу та застосування.
11. Які реагенти використовують для зниження водовіддачі? Як ці реагенти готують і де їх застосовують?
12. З якою метою застосовують мастильні добавки до бурових розчинів? Які реагенти використовують як мастильні добавки?
13. Чому доводиться використовувати піногасники бурових розчинів? Які з реагентів-піногасників є найбільш поширеними?
14. У яких випадках у буровому розчині використовують кухонну сіль, вапно, хлористий кальцій, гіпс, алебастр?
15. Які реагенти використовують у зарубіжній практиці?

СКЛАД І ВЛАСТИВОСТІ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

Спочатку для буріння свердловин використовували воду, яка в процесі буріння поступово збагачувалася вибуреною породою й перетворювалася у своєрідний розчин. Було помічено, що цей грязьовий розчин краще, ніж вода очищує вибій і підіймає вибурений шлам на поверхню. У зв'язку з цим такий розчин почали готувати перед початком буріння, використовуючи різні глинисті матеріали, що розмокають у воді, а якщо розчин загущувався у процесі буріння, його розбавляли водою. При цьому було помічено, що більш липкі глини краще підходять для приготування грязьових розчинів, ніж густі, які погано розчиняються у воді.

Від властивостей такого розчину часто виникають ускладнення в буровій свердловині: фонтани, викиди, обвали та ін. Так, при використанні більш густих рідин можна уникнути викидів і фонтанів, а при застосуванні рідин, що містять колоїдні глини, які легко розчиняються й дають більш в'язкі суспензії, попереджується обвалоутворення.

У зв'язку з тим, що тільки з одних глин неможливо приготувати добре прокачані бурові розчини значної густини, то стали застосовувати обважнюючі добавки у вигляді оксидів заліза, а для зниження в'язкості таких розчинів – деякі речовини, використовувані для даних потреб у керамічній промисловості (наприклад, поліфосфати).

У міру того, як зростали глибини свердловин, а разом з цим підвищувалися вимоги до якості бурових розчинів, почали розробляти спеціальні методи та способи для приготування розчинів з необхідними властивостями, а також для підтримки цих властивостей у процесі буріння.

7.1. КЛАСИФІКАЦІЯ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

Технологія буріння свердловин у різних геологічних районах, на різних глибинах може різко відрізнятись. У зв'язку з цим пропонуються різні вимоги до промивальних рідин. Одна й та сама промивальна рідина не може відповідати всім вимогам, тому необхідно застосовувати різноманітні рідини. Ця різноманітність визначається їхнім складом. Рідини можуть розрізнятися і за якісними, і за кількісними ознаками. Якісне розходження пов'язане з матеріалами, використовуваними для їхнього приготування та підтримки властивостей у процесі буріння, кількісне – з витратою матеріалів та вмістом добавок.

Загальноприйнятої класифікації промивальних рідин немає. Існує багато способів класифікації промивальних рідин, однак усі вони орієнтовані на певні

класифікаційні ознаки, об'єднані в групи характеристик. Але вибір як ознак, так і характеристик далеко не випадковий. Він визначається завданням, що вирішується за допомогою даної класифікації.

За умовами застосування всі промивальні рідини поділяють на дві великі групи, ознакою яких служить **дисперсійне середовище**. Тоді характеристиками всіх рідин буде приналежність їх до однієї з груп – *водним промивальним рідинам* (на водній основі) або *неводним* (на вуглеводневій або нафтовій основі). Окрему групу можуть скласти рідини з *газоподібним дисперсійним середовищем*.

За видом дисперсної фази промивальні рідини поділяють на такі: з *твердою, рідкою* (емульсії), *газоподібною* (аеровані розчини) фазами та комбіновані (дисперсна фаза являє собою рідкі та тверді компоненти).

Залежно від складу дисперсної фази промивальні рідини поділяються на: *глинисті розчини; силікатні розчини; крейдові розчини; природні промивальні рідини на основі вибурених гірських порід* – глинисті, аргіліто-алевролітові, мергелисто-крейдові, хемогенно-сольові, карбонатні; *розчини з дисперсною фазою з нафтопродуктів*.

Залежно від кількості твердої фази промивальні рідини бувають з *малим* (до 7%, наприклад, малоглинисті розчини – МГР), *нормальним* (20 – 22%) і *підвищеним вмістом* (більше 20 – 22%, наприклад, обважені глинисті розчини) твердої речовини.

Наступною класифікаційною ознакою може служити **ступінь мінералізації** промивальної рідини. Від неї залежить багато властивостей промивальної рідини, що визначають галузь її застосування.

За ступенем мінералізації (вміст солей в %) промивальні рідини бувають *прісними* або *немінералізованими* (менше 1%), *слабомінералізованими* (1 – 3%), *середньомінералізованими* (3 – 10%) та *високомінералізованими* (більше 10%).

За мінеральним складом (переважний вміст солі) промивальні рідини називаються *хлорнатрієвими* (солоні), *хлоркалієвими*, *хлоркальцієвими* (висококальцієві), *гіпсовими*, *хлормагнієвими*, *сульфатномагнієвими*, *силікатними* та ін.

За стійкістю до дії солей і температури на вибої свердловини промивальні рідини можуть бути *солестійкими* та *несолестійкими*, *термостійкими* та *термосолестійкими*. Велику роль при бурінні свердловин відіграє *лужність промивальної рідини*.

За концентрацією водневих іонів (величина рН) промивальні рідини поділяються на *кислі* (рН < 7), *прісні* (рН = 7), *слаболужні* (рН = 7...8,5), *середньолужні* (рН = 8,5...11,5), *високолужні* (рН > 11,5).

За характером хімічної обробки промивальні рідини поділяються на *оброблені хімічними реагентами* (назва хімреагенту) та *необроблені*.

За способом приготування промивальні рідини поділяються на *природні* (вода, вуглеводневі рідини, промивальні рідини, одержувані в свердловині шляхом samozамісу з розбурюваних порід) та *штучно приготовані* (усі інші).

За призначенням промивальні рідини поділяються для:

– *нормальних* (вода, нормальні глинисті розчини та ін.);

– ускладнених (аеровані, інгібовані, обважнені та інші розчини) геолого-технічних умов буріння.

У розвідувальному бурінні найбільшого застосування набули такі промивальні рідини:

- * вода (у стійких, міцних породах);
- * водні розчини солі (у породах багаторічної мерзлоти);
- * глинисті розчини різної якості (у нормальних і ускладнених умовах);
- * полімерні розчини (у нормальних і ускладнених умовах);
- * емульсії (при алмазному бурінні для віброгасіння);
- * піни, у яких дисперсною фазою служить рідина, а дисперсійним середовищем – повітря (при бурінні в умовах поглинань промивальних рідин).

Відповідно до класифікації, наведеної К.Ф. Паусом, до основних видів промивальних агентів відносять:

- повітря (газ);
- аеровані промивальні рідини;
- воду;
- природні розчини з неглинистих порід;
- глинисті розчини;
- розчини на нафтовій основі;
- емульсійні розчини;

Кожний з цих видів можна деталізувати таким чином.

1. Повітря, вихлопні гази, вуглеводневі гази.
2. Глинисті розчини.
3. Вода прісна, мінералізована, вода з добавками хімічних реагентів.
4. Розчини на основі порід гіпсово-ангідритових, карбонатних, аргіліто-алевролітових.
5. Глинисті розчини на прісній воді, малоглинисті, нормальні, обважнені, спеціальні; мінеральні глинисті розчини (малоглинисті, хімічно оброблені з нормальною концентрацією глини, обважнені).
6. Розчини на нафтовій основі (малоглинисті, хімічно оброблені з нормальною концентрацією глини, обважнені палігорскітові, стабілізовані неорганічними сполуками).

7. Гідрофільні та гідрофобні емульсії.

Класифікація промивальних рідин (агентів), запропонована Р. Гресем та Г. Дарлі, а також С.Ю. Жуховицьким, наведена відповідно в табл. 7.1 і 7.2, Л.М. Івачовим – на рис. 7.1.

Єдина класифікація промивальних рідин і хімічних реагентів, складена американськими фахівцями для умов буріння в США, містить у собі такі десять пунктів:

- промивальні рідини на прісній воді з низьким рН (7 – 9);
- промивальні рідини на морській воді з низьким рН;
- промивальні рідини, насичені сіллю, з низьким рН;
- гіпсові глинисті розчини з низьким рН;
- вапняні розчини з високим рН (більше 11);
- глинисті розчини на прісній воді з високим рН;

- промивальні рідини з низьким вмістом твердої фази;
- зворотні емульсії (вода в нафті);
- розчини на нафтовій основі;
- повітря, газ, аерозолі.

Істотним недоліком наведеної класифікації є відсутність обліку мінералогічного складу твердої фази промивальних рідин, що особливо стосується глинистих розчинів.

Однак навіть такі класифікації дозволяють якоюсь мірою систематизувати промивальні рідини за їх призначенням у технології буріння. Безумовно, створення єдиної найбільш повної класифікації, що дуже важливо у зв'язку зі збільшенням обсягу глибокого й надглибокого буріння, є необхідним.

Т а б л и ц я 7.1

Класифікація дисперсних систем, запропонована Р. Гресем і Г. Дарлі

Дисперсійне середовище		
Газ	Вода	Нафта або нафтопродукти
<p>Сухий газ: повітря, природний газ, вихлопні гази, продукти горіння</p> <p>Вологий газ: крапельки води або глинистого розчину, переміщувані потоком повітря</p> <p>Піна: бульбашки повітря, оточені плівкою води з ПАР, що стабілізує піну</p> <p>Стійка піна: піна, що містить матеріали, які зміцнюють плівку, наприклад, органічні полімери та бетоніт</p>	<p>Прісна вода</p> <p>Розчин: істинний і колоїдний, тобто, що містить у собі тверді речовини, які не виділяються з води в тривалому стані спокою</p> <p>Тверді речовини, розчинені у воді, що містять:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) солі, наприклад, хлорид натрію, хлорид кальцію; 2) ПАР, наприклад, детергенти, флокулянти; 3) органічні колоїди, наприклад, целюлозні та акрилові полімери <p>Емульсія: масляниста рідина у вигляді невеликих крапель, утримуваних у воді емульгатором, наприклад, дизельне паливо та ПАР, що стабілізує плівку.</p> <p>Глинистий розчин: суспензія твердих речовин (наприклад, глин, бариту, дрібного шламу) у кожній із згаданих рідин з необхідними добавками для поліпшення властивостей</p>	<p>Нафта: дизельне паливо або нафта, що не підлягали обробці</p> <p>Розчин на вуглеводневій основі: стійкий буровий розчин на вуглеводневій основі, що містить:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) емульговані водні добавки; 2) зважувальні добавки; 3) регулювальні у фільтрацію добавки, шлам з розбулених пластів, а також барит для підвищення густини

**Класифікація промивальних рідин, запропонована
С.Ю. Жуховицьким**

Група ознак	Характеристики	
<i>Дисперсійне середовище</i>		
Полярність Склад	Гідрофільні Вода	Гідрофобні Вуглеводнева рідина (нафта)
Ступінь мінералізації	Немінералізована Слабомінералізована Середньомінералізована Сильномінералізована	Немінералізована
Мінеральний склад	Хлорнатрієва (солоня) Хлоркалієва Хлоркальцієва (сильнокальцієва) Гіпсова Вапняна Хлормагнієва Сульфатномагнієва Силікатна Алюмінатна	
Лужність (рН)	Нейтральна рН = 7,00 Слаболужна рН < 8,5 Середньолужна рН < 11,5 Сильнолужна рН > 11,5	Бітумна Вапняна Глиниста (органофільна)
<i>Дисперсійна фаза</i>		
Склад активної (колоїдної) фази	Відсутня Безглиниста Малоглиниста Глиниста Аерована	
Склад неактивної фази (наповнювача)	Емульсійна (масло у воді) Карбонатна (крейда, вапняк) Обважнена На вибуреній породі	Емульсійна зворотна (вода в маслі) Карбонатна Обважнена
<i>Технологічні ознаки</i>		
Спосіб приготування	З вибуреної породи (самозаміс) З поверхневого матеріалу	З поверхневого матеріалу
Спеціальне призначення	Солестійка Термостійка Інгібуючої дії	
Характер хімічної обробки	Не оброблена Оброблена ... (реагент)	

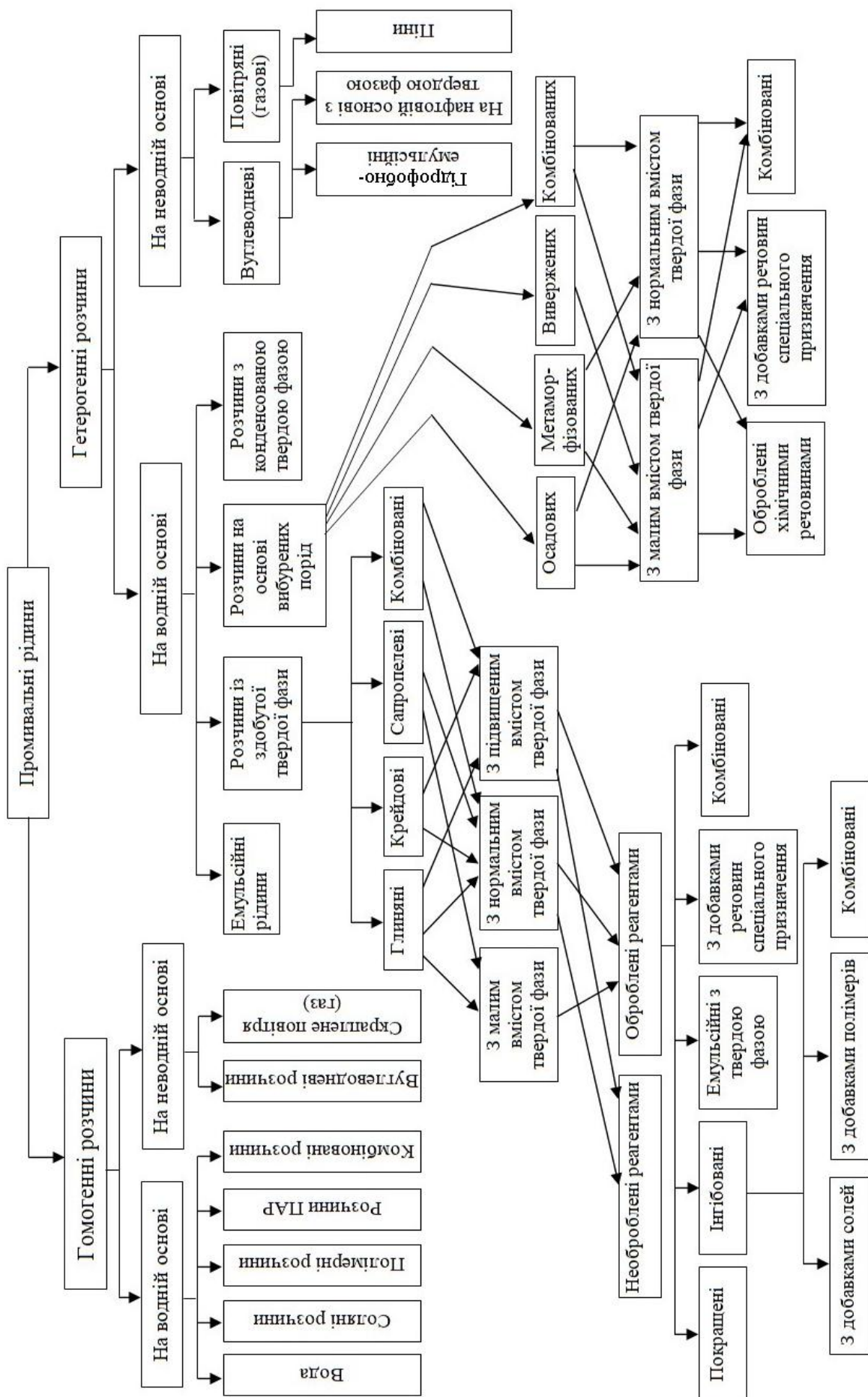


Рис. 7.1. Класифікація промислових рідин за складом

7.2. ТЕХНІЧНА ВОДА

Найпростішою промивальною рідиною є вода. Вона була першою буровою рідиною після переходу від ударного способу буріння до обертального. Внаслідок низького рівня розвитку засобів проходки свердловин вода була нездатна забезпечити нормального буріння, а тому незабаром її замінив глинистий розчин.

Воду використовують при бурінні свердловин у стійких, монолітних, щільних, що не розмиваються негідрофільних та слабогідрофільних гірських породах. Крім того, воду доцільно використовувати в умовах повного поглинання в процесі промивки свердловин зі стійкими породами, коли її доставка не утруднена й не пов'язана з великими транспортними витратами.

Вода має ряд позитивних властивостей. Вона не містить твердої фази, а тому порівняно з глинистими розчинами має меншу густину та в'язкість, підвищену рухливість, у неї відсутнє статичне напруження зсуву. Вода ефективно охолоджує породоруйнівний інструмент і швидко видаляє шлам з вибою свердловини. Висока рухливість і низька густина води сприяють зменшенню гідравлічних опорів при її прокачуванні. На вибій свердловини вода впливає з невисоким гідростатичним тиском. Все це, як виявила практика, підвищує механічну швидкість буріння. Крім того, при використанні води поліпшуються умови роботи бурової бригади.

На поверхні вода легко очищається від шламу, що поліпшує умови експлуатації бурових насосів, оскільки знижується абразивне зношування їх і бурильної колони.

При бурінні шарошковими долотами вода, як жодна інша промивальна рідина, ефективно очищає западини між зубцями шарошок від частинок шламу, які запресовуються та прилипають, а це збільшує глибину проникнення зубців у породу та підвищує механічну швидкість буріння. Отже, усе це збільшує стійкість долота та час його перебування на вибої.

Застосування води звичайно знижує вартість 1 м буріння. При обертальному бурінні свердловин на воду доцільно розкривати малопотужні й слабонапірні водоносні горизонти з промиванням водою, що виключає зниження дебіту свердловини.

Однак вода має істотні недоліки. Її не можна застосовувати при бурінні в сипких, нестійких, підданих розмиванню та розчиненню гірських породах, у противному разі будуть відбуватися обвали та захоплення інструмента, знижується вихід керна. Крім того, при припиненні циркуляції води шлам швидко осаджується на вибій свердловини, що призводить до ускладнень і аварій (захоплювань). Вода сприяє інтенсивній корозії бурового обладнання та інструмента внаслідок більш легкого розчинення в ній різних солей. Проте буріння з промиванням водою ще досить широко застосовується.

7.3. ГЛИНИСТІ РОЗЧИНИ

Глинисті розчини найбільшого застосування набули при бурінні свердловин у нестійких та слабостійких гірських породах. Закріплюючи стінки свердловин, глинистий розчин виключає обвали, добре очищає вибій свердловини від шламу, а при припиненні циркуляції втримує його у завислому стані, попереджаючи захоплення інструмента. Структурно-механічні та фільтраційні властивості глинистих розчинів можна регулювати у широкому діапазоні, обробляючи їх відповідними хімічними реагентами. Глинистий розчин має також змащувальні властивості та сприяє якісному проведенню геофізичних досліджень у свердловинах.

Однак глинисті розчини погано очищаються від шламу на поверхні в циркуляційній системі, що призводить до підвищеного спрацьовування деталей бурових насосів і снаряда, особливо при бурінні в піщановмісних розрізах. Висока густина та в'язкість глинистих розчинів призводять до більш значних гідравлічних опорів порівняно з промиванням водою.

Але широкий діапазон позитивних властивостей глинистих розчинів і доступність сировини для приготування зумовили їхнє повсюдне застосування при обертальному бурінні на тверді корисні копалини, нафту, газ і воду без ускладнень і аварій.

У зв'язку з цим глинисті розчини поділяють на: нормальні, покращені, малоглинисті, інгібовані, аеровані, обважені, прісні, соленасичені, емульсійні, полімерглинисті, термостійкі. Однак багато глинистих розчинів може бути одночасно віднесено до різних типів. Так, малоглинистий розчин може називатися полімерглинистим, полімербетонітовим, прісним.

Нормальні глинисті розчини, застосовувані в неускладнених умовах буріння, складаються з якісної глини (8 – 22%), води або глини середньої якості (15 – 36%) та води.

Поліпшені глинисті розчини – це нормальні глинисті розчини, оброблені хімічними реагентами переважно з метою зниження водовіддачі.

Малоглинисті розчини – це розчини з максимальним вмістом глини до 7 – 8%. Готують їх звичайно з бетонітових порошоків.

Прісні або слабомінералізовані глинисті розчини містять до 3% NaCl, а **високомінералізовані** – понад 10% NaCl.

У табл. 7.3 наведені основні типи глинистих розчинів, їхній склад, параметри та умови застосування. Орієнтовні параметри глинистих розчинів для різних умов буріння наведені в табл. 7.4.

Глинисті розчини, насичені сіллю, містять тверду фазу та використовуються в тих умовах, де необхідне обваження бурового розчину. Звичайно це спостерігається, коли буріння в сольових породах ведеться на глибині нижче 2500 – 3000 м. На цій глибині сіль часто набуває пластичності та може «текти» у свердловину, призводячи до ускладнень при бурінні. Для запобігання пластичної течії солі необхідно робити протитиск на сольовий шар, збільшуючи гідростатичний тиск стовпа бурового розчину, тобто обважнювати розчин.

Основні види глинистих розчинів, їх склад та параметри

Види розчинів	Склад	Основні параметри	Умови застосування
1	2	3	4
Нормальні	<p>1. 8 – 22% доброякісної глини і прісна вода</p> <p>2. 15 – 36% глини середньої якості й прісна вода</p>	$\rho = 1070 \dots 1130 \text{ кг/м}^3$, $T = 20 \dots 35 \text{ с}$, $B = 20 \dots 30 \text{ см}^3 \text{ за } 30 \text{ хв}$, $\rho = 1100 \dots 1250 \text{ кг/м}^3$, $T = 25 \dots 50 \text{ с}$, $B = 25 \dots 35 \text{ см}^3 \text{ за } 30 \text{ хв}$	У стійких, відносно стійких, тріщинуватих та породах I – VIII категорій при загальній мінералізації до 1 % NaCl
Покращеної якості	Нормальний глинистий розчин, 10 – 20% ВЛР (ТЛР) або 2 – 5% ПВЛР	$\rho = 1050 \dots 1100 \text{ кг/м}^3$, $T = 19 \dots 23 \text{ с}$, $B = 12 \dots 15 \text{ см}^3 \text{ за } 30 \text{ хв}$, $\rho = 1090 \dots 1180 \text{ кг/м}^3$, $T = 20 \dots 25 \text{ с}$, $B = 15 \dots 25 \text{ см}^3 \text{ за } 30 \text{ хв}$	У відносно стійких, слабостійких, слабодиспергованих породах, в умовах часткових поглинань промивальної рідини при загальній мінералізації до 3 % NaCl
Малоглинисті (МГР)	До 7 % високоякісної глини (бентонітовий порошок), прісна вода та хімічні реагенти: 1) 0,1% K-4 і 0,1% Na ₂ CO ₃ ; 2) 0,5 – 1% ПАА або ГПАА; 3) 0,5 – 1% М-4; 4) 0,1 – 0,5% біополімера БП-1; 5) 1 – 2% КМЦ та інші	$\rho = 1020 \dots 1050 \text{ кг/м}^3$, $T = 16 \dots 33 \text{ с}$, $B = 3 \dots 12 \text{ см}^3 \text{ за } 30 \text{ хв}$, $pH = 8 \dots 10$	У відносно стійких монолітних і тріщинуватих породах, свердловинах малих діаметрів при алмазному бурінні, в ускладнених умовах з метою попередження поглинань промивальної рідини та підвищення стійкості стінок свердловини

Продовження табл. 7.3

1	2	3	4
Полімерглинисті та полімербетонітові (ПБР)	2 – 5% бетонітового порошку, прісна вода, 0,1 – 0,5% полімерів та інших хімреагентів	Параметри аналогічні МГР	При бурінні свердловин малих діаметрів алмазними, твердосплавними і безкернами породоруйнівними інструментами, снарядами ССК і КССК з метою зменшення тертя колони бурильних труб об стінки свердловини, а також зменшення гідродинамічного тиску потоку промивальної рідини. У середньостійких, тріщинуватих породах (без глинистої фракції) застосовують промивальні бурові розчини на основі ПАА; у середньо- і слабостійких, тріщинуватих породах застосовують ПБР на основі ГПАА та гіпану
Інгібовані (сілікатні, гіпсові, хлоркальцієві, вапняні та ін.)	Нормальний глинистий розчин, інгібітор та захисні реагенти-колоїди	$\rho = 1020 \dots 1050$ кг/м ³ , $T = 16 \dots 33$ с, $V = 3 \dots 12$ см ³ за 30 хв, $pH = 8 \dots 10$	У нестійких глинах, глинистих сланцях, аргілітах, пластичних та набухлих глинах, диспергуючих глинистих породах з метою підвищення стійкості стінок свердловини (застереження осипів та обвалів), а також для збереження структурно-механічних властивостей промивальної рідини
Соленасичені (солестійкі)	Нормальний глинистий розчин, захисні реагенти-колоїди (знижувачі водовіддачі та в'язкості), сіль та кальцінована сода	$\rho = 1080 \dots 1350$ кг/м ³ , $T = 20 \dots 50$ с, $V = 7 \dots 25$ см ³ за 30 хв, $pH = 7 \dots 9$	У соленосних покладах з метою попередження осипів, каверноутворювання, підвищення виходу керна, а також для запобігання коагуляції промивальних рідин
Емульсійні	Нормальний глинистий розчин і хімічні реагенти: 1) 2 – 12% нафти і 0,5 – 1% ПАР-емульгатора; 2) 3 – 4% СМАД і 0,5 – 1% ПАР-емульгатора	$\rho = 1100 \dots 1150$ кг/м ³ , $T = 20 \dots 25$ с, $V = 4 \dots 6$ см ³ за 30 хв	У потужних товщах нестійких глинистих і глинисто-карбонатних порід, які схильні до утворення сальників

Закінчення табл. 7.3

1	2	3	4
Аеровані	Глинистий розчин будь-якого виду, крім обваженого, а також піноутворювач	Знижена густина, підвищена в'язкість, знижена водовіддача відносно початкового глинистого розчину	В умовах часткових і повних поглинань промивальної рідини з метою зменшення гідростатичного тиску на вибій і стінки свердловини; під час розкриття водоносних горизонтів
Обважені	Нормальний глинистий розчин і обважнювач	Значне підвищення густини відносно початкового глинистого розчину	В умовах високого пластового тиску з метою попередження переливів, фонтанування і викидів, а також у нестійких породах, схильних до осипів та обвалів
Безглинисті			
Крейдяні	Вода, 15 – 40% молотої крейди, структуроутворювача (0,5 – 3% рідкого скла) і знижувача водовіддачі (5 – 10% ВЛР, або 4 – 6% КССБ, або 1 – 2% полімерів)	$\rho = 1100 \dots 1250$ кг/м ³ , $T = 19 \dots 30$ с, $B = 10 \dots 12$ см ³ за 30 хв, $pH = 7,5 \dots 8$	У відносно стійких водорозчинних неглинистих породах з високою мінералізацією, у крейдових покладах, під час розкриття водоносних горизонтів з метою зменшення кольматації (закупорювання тріщин)
Сапропелеві	Вода, 3 – 10% сапропелю, 0,2 – 0,5% NaOH. Можуть також додаватися реагенти: знижувачі водовіддачі, інгібітори та ін.	$\rho = 1030 \dots 1100$ кг/м ³ , $T = 20 \dots 35$ с, $B = 5 \dots 15$ см ³ за 30 хв, $pH = 7,5 \dots 8,5$	У тих самих умовах, де застосовуються якісні глинисті розчини
Силікатно-лужні (содово-силікатні)	0,84 – 0,72 м ³ води, 4 – 8% рідкого скла і 12 – 20% ВЛР	$\rho = 1030 \dots 1070$ кг/м ³ , $T = 16 \dots 19$ с, $B = 5 \dots 10$ см ³ за 30 хв, $pH = 8 \dots 0$	У слабостійких породах, схильних до осипів та обвалів, у перем'ятих товщах тектонічних зрушень та водопоглинальних пісковицях
Полімер-лужні	0,92 – 0,90 м ³ води, 0,6 – 0,8% КМЦ-600 і 8 – 10% ВЛР	$\rho = 1030 \dots 1040$ кг/м ³ , $T = 35 \dots 45$ с, $B = 3 \dots 4$ см ³ за 30 хв, $pH = 8 \dots 9$	У відносно стійких породах, пісковицях, аргілітах та алевролітах, схильних до осипів, а також під час буріння у частково поглинальних горизонтках

Неабияку роль відіграє також водовіддача розчину, особливо якщо в розрізі присутні нестійкі теригенні породи. У цих випадках доводиться буровий розчин обробляти захисними реагентами – знижувачами водовіддачі.

Таким чином, існує велика різноманітність глинистих соленасичених бурових розчинів. Найбільшого застосування набули такі:

- за відсутності в розрізах теригенних порід і бішофіту на глибинах 2500 – 4500 м – глинистий соленасичений необроблений нафтоемультсійний розчин, обважнений до 1,5 – 1,8 г/см³; це глинистий розчин, що містить 25 – 26% солі та 10 – 12% нафти;

- за наявності в розрізах пропластів теригенних порід – глинистий, соленасичений, обважнений до 1,5 – 1,8 г/см³ розчин, оброблений різними реагентами: при вибійній температурі 120 – 130 °С крохмальним реагентом МК-1 (до 2%), КМЦ (1 – 1,5%), гіпаном, метасом (1 – 1,5%), при вибійній температурі 120 – 150 °С – КМЦ-500, КМЦ-600 (до 2 %), гіпаном, метасом (1,5 – 2%), при температурі 140 – 200 °С – гіпаном, метасом, карбофеном, карбонілом; для розрідження цих розчинів додають ізополіхромати, для загущення – кальциновану соду (до 1 – 3%), азбест (3 – 5%), палігорскіт (8 – 10%), СМАД (3 – 5%);

- за наявності в розрізах пластів бішофіту та відсутності пропластів теригенних порід на глибинах 900 – 2000 м застосовується глинистий, насичений хлористим магнієм необроблений розчин, за наявності пропластів теригенних порід на глибині нижче 2000 м – найбільш ефективний буровий розчин на вуглеводневій основі.

Т а б л и ц я 7.4

Орієнтовні параметри глинистих розчинів

Параметри розчину	Умови буріння			
	Нормальні	Осипи, обвали та водопрояви	Поглинання	Соленосні відкладя
Густина, кг/м ³	1050 – 1300	≤ 1300	≤ 1050 – 800	1300 – 1400
В'язкість, с	18 – 30	25 – 30	≥ 25 до «не тече»	25 – 30
Водовіддача, см ³ , за 30 хв	< 25	3 – 5	≤ 15	10 – 15
Товщина кірки, мм	< 2 – 2,5	1	1 – 2	2
Вміст піску, %	≤ 3 – 4	≤ 3 – 4	≤ 3 – 4	≤ 3 – 4
Добовий відстій, %	< 4	0	< 4	2 – 0
СНЗ (Θ ₁), Па	1 – 2	2, 5 – 5	7, 5 – 10	1, 5 – 3

7.4. БЕЗГЛИНИСТІ РОЗЧИНИ

До безглинистих розчинів можна віднести всі промивальні рідини, які не містять глинистих у вигляді твердої фази. Але найчастіше до безглинистих промивальних рідин відносять крейдові, сапропелеві, силікатно-гумінові (содово-силікатні), полімерні, гідрогель-магнієві розчини. У табл. 8.1 наведено основні дані крейдових, сапропелевих, силікатно-гумінових і полімерлужних промивальних рідин.

Крейдові розчини готують із порошкової або грудкової крейди в глиномішалках або фрезерно-струминних мішалках (ФСМ), як і глинисті розчини. Відмінність від глинистого розчину суспензії крейди в тому, що вона нестійка, її стабілізують хімічними реагентами (ССБ, КССБ, ВЛР, полімери). Для структурування (особливо при обробці крейдового розчину лігносульфонатами) до розчину додають рідке скло або глинопорошок; коли вводять глинопорошок, то цей крейдовий розчин уже не можна називати безглинистим (4 – 5% маси крейди). Полімери одночасно стабілізують і структурують крейдовий розчин. Крейдова суспензія обробляється реагентами після повного розмішування крейди.

Крейдові розчини можна інгібувати, аерувати, а також обважнювати, доводячи густину до 1600 кг/м^3 . Найчастіше їх використовують при глибокому бурінні свердловин на нафту й газ і розвідувальному бурінні на кам'яне вугілля.

У регіонах, де видобувають сапропелі (українське та білоруське Полісся), доцільно застосовувати сапропелеві розчини замість глинистих. **Сапропелі** – це озерні мули, що містять мінеральні або органічні речовини (переважно гумінові), біополімери та природні ПАВ. У зв'язку з цим при перемішуванні з водою вони утворюють досить стійкі та якісні промивальні рідини. Як правило, додають каустичну соду для з'єднання з гуміновими речовинами сапропелю й одержання гуматів, що призводить до зниження водовіддачі.

Для більш повного регулювання властивостей у сапропелеві розчини можуть уводитися такі захисні реагенти-колоїди: ВЛР і ТЛР (до 15%), ССБ (15%), КМЦ (2%), гіпан і метас (до 1%) та ін.

Залежно від обробки сапропелеві розчини можуть бути **інгібованими, емульсійними та високомінералізованими**.

Сапропелеві розчини забезпечують економію дефіцитних дорогих глинопорошків.

Силікатно-гумінові розчини найбільш використовують при розвідувальному бурінні в породах, схильних до осипів і обвалів. Ці розчини володіють зміцнювальною дією, що обумовлено взаємодією рідкого скла з кальцієм глинистих порід і утворенням силікату кальцію (цементуючої речовини). Силікатно-гумінові розчини тривалий час зберігають свої структурно-механічні властивості, мають невелику густину і в'язкість, малу водовіддачу й дуже тонку (майже плівка), але щільну кірку. Мала водовіддача й тонка кірка різко знижують витрати розчину у водовбирних пісковиках. Крім цього, такі розчини добре очищаються від шламу в циркуляційній системі.

Послідовність приготування содово-гумінового розчину така: у розраховану кількість води (за необхідності попередньо зм'якшену кальцинованою содою) додають рідке скло при перемішуванні до 10 хв, а потім вливають необхідний об'єм ВЛР і перемішують 20 – 30 хв.

7.5. ПРИРОДНІ ПРОМИВАЛЬНІ РІДИНИ

У процесі буріння свердловин лише частина вибуреної породи видаляється у вигляді шламу. Порода, що залишилася, переходить у буровий розчин. Кількість перехідної в розчин породи залежить від багатьох факторів.

Наприклад, при роторному способі буріння, коли колона бурильних труб працює в свердловині як глиномішалка, кількість породи, що залишилася в розчині, збільшується, крім того, вона збільшується також при недостатньому промиванні, коли вибурена порода багаторазово перетирається на вибої, і при високій забійній температурі або наявності в буровому розчині реагентів, що сприяють диспергуванню породи в розчині.

Перехід вибуреної породи в буровий розчин підсилюється також при високій його в'язкості. У цьому випадку менше виділяється шламу в очисних пристроях, і він знову надходить у свердловину, де додатково подрібнюється і стає активною частиною бурового розчину. Це звичайно негативно позначається на показниках бурового розчину, оскільки вимагає більших витрат часу та коштів на їхнє регулювання. Однак у багатьох районах, де буріння ведеться в основному в глинистих породах, перехід їх у розчин відіграє позитивну роль: бурова бригада звільняється від приготування розчину на поверхні.

Крім природних розчинів з глинистих порід, у практиці буріння широко застосовують також інші природні розчини, одержувані на основі вибурених порід у розрізах, складених вапняками, ангідритами та ін. У цьому випадку, однак, перехід вибуреної породи в буровий розчин дуже повільний, причому в буровому розчині разом з невеликими кількостями колоїдних частинок присутні великі частинки породи, які роблять розчин нестійким, здатним швидко розшаровуватися при зупинці циркуляції з утворенням осадів у свердловині. У зв'язку з цим для одержання бурового розчину з вибурених неглинистих порід високої якості в нього вводять або бентоніт, або реагенти, які прискорюють диспергування частинок породи або реагентів, що створюють структуру розчину (КМЦ, крохмаль, лігносульфонати та ін.), а також добавки рідкого скла та солей.

У бурінні набули широкого застосування такі природні промивальні рідини: глинисті, карбонатні, мергелісті, мергелисто-крейдові, сульфатні, сульфатно-галоїдні, аргілітові.

Для підвищення якості природних промивальних рідин до них додають відповідні хімічні реагенти. Найбільш якісні природні промивальні рідини одержують при бурінні потужних товщ глинистих відкладів.

Карбонатні промивальні рідини одержують при розбурюванні карбонатних відкладів з промиванням водою. У результаті утворюється карбонатна суспензія, яку обробляють хімічними реагентами без припинення процесу буріння:

- прісні та слабомінералізовані рідини (до 5% NaCl і CaCl₂): а) 5 – 15% ВЛР, б) 15 – 25% ВЛР і 0,5 – 1% рідкого скла;

- середньо- і сильномінералізовані рідини (10 – 20% NaCl і CaCl₂): а) 1,5 – 2% ССБ і 1,5 – 2% крохмалю, б) 1 – 2% КМЦ і 1 – 2% ССБ.

Ці оброблені карбонатні розчини мають такі параметри: $\rho = 1200 \dots 1300 \text{ кг/м}^3$, $T = 16 \dots 25 \text{ с}$, $V = 3 \dots 8 \text{ см}^3$ за 30 хв.

Вапняні розчини являють собою складні системи, до яких, крім глини та води, входять чотири обов'язкових компоненти: вапно, каустик, знижувач в'язкості та захисний реагент – знижувач водовіддачі. Крім цього, у складі

можуть бути добавки спеціального призначення (нафта або дизельне паливо, обважнювач та ін.).

Вапно звичайно додається в кількості 0,2 – 1,5% і є основною інгібуючою добавкою, що діє безпосередньо на глину й змінює її властивості. Луг додається для зниження розчинності вапна. Крім того, наявність лугу у вапняному розчині активізує процеси, підсилює дію реагентів – знижувачів в'язкості та водовіддачі.

Для регулювання в'язкості вапняних розчинів застосовують нітролігнін, ПФЛХ, лігносульфати, ССБ, окзил та ін. Уведення окзилу часто спрощує обробку розчину й дозволяє обійтися без реагенту – знижувача водовіддачі. Як знижувачі водовіддачі вапняних розчинів використовують ВЛР, КССБ, КМЦ та ін. У звичайних випадках достатня обробка ВЛР, але якщо в буровий розчин попадають солі, ВЛР замінюють більш активними, стійкими до солей стабілізаторами.

При високих температурах вапняні розчини можуть загущуватися. Для попередження цього явища в них додають хромати. Ці розчини найбільш ефективні при бурінні в глинистих породах, які легко розмокають і переходять у розчин.

Основними перевагами вапняного розчину є: сильне та стійке розрідження бурових розчинів, запобігання переходу в розчин вибурюваних порід, добрий стан стовбура свердловини, складеного глинами, що набухають, і продуктивними пластами, що містять домішки цих глин.

Мергелісті та мергелісто-крейдові промивальні рідини одержують при додаванні в суспензію: 1) 7,5 – 10% ВЛР і 0,25 – 0,5% Na_2CO_3 ; 2) 7,5 – 10% ВЛР і 0,25 – 0,5% CaCl_2 .

Параметри цих розчинів такі: $\rho = 1300 \dots 1400 \text{ кг/м}^3$, $T = 18 \dots 36 \text{ с}$, $V = 2 \dots 18 \text{ см}^3$ за 30 хв, $\text{СНЗ} = 46 \text{ Па}$.

Сульфатні та сульфатно-галоїдні промивальні рідини одержують при розбурюванні сульфатних порід (ангідрит, гіпс) з перешаруванням галоїдних порід (кам'яної солі) з додаванням таких реагентів: 1) 1,5 – 2,5% ССБ і 1 – 2% крохмалю; 2) 1 – 1,5% ССБ, 1% КМЦ і 1 – 2% крохмалю.

Аргілітові природні розчини одержують при розбурюванні аргілітів з додаванням таких реагентів:

- прісні суспензії: а) 10 – 20% ВЛР, б) 1,5 – 2% крохмалю, в) 1,5 – 2% КМЦ;

- мінералізовані суспензії: а) 1 – 2% ССБ і 0,5 – 1,5% крохмалю, б) 1 – 2% ССБ і 1 – 2% КМЦ, в) 1,5 – 2% ГПАА (РС-2).

Параметри цих розчинів такі: $\rho = 1200 \dots 1250 \text{ кг/м}^3$, $T = 20 \dots 25 \text{ с}$, $V = 6 \dots 7 \text{ см}^3$ за 30 хв.

Природні розчини добре обважнюються. Застосування природних розчинів сприяє значній економії привізних матеріалів та зниженню вартості промивання.

При бурінні алмазними коронками в магматичних (габро, граніти, базальти), метаморфічних (кварцити, сланці та ін.) і осадових (алевроліти, аргіліти, пісковики) породах з промиванням технічною водою також

утворюються тонкодисперсні суспензії. Для стабілізації цих суспензій їх обробляють гідролізованими поліакриламидами (РС-2) у кількості 10 – 20% з незначним додаванням КМЦ, ССБ, ПФЛХ.

7.6. ПРОМИВАЛЬНІ РІДИНИ З НЕВЕЛИКИМ ВМІСТОМ ТВЕРДОЇ ФАЗИ

Ці розчини, хоча й меншою мірою, мають ті самі переваги, що й вода. Досвід засвідчив, що зниження вмісту твердої фази в буровому розчині нижче 15 % позитивно впливає на показники буріння (механічну швидкість, проходку на долото). Особливо це виявляється при вмісті твердої фази 7 %. Оскільки на поліпшення буримості насамперед впливає зниження густини бурового розчину, а застосовувати розчини з дуже низькою густиною не завжди можливо, то для одержання бурових розчинів з низьким вмістом твердої фази й достатньою густиною частину глини в них замінюють обважнювачем. Для цього можуть бути використані також добавки солі.

Якщо в даних умовах буріння густина розчину не має великого значення, але необхідно підтримувати низькою водовіддачу та високою в'язкістю, то розчини з малим вмістом твердої фази обробляють реагентами.

У деяких районах, згідно [5], широко застосовуються гуматно-кальцієві розчини зі зниженим вмістом твердої фази. Це – прісні розчини, оброблені вуглелужним реагентом. Невеликий вміст глини в цих розчинах при збереженні необхідної в'язкості та граничного статичного напруження зсуву підтримується завдяки гуматам кальцію, які утворюються при введенні в розчин хлористого кальцію.

Для переведення бурового розчину в гуматно-кальцієвий додають 0,05 – 0,1% хлористого кальцію, 0,5 – 1,0% ВЛР, 15 – 25% води.

7.7. ЕМУЛЬСІЙНІ ПРОМИВАЛЬНІ РІДИНИ

Емульсії являють собою дисперсні системи, що складаються з двох або декількох рідких фаз, з яких одна перебуває в іншій у вигляді ізольованих одна від одної крапельок.

Відносно двох рідин теоретично можливе існування двох видів емульсій, тобто кожна з двох рідин може бути дисперсною фазою або дисперсійним середовищем.

У зв'язку з цим у бурінні застосовують емульсії двох типів:

- емульсія I роду або пряма, типу масло у воді, у якій дисперсне середовище – вода, а дисперсійна фаза – нафта або нафтопродукти (масла);
- емульсія II роду або зворотна (інвертна), типу вода в маслі, у якій дисперсне середовище – нафта або нафтопродукти, а вода диспергована та рівномірно розподілена по всьому об'єму.

У розвідувальному алмазному бурінні застосовують емульсії I роду, які, крім основних своїх функцій, маючи підвищені мастильні та антивібраційні

властивості, знижують вібрації та зменшують спрацьовування бурильної колони й відповідно витрати потужності на її обертання. Усе це сприяє підвищенню механічної швидкості буріння, стійкості алмазних коронок і зниженню витрати алмазів. Емульсії є також знижувачами твердості гірських порід.

Найпростішу емульсію одержують при додаванні масла у воду та перемішуванні. Однак емульсії, як усі дисперсні системи, агрегативно нестійкі. Агрегативна нестійкість емульсії виявляється в мимовільному злитті крапельок одна з одною, унаслідок чого може відбутися повне руйнування емульсії – розшаровування на дві фази.

Для одержання стійких концентрованих емульсій необхідно додавати третю речовину, що називається емульгатором (стабілізатором емульсії). Процес приготування стійких емульсій називається **емульгуванням**. Емульгування складається власне з диспергування та стабілізації крапельок у результаті адсорбції на їхній поверхні емульгатора.

Емульгаторами є багаторозчинні поверхневоактивні речовини (мила, мийні засоби, змочувачі ОП-7, ОП-10), високомолекулярні сполуки та нерозчинні «тверді» емульгатори (глини, гіпс, сажа та ін.) На результат емульгування впливає склад застосовуваного емульгатора, тип механічного впливу, температура суміші, співвідношення фаз та ін. Для диспергування останнім часом широко застосовують ультразвук.

При алмазному бурінні як емульсійні промивальні рідини (ЕПР) в основному використовують водомасляні емульсії, активовані поверхневоактивними речовинами, і водні розчини ПАР (мила, мийні засоби, залишки миючих речовин та ін.).

Емульсії готують звичайно централізовано у вигляді концентратів, де міститься мінімальна кількість води. Потім на буровій емульсію додають у воду та перемішують. Таким чином одержують ЕПР.

Широко застосовують ЕПР на основі СГ (суміш гудронів), а також СГ у сполученні із СМ. Процес приготування емульсії на основі СГ складається з двох етапів: *попереднє омилення СГ*, тобто одержання ОСГ на глиностанції; *обробка промивальної рідини емульсією ОСГ* у циркуляційній системі на буровій установці. У літню пору рекомендується готувати 50%-ну, а взимку – 30%-ну концентрації ОСГ.

Як відомо, жирні кислоти, що входять до складу гудронів, не дозволяють створити стійку водну емульсію внаслідок гідрофобності їхніх молекул. У глинистих розчинах жирні кислоти здатні емульгувати, оскільки емульгатором є самі глинисті частинки. Для одержання стабільної водної емульсії на основі СГ необхідний перехід від жирних кислот до їхніх лужних солей (мил), добре розчинних у воді. При омиленні частина жирних кислот, реагуючи з лугами, переходить у солі (мила), які є поверхнево-активними речовинами.

Натрові мила добре розчиняються у воді, утворюючи розчини з низьким поверхневим натягом. Неомилені залишки вільних жирних кислот та їхні складні ефіри легко емульгують у розчині ПАР, створюючи стійку емульсію з високою поверхневою активністю та добрими мастильними властивостями.

Процес омилення. У посудині доводять до кипіння розраховану кількість води. У глиномішалку заливають розраховану кількість СГ. В окремій посудині готують розчин каустичної соди необхідної концентрації. Киплячу воду зливають у глиномішалку та перемішують із СГ протягом 5 хв. Потім сюди додають розчин каустичної соди і перемішують протягом 15 – 20 хв. Отриману ОСГ перекачують насосом із глиномішалки в місткості або бочки для доставки на бурові. Для приготування 1 м³ 50%-ної ОСГ потрібно 430 кг СГ і 500 л води, а для 1 м³ 30%-ної ОСГ – 252 кг СГ і 700 л води. Кількість каустичної соди для омилення залежить від кислотного числа СГ даної партії (приблизно 35 – 40 г NaOH на 1 кг СГ).

Щоб емульсійний розчин мав добрі мастильні властивості, здійснюють неповне омилення гудронів. Залежно від твердості, складу води та характеристики гудронів кількість каустичної соди уточнюється дослідним шляхом і може знижуватися до 60 – 80% від розрахованої кількості.

ОСГ виливають у технічну воду (попередньо зм'якшену, якщо потрібно) з розрахунку 60 л 30%-ної ОСГ або 40 л 50%-ної ОСГ на 1 м³ об'єму циркуляційної системи. Потім ОСГ старанно перемішують у відстійниках системи. У зимовий час ОСГ перед додаванням необхідно підігріти.

Оптимальна концентрація СГ в ЕПР становить 1,5 – 2,5%, витрата в межах 1 – 6 кг на 1 м буріння. Якість емульсії в процесі буріння поступово погіршується. Про це судять за поступовим підвищенням потужності на буріння (за показами ватметра).

Емульсія на основі СМ і СГ містить:

- 1) 710 л води, 160 л СМ і 130 л СГ – літня 40%-на;
- 2) 760 л води, 130 л СМ і 110 л СГ – зимова 30%-на.

Послідовність приготування емульсій. У глиномішалку накачують розраховану кількість СГ і СМ, додають гарячу воду (температура 73 – 75 °С) і перемішують протягом 15 – 20 хв.

На буровій емульсію, що складається із СМ і СГ, виливають у циркуляційну систему з урахуванням 40%-на – 40 л, а 30%-на – 50 л на 1 м³ об'єму циркуляційної системи.

Ці емульсії мають підвищені антифрикційні властивості й не втрачають їх при відтаванні після замерзання.

Контрольними показниками якості емульсії, що впливають на її експлуатаційні властивості, є: стійкість емульсії в часі (стабільність), співвідношення складових частин концентрату (масла, мила, вільних кислот і лугів) і загальна його концентрація в емульсії.

У глибокому бурінні на нафту та газ застосовують нафтоемульсійні розчини, у яких рідка фаза являє собою емульсію I роду. Вихідний глинистий розчин стабілізують хімічними реагентами, а потім у нього вводять нафту протягом двох–трьох циклів.

Нафтоемульсійні розчини мають добрі мастильні властивості, сприяють зменшенню затягувань і захоплень колони при бурінні в глинистих відкладах і сольових товщах.

В Україні зазвичай застосовується емульсійний глинистий розчин такого складу: 600 – 650 л води, 400 – 450 кг глини, 300 кг кухонної солі, 100 л нафти (мазуту), стабілізатор (КМЦ, КССБ, крохмаль) – у разі необхідності.

7.8. ПОЛІМЕРНІ ПРОМИВАЛЬНІ РІДИНИ

Полімерні промивальні рідини (ППР) – це слабкоконтентровані водні розчини полімерів: гіпану та його аналогів К-4 і К-9, ПАА та ГПАА (РС-2 і РС-4), КМЦ, сополімеру М-14 або метасу. ППР, що містять тільки полімер, називаються *полімерними розчинами*, а ті, що включають і глину (глинопорошок), – *полімерглинистими* або *полімербентонітовими (ПБР)*.

Полімерні розчини без чітко вираженої поверхні розподілу між компонентами, мають такі позитивні властивості: підвищену в'язкість і знижену густину при малій концентрації полімерів; здатність утворювати міцні ізолюючі плівки на стінках свердловини та бурильних трубах; здатність взаємодіяти з глинистими частинками та гідролізуватися в активному середовищі з одержанням нових властивостей.

Полімерні розчини порівняно з водою та глинистими розчинами набули широкого застосування в розвідувальному бурінні свердловин малих діаметрів алмазним і твердосплавним породоруйнівним інструментом у нормальних і ускладнених умовах завдяки:

- 1) забезпеченню стійкості стінок свердловин, складених глинистими та глиновмісними породами, до впливів потоку рідини;
- 2) змащувальній дії та можливості застосування високих частот обертання інструмента;
- 3) виключенню захоплень бурового снаряда при його тривалих зупинках у свердловині;
- 4) зниженню гідродинамічного тиску між стінками свердловини та бурильних труб;
- 5) збереженню колекторських властивостей проникних гірських порід;
- 6) підвищенню несучої здатності порівняно з водою та більш-менш легкого очищення від шламу на поверхні.

Таким чином, полімерні розчини містять у собі одночасно основні позитивні властивості води та глинистих розчинів, сприяючи підвищеним швидкостям буріння.

При готуванні полімерних розчинів часто використовують поліакриламід негідролізований (ПАА) і гідролізований (ГПАА), як найбільш стійкий полімер до впливу твердих і мінералізованих вод. Гіпан і його аналоги, метас – менш стійкі.

Полімерні розчини на основі негідролізованого ПАА з добавками лугів рекомендується застосовувати при швидкісному бурінні стійких монолітних або слаботріщинуватих порід, що не містять глини. До складу цих розчинів входять вода, 0,5 – 1% ПАА, 0,1 – 1,5% рідкого скла та 0,1 – 0,3% Na_2CO_3 . Основні параметри таких розчинів: $T = 20 \dots 30$ с, $V = 10 \dots 14$ см³, рН = 8...9.

Промивальні рідини на основі ГПАА (РС-2 або РС-4), гіпану та сополімерів (М-14 або метас) з добавками лугів і без них рекомендується

використовувати при бурінні відносно стійких слаботріщинуватих порід, що містять прошарки або домішки глинистих порід при загальній мінералізації до 3% і загальній твердості до 35 ммоль/кг. Склад цих розчинів такий: 1) вода та 0,2 – 0,5% ГПАА (РС-2 або РС-4); 2) вода та 0,5 – 1% гіпану; 3) вода, 0,3 – 0,4% М-14 і 0,06 – 0,15% NaOH; 4) вода, 0,2 – 0,5% ГПАА (РС-2 або РС-4) або гіпану, 0,5 – 1,5% рідкого скла та 0,2 – 0,5% Na₂CO₃.

Орієнтовні параметри розглянутих розчинів: $T = 20...35$ с, $V = 10...25$ см³ за 30 хв, рН = 9...13.

Для підвищення змащувальних властивостей у полімерні розчини додають СГ, графітові порошки та ін.

Різновидом полімерних безглинистих промивальних рідин є: БПЖ-1, БПЖ-2 та БПЖ-3, розроблені в Дніпропетровському відділенні ІМР.

До складу БПЖ-1 входять такі компоненти: ФХЛС (20 – 30 кг), ПАА (0,8 – 1 кг), УЩР (50 – 100 л), КС1 (30 – 50 кг), мастильна добавка (10 – 20 л), решта – вода (для одержання 1 м³ розчину). Параметри: $\rho = 1010$ кг/м³, $T = 16...17$ с, $V = 3...5$ см³ за 30 хв. БПЖ-3 містить у собі гідролізат (сополімер – 5...10 кг), сульфати амонію (20...50 кг), ВЛР (160...200 л), мастильну добавку (15...20 л), решта – вода (до 1 м³). Параметри: $\rho = 1040$ кг/м³, $T = 16...17$ с, $V = 5...8$ см³ за 30 хв.

Розчини БПЖ використовують при бурінні глинистих порід і «пістряцвітів» Донбасу снарядами КССК.

Технологічна схема приготування полімерних розчинів складається з таких операцій: набрякання полімеру (для ПАА), його розчинення з одержанням концентрованого водного розчину, розведення концентрованого розчину до необхідної робочої концентрації. Розчинення полімеру може поєднуватися з його гідролізом.

Набрякання гранульованого ПАА відбувається в місткості з водою протягом 16 год. При температурі 60 – 70 °С процес набрякання завершується протягом 2 – 3 годин.

Набряклий або желейний ПАА, а також гіпан і сополімер розчиняють у глиномішалках або ФСМ до одержання однорідного концентрованого розчину. Гідроліз ПАА здійснюють при його інтенсивному перемішуванні з гарячим (90 – 95 °С) розчином каустичної соди. На установці ППР гідроліз триває не менше 3 год. Отриманий ГПАА зливають у місткості.

Раціональна концентрація розчину негідролізованого ПАА не повинна перевищувати 3%, а ГПАА – 1%. Для одержання полімерного розчину необхідну кількість концентрованого розчину розбавляють водою.

Необхідну масу (%) концентрованого полімерного розчину визначають за такою формулою:

$$Q_1 = QC / C_1, \quad (7.1)$$

де Q – маса полімерного розчину, що готується, кг; C – задана масова частка полімеру в розчині, що готується, %; C_1 – масова частка полімеру в концентрованому розчині, %.

7.9. ПРОМИВАЛЬНІ РІДИНИ НА НАФТОВІЙ ОСНОВІ

У глибокому бурінні на нафту та газ широко застосовують при розкритті та освоєнні продуктивних пластів і розбурюванні сольових відкладів розчини на вуглеводневій (нафтовій) основі (РНО). Вони не розчиняють пластову сіль, у них не розмокає глина. До них належать **вапняно-бітумні розчини (ВБР) та інвертні емульсійні розчини (ІЕР).**

ВБР – це розчин, у якому дисперсійним середовищем служить нафта або дизельне паливо, а дисперсною фазою – високоокиснений бітум, гідроксид кальцію (вапно), барит і невелика кількість води. ВБР використовують при розбурюванні схильних до обвалів глинистих порід, що легко набухають; соленосних відкладів, складених високорозчинними солями; при розкритті продуктивних пластів з низькими колекторськими властивостями.

Склад 1 м³ ВБР густиною 1200 кг/м³ такий: 563 кг дизельного палива марки ДЛ, 155 кг бітуму з температурою розм'якшення 120 – 155 °С, 310 кг негашеного вапна, 60 кг води, 12 кг сульфонолу та 100 кг бариту. ВБР легко обважнюється до 2300 кг/м³. Для ВБР характерні дуже низькі (нульові) показники фільтрації та висока термостійкість (200 – 220 °С).

ІЕР – це системи «вода в маслі»; їх використовують у тих самих умовах, що й ВБР.

Використовують такі типи інвертних емульсійних розчинів: ЕВБР, ВІЕР, ТІЕР та ін.

Емульсійний вапняно-бітумний розчин (ЕВБР) – інвертна емульсія на основі ВБР. На відміну від ВБР містить більше води, має високу фільтрацію та низьку термостійкість (180 – 190 °С).

Висококонцентрований інвертний емульсійний розчин (ВІЕР) одержують на основі спеціального емульгатора – емульталу. Склад 1 м³ ВІЕР: 450 л дизельного палива або нафти, 450 л водного розчину солі (MgCl₂, CaCl₂ або NaCl), 30 – 40 л СМАД, 15 – 20 л емульталу, 10 – 15 кг бентоніту; барит додають для одержання відповідної густини. ВІЕР застосовують у свердловинах з вибіною температурою до 70 °С. Для підвищення термостійкості у ВІЕР можна додавати окиснений бітум.

Термостійкий інвертно-емульсійний розчин (ТІЕР) – це інвертна емульсія на основі мильного олеогелю (кальцієвих жирних кислот окисненого петролатуму), ПАР та органофільних глин, одержуваних модифікацією бентоніту в середовищі базової емульсії. Мильний олеогель і органофільна глина забезпечують міцність і високу термостійкість (до 200 °С) емульсії.

Розчини на нафтовій основі, маючи добрі технологічні властивості, забезпечують безаварійну роботу в складних специфічних умовах. Однак ці розчини належать до дорогих і пожежонебезпечних промивальних рідин. Їхнє застосування ускладнює проведення спуско-піднімальних операцій, призводить до руйнування гумових сальників і шлангів.

7.10. ГАЗОРІДИННІ СУМІШІ

Як газоподібні агенти при бурінні свердловин використовують повітря від компресорних установок, природний газ з магістральних газопроводів або довколишніх газових свердловин, вихлопні гази двигунів внутрішнього згоряння. Застосування стисненого повітря в бурінні дозволяє досягти високих техніко-економічних показників, незважаючи на специфічні властивості газоподібного агента. Повітря (газ) має незначну густину, невелику в'язкість і легко стискується, що забезпечує високі швидкості висхідного потоку при сильній його турбулентності. У результаті цього забій повністю очищається від шламу і породоруйнівний інструмент добре охолоджується. Відсутність гідростатичного тиску підвищує ефективність руйнування гірської породи, повітря не забруднює продуктивні горизонти, поліпшується процес випробування.

Буріння з повітрям доцільно використовувати:

- а) у тріщинуватих і закарстованих породах в умовах втрат циркуляції промивальної рідини з метою зниження витрат на її поглинання;
- б) у безводних, пустинних і високогірних районах, де утруднено водопостачання;
- в) у районах вічної мерзлоти з метою зменшення ускладнень, пов'язаних із замерзанням промивальної рідини;
- г) у породах, що взаємодіють з водою і втрачають свою стійкість;
- д) у свердловинах на воду з метою кращого розпізнавання продуктивного горизонту і його освоєння.

Буріння з повітрям має і ряд недоліків:

- а) обмежена глибина буріння через технічні недоліки компресора (тиск, витрата повітря);
- б) утруднено буріння в обводнених породах, у незв'язких, сипких, а також липких пластичних породах;
- в) потрібні додаткові витрати для установа пилословлювальних пристроїв;
- г) зниження виходу керна в тріщинуватих породах.

Успіх буріння з продуванням повітрям залежить від робочих параметрів компресора (тиску, витрати повітря), компоновання бурового снаряда і схеми обв'язування поверхневого устаткування. При виборі виду газоподібного агента потрібно враховувати не тільки його економічну сторону, але і безпеку виконання бурових робіт. Найбільшого поширення набуло буріння свердловин і розкриття продуктивного пласта прямої циркуляції з використанням стисненого повітря або газу. При використанні природного газу від діючої свердловини або магістрального газопроводу на нагнітальній лінії до бурової установки встановлюють редуційний клапан, регулюючий витрату газу. Далі на лінії встановлюють спускові крани і вологовіддільники. Газ, що виходить із свердловини, спалюється за допомогою факела на кінці викидної лінії (довжина не менше 80 – 100 м). Якщо газ використовується повторно (при замкненій системі циркуляції), то його попередньо очищають від шламу і вологи в

сепараторах, трапах і фільтрах, а потім подають в компресор. Така схема хоча і громіздка, але економічніша, оскільки сприяє зниженню сумарної витрати газу на буріння. Аналогічна схема використовується і при бурінні з продуванням повітрям. У разі притоку води з пласта додають піноутвірні ПАР. Найбільше значення припливу пластових вод для буріння з очищенням вибою повітрям з добавкою ПАР складає близько 120 л/ч. При припливах води у зазначеному вище діапазоні використання ПАР запобігає утворенню шламових пробок і зменшує можливість виникнення ускладнень. Характеристики ПАР, рекомендованих для буріння з використанням газоподібних агентів, наведені в табл. 7.5.

Т а б л и ц я 7.5

Оптимальна концентрація піноутвірних ПАР залежно від мінералізації пластової води (за визначеннями А.І. Булатова, А.Г. Аветисова)

ПАР	Оптимальна концентрація ПАР (до об'єму води) у перерахунку на активну речовину, %	Характеристика пластової води		Температура, °С	Відношення допустимої концентрації шламу до об'єму води	
		Хімічний тип	Ступінь мінералізації			
Сульфонол НП-1	0,23	Гідрокарбонатно-кальцієві, сульфатні та хлоридні	Прісні та слабомінералізовані ($\rho = 1,0015 \text{ г/см}^3$, Жорсткість $\approx 0,09$ моль/кг)	20 – 50	1:2 – 1:1	
«Прогрес»	0,10				1:2 – 1:1	
ОП-10	0,10				4:1 – 1:1	
ОП-7	0,10				4:1 – 1:1	
КАУФЭ-14	0,12				1:2	
Азолят	0,10				1:2	
«Прогрес»	0,20	Сульфатно-натрієві	Середньомінералізовані та мінералізовані ($\rho = 1,0015 \dots 1,0283 \text{ г/см}^3$, жорсткість 0,09 – 1,43 моль/кг)		1:2	
ОП-10	0,20				4:1 – 1:1	
ОП-7	0,20				4:1 – 1:1	
Сульфонол НП-1	0,42				1:2	
«Прогрес»	1,0 – 1,20	Хлоркальцієві	Розсоли $\rho = 1,19 \text{ г/см}^3$			1:2

При бурінні застосовують такі види газорідних сумішей:

аерозолі (тумани) – аеродисперсні системи, у яких неперервним дисперсійним середовищем є повітря або газ, а дисперсною фазою – рідина у вигляді найдрібніших крапельок; густина аерозолів складає 0,005 – 0,05 г/см³;

аерована рідина – система, у якій дисперсійне середовище утворює неперервна рідка частина, а дисперсну фазу – повітря; густина аерованої рідини складає $0,05 - 0,1 \text{ г/см}^3$;

піна – дисперсна система, що складається з бульбашок повітря (дисперсна фаза), відокремлених плівками рідини, які в сукупності утворюють плівковий каркас – основу піни; густина пін складає $0,05 - 0,1 \text{ г/см}^3$.

Сферу застосування різних газорідинних сумішей можна поділити таким чином:

1) **аероемульсії** – слабозцементовані та водочутливі глинисті породи; незначні водопрпливи;

2) **аеровані рідини і піни** – якщо гірські породи поглинають промивальну рідину з інтенсивністю до $5 \text{ м}^3/\text{ч}$, то рекомендується застосовувати аеровані рідини, а з інтенсивністю до $8 - 10 \text{ м}^3/\text{ч}$ – піни.

Крім того, піни рекомендується використовувати при бурінні у слабозцементованих, високопористих породах; у безводних і посушливих районах; у карстових зонах, в умовах вічної мерзлоти і в породах, схильних до набухання. Піну одержують за допомогою інтенсивного змішування водного розчину ПАР-піноутворювачів, що подають від дозуючого насоса або дозатора, і з потоком стисненого повітря, що нагнітається компресором. Нині розроблені й використовуються в певних умовах при бурінні з пінами технологічні схеми обв'язування устя свердловини. Створення таких конструкцій направлене саме на отримання високих техніко-економічних показників при найбільш простій схемі генерації піни і подачі її в свердловину.

Раціональніше при глибині свердловини до 250 м використовувати насосно-компресорну схему генерації піни (рис. 7.2, а). При бурінні глибоких свердловин з пінами така схема (рис. 7.2, б) диктує необхідність використання компресорів, що створюють великий тиск, коли буріння з пінами стає економічно не вигідним. При використанні компресорів низького тиску ($0,7 \text{ МПа}$) необхідно застосовувати спеціальний дотискний пристрій для отримання і нагнітання піни в свердловину. При бурінні з пінами свердловин глибиною до 1500 м використовується додатковий дозувальний насос на всмоктувальній лінії.

Склад пін підбирає залежно від властивостей розбурюваних порід, а також виду ускладнень (табл. 7.6).

До ПАР відносяться також речовини, які здатні концентруватися на міжфазних границях. Характерна властивість ПАР – їх дифільність, тобто наявність у кожної молекули гідрофільних (полярних) і гідрофобних (неполярних) груп. Це означає, що гідрофільна частина молекули ПАР активніше взаємодіє з молекулами води, а гідрофобна – з молекулами повітря, неполярною рідиною або твердим тілом. Це також визначає поривання молекул ПАР до концентрації на міжфазних границях розділу і певної їх орієнтації.

До складу молекул ПАР входять такі гідрофільні групи: **гідроксильна** COOH ; **карбоксилатна** COOMe (Me – атом металу); **сульфонатна** SO_3Me ; **сульфатна** SO_4Me ; **фосфатна** PO_3Me ; **аміногрупа** NH_2 ; **оксиетильна** CH_2 , CH_2O та ін.

Найчастіше в практиці як піноутворювач рекомендується використовувати сульфол. Як добавки, поліпшуючі властивості піни, можна використовувати хлорид алюмінію та азотнокислий натрій, КМЦ і милонафт, желатин і гідроксид літію.

Ефективний піноутворювач в умовах надходження високо-мінералізованих пластових вод – аніоактивна ПАР ДС-РАС. При збільшенні концентрації хлориду натрію у воді необхідно підвищувати концентрацію піноутворювача ДС-РАС, цим самим створюються добрі умови для зростання стійкості піни. Подальше зростання стійкості піни досягається за рахунок уведення стабілізаторів (КМЦ, крохмалю, кістяного клею, технічного желатину). Крім того, для підвищення піноутворювальної здатності розчинів ДС-РАС і стабільності піни до них рекомендується додавати сульфонат нікелю і кальциновану соду в співвідношенні (у % по масовій частці): ДС-РАС – 1 – 2; сульфат нікелю 0,5 – 1,0; кальцинована сода 1 – 2; решта – вода.

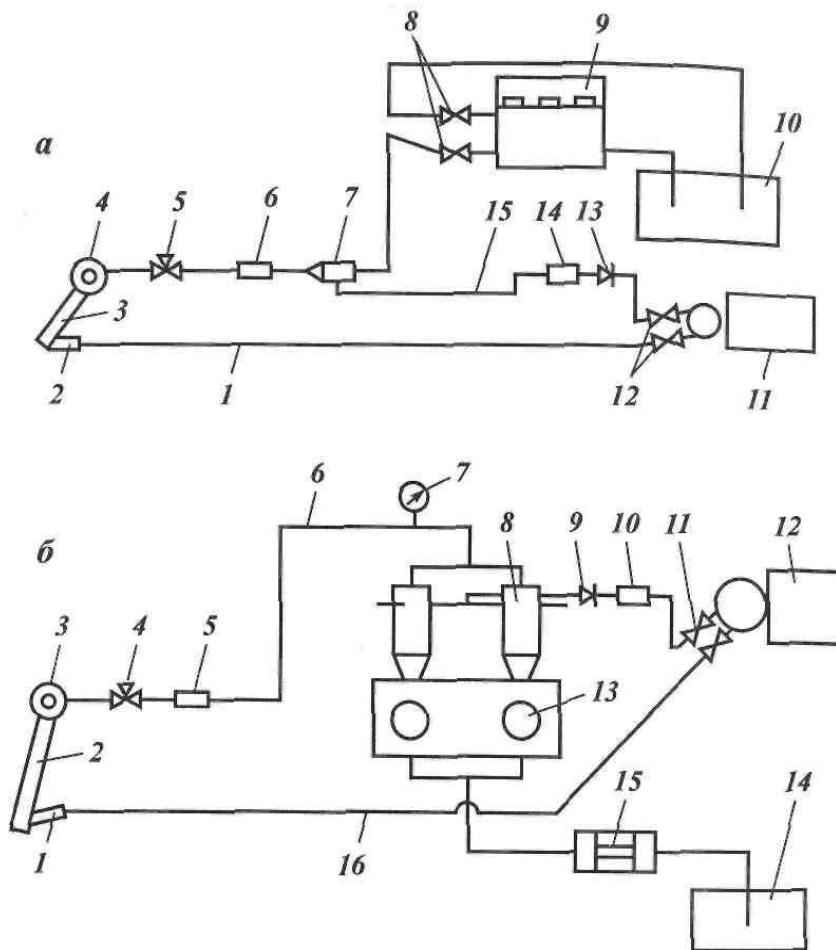


Рис. 7.2 . Схеми обв'язування свердловини при бурінні з піною глибиною до 250 м, де у схемі а): 1 – повітропровід до ежектора; 2 – ежектор; 3 – зливна труба; 4 – свердловина; 5, 8 – триходові крани; 6 – прилад для визначення кратності піни; 7 – піногенератор; 9 – насос; 10 – місткість з розчином ПАР; 11 – компресор; 12 – кран; 13 – зворотний клапан; 14 – витратомір повітря; 15 – повітровід до піногенератора; у схемі б): 1 – ежектор; 2 – відвідний трубопровід; 3 – свердловина; 4 – триходовий кран; 5 – прилад визначення кратності піни; 6 – нагнітальний трубопровід; 7 – манометр; 8 – дотискуючий пристрій; 9 – зворотний клапан; 10 – витратомір повітря; 11 – кран; 12 – компресор; 13 – насос; 14 – місткість з розчином ПАР; 15 – дозувальний насос; 16 – трубопровід до ежектора

Сфера застосування пін

Умови буріння	Склад промивальної рідини, що спінюється	Концентрація компонентів, %
Стійкі осадові породи	Сульфонол	0,5 – 0,8
Стійкий доломіт, вапняки	Сульфонол	0,3
Глинисті породи (аргіліти, сланці)	ОП-10	2 – 3
	Сульфонол	0,5
	ГППА	0,1
Нестійкі подрібнювальні породи	Глинопорошок	2 – 3
	Na ₂ CO ₃	0,2
	КМЦ	0,3
	Сульфонол	0,5
Водоприплив	Глинопорошок	4 – 5
	Na ₂ CO ₃	0,2 – 0,3
	КМЦ	0,3
	Сульфонол	0,5 – 1,0
Мінусові температури	Сульфонол	0,5 – 1,0
	КМЦ	0,25 – 0,5
	CaCl ₂	2 – 7
	NaCl	3 – 10
	Глинопорошок	5 – 6
Зони тектонічних порушень	Na ₂ CO ₃	0,1
	Рідке скло	0,1
	ГППА	0,7 – 1,0
	Сульфонол	0,4 – 1,0

У лабораторії промивки і кріплення свердловини [5] створена композиція піноутворювача «пінол-1». Складається «пінол-1» з таких компонентів: суміші натрієвих солей органічних сульфокислот, оксиетилірованих жирних спиртів або оксиетилірованих алкілфенолів, лігносульфонату амонію, моноетаноламідю жирних кислот та інших речовин. Рекомендовані співвідношення компонентів «пінол-1» наведені в табл. 7.7.

Визначені в таблиці композиційні складові «пінола-1» на вигляд є рідинями темно-коричневого кольору з температурою застигання від –4 до –6 °С, рН = 8,15...8,50. При додаванні робочої концентрації 0,5% «пінола-1» у воду з мінералізацією NaCl до 5 % (об'єм розчину 50 см³) спінюваність (через 30 с) складає 310 – 340 см³. Достатньо стабільно піна утворюється через 30 хв після спінювання.

Співвідношення компонентів “пінола-1”

Компоненти	Масове співвідношення компонентів за рекомендованим складом, %						
Натрієві солі сульфокислот	19,0	26,0	40	29,0	40	40	45,0
Синтанол	15,0	10,0	15,0	12,0	-	-	10,0
Синтанол ДС-10	-	-	-	-	10,0	-	-
ОП-10	0	0	0	0	0	10,0	-
Моноетаноаміди (фракцій С10 – С16)	3,0	5,0	4,0	7,0	4,0	4,0	-
Лігносульфонат амонію	2,0	3,5	3,0	2,5	5,0	3,0	5,0
Їдкий натр	0,2	-	-	0,1	-	-	-

Піна – це маса, яка складається з бульбашок газу (повітря), що є дисперсною фазою, і неперервного дисперсійного середовища (рідини). Виходячи з цього, піна має плівково-комірчасту будову. Піни ефективно застосовують для буріння свердловин у твердих породах (вапняках, доломітах), вічномерзлих породах, пористих поглинаючих горизонтах, при розкритті продуктивних пластів, освоєнні й капітальному ремонті свердловин, якщо тиск пласта становить 0,3 – 0,8 від гідростатичного. Для підвищення стабільності пін до них додають реагенти-стабілізатори (КМЦ, ПАА, ПВС), що збільшують в'язкість розчинника і сприяють уповільненню процесу витікання рідини з плівок. Для отримання стійкої піни до складу піноутворювального розчину повинні входити (г/л): піноутворювальні ПАР (залежно від молекулярної маси) 0,5 – 50; полімери – стабілізатор піни (КМЦ, ПАА, ПВС) 0,2 – 0,75; електроліти (тринатрійфосфат, NaCl) 0,1 – 0,5; решта – вода. До складу менш стійких пін додають 0,5 – 10 г/л піноутворювальних ПАР, решта – вода.

Піну, як масу, можна охарактеризувати такими основними властивостями:

1) піноутворювальною здатністю – об'ємом піни (мл) або висотою її стовпа (мм), який утворюється з об'єму (50 см^3) розчину;

2) кратністю піни (B – відношенням об'єму піни V_n до об'єму розчину V_p , що витрачається на її утворення, тобто $B = V_n/V_p$);

3) стабільністю (стійкістю) – часом існування певного об'єму піни, а також дисперсністю – середнім розміром бульбашок або розподілом бульбашок за розмірами.

У промисловості найбільшого поширення набув спосіб, при якому піна утворюється в результаті інтенсивного сумісного диспергування піноутворювального розчину і повітря відповідно до технологічних схем (див. рис. 7.2, а і б).

У процесі приготування та використання пін необхідно враховувати такі чинники:

- 1) мило жирних кислот має максимальну піноутворювальну здатність при рН = 8...9;
- 2) алкіларилсульфонати мають добру піноутворювальну здатність при рН < 12;
- 3) піноутворювальна здатність неіоногенних ПАР не змінюється при рН – 3...9;
- 4) піноутворювальна здатність ПАР збільшується з підвищенням температури до 90 °С;
- 5) чим менше поверхневий натяг, тим вище піноутворювальна здатність;
- 6) солі жорсткості гасять піноутворення;
- 7) полімерні реагенти-стабілізатори підвищують структурно-механічні властивості пін.

Приготовану піну нагнітають у свердловину після її повного очищення від глинистого розчину, води і шламу.

Відповідно до викладеного тип бурового розчину для глиновмісних гірських порід вибирають з урахуванням таких чинників: щільності глиновмісної гірської породи; коефіцієнта пористості; мінералізації порової води; обмінної ємності глиновмісних порід; основного катіона, переважаючого в обмінному комплексі глиновмісних гірських порід (Na^+ або Ca^{++}); глибини залягання.

При виборі бурового розчину для буріння хемогенних гірських порід необхідно враховувати: різновиди галоїдних порід, що складають хемогенну товщу; хімічний склад хемогенних гірських порід; основні властивості хемогенних відкладів; глибину залягання хемогенних відкладів.

Для розбурювання твердих і вічномерзлих гірських порід бурові розчини рекомендується вибирати залежно від таких чинників: припливу підземних вод; тиску пласта вод; необхідного гідростатичного тиску стовпа бурового розчину в свердловині.

7.11. РОЗРАХУНКИ ДЛЯ ПРИГОТУВАННЯ І РЕГУЛЮВАННЯ ВЛАСТИВОСТЕЙ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ

Кількість глини для приготування бурового розчину залежить від її якості, яка визначається показником «вихід розчину», м^3 [9, 11, 17, 18, 34, 41]:

$$B_{\rho} = \frac{m_2(\rho_2 - \rho_в)}{(\rho_{б.р} - \rho_в)\rho_2}, \quad (7.2)$$

де m_2 – маса глини, $m_2 = 1000$ кг; ρ_2 – густина глини, $\rho_2 = 2300 \dots 2600$ кг/м³; $\rho_в$ – густина води, $\rho_в = 1000$ кг/м³; $\rho_{б.р}$ – густина бурового розчину, кг/м³.

Глинопорошки для буріння

Сорт	Вищий	I	II	III	IV
Вихід бурового розчину з 1000 кг глинопорошку, м ³	15	12	9	6	< 6
Густина бурового розчину, кг/м ³	1043	1054	1073	1100	> 1100

Примітка. Вологість складає не більше 6 – 8 %.

Стосовно грудкуватих глин, то основний показник, за яким оцінюють якість глиноматеріалу, – це колоїдальність, що характеризує кількість глини, необхідної для приготування одиниці об'єму глинистого розчину з умовною в'язкістю 25 – 30 с. У табл. 7.8 наведено показники, що характеризують якість глини густиною 2500 кг/м³.

Т а б л и ц я 7.8

Показники глинопорошків для буріння

Ступінь колоїдальності глини	Густина глинистого розчину, кг/м ³	Об'єм, необхідний для приготування 1 м ³ розчину, м ³	Маса глини, необхідної для приготування 1 м ³ розчину, кг	Вихід глинистого розчину з 1000 кг глини, м ³
Висококолоїдна	1040 – 1060	0,03 – 0,04	70 – 100	15 – 10
Колоїдна	1060 – 1150	0,04 – 1,10	100 – 250	10 – 4
Середньоколоїдна	1150 – 1300	0,10 – 0,20	250 – 500	4 – 2
Малоколоїдна	1300 – 1400	0,20 – 0,27	500 – 675	2 – 1,5
Важка	1400 – 1500	0,27 – 0,33	675 – 825	1,5 – 1,2

Маса глини без урахування вологості для приготування необхідної кількості глинистого розчину, кг:

$$m_2 = \frac{\rho_2 V_{\text{б.р}} (\rho_{\text{б.р}} - \rho_v)}{(\rho_2 - \rho_v)}, \quad (7.3)$$

де $V_{\text{б.р}}$ – об'єм бурового розчину, м³.

Маса глини без урахування вологості для приготування 1 м³ бурового розчину, кг, визначається за формулою (7.3) при $V_{\text{б.р}} = 1 \text{ м}^3$.

Маса глини для приготування 1 м³ бурового розчину з урахуванням вологості, кг:

$$m_2 = \frac{\rho_2 (\rho_{\text{б.р}} - \rho_v) V_{\text{б.р}}}{(\rho_2 - \rho_v) (1 - W + W \rho_2 \cdot 10^{-3})}, \quad (7.4)$$

де W – вологість глини, для інженерних розрахунків $W = 0,05 - 0,1$.

Маса води для приготування 1 м³ бурового розчину, кг:

$$m_v = \frac{\rho_z V_{б.р} (\rho_z - \rho_{б.р})}{(\rho_z - \rho_v)}. \quad (7.5)$$

Концентрація глини (місткість глини) в буровому розчині з урахуванням щільності початкових матеріалів, %:

$$K_z = \frac{\rho_z (\rho_{б.р} - \rho_v)}{\rho_{б.р} (\rho_z - \rho_v)} \cdot 100. \quad (7.6)$$

Маса глини для додавання у буровий розчин з метою збільшення його концентрації, кг:

$$m_z = m_p \frac{(K_H - K_z)}{100 - K_T}, \quad (7.7)$$

де K_H – необхідна концентрація розчину.

Густина приготованого бурового розчину заданої концентрації, кг/м³:

$$\rho_{б.р} = K_z (\rho_z - \rho_v) + \rho_v. \quad (7.8)$$

Необхідний об'єм глини, м³:

$$V_z = V_{б.р} \frac{\rho_{б.р} - \rho_v}{\rho_z - \rho_v}. \quad (7.9)$$

Об'єм води, м³:

$$V_v = V_{б.р} - V_z \quad V_v = V_{б.р} - V_z. \quad (7.10)$$

Найбільш низька густина бурового розчину досягається при використанні бентонітових глин ($\rho_{б.р} = 1050 \dots 1080 \text{ кг/м}^3$). Густина розчинів, приготованих із звичайних глин, складає 1150–1250 кг/м³. Для зниження густини розчини готують на вуглеводній основі або додають воду. Об'єм рідини, необхідний для зниження густини розчину до $\rho'_{б.р}$, визначають так:

$$V' = \frac{V_0 (\rho_{б.р} - \rho'_{б.р})}{(\rho'_{б.р} - \rho_v)}, \quad (7.11)$$

де V_0 – початковий об'єм бурового розчину, м³; $\rho'_{б.р}$ – необхідна густина розчину, кг/м³.

Приклад 7.1. Необхідно знизити густина розчину з $\rho_{б.р} = 1500 \text{ кг/м}^3$ до $\rho'_{б.р} = 1300 \text{ кг/м}^3$, щоб запобігти поглинанню. Розрахувати об'єми води і нафти, необхідні для зниження густини бурового розчину, якщо початковий об'єм розчину $V_0 = 80 \text{ м}^3$, а густина нафти $\rho_H = 850 \text{ кг/м}^3$.

Розв'язок. З рівняння (7.11) об'єм води

$$V_v = \frac{80(1500 - 1300)}{(1300 - 1000)} = 53,3 \text{ м}^3.$$

Об'єм нафти

$$V_6 = \frac{80(1500 - 1300)}{(1300 - 850)} = 35,5 \text{ м}^3.$$

Вміст нафти в буровому розчині

$$K_H = 35,5 / (80 + 35,5) = 30,73 \text{ \%}.$$

Ще більше зниження густини забезпечується аерацією розчину – уведенням, як дисперсної фази повітря.

Об'єм бурового розчину для буріння свердловини

$$V_{б.р} = V_1 + V_2 + V_3 + K_3 V_4 \quad (7.12)$$

де V_1 – об'єм приймальних місткостей бурових насосів, $V_1 = 10 \dots 40 \text{ м}^3$; V_2 – об'єм циркуляційної жолобної системи, $V_2 = 4 \dots 7 \text{ м}^3$; V_3 – об'єм бурового розчину, необхідний для механічного буріння, м^3 :

$$V_3 = n_1 L_1 + n_2 L_2 + \dots + n_n L_n; \quad (7.13)$$

V_4 – об'єм свердловини, м^3 ; K_3 – коефіцієнт запасу, $K_3 = 2$; L_1, L_2, \dots, L_n – довжина інтервалів одного діаметра, м; n_1, n_2, \dots, n_n – норми витрати бурового розчину на 1 м проходки, м^3 , залежать від виду обсадної колони, під яку здійснюється буріння (табл. 7.9).

Т а б л и ц я 7.9

Витрати бурового розчину

Обсадна колона	Норма витрати бурового розчину, $\text{м}^3/\text{м}$
Напряв	2,76
Кондуктор	2,53
Проміжна	1,0
Хвостовик (потайна)	0,53
Експлуатаційна	0,32

Розрахунок кількості хімічних реагентів, використовуваних для регулювання властивостей глинистих розчинів, базується на тій умові, що оптимальною буде та їх величина, додавання якої при меншій витраті і невисокій стійкості дає найбільш ефективну зміну основних технологічних параметрів. Оптимальна рецептура реагенту для обробки звичайно підбирається дослідним шляхом у лабораторії.

Розрахунок необхідної маси бурого вугілля і каустичної соди для приготування ВЛР слід починати з визначення вологості вугілля, %:

$$W_{б.в} = \frac{b - a}{b} 100\%, \quad (7.14)$$

де b і a – маса вологого і просушеного вугілля відповідно, кг.

Маса вологого бурого вугілля, кг, необхідна для приготування реагенту

$$m_{\bar{b}.v} = 100 K_{\bar{b}.v} V_{ВЛР} / (100 - W_{\bar{b}.v}), \quad (7.15)$$

де $K_{\bar{b}.v}$ – концентрація сухого бурого вугілля в 1 м³ реагенту за рецептом, %; $V_{ВЛР}$ – об'єм приготованого реагенту, м³.

Об'єм розчину каустичної соди, м³, для приготування одиниці об'єму реагенту за встановленим рецептом

$$V_{к.с} = K_{к.с} V_{ВЛР} / m_{к.с}, \quad (7.16)$$

де $K_{к.с}$ – концентрація каустичної соди в реагенті, %; $m_{к.с}$ – кількість каустичної соди в розчині, кг.

Об'єм води, м³, необхідний для приготування ВЛР:

$$V_v = V_{ВЛР} - \left(\frac{m_v}{\rho_v} \right) + V_{к.с}, \quad (7.17)$$

де $\rho_{\bar{b}.v}$ – щільність бурого вугілля, кг/м³, $\rho_{\bar{b}.v} = 1200$ кг/м³.

Приготовані ВЛР зливають у глинистий розчин, циркулюючий через жолоби, так, щоб увесь розчин, який потрібно додати в свердловину, витік за час, необхідний для здійснення повного циклу.

Швидкість, л/хв, з якою реагент повинен витікати із спускного пристрою відстійника:

$$v = V_{ВЛР} / t_{\psi}, \quad (7.18)$$

де t_{ψ} – час циклу (тобто час, необхідний для того, щоб об'єм розчину зробив повний період циркуляції), хв.

Маса, кг, крохмалю m_k і сухої каустичної соди $m_{к.с}$ для приготування крохмального реагенту розраховується за такими формулами:

$$m_k = V_k K_k / 100; \quad (7.19)$$

$$m_{к.с} = V_{к.с} K_{к.с} / 100, \quad (7.20)$$

де V_k – об'єм реагенту, що готується, тобто об'єм води, у який засипається крохмаль, м³; K_k – концентрація крохмалю в реагенті, $K_k = 8 \dots 10\%$, $K_{к.с}$ – концентрація сухої каустичної соди, $K_{к.с} = 1,0 \dots 1,4$, на розраховану кількість крохмалю (у сильномінералізованих водах $K_{к.с} = 2 \dots 4$).

Приклад 7.2. Розрахувати, скільки бурого вугілля ($W_{\bar{b}.v} = 12\%$), каустичної соди ($m_{к.с} = 40\%$) і води треба взяти, щоб приготувати $W_{\bar{b}.v} = 20$ м³ реагенту ВЛР.

Розв'язок. За умовою прикладу для приготування одиниці об'єму реагенту даного складу потрібно по масі 13 % бурого вугілля і 3 % каустичної соди.

За формулою (7.15)

$$m_{\bar{b}.e} = \frac{100 \cdot 13 \cdot 20}{100 - 12} = 295 \text{ кг.}$$

За формулою (7.16)

$$V_{к.с} = \frac{3 \cdot 20}{40} = 1,5 \text{ м}^3.$$

За формулою (7.17)

$$V_e = 20 - \left(\frac{295}{1200} + 1,5 \right) = 18,25 \text{ м}^3.$$

Об'єм реагенту, необхідний для приготування розчину ССБ, розраховують так:

$$V_p = K_{ССБ} V_{ССБ} / K_{с.р}, \quad (7.21)$$

де $K_{ССБ}$ – вміст сухої речовини ССБ в реагенті за рецептом, %; $V_{ССБ}$ – об'єм реагенту, який слід приготувати, м^3 ; $K_{с.р}$ – вміст сухої речовини, %, у розчині ССБ (зазвичай $K_{с.р} = 30 \dots 50$ %).

Об'єм розчину, необхідний для приготування ССБ:

$$V_p = 304 / 50 = 2,4 \text{ м}^3,$$

де 30 – вміст сухої речовини ССБ у реагенті за рецептом, %.

Необхідну кількість хімічних реагентів певного виду для обробки бурових розчинів в інтервалах буріння знаходять за такою формулою:

$$V_{x.p} = K V_{n.o} + K_1(n_1 L_2 + n_1 L_2 + \dots + n_n L_n) ab, \quad (7.22)$$

де $V_{n.o}$ – початковий об'єм розчину на буровій до обробки його хімічним реагентом відповідно до вибою свердловини, м^3 ; K, a, b – дослідні коефіцієнти, значення яких приймають залежно від типу хімічного реагенту, призначення хімічної обробки і властивостей розчину (табл. 7.10).

Для отримання бурових розчинів з низькою температурою замерзання треба визначити масу кухонної солі, кг, що необхідна для приготування водного розчину різного ступеня солоності, тобто:

$$m_c = K_c m_e (100 - K_c), \quad (7.23)$$

де K_c – вміст солі, %. Значення K_c вибирається залежно від необхідної температури замерзання бурового розчину (табл. 7.11). Якщо використовується глинистий розчин, то кількість солі, яку необхідно додати в 1 м^3 розчину, обчислюють так:

$$m_c = K_c m_{e.p} (100 - K_c), \quad (7.24)$$

де $m_{e.p}$ – маса 1 м^3 глинистого розчину.

Значення дослідних коефіцієнтів K , a і b

Тип хімічного реагенту або добавки	Додаткові умови	K	a	b
ССБ, КССБ, КМЦ	Солоність фільтрату, %:			
	6	0,09	0,001	1,0
	15	0,04	0,001	1,0
	< 2	0,025	0,001	1,0
ВЛР, ТЛР	Приготування на воді – прісній	0,06	0,001	0,5
	– морській	0,06	0,001	1,0
Кальцинована сода	–	0,01	0,001	1,0
Крохмаль	Солоність фільтрату, %:			
	20	0,004	0,001	1,0
	15	0,005	0,001	1,2
	10	0,06	0,001	1,4
	5	0,0125	0,001	1,6
Нафта	Для боротьби із захопленнями і зтягуваннями інструмента	0,1	0,13	1,0

Об'єм води, м^3 , необхідний для приготування насиченого розчину солі:

$$V_v = m_c / q_c, \quad (7.25)$$

де q_c – кількість солі, яка необхідна для насичення 1 м^3 води, кг.

Додаткова кількість солі m_{1c} , кг, яка необхідна для отримання потрібної концентрації та пов'язана з додаванням до глинистого розчину води, визначиться так:

$$m_{1c} = K_c V_v (100 - K_c). \quad (7.26)$$

Загальна маса солі, кг, для отримання насиченого розчину

$$m_{c\Sigma} = m_c + m_{1c}. \quad (7.27)$$

Загальний об'єм води, л, для отримання насиченого розчину солі

$$V_{e\Sigma} = V_e / 0,36. \quad (7.28)$$

Т а б л и ц я 7.11

Температура замерзання розчину

Концентрація NaCl, %	Температура замерзання розчину	Концентрація Na ₂ Cl, %	Температура замерзання розчину
0,1	0	14,9	-11,0
1,5	-0,9	16,2	-12,2
2,9	-1,8	17,5	-13,6
4,3	-2,6	18,8	-15,1
5,6	-3,5	20,0	-18,2
7,0	-4,4	22,4	-20,0
8,3	-5,4	23,1	-21,2
9,6	-6,4	23,7	-17,2
11,0	-7,5	24,9	-9,5
12,3	-8,5	26,1	-1,7
13,6	-2,8	26,6	0

Для отримання аерованих безструктурних бурових розчинів необхідна маса ПАР, кг, яка визначається так:

$$m_{ПАР} = V_{б.р} \rho_{б.р} \frac{K_1}{K_2}, \quad (7.28a)$$

де K_1 – задана концентрація ПАР, %; K_2 – концентрація активної речовини в ПАР, %:

ПАР	ОП-7	ОП-10	ПО-1	«Прогрес»	Сульфонат	Сульфонол	Бурол
$K_2, \%$	99,5	99,5	–	20	89,5	84	25

7.12. ГІДРАВЛІЧНА ПРОГРАМА ПРОМИВАННЯ СВЕРДЛОВИНИ

Розрахунок гідравлічної програми промивання свердловини зводиться до такого: попередньо визначаються необхідні гідравлічні параметри бурових насосів, виходячи з доцільності якнайповнішого використання гідравлічної потужності насосної групи; вибирається діаметр бурильної колони; розраховується подача насосів при бурінні різних інтервалів свердловини.

Витрати бурового розчину, м³/с, визначаються за формулою

$$Q = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) v_{в.н}, \quad (7.29)$$

де $v_{в.п}$ – швидкість висхідного потоку, м/с. Для повного очищення швидкість висхідного потоку $v_{в.п}$ повинна перевищувати швидкість падіння твердих частинок u (у разі відсутності руху рідини) під впливом сили тяжіння на величину бажаної швидкості підйому w , тобто

$$v_{в.п} = u + w. \quad (7.30)$$

У перехідному і турбулентному режимах швидкість обтікання твердих частинок обчислюється за формулою Реттингера, а саме:

$$u = k \sqrt{\frac{d_u (\rho_n - \rho_{б.р})}{\rho_{б.р}}}, \quad (7.31)$$

де k – постійна Реттингера, $k = \sqrt{4g/3k_c}$; k_c – коефіцієнт опору руху, залежний від конфігурації частинки, швидкості її обтікання та інших чинників (для кулі $k_c \approx 0,4$); d_u – діаметр найкрупнішої частинки, що залишається у зваженому стані; ρ_n і $\rho_{б.р}$ – щільність матеріалу частинок породи і густина бурового розчину;

$$d_u = \frac{6\tau_0 k_d}{g(\rho_n - \rho_{б.р})}, \quad (7.32)$$

де τ_0 – динамічне напруження зсуву, Па; k_d – експериментальний коефіцієнт, значення якого залежить від діаметра частинки (рис. 7.3). На практиці у формулу (7.32) замість τ_0 найчастіше підставляють СНЗ (Θ), оскільки багато бурових розчинів не підлягають моделі в'язкопластичної рідини на всій межі змінення градієнтів швидкостей.

Для частинок неправильної форми треба знати еквівалентний діаметр сфери, який визначають за такою формулою:

$$d_{\ominus} = \sqrt[3]{6V_u/\pi}, \quad (7.33)$$

де $V_u = \pi d_4^3/6$.

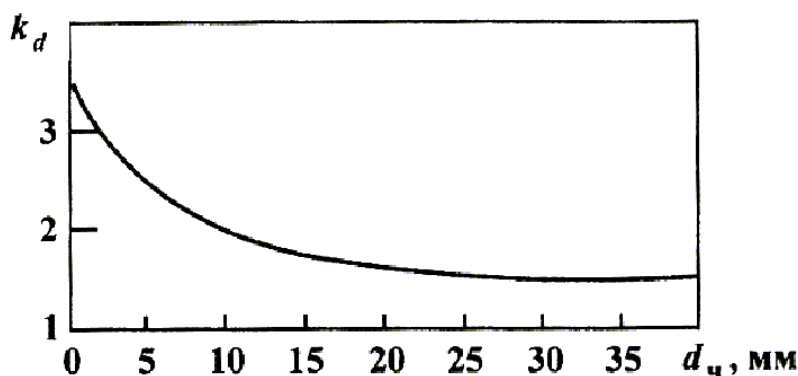


Рис. 7.3. Залежність коефіцієнта k_d , уведеного проф. Р.І. Шищенком, від діаметра частинки

Для визначення *розрахункового діаметра частинок породи*, що вибурюється шарошечним долотом, можна скористатися виразом

$$d_u = 0,56\sqrt{(l-b)h}, \quad (7.34)$$

де l – максимальний крок зубців у площині вибою; b – ширина зубців у площині вибою; h – висота зубців. За наявності уламків породи із стінок свердловини як розрахунковий діаметр частинки d_u можна використовувати величину кільцевого проміжку між стінкою свердловини і муфтою бурильних труб.

При використанні алмазних доліт частинки вибуреної породи порівняно дрібні та їх винесення на поверхню не викликає утруднень.

Коефіцієнт k можна визначити за такою формулою: $k = \sqrt{4g/3k_c}$, а також за графіком (рис. 7.4), враховуючи параметр

$$a = d_u / d_0, \quad (7.35)$$

де d_0 – діаметр найбільшої частинки, що залишилася у зваженому стані.

При $a < 3$ режим обтікання частинки *ламінарний*; при $3 \leq a \leq 7$ – *перехідний*, при $a > 7$ – *турбулентний*. Для частинок бурового шламу швидкість проковзування дорівнює 0,3–0,4.

При ламінарному режимі

$$u = \frac{\tau_0 d_u}{\eta} \Psi(a), \quad (7.36)$$

де η – пластична в'язкість, Па·с; $\Psi(a)$ – експериментальна функція (рис. 7.5).

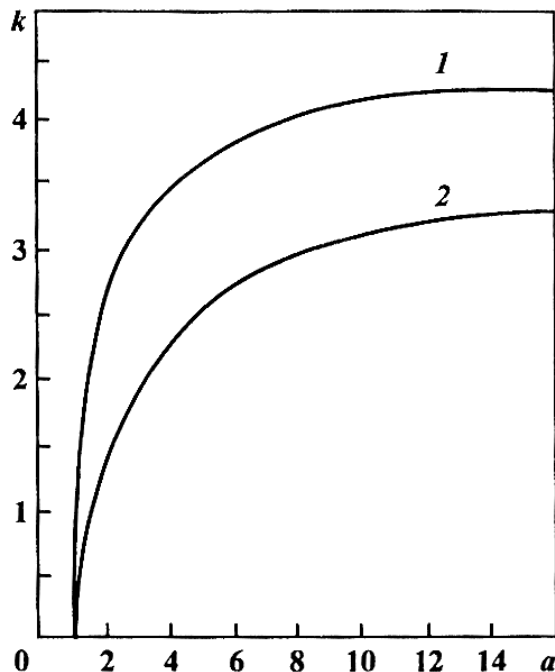


Рис. 7.4. Змінення коефіцієнта k , уведеного проф. Р.І. Шищенком, у формулі Реттингера:
1 – сфера; 2 – плоска частинка

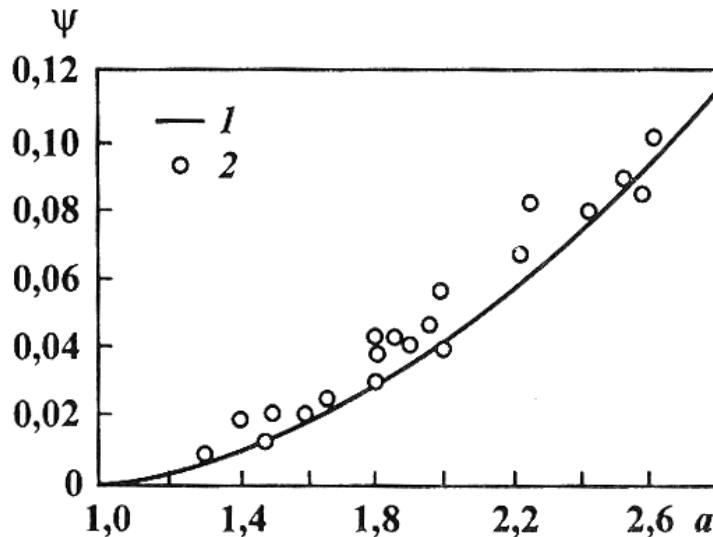


Рис. 7.5. Змінення функції $\Psi(a)$, уведеної проф. Р.І. Шищенком:
1, 2 – теоретичні та експериментальні дані відповідно

Необхідну швидкість підйому частинок шламу w можна визначити за такою формулою:

$$w = \frac{D_c^2}{D_c^2 - d^2} \cdot \frac{v_m}{V_{m.ч}}, \quad (7.37)$$

де D_c – діаметр свердловини; d – зовнішній діаметр бурильних труб; v_m – швидкість буріння; $V_{m.ч}$ – об'ємна частка твердих частинок.

Допустима максимальна об'ємна частка твердих частинок, при перевищенні якої виникає небезпека утворення сальників і захоплень, у практичних розрахунках приймається 5 % (зменшується до 2 %, якщо буровим розчином є вода або інші легкі рідини зниженої в'язкості). Для практичних розрахунків швидкість винесення частинки приймається (0,1–0,3)и і тим більше, чим глибше свердловина і вище v_m . Необхідну для транспортування шламу до устя свердловини швидкість висхідного потоку бурового розчину в кільцевому просторі свердловини приймають виходячи з досвіду буріння в даному районі. У більшості випадків рекомендується приймати, щоб $v_{в.п} = 0,4 \dots 0,6$ м/с. При промивці обважненими розчинами прагнуть використовувати нижню межу, а при застосуванні необважнених малов'язких розчинів – верхню. При нестійких глинах іноді швидкість потоку в кільцевому просторі збільшують до 1,2 м/с. Допускається короткочасне зменшення $v_{в.п}$ до 0,2 – 0,3 м/с.

Для інженерних розрахунків можна скористатися емпіричною залежністю мінімально допустимої швидкості $v_{в.п}$ від розміру долота (рис. 7.6), яку використовують у зарубіжній практиці.

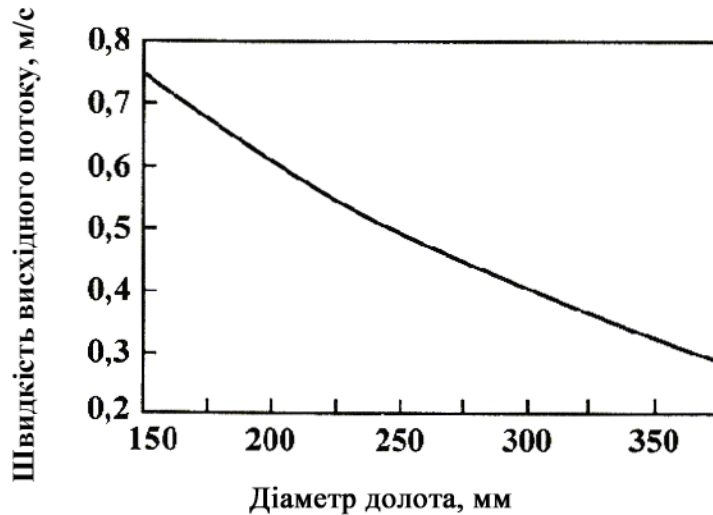


Рис. 7.6. Залежність припустимої швидкості висхідного потоку в свердловині від діаметра долота

Вибрана витрата бурового розчину повинна задовольняти такі вимоги: гідродинамічний тиск на розкривний пласт p_{2m} повинен бути меншим від тиску гідророзриву пласта p_{2p} ; при розкритті пластів, складених нестійкими породами, схильними до каверноутворення (обвалів, обсипань), необхідно підтримувати ламінарний режим течії бурового розчину в кільцевому просторі свердловини. Технічні характеристики очисних пристроїв повинні забезпечувати необхідний ступінь очищення бурового розчину при вибраній його витраті й заданій максимально допустимій концентрації шламу в потоці.

Режим течії промивальної рідини визначається середньою швидкістю потоку, густиною і реологічними характеристиками реологій рідин, а також розмірами каналу. Сфера існування ламінарного режиму течії води та інших в'язких рідин визначається такою умовою:

$$Re \leq Re_{кр} = 2100, \quad (7.38)$$

де Re – критерій Рейнольдса. При промиванні свердловини водою критерій Рейнольдса розраховується за такими формулами:

– для бурильних (обважнених) труб

$$Re_T = \frac{4Q\rho}{nd_0\mu}, \quad (7.39)$$

де Q – об'ємна витрата бурового розчину, m^3/s ; d_0 – внутрішній діаметр бурильних (обважнених) труб, м; μ – динамічний коефіцієнт в'язкості води, $Pa \cdot s$;

– для кільцевого простору

$$Re_{к.л} = \frac{4Q\rho}{n(D-d)\mu}. \quad (7.40)$$

При промиванні свердловин в'язкопластичними буровими розчинами режим течії залежить від критерію подібності Хедстрема (He):

– для бурильних труб

$$He_T = \frac{\tau_0 \rho d^2}{\eta^2}, \quad (7.41)$$

де τ_0 – динамічне напруження зсуву, Па; η – пластична в'язкість, Па·с;

– для кільцевого простору

$$He_{к.п} = \frac{\tau_0 \rho (D - d^2)}{\eta^2}. \quad (7.42)$$

Якщо критерій Рейнольдса менший критичного значення $Re_{кр}$, тобто

$$Re \leq Re_{кр} = \varphi(He), \quad (7.43)$$

то режим течії *ламінарий*. При $Re > Re_{кр}$ режим течії *турбулентний*.

Критичне значення критерію Рейнольдса можна обчислити так:

$$Re_{кр} = 2300 + 7,8He^{0,56}. \quad (7.44)$$

Для визначення режиму течії бурового розчину в бурильних трубах або кільцевому просторі необхідно розрахувати критерій Рейнольдса Re за формулою (7.39) або (7.40). У випадку, якщо при промиванні свердловини використовують в'язкопластичну промивальну рідину, то в цих формулах величину μ слід замінити на пластичну в'язкість η і за формулою (7.41) або (7.42) обчислити критерій Хедстрема He , а потім за формулою (7.44) знайти відповідне значення $Re_{кр}$ і зіставити його з обчисленим значенням критерію Рейнольдса Re .

Баланс тиску. Рівняння балансу тиску при бурінні свердловини має вигляд:

$$p_0 = p_H + p_{б.к} + p_{к.п} + p_d + p_{дв}, \quad (7.45)$$

де p_0 – робочий тиск бурових насосів; p_H – втрати тиску в нагнітальному трубопроводі й елементах наземного устаткування; $p_{б.к}$ – втрати тиску в бурильній колоні; $p_{к.п}$ – втрати тиску в кільцевому просторі; p_d – втрати тиску в насадках долота; $p_{дв}$ – перепад тиску в вибійному двигуні. Робочий тиск бурових насосів слід встановлювати в таких межах:

$$p_0 = (0,65 \dots 0,85)p_{0\max}, \quad (7.46)$$

де $p_{0\max}$ – максимальний (паспортний) тиск бурових насосів при заданих подачі і розмірі втулок. Втрати тиску в циркуляційних елементах наземного устаткування з достатньою для практики точністю можна визначити за формулою

$$p_M = a_M \rho Q^2. \quad (7.47)$$

Коефіцієнт гідравлічних втрат a_m знаходиться за табл. 7.12 як сума коефіцієнтів втрат a_{ni} в окремих елементах циркуляційної системи.

Т а б л и ц я 7.12

Значення коефіцієнта $a_n = \sum_{i=1}^n a_{ni}$

Елементи циркуляційної системи	Діаметр прохідного перерізу $d \cdot 10^3$ д, м	Коефіцієнт $a_{ni} \cdot 10^4$, м ⁴
Стояк	114	3,35
	141	1,07
	168	0,40
Буровий шланг	76	1,20
	90	0,52
	100	0,28
Вертлюг	75	0,90
	90	0,44
	103	0,29
Ведуча труба	74	1,80
	85	0,90
	100	0,40

Втрати тиску, Па, у бурильній колоні складаються з втрат тиску в гладкій частині бурильних труб p_T , додаткових втрат тиску в замкових (муфтових) з'єднаннях $p_{зам}$ і втрат тиску в обважнених бурильних трубах $p_{обт}$, тобто

$$P_{б.к} = P_T + P_{зам} + P_{обт}. \quad (7.48)$$

Втрати тиску, Па, у гладкій частині бурильних труб і в обважнених бурильних трубах визначаються за формулою

$$P_{T(обт)} = \frac{8}{\pi^2} \lambda_{T(обт)} \frac{L_i}{d_{oi}^5} \rho Q^2, \quad (7.49)$$

де $\lambda_{T(обт)}$ – коефіцієнт гідравлічного опору; L_i – довжина i -го відрізка бурильної колони (ОБТ), м; d_{oi} – внутрішній діаметр i -го ОБТ, м.

При ламінарному режимі течії

$$\lambda_{T(обт)} = 64/Y_1 \text{ Re} \quad \lambda_{T(обт)} = 64/Y_1 \text{ Re}. \quad (7.50)$$

Безрозмірний коефіцієнт Y_1 знаходять за кривою 1 на рис. 7.7, відповідно до значення критерію Сен-Венана:

$$Sen_{обт} = \frac{\pi \tau_0 d_0^3}{4\eta Q}. \quad (7.51)$$

При турбулентному режимі течії $\lambda_{T(обт)}$ визначається за кривою 1 на рис. 7.8 залежно від значення критерію Рейнольдса.

Для легкосплавних бурильних труб при турбулентному режимі течії коефіцієнт λ слід приймати за рис. 7.8 і таким, щоб він дорівнював 0,85 від значення, знайденого для сталевих бурильних труб.

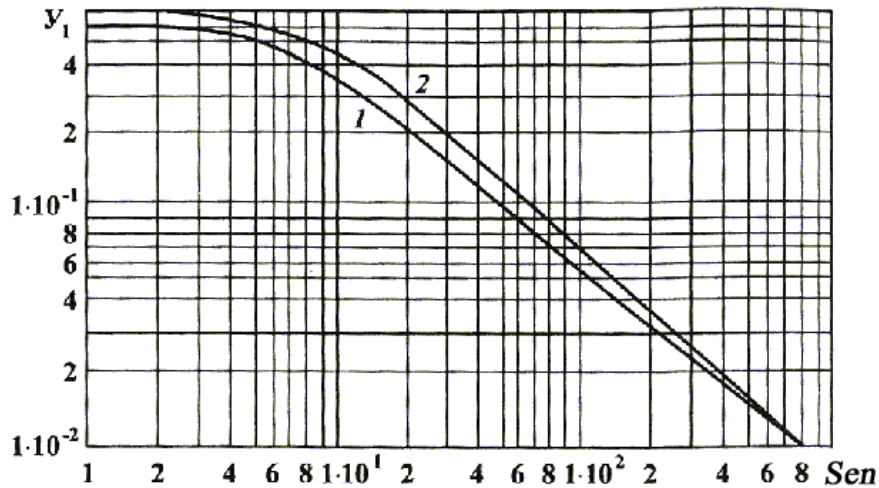


Рис. 7.7. Залежність безрозмірного коефіцієнта Y_1 від критерію Сен-Венана (Sen) при ламірному режимі течії бурових розчинів у бурильних трубах (1) і кільцевому просторі (2)

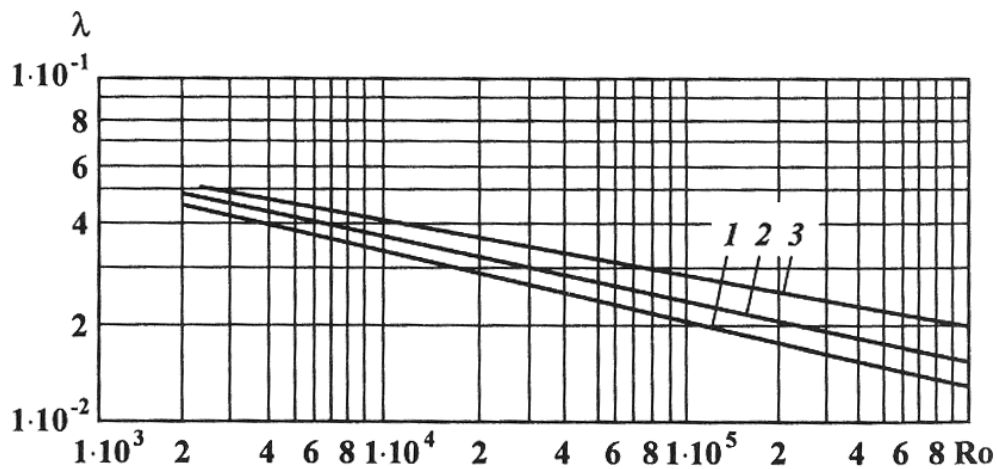


Рис. 7.8. Залежність коефіцієнта гідравлічного опору λ від критерію Рейнольдса (Re) при турбулентному режимі течії в'язкопластичних бурових розчинів у бурильних трубах (1), обсадженому (2) і необсадженому (3) кільцевому просторі свердловини

Втрати тиску, Pa , у замкових (муфтових) з'єднаннях визначаються за формулою

$$P_{зам} = \frac{8}{\pi^2} n_{\xi} \frac{\rho Q^2}{d_0^4}, \quad (7.52)$$

де n – число замкових з'єднань по довжині колони; ξ – коефіцієнт гідравлічного опору замкового (муфтового) з'єднання

$$\xi = 2 \left(\frac{d_0^2}{d_{\min}^2} - 1 \right)^2; \quad (7.53)$$

де d_{\min} – мінімальний діаметр прохідного перерізу бурильної труби, замкового (муфтового) з'єднання, м.

Втрати тиску, Па, у кільцевому просторі складаються з втрат тиску на ділянках з постійними вимірюваннями поперечного перерізу $p'_{к.н}$ і додаткових втрат на місцеві опори (замкові з'єднання, елементи компонування низу бурильної колони) $p''_{к.н}$, тобто

$$p_{к.н} = p'_{к.н} + p''_{к.н}. \quad (7.54)$$

Втрати тиску, Па, у кільцевому просторі розраховуються окремо для обсадженої і необсадженої частин стовбура свердловини, довжина яких визначається однаковими діаметральними розмірами прохідного перерізу:

$$p'_{к.н} = \frac{8}{\pi^2} \lambda_{к.н} \frac{L \rho_{к.н} Q}{(D-d)^3 (D+d)^2}. \quad (7.55)$$

При ламінарному режимі течії бурового розчину $\lambda_{к.н}$ визначається за формулою (7.50). Величину Y_1 можна знайти за кривою 2 на рис. 7.7, знаючи величину критерію Сен-Венана для кільцевого простору:

$$Sen_{к.н} = \frac{\pi \cdot \tau_0 (D-d)^2 (D+d)}{4 \eta Q}. \quad (7.56)$$

При турбулентному режимі течії промивальної рідини $\lambda_{к.н}$ визначається за кривими 2 і 3 на рис. 7.8 для обсадженої і необсадженої ділянок стовбура свердловини відповідно. При промиванні водою величина $\lambda_{к.н}$ для ламінарного режиму течії визначається за формулою (7.50) при $Y_1 = 1$, для турбулентного режиму течії приймається постійною, тобто 0,022. Додаткові втрати тиску, Па, для подолання місцевих опорів у кільцевому просторі можна визначити так:

$$p''_{к.н} = \frac{8}{\pi^2} \xi_{к.н} \frac{\rho_{к.н} Q^2}{(D^2 - d^2)^2}, \quad (7.57)$$

де $\xi_{к.н}$ – сума коефіцієнтів місцевих опорів ξ_i у кільцевому просторі свердловин,

$$\xi_{к.н} = \eta \left(\frac{D^2 - d^2}{D^2 - d^2} - 1 \right)^2. \quad (7.58)$$

Гідравлічний тиск на пласт, Па:

$$p_{zm} = \rho g H + p_{к.п}, \quad (7.59)$$

де g – прискорення вільного падіння, м/с²; H – глибина забою свердловини по вертикалі, м.

Існуючі формули для визначення втрат тиску в кільцевому просторі не враховують ексцентричного розташування труб. У результаті досліджень проф. Р.І. Шищенко, Б.І. Есьман, Н.А. Гукасов установили, що втрати тиску в кільцевому просторі ексцентрично розташованих труб у всіх випадках (у 1,9 – 2,7 раза) менші, ніж концентрично розташованих. Перепад тиску в забійному двигуні $p_{\partial в}$ визначається за його паспортною характеристикою при відповідних значеннях густини і витрати бурового розчину.

Розрахунок перепаду тиску і діаметрів насадок доліт гідромоніторів.

Ефективність очищення свердловини зумовлена режимом подачі бурового розчину на вибій: розташуванням промивальних вузлів долота, кількістю бурового розчину Q_{∂} , що надходить до вибою, і швидкістю його витікання з насадок долота v_{∂} . Перепад тиску, Па, на долоті повинен задовольняти рівняння балансу тиску (7.45):

$$p_{\partial} \leq p_0 - p_m - p_{б.к} - p_{к.п} - p_{\partial в}. \quad (7.60)$$

Якщо в долоті встановлюють насадки з однаковими внутрішніми діаметрами вихідних перерізів, то

$$d_{в} = 4 \sqrt{\frac{8}{\pi^2 z^2 \mu^2} \cdot \frac{\rho Q_{\partial}^2}{P_{\partial}}}, \quad (7.61)$$

де z – число насадок у долоті.

Приклад 7.3. Складання гідравлічної програми буріння свердловин. Призначення свердловини – експлуатаційна, проектна глибина 1200 м, свердловина вертикальна. Діаметр долота гідромонітора 215,9 мм. Тип турбобура ЗТСШ 195ТЛ. На буровій встановлено два бурових насоси У8-6МА, коефіцієнт наповнення насосів $\eta = 0,85$. Бурильні труби ТБПВ зовнішнім діаметром 127 мм і товщиною стінки $\delta = 9$ мм. Обважені бурильні труби ОБТ діаметром 178 мм, довжиною 100 м і внутрішнім діаметром 80 мм. Обладнання напірної лінії: стояк діаметром 0,141 м, буровий шланг з внутрішнім діаметром 0,090 м, вертлюг з умовним діаметром прохідного перерізу 0,090 м, ведуча труба з діаметром прохідного перерізу 0,090 м, горизонтальний нагнітальний трубопровід довжиною 60 м, виконаний трубами діаметром 0,168 м з товщиною стінки $\delta = 12$ мм. Максимально допустимий робочий тиск напірної лінії 25,0 МПа. Перепад тиску на турбобурі ЗТСШ 195ТЛ $p_{\partial в} = 5,5$ МПа при течії бурового розчину густиною $\rho_0 = 1000$ кг/м³.

Реологічні властивості розчину: $\tau_0 = 2,5$ Па; $\eta = 0,014$ Па·с. Тиск гідророзриву на глибині 1200 м $p_{зр} = 16,8$ МПа.

Розв'язок. 1. *Розрахунок витрат бурового розчину і робочого тиску бурових насосів.* Для забезпечення роботи турбобура ЗТСШ 195ТЛ витрата бурового розчину Q буде складати $0,040 \text{ м}^3/\text{с}$, тобто це потрібно для роботи двох насосів У8-6МА, оснащених втулками діаметром $0,140 \text{ м}$ ($Q_0 = 0,047 \text{ м}^3/\text{с}$):

$$Q = \eta_n Q_0 = 0,85 \cdot 0,047 = 0,040 \text{ м}^3/\text{с}.$$

При роботі насосів з втулками діаметром $0,140 \text{ м}$ паспортний максимально допустимий робочий тиск бурового насоса У8-6МА $p_{0\text{max}} = 22,5 \text{ МПа}$. Згідно з умовою (7.46) та враховуючи досвід експлуатації насосів у конкретному районі буріння, робочий тиск приймається $0,85$. Тоді

$$p_0 = 0,85 \cdot 22,5 \approx 19,0 \text{ МПа}.$$

2. *Визначення режиму течії бурового розчину.* За формулами (7.41) і (7.42) обчислюють критерій Хедстрема:

– у бурильних трубах (внутрішній діаметр $d_0 = 0,109 \text{ м}$)

$$He_T = \frac{2,5 \cdot 1100 \cdot (0,109)^2}{(0,014)^2} \approx 1,67 \cdot 10^5;$$

– у кільцевому просторі

$$He_{к.п} = \frac{2,5 \cdot 1100 \cdot (0,2159 - 0,127)^2}{(0,014)^2} \approx 1,11 \cdot 10^5.$$

Згідно з формулою (7.44) цим значенням критерію Хедстрема відповідають критичні значення критерію Рейнольдса: у бурильних трубах $Re_{кр.т} \approx 9,0 \cdot 10^3$, у кільцевому просторі $Re_{кр.к.п} \approx 7,5 \cdot 10^3$.

За формулами (7.39) і (7.40) визначають критерій Рейнольдса:

– у бурильних трубах

$$Re_T = \frac{4 \cdot 0,040 \cdot 1100}{3,14 \cdot 0,109 \cdot 0,014} \approx 36,7 \cdot 10^3;$$

– у кільцевому просторі

$$Re_{к.п} = \frac{4 \cdot 0,040 \cdot 1100}{3,14 \cdot (0,2159 + 0,127) \cdot 0,014} \approx 11,7 \cdot 10^3.$$

Оскільки отримані значення критерію Рейнольдса Re більші критичних величин $Re_{кр}$, то режим течії в бурильних трубах і кільцевому просторі буде турбулентним. Можна показати, що в даному випадку режим течії бурового розчину в ОБТ і кільцевому просторі свердловин у зоні ОБТ також буде турбулентним. Результати інтервалу буріння $0 - 1200 \text{ м}$ такі: для бурильних труб $He_T = 1,67 \cdot 10^5$; $Re_{кр.т} = 9,0 \cdot 10^3$; $Re_T = 36,7 \cdot 10^3$; для кільцевого простору $He_{кп} = 1,11 \cdot 10^5$; $Re_{кр.к.п} = 7,5 \cdot 10^3$; $Re_{к.п} = 11,7 \cdot 10^3$.

3. *Розрахунок втрат тиску в циркуляційній системі.* Розглянемо баланс тиску в свердловині для інтервалу буріння до 1200 м . Втрати тиску в горизонтальній частині нагнітального трубопроводу знаходимо за формулою

$$p'_H = \frac{8}{\pi^2} \lambda \frac{L \rho Q^2}{(d - 2\delta)^5} = \frac{8 \cdot 0,02 \cdot 60 \cdot 1100 \cdot 0,040^2}{(0,168 - 0,024)^5} \approx 27,6 \cdot 10^3 \text{ Н/м}^2 \approx 0,03 \text{ МПа.}$$

Тут $d = 0,168$ м – зовнішній діаметр нагнітального трубопроводу; $\delta = 0,012$ м – товщина стінки; $\lambda = 0,02$ – коефіцієнт гідравлічного опору.

Втрати тиску в елементах наземного обладнання визначаються за формулою (7.47), тобто

$$p''_H = 2,93 \cdot 10^4 \cdot 1100 \cdot 0,040^2 \approx 5,2 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^2 \approx 0,05 \text{ МПа,}$$

де згідно з табл. 7.12 для даного обладнання

$$a_M = \sum_{i=1}^4 a_i = 1,07 \cdot 10^4 + 0,52 \cdot 10^4 + 0,044 \cdot 10^4 + 0,90 \cdot 10^4 = 2,93 \cdot 10^4 \text{ м}^4.$$

Втрати тиску в бурильних трубах з внутрішнім діаметром $d_0 = 0,109$ м ($d_0 = d_T - 2\delta = 0,127 - 2 \cdot 0,009$) і довжиною $L_T = 1074$ м ($L_T = H_{скв} - L_{об} - L_{убт} = 1200 - 26 - 100$) розраховуються за формулою (7.49), тобто

$$p_T = \frac{8 \cdot 0,027 \cdot 1074 \cdot 1100 \cdot 0,040^2}{3,14^2 \cdot 0,109^5} \approx 2,7 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2 = 2,7 \text{ МПа,}$$

де $\lambda_T = 0,027$, визначається за кривою 1 на рис. 7.8 для $Re_T = 36,7 \cdot 10^3$ (див. п. 2 прикладу).

Втрати тиску в обважнених бурильних трубах із внутрішнім діаметром $d_0 = 0,080$ м і довжиною $L_{обт} = 100$ м розраховуються за формулою (7.49), тобто

$$p_{обт} = \frac{8 \cdot 0,0255 \cdot 100 \cdot 1100 \cdot 0,040^2}{3,14 \cdot 0,080^5} \approx 1,1 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2 = 1,1 \text{ МПа.}$$

Тут $\lambda_{обт} = 0,0255$, визначається за кривою 1 на рис. 7.8 для критерію Рейнольдса при течії в ОБТ, обчисленого за формулою (7.39), $Re_{обт} = 5,0 \cdot 10^4$.

Втрати тиску в кільцевому просторі, утвореному стінками свердловини діаметром $D = 0,2159$ м і бурильною колоною діаметром $d_T = 0,2127$ м, визначаються за формулою (7.55), тобто

$$p_{кн.т} = \frac{8 \cdot 0,038 \cdot 1074 \cdot 1100 \cdot 0,040^2}{3,14^2 \cdot (0,2159 - 0,127)^3 (0,2159 - 0,127)} \approx 0,7 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2 = 0,7 \text{ МПа.}$$

Тут $\lambda_{кн.т} = 0,038$, знаходиться за кривою 3 на рис. 7.8 для $Re_{кн.т} = 11,7 \cdot 10^3$.

Втрати тиску в кільцевому просторі, утвореному стінками свердловини і обважненими бурильними трубами діаметром $d_{убт} = 0,178$ м, визначаються за формулою (7.55), тобто

$$P_{к.н.обт} = \frac{8 \cdot 0,39 \cdot 100 \cdot 1100 \cdot 0,040^2}{3,14^2 \cdot (0,2159 - 0,178)^3 (0,2159 - 0,178)} \approx 0,66 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2 = 0,66 \text{ МПа.}$$

Тут $\lambda_{кн.обт} = 0,039$, визначається за кривою 3 на рис. 7.8 для $Re = 10,2 \cdot 10^3$, обчисленого за формулою (7.40).

Втрати тиску в кільцевому просторі, утвореному стінками свердловини і турбобуром діаметром $d_{дв} = 0,195$ м, розраховуються за формулою (7.55), тобто

$$P_{обт.дв} = \frac{8 \cdot 0,0395 \cdot 26 \cdot 1100 \cdot 0,040^2}{3,14^2 \cdot (0,2159 - 0,195)^3 (0,2159 - 0,195)} \approx 0,94 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2 = 0,94 \text{ МПа.}$$

Тут $\lambda_{кн.дв} = 0,0395$, визначається за кривою 3 на рис. 7.8 для $Re = 9,7 \cdot 10^3$, обчисленого за формулою (7.40).

Втрати тиску в турбобурі при течії промивальної рідини густиною $\rho = 1100 \text{ кг/м}^3$ визначаються так:

$$P_{дв} = P_{дв0} \rho = 5,5 \cdot 10^{-3} \cdot 1100 = 6,05 \text{ МПа.}$$

Тут $P_{дв0} = 6,5 \text{ МПа}$ – втрати тиску в турбобурі при течії рідини густиною $\rho_v = 1000 \text{ кг/м}^3$.

Сумарні втрати тиску в циркуляційній системі

$$P_c = P'_M + P''_H + P_T + P_{обт} + P_{к.н.т} + P_{к.н.обт} + P_{к.н.дв} + P_{дв} = \\ = 0,03 + 0,05 + 2,7 + 1,1 + 0,7 + 0,66 + 0,94 + 6,05 \approx 12,2 \text{ МПа.}$$

Резерв тиску для реалізації в промивальних вузлах (насадках) долота гідромонітора

$$P_{д} = P_0 - P_c = 19,0 - 12,2 = 6,8 \text{ МПа.}$$

4. *Оцінка можливості гідророзриву пластів.* Тиск у циркуляційній системі свердловини може викликати гідророзрив пластів, якщо цей тиск перевищує тиск гідророзриву, тобто

$$P_{гт} \geq P_{гр}.$$

Максимальний тиск у процесі циркуляції бурового розчину буде на вибої свердловини і визначається за формулою (7.59). Для глибини свердловини $H_{св} = 1200$ м цей тиск

$$P_{гт} = \rho g H + p_{к.н} = \rho g H + (p_{к.н.т} + p_{к.н.обт} + p_{к.н.дв}) = \\ = 1100 \cdot 9,8 \cdot 1200 + (0,70 + 0,66 + 0,94) \cdot 10^6 \approx 15,24 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2 \approx 15,2 \text{ МПа.}$$

З порівняння величин гідродинамічного тиску на пласти і тиску гідророзрива пластів випливає, що $P_{гт} < P_{гр}$ ($15,2 < 16,8$). Це означає, що

гідророзрив пластів у процесі циркуляції бурового розчину в свердловині не відбудеться.

5. Визначення перепаду тиску на долоті та діаметрів насадок гідромоніторів. Знаючи дійсну витрату тиску на долоті Q_d і припускаючи, що долото оснащуватиметься трьома насадками одного діаметра, за формулою (7.61) визначають розрахунковий діаметр насадки для інтервалу буріння до 1200 м:

$$d_n = 4 \sqrt{\frac{8}{\pi^2 z^2 \mu^2} \cdot \frac{\rho Q_d^2}{p_d}} = 4 \sqrt{\frac{8 \cdot 1100 \cdot (0,0368)^2}{\pi^2 \cdot 3^2 (0,92)^2 \cdot 6,8 \cdot 10^6}} = 0,0124 \text{ м.}$$

Округлюючи це значення до найближчого більшого розміру її насадки, отримуємо фактичний розмір насадки для цього інтервалу буріння, тобто $d_{н.ф} = 0,013$ м. Далі за формулою (7.61) розраховуємо фактичний перепад тиску на долоті, а саме:

$$p_{d.ф} = \frac{8 \rho Q_d^2}{\pi^2 z^2 \mu^2 d_{н.ф}^2} = \frac{8 \cdot 1100 \cdot (0,0368)^2}{3,14^2 \cdot 3^2 (0,92)^2 \cdot (0,013)^2} = 5,6 \cdot 10^6 \text{ Н/м}^2 = 5,6 \text{ МПа.}$$

Тоді дійсне значення тиску на бурових насосах $p_{0ф}$ у кінці інтервалу буріння (1200 м)

$$p_{0ф} = p_0 - (p_d - p_{d.ф}) = 19,0 - (6,8 - 5,6) = 17,8 \text{ МПа,}$$

що допустимо, оскільки максимальний робочий тиск у напірній лінії може досягати 25,0 МПа.

7.13. РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ПРОДУВАННЯ ТА ВИБІР КОМПРЕСОРА

Швидкість проходки свердловини залежить від ступеня очищення вибою від шламу, який у свою чергу визначається витратою повітря і його тиском. На базі досвіду буріння з продуванням свердловин швидкість висхідного потоку повітря можна прийняти такою, як при бурінні шарошковими і лопатевими долотами, тобто 15 – 18 м/с, а при твердосплавному бурінні – 10 – 12 м/с. Витрата повітря визначається за такою формулою:

$$Q = 47,1 K K_1 (D = d) v, \quad (7.62)$$

де K – коефіцієнт, що враховує нерівномірність швидкості руху повітря у свердловині через збільшення діаметра стовбура та за наявності каверн ($K = 1,3 \dots 1,5$); K_1 – коефіцієнт, що враховує зменшення підйімальної сили повітря внаслідок втрат тиску в кільцевому просторі; D – діаметр свердловини з урахуванням його збільшення внаслідок розробки, м; d – діаметр бурильних труб, м; v – швидкість висхідного потоку, м/с.

Значення коефіцієнта K_1 можуть бути прийняті такими: 1,05 – 1,2 або розраховані за формулою

$$K_1 = \sqrt{p_3 / p_0}, \quad (7.63)$$

де p_3 – тиск у привибійній зоні кільцевого простору свердловини, Па; ρ_0 – атмосферний тиск на поверхні, Па ($\rho_0 = 10^5$ Па).

Тиск повітря при продуванні свердловини можна розрахувати за методикою, запропонованою проф. Б.Б. Кудряшовим.

Оскільки втрати тиску повітря залежать від швидкості руху і щільності, яка є функцією тиску і змінюється за довжиною потоку, то тиск розраховують у напрямку, зворотному руху повітря, починаючи з вихідної лінії від наперед відомого атмосферного тиску. При цьому весь шлях руху повітря розбивається на ділянки, що відрізняються своїм розташуванням і перерізом каналу потоку.

Так, втрати напору:

– для горизонтальної ділянки нагнітальної лінії

$$p_k = \sqrt{p_n + \lambda a l}; \quad (7.64)$$

– для висхідного потоку в кільцевому просторі

$$p_k = \frac{\sqrt{p_n^2 + \lambda a(1 + K_2 \mu) + p_n(1 + \mu)bl}}{1 - (1 - \mu)bl}; \quad (7.65)$$

– для низхідного потоку повітря по колонковій трубці, обважнених і бурильних трубах

$$p_k = \frac{\sqrt{p_n^2 + \lambda a(l + l_e) - p_n bl}}{1 + bl}, \quad (7.66)$$

$$\text{де } a = \frac{G^2 RT}{D_e F^2}; \quad b = \frac{2 \sin \beta}{2RT}; \quad (7.67)$$

p_n – тиск на початку і в кінці ділянки у процесі розрахунку, Па; G – масова витрата повітря, кг/с; R – газова постійна для повітря, $R = 287$ Дж/(кг·К); T – середня температура в свердловині, °К; D_e – еквівалентний діаметр каналу, м, для кільцевого простору, для круглого перерізу $D_e = d$; β – кут нахилу свердловини до горизонту, град; l – довжина ділянки потоку, м; g – прискорення вільного падіння, м/с²; F – площа перерізу каналу, м²; λ – безрозмірний коефіцієнт аеродинамічного опору для будь-якої ділянки постійного перерізу, розраховується за формулою Веймута:

$$\lambda = 0,009407 / \sqrt[3]{D_e}, \quad (7.68)$$

$\mu = G_n / G$; G_n – маса породи, що виноситься із забою свердловини, кг/с,

$$G_n = \frac{\pi}{4} \left(D_{св}^2 - \frac{B_k}{100} D_k^2 \right) \rho v_m; \quad (7.69)$$

де $D_{св}$ – діаметр свердловини, м; B_k – вихід керна, %; D_k – діаметр керна, м; ρ – щільність гірської породи, кг/м³; v_m – механічна швидкість буріння, м/г; K_2 – безрозмірний коефіцієнт Гастер – Штадта, визначається залежно від виду породоруйнівного інструмента, для алмазних коронок і доліт $K_2 = 1 \dots 1,5$; для шарошкових, лопатевих доліт і пікобурів $K_2 = 1,5 \dots 2$ (значення K_2 у наведених межах потрібно приймати тим більшим, чим м'якше порода і крупніше шлам);

l_e – довжина бурильних труб, аеродинамічні втрати тиску, в які еквівалентні втратам тиску на подолання місцевих опорів у з'єднаннях бурильної колони,

$$l_e = d_1 n \xi / \lambda ; \quad (7.70)$$

n – число місцевих звужень; ξ – безрозмірний коефіцієнт місцевого опору,

$$\xi = a' \left[\left(\frac{d_1}{d_2} \right)^2 - 1 \right]^2 ; \quad (7.71)$$

a' – дослідний коефіцієнт, $a' = 2$ – для труб муфтово-замкового з'єднання; $a' = 1,5$ – для ніпельного з'єднання; d_1 – внутрішній діаметр бурильних труб, м; d_2 – діаметр найменшого прохідного каналу в з'єднанні.

Масова витрата повітря

$$G = \frac{Q p_0}{60 R T} . \quad (7.72)$$

При визначенні втрат тиску спочатку розраховуються втрати тиску на горизонтальній ділянці вихідної лінії за формулою (7.64). Як початковий тиск підставляється атмосферний тиск, тобто $p_H = p_0 = 10^5$ Па. Знайдений за формулою (7.64) кінцевий тиск підставляється у вираз (7.65) для висхідного потоку як початковий тиск (p_H). Якщо свердловина має ступінчасту конструкцію, то розрахунок втрат тиску здійснюється для кожного виступу труб. Кінцевий тиск на ділянці між колонковою трубою і стінками свердловини приймається за вибірний (p_e).

Втрати тиску в нагнітальному шлангу і поверхневій нагнітальній лінії визначаються за формулою (7.64) і дають абсолютний сумарний тиск на ресивері компресора. Наведені розрахункові залежності використовують при бурінні за необхідними умовами.

На базі аеродинамічних розрахунків вибирають компресор із запасом за витратою і тиском повітря на 15 – 20 % у разі виникнення можливих ускладнень (табл. 7.13).

Т а б л и ц я 7.13

Коротка технічна характеристика компресорів

Країна-виробник	Шифр	Подача Q , м ³ /хв*	Максимальний тиск p , МПа	Потужність на валу N , кВт
Італія	4НО/2а-М	18	8,0	223
Австрія	УВС-3438W3	40	4,0	356
Румунія	МС-10	10	0,7	77 – 88
	ЕС- 10	10	0,7	75
	IV 15/7	15	0,7	100
	2У30/7	30	0,7	200
	3У45/7	45	0,7	300
	ХОВ	17 – 21	10,0	160
	163	52	3,0	500

*У стандартних умовах.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ

1. За якими ознаками класифікують промивальні рідини?
2. Наведіть класифікацію промивальних рідин, розроблену за С.Ю. Жуховицьким.
3. Які переваги має технічна вода порівняно з іншими промивальними рідинами?
4. Як класифікують глинисті розчини?
5. У яких умовах застосовують безглинисті та природні промивальні рідини?
6. Особливості застосування емульсійних промивальних рідин при бурінні гірських порід.
7. Які властивості мають полімерні розчини?
8. У яких умовах застосовують промивальні рідини на нафтовій основі?
9. Особливості та переваги застосування розчинів з низьким вмістом твердої фази при бурінні свердловин.
10. Які газоподібні агенти застосовують при бурінні свердловин?
11. У яких умовах доцільно застосовувати при бурінні свердловин продування повітрям та газом?
12. Наведіть класифікацію газорідних сумішей.
13. Призначення пін як систем для промивання бурових свердловин.
14. Які фактори враховують у процесі приготування та при використанні пін?
15. Якими основними властивостями можна охарактеризувати піни?
16. Наведіть технологічну схему приготування полімерних розчинів.
17. Які різновидності полімерних розчинів застосовують при бурінні на нафту та газ?
18. Наведіть схеми обв'язування свердловин при бурінні з піною.
19. Як визначається необхідна швидкість підняття частинок шламу?
20. Наведіть рівняння балансу тиску при бурінні свердловини.
21. Як визначають витрати повітря при бурінні з продуванням свердловини?

ОСОБЛИВОСТІ ВЛАСТИВОСТЕЙ ТА ТЕХНОЛОГІЇ ЗАСТОСУВАННЯ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН ПРИ БУРІННІ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

8.1. ОБМЕЖУВАЛЬНІ ФАКТОРИ ГЕОЛОГІЧНИХ РОЗРІЗІВ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Розгляд широкого кола інформаційних платформ беззаперечно доводить широкомасштабність нинішніх теоретичних й практичних пошуків стосовно питань удосконалення існуючих і розробки нових способів руйнування гірських порід, завданням яких є формування номінального розміру стовбура свердловини в гірському масиві, ресурсного та інструментального забезпечення останніх. Не залишається поза увагою дослідників і проблематика створення раціональних композицій бурових промивальних рідин [2].

Розглядаючи умови реалізації нині розповсюдженого обертального способу буріння, можна констатувати таке: руйнування породи на вибої споруджуваної свердловини відбувається в результаті механічної дії на неї різців або зубів породоруйнівного інструменту. Сам процес руйнування породи полягає у відділенні її частинок від масиву шляхом різання, стирання, розчавлювання, сколювання або дроблення. Відокремлені частинки залишаються на вибої або на лезі різців, перешкоджаючи руйнуванню наступного шару і викликають підвищений знос інструменту. Завдання потоку промивальної рідини полягає в тому, щоб своєчасно видаляти зруйновані частинки з вибою свердловини. При неповному або несвоєчасному видаленні відокремлених частинок породи вони піддаються вторинному подрібненню та утруднюють подальше руйнування породи, що призводить до зниження механічної швидкості буріння і до підвищеного зносу породоруйнівного інструменту.

Через недостатнє очищення свердловини накопичується шлам, утруднюється процес буріння і може трапитись аварія. Внаслідок цього, тільки на очищення вибою від шламу і винесення його на поверхню припадає понад 70% усієї енергії, що витрачається на спорудження свердловини [12].

Сталим процес роботи породоруйнівного інструменту на вибої свердловини буде за умов динамічної рівноваги процесів руйнування гірської породи і видалення продуктів руйнування в кільцевий простір. Тому для

правильного розуміння питань промивання вибою свердловини необхідно знати основні закономірності зазначених процесів і вплив різних чинників на них.

1. Швидкість потоку і витрата промивальної рідини. З цих взаємозв'язаних чинників найбільше значення має швидкість потоку, причому її горизонтальна складова спрямована вздовж вибою. Вважається, що стовбур свердловини знаходиться у належному стані, якщо в ньому відсутні зтягування, посадки і прихвати бурильного інструменту, додаткові обробки тих або інших інтервалів. Однією з основних причин поганого стану стовбура свердловини є велика кількість шламу в ньому. Уся порода, що потрапляє в стовбур свердловини, повинна своєчасно видалятися на денну поверхню.

Величина витрати рідини впливає, головним чином, на видалення зруйнованої породи по стовбуру свердловини, швидкість потоку забезпечує видалення частинок шламу з самого вибою. Загальний випадок полягає в такому: чим вище продача бурових насосів і, отже, чим більше надходить у свердловину промивальної рідини, тим краще очищається вибій свердловини та тим ефективніше стають показники буріння.

При русі промивальної рідини на вибої свердловини швидкість її потоку, що дотична до поверхні вибою, діє на частинку шламу, розташовану на дні потоку; остання випробовує на собі сили, які відривають її від вибою та утримують в зваженому стані. Піднімальна сила виникає внаслідок несиметричного обтікання частинки шламу потоком промивальної рідини за рахунок нерівномірності профілю швидкостей у ньому, вертикальних складових турбулентної пульсації швидкості потоку, а також вихорів, що з'являються у придонному шарі потоку. Стійкий процес транспортування частинок шламу з вибою споруджуваної свердловини можливий тільки в тому випадку, якщо вертикальні складові турбулентних пульсацій швидкості в потоці істотно перевищать швидкість падіння частинок шламу в даній промивальній рідині.

Практика спорудження свердловин доводить, що найкращі умови очищення вибою створюються при застосуванні газів (стисненого повітря), оскільки завдяки їх високим швидкостям транспортуючого потоку і низькій в'язкості, рівень турбулентності потоку найбільш високий.

2. Густина промивальної рідини. Величина густини промивальної рідини чинить двоякий вплив на очищення вибою. Із збільшенням густини підвищується виносна здатність рідини та гідравлічна сила потоку. З іншого боку, із збільшенням густини промивальної рідини зростає гідростатичний тиск на вибій, який збільшує міцність гірської породи, утруднюючи її руйнування, а також посилює притиснення вже відокремлених частинок до вибою за рахунок різниці тиску згори і знизу частинки (диференціальний тиск). За інших рівних умов найкращі результати з очищення вибою мають місце при використанні газорідних агентів, у яких виносна здатність значно вища, ніж у газів, та слабо позначається шкідливий вплив гідростатичного тиску.

3. Час дії потоку на вибій. Цей чинник пов'язаний з частотою обертання, типом породоруйнівного інструменту і конструкцією його промивальних каналів. Швидкість висхідного потоку має бути достатньою для винесення

частинок зі сфер захоплення їх шарошками або ріжучими елементами при цій кількості оборотів породоруйнівного інструменту. При недостатній кількості подаваної на вибій промивальної рідини для цих оборотів інструменту, уже зруйнована порода може знов потрапити під торець долота, погіршуючи тим самим умови руйнування вибою та викликаючи знос інструменту.

При збільшенні числа оборотів кількість шламу на вибої зростатиме, а підвищення навантаження на вибій при цьому буде малоефективним.

З урахуванням цього чинника при використанні високої частоти обертання інструменту необхідно підвищувати витрату промивальної рідини або відповідно змінювати конструкцію його промивальних каналів.

4. Вплив розмірів частинок гірської породи. На межі потоку і нерухомої поверхні його швидкість дорівнює нулю і поступово зростає з віддаленням від поверхні розділу, переходячи з ламінарного в турбулентний режим. При цьому великі частинки, відокремлені від вибою, більш виступають над його поверхнею та тим самим потрапляють в турбулентну область потоку з високою швидкістю і легше виносяться з вибою. Дрібні частинки, притиснуті до вибою, відділяються гірше. Тому очищення вибою відбувається краще при використанні інструменту і способів буріння (шарошкові долота, ударно-обертальне буріння) і в породах, що дають більші частинки шламу.

5. Вплив деяких властивостей промивальної рідини. На інтенсивність очищення вибою чинять істотний вплив деякі властивості промивальних рідин; роль її густини і в'язкості промивальної рідини вже розглянута. Важливе значення для очищення вибою має здатність промивальної рідини запобігати злипанню частинок. Таку властивість мають промивальні рідини, що містять ПАР і газорідні суміші. Поверхнево-активні речовини, маючи високу проникну здатність, покращують очищення і полегшують руйнування породи.

6. Функціональне призначення промивальної рідини. Як середовище, у якому протікають практично всі процеси, пов'язані з бурінням свердловини, промивальні рідини визначають: міру використання потенційних можливостей і ресурс роботи бурового устаткування та породоруйнівного інструменту; механічну швидкість буріння; вірогідність виникнення різного роду ускладнень (порушень стійкості гірських порід у пристовбурному просторі свердловин, поглинань, флюїдопроявлень тощо); якість розкриття продуктивних пластів; якість геологічної і геофізичної інформації; витрати всіх видів ресурсів. Промивальні рідини відіграють значну роль при бурінні в складних геолого-технічних умовах, які характеризуються наявністю в розрізі слабостійких і високопроникних порід; високими температурами і тисками; електролітною агресивністю; складною просторовою конфігурацією стовбура свердловини. Таким чином, поза сумнівом, що підвищення якості промивальних рідин є потужним резервом зростання ефективності бурових робіт.

Промивальні рідини як робочі середовища в свердловині повинні виконувати в процесі буріння такі функції: очищати вибій свердловини від уламків розбурюваних гірських порід і виносити їх на поверхню; утримувати частинки вибуреної породи в зваженому стані у стовбурі свердловини при зупинках циркуляції; закріплювати нестійкі стінки і запобігати обвали й осипи

у стовбурі свердловини; не допускати прояви і викиди газу, нафти і води; передавати енергію вибійному двигуну; впливаючи фізико-хімічним способом на гірські породи, полегшувати їхнє руйнування; забезпечувати нормальні умови розкриття й освоєння продуктивних пластів; охолоджувати долото в процесі руйнування гірських порід і виконувати деякі інші завдання.

Своєчасне видалення з вибою свердловини уламків гірських порід, розбурюваних долотом, є найважливішою умовою одержання максимально можливих механічних швидкостей буріння [20].

Присутність на контакті з гірською породою стороннього середовища (до прикладу – промивальної рідини) викликає фізико-хімічні процеси на межі розділу, тобто осмотичні явища, поверхневу гідратацію, розчинення, капілярне проникнення тощо. У деяких породах вони можуть викликати помітну зміну їх агрегатного стану, сил внутрішнього зчеплення і в підсумку істотно перетворити властивості гірських порід у пристовбурному просторі свердловини порівняно з первинними, що існували в природному заляганні. Особливо небезпечно підвищення схильності до пластичної течії глинистих і хемогенних гірських порід. Знеміцненню порід у стінках свердловини також сприяє розвиток втомних явищ, який відбувається під впливом гідродинамічних ударів і змінного тиску в стовбурі при виконанні спуско-підйомних операцій (СПО). При циркуляції промивальної рідини в стовбурі порушується температурний режим гірських порід у 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 у стовбур свердловини. Всі ці порушення рівноважного стану в пристовбурному просторі свердловини і на її стінках несприятливо позначається на процесі поглиблення і значно ускладнюють його [3].

При виборі раціональної витрати промивальної рідини повинна враховуватися вся гама дії останньої на вибійні процеси, а також на ті, що протікають у стовбурі свердловини, тобто її позитивні й негативні впливи.

8.2. СВЕРДЛОВИННІ ТЕРМОБАРИЧНІ УМОВИ ДЛЯ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ

Буріння свердловин у сучасних складних умовах, а саме: глибини, що можуть сягати десятих і більше кілометрів, проникнення в процесі буріння в породи з аномально високими чи то низькими тисками, вимагають удосконалення технології та техніки буріння [20].

Визначення раціональної витрати промивальної рідини в більшості випадків полягає у виявленні меж мінімального і максимального її значення, за якими відбувається суттєве погіршення основних показників буріння. Між мінімальним і максимальним значеннями витрати існує зона, усередині якої і

набуває конкретного значення кількість промивальної рідини, що подається у свердловину залежно від конкретних умов буріння. Вибір певного значення витрати промивальної рідини може базуватися на таких критеріях: показники процесу буріння не залежать від величини витрати в межах зони її раціональних значень; існує екстремальна залежність, за якої кращі результати можна отримати лише при одному конкретному значенні витрати промивальної рідини; деякі технологічні показники процесу буріння (вихід керна, розмивання стінок свердловин і т. ін.) погіршуються прямо пропорційно збільшенню витрати промивальної рідини; витрата промивальної рідини визначається параметрами вибійного двигуна або механізму.

Основними чинниками, які визначають чистоту вибою і стовбура свердловини є: величина витрати промивальної рідини, а значить і швидкість потоку; реологічні властивості промивальної рідини; розмір і форма частинок вибуреної породи; форма циркуляційних каналів руху промивальної рідини в характерних ділянках бурового снаряду; обертання бурильної колони.

Вивчення широкого кола інформаційних джерел доводить таке: 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 та експериментально підтверджена необхідність урахування 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. До того ж значно збільшилася кількість робіт, присвячених застосуванню водних розчинів поверхнево-активних речовин при бурінні свердловин, як одного з найбільш перспективних наукових напрямів у цій галузі. Встановлено, що ПАР можуть чинити істотний вплив на енергоємність процесу руйнування гірських порід, стійкість породоруйнівного інструменту, підтримання стінок свердловини, реологічні властивості дисперсних систем.

Руйнування гірської породи у водному середовищі супроводжується утворенням різниці тисків на вільну і на утворювану поверхню, що виникає. Вона залежить від величини гідростатичного тиску, швидкості відриву елемента від масиву, в'язкості рідини, її густини і багатьох інших чинників. Робота інструменту в водному середовищі потребує певних витрат енергії на переміщення зруйнованої породи і подолання гідродинамічного опору руху самого інструменту. Тиск на вибої свердловини зумовлений 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 цілому 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. Такий термін узагальнює всі сторони негативної дії рідини в 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 залежною від напрямку, швидкості та характеру потоку рідини.

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. На ефективність руйнування впливає також і технологія проведення робіт: зусилля подачі бурового інструменту, швидкість обертання (різання, подрібнення, розчавлення тощо), час контакту бурового породоруйнівного інструменту з масивом, прийоми відділення зруйнованих елементів гірської породи, значення витрат промивальної рідини та ін.

Установлено, що кожний зі способів руйнування є ефективним у певних породах. Саме тому створення універсального робочого органу для руйнування гірських порід у широкому діапазоні їх міцності та умов залягання, являє собою надскладне і невирішене завдання.

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 урахувати 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, за яких відбуваються процеси руйнування порід, формування стовбура свердловини і керна, викривлення свердловин та інші процеси. Від них також залежить вибір найбільш раціонального способу буріння свердловин, типу (конструкції) вибійного інструменту, бурового снаряда та режиму його роботи, а також

інших технологічних параметрів і операцій відповідного технологічного циклу [3].

До технологічних умов спорудження свердловини відносять: режим роботи вибійного інструменту, режим видалення продуктів руйнування породи зі свердловини, гідродинамічну дію потоку промивальної рідини на вибій свердловини, динамічність дії колони бурильних труб та 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 в свердловині, а також параметри технології буріння. Основним енергетичним показником процесів руйнування гірських порід є питома об'ємна робота руйнування, під якою розуміється відношення витраченої у процесі руйнування енергії до об'єму зруйнованої породи. Величина питомої об'ємної роботи саме і характеризує енергоємність процесів руйнування.

При досягненні значної глибини свердловини виникає істотна різниця між гідростатичним тиском стовпа промивальної рідини і літостатичним (гірським), зумовленим вагою гірських порід. Останнє може призвести до руйнування стінок свердловини, а це, у свою чергу, викличе серйозні ускладнення при бурінні. Для досягнення рівноваги з гірським тиском збільшують густину промивальної рідини, додаючи в неї спеціальні наповнювачі.

Найбільш складним технічним завданням виступає забезпечення надійної роботи бурового обладнання при високих температурах, що існують у глибоких свердловинах. Зазначене стосується металевих деталей, їх з'єднань, мастил, промивальних рідин і вимірювальної апаратури. На вибої споруджуваних свердловин фіксуються температури до 200 і вище градусів за Цельсієм. Сучасні свердловинні технічні засоби і механізми не дозволяють бурити свердловини за таких високих температур протягом досить тривалого часу, оскільки термостійкість відповідного обладнання не перевищує 200 – 300°C. Найбільші складні проблеми виникають з вимірювальною свердловинною апаратурою, особливо з електронікою, яка відмовляє вже за 150°C. Промивальні рідини на водній основі задовільно зберігають свої технологічні властивості до межі в 230 – 250°C. При більш високій температурі доводиться переходити на застосування розчинів на нафтовій основі та використовувати більш складні суміші. Висока температура земних надр залишається одним з головних факторів, що обмежують можливу глибину буріння свердловин [1].

Гідростатичний тиск стовпа промивальної рідини регулюють у процесі буріння залежно від очікуваних пластових тисків розбурюваних нафтогазових і водоносних горизонтів з тим, щоб не допустити проникнення в свердловину пластових рідин і газів (пластових флюїдів).

Якщо різниця тисків у системі «свердловина – пласт» негативна (тиск стовпа рідини менше пластового тиску), то під дією пластових сил рідина

(нафта, вода) і газ будуть надходити з пласта в свердловину, поступово витісняти промивальну рідину, знижувати її питому вагу, а це може призвести до викиду і навіть відкритого фонтанування. Позитивна величина різниці тисків у системі «свердловина – пласт» може стати причиною суттєвого зниження проникності продуктивних горизонтів при розкритті відкладів з аномально низьким пластовим тиском. Такі випадки можливі при розкритті покладів нафти.

Основним методом боротьби з надходженням пластових флюїдів у стовбур свердловини є підвищення питомої ваги (густини) промивальної рідини і створення щільної захисної кірки на стінках свердловини.

Для запобігання можливих викидів пластового газу і рідин важливо не допустити їхнього проникнення в стовбур свердловини через промивальну рідину. Натомість при бурінні зон зі зниженим пластовим тиском і підвищеною тріщинуватістю порід головним є недопущення проникнення промивальної рідини в пласт і запобігання зв'язаних з цим втрат промивальної рідини і відповідних зазначеному явищу свердловинних ускладнень.

Поглинання промивальної рідини знижує гідростатичний тиск її стовпа на продуктивні пласти і нерідко є причиною газонафтових і газових викидів, а також обвалів і осипів порід стовбура свердловини. Масштаб поглинань промивальної рідини залежить від її структурно-механічних властивостей, різниці тисків, що створюються при розкритті поглинаючого пласту, від величини тріщин і пористості пластів. Інтенсивність поглинань промивальної рідини може бути різною – від незначної до швидкого і повного (катастрофічного) поглинання в каверни і тріщини всього об'єму промивальної рідини, що знаходиться в свердловині, та повного припинення циркуляції.

Надмірна складність всіх перерахованих технологічних аспектів, їх взаємопроникнення, неоднозначність властивостей гірського масиву та самих промивальних рідин, неодмінно потребують проведення подальших досліджень усього комплексу тісного зв'язку між зазначеними обставинами.

8.3. ПРОМИВАЛЬНІ РІДИНИ ДЛЯ ПРОХОДКИ НЕСТІЙКИХ ОСАДОВИХ ГІРСЬКИХ ПОРІД

Серед значної кількості ускладнень, що неодмінно супроводжують процес поглиблення свердловини, особливо в товщах осадових порід, найбільш яскраво виділяється явище порушення цілісності стінок стовбура. Його наслідки мають кардинальний вплив на всі наступні технологічні операції, які проводяться під час подальшого споруджування свердловин, та, власне, на ефективність функціонування зазначеної гірничої виробки – каналу зв'язку між покладом і поверхнею. Стійкість гірських порід – глини, аргілітів, глинистих сланців і солей, що схильні до обвалів і плинності, – визначають шляхом підбору відповідних параметрів промивальної рідини, зокрема, густини і фільтрації.

Загальновідомо, що магматичні та метаморфічні гірські породи під дією різноманітних факторів вивітрюються (руйнуються). Частково продукти

руйнування залишаються на місці утворення, однак, здебільшого підхоплені водою, вітром, льодом вони транспортуються і перевідкладаються найперше по берегах річок, частково в морях, озерах або деінде на поверхні суші у вигляді так званих осадових порід. Саме вони у вигляді суміші піску, глини, вапняків тощо повсюдно утворюють верхній шар земної кори, формують сучасний рельєф рівнин. Всі осадові гірські породи за умовами виникнення (за генезисом) поділяють на такі групи: уламкові, глинисті та хемогенні [19].

Уламкові (теригенні) породи – це ті, до яких віднесено продукти фізичного руйнування раніше утворених гірських порід. До цієї групи належать осадові породи з розміром уламків $> 0,01$ мм.

Глинисті породи (пеліти) – продукти глибокого гіпергенезу окремих мінералів у складі магматичних і метаморфічних гірських порід.

Хемогенні та органогенні породи – продукти, що утворилися суто хімічним або біохімічним шляхом, тобто за участю організмів.

Щодо уламкових гірських порід, то їх ще поділяють за розміром, формою (обкочені та необкочені), мірою цементації (розсипчасті та зцементовані). У ролі цементу може бути природне вапно, кремнезем, глинозем, оксид заліза, фосфати. Зразком поширеної зцементованої породи є пісковик, брекчія.

Класифікація уламкових осадових гірських порід наведена в табл. 8.1.

Серед осадових глинисті породи найпоширеніші, де їх частка за об'ємом становить не менше 50%. Пеліти займають перехідне положення між власне уламковими породами та суто хімічними за походженням. Розмір мінеральних частинок у глинах коливається в межах $0,01 - 0,0001$ мм, де до того ж до 30% з них за розміром повинні мати мулисту фракцію – менше $0,001$ мм. Утворенню глинистих гірських порід передують складні й глибокі зміни кристалічних порід, зокрема гранітів та базальтів. Після того як уламкові породи в процесі вивітрювання досягнуть розмірів алевриту ($< 0,1$ мм), подальше їх перетворення здійснюється за активного впливу на них води, а саме: глибокого руйнування і перебудови їх кристалічної решітки іонами H^+ і OH^- .

Т а б л и ц я 8 . 1

Класифікація уламкових осадових гірських порід

Група порід	Величина уламків	Розсипчасті		Зцементовані	
		Необкочені	Обкочені	Необкочені	Обкочені
Грубоуламкові (псефіти)	> 10 см 1 – 10 см 2 – 10 мм	Брила Щебінь Жорства (шутер)	Валун Галька Гравій	- Брекчія Жорствеліт	- Конгломерат Гравеліт
Середньоуламкові (псаміти)	0,1 – 2,0 мм	Пісок		Пісковик	
Пилуваті (алеврити)	0,01 – 0,1 мм	Алеврит (лес)		Алевроліт	
Глинисті (пеліти)	$< 0,01$ мм	Глина		Аргіліт	

Мінеральний склад глинистих порід досить складний. Здебільшого вони виповнені вторинними мінералами: гідрослюдами, монтморилонітом, каолінітом до яких домішується опал, сидерит, кальцит, доломіт, гіпс, фосфорит, оксиди і гідроксиди Fe, Mn, Al, органічні речовини тощо.

Глина – це щільна, але незцементована багатомінеральна порода. За мінералогічним складом виділяють каолінові, монтморилонітові (бентонітові), гідрослюдисті, глауконітові глини [12]; розрізняють також жирні й пісні глини. У складі жирних глин міститься багато колоїдних частинок каолініту та монтморилоніту, тоді як пісні – збагачені дрібними (<0,01мм) зернами кварцу.

У сухому стані глини переважно дуже щільні, хоча твердість їх низька. Зволожені – стають високопластичними; розбухають, збільшуючись в об'ємі іноді на 25 – 40%, а сила набрякання сягає 10 кг/см². Набухаючи, вони стають водотривними й утворюють водонепроникний шар.

Зароджуються глинисті мінерали на суші, однак більшість з них остаточно нагромаджується на дні великих водойм – в океанах, морях та озерах. Щодо каоліну, то вважають, що його утворення відбувається внаслідок гіпергенезу польовошпатово-слюдистих порід (гранітів, сієнітів) з подальшою акумуляцією в корі вивітрювання. У первинних каолінах ще містяться зерна кварцу, у вторинних (перевідкладених) їх немає. Каолін – малопластичний.

Аргіліт – тверда, кам'яноподібна глиниста порода, що утворилася внаслідок ущільнення, цементації та дегідратації глини. За зовнішніми ознаками аргіліт схожий на глину, однак на відміну від неї у воді не розмокає. За подальшого ущільнення аргіліт поступово переходить у глинисті сланці.

Переважно піски і глини в природі у тій чи іншій пропорції перемішуються, утворюючи супіски чи суглинки. Супісок – це глинисто-піщана суміш, у якій частка глини і пилу складає 10 – 20% від загальної маси, решта – пісок. Супісок добре пропускає воду, він не пластичний, часто шаруватий. Суглинок – піщано-глиниста суміш в якій частка глини сягає 20 - 55%, а решта дрібнозернистий пісок. Суглинок добре утримує воду, але порівняно з глиною він менш пластичний.

Буріння свердловин в осадових породах супроводжується виникненням різного роду ускладнень, а саме: прихватів – непередбачувані аварії у свердловині, що характеризуються частковим або повним припиненням руху бурильного інструмента, металевих обсадних труб або геофізичних (гідрогеологічних) приладів. Прихвати є найскладнішими і найтрудомісткими аваріями в бурінні. Виділяють такі основні типи прихватів: бурильних труб; обсадних труб; породоруйнівного інструменту.

У табл. 8.2 наведені конкретні рекомендації щодо вибору ефективних промивальних рідин для спорудження свердловин у товщах осадових порід [19].

Рекомендації щодо вибору очисних агентів для складних умов буріння

Ускладнення	Типові породи	Рекомендовані очисні агенти
Обвали, розмив	Піски	Глинисті та крейдяні розчини з підвищеною кількістю твердої фази, обважені розчини
Обвали, набрякання, пластична течія, розмив	Суглинки, глини, піщаниково-глинисті ґрунти	Інгібовані глинисті розчини, крейдяні, сапропелеві розчини
Обвали, осипи, слабе набрякання, пластична течія, розмив	Сланці глинисті	Інгібовані глинисті та крейдяні розчини, із зниженою водовіддачею. В окремих випадках глинисті розчини
Обвали, осипи, слабкий розмив, вивалювання	Сланці піщаниково-глинисті	Глинисті та крейдяні розчини. Розчини на основі вибурених порід, силікатно-гумінові, полімерні, комбіновані

Наявність в розрізі свердловини глинистих порід, насамперед їх здатність до набрякання, визначає ступінь складності процесу спорудження стовбура свердловини. Глини, що містять монтморилоніт, називають бентонітовими. При набряканні вони можуть збільшуватися в об'ємі до 14 разів. Існуюча практика буріння доводить, що застосування саме глинистих промивальних рідин дозволяє в більшості випадків попередити можливі ускладнення в стовбурі свердловини, пов'язані з проявом різноманітних фізико-хімічних властивостей осадових порід і в даному випадку глин. Разом з тим ефективність застосування глинистих розчинів може бути максимальною лише за умов піддавання промивальної рідини спеціальній обробці, яка передбачає фізичну та хімічну обробку дисперсійного середовища.

З бентонітових глин навіть без усякої хімічної обробки виходять кращі за стабільністю й іншими показниками розчини. Каолінітові глини погано розпускаються у воді. Стабільність каолінових розчинів дуже незначна. Іллітові мінерали дають розчин, який за якістю займає проміжне положення.

При приготуванні глинистих розчинів необхідно контролювати їх основні технологічні параметри (табл. 8.3).

При приготуванні промивальної рідини на основі глини здійснюють додаткове диспергування дисперсної фази у вигляді глини. Ступінь дисперсності глинистих частинок залежить від інтенсивності подрібнювання, фізико-хімічного і мінералогічного складу глини. Найбільшу дисперсність мають монтморилоніти, найменшу – каолінові глини. Фракція більш 1 мкм у відсотках щодо ваги для бентоніту складає близько 15%, а для каолініту – 60%; менше 50 мкм для бентонітів – близько 40%, каолініт такої фракції не дає.

Типи і параметри деяких видів промивальних рідин на основі глин

Тип промивальної рідини, розчину	Основні технічні параметри				
	Густина ρ , кг/м ³	Умовна в'язкість Т, с	Водовіддача В, см ³ /30 хв.	Напруга зсуву, Па	
				динамічна	статична
Нормальний глинистий	1070 – 1130	20 – 24	20 – 30	17 – 20	7,4 – 13
Нормальний глинистий з підвищеною кількістю глини	1150 – 1200	25 – 30	25 – 35	18 – 20	8 – 14
Покращений глинистий	1060 – 1100	19 – 23	12 – 15	19 – 21	8,2 – 15
Малоглинистий полімер- бентонітовий	1040 – 1060	16 – 33	3 – 12	2 – 4	1 – 3
Обважений баритом глинистий	1600 – 1900	25 – 60	5 – 6	17 – 25	17 – 24
Розчин на основі вибурених глинистих порід, необроблений	1020 – 1050	16 – 20	25 – 30	8 – 12	2,5 – 6

8.4. ПОПЕРЕДЖЕННЯ УСКЛАДНЕНЬ ПРИ БУРІННІ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН РЕГУЛЮВАННЯМ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

Проблеми, пов'язані з проведенням нафтогазових свердловин, в основному виникають внаслідок порушення стійкості гірських порід, якими складені стінки свердловини, безпосередньо в процесі буріння або в результаті взаємодії в системі «промивальна рідина – гірська порода». Напруга в гірській породі спільно з поровим тиском прагнуть відновити існуючу рівновагу пластів, що примушує їх деформуватися в напрямку стовбура свердловини. Найчастіше доводиться зустрічатися з такими ускладненнями, як осипи й обвали стінок свердловини та затягування і прихват інструменту.

На практиці взаємодія різних чинників і процесів не призводить до виникнення прихвату певного виду. Наприклад, у разі заклинювання у звужених частинах стовбура або жолобних виробках бурильна колона зупиняється і розпочинається процес виникнення прихвату внаслідок дії перепаду тиску, а у випадку припинення циркуляції промивальної рідини – унаслідок осаджування частинок шламу.

Вимоги до промивальної рідини полягають у її здатності запобігти прихвату труб, а саме: забезпечувати нерозчинність порід стовбура і зберігати міцність стінок свердловини. Рідина повинна мати хорошу змащувальну здатність, а також містити на мінімально можливому рівні тверду фазу.

Промивальні рідини створюють середовище, у якому відбуваються процеси спорудження свердловин, крім того, вони визначають міру використання можливостей і ресурс бурового устаткування та інструментів, механічну швидкість, вірогідність виникнення різного роду ускладнень та ін.

Робочі та обмежувальні вимоги до процесу промивання свердловин

Узагальнені функції	Технологічні обмеження
<p>Руйнувати вибій</p> <p>Очищати вибій від шламу і транспортувати шлам на денну поверхню</p> <p>Компенсувати надлишковий пластовий тиск флюїдів</p> <p>Попереджати обвали стінок свердловини</p> <p>Зважувати компоненти промивальної рідини і шлам</p> <p>Скидати шлам у відвал</p> <p>Змащувати й охолоджувати долото, бурильний інструмент і устаткування</p>	<p>Не руйнувати долото, бурильний інструмент і устаткування</p> <p>Не розмивати стовбур свердловини</p> <p>Не призводити до поглинань промивальної рідини і не піддавати гідророзриву пласти</p> <p>Не погіршувати проникність продуктивних горизонтів</p> <p>Не призводити до високих втрат гідравлічної енергії</p> <p>Не скидати у відвал компоненти промивальної рідини</p> <p>Не викликати осипів і обвалів стінок свердловини</p>

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

В арсеналі застосовуваних засобів попередження ускладнень при бурінні, як переконливо довела практика спорудження свердловин, найефективнішим є правильний підбір промивальних рідин за складом і властивостям для кожного специфічного інтервалу і грамотне оперативне коригування режиму промивання залежно від властивостей перебудурюваних гірських порід. Разом з тим існують значні прогалини в методичних питаннях реалізації системи заходів попередження ускладнень, які загалом пов'язані з недостатнім рівнем дослідження фізико-хімічного боку процесів взаємодії складних за рецептурою промивальних рідин з осадовими гірськими породами.

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

Набрякання відбувається внаслідок збільшення розміру силікатних мінералів, що становлять структуру глин, і якщо тиск набрякання, що утворився, збільшує гідростатичне стискування навколо стовбура свердловини вище за граничну напругу зрушення глин, то виникає порушення стовбура.

Порушення стійкості стовбура свердловини призводить до утворення каверн і осипів. При контакті з водою або водними розчинами осадові породи типу глин на відміну від інших гірських порід мимоволі переходять з твердого стану в пастоподібний. В результаті некомпенсованих молекулярних сил на поверхні глинистих мінералів утворюються сольватні (гідратні) шари і відбувається приріст об'єму частинок. Цей процес (набрякання) супроводжується розвитком тиску набрякання або розклинюючого тиску.

Осипи та обвали відбуваються при проходці ущільнених глин, аргілітів або глинистих сланців. У ході зволоження циркулюючою промивальною рідиною або її фільтратом знижується межа міцності ущільнених глин, аргілітів або глинистих сланців, що веде до їх обвалення (осипів). Осипам і обвалам може сприяти набрякання. Проникнення вільної води, яка міститься у великих кількостях у промивальних рідинах, у пласти, складені ущільненими глинами, аргілітами або глинистими сланцями, призводить до їх набрякання, випирання в стовбур свердловини і в решті-решт до обвалення (осипання). Осипи можуть відбуватися через механічну дію бурильного інструменту на стінки свердловини. Осипи та обвали можуть трапитися також у результаті дії тектонічних сил, які зумовлюють 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 та 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.

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 внаслідок того, що покрівля і підшва пласта (горизонту) глини або аргіліту повзуть, видавлюючи останні в свердловину. При цьому покрівля і підшва 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 гірських порід. 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 такі групи: механічні, гідратація глин та інші. До механічних факторів відносять в основному ерозію, викликана рухом промивальної рідини, його турбулентністю і в'язкістю. Більшість гідравлічних програм проєктують з метою забезпечення в структурі потоку ламінарного режиму течії в затрубному просторі свердловини.

Механічні фактори включають руйнування глин у результаті ударів бурильної колони і каверноутворення, а також зсувів глинистих розрізів. Останнє відбувається тому, що при формуванні стовбура свердловини порушується напруженість системи, а це викликає динамічні зміщення в розрізі. Такі зміщення ведуть до руйнування шарів глин у зоні стовбура свердловини на дрібні розломи (фрагменти), які обсипаються в стовбур [13].

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

Осмотичне набрякання (адсорбція) виникає, коли мінералізація пластових вод вища, ніж у промивальної рідини. При використанні промивальних рідин на водній основі поверхня глин являє собою напівпроникну мембрану, через яку і відбувається осмотична гідратація. Осмотичне набрякання залежить від різниці мінералізації пластової води і промивальної рідини і може призвести до виникнення адсорбції або десорбції. Десорбція виникає, коли мінералізація промивальної рідини вища, ніж у пластової води.

Набрякання відбувається в результаті збільшення розміру силікатних мінералів, які складають структуру глин; та якщо утворений тиск набрякання збільшує гідростатичне стиснення навколо стовбура свердловини вище граничної напруги зсуву глин, то виникає порушення стовбура, що призводить до інтенсивного утворення каверн і осипів.

Осипи глин пов'язані з низкою факторів, які збільшують частотність прояву осипань у 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, у результаті чого пласти зі значними кутами падіння більше руйнуються. Процес осипання крихких глинистих сланців, які не містять активних глин, пояснюється проникненням води між площинами нашарування і мікротріщинами. В результаті збільшується тиск набрякання, який руйнує сполучні сили між поверхнями розривів (тріщин), що викликає руйнування.

Основну роль у міжпакетному набуханні та в утворенні сольватних (гідратних) шарів на зовнішніх поверхнях глинистих мінералів грають адсорбційні сили. Кількість рідини, яка зв'язується глиною, і збільшення об'єму останньої можна позначити коефіцієнтом K , який дорівнює відношенню об'єму рідини набрякання V_p до об'єму сухих частинок глини V_0 .

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

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

Вплив промивальних рідин на набрякання глинистих порід можна охарактеризувати мірою набрякання K , що дорівнює відношенню суми об'ємів $V_p + V_o$, яка показує в скільки разів збільшився об'єм сухих частинок. У табл. 8.4 – 8.6 наведені результати вивчення міри набрякання глин в промивальних рідинах, які містять різні речовини (за еталонну рідину брали дистильовану воду); вивчення процесу набрякання проводили на найбільш активній породі – монтморилоніті з інтерпретацією отриманих результатів для інших порід.

Т а б л и ц я 8 . 4

Вплив органічних речовин на набрякання монтморилоніту

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

Т а б л и ц я 8 . 5

Вплив органічних ПАР на процеси набрякання монтморилоніту

Промивальна рідина			Час взаємодії, хв	Міра набрякання, %
Основа	Добавка			
	Назва	Вміст, %		
Дистильована вода	-	-	100	100
	Сульфонол	0,15		23
	Катапін-А	0,25		32,5
	Феноксол	0,5		22

Вплив неорганічних ПАР на набрякання монтморилоніту

Промивальна рідина		Час взаємодії, хв	Міра набрякання, %
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

Дані табл. 8.4 свідчать про відсутність впливу органічних речовин (за винятком пікринової кислоти) на процес мінімізації негативної дії фільтрату промивальних рідин на набрякання монтморилоніту. Наведені в таблиці органічні сполуки є компонентами речовин, які використовуються при обробці промивальних рідин для надання їм змащувального ефекту і наближення їх властивостей до таких для пластових рідин (так звані розчини на нафтовій основі). Таким чином, з метою попередження прояву в першу чергу набрякання, промивальні рідини в обов'язковому порядку повинні бути піддані хімічній обробці ПАР, які будуть перешкоджати проникненню фільтрату промивальних рідин у міжпакетний простір глинистих порід.

Аналіз даних, наведених в табл. 8.4 і 8.6, показує таке: ПАР істотно зменшують міру набрякання глини під дією фільтрату промивальних рідин; якісно органічні ПАР є більш прийнятним для застосування при обробці промивальних рідин, оскільки вони значно ефективніше знижують ступінь набрякання досліджуваної глини, ніж неорганічні. Наведені значення концентрації ПАР в промивальних рідинах є граничними, їх перевищення не призведе до якісних змін у зазначених процесах взаємодії.

На рис. 8.1 і 8.2 наведені якісні залежності, які дають уяву про ступінь впливу ПАР органічної і неорганічної природи на ступінь набрякання основних типів глинистих порід. Для порівняльних досліджень використовувалися найбільш ефективні ПАР, а саме – феноксол і біхромат натрію [11].

Наведені залежності (рис. 8.1 – 8.2) свідчать про збереження якісних закономірностей, встановлених для монтморилонітових глини, щодо ступеня їх набрякання під дією фільтрату промивальних рідин і, крім того, додатково підтверджують значно більшу ефективність саме органічних ПАР.

Більшість застосовуваних промивальних рідин належать до розчинів на водній основі, тобто рідкою фазою в них є вода, у якій деякі речовини знаходяться в розчиненому вигляді (активні хімічні реагенти), а інші у зваженому стані (бентоніт, вибурена порода, обважнювач).

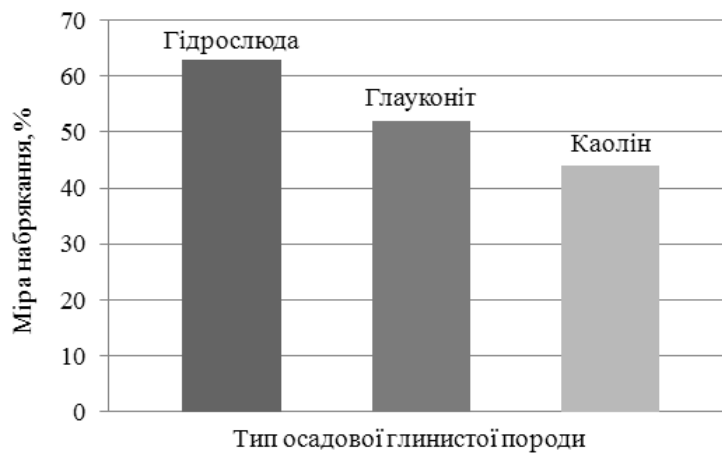


Рис. 8.1. Залежність ступеня набрякання основних типів глинистих порід для умов застосування як ПАР органічної речовини – феноксолу

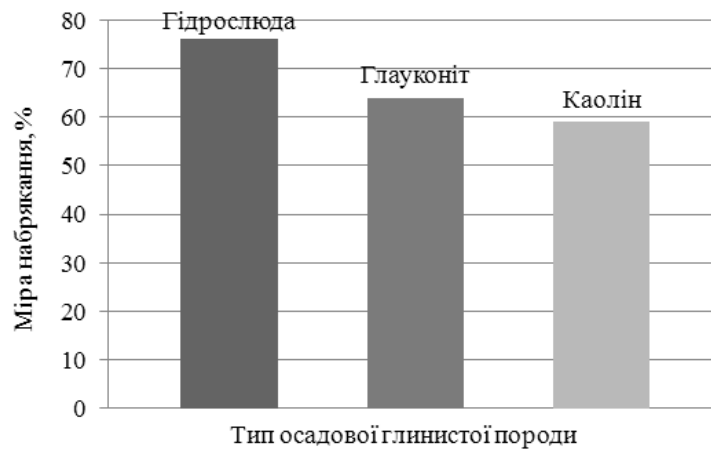


Рис. 8.2. Залежність ступеня набрякання основних типів глинистих порід для умов застосування як ПАР неорганічної речовини – біхромату натрію

Глини відрізняються будовою кристалічної решітки: поєднанням структурних шарів; катіонами металів, які входять у неї, і катіонами металів, які містяться в поверхневому шарі. Кристалічні решітки глинистих мінералів побудовані з осередків тетраедрів і октаедричних структур, які являють 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. 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 у зовнішніх гідроксильних групах заміщають катіони кальцію, магнію (двовалентні), заліза, алюмінію (тривалентні), або збільшуватися при заміщенні катіонами натрію, калію.

Катіони металів, які містяться в поверхневому шарі, мають здатність дисоціювати в воді при розпусканні в ній глини. Поверхня глини набуває негативного заряду. 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 частинки 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 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 такі механізми адсорбції води на глинистих частинках: поверхнева гідратація та осмотичне набрякання.

Установлено, що глинисті мінерали відрізняються один від одного способом їх зчленування в пакети, природою та енергією зв'язку між останніми, характером заселення тетраедра й октаедричної сітки і цілим рядом інших особливостей. Все це зумовлює різноманітність колоїдно-хімічних властивостей окремих представників. Для визначення адсорбційних характеристик глинистих мінералів використовуються ізотерми адсорбції води.

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

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. 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 зі збільшенням товщини прошарків води, тобто, іншими словами, товщини дифузійної обкладки подвійного шару іонів, який виникає при взаємодії окремої глинистої частинки з водою.

Фактором, який визначає результати міжфазної взаємодії системи «глиниста порода – вода (промивальна рідина)», 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 шарів стабілізує поверхню частинок у результаті відштовхувальної дії однойменно заряджених протівоіонних площин. Міцність структури в таких суспензіях падає до нуля, а тиксотропні властивості стають слабо вираженими.

Введенням у застосовувану промивальну рідину (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 та 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.

Критерієм управління ступенем гідратації глинистих порід може бути прийнятий адсорбційний об'єм V_s глинистих порід, який є опосередкованою характеристикою міри ступеня набрякання глинистих порід. У табл. 8.7 наведені дані щодо визначення впливу основних технологічних характеристик промивальної рідини, оперативного контролювання навіть у польових умовах, на його фізико-хімічну активність щодо глинистих порід, які складають стінки споруджуваної свердловини. Дисперсною фазою досліджуваної промивальної рідини була прийнята досить розповсюджена бентонітова глина.

Т а б л и ц я 8 . 7

Адсорбційний об'єм V_s глинистих порід за умови взаємодії з промивальною рідиною на основі бентоніту

Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість, с	СНЗ ₁ /СНЗ 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. 8.7 видно повністю закономірний висновок: зі зростанням густини промивальної рідини, а в даному випадку – вмісту твердої фази, адсорбційний об'єм глинистих порід у пристовбурному просторі неухильно знижується; пояснити це можна тим, що вільна вода, присутня в промивальній рідині, активніше взаємодіє з твердою фазою самої промивальної рідини. Саме цей висновок є підтверджуючою підставою необхідності застосування лише бентонітових глин при спорудженні свердловин у складних умовах за наявності глинистих порід у стінках стовбура свердловини.

Т а б л и ц я 8 . 8

Адсорбційний об'єм V_s глинистих порід за умов взаємодії з промивальною рідиною змінної температури, приготованою 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

Відомо такі: зі зростанням глибини свердловини підвищується температура гірських порід, що відповідно викликає зростання температури циркулюючої промивальної рідини, саме тому корисним є встановлення спрямованості впливу зростання температури застосовуваної промивальної рідини на досліджуваний показник – адсорбційний об'єм V_s глинистих порід; результати зазначених досліджень наведені в табл. 8.8, дані якої переконливо свідчать про наявність певного зв'язку між зміною температури промивальної рідини, а з огляду на умови експерименту і зростанням температури самих гірських порід, при цьому збільшується гідратаційна активність глинистих порід, і як наслідок – міра їх набрякання. Ця обставина вказує на необхідність додаткового регулювання технологічних показників промивальної рідини, з огляду на потребу надання їй властивостей термічної стійкості.

При спорудженні свердловин у товщах осадових порід здебільшого доводиться стикатися з необхідністю проходження потужних товщ сольових відкладів, що закономірно викликає підвищення ступеня мінералізації промивальної рідини. В умовах нафтогазових родовищ Дніпровсько-Донецької западини потужність відкладів галіту, сильвіну, сильвініту, карналіту, бішофіту (типових представників класу хомогенних відкладів) становить від десятків до сотень метрів. До прикладу, Кобзівське газове родовище характеризується розкриттям при споруджуванні свердловин відкладів нижньої пермі в інтервалі 1950 – 3580 м, серед яких найбільш активний негативний вплив на технологічний процес мають хомогенні відклади краматорської світи, де залягають каліймагнієві сольові породи (КМСП), а також глини соляні й глинисті карбонати слов'янської та микитівської свит [19].

Процес будівництва глибоких свердловин у таких розрізах супроводжується цілим комплексом ускладнень – насамперед каверноутворення, яких частково можна уникнути при достатній геологічній інформативності. Найбільша інтенсивність каверноутворення спостерігається у порід, які містять бішофіт, карналіт, кізерит, тобто калій-магнієві солі, а у порід, що складені кам'яною сіллю, розширення стовбура значно менше. Фізико-хімічні процеси впливу технологічних рідин на КМСП сприяють утворенню асиметричних каверн при розмірах, що інколи навіть не піддаються існуючим методикам визначення. Встановлено, що КМСП серед гірських порід мають низьку міцність, найбільш високий коефіцієнт Пуассона і високу розчинність у воді. Бішофіт характеризується найменшими значеннями показників твердості, міцності при одноосьовому стисненні та має найнижчу температуру плавлення. Враховуючи фізичні властивості бішофіту, об'єктивне існування порушень регламентованих вимог на проведення певних технологічних операцій зі споруджування свердловин, а також застосування матеріалів, не повною мірою адаптованих до кріплення свердловин, у даних відкладах створюються передумови для порушення цілісності стовбура свердловини в інтервалах його залягання.

Галіт і сильвін не мають правильної кристалічної структури і включають породи (мінерали) інших речовин, воду та газу, що визначають дефекти як у

мікроскопічних, так і в макроскопічних масштабах. Для них характерний іонний зв'язок між частинами кристалу, зумовлений кулонівськими силами. У свою чергу, дефекти кристалічної решітки залежно від умісту домішок та їх природи знижують міцнісні характеристики речовини.

До основних факторів впливу КМСП на технологічний процес спорудження свердловин, що скорочують тривалість її існування як інженерної споруди, належать: висока розчинність на контакті з промивальною рідиною, що спричиняє утворення каверн великого діаметра (більше 1 м); негативний вплив солей на властивості промивальної рідини; висока корозійна активність солей, що призводить до руйнування цементного каменю; пластичне деформування і течія масиву солей, у результаті чого відбувається передача повного гірського тиску на обсадну колону. Відповідно до наведеного було виконано ряд досліджень, спрямованих на з'ясування впливу наявності мінеральних солей у промивальній рідині на показник адсорбційного об'єму V_S глинистих порід. Результати зазначених досліджень подані в табл. 8.9.

Т а б л и ц я 8 . 9

Адсорбційний об'єм V_S глинистих порід за умов взаємодії з промивальною рідиною змінного ступеня мінералізації, приготованої на основі бентоніту

Концентрація мінеральної речовини, г/л	Умовна в'язкість, с	CH ₃ ₁ /CH ₃ 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 промивальної рідини відбувається зростання досліджуваного показника – адсорбційного об'єму V_S глинистих порід, що говорить про необхідність введення до складу промивальної рідини, при проходці товщ порід з умістом мінеральних речовин типу солей, того чи іншого хімічного складу, реагентів, які покликані унеможливити ефект збільшення ступеня набрякання глинистих порід.

Останнім часом намітилася стійка характеристична тенденція зростання ступеня вживання полімерних хімічних речовин (високомолекулярних сполук) для приготування якісних промивальних рідин [2].

До високомолекулярних речовин, застосовуваних на практиці спорудження свердловин, належать 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 порівняно з розмірами звичайних молекул. Наприклад, якщо довжина молекули етану дорівнює всього декільком ангстремам, то довжина лінійних молекул каучуку і целюлози досягає 4000 – 8000 ангстрем (при поперечному розмірі 3 – 7,5 ангстрем).

Крім природних високомолекулярних речовин, також застосовують ряд синтетичних 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 й отримують часто зовсім нове застосування.

Розчини високомолекулярних речовин, якщо вони знаходяться в термодинамічно рівноважному стані, агрегативно стійки, як і дійсні розчини. При введенні великих кількостей електролітів спостерігається виділення високомолекулярних речовин з розчину. Однак це явище зовсім не слід ототожнювати з коагуляцією типових колоїдних систем.

Коагуляція золів відбувається при введенні порівняно невеликих кількостей електроліту та являє собою зазвичай необоротне явище. Виділення ж із 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. У табл. 8.10 наведені дані досліджень, спрямованих на з'ясування механізму взаємодії полімерних з'єднань, уведених до складу промивальних рідин, з глинистими породами (на прикладі монтморилоніту).

Т а б л и ц я 8 . 1 0

Вплив полімерних з'єднань на набрякання монтморилоніту

Промивальна рідина			Час взаємодії, хв	Ступінь набрякання, %
Основа	Добавка			
	Назва	Вміст, %		
Дистильована вода	-	-	100	100
	Карбоксиметилцелюлоза (КМЦ)	0,5		48
	Модифікований крохмаль (МК)	0,5		18
	Гідролізований поліакрилнітрил (ГПАН)	0,5		50
	Нітролігнін	0,5		15
	ГПАН + силікат натрію (1:10)	5		87
	Гідролізований поліакриламід (РС-2)	5		52

Застосування водорозчинних полімерів, більшість з яких поєднують у собі властивості аніонних ПАР і поліелектролітів, сприяє зниженню набрякання глин. В цілому отримані дані можуть служити відправною методикою підбору рецептур для приготування промивальних рідин при перебудуванні глин.

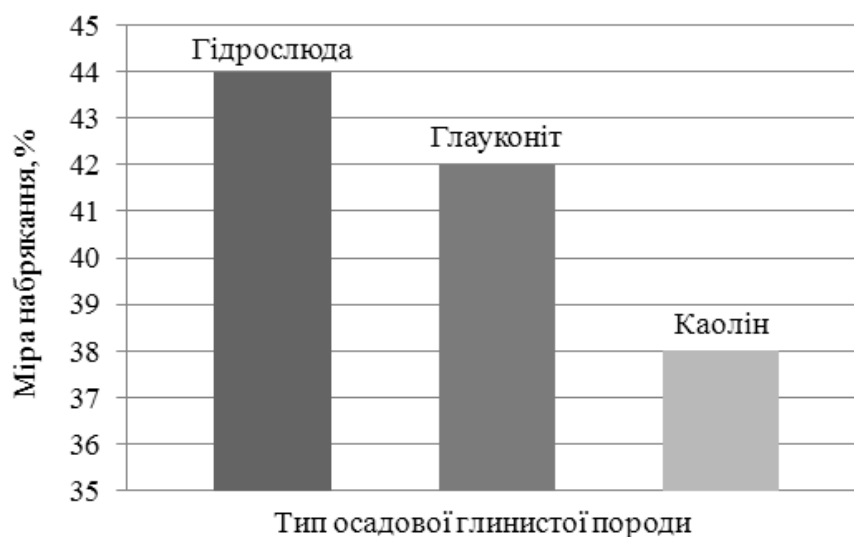


Рис. 8.3. Залежність міри набрякання основних типів глинистих порід для умов застосування як реагенту-регулятора карбоксиметилцелюлози (КМЦ)

На рис. 8.3 подано порівняльні дані щодо ефективності застосування полімерів для різних типів глин (за мінералогічним походженням). Наведені залежності свідчать про збереження якісних закономірностей, встановлених раніше для глинистих порід щодо ступеня їх набрякання під дією фільтрату промивальних рідин при застосуванні ПАР, іншими словами, мінералогічний склад глинистих порід є відправним пунктом методики підбору типу і концентрації в промивальній рідині полімерних речовин.

Матеріали досліджень з вивчення впливу різних добавок промивальної рідини, призначених для зниження гідравлічних опорів при її циркуляції по стовбуру споруджуваної свердловини, наведені в табл. 8.11.

Т а б л и ц я 8 . 1 1

Вплив добавок до промивальної рідини на зниження гідравлічних опорів при її циркуляції

Промивальна рідина		Час взаємодії, хв	Зниження гідравлічних опорів, %	
Основа	Добавка			
		Назва	Вміст, %	
Технічна вода	-	-	0,031	100
	Сульфол	0,15	0,027	120
	Неол	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 активних добавок на гідравлічні опори здійснювали за їхньою здатністю знижувати коефіцієнт опору, розрахований за формулою Дарсі – Вейсбаха [20]. В результаті проведених досліджень встановлено, що найбільше зниження гідравлічних опорів при циркуляції досягається при введенні до складу застосовуваної промивальної рідини високомолекулярних неорганічних сполук з лінійною формою макромолекули.

Для надання промивальній рідині необхідних властивостей, які, з одного боку, забезпечать підвищення ефективності руйнування гірських порід на вибої, а з іншого – створять сприятливі умови для стабільного винесення шламу на поверхню і підтримку стінок свердловини в стійкому стані, її піддають обробці різними методами. Найбільш відомими є такі види обробки промивальної рідини: хімічна, магнітна, термічна та електрохімічна в її різних варіаціях.

Електрохімічна обробка як технологія – це отримання і наступне використання активованої за допомогою електрохімічних полів води або в процесах її очищення від небажаних компонентів, або в різних технологічних процесах як реагент або реакційне середовище. Зазначена операція здійснюється з метою управління складними фізико-хімічними реакціями, економії енергії, часу і матеріалів, підвищення якості кінцевого продукту, зменшення утворення відходів. Досить великий інтерес для обробки промивальної рідини при спорудженні свердловин становить такий вид дії на середовище як альтернативний вид регулювання параметрів дисперсійного середовища.

8.5. ШЛЯХИ ПОКРАЩЕННЯ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН ДЛЯ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН У СКЛАДНИХ УМОВАХ

Практика виконання бурових робіт доводить, що присутність на контакті з гірською породою промивальної рідини або її фільтрату викликає фізико-хімічні процеси на межі розділу, а саме: осмотичні явища, поверхневу гідратацію, розчинення, капілярне проникнення тощо. У деяких порід вони можуть помітно змінювати їх агрегатний стан, сили внутрішнього зчеплення і в підсумку можуть істотно змінити властивості гірських порід в пристовбурному просторі свердловини порівняно з первинними, що існували в природному заляганні. Найважливішим чинником запобігання обвалам порід та інтенсивному каверноутворенню, як відомо, є правильний вибір промивальної рідини та її компонентного складу. Раніше існувала думка, що на обвали нестійких глинистих порід впливає лише величина водовіддачі промивальної рідини. Проте практика буріння з промивальними рідинами різних композицій показала, що стійкість самодиспергуючих порід залежить також і від складу фільтрату промивальної рідини [2].

Запропоновано та широко випробовувано різні рецептури промивальних рідин, призначених для спорудження свердловин в нестійких гірських породах.

Хлоркальцієві розчини – це промивальні рідини, що містять як активний реагент хлористий кальцій (CaCl_2); хімічна дія таких розчинів визначається,

головним чином, здатністю іонів кальцію вступати у взаємодію з породами глинистого комплексу і викликати їх коагуляцію, у результаті чого підвищується зв'язність і знижується набряклість порід. Процес цей носить об'ємний характер і супроводжується утворенням конденсаційно-кристалізаційних структур, які зміцнюють стінки свердловини. При взаємодії іонів кальцію хлоркальцієвого розчину з глинистими породами має значення також і швидкість їх адсорбції. Чим швидше адсорбуються іони кальцію, тим швидше настає коагуляційне зміцнення глинистих порід. Швидкість адсорбції зростає при підвищенні рН розчину, тому обов'язковим компонентом високоякісних хлоркальцієвих розчинів є вапно.

Промивальні рідини на основі ФХЛС (ферумхромлігносульфонат). У хімічному відношенні ФХЛС являє собою полімер нерегулярної будови, у якому хром і залізо знаходяться в тривалентному стані, а також вони пов'язані в макромолекулі лігносульфоната у вигляді складних комплексів.

На основі ФХЛС розроблена рецептура промивальної рідини і досліджено її основні технологічні властивості (табл. 8.12).

Т а б л и ц я 8 . 1 2

Компонентний склад розроблених промивальних рідин та їх основні технологічні показники

Технологічний показник досліджуваної промивальної рідини	Одиниця вимірювання	Склад промивальної рідини, у %	
		ФХЛС - 2% рідке скло (силікат натрію – 2%, сульфатне мило – 1,5%, вода – інше)	ФХЛС - 4% рідке скло (силікат натрію – 3%, сульфатне мило – 2%, вода – інше)
Питома вага (за АГ-ЗПП)	кг/м ³	1050	1050
Умовна в'язкість (за СПВ-5)	с	15	16
Водовіддача (за ВМ-6)	см ³ за 30 хв	7	4
Товщина фільтраційної кірки	мм	Відсутня	Відсутня
Статична напруга зсуву (за СНЗ-2)	мГс/см ²	0	0

Лабораторні дослідження стійкості зразків, виготовлених з керна аргілітів і алевролітів у розроблених промивальних рідин дали хороші результати; зразки не розмокали більш ніж після 48 годин витримки у відповідних розчинах, у той час як у воді – протягом 30 хв; також зазначені промивальні рідини є стійкими до солей кальцію та інших полівалентних металів.

Промивальні рідини на основі поліакрилів, а саме ГПАНу (ГПАН – гідролізований поліакрилонітрил), який є продуктом омилення поліакрилонітрилу каустиком. Акрилові полімери дозволяють створювати

безглинисті промивальні рідини з низькою водовіддачею і необхідними структурно-механічними властивостями. Основними недоліками таких промивальних рідин є висока вартість і чутливість до солей кальцію та інших полівалентних металів. Для зниження вартості промивальних рідин і отримання необхідних властивостей як акриловий полімер був узятий ГШАН, а для зниження його витрати в промивальні рідини була введена глина і ВЛР (вуглелужний реагент). При спільній хімічній обробці промивальної рідини ГШАНОм і ВЛР досягається вищий ступінь стабілізації. Це дуже важливо при наявності жорстких вод. У результаті лабораторних досліджень рекомендований наступний склад промивальної рідини (табл. 8.13).

Т а б л и ц я 8 . 1 3

Рецептура та технологічні властивості промивальних рідин на основі ГШАНу

Технологічний показник досліджуваної промивальної рідини	Одиниця вимірювання	Склад промивальної рідини, у %: глина 3 – 5; ГШАН (10% розчин) 0,2 – 0,5; ВЛР 1 – 2; вода – інше
Питома вага (за АГ-3ПП)	кг/м ³	1020 – 1050
Умовна в'язкість (за СПВ-5)	с	25
Водовіддача (за ВМ-6)	см ³ за 30 хв	6 – 5
Товщина фільтраційної кірки	мм	Менш 1 мм
Статична напруга зсуву (за СНЗ-2)	мГс/см ²	$\Theta_1=4,23$; $\Theta_{10}=4,55$

З урахуванням викладеного вище у виробничих умовах встановлено, що для обробки 1 м³ глинистого розчину умовною в'язкістю 25 с необхідно 0,5 м³ ВЛР та 0,05 – 0,07 м³ ГШАНу. Це дозволяє отримати промивальні рідини з технологічними параметрами, близькими до зазначених у табл. 8.13.

Узагальнено, що промивальні рідини, які застосовуються при бурінні свердловин різного призначення, повинні відповідати таким вимогам: мати низький поверхневий натяг і хороші мастильні властивості; знижувати гідравлічні опори; попереджати обвали й осипання стінок свердловини та не утворювати пухку кірку глинистого матеріалу на її стінках.

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

Відмітною властивістю поверхнево-активних антифрикційних добавок (ПААД) є те, що, сприяючи збільшенню швидкості буріння, вони одночасно

збільшують стійкість породоруйнівного інструменту, зменшують рівні вібрації і потужності, що витрачається на подолання сил опорів тертя колони бурильних труб у свердловині. Останній фактор важливий тим, що дозволяє підвищити механічну швидкість буріння шляхом збільшення енергії, яка підводиться до вибою свердловини, та зниження енергоємності руйнування гірських порід.

Для підвищення механічної швидкості буріння необхідно прагнути до зниження поверхневого натягу промивальних рідин. З цією метою проведено дослідження поверхневого натягу водних розчинів ПААД.

Поверхневий натяг вимірювали сталагмометричним способом, як найпростішим і досить точним. Перед початком вимірювань було проведено калібрування приладу, для чого сталагмометр закріплювали вертикально на жорсткому штативі, визначали температуру рідини, здійснювали не менше п'яти вимірів числа крапель і знаходили середнє арифметичне.

У процесі досліджень вимірювали поверхневий натяг як водних розчинів ПААД, так і фільтратів різних типів промивальних рідин (глинистих, силікатних, силікатно-гумінових та ін.). На підставі лабораторних досліджень зроблено висновок, що найбільш ефективними та перспективними є ПААД на основі вищих жирних спиртів (ВЖС). При цьому слід зазначити, що і самі ВЖС можуть бути використані для обробки промивальних рідин. Основний недолік ВЖС полягає у слабкій активності гідрофільної групи, через що вони погано розчиняються у воді. Заміна гідроксильної групи на іншу, більш гідрофільну, дозволяє отримати сполуку з високою поверхневою активністю і добре розчинну у воді, наприклад, сульфати жирних спиртів.

Ураховуючи дефіцитність ВЖС, перспективним напрямом є обробка промивальних рідин сумішами ПААД різних класів. Наприклад, неіоногенні речовини з аніонактивними або катіонактивними. Цим досягається підвищення ефективності дії добавки, зниження її вартості, економія компонентів тощо.

Проведений аналіз теоретичних і експериментальних досліджень поведінки гірських порід у середовищі промивальних рідин дає підставу вважати, що важливим аспектом науково-практичних пошуків є вивчення ролі дисперсних систем на водній основі як учасників свердловинних процесів, що у багатьох випадках контролюють міцність пристовбурного масиву і термін служби породоруйнівного інструменту; тут особливий інтерес становлять існуючі гіпотетичні пояснення і моделі впливу робочих середовищ на водній основі на процес руйнування вибою свердловини.

Показники якості глинистих розчинів істотно змінюються під впливом ПАР, що обумовлює необхідність попередньої, лабораторної розробки складів і способів приготування з урахуванням якості глини і природи ПАР. Найбільш помітно вплив ПАР позначається на статичній нарузі зсуву і в'язкості.

При додаванні до глинистих розчинів, необроблених ВЛР, близько 2% сульфонолу зменшується в'язкість від 30 до 19 с і статична напруга зсуву за 10 хв зменшується від 78,5 до 27,2 мГ/см². При додаванні сульфонолу до глинистих розчинів, оброблених ВЛР, навпаки, спостерігається незначне збільшення в'язкості від 29 до 40 с і статичної напруги зсуву від 7,9 до 3,5 мГ/см². Добавка сульфонолу сприяє також зниженню водовіддачі глинистих

розчинів, оброблених ВЛР, від 46 до 34 см³ за 30 хв. Отже, добавки сульфонолу до глинистого розчину близько 2% не погіршують їх властивостей. Залежність властивостей глинистих розчинів від концентрації сульфонолу наведено на рис. 8.4.

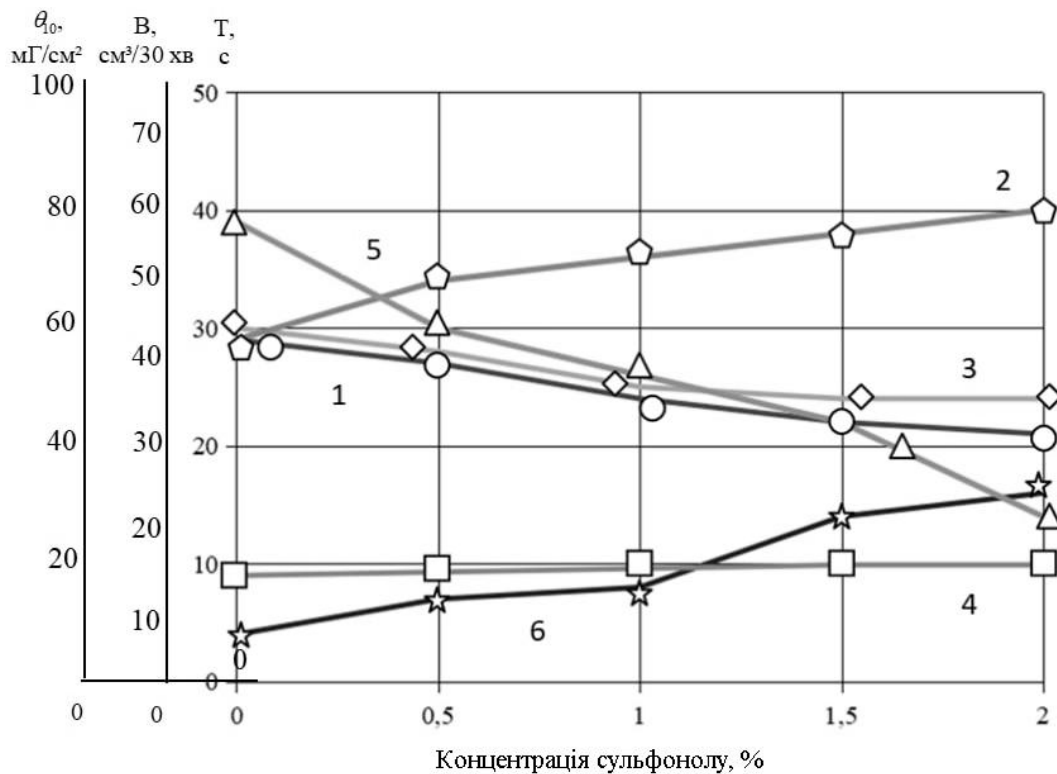


Рис. 8.4. Характеристична залежність зміни властивостей глинистих розчинів від концентрації сульфонолу:

1 – в'язкість розчину без ВЛР; 2 – в'язкість розчину з ВЛР; 3 – водовіддача розчину без ВЛР; 4 – водовіддача розчину з ВЛР; 5 – СНЗ розчину без ВЛР; 6 – СНЗ розчину з ВЛР

Теоретично-прикладними дослідженнями показаний комплексний вплив густини, в'язкості і водовіддачі промивальних рідин на показники роботи породоруйнівного інструменту (шарошкових доліт). Аналіз отриманих дослідних даних свідчить про те, що найбільш суттєвим чинником, що визначає забійні умови руйнівних процесів, є густина бурової промивальної рідини, дещо менш значний вплив чинять в'язкість і водовіддача.

У табл. 8.14 наведені дані щодо впливу різних ПАР на властивості промивальних рідин (глинистих розчинів). Речовини, які практично не впливають на властивості промивальних рідин, відносять до аніонактивних і неіоногенних. Коагуляцію промивальних рідин можуть викликати катіонактивні й неіоногенні ПАР, причому одна і та сама речовина при різних концентраціях має неоднаковий вплив, збільшуючи, зменшуючи або не змінюючи показники структурно-механічних властивостей.

Значний вплив ПАР (на прикладі речовин ОП-7 та ОП-10) також чинять на процеси руйнування гірських порід. Як досліджувані зразки гірських порід використовували кальцит і вапняк. Результатом застосування ПАР є зниження мікротвердості досліджених гірських порід [12].

**Дані щодо впливу ПАР на властивості промивальних рідин
з гідрослюдистих і монтморилонітових глин**

Клас досліджених речовин	ПАР	Параметри досліджених промивальних рідин		
		В'язкість, с	Водовіддача, см ³ за 30 хв	СНЗ, мг/см ²
Аніонактивні	Очищений контакт Петрова	До 0,2% збільшує, вище 0,2% – зменшує	Практично не змінює	Збільшує
	Сульфонол	Зменшує	Не змінює	Зменшує
	Сульфонатрієві солі	Зменшує	Не змінює	Зменшує
	ДС РАС	Практично не змінює		
	Сопаль			
	Проксанол			
	Проксамін			
Змочувач НБ	Збільшує	Зменшує	Збільшує	
Катіонактивні	Катапін А	Добавки 0,2 – 0,3% спричиняють інтенсивну коагуляцію промивальних рідин		
Неіоногенні	УФЕ-8, КАУФЕ-14	Практично не змінює		
	ОП-7, ОП-10	Добавки 0,5 – 1,0% викликають активну коагуляцію промивальних рідин		

8.6. РІДИНИ ДЛЯ РОЗКРИТТЯ ТА РОЗРОБКИ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

При розкритті продуктивних горизонтів і завершенні свердловин необхідно приділяти увагу збереженню продуктивних можливостей пластів, забезпеченню максимальної віддачі (дебіту) води, нафти і газу. Дотримання цієї умови розкриття й освоєння продуктивних водоносних, нафтових і газових пластів у значній мірі залежить від робочого середовища.

Як показали численні спостереження, глинистий розчин та інші робочі середовища часто є причиною зменшення можливого дебіту і створюють ускладнення при освоєнні свердловини. Негативний вплив промивальної рідини підсилюється при низькій її якості та великій водовіддачі. Відфільтрована з промивальної рідини вода, проникаючи в пори продуктивного пласта, відтискує нафту і газ, вступає у фізико-хімічну взаємодію з породами на поверхні пор і каналів пласта й ускладнює рух нафти до вибою. Фільтраційна корка, що створюється в результаті глинізації стінок свердловини, також перешкоджає потраплянню нафти і газу в свердловину. Свердловини входять в експлуатацію зі зменшеним дебітом, можливості віддачі покладу не

використовуються. Свердловини, пробурені на пластах невеликої продуктивності та з відносно низьким тиском, іноді взагалі не вдається освоїти.

Перераховані основні вимоги до промивальної рідини визначають її важливе значення в усьому складному процесі сучасного глибокого буріння.

Для задоволення вимог передової технології буріння і створення нормальних умов спорудження свердловини робоче середовище повинне мати оптимальні структурно-механічні властивості, тобто достатню питому вагу, невелику водовіддачу, утворювати тонку, але щільну захисну кірку і разом з тим бути рухливим, малов'язким і в той же час мати тиксотропні властивості.

Геолого-технологічні умови знаходження води, нафти і газу (пластових флюїдів) у природному резервуарі залежать від взаємодії ряду факторів: співвідношення густини флюїдів, відносної насиченості порового простору кожним з компонентів, гідродинамічних умов у колекторському пласті, а також його літологічних особливостей і порової проникності.

Під терміном «освоєння нафтогазової свердловини» розуміють комплекс робіт, що проводяться з метою очищення продуктивної зони від забруднення і отримання промислового припливу пластового флюїду.

В основі всіх способів освоєння лежить принцип зменшення тиску стовпа рідини в свердловині нижче пластового і створення депресії, достатньої для подолання опору фільтрації пластової рідини. Зменшення тиску на пласт можна досягти зниженням густини рідини та рівня рідини в свердловині. Величина депресії вибирається залежно від типу колектора, виду пластової рідини, стійкості колектора і колекторних властивостей пласта.

У міру розвитку нафтогазової галузі загострюється проблема росту ступеня вилучення з надр нафти, газу та газового конденсату.

За низкою питань у галузі відпрацювання ефективних технологій видобутку рідких вуглеводнів і розробки прогресивних методів підвищення нафтовилучення потрібні додаткові ґрунтовні дослідження, спрямовані на створення, лабораторне та промислове випробування і виробниче впровадження енергоефективної технології підвищення ступеня вилучення нафти з порід-колекторів, що дозволить збільшити відсотковий показник нафтовилучення, який за інтегральними оцінками знаходиться в діапазоні від 10 до 60% і тільки в окремих випадках досягає позначки 70%. 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 в такі групи: фізико-гідродинамічні методи, до яких належать усі 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 сферу 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.

Після першого етапу розробки нафтових родовищ основні об'єми нафти і розчиненого газу видобуті. Додаткове вилучення нафти 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 здійснювалося на багатьох родовищах у нафтовидобувних районах, хоча слід зауважити, що на пізніх стадіях розробки традиційне заводнення буде малоефективне. Тому метод заводнення намагаються застосовувати на ранній стадії розробки нафтових родовищ. За інтегральними оцінками в світі близько 90% нафти видобувається з родовищ, які розробляються за допомогою заводнення, і цей метод на найближчий час, напевне, залишиться превалюючим способом інтенсифікації розробки.

На пізніх стадіях розробки родовищ застосовуються такі дії: циклічне нагнітання води, зміна напрямків фільтраційних потоків, підвищення тиску нагнітання, облагороджування закачуваної води додаванням ПАР, загущувачів, застосування циклічних кислотних обробок [1].

Фізико-гідродинамічні методи можна використовувати на всіх розроблюваних родовищах 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. Це пов'язано з тим, що практично всі продуктивні пласти неоднорідні, а тому стабільна дія на них не забезпечує повного охоплення продуктивної товщі витісненням і навіть дренаванням. Промисловий досвід показує, 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 близько 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 – значним. Темп розробки під час заводнення слабо, але позитивно впливає на нафтовилучення. 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 нафто вилучення. Збільшення цього співвідношення прискорює темпи видобутку нафти і поточне нафтовилучення на ранніх стадіях розробки, а в переривчастих пластах – також і кінцеве нафтовилучення.

У неоднорідних пластах вода, що нагнітається, проривається до видобувних свердловин через високопроникні прошарки і зони, залишаючи невитісненою нафту в слабопроникних прошарках, ділянках, зонах. Це явище може мати місце і в однорідних пластах за підвищеної в'язкості нафти внаслідок 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 ще називають, імпульсне нестаціонарне заводнення прошарково неоднорідних продуктивних пластів і, як супутній йому, спосіб зміни напрямків фільтраційних потоків рідини.

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 нестаціонарний тиск. Він досягається зміною об'ємів нагнітання води в свердловини або відбором рідини із свердловини у певному порядку шляхом періодичного підвищення і зниження.

У результаті такої нестаціонарної 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 й 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 просочування водою нафтонасичених зон (верств) – вторгнення води із заводнених зон у нафтонасичені через дрібні порові канали і перетікання нафти з нафтонасичених зон у заводнені через великі порові канали [20].

В умовах сьогодення прийнято, що чим швидше почато активне циклічне заводнення, тим більше можна видобути нафти додатково, тобто ефективність нестаціонарної 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. Є припущення, що цей метод дозволяє підвищити нафтовилучення на одиницю відсотків (від 5 – 6% на початковій стадії розробки до 1 – 1,5% на кінці стадії). Метод є найбільш ефективним у потужних шарувато-неоднорідних пластах з надійним гідродинамічним зв'язком між прошарками, а також у тріщинувато-пористих колекторах, що насичені малов'язкою нафтою з високим умістом газу. Сприятливий фактор – гідрофільність колекторів [1].

Оскільки всі викладені змістовні теоретично-експериментальні положення, що стосуються циклічної дії на пласти, справедливі також і для зміни напрямків фільтраційних потоків, можна додати, що зміна напрямку фільтраційних потоків між свердловинами (у плані) підсилює процес циклічної дії в напрямку збільшення охоплення пластів заводненням.

Останнім часом з'явилася значна група методів для покращення заводнення, серед інших ця група методів базується на нагнітанні в продуктивні пласти витіснювального агента, а саме: водних розчинів активних хімічних речовин концентрацією 0,001 – 0,4%. Переважно в пласті створюють зони присутності розчинів – облямівки, що складають 10 – 50% від об'єму порового простору покладу, який піддається обробці. Після цього створену облямівку переміщують у пласті нагнітанням технічної води. Методи можуть застосовуватися 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, у 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%.

До визначеної групи допоміжних методів покращення технологічних прийомів заводнення відносять також такі методи, що призводять до зниження рухливості води в зоні її просування, а також методи, що пов'язані зі зміною змочуваності в системі «порода – нафта – вода» і ведуть до інтенсифікації процесу капілярного просочування. Серед них можна назвати такі заводнення: розчинами поверхнево-активних речовин; полімерне; лужне і кислотне. Іноді сюди відносять використання пін, емульсій і газоводяних сумішей, хоча останній метод за сприятливих умов можна вважати також і методом підвищення нафтовіддачі [12].

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 у системі «нафта – вода – поверхня породи» і властивості адсорбційних шарів, що утворюються на межі розділу «вода – нафта» і «нафта – поверхня породи». При цьому використовують розведені розчини неіоногенних ПАР і, зокрема, розчин оксіетильованих алкілфенолів, жирних кислот або спиртів, продуктів конденсації оксидів етилену та 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.

Важливою властивістю ПАР, що визнає їх малу ефективність під час витіснення нафти, є їхня здатність адсорбуватися на межах розділу фаз. 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 пласта має місце значний міжфазний натяг, розчин ПАР не в змозі перевести залишкову нафту в рухомий

стан, тобто з цієї причини не спостерігається суттєвий вплив розчинів цих ПАР на коефіцієнт витіснення нафти в однорідному пласті. Проте в неоднорідному колекторі, у якому можуть виявитися цілики нафти, які обминула вода, зниження міжфазного натягу може сприяти витісненню з них нафти.

Негативний вплив на ефективність витіснення нафти розчинами ПАР справляють високі температури і підвищений вміст солей лужноземельних елементів. Результати дослідно-промислових робіт у різних геологічних умовах показують, що додавання ПАР у чистому вигляді не є надфективним 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.

Застосування полімерів базується на їх здатності під час розчинення у водних композиціях, навіть при малих концентраціях, суттєво підвищувати їх в'язкість, зменшувати їх рухливість і завдяки цьому підвищувати охоплення пластів заводненням. 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 в комплексі підвищує стійкість розділу між водою і нафтою (фронт витіснення), сприяє поліпшенню витіснювальних властивостей води і повнішому залученню всього об'єму покладу до розробки. У процесі фільтрації полімерних розчинів через пористе середовище їхня в'язкість може збільшуватися на порядок і більше. Тому полімерні розчини найбільш придатні в неоднорідних продуктивних пластах, а також за підвищеної в'язкості нафти з метою збільшення охоплення їх заводненням.

Полімерні розчини також можуть вступати у взаємодію із скелетом породи і цементуючою речовиною, що викликає активну адсорбцію молекул полімерів, які перекривають канали або погіршують фільтрацію в них вод. Отже, ці два фактори призводять до зменшення динамічної неоднорідності потоків рідини і, як наслідок, до збільшення охоплення пластів заводненням.

Відомо, що полімерним розчинам притаманні в'язкопластичні (неньютонівські) властивості, унаслідок чого їх фільтрація можлива тільки після подолання початкового градієнта зсуву і може покращуватися залежно від швидкості фільтрації та молекулярної маси полімеру.

Полімери рекомендується до застосування для неоднорідних пластів з підвищеною в'язкістю пластової нафти (10 – 50 мПа·с). 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.

При фільтрації розчинів полімерів в обводненому пористому середовищі відбувається адсорбція полімеру на стінках порових каналів, тому найбільш ефективно це може бути застосовано в 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.

Переконливо доведено, що використання під час заводнення пін та емульсій знижує рухливість води, яка витісняє нафту, унаслідок чого змінюється напрямок її потоку. Основний результат нагнітання піни в промитою водою пористе середовище полягає в суттєвому зменшенні водопроникності. Крім того, встановлено загальну закономірність поведінки пін у пластах-колекторах, яка полягає в такому: тільки в разі використання суміші ПАР, що знижує міжфазний натяг на межі «нафта – вода» до дуже низьких значень та нагнітання піни в пористе середовище (продуктивний пласт) може призвести до збільшення витиснення залишкової нафти.

Проектування оптимальних параметрів процесу нагнітання в продуктивний пласт пінних систем лежить в основі вибирання раціональних технічних засобів і вдосконалення технології підвищення нафтовіддачі на нафтових родовищах. Спостереження за роботою в пласті-колекторі газорідинних сумішей показали, що вони значно краще, ніж звичайні агенти, сприяють підвищенню ефективності витиснення залишкової нафти. При цьому істотну роль грають поверхневі явища на межі розділу фаз (поверхневе натягнення, кут змочування), що створюють міцний зв'язок системи «нафта – вода – порода – бульбашка повітря (газу)». Інтенсивне витискування нафти з пласта-колектора при використанні газорідинних сумішей відбувається в результаті дії гідродинамічної сили потоку і значною мірою вони пов'язані з процесами хімічної термодинаміки і кінетики [11], що проходять на межі розділу фаз. В процесі нагнітання у свердловини газорідинних сумішей, наприклад пін, має місце прилипання нафтового контакту до бульбашок повітря (газу) – це підтверджується дослідними даними і практикою використання пін.

Процес пінної нафтогідравлічної циркуляції при використанні газорідинних сумішей описаний далі. Якщо як газорідина суміш використовується піна, то вона, поступаючи в призабійну зону під деяким тиском (більшим, ніж тиск у цій зоні), має запас кінетичної енергії. В результаті меншого тиску в цій зоні збільшується об'єм піни і виділяється розчинений газ. Відділення нафти від породи внаслідок розмиваючої дії піни відсутнє або воно невелике (це визначається співвідношенням рідкої і газоподібної фази). Запас кінетичної енергії потоку піни, що залишився, витрачається на подолання опорів, що зустрічаються на шляху руху в масиві пласта.

Наведені вище дані свідчать про виняткову роль адгезійної взаємодії і змочування в пластах-колекторах. Явища мимовільного прилипання в системі «нафта – вода – порода – бульбашка повітря (газу)» зумовлено 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 та 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 та утворення крайового кута.

Описаний механізм можна пояснити виходячи з термодинамічних представлень, згідно з якими термодинаміка в змозі визначити рушійну силу процесу в напрямі зменшення вільної поверхневої енергії системи до рівноважного значення, відповідного його мінімуму [20]. 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 у стан з меншим рівнем енергії. Значить, вільна енергія системи прагне до зменшення, і воно може відбуватися, по-перше, за рахунок зменшення площі поверхні фаз і, по-друге, за рахунок зменшення питомої поверхневої енергії. Оскільки зменшення міжфазової поверхні призводить до зменшення вільної енергії системи, то всяка поверхня розділу двох фаз прагне до мимовільного скорочення, якщо це можливо. Отже, мінімум вільної енергії буде при найменшій площі поверхні розділу контактуючих фаз.

Для надання дисперсійному середовищу необхідних технологічних властивостей, які, з одного боку, забезпечать підвищення ефективності та сталість процесу витиснення залишкової нафти з пластів-колекторів, а з іншого – створять передумови транспортування видаленої нафти на поверхню та технологічність процесу відокремлення вуглеводнів від пінної системи, його необхідно піддавати спеціальній (комплексній) обробці.

У теперішній час, у зв'язку з відсутністю чітких критеріїв прогнозування пінотворних 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, у частках від загальної кількості, введеної в пласт з поверхні або генерованої в ньому за певний проміжок часу. Головним критерієм ефективності застосування термічних (теплових) методів дії на нафтові поклади з важковитягнутою нафтою є отримання високих кінцевих коефіцієнтів нафтовилучення.

В основі прогресивних термічних методів підвищення нафтовилучення лежить сприятлива дія температури на стан рухливостей агентів, що взаємодіють у пласті, і, тим самим, на ступінь витіснення нафти [12]. Відомі дві різновидності цих методів, а саме: коли тепло в пласт вводиться з поверхні та коли тепло утворюється безпосередньо в пласті, завдяки окисненню вуглеводнів. Отже, 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'єкта. Для підвищення нафтовіддачі поза сумнівом доцільно збільшувати температуру усього нафтоносного пласта. Цей висновок можна зробити, аналізуючи вплив теплової дії на фізичні властивості рідин у місцях їх залягання (дія на динамічну в'язкість, густину, на міжфазну взаємодію). Найважливіше, що можна запропонувати при вирішенні цього завдання – нагнітання нагрітої рідини. Необхідно помітити, що вода, найбільш часто використовувана для витіснення рідини, має особливу властивість – переносити набагато більшу кількість тепла, що припадає на одиницю маси.

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.

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 в першій зоні, і по мірі переносу його сюди охолоджується. Додатковий видобуток нафти пояснюється дією трьох основних факторів: зниженням в'язкості нафти, покращенням прояву молекулярно-поверхневих сил і тепловим розширенням скелету пористого середовища та флюїдів, що його насичують. Витіснення нафти парою, виходячи з механізму прогрівання та зниження в'язкості нафти, рекомендовано застосовувати на родовищах з в'язкістю нафти понад 50 – 100 мПа·с, де за звичайного заводнення нафтовилучення не перевищує 15 – 17%.

Гаряча вода і насичена пара характеризуються порівняно високими параметрами за тепловмістом, екологічно чисті, технічно добре освоєні промисловістю. Рациональне використання тепла полягає в способі передачі енергії в пласт, що передбачає мінімальні втрати як по шляху руху від парогенератора до забою свердловини, так і в самому пласті.

У разі, коли закачування теплоносія у свердловину здійснюється через не термоізолювані насосно-компресорні труби, втрати тепла досягають 50%. Чим менше теплових втрат на шляху руху теплоносія до пласта, чим більш повно використання тепла за призначенням у самому пласті, тим менше тепла витрачається на витягання 1 тони нафти, тим більш досконала технологія і

більш енергозберіжний ефект вона має. Теплові втрати в системі підводних теплопроводів і в самому стовбурі свердловини є неминучими при здійсненні будь-якої технології з централізованим джерелом теплопостачання.

Найважливішою обставиною технології термічного підвищення нафтовилучення є існування порівняно високих температур, що накладає певні обмеження на можливість застосування тих або інших фізико-хімічних заходів обробки рідинних агентів, застосовуваних у термотехнологіях.

При різних температурах нафти і води вплив температури на рух фронту і теплообмін полягає в такому: зниженні в'язкості та зміні відношення рухливостей нафти і води; зміні залишкової нафтонасиченості та відносної проникності; 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 гірській породі.

Зменшення в'язкості нафти при підвищенні температури або застосуванні відповідних ПАР є одним з основних механізмів, що забезпечують успіх термічних методів. 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. Підвищення температури дуже в'язкої нафти в зоні нагріву дозволяє просунути її до свердловини, але збільшує ризик закупорки пор 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 позитивний ефект і при розробці родовищ дуже легкої нафти.

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 пласта має бути більше 10 м, а глибина його залягання не повинна перевищувати 1000 м. Проте можна розглядати як рентабельну розробку родовища з глибиною залягання, що і перевищує 1000 м, якщо на свердловинах встановлено ефективне теплоізолюване устаткування (зокрема, теплоізолювані труби).

У нафтоносному пласті породи, що утворюють колектор, не є інертними по відношенню до рідких середовищ, що заповнюють пори, особливо часто в значних кількостях у колекторах присутні глинисті породи.

Глини взаємодіють з водою та іншими речовинами, що мають поляризаційні молекули. Контакт з рідинами заданого хімічного складу, що нагнітаються, – нагрітою 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 [20].

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ

1. Наведіть загальні характеристичні ознаки промивальних рідин, що характерні при спорудженні свердловин у товщах глинистих порід.
2. Дайте короткий опис особливостей технологічного циклу застосування промивальних рідин з підвищеною густиною та в'язкістю.
3. Визначте вплив тисків, що діють у стовбурі свердловини, на необхідність корегування окремих властивостей промивальної рідини.
4. Дайте загальну схему підвищення ступеня стійкості стовбура свердловин при його спорудженні в осадових породах.
5. Визначте загальні вимоги до складу та процесів розробки раціональних рецептур промивальних рідин для спорудження бурових свердловин.
6. Основні технологічні властивості промивальних рідин, застосовуваних для попередження ускладнень при бурінні нафтогазових свердловин.
7. Назвіть основні проблематичні питання вдосконалення прогресивних методів освоєння продуктивних нафтогазових горизонтів.
8. Охарактеризуйте перспективи застосування активованих ПАР циркуляційних систем у процесах підвищення нафтовилучення та їх вплив на колекторські властивості продуктивних горизонтів.

ТЕХНОЛОГІЯ ПРИГОТУВАННЯ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

Роботи, пов'язані з приготуванням і обважненням бурових розчинів, займають значний обсяг у циклі будівництва свердловин. Характер цих робіт стає більш складним у зв'язку зі збільшенням глибин буріння свердловин. В ускладнених умовах більш суровими стають вимоги до якості бурових розчинів, пристроїв для їхнього приготування та обважнення, механізації та автоматизації виконання цих процесів [4, 8, 13, 14, 22, 23].

У практиці буріння свердловин застосовуються різноманітні технологічні способи для приготування промивальних рідин. Найпоширеніші – це *механічні*, *гідравлічні* та *фізико-механічні*. Вибір способу та технічних засобів для приготування, обробки та активації (додаткове диспергування) промивальних рідин регламентується типом рідини, технологічними параметрами, застосовуваними матеріалами, а також необхідними витратами на буріння (рис. 9.1).

9.1. ЗМІШУВАЛЬНІ ПРИСТРОЇ

Різнманітність пристроїв для приготування розчинів дозволяє класифікувати їх за основними способами змішування:

- 1) механічні – з використанням привідних мішалок;
- 2) гідравлічні – з використанням енергії струменя рідини, застосовуваної для замішування;
- 3) пневмогідравлічні – з використанням енергії струменя рідини, застосовуваної для замішування, та енергії стисненого повітря;
- 4) комбіновані.

Механічні змішувальні пристрої

При механічному способі приготування промивальних рідин застосовують глиномішалки, які поділяють:

- за характером дії – на перервної дії (циклової) і безперервної;
- за конструктивним виконанням – на лопатеві, роторні, кульові;
- за розташуванням валів – з горизонтальним і вертикальним розташуванням;
- за кількістю валів – на одновальні та двовальні.

Механічна лопатева глиномішалка (рис. 9.2) являє собою циліндричної або овальної форми корпус 6, усередині якого міститься один або два паралельних вали 4 з укріпленими на них лопатями 3 для перемішування глини з водою. У верхній частині є люк 5 для завантаження глини та заливання води, а внизу – зливальний кран 7. Приводом глиномішалки служить електродвигун.

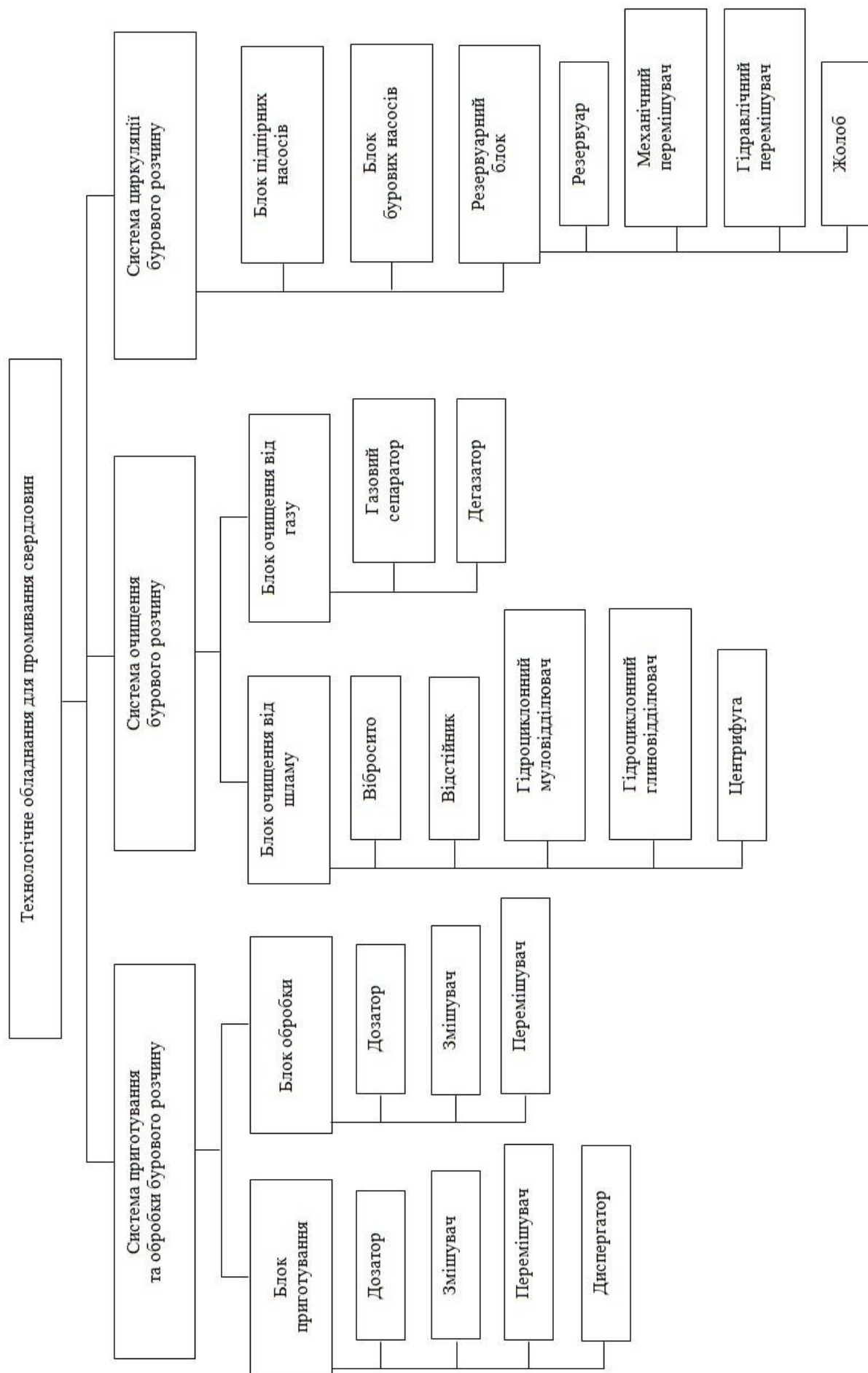


Рис. 9.1. Структурна схема технологічного обладнання для промивання свердловин

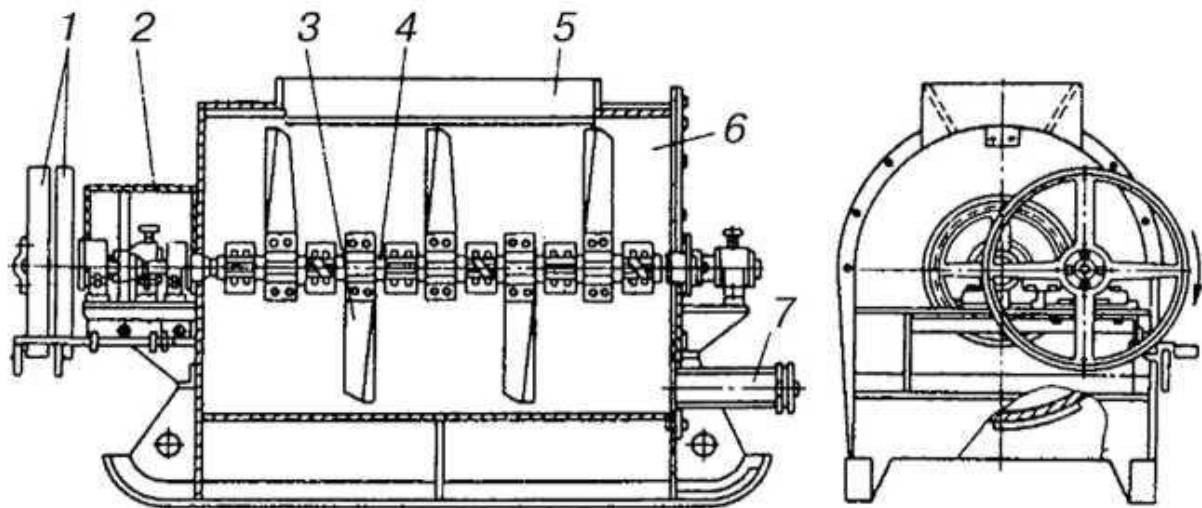


Рис. 9.2. Конструкція механічної лопатевої глиномішалки:

1 – шків; 2 – редуктор; 3 – лопаті; 4 – вал; 5 – завантажувальний люк; 6 – корпус; 7 – зливальний патрубок

Для приготування розчину глиномішалку на 1/2 її об'єму заливають водою, вмикають привід, а потім засипають повну норму глини, доливають воду до завантажувального люка й перемішують протягом від 40 хв до 2 год. Першу пробу для визначення параметрів глинистого розчину беруть через 30 хв, а наступні – з інтервалом 15 хв. При необхідності в глиномішалку вводять хімічні реагенти. Процес приготування глинистого розчину вважається закінченим, коли його основні параметри стабілізуються. Готовий розчин зливають з глиномішалки в приймальну посудину. Промисловістю випускаються глиномішалки Г 1-0,25; Г 1-0,30; ГМЕ-0,75; МГ 1-0,80; ГКЛ-2МА; 2МГ 2-4Х з горизонтальним розташуванням валів місткістю відповідно 0,25; 0,3; 0,75; 0,8; 2 і 4 м³ та ОГХ-7А місткістю 0,75 м³ з вертикальним валом.

Перемішувальний пристрій для липких і високов'язких продуктів (рис. 9.3) складається з місткості 1, у якій розміщені якірна мішалка 2 з очищувальною лопаттю 3, яка обертається швидше якірної мішалки 2, у результаті чого відбувається періодичне очищення останньої від липких продуктів при перемішуванні.

Мішалка для рідков'язких мас (рис. 9.4) складається з місткості 1, усередині якої розміщується шнек 2 зі шкребками 3. Шнек 2 у свою чергу розташований у напрямному обертовому циліндрі 4 з фільерами 5, установленими над верхнім рівнем маси, що перемішується, з метою інтенсифікації перемішування та вакуумування оброблюваної маси.

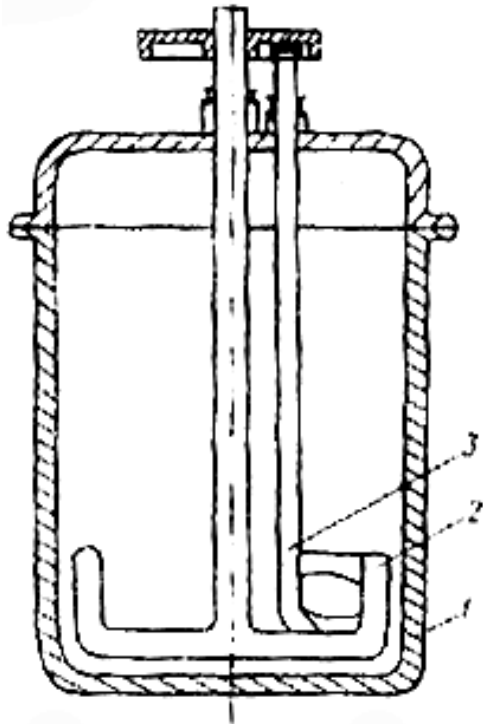


Рис. 9.3. Перемішувальний пристрій для липких і високов'язких продуктів

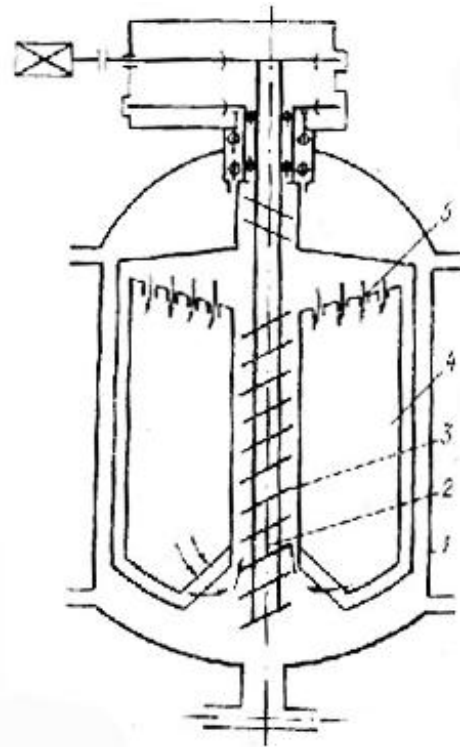


Рис. 9.4. Мішалка для рідков'язких мас

Змішувач для приготування цементних і цементно-піщаних розчинів (рис. 9.5) складається з рами 1, на якій змонтований на еластичних підвісках 2 корпус 3 з вібратором 4. Усередині корпуса 3, виконаного у вигляді спіральних циліндричних поверхонь, установлені два робочих перемішувальних органи 5, що обертаються назустріч один одному. Порошкоподібним матеріалом і рідиною для замішування змішувач завантажують через люк 6. Готову рідину спускають через засувку 7.

Пристрій для безперервного змішування сипкого матеріалу з рідиною (рис. 9.6) являє собою змішувальний резервуар 1, усередині якого поміщений перемішувальний механізм 2. У верхній частині змішувального резервуара 1 розташована місткість живильника 3 з впускним отвором 4, а в нижній частині зроблений випускний отвір 5. У змішувальному резервуарі 1 є пристрій 6 для зведення рідини при замішуванні. На валу 7 змішувача встановлений деаеруючий пристрій 8 для видалення повітря при замішуванні сипкого матеріалу з рідиною. До нижнього випускного отвору 5 приєднується насос для відкачки розчину. Перемішувальний механізм приводиться в дію електродвигуном 9.

Вертикальний шнековий змішувач (рис. 9.7) складається з корпуса 1, камери 2 із завантажувальним 3 і розвантажувальним 4 патрубками, а також з вікна 5 і розташованого в камері по її центральній осі вертикального шнека 6 з лопатями 7 змінного діаметра.

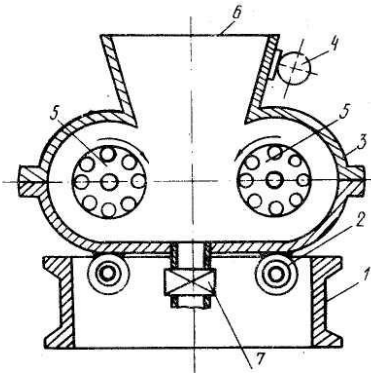


Рис. 9.5. Змішувач для приготування цементних і цементно-піщаних розчинів

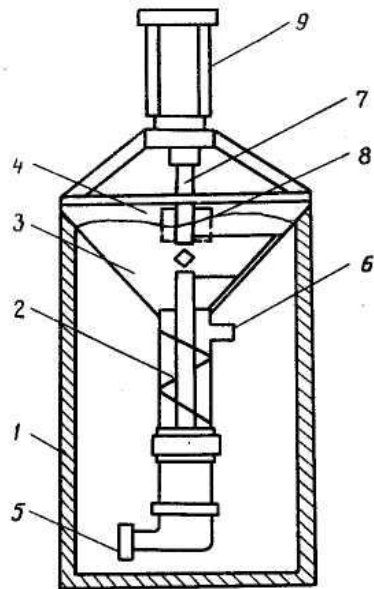


Рис. 9.6. Пристрій для безперервного змішування сипкого матеріалу з рідиною

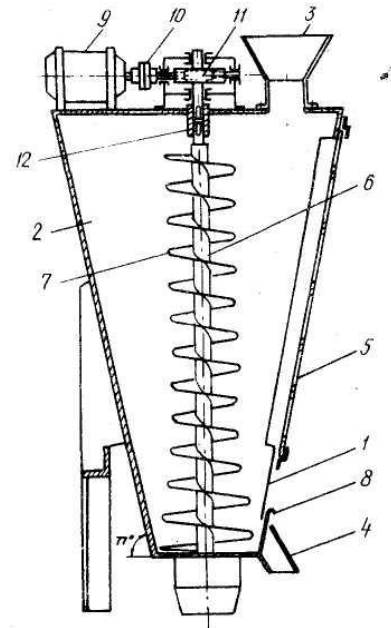


Рис. 9.7. Вертикальний шнековий змішувач

Камера має конусоподібну форму. Кут нахилу утворюючого конуса до горизонтальної осі становить 77 град. Шнек 6 установлений таким чином, що лопаті 7 у нижній частині камери 2 мають більший діаметр. Розвантажувальний патрубок 4 обладнаний заслінкою 8 з еластичного матеріалу. Шнек 6 обертається електродвигуном 9 через муфту 10 з редуктором 11 і глуху муфту 12. Матеріали для змішування через патрубок 3 подаються в камеру 2 змішувача. При цьому розвантажувальний патрубок 4 закритий заслінкою 8. Змішування здійснюється за допомогою шнека 6, що захоплює продукт з нижньої частини камери й переміщає його нагору, де він лопатою 7 шнека відкидається до корпусу 1 змішувача й потім знову опускається вниз.

Бетонозмішувач (рис. 9.8) складається зі змішувального барабана 1, що обертається в траверсі 2, шарнірно укріпленої на рамі 3. З рамою 3 шарнірно з'єднаний корпус силового циліндра 4, шток якого розміщений у пазу 5 двоплечого важеля 6, укріпленого на траверсі 2. Корпус силового циліндра 4 з'єднаний також з електромагнітом 7, за допомогою якого змінюється кут установлення циліндра при перекиданні змішувального барабана. У змішувальному барабані є два завантажувально-розвантажувальних отвори, один з яких виконаний з кришкою 8, що заціпається механізмом 9.

Якщо розчин необхідно випустити через той самий отвір, через який здійснювали завантаження, то за допомогою електромагніта 7 силовий циліндр 4 установлюється в положення I. При цьому кінець штока циліндра сковзає по напрямному пазу 5 двоплечого важеля 6, а кришка 8 щільно закриває інший отвір у змішувальному барабані.

При випусканні розчину через отвір, протилежний завантажувальному, електромагніт 7 переводить силовий циліндр 4 у положення II. Одночасно з перекиданням змішувального барабана механізм 9 відкриває кришку 8,

відкриваючи отвір. Після спорожнювання бетонозмішувача силовий циліндр повертає змішувальний барабан у вихідне положення, а замикаючий механізм закриває кришку.

Відцентрово-гравітаційний змішувач безперервної дії (рис. 9.9) являє собою змонтований на рамі 1 порожнистий гладкий обертовий барабан 2, що опирається з одного боку через бандаж 3 на ролик 4, а з іншого боку – на підшипник 5. Для подачі в барабан 2 вихідних компонентів суміші служить живильник – гвинтовий шнек 6, жорстко з'єднаний з барабаном 2. У середині барабана на трубі 7 змонтовані ножі-шкребки 8, які являють собою металеві смуги, установлені під певним кутом до дотичної барабана та паралельно його осі, зі змінними накладками. У трубі 7 є отвори для додавання рідини при замішуванні. З метою створення певного зусилля для натискування ножів-шкребків на внутрішній стінки барабана на кінці труби закріплений важіль 9 з пружинами 10.

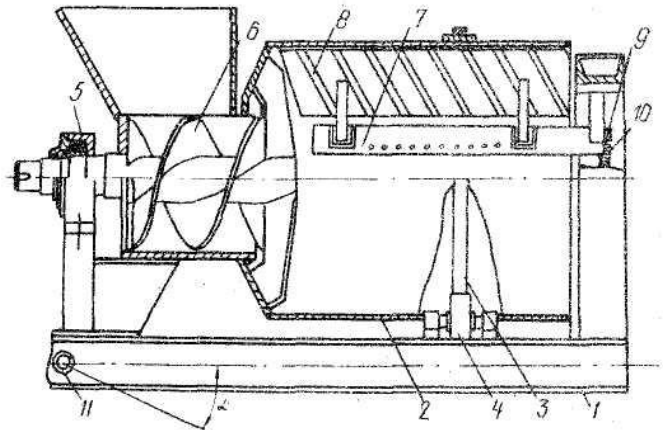
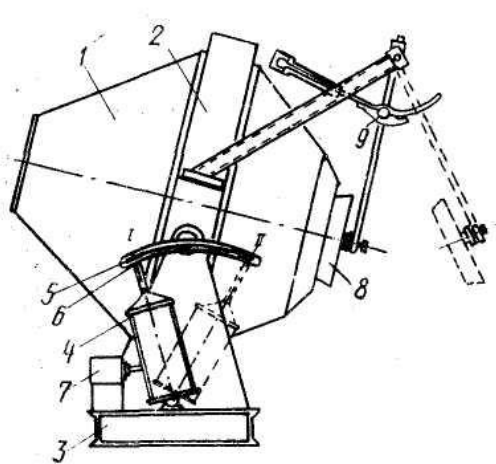


Рис. 9.8. Гравітаційний циклічний бетонозмішувач

Рис. 9.9. Відцентрово-гравітаційний змішувач безперервної дії

У випадку влучення великого предмета між ножами-шкребками та стінкою барабана виникає зусилля, що перевищує зусилля, створюване пружинами 10, тому ножі-шкребки на якийсь час відходять від стінки барабана й після проходження великого предмета вертаються у вихідне положення.

Для зміни кута нахилу рами до горизонталі її встановлюють на шарнірі 2, що дозволяє регулювати час перемішування суміші. При роботі змішувача змішувані матеріали, під дією відцентрових сил притискаються до внутрішньої поверхні барабана 2, обертаючись разом з ним, доходять до ножів-шкребків, очищаються ними й падають униз. Завдяки нахилу ножів-шкребків і барабана матеріали переміщуються вздовж його осі. Процес цей повторюється до одержання однорідної готової суміші, яка безперервним потоком виходить зі змішувача.

Пристрій для перемішування та нагнітання активізованих розчинів (рис. 9.10) складається зі змішувально-нагнітального бака 1, ротора 2 з приводом, крана 3 для регулювання подачі розчину.

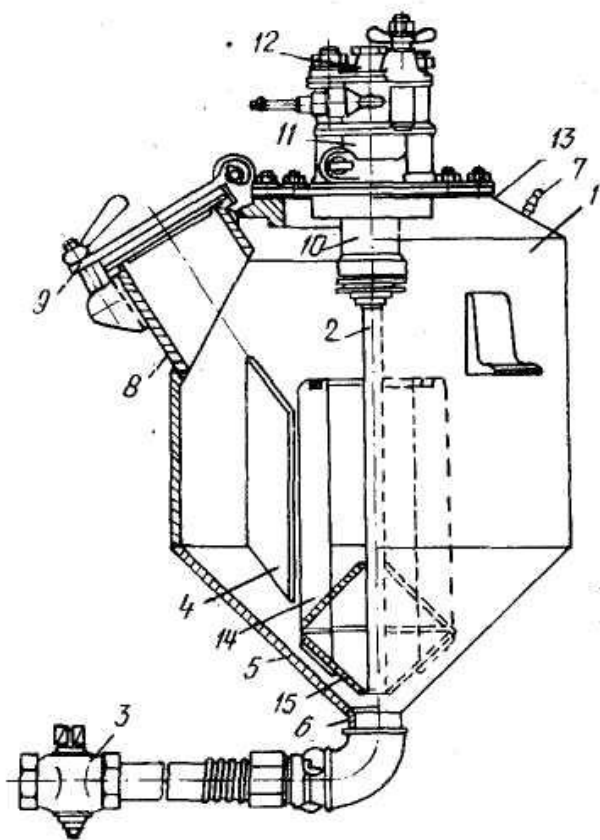


Рис. 9.10. Пристрій для перемішування та нагнітання активізованих розчинів

Бак 1 має гальмові лопатки 4, конічне днище 5, у яке уварений нагнітальний патрубок 6, ніпель 7 для підведення стисненого повітря та завантажувальну горловину 8, що герметизується кришкою 9. Ротор разом з приводом, підшипниковим вузлом 10, редуктором 2 і двигуном 12 змонтований на кришці 13 верхнього люка й має турбінку 14 з привареним до неї подвійним конусом 15, який перешкоджає передчасному прориву стисненого повітря з бака в нагнітальний патрубок 6.

Опис роботи пристрою. При закритому крані 3 (для регулювання подачі розчину) та працюючій турбінці 14 змішувально-нагнітальний бак 1 завантажують

компонентами і герметично закривають його горловину 8.

Після того як розчин приготовлений, вимикають двигун 12, у бак 1 подають стиснене повітря й витісняють розчин, регулюючи його подачу за допомогою крана 3, поки не витратять увесь його об'єм. Потім цикл повторюють.

Пристрій для приготування глинистих розчинів і суспензій (рис. 9.11) складається з корпусу 1, у якому змонтований вал 2 зі шнеком 3. На валу 2 жорстко укріплений ротор 4, біла 5 якого внизу також жорстко з'єднана фланцем 6 з отворами 7. Фланець 6 розташований під кутом до горизонтальної площини. Вал шнека обертається в корпусі підшипника 8, що кріпиться до двох швелерів 9. Шнек 3 обертається в нерухомому циліндрі 10, у нижній частині якого є вікна II для надходження до шнека матеріалів.

У нерухомому циліндрі 10, так само як і в лопатях 12 шнека, є отвори 13 і 14, розмір яких збільшується за напрямком зверху вниз. Однак вище вікон II отворів у циліндрі немає, тому змішувані матеріали прямують знизу вверх. З цією метою не роблять отворів і в нижній частині лопатей шнека. Циліндр 10 радіальними ребрами 15, розташованими в його нижній частині, кріпиться до

іншого циліндра 16, у якому також є отвори 17, які збільшуються за розмірами в напрямку зверху вниз.

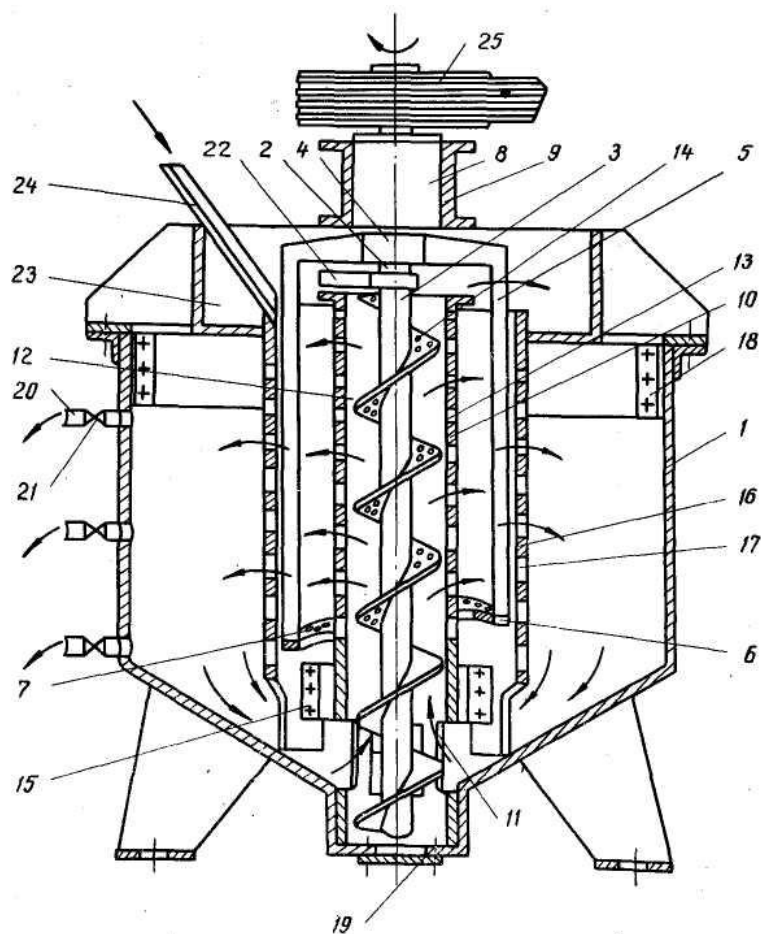


Рис. 9.11. Пристрій для приготування глинистих розчинів і суспензій

Циліндр 16 ребрами 18 кріпиться до корпусу 1, днище якого являє собою зрізаний конус. У нижній частині днища є люк 19 для проведення ремонтних і профілактичних робіт. По висоті корпусу встановлені відповідні патрубки 20 з кранами 21 для відбору розчину різної концентрації або зернистості.

У верхній частині шнека на валу в радіальному напрямку жорстко закріплена відбійна пластина 22, необхідна для відкидання сторонніх предметів у кільцеву камеру 23. Жолоб 24, який використовується для подачі сипкого матеріалу та рідини, кріпиться до кільцевої камери 23 і циліндра 16.

Обертання валу 2 надається від електродвигуна через клиноремінну передачу 25.

Опис роботи пристрою. Вихідний матеріал, рухаючись по жолобу 24 і потрапляючи під удари бил 5 ротора 4, попередньо подрібнюється, а потім надходить у простір між циліндрами 10 і 16, куди одночасно подається й рідина для затворення. Тут вихідний матеріал також подрібнюється билами. Цьому сприяє наявність у фланці 6 отворів 7, розташування яких під кутом створює хаотичний рух матеріалу та розчину. Частина матеріалу проходить через отвір 17 у циліндр 16 і розчиняється, а нерозчинені частинки осідають на конусне

днище, переміщуючись у напрямку до центра пристрою, де підхоплюються шнеком 3 і транспортуються вгору.

Сторонні предмети під дією ударів відбійної пластини 22 безупинно відкидаються в кільцеву камеру 23, а здрібнений матеріал подається в простір між циліндрами 10 і 16. Готовий розчин зливається через патрубки 20 з кранами 21.

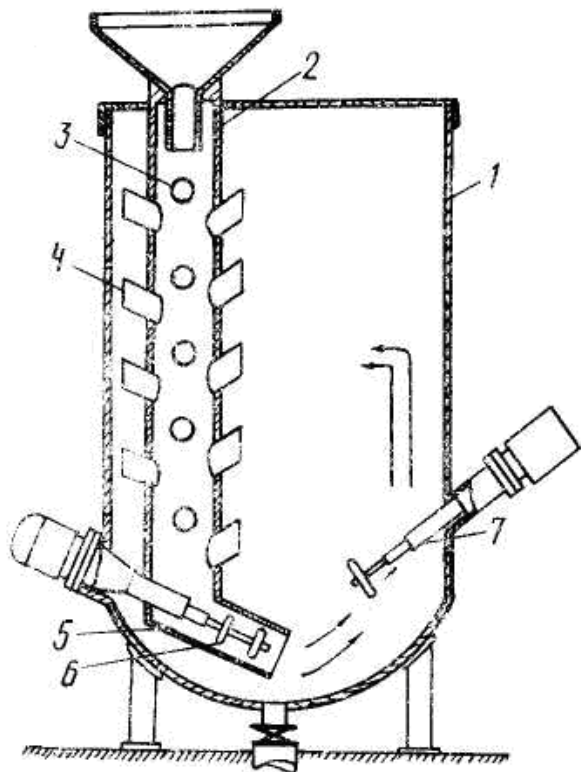


Рис. 9.12. Пристрій для змішування порошкоподібних матеріалів з рідинами

Пристрій для змішування порошкоподібних матеріалів з рідинами (рис. 9.12) має приймальний резервуар 1 з вертикально розташованою всередині нього трубою 2, по всій довжині якої зроблені отвори 3 з патрубками 4. До нижнього кінця труби 2 під кутом до осі резервуара кріпиться труба 5 з розміщеним у ній ротаційним насосом 6, що відсмоктує вміст труби 2 і створює за рахунок завихрень надлишковий тиск у резервуарі 1. Для додаткового перемішування та направлення потоку до патрубків 4 труби 2 використовується ще один ротаційний насос 7.

Змішувальний пристрій для приготування розчинів (рис. 9.13) складається з місткості 1, по центру якої на деякій відстані від днища за допомогою опори 2 і порожнистого

шнекового вала 3 закріплена турбіна 4. Порожнистий шнековий вал 3 з'єднаний з веденим валом коробки зміни передач 5, що приводиться в дію від електродвигуна 6 через клиноремінну передачу 7. Для подачі змішаної рідини місткість 1 обладнана підвідним патрубком 8, а для випуску готового розчину – випускним патрубком 9 з регульовальним клапаном 10. Крім того, у змішувальному пристрої є завантажувальна лійка 11, шнековий транспортер 12 з приводом від електродвигуна 13 і люк 14, через який порошкоподібний матеріал висипається в приймальний патрубок 15. Цей патрубок приварюється до корпуса 16, усередині якого встановлений шнековий вал 3, і служить для направлення порошкоподібного матеріалу в приймальні вікна 17 турбіни 4. Для попередження явища кавітації при перемішуванні в пристрої встановлена антикавітаційна пластина 18.

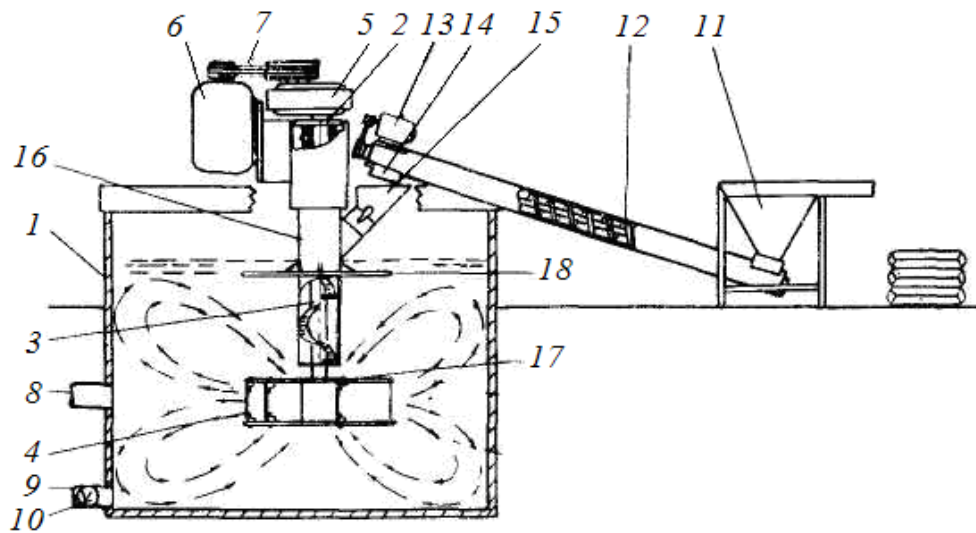


Рис. 9.13. Змішувальний пристрій для приготування розчинів

Опис роботи змішувального пристрою. Через підвідний патрубок 8 у місткість 1 наливається рідина для замішування трохи вище рівня встановлення антикавітаційної пластини 18. Після цього вмикаються приводи шнекового вала 3 і шнекового транспортера 12. Порошкоподібний матеріал шнековим транспортером 12 із завантажувальної лійки 11 транспортується в приймальний патрубок 15, а з нього зсипається в корпус 16, по якому шнековим валом 3 направляється в приймальні вікна 17 турбіни 4. Сповзаючи далі в простір між лопатями турбіни 4, порошкоподібний матеріал відцентровою силою викидається в місткість 1, де він перемішується з використовуваною для замішування рідиною, утворюючи готовий розчин.

Напрямки потоків перемішуваної суміші зображені стрілками. Інтенсивне перемішування перешкоджає випаданню важких частинок на дно місткості 1. Після одержання однорідного розчину його випускають через патрубок 9. Готувати розчин можна безупинно, видаляючи готовий розчин при одночасному додаванні змішуваних порошкоподібних матеріалів і рідини.

У разі припинення роботи змішувального пристрою тверді частинки осідають товстим шаром на дно місткості 1. При поновленні перемішування шар осілих частинок не викликає необхідності збільшення крутного моменту приводу, через те що в початковий момент обертання при використуваній конструкції турбіни лопаті не захоплюють розчин, що перебуває в місткості 1, а якби сковзають по ньому своєю опуклою частиною. При досягненні турбіною 4 швидкості обертання розчин викидається в місткість 1 з порожнин між лопатями при одночасному заповненні цих порожнин розчином, у результаті чого відновлюється перемішування.

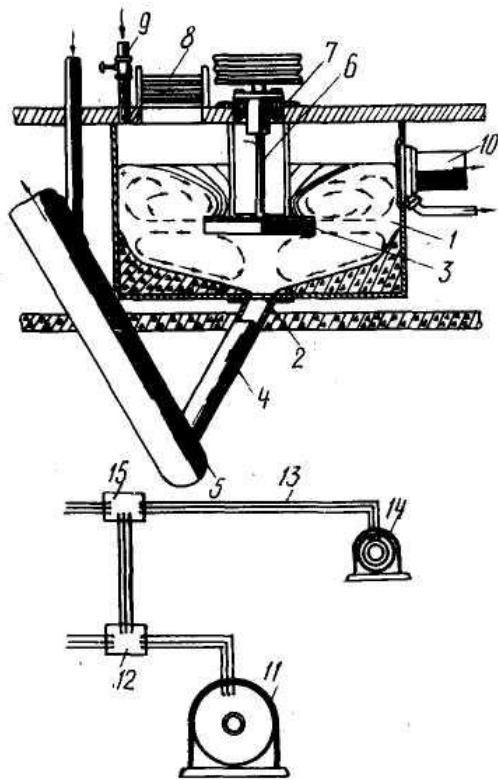


Рис. 9.14. Змішувальний пристрій зі станцією контролю консистенції розчину

Змішувальний пристрій зі станцією контролю консистенції розчину (рис. 9.14) може бути використаний для приготування тампонажних розчинів.

Пристрій являє собою циліндричну камеру 1 з конусним днищем, у центрі якого розташований випускний отвір 2. Нахил поверхні днища достатній для того, щоб різні відходи спускалися через випускний отвір 2. Такому руху відходів сприяє обертовий рух перемішуваної сировини в камері 1, створюваний лопатевим колесом 3. З випускного отвору 2 відходи по патрубку 4 попадають у камеру 5, звідки і видаляються.

Лопатеве колесо 3, підвішене в резервуарі на валу 6, рухається від електродвигуна через клиноремінну передачу.

Колесо кріпиться нежорстко, щоб воно могло переміщатися при зіткненні з великими шматками сировини. Це зроблено за допомогою гумових кілець 7.

Сировина для замішування подається транспортером 8, а рідина – по трубопроводу 9. Готовий розчин випускають через зливальний патрубок 10.

Пристрій працює безупинно при безперервній подачі в нього рідини та сировини для замішування. Задану консистенцію розчину підтримують, контролюючи форму виру, що утворюється при обертанні лопатевого колеса з установленою швидкістю. При зміні консистенції сировини приблизно на 2% змінюється форма виру, а разом з тим – і навантаження на електродвигун II, що приводить у дію лопатеве колесо.

Контроль над факторами, що впливають на консистенцію розчину (швидкість подачі сировини, що замішується, та ін.), здійснюється за допомогою контактної ватметра 12, увімкненого в лінію 13 електропостачання електродвигуна 14. Подавальна здатність транспортера 8 повинна перевищувати масу сировини, необхідну для одержання бажаної консистенції розчину. Зі збільшенням консистенції розчину контактний ватметр 12 впливає на перемикач 15, що відключає електродвигун 14 приводу транспортера 8, подача сировини при цьому припиняється, а рідини для замішування ні. Коли консистенція досягає заданої величини, навантаження на електродвигун приводу лопатевого колеса зменшують, перемикач 15 вмикає електродвигун 14, подача сировини транспортером відновлюється.

Змішувальна установка (рис. 9.15) складається з місткості 1, що конічно звужується донизу, усередині якої в безпосередній близькості від нахиленої стінки, паралельно їй, є змішувальний шнек 2.

Шнек рухається вздовж стінки місткості 1, одночасно обертаючись навколо власної осі. Шнек 2 приводиться в дію електродвигуном 3. Порошкоподібний матеріал і рідина для замішування подаються у відкриту зверху місткість 1. Випуск готового розчину здійснюють через люк 4.

Вібромішувач (рис. 9.16) складається з рознімної змішувальної камери 1, рами 2, завантажувального 3 і розвантажувального 4 люків, приводу 5 з редуктором, порожнистого вала 6, двигуна 7, дебалансного вала 8, захисних

ковпаків 9 і патрубк 10 для введення рідини при замішуванні. Нижня частина змішувальної камери – металева і нахилена у напрямку до місця випуску суміші. Верхня частина зроблена з ударостійкого полістиролу і з'єднана з нижньою через водо- і віброізолюючу прокладку. Захисні ковпаки 9 також можуть бути виготовлені з легких матеріалів.

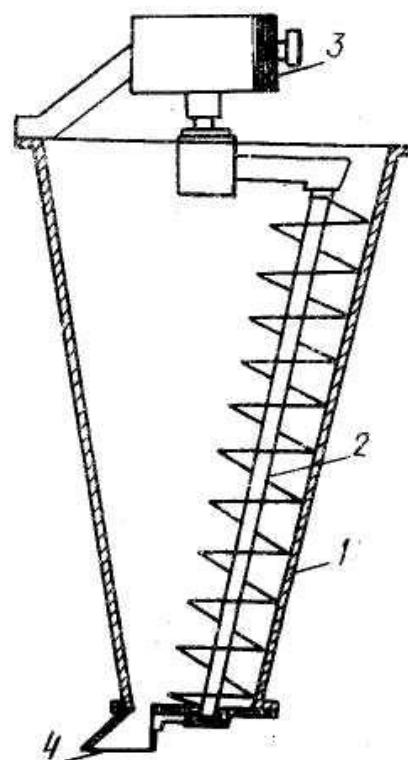


Рис. 9.15. Змішувальна установка

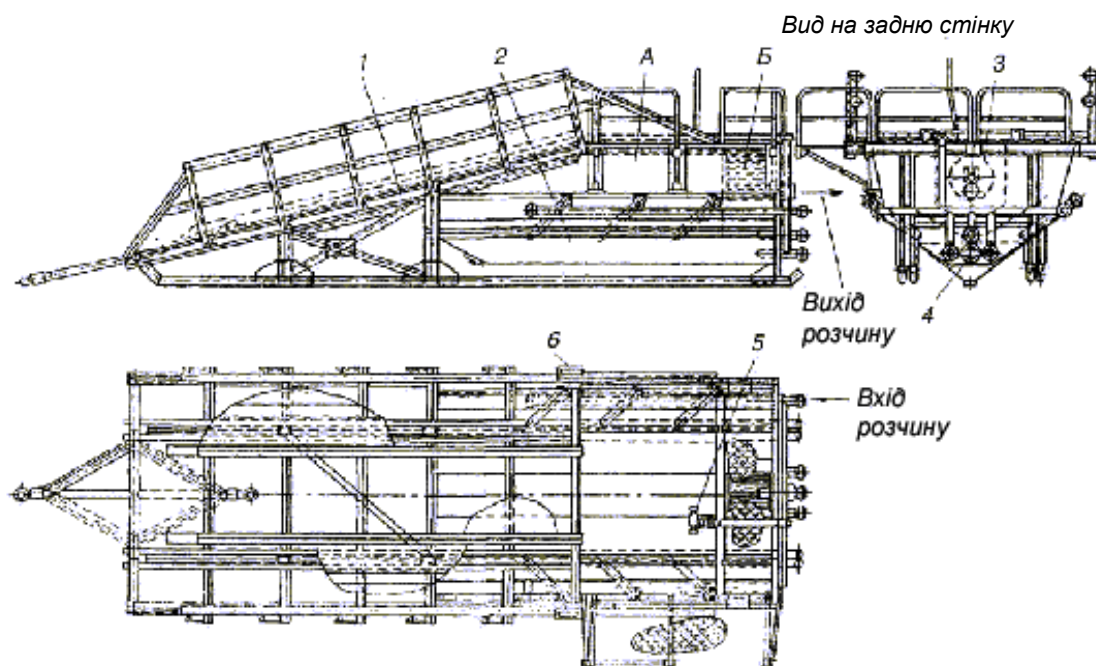


Рис. 9.17. Принципова схема гідромоніторного змішувача ГСТ:

1 – завантажувальний трап; 2 – резервуар; 3 – барабанний фільтр; 4 – люк для чищення; 5 – гідравлічний перемішувальний пристрій; 6 – боковини каркаса-змішувача

Резервуар розділений перегородкою на два відсіки А і Б. У відсік А вбудовано шість гідромоніторів, спрямованих під кутом до осі місткості, які забезпечують інтенсивне розмивання твердих грудок глини або обважнювача. Відсік Б обладнаний трьома гідромоніторами. Суспензія, отримана в результаті роботи шести гідромоніторів, повертається у відсік по лабіринту, утвореному чотирма перегородками. Проходячи по лабіринту, рідина втрачає грудки, що не розпустилися, глини або обважнювача, які під дією струменів трьох гідромоніторів вертаються у відсік А або диспергуються. Звільнена від грудок суспензія надходить у барабанний фільтр, а звідти через зливальну трубу – у приймальну або запасну місткість.

Змішувач ГСТ забезпечує трохи краще диспергування вихідного матеріалу, але для одержання розчину високої якості потрібна багаторазова циркуляція розчину через нього.

Технічна характеристика гідромоніторного змішувача ГСТ

Продуктивність, м ³ /год	40
Об'єм резервуара, м ³	14
Робочий тиск при роботі бурових насосів, кгс/см ² :	
- двох	75 – 95
- одного	40 – 50
Кут нахилу завантажувального трапу, град	14
Ширина завантажувального трапа, мм	3310
Габаритні розміри, мм	11770×3700×2900
Маса, кг	8390

Установка УПР-Р-2 (рис. 9.18) належить до змішувачів гідромоніторного типу і застосовується для приготування та обважнення бурових розчинів з грудкових і порошкоподібних матеріалів, а також для регенерації обважнювача та регулювання складу твердої фази в буровому розчині.

Робота установки при обважненні або приготуванні бурового розчину провадиться за описаною нижче принциповою схемою.

У бункер самоскидами завантажуються глиноматеріал або обважнювач. Потім на одному з гідромоніторів відкривають засувку і в установку буровим насосом подається розчин. Струмінь розчину, що виходить із гідромоніторів, розмиває матеріал, завантажений у приймальний бункер, і по його похилому днищу утворена пульпа стікає в передню частину місткості. Коли розчин проходить через насадку гідроелеватора, в останньому виникає вакуум, у результаті чого пульпа з передньої частини місткості засмоктується в гідроелеватор і подається в циклонну гідромішалку. Після перемішування приготований розчин надходить у місткість для насосів.

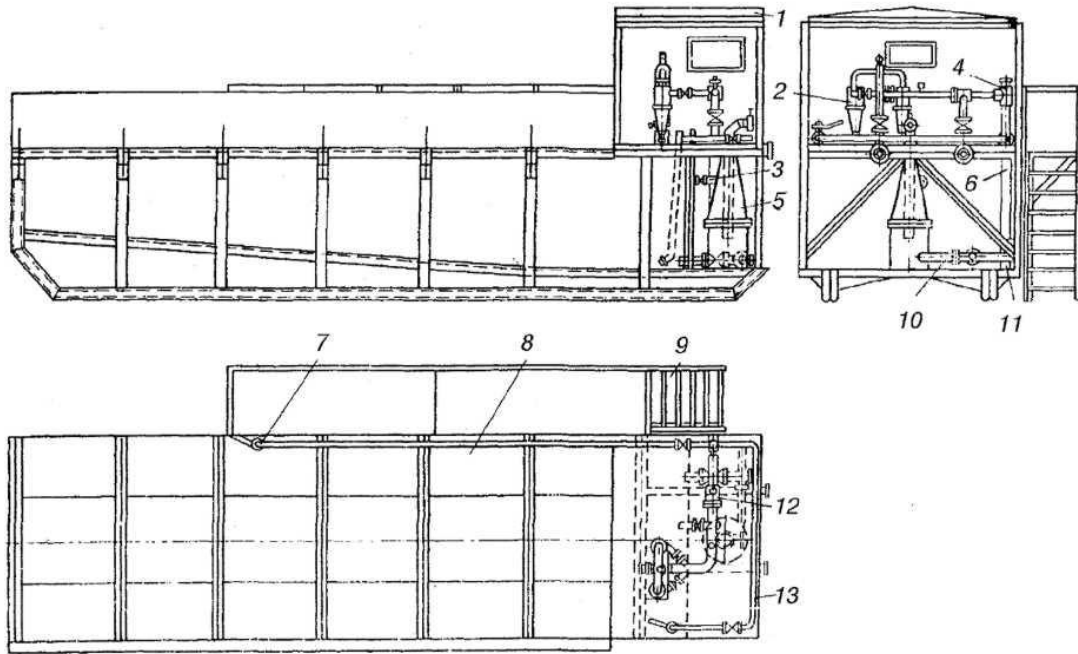


Рис. 9.18. Конструкція установки УПР-Р-2:

1 – укриття; 2 – гідроциклон; 3 – труба для скидання частинок, що не розпустилися; 4 – кран; 5 – циклон-змішувач; 6 – стояк; 7 – гідромонітор; 8 – сходи; 9 – місткість; 10 – струминний насос; 11 – трійник; 12 – струминний насос гідроциклона; 13 – гідромонітор

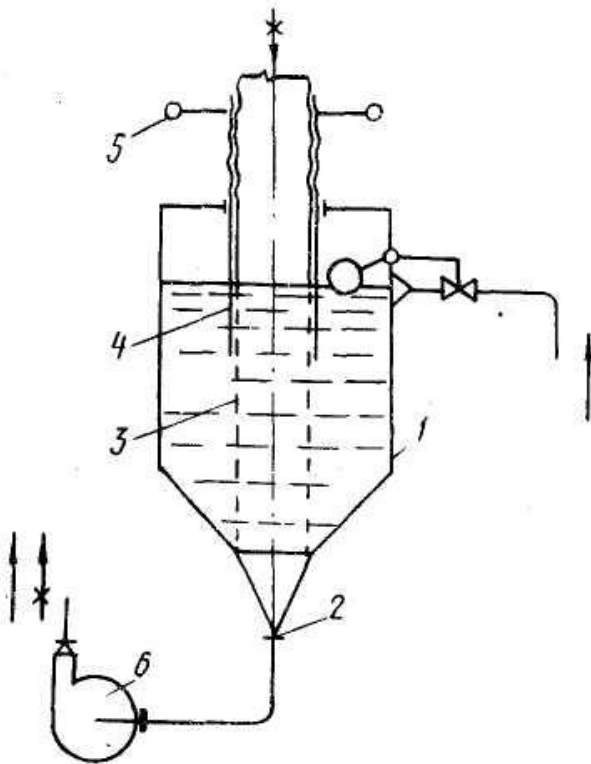


Рис. 9.19. Гідрозмішувач для приготування пульпи із зернистих або порошкоподібних матеріалів і води

Густина розчину в процесі його обважнення в установці регулюється зміною інтенсивності розмиву обважнювача гідромонітором, а також якістю засмоктуваної пульпи, що змінюється за допомогою засувки, установлені на зливі циклонної мішалки. Використання УПР-Р-2 значно полегшує працю робітників. Більш раціональним у цей час є приготування, обважнення та обробка розчину в блоках приготування бурового розчину (БПР). Такий блок складається з місткості для порошкоподібних матеріалів і гідравлічного ежектора, що забезпечує їхнє змішування з водою або циркулюючим розчином. БПР дозволяє повністю механізувати процес приготування бурових розчинів.

Гідрозмішувач для приготування пульпи із зернистих або порошкоподібних матеріалів і води

(рис. 9.19) містить у собі: резервуар 1 з впускним отвором 2 для введення пульпи знизу, перфоровану трубу 3, установлену в резервуарі 1 по його центральній осі, пристрій для регулювання концентрації пульпи, виконаний у вигляді патрубку 4 з рукояткою 5. Патрубок 4 установлений із зовнішньої сторони перфорованої труби 3 так, що він може переміщатися вздовж її поздовжньої осі. У гідрозмішувачі є також відцентровий насос 6.

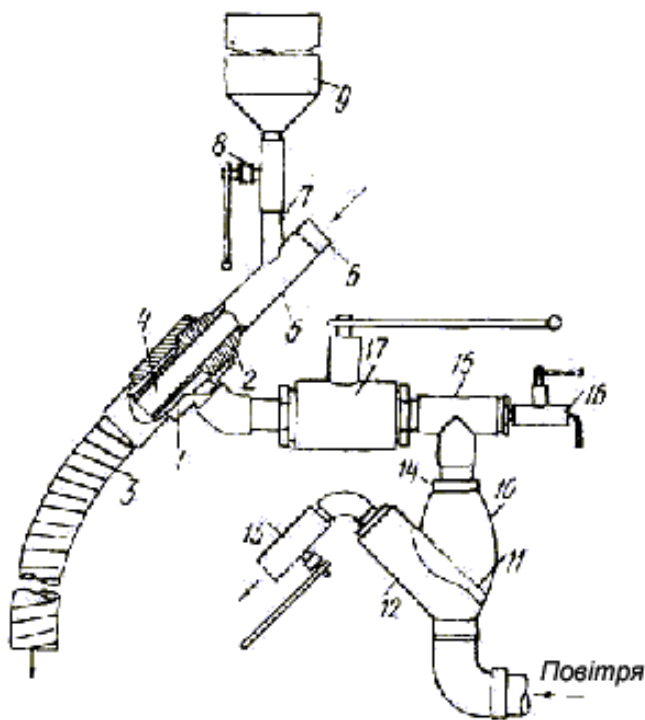


Рис. 9.20. Змішувальний пристрій

кріплюється промивна колонка 13. Вихідний кінець 14 елемента 10 приєднується до трійника 15, до якого прикріплюється випускний клапан 16 і клапан 17, регулюючий потік рідини, який надходить у змішувальну головку 1.

Опис роботи змішувального пристрою. Перед початком готування розчину відкривають клапан 17 і засувку 8, а клапани 13 і 16 закривають. Використовувана для замішування рідина під надлишковим тиском надходить через сітчастий фільтр 2 у трійник 15 і далі – через клапан 17 – у кільцевий простір змішувальної головки 1. Виходячи з великою швидкістю з кільцевого простору, потік рідини захоплює за собою повітря, створюючи частковий вакуум у трубах 4 і 5, за рахунок чого повітря з атмосфери засмоктується в змішувальний пристрій. Потік повітря аерує і транспортує порошкоподібний матеріал, що зсипається з резервуара 9, який потім змішується з використовуваною для замішування рідиною у випускній трубі 3. Витрата сипкого матеріалу змінюється оператором за допомогою засувки 8.

Якщо під час приготування розчину забивається випускна труба 3, то вода повертається назад і виливається через патрубок 6, не потрапляючи в насосно-компресорну трубу 7 і не змочуючи в ній порошкоподібний матеріал. Після очищення випускної труби процес приготування розчину можна відновити.

Для запобігання засмічення змішувального пристрою служить сітка 2, що затримує сторонні частинки з використовуваної для замішування рідини, пропускаючи її. Для очищення сітки відкривають клапан 13 і закривають клапан 17, у результаті чого всі сторонні частинки змиваються з фільтра.

Змішувач безперервної дії для приготування розчинів (рис. 9.21) працює описаним далі способом. Порошкоподібний матеріал подається в бункер 1, а звідти шнеком 2 через перехідний патрубок 3 – у камеру перемішування 4. Вода потрапляє через кільцеве сопло, утворене патрубком 3 і кожухом 5, і суцільним конусоподібним струменем б'є вниз, створюючи водяний затвор, що запобігає попаданню в шнек води з камери перемішування 4. Ця камера являє собою трубу циліндричної форми, у якій на шарикопідшипниках обертається вал 6 з двома спіральними розташованими лопатями 7. Порошкоподібний матеріал і вода перемішуються й у вигляді суміші подаються на вихід у патрубок 8 і далі – по шлангу 9 – до місця призначення.

Вал 6 змішувача приводиться в дію електродвигуном 10 через конічну шестірню 2, розташовану на валу 6 і зчеплену із шестірнею 12, посаженою на вал 13. За допомогою шестерень 14 і 15 обертається шнек 2. Шестерні 14 і 15 надійно захищені від попадання порошкоподібного матеріалу кожухом 16.

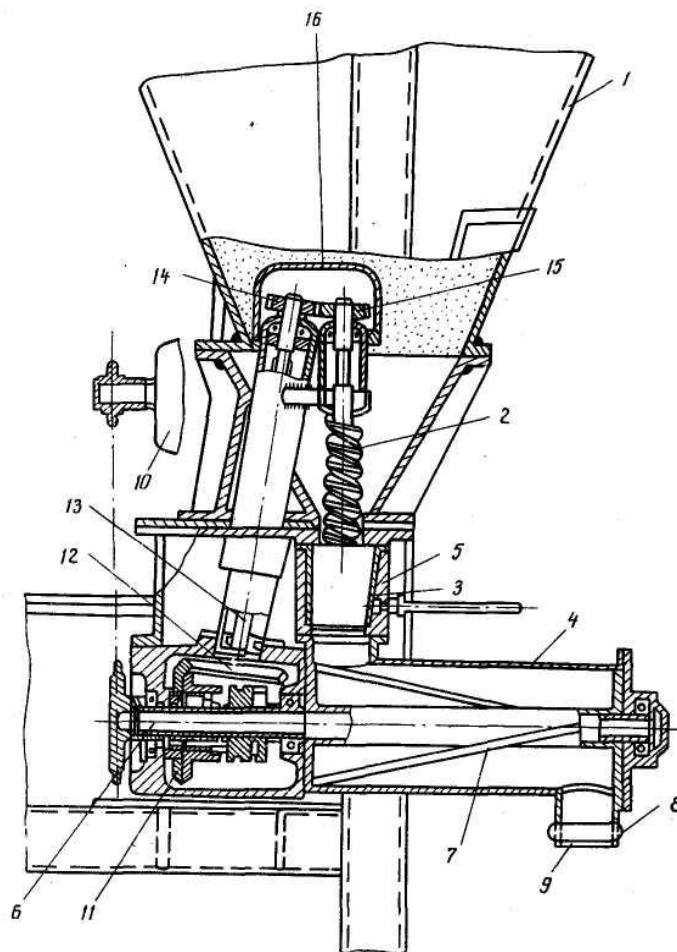


Рис. 9.21. Змішувач безперервної дії для приготування розчинів

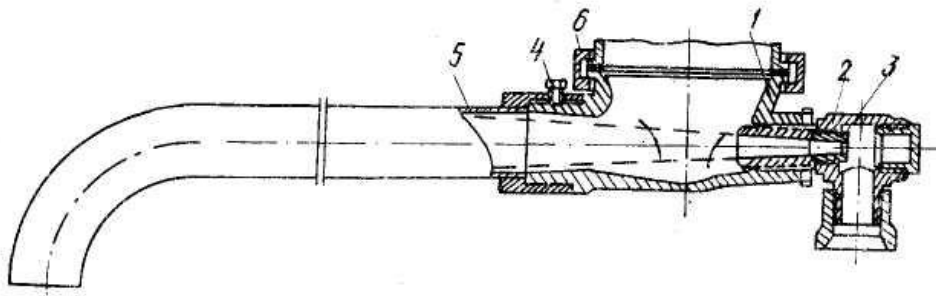


Рис. 9.22. Гідровакуумний змішувальний пристрій

Гідровакуумний змішувальний пристрій (рис. 9.22) складається з корпусу 1 з угвинченим у нього на різі косинцем 2, у якому встановлений штуцер 3. До корпусу 1 стопорним болтом 4 кріпиться випускна труба 5. Сам корпус гідровакуумного змішувача кріпиться до бункера цементозмішувального агрегата за допомогою відкидного хомута 6.

Опис роботи гідровакуумного змішувального пристрою. Струмінь використуваної для замішування рідини, виходячи зі штуцера 3 з великою швидкістю, створює розрядження в приймальній камері гідровакуумного змішувача й захоплює за собою тампонажний матеріал, що надходить туди ж і змішується з нею у випускній трубі.

Змішувач, для приготування цементних розчинів (рис. 9.23). Для інтенсифікації перемішування компонентів змішувач обладнаний мішалкою 1 і турбіною 2, лопаті якої становлять одне ціле з корпусом 3. Турбіна 2 підтримується опорним підшипником 4, що насаджений на патрубок 5, жорстко з'єднаний через диск 6 з конічною трубою 7, а також упорним підшипником 8, розташованим на корпусі спайдера 9, і циліндричним стрижнем 10. Ліворуч на патрубок 5 нагвинчена на різі вигнута труба 11 із засипною лійкою 12. Трохи нижче лійки 12 приєднана труба 13 з клапаном 14, призначеним для надходження атмосферного повітря з метою регулювання вакууму та порошкоподібного матеріалу в змішувач. Вода для замішування по трубі 15 через кільцеву порожнину 16 і отвори в диску 6, які виконують роль брандспойтів, попадає на лопаті турбіни 2. Для регулювання подачі води служить клапан 17 на трубі 18.

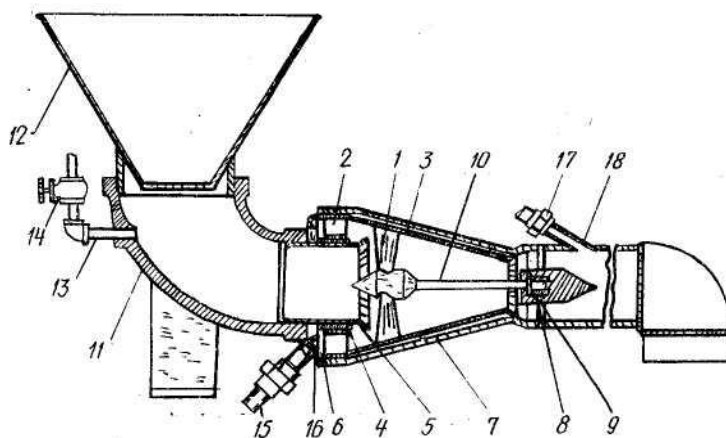


Рис. 9.23. Змішувач для приготування цементних розчинів

Опис роботи змішувача. Вода, надходячи до лопатей турбіни 2, обертає її, і в міру просування у корпусі 3 швидкість потоку зростає, чому сприяє сама форма корпусу 3. Завдяки проходженню води через корпус 3 з такою високою швидкістю порошкоподібний матеріал із засипної лійки 12 засмоктується в змішувальну камеру, де суміш перемішується лопатями мішалки 1.

Найбільш ефективно змішування досягається в результаті обертання корпусу 3 з лопатями турбіни 2 і мішалки 1. Вода, що подається в корпус 3, проходить через лопаті турбіни 2 і спрямовується до верху виступної частини патрубка 5. При цьому виникає вир на внутрішній поверхні корпусу 3. Порошкоподібний матеріал і повітря, що надходять у корпус 3, будуть засмоктуватися в центр цього виру, а потім відкидатися вгору за рахунок відцентрової сили, створюваної лопатями мішалки 1. Порошкоподібний матеріал проходить через потік води, циркулює в корпусі 3 і в результаті цього відбувається ефективно змішування у звуженій частині корпусу.

Надходження порошкоподібного матеріалу в змішувальну камеру регулюють за допомогою клапана 14, підтримуючи певний вакуум у трубі 13 і забираючи необхідну кількість порошкоподібного матеріалу із засипної лійки 12.

Кількість рідини для замішування регулюють за допомогою клапана 17.

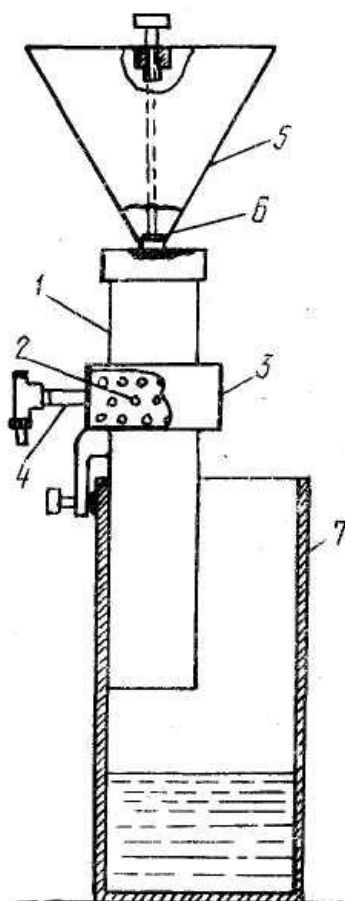


Рис. 9.24. Пристрій для змішування здрібнених твердих матеріалів з рідиною

Пристрій для змішування здрібнених твердих матеріалів з рідиною (рис. 9.24) складається зі змішувальної труби 1, у середній частині якої зроблено по окружності кілька рядів отворів 2, причому в кожному з рядів нахил осей отворів униз різний (верхні – приблизно 60 град, середні – 45 і нижні – 30 град). За рахунок цього створюється велика швидкість спадного потоку. Навколо рядів отворів 2 розташований кожух 3, до якого через трубопровід 4 підводять рідину. Для створення достатнього тиску рідини всередині простору, замкненого кожухом 3, необхідно, щоб загальна площа поперечного перерізу отворів 2 була менша за площу поперечного перерізу підвідного трубопроводу 4. Угорі змішувальної труби встановлена засипна лійка 5 з регульованим клапаном 6.

Опис приготування розчинів. Рідину під тиском через трубопровід 4 направляють у кожух 3, і крізь отвори 2 потоки рідини потрапляють усередину змішувальної труби 1, заповнюючи повністю її поперечний переріз. Порошкоподібний матеріал засипають у лійку 5, звідки він попадає в змішувальну трубу 1, де змішується з потоком рідини, утворюючи диспергований розчин, що зливається в місткість 7.

Пристрій для змішування порошкоподібного матеріалу з рідиною (рис. 9.25) складається з корпусу 1 з кришкою 2, у яку вмонтовані впускний трубопровід 3 для введення порошкоподібного матеріалу та трубопровід 4 для впуску потоку рідини. Трубопровід 4 має клапан 5 для регулювання подачі рідини. Частина 6 трубопроводу 4, що входить у кришку 2, розширена і з'єднана зі змішувальною трубою 7, призначеною для утворення вихрового потоку в кільцевому просторі 8. У корпусі 1 є випускна труба 9, а в нижній частині – плита 10, яку за допомогою гвинта П можна піднімати до змішувальної труби 7 і опускати, завдяки чому досягається добре змішування порошкоподібного матеріалу з рідиною та регулювання тиску у вирі, що утворюється в кільцевому просторі 8.

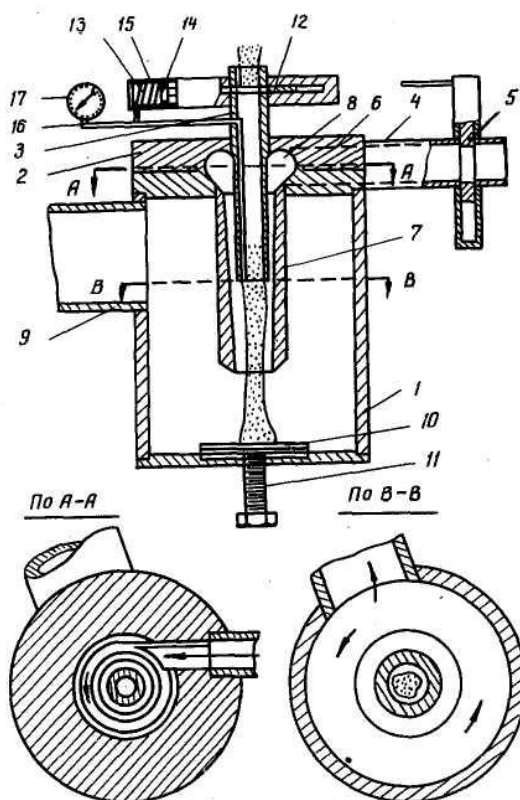


Рис. 9.25. Пристрій для змішування порошкоподібного матеріалу з рідиною

Діаметр впускного трубопроводу 3 трохи менший, ніж діаметр змішувальної труби 7; осі їх збігаються й служать для напрямку потоку порошкоподібного матеріалу у вир. Для регулювання подачі порошкоподібного матеріалу в змішувальну трубу 7 впускний трубопровід обладнаний регулюючою заслінкою 12, що утримується пружиною 13 за допомогою поршня 14, розташованого в циліндрі 15. Циліндр 15 через трубу 16 з'єднаний з кільцевим простором 8. Кінець труби 16 обладнаний також покажчиком 17 для регулювання тиску в кільцевому просторі 8.

Опис роботи пристрою. У неробочому стані зусиллям пружини 13 регулююча заслінка закрита. При створенні надлишкового тиску в трубопроводі 4 за рахунок завихрення в змішувальній трубі 7 виникає знижений тиск, що по трубі 16 передається в циліндр 15 і, впливаючи на поршень, відкриває регулюючу заслінку 12. Порошкоподібний матеріал під дією гравітаційних сил і за рахунок

зниженого тиску надходить у змішувальну трубу 7, де відбувається його перемішування з використовуваною для замішування рідиною. Коли стовп розчину, що перемішується, досягає плити 10, він різко змінює напрямок руху й, продовжуючи перемішуватися, направляється вгору до випускної труби 9, що сприяє доброму перемішуванню порошкоподібного матеріалу з рідиною. При припиненні подачі рідини тиск у трубі 16 миттю підвищується й регулююча заслінка 12 закривається зусиллям пружини 13. У результаті цього припиняється надходження порошкоподібного матеріалу. Регулюючи тиск у змішувальній трубі 7, що передається по трубі 16 до заслінки 12, за допомогою підведення та відведення плити 10 змінюють густину одержуваного розчину за рахунок зміни подачі рідини.

Змішувач «вихрового» типу для приготування тампонажних і бурових розчинів (рис. 9.26) містить у собі: камеру 1, патрубок 2, швидкознімне з'єднання 3, забірні патрубки 4, приймальну місткість 5, відбивний диск 6, сопло 7, ущільнювальне кільце 8, конічну лійку 9 і накидну гайку 10.

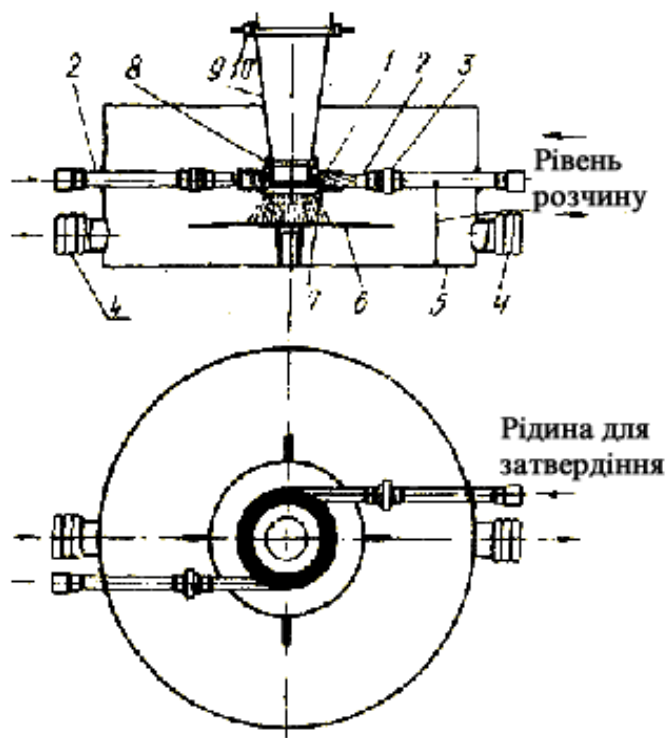


Рис. 9.26. Змішувач «вихрового» типу для приготування тампонажних і бурових розчинів

Опис роботи змішувача. Рідина для замішування по входних патрубках 2 під надлишковим тиском надходить спочатку в камеру 1, де їй надається інтенсивний обертовий рух, а потім – у сопло 7. При виході рідини із сопла 7 виникає струминний потік, у центрі якого утворюється повітряний вихор з тиском, трохи нижчим атмосферного, тому що камера закручування наполовину заповнена рідиною. У центр камери 1 вставлена конічна лійка 9, через яку подається порошкоподібний матеріал для замішування. З метою досягнення найкращого ступеня диспергування частинок в одержуваному розчині проти

сопла 7 установлений відбивний диск 6. Готовий розчин з місткості 5 відкачують через патрубок 4 у свердловину.

Ежекторні змішувачі є більш сучасними апаратами, що дозволяють при використанні порошкоподібних матеріалів (обважнювачів, глинопорошків і порошкоподібних хімічних реагентів) забезпечити високу продуктивність процесів приготування та обважнення бурових розчинів, а також механізувати та автоматизувати всі процеси в глиногосподарстві.

Гідравлічний змішувач ГДМ-1, називаний також гідролійкою, – найбільш поширений пристрій. Він складається (рис. 9.27) з лійки для завантаження порошків 1, камери змішування 4 з насадкою 5, бака 2 і загальної зварної рами 3.

До змішувальної камери підводять воду або глинистий розчин під тиском 20 – 60 кгс/см². При витіканні рідини з насадки в ежекторі створюється вакуум, під дією якого порошок засмоктується з лійки в камеру 4 й змішується з рідиною. Утворена пульпа додатково диспергується в баку. Готова суспензія зливається через вихідну трубу у верхній частині бака й надходить до насоса.

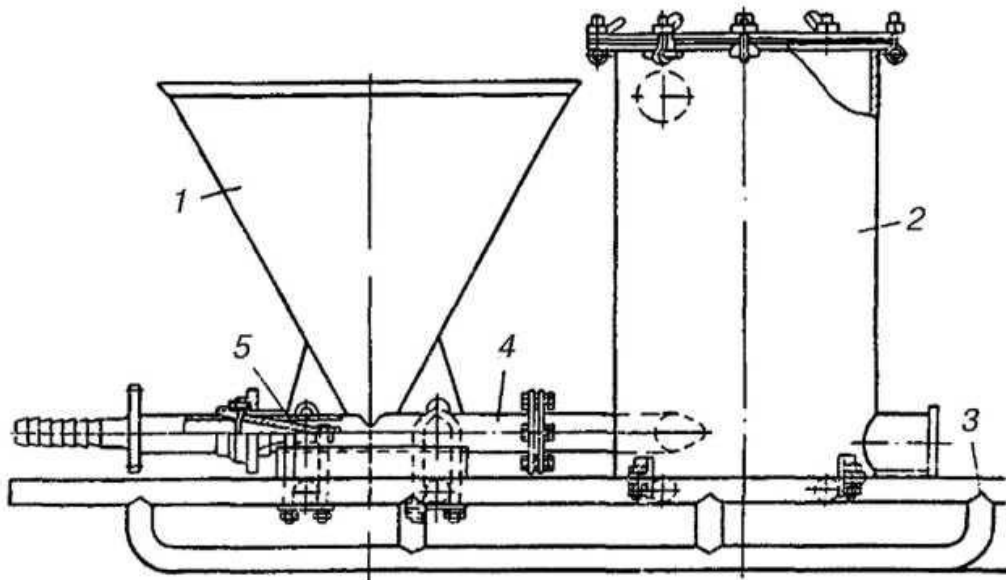


Рис. 9.27. Гідравлічний змішувач ГДМ-1

Змішувач ГДМ-1 не забезпечує досить тонкого диспергування матеріалу, а тому при його використанні необхідне тривале перемішування утвореної суспензії механічним або гідравлічним шляхом у місткостях, а також потрібна багаторазова циркуляція за схемою «змішувач – місткість – насос – змішувач», циркуляція через свердловину.

Технічна характеристика змішувача ГДМ-1

Продуктивність по готовій суспензії, м ³ /год	70 – 90
Об'єм лійки, м ³	0,175
Об'єм бака, м ³	1
Маса, кг	1120

Приготування полімерних розчинів

Останнім часом при бурінні у відносно стійких породах та розкритті водоносних горизонтів широко застосовують водні розчини полімерів. Деякі полімери важко розчиняються у воді, тому для їхнього приготування використовують різні пристрої. На рис. 9.28 зображена установка для приготування полімерних розчинів ППР.

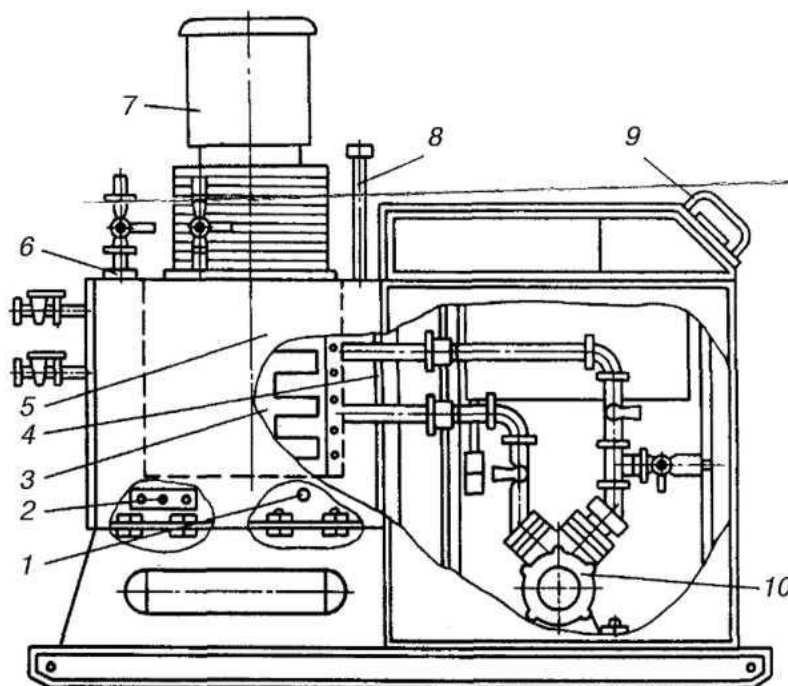


Рис. 9.28. Установка для приготування полімерних розчинів

Установка являє собою бак 5 місткістю 250 л, оточений водяною банею 4 з трьома нагрівальними елементами 2 потужністю 3,5 кВт кожний. У баку змонтований лопатевий пристрій 3 з електродвигуном 7 потужністю 4 кВт для перемішування компонентів. Для закачування води або розчину в бак, викачування з бака готового розчину передбачена система трубопроводів з вихровим насосом 10 типу ВК-1/16. Компоненти завантажуються через пристрій 6. Для регулювання температури, що контролюється термометром 8, служить температурне реле 1. Керують установкою з пульта 9.

Час приготування розчину 1,5 – 3%-ної концентрації із желеподібного ПАА становить 15 – 25 хв, а із сухого гранульованого ПАА без попереднього замочування – 2 – 3 год. Установка дозволяє здійснювати гідроліз ПАА.

Для збільшення виходу глинистого розчину з 1 т глини (в 1,5 – 3 рази), підтримки й відновлення оптимальних структурно-механічних і фільтраційних властивостей розчинів, зменшення витрат хімічних реагентів, а також для підвищення стабільності емульсійних промивальних рідин застосовують спеціальні пристрої – диспергатори (іноді їх називають активаторами, дезінтеграторами) та емульгатори. За принципом дії вони можуть бути гідродинамічними та механіко-гідролічними.

Гідродинамічні диспергатори за конструктивним виконанням бувають струминними, вихровими, кульковими, дисковими та ін.

Струминний диспергатор (рис. 9.29, а) складається з корпусу 4, у який

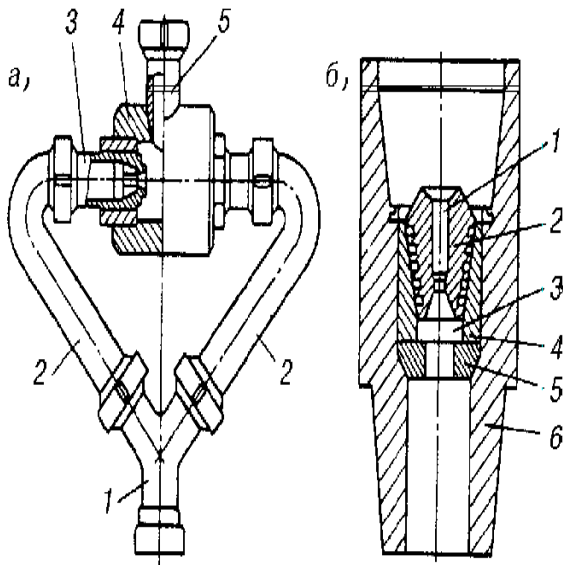


Рис. 9.29. Струминний (а) та вихровий (б) диспергатори

вмонтовані насадки 3. Промивальна рідина в насадки подається через трійник 1 по вигнутих трубках 2, а відводиться з корпусу по патрубку 5. У результаті зіткнення струменів, що виходять з великою швидкістю із протилежно спрямованих насадок, відбувається диспергування частинок або масляної фази.

Гідродинамічний кульковий диспергатор являє собою патрубок, заповнений сталевими кулями, які фіксуються по обидва боки ґратами. Диспергація відбувається за рахунок зіткнення частинок твердої фази з кулями, а також унаслідок виникаючої кавітації при прокачуванні промивальної рідини.

У багатокammerному дисковому диспергаторі замість куль на розрахунковій відстані встановлюють диски з отворами, які забезпечують гідродинамічний режим його роботи.

Вихровий диспергатор (рис. 9.29, б) являє собою ультразвуковий випромінювач. Він складається з корпусу 6, у якому за допомогою стакана 4 встановлена завитка 2 з багатозахідною гвинтовою канавкою та осьовим соплом 1. Розчин під тиском надходить одночасно через осьовий отвір і по канавках завитки потрапляє у вихрову камеру 3. Закручуючись у ній, струмені рідини утворюють вихровий шар, у якому генерується потужне акустичне поле, посилене діафрагмою 5. При зустрічі осьового потоку та вихрового шару виникає ще й кавітаційний ефект, що ультразвуковим випромінюванням сприяє інтенсивному диспергуванню. Для приготування емульсійних промивальних рідин розроблена ультразвукова установка, основним робочим органом якої є *ультразвуковий гідродинамічний випромінювач* (рис. 9.30).

Принцип роботи випромінювача. Суміш вихідної промивальної рідини емульгованого складу нагнітається насосом під тиском 0,6 – 0,8 МПа й надходить у зазор між насадкою 2 і відбивачем 4. Виходячи із зазору віялоподібним струменем, рідина вдаряється об пластини 5, закріплені в дисках 3 і 6, у результаті чого генеруються ультразвукові коливання. Змінюючи величину зазору між насадкою та відбивачем за допомогою штурвала 7, можна одержати різну товщину вихідного струменя суміші й настроїти випромінювач на оптимальний режим роботи. Випромінювач розміщують у корпусі 1 і з'єднують з нагнітальною лінією муфтою 8. При ультразвуковому емульгуванні зростає стабільність і поліпшуються мастильно-охолоджувальні властивості емульсій.

Механіко-гідравлічні диспергатори являють собою в основному апарати із жорстко закріпленими молотьними елементами, наприклад дискові машини, габарити подрібнювача яких значно менше габаритів електродвигуна.

Диспергатори можна встановлювати в нагнітальній лінії циркуляційної системи; на буровій установці як самостійний апарат з індивідуальним приводом. Диспергатори можуть входити як вузол до складу комбінованих установок для приготування промивальних рідин. Більшість з цих пристроїв серійно не випускаються, але при виготовленні геологічними організаціями вони все ж таки використовуються в практиці бурових робіт.

Досвід застосування наведених технічних засобів підтвердив їхню високу ефективність і можливість керування найважливішими технологічними властивостями промивальних рідин як у процесі приготування, обробки хімічними реагентами, так і при циркуляції в свердловині.

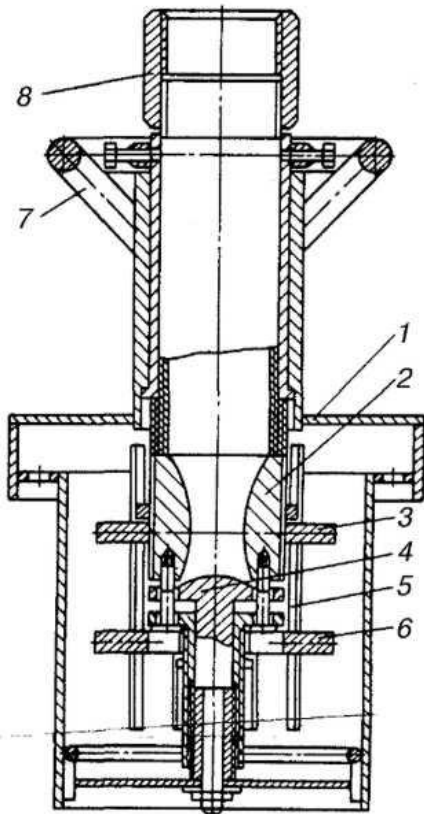


Рис. 9.30 Ультразвуковий генератор

Пневмогідравлічні змішувальні пристрої

Змішувач для приготування розчинів (рис. 9.31) складається з циліндричного патрубку 1 і сопла 2, між фланцями яких закріплене кільце 3 з безліччю отворів 4. У фланці 5 сопла 2 є ряд радіальних отворів 6 і Т-подібне кільцеве виточення 7 для підведення повітря до отворів 4. Середня частина сопла 2 кріпиться болтами 8 до корпусу 9. Для підведення рідини в корпусі 9 змішувача збоку є патрубок 10. Нижня частина корпусу являє собою зрізаний конус 11, до якого прикріплена розвантажувальна конусоподібна труба 12.

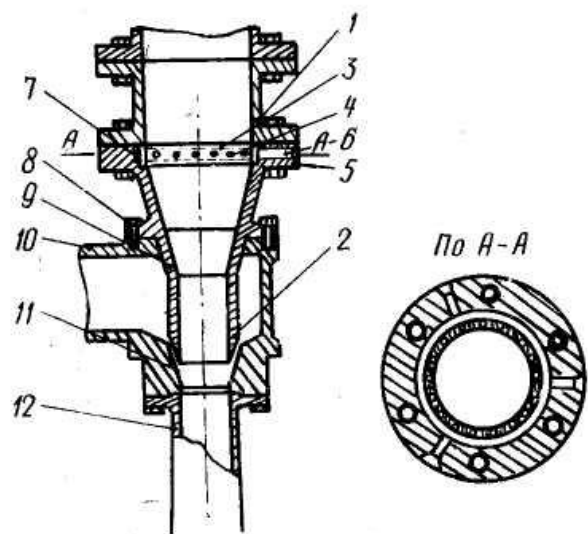


Рис. 9.31. Змішувач для приготування розчинів

Опис роботи змішувача. Порошкоподібний матеріал по циліндричному патрубку 1 надходить у сопло 2, де він аерується стисненим повітрям, подаваним через отвори 4, для кращого розподілу у використовуваній для замішування рідини, яка під надлишковим тиском через патрубок 10 подається в корпус 9. При проходженні замішуваної рідини з великою швидкістю біля основи сопла 2 створюється вакуум, що сприяє підсмоктуванню порошкоподібного матеріалу в зрізану конічну частину корпуса 11 і трубу 12, де компоненти суміші інтенсивно перемішуються, а отриманий розчин надходить до місця призначення.

Установка для подачі та перемішування порошкоподібного матеріалу з рідиною (рис. 9.32) складається з бункера 1, устанавленого на візку 2. Всередині бункера 1, у нижній його частині, монтується газопроникна прокладка 3 под нахилом для сповзання порошкоподібного матеріалу на днище бункера. Між днищем 4 бункера та газопроникною прокладкою 3 утворюється відсік 5 для рівномірного розподілу повітря під цією прокладкою. У центрі бункера 1 знаходиться вивідна труба 6, один кінець якої розташований біля газопроникної прокладки 3, а інший – виведений з бункера 1 через бічну стінку. На вивідній трубі 6 змонтований клапан 7, регулюючий подачу порошкоподібного матеріалу в змішувач 8.

Опис роботи установки для подачі та перемішування порошкоподібного матеріалу з рідиною. Стиснене повітря по трубопроводу 9 подається у відсік 5 і через газопроникну прокладку 3 надходить у бункер 1 для аерації порошкоподібного матеріалу. Внаслідок перепаду тиску у вивідній трубі 6 і бункері 1 псевдорозріджений шар замішаного порошкоподібного матеріалу «тече» у вивідну трубу 6 та через клапан 7 і трубопровід 10 попадає в змішувач 8, де відбувається замішування його з рідиною, подаваною по трубі 11. Отриманий при цьому розчин по трубі 12 надходить у місткість 13, звідки його відкачують до місця призначення.

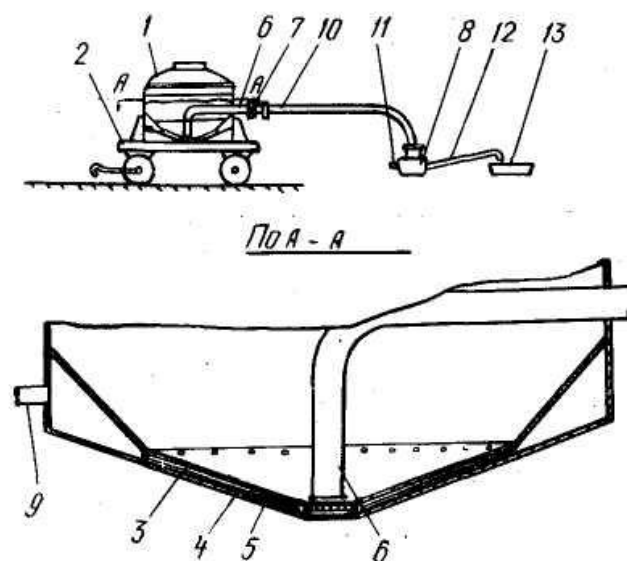


Рис. 9.32. Установка для подачі та перемішування порошкоподібного матеріалу з рідиною

Пристрій для приготування цементного розчину пневматичним способом (рис. 9.33) містить у собі змішувальний бункер 1 з циліндричними бічними стінками, які сходяться на конус у напрямку до днища, а також герметичну кришку 2 з люком 3, що служить

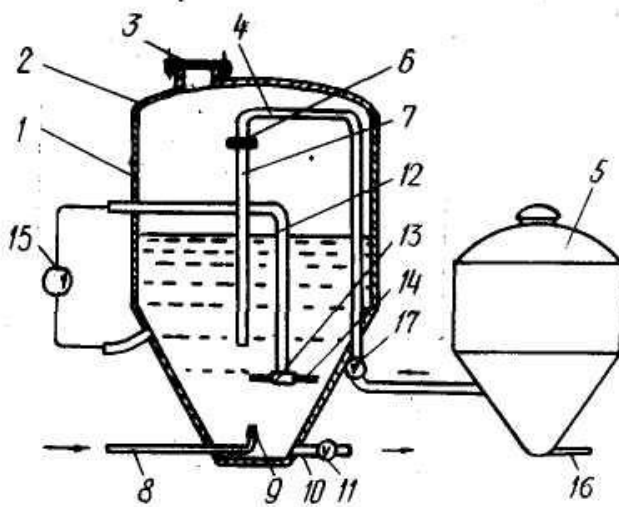


Рис. 9.33. Пристрій для приготування цементного розчину пневматичним способом

кришку 2 з люком 3, що служить для наповнення змішувального бункера 1 водою та відведення повітря під час змішування. Крізь бічну стінку бункера 1 проходить трубопровід 4 для введення в бункер пневмотранспортом цементу з місткості 5. До трубопроводу 4 за допомогою муфтового з'єднувача 6 приєднаний рухомий трубопровід 7, який можна від'єднувати при необхідності заміни або очищення.

Змішувальний бункер 1 містить у собі також повітряний трубопровід 8 із соплом 9, що служить для підведення повітря до бункера. Сопло 9 розташовується в

нижній частині бункера 1, напроти нижнього кінця рухомого трубопроводу 7, у який уварена випускна труба 10 для готового розчину. Регулюють витрату розчину за допомогою клапана 11. До кінця трубопроводу 12 приєднана обертова головка 13 з безліччю сопел 14, воду або розчин до яких подають за допомогою насоса 15.

Опис роботи пристрою. При відкритому люку 3 сухий цементний порошок пневмотранспортом з місткості 5 по трубопроводу 4 подається в змішувальний бункер 1, який перед цим заповнюють необхідною кількістю води. Одночасно повітряним трубопроводом 7 через сопло 8 у бункер 1 подається під надлишковим тиском повітря, що бульбашками проходить крізь товщу води до її поверхні. Рух бульбашок повітря крізь товщу води, а також потік аерованого цементу, що виходить з нижнього кінця рухомого трубопроводу 7, викликають інтенсивне перемішування води з частинками цементу. Після введення необхідної кількості цементу в змішувальний бункер 1, не припиняючи подачу повітря через сопло 9, перекривають подачу повітря з метою аерації по трубопроводу 16 у місткість 5 і закривають клапан 17. Додаткове перемішування компонентів розчину здійснюють за допомогою обертової головки 13 із соплами 14, розташованими тангенціально для створення реактивної дії рідини, що проходить під тиском через ці сопла. Вода або цементний розчин з бункера 1 засмоктується насосом 15 і подається під високим надлишковим тиском до головки 13 і сопел 14. Після достатнього змішування компонентів розчину люк 3 закривають, не припиняючи подачу повітря через сопло 9. Далі шляхом відкриття клапана в бункері 1 створюють тиск, достатній для витиснення готового розчину через випускну трубу 10 до насоса або до місця призначення. Для запобігання зайвого аерування цементного розчину при витисненні його з бункера 1 необхідно аерувати верхні шари суміші.

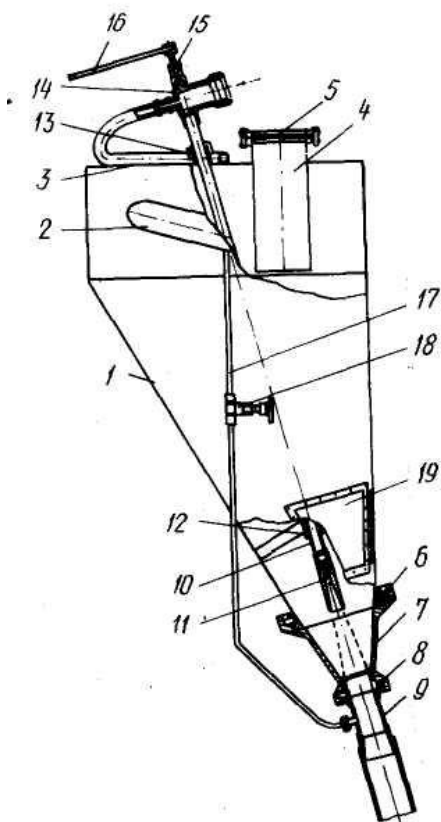


Рис. 9.34. Циклон-змішувач

Циклон-змішувач (рис. 9.34) складається з корпусу 1, у верхню частину якого вварений тангенціальний патрубок 2 для введення порошкоподібних тампонажних матеріалів. У кришці 3 є повітровідвідна труба 4 з вмонтованим у неї пиловловлюючим фільтром 5. До нижньої частини конічного днища корпусу 1 байонетним затвором 6 приєднується знімний корпус 7, у нижній частині якого є ще один байонетний затвор 8 для приєднання змішувальної труби 9. У центрі конічного днища розташована напірна труба 10 зі змінними насадками 2. Центрування труби 10 досягається за рахунок напямної втулки 12 і сальника 13 у верхній кришці 3. На верхню частину напірної труби 10 нагвинчується косинець 14 зі швидкозбірною гайкою для приєднання напірної лінії, по якій надходить рідина. Косинець шарнірно з'єднаний через кришку з ходовим гвинтом 15. При обертанні ходового гвинта 15 рукояткою 16 напірна труба 10 рухається поступально вздовж осі конічного днища, причому змінюється відстань від торця насадки 2 до входної частини змішувальної труби 9. Для подачі рідини безпосередньо в змішувальну трубу 9 у косинці 14 є відвід 17 з дозувальним вентилям 18. Для підтримки постійного рівня порошкоподібного тампонажного матеріалу в конічному днищі циклона є оглядовий люк 19, а на підвідній лінії 2 установлена шиберна заслінка.

Опис роботи циклона-змішувача. Порошкоподібний тампонажний матеріал пневмотранспортом уводиться в циклон через патрубок 2. Подачу матеріалу регулюють шляхом зміни тиску нагнітального повітря і положення шиберної заслінки. Рідина для замішування під надлишковим тиском подається в напірну трубу 10, а потім у вигляді конічного струменя виливається з насадки 11. Конічний струмінь попадає у входну камеру змішувальної труби 9 завдяки задалегідь здійснюваному переміщенню напірної труби 10. При підтримці постійного рівня порошкоподібного тампонажного матеріалу та постійному напорі рідини процес приготування розчину проходить стабільно. Питома вага приготованого розчину може бути відрегульована за рахунок додаткової подачі рідини для замішування через обвідну лінію 17 безпосередньо в змішувальну трубу 9, а також за рахунок зміни напору рідини та відстані від торця насадки 11 до входної камери змішувальної труби 9.

Ежекторний змішувальний пристрій (рис. 9.35) складається з корпусу 1 і конусоподібної лійки 2, телескопічно вставленої в конусоподібну лійку 3. За рахунок телескопічного з'єднання лійок по всій їхній довжині утворюється зазор 4. Між корпусом 1 і лійкою 3 розташоване заплецько 5. У нижній частині корпусу 1 є змішувальна секція 6, що через зазор 4 з'єднується з патрубками 7, симетрично розташованими по окружності корпусу 1. З бічної сторони корпусу 1 до заплецька 5 приєднаний патрубков 8.

Принцип роботи пристрою. Через патрубков 8 за допомогою інжектора подається рідина, яка надходить в заплецько 5. У зазор 4 нагнітається газ, а через порожню внутрішню частину лійки 2 подається порошкоподібний матеріал. Змішування компонентів відбувається в секції 6.

Струминний змішувач безперервної дії для приготування цементно-піщаних і силікатних бетонних сумішей (рис. 9.36) містить: зварний корпус 1, що має в поперечному перерізі W-подібну форму; розміщені всередині нього два порожнистих вали 2 з лопатями-трубками 3, розташованими вздовж валів по гвинтовій лінії, сопла 4; дві шестерні 5; електродвигун 6 і ресивер 7. Вихідні отвори сопла 4 у лопатях-трубках 3 виконані таким чином, що спрямовують струмені повітря або пари поперек і уздовж корпусу 1 змішувача. Сопла на лопатях-трубках повернені паралельно поперечній осі змішувача (поперечні) або встановлені перпендикулярно їй (поздовжні). Поперечні сопла призначені для обробки суміші в зустрічних потоках повітря, витічного із сопла, а також для створення повітряної подушки на внутрішній стінці корпусу змішувача, яка запобігає його абразивному зносу. У знімній кришці 8 корпусу біля вхідного отвору встановлені форсунки-розпилювачі 9 для подачі води та поверхнево-активних речовин. Вода може подаватися й через обертові сопла.

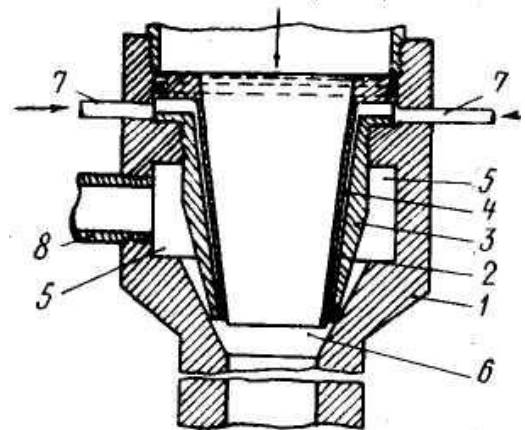
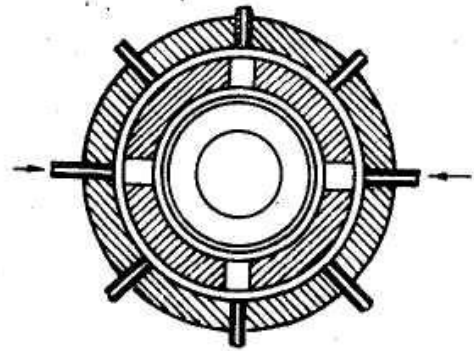


Рис. 9.35. Ежекторний змішувальний пристрій

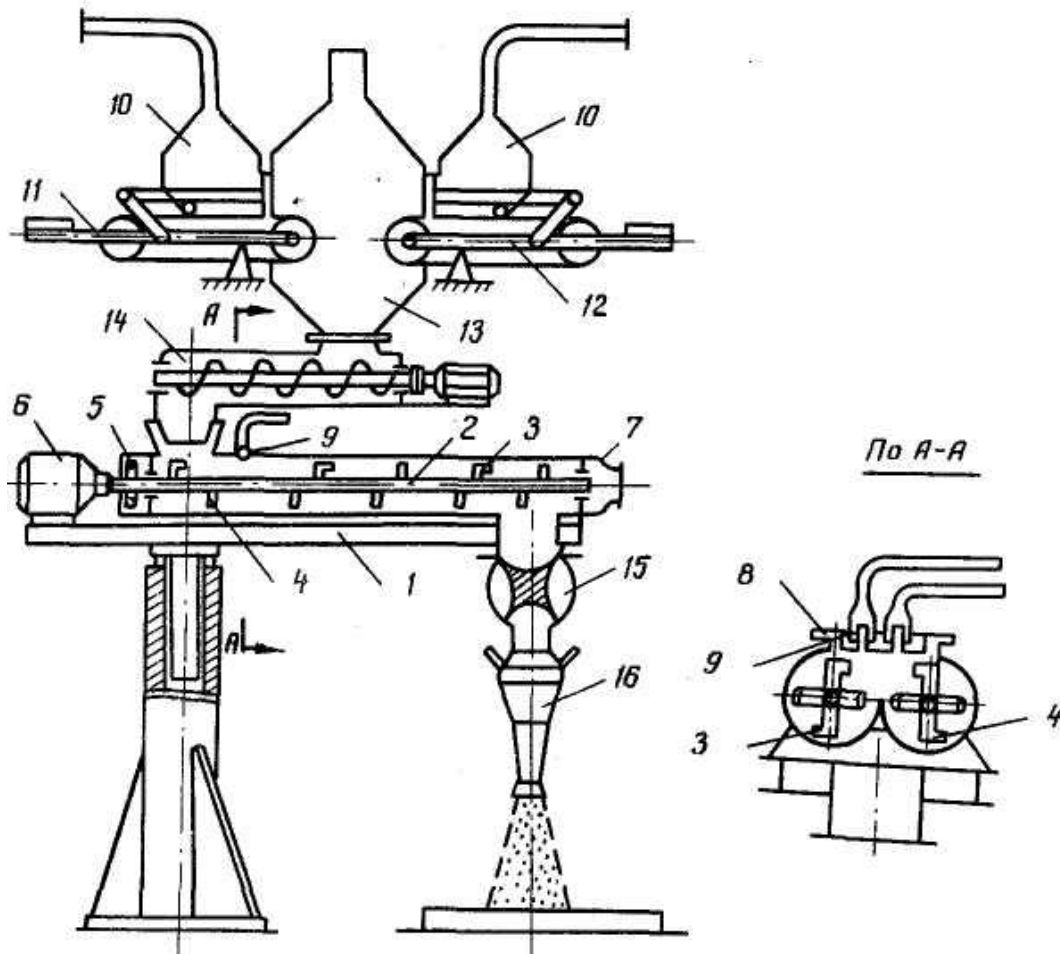


Рис. 9.36. Струминний змішувач безперервної дії для приготування цементно-піщаної та силікатних бетонних сумішей

Цемент і пісок з видаткових бункерів 10 за допомогою вагових дозаторів 11 і 12 безперервної дії надходять у приймальний бункер 13, шнек-живильник 14, а потім суха суміш через вхідний отвір попадає в струминний змішувач. Тут частинки цементно-піщаної або силікатної суміші перемішуються за рахунок безпосереднього впливу на них стисненого повітря, пари або пароповітряної суміші, що виходять з отворів сопел. У струминному змішувачі струмені стисненого повітря переміщуються по окружності корпуса разом з паралельними порожнистими валами, що обертаються назустріч один одному і надають руху всій масі суміші, інтенсивно перемішуючи її. У цій зоні відбувається зіткнення обох потоків, що рухаються назустріч один одному. При перемішуванні відбувається активізація поверхні частинок і полідисперсна маса води, цементу та піску перетворюється в однорідну суміш. Частинки суміші після зіткнення втрачають швидкість, опускаються вниз, потім у завислому стані знову піднімаються вгору, і процес повторюється, тобто всій масі надається турбулентний рух. Суміш, переміщуючись уздовж змішувача, через розвантажувальне вікно та шлюзовий затвор 15 надходить у випускний пристрій 16.

Комбіновані пристрої

Пристрій для приготування бетонної суміші (рис. 9.37) змонтовано на базовій машині 1, він містить у собі змішувальний двоконусний барабан 2 з гвинтовими лопатями 3, завантажувальну лійку 4 з механізмом для подачі води, розвантажувальний механізм 5 і привід. Гвинтові лопаті 3 установлені перпендикулярно конічним поверхням барабана. При цьому висота лопатей пропорційна діаметру конуса. Для поліпшення умов перемішування та підвищення якості одержуваних бетонних сумішей залежно від властивості застосовуваних матеріалів подачу води в змішувальний барабан здійснюють з боку лійки 4 через вигнутий патрубок 6, до середньої частини якого жорстко приєднане бризкало 7, що нахилиється, із щілиноподібною насадкою 8. Патрубок 6 опирається на два підшипники 9 і закріплюється; при цьому зберігається можливість його повороту.

Опис роботи пристрою. За допомогою установки для подачі сухих матеріалів пристрій через лійку завантажують компонентами бетонної суміші (пісок, щебінь, цемент). Барабан 2 обертається при цьому за годинниковою стрілкою. Одночасно заповнюється водою бак 10. Після цього пристрій відправляють на будівельний об'єкт. Залежно від дальності розташування об'єкта або інших конкретних умов бетонну суміш можна готувати під час руху або безпосередньо на місці укладання бетону. Вода в барабан подається через поворотне бризкало, розташоване з боку лійки 4; напрямок обертання барабана 2 при цьому не змінюється. По закінченні змішування, що триває 10 – 15 хв, змінюють напрямок обертання барабана 2 і вивантажують бетонну суміш. Після цього барабан 2 промивають.

Змішувальна машина 2СМН-20 (рис. 9.38) змонтована на шасі 1 автомобіля КрАЗ-219. Через роздавальну коробку 2 і карданний вал 3 передається зусилля на спарений розвантажувальний шнек 4, а через привідний вал 5 – на завантажувальний шнековий транспортер 6. Бункер 7 служить місткістю для цементу. За допомогою шнека 4 цемент подається в приймальну лійку 8, а потім попадає в змішувальний пристрій 9, де змішується з рідиною.

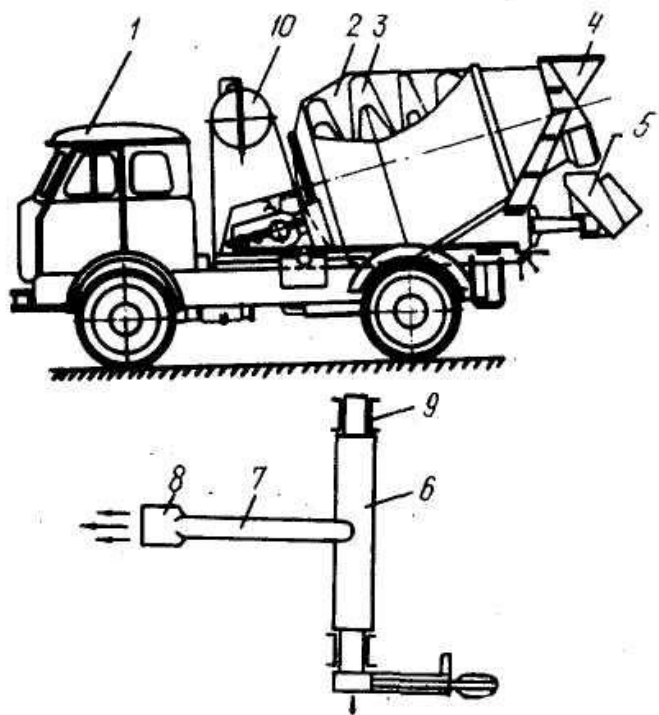


Рис. 9.37. Пристрій для приготування бетонної суміші

Машина 2СМН-20 розрахована на перевезення до 9 т сухого цементу. Після прибуття на робоче місце та встановлення на відкидні домкрати 10 машину завантажують до повної вантажопідйомності за допомогою знімного вертикального завантажувального шнека 6.

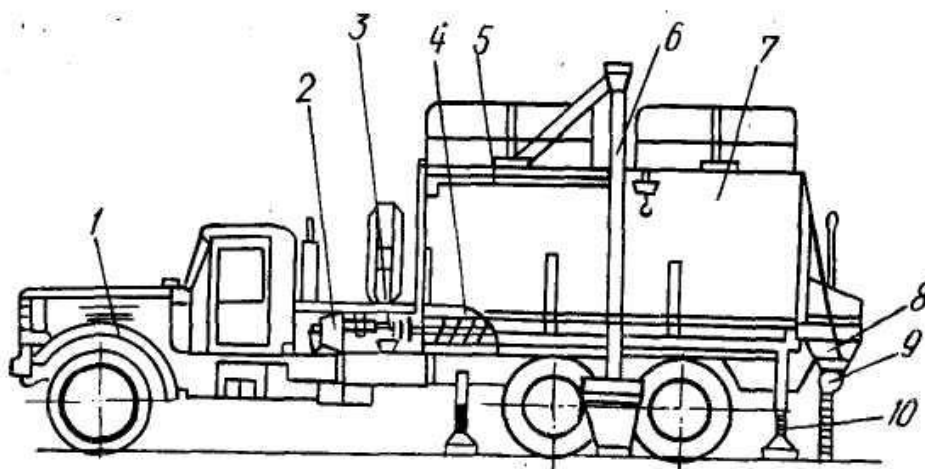


Рис. 9.38. Змішувальна машина 2СМН-20

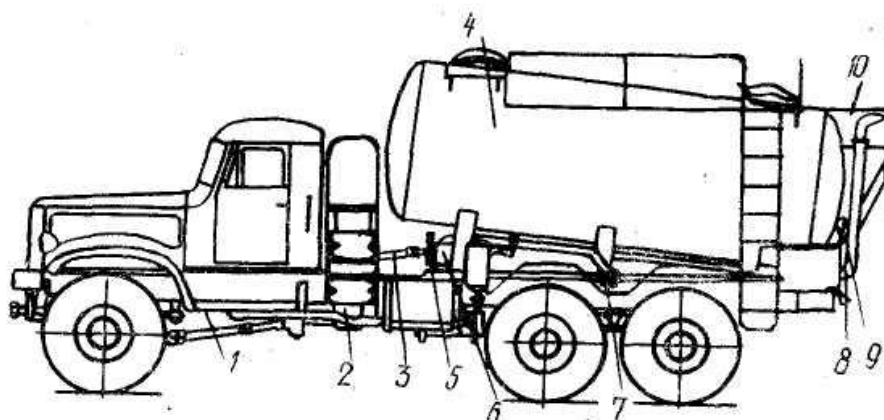


Рис. 9.39. Змішувальний агрегат ЗАЗ-30

Змішувальний агрегат ЗАЗ-30 (рис. 9.39) призначений для транспортування та зберігання цементу, а також для приготування цементного розчину. Агрегат змонтований на шасі 1 автомобіля підвищеної прохідності КрАЗ-255Б. Агрегат складається з коробки відбору потужності 2, трансмісії 3, цистерни 4, компресора 5, водоподавального насоса 6, маніфольда 7, системи розвантаження цементу 8, поста керування 9 і сепаратора 10.

Агрегатом керують з єдиного поста, розташованого біля вакуумзмішувача. Керування подачею палива – механічне, зчепленням, насосом і компресором – пневматичне. Для вмикання насоса або компресора досить повернути маховик крана на пості керування за годинниковою стрілкою. При цьому послідовно вимикається зчеплення, включається насос (або компресор) і знову вмикається зчеплення. Агрегат може транспортувати 7 т цементу, а на місці проведення робіт його можна завантажити до 20 т.

Електромагнітний вібраційний змішувач (рис. 9.40) може застосовуватися для приготування розчинів у зимовий час. Складається з немагнітного корпусу 1, обмотки 2, магнітопроводу 3, профільованої мішалки-якоря 4. У якір входять набір зрізаних конусів з вершинами, спрямованими у бік, протилежний руху змішуваних компонентів. У змішувачі є верхня 5 і нижня 6 пружини.

Опис роботи змішувача. При подачі на обмотку 2 відповідної напруги виникає вібрація мішалки-якоря 4, за рахунок чого разом з дією пружин 5 і 6 забезпечуються перемішування та проштовхування компонентів. Одночасно з цим розігрівається вся система. Температуру регулюють шляхом зміни напруги живлення обмотки.

Ультразвуковий змішувач порошкоподібних матеріалів з рідиною (рис. 9.41) складається з перетворювача енергії змінного струму в енергію механічних коливань надзвукової частоти. З перетворювачем 1 з'єднаний вібруючий елемент 2 з каналом 3, вісь якого перпендикулярна напрямку коливань вібруючого елемента. Стінки каналу 3 облицьовані гладкою непористою плівкою.

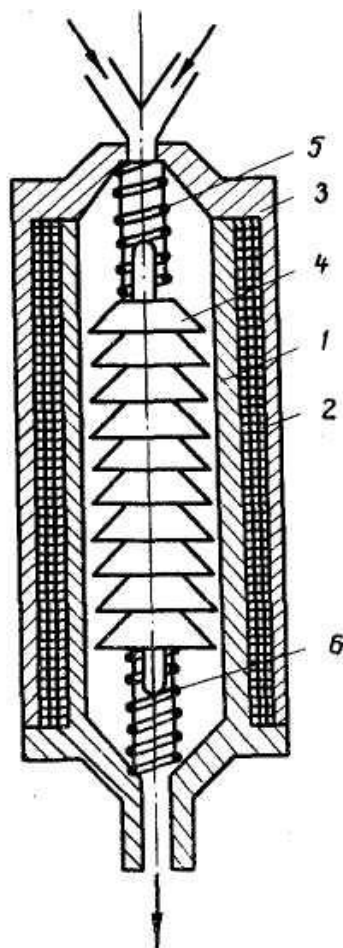


Рис. 9.40. Електромагнітний вібраційний змішувач

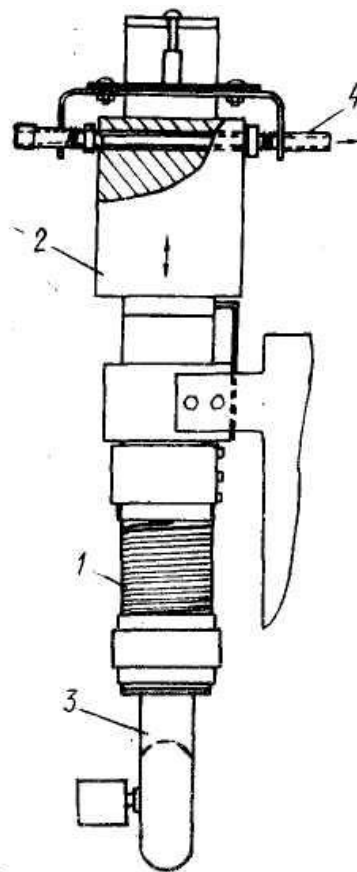


Рис. 9.41. Ультразвуковий змішувач для змішування порошкоподібних матеріалів з рідиною

Опис роботи змішувача. У канал 3 подаються порошкоподібний матеріал і рідина. Під дією вібрації порошок розподіляється в масі рідини, змішуючись з нею. Газ, що виділяється при змішуванні порошку та рідини, відсмоктується вентилятором. Готовий розчин зливається через патрубок 4.

9.2. ТЕХНОЛОГІЧНІ СХЕМИ ПРИГОТУВАННЯ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

Найбільш проста технологічна схема (рис. 9.42) складається з місткості для перемішування компонентів бурового розчину 1, оснащеної механічними та гідравлічними перемішувачами 9, гідроежекторного змішувача 4, оснащеного завантажувальною лійкою 5 і шиберним затвором 8, відцентрового або поршневого насоса 2 (звичайно один з підпірних насосів) і маніфольд.

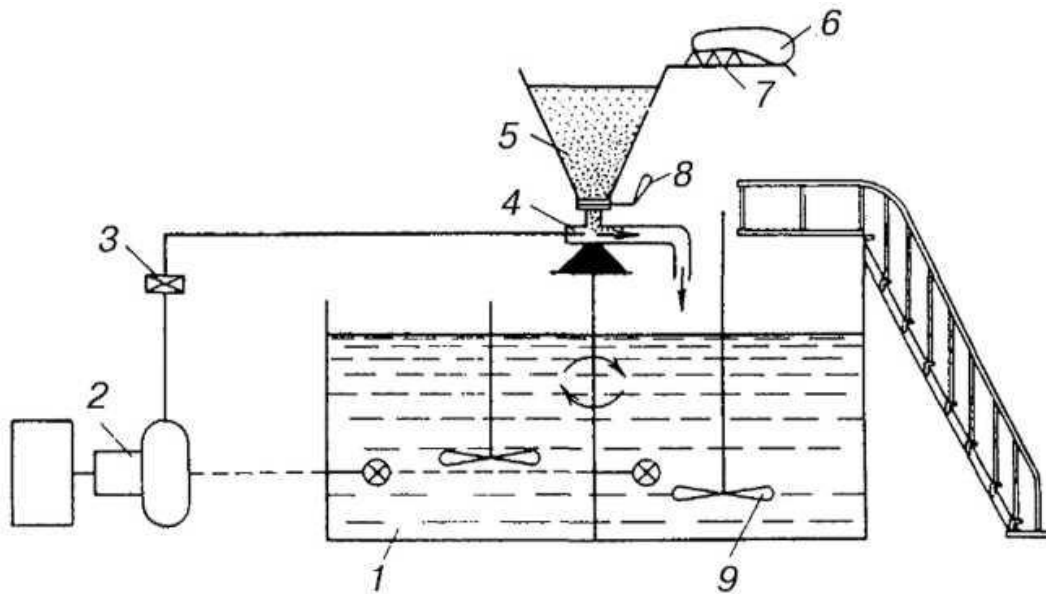


Рис. 9.42. Найпростіша схема приготування бурового розчину

За допомогою цієї схеми розчин готують описаним далі способом. У місткість 1 заливають розрахункову кількість дисперсійного матеріалу (звичайно $20 - 30 \text{ м}^3$) і за допомогою насоса 2 по нагнітальній лінії із засувкою 3 подають його через гідроежекторний змішувач 4. Мішок 6 з порошкоподібним матеріалом транспортується пересувним підйомником або транспортером на площадку місткості, звідки за допомогою двох робітників його подають на площадку 7 і вручну переміщують до лійки 5. Ножі розпорюють мішок, і порошок висипається у лійку, звідки за допомогою гідровакууму подається в камеру гідроежекторного змішувача, де й відбувається його змішування з дисперсійним матеріалом. Суспензія зливається в місткість, де вона перемішується механічним або гідравлічним перемішувачем 9. Швидкість подачі матеріалу в камеру ежекторного змішувача регулюють шиберною заслінкою 8, а величину вакууму в камері – змінними твердосплавними насадками.

Кругова циркуляція припиняється лише тоді, коли змішана розрахункова кількість компонентів і основні технологічні показники властивостей розчину близькі до розрахункових. Якщо необхідно мати розчин в запасі, то готують його порціонно, а порції відкачують або в інші місткості циркуляційної системи, або в спеціальні запасні.

Обважнення бурового розчину порошкоподібним баритом і обробку порошкоподібними хімічними реагентами здійснюють аналогічно після приготування порції вихідної колоїдної системи (наприклад, водоглинистої).

Основним недоліком описаної технології є низький рівень механізації робіт, нерівномірна подача компонентів у зону змішування, слабкий контроль над процесом. За описаною схемою максимальна швидкість приготування розчину не перевищує 40 м³/год.

У разі приготування великих об'ємів промивальних рідин передбачають будівництво спеціальних технологічних комплексів.

Комплекс з приготування глинистих розчинів являє собою три окремих технологічно зв'язаних блоки.

1. Кранова естакада відкритого або закритого типу – бетонована площадка, що може вміщати до 500 т глини, обладнана для механізованого завантаження глини в глиномішалки кран-балкою з тельфером і пневмогрейфером.

2. Цех з приготування глинистого розчину – будинок збірно-розбірного типу, у якому встановлені глиномішалки, пускорегулювальна апаратура, насоси. Насосна камера – бетонний резервуар, розташований нижче нульової позначки.

3. Бункери-накопичувачі для технічної води та готового глинистого розчину – резервуари об'ємом 250 – 300 м³ з бетону або залізобетону (залежно від фізико-механічних і фільтраційних властивостей ґрунту, у якому вони виконуються).

У цілому технологічний комплекс з приготування глинистих розчинів являє собою збірно-розбірну глиностанцію, обладнану високопродуктивними глиномішалками типу ФСМ з повною механізацією процесу приготування глинистого розчину та дистанційним керуванням основним технологічним устаткуванням.

При будівництві технологічного комплексу конструкцію будівлі глиностанції, складу глини, місткостей-накопичувачів і насосної станції слід утеплювати залежно від кліматичних умов району робіт.

При будівництві комплексу з приготування глинистого розчину, насосних станцій та інших приміщень найбільш доцільно застосовувати збірні інвентарні фундаменти під устаткування та стандартні елементи.

Зразковий набір технологічного обладнання типової глиностанції, розрахований на одну технологічну лінію продуктивністю 150 – 300 м³/добу, наведений нижче.

	Кількість
Фрезерно-струминний млин ФСМ-7 або ФСМ-9	2 – 3
Шламний насос ШН -270/40	4 – 6
Місткість-накопичувач (250 м ³)	1 – 2
Пневмонавантажувач глини:	
- кран-балки прогоном 14 м	1
- тельфер Л-Ш-30	1
- грейфер КС-3	1
- компресор ВУ-6/4	1 – 2

Принципова технологічна схема приготування глинистих розчинів зображена на рис 9.43. Готують глинистий розчин у такій послідовності: заливається вода в проміжну місткість, завантажується глина за допомогою пневмогрейфера КС-3 у бункер фрезерно-струминного млина з одночасною подачею води до млина з проміжної місткості, здійснюється дроблення глини фрезерно-струминним млином і перемішування її з водою, тобто приготування глинистого розчину; перекачується готовий глинистий розчин з проміжної місткості в місткість-накопичувач насосом ШН-270/40 через дезінтегратор ДС-1.

Розглянемо детально кожну з операцій технологічного циклу приготування глинистого розчину.

Вибір схеми водопостачання глиностанції не виключає різноманіття технічних рішень і визначається конкретними умовами на кожному об'єкті тампонажних робіт. Ось деякі з можливих варіантів:

– прокладення трубопроводу від діючої водознижувальної свердловини з дебітом, що забезпечує добову потребу глиностанції у воді;

– монтаж насосної установки біля прилеглих джерел природного водопостачання (ріка, водойма та ін.) з наступною подачею води по трубопроводу в місткість-накопичувач, споруджену спеціально для води об'ємом 250 – 300 м³, звідки вона в міру потреби перекачується насосом у проміжну місткість глиностанції.

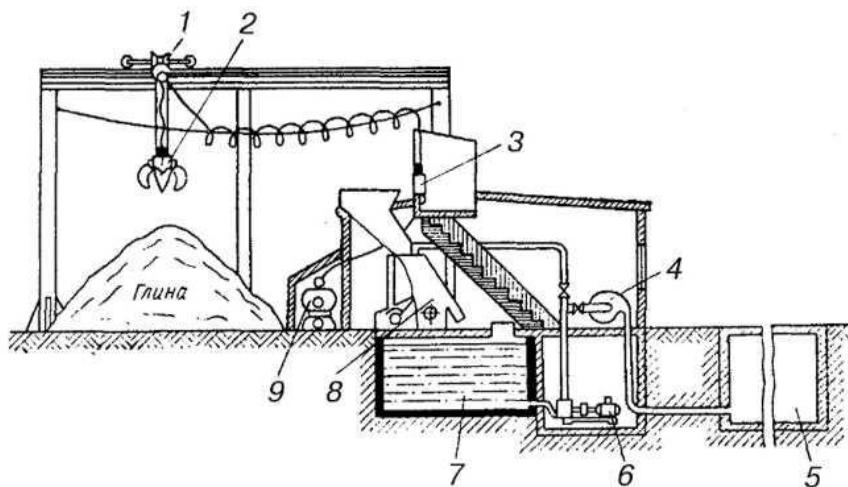


Рис. 9.43. Принципова технологічна схема приготування глинистого розчину:

1 – кран-балка; 2 – грейфер; 3 – пульт; 4 – дезінтегратор; 5 – резервуар; 6 – насос; 7 – місткість; 8 – млин ФСМ-9; 9 – компресор

У процесі приготуванні глинистих розчинів завантаження глини в приймальний бункер фрезерно-струминної мішалки здійснюють за допомогою механічного навантажувача, сконструйованого на базі тельфера вантажопідйомністю 3 т і пневматичного грейфера КС-3 з компресором ВУ-6/4. Керування пневмонавантажувачем здійснюють з дистанційного пульта.

Глинистий розчин готують гідромеханічним способом у глиномішалках типу ФСМ. Фрезерно-струминна мішалка (рис. 9.44) складається з таких основних частин: корпусу, лопатевого ротора, приймального бункера, шарнірної

запобіжної плити, уловлювача та пристрою для відводу одержуваних суспензій. Основним робочим органом є лопатевий ротор, що обертається на горизонтальному валу. Він складається з двох торцевих дисків, жорстко закріплених на маточині ротора, кріпильних і змінних лопатей. Рознімний корпус млина складається з нижньої та верхньої частин. Рознімання корпуса здійснюється по горизонтальній площині, що проходить через вісь вала лопатевого ротора. Корпус млина змонтований на рамі.

У верхній частині корпуса млина розташовані приймальний бункер і щілинні насадки, призначені для рівномірної та безперервної подачі в млин води або розчину. У приймальному бункері млина знаходиться відбивний щиток, що служить для запобігання викиду суспензії у верхню частину приймального бункера. У верхній частині корпуса розташований вхідний отвір дегазаційної труби. До бічних стінок бункера шарнірно прикріплена запобіжна плита з регульовальним пристроєм, що служить для запобігання поломок млина при попаданні в його корпус великих каменів або шматків металу [15, 25].

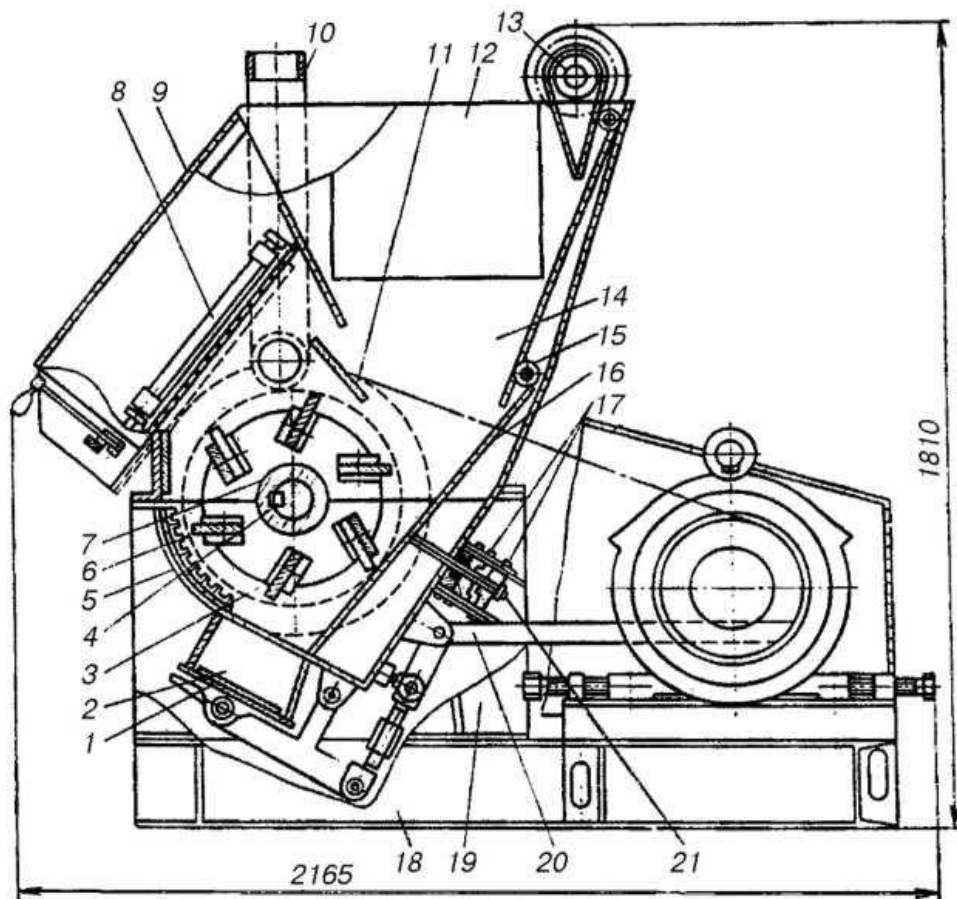


Рис. 9.44. Конструкція фрезерно-струминної мішалки ФСМ-9:

1 – відкидна кришка; 2 – уловлювач; 3 – змінні лопаті; 6 – рифлена плита; 7 – ротор; 8 – вихідні решітки; 9 – кришка; 10 – дегазаційна труба; 11 – відбивний щиток; 12 – приймальний бункер; 13 – решітчаста насадка; 14 – верхня частина корпуса; 15 – шарнір; 16 – штифти; 17 – плита; 18 – рама; 19 – нижня частина корпуса; 20 – важіль; 21 – регульовально-запобіжний пристрій

Значні зусилля, що виникають при попаданні під лопаті ротора великих твердих включень, призводять до зрізу запобіжних змінних штифтів. При цьому плита, обертаючись навколо шарніра, відходить до задньої стінки корпусу млина, а сторонні включення провалюються в уловлювач, закритий знизу відкидною кришкою. Зміна відстані між лопатевим ротором і запобіжною плитою досягається за допомогою регулювально-запобіжного пристрою. Для відкриття та закривання уловлювача служить важіль. У нижній частині корпусу млина знаходиться змінна диспергуюча рифлена плита, що прилягає з невеликим зазором до ротора. Ця плита сприяє ефективному здрібнюванню грудок оброблюваного матеріалу. Плита складається з окремих змінних елементів, прикріплених болтами до нижньої частини корпусу. У верхній частині млина знаходиться вихідна решітка. Вибір діаметра її отворів здійснюється залежно від вимог до одержуваних суспензій.

Зверху решітка закрита кришкою. Суспензія, що пройшла через отвори вихідної решітки, стікає вниз по їх зовнішній поверхні й по лотку виводиться з машини.

Принцип роботи ФСМ. Глина та вода, що подаються в приймальний бункер млина, захоплюються лопатями ротора. При їхньому переміщенні вздовж диспергуючої плити відбувається початкове здрібнювання глинистих агрегатів. Додаткове більш тонке їх здрібнювання відбувається при ударі струменів, що викидаються лопатями ротора, об вихідну решітку, а також при подальшому переміщенні суспензії вздовж решітки та проходженні через її отвори.

Частинки, що не встигли здрібнитися в млині, у результаті забезпечення безперервної циркуляції розчину за схемою «ФСМ – місткість – насос – трубопровід – ФСМ», знову попадають під лопаті ротора, і цикл повторюється до одержання розчину з необхідними параметрами.

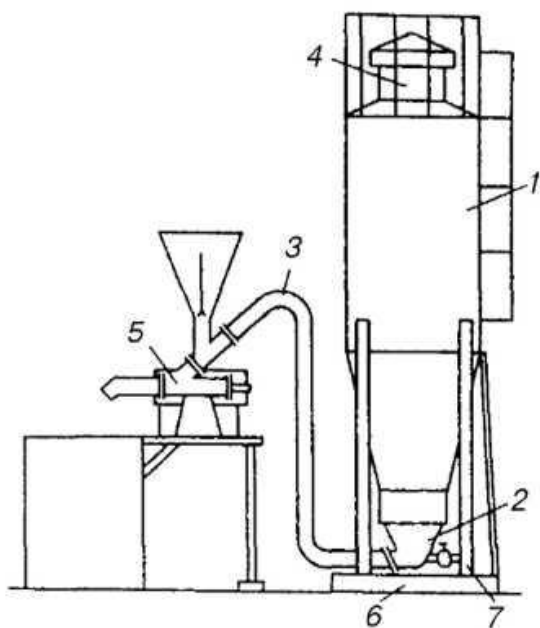
Монтаж циркуляційного трубопроводу комплексу з приготування глинистого розчину здійснюють за допомогою сталевих безшовних труб із зовнішнім діаметром 108 мм та товщиною стінки 4 мм, які з'єднуються на фланцях.

Оптимальний час приготування глинистого розчину визначають шляхом періодичного відбору та дослідження проб. Процес приготування глинистого розчину вважають закінченим, коли його основні параметри доведені до необхідних. З метою одержання глинистого розчину із заданими параметрами треба, щоб глиностанція була обладнана стандартними контрольно-вимірними приладами ЛГР-3 або ЛГР-69, що входять у комплект лабораторії глинистих розчинів.

Нині у вітчизняній практиці широко впроваджується прогресивна технологія приготування бурових розчинів з порошкоподібних матеріалів. Технологія ґрунтується на використанні обладнання, що випускається серійно: блока приготування розчину (БПР); виносного гідроежекторного змішувача; гідравлічного диспергатора; місткості ЦС; механічних і гідравлічних перемішувачів; поршневого насоса.

БПР призначений для приготування та обважнення бурового розчину, а також зберігання на буровій запасу порошкоподібних матеріалів. Випускається кілька типів БПР, що відрізняються місткістю бункерів для зберігання матеріалів: БПР-100 (два бункери по 50 м³), БПР-70 (два бункери по 35 м³), БПР-40 (два бункери по 20 м³).

Найбільш широкого застосування набув БПР-70. Він являє собою (рис. 9.45) два суцільнометалевих бункери 1, які обладнані розвантажувальними пневматичними пристроями 2, гумовотканинними гофрованими рукавами 3 та повітряними фільтрами 4. У комплект БПР входить гідравлічний виносний змішувач 5, що монтується безпосередньо на місткості ЦС і з'єднується з бункером гофрованим рукавом.



Бункери призначені для прийому, зберігання та подачі порошкоподібних матеріалів у камеру гідроежекторного змішувача. Вони являють собою циліндричні резервуари з конічними днищами та дахом, опираються на чотири приварені до рами 6 стояки 7. Порошкоподібний матеріал подається в них з автоцементовозів по трубі, закріпленій на зовнішній поверхні циліндричної частини бункера.

До конічного днища прикріпленій розвантажувальний пристрій, що має аератор, поворотну шиберну заслінку та повітряний ежектор. На даху бункера встановлений повітряний фільтр.

Рис. 9.45. Схема блока приготування розчину

Виносний гідроежекторний змішувач складається з корпусу з трьома патрубками. До верхнього патрубка кріпиться місткість для порошкоподібного матеріалу, який надходить з бункера або через лійку. У лівому патрубку встановлені змінний твердосплавний штуцер і труба для подачі рідини від насоса. До правого патрубка прикріплені дифузори і зливна труба.

При проходженні подаваної насосом рідини через штуцер у камері гідроежекторного змішувача створюється вакуум. У результаті цього порошкоподібний матеріал з бункера надходить по гумовотканинному гофрованому рукаві в камеру, де він змішується з рідиною і по зливній трубі спрямовується в місткість ЦС. Блок 1 БПР може подавати в камеру змішування до 30 т бариту за годину.

Блоки типу БПР-100 і БПР-40 конструктивно мало відрізняються від блока 1 БПР (БПР-70). Відмітною ознакою БПР-40 є телескопічне з'єднання верхньої та нижньої частин бункера, що дозволяє змінювати висоту останнього на 2 м (від 6,5 до 4,5 м) і тим самим створювати кращі умови для транспортування блока. Герметичність стику забезпечується гумовотканинним ущільнювачем.

Для рівномірного розподілу компонентів по всьому об'єму бурового розчину застосовують перемішувальні пристрої. Вітчизняна промисловість випускає гідравлічні та механічні перемішувачі.

Гідравлічний перемішувач ПГ (рис. 9.46) – двошарнірний. Він складається з приймального патрубку 1, корпусу 3, монітора 4, насадок 5 і приєднується до трубопроводу, по якому надходить буровий розчин, за допомогою фланця. Монітор фіксують у заданому положенні за допомогою пальців. Косинець монітора 6 і приймальний патрубок з гумовими ущільнювачами на кінцях 2 і 7 вмонтовані в корпус перемішувача і двома рядами кульок зафіксовані від переміщення в осьовому напрямку. У результаті монітор вільно обертається навколо двох взаємно перпендикулярних осей корпусу.

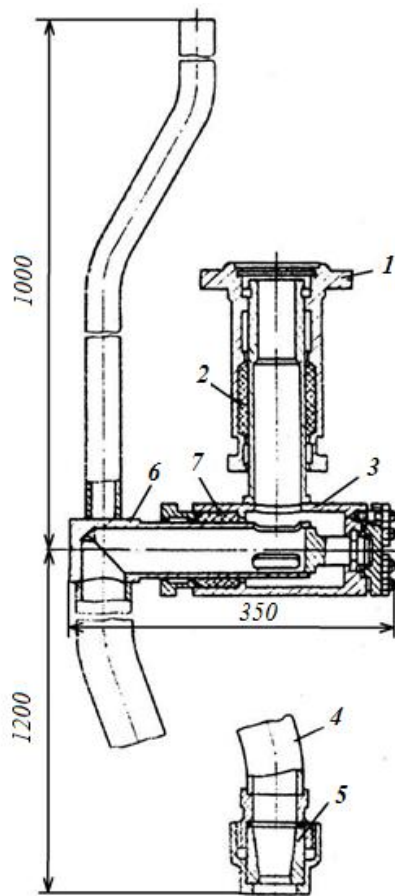


Рис. 9.46. Гідравлічний перемішувач

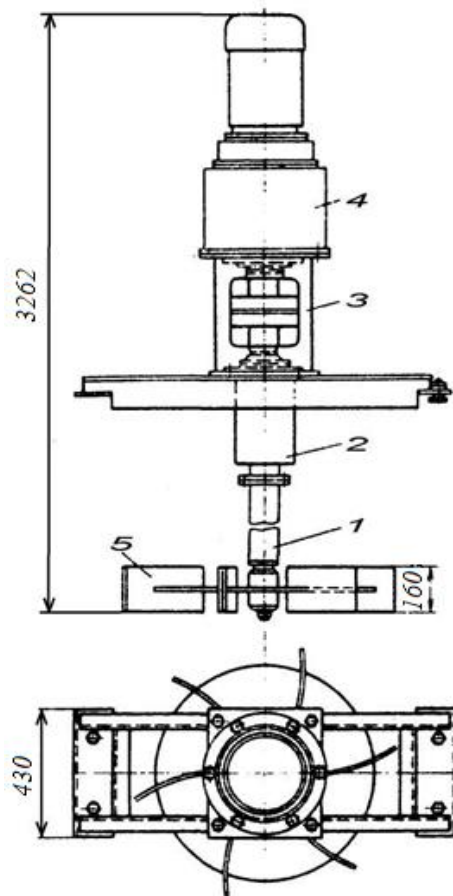


Рис. 9.47. Механічний перемішувач

Механічний перемішувач ПМ (рис. 9.47) призначений також для перемішування бурового розчину в місткостях ЦС. Він складається з лопатевого 1 і проміжного 2 валів, рами 3, мотор-редуктора 4 і крильчатки 5. Лопатевий вал виконаний у вигляді труби, до верхньої частини якої приварений фланець, а до нижньої приєднана втулка із шістьма лопатями. Нижня частина проміжного вала з'єднана з лопатевим валом за допомогою фланця, а верхня частина – з мотор-редуктором за допомогою муфти. Корпус проміжного вала лопатями прикріплений до рами, установлюваної на місткості ЦС. Шість лопатей діаметром 950 мм і висотою 160 мм обертаються з частотою $45,5 \text{ хв}^{-1}$.

Гідравлічний диспергатор ДГ (рис. 9.48) призначений для диспергування дисперсної фази бурових розчинів (глини, бітуму та ін.). Він являє собою апарат, що реалізує зіткнення високонапірних зустрічних струменів у камері 1 обмеженого об'єму.

Перепад тиску на насадках 2 диспергатора становить 10 – 12 МПа, надлишковий тиск у камері до 4 МПа.

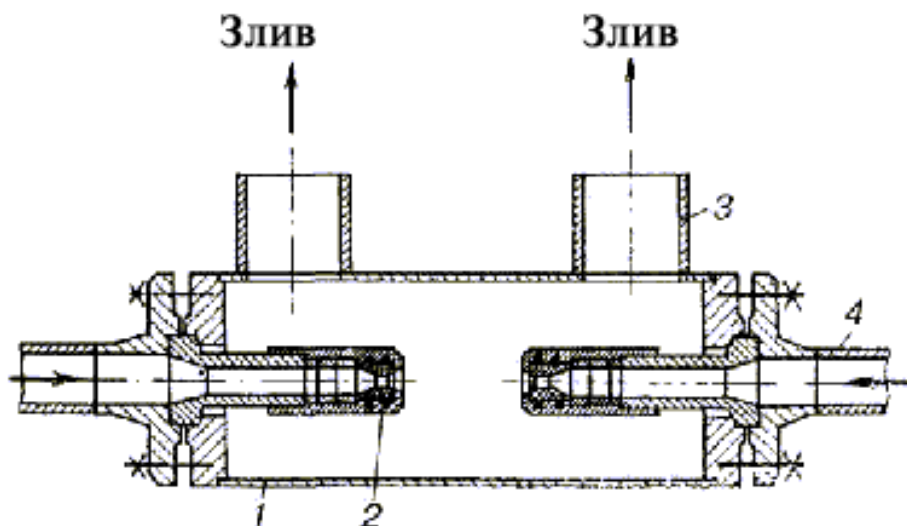


Рис. 9.48. Схема гідравлічного диспергатора

Основними елементами диспергатора цього типу є співвісно розташовані назустріч один одному абразивностійкі насадки 2 (звичайно керамічні долотні насадки) і камера 1 об'ємом до 3 л. Вихідний патрубок 3 з камери диспергатора приєднується до виходу в камеру гідроежекторного змішувача БПР, а вхід 4 диспергатора – до нагнітальної лінії бурового насоса.

При зіткненні високонапірних струменів відбувається інтенсивне диспергування дисперсної фази за рахунок кінетичної енергії частинок, сил тертя, виникнення в камері кавітаційних зон, руйнування від утомленості при багаторазовому зіткненні частинок, ультразвукового впливу.

Основними недоліками описаного гідравлічного диспергатора є: низький ККД та необхідність реалізації високих тисків (не менше 10 МПа).

Технологія приготування бурового розчину з порошкоподібних матеріалів являє собою ряд послідовних операцій, до яких входить розрахунок компонентного складу, підготовка матеріалу до вивантаження з бункерів БПР і транспортування його в зону змішування, дозоване введення матеріалу в дисперсне середовище, диспергування компонентів і гомогенізація готового розчину.

Для здійснення такого технологічного процесу описане вище обладнання з'єднують в єдину систему, як це зображено на рис. 9.49.

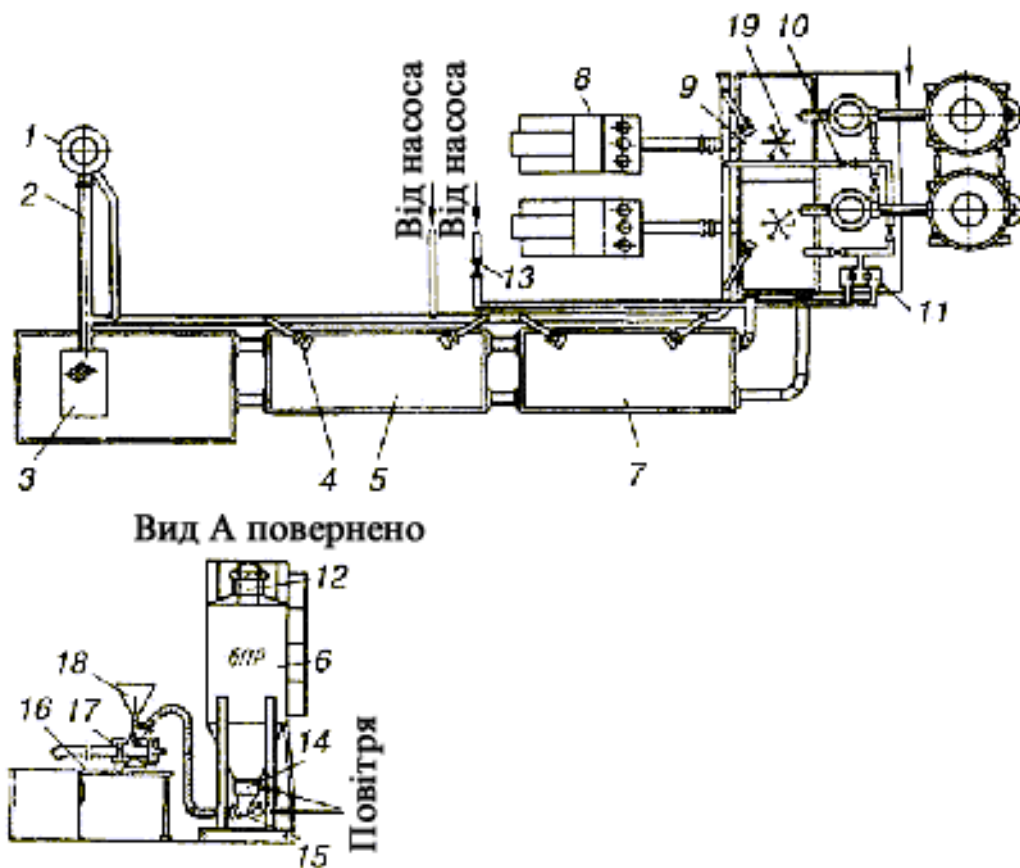


Рис. 9.49. Сучасна технологічна схема приготування бурового розчину:

1 – приймальна лійка; 2 – розчинопровід; 3 – блок очищення; 4, 19 – перемішувальні пристрої відповідно гідравлічний та механічний; 5 – проміжна місткість; 6 – бункер блока приготування розчину; 7 – місткість з поперечним жолобом; 8 – бурові насоси; 9 – приймальна місткість; 10, 13 – заслінки низького та високого тиску відповідно; 11 – гідравлічний диспергатор; 12 – фільтр; 14 – аеруючий шиберний пристрій; 15 – розвантажувальний пневматичний пристрій; 16 – площадка; 17 – гідрозмішувач; 18 – лійка

Готують нову порцію розчину в останній місткості ЦС, на якій установлюють гідроежекторні змішувачі з лійками та гідравлічний диспергатор. Бурові насоси з'єднують з блоком приготування розчину таким чином, щоб вони могли подавати розчин у диспергатор по лінії високого тиску, а в гідроежекторні змішувачі – по лінії низького тиску (до 4 МПа). Схема руху рідини може бути такою:

а) місткість ЦС – буровий насос – лінія високого тиску через засувку 13 – гідравлічний диспергатор – місткість ЦС;

б) місткість ЦС – буровий насос – лінія високого тиску через засувку 13 – диспергатор – гідроежекторний змішувач – місткість ЦС;

в) місткість ЦС – буровий насос – лінія низького тиску через засувку 10 – гідроежекторний змішувач – місткість ЦС;

г) місткість ЦС – буровий насос – лінія низького тиску через засувку 10 – місткість ЦС.

Перший етап приготування бурового розчину – розрахунок компонентного складу. Для водоглинистого розчину звичайно використовують

два–три компоненти: глинопорошок і воду, глинопорошок, воду та порошкоподібний барит.

Другий етап – приготування водоглинистої суспензії. У місткість ЦС заливають воду, приблизно до половини об'єму порції розчину, що готується. На гідравлічному диспергаторі встановлюють насадки відповідно до подачі бурових насосів.

Подача насосів, л/с	16	20	24	28	32	38
Діаметр насадок диспергатора, мм	11 – 12	12 – 13	14	14 – 15	15 – 16	17

На гідроежекторному змішувачі встановлюють штуцер відповідно до подачі насосів.

Подача насосів, л/с	35	15 – 35	15
Діаметр штуцера в ежекторному змішувачі, мм	40	25	20

Повітря в бункер БПР подають 5 – 7 хв при тиску 0,02 – 0,03 МПа.

Буровий насос розташовують за схемою місткість – гідравлічний диспергатор – гідроежекторний змішувач – місткість. При цьому тиск на виході насоса повинен бути 13 – 15 МПа, а вакуум у камері ежекторного гідрозмішувача – не менше 0,02 МПа.

Після попередньої аерації відкривають повітряний вентиль і подають повітря в гофрований рукав БПР. Таким способом регулюють величину вакууму в камері гідроежекторного змішувача в межах 0,008 – 0,012 МПа.

Запірну заслінку завантажувального отвору бункера відкривають і додають у циркулюючу воду через ежекторний гідрозмішувач розрахункову кількість гідропорошку, після чого запірну заслінку закривають, припиняють подачу повітря в камеру гідроежектора та диспергують водоглинисту суспензію протягом п'яти (восьми) циклів кругової циркуляції через диспергатор. Приготовану водоглинисту суспензію розбавляють водою до розрахункового об'єму і старанно перемішують.

При необхідності готування обважненого розчину виконують *третій етап* – обважнення приготованої глинистої суспензії.

Якщо буде потреба, то регулюють технологічні властивості приготованого бурового розчину шляхом уведення через ліжку гідроежекторного змішувача хімічних реагентів.

9.3. УСТАНОВКА ДЛЯ РЕГУЛЮВАННЯ ВМІСТУ ГЛИНИСТОЇ ФАЗИ

Ежекторно-гідроциклонна установка (ЕГУ-1), розроблена І.Н. Резніченком, С.С. Джангіровим і В.А. Єременком, являє собою з'єднання ежекторної гідромішалки з відцентровим змішувачем-класифікатором і ежекторно-гідроциклонного пристрою для поділу частинок обважнювача та глини.

Ежекторно-гідроциклонна установка (рис. 9.50) складається з двох паралельно працюючих гідроелеваторів 1 і 2 та приймальної лійки 3, циклонного змішувача-класифікатора 4, гідроциклонів 5, розташованих над лійкою, всмоктувального трубопроводу 6 із засувкою 7, крана високого тиску 8, манометрів. Усі вузли установки змонтовані на загальному блоці.

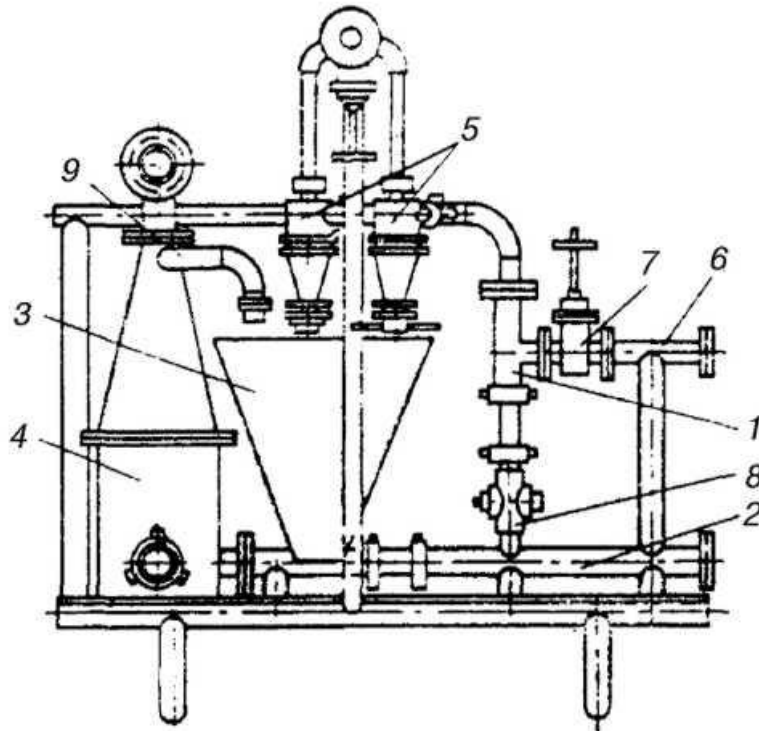


Рис. 9.50. Ежекторно-гідроциклонна установка для регулювання вмісту та складу твердої фази в обважнених бурових розчинах

Принцип роботи установки. Обважнений глинистий розчин прокачують насосом через установку. У результаті різних діаметрів насадок ежекторів 1 і 2 розчин розподіляється двома потоками в кількостях, пропорційних квадрату діаметрів насадок. Кількість розчину, що проходить через ежектор 1, у 8 – 10 разів менша об'єму розчину, що проходить через ежектор 2. При витіканні розчину через насадку ежектора 1 утвориться вакуум, а по трубопроводу 6 засмоктується вода для розведення розчину. Розріджений розчин ежектором 1 подається в гідроциклон 5, де відбувається поділ суспензії. Дисперсні частинки глини та вибуреної породи з водою та частиною тонких частинок обважнювача виходять з гідроциклонів через верхні зливи, а згущена пульпа, густина якої дорівнює густині оброблюваного розчину (або більше неї), що містить незначну кількість глинистих частинок, розвантажується через нижні насадки гідроциклонів у приймальну лійку 3 ежектора 2. В останньому відбувається змішування розчину з пульпою і суміш подається в змішувач-класифікатор 4, де вона остаточно перемішується. Звідси розчин зі значно меншим вмістом глинистих частинок, а отже, меншими значеннями структурно-механічних параметрів надходить у місткість для насоса й далі в свердловину. Режим роботи установки регулюється підбором діаметрів насадок гідроелеваторів і

гідроциклонів, а також створенням протитиску на зливі. Установа може застосовуватися також для обважнення бурового розчину. Для цього перекидають кран високого тиску 8, буровий розчин прокачують тільки через ежектор 2, а в приймальну лійку 3 подають обважнювач. В ежекторі обважнювач змішується з розчином і надходить у змішувач-класифікатор 4, де відбувається остаточне його перемішування, а грудочки обважнювача, які не встигли роздрібнитися та перемістися з розчином, знову повертаються у лійку ежекторного змішувача через трубопровід 9. Обважнений розчин без грудочок із циклонного змішувача надходить у місткість для насоса й подається в свердловину.

За допомогою цієї установки можна видаляти глину з певної частини розчину та одночасно вводити в розчин обважнювач, тобто на установці можна обважнювати розчин за оптимальною технологічною схемою.

9.4. ОДЕРЖАННЯ ТА РУЙНУВАННЯ ПІНИ

Піну для буріння одержують тільки диспергаційним способом з водних розчинів ПАР в піногенераторах (при глибині свердловин до 150 м) або в спеціальних дотискних пристроях (при більш глибоких свердловинах) [16].

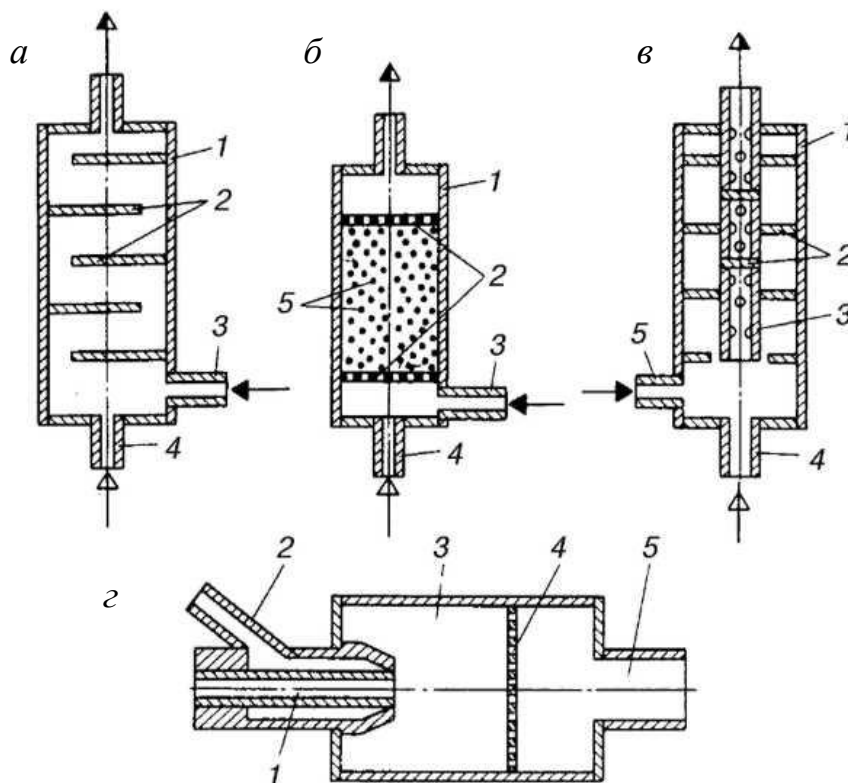


Рис. 9.51. Схеми піногенераторів:

a – з напрямком, який змінює рух потоку; 1 – корпус; 2 – перегородки; 3 і 4 – підвідні патрубки повітря та розчину ПАР; *б* – сітчастого: 1 – корпус; 2 – сітки; 3 і 4 – підвідні патрубки повітря та розчину ПАР; 5 – гранули поліетилену; *в* – із внутрішньою перфорованою трубкою: 1 – корпус; 2 – перегородки; 3 – перфорована трубка; 4 і 5 – підвідні патрубки повітря та розчину ПАР; *г* – ежекторного із сіткою: 1 – повітряна трубка; 2 – трубка розчину; 3 – камера змішування; 4 – сітка; 5 – вихідна труба

На рис. 9.51 зображено кілька варіантів піногенераторів, у яких піна утворюється за рахунок інтенсивного спільного диспергування піноутворюючого розчину та стисненого повітря в результаті турбулізації потоку при його русі між перегородками (рис. 9.51, а), через сітки та гранули поліетилену (рис. 9.51, б), перфоровану трубку з перегородками (рис. 9.51, в) та допомогою ежекторного змішувача і сітки (рис. 9.51, г).

Схема обв'язки устя свердловин при бурінні глибиною до 150 м з використанням компресора низького тиску та піногенераторів наведена на рис. 9.52. Стиснене повітря від компресора через вентиль 12 надходить у піногенератор 4 і через вентиль 13 – у місткість 8, що герметично закривається, об'ємом 0,3 – 1 м³, заповнену піноутвірним розчином. Місткість 8 має заливну горловину 5 і запобіжний клапан 6. Піноутвірний розчин подається в піногенератор 4 через дозувальний вентиль 14 за рахунок створення в місткості 8 діафрагмою 15 підвищеного тиску в порівнянні з тиском у піногенераторі.

Одержана в піногенераторі піна надходить у свердловину через триходовий кран 1. Зворотний клапан 9 перешкоджає надходженню піни в повітряну магістраль при раптовому збільшенні тиску в свердловині. Для контролю в обв'язку устя свердловини входять такі прилади: витратомір повітря 10, манометри 3 і 7, а також вимірник 2 газорідного співвідношення в піні. Вентиль 11 призначений для видалення надлишкової частини повітря, яке може використовуватися для ежекторного відсмоктування піни від устя свердловини.

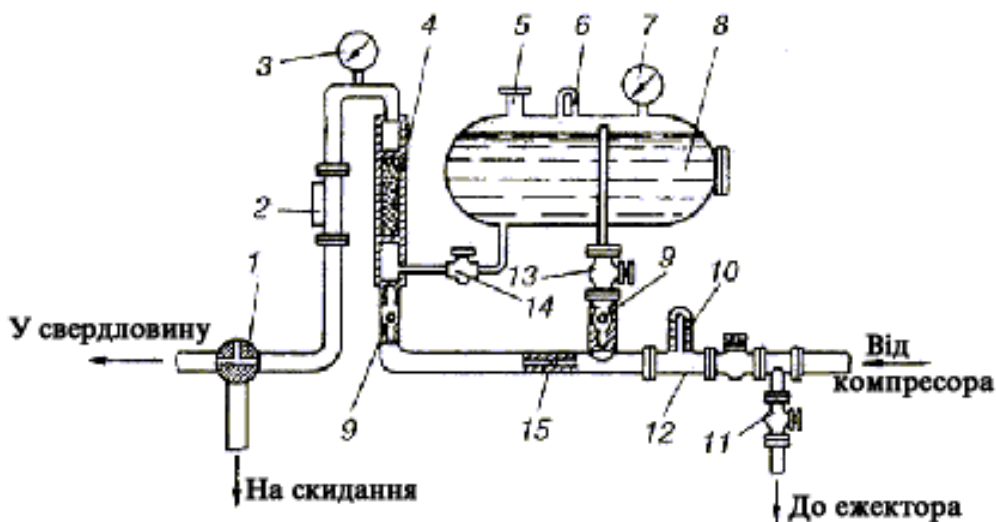


Рис. 9.52. Схема обв'язки устя свердловин при неглибокому бурінні

Використовуючи компресори більш високого тиску, можна збільшити глибину буріння. Але застосування їх недоцільне, тому що це вимагає значних енерговитрат, і вони важко транспортуються в умовах бездоріжжя. Так, компресор УКП-80 розвиває тиск 8 МПа при подачі 0,13 м³/хв і має потужність двигуна 222 кВт при масі 19 т.

Тому для буріння більш глибоких свердловин розроблена спеціальна система одержання та нагнітання газорідних сумішей за допомогою бурового насоса та компресора низького тиску. Ця система має назву дотискного пристрою або бустера. Пристрій монтується на буровому насосі й відіграє роль другого ступеня компресора. При цьому максимальний тиск при бурінні з піною дорівнює максимальному тиску бурового насоса.

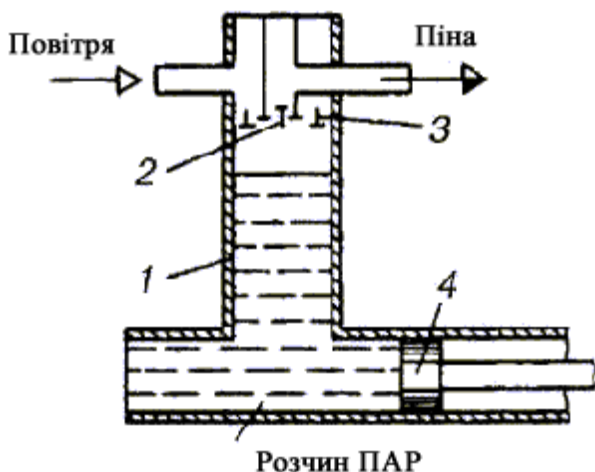


Рис 9.53. Схема камери стиснення УКД-Н-4:

1 – корпус бустера; 2, 3 – нагнітальний і повітряний клапани; 4 – поршень бурового насоса

Для швидкодіючих плунжерних бурових насосів НБ 4-320/63 і НБ 5-320/100 розроблено достискний пристрій УКД-Н-4. Пристрій складається з трьох камер стиснення, які виконані у вигляді гільз, установлених вертикально в гнізда нагнітальних каналів насоса НБ 4. Кожна камера стиснення (рис. 9.53) має клапанний вузол, у якому концентрично розміщені впускні клапани 3 для надходження повітря від компресора, а в центрі – нагнітальний клапан 2 для піни, який відкривається при русі поршня (плунжера) 4 вліво (на стиск). На кожному клапанному корпусі насоса для кришок нагнітальних клапанів є шпильки, якими камери стиснення УКД-Н-4 кріплять до гідроблока бурового насоса. Цей пристрій дозволяє одержувати піни різної густини.

На рис. 9.54 наведена схема розташування обладнання та обв'язки устя свердловини при бурінні з піною у разі використання дотискного пристрою. У місткості 25 перебуває 1–1,5%-ний водний розчин ПАР, що нагнітається дозувальним насосом 4 в усмоктувальну лінію бурового насоса 6 з дотискним пристроєм 20. Якщо подача дозувального насоса надмірна, то надлишок розчину ПАР відводять через триходовий кран і трубопровід скидання 23 у місткість 25. Стиснене повітря з ресивера компресора 1 надходить по повітропроводах 3 і 8 у камеру стиску дотискного пристрою, з якого утворена піна, і нагнітається через пінопровід 16 у свердловину. Піна, що виходить зі свердловини, примусово руйнується за допомогою ежекторного пристрою 14, до якого подається стиснене повітря по повітропроводу 10. З місткості 13 розчин ПАР, позбавлений повітряної фази, перекачується невеликим відцентровим або поршневым насосом 21 у місткість 25.

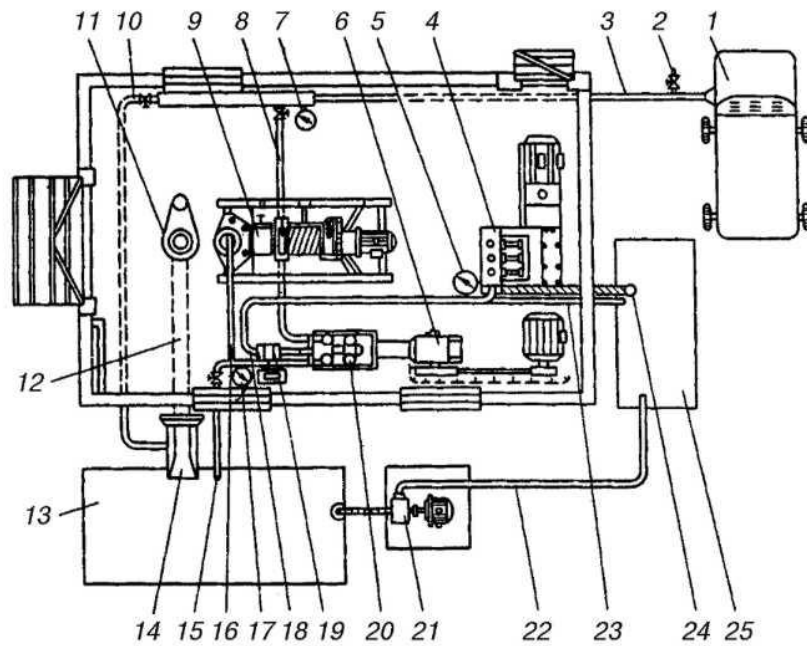


Рис. 9.54. Схема розташування обладнання та обв'язки устя свердловин при глибокому бурінні:

1 – компресор; 2 – скидний повітропровід; 3, 8, 10, 12, 15, 16, 18, 22, 23 – трубопроводи; 4, 6 – дозувальний і дотискний насоси; 5, 7, 17 – манометри для контролю тиску відповідно ПАР, повітря та піни; 9 – буровий верстат; 11 – механізм розвороту; 12 – відвідна труба; 13 – місткість для збору піни; 14 – ежекторний пристрій для руйнування піни; 19 – витратомір розчину ПАР; 20 – дотискний пристрій; 21 – насос для перекачування розчину ПАР; 24 – всмоктувальний рукав; 25 – місткість для робочого розчину ПАР

Піну, що надходить зі свердловини, необхідно обов'язково руйнувати (гасити), тому що її неможливо повторно закачати в свердловину, а при виході із свердловини вона забруднює навколишнє середовище, оскільки містить ПАР і шлам. Але піни, використовувані як очисний агент, мають високу стабільність, і для їхнього саморуйнування потрібен значний час та відстійники великої місткості. Тому піну гасять примусово.

При бурінні можливі такі способи піногасіння: хімічний, фізичний і механічний.

Хімічний спосіб гасіння ефективний, але необхідні велика витрата піногасника та пристрої для повної дегазації піноутворюючого розчину.

До фізичних способів належать термічний і акустичний. При термічному способі гасіння піна руйнується під дією струменя пари або шляхом контакту з нагрівачем. Але цей спосіб енергоємний і, оскільки піна – електропровідна, небезпечний. При акустичному способі гасіння піна руйнується під дією коливань високої (до 12 кГц) частоти.

Механічні способи піногасіння можуть бути *відцентровими*, при яких піна руйнується рухомими пристроями; *гідродинамічними* та *аеродинамічними*, при яких піна руйнується струменем рідини або газу; *барометричними*, коли піна руйнується за рахунок зміни тиску (наприклад, створенням вакууму або протитиску на усті свердловини).

Пристрої для руйнування піни *механічними* та *фізичними* способами можна легко вбудувати в обв'язку устя свердловини.

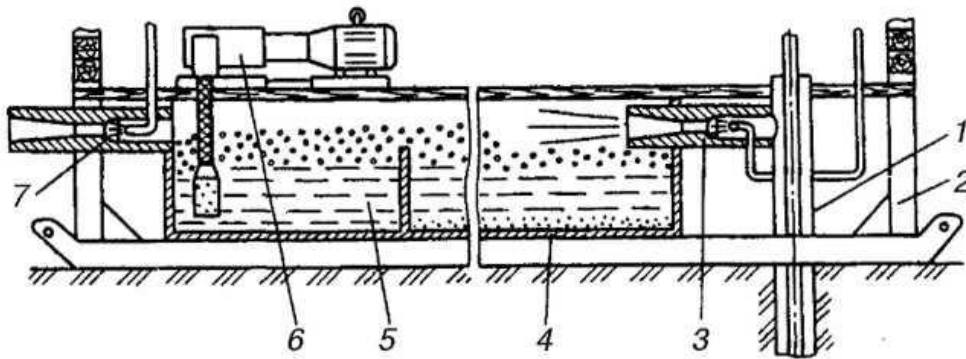


Рис. 9.55. Система відсмоктування та руйнування піни

Виробнича система відсмоктування та руйнування піни, що виходить із свердловини, наведена на рис. 9.55. Піна засмоктується ежекторним пристроєм 3, і під дією струменя стисненого повітря частина бульбашок піни руйнується, а остаточне саморуйнування піни відбувається в місткостях 4 і 5 об'ємами 4 – 6 м³. Відразу випадає шлам з розчину ПАР. З місткості 5 відцентровим насосом 6 піноутворюючий розчин подається для повторного використання. У випадку повільного саморуйнування піни можна застосовувати ежектор 7. Систему можна встановлювати під підлогою бурової 2.

9.5. АВТОМАТИЗОВАНА СИСТЕМА ПРИГОТУВАННЯ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

Прогресивна технологія приготування бурових розчинів дозволяє гранично механізувати цей трудомісткий процес по всьому ланцюжку – від виробника матеріалів до циркуляційної системи бурової установки [3].

В останні роки за рубежом використовується технологія приготування бурових розчинів за допомогою автономного блока фірми «Холібертон» (рис. 9.56). У блок входить описане далі:

1. Перевантажувальний бункер 2, що являє собою резервуар об'ємом до 8,5 м³, обладнаний вхідним і вихідним патрубками діаметром 125 мм, пиловловлювачем та індикатором ваги фірми «Мартін Деккер». Габарити бункера: довжина й ширина близько 2,5 м; висота більше 5 м, загальна маса перевантажувального бункера 3250 кг.

2. Вакуум-компресор 3 фірми «Гарднер-Денвер» з дизельним приводом, що може створювати як надлишковий тиск, так і розрядження, а тому використовується в системі пневмоперевантаження та пневмотранспорту. Цей шестициліндровий компресор з водяним охолодженням здатний виконувати одноступінчастий стиск повітря до надлишкового тиску 0,28 МПа. Його

габарити: довжина близько 3,5 м; ширина й висота менше 2 м; загальна маса більше 4 т. Компресор має власний повітроприймач об'ємом 0,27 м³.

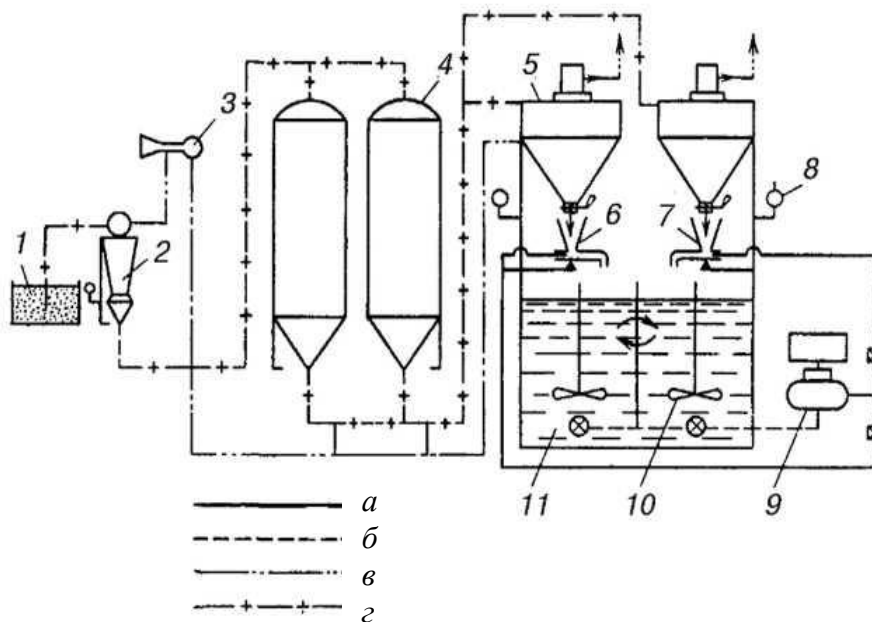


Рис. 9.56. Система фірми «Холібертон» для приготування бурового розчину:

a – нагнітальна лінія; *б* – всмоктувальна лінія; *в* – повітряна лінія; *г* – лінія пневмотранспортування матеріалу

3. Бункери для зберігання порошкоподібних матеріалів 4 (глинопорошку, порошкоподібного бариту), що являють собою вертикальні циліндричні резервуари діаметром 3 м і висотою близько 6 м, розраховані на максимальний внутрішній робочий тиск до 0,28 МПа. Додатково вони обладнуються завантажувальною камерою та дистанційно керованими розвантажувальними клапанами. Об'єм кожного бункера 34 м³, загальна маса без завантажувальної камери 5,6 т. Як правило, у блок входять два бункери, що дозволяє зберігати на буровій до 70 м³ порошкоподібного матеріалу.

4. Видаткові бункери 5, що являють собою комбіновані циліндричні вертикальні резервуари об'ємом до 1,2 м³ кожний, обладнані в нижній частині приймальними лійками 6 і 7. Габарити видаткового бункера: висота близько 2,5 м; ширина й діаметр приблизно 1,5 м; загальна маса досягає 650 кг. Він не розрахований на надлишковий внутрішній тиск, тому його фільтр, установлений у верхній частині, сполучається з атмосферою.

Видатковий бункер оснащений індикатором ваги 8 фірми «Мартін-Деккер» з максимальним значенням 4500 кг. Цифри на циферблаті нанесені з інтервалом близько 90 кг. У нижній частині бункера над приймальною лійкою встановлена регульована заслінка для подачі порошку в саму лійку та камеру гідроежекторного змішувача.

5. Прямокутна місткість 11 розділена перегородками на кілька відсіків. Звичайно це двосекційна місткість у складі циркуляційної системи, об'єм кожного відсіку якої до 30 м³. Місткість обладнується механічними мішалками

10 фірми «Пірамід» та гідрозмішувачами. Як правило, на цій місткості монтуються підпірні відцентрові насоси 9.

6. Відцентровий насос 9 фірми «Мішон Магнум» призначений для здійснення кругової циркуляції рідини через гідроежекторний змішувач і перемішування розчину в місткості. Подача насоса до 75 л/с, максимальний тиск на викиді 0,3 МПа. Для приводу використовується електродвигун потужністю 45 кВт.

За допомогою описаного блока приготування бурового розчину, що поставляється фірмою «Холібертон», досягають високого ступеня механізації робіт. Порошкоподібний матеріал (бентонітова глина, порошкоподібний барит та ін.) надходить на бурову установку в мішках, у контейнерах або механічних місткостях на пересувних засобах 1. За допомогою пневматичного перевантажника (перевантажувального бункера 2 і вакуум-компресора 3) матеріал транспортується пневмотранспортом у бункери-сховища 4. Практично 4 т бентонітового глинопорошку перевантажують з бункера 2 у бункер 4 за 5 – 6 хв при робочому тиску пневмотранспорту до 0,2 МПа. Кількість завантаженого в бункери 4 порошку фіксується в робочому журналі. Надалі робляться позначки про кількість витраченого матеріалу.

У міру необхідності приготування розчину порошкоподібний матеріал порціонно перевантажують через нижні відводи у видаткові бункери, створюючи надлишковий тиск у верхній частині бункера-сховища за допомогою вакуум-компресора. Надлишковий тиск у бункері-сховищі при пневмотранспортуванні глинопорошку доводять до 0,07 – 0,08 МПа, а при пневмотранспортуванні бариту – до 0,12 – 0,14 МПа. Практично завантаження видаткового бункера (понад 1 т глини) триває кілька хвилин.

До видаткових бункерів також надходить повітря, що дозволяє не тільки здійснювати аерацію порошку, але й інтенсифікувати його подачу в приймальну лійку гідроежекторного змішувача. Припустимо створювати при цьому надлишковий тиск у видатковому бункері до 0,02 МПа. Витрату порошку через нижню заслінку видаткового бункера регулюють положенням самої заслінки та величиною тиску аерації.

Застосування блоків при бурінні свердловин виявило, що пневмотранспорт порошку не позбавлений недоліків: по-перше, порошок іноді зависає в конусних днищах бункерів; по-друге, виникає необхідність періодично продувати місткості повітрям; по-третє, доводиться постійно регулювати величину відкриття кульового клапана на повітряній лінії.

Технологія приготування бурового розчину за допомогою блока фірми «Холібертон». В один з відсіків місткості 11 заливають розрахункову кількість дисперсійного матеріалу (наприклад води) і відцентровим насосом 9 прокачують його через гідроежекторний змішувач із завантажувальними лійками 6, 7. Після стабілізації роботи насоса подають повітря до видаткового бункера 5 і встановлюють тиск на повітряній лінії 0,015 – 0,02 МПа. Відкривають до певного положення нижню заслінку видаткового бункера і подають з визначеною швидкістю порошок у завантажувальну лійку 7.

За рахунок гідровакууму, створеного відцентровим насосом у камері гідроежекторного змішувача, порошкоподібний матеріал засмоктується в камеру ежектора й змішується з потоком дисперсійного середовища. Отримана таким чином гомогенна суспензія надходить знову в той самий відсік місткості.

Кругова циркуляція за схемою місткість – насос – камера ежектора – місткість триває доти, доки розрахункову кількість порошкоподібного матеріалу не подадуть у потік. Після цього надходження матеріалу в лійку припиняють, закривши нижню заслінку видаткового бункера, та перекривають подачу повітря.

Аналогічно здійснюють обважнення бурового розчину, прокачують його також через гідроежекторний змішувач і подають барит у приймальну лійку з видаткового бункера.

Після старанного перемішування розчину за допомогою перемішувачів 10 його при необхідності піддають хімічній обробці. Для обробки сухим реагентом, а також для додавання у малих дозах бентонітового порошку в циркуляційній системі встановлена додаткова гідролійка з аерожолобом або вібраційним побудником перемішування порошку. У випадку застосування рідких реагентів використовують вертикальну циліндричну місткість об'ємом до 1,5 м³, що обладнана механічною мішалкою, підігрівником і зливальним патрубком з дозуючим вентиляем. Такий блок хімічної обробки встановлюють безпосередньо над однією з місткостей циркуляційної системи, а навколо неї влаштовують площадку для обслуговування. Хімічні реагенти подають на площадку за допомогою пересувного механічного навантажувача.

Якщо буровий розчин готується у запас, то після змішування всіх компонентів його витримують не менше 8 год і періодично перемішують. Після цього при необхідності розчин остаточно розбавляють або обробляють реагентами, доводячи показники властивостей до норми.

Переваги сухих порошкоподібних матеріалів найбільш повно втілені в розробленій у США *автоматизованій системі для приготування бурового розчину із сипких матеріалів «Automag»*. У цій системі вперше всі найважливіші операції з матеріалами для бурових розчинів – завантаження, зберігання в бункерах, перевантаження, дозування, змішування з розчином і контроль густини – здійснюються автоматично.

Автоматизована система дозволяє безупинно контролювати та підтримувати необхідну густину бурового розчину на базі точних і надійних вимірів за допомогою радіоізотопного густиноміра. У системі передбачено два способи дозування (рис. 9.57), що забезпечує гнучкість і точність, необхідні для процесів приготування та обважнення бурового розчину. Головним елементом є дозатор лопатевого типу, у якому частота обертання крильчатки встановлюється пропорційно сигналу, що надходить від густиноміра.

Якщо густина застосовуваного бурового розчину знижується нижче необхідного рівня, то система забезпечує автоматичне додавання в розчин обважнюючого матеріалу доти, доки густина бурового розчину не досягне заданого значення. подача основного дозатора становить 0,085 м³/хв.

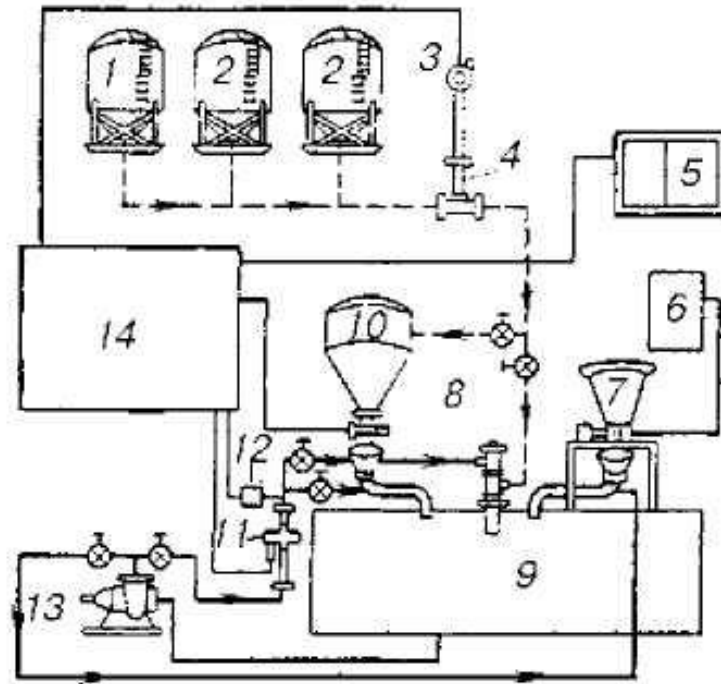


Рис. 9.57. Схема автоматизованої системи приготування бурового розчину:

1 – сховище для сипких матеріалів; 2 – сховище для бариту; 3 – датчик; 4 – контрольний клапан; 5 – дистанційний пристрій для реєстрації густини бурового розчину; 6 – контрольний пристрій дозатора сухих добавок; 7 – лійка та дозатор сухих добавок; 8 – високошвидкісний змішувач; 9 – сховище для бурового розчину; 10 – живильна місткість; 11 – радіоізотопний густиномір; 12 – реле тиску; 13 – циркуляційний відцентровий насос; 14 – автоматичний контролер бурового розчину

У системі автоматизованого приготування передбачений також другий високопродуктивний спосіб змішування. При викиді або інших непередбачених обставинах установка може працювати з високою швидкістю (автоматично або вручну) і завантажувати суміші в проміжну комору або комору з робочим розчином приблизно 1 т/хв обважнюючого матеріалу.

При автоматичному керуванні в міру наближення до необхідної густини розчину швидкість додавання обважнювача знижується, що дозволяє уникнути зайвого збільшення густини розчину. За допомогою установки також можна готувати буровий розчин із глинопорошків. При цьому бентоніт уводиться в систему кожним пристроєм для додавання обважнювача. Крім того, у системі є додаткове устаткування: ежекторний змішувач, лійка з дозуючим пристроєм, пульт керування; воно може бути застосоване для введення в розчин порошкоподібних хімічних реагентів або інших матеріалів. Система має ручне керування дозатором.

Радіоізотопний густиномір призначений для безперервного контролю густини бурового розчину, передавання електричного сигналу, пропорційного густині бурового розчину, на електронний контрольний пристрій. Цей контрольний сигнал керує роботою або лопатевим дозатором першої малопродуктивної системи, або високопродуктивним дозатором залежно від виду необхідної операції.

Із літератури відомо, що при бурінні свердловин використовуються також автоматизовані системи приготування бурових розчинів (автомад), які дозволяють автоматично керувати технологічними операціями пневмотранспортування, дозованого введення та змішування компонентів. Керування процесом приготування здійснюється за командою приладу, що безперервно контролює густину бурового розчину, який виходить з камери гідроежекторного змішувача. Густиномір (радіоізотопний денсиметр) подає електричний сигнал на автомат керування дозатором (звичайно лопатевого типу) видаткового бункера, встановленого замість нижньої заслінки, і таким чином регулюється швидкість подачі матеріалу в зону змішування.

Як засвідчали випробування, автоматизована система ефективна при обважненні бурового розчину, тому що вона зводить коливання густини обробленого розчину до мінімуму. В інших випадках додавання бентонітового порошку і хімічна обробка малоефективні, оскільки густина не є основним параметром, за величиною якого повинне здійснюватися керування.

Таким чином, системі приготування бурових розчинів за рубежом приділяють значну увагу, унаслідок чого цей технологічний процес доведений до високого ступеня досконалості.

Економічна доцільність застосування досконалих технологічних операцій і обладнання по всьому ланцюжку від вантажно-розвантажувальних робіт до стабілізації властивостей готового розчину очевидна. Мінімізується витрата матеріалів за рахунок зменшення втрат, знижуються витрати часу на приготування бурового розчину, поліпшується загальна культура виробництва, не забруднюється навколишнє середовище.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ

1. Як готують промивальну рідину в механічних мішалках?
2. Наведіть класифікацію пристроїв для приготування бурових розчинів.
3. Які особливості приготування глинистого розчину гідромеханічним способом у глиномішалках типу ФСМ?
4. Опишіть технологію приготування бурових розчинів із порошкоподібних матеріалів.
5. Які є перемішувальні пристрої та який їх принцип дії?
6. Який принцип дії гідравлічного диспергатора?
7. Наведіть технологію регулювання вмісту глинистої фази.
8. Принцип дії ежекторно-гідроциклонної установки.
9. Які є способи одержання та руйнування піни?
10. Наведіть схеми обв'язки устя свердловини при неглибокому і глибокому бурінні.
11. Як працює система відсмоктування та руйнування піни?
12. Опишіть одну з автоматизованих систем приготування промивальних рідин.

10

ОЧИЩЕННЯ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

10.1. ВПЛИВ ВМІСТУ ТА СКЛАДУ ТВЕРДОЇ ФАЗИ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН НА ПОКАЗНИКИ БУРІННЯ

У процесі буріння свердловин розчин безупинно збагачується дисперсними частинками вибуреної породи, що призводить до інтенсивного зростання його структурно-механічних показників, зниження швидкості буріння, спрацьовування гідравлічного устаткування, створення умов виникнення аварій і ускладнень у стовбурі свердловин. Вміст і склад твердої фази істотно впливають на показники буріння.

Зменшення вмісту твердої фази в розчині на 1% (рис. 10.1) покращує показники роботи доліт на 7 – 10%. Вплив твердих частинок різного походження на показники буріння неоднаковий. За даними Оклахомського університету, отриманими при аналізі роботи доліт в одній і тій самій породі на одному родовищі (рис. 10.2), видно, що на швидкість буріння найбільше впливають буровий шлам (крива 1), вміст у розчині дисперсних глинистих частинок (крива 2) та вміст баритових частинок (крива 3).

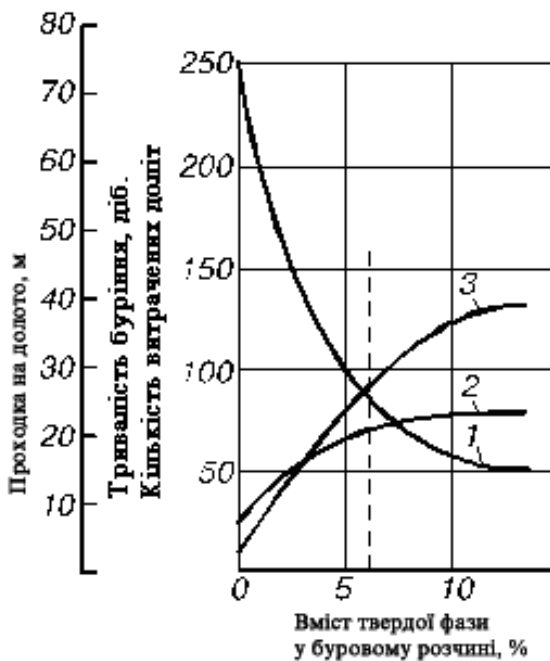


Рис. 10.1. Залежності проходки на долото (1), тривалості буріння (2) і кількості витрачених доліт (3) від вмісту твердої фази в буровому розчині



Рис. 10.2. Залежності механічної швидкості проходки від вмісту твердих частинок

При еквівалентному об'ємному вмісті частинок бурового шламу та бариту зниження швидкості буріння в першому випадку в 2 рази більше. Крім того, барит удвічі ефективніше порівняно зі шламом підвищує густину розчину. Отже, замінивши баритом частину бурового шламу, можна досягти необхідної густини бурового розчину, уникнувши при цьому (на три чверті) зменшення механічної швидкості буріння.

Вплив вмісту та складу твердої фази на показники буріння в основному пов'язаний зі зміною перепаду тиску між гідродинамічним у свердловині та пластовим. Дослідження Д. Мефі виявили, що найбільше на зміну швидкості буріння впливає перепад тиску в межах 3,5 МПа (рис. 10.3). Позитивний перепад тиску (+3,5 МПа) у стовбурі свердловини при бурінні в більшості сланців приводить до зменшення механічної швидкості проходки майже вдвічі, а негативний (-3,5 МПа) – збільшує її вдвічі.

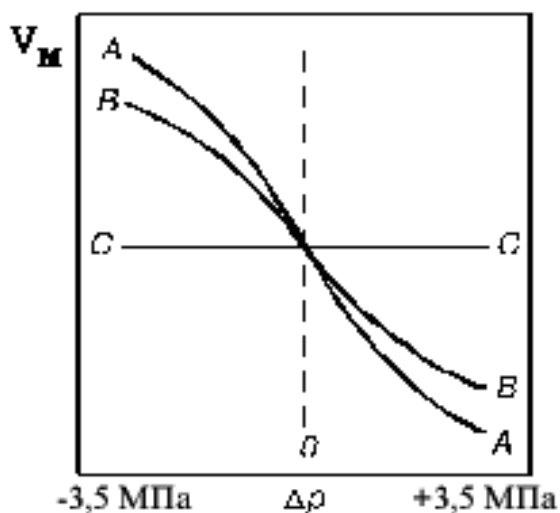


Рис. 10.3. Залежності механічної швидкості проходки від перепаду тиску:

*A – сланці з нульовою проникністю;
 B – піщанисті або мулисті сланці;
 C – тверді породи типу доломіту або вапняку*

захопленнями бурильних і обсадних труб, осипами та обвалами стінок свердловин. Ефективне очищення бурових розчинів від вибуреної породи – найважливіший фактор, що сприяє зниженню витрат матеріалів на регулювання властивостей бурових розчинів та підвищенню техніко-економічних показників при бурінні свердловин.

Як свідчить зарубіжний досвід, видалення механічним шляхом тільки 1 м³ вибуреної породи дозволяє економити до 1600 доларів США.

На механічну швидкість проходки істотно впливає в'язкість бурового розчину, що є функцією вмісту та складу твердої фази. Слід відзначити, що збільшення в'язкості понад 0,04 Па·с незначно впливає на механічну швидкість проходки.

В умовах високих вибієних температур вплив надлишку твердої фази в буровому розчині збільшується, оскільки істотно знижується термостійкість глинистих розчинів, більш різко виражені процеси пептизації та коагуляції глинистих частинок, які у звичайних умовах трохи загальмовані.

Низька якість очищення бурових розчинів є основною причиною виникнення аварій і ускладнень, пов'язаних з поглинаннями розчину,

10.2. ОЧИЩЕННЯ БУРОВОГО РОЗЧИНУ

При русі від вибою до устя свердловини буровий розчин повинен мати властивість глинизувати стінки свердловин, утримувати частинки вибуреної породи у завислому стані, а також підіймати їх на поверхню. На усті свердловини до розчину ставляться прямо протилежні вимоги: він повинен легко й повністю звільнитися від частинок породи, що виносяться, і газу, щоб його можна було знову закачати в свердловину [15 – 19, 22, 38].

Якщо на поверхні не проводити заходів, спрямованих на очищення бурового розчину, у короткий час він настільки збагатиться дрібними частинками вибуреної породи, що не буде придатний для буріння. Забруднений розчин є однією з головних причин передчасного спрацьовування бурового устаткування, а також різних ускладнень при бурінні. Наявність газу та повітря в буровому розчині також різко погіршує його властивості, й не тільки знижує показники буріння, але й викликає важкі ускладнення через зменшення гідростатичного тиску в свердловині.

Тому в циркуляційній системі передбачається спеціальне устаткування для очищення розчину, який виходить із свердловини, від вибуреної породи та газу, а також для введення в нього різних добавок (реагентів, обважнювача, глини та ін.) з метою надання йому необхідних властивостей. Очищений і оброблений розчин надходить у спеціальні приймальні місткості, звідки насосом подається знову в свердловину.

Усе устаткування для очищення та обробки розчину розташовується біля жолоба циркуляційної системи (рис. 10.4).

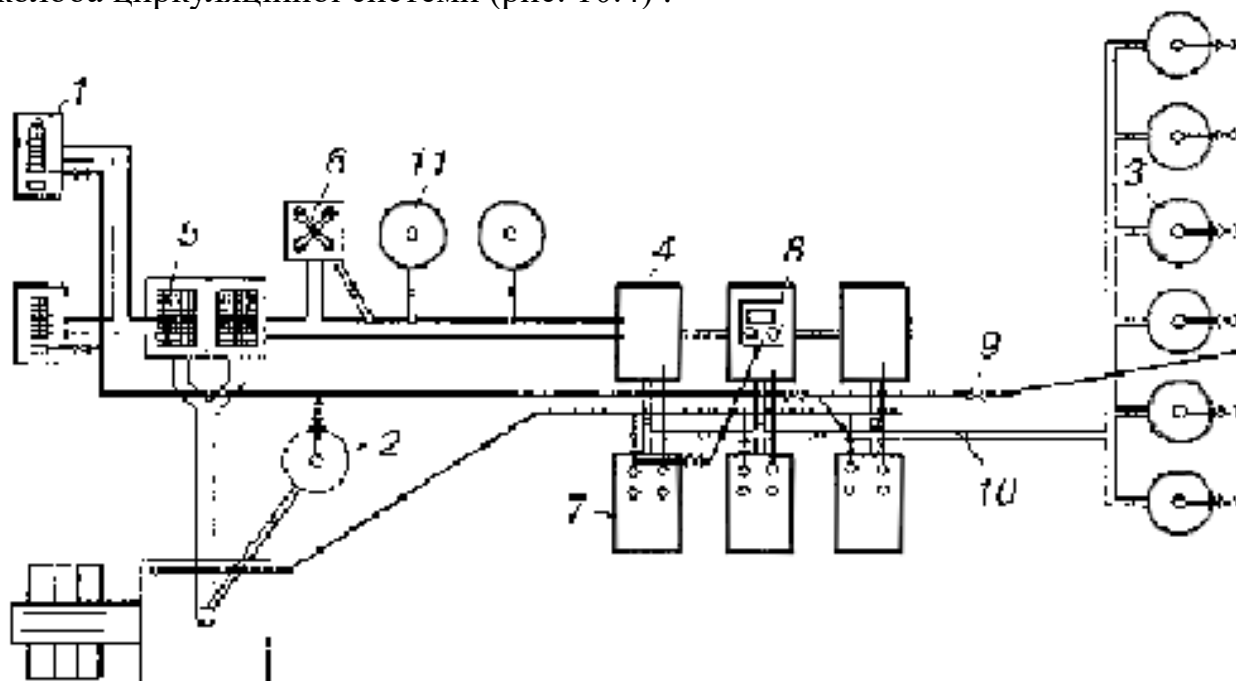


Рис. 10.4. Схема циркуляційної системи:

1 – глиномішалка; 2 – місткість для доливання розчину в свердловину; 3 – місткості для запасу розчину; 4 – приймальні місткості; 5 – вібросита; 6 – гідроциклонна установка; 7 – бурові насоси; 8 – дегазатор; 9 – засувка високого тиску; 10 – засувка низького тиску; 11 – місткість для хімічних реагентів

Слід зазначити, що циркуляційні системи в різних районах іноді істотно відрізняються одна від одної, але ці розходження пояснюються в основному місцевими умовами – характером рельєфу місцевості, а також застосовуваним устаткуванням і матеріалами.

Очищення може бути *природним* (осідання шламу в жолобах і відстійниках), здійснюватися за допомогою *гідравлічних* (центрифугування в гідроциклонах) або *механічних* (просівання через сито) пристроїв, *фізико-хімічним* (уведенням флокулянтів і розріджувачів), а також *комбінованим*.

На рис. 10.5, *а* і *б* зображено циркуляційні системи при бурінні свердловин стаціонарними та самохідними буровими установками.

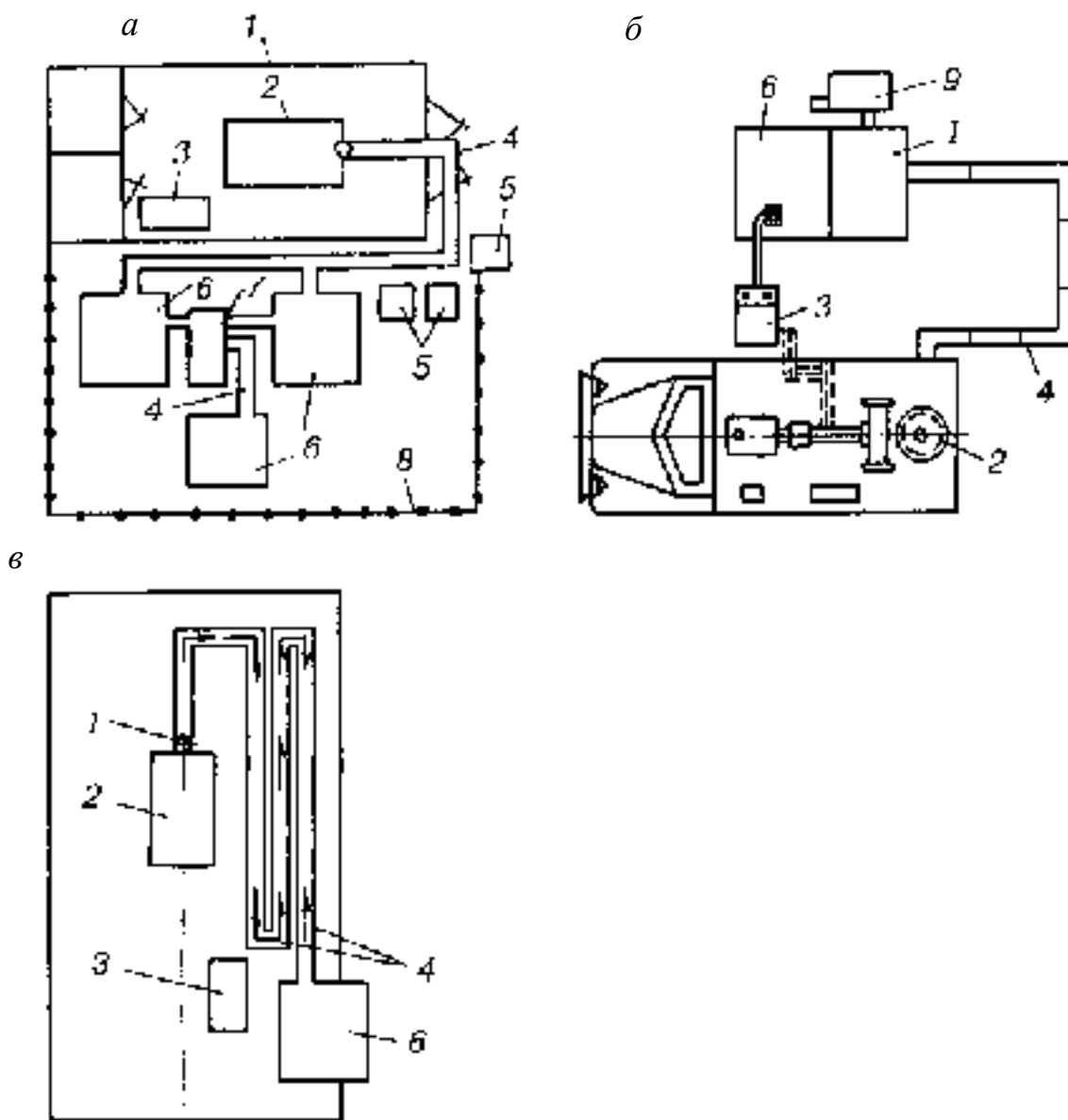


Рис. 10.5. Схеми циркуляційних систем

стаціонарних (*а*) та самохідних (*б*) установок, а також зигзагоподібна (*в*): 1 – бурова будівля; 2 – буровий верстат; 3 – насос; 4 – жолоби; 5, 6 – металеві та приймальні місткості; 7 – гідроциклонна установка; 8 – огорожа; 9 – глиномішалка

Циркуляційна система складається з жолобів, відстійників і приймальних місткостей. Жолоби встановлюють у відкритому ґрунті без кріплення стінок або виготовляють із дощок або листового заліза. При розвідувальному бурінні ширина жолоба складає 25 – 30 см, висота – 20 – 25 см, довжина – 35 м. Довжина жолобів залежить від глибини свердловини, геологічного розрізу, виду та параметрів промивальної рідини.

Найбільш повне видалення шламу з глинистого розчину в жолобній системі спостерігається при деякій оптимальній швидкості течії, коли структура розчину максимально руйнується та відсутній турбулентний режим течії. Для нормальних глинистих розчинів швидкість течії повинна бути в межах 15 – 18 см/с, що досягається встановленням жолобів з нахилом 1/100 – 1/125.

Для кращого очищення розчину в жолобах через 1 – 2 м встановлюють перегородки: одні – не доходять декількох сантиметрів до крайки жолоба, інші – утворюють щілину над його дном. Перегородки, змінюючи напрямок потоку розчину, сприяють більш повному випаданню шламу. Для ефективної роботи жолобної системи необхідно безупинно видаляти з неї буровий шлам, але оскільки це практично неможливо, то вже через 2 – 3 години очисна здатність жолобної системи помітно знижується.

Відстійники та приймальні ємності, як правило, влаштовують у відкритому ґрунті кріпленням дошками, цементуванням або у вириті котловани встановлюють металеві місткості. Їхній об'єм повинен у 2 – 3 рази перевищувати об'єм свердловини заданої проектною глибини.

При обробці промивальної рідини реагентами безпосередньо при бурінні в циркуляційну систему включають металеві місткості, кількість та об'єм яких визначають виробничою необхідністю. Для зручності перевезення вони звичайно виготовляються телескопічними.

Жолобна система та відстійники повинні закриватися щитами, а приймальні місткості – відгороджуватися. У зимовий час циркуляційна система додатково утеплюється. Дуже практичні зигзагоподібні жолобні системи (рис. 10.5, в). Вони компактні, що дозволяє зменшити обсяги пошкодження ґрунтів при бурінні свердловин у сільськогосподарських районах, а в зимових умовах – розташовувати їх під підлогою бурової установки.

Найбільш ефективно в жолобній системі очищається від шламу технічна вода та малов'язкі промивальні рідини. Тиксотропні промивальні рідини не очищаються в жолобах від дрібних частинок, тому якість розчину згодом погіршується і його доводиться замінити або додатково застосовувати механічні та гідравлічні методи очищення.

Механічне очищення

Для механічного очищення застосовують вібраційні сита, ситоконвеєри та самообертові сепаратори. Найбільшого поширення набули вібраційні сита: одинарні СВ-1 і здвоєні. За конструкцією вони аналогічні.

Вібросито (рис. 10.6) складається з опорної рами 1, розподільного жолоба 2, двох електродвигунів 3, огорожі 4, віброуючої рами 5, амортизаторів 6 і барабанів 7 для натягу сітки.

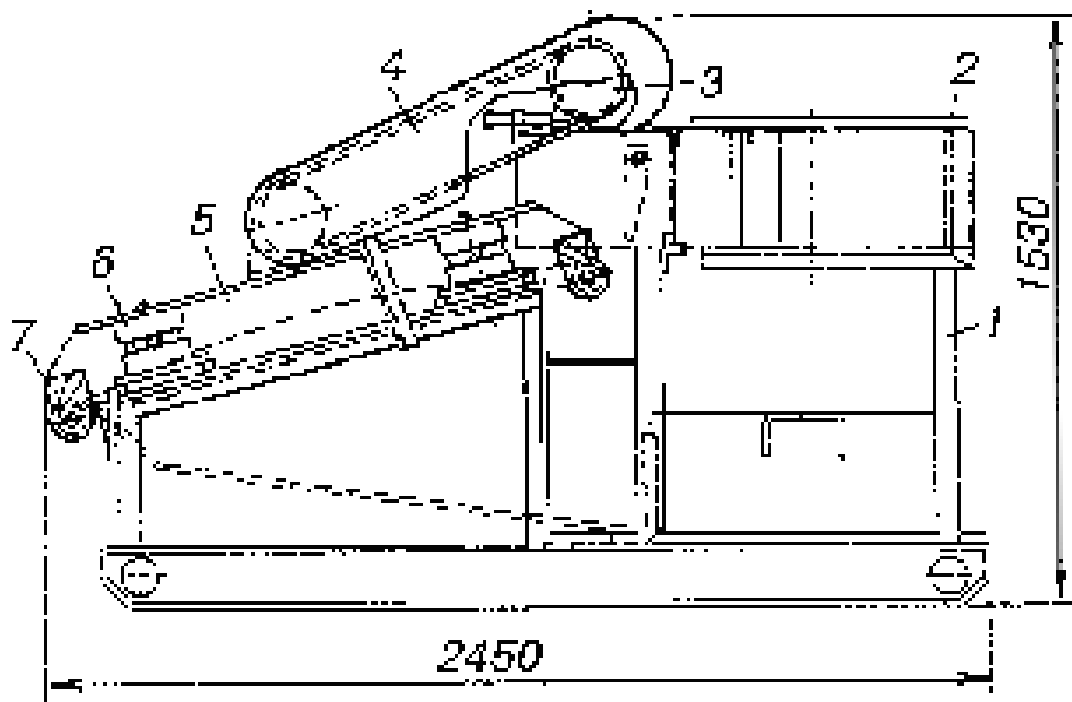


Рис. 10.6. Вібросито СВ-2

Опорна рама обладнана чотирма полозами, виконаними зі швелерів, до яких приварені бічні стінки, що утворюють ванну для збору очищеного бурового розчину. На опорній рамі встановлені розподільний жолоб та дві віброуючі рами. Конструкція розподільного жолоба вібросита забезпечує приймання бурового розчину з трьох сторін і подачу його через два зливальних лотки на сітки віброуючої рами. На зливальних лотках закріплені вирівнювачі для рівномірного розподілу розчину по ширині сітки. У крайньому нижньому положенні вони повністю перекидають зливальні лотки жолоба.

Для з'єднання жолоба з ванною в центрі його розташоване вікно, що перекривається кутовим шибером. При закритих вирівнювачах лотках і при піднятому вгору кутовому шибері розчин направляється із жолоба безпосередньо у ванну, мінаючи сітки.

На розподільному жолобі встановлені два електродвигуни приводу вібросита.

Кожна віброуюча рама, укомплектована вібратором з ексцентриковим валом, опирається на чотири гумових амортизатори. Привід вібратора – індивідуальний, від синхронного електродвигуна. На кінцях рами встановлено два барабани з храповими механізмами. Між барабанами натягнута сітка, що опирається на поперечні зв'язки рами. На верхній барабан намотується сітка, довжина якої вдвічі перевищує її робочу довжину. У процесі експлуатації в міру зношування сітка перемотується на нижній барабан. Перемотування сітки з барабана на барабан триває до повного рівномірного зношування всього запасу сітки. Така система дозволяє більш раціонально використовувати сітку.

Технічна характеристика вібросита СВ-1

Пропускна здатність при очищенні бурового розчину, л/с	50 – 60
Частота коливань сітки за 1 хв	1600 і 2000
Розміри комірок сітки у світлі, мм	1×5
Довжина сітки на одну вібруючу раму (з урахуванням запасу), мм	4500
Ширина сітки, мм	900
Електродвигуни:	
- кількість	2
- тип	А 02-31-4
- потужність, кВт	2,2
Габарити, мм	2450×2650×1530
Маса, кг	1380

Вібраційне сито СВ-2Б

Це сито використовується на уніфікованих блоках очищення розчину й може бути встановлене на інших резервуарах. Воно складається з опорної рами 1, барабана 2 для натискання сітки, амортизаторів 3, вібруючої рами 4, огорожі 5, електродвигунів 6 і розподільної коробки 7 (рис. 10.7).

Опорна рама обладнана чотирма поздовжніми швелерами, до яких приварені чотири стояки та розподільна коробка. До задньої стінки останньої приварені патрубки діаметрами 325 і 60 мм із фланцем. До першого (діаметр 325 мм) патрубка приєднаний трубопровід, по якому буровий розчин надходить у розподільну коробку вібросита. Патрубок діаметром 60 мм із фланцем через засувку з'єднується з допоміжним трубопроводом блока очищення.

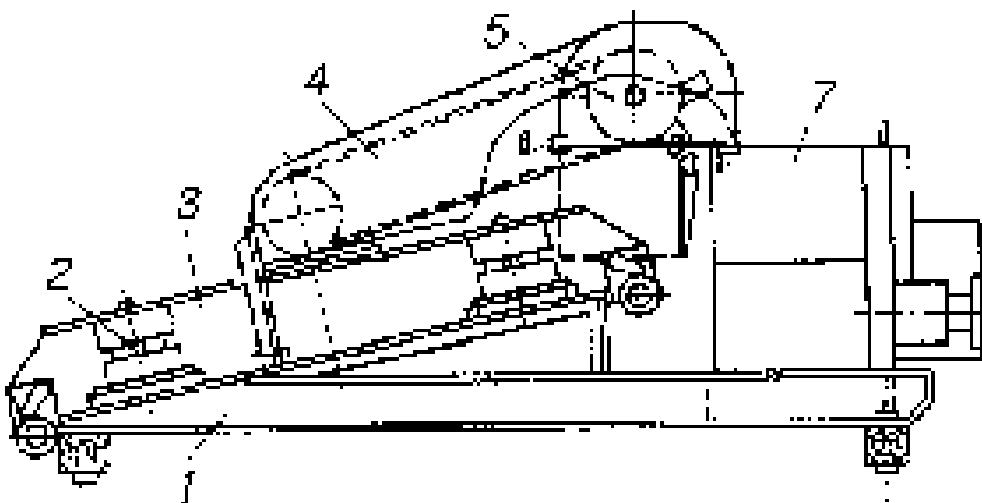


Рис. 10.7. Вібросито СВ-2Б

До внутрішньої стінки розподільної коробки приварено два зливальних жолоби, у кожному з яких є вирівнювач, що забезпечує рівномірний розподіл розчину по ширині сітки. У крайньому нижньому положенні вирівнювачі перекривають зливальні жолоби. У нижній частині розподільної коробки розташоване вікно, що перекривається шибером. При закритих вирівнювачами жолобах і піднятому шибері розчин прямує з розподільної коробки вібросита безпосередньо в резервуар блока очищення, минаючи сітки. На розподільній коробці встановлено два електродвигуни приводу вібраторів.

Конструкція вібруючих рам, барабанів із сіткою та приводів вібраторів аналогічна конструкції цих вузлів вібросита СВ-2. Технічні характеристики обох вібросит однакові.

Вібросито СВ-2Б розраховане для встановлення безпосередньо на місткостях, а тому воно не має ванни для очищеного розчину.

Багаторічний досвід експлуатації вібросит виявив недостатньо надійну конструкцію в них пристрою для натягу сітки. Це призводить до швидкого її зношування та малої пропускної здатності вібросита, оснащеного дрібнокомірчастою сіткою. За ініціативою працівників об'єднання «Куйбишевнафтогаз» рулонне кріплення сітки було замінено касетним з поперечним натягом. Досвід експлуатації модернізованих вібросит засвідчив значне збільшення очисної та пропускної їх здатності. Істотно збільшився термін служби сіток.

Касетне кріплення дозволило застосовувати на віброситах СВ-2Б і СВ-2 дрібнокомірчасті сітки $0,8 \times 0,8$ мм замість сіток з розміром комірок 4×4 мм, що в 3 рази підвищило ступінь очищення. Довговічність сіток залежно від типорозміру значно вище довговічності сіток при рулонному кріпленні.

Гідравлічне очищення

Гідравлічне очищення промивальних рідин від шламу здійснюється в гідроциклонних установках. Гідроциклони являють собою інерційно-гравітаційні класифікатори твердих частинок і широко застосовуються в промисловості для розділення суспензії на рідку й тверду фази. У бурінні гідроциклони використовують для відділення грубодисперсного шламу від бурового розчину. Як шламовіддільники гідроциклони часто можуть конкурувати навіть із віброситами. Так, при видаленні частинок шламу розміром менше 0,5 мм економічна ефективність гідроциклонів і вібросит однакова, якщо обробляється необважнений буровий розчин. Зі зменшенням розміру частинок шламу ефективність гідроциклонів підвищується, а переваги їх при видаленні шламу з розміром частинок менше 74 мкм стають абсолютно безперечними.

На жаль, гідроциклонні шламовіддільники, як правило, незастосовні для очищення обважненого бурового розчину, унаслідок великих втрат обважнювача зі шламом.

Гідроциклон являє собою циліндр, з'єднаний зі зрізаним переверненим конусом (рис. 10.8). Нижня частина конуса закінчується насадкою для зливу

пісків, а циліндрична – обладнується вхідною насадкою, через яку нагнітається буровий розчин, і зливальним патрубком, через який вилучається очищений розчин.

Буровий розчин насосом подається через вхідну насадку в циліндричну частину гідроциклона по дотичній до внутрішньої поверхні. Маючи порівняно велику швидкість на вході, частинки шламу під дією інерційних сил відкидаються до стінки гідроциклона й рухаються до піскової насадки відповідно до закону Стокса. Тонкодисперсні частинки шламу разом з компонентами бурового розчину зосереджуються в спіралеподібному потоці, що рухається знизу вгору. Потрапляючи в зливальний патрубок, очищений розчин виводиться із циклона, а шлам (піски) переміщається зовнішнім, що рухається вниз, спіралеподібним потоком до піскової насадки й вивантажується через неї разом з деякою частиною бурового розчину (рис. 10.8).

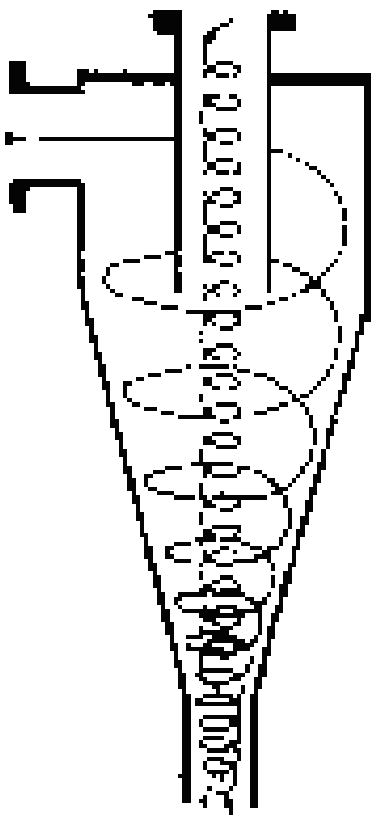


Рис. 10.8. Схема гідроциклона для очищення бурового розчину від шламу

Ефективність гідроциклонів як очисників ґрунтується на значному перевищенні відцентрової сили над силою ваги, що діє на частинку. Напруженість поля відцентрових сил характеризується відношенням відцентрового прискорення падіння частинок до прискорення вільного падіння, що отримало назву фактора розподілу, тобто

$$F = \omega_t^2 / gR, \quad (10.1)$$

де ω_t – тангенціальна швидкість обертання потоку; g – прискорення вільного падіння; R – радіус потоку.

Тангенціальне підведення рідини з певним запасом енергії надає їй інтенсивного обертового руху по гвинтоподібній траєкторії вбік розвантажувального піскового отвору з утворенням зовнішнього потоку. Швидкість частинок у кожній точці зовнішнього потоку є рівнодіючою трьох швидкостей: тангенціальної ω_t , радіальної u і вертикальної v .

Тангенціальна швидкість ω_t і радіус обертання за даними ряду авторів зв'язані залежністю

$$\omega_t R^n = const. \quad (10.2)$$

За Д.Ф. Келсаллу, $n \approx 0,5$. Як вважає М.Г. Акопов, n знижується зі зменшенням радіуса обертання від 0,52 поблизу стінки гідроциклона до 0,3 у внутрішньому потоці, спрямованому на злив. Учені Ю.Н. Болдирев та І.В. Котляр пропонують більш точну залежність швидкості обертання від радіуса, а саме:

$$\omega_t (R + A)^n = const. \quad (10.3)$$

Значення параметра A визначається розподілом швидкості обертання залежно від радіуса на даному горизонтальному рівні для рідин різної в'язкості.

При переході потоку з циліндричної частини гідроциклона в конусу, з одного боку, зростає відцентрова сила внаслідок збільшення ω_t при зменшенні радіуса, а, з іншого, – звуження конуса та незначна пропускна здатність піскового отвору сприяють більшій частині рідини поблизу вершини конуса відділитися від зовнішнього потоку в радіальному напрямку й утворити внутрішній висхідний потік, що, обертаючись у тому самому напрямку, йде через верхній зливальний патрубок.

Як установив А.І. Поваров, між тангенціальною швидкістю внутрішнього потоку ω_t і швидкістю рідини в тангенціальній насадці гідроциклона v_n існує співвідношення вигляду

$$\frac{\omega_t}{v_n} = 17,5 \frac{d_n^2}{d_c D} \alpha^{0,3}, \quad (10.4)$$

звідки

$$\omega_t = \frac{17,5 d_n^2 \alpha^{0,3}}{d_c D} v_n, \quad (10.5)$$

де d_n – еквівалентний діаметр тангенціальної насадки, см; α – кут конусності, рад; d_c – діаметр зливального патрубку гідроциклона, см; D – діаметр гідроциклона, см.

У внутрішньому висхідному потоці рідина має максимальну тангенціальну швидкість і, отже, максимальну відцентрову силу. Тому сепарація твердої фази в гідроциклоні в основному здійснюється у цій області.

У результаті обертання потоку з великою коловою швидкістю навколо центральної осі апарата уздовж неї утворюється повітряний стовп зниженого тиску, розміри якого визначаються діаметрами піскового та зливального отворів. Висота й діаметр повітряного стовпа значно впливають на ефективність розділення неоднорідної суспензії. Разом з коловими потоками розчину в гідроциклоні виникають *радіальні* та *циркуляційні* струми.

Тонкість і точність поділу частинок за крупністю залежать від турбулентності потоку.

Турбулентні потоки викликають радіальне переміщення дискретних мас рідини під дією вихрів, що безупинно зароджуються на стінці гідроциклона і переходять у гущу потоку. У конічній частині апарата відбувається процес, що нагадує кипіння. Частинки сепарованого матеріалу, обертаючись біля стінки, знаходяться безперервно під силовим впливом, тобто зсувом, перекиданням, витисненням одних одними. Учений Ю.В. Барановський вважає, що в турбулентному потоці опір руху визначається не реологічними властивостями бурових розчинів, а в основному густиною середовища, і що бурові розчини мають значну енергію різних електрохімічних ефектів на межі розподілу фаз, а це сприяє утворенню складних адсорбційних шарів і оболонок.

Використовуючи поняття гідродинамічного параметра турбулентності, Ю.В. Барановський вивів наближену формулу граничного зерна з урахуванням впливу турбулентного перемішування.

$$d_{зр} = 0,0178 \sqrt{Q/v_{вх}} \sqrt[4]{10\rho_{ш}K}, \quad (10.6)$$

де Q – пропускна здатність гідроциклона; $v_{вх}$ – швидкість потоку на вході в гідроциклон; $\rho_{ш}$ – густина шламового продукту; K – константа для даного апарата, $K = \sqrt{tg\alpha/R^2h}$; α – кут, що дорівнює половині кута при вершині конуса; R – радіус апарата; h – висота конуса.

Розглянута схема кінематики гідроциклона дає уявлення про те, що, незважаючи на простоту конструкції, сукупність колових, вертикальних, радіальних і циркуляційних потоків зумовлює надзвичайну складність гідродинамічного процесу відділення частинок суспензії. Зневага технологічними факторами та особливостями гідродинаміки апарата може призвести до грубих помилок при проектуванні гідроциклонних установок для очищення бурових розчинів.

Технологічні показники роботи циклона при розподілі суспензії на рідку та тверду фази погіршуються в результаті зменшення напору подавального насоса; збільшення в'язкості або густини подаваної рідини; підвищення концентрації твердих частинок у суспензії; зниження густини твердої фази; зменшення розміру окремих частинок; різкої відмінності форми частинок від сферичної; зменшення отвору піскової насадки.

Умовно гідроциклонні шламівіддільники поділяють на піско- і муловіддільники. Пісковіддільники – це батарея гідроциклонів діаметром 150 мм і більше, об'єднана єдиним спадним і зливним маніфольдом. Муловіддільниками називають аналогічні пристрої, складені з гідроциклонів діаметром 100 мм і менше. Кількість гідроциклонів у батареях піско- і муловіддільника різні [16, 22].

Як і вібросито, ці апарати повинні обробляти весь циркулюючий буровий розчин при будь-якій подачі насосів. Уважається, що продуктивна здатність пісковіддільника повинна становити 125%, а муловіддільника 150% від максимальної подачі насоса. Це дозволяє гарантувати обробку всього потоку бурового розчину на гідроциклонних шламівіддільниках, а іноді використовувати частину очищеного розчину для розведення неочищеного й тим самим помітно підвищувати ефективність роботи гідроциклонів.

Гідроциклонні шламівіддільники звичайно включають у роботу з моменту забурювання свердловини. Уже при бурінні під кондуктор система очищення бурового розчину повинна працювати на повну силу. Шлам необхідно вилучати з бурового розчину раніше, ніж він буде підданий багаторазовому стиранню та диспергуванню в циркуляційній системі та стовбурі свердловини. Тільки в цьому випадку вдається зберегти стабільними параметри бурового розчину, уникнути перевитрати запасних деталей гідравлічного устаткування, зберегти стабільним стовбур і досягти високих показників роботи доліт.

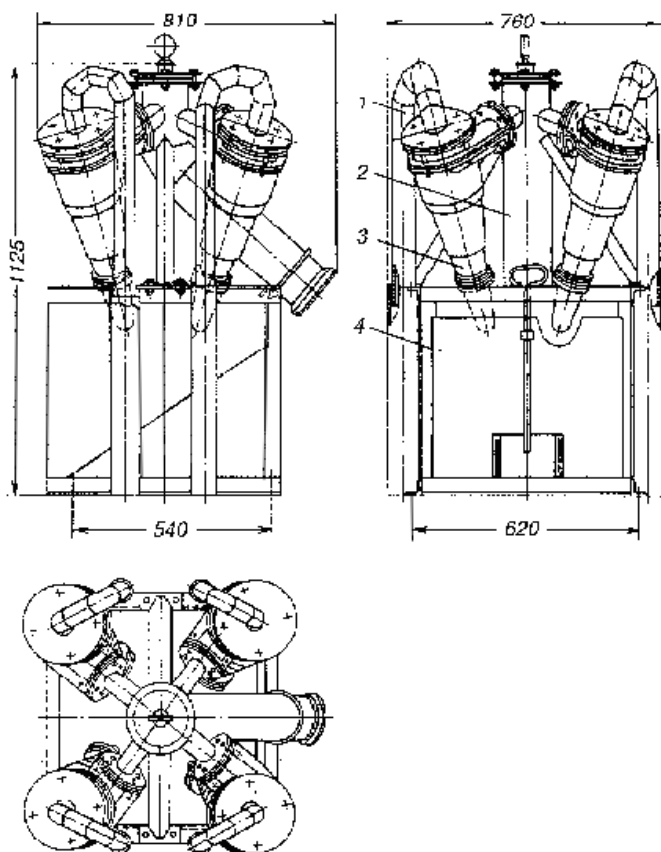


Рис. 10.9. Загальний вигляд пісковіддільника 1 ПГК

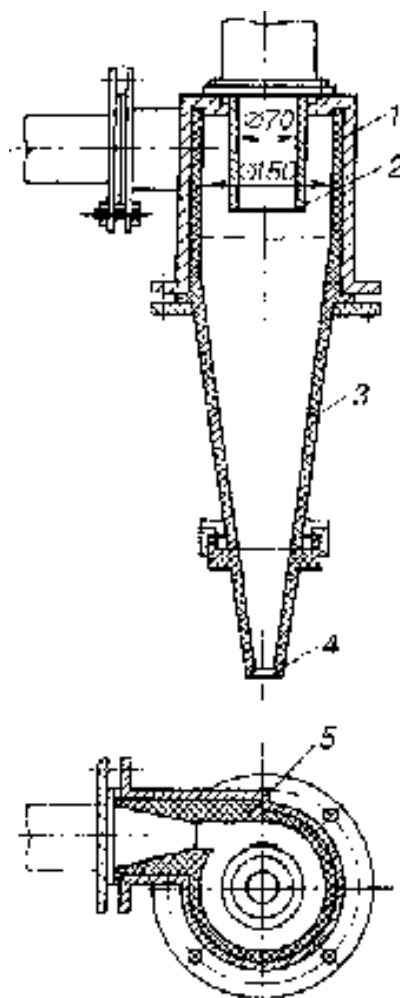


Рис. 10.10. Загальний вигляд гідроциклону

У вітчизняній практиці широко розповсюджений гідроциклонний шламівіддільник 1ПГК, називаний *пісковіддільником*. Він являє собою батарею з чотирьох паралельно працюючих гідроциклонів діаметром 150 мм. Буровий розчин у гідроциклони подається вертикальним шламовим насосом.

Батарея гідроциклонів (рис. 10.9) складається зі зварної рами 1, чотирьох гідроциклонів 2, хрестовини 3 і чотирьох відводів 4 з гумовими рукавами. Внутрішня частина рами виконана у вигляді лотка з нахиленим дном і люком. У передній торцевій стінці встановлений шибер. При відкритому шибері піскові насадки занурюють у розчин зі шламом, що витікає через верхню крайку передньої торцевої стінки. При відкритому шибері шлам вільно зливається через люк.

Гідроциклон (рис. 10.10) складається з металевого корпусу 1, усередині якого встановлений суцільнолитий порожній гумовий корпус 3, живильної гумової насадки 5 і металеві зливальної насадки. У нижню частину гідроциклону вставляється гумава піскова насадка 4 з отвором діаметром 15 або 25 мм. Розчин з гідроциклону зливається по патрубку 2.

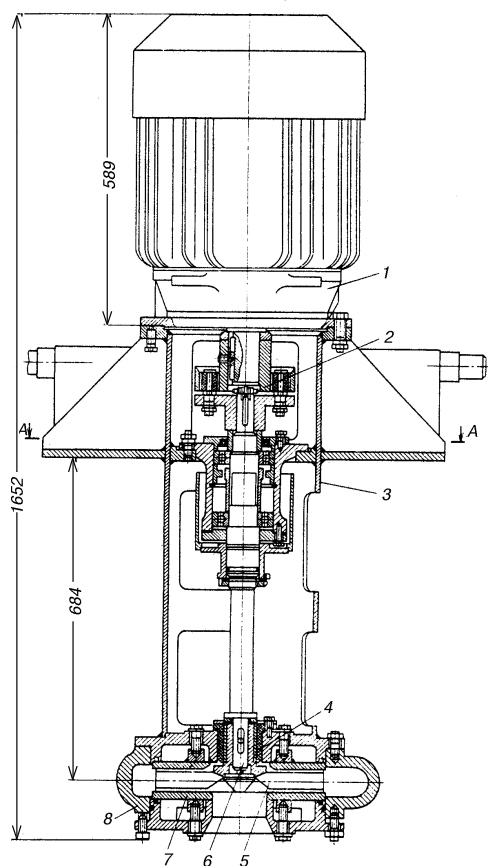


Рис. 10.11. Загальний вигляд вертикального шламового насоса ВШН-150

Вертикальний шламовий насос ВШН-150 (рис. 10.11) є відцентровим насосом заглибного типу з відкритим робочим колесом 5, установленим у порожнині 8. Колесо захищене дисками 7. Замість сальника в ньому використовується рознімна гумова втулка 4, що служить не тільки ущільнювачем, але й одночасно є опорою для нижнього кінця вала 6 насоса.

Два шарикопідшипники відіграють роль основних опор вала колеса. Вони розташовані у верхній частині корпусу 3 насоса вище рівня розчину, що перекачується, і надійно захищені від його впливу.

Надання руху насосу здійснюється від вертикального фланцевого електродвигуна 1 через пружну пальцеву муфту 2. Електродвигун кріпиться до корпусу насоса, що має два опорних кронштейни з привареними цапфами для встановлення в місткості ЦС. Такий пристрій дозволяє переводити насос з робочого вертикального положення в горизонтальне для ремонту.

Пісковіддільник 1ПГК здатний обробляти до 60 л/с бурового розчину та видаляти з нього частинки шламу розміром 60 мкм при найменшому припустимому тиску близько 0,2 МПа. Загальна маса установки становить 1310 кг.

Сьогодні розроблені більш надійні моделі пісковіддільників ПГ-50 і ПГ-90; число вказує продуктивну здатність (у л/с). Вони відрізняються більш стійкими і надійними елементами.

Крім того, у ряді районів нашої країни розпочате впровадження шламовіддільників з гідроциклонами діаметрами 75 і 100 мм, так званих муловіддільників. Вони являють собою блок з 12 – 16 гідроциклонів, які встановлені на загальній рамі й мають загальний увід розчину та піддон для збору мулів (шламу з розчином). Для подачі розчину використовується вертикальний шламовий насос ВШН-150. Нині почалося промислове впровадження муловіддільників ПГ-45.

У США гідроциклонні шламовіддільники випускають ряд фірм: «Свако», «Демко», «Бароїд», «Мілкем» та ін. Вони відрізняються конструктивним виконанням, розмірами та кількістю гідроциклонів у кожному блоці. Крім того, випускаються окремі автономні блоки очищення бурового розчину, що містять вібросито, піско- і муловіддільник, іноді дегазатор.

Фірма «Свако» виготовляє до 10 видів пісковіддільників і 5 видів муловіддільників для різних технологічних параметрів промивання свердловин. Продуктивна здатність пісковіддільників і муловіддільників змінюється від 16 до 95 л/с. Практично охоплюється весь діапазон подачі бурових насосів при промиванні свердловин. При дотриманні правил експлуатації пісковіддільник повністю видаляє з необважненого бурового розчину густиною $1,05 - 1,10 \text{ г/см}^3$ і в'язкістю 30 – 35 с шлам з розміром частинок 44 – 60 мкм, а при використанні муловіддільника видаляється шлам з розміром частинок 25 мкм.

Для регенерації обважнювача, регулювання вмісту та складу твердої фази в буровому розчині у вітчизняній практиці застосовуються установки гідроциклонного типу: УР-1 і УПР-Р-2.

Гідроциклонна установка УР-1 (рис. 10.12) складається з насосного блока 2, батареї гідроциклонів 6 і сполучених рукавів зі швидкозбірними з'єднаннями на кінцях. Насосний блок включає насос 11 Гр з кульковими пневматичними компенсаторами 4, електродвигун 1, гідроелеватор 5 і зварну раму 3. Установка дозволяє регенерувати до 3 т/год обважнювача, вилучаючи при цьому до 90% його з бурового розчину. У ній використовуються три гідроциклони діаметром 75 мм, з найменшою розвантажувальною насадкою діаметром 9 мм і зливною насадкою діаметром 30 мм. Для надійної роботи установки необхідно забезпечувати тиск на вході в гідроциклони $0,3 - 0,4 \text{ Па}$ при живильній насадці площею 210 мм^2 .

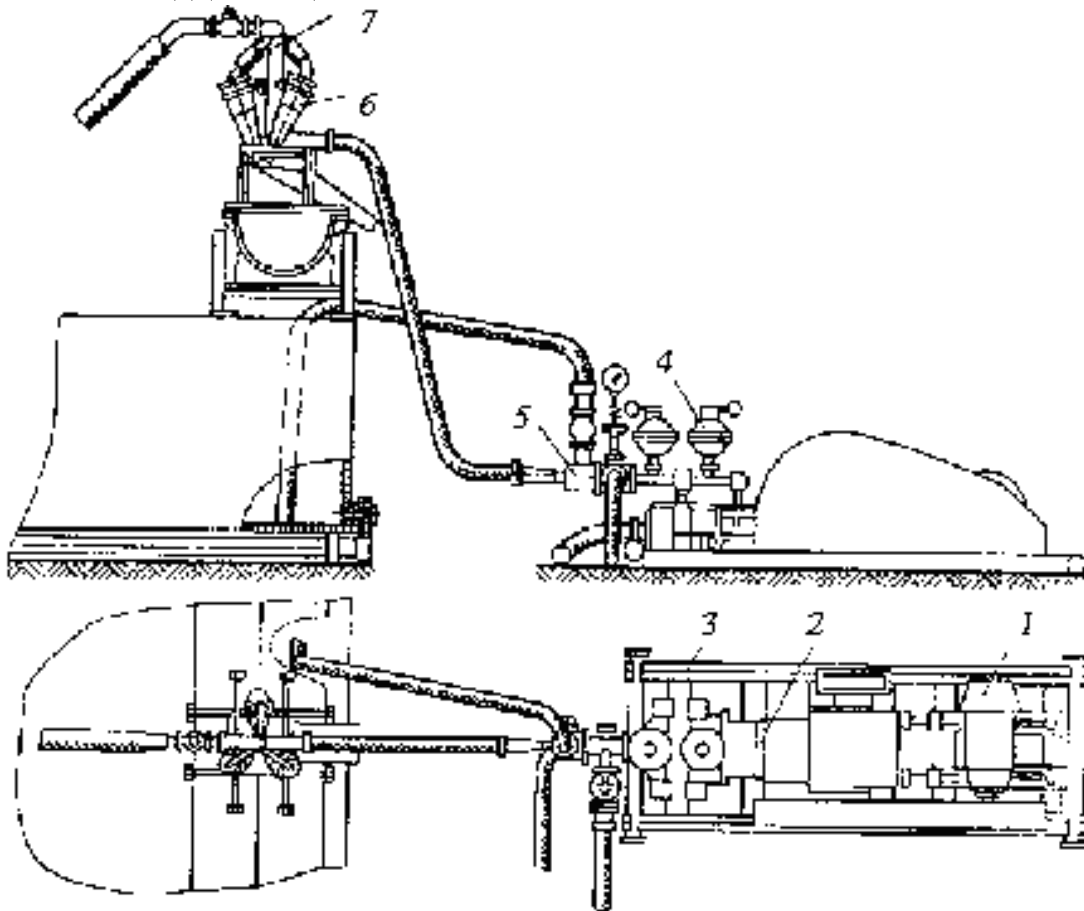


Рис. 10.12. Загальний вигляд установки для регенерації обважнювача УР-1

Батарея циклонів складається з опорної труби 7 і трьох гідроциклонів 6. Труба розділена перегородкою на дві порожнини. Живильні насадки циклонів жорстко з'єднані з нижньою порожниною труби, зливальні насадки – з верхньою порожниною труби за допомогою гумових патрубків.

Циклон складається із суцільнолитого гумового корпусу, виконаного разом з живильною насадкою, і сталевого кожуха. Верхня кришка зі зливальною насадкою, як і розвантажувальна насадка, знімна. Шляхом обрізання нижньої частини прохідний отвір розвантажувальної насадки можна змінювати. Сопло гідроелеватора з'єднане з нагнітальним трубопроводом насоса 11 Гр. До змішувальної камери підводять трубопровід обважненого розчину, що з'єднаний з місткістю ЦС. У змішувальній камері обважнений розчин розбавляється водою до густини 1,15 – 1,25 г/см³. Розведена суспензія надходить у нижню порожнину опорної труби батареї гідроциклонів, що, як правило, встановлюється на жолобі циркуляційної системи. Обважнена пульпа з розвантажувальних насадок гідроциклонів направляється у жолоб і далі разом з основним потоком у приймальну місткість бурових насосів. Вода з глинистою фазою зливається в дренаж.

Останнім часом помічається тенденція до використання для регулювання вмісту та складу твердої фази бурових розчинів спеціальних реагентів – флокулянтів – у сполученні з відомими та широко застосовуваними засобами очищення: відстійниками, віброситами та гідроциклонними шлам-віддільниками. Принцип дії флокулянтів оснований на тому, що частинки твердої фази під дією цього реагенту агрегуються в так звані флокули й перетворюються в порівняно великі за розміром пластівці, які можна видалити за допомогою звичайних засобів очищення розчину від шламу.

Флокулянти бувають загальної та селективної дії. Перші флокулюють тверду фазу розчинів незалежно від її природи та дисперсного складу, другі – агрегують лише частинки певного матеріалу та дисперсного складу.

Коли як промивальну рідину використовують технічну воду, тоді застосовують звичайно флокулянти загальної дії й за допомогою відстійників усю тверду фазу осаджують і тим самим освітляють і кондиціонують технічну воду. При використанні багатокomпонентних бурових розчинів (особливо обважнених) прийнятна лише селективна флокуляція твердих частинок. Треба флокулювати і видаляти з бурового розчину лише надлишок твердої фази, в основному шлам, а необхідні компоненти – колоїдні матеріали та обважнювач – зберігати в розчині у звичайному стані. Таким важким завданням у цей час інтенсивно займається ряд зарубіжних фірм.

Одною з основних проблем при використанні флокулянтів є одержання міцної флокули, здатної протистояти руйнівним навантаженням, що діють на неї збоку вібросит, гідроциклонів, насосів. Імовірно, ця проблема ще не вирішена повністю стосовно бурового розчину, тому широкого застосування в практиці буріння свердловин за рубежем флокулянти поки не одержали. Відомо, однак, що найбільша міцність флокул досягається в тих випадках, коли концентрація реагенту оптимальна, розчин у період флокуляції перемішується,

а флокулянт додається в кілька прийомів. Як флокулянти найчастіше використовують поліакриламід.

Центрифуги. В центрифугах збільшується швидкість осідання частинок твердої фази за рахунок відцентрової сили.

На рис. 10.13 зображена схема центрифуги, що складається з горизонтальної посудини у вигляді зрізаного конуса, яка обертається з великою швидкістю. У середині посудини є двозахідний шнековий транспортер, який обертається в тому самому напрямку, що і зовнішня посудина, але з дещо меншою швидкістю.

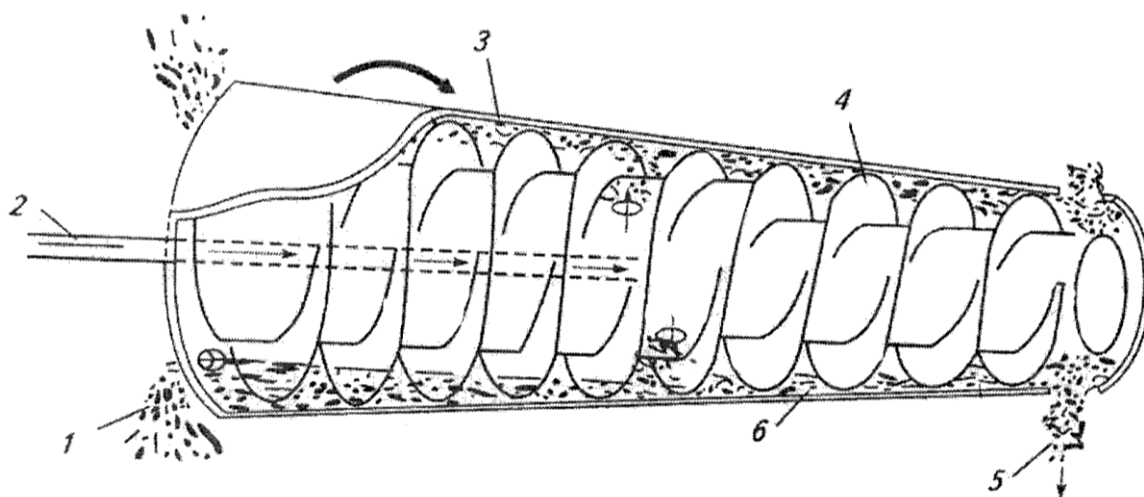


Рис. 10.13. Схема перерізу центрифуги:

1 – вихід рідини і глини (стік); 2 – подача розчину; 3 – обертовий циліндр; 4 – транспортер; 5 – вихід крупних частинок; 6 – рівень води

Промивальна рідина подається через пустотілий шпindel транспортера і під дією відцентрової сили розподіляється в кільцевих місткостях, що називаються **басейнами**. Рівень цього басейну визначається висотою вихідних отворів у ширшій основі конічної посудини. Промивальна рідина з легкими фракціями двома каналами, утвореними лопатями шнека, перетікає до вихідних отворів, у той час як тверді речовини осідають на внутрішній стінці посудини і лопаті транспортера переміщують їх до вершини конічної посудини. Врешті-решт вони опиняються в сухій області, де з них вищіджується вся рідина, а самі вони викидаються з випускного каналу вузької основи конуса.

Для ефективної роботи центрифуги важливим є розрідження розчину, який подається, з метою зменшення його в'язкості. Оптимальною є кінематична в'язкість розчину в межах 35 – 37 сантистоків. Якщо в'язкість розчину більша від зазначеної, то зменшується швидкість осідання, а якщо менша – то це означає, що до розчину додано забагато води. Це спричиняє турбулентність потоку та зменшує ефективність очищення. У будь-якому випадку необхідно точно дотримуватися рекомендацій заводу-виготівника відносно швидкостей подачі розчину й обертання центрифуги.

Центрифуги рекомендується застосовувати в необважнених нафто-емульсійних розчинах. Вони використовуються для висушування твердої фази, відокремленої в муловідділювачі. Це може бути вигідно тоді, коли рідка фаза промивальної рідини є дуже дорогою або відходи при розділенні – мінімальні. Застосування центрифуг є просто необхідним з точки зору охорони навколишнього природного середовища, наприклад, при бурінні в морі.

Використовуються також спарені центрифуги, об'єднані в замкнену систему. Перша центрифуга працює як установка утилізації бариту, друга – переробляє стоки, повертаючи рідку фазу в буровий розчин і відділяючи тверду фазу. Ці системи також рекомендуються при роботі з рідинами, основою яких є нафта. Інколи при роботі з розчинами на водній основі до них додається флокулянт для покращання якості розділення твердих речовин у другій центрифугі.

Застосування цих (декантуючих) центрифуг хоча і призводить до того, що в промивальній рідині залишається багато дрібних твердих фракцій, проте вона зберігає необхідні та бажані властивості.

Комбіноване очищення

При ситогідроциклонному очищенні застосовуються два процеси: механічного очищення та очищення під дією відцентрових сил. Для цього використовується установка 4СГУ-2 (рис. 10.14), що складається з одинарного вібростата, пісковіддільника 1ПГК та загальної місткості.

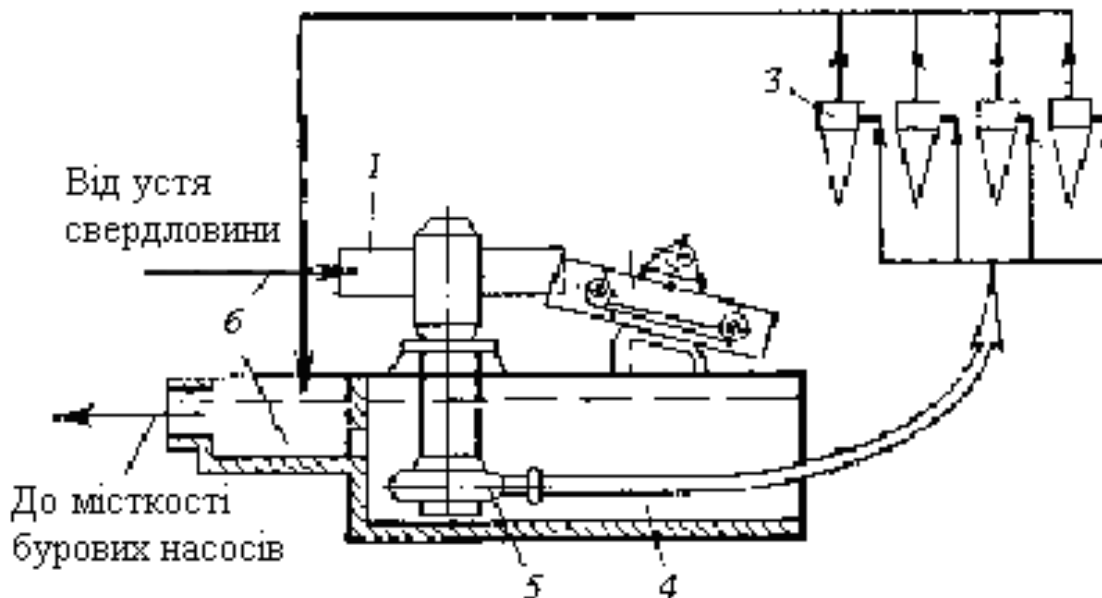


Рис. 10.14. Схема роботи установки 4СГУ-2

При роботі установки 4СГУ-2 буровий розчин зі свердловини по жолобу 1 направляється на вібростат 2. Очищений розчин з місткості 4 шламним насосом 5 подається на батарею гідроциклонів 3 і далі, пройшовши через неї та проміжний відсік 6 – до приймальних місткостей.

Вібросито гідроциклонної установки на відміну від вібросита СВ-2 має більші комірки та меншу площу сітки. Установка 4СГУ-2 використовується для очищення тільки необважнених розчинів, має менші габаритні розміри й вагу, ніж очисний блок.

Більш ефективним і універсальним є агрегат зі здвоєних вібросита СВ-2 та пісковіддільника 1ПГК. При його використанні буровий розчин може очищатися послідовно у віброситі та гідроциклонному пісковіддільнику при будь-яких пропускних здатностях цих пристроїв. Цей комплекс використовується для очищення як необважнених, так і обважнених бурових розчинів.

При очищенні останніх пісковіддільник перекривається заслінками і розчин з вібросита прямує по обвідному жолобу в приймальну місткість. Очисний комплекс випускається промисловістю у вигляді транспортабельних блоків, що полегшує його монтаж.

У різних районах, крім наведених, використовуються й інші методи очищення бурового розчину від вибуреної породи. Однак жодна з існуючих систем очищення не відповідає повною мірою поставленим вимогам, тому що не забезпечує глибокого очищення розчину від частинок розміром менше 20 – 25 мк, а наявність цих частинок є в основному причиною утруднень при регулюванні властивостей бурових розчинів.

Технічна характеристика ситогідроциклонної установки 4СГУ-2

Пропускна здатність, л/с	60
Кількість гідроциклонів	4
Діаметр гідроциклонів, мм	150
Матеріал корпусів циклонів	Гума
Тип насоса	ВШН-150
Ширина сітки вібросита, мм	900
Корисна площа сітки, м ²	1,125
Розмір комірок сітки, мм	4×4,5×5
Кількість коливань сітки за 1 хв	1600, 2000
Встановлена потужність, кВт	30,8
Висота приймального жолоба вібросита від основи установки, мм	1360
Висота вихідного патрубку для очищеного розчину від основи, мм	600
Габаритні розміри, мм	2775×2250×1250
Маса, кг	1960

Як свідчить зарубіжний досвід, для більш тонкого очищення бурових розчинів і регулювання вмісту в них твердої фази необхідне застосування центрифуг, що забезпечують дією інтенсивного поля відцентрових сил видалення з розчину дрібних частинок (до 10 мкм).

10.3. ДЕГАЗАЦІЯ БУРОВОГО РОЗЧИНУ

Газування бурового розчину перешкоджає проходженню нормального процесу буріння. По-перше, унаслідок зниження ефективної гідравлічної потужності зменшується швидкість буріння, особливо в м'яких породах, по-

друге, виникають осипи, обвали та флюїдопрояви в результаті зниження ефективної густини бурового розчину (а, виходить, і гідравлічного тиску на пласти), по-третє, виникає небезпека вибуху або отруєння пластовими газами (наприклад сірководнем).

Газ, що попадає в циркуляційний потік, змінює всі технологічні властивості бурового розчину, а також режим промивання свердловини. Крім очевидного зменшення густини розчину, змінюються також його реологічні властивості – у міру газування розчин стає більш в'язким, як і всяка двофазна система. Бульбашки газу перешкоджають видаленню шламу з розчину, тому устаткування для очищення від шламу працює неефективно.

Кислі гази, такі як двоокис вуглецю, можуть спричинити зниження рН розчину й викликати його флокуляцію.

Зниження гідравлічної потужності внаслідок наявності в розчині газу негативно позначається на всьому процесі буріння. Як відзначалося раніше, оптимізовані програми буріння вимагають, щоб на долоті спрацьовувалося до 65 – 70% гідравлічної потужності. Але зниження об'ємного коефіцієнта корисної дії насоса в результаті газування бурового розчину спричиняє істотне зменшення подачі насосів, оскільки

$$N \propto p; p \propto Q^{1,86}; \quad N \propto (Q) (Q)^{1,86}; \quad N \propto Q^{2,86},$$

де N – гідравлічна потужність; Q, p – відповідно подача й тиск бурових насосів.

Як видно з рис. 10.15, гідравлічна потужність досить сильно залежить від ступеня газування бурового розчину. Так, при вмісті газу до 2%, зниження гідравлічної потужності становить 5,6%.



Рис. 10.15. Залежність гідравлічної потужності насоса від ступеня газування бурового розчину

Щоб звести до мінімуму шкідливий вплив мимовільного газування бурового розчину, необхідно знати умови проникнення газу в нього та їхню фізико-хімічну взаємодію.

Газ із пласта попадає в буровий розчин або в результаті негативного диференціального тиску між свердловиною та пластом, або внаслідок високої швидкості буріння, коли він не встигає відтіснитися фільтратом від вибою та стінок свердловини й попадає в потік розчину разом з вибуреною породою.

Газ у буровому розчині може перебувати у *вільному*, *рідкому* та *розчиненому* станах. У міру переміщення потоку розчину до устя свердловини бульбашки вільного газу збільшуються в об'ємі в результаті зниження тиску, об'єднуються між собою, утворюючи газові пробки, які прориваються в атмосферу. Вільний газ легко видаляється з розчину в поверхневій

циркуляційній системі шляхом перемішування в жолобах, на вібростатах, у місткостях. При стійкому газуванні, наприклад, під час буріння при незбалансованому тиску, вільний газ видаляють з бурового розчину за допомогою газового сепаратора.

Бульбашки газу, які не виходять із бурового розчину при перепаді тиску між ними й атмосферою, виявляються зтягнутими в буровий розчин і потребують для свого видалення додаткової енергії.

Повнота дегазації бурового розчину залежить від його густини, кількості твердої фази, в'язкості та міцності структури. Суттєву роль відіграють також поверхневий натяг рідини, розмір бульбашок і сили взаємного притягання.

У зв'язку з високим поверхневим натягом важко піддаються дегазації бурові розчини на вуглеводневій основі, а також розчини, що містять як регулятор водовіддачі крохмаль. Деякі вуглеводні, проникаючи із пласта в буровий розчин при підвищених температурі та тиску, залишаються в рідкому стані. Потрапляючи в інші термодинамічні умови, наприклад, у поверхневу циркуляційну систему, вони перетворюються в газ і помітно змінюють технологічні властивості бурового розчину.

Деякі гази при підвищених температурі та тиску проникають у міжмолекулярну структуру бурового розчину й викликають ледь помітне збільшення його об'єму. Найнебезпечніші – розчини на вуглеводневій основі, у які можуть проникати великі об'єми пластового газу. Виявити втягнутий таким способом у буровий розчин природний газ дуже важко.

Розчини, газовані сірководнем, створюють особливі труднощі при дегазації:

- система дегазації повинна бути досить ефективною, оскільки при концентраціях 0,1% сірководень – небезпечна отрута;
- сірководень вибухонебезпечний навіть при концентрації 4,3% (для порівняння нижня межа вибуховості метану 5%);
- сірководень розчинний у бурових розчинах, його розчинність у воді приблизно пропорційна тиску;
- сірководень має високу кородуючу здатність.

Різний ступінь газування бурового розчину вимагає застосування різного устаткування для дегазації. Вільний газ видаляється досить просто. Потік розчину з міжтрубного простору надходить у сепаратор, де газ відділяється від розчину й прямує по відповідній лінії на факел. Вільний газ, що залишився в розчині, видаляється в атмосферу остаточно на вібростатах або в місткості для збору очищеного від шламу розчину.

Газ, що проникає в молекулярну структуру розчину, добути значно трудніше. Для цього потрібно не тільки затратити деяку енергію, але й часто необхідно застосовувати знижувачі в'язкості та поверхневого натягу, якщо використовується недостатньо досконала система дегазації.

Рідкі та розчинні гази видалити з розчину досить важко, тому що газ виходить у міжмолекулярну структуру нафтової фази бурового розчину. Легкі вуглеводні ($C_1 - C_5$) можна добути за допомогою вакуумного дегазатора, а важкі

– майже неможливо. Виходячи з розчину у вигляді пари, ці гази спричиняють багато неприємностей.

Якщо газ, що надходить у розчин, містить двоокис вуглецю або сірководень, то звичайно підвищують рН розчину, щоб уникнути утворення слабких кислот. Застосовують також розкиснювач сірководню як засіб проти отруєння людей цим сильнотоксичним газом. Як розкиснювач найчастіше використовують каустичну соду, модифіковані неорганічні сполуки заліза, сполуки карбонату міді, карбонату цинку та оксиду цинку.

Звичайна схема дегазації бурового розчину при інтенсивному надходженні газу (наприклад, при незбалансованому тиску в свердловині) зображена на рис. 10.16. Газорідний потік зі свердловини 2, дійшовши до обертового превентора 3, через регулюючий штуцер 4 і герметичні маніфольди надходить у газовий сепаратор 5, де з розчину виділяється основний об'єм газу. Очищений від вільного газу розчин надходить на вібросито 6 і збирається в першій місткості циркуляційної системи. Подальше очищення розчину від газу здійснюється за допомогою спеціального апарата-дегазатора 7. Остаточна дегазація відбувається в проміжних місткостях 1 циркуляційної системи за допомогою механічних перемішувачів.

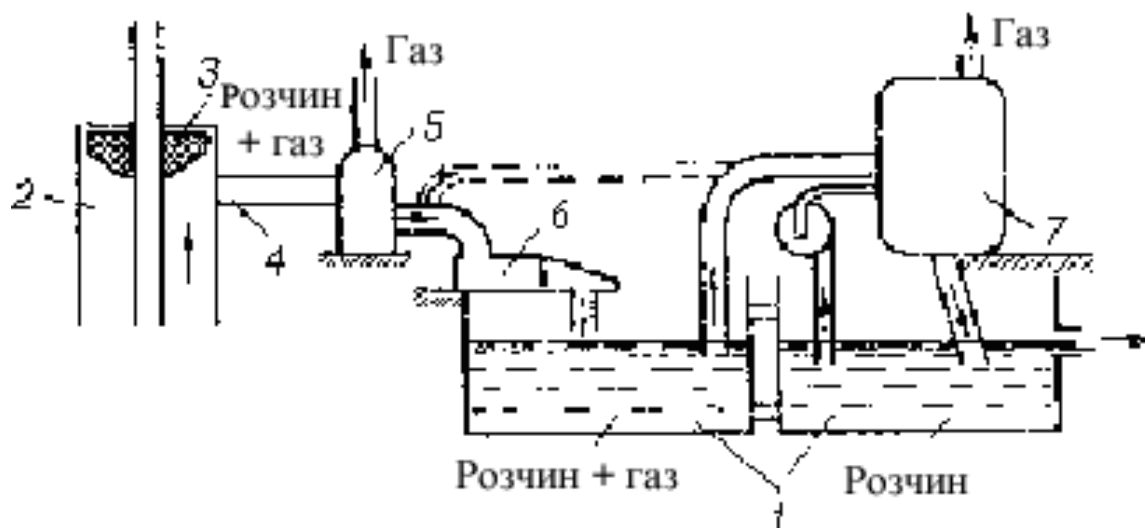


Рис. 10.16. Схема дегазації бурового розчину

Газовий сепаратор, використаний як перший ступінь очищення бурового розчину від газу (рис. 10.17), являє собою герметичну посудину порівняно великого об'єму, обладнану системою маніфольдів, клапанів і приладів.

Буровий розчин зі свердловини через обертовий превентор і регулюючий штуцер за допомогою закритого маніфольда надходить по тангенціальному вводу 7 у порожнину газового сепаратора 1, де швидкість потоку різко знижується. У результаті дії інерційного та гравітаційного полів відбувається інтенсивне виділення з бурового розчину газу, що накопичується у верхній частині сепаратора і відводиться по трубопроводу 5 на факел.

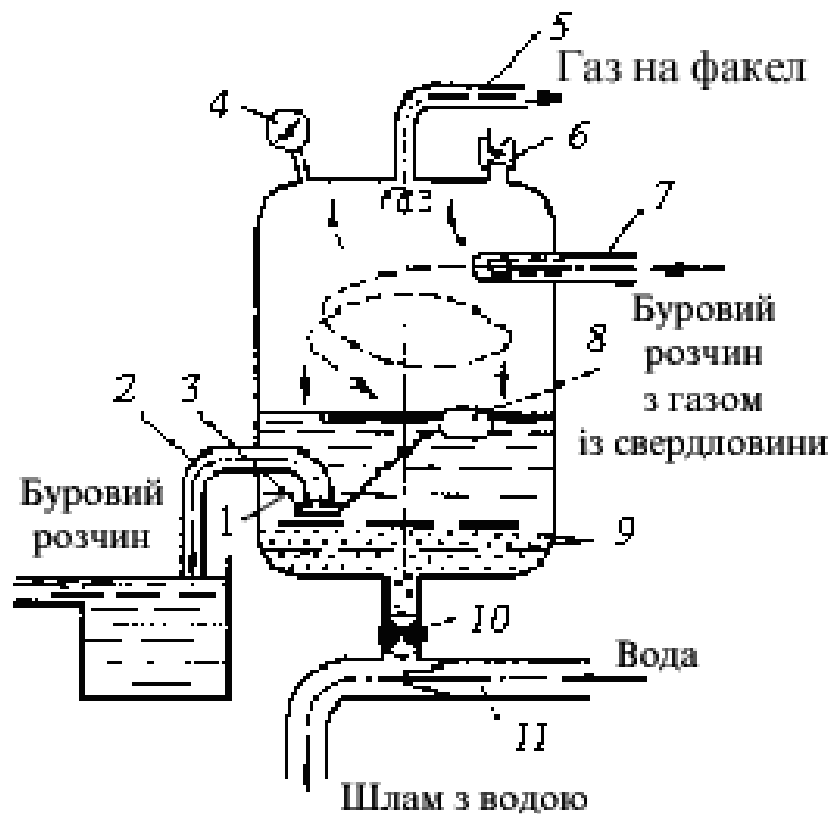


Рис. 10.17. Схема газового сепаратора

Буровий розчин, очищений від вільного газу, збирається в нижній частині газосепаратора, звідки він подається по лінії 2 для очищення від шламу на вібросито.

Сучасні газові сепаратори, що мають об'єм 1 – 4 м³, розраховані на тиск до 1,6 МПа і встановлюються безпосередньо над першою місткістю циркуляційної системи. Вони обладнуються запобіжним клапаном 6, регулятором рівня бурового розчину поплавкового типу 3 та ежекторним пристроєм 11 для продувки та очищення сепаратора від накопиченого шламу. Опис роботи ежекторного пристрою. Воду, а в зимовий час пару пропускають через штуцер ежектора 11, у результаті чого в скидному патрубку газосепаратора створюється розрідження. При відкритій скидній засувці 10 накопичений на дні газового сепаратора шлам 9 разом з частиною бурового розчину прямує в камеру ежекторного змішувача, підхоплюється потоком води (або пари) і викидається із сепаратора назовні. Після очищення порожнини сепаратора, скидну засувку 10 закривають. Для контролю тиску всередині сепаратора газову частину його порожнини обладнують манометром 4.

У період інтенсивних газопровів і задавлювання пластів буровим розчином у процесі газового викиду, коли сепаратор не в змозі забезпечити розподіл газорідинного високошвидкісного потоку, останній зі свердловини прямує безпосередньо на факел. Однак такі ситуації трапляються невчасно й вважаються аварійними.

Регулятор рівня розчину 3 у порожнині сепаратора призначений для того, щоб виключити надходження очищеного розчину газу в зливальний патрубок 2,

оскільки створюються умови його постійного затоплення за допомогою поплавка 8.

Очищений від вільного газу буровий розчин звичайно надходить на вібросито. Однак за наявності в розчині токсичного газу, наприклад, сірководню, потік із сепаратора по закритому трубопроводу відразу подається на дегазатор для очищення від газу. У цьому випадку тільки після остаточної дегазації розчин очищають від шламу.

Для другого, а іноді й єдиного ступеня очищення розчину від газу, звичайно застосовують дегазатори, які умовно класифікують так: за величиною тиску в камері – на *вакуумні* та *атмосферні*; за способом подачі газованого бурового розчину в камеру – на *гравітаційні*, *ежекційні* та *відцентрові*. При відцентровій подачі бурового розчину використовують, як правило, самопродувні відцентрові насоси. У вакуумних дегазаторах іноді застосовують відцентрові самозаповнювальні насоси.

Найбільшого поширення у вітчизняній та зарубіжній практиці набули вакуумні дегазатори з ежекційною і відцентровою подачею газованого бурового розчину. Розрядження в порожнині таких дегазаторів створюється вакуумним насосом і ежектором. Газований розчин подається в камеру дегазаторів звичайно за рахунок різниці тисків між атмосферою та вакуумованою камерою. Це не найефективніший, але дуже надійний спосіб подачі бурового розчину в дегазатор. Звичайні відцентрові насоси для цього непридатні внаслідок здатності «замикатися» газовими пробками.

Ступінь вакууму в камері є найбільш важливим технологічним фактором дегазації й визначається не тільки розрядженням у камері ежектора та технічними можливостями вакуум-насосів, але й, насамперед, *висотою всмоктувальної лінії*. Вона повинна бути такою, щоб у камері дегазатора забезпечувався вакуум величиною в 0,03 МПа.

Іншим важливим фактором, що впливає на величину дегазації бурового розчину в дегазаторі, є *тривалість знаходження бурового розчину в камері*. Чим більше швидкість циркуляції розчину в камері дегазатора, тим менше часу розчин перебуває в ній і, отже, гірше дегазується. Для покращення дегазації необхідно зменшувати швидкість циркуляції бурового розчину. Так, при циркуляції 24 л/с дегазація кожної порції розчину в апараті вакуумного типу буде тривати 25 с, а при 48 л/с – близько 12 с. Практично повна дегазація бурового розчину в апаратах вакуумного типу відбувається за 10 – 20 с.

Звичайно за допомогою газового сепаратора вдається виділяти з бурового розчину десятки кубічних метрів газу за хвилину. Так що на другий ступінь дегазації – у дегазатор – надходить буровий розчин із вмістом газу не більше 20 мас.%. Деякі типи вакуумних дегазаторів забезпечують швидкість добування газу 0,1 – 0,25 м³/хв, пропускаючи 1 – 3 м³ бурового розчину за хвилину. Залишковий вміст газу в буровому розчині після обробки в дегазаторі не перевищує 2%.

Типовим представником дегазаторів вакуумного типу, використовуваних у вітчизняному бурінні, є дегазатор типу ДВС. У зарубіжній практиці найбільш поширені вакуумні апарати, що випускаються фірмою «Свако».

Вакуумний дегазатор ДВС-2К (рис. 10.18) являє собою двокамерну герметичну місткість, вакуум у якій створюється насосом. Камери включаються в роботу по черзі за допомогою золотникового пристрою. Продуктивна здатність дегазатора по розчину досягає 45 л/с; залишковий вміст газу в розчині після обробки не перевищує 2%. Вакуумний насос приводиться в дію від електродвигуна потужністю 22 кВт.

Відцентрово-вакуумний дегазатор ЦВА (рис. 10.19) складається з циліндричних вертикально встановлених корпусів 1 і 2, усередині яких із значною частотою обертається вал 4 з ротором 10, подібним до робочого колеса відцентрового насоса із загнутими назад лопатями.

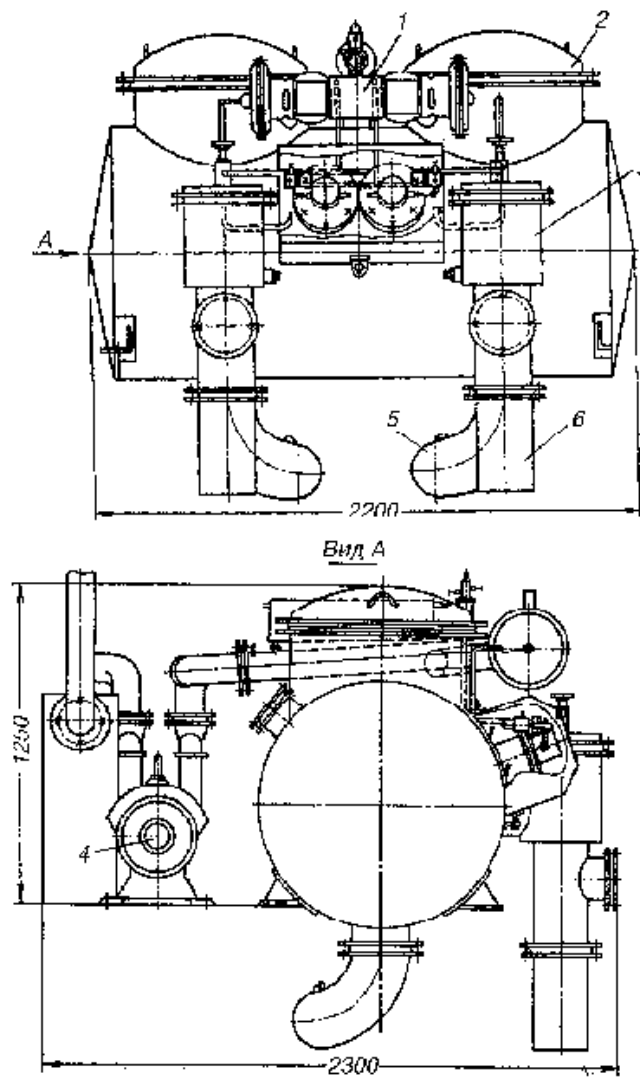


Рис. 10.18. Конструкція вакуумного дегазатора ДВС-2К:

1 – клапан-розрядник; 2 – дегазацийна камера; 3 – приймальний клапан; 4 – вакуумний насос; 5 – викидний клапан; 6 – всмоктувальний патрубок

Газований буровий розчин, що надходить у ЦВА, інтенсивно розприскується ротором тонким шаром усередині корпуса і дегазується. Дегазований розчин перекачується назад ЦС за допомогою осьового насоса, а газ, що виділився з розчину, відводиться вентилятором 8 по каналах назовні.

Також розроблений гідравлічний віяловий дегазатор (рис. 10.20), що має основу 10, порожній циліндричний корпус 1 із жолобом 2 і люком 8 для зливу дегазованої рідини, стовбур 3, віяло-центратор 4, підпружинені тарелі 5 і 6, зафіксовані гвинтом 7 з гайкою 11, і газовідвідну трубу 9. Газований буровий розчин підводять до стовбура дегазатора через нагнітальну трубу 12. Днище корпусу нахилено у бік стікання дегазованої рідини по жолобу.

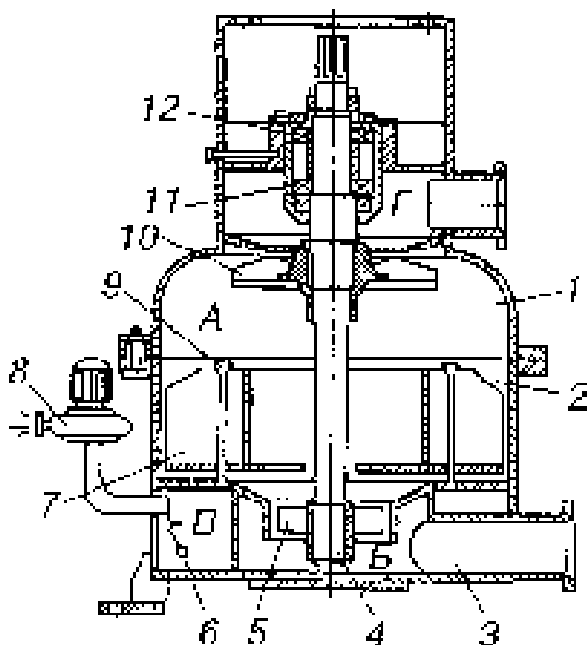


Рис. 10.19. Відцентрово-вакуумний дегазатор (ЦВА)

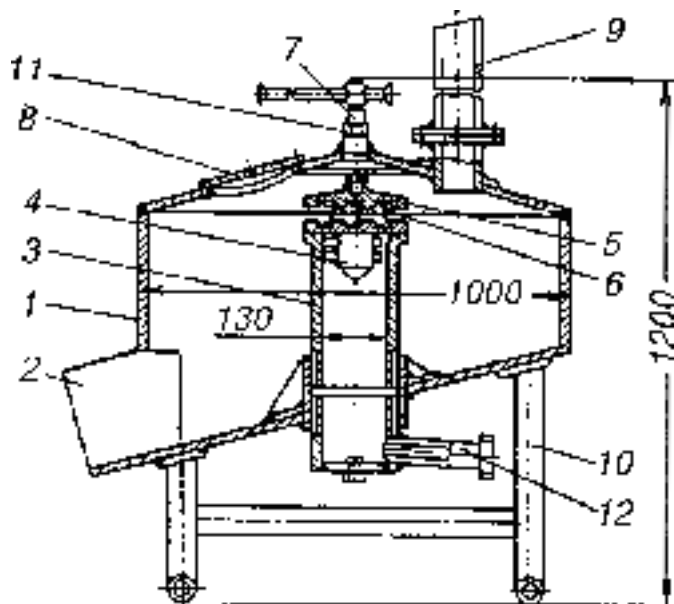


Рис. 10.20. Гідравлічний віяловий дегазатор

Стовбур дегазатора розташований співвісно з корпусом. У верхній його частині встановлене сопло, що являє собою трубу з розвальцьованим верхнім кільцем. Нижній кінець сопла має різь, за допомогою якої воно вгвинчується в корпус дегазатора.

Головними робочими органами дегазатора є верхнє сопло стовбура та віяло-центратор, які утворюють кільцеве віялове сопло зі змінним регульованим зазором. Коли надлишковий тиск відсутній, віяло-центратор підтискується пружинами до торця стовбура й щільно закриває його отвір. Пружини при напорі рідини в стовбурі 0,3 – 1,0 МПа віджимаються.

Газований буровий розчин, що надходить із свердловини, насосом подають у дегазатор через нагнітальну трубу 12 і стовбур 3. У результаті створюваного в системі надлишкового тиску віялка-центратор 4 долає опір пружин 6 і піднімається нагору, відкриваючи вхід розчину в корпус дегазатора. Буровий розчин через кільцевий зазор між соплом стовбура та віялкою-центратором високошвидкісним віялковим струменем уливається в корпус дегазатора, де надлишковий тиск близький до нуля. Там розчин дегазується, стікає на дно корпусу і по зливному жолобу надходить у ЦС. Газ, що виділився з розчину, виходить в атмосферу через газовідвідну трубу.

Дегазація бурового розчину в гідродинамічному віяловому дегазаторі відбувається в результаті таких процесів:

- розширення попередньо стисненого струменя газованої рідини при витіканні через кільцеве віялове сопло в зону зниженого (атмосферного) тиску;
- удару високошвидкісного потоку рідини об стінки корпусу дегазатора;
- турбулентного стікання рідини по вертикальній стінці корпусу дегазатора.

У використовуваних у зарубіжній практиці атмосферних апаратах дегазація бурового розчину відбувається в результаті турбулізації тонкого плоского потоку. Звичайно розчин у дегазатор такого типу надходить при подачі насоса приблизно 35 л/с, щоб швидкість течії на вході в дегазатор становила приблизно 1 м/с. У камері дегазатора є система нахилених плоских перегородок, по яких стікає, періодично завихрюючись, буровий розчин (рис. 10.21). Товщина шару розчину на перегородках складає 10 – 15 мм, а довжина шляху розчину – 3,5 м.

Найбільш досконалою конструкцією дегазатора атмосферного типу вважається апарат фірми «Дрилко» (рис. 10.22). Розчин у камеру цього дегазатора вприскується радіально за допомогою вертикальної труби, ударяючись об стінки місткості, розчин розтікається вгору та вниз по стінках дуже тонким шаром з великою швидкістю. Газ, що виділяється, виходить в атмосферу, а дегазований розчин збирається в нижній конусній частині корпусу і перетікає по жолобу в місткість циркуляційної системи.

Дегазатори такого типу недостатньо ефективні при використанні розчинів з підвищеними величинами густини, в'язкості та СНЗ. Як засвідчили дослідження, навіть при багаторазовій дегазації таких розчинів і досить високому значенні вакууму повного видалення газу з розчину досягти не вдається.

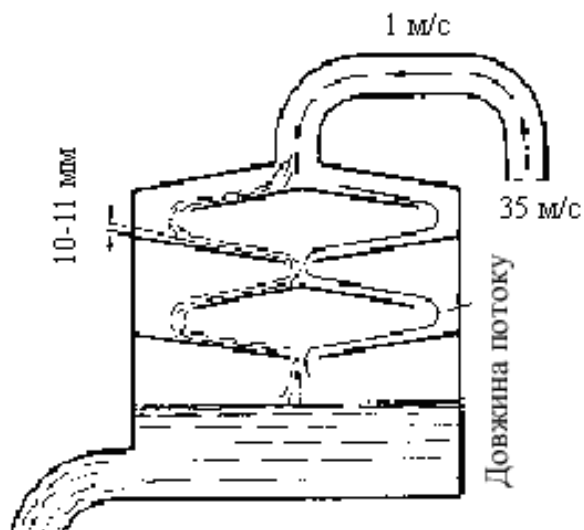


Рис. 10.21. Схема атмосферного дегазатора

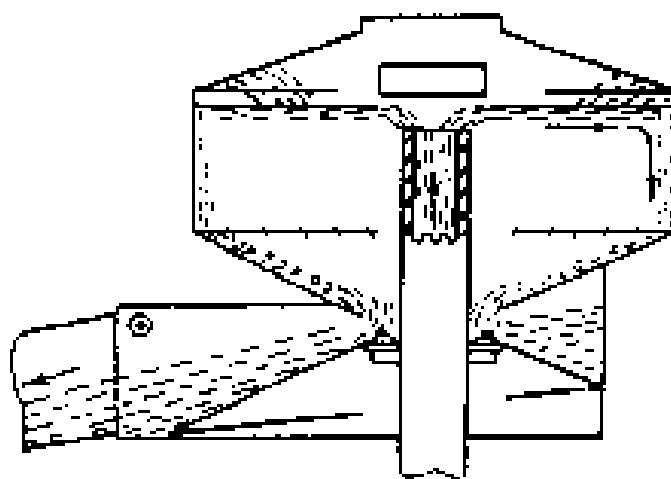


Рис. 10.22. Схема камери дегазатора фірми «Дрилко»

10.4. ЕКОЛОГІЧНІ ВИМОГИ ДО ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

Основними компонентами промивальних рідин, що забруднюють навколишнє середовище (повітря, ґрунт, підземні води, ріки, водойми), є: активна тверда фаза, особливо глиниста; шлам вибурених порід; більшість речовин, використовуваних для приготування та регулювання властивостей промивальних рідин [3, 19].

За ступенем небезпеки отруйні речовини поділяються на чотири класи: 1 – надзвичайно небезпечні; 2 – дуже небезпечні; 3 – помірно небезпечні; 4 – малонебезпечні.

Значну токсичність мають промивальні рідини, що містять дизельне паливо та інші нафтопродукти, а також ПАР.

Малотоксичні – промивальні рідини з низьким вмістом твердої фази (і без неї) і з добавками органічних водорозчинних полімерів природного походження або синтетичних (КМЦ, крохмаль та їхні похідні; акрилові полімери). *Перспективні водні дисперсії синтетичних полімерів* – емульгатори, здатні до біопроектису розкладання. ГДК водорозчинних полімерів у воді становить приблизно 6 мг/л. До *малотоксичних* належать емульсійні промивальні рідини, ГДК (мг/л) для яких наведені нижче.

ЕН-4	0,04	КЕП	0,01
Морозол-2	0,003	Ленол-32	0,03
Сульфаноол	0,5	Ленол-1	0,1

Піноутворювачі, застосовувані для приготування пін, більш токсичні порівняно з емульсолами та полімерами.

При використанні промивальних рідин необхідно виконувати такі попереджувальні природоохоронні заходи:

- застосовувати малотоксичні компоненти та промивальні рідини;
- не допускати втрат і витоків промивальних рідин при транспортуванні, готуванні та бурінні;
- здійснювати регенерацію та повторно використовувати промивальні рідини;
- робити утилізацію та дотримуватися умов зберігання непридатних промивальних рідин у бункерах-накопичувачах;
- використовувати відпрацьовані промивальні рідини для приготування тампонажного розчину при ліквідації свердловин;
- попереджати та швидко ліквідувати поглинання.

Очищати промивальні рідини можна шляхом їх коагуляції або введенням сірчаної кислоти до рН = 5,7 або обробкою флокулянтами та коагулянтами, наприклад, вапном, солями заліза, поліакриламідом (тобто в три етапи), з наступним вивозом проясненої рідкої фази та її очищенням від солей або розведенням до безпечних концентрацій.

Просвітління та знешкодження розчину можна виконувати обробкою, наприклад, алюмінієвим сульфатом і поліакриламідом, з його наступною аерацією. Бактеріальна обробка ефективна для полімерних розчинів. Нешкідливий шлам ховають у відстійниках [15].

Осаджену тверду фазу промивальних рідин і шлам, що містить шкідливі речовини, треба складувати або піддавати отвердінню гідроксидом кальцію, полімерами з наступним похованням у приймальних місткостях. Оскільки цей розчин руйнується повільно, то шкода, принесена ґрунту, буде незначною. Шлам нафтоемультсійних розчинів треба піддавати високотемпературній обробці.

10.5. СТАН І ПЕРСПЕКТИВИ РОЗВИТКУ ТЕХНІКИ ДЛЯ ОЧИЩЕННЯ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ

Нині питання приготування, очищення, хімообробки та підтримки заданих технологічних параметрів бурових розчинів у часі набувають першорядного значення в комплексі робіт, виконуваних при будівництві свердловин, і безпосередньо пов'язані з охороною навколишнього середовища [15].

Правильно спроектована та реалізована на практиці техніка й технологія промивання свердловин сприяють:

- підвищенню показників роботи доліт;
- зменшенню матеріальних і енергетичних витрат у процесі буріння;
- поліпшенню якості стовбура свердловин і підвищенню ефективності робіт з його кріплення;
- зменшенню кількості ускладнень і скидань шкідливих відходів виробництва.

Вітчизняний досвід будівництва свердловин свідчить, що застосування триступеневої системи очищення бурових розчинів дозволило:

- підвищити механічну швидкість буріння на 15 – 25%;
- зменшити витрати хімреагентів на 15 – 20%, а запасних частин для насосів – у 2 рази.

Чималу роль також відіграє вибір оптимальних параметрів промивання свердловин, що визначається конкретними геолого-технічними умовами буріння свердловин і кваліфікацією виконавців робіт. Так, в одному об'єднанні після впровадження більш досконалої системи очищення бурового розчину на віброситі та гідроциклонних установках було пробурено кілька свердловин зі зниженою питомою витратою на вибій свердловини: 0,70 – 0,75 і 0,55 – 0,60 м³/см². Унаслідок цього механічна швидкість проходки збільшилася в середньому на 60 % у майкопських і на 23 % у крейдових і юрських відкладах.

Аналогічна тенденція спостерігається у зарубіжній практиці буріння нафтових і газових свердловин. Як засвідчали результати промислових досліджень багатьох закордонних фірм, *зниження вмісту твердих частинок у розчині до 5 – 10% сприяє підвищенню швидкості буріння в середньому від 10 до 50 % і на стільки ж знижуються витрати доліт.*

Ці два фактори є основними компонентами при розрахунку вартості буріння одного метра проходки.

Проведення технічної політики щодо бурових розчинів неможливе без застосування високоефективного устаткування циркуляційних систем,

оптимізації параметрів промивання свердловини та відповідної кваліфікації обслуговуючого персоналу.

Вітчизняною промисловістю починаючи з 1904 року всі циркуляційні системи випускаються з *треступеневою системою очищення* – **вібросито, пісковіддільник і муловіддільник**. Упровадження четвертого ступеня очищення – глиновіддільника на базі центрифуги затримується через виниклі конструктивні та організаційні труднощі:

- неможливість застосування центрифуги, що серійно випускається, одночасно для регулювання вмісту в розчині глини та регенерації обважнювача;

- відсутність насосної установки для регульованої подачі високоабразивного розчину на вхід центрифуги.

Практика свідчить, що застосування треступеневої системи очищення забезпечує *вилучення шламу з розчину віброситом у межах 5 – 30%, пісковіддільником – 15 – 30% і муловіддільником – 20 – 40%*. Сумарна величина вилучення шламу після трьох ступеней очищення становить 45 – 60%, а в окремих випадках може досягати 70 – 75% залежно від гранулометричного складу шламу.

Майже всі конструкції вібросит зарубіжних фірм «Свако», «Мілхем», «Бароїд», «Піонер» та інших однотипні й відрізняються лише розміром фільтруючої поверхні та способом її закріплення. Вони також мають загальні недоліки:

- великі габаритні розміри, маса та привідна потужність;
- складна конструкція вібросита, що не виключає резонансних коливань;
- трудомісткість і матеріалоємність при виготовленні касет і підвищені вимоги до їхнього транспортування;
- незадовільна конструкція механізму натягу касет, що призводить до передчасного виходу з ладу сіток і зниження їхньої очисної здатності.

Вібросито ВР-1, що серійно випускається вітчизняною промисловістю, є копією вібросита фірми «Свако». Низька якість касет обмежує працездатність сіток 10 – 40 годинами, тоді як сітки зарубіжного виробництва витримують 200 – 400 годин і більше.

Багатоступеневість системи очищення також має свої недоліки – незадовільна робота кожного попереднього ступеня повністю виключає нормальну роботу всіх наступних ступенів. Тому у вітчизняній і зарубіжній практиці буріння свердловин намітилася тенденція до вдосконалення першого ступеня очищення, як найбільш надійного, ефективного та економічного способу очищення розчину.

У цьому зв'язку певний інтерес мають досягнуті успіхи за рубежом. Наприклад, американська фірма «Totco Solids Control» установила, що прямолінійний рух більш ефективний при передачі енергії від ситової поверхні буровому розчину порівняно з еліптичними або коловими траєкторіями руху.

Стендові та промислові випробування нового вібросита, розробленого цією фірмою, засвідчили його високу очисну здатність. Пропускна здатність при цьому зросла орієнтовно на 45% за рахунок збільшення швидкості транспортування частинок шламу по ситовій поверхні (6 мм проти 1,2 мм при

еліптичній або коловій траєкторії руху віброкороба), термін служби сіток збільшився у 2 рази завдяки збалансованому розподілу напруженості поля прискорень.

Компанія «Тул Юнайтед» розробила конструкцію нового вібросити VSM120, що може працювати із сітками 100 мікронів і забезпечує 98% вилучення шламу за один ступінь без застосування гідроциклонного очищення. При цьому продуктивність гідроциклонів головним чином залежить від в'язкості бурових розчинів. А застосування відцентрових насосів для гідроциклонного очищення бурових розчинів додатково диспергує частинки шламу й, як наслідок, сприяє збільшенню їхньої в'язкості. За даними зарубіжних фірм, якщо частинки шламу в розчині розміром більше 100 мікронів становлять 20%, то після одного циклу перекачування їхній вміст зменшується до 12%.

Тривалий досвід експлуатації вібросити ВС-1 виявив ряд недоліків, які в здебільшого значно знижують ефективність роботи системи очищення в цілому. Основним з них є малий ресурс роботи сіток (10 – 40 годин для сіток з розміром комірок 0,4 – 0,55 мм). Розрив сіток відбувається через надмірні ударні навантаження о ребра опорних планок.

Незадовільний стан касет через їхню низьку якість (непаралельність металевої окантовки, злами сіток, значні розміри 1,2 м) призводить до того, що коливання ситової поверхні відбуваються хаотично, а пропускна здатність сіток при цьому різко падає. Значним недоліком усіх сит з горизонтальною (або під невеликим нахилом) ситовою поверхнею є кольматація сіток дрібними частинками шламу, які при транспортуванні зазнають «лобового удару» о ситову поверхню. Здебільшого відновити пропускну здатність сіток вдається за рахунок застосування різних шкребків і промивання їх водою. Усе це призводить до значного зменшення терміну служби сіток і, особливо, дрібнокомірчастих з розміром комірок менше 0,4 мм.

Загальний вплив усіх вищеперелічених факторів на практиці призводить до значного забруднення навколишнього середовища. Через відсутність сіток буріння свердловин нерідко здійснюється з відстоєм розчину в резервуарах циркуляційної системи. У результаті цього знижуються коефіцієнт наповнення бурових насосів і величина гідравлічної енергії, подаваної на вибір свердловини, очищення свердловини погіршується, що є причиною високої аварійності.

Значний вміст рідкої фази в шламі, яка потребує додаткового осушування та обробки, вимагає застосування громіздкого та енергоємного устаткування, що зараз прийнято називати системою утилізації шламу.

Серйозним недоліком усіх сит з горизонтальним розташуванням ситової поверхні є велика «парусність», тобто значні лінійні розміри натягу поверхні сіток. Низька якість виготовлення касет та їхні значні розміри призводять до того, що сітка коливається хаотично й має ділянки вільного провисання. Тому коливання віброкороба, що рухається з прискоренням 5 – 6g, призводять до пориву сіток і різкого зниження їхньої пропускної здатності щодо тонкого шару розчину. Крім того, основним недоліком сита ВС-1 є його значні габаритні розміри (3000×1800×1400 мм) і маса (близько 2 т). У цілому, аналізуючи сучасний стан і досвід застосування техніки й технології очищення бурових

розчинів, можна стверджувати, що знову створюване устаткування повинне задовольняти перелічені далі основні вимоги.

1. Необхідність підвищення пропускної здатності сіток порівняно з існуючими не менш ніж у 1,5 раза з кратним збільшенням терміну їхньої служби.

2. Траєкторія руху віброкороба повинна бути вибрана так, щоб виключити кольматацію сіток частинками шламу, тобто ситова поверхня повинна бути самоочищуваною.

3. Необхідність зменшення габаритних розмірів, маси та привідної потужності.

З урахуванням вищеперелічених вимог розроблено принципово нове віброгравітаційне сито, що успішно пройшло дослідно-промислові випробування на ряді бурових Західного Казахстану.

10.6. РОЗРОБКА ТЕХНІЧНИХ ЗАСОБІВ ДЛЯ РЕАЛІЗАЦІЇ ЕКОЛОГІЧНО БЕЗПЕЧНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ ОЧИЩЕННЯ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ

Конструкція, робота та дослідження віброгравітаційного сита

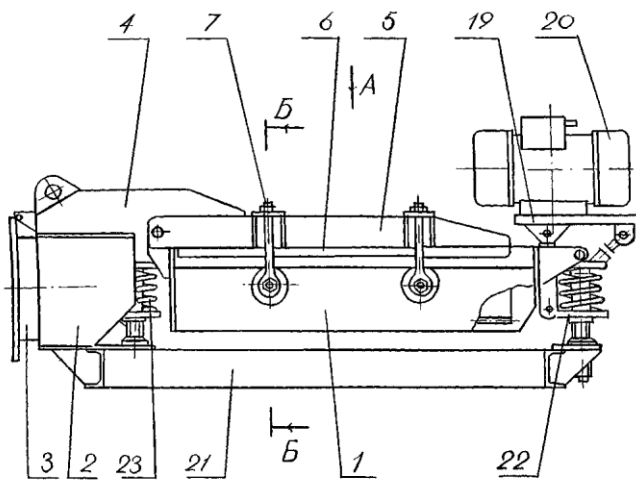
Вібраційне сито є найважливішим апаратом для очищення бурових розчинів від твердої фази. Нині у вітчизняній і зарубіжній практиці буріння нафтових і газових свердловин отримали широке застосування два типи вібросит: з периферійною та центральною подачею бурового розчину. Вібросита з периферійною подачею розчину мають певні переваги порівняно з віброситами з центральною подачею. Конструкція всіх сит без винятку базується на використанні вібраційного способу впливу на розчин руху вібраційної частини сита за визначеною траєкторією [15].

Конструкція пропонованого сита основана на використанні вібраційного впливу на розчин також сил гравітації частинок шламу на фільтраційну поверхню.

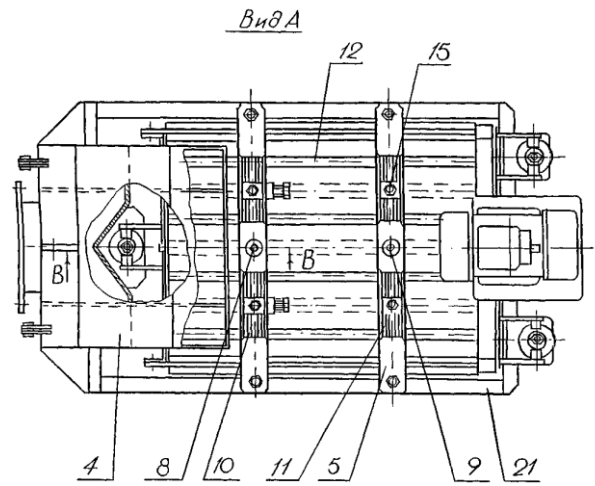
Конструкція віброгравітаційного сита зображена на рис. 10.23. Вона складається з корпусу 1, приймального колектора 2 з вхідним патрубком 3 і розподільником потоку 4 (рис. 10, 23, *a* і *б*).

Зверху шарнірно закріплена відкидна траверса 5, що притискається разом з притискними планками 6 до корпусу чотирма болтами 7. На поперечних планках відкидної траверси 5 встановлено два гвинти 8 і 9, на яких шарнірно підвішені балансири 10 і 11. Останні жорстко з'єднані між собою патрубками 12 та з нижніми натискними валиками 13 за допомогою пластин 14 з розведеними в різні сторони нижніми кінцями. За рахунок цього утворюється горизонтальна ділянка фільтраційної поверхні, збільшуючи сумарну площу фільтрації та створюючи сприятливі умови для осушування та злипання шламу.

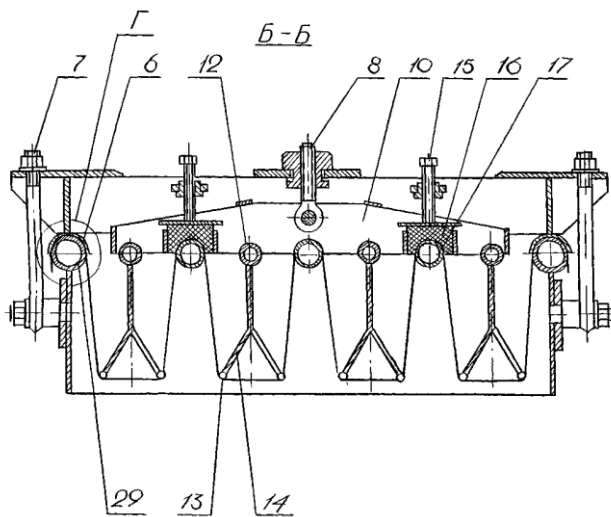
Крім того, кожна поперечна планка має два притискних гвинти 15, які за допомогою подушок 16 забезпечують тверду посадку балансирів 10 і 11 на верхні валики 17, чітко фіксуючи на них положення сітки. У робочому положенні розподільник потоку 4 фіксується двома гвинтами 18.



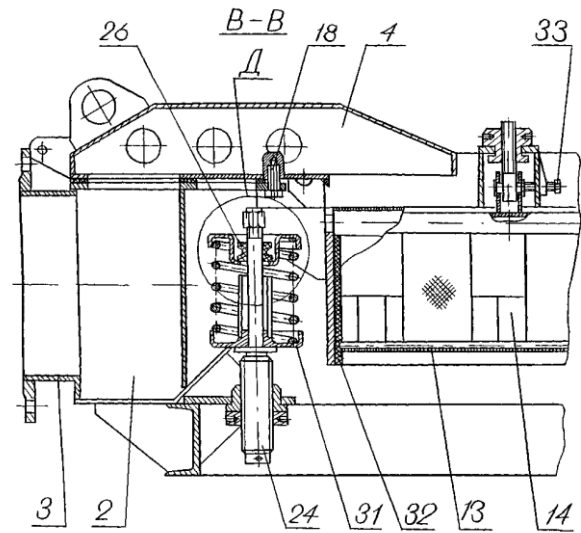
a



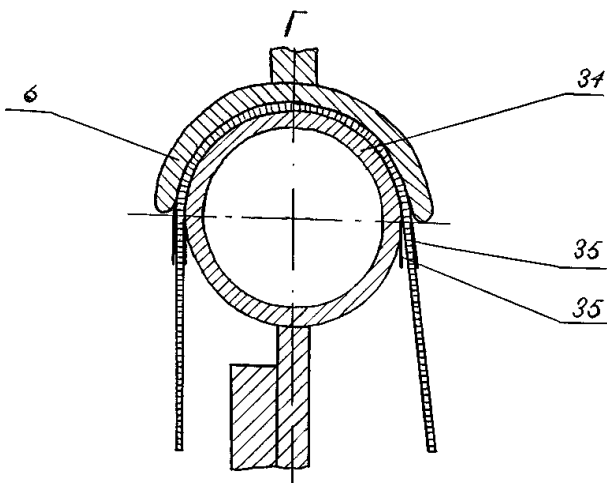
б



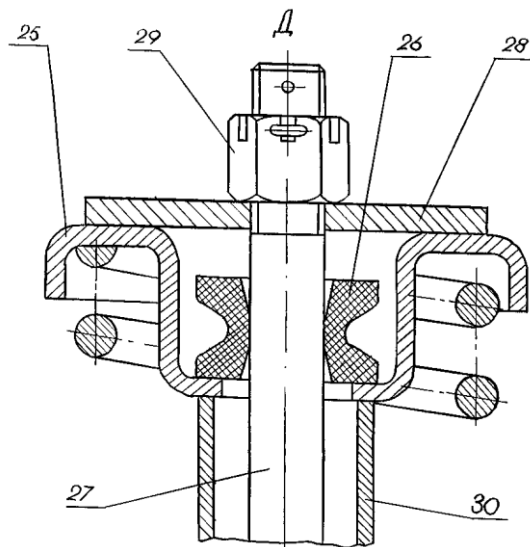
в



г



д



е

Рис. 10.23. Конструкція віброгравітаційного сита

Передня стінка приймального колектора 2 (див. рис. 10.23, *a*) виконана вгнутою всередину практично майже під прямим кутом, вершина якого розташована вертикально напроти вхідного патрубка 3. Запропонована конфігурація стінки сприяє рівномірному заповненню розчином усього об'єму колектора 2 і служить місцем установаження пружинної опори сита.

Спереду корпус 1 шарнірно з'єднаний з опорною плитою 19, що служить мостом установаження вібратора 20. За допомогою упора (на рис. 10.23, *д* не показаний) плиті 19, а отже, і вібратору 20 можна надавати будь-який кут нахилу до горизонтальної поверхні.

Вібраційна частина сита – корпус 1 – опирається на раму 21 за допомогою трьох пружних опор, дві з яких 22 спереду й одна 23 ззаду. Шарнірне з'єднання корпусу 1 з кожною опорою дозволяє надавати йому необхідний кут нахилу за допомогою гвинтів 24.

Верхня чашка 25 кожної опори утворює стакан для розміщення в ньому амортизаторів 26, а прохідний отвір стакана дозволяє йому здійснювати коливальні рухи без удару об гвинт 27. Гумовий амортизатор 26 обмежує амплітуду коливань корпусу 1 при переході ним зони резонансу.

Для виключення безладних коливань корпусу 1 при транспортуванні сита служить натискна планка 28, що гайкою 29 притискає верхні чашки 25 кожної опори до упорного патрубка 30 (рис. 10.23, *e*).

Пружина кожної опори опирається на нижні чашки 31, які вільно зчленовані з гвинтом 24.

Для виключення міжканальних перетікань розчину застосовують м'який (наприклад, пориста гума) ущільнювач 32, що приклеюється до внутрішньої поверхні задньої стінки корпусу 1. Для створення необхідного притискного зусилля служать два гвинти 33.

Кінці сітки фіксуються притискними планками 6 (див. рис. 10.23, *a*, *в*, *д*) на опорних валиках 34 корпусу 1. Для запобігання механічного зношування сітки в місцях кріплення контактні поверхні планок 6 і валиків 34 необхідно покривати полімерним матеріалом, а за його відсутності можна скористатися м'якими прокладками 35 типу бельтинг, фланель, брезент і т. п.

Опис установаження та натягнення сітки. Звільнивши гвинти 7 і 18 розподільника потоку 4, траверса 5 з балансирами 10 і 11 та нижніми натяжними валиками 13, а також з притискними планками 6 обертається навколо своїх осей. На верхні опорні валики 17 укладається сітка відповідної довжини. При цьому необхідно дотримуватися паралельності ниток сітки щодо крайок притискних планок. Після цього сітку натягують вручну валиками 17, траверсу 5 разом з притискними планками 6 і валиками 13 повертають у робоче положення. Не повинно бути випадкових загинів і защемлень сітки. Установаження траверси 5 у робоче положення досягається підтягуванням шарнірних болтів 7, а натягнення сітки та її рівномірний перерозподіл за довжиною – завдяки дії нижніх натяжних валиків 13, балансирів 10 і 11 та гвинтів 8 і 9. Обертання верхніх валиків 17 сприяє рівномірному перепуску сітки по каналах, а отже, натяг сітки в кожному каналі буде однаковим, а її положення додатково фіксується гвинтами 15 і подушками 16.

Слід відзначити, що сітка до споживача транспортується у вигляді рулону, що виключає її пошкодження й не вимагає виготовлення касет.

Опис роботи пристрою. Корпус 1 здійснює коливальні рухи за рахунок вібратора 20. Розчин зі свердловини по трубопроводу (на схемі не показаний) через вхідний патрубок 3 надходить у приймальний колектор 2, рівномірно заповнюючи його об'єм завдяки зігнутої конфігурації передньої стінки. Далі розчин піднімається вгору в розподільник потоку 4, де відбувається більш рівномірний його розподіл за шириною завдяки обмеженій висоті розподільника потоку 4 і наявності переливних отворів у внутрішніх перегородках (див. рис. 10.23, б і в).

Через зливальний отвір розподільника потоку 4 розчин практично рівномірним шаром стікає в канали сітки. Під дією вібрації та гідростатичного тиску розчин фільтрується, в основному через бічні стінки сітки, а шлам під власною вагою скидається вниз на горизонтальну ділянку. Через малий діаметр нижніх валиків 13 (не більше 8 – 12 мм) «пазухи» між сіткою і валиками 13 практично відсутні, що виключає нагромадження шламу в них, а отже, і механічне зношування сітки.

Конструктивні параметри віброкороба, тобто його геометричні розміри, маса, місце встановлення та кількість опор, потужність вібратора та характеристика використовуваних пружин, визначені дослідно-розрахунковим шляхом і дозволяють рухатися кожній його точці за оптимальною траєкторією, а не хаотично.

Важливими показниками вважаються *пропускна здатність сіток і швидкість транспортування шламу.*

Для більш явного подання процесу, що відбувається, на віброкоробі вибиралися характерні точки (у кожному куті на зовнішній поверхні віброкороба) і за допомогою олівця (за відомою методикою) зображувалася траєкторія його руху в характерних точках і амплітуда коливань (рис. 10.24).

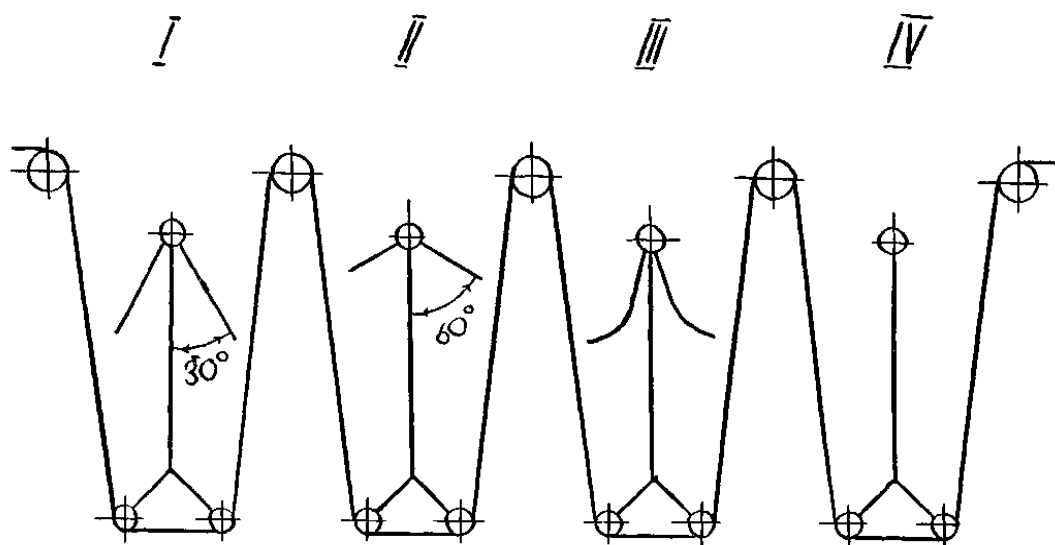


Рис. 10.24. Схема зміни кута зустрічі потоку розчину із ситовою поверхнею

Установлено, що характерні точки на вході розчину рухаються за еліптичною траєкторією, велика вісь якої знаходилась у горизонтальній площині, а на виході шламу – ця вісь розташована вертикально. Отже, фільтрація розчину через умовно вертикальні ділянки ситової поверхні відбувається в найбільш сприятливих умовах, а вага частинок збільшує швидкість їхнього транспортування вниз на горизонтальну ділянку сітки. У скрутних умовах протікає процес агрегації частинок, збільшуючи ефективність очищення розчину за рахунок сепарації частинок розміром менше величини комірок сітки.

Таким чином, при транспортуванні шламу по горизонтальній ділянці сітки віброколивання впливають на укрупнення шламу, а не на окремі його частинки, як це відбувається на горизонтально розташованих сітках. У міру просування шламу до краю сітки його осушування (інакше, звільнення його від рідкої фази) протікає ефективніше, тому що вертикальна еліпсоїда траєкторії руху цієї частини віброкороба все збільшується і досягає свого максимуму в місці скидання шламу із ситової поверхні. Чим більше амплітуда, тим більше енергії спрямовано використовується на реалізацію процесу осушування шламу. У кінці каналу, тобто на останній ділянці його довжини, як такого розчину немає, а тому відсутня фільтрація рідини через бічні стінки каналу. Отже, й амплітуда коливань у горизонтальній площині, тобто горизонтальна складова еліпсоїда, має мінімальне значення. Таким чином, траєкторія руху віброкороба вважається оптимальною тоді, коли вона буде відповідати виконанню технологічних операцій з максимальною ефективністю.

Це сприяє найбільш ефективному очищенню розчину від частинок шламу, їхньої агрегації, транспортуванню та осушуванню шламу.

Частинки вибурених порід, у тому числі й частинки висококолоїдних глин, перебуваючи постійно в розчині, зазнають тільки бічного удару, оскільки сили гравітації спрямовані практично паралельно фільтраційній поверхні. За рахунок ефективного самоочищення виключається кольматація сіток і підвищується пропускна здатність.

Висока швидкість агрегації частинок шламу і транспортування їх по ситовій поверхні, сила власної ваги частинок, спрямована практично паралельно фільтраційній поверхні, гідростатичний тиск і оптимальна траєкторія руху в сукупності сприяють ефективному очищенню розчину, високій пропускній здатності та самоочищенню сіток.

Процес фільтрації розчину повинен проходити на $2/3$ довжини каналу сітки, на $1/3$ – процес осушування шламу, що скидається потім у відвал або у систему його утилізації.

На основі дослідно-конструкторських, науково-дослідних робіт і попередніх промислових випробувань віброгравітаційне сито СВГ-1 має певні переваги порівняно із ситом ВС-І, що серійно випускається (див. таблицю).

Крім наведеного, основними перевагами вібросити СВГ-1 є: відсутність касет, сітка транспортується до споживача в рулонах заводської готовності. Отже, не тільки полегшується транспортування сітки, але й повністю виключається її поломка, як це неминуче відбувається з касетами. Тому термін

служби сітки збільшується. Наприклад, у результаті промислових випробувань віброгравітаційного сита СВГ-1 фактичний термін служби сітки з розміром комірок 0,4×0,4 мм збільшився на порядок (до 250 – 400 годин). Необхідно до цього додати стабільний ефект самоочищення, відсутність «парусності», гарантований натяг її по основі до необхідних величин.

Т а б л и ц я

Технічні характеристики вібросит

Показник	Одиниця виміру	ВС-1	СВГ-1
Пропускна здатність на воді із сіткою розміром комірок, мм: 0,16×0,16 0,25×0,25	м ³ /с	0,038 –	– 0,075
Частота коливань	Гц	19	25
Розмір частинок, що видаляються, при сітці з розміром комірок, мм: 0,16×0,16 0,40×0,40	мкм	160 –	– 100 – 150
Робоча поверхня сітки	м ²	2,6	1,7
Маса	кг	2000	340
Габаритні розміри	м	3,0×1,8×1,6	1,7×0,86×0,7
Гідравлічний перепад	м	0,85	Відсутній
Потужність приводу	кВт	4,0	0,37(0,75)
Питома потужність	$\frac{\text{кВт}}{\text{м}^3/\text{с}}$	105,0	5,0(10,0)
Орієнтовна трудомісткість виготовлення	%	100	50

Комплексна перевага зазначених факторів дозволила збільшити частоту коливань з 19 до 25 Гц. Завдяки цьому ефективніше проходить процес осушування шламу (на практиці максимальна вологість складала всього 16,8%) з утворенням кіркоподібних укрупнень.

Невеликі габаритні розміри сита та займана площа дозволяють використовувати блоки очищення заводської готовності, що виключає при транспортуванні виділення окремої площі під сито.

10.7. РОЗРОБКА ПРИРОДООХОРОННОЇ ТЕХНОЛОГІЇ ОЧИЩЕННЯ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ

Отримані результати експериментальних і промислових випробувань віброгравітаційного сита дозволили розробити нову технологію очищення бурового розчину та пристрій для утилізації шламу [15].

На практиці ефективність очищення бурових розчинів оцінюється двома важливими критеріями:

– мінімальним розміром частинок, що видаляються, пропускною здатністю та собівартістю його застосування, тобто основними робочими параметрами технологічного процесу;

– ступенем негативного впливу на навколишнє середовище.

Питання екології набувають першорядного значення в будь-якому виробництві й, зокрема, при бурінні нафтових і газових свердловин. Тепер частинки вибурених порід (шламу) разом з розчином різного хімічного складу практично в чистому вигляді викидаються в земляні комори, завдаючи шкоди навколишньому середовищу. Спроби отвердіння шламу добавками, наприклад, цементом, стикаються з труднощами його осушування. Багаторічний досвід застосування центрифуги для цих цілей не дав позитивних результатів через сильну глинізацію (замазування) фільтруючих елементів при великих значеннях коефіцієнта розподілення. Малоосушений шлам призводить до перевитрати згущувача (наприклад, цементу) або до утворення каменю низької якості. Тому розглянемо існуючі способи очищення бурових розчинів з цих двох точок зору.

1. Відомий спосіб двоступеневого очищення бурового розчину в циркуляційній системі, що включає процеси вібропроціджування на ситових поверхнях і відділення дрібних фракцій шламу в гідроциклоні.

2. Відомий спосіб очищення бурового розчину, що включає процеси послідовного очищення розчину від шламу на віброситі, у гідроциклоні та розвантаження шламових зонтиків на ситову поверхню додаткового вібросита.

Недоліками обох способів є *невисока ефективність очищення та втрати бурового розчину* на першій стадії очищення.

Найбільш близьким до запропонованих двох є спосіб очищення бурового розчину за а.с. № 1260505. Розглянемо його.

Очищувальний буровий розчин надходить для вібропроціджування на верхню ситову поверхню вібросита ВС-1, що має дві ситових поверхні – верхню і нижню. Розчин з частинками, що утримувалися в ньому, розмір яких менше величини комірок ситової поверхні, проціджується, а шлам зі щільністю $\rho = 2200 \dots 2400 \text{ кг/м}^3$ і розмірами частинок, більшими прохідного перерізу комірок верхньої ситової поверхні, транспортується у вигляді вологих конгломератів на нижню ситову поверхню з меншим розміром комірок.

Очищений розчин після верхнього сита відцентровим насосом надходить у гідроциклон для більш тонкого очищення. При роботі гідроциклона в оптимальному режимі спостерігається розвантаження шламу у вигляді зонтика. Шламовий зонтик зрощує ситову поверхню нижньої сітки, на якій здійснюється додаткове згущення та утворення більших конгломератів шламу. Це відбувається внаслідок розбризкування пульпи з густиною $\rho = 1600 \dots 1800 \text{ кг/м}^3$ на конгломерати, що рухаються по нижній сітці, та шламу зі щільністю $\rho = 2200 \text{--} 2400 \text{ кг/м}^3$.

Фракційний склад шламу після гідроциклона – частинки різного розміру (80 – 40 мкм і більше).

Конгломерати шламу, що рухаються по дрібнокомірчастій ситовій поверхні, подібно губці всмоктують шлам, що розприскується після гідроциклонів, а частинки розміром 80 – 400 мкм осідають на них. Під дією

вібрації відбувається інтенсивне видалення розчину із збільшеного конгломерату.

Таким чином досягається більш високий ступінь очищення, оскільки конгломерати шламу, переміщені по нижній дрібнокомірчастій ситовій поверхні, концентрують у собі дрібні частинки з розмірами, меншими величини комірок даної ситової поверхні. Вони захоплюються й утримуються адгезійними силами, що виникають між частинками в конгломератах шламу.

Описаний спосіб очищення розчину має певні недоліки, наведені далі.

1. На верхній сітці дійсно утворюються конгломерати, тим самим зменшуючи контактну поверхню (інакше, це питому поверхню) на кілька порядків. Отже, чим менше контактна поверхня, тим менше частинок прилипає до неї.

2. Зонтичне розпилення шламу в гідроциклонах може бути, як і відзначено в а.с., тільки при роботі в оптимальному режимі. На практиці цього домогтися важко, тому що гідроциклони забиваються більшими частинками шламу. Поки цього уникнути не вдалося ні в нашій країні, ні за рубежом при існуючому компонуванні очисного обладнання, що не виключає попадання в гідроциклони частинок шламу більшого розміру.

3. Застосування відцентрових насосів для перекачування бурового розчину з порівняно великими частинками шламу призводить до їх подальшої диспергації (до 8% за даними американських учених).

4. Шлам, рухаючись по дрібнокомірчастій сітці у вигляді великих конгломератів, має дуже обмежену контактну поверхню. Отже, основна маса шламу після гідроциклона надходить на ситову поверхню, відбувається повторне просіювання дрібного шламу через нижню сітку і його рециркуляція через відцентровий насос і гідроциклони.

5. Обмежені розміри нижньої ситової поверхні при зонтичному способі подачі на неї шламу після гідроциклона значно зменшують час і площу контакту дрібних частинок шламу з великими конгломератами. Тому практично весь шлам після гідроциклонів на нижній сітці піддається звичайному процесу вібророзділення.

6. Конгломерати, подібно «губці», всмоктують шлам після гідроциклонів. В дійсності цього процесу немає й не може бути, тому що збільшення відбувається за рахунок наявності глинистого матеріалу, а конгломерати самі мають значну кількість рідкої фази, від якої вони частково звільняються при русі по нижній дрібнокомірчастій сітці.

Запропонований новий спосіб очищення розчину полягає в тому, що в обмеженому обсязі на крупний і дрібний шлам впливають бульбашки стисненого повітря та осушування цієї маси на високошвидкісному ситі СВГ-1 (частота коливань збільшена до 25 Гц (1500 кол/хв) проти 19 Гц (130 кол/хв), як це у сита ВР-1). Вплив на шламорозчинну масу бульбашок повітря забезпечує її інтенсивне перемішування і різке збільшення контактної поверхні для частини шламу різного розміру без механічного втручання, тобто виключається можливість подальшого диспергування частинок.

У результаті відбувається інтенсивний процес осідання дрібних частинок шламу на поверхні крупних за рахунок адгезійної взаємодії глинистого матеріалу. Цей процес можна інтенсифікувати шляхом додаткової хімічної взаємодії, наприклад, шляхом уведення флокулянтів.

Після укрупнення частинок шламу вся маса під тиском повітря переміщується на високошвидкісне сито з дрібнокомірчастою сіткою ($n = 1200 \dots 1803$ кол/хв). Відбувається осушування шламу, рідка фаза знову надходить у розчин, а шлам – у систему його утилізації.

На основі нового способу очищення розчину запропоновано конструкцію нової установки для утилізації шламу, принципова схема якої зображена на рис. 10.24.

Установка складається зі шламозбірника 1, першого ступеня очищення, гідродинамічного сепаратора 2 (або вібросита), другого ступеня очищення 3, гідроциклонного шламівіддільника, високочастотного сита 4 ($n = 1200 \dots 1800$ кол/хв).

Усередині шламозбірника 1 розміщені пневмопровід 5 і розчинопровід 6, які з'єднані з розпилювачем 7. Останній (див. рис. 10.25, б) має дві камери 8 і 9, які каналами 10 і 11 сполучаються з поверхнею, прикритою гумовою манжетою 12 та утримуваною болтом 13.

Перший ступінь очищення 2 трубопроводом 14 із запірним пристроєм 15 і зворотним клапаном 16 сполучається зі шламозбірником 1, а другий ступінь очищення 3 трубопроводом 17 зі зворотним клапаном 18 і пульпонакопичувачем 19 – з першим ступенем 2 або прямо зі шламозбірником 1 (пунктирна лінія).

Трубопровід 20 із запірним пристроєм 21 з'єднує найнижчу точку шламозбірника 1 з вхідним патрубком високочастотного сита 4. Для стравлювання стисненого повітря служить байпасна лінія 22 із запірним пристроєм 23.

Зливальні трубопроводи 24 і 25 від сепаратора 2 і сита 4 забезпечують злив очищеного розчину в резервуар 26 циркуляційної системи. Насос 27 служить для подачі розчину в другий ступінь очищення 3 – гідроциклонний шламівіддільник. Для контролю тиску стисненого повітря використовують манометр 28, а відокремлення сепаратора 2 від сита 4 – запірний пристрій 29.

Опис роботи установки. Розчин зі свердловини надходить на перший ступінь очищення – сепаратор 2, де в нижній частині корпуса відбувається нагромадження шламу. Очищений розчин по трубопроводу 24 потрапляє в резервуар 26 циркуляційної системи, звідки насосом 27 подається на другий ступінь очищення – гідроциклонний шламівіддільник 3.

Шлам після другого ступеня очищення 3 у вигляді пульпи густиною $1600 - 1800 \text{ кг/м}^3$ через трубопровід 17, пульпозбірник 19 і зворотний клапан 13 потрапляє у нижню частину першого ступеня, де дрібнодисперсний шлам рівномірно осідає з крупним шламом. Велика поверхня та значний час контакту сприяють укрупненню (флокуляції) і гравітаційному ущільненню шламу. Таким чином великі й дрібнодисперсні грудки шламу утворюють єдину масу.

У міру нагромадження шламу в першому ступені очищення 2 зворотний клапан 10 виявляється в закритому стані (тобто завалений шламом) і пульпа починає заповнювати пульпонакопичувач 19, що для обслуговуючого персоналу є сигналом для вивантаження шламу з першого ступеня очищення 2.

Шлам з першого ступеня очищення 2 по трубопроводу 14 при відкритому запірному пристрої 15 через зворотний клапан 16 потрапляє у шламосбірник 1, де піддається перемішуванню (барботуванню) стисненим повітрям, що надходить по пневмопроводу 5 через розпилювачі 7. Час обробки шламу стисненим повітрям визначається конкретними умовами буріння. При цьому надлишок повітря стравлюється по байпасній лінії 22 (запірні пристрої 23 – відкриті, а 21 і 15 – закриті).

Слід відзначити, що швидкість флокуляції шламу можна змінювати в широких межах, міняючи температуру стисненого повітря та подачу різних хімреагентів (наприклад, флокулянтів) по розчинопроводу 6 і розпилювачу 7. Із рис. 10.25 видно, що стиснене повітря та рідкий хімреагент надходять у розпилювач 7 і в роздільні камери 3 і 9, де по каналах 10 і 11 входять у контакт з притисненою манжетою 12. Під тиском стисненого повітря периферійні ділянки манжети 12 підіймаються і повітря віялоподібно виривається назовні. Оскільки швидкість виходу повітря значна, то в каналах 11 утворюється вакуум, у результаті чого відбувається підсмоктування та розпилювання рідких хімреагентів. Таким чином, шлам у шламосбірнику 1 піддається барботажу, термічній та хімічній (якщо це необхідно) дії при значній контактній поверхні. Час дії вибирається в кожному випадку окремо.

Після закінчення процесу підготовки та незначного відстою стисненим повітрям шлам по трубопроводу 20 транспортується на високочастотне сито 4 (запірні пристрої 21 – відкриті, а 15, 23 і 29 – закриті). Осушений шлам скидається далі в систему утилізації, а розчин надходить в циркуляційну систему.

Описана система для збору й осушування шламу може також застосовуватися і для утилізації відпрацьованого розчину. Для цього розчин через сепаратор 2 (або додаткову лінію, що на схемі не показано) надходить у шламосбірник 1, куди в дозованій кількості вводять необхідні хімреагенти (наприклад, флокулянти) по розчинопроводу 6. Хімреагенти стисненим повітрям розпорошуються по всьому об'єму розчину; відбувається інтенсивне перемішування всієї цієї маси та процес коагуляції твердої фази. Після цього розчин прямує на сито 4 для відділення твердої фази, далі – на гідроциклони 3. Тверда фаза надходить у систему утилізації, а рідка з мулистими частинками – на відстій в одну з місткостей ЦС. Після зливу проясненої частини рідкої фази та доведення хімічним шляхом до рН = 7, воду вдруге можна використовувати для технічних цілей.

Таким чином, застосування установки дозволяє практично зменшити втрати розчину, підготувати шлам до його подальшої утилізації та виключити забруднення навколишнього середовища.

Уже розроблено робочу документацію установки, а у ВО «Атираунафтогазгеологія» розпочали виготовлення дослідного зразка.

На базі результатів досліджень можна сформулювати висновки.

1. Розроблено вимоги до створення екологічно безпечної системи очищення бурових розчинів.

2. Створено та випробувано в промислових умовах принципово нову систему очищення бурових розчинів, що дозволяє поєднувати більш ефективну порівняно з відомими систему очищення з осушенням шламу та зниженням його токсичності.

3. За допомогою стендових і промислових досліджень розроблено нову технологію очищення промивальних рідин з одночасною утилізацією шламу та відпрацьованого бурового розчину.

4. Для визначення ступеня очищення бурових розчинів розроблено методичку оперативної оцінки токсичності шламу, основу на комплексному застосуванні фізико-хімічних методів.

5. Показано, що кількість токсичних компонентів у скиданих шламах зростає зі збільшенням їхньої вологості, що підтверджує висновок про необхідність їх більш ефективного висушування перед утилізацією. При цьому суттєво знижуються й витрати хімічних реагентів.

КОНТРОЛЬНІ ПИТАННЯ

1. Як впливають вміст і склад твердої фази бурових розчинів на показники буріння?

2. Яка особливість будови пристроїв циркуляційних систем для буріння структурно-пошукових і глибоких розвідувальних свердловин?

3. Назвіть способи очищення промивальних рідин.

4. Який принцип дії гідроциклонних установок?

5. Яка існує технологія ситогідроциклонної очистки бурових розчинів?

6. Наведіть класифікацію установок для очищення промивальних рідин.

7. Які принципи дегазації промивальних рідин існують за рубежом?

8. Назвіть переваги віброгравітаційного сита СВГ-1 і його конструкційні особливості.

9. Наведіть схему роботи установки комбінованого очищення промивальних рідин.

10. Який принцип дії установки для дегазації бурового розчину?

11. Який принцип роботи вакуумних дегазаторів типу ДВС?

12. Які попереджувальні природоохоронні заходи необхідно виконувати при використанні промивальних рідин?

13. Наведіть стан і перспективи розвитку техніки для очищення бурових розчинів.



СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Акульшин О.І., Акульшин О.О., Бойко В.С., Дорошенко В.М., Зарубін Ю.О. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: Навчальний посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 434 с.
2. Білецький В.С. Основи нафтогазової інженерії: підруч. для студ. спец. 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Білецький В.С., Орловський В.М., Вітрик В.Г.; НТУ «ХПІ», ХНУМГ ім. О.М. Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с.
3. Войтенко В., Вітрик В. Технологія і техніка буріння. – Київ: Центр Європи, 2012. – 708 с.
4. Гошовський, С.В. Промивальні рідини в бурінні [Текст]: навч. посібник / С.В. Гошовський, М.А. Дудля, І.І. Мартиненко. – К.: УкрНДГРІ, 2008. – 453 с.
5. Дудля, М.А. Промивальні рідини в бурінні [Текст] : підруч. для студ. вищ. навч. закл. / М. А. Дудля ; Держ. вищ. навч. закл. "Нац. гірн. ун-т". - Вид. 3-тє, допов. - Д. : НГУ, 2011. - 542 с
6. Дудля, М.А. Проектування бурових машин і механізмів [Текст]: підручник / М.А. Дудля. – К.: Вища шк., 1994. – 335 с.
7. Дудля, М.А. Автоматизація процесів буріння свердловин [Текст]: підручник / М.А. Дудля. – К.: Вища шк., 1996. – 256 с.
8. Дудля, М.А. Діагностика та проектування бурових машин і механізмів [Текст]: навч. посібник /М.А. Дудля, П.І. Мещеряков. – Д.: Національний гірничий університет, 2004. – 448 с.
9. Дудля, М.А. Автоматизація та механізація виробничих процесів при розвідувальному бурінні [Текст]: навч. посібник / М.А. Дудля. – К. – Донецьк: Вища шк. Головне вид-во, 1987. – 184 с.
10. Дудля, М.А. Проектування бурових машин і механізмів [Текст]: підручник / М.А. Дудля. – К.: Вища шк. 1990. – 272 с.
11. Ковальчук Є. П., Решетняк О. В. Фізична хімія: Підручник. – Львів: Видавничий центр ЛНУ імені Івана Франка, 2007. – 800 с.
12. Коровяка Є.А. Прогресивні технології спорудження свердловин: монографія. / Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». - Дніпро: 2020. - 164 с..
13. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с..

14. Дудля, М.А. Аварії при бурінні свердловин [Текст]: підручник / М.А. Дудля, Янь Тайнін, О.Я. Третьяк – Д.: Національний гірничий університет, 2005. – 288 с.
15. Дудля, М.А. Попередження та ліквідація аварій при бурінні [Текст]: навч. посібник / М.А. Дудля, С. Стричек, І.Р. Островський – 2-е вид., перероб. і доп. – Д.: ПП «Ліра ЛТД», 2007. – 328 с.
16. Дудля, М.А. Техніка та технологія буріння гідрогеологічних свердловин [Текст]: підручник / М.А. Дудля, Г.О. Садовенко – Д.: Національний гірничий університет, 2007. – 399 с.
17. Загибайло, Г.Т. Промивка свердловин [Текст] / Г.Т. Загибайло, С.М. Башлик. – К.: Знання України, 2006. – 200 с.
18. Мислюк, М.А. Буріння свердловин [Текст]: довідник / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – Т. 2. – 303 с.
19. Михайлов В.А. Горючі корисні копалини України: Підручник / В.А. Михайлов, М.В. Курило, В.Г. Омельченко та ін. – К.: «КНУ», 2009. – 376 с.
20. Павличенко А.В. Гідрогазодинамічні процеси при спорудженні та експлуатації свердловин. Монографія. А.В. Павличенко, Є.А. Коровяка, А.О. Ігнатов, О.М. Давиденко; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т "Дніпровська політехніка". - Дніпро: НТУ "ДП", 2021. – 201 с.
21. Austin E.H. Drilling engineering handbook. Springer Science & Business Media, 2012. 300 p.
22. Bourgoyne A.T., Millheim, K.K., Chenevert, M.E., Young, F.S. Applied Drilling Engineering. Society of Petroleum Engineers, 2014. 1707 p.
23. Caenn R., Darley H.C.H., Gray G.R. Composition and Properties of Drilling and Completion Fluids. Gulf Professional Publishing; 6th edition, 2011. 720 p.
24. Don W. Dareing. Oilwell Drilling Engineering. ASME Press, 2019. 514 p.
25. Gabolde G., Nguyen J.P. Drilling Data Handbook. Editions Technip; 8th edition, 2006. 600 p.
26. Guan Z., Chen T., Liao H. Theory and Technology of Drilling Engineering. Springer; 1st edition, 2020. 789 p.
27. Lopez J.C., Lopez J.E., Javier F. Drilling and blasting of rocks. CRC Press Taylor and Francis, 2017. 408 p.
28. Hossain M.E., Al-Majed A.A. Fundamentals of Sustainable Drilling Engineering. Wiley-Scrivener; 1st edition, 2015. 786 p.
29. Hossain M.E., Islam M.R. Drilling Engineering Problems and Solutions: A Field Guide for Engineers and Students. Wiley-Scrivener, 2018. 642 p.

30. Hossain M.E., Islam M.R. (2020). *Drilling Engineering: Towards Achieving Total Sustainability (Sustainable Oil and Gas Development Series)*. Gulf Professional Publishing; 1st edition, 2020. 800 p.
31. Jeffery W.H. *Deep Well Drilling: The Principles and Practices of Deep Well Drilling, and a Hand Book of Useful Information for the Well Driller*. Palala Press, 2018. 538 p.
32. Mitchell R.F., Miska S.Z. *Fundamentals of Drilling Engineering (Spe Textbook Series)*. Society of Petroleum Engineers, 2010. 696 p.
33. Sharma K.K., Sharma L.K. *A Textbook of Physical Chemistry, 6th Edition*. Vikas Publishing, 2016. 864 p.
34. Speight, J.G. *Rules of Thumb for Petroleum Engineers*. Wiley-Scrivener; 1st edition, 2017. 762 p.
35. *Ochrona środowiska w aspekcie źródeł energii [Text]* / N. Dudla, W. Gorecki, G. Piwniak i inni. – Kraków: Wyd. Tow. Geosynoptyków GEOS, 1996. – 261 s.
36. Zięba A. *Charakterystyka zanieczyszczeń atmosfery substancjami z procesu spalania paliw kopalnych [Text]* / A. Zięba, D. Stasko, N. Dudla // *Nafta i Gaz*. – 2001. – Zeszyt. 18/1. – S. 17–25.
37. Pinka, J. *Vrtné supravý a ich diagnostikovanie [Text]* / J. Pinka, M. Sidorová, N.A. Dudla. – Košice: Vyd. Equilibria, 2009. – 176 s.
38. *Zarys inżynierii wiertniczej [Text]* / G. Piwniak, N. Dudla, A. Zięba, M. Ziaja. – Kraków: Wyd. AGH, 1990. – Część II. – 320 s.
39. Piwniak, G. *Diagnostyka urządzeń wiertniczych [Text]* / G. Piwniak, L. Mieszczerek, N. Dudla. – Kraków : Wyd. Lettra-Graphic, 2004. – 174 s.
40. Piwniak, G. *Racjonalizacja użytkowania energii i środowisko [Text]* / G. Piwniak, A. Zięba, N. Dudla. – Dniepropetrowsk: Narodowa Akademia Górnicza Ukrainy, 2002. – 196 s.
41. *Pluczki Wiertniczej [Text]* / S. Sologub, N. Dudla, D. Bielewicz i inni. – Kraków: Wyd AGH, 1992. – 157 s.



ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК

А

Адсорбент 111
Адсорбційний об'єм 298
Адсорбційні сили 293
Адсорбція 40, 47, 94
Адсорбована речовина 111
Аерозоль 13, 88
Активатор 88, 340

Б

Броунівський рух 18, 22, 23, 25, 89

В

Високомолекулярні речовини 301
Віскозиметр 125, 131
Вібросито 377, 389
Віброзмішувач 330
Вода 172, 234
Водовіддача 128
Водневий показник 142
Вуглелужний реагент 208
В'язкість
– абсолютна 99
– динамічна 122
– ефективна 121, 135
– кінематична 99
– пластична 99, 119, 135
– структурна 126
– умовна 119, 122

Г

Газований розчин 389
Газ 392
Геопургологія 333

Гель 16
Гідратація глини 293
Гідродинамічні диспергатори
– багатокамерні 341
– вихрові 341
– гідродинамічні 341
– дискові 341
– кулькові 341
– струминні 341
Гідростатичний тиск 122, 280
Гідрофільні групи 247
Гіпс 207
Глина 174, 177, 179
Глинисті породи 289
Глинисті речовини 235
Гравітаційне поле 26
Градiєнт концентрації 24
Густина 122

Д

Дзета-потенціал 57
Дегазація 389
Дегазатори
– атмосферні 394
– вакуумні 394
– віялові 394
– відцентрові 394
– вихреві 334
– гравітаційні 394
– ежекційні 394
– струминні 334
Депресор 88
Дипольний момент 31
Дисперсія 15
Дисперсність 92
Диспергуюча здатність 168

Дисперсні системи
– вільнодисперсні 94
– зв'язанодисперсні 94
Дифузія 24, 25

Ж

Жорсткість
– загальна 173
– постійна 173
– тимчасова 173

Е

Електрони 18
Електрофорез 55, 93
Електроосмос 54, 93
Емульгатор 78, 200, 244
Емульсія 13, 76
Енергоємність руйнування 284
Ефект
– адсорбційного зниження
міцності 283
– Ребіндера 111, 112
– Тіндаля 18, 29

З

Заводнення нафтових родовищ 310
Закупорювання 109
Закон
– Больцмана 27
– Ньютона 148
Змішувальні пристрої
– гідравлічні 357
– гідровакуумні 335
– гідромоніторні 330
– гравітаційні 324
– ежекторні 346
– електромагнітні 350
– комбіновані 348
– механічні 319
– пневмогідравлічні 342
– струминні 347
– ультразвукові 342, 350
Золь 72, 74

І

Інгібітори корозії 225
Інгібуюча здатність 158
Іонізація 47

К

Каліймагнієві сольові породи 299
Карбонатні рідини 237
Коагуляція 14, 16, 62, 65
Коалініт 179
Коалесценція 64, 78
Коефіцієнт дифузії 24, 25
Колоїдність глин 181
Колоїдний розчин 14
Колоїдні системи
– аерозолі 17, 250
– емульсії 16, 17
– піни 17, 250
Консолідуюча здатність 168
Крохмальні реагенти 211

Л

Лігносульфонати 214, 216
Лігніни 217

М

Мастильні добавки 201
Методи збільшення нафтовилучення
309
Міжфазна взаємодія 297
Монтморилоніт 294
Муловіддільник 400

Н

Набрякання 291
Напівколоїди 84
Наповнювач 109, 194
Нафта 220

О

Обважнені розчини 172, 191
Опалесценція 18
Органічні сполуки 295
Осадкові гірські породи 287
Осипи та обвали 292
Осмос 28
Осмотичний тиск 28
Отруйні речовини
– дуже небезпечні 398
– малонебезпечні 398
– надзвичайно небезпечні 398
– помірно небезпечні 398
Очищення розчину
– гідравлічне 379
– комбіноване 388
– механічне 376
– природне 364

П

Період релаксації 97
Пептизація 66, 67
Піна 254, 362
Піногасники 221
Пісковіддільник 383, 400
Піногенератор 342
Піноутворювачі 220, 222, 398
Пластові флюїди 286
Поверхнево-активні антифрикційні добавки 305
Поверхнево-активні речовини 113, 201
Поверхневий натяг 33, 144
Поверхня
– гідрофільна 35
– гідрофобна 35
Поглинання промивальної рідини 286
Поле
– гравітаційне 26
– електричне 18
Полімери 313
Поліфеноли 218

Полярні групи
– амінна 37, 251
– гідроксильна 37, 251
– карбоксильна 37, 38, 251
– сульфатна 37, 251
Потенціал седиментації 55, 57
Прихват труб 290

Р

Реагенти
– електроліти 202
– стабілізатори 207
– хімічні 204
Рекультивація 411
Релаксація 96, 98
Ресурс роботи 281
Рідке скло 205
Рідина
– ньютонівська 99
– неньютонівська 99
Розчини
– аргілітові 242
– асоційовані 14
– безглинисті 239
– вапняні 241, 248
– глинисті 243
– емульсійні 243
– інгібовані 237
– іонні 12
– крейдові 240
– малоглинисті 243
– мергелисті 242
– молекулярні 12
– полімерні 246, 340
– сапропелеві 238, 240
– силікатно-гумінові 240
– сульфатні 242

С

Світло
– прохідне 20
– розсіяне 20
Седиментація 25, 61
Середовище 100, 142
Соапсток 223
Сода 203
Солюбілізація 86
Спінювачі 201
Сталагмометр 36, 116
Стійкість 61, 91
Суспензія 13, 15, 16, 76
Стабільність 61, 140

Т

Температура нафтоносного пласта
316
Термічні методи підвищення
нафтовилучення 315
Термопреципітація 89
Термостійкість 185
Термофорез 88, 89
Трибометр 155

У

Умови спорудження свердловин 309

Ф

Фізико-хімічні процеси 282
Флокуляція 62
Флотація 87
Флуктуація 19, 20
Фосфоресценсія 18
Фотофорез 89

Х

Хемосорбція 40

Ц

Циклон-змішувач 345

Ш

Швидкість потоку 280

Навчальне видання

КОРОВЯКА Євгеній Анатолійович
ВИННИКОВ Юрій Леонідович
ІГНАТОВ Андрій Олександрович
МАТЯШ Олександр Васильович
РАСЦВЄТАЄВ Валерій Олександрович

ПРОМИВАЛЬНІ РІДИНИ В БУРІННІ

Підручник

Редактор Ю.В. Рачковська

Підписано до друку 29.06.2023. Формат 30×42/4.
Папір офсетний. Ризографія. Ум. друк. арк. 23,2.
Обл.-вид. арк. 23,2. Тираж 100 пр. Зам. №

Підготовлено до друку 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.

Видрукувано у видавництві Журфонд.

Свідоцтво про внесення до Державного реєстру
№ 684 від 21.11.2001.

49000, м. Дніпро, просп. Дмитра Яворницького, 60.