

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА

В. М. Орловський, О. В. Бобловський

СПЕЦІАЛЬНІ ТЕХНОЛОГІЧНІ РІДИНИ
ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ ІЗ ЗАКІНЧУВАННЯ
І ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

*(для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
зі спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології,
галузь знань 18 – Виробництво та технології)*

Харків
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова
2026

Орловський В. М. Спеціальні технологічні рідини для проведення робіт із закінчування і освоєння свердловин : конспект лекцій для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти зі спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології, галузь знань 18 – Виробництво та технології / В. М. Орловський, О. В. Бобловський ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2026. – 104 с.

Автори:

канд. техн. наук, доц. В. М. Орловський,
асист. О. В. Бобловський

Рецензент

В. С. Білецький, доктор технічних наук, професор, професор кафедри видобування нафти, газу і газоконденсату (Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»)

Рекомендовано випусковою кафедрою нафтогазової інженерії і технологій, протокол № 1 від 5 вересня 2025 року

© В. М. Орловський, О. В. Бобловський, 2026
© ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2026

ЗМІСТ

Вступ	4
1 Вимоги до спеціальних технологічних рідин, що використовуються під час буріння свердловин, розкриття та освоєння продуктивних пластів	6
2 Спеціальні технологічні рідини і дисперсні системи. Основні властивості дисперсних систем	16
3 Обважнювачі свердловинних технологічних рідин	28
4 Хімічні реагенти для регулювання властивостей промивальних рідин (Ч. 1).....	36
5 Хімічні реагенти для регулювання властивостей промивальних рідин (Ч. 2).....	51
6 Основні властивості технологічних рідин (Ч. 1).....	68
7 Основні властивості технологічних рідин (Ч. 2).....	81
8 Основні властивості технологічних рідин (Ч. 3).....	92
Список рекомендованих джерел	103

ВСТУП

Україна є однією з найстаріших нафтогазовидобувних держав світу. Бурхливий розвиток нафтової промисловості розпочався на початку другої половини XIX століття, коли зросла потреба в нафті та продуктах її переробки. Це пов'язано з винаходом і виготовленням у Львові в 1853 році газової лампи та винаходом і застосуванням двигунів внутрішнього згоряння. Тому почали копати нафтові шахти глибиною понад 100 м, бурити свердловини за допомогою бурових верстатів, які широко застосовувались у соляному промислі.

Про важливу роль нафти і природного газу в економіці говорить динаміка видобування нафти і газу на теренах України. У 1909 році на Прикарпатті видобування нафти досягало 2 млн т на рік. Перший газопровід Борислав – Дрогобич був збудований у 1912 році. Перші нафтопереробні заводи в Україні виникли в середині – другій половині XIX століття на Прикарпатті, що на той час було під юрисдикцією Австро-Угорщини, зокрема, у Бориславі, Львові, Дрогобичі, Надвірній.

Сьогодні провідне місце за видобутком нафти і газу посідає Лівобережна Україна. Основні родовища нафти і природного газу знаходяться в Харківській, Сумській, Полтавській, Дніпропетровській і Чернігівській областях.

Найбільше з газових родовищ – Шебелинське (80 % усіх запасів газу в Україні), на другому місці за запасами газу Західно-Хрестищенське газоконденсатне родовище, яке експлуатується з 1970 року, за ним йде Гнідинцівське нафтоконденсатне родовище – одне з найпродуктивніших в Україні, яке експлуатується з 1960 року.

У Прикарпатській нафтогазоносній провінції працюють нафтогазовидобувні управління в Бориславі й Долині.

У Причорноморсько-Кримській нафтогазоносній області станом на 2014 рік експлуатувалося 17 газових родовищ. Найбільші з них – Голіцинське, Джанкойське, Глібівське, Оленівське, Задорненське, Стрілкове.

Україна має великі потужності з нафтопереробки – це нафтопереробні заводи: Лисичанський, Кременчуцький, Херсонський, Бердянський, Дрогобицький, Львівський, Надвірнянський та газопереробні заводи: Бориславський, Глинсько-Розбишівський, Гнідинцівський, Долинський, Качанівський, Шебелинський, Яблунівський.

У 50–80-х роках XX ст. в Україні видобуток нафти, й особливо газу, поступово зростав. Найбільшого рівня видобутку нафти разом із газоконденсатом було досягнуто 1972 році – 14,4 млн т, а природного газу в 1975 році – 68,7 млрд м³.

Починаючи з другої половини 1970-х років видобуток нафти і природного газу в Україні стабільно скорочувався у зв'язку з виснаженням старих родовищ, які інтенсивно експлуатувалися під час періоду підрадянської України. Унаслідок цього у 2013 році нафти і газового конденсату було видобуто лише 2,97 млн т, а природного газу – 19,34 млрд м³.

Через значне падіння видобутку нафти і газу в державі утворився дефіцит енергоносіїв. Тому на державному рівні здійснювалися заходи із упровадження ефективних способів збільшення обсягів видобутку нафти та природного газу.

Сьогодні в Україні відомі 273 газових, газоконденсатних і нафтових родовища, з яких майже 200 перебувають у стані розробки або дослідно-промислової експлуатації. На території України є три нафтогазоносні регіони: Західний (охоплює: Волино-Подільську газонафтоносну провінцію, Передкарпатську нафтогазоносну провінцію, Карпатську складчасту нафтоносну область, Закарпатську газоносну область), Східний (ДДЗ) і Південний (Південно-Кримська нафтогазоносна провінція).

У 2014 році видобуток нафти і газового конденсату продовжував падати, їх було видобуто 2,72 млн т, а видобуток природного газу вдалося стабілізувати і навіть дещо збільшити до 19,8 млрд м³.

У 2019 році в Україні видобуто 2,4 млн т нафти і газоконденсату та 20,6 млрд м³ природного газу.

У 2020 році в Україні видобуто 2,4 млн т нафти і газоконденсату та 20,2 млрд м³ природного газу.

У 2021 році видобуток газу знизився до 19,8 млрд м³.

У 2022 році видобуто 1,421 млн. т нафти і газового конденсату та 18,5 млрд м³ природного газу.

Конспект лекцій «Спеціальні технологічні рідини для проведення робіт із закінчування і освоєння свердловин» дозволить бакалаврам під час самостійного опанування дисципліни придбати сучасні знання та підвищити якість вивчення дисципліни.

1 ВИМОГИ ДО СПЕЦІАЛЬНИХ ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІДИН, ЩО ВИКОРИСТОВУЮТЬСЯ ПІД ЧАС БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН, РОЗКРИТТЯ ТА ОСВОЄННЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ

1.1 Функції бурових промивальних рідин та вимоги до них

Використання промивальних рідин для буріння свердловин вперше запропонував у 1833 році французький інженер П'єр-Паскаль Фовель (1797–1867). Спостерігаючи за процесом канатного буріння, при якому наткнулись на водоносний пласт, він зауважив, що вода, яка фонтанує, дуже ефективно видаляє вибурений шлам зі свердловини. Він запропонував обладнання, у якому передбачалося закачування води під бурове долото, звідки вибурений шлам вимивався водою на поверхню між буровою штангою та стовбуром свердловини.

У 1845 році П'єр-Паскаль Фовель успішно пробурив свердловину на воду у Перпіньяні, Франція, глибиною 718 футів, використовуючи протягом 54 днів набір інструментів, що промиваються водою, і це є першим застосуванням промивальної рідини.

Принцип залишився незмінним і досі. При бурінні обертальним способом у свердловині постійно циркулює потік рідини, яка раніше розглядалася лише як засіб для видалення продуктів руйнування (шламу). В даний час вона сприймається, як один з головних чинників які забезпечують ефективність всього процесу буріння.

При проведенні бурових робіт циркулюючу у свердловині рідину прийнято називати – *буровим розчином* або *промивальною рідиною*.

Буровий розчин крім видалення шламу повинен виконувати інші, в рівній мірі важливі функції, спрямовані на ефективне, економічне, і безпечне виконання і завершення процесу буріння.

Поняття «бурові розчини» охоплює широке коло рідких, суспензійних, аерованих субстанцій, які мають різні склади і властивості. Термін «буровий розчин» стали застосовувати замість його синонімів – «глинистий розчин», «промивний розчин», «промивна рідина».

Перші свердловини бурили з використанням води. У процесі буріння вода насичувалася дрібними частинками вибурених гірських порід, які, залишаючись у рідині, надавали їй нових властивостей, у тому числі сприяли кріпленню стінок свердловини, а також зниженню фільтруючої здатності. При розбурюванні глинистих порід утворювалися промивальні рідини із стабільною структурою. З часом промивальні рідини, почали готувати штучно і вони отримали назву глинистих розчинів. Для регулювання їх якості додавали різноманітні хімічні реагенти, що істотно розширило сферу їхнього застосування.

Поряд з позитивними властивостями глинистих розчинів, вони мають ряд недоліків. При промиванні не завжди зберігається стійкість стінок свердловини, зменшується механічна швидкість буріння, збільшуються енергетичні затрати на промивання свердловини тощо.

В останні роки були створені більш досконалі рідини, які не містять глинистої складової або малоглинисті, де вміст глини не перевищує 3–5 %. У першому випадку це вода з добавками різноманітних хімічних реагентів, яка отримує властивості притаманні глинистим розчином або нові властивості, які змінюють характер взаємодії з породами. Відбувається поступове витіснення глинистих розчинів. В іншому випадку у безглинисті розчини вводять невелику кількість висококолоїдних глин, які суттєво не впливають на механічну швидкість буріння, але дозволяють отримати позитивні властивості глинистих розчинів.

Різнманіття геолого-технічних умов буріння, розвиток техніки та технології буріння, хімічного виробництва, підвищення вимог до економіки бурових робіт та охороні довкілля – все це вимагає постійного удосконалення промивальних рідин та їх технологічних властивостей.

Технологічні властивості бурових розчинів суттєво впливають на працездатність бурових доліт, вибійних двигунів, бурильних і обсадних труб та іншого підземного бурового обладнання. Варто зазначити, що технологія розкриття продуктивних пластів під час буріння та освоєння свердловин повинна забезпечувати найбільш сприятливі умови для збереження колекторських властивостей продуктивної товщі. Тому необхідно здійснити правильний вибір промивальних рідин (ПР) та обладнання вибоїв свердловин. При бурінні свердловин у складних гірничо-геологічних умовах бурові промивальні рідини мають виконувати такі функції:

- 1) охолодження бурильного долота під час його роботи;
- 2) ефективне очищення вибою свердловини від частинок розбурюваних порід і видалення їх на денну поверхню;
- 3) утримування частинки породи у завислому стані і запобігання їх осадженню на вибій;
- 4) створення гідростатичного тиску для попередження флюїдопроявів;
- 5) забезпечення стійкості стовбура свердловини;
- 6) створення екрана (кірки) на межі продуктивний пласт – стінка свердловини для недопущення проникнення у нього фільтратів і забруднюючих частинок, що погіршують його колекторські властивості;
- 7) забезпечення змащування доліт, вибійних двигунів, бурильної колони та інших вузлів;
- 8) недопущення прилипання бурильного інструменту до стінок свердловин;
- 9) передача потужності від джерела до вибою свердловини при бурінні гідравлічними (вибійними) двигунами;
- 10) глушіння свердловини.

Для виконання цих функцій промивальні рідини повинні мати відповідні фізико-хімічні властивості (густину, в'язкість, липкість, плинність, змащувальні властивості, малий гідравлічний опір, мінімальну здатність проникнення у продуктивні пласти, низьку водовіддачу, недопущення спінення та загуснення, відповідну мінералізацію та ін.), а це потребує спеціального приготування та обробки хімічними реагентами, які підбирають

для кожної свердловини та для окремих інтервалів буріння. Промивальні рідини є складними фізико-хімічними розчинами.

Здебільшого промивальні рідини готують на водній основі, можливе їх приготування також на нафтовій основі. Для підвищення густини у розчини додають крейду або барит. Для надання їм в'язкості застосовують, переважно, бентоніт, для зменшення густини застосовують поверхнево активні речовини або інші полімери, для надання мастильних властивостей додають графіт, нафту тощо.

Під час буріння регулярно контролюють параметри промивальної рідини (під час буріння у продуктивних горизонтах через кожні 15 хв) і заносять їх до спеціального журналу.

Найнебезпечнішими під час буріння є відкрите аварійне фонтанування свердловин нафтою або газом. Для його попередження густина промивальної рідини повинна бути на 5–20 % вища від пластового тиску у цьому горизонті, залежно від глибини, на якій очікують продуктивний горизонт. З іншого боку, значне підвищення тиску, створене промивальною рідиною порівняно з тиском у пласті, може призвести до глибокого проникнення фільтрату у пласт і забруднення колектора, інколи до повної втрати проникності і, у підсумку, неотримання припливу продукції або суттєвого зменшення її припливу. Особливо це небезпечно для колекторів, у пластах яких тиск менший від умовно гідростатичного (зони аномально низьких пластових тисків – АНПТ), або для тріщинуватих та низькопористих колекторів.

Найефективнішим при відкритті продуктивних горизонтів є буріння на рівновазі, коли тиск промивальної рідини відповідає тиску у пласті. У цьому випадку шкода геологічному середовищу мінімальна, але таке буріння потребує відповідного обладнання гирла свердловини та дотримання відповідних параметрів промивальної рідини.

Небезпечна ситуація виникає в разі, коли у розкритому розрізі свердловини наявні пласти, які можуть поглинати промивальні рідини, а нижче наявні продуктивні пласти з аномально високим пластовим тиском (АВПТ). У цьому випадку збільшення густини бурового розчину спричинить поглинання, а з продуктивного пласта може статися аварійний викид.

Не можна розкривати продуктивні пласти, не ізолювавши поглинальні горизонти, що залягають вище.

При бурінні, на свердловині повинен бути півторакратний запас бурового розчину на випадок його аварійного поглинання або аварійного викиду. Завжди повинні бути хімічні реагенти для обробки розчину, які потрібно зберігати у відповідній тарі та у спеціальному обладнаному складі.

Під час розкриття продуктивних горизонтів у промивальні рідини потрапляють нафта або газ, що зменшує їхню густину і, відповідно, зменшується протитиск на пласт, а це загроза виникнення викидів. Тому промивальні рідини потрібно дегазувати, пропускаючи їх через спеціальні дегазатори.

Небезпека зменшення протитиску на розкритий продуктивний пласт виникає й у випадку підняття бурильного інструмента. Тоді збільшується

об'єм стовбура свердловини, завдяки піднятим бурильним трубам і, відповідно, зменшується висота стовпа промивальної рідини та його протитиск на пласт. Тому під час піднімання бурильного інструмента свердловину потрібно періодично доливати промивальною рідиною.

Від якості промивальної рідини залежить швидкість буріння свердловини і результат буріння в цілому. При використанні неякісної промивальної рідини можна пробурити свердловину і не одержати припливу пластового флюїду.

Промивальні рідини повинні:

- володіти тиксотропними властивостями;
- бути легко прокачуваними;
- бути достатньо інертними щодо гірських порід – не розчиняти їх;
- допускати регулювання густини в достатньо широкому діапазоні;
- кольматувати пори і тріщини у стінках свердловини і створювати в них тонку, практично непроникну кірку, яка б запобігала проникненню як самої рідини, так її дисперсійного середовища у продуктивні пласти;
- зберігати стабільність властивостей у широкому діапазоні зміни температур;
- володіти доброю мастильною здатністю;
- допускати проведення геофізичних досліджень у свердловині;
- складатися переважно з недефіцитних і дешевих матеріалів.

Основні параметри бурового розчину вимірюються буровою бригадою, зазвичай – це густина, умовна в'язкість, водовіддача, товщина глинистої кірки, вміст піску, концентрація солей, лужність розчину та інші параметри.

Також як технологічні показники стійкості промивальної рідини як дисперсної системи використовуються такі параметри, як стабільність і добовий відстій.

1.2 Вплив промивальної рідини на колекторські властивості продуктивного пласта

Промивальна рідина може суттєво вплинути на термін освоєння свердловини і величину фільтрації пластового флюїду. У практиці буріння є приклади, коли свердловини, пробурені на неякісній хімічно не обробленій глинистій промивальній рідині не давали припливу нафти, у той же час сусідні свердловини, пробурені з промиванням іншими рідинами, працювали з достатньо високими дебітами.

Проникнення у пласт промивальної рідини та її фільтрату веде до зміни, перш за все, структури порового простору і проникності привибійної зони. Ступінь такого впливу на пласт залежить від ряду чинників і зменшується пропорційно віддаленню від свердловини. У гранулярному пласті всю зону, в яку проникла промивальна рідина та її фільтрат, умовно можна розділити на дві зони: зону кольматації і зону проникнення фільтрату.

Зона кольматації – це ділянка навколо стовбура свердловини, у пори якої проникли частинки дисперсної фази промивальної рідини. Її товщина залежить, переважно, від співвідношення гранулометричного складу промивальної рідини і структури порового простору, а також від перепаду тисків у період буріння та від тривалості дії промивальної рідини на привибувальну зону пласта.

Установлено, що коли діаметр пор d_p породи менший потрійного діаметра d_c частинок твердої фази промивальної рідини ($d_p < 3d_c$), то на поверхні стінок свердловини утвориться фільтраційна кірка, і частинки майже не проникають у пласт.

Якщо $3d_c < d_p < 10d_c$, то частинки твердої фази проникають у породу неглибоко, закривають пори і створюють фільтраційну кірку у самій породі. Товщина такої зони (1–2) см. Якщо $d_p > 10d_c$, то частинки проникають у пласт на кілька десятків сантиметрів і більше. У тріщинний колектор тверда фаза може проникати на велику віддаль, іноді на десятки метрів від свердловини. Внаслідок часткового відфільтровування дисперсійного середовища з промивальної рідини на поверхні тріщин утворюється фільтраційна кірка.

Видалити з пласта промивальну рідину, фільтраційну кірку та частинки твердої фази при освоєнні свердловини можна лише частково. Проникність зони кольматації для флюїду внаслідок проникнення у неї дисперсної фази часто знижується у 10 і більше разів.

Вплив фільтрату промивальної рідини на колекторські властивості складніший, і має такі особливості:

1) проникаючи у пласт, фільтрат промивальної рідини на водній основі зволожує породу; часто у фільтраті є хімічні речовини, які сприяють збільшенню гідрофільності породи, а значить кількості фізично зв'язаної води, що призводить до зменшення ефективного перерізу порових каналів і фазової проникності для нафти і газу;

2) у продуктивних пластах є деяка кількість глинистих мінералів, які під впливом водного фільтрату гідратують і збільшуються в об'ємі, набухають, а це веде до зменшення ефективного перерізу порових каналів, закриття деяких із них і зменшення проникності;

3) проникаючи у продуктивний пласт, фільтрат відтісняє від свердловини пластову нафту чи газ; фільтрат має меншу в'язкість, ніж нафта, тому, рухаючись поровими каналами і мікротріщинами, зустрічає менший гідравлічний опір і на деяких ділянках рухається швидше, ніж нафта; у пристовбуровій зоні утворюється суміш водного фільтрату і нафти, яка у порових каналах розділяється на крапельки фільтрату і нафти, тобто емульсію, при цьому гідравлічні опори фільтрації нафти до свердловини зростають, а фазова нафтопроникність зменшується;

4) у фільтраті є у розчиненому вигляді різні хімічні речовини, деякі з яких при взаємодії з речовинами, що знаходяться у продуктивному пласті, можуть утворювати нерозчинні осади, внаслідок чого частина порових каналів може бути закрита, а переріз інших каналів – звужений.

Зниження проникності колектора під дією фільтрату промивальної рідини, переважно, значно менше, ніж внаслідок кольтматації частинками твердої фази. Проте глибина проникнення фільтрату у пласт у багато разів більша за товщину зони кольтматації частинками твердої фази. Найінтенсивніше фільтрат проникає у пласт при бурінні і промиванні свердловини. Чим менша швидкість буріння, тим триваліша дія промивальної рідини на пласти. Зі збільшенням тривалості дії і динамічної фільтрації зростає і радіус забруднення.

Важливо не допускати значного забруднення продуктивних пластів при їх розкритті бурінням, тому при виборі промивальної рідини необхідно керуватись такими положеннями:

1. При розкритті не допускати значної репресії на продуктивний пласт; бажано підтримувати рівновагу між тисками у свердловині і пласті, що досягається регулюванням густини промивальної рідини.

2. Використовувати для розкриття промивальну рідину без твердої фази або з мінімальним її вмістом. Бажано, щоб тверда фаза складалась із матеріалів, які здатні розчинятися у соляній чи інших кислотах (крейда, вапняк, сидерит), які застосовуються для інтенсифікації припливу флюїду із пласта або у пластових рідинах.

3. Фільтратовіддача промивальної рідини має бути мінімальною. У фільтраті не повинно бути компонентів, здатних при фізико-хімічних реакціях утворювати нерозчинні осади.

4. Промивальна рідина повинна бути низькотискотропною і мати низькі значення статичного напруження зсуву та реологічних показників.

5. Ступінь мінералізації і соляний склад фільтрату повинні бути близькими до складу пластових рідин.

Промивальні рідини розміщуються в наступному порядку за ступенем зростання кольтматуючого впливу на пласт:

- газоподібні агенти;
- промивальні рідини на вуглеводневій основі;
- промивальні рідини на мінералізованій воді;
- промивальні рідини на прісній воді.

1.3 Спеціальні технологічні рідини для розкриття продуктивних пластів та освоєння свердловин

Технологічні рідини для розкриття та освоєння свердловин – це спеціальні рідини, такі як інвертні емульсійні бурові розчини (наприклад, Witer II), що використовуються для виклику припливу пластового флюїду та забезпечення безаварійного розкриття продуктивних горизонтів. Ці рідини мають важливі властивості, як-от виключення втрати стійкості порід та захист від гідратації глинистих мінералів, що створює оптимальні умови для ефективного розкриття та подальшого освоєння свердловини.

Освоєння свердловин (англ. well completion) – комплекс робіт з виклику припливу пластового флюїду із продуктивних пластів на поверхню з метою досягнення проектної продуктивності свердловини. Освоєння свердловин

проводиться після розкриття пласта і проведення робіт, що пов'язані з монтажем наземного і свердловинного обладнання.

Освоєння свердловини – комплекс технологічних та організаційних заходів, спрямованих на переведення непрацюючої свердловини з тієї чи іншої причини, в розряд діючих. Основною метою виклику припливу та освоєння є зниження протитиску на вибої свердловини, заповненої спеціальною рідиною глушіння, та штучне відновлення або покращення фільтраційних характеристик привибійної зони для отримання відповідного дебіту або приймальності.

Вимоги до спеціальних технологічних рідин для свердловин включають хімічну інертність до порід та обладнання, стабільність властивостей при зміні температури, здатність знижувати тиск у пластах, високу мастильну та теплофізичну ефективність, а також екологічну безпеку та відсутність токсичних речовин у складі. Рідина повинна мати регульовану густину, забезпечувати кольматацію пор і тріщин для створення непроникної кірки та бути інертною до пластових флюїдів, а також не перешкоджати проведенню геофізичних досліджень.

1.4 Вимоги до промивальних рідин при розкритті продуктивних пластів

Багаторічні дослідження дають підстави стверджувати, що основна роль у забезпеченні якісного розкриття продуктивних пластів у складних гірничо-геологічних умовах належить промивальним рідинам.

Ефективність розкриття продуктивних пластів залежить від фізико-хімічних властивостей пластових флюїдів, геолого-фізичних характеристик покладів нафти і газу, технології розкриття пласта, властивостей промивальних рідин, часу контактування породи з промивальною рідиною.

У процесі буріння свердловин із горизонтальним стовбуром при забурюванні бічних стовбурів часто використовують кілька різновидів промивальних рідин із різними технологічними властивостями. Основне призначення промивальної рідини змінюється залежно від того, на якій ділянці здійснюється буріння. Для ділянки набору зенітного кута у першу чергу беруть до уваги очищення стовбура і стійкість стінок свердловини.

Питання очищення стовбура і стійкості стінок свердловини, а також забруднення продуктивного пласта важливі при бурінні горизонтальних ділянок. Промивальна рідина при бурінні горизонтальної ділянки повинна мати такі властивості, щоб звести до мінімуму забруднення продуктивного пласта і забезпечити належне очищення стовбура та стійкості стінок свердловини. Для довгих горизонтальних ділянок промивальна рідина має забезпечувати низький коефіцієнт тертя, щоб зменшити крутний момент і сили опору при поступальному русі бурильної колоні.

Принципи вибору промивальної рідини для вертикальних свердловин і свердловин з горизонтальним стовбуром (СГС) однакові. Однак при виборі промивальної рідини для СГС деякі чинники вимагають до себе більш пильної уваги і детального опрацювання. До цих чинників належать:

1. Забруднення продуктивного пласта.

Сьогодні для вирішення цієї проблеми все частіше застосовують спеціальні види і склади бурових промивальних рідин, у тому числі з низьким вмістом твердої фази, безглинисті промивальні рідини на вуглеводневій основі, мінералізовані, полімерні, інгібовані та інші. Застосування таких рідин менш негативно впливає на колекторські властивості продуктивних пластів, забезпечує відновлення їх проникності майже до початкової (коефіцієнт відновлення 90–95 %), що у підсумковому результаті є економічно вигідним незважаючи на їх високу вартість. Водночас, застосовуючи однакові за складом рідини у різних гірничо-геологічних умовах буріння, можна отримати неочікувані результати. Тому при виборі промивальних рідин потрібно враховувати такі чинники, як склад і фізико-механічні властивості порід-колекторів, склад і властивості пластових флюїдів, термобаричні умови тощо.

2. Мастильні властивості промивальної рідини.

Вибір мастильної домішки та її концентрація у промивальній рідині є дуже важливим чинником. Якісні мастильні властивості збільшують довговічність бурового долота, знижують крутний момент і зменшують небезпеку прихоплення бурильної колони.

Труднощі, зумовлені великим крутним моментом і силами натягу, особливо значні у похилих свердловинах з великими zenітними кутами і у СГС. Бурильна колона лежить на нижній стінці свердловини і має велику площу контакту з породою і обсадною колоною. У таких умовах застосування мастильних домішок може дати суттєві переваги за умови, якщо інші властивості промивальної рідини оптимальні і використовується правильна технологія буріння.

Змащувальні домішки мають бути реагентами комплексної дії і відповідати таким вимогам:

- мати високі змащувальні та протиприхоплювальні властивості;
- добре суміщатися з усіма реагентами, що застосовуються під час обробки промивальних рідин;
- сприяти зниженню показника фільтрації промивальних рідин і підвищенню їх питомого електричного опору;
- ефективно функціонувати у складних гірничо-геологічних умовах, які характеризуються високими температурою і тиском, полімінеральною та сірководневою агресією тощо;
- надавати промивальним рідинам антикорозійних властивостей і здатності гідрофобізувати пористе середовище колектора, що також має сприяти підвищенню фільтраційного проникнення для нафти;
- бути стійкими до дії мікроорганізмів;

– не містити шкідливих, токсичних речовин, легко піддаватися біологічному розщеплюванню, тобто бути екологічно чистими.

3. Реологічні властивості.

Реологічні властивості промивальної рідини відіграють важливу роль в очищенні вибою та винесенні вибуреної породи на поверхню. Невідповідність реологічних властивостей умовам буріння може бути причиною зниження показників роботи доліт, а також виникнення різноманітних ускладнень (поглинання, флюїдопрояви тощо). Динаміка промивальної рідини залежить від режиму її течії в елементах циркуляційної системи, який визначається її реологічними властивостями.

Для промивальних рідин важко визначати точний діапазон таких властивостей, як статичне напруження зсуву (СНЗ), пластична в'язкість, динамічне напруження зсуву (ДНЗ), консистенція, показник нелінійності та інші, оскільки на них впливають багато змінних чинників (температура, тип і концентрація твердих частинок у промивальній рідині, співвідношення «вода-нафта», концентрація солей тощо).

Щоб визначити, чи знаходяться ці параметри у допустимих діапазонах, потрібно знати, які вимоги ставляться до певних умов буріння. Наприклад, при бурінні свердловин великого діаметра необхідно мати вище ДНЗ, щоб забезпечити високу виносну здатність промивальної рідини, а під час буріння свердловин малого діаметра ці властивості можуть бути небажаними.

4. Стійкість стінок свердловини.

Промислові дані доводять, що СГС, навіть у слабких пісковиках і незв'язаних пісках, можна бурити при тій же самій густині промивальної рідини, що і для вертикальних свердловин, або при невеликому її надлишку. Проте цей висновок базується лише на невеликому числі СГС, пробурених у таких пластах. Тому не можна категорично стверджувати, що слабкі пласти ніколи не несуть труднощів, пов'язаних зі стійкістю стовбурів свердловин.

Для уникнення проблем при промиванні викривлених ділянок стовбура свердловини необхідно підтримувати висхідну швидкість промивальної рідини такою, яка була б вищою за швидкість осідання частинки вибуреної породи, покращувати утримуючу здатність промивальної рідини завдяки підвищенню статичного напруження зсуву, запобігати зміщенню профілю швидкості, динамічному розшаруванню промивальної рідини, а саме її густини і в'язкості.

Контрольні запитання

1. Які рідини називають буровим розчином або промивальною рідиною?
2. Що розуміють під поняттям бурові розчини?
3. Які функції мають виконувати промивальні рідини при бурінні?
4. Якими властивостями повинні володіти промивальні рідини?
5. Назвіть основні параметри бурового розчину.
6. Що розуміють під зоною кольматації?

7. Як впливає фільтрат промивальної рідини на колекторські властивості пластів?

8. Якими положеннями необхідно керуватись при виборі промивальної рідини?

9. Як розміщуються промивальні рідини за ступенем зростання кольматуючого впливу на пласт?

10. Що розуміють під технологічними рідинами для розкриття та освоєння свердловин?

11. Що розуміють під освоєнням свердловин?

12. Які вимоги висуваються до спеціальних технологічних рідин для свердловин?

13. Які властивості промивальної рідини важливі при її виборі для буріння свердловин?

2 СПЕЦІАЛЬНІ ТЕХНОЛОГІЧНІ РІДИНИ І ДИСПЕРСНІ СИСТЕМИ. ОСНОВНІ ВЛАСТИВОСТІ ДИСПЕРСНИХ СИСТЕМ

2.1 Технологічні (промивальні) рідини і дисперсні системи

Технологічні (промивальні) рідини – це фізико-хімічні системи, що складаються з однієї або декількох фаз. Однофазні системи з двох або більше речовин, які мають між компонентами поверхні поділу, називають *гомогенними*. Прикладом таких систем є дійсні розчини. В бурінні дійсні розчини застосовують дуже рідко.

Фізико-хімічні системи, які складаються з двох або більшого числа фаз, між якими існують реальні поверхні поділу, називають *гетерогенними*. Значну частину гетерогенних систем становлять дисперсні системи, які складаються з дисперсної фази і дисперсійного середовища.

Дисперсна система – це суміш, що складається як мінімум з двох речовин, які хімічно не взаємодіють одна з одною і відрізняються практично повною взаємною нерозчинністю. Отже, дисперсна система містить щонайменше два компоненти, тому розрізняють два поняття: дисперсна фаза і дисперсійне середовище (рис. 2.1). *Дисперсна система* – суміш, в якій дуже подрібнені частинки однієї речовини рівномірно розподілені в об'ємі іншої.

Дисперсна фаза – це диспергована речовина, тобто та частина дисперсної системи, яка рівномірно розподілена в об'ємі іншої речовини. Дисперсна фаза може бути рідкою, газоподібною і твердою. Якщо частинки дисперсної фази мають однаковий розмір, то систему називають *монодисперсною*, у протилежному випадку – *полідисперсною*.

Дисперсійне середовище – це середовище, в якому рівномірно розподілені частинки дисперсної фази. Ознакою дисперсійного середовища є його безперервність.

Дисперсну систему, в якій дисперсна фаза складається із декількох складових, називають *багатокомпонентною*.

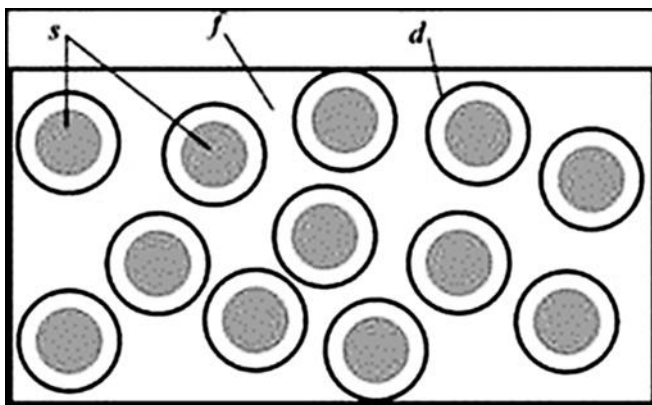


Рисунок 2.1 – Дисперсна система:

s – частинки дисперсної фази (у вигляді дрібних твердих кристаликів, крапель рідини, бульбашок газу, асоціатів молекул чи йонів),
d – адсорбційний шар, *f* – однорідне дисперсійне середовище

Технологічні (промивальні) рідини відносять переважно до рідких полідисперсних багатокомпонентних дисперсних систем.

Дисперсну фазу можна відділити від дисперсійного середовища фізичним способом (центрифугуванням, сепаруванням, відстоюванням тощо).

Класифікація за ступенем дисперсності.

Залежно від розмірів частинок дисперсної фази дисперсні системи умовно поділяються на три групи. Ступінь подрібненості частинок дисперсної фази називають *дисперсністю* (D), яка дорівнює оберненій величині до розміру частинок (d).

Із збільшенням ступеня дисперсності зростає величина загальної поверхні поділу фаз. Мірою дисперсності слугує також питома поверхня (S') під якою розуміють відношення загальної поверхні (S) дисперсної фази до її об'єму (V).

При зменшенні розміру частинок дисперсної фази кулеподібної форми питома поверхня зростає. Загальна поверхня твердої фази у технологічних (промивальних) рідинах досягає десятків і сотень квадратних метрів на 1 г маси.

Дисперсність істотно впливає на фільтраційні і структурно-механічні властивості технологічних (промивальних) рідин. Із збільшенням ступеня дисперсності покращується стійкість системи. За ступенем дисперсності системи поділяють на *високодисперсні або колоїдні системи* (поперечний розмір частинок знаходиться у межах $(1 \times 10^{-5} \div 1 \times 10^{-8} \text{ см})$) та *грубодисперсні системи або суспензії* (розмір частинок більше 10^{-4} см).

Суспензія – це дисперсна система, в якій тверда фаза (дисперсна фаза) знаходиться у змуленому стані, а дисперсійним середовищем є рідина. Суспензії характеризуються седиментаційною нестійкістю компонентів у часі, частинки твердої фази у стані спокою осідають під впливом сил гравітації і система розшаровується.

У технологічних (промивальних) рідинах зазвичай розмір частинок дисперсної фази неоднаковий, становить приблизно $60 \div 70 \%$ колоїдних, $15 \div 25 \%$ грубодисперсних і $10 \div 20 \%$ розбуреної породи.

Емульсії – це багатofазні системи, в яких нерозчинні дрібні крапельки однієї рідини – дисперсної фази рівномірно розподілені в об'ємі рідкого дисперсійного середовища, тобто емульсія складається з двох взаємно нерозчинних рідин. Емульсії також нестійкі системи і можуть існувати лише у присутності поверхнево-активних речовин-емульгаторів. Емульсії руйнуються внаслідок *коалесценції* – збільшення розмірів частинок дисперсної фази при їх злитті між собою.

Аерованою рідиною називають багатofазну систему, в якій дисперсною фазою є пухирці повітря, а дисперсійним середовищем – глиниста суспензія або вода. При великому вмісті пухирців повітря таку рідину називають *піною*.

Отже, технологічні (промивальні) рідини необхідно віднести до гетерогенних, полідисперсних, багатокомпонентних дисперсних систем, де:

- у розчинах на водній основі дисперсною фазою є глинопорошки, а дисперсійним середовищем – прісна або мінералізована вода;
- у розчинах на нафтовій основі дисперсною фазою є окислений бітум та вапно, а дисперсійним середовищем – нафта або дизельне паливо;
- в обернених емульсіях дисперсною фазою є прісна або мінералізована вода, а дисперсійним середовищем – нафта або дизельне паливо.

2.2 Основні властивості дисперсних систем

Згідно з молекулярно-кінетичною теорією, внутрішнє зчеплення тіл зумовлене силами взаємодії молекул. Всередині тіла, наприклад рідини, ці сили зрівноважені: кожна молекула притягує до себе сусідні з такою ж силою, з якою сама до них притягується. Сили притягування поверхневих молекул, наприклад розміщених на поверхні поділу рідина-повітря, не зрівноважені (рис. 2.2).

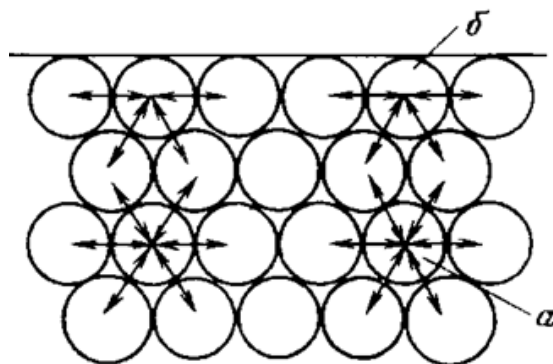


Рисунок 2.2 – Схема дії молекулярних сил:

α – на молекулу, яка знаходиться всередині рідини; б – на молекулу, яка знаходиться в поверхневому шарі

У результаті надлишку сил притягування з боку рідини, молекули з межі поділу мають тенденцію до втягування всередину рідини, а поверхня поділу – до зменшення.

Аналогічні явища проходять у будь-яких дисперсних системах. Через це поверхневі молекули на межі поділу фаз мають деяку некомпенсовану надлишкову енергію, яку називають *поверхневою енергією*.

Мірою поверхневої енергії може слугувати *поверхневий натяг* (σ), який еквівалентний роботі утворення одиниці площі поверхні поділу фаз при постійній температурі (дж/м²).

Поверхневий натяг – найважливіша термодинамічна характеристика поверхні поділу фаз, суть якої полягає у прагненні рідини скоротити площу своєї поверхні при незмінному об'ємі (Н/м).

Завдяки поверхневому натягу крапля рідини при відсутності зовнішнього впливу набуває форми кулі. З підвищенням температури поверхневий натяг зменшується.

Явища, які пов'язані з некомпенсованою поверхневою енергією у дисперсних системах, називають *сорбційними процесами*. Серед них розрізняють адсорбцію, абсорбцію, хемосорбцію і капілярну конденсацію.

Адсорбція – поглинання газу або іншої речовини поверхневим шаром. У результаті адсорбції самовільно підвищується концентрація розчиненої речовини на межі поділу фаз порівнянно з концентрацією цієї речовини у всьому об'ємі дисперсної системи. При постійній температурі інтенсивність адсорбції зростає з підвищенням тиску та концентрації розчину. Адсорбція супроводжується виділенням тепла. При підвищенні температури інтенсивність адсорбції зменшується.

Абсорбція – об'ємне поглинання речовини рідкими або твердими тілами. На відміну від адсорбції, де поглинання проходить лише поверхневим шаром, при абсорбції поглинання речовини здійснюється усім об'ємом поглинача. Абсорбція спостерігається лише у дослідках при вивченні поглинаючих речовин, у колоїдно-суспензійних системах вона не відбувається.

Хемосорбція – процес поглинання газів або розчинення речовин твердими або рідкими тілами, які супроводжуються утворенням хімічних реакцій. Між фізичною адсорбцією, хемосорбцією і типовою хімічною реакцією дуже важко провести чітку межу. Їх можна розрізнити лише за значеннями питомої теплоти процесу.

Капілярна конденсація – поглинання газу або пари у результаті конденсації їх у порах адсорбента. Цей процес відбувається при приготуванні технологічних (промивальних) рідин.

Ефективність застосування технологічних (промивальних) рідин, як дисперсних систем, пов'язана з їх стійкістю. Розрізняють кінетичну (седиментаційну) та агрегативну стійкість.

Кінетична стійкість – властивість дисперсних систем утримувати в змуленому стані частинки дисперсної фази. Вона забезпечується двома взаємнопротилежними процесами – осіданням частинок під дією сил тяжіння (седиментація) і броунівським рухом, під дією якого частинки рівномірно розподіляються по всьому об'єму.

Кінетичну стійкість забезпечують шляхом:

- підвищення дисперсності твердої фази;
- зменшення різниці густин дисперсійного середовища і дисперсної фази;
- збільшенням в'язкості дисперсійного середовища.

Агрегативна стійкість – властивість частинок дисперсної фази чинити опір злипанню і утворюванню агрегатів. Вона забезпечує дисперсійність та індивідуальність частинок дисперсної фази. Агрегативна стійкість досягається дією двох протилежно направлених сил. З одного боку діють сили притягування, під впливом яких частинки злипаються, з іншого боку – сили відштовхування, які протидіють зближенню частинок і з'єднанню їх в агрегати. Сили притягування носять характер молекулярної взаємодії (Ван-дер-Вальсових сил). Сили відштовхування визначаються електричною взаємодією між іонами подвійних шарів, які оточують кожную частинку.

Результуюча цих двох сил і зумовлює більшу або меншу агрегативну стійкість дисперсних систем. Підвищення агрегативної стійкості досягають збільшенням електричного бар'єру відштовхування шляхом введення поверхнево-активних речовин (ПАР).

Агрегативна нестійкість дисперсних систем призводить до *коагуляції дисперсної фази*, тобто злипання частинок дисперсної фази під дією міжмолекулярних сил притягування.

Процес коагуляції дисперсних систем поділяють на закриту і відкриту стадії. При закритій коагуляції частинки твердої фази поступово втрачають свою стійкість. Явна коагуляція характеризується повним розшаруванням дисперсної системи на тверду і рідку. Частинки твердої фази при цьому утворюють доволі щільний осад. На коагуляцію впливають різні чинники: старіння дисперсної системи, зміна концентрації дисперсної фази, домішки електролітів, зміна температури тощо.

У технологічних (промивальних) рідинах коагуляція найчастіше виникає під дією електролітів. При цьому концентрація їх у системі повинна бути достатньою для стиснення подвійного електричного шару і зниження енергетичного бар'єра, який протидіє злипання частинки при їх зіткненні.

Мінімальна концентрація електроліту, при підвищенні якої починається коагуляція називають *порогом коагуляції*.

Для поліпшення очищення технологічних (промивальних) рідин застосовують флокуляцію твердої фази.

Флокуляція – об'єднання колоїдних частинок у рихлі агрегати, які мають форму пластівців. Здійснюють її за допомогою полімерів, які називають флокулянтами. Флокуляція особливо характерна для лінійних полімерів з активними функціональними групами (поліакриламід, полівініловий спирт тощо). Приєднуючись двома кінцями до двох різних частинок дисперсної фази, довга молекула утворює полімерний (вуглеводневий) місток. Зв'язані полімерними містками частинки взаємодіють між собою, утворюються флокули, які порушують седиментаційну стійкість дисперсної системи.

Один і той же полімерний флокулянт по відношенню до різних мінеральних частинок може виступати як *флокулянт* або як *стабілізатор*. Це залежить від хімічної природи поверхні мінералу, зокрема від електрокінетичного потенціалу. Практично поверхні мінеральних частинок, які присутні у технологічних (промивальних) рідинах, мало відрізняються за типом потенціаловизначальних іонів і знака заряду. Але ці глинисті мінерали мають відмінні кількісні характеристики поверхневих шарів і тому флокулюють при різних концентраціях полімеру.

Флокуюючу здатність полімеру по відношенню до шламових частинок породи підсилюють домішками таких неорганічних коагулянтів, як хлориди і сульфати заліза, алюмінію, магнію тощо.

При приготуванні технологічних (промивальних) рідин основними процесами є подрібнення глини і перемішування її з водою. Підвищення дисперсності можливе механічним диспергуванням шляхом прикладання до твердої фази зовнішніх сил (подрібнення, розтирання, перемішування) і

фізико-хімічним диспергуванням – *пептизацією*, яка є результатом взаємодії дисперсійного середовища і дисперсної фази.

Пептизація – розщеплення агрегатів, що виникли при коагуляції дисперсних систем, на первинні частинки під дією рідкого середовища (наприклад, води) або спеціальних речовин – пептизаторів. Пептизація – один із способів одержання колоїдних розчинів, застосовується при отриманні високодисперсних суспензій глин та інших речовин.

Механічне подрібнення глини носить локальний характер і обмежене порівняно невеликими ділянками прикладання сили (коефіцієнт корисної дії процесу низький).

Значно ефективніша пептизація, яка діє на всіх доступних для дисперсійного середовища поверхнях і яка носить не періодичний, як при механічному подрібненні, а перманентний характер. Темпи фізико-хімічного диспергування стримуються обмеженістю контактів із середовищем, особливо при великих розмірах частинок твердої фази. Тому найбільше диспергування досягається при поєднанні механічного і пептизаційного чинників.

Дисперсні системи поділяють на *вільнодисперсні системи (золи)* та *зв'язанодисперсні системи (гелі)*, між якими немає різкого переходу.

У *вільнодисперсних системах* частинки дисперсної фази не взаємодіють одна з одною і не здатні утворювати яку-небудь просторову сітку. Для *зв'язанодисперсних систем* характерна наявність внутрішньої структури (наприклад водна дисперсія глини).

На міцність внутрішньої структури істотно впливає концентрація твердої фази в системі, конфігурація частинок і їх поверхневі властивості. Найбільш сприятливим для утворення структури є *анізодіаметрична форма* (пластинки або палички) твердої фази.

Просторова структура зв'язанодисперсних систем при механічній дії (перемішуванні, прокачуванні) руйнується і гель переходить у золь. У стані спокою структура відновлюється, золь переходить у гель.

Властивість дисперсних систем відновлювати початкову структуру, зруйновану раніше прокачуванням або перемішуванням, називають *тиксотропією*.

Тиксотропію дисперсних систем забезпечують такі чинники:

- достатня кількість дисперсної фази, яка полегшує побудову просторової сітки;
- наявність колоїдної фракції в дисперсній фазі, яка відіграє роль адгезійної (клеючої) речовини для грубодисперсних частинок;
- невисока міцність структури і її властивість до залишкових деформацій.

Тиксотропія – важлива характеристика технологічних (промивальних) рідин за якою оцінюють здатність рідини утримувати шлам у змуленому стані після припинення циркуляції.

У свердловині, через неоднакову концентрацію електролітів у технологічній (промивальній) рідині і пластових водах, виникають різні осмотичні процеси.

Осмоз – однобічна дифузія молекул розчинника через напівпроникну переділку (мембрану), яка розділяє розчин і чистий розчинник або два розчини різної концентрації. Осмос зумовлений прагненням системи до термодинамічної рівноваги і вирівнювання концентрації розчину з обох сторін напівпроникної мембрани. Мірою осмосу служить *осмотичний тиск*, що дорівнює надлишковому тиску, який потрібно прикласти з боку розчину для припинення дифузійного потоку в нього молекул розчинника.

У свердловині концентрація солей у пластових водах у більшості випадків вища за їх вміст у технологічній (промивальній) рідині, тому завжди виникає осмотичний тиск, направлений у бік технологічної рідини з меншою концентрацією солей. Вплив осмотичного тиску зменшують вирівнюванням концентрації електролітів у технологічній рідині і пластовій воді.

2.3 Основні функції технологічної (промивальної) рідини

Технологічні (промивальні) рідини, які застосовують при бурінні і освоєнні свердловин, виконують ряд технологічних функцій. Невідповідність якості технологічних (промивальних) рідин геолого-технологічним вимогам ускладнює поглиблення свердловини і може привести до аварійної ситуації.

Щоб технологічні (промивальні) рідини відповідали вимогам, які визначаються умовами поглиблення свердловини, необхідно вести постійний контроль за їх властивостями і при необхідності проводити корегування властивостей.

Основні функції технологічних (промивальних) рідин, чинники та обмеження, які на них впливають:

1. Основною функцією технологічних (промивальних) рідин є транспортування шламу з вибою на поверхню. Іншої можливості винесення шламу із свердловини не має.

Гідравлічне транспортування шламу з вибою на поверхню у вертикальних свердловинах більш ефективно при великих швидкостях течії і високих значеннях в'язкості та густини технологічної (промивальної) рідини.

Але при великих швидкостях течії рідини у затрубному просторі спостерігається розмивання стінок свердловини, зростання гідравлічних втрат, які можуть призвести до гідророзриву пластів.

На практиці намагаються здійснювати гідравлічне транспортування шламу при низьких швидкостях технологічних (промивальних) рідин у затрубному просторі. Але при цьому, щоб забезпечити задовільне винесення породи, регулюють реологічні властивості технологічних (промивальних) рідин, у першу чергу – динамічне і статичне напруження зсуву. Збільшуючи динамічне напруження зсуву, зменшують швидкість осідання частинок шламу відносно потоку технологічної (промивальної) рідини і поліпшують

умови виносу вибуреної породи при порівняно низьких швидкостях течії у кільцевому просторі.

Залежно від умов поглиблення свердловини швидкість технологічної (промивальної) рідини у кільцевому просторі підтримують у межах $(0,4 \div 1,2)$ м/с.

2. Очищення вибою від шламу промивальною рідиною є важливою функцією. Чим швидше видаляється шлам із вибою, тим ефективніше працює долото. Навіть невелика кількість шламу, яка залишилась на вибої, призводить до зниження механічної швидкості поглиблення свердловини, оскільки проходить повторне подрібнення шламу, який переходить у технологічну (промивальну) рідину у вигляді активної фази, збільшуючи її в'язкість і густину.

Якість очищення вибою свердловини можна поліпшити збільшенням продуктивності бурових насосів або ступеня турбулізації технологічної (промивальної) рідини у привибійній зоні свердловини. Збільшення швидкості циркуляції рідини не завжди приводить до позитивних результатів. Тому інтенсивне промивання вибою проводять при максимально можливому перепаді тиску у насадках долота.

Турбулізація потоку рідини суттєво залежить від швидкості обертання долота, конструкції і розміщення промивальних каналів долота.

3. Зрівноваження пластового тиску у свердловині. Пластовий тиск у свердловині можна зрівноважити двома шляхами: вагою стовпа технологічної (промивальної) рідини; створенням протитиску на гирлі свердловини. У практиці буріння частіше застосовують перший спосіб. Але з підвищенням густини технологічної рідини зростають витрати часу і коштів на один метр проходки свердловини. Тому на сьогодні більш поширений комбінований спосіб зрівноваження пластового тиску у процесі поглиблення свердловини – вагою стовпа технологічної (промивальної) рідини і протитиском на гирлі свердловини. Таку технологію називають промиванням при *зрівноваженому тиску між свердловиною і пластом*. Подальше вдосконалення технології промивання свердловини спрямоване на зниження тиску на вибій. Сьогодні знаходить розповсюдження метод промивання з від'ємним диференціальним тиском на вибій, який називають промиванням свердловини з *незбалансованим пластовим тиском*.

Буріння з нульовим або від'ємним диференціальним тиском дозволяє отримати не лише великі швидкості буріння, але і запобігти забрудненню продуктивних горизонтів технологічними рідинами і їх фільтратом, а також мінімізувати такі небажані функції, як гідророзрив пласта і поглинання рідини.

4. Важливою технологічною функцією технологічної (промивальної) рідини є утримання в змуленому стані частинок твердої фази, які знаходяться в ній, особливо після припинення циркуляції при проведенні спуско-підймальних операцій (СПО), ремонтних та інших роботах у свердловині.

Здійснення цієї функції визначається переважно величиною статичного напруження зсуву (СНЗ) рідини. З підвищенням СНЗ поліпшується

утримувальна здатність частинок породи, обважнювача і глини у змуленому стані. Однак великі значення СНЗ, при відновленні циркуляції, призводять до значного підвищення гідродинамічного тиску, що може стати причиною поглинання технологічної рідини.

На практиці намагаються підтримувати мінімально допустиму для даних конкретних умов величину СНЗ через одну хвилину спокою, при якому $80 \div 90$ % частинок твердої фази не осідає в рідині, а величину СНЗ через десять хвилин – є дещо більшою або близькою до СНЗ через хвилину спокою. Отже технологічна (промивальна) рідина повинна швидко набирати структуру, міцність якої для заданих умов повинна бути мінімальною і швидко руйнуватися під дією зовнішніх сил.

Паралельно з утримуванням вибуреної породи технологічна (промивальна) рідина повинна легко очищуватись від неї в системі очищення. Ці функції технологічної (промивальної) рідини вирішують двома шляхами:

- понижують реологічні властивості рідини до мінімально допустимих значень;
- поліпшують ступінь очистки рідин, застосовуючи нові ефективні пристрої (центрифуги, вібросита тощо).

5. Збереження стійкості стінок свердловини. У процесі поглиблення свердловин гідростатичний тиск стовпа технологічної (промивальної) рідини перевищує пластовий. Під дією перепаду тиску тверда фаза разом із фільтратом проникає у пористі породи, утворюючи фільтраційну кірку на стінках свердловини. Фільтраційна кірка має механічну міцність, зв'язує слабозцементовані частинки гірських порід, сповільнює поступлення фільтрату у приви́бійну зону свердловини, зменшує ділянку дальшого розповсюдження зони змочування навколо стовбура. Проте таким шляхом не завжди вдається зберегти стійкість стінок свердловини, особливо при розбурюванні тектонічно порушених порід з великими кутами падіння.

На практиці буріння стійкість стінок свердловини підтримують різними способами:

- зменшують фільтратовіддачу і підвищують реологічні властивості технологічної рідини. При цьому глини, сланці та інші гірські породи менше набухають, диспергують та осипаються у свердловину. Така технологічна рідина краще глинизує тріщини і пори порід, збільшуючи стійкість стінок свердловини;
- застосовують технологічні рідини з підвищеними закріплюючими властивостями (малосилікатні, полімеркалієві та інші);
- збільшують тиск технологічної рідини на стінки свердловини. Але з ростом гідростатичного тиску зростає інтенсивність проникнення фільтрату у гірські породи приви́бійної зони свердловини, знижується механічна швидкість буріння. У таких умовах значно підвищується ізолююча і закріплююча роль фільтраційної кірки.

6. Розмивання породи на вибої свердловини (гідромоніторний ефект). Руйнування м'яких порід, які залягають на малих глибинах, можна

здійснювати комбінованим методом: гідравлічним, механічним. Технологічна (промивальна) рідина витікає із насадок долота з великою швидкістю і викликає додаткове руйнування (розмив породи), сприяючи збільшенню механічної швидкості проходки свердловини. Гідромоніторний ефект зростає із збільшенням швидкості витікання рідини із гідромоніторних насадок долота.

7. Зменшення абразивного зношування і корозії бурильного інструменту. Технологічна (промивальна) рідина повинна мати певні мастильні властивості. Покриваючи тонкою плівкою деталі, які труться між собою, вона змащує їх. З поліпшенням мастильних властивостей рідини зменшується абразивне зношування деталей, які труться між собою, понижуються енергетичні витрати на проходку свердловини, скорочуються аварії з бурильною колоною, зменшується ймовірність виникнення прихоплень бурильного інструменту.

Але при значному збільшенні концентрації мастильних домішок у рідині спостерігається зменшення механічної швидкості проходки свердловини, особливо при застосуванні твердосплавних та алмазних доліт. Це пояснюється тим, що змащування вибою і ріжучих кромок долота призводить до погіршення руйнування вибою. Раціональним вважають вміст нафти в рідині $6 \div 8$ % (об'ємних), що недостатньо для змащування опор долота. Тому сьогодні широко застосовують долота з герметизованою опорою, змащення якої здійснюється автономно.

Корозійну активність технологічних рідин зменшують введенням до їх складу інгібіторів корозії.

8. Охолодження долота. Руйнування породи долотом при поглибленні свердловини супроводжується виділенням великої кількості тепла, що призводить до його нагрівання. У тришарашкових долотах з відкритою опорою температура на бігових доріжках досягає $500 \div 600$ °С. Технологічні (промивальні) рідини в наслідок конвективного обміну відводять тепло від долота. Ефективність охолодження поліпшується із збільшенням швидкості циркуляції, зменшенням в'язкості рідини та зростанням її теплоємності і теплопровідності.

Більшість технологічних (промивальних) рідин мають відносно велику теплоємність, а тому охолоджують долота навіть при невеликій продуктивності бурових насосів.

9. Передача енергії від насосів до вибійних двигунів. При застосуванні вибійних двигунів технологічні рідини передають гідравлічну енергію від бурових насосів до турбобура або гвинтового двигуна, розміщених на вибої свердловини. Технологічна рідина, яку прокачують через бурильні труби, обертає вал вибійного двигуна, з'єднаного з долотом.

Частина потужності насосів витрачається на подолання гідравлічних опорів у бурильній колоні.

Для зменшення гідравлічних втрат застосовують технологічні рідини з низькими реологічними властивостями.

10. Інші функції. Окрім наведених функцій, технічна (промивальна) рідина забезпечує проведення геофізичних робіт, зменшує вагу бурильної колони, закупорює канали поглинаючих горизонтів, зменшує вібрацію бурильної колони при поглибленні свердловини роторним способом.

2.4 Вимоги до технологічних (промивальних) рідин

Основною вимогою до технологічних (промивальних) рідин є попередження ускладнень, які можуть виникнути при поглибленні свердловини. Вимоги до технологічних рідин залежить від конкретних геолого-технологічних умов поглиблення свердловини і зводяться до наступного:

- технологічні рідини повинні бути хімічно нейтральними по відношенню до розбурюваних порід, не викликати їх розчинення, диспергування і набухання, що зменшить ймовірність виникнення ускладнень при поглибленні свердловини;

- властивості технологічних рідин повинні бути стабільними протягом значного проміжку часу, дисперсна фаза не повинна диспергуватись при зміні термобаричних умов при поглибленні свердловин, що зменшить витрати хімічних реагентів на процес поглиблення;

- параметри технологічних рідин повинні змінюватись у широких межах з допомогою хімічних реагентів, обважнювачів та інших домішок, які забезпечують зміну кожного технологічного показника при незмінних інших показниках;

- рідка фаза рідини повинна мати низьку в'язкість, невеликий поверхневий натяг на межі з гірськими породами, що поліпшить умови роботи долота на вибої свердловини;

- тиксотропні властивості технологічних рідин повинні наростати в часі, особливо після припинення циркуляції, що дозволить утримувати вибурену породу у завислому стані;

- концентрація глинистих частинок у твердій фазі повинна бути мінімальною, а середньозважена по об'єму густина твердої фази – максимальною, що зменшить ймовірність загущення технологічних рідин;

- швидкість фільтрації технологічної рідини повинна інтенсивно зменшуватись у часі, забезпечуючи мінімальну фільтрацію, необхідну для попередження ускладнень у стовбурі свердловини;

- технологічна рідина повинна захищати від корозії бурильні і обсадні труби, вибійні двигуни, наземне обладнання тощо;

- реологічні властивості технологічної рідини повинні змінюватись так, щоб забезпечити досконале очищення вибою свердловини, задовільне гідравлічне транспортування шламу та оптимальну гідравліку долота;

- технологічні рідини повинні обмежувати приплив мінералізованої води, кислих та сірководневих газів (CO_2 , H_2S), зменшуючи ймовірність виникнення різних ускладнень при поглибленні свердловини;

– електропровідність технологічних рідин повинна бути достатньою для проведення необхідних геофізичних досліджень у свердловині для виявлення нафтових, газових або водоносних пластів;

– технологічні рідини не повинні забруднювати верхні водоносні горизонти та бути безпечними при їх зберіганні в коморах або при утилізації.

Будь-який хімічний реагент, який додається до технологічної рідини, має бути екологічно безпечним.

Контрольні запитання

- 1. Що розуміють під технологічними (промивальними) рідинами?*
- 2. Що розуміють під дисперсними системами?*
- 3. Що розуміють під дисперсною фазою?*
- 4. Що розуміють під дисперсним середовищем?*
- 5. Що розуміють під суспензією?*
- 6. Що розуміють під емульсією?*
- 7. Що розуміють під аерованою рідиною?*
- 8. Що розуміють під поверхневим натягом рідин?*
- 9. Поясніть явище адсорбції.*
- 10. Поясніть явище абсорбції.*
- 11. Поясніть явище хемосорбції.*
- 12. Що розуміють під агрегативною стійкістю частинок дисперсної фази?*
- 13. Що розуміють під коагуляцією?*
- 14. Що розуміють під флокуляцією?*
- 15. Що розуміють під пептизацією?*
- 16. Що розуміють під тиксотропією?*
- 17. Що розуміють під терміном осмос?*
- 18. Які основні функції технологічних (промивальних) рідин?*
- 19. Які основні вимоги до технологічних (промивальних) рідин?*

3 ОБВАЖНЮВАЧІ СВЕРДЛОВИННИХ ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІДИН

Для попередження газонафтоводопроявлень, обвалювання стінок свердловин та інших ускладнень необхідно регулювати величину гідростатичного тиску стовпа технологічної (промивальної) рідини у свердловині. Одним із методів регулювання гідростатичного тиску у свердловині є зміна густини технологічної рідини.

Максимальна густина технологічної (промивальної) рідини, яку можна отримати з допомогою бентонітових глинопорошків, залежить від сорту порошку та застосування хімічних реагентів і коливається в межах 1 100 кг/м³ до 1 200 кг/м³, а при застосуванні каолінит-гідрослюдистих глинопорошків – (1 300÷1 400) кг/м³.

Для обважнення технологічної (промивальної) рідини використовують спеціальні обважнювачі – тонко розмелені порошки важких мінералів. Основним критерієм якості обважнювача є обважнююча здатність, яка характеризує досягнення максимальної густини технологічної рідини (промивальної) рідини при певному вмісті твердої фази і збереженні нею оптимальних структурно-реологічних, фільтраційних та інших властивостей. Обважнююча здатність мінералу залежить від його густини, дисперсності, гідрофільності та хімічного складу. Обважнюючу здатність оцінюють за густиною технологічної (промивальної рідини), яку отримують після введення 300 % обважнювача (масових до об'єму вихідної суспензії). Після обважнення суспензія повинна мати $T \approx 60$ с $\Phi \approx (5 \div 6)$ см³ за 30 хв.

Залежно від основи мінералу обважнювачі поділяють на декілька типів: карбонатні, барієві, феритні та свинцеві.

3.1 Карбонатні обважнювачі

Вапняк, крейда (CaCO₃) – осадова порода білого або сірого кольору, яка переважно складається із кальциту. Ці обважнювачі мають густину 2 700 кг/м³ та низьку абразивність. Вапняк або крейда погано змочуються водою і нафтою, а тому у технологічних (промивальних) рідинах можуть випадати в осад. Для запобігання цього необхідно, щоб технологічна рідина мала достатні структурно-реологічні властивості, які б забезпечували утримування обважнювача у змуленому стані.

Технологічні (промивальні) рідини, обважнені вапняком або крейдою, легко розріджуються реагентами понижувачами в'язкості. Межа обважнення вапняком або крейдою дещо вища половини величини його густини ($\rho_{\text{пр.р}}^{\text{max}} \approx 0,5 \cdot \rho_{\text{обв.}}$) і становить приблизно 1 500 кг/м³. Незважаючи на велику дисперсність, крейда або вапняк не так різко підвищують в'язкість технологічних (промивальних) рідин, як баритові та феритні обважнювачі.

Інші карбонатні обважнювачі.

Мергель – осадова порода, яка складається із (40÷60) % кальциту і глини. Густина $\approx 2\,650\text{ кг/м}^3$. Для обважнення технологічних (промивальних) рідин мергель застосовується рідко.

Доломіт – мінерал $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$, густина (2 800–2 900) кг/м^3 . Доломіт як обважнювач застосовується рідко.

Сидерит – мінерал FeCO_3 . Густина $\approx 3\,500\text{ кг/м}^3$, вміст води до 2 %, вміст водорозчинних солей кальцію не перевищує 0,025 %, твердість за шкалою Мооса (3,5 ÷ 4). Для обважнення технологічних (промивальних) рідин сидерит застосовується рідко. Всі карбонати легко розчиняються у кислому середовищі, а тому карбонатні обважнювачі рекомендується застосовувати для розкриття продуктивних горизонтів. Це дає можливість з допомогою кислотних ванн усунути шкідливий вплив кольматації продуктивного пласта твердою фазою промивальної рідини.

3.2 Баритові обважнювачі

Основною складовою частиною баритових обважнювачів є мінерал BaSO_4 – сульфат барію. Чистий мінерал білого кольору має густину $4\,480\text{ кг/м}^3$, твердість за шкалою Мооса – (3,0 ÷ 3,5). Сульфат барію як обважнювач технологічних (промивальних) рідин отримав найширше розповсюдження завдяки інертності, малоабразивності та великій густині.

Залежно від способу отримання баритові обважнювачі поділяють на гравітаційні, флотаційні і модифіковані.

Гравітаційні баритові обважнювачі. Для виробництва гравітаційних баритів необхідна руда із вмістом BaSO_4 не менше (60 ÷ 80) %. Після подрібнення таку руду промивають потоком води. Очищений від домішок барит під дією сил гравітації осідає на дно жолоба, а пуста (легша) порода виноситься потоком води. Підсушений барит, чистий від домішок хімічних реагентів, майже не впливає на реологічні властивості технологічної (промивальної) рідини.

Основна перевага гравітаційних баритів у тому, що вони випускаються на вимогу замовника, з різним ступенем дисперсності, що дозволяє зменшити глибину кольматації продуктивного горизонту.

У США випускають для потреб нафтової промисловості 90 % гравітаційного і лише 10 % флотаційного баритів.

В Україні через відсутність барієвих руд баритові обважнювачі не випускають. Баритові обважнювачі здебільшого закуповуємо в Туреччині, країнах Закавказзя і Середньої Азії. У цих країнах випускають переважно флотаційні барити низької якості.

Флотаційні баритові обважнювачі. Для виробництва флотаційних баритів використовують барієві руди з промисловим вмістом кольорових металів (Au; V; Pt; Pb; W тощо). Спочатку такі руди тонко подрібнюють, відбирають кольорові метали, а потім флотаційним методом збагачують барієві руди. Як флотореагент використовують карболову кислоту (фенол),

яка гідрофобізує поверхню бариту, притягуючи до нього пухирці повітря. Збагачену руду висушують при високій температурі (600÷800) °С, що сприяє збільшенню концентрації водорозчинних солей у бариті. Залежно від вмісту $BaSO_4$ розрізняють шість марок флотаційних баритових концентратів:

КБ-1,	вміст $BaSO_4$	– 95 %
КБ-2,	вміст $BaSO_4$	– 92 %
КБ-3,	вміст $BaSO_4$	– 90 %
КБ-4,	вміст $BaSO_4$	– 87 %
КБ-5,	вміст $BaSO_4$	– 85 %
КБ-6,	вміст $BaSO_4$	– 80 %.

Загальний вміст водорозчинних солей у цих марках коливається у межах (0,25÷0,45) %, а солей кальцію – не більше 0,05 %. Гідрофільність та густина флотаційного бариту не нормується.

Значна вологість флотаційних баритових концентратів (5÷12) % призводить до утворення взимку змерзлих грудок та брил, які утруднюють обважнення технологічної (промивальної) рідини. Для попередження цього явища промисловість випускає сухий флотаційний барит 1-го, 2-го та 3-го сортів. Вологість цих баритів не перевищує 1,5 %. За вмістом $BaSO_4$ перший сорт відповідає КБ-2, другий – КБ-4, третій – КБ-6.

Флотаційні барити мають такі недоліки:

- викликають аерацію технологічних (промивальних) рідин із-за гідрофобних та піноутворювальних властивостей флотаційного реагенту (фенолу), який адсорбувався на поверхні бариту під час збагачення;
- високу структуроутворювальну здатність, зумовлену присутністю у їх складі великої кількості тонкодисперсних частинок розміром менше 2 мкм;
- викликають коагуляційне загущення технологічної (промивальної) рідини через високий вміст водорозчинних солей, особливо кальцію.

Модифіковані баритові обважнювачі. Для усунення недоліків, характерних для флотаційних баритів, випускаються більш якісні модифіковані барити. Сировиною для отримання модифікованих баритів служить вологий флотаційний барит (КБ-2; КБ-4; КБ-6). Модифікують ці марки бариту шляхом домішування до них (0,12÷0,20) % (масових) триполіфосфату натрію (ТПФН) з наступним повільним висушуванням до температури 400 °С.

Модифіковані барити випускають трьох марок: ОБПМ-1; ОБПМ-2; ОБПМ-3 (обважнювач баритовий порошкоподібний, модифікований).

Порівняно з флотаційними модифіковані барити мають такі переваги:

- триполіфосфат натрію секвеструє флотореагент (фенол) на поверхні бариту, зменшуючи піноутворювальні властивості та гідрофобність;
- модифікований реагент зв'язує іони кальцію, що призводить до зменшення імовірності коагуляційного загущення промивальної рідини.

Вдосконалення модифікованого бариту здійснюють за допомогою рідкого скла.

3.3 Феритні обважнювачі

Гематит (Fe_2O_3) – один з головних мінералів залізних руд. Густина чистого без домішок мінералу – $5\,300\text{ кг/м}^3$, твердість за шкалою Мооса – $(5\div 6)$, колір вишнево-червоний. Для обважнення технологічних (промивальних) рідин використовують природні руди із вмістом гематиту $(54\div 60)\%$. Густина цих руд $(4\,150\text{--}4\,400)\text{ кг/м}^3$, колір від чорного до сіро-стального.

Максимальна густина технологічної (промивальної) рідини, яку отримують за допомогою гематитового обважнювача, дорівнює $(2\,100\div 2\,200)\text{ кг/м}^3$ ($\rho_{\text{пр.р}}^{\text{max}} \approx 0,5 \cdot \rho_{\text{обв.}}$). Гематитовий обважнювач має високу абразивність, а тому його застосовують рідше, ніж баритовий.

Окрім основного мінералу, у гематитових рудах присутні: кварц, алюмосилікати, доломіти, кварцити, кальцити та сидерит.

Гематит легко вступає в реакцію з сірководнем, утворюючи нерозчинний сульфід заліза. Кількість поглинаючого сірководню знаходиться у прямій залежності від дисперсності та питомої поверхні гематиту.

Магнетит (Fe_3O_4) – мінерал чорного кольору зі слабким металічним відтінком. Густина його становить $(4\,800\div 5\,200)\text{ кг/м}^3$, а твердість за шкалою Мооса – $(5,5\div 6,5)$. Магнетит складається із закису (FeO) та оксиду (Fe_2O_3) заліза. Вміст закису заліза у магнетиті 31% . Твердість та густина його мало відрізняється від гематиту. Магнетит має сильні магнітні властивості і легко вступає в реакцію з сірководнем, утворюючи нерозчинний сульфід заліза.

Для обважнення технологічної (промивальної) рідини використовують руди, які вмішують $(53\div 55)\%$ магнетиту. Густина магнетитових руд $(4\,000\div 4\,300)\text{ кг/м}^3$, а колір від чорного до темно-сірого. Окрім основного мінералу, у магнетитових рудах присутні силікати кальцію, вапняк, кварц тощо.

Максимальна густина обважненої магнетитом технологічної (промивальної) рідини дорівнює $(2\,000\div 2\,200)\text{ кг/м}^3$. Магнетитовий обважнювач має підвищені абразивні властивості. Магнітні властивості спричиняють утворення сальників на поверхні бурильних труб, що підвищує ймовірність прихоплення бурильної колони, а тому його застосування обмежене.

Якість феритних обважнювачів регламентується технічними умовами (ТУ).

3.4 Свинцеві обважнювачі

Галеніт (PbS) – один із основних мінералів свинцевих руд. Густина – $(7\,400\div 7\,600)\text{ кг/м}^3$, твердість за шкалою Мооса – $(2\div 3)$, не абразивний. Галеніт чорно-сірого кольору, нерозчинний у воді та розбавлених HCl , H_2SO_4 і лугах. Розчинний у розбавленій HNO_3 . Сульфід свинцю використовують для отримання найважчих технологічних (промивальних і пакеруючих) рідин густиною до $3\,800\text{ кг/м}^3$.

Свинцевий сурик (Pb_3O_4) – мінерал червоного кольору, густиною $(2\,000 \div 2\,100)$ $кг/м^3$. Застосовується аналогічно галеніту.

Оскільки свинець є стратегічною сировиною, то використання галеніту і свинцевого сурику для обважнення технологічних рідин обмежене.

3.5 Особливості обважнення технологічних рідин

Практика свідчить, що навіть при незначному обважненні технологічних (промивальних) рідин вигідніше вводити обважнювач високої густини, ніж велику кількість низькосортного обважнювача меншої густини. Низькосортний обважнювач меншої густини призводить до значного зростання вмісту твердої фази, яка негативно впливає на механічну швидкість буріння, реологічні властивості та витрату хімічних реагентів. Із збільшенням густини обважнювача зменшується його об'ємна концентрація для досягнення однієї і тієї ж густини технологічної (промивальної) рідини. Через це структурно-реологічні властивості рідини зростають повільніше (рис. 3.1).

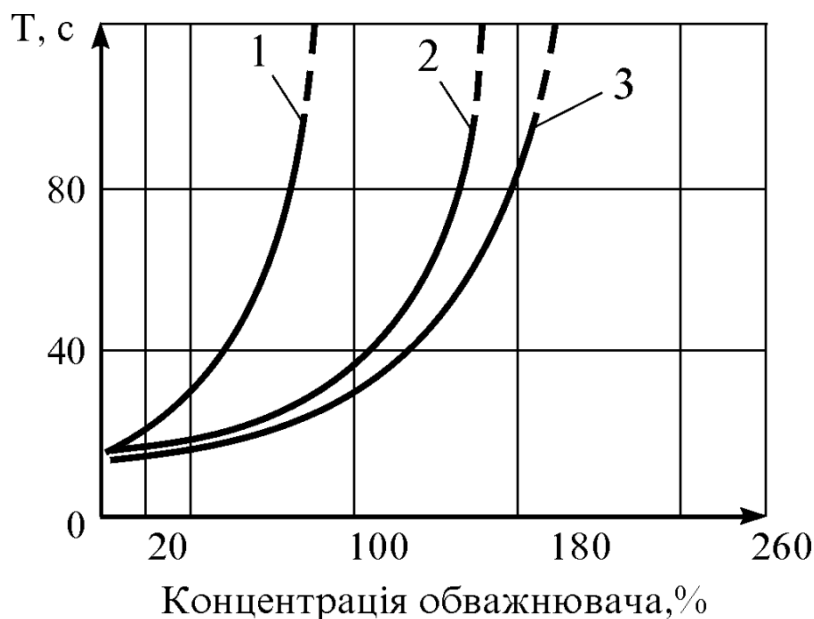


Рисунок 3.1 – Залежність в'язкості T від концентрації обважнювачів різної густини:

1 – крейда, $\rho = 700$ $кг/м^3$; 2 – гематит, $\rho = 4\,400$ $кг/м^3$; 3 – барит, $\rho = 4\,300$ $кг/м^3$

На властивості технологічної (промивальної) рідини істотно впливає ступінь дисперсності обважнювача. При великому діаметрі зерен обважнювача знижується седиментаційна стійкість технологічної рідини і підвищується абразивний знос бурового обладнання. З точки зору мінімального забруднення продуктивного горизонту основна маса обважнювача повинна мати діаметр зерен, який приблизно дорівнює $(0,3 \div 0,7)$ діаметра порових каналів. З підвищенням ступеня дисперсності збільшується адсорбційна і структуроутворювальна властивість обважнювача. Тонко помелений

обважнювач перетворюється в активний компонент, який підвищує структурно-реологічні властивості технологічної (промивальної) рідини і зменшує обважнювальну властивість матеріалу. Тому вміст колоїдної фази в обважнювачі не повинен перевищувати 0,5 %.

Вміст водорозчинних солей (ВРС) в обважнювачі також впливає на властивості технологічної (промивальної) рідини. Солі, при певних концентраціях, викликають коагуляцію і підвищують фільтрацію технологічної рідини. Негативний вплив спостерігається уже при загальному вмісті солей більше 0,3 % або при концентрації солей двох і трьохвалентних металів більше (0,03÷0,15) % (рис. 3.2).

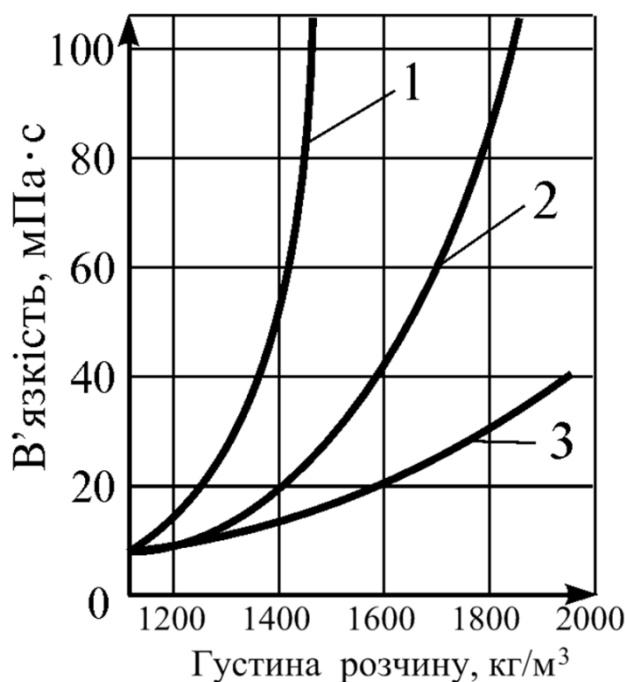


Рисунок 3.2 – Залежність пластичної в'язкості технологічної (промивальної) рідини від його густини і вмісту ВРС в обважнювачах:

1 – $\rho_{обв} = 3\,650\text{ кг/м}^3$, вміст CaSO_4 – 0,65 %; 2 – $\rho_{обв} = 3\,600\text{ кг/м}^3$, вміст CaSO_4 – 0,28 %; 3 – $\rho_{обв} = 4\,000\text{ кг/м}^3$, вміст CaSO_4 – 0,14 %

Гідрофільність обважнювача суттєво впливає на седиментаційну стійкість технологічної (промивальної) рідини. При низькій гідрофільності обважнювач може випасти в осад. Особливо низькою гідрофільністю характеризуються крейда та флотаційні барити.

Після обважнення технологічної (промивальної) рідини можуть виникнути деякі ускладнення:

а) *загушення технологічної рідини.*

Основною причиною цього ускладнення може бути підвищений вміст солей полівалентних катіонів або висока концентрація колоїдної фази. Зменшення вмісту полівалентних катіонів досягають з допомогою кальцинованої соди або триполіфосфату натрію у концентраціях, які забезпечують вміст іонів кальцію менше 0,005 %. Вміст колоїдної фази

зменшують шляхом розбавлення технологічної (промивальної) рідини водою. Необхідну кількість води, яку потрібно ввести у технологічну (промивальну) рідину, розраховують за формулою:

$$V_{\text{в}} = V_{\text{пр.р}} \cdot \left(1 - \frac{B_{\text{к.ф}}^{\text{к}}}{B_{\text{к.ф}}^{\text{п}}}\right), \quad (3.1)$$

де $B_{\text{к.ф}}^{\text{п}}, B_{\text{к.ф}}^{\text{к}}$ – вміст колоїдної фази у технологічній рідині відповідно до початку і після обважнення, % об'ємн.;

$V_{\text{р}}$ – об'єм технологічної рідини, який необхідно обважнити, м³;

$V_{\text{в}}$ – об'єм води, якою розбавляють технологічну рідину, м³.

Вміст колоїдної фази у технологічній (промивальній) рідині після обважнення визначають за емпіричною формулою:

$$B_{\text{к.ф}}^{\text{к}} = 2,15 - 0,68 \cdot (\rho_{\text{к}} - \rho_{\text{п}}) \cdot 10^{-3}, \quad (3.2)$$

де $\rho_{\text{п}}, \rho_{\text{к}}$ – густина технологічної рідини відповідно до і після обважнення, кг/м³;

2,15 – вміст колоїдної фази у технологічній рідині при $\rho_{\text{т}} = 1\,200$ кг/м³.

б) *стабілізаційне розрідження технологічної (промивальної) рідини.*

Причиною цього явища може бути підвищений вміст хімреагентів-розріджувачів або солей одновалентних катіонів. Для підвищення структурно-реологічних властивостей технологічної рідини до неї вводять домішки попередньо гідратованої глини або СМАД-1;

в) *аерація технологічної (промивальної) рідини.*

Аерація спостерігається при застосуванні флотаційних баритів. Вона супроводжується високою стійкістю піни внаслідок її армування твердими частинками, що призводить до підвищення реологічних характеристик технологічної рідини.

Ефективним способом попередження аерації технологічної рідини при обважненні флотаційними баритами є попереднє змочування їх поверхні гідрофілізуючими реагентами. Для обробки флотаційного бариту використовують водні розчини таких хімічних реагентів, як: ВЛР (0,1÷0,5) %; гіпану або метасу (0,01÷0,02) %; КМЦ (0,01÷0,02) % масових у перерахунку на суху речовину. Співвідношення між подачею бариту і хімічного реагенту витримують $\approx 15 : 1$. Для гідрофілізації бариту використовують обладнання, для приготування технологічної (промивальної) рідини (ГДМ-1, ФСМ тощо);

г) *седиментація обважнювача.*

Основною причиною цього явища є велика кількість мастильних домішок у рідині та застосування обважнювачів з низькою гідрофільністю (флотаційний барит, крейда).

Для ліквідації цього ускладнення технологічну (промивальну) рідину обробляють триполіфосфатом натрію. Оптимальна домішка реагенту дорівнює 0,5 % від маси бариту у перерахунку на суху речовину. Триполіфосфат натрію вводять у технологічну рідину також при обробці її ПАР, наприклад, ОП-7; ОП-10, ОП-20. Перед введенням ПАР технологічну

рідину доцільно обробити (2÷3) % дизельного палива, для зменшення в'язкості нафти у розчині.

При обважненні технологічних (промивальних) рідин на нафтовій основі необхідно, щоб обважнювачі володіли високими гідрофобізуючими властивостями. Для цього, наприклад, барит обробляють сульфонолом або іншими ПАВ.

Контрольні запитання

- 1. З якою метою регулюють величину гідростатичного тиску стовпа технологічної(промивальної) рідини у свердловині?*
- 2. Який тип матеріалів використовують для обважнення технологічної рідини?*
- 3. На які типи поділяють обважнювачі?*
- 4. Які породи входять до карбонатних обважнювачів?*
- 5. Які породи входять до баритових обважнювачів?*
- 6. Які породи входять до феритних обважнювачів?*
- 7. Які породи входять до свинцевих обважнювачів?*

4 ХІМІЧНІ РЕАГЕНТИ ДЛЯ РЕГУЛЮВАННЯ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН (Ч. 1)

Сьогодні відомо більше 100 найменувань хімреагентів, які застосовують для обробки промивальних рідин.

Хімічні реагенти поділяють за призначенням, терmostійкістю, солестійкістю, хімічною природою речовини, з якої отримують реагент, тощо. Для практичного застосування найбільш прийнятною є класифікація хімічних реагентів за призначенням та за типом речовин, з яких їх отримують.

4.1 Реагенти, які зв'язують іони кальцію та магнію

До цієї групи хімічних реагентів відносять кальциновану соду та конденсовані поліфосфати.

Кальцинована сода – Na_2CO_3 (карбонат натрію) – порошок білого кольору, густиною $2\,500\text{ кг/м}^3$, розчинний у воді, вміст основної речовини приблизно 99 %. З збільшенням температури розчинність кальцинованої соди спочатку збільшується, а потім стабілізується. Водний насичений розчин Na_2CO_3 має сильно лужну реакцію ($\text{pH} = 12$).

Кальцинована сода – багатофункціональний хімічний реагент.

Основне призначення кальцинованої соди – зв'язування агресивних іонів кальцію та магнію при забрудненні промивної рідини мінералізованими хлоркальцієвими, хлор магнієвими водами, гіпсом та цементом.

Кальцинована сода використовується і для поліпшення якості бентонітових глинопорошків, тобто переводить кальцієву бентонітову глину у натрієву. Оптимальна домішка складає 1 %.

Кальциновану соду також використовують як диспергатор глини при приготуванні промивальних рідин із кальцієвих глин. Для обробки глинистих суспензій з метою поліпшення їх диспергування оптимальна домішка кальцинованої соди складає (1÷2) % у розрахунку на суху речовину до маси глинопорошку.

Невеликі домішки кальцинованої соди до (0,5÷0,6) % сприяють загальному поліпшенню властивостей промивальної рідини, знижується фільтрація, умовна в'язкість та статичне напруження зсуву. При більших концентраціях соди зростає умовна в'язкість, статичне напруження зсуву, проходить коагуляція промивної рідини.

Так-як водний насичений розчин кальцинованої соди має велике pH , Na_2CO_3 використовують і для регулювання лужності середовища.

У зв'язку з тим, що водні розчини Na_2CO_3 мають лужну реакцію, при користуванні ними необхідно дотримуватись правил безпеки, які передбачені при роботі з лугами.

Конденсовані поліфосфати. Поліфосфати, в яких відношення $\text{Na}_2\text{O}/\text{P}_2\text{O}_5$ коливається від 1,0 до 1,5, називають гексаметафосфатом натрію (ГМФН), а від 1,6 до 1,7 – триполіфосфатом натрію (ТПФН).

Поліфосфати – це порошок або неправильної форми склоподібні грудки (пластинки) білого, жовтого або зеленого кольору. Випускаються двох марок *A* і *B*, які відрізняються між собою здебільшого вмістом P_2O_5 , повільно розчиняються у воді. Для прискорення розчинності поліфосфатів воду нагрівають до температури $(40 \div 50)^\circ C$.

Одновідсотковий водний розчин ТПФН має $pH=(9,3 \div 9,8)$. Густина поліфосфатів дорівнює $2\,500\text{ кг/м}^3$.

Поліфосфати зв'язують агресивні іони кальцію та магнію. Крім цього поліфосфати зменшують умовну в'язкість, статичне напруження зсуву прісних і слабо мінералізованих розчинів та виступають регуляторами pH . Оптимальна домішка поліфосфатів не повинна перевищувати $0,25\%$ сухої речовини від об'єму розчину. Межа термостійкості поліфосфатів $85^\circ C$. При підвищенні температури понад $85^\circ C$ поліфосфати стають нерозчинними у воді.

Дія поліфосфатів короткочасна.

Для обробки промивальних рідин поліфосфати натрію застосовують у вигляді водних розчинів $(5 \div 10)\%$ -ї концентрації. Розчин поліфосфату натрію вводять у промивальну рідину безпосередньо в циркуляційну систему протягом не менше одного циклу. Ефективними є поліфосфати з $pH = (8 \div 9)$.

Найбільш ефективні поліфосфати натрію при одноразовій обробці промивальних рідин перед спуском обсадних колон або проведенням електрометричних та інших робіт у свердловині.

Під час роботи з поліфосфатами натрію потрібно працювати в захисних окулярах та гумових рукавицях. При попаданні порошку або водного розчину поліфосфатів в очі їх потрібно добре промити водою.

4.2 Хімреагенти-інгібітори гідратації та диспергування глини і сланців

До цієї групи хімічних реагентів належать: вапно, гіпс, хлористий кальцій, хлористий калій, бішофіт, сірчанокисле залізо, хлористий натрій, рідке скло та інші.

Вапно. Розрізняють негашене вапно (CaO) – оксид кальцію і гашене вапно $[Ca(OH)_2]$ – гідроксид кальцію.

Вапно – грудка, порошок або паста білого кольору, малорозчинні у воді. Із збільшенням температури розчинність вапна знижується, причому розчинність CaO менша, ніж $Ca(OH)_2$.

Насичений розчин вапна має сильнолужну реакцію ($pH \approx 12,0$).

Гідроксид кальцію використовують як інгібітор набухання і диспергування глинистих порід при приготуванні вапняних розчинів із низьким pH . Крім цього, $Ca(OH)_2$ широко застосовують як регулятор pH висококальцієвих промивальних рідин. Оптимальна домішка гідроксиду кальцію коливається від $(0,1 \div 0,5)\%$ мас.

Оксид кальцію застосовується:

а) для приготування інгібуючих вапняних з великим pH та гіпсо-вапняних розчинів;

б) для обробки мінералізованих розчинів при бурінні інтервалів глинистих порід, які добре диспергуються у насичених розчинах хлористого натрію;

в) як регулятор pH ;

г) як структуроутворювач для загущення промивальних рідин на водній основі при боротьбі з поглинаннями;

д) як структуроутворювач і активний наповнювач промивальних рідин на нафтовій основі.

Оптимальна домішка CaO у випадках а–г коливається від $(0,1 \div 2,5) \%$ мас, а в останньому випадку від $(13 \div 25) \%$ мас.

Вапно для обробки промивальних рідин на водній основі у більшості випадків застосовують у вигляді вапняного молока, яке складається з водного розчину $Ca(OH)_2$ та надлишку нерозчинного $Ca(OH)_2$ у вигляді зависі.

При введенні вапняного молока у промивальну рідину, особливо з великим вмістом глинистої фази, спостерігається загущення рідини. Для попередження цього необхідно зазвичай вапняне молоко густиною $(1 \div 120) \text{ кг/м}^3$ вводити у промивальну рідину протягом $(2 \div 3)$ циклів промивання свердловини.

При сильному загущуванні у промивальну рідину додатково вводять лігносульфонати (ССБ, ФХЛС тощо) у вигляді водного розчину $(3 \div 5) \%$ -ї концентрації.

Для приготування вапняно-бітумного розчину зазвичай використовують негашене вапно із вмістом не менше 80% активних речовин. Співвідношення вмісту бітуму до вапна коливається від $1 : 1$ до $1 : 2$. Чим більша ступінь обважнення, тим менші витрати вапна.

Вапняний порошок має високу питому поверхню – $(2,0 \div 4,0) \text{ м}^2/\text{г}$, що надає йому високу термостійкість і структуроутворюючі властивості.

Водні розчини $Ca(OH)_2$ мають лужну реакцію тому при роботі з ними необхідно дотримуватися правил безпеки, які передбачені при роботі з лугами.

При опіку шкіри необхідно змити залишки вапна олією і зробити примочки 5% -м розчином лимонної, оцтової або соляної кислоти.

При попаданні вапна в очі, необхідно негайно промити їх (протягом $(10 \div 30)$ хв.) струменем води, а після – 5% -м розчином хлориду амонію (NH_4Cl) .

При роботі з CaO необхідно використовувати спецодяг, аналогічний, як і при роботі з лугами.

Хлористий кальцій ($CaCl_2$) дуже гігроскопічна, безбарвна кристалічна речовина, добре розчинна у воді. З підвищенням температури розчинність його збільшується.

Хлористий кальцій випускається трьох марок: кристалічний, плавлений та рідкий.

Кристалічний $\text{CaCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ – гранули або кристали, які, розчиняючись у воді, охолоджують її.

Плавлений CaCl_2 – порошок білого кольору, який, розчиняючись у воді, нагріває її.

У рідкому вигляді хлористий кальцій випускається (28÷30)-ї концентрації.

Хлористий кальцій застосовується переважно як інгібітор гідратації та набухання глинистих порід у хлоркальцієвих інгібуючих розчинах.

Набухання бентонітових глин у водному розчині CaCl_2 0,5 %-ї концентрації різко зменшується. При зростанні концентрації CaCl_2 у водному розчині до 25 % набухання бентоніту зменшується незначно, але період набухання при цьому зменшується в (3÷5) разів.

Набухання палигорскітових глин у водних розчинах хлористого кальцію практично не змінюється. Оптимальна домішка хлористого кальцію, як інгібітора глинистої фази, становить (1÷2) % мас. Враховуючи велику осмотичну активність CaCl_2 , його використовують як мінералізатор водної фази для приготування інвертно-емульсійних розчинів.

Гіпс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ (сульфат кальцію) – порошок білого кольору, густиною 2 320 кг/м³, слабо розчинний у воді, вміщує близько 99 % основної речовини. Із збільшенням температури розчинність гіпсу спочатку зростає, а потім зменшується.

У присутності хлористого натрію розчинність сульфату кальцію збільшується у (2,5÷2,8) рази. При нагріванні до 150 °С гіпс перетворюється у алебастр – $\text{CaSO}_4 \cdot 0,5\text{H}_2\text{O}$.

Гіпс використовують здебільшого як інгібітор набухання та гідратації глинистих порід у гіпсових, гіпсо-вапняних та гіпсо-калієвих інгібуючих розчинах.

Оптимальна домішка гіпсу при первинній обробці промивальної рідини складає (1,0÷2,5) % мас, а при повторних – (0,1÷0,3) % мас. Добавка його до 0,25 % мас. значно зменшує набухання і в незначній мірі період набухання глин.

Для приготування гіпсових розчинів використовують технічний порошкоподібний гіпс, який вміщує не менше 65 % $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$.

Хлористий калій (KCl) (хлорид калію) – порошок білого кольору з сірим відтінком або маленькі зерна червоно-бурого кольору, добре розчинний у воді. Із збільшенням температури розчинність збільшується.

Технічний KCl випускається двох марок: *K* – кристалізаційний; *Ф* – флотаційний.

Масова доля хлористого калію в технічному продукті коливається від 90 % до 95 % залежно від марки.

KCl переважно використовують як інгібітор внутрішньо-кристалічного набухання глинистих порід у хлоркалієвих, гіпсо-калієвих та алюмо-калієвих розчинах.

Крім цього, хлористий калій використовують одночасно з NaCl для приготування мінералізованих розчинів, які знижують розчинність гірських порід, складених галітом або карналітом.

Оптимальна добавка KCl для приготування інгібуючих калієвих розчинів коливається від 3 % до 7 % мас від об'єму розчину.

При роботі з порошкоподібним хлористим калієм необхідно одягати респіратор.

Рідке скло (Na_2SiO_3) (силікат натрію) – це рідина від світло-жовтого до жовто-коричневого і сірого кольору. Для рідкого скла характерним є відношення $n = \text{SiO}_2/\text{Na}_2\text{O}$, яке називають модулем. Для обробки промивальних рідин застосовують рідке скло з модулем, який дорівнює $(2,4 \div 3,0)$, густиною $(1\,360 \div 1\,500)$ кг/м³. Із збільшенням модуля рідкого скла зростає його в'язкість і зменшується розчинність у воді.

Розчин рідкого скла, при $n = (2,4 \div 3,0)$, має лужну реакцію ($pH = (11 \div 12)$).

Вміст Na_2SiO_3 у розчині визначають за його густиною.

Рідке скло використовують здебільшого для приготування малосилікатних розчинів, які застосовують для попередження набухання та гідратації глиняних порід, схильних до обвалювання.

Оптимальна домішка рідкого скла при цьому коливається від 2,0 % до 5,0 % мас.

Із збільшенням концентрації рідкого скла фільтрат промивальної рідини, проникаючи у глини, підвищує їх стійкість. Невеликі домішки рідкого скла $(0,1 \div 1,0)$ % мас. знижують в'язкість прісних промивальних рідин при звичайних і високих температурах.

Рідке скло – сильний структуроутворювач, тому його часто використовують при боротьбі з поглинаннями для підвищення в'язкості і міцності структури промивальної рідини. Домішка рідкого скла $(2 \div 5)$ % підвищує термостійкість промивальних рідин, оброблених КМЦ.

При роботі з рідким склом потрібно дотримуватись застережливих заходів, які характерні для роботи з лугами.

Сірчанокисле залізо [$\text{FeSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$; $\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3 \cdot 9\text{H}_2\text{O}$] (сульфат заліза, залізний купорос). $\text{FeSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ – світло-зелені, а $\text{Fe}_2(\text{SO}_4)_3 \cdot 9\text{H}_2\text{O}$ – жовто-бурі дрібки добре розчинні у воді. Із збільшенням температури розчинність FeSO_4 спочатку збільшується, а потім стабілізується.

При нагріванні залізного купоросу виділяється вода і утворюється білий порошок безводної солі FeSO_4 , який, попередньо гідратувавши, можна використати замість $\text{FeSO}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$.

Залізний купорос використовують здебільшого як інгібітор набухання та гідратації глинистих порід у феросульфатних та ферокалієвих розчинах.

Відомо, що активність катіонів зростає пропорційно їх валентності, а аніони лише сприяють кращій дії катіонів. Із збільшенням валентності й атомної ваги зростає обмінна здатність катіонів, що суттєво змінює хімічну природу глинистих частинок. Іон заліза порівняно з іоном кальцію при більшій валентності й атомній вазі має у два рази менший радіус іона – 0,67 Å, іон кальцію – 1,16 Å, що сприяє кращому проникненню заліза у кристалічну решітку розбурюваних порід. Отже, залізо є одним із кращих інгібіторів глинистих порід.

Оптимальна домішка залізного купоросу до феросульфатних розчинів коливається від 1 % до 3 % мас. Ефективність дії сірчаноокислого заліза можна підсилити введенням хлористого кальцію від (1÷3) % мас.

У ферокалієвих розчинах домішка залізного купоросу приблизно вдвічі менша і становить (0,75÷1,5) % мас.

Алюмокалієві квасці – $\text{KAl}(\text{SO}_4)_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$ – порошок білого кольору добре розчинний у воді. У водних розчинах практично повністю дисоціює на прості іони: $\text{KAl}(\text{SO}_4)_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{K}^+ + \text{Al}^{+3} + 2\text{SO}_4^{-2}$

Алюмокалієві квасці використовують здебільшого як інгібітор набухання та гідратації глинистих порід в алюмокалієвих розчинах.

Оптимальна домішка складає 0,5 % мас.

Хлористий натрій – (NaCl) (хлорид натрію, кухонна сіль) – білі грудки, добре розчинні у воді. Із збільшенням температури розчинність його незначно зростає.

Насичений розчин 26,5 %-ї концентрації хлористого натрію (при $t = 20^\circ\text{C}$) закипає при температурі 109°C .

Водний розчин хлористого натрію має $pH = 7$. Грудки NaCl мало або зовсім негігроскопічні.

Хлористий натрій використовують переважно для насичення водної фази промивальних рідин перед розкриттям соляних покладів з метою попередження розчинення стінок свердловини і утворення каверн.

Із збільшенням концентрації NaCl до 5 % набухання глинистих порід, складених мінералами монтморилонітової групи, різко зменшується, а при домішках більше 5 % набухання змінюється незначно. Із збільшенням концентрації солі період набухання усіх глин зменшується, хоча залишається відносно великим. Отже, хлористий натрій виступає також як інгібітор набухання та гідратації глинистих порід, утворених мінералами монтморилонітової групи.

Хлористий натрій використовується також як антиферментатор крохмалю. Його часто застосовують також як регулятор осмотичної активності водної фази в інвертно-емульсійних розчинах.

Працюючи з хлористим натрієм, необхідно одягати спецодяг, рукавиці, захисні окуляри та респіратори.

Бішофіт ($\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) (хлорид магнію) – шестиводна сіль хлориду магнію, білі грудки сильно гігроскопічні, добре розчинні у воді будь-якої мінералізації. Із збільшенням температури розчинність бішофіта зростає.

Випускається промисловістю у рідкому вигляді (28÷30 %-ї концентрації) або у вигляді сухих грудок.

Переважно бішофіт використовують для приготування промивальних рідин на основі гідрогелю магнею. Домішка бішофіту для цих розчинів досягає до (40÷50) % мас.

Бішофіт також використовують, як мінералізатор для насичення промивальних рідин при розбурюванні соляних відкладів з прошарками карналіту.

Бішофіт є також інгібітором гідратації та набухання глинистих порід.

Застосування хлориду магнею для обробки промивальних рідин обмежено. Часто замість бішофіту використовують відходи виробництва МІН-1 або МІН-2 (МІН – мінералізатор).

Хімічний склад МІН-1: $KCl = 67,3 \%$; $NaCl = 20,7 \%$; $MgCl_2 = 6,66 \%$; $CaCl_2 = 1,41 \%$ та інші. У зв'язку з особливостями металургійного виробництва хімічний склад окремих партій МІН-1 не постійний. При приготуванні промивальних рідин на основі гідрогелю магнею для прискорення отримання гелю до насиченого розсолу МІН-1 необхідно додати (7÷10) % бішофіту або до 20 % глинистої пасти.

МІН-2 має підвищений вміст іонів магнею, який повністю може бути замінником бішофіту або карналіту.

4.3 Хімреагенти, які нейтралізують сірководень

При розбурюванні газових горизонтів у промивальну рідину може надходити сірководень, який викликає сильну корозію обладнання, створює небезпеку забруднення навколишнього середовища і отруєння працівників.

Для нейтралізації сірководню у практиці буріння широке розповсюдження отримали: залізний сурик (ЗС-7); сірководнева нейтралізуюча обважнююча домішка (СНОД); ВНПТБ-1.

Залізний сурик (ЗС-7) – Fe_2O_3 – це тонкоподрібнений гематит або порошок від червоного до сіро-сталевого кольору, нерозчинний у воді, який має густину (4 100÷4 300) $кг/м^3$, вологість не більше 1 % і поглинаючу здатність 0,2 мг/мг за 1 годину реакції.

ЗС-7 використовують як нейтралізатор сірководню у промивальних рідинах на водній і нафтовій основі. Гранична концентрація ЗС-7 не повинна перевершувати 1 000 $кг/м^3$.

У промивній рідині ЗС-7 активно взаємодіє з сірководнем, утворюючи з'єднання типу піриту FeS_2 , і попереджує вихід на денну поверхню вільного сірководню. Кількість ЗС-7, як домішки до промивальної рідини, визначається умовами буріння і допустимою концентрацією сірководню на гирлі свердловини, яка не повинна перевищувати 20 мг/л при $pH = 9,5$. Величину домішки ЗС-7 розраховують з використанням номограм.

Сірководнева нейтралізуюча обважнювальна домішка (СНОД) – Fe_3O_4 – це тонкоподрібнений магнетит або порошок чорного кольору не розчинний у воді, густина – $(4\ 200 \div 4\ 550)$ кг/м^3 , вологість – не менше 3 %, вміст водорозчинних солей – не більше 0,2 %, поглинаюча здатність – 0,22 мг/мг за 1 годину реакції (0,15 $\text{м}^3/\text{кг}$). Реагент розчинний у кислотах.

СНОД використовують як нейтралізатор сірководню у промивальних рідинах на водній і нафтовій основі. Гранична концентрація СНОД у промивальних рідинах на водній основі не повинна перевершувати 1 200 кг/м^3 , для промивальних рідин на нафтовій основі – 1 000 кг/м^3 .

Під час обробки промивальної рідини СНОДом потрібно слідкувати за параметрами рідини і при необхідності вводити хімреагенти-розріджувачі або стабілізатори.

ВНПТБ-1 – це пастоподібний відхід вітамінного виробництва, який складається із: MnO_2 – 65 %; KOH – 5 % і води – решта.

Використовують ВНПТБ-1, як нейтралізатор сірководню, у промивальних рідинах на водній основі, оброблених високомолекулярними реагентами, та у промивальних рідинах на нафтовій основі.

Оптимальна домішка ВНПТБ-1 залежить від концентрації сірководню у промивальній рідині, а для вибору її значення користуються відповідними таблицями.

ВНПТБ-1 дуже швидко нейтралізує сірководень. При концентрації 9 % H_2S у промивальній рідині через 1 хв після введення 0,5 кг/м^3 ВНПТБ-1 відбувається його повна нейтралізація.

4.4 Реагенти структуроутворювачі

Розрізняють хімічні реагенти структуроутворювачі для: розчинів на водній основі (глинопорошки, рідке скло, азбест, окислений петролатум, лужна завись); на нафтовій основі (окислений бітум, вапно, органофільна глина).

Глинопорошки. Для підвищення структурно-механічних властивостей промивальної рідини на водній основі у більшості випадків використовують бентонітові глинопорошки, попередньо гідратовані у пасту шляхом змішування їх з прісною водою. Для поліпшення набухання та диспергування глини у суспензію додають 1 % кальцинованої соди від маси глинопорошку.

У мінералізованих розчинах часто структурно-механічні властивості підвищують за допомогою палигорскітових глинопорошків, попередньо гідратованих у пасту. Час гідратації палигорскітових глинопорошків значно більший, ніж у бентонітових і складає приблизно (16–24) години.

Азбест $3\text{MgO} \cdot 4\text{SiO}_2 \cdot \text{H}_2\text{O}$ – волокнистий матеріал білого кольору, погано розчинний у воді. Він застосовується переважно для поліпшення структурно-механічних властивостей промивальних рідин з низьким вмістом твердої фази та соленасичених асбосолегелевих розчинів, які застосовуються для розбурювання сильно тріщинуватих порід. З цією метою використовують азбести 6-го сорту (П-6-30, П-6-45, К-6-20 тощо). Домішка азбесту у розчин

складає (1–2) % від об'єму розчину. Для покращання дисперсності азбест попередньо змочують у розчинах кислих солей (сульфат амонію або алюмоаміачні квасці).

Азбест також попереджує стабілізаційне розрідження розчинів при обробці реагентами понижувачами фільтрації.

Окислений петролатум. Приблизна емпірична формула цієї речовини – $C_{45}H_{90}O_{41}$.

Петролатум – це відходи, отримані при депарафінізації авіаційних мастил, які складаються із парафінових та високомолекулярних ароматичних вуглеводнів. Для зменшення температури розчинення петролатум окислюють при температурі (140÷160) °С у присутності перманганату калію.

Домішка окисленого петролатуму у промивальну рідину, насичену солями, призводить до її омилення і підвищення структурно-механічних властивостей.

Окислений петролатум застосовують також для приготування мастильної домішки ЗМАД-1, як загущувач розчинів на нафтовій основі та стабілізатор інвертно-емульсійних розчинів.

Органофільні (олеофільні) глини – тонкодисперсні фракції монтморилонітового бентоніту, оброблені амінами з певною довжиною вуглеводневого радикалу.

При модифікації монтморилонітового бентоніту амінами використовують, наприклад, АБДМ-хлорид. Для цього у бентонітову суспензію додають АБДМ-хлорид і суміш перемішують. Під дією адсорбційних і електростатичних сил аміни притягуються до частинок глини і утворюють навколо них поверхневі комплекси, які перетворюють глину із гідрофільної у гідрофобну. Після випадання в осад глину промивають ще раз водою і висушують.

Органофільну глину використовують як структуроутворювач і кіркоутворювач у розчинах на нафтовій основі. Домішка такої глини у розчини на нафтовій основі складає не більше 5 % мас.

Характерною властивістю органофільних глин є те, що вони утворюють міцну структурну сітку у розчині навіть при високих температурах (більше 250 °С).

Окислений бітум – це залишок після відгонки із мазуту масляних фракцій, який ще називають гудроном. До складу бітуму входять: масла і асфальтено-смолисті речовини.

Структурні властивості бітумів залежать від складу і умов його окислення.

Бітуми, які отримують окисленням гудронів методом прямої відгонки, мають високі структуроутворюючі властивості, при яких відношення вмісту асфальтенів до смоли не менше 2,5/1.

Бітуми, які отримують із залишків парафінової нафти безкомпресорним методом, мають структуроутворюючі властивості, коли відношення вмісту асфальтенів і смол до масел більше 1,4.

Звичайні бітуми, які мають невелику кількість ароматичних вуглеводнів, розчиняються у нафті, утворюючи дійсні розчини. Для зменшення розчинності бітуму у нафті або дизельному паливі проводять його окислення шляхом продування повітря через розплавлений бітум.

За побічний показник якості окисленого бітуму беруть температуру його розм'якшення. Високо окислені бітуми мають температуру розм'якшення ≈ 150 °C, а низько окислені – 130 °C і нижче.

Окислений бітум є основним структуроутворювачем у розчинах на нафтовій основі. Домішка його до розчину коливається від 8 % до 45 % мас. Із збільшенням ступеня окислення зменшується вміст окисленого бітуму у розчині і, навпаки, із зменшенням ступеня окислення збільшується вміст окисленого бітуму.

У нафті або дизельному паливі окислений бітум починає диспергувати лише при температурі не менше (60÷80) °C. Тому окислений бітум випускається у вигляді порошку, який змішують з негашеним вапном у співвідношенні (1 : 1)÷(1 : 2). Такі порошки не утворюють грудки при тривалому зберіганні, при взаємодії з водою виділяють тепло, що поліпшує диспергування окисленого бітуму.

4.5 Реагенти, які підвищують термостійкість

До цієї групи хімічних реагентів належать хромати натрію або калію, біхромати натрію або калію, рідке скло, феноли естонських сланців та інші.

Хромати натрію (Na_2CrO_4) або **калію** (K_2CrO_4) та **біхромати натрію** ($\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$) або **калію** ($\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$).

Натрієвий біхромат ще називають хромпик натрієвий, а калієвий біхромат – хромпик калієвий.

Це порошки жовтого (хромати) і оранжево-червоного (біхромати) кольору, добре розчинні у воді. Із зростанням температури розчинність їх підвищується.

У практиці буріння найширше розповсюдження отримали біхромат натрію, який випускають кристалічним і плавленим, та біхромат калію – кристалічний.

Найбільш часто хромати натрію та калію (ізополіхромати) застосовуються для запобігання або зниження в'язкості і статичного напруження зсуву промивальних рідин, які загусають під дією температури (60÷200) °C). Найбільш ефективні ізополіхромати при обробці обважнених промивальних рідин і вибієвних температурах більше 100 °C. Хромати зазвичай використовуються при бурінні свердловин 3 500 м і більше.

Обов'язковою умовою їх застосування є присутність у всіх типах промивальних рідин хімічних реагентів органічного походження (ССБ; КССБ; ФХЛС; КМЦ; ВЛР тощо).

Оптимальна домішка біхроматів, для розрідження розчинів складає 0,1 % маси. Із збільшенням температури оптимальна домішка їх зменшується і при $t \geq 100\text{ }^{\circ}\text{C}$ становить 0,015 % мас.

Найбільш ефективна дія біхроматів при $pH = (9\div 11)$.

4.6 Хімреагенти для регулювання pH

До цієї групи хімреагентів належать гідроксид натрію, гідроксид калію, гідроксид кальцію, кальцинована сода, ССБ, рідке скло та інші.

Гідроксид натрію NaOH (їдкий натрій, каустична сода).

NaOH – гігроскопічна, сильно агресивна, біла або безбарвна непрозора кристалічна маса, густиною $2\,020\text{ кг/м}^3$. На бурові NaOH поставляють у вигляді твердої речовини або водного розчину (43÷47) % концентрації. На повітрі гідроксид натрію поглинає воду і вуглекислий газ, перетворюючись у кальциновану соду. Розчин NaOH має сильнолужну реакцію, у зв'язку з його особливостями гідроксид натрію потрібно зберігати у закритій поліетиленовій посудині. Гідроксид натрію добре розчиняється у воді, одночасно виділяючи велику кількість тепла. При збільшенні температури розчинність його зростає.

Гідроксид натрію використовують переважно для збільшення pH промивної рідини. Невеликі домішки NaOH викликають тимчасове диспергування глинистих частинок, збільшення електрокінетичного потенціалу, у результаті чого зменшується умовна в'язкість та фільтрація промивальної рідини.

Оптимальна домішка гідроксиду натрію – не більше 0,5 %.

Недолік – велика концентрація NaOH у промивальній рідині призводить до її коагуляції.

Гідроксид натрію належить до сильних лугів, тому при роботі з ними необхідно дотримуватись таких правил:

1. Всі роботи з NaOH повинні проводитись тільки у захисному одязі (костюм із бавовняної тканини, гумові чоботи та рукавиці, захисні окуляри).

2. Приміщення, де проводяться роботи з NaOH повинні регулярно провітрюватись. Гранично допустима концентрація аерозолу NaOH у повітрі – $0,5\text{ кг/м}^3$. При високих концентраціях обслуговуючий персонал повинен працювати у респіраторах.

3. При попаданні на шкіру їдкий натр варто негайно промити цівкою води або фізіологічним розчином, при виникненні опіків звернутися до лікаря.

4. При розсипанні гідроксиду натрію його потрібно зібрати совком, а місце розсипання ретельно промити водою.

Гідроксид калію KOH (їдкий калій).

Спосіб отримання KOH аналогічний гідроксиду натрію. Вихідною сировиною для отримання KOH служить KCl.

КОН – це біла кристалічна речовина, густиною 2 040 кг/м³, гігроскопічна, добре розчина у воді. Розчинність КОН у воді приблизно на (10÷15) % більша, порівняно із NaOH. Основне призначення – регулювання *pH* інгібуючих калієвих розчинів.

Інші властивості гідроксиду калію аналогічні гідроксиду натрію.

Регулювання *pH* промивної рідини можна проводити також із допомогою гідроксиду кальцію, кальцинованої соди, рідкого скла, ССБ тощо. Всі вище перераховані хімреагенти, крім ССБ, збільшують лужність промивальної рідини, ССБ зменшує *pH* промивальної рідини.

4.7 Хімреагенти на основі гумінових кислот

У цю групу хімічних реагентів входять лужні витяжки з бурого вугілля і торфу, а також їх модифікації.

Основою цих реагентів є водорозчинні натрієві або калієві солі гумінових кислот, які утворюються у результаті реакції їдкого натрію або калію з нерозчинними гуміновими кислотами, що знаходяться у бурому вугіллі. Структурна формула гумінової кислоти надто складна і наближена. У загальному формулу гумінової кислоти можна записати у вигляді ланцюжка конденсованих ароматичних (бензольних) кілець з боковими розгалуженнями. Частина атомів водню бензольних кілець і розгалужень заміщена гідроксильними (ОН) і карбоксильними (COOH) кислотними групами, які легко переводяться у солеву форму. Вміст гумінових кислот у буровому вугіллі, яке беруть для приготування реагенту, повинен бути не менше 35 %. Крім цього, для отримання якісного гуматного реагенту необхідно забезпечити максимальну витяжку гумінових кислот з бурого вугілля.

Вуглелужний реагент. Для обробки промивальних рідин застосовують порошкоподібний (ПВЛР) і рідкий (ВЛР).

Реагент застосовують як понижувач фільтрації прісних і слабомінералізованих розчинів. Залежно від типу глини, вмісту твердої фази, температури, оптимальна домішка до розчину коливається від 1 % до 5 %. При цьому ПВЛР рекомендується вводити у розчин у вигляді порошку через будь-який перемішувач протягом 1–2 циклів циркуляції.

ПВЛР застосовують також як понижувач умовної в'язкості прісних і слабомінералізованих розчинів. Оптимальна домішка реагенту коливається від 0,5 % до 3 % залежно від типу глини, вмісту твердої фази і температури. При цьому рекомендується ПВЛР вводити у промивальну рідину у вигляді рідини (5÷10) % концентрації протягом 1÷2 циклів циркуляції.

Реагент часто використовують для поліпшення пептизації глинистої фази при приготуванні лігносульфонатних, вапнистих та інших розчинів. Домішка ПВЛР залежить від типу глинопорошку. Співвідношення між вмістом ПВЛР і глинопорошком витримують приблизно: (1 : 10)÷(1 : 15).

Ефективний ПВЛР для обробки натрієвих глин і менш ефективний – для кальцієвих глин.

Властивість реагенту пептизувати тверду фазу, особливо глинисту, використовують також для підвищення структурних властивостей необроблених глинистих суспензій.

Реагент не токсичний, не канцерогенний. У результаті великого вмісту лугу в ПВЛР водний розчин реагенту, який попадає на шкіру або в очі може викликати болючий опік. Тому при роботі з ПВЛР необхідно дотримуватись правил безпеки, передбачених для роботи з лугами.

При роботі з ПВЛР робітники, які зайняті на розфасуванні, вантажно-розвантажувальних роботах, а також при застосуванні ПВЛР на бурових, повинні бути забезпечені захисними окулярами, респіраторами, спецодягом, рукавицями і додержуватись правил особистої гігієни. При попаданні водного розчину реагенту на шкіру необхідно змити його водою, а при попаданні в очі – промити 2 % розчином борної або оцтової кислоти, а потім водою.

Реагент гуматний гранульований (РГГ). Отримують його із ПВЛР рідиннофазним способом. Реагент випускають у вигляді гранул. Вміст гумінових кислот – більше 45 %, розчинність у воді – близько 94 %, вміст вільного лугу – 0,1 %. Гранулометричний склад – 97 % фракцій від 1 мм до 3 мм.

РГГ застосовують як понижувач фільтрації прісних і слабомінералізованих розчинів. Оптимальна домішка залежно від типу глини, вмісту твердої фази і температури коливається від 1 % до 2,5 %. Крім цього, РГГ знижує умовну в'язкість прісних і слабомінералізованих розчинів. Оптимальна домішка – (0,5÷1,5) %. Інші властивості РГГ такі ж, як і ПВЛР.

Лігноксин – калієва форма гумінових кислот. Порошок чорного кольору, розчинний у воді. Межа термостійкості (140÷180) °С, оптимальна домішка коливається в межах (0,8÷4,0) % мас. Ефективно знижує фільтрацію і умовну в'язкість прісних і слабомінералізованих розчинів. *Основний недолік* – низька стійкість до солевої агресії пластових вод.

4.8 Хімреагенти на основі водорозчинних ефірів целюлози

Із водорозчинних ефірів целюлози найбільш широко для обробки бурових промивних рідин використовуються: карбоксиметилцелюлоза (КМЦ), оксиетилцелюлоза (ОЕЦ) та їх комбінації – карбоксиметилоксиетилцелюлоза (КМОЕЦ).

Карбоксиметилцелюлоза. Целюлоза – біла волокниста речовина, важкорозчинна у воді, яка після очистки має такий склад: (94,5÷98) % α -целюлози; (0,15÷0,25) % лігніну; (1,8÷4,0) % пентазанів; (0,06÷0,14) % смоли і жирів; (0,02÷0,13) золи. Таку целюлозу ще називають віскозною. Загальна формула целюлози $[C_6H_7O_2 \cong (OH)_3]_n$. Величина n для природної целюлози

(клітковини) досягає 10000 і більше. Їй притаманні реакції гідролізу, окислення, заміщення і естерифікації.

Ступінь полімеризації (СП) – це число, яке показує скільки елементарних ланок входить до складу макромолекули високомолекулярного з'єднання.

Збільшують СП шляхом домішки антиоксидантів, зміною температурного режиму, збільшенням ступеня полімеризації вихідної сировини. Залежно від ступеня полімеризації і ступеня заміщення (СЗ) розрізняють такі марки карбоксиметилцелюлози: КМЦ-250/85; КМЦ-350/85; КМЦ-500/85; КМЦ-600/85; КМЦ-700/85. Ступені заміщення марок КМЦ для буріння приблизно постійні ($80 \div 90$). Умовно всі марки поділяють на три групи: низьков'язкі; середньов'язкі; високов'язкі. Перші дві групи застосовуються переважно для зниження фільтрації бурової промивальної рідини, а високов'язкі – для загущення і зменшення фільтрації розчинів з низьким вмістом твердої фази.

Найбільш ефективна КМЦ при *pH* промивальної рідини в межах ($8,0 \div 9,0$).

Ефективність КМЦ у мінералізованих розчинах погіршується.

Вміст солей впливає на реологічні властивості промивальної рідини, обробленої КМЦ.

Із збільшенням температури у промивній рідині, обробленій КМЦ, поступово знижується умовна в'язкість і підвищується фільтрація.

КМЦ – дрібнозерниста, порошкоподібна або волокниста речовина білого або кремового кольору, густиною ($1\,590 \div 1\,700$) кг/м³, слабо розчинна у воді. З підвищенням температури води і ступеня полімеризації розчинність реагенту поліпшується. Водневий показник 1,5 %-го водного розчину КМЦ при 20 °С дорівнює $8 \div 11$.

Основні властивості КМЦ визначаються ступенем полімеризації та ступенем заміщення. Із збільшенням СП, знижується фільтрація промивальної рідини, а із збільшенням СЗ підвищується розчинність у воді.

КМЦ застосовують для пониження фільтрації промивних рідин на водній основі.

Низьков'язку КМЦ-250 використовують для стабілізації прісних слабомінералізованих та вапнистих розчинів. При домішках її до 2 % практично не змінюються реологічні властивості розчину. Межа термостійкості 125 °С.

Середньов'язку КМЦ-350 застосовують для обробки промивальних рідин з середнім ступенем мінералізації (≤ 15 % NaCl), а також для стабілізації хлоркальцієвих та гіпсових промивальних рідин. Оптимальна домішка – ($1,5 \div 2,0$) %. Границя термостійкості ($125 \div 130$) °С.

Високов'язку КМЦ-500 застосовують для стабілізації соленасичених розчинів при температурі до 145 °С. У комбінації з реагентами-розріджувачами вона також використовується у прісних, мінералізованих та інгібуючих розчинах. Оптимальна домішка для прісних розчинів складає

(0,2÷0,5) %, для середньо мінералізованих (7÷15) % NaCl) – (1,0÷1,5) %, для соленасичених (26 % NaCl) – (1,5÷2,0) %.

Високов'язку КМЦ-600 застосовують також для обробки мінералізованих та інгібуючих розчинів. Межа термостійкості – 160 °С. Ефективність захисної дії КМЦ-600 на (30÷40) % більша, порівняно з КМЦ-500. Оптимальна домішка КМЦ-600, залежно від ступеня мінералізації і температури, знаходиться в межах (0,7÷1,5) %.

Високов'язку КМЦ-700 застосовують для стабілізації соленасичених та малоглинистих промивальних рідин. Межа термостійкості досягає 180 °С. Ефективність захисної дії КМЦ-700 на (45÷50) % вища, ніж КМЦ-600. Оптимальна домішка КМЦ-700 залежно від вмісту твердої фази, ступені мінералізації, температури коливається у межах (0,5÷1,8) %.

Оксиетилцелюлоза (ОЕЦ) за своїми властивостями аналог КМЦ. ОЕЦ має високу солестійкість, у тому числі і стійкість до солей Ca^{+2} та Mg^{+2} з концентрацією до 20 г/л. Термостійкість – до 150 °С. Оптимальна домішка – (0,1÷1,0) кг/м³. ОЕЦ загущує прісні бурові промивальні рідини.

КМОЕЦ – змішаний ефір целюлози, який складається з карбоксильних і етилових груп, тобто поєднує в собі властивості КМЦ і ОЕЦ. Залежно від кількості введених цих або інших груп КМОЕЦ за своїми властивостями наближається до КМЦ або ОЕЦ.

Поліаніонна целюлоза (ПАЦ) – різновид КМЦ, який відрізняється більш високим ступенем заміщення (СЗ – 125) і більш рівномірним розміщенням карбоксильних груп. Термостійкість – до 150 °С. Розрізняють ПАЦ: низьков'язку – М (50–200) × 10³ та високов'язку – М (200–700) × 10³. Оптимальна домішка реагенту коливається в межах (0,6÷6) кг/м³.

Контрольні запитання

1. Назвіть реагенти, які зв'язують іони кальцію та магнію.
2. Назвіть реагенти-інгібітори гідратації і диспергування глин та сланців.
- 3 Назвіть реагенти, які нейтралізують сірководень.
4. Назвіть реагенти структуроутворювачі.
5. Назвіть реагенти, які підвищують термостійкість.
6. Назвіть реагенти для регулювання рН.
7. Назвіть реагенти на основі гумінових кислот.
8. Назвіть реагенти на основі водорозчинних ефірів целюлози.

5 ХІМІЧНІ РЕАГЕНТИ ДЛЯ РЕГУЛЮВАННЯ ВЛАСТИВОСТЕЙ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН (Ч. 2)

5.1 Крохмальні хімреагенти

Реагенти на основі крохмалю відносяться до найбільш солестійких реагентів.

Крохмаль – суміш полісахаридів рослинного походження, який має загальну формулу $(C_6H_{10}O_5)_n$. Крохмаль утворюється в результаті фотосинтезу і відкладається в коренях, бульбах і зернах рослин. Основною сировиною для виробництва крохмалю є зерно кукурудзи, а також картопля. Вміст крохмалю у цих рослинах коливається від (10÷30) %. У склад крохмалю входить два полісахариди: амілоза – лінійний полісахарид з молекулярною масою (32 000–100 000) та амінопектин – розгалужений полісахарид з молекулярною масою (100 000 ÷ 1 000 000). Амілоза з йодом дає синє забаврлення, а амінопектин – фіолетове. У крохмалі різних рослин вміщується від 15 % до 25 % амілози і (75÷85) % амінопектину.

Крохмаль нерозчинний у воді та органічних розчинниках. Для того щоб він набув властивість утворювати з водою колоїдні розчини, необхідно провести його клейстеризацію, наприклад, нагрівання.

Висушування крохмальної каші на вальцевій сушилці з наступним подрібненням є одним із перших промислових методів отримання розчинного у холодній воді крохмалю.

На буровій клейстеризацію крохмалю здійснюють з допомогою лугу.

Модифікований крохмаль (МК). Порошок кремового кольору, розчинний у холодній воді і насичених розчинах солі, що дозволяє вводити його у промивальну рідину у сухому вигляді без попередньої клейстеризації. Вологість модифікованого крохмалю не перевищує 12 %.

Реагент використовують для зменшення фільтрації як слабомінералізованих, так і соленасичених промивальних рідин, які вміщують різні солі. Оптимальна домішка МК залежно від вмісту солей і температури коливається в межах (2,5÷3,0) %.

Модифікований крохмаль порівняно з технічним крохмалем більш термостійкий (130–140) °С), менше піддається ферментативному загниванню.

Екструзивний крохмальний реагент (ЕКР). Реагент використовують для зменшення фільтрації прісних і мінералізованих розчинів (насичених різними солями). Оптимальна домішка ЕКР для обробки мінералізованих розчинів коливається у межах (1,5÷3,0) % (у перерахунку на суху речовину). Межа термостійкості реагенту – 125 °С.

Основним недоліком крохмалю є ферментативне розкладання (загнивання) під дією бактерій, які називають ензимами. Попадають ензими у розчин із води, глини, пластових вод та розбурюваних порід. При

розкладанні крохмалю виділяється газ, який спінює промивну рідину. Такий розчин стабілізувати неможливо і він підлягає повній заміні.

Декстрин – це група речовин, проміжних між крохмалем і олігоцукридами.

Декстрин – порошок біло-жовтуватого кольору, добре розчинний у воді. Межа термостійкості ≈ 150 °С. Декстрин більш стійкий до ферментативного загнивання порівняно з ЕКР. Оптимальна домішка, застосування й інші властивості аналогічні, як і для ЕКР.

5.2 Хімічні реагенти на основі акрилових полімерів

Реагенти на основі акрилових полімерів синтетичного походження мають добрі стабілізуючі властивості, надають промивальним рідинам високу термостійкість і солестійкість. Хімічні реагенти цієї групи є конкурентами КМЦ. У групу хімічних реагентів на основі акрилових полімерів входять: гіпан, поліакриламід (ПАА), метас, М-14, метасол, нітронг, аніліс тощо.

Гіпан або **гідролізований поліакрилонітрил** складається з трьох сополімерів – акрилату натрію, акриламиду та поліакрилонітрилу. Співвідношення між цими складовими залежить від кількості лугу, який взято для проведення реакцій. Із збільшенням кількості лугу поліпшується гідроліз і вміст акрилату натрію збільшується, і навпаки, із зменшенням кількості лугу важко проходить гідроліз і зменшується вміст акрилату натрію.

Ліпші стабілізуючі властивості має гіпан, який отриманий при молярному співвідношенні поліакрилонітрилу і лугу 1 : 1, або його ще називають *гіпан-1*. При такому гідролізі співвідношення між акрилатом натрію, акриламідом та поліакрилонітрилом відповідно дорівнює 8 : 1 : 1.

Для обробки розчинів, мінералізованих солями одновалентних металів, ліпшими стабілізуючими властивостями володіє гіпан 0,7 (молярне відношення поліакрилонітрину до лугу дорівнює 1 : 0,7).

У хімічному відношенні марки гіпану відрізняються між собою тим, що гіпан-1 має більше карбоксильних груп (COONa), тому менше загущує промивальну рідину і має дещо менші стабілізуючі властивості. Гіпан-0,7 складається з більшої кількості амідних груп, тому має кращі стабілізуючі властивості, проте він сильніше загущує промивальну рідину, особливо при підвищеному вмісті твердої фази. Гіпан випускається промисловістю у вигляді (10÷15) % водного розчину із запахом аміаку, густиною (1 100÷1 110) кг/м^3 та $\text{pH} = (12\div 12,4)$.

Гіпан використовують для зменшення фільтрації прісних і мінералізованих розчинів, насичених солями одновалентних металів, у широкому діапазоні температур: для прісних розчинів – до 200 °С, для мінералізованих – до 180 °С.

Гіпан-1 застосовують для обробки прісних розчинів. Оптимальна домішка для зменшення фільтрації становить (0,2÷ 1,0) % (у перерахунку на суху речовину) і залежить від температури і вмісту твердої фази у розчині.

Гіпан-0,7 рекомендується застосовувати для обробки мінералізованих розчинів, насичених солями NaCl. Оптимальна домішка становить (1÷2) % (у перерахунку на суху речовину) і залежить від вмісту солей, температури і вмісту твердої фази.

Мінімальну дозу гіпану використовують при низьких температурах, високому вмісті твердої фази та низькому вмісті солей. Додатково гіпан використовують, як домішку у промивну рідину, з метою підвищення стійкості стінок свердловини, складених глинистими відкладами. Оптимальна концентрація гіпану у цьому разі трохи вища, ніж та, яка необхідна для отримання мінімальних значень фільтрації і визначається за формулою:

$$K_r = 0,05 \cdot B_{т.ф} \quad (5.1)$$

де K_r – концентрація гіпану, % (в перерахунку на суху речовину);

$B_{т.р}$ – вміст твердої фази у розчині, % (масові).

Механізм дії підвищення стійкості стінок свердловини, утворених глинистими відкладами, вивчений недостатньо. Це пов'язано з таким:

а) період набухання глини у 0,5 %-му розчині гіпану у 4 рази більший, ніж у воді;

б) гіпан закриває пори глинистих відкладів і зменшує проникність фільтрату у глибину стінок свердловини.

Гіпан діє на шкіру людини аналогічно луку. Тому при попаданні реагенту на шкіру необхідно вражені місця ретельно промити струменем води; при попаданні в очі – промити їх чистою водою і звернутися до лікаря.

При роботі з гіпаном необхідно одягати спеціальний одяг, виготовлений із бавовняної тканини, гумові рукавиці та захисні окуляри.

З підвищенням температури, особливо у літній період, кількість аміаку, який виділяється з гіпану, збільшується, що може призвести до враження дихальних органів, особливо у момент відкриття посудини, де зберігався гіпан.

Поліакриламід (ПАА). Промисловість випускає дві марки поліакриламідів:

– сухий гранульований (ПАА);

– гідролізований, 8 % концентрації (ГПАА).

Гранульований ПАА – це неоднорідні за величиною частинки діаметром (3÷7) мм від біло-зеленого до слабо-коричневого кольору із вмістом основної речовини не менше 43 %. ПАА слабозрчинний у воді, розчинність його досягається лише через 48 годин при температурі води (40÷60) °С. Вологість ПАА не більше 20 %, молекулярна вага – $(3\div5) \times 10^6$.

Гідролізований ПАА – це гелеподібний продукт, добре розчинний у воді, із вмістом основної речовини 8 %. Гель буває безбарвний або забарвлений у світло-жовтий, зелений або голубий колір. Водневий показник реагенту – (7,0÷7,5), молекулярна вага – $(1,5\div2,5) \times 10^6$, густина – (1 160÷1 180) кг/м³.

Гранульований сухий ПАА переважно використовують як флокулянт вибуреної породи у полімерних промивальних рідинах, а також для очистки технічної води, особливо при безамбарному способі буріння. Оптимальна домішка ПАА складає $(0,005 \div 0,02) \%$ (в розрахунку на суху речовину). Межа термостійкості ПАА – 180°C . Гідролізований ПАА, у комбінації з іншими реагентами, використовують, як стабілізатор прісних і мінералізованих розчинів.

Поліакриламід малотоксичний продукт і відноситься до четвертого класу небезпеки.

Гранично допустима концентрація поліакриламід у воді – $2,0 \text{ мг/л}$.

При застосуванні ПАА може виділятися невелика кількість аміаку, пари якого викликають подразнення дихальних органів, слухових оболонок та очей.

Метас – полімерний реагент акрилового ряду.

Частинки метасу мають форму гранул, нерозчинні у воді, розчиняються у слаболужних розчинах.

Метас використовують як термостійкий понижувач фільтрації прісних і мінералізованих (насичених NaCl) розчинів, а також як селективний флокулянт вибуреної породи у полімерних розчинах з низьким вмістом твердої фази.

Реагент забезпечує ефективне зменшення фільтрації у широкому діапазоні температур: для прісних розчинів до 250°C , для мінералізованих – до $(200 \div 220)^\circ\text{C}$.

Оптимальна домішка метасу для пониження фільтрації прісних і мінералізованих розчинів коливається від $0,4 \%$ до $2,5 \%$. Мінімальну дозу реагенту застосовують, коли у промивальній рідині велика кількість високоякісного бентонітового глинопорошку, низький вміст солей і невелика температура. Максимальну дозу реагенту беруть для обробки мінералізованих розчинів з невеликим вмістом твердої фази при бурінні свердловин, де вибійна температура досягає $(200 \div 220)^\circ\text{C}$. Для обробки прісних розчинів максимальна домішка реагенту не перевищує $(0,75 \div 1,0) \%$.

Оптимальна домішка метасу для флокуляції вибуреної породи у полімерних розчинах з низьким вмістом твердої фази становить $(0,1 \div 0,3) \%$.

Метас, аналогічно як і інші реагенти акрилових полімерів, використовують також для підвищення стійкості стінок свердловини, які утворені глинистими породами.

Техніка безпеки при роботі з метасом аналогічна, як і з гіпаном.

Метасол – водорозчинна модифікація метасу, полімерний реагент акрилового ряду, сополімер метакрилату натрію і аміду метакрилової кислоти. Подібно метасу реагент використовують як термостійкий понижувач фільтрації прісних і мінералізованих (насичених NaCl) розчинів, а також як селективний флокулянт вибуреної породи у полімерних розчинах з низьким вмістом твердої фази.

Термостійкість метасолу для прісних розчинів становить до 280°C .

Оптимальна домішка реагенту для зменшення фільтрації прісних і мінералізованих розчинів залежно від вмісту глинистої фази, температури і вмісту солей коливається у межах $(0,3 \div 1,8) \%$.

Для обробки прісних розчинів максимальна доза не перевищує $0,75 \%$.

Оптимальна домішка метасолу як флокулянта вибуреної породи, складає $(0,15 \div 0,3) \%$. Передозування реагенту недопустиме тому, що це призводить до втрати флокулюючої дії.

Оптимальна домішка метасолу для підвищення стійкості стінок свердловини, складених глинистими породами, дорівнює $(1 \div 2) \%$.

Решта властивостей метасолу аналогічні, як і в метасу.

5.3 Хімреагенти на основі гідролізного лігніну

До цієї групи хімреагентів відносять: нітролігнін, суніл, ігетан.

Нітролігнін, виготовлений за суспензійним способом, випускається у вигляді сипучого зернистого порошку жовто-бурого кольору. Реагент майже не розчинний у воді і розчиняється лише у водно-лужному розчині. Розчинність нітролігніну у $1,5 \%$ -му розчині лугу становить не менше 65% . Вологість реагенту – не більше 60% . Вміст азоту у реагенті – не менше $2,5 \%$.

Нітролігнін використовують для розрідження прісних і мінералізованих розчинів, які загустіли від вибуреної породи. Оптимальна домішка реагенту для прісних, вапнистих та слабомінералізованих розчинів ($\text{NaCl} \leq 3 \%$) коливається в межах $(0,2 \div 0,3) \%$, а для сильно мінералізованих розчинів – $(0,5 \div 0,6) \%$.

Нітролігнін пожежо- і вибухобезпечний, нетоксичний. При роботі з нітролігніном необхідно користуватись захисними окулярами. При попаданні водно-лужного розчину реагенту на шкіру або слизисту оболонку ока необхідно поразені місця промити великою кількістю води.

Суніл – це рідина темно-коричневого кольору, розчинна у воді, із вмістом $(14 \div 15) \%$ твердих речовин після випарювання.

У більшості випадків дія сунілу як по кількості, так і по якості аналогічна дії нітролігніну. Недоліком сунілу є постачання його у рідкому стані, а також значно більша вартість, порівняно з нітролігніном.

У зв'язку з наведеними вище недоліками суніл замінений новою модифікацією нітролігніну, яка відома під назвою *ігетан*.

Ігетан – водорозчинна модифікація нітролігніну.

Ігетан – пастоподібна речовина чорного кольору, розчинна у воді (не менше 65%), pH 10% -го водного розчину – $(7,5 \div 8,0)$.

Ігетан ефективно зменшує умовну в'язкість прісних і слабомінералізованих, обважнених та необважнених промивальних рідин. Оптимальна домішка реагенту – $(0,2 \div 0,5) \%$. Термостійкість реагенту $\approx 170^\circ\text{C}$.

При високих концентраціях $(2,0 \div 2,5) \%$ ігетан зменшує фільтрацію прісних і слабомінералізованих промивних рідин.

5.4 Хімічні реагенти на основі лігносульфонатів

До групи хімічних реагентів на основі лігносульфонатів відносять: сульфит-спиртову барду ССБ), конденсовану сульфит-спиртову барду (КССБ), окзіл, ферохромлігносульфонат (ФХЛС), конденсований лігносульфонат модифікований (КЛСМ) та інші.

Сульфит-спиртова барда (ССБ). Основним компонентом ССБ є лігносульфонати.

Істотний вплив на властивості ССБ відіграють катіони, які входять до складу лігносульфонатів. Інгібуюча дія кальцієвої ССБ У прісних розчинах слабкіша, порівняно із вапном, хоча реагент містить у розчинній фазі велику кількість кальцій-іонів (до $(12 \div 15) \%$ у перерахунку на СаО), тобто набагато більше, ніж можна його ввести з малорозчинним вапном. Послаблюючий ефект дії іонів кальцію очевидно викликаний стабілізуючою дією лігносульфонатів. Загальна наближена формула ССБ – $C_{26}H_{30}O_{12}S$. Середній елементарний склад її: С – 53,5 %; Н – 29,5 %; S – 5,0 %; $ОН_3$ – 12 %. Згідно з технічними умовами ССБ випускається двох марок: (КБП) концентрат барди порошкоподібний та (КБР) концентрат барди рідкий. КБР випускається у вигляді 50 % водного розчину.

Реагент використовують для зменшення умовної в'язкості, статичного напруження зсуву прісних, інгібуючих та мінералізованих розчинів, які загустіли у результаті розбурювання, переважно глинистих порід або від коагулюючої дії електролітів. При зниженні мінералізації, а також pH розчину ефективність дії реагенту зменшується. Оптимальна домішка ССБ при обробці мінералізованих розчинів коливається у межах $(1 \div 3) \%$, а інгібіруючих та прісних – $(3 \div 5) \%$.

Окрім цього, реагент зменшує pH промивальної рідини, сповільнює терміни тужавіння і поліпшує рухомість тампонажних розчинів. Межа термостійкості ССБ – $(150 \div 160) ^\circ C$.

У більшості випадків ССБ застосовують разом з NaOH, а тому при роботі з реагентом потрібно дотримуватися заходів безпеки, які передбачені при роботі з лугом. При роботі з порошкоподібною ССБ, щоб захистити очі та органи дихання, необхідно користуватися респіраторами та захисними окулярами.

Конденсована сульфит-спиртова барда (КССБ). Промисловість випускає порошкоподібний і рідкий реагент чотирьох марок: КССБ; КССБ-1; КССБ-2; КССБ-4.

Основне призначення реагенту – зменшення фільтраційних, структурно-механічних і реологічних властивостей промивальної рідини.

Найбільш ефективно КССБ зменшує фільтраційні і структурно-механічні властивості промивальної рідини, коли pH коливається в межах $9,5 \div 10,5$.

КССБ застосовується для обробки прісних розчинів до температури $150 ^\circ C$. У слабомінералізованих розчинах термостійкість реагенту зменшується.

КССБ-1 використовується для регулювання властивостей прісних і мінералізованих (до 5 % NaCl), вапнистих і хлоркальцієвих промивальних

рідин. Межа термостійкості 150 °С у прісних розчинах і 100 °С – у кальцієвих.

КССБ-2 застосовують для обробки мінералізованих (до (10÷15) % NaCl), вапнистих, гіпсових, хлоркальцієвих промивальних рідин при температурах до 150 °С.

КССБ-4 використовують для обробки прісних, мінералізованих (до 10 % NaCl), гіпсових, хлоркальцієвих промивальних рідин при температурах до (185÷200) °С.

Оптимальна домішка реагенту залежить від мінералізації розчину і необхідної величини фільтрації:

- для прісних – (1÷5) % КССБ; КССБ-1; КССБ-2; КССБ-4;
- для мінералізованих (NaCl) – (5÷7) % КССБ-2;
- для мінералізованих (CaCl₂) – (5÷7) % КССБ-4.

При роботі з порошкоподібним КССБ необхідно користуватися респіраторами, захисними окулярами та спеціальним одягом.

Окзил добре розчинний у воді. Реагент використовують для регулювання реологічних властивостей прісних і мінералізованих розчинів. У прісних і слабо мінералізованих промивальних рідинах окзил забезпечує ефективне зниження умовної в'язкості і статичного напруження зсуву при температурах до 200 °С. Із збільшенням ступеня мінералізації промивальних рідин температурна границя ефективності окзилу знижується до 170 °С.

Оптимальна домішка окзилу (у перерахунку на суху речовину) коливається в межах (0,25÷1,0) %.

Окзил також застосовується як інгібітор термоокислювальної деструкції крохмальних реагентів. Домішка окзилу у цьому випадку становить 0,25 % від маси крохмалю.

Найбільша ефективність реагенту спостерігається у промивальних рідинах при $pH = (9\div 10)$.

Ферохромлігносульфанати (ФХЛС) використовуються для розрідження промивальних рідин, які загустіли від дії глини, різних солей і температури. Крім цього, реагент понижує фільтрацію мінералізованих розчинів (10÷15) % NaCl). Він також інгібує гідратовані глинисті породи і особливо ефективний при обробці гіпсових та вапнистих розчинів, які забруднені ангідридами, цементом та пластовими водами.

Оптимальна домішка реагенту при первинній обробці розчину складає (2÷3) %, а при повторних – (0,2÷0,5) % (на суху речовину). Термостійкість реагенту коливається в межах (170÷190) °С. Зі збільшенням мінералізації розчину термостійкість реагенту зменшується. Найбільш ефективна дія ФХЛС спостерігається при $pH = (8,5\div 9,5)$.

При роботі з порошкоподібним ФХЛС необхідно користуватися респіраторами та захисними окулярами, щоб захистити органи дихання та очі.

Реагент має кисле середовище, а також разом з ФХЛС у розчин вводять каустичну соду. Через це при роботі з реагентом необхідно дотримуватися заходів безпеки, які передбачені при роботі з лугом.

5.5 Мастильні домішки

Підвищення мастильних властивостей промивальних рідин значно поліпшує процес буріння свердловини: зменшується ймовірність прихоплення бурильної колони, поліпшується буримість, зменшується крутильний момент при роторному способі, зменшується зношування бурильного інструменту.

Розрізняють мастильні і протизносні дії мастильних речовин.

Мастильна дія пов'язана здебільшого із зменшенням сил тертя, адгезії і гідравлічного опору при порівняно невисоких питомих тисках.

Ефективність мастильної дії оцінюють коефіцієнтом тертя, який виникає на межі метал-фільтраційна кірка.

Протизносна дія пов'язана із високими питомими тисками, при яких проходить руйнування адсорбційних мастильних шарів і у ряді випадків проходить тертя металу по металу. У цих умовах необхідні спеціальні присадки, які забезпечують велику міцність цих шарів і зв'язок їх із поверхнями тертя уже не адсорбційними, а хемосорбційними силами. Оцінюють протизносну дію мастильних речовин за величиною їх впливу на знос металічної поверхні. Мастильні властивості оцінюють зазвичай для умов роботи бурильної колони у свердловині, а протизносні – для умов роботи опори долота.

Мастильні домішки, які вводять у промивальну рідину на водній основі, повинні відповідати таким вимогам: адсорбуватися на металічній поверхні; володіти пластичними або напівпластичними властивостями; мати високу межу плинності; зберігати свої властивості у всьому діапазоні температур, у якому знаходиться бурова промивальна рідина; не розчинятися у воді; не піддаватися гідролізу у водно-лужному середовищі; не впливати негативно на параметри промивальної рідини.

Цим вимогам відповідає ЗМАД-1; СГ; графіт; нафта та інші.

Змазуюча домішка (ЗМАД-1) – це суміш окисленого петролатума з дизельним паливом у співвідношенні (1:1)÷(1:1,5).

Окислений петролатум – побічний продукт депарафінізації авіаційних мастил, окислений киснем повітря при температурі (140–160) °С у присутності перманганату калію ($KMnO_4$). До складу петролатума входять парафінові, нафтенові і високомолекулярні ароматичні вуглеводні, які при окисленні утворюють складні ефіри і з'єднання. Умовно їх називають ефірокислотами. Загальний вміст кислот в окисленому петролатумі оцінюють за допомогою кислотного числа, яке, згідно галузевого стандарту, повинно бути більше або дорівнювати 20. (*Кислотне число – це кількість міліграмів, яка витрачається для нейтралізації 1 г досліджуваного продукту*). Наближена емпірична формула окисленого петролатуму – $C_{45}H_{20}O_{41}$.

ЗМАД-1 – це в'язка темно-коричнева рідина не розчинна у воді, густиною ≈ 900 кг/м³, з температурою спалаху, не менше 65 °С.

Широко застосовується як мастильна домішка до промивальних рідин на водній основі. Вона зменшує сили тертя між колоною бурильних труб і

стілкою свердловини і знижує зношування опори долота і турбобура. Оптимальна домішка реагенту залежить від густини промивальної рідини і становить:

- для необважнених промивальних рідин при первинній обробці 2 % товарного продукту, а у процесі буріння 5 кг на 1 м проходки;

- для обважнених промивальних рідин при первинній обробці 4 % товарного продукту, а у процесі буріння 25 кг на 1 м проходки.

ЗМАД-1 використовують як загущувач і структуроутворювач соленасичених промивальних рідин, у яких настуило стабілізаційне розрідження. Оптимальна домішка реагенту коливається у межах (3÷6) %.

Реагент застосовують, як інгібітор лужної корозії ЛБТ, а також як піногасник. Домішка його у розчин при цьому не перевищує (1÷2) %.

ЗМАД-1 широко використовують у розчинах на нафтовій основі як емульгатор, структуроутворювач, понижувач фільтрації та гідрофобізатор твердої фази. Оптимальна домішка залежно від мінералізації водної фази, температури, характеру розбурюваних порід коливається у межах (2÷4) %.

При попаданні на шкіру ЗМАД-1 викликає подразнення, тому при роботі з реагентом необхідно працювати у спеціальному одязі із бавовняної тканини і рукавицях. При попаданні реагента на шкіру його знімають ватою, а залишки змивають водою з милом.

СГ (суміш гудронів) – це в'язка плинна рідина від світло- до темно-коричневого кольору, нерозчинна у воді, густиною (900÷930) кг/м³. Характеризується кислотним числом (55÷60) мг КОН на 1 г продукту і температурою загущення від –5 °С до 0 °С.

Рекомендується застосовувати СГ при бурінні свердловин з промиванням водою, прісними та слабомінералізованими розчинами, як необважненими, так і обважненими. Реагент сумісний зі всіма хімічними реагентами, які застосовуються для обробки промивальних рідин. Оптимальна домішка СГ при первинній обробці промивальної рідини становить (1÷2) % від об'єму циркулюючої рідини, а у процесі буріння (7–25) кг на 1 м проходки залежно від діаметру долота, швидкості буріння, складу бурової промивальної рідини.

Домішка реагенту у промивальну рідину збільшує проходку на долото, запобігає прихопленню бурильної колони, підвищує довговічність роботи шарошкових доліт та турбобурів.

Найбільш ефективні протизносні властивості мають кубові залишки синтетичних жирних кислот, на другому місці – окислений петролатум.

Графіт – це кристалічний порошок з сріблястим відтінком, нерозчинний у воді, густиною 2 180 кг/м³.

Порівняно з іншими мастильними домішками графіт має менші протизносні і мастильні властивості. Графіт приблизно на 50 % менш ефективний порівняно з нафтою, але загальний ефект цих домішок більший від суми кожної із них окремо взятої, тобто спостерігається так званий синергетичний ефект.

Тому графіт, як окрема мастильна домішка у промивальну рідину, використовується рідко. Більш широко застосовують (1÷2) % графіту у сполученні з нафтою або СМАД-1. Такі сполучення застосовують як профілактичні домішки до промивних рідин при спуску обсадних колон на великі глибини та для попередження прихоплень бурильної колони.

При підготовці стовбура свердловини до спуску обсадної колони спочатку рекомендується вводити у промивальну рідину нафту (5÷8) %, а графіт (1÷2,5) % – на останньому циклі промивки свердловини.

Графіт з нафтою, у вигляді пасти, широко застосовують як мастило різьбових з'єднань при спуску обсадних та бурових труб.

Нафта. Для промивальних рідин, як мастильну домішку рекомендується застосовувати нафту густиною (830÷860) кг/м³, яка має високий поверхневий натяг. Нафта має добрі мастильні і значно гірші протизносні властивості. Вона зменшує коефіцієнт тертя бурильної колони зі стінками свердловини, а тому широко застосовується як профілактична домішка для запобігання прихоплень бурильної колони. Оптимальна домішка нафти залежить від густини промивальної рідини і у різних районах коливається від 5 % до 15 %. Мастильні властивості нафти збільшують домішкою графіту (1÷2) %) або МАС-200. Вміст нафти у розчині контролюють 1 раз на добу приладом Діна-Старка або центрифугуванням.

Нафту також широко використовують як мастильну домішку при установці нафтових ванн і, як дисперсійне середовище, для приготування промивальних рідин на нафтовій основі.

Домішка нафти поліпшує реологічні і фільтраційні властивості промивальної рідини, але зменшує його густину. Тому при великих домішках нафти у розчин вводять обважнювач.

5.6 Поверхнево-активні речовини (ПАР). Емульгатори

ПАР – речовина, яка нагромаджуючись на поверхні контакту двох рідин (тіл, фаз), понижує поверхневий натяг однієї із них.

За складом і хімічними властивостями ПАР поділяють на два класи: неіоногенні та іоногенні.

Серед неіоногенних ПАР найбільше розповсюдження отримали поліетиленгліколієві ефіри алкілфенолів.

Найбільше розповсюдження отримали оксигетильовані поліфеноли (ОП-4, РП-1, ОП-10, ОП-20, ОП-45 та інші).

Іоногенні ПАР поділяються на аніоноактивні і катіоноактивні групи.

Аніоноактивні ПАР, дисоціюючи у розчинах, утворюють поверхнево-активні аніони, до складу яких входить вуглецева частина молекули і катіони, найчастіше неорганічні (натрій, калій, амоній) і рідше – органічні (етаноламін). До аніоноактивних ПАР відносять: алкілсульфонати, алкілсульфати, алікіларілсульфонати, нафтові ароматичні і циклічні сульфокислоти та їх солі.

Катіоноактивні ПАР, дисоціюючись у розчинах, утворюють поверхнево-активні катіони, до складу найчастіше входять вуглеводневі радикали і аніони, – неорганічні, але можуть бути і органічні. Серед катіоноактивних ПАР найбільше розповсюдження отримали четвертинні амонійні з'єднання, різні продукти окису етилену з амінами, діамінами.

Однією із різновидностей ПАР є емульгатори.

Емульгатор – це речовина, яка сприяє утворенню емульсій. Молекула емульгатора складається із двох частин – гідрофобної і гідрофільної. Гідрофобна частина складається переважно з вуглецю і водню, гідрофільна – із карбоксильної (COOH) групи, сульфогрупи (SO_2OH) та аналогічних до них. Водень у цих групах часто заміщається натрієм або кальцієм. Гідрофобна частина молекули добре розчиняється у нафті, а гідрофільна – у воді. Відношення гідрофільної частини до гідрофобної (ліпофільної) називають ГЛБ (гідрофільно-ліпофільний баланс) і беруть за кількісний критерій для оцінки властивостей емульгатора. Якщо ГЛБ = $(3 \div 6)$, то такі емульгатори відносять до гідрофобних; якщо ГЛБ = $(9 \div 18)$ – до гідрофільних; якщо ГЛБ = $(7 \div 9)$ – до проміжних.

Гідрофобні емульгатори практично розчинні у нафтовій фазі і застосовуються для приготування обернених емульсій (інвертно-емульсійних розчинів).

Гідрофільні емульгатори практично розчинні у воді і служать для поліпшення диспергування мастильної домішки у розчинах на водній основі. Якщо мастильною домішкою є нафта, то такі розчини ще називають нафтоемульсійними.

Попадаючи на поверхню контакту двох рідин, наприклад, вода-нафта емульгатор виконує такі функції:

- зменшує силу поверхневого натягу однієї з рідин. При перемішуванні рідина з більш високим поверхневим натягом перетворюється у дисперсну фазу, а рідина з меншим поверхневим натягом – у дисперсійне середовище. Гідрофобні емульгатори зменшують силу поверхневого натягу нафти, а гідрофільні – води;

- утворює навколо кожної краплі дисперсної фази тонку міцну плівку, яка протидіє їх контактуванню і злиттю;

- адсорбує навколо кожної краплі іон, які протидіють злиттю крапель і сприяють утворенню стійкої емульсії.

У промивальних рідинах на водній основі глинопорошки та більшість хімічних реагентів виступають емульгаторами, тобто сприяють утворенню прямих емульсій.

Крім звичайних компонентів промивальних рідин використовують більш ефективні емульгатори, такі, як ОП, сульфонол та інші.

ОП-10 – неіоногенна ПАР. Залежно від маси окису етилену, який входить до складу реагенту, розрізняють ОП-4 ($n = 4$); ОП-7 ($n = 7$); ОП-10 ($n = (10-12)$); ОП-20 ($n = 20$).

ОП-4 – розчинний у нафті; **ОП-7** – розчинний у нафті і воді; **ОП-10** і **ОП-20** – розчинні у воді, ОП-10 – маслоподібна в'язка рідина від світло-жовтого до темно-коричневого кольору, густиною при 20 °С від 1 020 кг/м³ до 1 050 кг/м³, добре розчинна у воді. Володіє слаболужною або слабокислотою реакцією, 0,1 % водний розчин має $pH = (6-8)$.

Реагент застосовують для обробки промивальних рідин на водній основі і виконує функції емульгатора, мастильної домішки та спінювача. Крім того, його добавляють у промивальну рідину при розкритті продуктивних горизонтів з метою збереження їх нафтопроникності. На відміну від сульфонолу, ОП-10 запобігає флокуляції флотаційного бариту в нафтоемульсійних розчинах. Оптимальна домішка ОП-10 становить 0,5÷1,0 % від об'єму розчину. Термостійкість реагенту ≤ 80 °С.

Сульфонол іоногенна ПАР – суміш натрієвих солей алкілбензосульфонових кислот.

Сульфонол випускають у вигляді порошку світло-жовтого кольору або у вигляді в'язкої рідини від жовтого до темно-коричневого кольору із вмістом активної речовини до 70 %. Реагент добре розчинний у воді і нафті, в мінералізованих водах утворює осад у вигляді пластівців, 1 % водний розчин має $pH = (7-9)$.

Сульфонол застосовують як емульгатор, гідрофобізатор глини, мастильну домішку, спінювач промивальних рідин на водній і нафтовій основах. Сульфонол вводять також у промивальну рідину при розкритті продуктивних горизонтів з метою збереження їх колекторських властивостей. Оптимальна домішка реагенту становить (0,3÷0,5) % від об'єму розчину.

Реагент не токсичний, при роботі з ним не вимагається особливих заходів безпеки.

Для приготування інвертно-емульсійних розчинів (обернених або гідрофобних емульсій) застосовують аміновміщуючі ПАР. Найбільше розповсюдження отримали: емультал, укрामін, емульсін.

Емультал – це продукт естерифікації (*естерифікація* – реакції утворення складних ефірів із кислот і спиртів) смоляних і жирних кислот талового масла з триетаноламіном (*талове масло* – побічний продукт сульфатної варки целюлози). Емультал складається із суміші жирних (пальметинової, олеїнової, лінолевої) і смоляних кислот. Масляниста в'язка рідина від світло-коричневого до чорного кольору з температурою кипіння більше 200 °С і температурою плавлення близько 30 °С, густиною 980 кг/м³, добре розчинна у дизельному паливі і частково у воді.

Емультал застосовують як емульгатор для приготування інвертно-емульсійних розчинів. Він також виконує роль стабілізатора і гідрофобізатора твердої фази. Залежно від температури, вмісту твердої фази оптимальна домішка емульталу коливається від (0,1÷2,0) % (масових).

Емультал також застосовують як домішку до соляробензинової фракції для промивки приви́бійної зони свердловини з метою підвищення її дебіту. Оптимальна домішка становить (1,5÷2,0) % (масових).

У промивальних рідинах на водній основі емультал використовують як мастильну і антикорозійну домішку. Оптимальна домішка становить $(0,1 \div 0,2) \%$ (масових). Паралельно у цих рідинах, у значно меншій мірі, емультал виконує роль стабілізатора і емульгатора.

Межа термостійкості реагента – 90°C .

Украмін – продукт етерифікації жирних і нафтових кислот, які знаходяться у гудронах рослинних і тваринних жирів, моноетаноламіном. Паста темно-коричневого кольору, густиною $1\ 000\ \text{кг/м}^3$, розчинна у дизельному паливі і частково у воді.

Украмін – реагент комплексної дії. В інвертно-емульсійних розчинах виконує роль емульгатора, стабілізатора і гідрофобізатора твердої фази. Залежно від температури і вмісту твердої фази оптимальна домішка коливається від 2% до 4% (масових). Украмін застосовують як домішку до дизельного палива для промивки привибійної зони свердловини з метою підвищення її дебіту. Оптимальна домішка становить $(4 \div 5) \%$ (масових). У промивальних рідинах на водній основі украмін використовують як антикорозійну і мастильну домішку. Оптимальна домішка становить $(0,2 \div 0,5) \%$.

Термостійкість реагенту близько 160°C .

Емульсін. Порошок світло-коричневого кольору з домішками гранул.

5.7 Хімреагенти-піногасники

Збагачення промивальної рідини дисперсною газовою фазою, вміст якої може досягати $(25\text{--}30) \%$ і більше, супроводжується рядом негативних явищ:

- зменшується густина промивальної рідини і гідростатичного протитиску на пласт, що може стати причиною газонафтоводопроводжень;
- погіршується очистка і дегазація розчину, бо утворюються багатофазові структури, які підвищують його реологічні властивості;
- погіршується якість промивання свердловини, тому що розгазований розчин стискається і зменшується подача бурових насосів.

Газ у промивну рідину може поступати при розбурюванні газових горизонтів, при введенні у рідину хімічних реагентів, які зумовлюють спінення (ССБ, КССБ, ФХЛС, ПФЛХ та інші), а також при обважненні її флотаційним баритом (КБ-1...КБ-6). Дегазацію промивальної рідини проводять після або під час хімічної обробки названими реагентами. Для цього використовують хімічні реагенти-піногасники, оскільки інші способи дегазації (вакуумний, механічний) у цьому випадку малоефективні.

Реагенти-піногасники зазвичай складаються із двох компонентів поверхнево-активної речовини (ПАР) і носія-розчинника. У більшості випадків розчинником виступає дизельне паливо, яке має велику рухливість, а ПАР – високу адсорбційну властивість. Ефективного піногасіння можна досягнути, коли адсорбційна здатність ПАР піногасника вища, ніж піноутворювача.

Механізм дії піногасіння зводиться до швидкого проникнення і адсорбування ПАР піногасника на межі розділу фаз газовий пухирець-міцелла та зменшення при цьому сил поверхневого натягу. Якщо пухирці знаходяться на поверхні розчину, то вони руйнуються швидко, а пухирці, які знаходяться всередині розчину, при перемішуванні з'єднуються між собою і збільшуються в об'ємі, спливають на поверхню, де руйнуються. Цей процес можна спостерігати при перемішуванні розгазованої рідини, в яку внесли піногасник. Ефективність дії піногасника зменшується із збільшення вмісту солей у розчині, а також при зростанні його структурно-механічних властивостей.

Найбільше розповсюдження в практиці буріння свердловин отримали піногасники: ГС, ПЕС, Соапсток, МАС-200, КСЖК, ПВ-1 та інші.

РС (гумова суспензія) – це суміш гумової дрібки, розміром $\approx(0,2\div1,0)$ мм, і дизельного палива у співвідношенні 1 : 10. Оптимальна домішка – $(0,2\div0,5)$ % (у перерахунку на гуму). Мінімальна доза застосовується для обробки прісних розчинів, максимальна доза – для мінералізованих розчинів.

Цей піногасник гасить піну у прісних і мінералізованих розчинах, у яких знаходиться не тільки хімічні реагенти лігносульфанати, але і інші ПАР. Дегазуючі властивості гумової суспензії майже не змінюються із зміною температури.

Перевагою цього реагенту є його універсальність та стабільність до зміни температури.

Недоліком варто вважати відносно великі втрати гумової дрібки, яка затримується на очисних пристроях, а також те, що не всі сорти гуми забезпечують необхідний ефект піногасіння.

ПЕС (поліетиленова суспензія) – це суміш негранульованої тонко дисперсної поліетиленової дрібки і дизельного палива у співвідношенні 1 : 10. Технологія приготування ПЕС аналогічна, як і РС. Ефективність її дещо вища, ніж ГС. Оптимальна домішка – $(0,1\div0,3)$ % (у перерахунку на поліетиленову дрібку). Витрати поліетиленової дрібки на 1 м проходки приблизно в 1,5 разу менші порівняно з гумовою суспензією. Решта властивостей ПЕС такі ж, як і у ГС.

Соапсток – відхід олійних заводів. Це в'язка рідина коричневого кольору, яка складається із суміші нейтрального жиру, омиленних жирних кислот і домішок. Розрізняють бавовняний, соняшниковий і касторовий соапсток.

Найбільшу активність має бавовняний соапсток, який утворює стабільну водну емульсію і нестійку емульсію з дизельним паливом.

Соняшниковий і касторовий соапстоки, навпаки утворюють стійку емульсію у дизельному паливі і нестійку емульсію з водою.

Соапсток використовують для гасіння піни у прісних і мінералізованих, обважених і необважених розчинах, у яких знаходиться не тільки лігносульфонати, але і інші ПАР. Вводять соапсток у промивальну рідину у вигляді емульсії, приготовленої за вище наведеними рецептами, разом з лігносульфонатами або ПАР. Оптимальна домішка соапстоку становить

приблизно $(0,3 \div 0,5)$ % від об'єму ССБ або КССБ. Ефект піногасіння підсилює домішка графіту, для чого до кожного кубічного метра приготовленого соапстоку вводять $(70 \div 100)$ кг графіту. Із збільшенням мінералізації розчину і температури ефективність піногасіння зменшується.

Найбільш ефективним піногасником є бавовняний соапсток, тому що його водний розчин $0,1$ %-ї концентрації має величину поверхневого натягу $\sigma = 31,2 \times 10^{-3}$ Н/м.

Сапсток також широко використовується як мастильна речовина для обробки промивальних рідин. Оптимальна домішка приблизно $(3 \div 5)$ %. Перевагою цього піногасника є те, що він дешевий і не дефіцитний.

До недоліків необхідно віднести чутливість до підвищеного вмісту солей кальцію та магнію.

МАС-200 (модифікований аеросил з питомою поверхнею $200 \text{ м}^2/\text{г}$) – це тонкодисперсний пірогенний кремнезем, на поверхні якого привиті органічні радикали, що надають йому гідрофобних властивостей. Випускається промисловістю у вигляді порошку білого або світло-жовтого кольору, густиною 2 200 кг/м^3 , насипною масою $(25-50)$ г/л, з розміром частинок $(0,004 \div 0,04)$ мкм. Не розчинний у воді і частково розчинний у дизельному паливі. Гідрофобність аеросилу ≈ 90 %, pH водної суспензії $\geq 3,6$.

МАС-200 – піногасник промивальних рідин на водній основі як прісних, так і мінералізованих, обважнених і необважнених. Для обробки розчинів використовують $(3 \div 5)$ % суспензію МАС-200 у дизельному паливі. Вводять суспензію у розчин через дозовану посудину на початку жолобної системи. Оптимальна домішка $(0,3 \div 0,5)$ % суспензії від об'єму розчину.

Побічне призначення – емульгатор і стабілізатор інвертно-емульсійних розчинів (ІЕР).

Стабілізація ІЕР досягається введенням $(2 \div 5)$ кг реагенту на 1 м^3 розчину. Вводять МАС-200 в ІЕР при інтенсивному перемішуванні з розчином.

Паста, приготовлена на основі МАС-200 і дизельного палива, має добрі мастильні властивості і може бути використана як мастило для герметизованої опори долота. Ця паста має велику термостійкість.

Реагент МАС-200 не токсичний, але високодисперсний і здатний утворювати в повітрі стійку куряву. Тому при роботі з МАС-200 потрібно запобігати попаданню його у повітря, а роботи повинні виконуватись у респіраторі.

ПВ-1 (протиспінювач) – це суміш трибутилового спирту ортофосфорної кислоти з поліметилсилоксаном. Випускається промисловістю у вигляді маслянистої рідини світлого, жовтого або коричневого кольору, густиною 970 кг/м^3 , розчинної у дизельному паливі, з водою утворює емульсію. Основою хімічного реагенту є трибутилфосфат, масова частка якого ≥ 90 %.

ПВ-1 застосовують для попередження піноутворення і гасіння піни у прісних і мінералізованих розчинах, оброблених лігносульфонатними

реагентами. Оптимальна домішка становить для прісних розчинів – 0,5 %, для мінералізованих – 1,0 % від маси сухого лігносульфонатного реагенту.

Недоліком хімічного реагенту є те, що він подразнює слизисту оболонку, має загальнотоксичну дію. Тому, працюючи з ПВ-1, необхідно одягати фільтруючий протигаз типу БКФ.

КЗСЖК (кубові залишки синтетичних жирних кислот фракцій C_{60} і більше) – це відходи нафтопереробних заводів у вигляді темно-бурої рідини або пасти. КЗСЖК виконують роль піногасника і мастильної домішки. Як піногасник ефективний для обробки промивальних рідин, оброблених лігносульфонатними реагентами. Оптимальна домішка становить (0,2÷0,3) % (за масою) до об'єму розчину.

Перед застосуванням реагент нагрівають до рідкого стану і виливають у глиномішалку місткістю 4 м³, яка заповнена (3,4÷3,6) м³ дизельним паливом. Після перемішування (10÷15) хв розчинені кубові залишки (реагент-піногасник) вводять у вигляді струминки у циркулюючу промивальну рідину протягом одного циклу. Найбільш ефективний як піногасник у промивальних рідинах, які мають $pH = (7,5\div 8,5)$. У мінералізованих розчинах ($NaCl \geq 25\%$ і $CaCl_2 = 2,5\%$) ефективність КЗСЖК падає.

КЗСЖК використовують також як мастильну домішку для обробки прісних і мінералізованих обважнених і необважнених розчинів. Перед введенням у розчин, КЗСЖК розчиняють у дизельному паливі у співвідношенні (1:1)÷(1:3). Оптимальна домішка (1÷2) % (за масою) від об'єму розчину.

Перевагою КЗСЖК є низька вартість, невеликі витрати при обробці промивальних рідин, добрі мастильні властивості.

СВЖС (синтетичні вищі жирні спирти) – суміш синтетичних вищих жирних спиртів з довжиною вуглеводневої ланки від 7 до 12. Промисловість випускає дві марки СВЖС. Перша з них містить спирти з $C = (7\div 9)$ і отримала назву «Альфонол-79» (А-79), друга – спирти з $C = (10\div 12)$ і отримала назву «Альфонол-1012» (А-1012). Приготування реагенту зводиться до змішування СВЖС з дизельним паливом у співвідношенні 1:4. Оптимальна домішка А79 становить (1,0÷1,5) %, а А1012 – (1÷2) %. Тривалість дії піногасника становить 3÷4 доби. СВЖС ефективний для обробки як прісних, так і мінералізованих розчинів, оброблених лігносульфонатами.

ПМС (поліметилсилоксан) – кремнійорганічна рідина, розчинна у воді. Розрізняють такі марки поліметилсилоксану: ПМС-200, ПМС-1000, ПМС-3000, ПМС-15000. Хімічний реагент термостійкий і ефективний для промивальних рідин на водній основі. Оптимальна домішка до розчину коливається в межах (0,005–0,01) %. Враховуючи, що ПМС дорогий, а технологія введення в розчин його складна, потрібно готувати спеціальну суспензію, яка застосовується рідко.

Кальцієвий милонафт – це суміш нафтонових кислот, неомилених речовин і мінеральних солей. Отримують його з відходів переробки нафти.

Застосовують кальцієвий милонафт для обробки розчинів на водній основі, в яких знаходяться лігносульфонати та інші ПАР. Оптимальна домішка (0,5÷1,0) % від об'єму промивальної рідини. Враховуючи складність приготування суспензії для введення кальцієвого милонафту у розчин, а також низьку ефективність, цей хімічний реагент на бурових застосовують рідко.

Контрольні запитання

- 1. Які реагенти відносяться до групи крохмальних реагентів?*
- 2. Назвіть хімічні реагенти на основі акрилових полімерів.*
- 3. Назвіть хімреагенти на основі гідролізного лігніну.*
- 4. Назвіть хімічні реагенти на основі лігносульфонатів.*
- 5. Назвіть хімічні реагенти, які відносяться до мастильних домішок.*
- 6. Назвіть реагенти, які відносяться до поверхнево-активних речовин та емульгаторів.*
- 7. Назвіть хімреагенти-піногасники.*

6 ОСНОВНІ ВЛАСТИВОСТІ ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІДИН (Ч. 1)

6.1 Фільтраційні та кіркоутворюючі властивості та їх вимірювання

Для запобігання проникнення у свердловину пластових флюїдів гідростатичний тиск стовпа промивальної рідини повинен бути більший за тиск флюїду у порах породи. За цих умов промивальна рідина проникає у розбурювані пласти. Сильних поглинань промивальної рідини у пласт зазвичай не відбувається, оскільки її тверда фаза проникає у пори і тріщини стінок свердловини, утворюючи фільтраційну кірку порівняно низької проникності, через яку може проходити лише фільтрат. З метою підтримання стійкості стінок свердловини та зниження проникнення фільтрату, промивальну рідину обробляють реагентами, які забезпечують низьку фільтрацію і тонку кірку на стінках свердловини. При високій фільтрації кірка стає товстою, рихлою, що зменшує діаметр стовбура свердловини та викликає ускладнення, наприклад, зростання сил тертя при обертанні бурильної колони, затяжки при її підйомі, прихоплення колони труб під дією обвалювання та осипання стінок свердловини.

При бурінні свердловини виділяють два типи фільтрації: статичну, що відбувається за відсутності циркуляції, коли потік промивальної рідини не впливає на ріст фільтраційної кірки, і динамічну, яка відбувається при циркуляції, а ріст фільтраційної кірки обмежений ерозією потоку промивальної рідини. Швидкість динамічної фільтрації більша ніж статичної, тому при динамічних умовах у пласт проникає більше фільтрату, ніж при статичних.

Статична фільтрація

На статичну фільтрацію дисперсійного середовища впливають такі чинники: репресія на пласт, температура і час фільтраційного процесу, концентрація і тип хімічних реагентів, пористість, проникність розбурюваних порід та інші.

Допустимо, що фільтраційна кірка не стискується і її проникність у часі не змінюється, а швидкість фільтрації дисперсійного середовища через фільтраційну кірку підпорядковується закону Дарсі, тоді можна записати наступне диференціальне рівняння:

$$\frac{d\Phi}{dt} = \frac{k^3 \cdot \Delta P}{\mu \cdot V_k}, \quad (6.1)$$

де Φ – об'єм фільтрату, м³;

t – час фільтрації, с;

ΔP – перепад тиску, Па;

μ – в'язкість дисперсійного середовища, Па·с;

V_k – об'єм твердої фази в фільтраційній кірці, м³,

k – коефіцієнт проникності кірки, м².

Звідси, враховуючи певні припущення, одержуємо:

$$\Phi = k_1 \cdot \sqrt{\frac{t \cdot R \cdot \Delta P}{\mu}}, \quad (6.2)$$

де $k_1 = \sqrt{2k^3}$.

Отже, об'єм фільтрату у будь-який момент часу прямо пропорційний квадратному кореню з перепаду тиску, часу фільтрації, співвідношенню між об'ємами фільтрату і фільтраційної кірки та обернено пропорційний квадратному кореню з в'язкості дисперсійного середовища.

Рівняння 6.2 вважають основним при вивченні впливу різних чинників на фільтраційні процеси, які проходять у свердловині.

Вплив часу на фільтрацію. Із залежності фільтрації від часу (рис. 6.1) видно, що фактична залежність має вигляд прямої лінії, яка не проходить через початок координат. Вона відсікає на осі ординат відрізок Φ_0 , який характеризує значення миттєвої фільтрації. Уточнена залежність статичної фільтрації від часу має вигляд:

$$\Phi - \Phi_0 = k_2 \cdot \sqrt{t}. \quad (6.3)$$

Під *миттєвою фільтрацією* розуміють об'єм тонкодисперсної промивальної рідини, яка проникає через фільтраційний папір (прилад ВМ-6) до моменту утворення фільтраційної кірки. Миттєва фільтрація збільшується з ростом пористості і проникності розбурюваних порід і навпаки зменшується при розбурюванні глинистих порід з мінімальною проникністю.

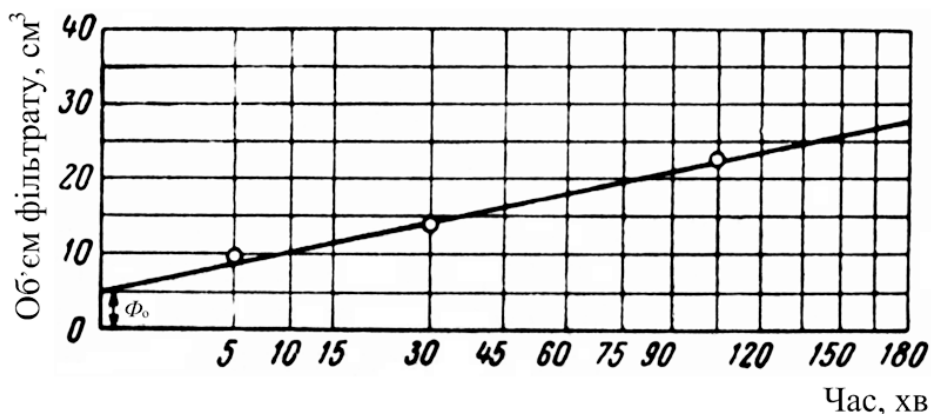


Рисунок 6.1 – Зміна об'єму фільтрату в часі

Вплив перепаду тиску на фільтрацію. Для ілюстрації впливу перепаду тиску на фільтрацію на рисунку 6.2 наведені залежності для трьох типів промивальної рідини. Тангенс кута нахилу прямих до осі абсцис коливається у межах $0 \div 0,2$.

У бентонітових суспензіях тверді частинки монтморилоніту, переважно, мають форму пластинок і розміщуються, накладаючись одна на одну, паралельно поверхні фільтраційної кірки. Під дією перепаду тиску така фільтраційна кірка стискується, внаслідок чого проникність глинистої кірки зменшується значно більшою мірою, ніж коли фільтраційна кірка

складається із сферичних твердих частинок. Тому в якісних бентонітових суспензіях $\Phi = \text{const}$, не дивлячись на збільшення ΔP (рис. 6.2, пряма 2).

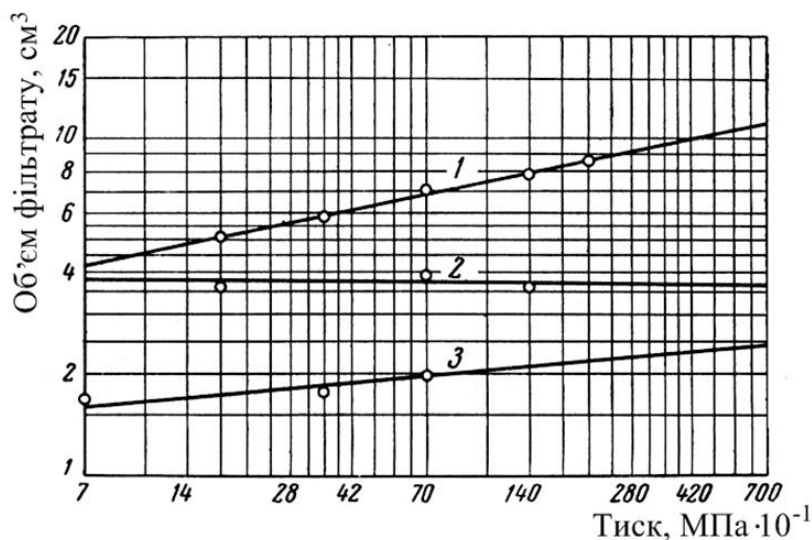


Рисунок 6.2 – Вплив тиску на об'єм фільтрату:

1 – глинистий розчин, кутовий коефіцієнт 0,205; 2 – бентонітовий розчин, кутовий коефіцієнт 0; 3 – сланцевий розчин, кутовий коефіцієнт 0,084

Вплив температури на фільтрацію. Температура відіграє важливу роль у фільтраційному процесі. Збільшення температури сприяє зменшенню в'язкості дисперсійного середовища і прискорює хімічні реакції у промивальній рідині. Це може призвести до підсилення диспергування або флокуляції глинистої фази і відповідно до зменшення або збільшення фільтрації.

Динамічна фільтрація

Фільтраційні процеси, які проходять у свердловині під час буріння, значно складніші, ніж при статичній фільтрації. У момент розкриття пласта швидкість фільтрації дуже висока і фільтраційна кірка швидко росте. Проте з часом її ріст уповільнюється. Коли швидкість росту кірки стає дорівнювати швидкості її ерозії, товщина кірки стає постійною. Між динамічною фільтрацією і розмірами глинистої кірки встановлюється рівновага.

Динамічна фільтрація більша від статичної при одній і тій же температурі і перепаді тиску.

Якщо граничний шар легко змивається навіть при невеликих швидкостях потоку промивальної рідини у затрубному просторі, то розмив самої кірки проходить значно важче тому, що нижні шари кірки значно міцніші.

Отже, за однаковий проміжок часу статична глиниста кірка буде товстішою від динамічної, а статична фільтрація буде меншою від динамічної фільтрації. Тому при регулюванні фільтрації промивальної рідини необхідно контролювати динамічну фільтрацію, а для попередження утворення товстої глинистої кірки необхідно контролювати статичну фільтрацію.

Висока фільтрація промивальної рідини спричиняє набухання і обвали стінок свердловини. Це може привести до прихоплення бурильної колони і ускладнює процес кріплення свердловини. Також значна фільтрація промивальної рідини сприяє утворенню навколо привибійної зони продуктивного горизонту водного бар'єру і збільшує набухання материнських глин, що зменшує дебіт свердловини.

При вертикальному переміщенні бурильної колони товста фільтраційна кірка призводить до свабування і гідравлічних ударів у свердловині, а також до прихоплення бурильної колони під дією перепаду тиску через збільшення площі контакту фільтраційної кірки з колоною.

Фільтрацію промивальної рідини регулюють глинопорошком з великою дисперсністю та значним вмістом колоїдних частинок.

Високий вміст твердої фази ускладнює регулювання фільтрації промивальної рідини.

На сьогодні відсутні прилади для вимірювання динамічної фільтрації у промислових умовах, тому на бурових заміряють лише статичну фільтрацію та товщину фільтраційної кірки.

Вимірювання показника фільтрації

При нормальній температурі і тиску показник фільтрації вимірюють з допомогою приладу ВМ-6, а при підвищеній – з допомогою фільтр-преса ФЛР-1 або установки УІВ-2.

Принцип роботи цих приладів ґрунтується на властивості промивальної рідини віддавати вільну воду через фільтрувальний папір під дією перепаду тиску.

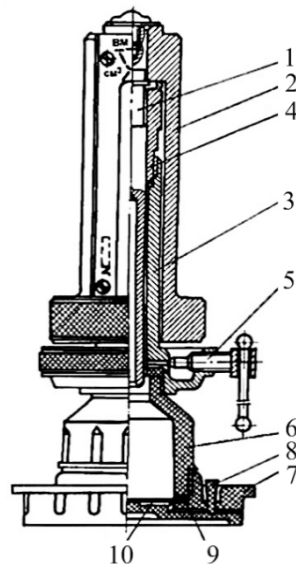


Рисунок 6.3 – Прилад ВМ-6:

- 1 – плунжер; 2 – вантаж зі шкалою; 3 – циліндр; 4 – втулка; 5 – голка;
6 – фільтраційний стакан; 7 – основа; 8 – корок; 9 – прокладка резинова;
10 – паперовий фільтр

6.2 Реологічні характеристики технологічних рідин

Реологія – це наука про деформацію і течію рідин. До реологічних властивостей промивальної рідини відносять в'язкість та міцність гелю. Названі параметри суттєво впливають на техніко-економічні показники буріння свердловини, гідравлічні втрати у циркуляційній системі, очистку промивальної рідини від вибуреної породи, утримання шламу і обважнювача у змуленому стані, стійкість стінок свердловини та інші. Тому під час проведення будь-якої операції пов'язаної з бурінням свердловини важливо контролювати реологічні властивості промивальної рідини і підтримувати їх у заданих межах.

У процесі буріння свердловини значення в'язкості та міцності гелю важливі тому, що у результаті руйнування породи долотом у промивальну рідину потрапляють хімічно активні частинки, тонко подрібнені інертні частинки та забруднювачі. Інколи в'язкість та міцність гелю можуть зрости до недопустимих значень. При значному зростанні в'язкості та міцності гелю можуть виникнути такі ускладнення:

- значне зростання тиску на викиді насоса при відновленні циркуляції та прокачуванні промивальної рідини;
- поглинання промивальної рідини у результаті гідророзриву пласта;
- поступлення у свердловину газу або мінералізованої води у результаті свабування;
- надмірне зростання вмісту вибуреної породи (піску) у промивальній рідині призводить до абразивного зношування бурового обладнання.

Реологічні характеристики промивальної рідини залежать від швидкості її руху. Оскільки промивальні рідини є складні колоїдно-суспензійні системи, описати реологічні характеристики їх у процесі руху дуже складно. Виділяють такі реологічні моделі текучої рідини – ньютонівська, в'язко-пластична, пластична, ділатантна. Проте реологічні характеристики промивальних рідин не узгоджуються ні з однією із цих моделей, але у кожному конкретному випадку з допомогою однієї або декількох із цих моделей можна з достатньою для практики точністю описати їх поведінку. Придатність прийнятої реологічної моделі оцінюють графічною залежністю тиску від витрат потоку рідини або напруження зсуву від градієнта швидкості її руху.

Ньютонівські рідини. До ньютонівських рідин відносять найбільш прості рідини (дійсні рідини). Прикладом ньютонівських рідин може слугувати вода, гліцерин, легкі мастила тощо.

Рідина у циліндричній трубі при ламінарному режимі течії рухається концентричними шарами (рис. 6.4).

Типовий профіль швидкості руху ньютонівської рідини в трубі наведений на рисунку 6.4. Профіль руху рідини має форму параболи або кульки. Ступінь зміни градієнта швидкості зсуву представлений нахилом параболи профілю швидкості у будь-якій точці бурильної колони.

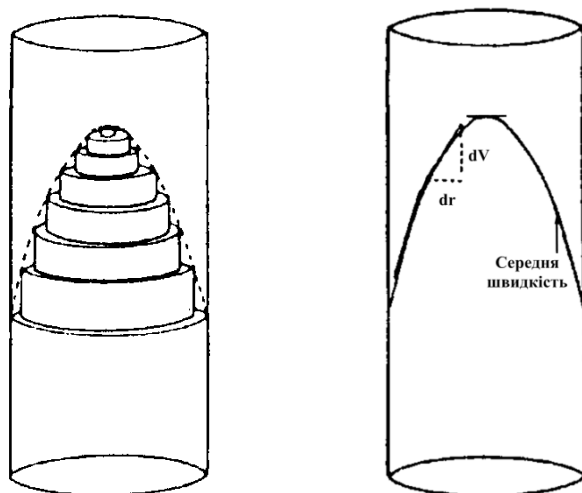


Рисунок 6.4 – Профіль швидкості ньютонівських рідин (ламінальний рух у циліндричній трубі)

Нахил профілю швидкості має максимальну величину на стінці бурильної колони і зменшується до нуля у центрі бурильної колони. Тобто, градієнт швидкості максимальний біля стінки бурильної колони і дорівнює нулю у центрі труби.

За аналогічною закономірністю змінюються також напруження зсуву.

Швидкість, з якою один шар промивальної рідини рухається відносно сусіднього шару, поділеного на відстань між шарами, називають градієнтом швидкості зсуву. Його позначають $\frac{dv}{dr}$ і вимірюють в с^{-1} .

При використанні ротаційних віскозиметрів (рис. 6.5) $\frac{dv}{dr}$ виражають в обертах за хвилину. Число обертів перетворюють в обернені секунди, помноживши їх на коефіцієнт 1,703: $\text{об/хв} \times 1,703 = \text{с}^{-1}$.

Напруження зсуву – це величина сили, яка прикладена до одиниці площі рідини (позначають τ і вимірюють у Па).



Рисунок 6.5 – Віскозиметр ротаційний Fann 35

Напруження зсуву і градієнт швидкості зсуву використовують для характеристики руху будь-якої рідини. У межах циркуляційної системи градієнт швидкості зсуву залежить від середньої швидкості руху рідини, а остання також залежить від подачі насосів. Напруження зсуву залежить від витрат тиску, який затрачено на переміщення рідини у колоні. Тому суму витрат тиску по всій циркуляційній системі (тиск на виході насосів) часто ототожнюють із напруженням зсуву, а подачу насосів пов'язують з градієнтом швидкості зсуву. Взаємозв'язок між градієнтом швидкості зсуву (або продуктивністю насосів – Q) та напруженням зсуву (або ΔP) визначає характер її руху. В загальному при русі ньютонівської рідини напруження зсуву прямопропорційні градієнту швидкості зсуву. Такий взаємозв'язок описується законом Ньютона, який має вигляд:

$$\operatorname{tg} \alpha = \mu = \operatorname{tg} \frac{\tau}{dv/dr}, \quad (6.4)$$

$$\tau = \mu \cdot \frac{dv}{dr}, \quad (6.5)$$

де μ – ефективна (дійсна, динамічна, кінематична) в'язкість, $\text{Па} \cdot \text{с}$.

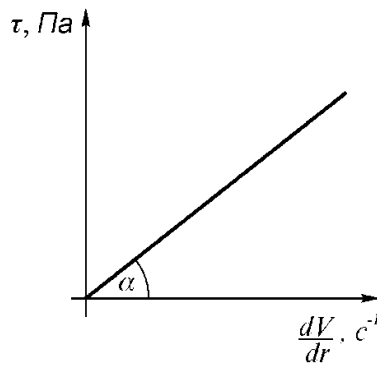


Рисунок 6.6 – Графічне зображення закону Ньютона

В'язкість ньютонівської рідини визначають, як відношення напруження зсуву до градієнта швидкості зсуву. Вона постійна при всіх швидкостях зсуву, а тому повністю характеризує реологічні властивості рідини при різних режимах течії.

Неньютонівські рідини

Частинки глини або колоїдні частинки, які хаотично рухаються у рідині, взаємодіючи між собою під дією електрохімічних та поверхневих сил, з'єднуються між собою, підвищуючи опір руху рідини. Такі рідини у стані спокою утворюють структуру, а тому їх називають *структурованими*.

При збільшенні швидкості руху рідини частинки глини починають орієнтуватися у напрямі потоку розчину, ефект взаємодії між частинками зменшується. У результаті цього профіль швидкості руху розчину у бурильних трубах (рис. 6.7) відрізняється від профілю швидкості руху води (рис. 6.4). У центрі січення труби, де градієнт швидкості руху невеликий, інтерференція частинок значна і розчин має тенденцію до переміщення

єдиною масою. Профіль швидкості неньютонівських рідин при ламінарному русі має плоску форму. Така форма потоку підвищує несучу здатність розчину, який вміщує частинки великих розмірів.



Рисунок 6.7 – Профіль швидкості руху неньютонівських рідин (ламінарний режим)

Таким чином, неньютонівські рідини при низьких швидкостях руху створюють великий опір переміщенню, а при великих швидкостях сили взаємодії між частинками руйнуються і режим руху подібний до режиму руху води.

Більшість промивальних рідин відносять до неньютонівських рідин.

У загальному закономірність зміни реологічних властивостей таких рідин має вигляд, наведений на рисунку 6.8. Із рисунку видно, що відношення напруження зсуву до градієнта швидкості не постійне. Це означає, що неньютонівські рідини не мають постійної ефективної в'язкості, яка б характеризувала реологічні закономірності при всіх швидкостях руху. Із збільшенням градієнта швидкості руху ефективна в'язкість η_{ef} зменшується ($\tan \alpha_1 > \tan \alpha_2$).

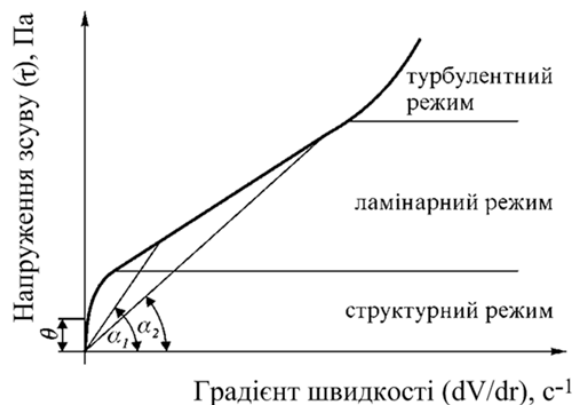


Рисунок 6.8 – Графічне зображення динаміки реологічних властивостей промивальної рідини

При русі промивальних рідин спостерігаються структурний, ламінарний та турбулентний режими течії. Структурний режим характерний у початковий момент руху рідини. Структура розчину майже не зруйнована, рідина рухається у вигляді ядра. Після руйнування структури розчину настає ламінарний режим, при якому рідина рухається у вигляді концентричних шарів. Відношення приросту напруження зсуву до приросту градієнта швидкості є величиною постійною. Турбулентний режим руху рідини спостерігається при великих градієнтах швидкості. У цьому режимі характерний хаотичний рух рідини. Темп зростання напруження зсуву випереджує темп приросту градієнта швидкості.

Розроблено ряд математичних моделей, які описують спрощені реологічні залежності для пластичних, в'язко-пластичних та ділатантних рідин, графічні залежності яких наведені на рисунку 6.9.

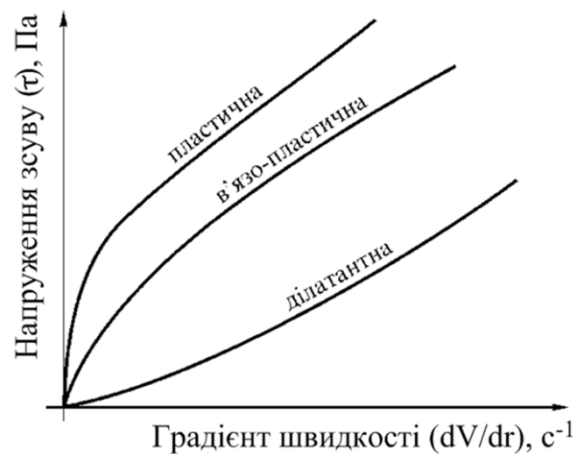


Рисунок 6.9 – Графік консистенції неньютонівських рідин

З рисунка 6.9 видно, що після прикладення сили, рідина починає рухатись тільки у випадку в'язко-пластичних (псевдо-пластичних) та ділатантних рідин. Із збільшенням градієнта швидкості зсуву псевдопластична рідина розріджується, а ділатантна – загущується. Для приведення у рух пластичної рідини, необхідно прикласти деяку силу, щоб зруйнувати структуру розчину. Цю (пластичну) модель найчастіше застосовують для характеристики реологічних властивостей бурових промивальних рідин. Модель пластичної рідини ще часто називають моделлю Шведова – Бінгала. Суть цієї моделі полягає у тому, що криволінійна реологічна залежність замінена прямою лінією, яка пересікає вісь ординат у деякій точці і нахилена під кутом β до осі абсцис (рис. 6.10). Відрізок, який відсікає на осі ординат пряма лінія, називають *граничним динамічним напруженням зсуву* (τ_o), а тангенс кута нахилу прямої до осі абсцис – *пластичною в'язкістю* ($\eta_{пл}$). Тоді течія пластичної рідини опишеться рівнянням прямої лінії:

$$\tau = \tau_o + \eta_{пл} \cdot \frac{dV}{dr}, \quad (6.6)$$

Рівняння 6.7 має взаємозв'язок між $\eta_{\text{еф}}$ і $\eta_{\text{пл}}$:

$$\eta_{\text{еф}} = \eta_{\text{пл}} + \frac{\tau_0}{dV/dr}. \quad (6.7)$$

Таким чином ефективна в'язкість промивальної рідини залежить від градієнта швидкості зсуву, а тому є величиною змінною ($\tan \alpha_1 \neq \tan \alpha_2$) і незручною при її використанні у практиці.

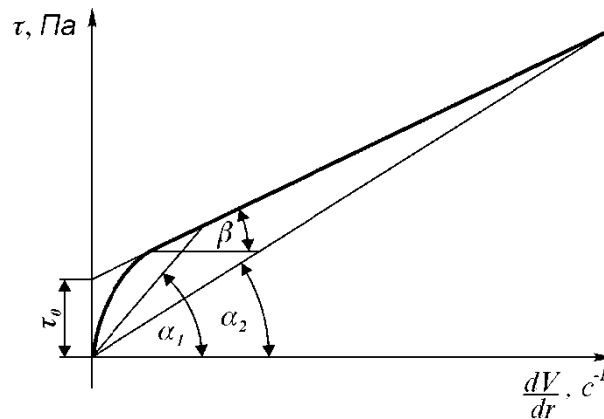


Рисунок 6.10 – Графік течії пластичної рідини

Умовно прийнято визначати ефективну в'язкість розчину на приладі ВСН-3 (рис. 6.11) при швидкості обертання зовнішнього циліндра $n = 600$ об/хв.

Пластична в'язкість $\eta_{\text{пл}}$ характеризує сили внутрішнього тертя, які виникають при русі шарів рідини. Вона не залежить від градієнта швидкості зсуву тільки на прямолінійній ділянці течії, а тому не повністю описує реологічні властивості промивальної рідини. Пластична в'язкість ($\eta_{\text{пл}} = \tan \beta$) вимірюється у $\text{Па} \cdot \text{с}$.

Значення пластичної в'язкості залежить від таких величин:

- концентрації твердої фази;
- розміру і форми частинок твердої фази;
- в'язкості рідкої фази.



Рисунок 6.11 – Прилад
ВСН-3

Збільшення пластичної в'язкості зазвичай означає зростання об'ємного вмісту твердої фази, зменшення розміру частинок твердої фази та зміну їх форми або комбінацію перерахованих чинників. Будь-яке збільшення загальної площі поверхні частинок призводить до зростання пластичної в'язкості.

Тому у випадку зростання пластичної в'язкості особливу увагу звертають на вміст твердої фази у промивальній рідині. При цьому послуговуються правилом, згідно якого пластична в'язкість не повинна бути більшою за в'язкість, яка забезпечує винесення вибуреної породи і підтримує обважнювач у змуленому стані.

Буровий шлам негативно впливає на властивості промивальної рідини, а тому його присутність у розчині небажана. У процесі буріння свердловини проходить постійне поступлення шламу у промивальну рідину, що призводить до збільшення вмісту твердої фази в ній. Якщо шлам своєчасно не виділяти з промивальної рідини, то у процесі циркуляції і рециркуляції буде проходити постійне його подрібнення, що призведе до збільшення в'язкості промивальної рідини.

Відомо три способи регулювання вмісту твердої фази у промивальній рідині:

- розбавлення або часткова заміна розчину;
- осадження вибуреної породи під дією сил гравітації;
- механічне очищення розчину.

Заміна промивальної рідини новою є ефективним способом зменшення твердої фази лише у промивальних рідинах на водній основі з невеликою густиною і незначним вмістом хімічних реагентів. Значне розбавлення обважнених промивальних рідин є дорогим, тому що новоотриманий розчин необхідно знову обважнювати і обробляти хімічними реагентами.

Якщо промивальну рідину залишити у стані спокою протягом тривалого часу, то велика частина твердої фази осяде. Відстоювання промивальної рідини у земляних амбарах є ефективним способом зменшення вмісту твердої фази лише необважнених розчинів. Для прискорення осідання твердої фази використовують хімреагенти-флокулянти, які утворюють із дрібних частинок пластівці великих розмірів які швидше осідають тому, що мають більшу масу.

Механічну очистку промивальної рідини від вибуреної породи здійснюють за допомогою вібросит, гідроциклонів, центрифуг та глиновідділювачів.

Граничне напруження зсуву (τ_0) – це друга складова опору течії промивальної рідини і характеризує величини електрохімічних і поверхневих сил, які виникають між частинками твердої фази у промивній рідині. Вимірюється τ_0 у Па або дПа.

На граничне напруження зсуву впливають такі чинники:

- поверхневі властивості частинок твердої фази;
- об'ємна концентрація твердої фази;

– електричні поля, які виникають між частинками вибуреної породи та рідкою і твердою фазами розчину.

Високі значення граничного напруження зсуву, які призводять до зростання в'язкості розчину, пов'язані з такими чинниками:

– поступленням у розчин водорозчинних домішок таких, як сіль, цемент, ангідрит або гіпс, які нейтралізують від'ємні заряди глинистих частинок;

– подрібненням глинистих частинок долотом і бурильною колоною, у результаті чого виникають нові електростатичні сили (валентність зруйнованих зв'язків) на розламаних кінцях частинок. Ці сили притягують одні частинки до других, утворюючи пластівці різних розмірів і форм;

– недостатньою або надмірною обробкою промивних рідин хімічними реагентами, які призводять до зростання сил притягування між частинками твердої фази;

– поступленням нових активних частинок твердої фази в промивну рідину внаслідок розбурювання глинистих сланців та глин, які призводять до збільшення загального числа зарядів. Сили притягування між частинками твердої фази зростають;

– поступленням інертних частинок вибуреної породи у промивальну рідину, що призводить до зменшення відстані між твердими частинками і зростання сил притягування між частинками твердої фази.

Граничне напруження зсуву – це та частина опору течії, яка регулюється хімічною обробкою промивальної рідини і зменшенням сил притягування між частинками твердої фази, при якому знижується граничне напруження зсуву і, як наслідок, зменшується пластична в'язкість.

Граничне напруження зсуву регулюють такими шляхами:

– обробкою промивних рідин хімічними реагентами (лігносульфонати, лігніни та складні фосфати), які майже повністю нейтралізують залишкові валентності, що утворилися у результаті подрібнення частинок порід;

– введенням у розчин кальцинованої соди або триполіфосфату натрію, які утворюють з іонами кальцію або магнію нерозчинні осадки; така реакція зменшує сили притягування між частинками твердої фази;

– введенням у розчин води; цей спосіб ефективний лише тоді, коли у розчині є велика концентрація твердої фази, особливо колоїдної складової; великі домішки води, особливо до обважнених розчинів, призводять до збільшення фільтрації і зменшення густини промивної рідини, що вимагає додаткового введення у розчин обважнювачів та понижувачів фільтрації;

– добавкою до прісних розчинів попередньо гідратованої глини, невеликою кількості вапна або флокулянтів.

Контрольні запитання

- 1. Які типи фільтрації розглядають при бурінні?*
- 2. Що розуміють під статичною фільтрацією?*
- 3. Як впливає перепад тиску на статичну фільтрацію?*

4. Що розуміють під динамічною фільтрацією?
5. Якими приладами вимірюють показник фільтрації?
6. Які показники відносять до реологічних властивостей промивальної рідини?
7. Які рідини відносять до ньютонівських рідин?
8. Які рідини відносять до неньютонівських рідин?
9. Якими приладами вимірюють реологічні показники?

7 ОСНОВНІ ВЛАСТИВОСТІ ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІДИН (Ч. 2)

7.1 Тиксотропні властивості технологічних рідин

Для приготування промивальних рідин на водній основі у більшості випадків використовують бентонітові глинопорошки, основним породоутворюючим мінералом яких є монтморилоніт. Кристалічна решітка монтморилоніту має форму тонких пластинок. При взаємодії їх з водою довкола них утворюється гідратна оболонка. Товщина цієї оболонки зазвичай більша на поверхні глинистих пластинок і мінімальна на їх ребрах і вершинах. У суспензії утворюються міцели, які під дією молекулярних сил дисперсійного середовища переміщуються і зближуються одна з одною. Внаслідок дії електростатичних та поверхневих сил міцели притягуються одна до одної вершинами або ребрами. Особливо це явище спостерігається тоді, коли розчин знаходиться у стані спокою. З часом міцели утворюють сотову структуру, яка пронизує весь розчин. Внаслідок злипання все нових і нових міцел, міцність структури поступово зростає і асимптотично наближається до деякої межі. Завдяки такій структурі, глинистий розчин здатний утримувати у завислому стані значні частинки вибуреної породи. При перемішуванні структура розчину руйнується і він знову приймає властивості рідини.

Властивість розчину згущатися у стані спокою у результаті утворення структури і знову ставати рухомою при перемішуванні або струшуванні називають *тиксотропією*.

На міцність тиксотропної структури впливають багато чинників: природа і вміст глини у розчині, час утворення структури, швидкість деформації, температура, спосіб приготування суспензії, вміст домішок тощо.

Міцність тиксотропної структури промивальної рідини оцінюють з допомогою статичного напруження зсуву (СНЗ), яке позначають буквою «тета» (θ).

Під *статичним напруженням зсуву* розуміють мінімальне напруження, яке необхідно прикласти до промивальної рідини, щоб вивести її із стану спокою.

Виділяють чотири типи тиксотропної структури у бентонітових суспензіях (рис. 7.1).

З рисунка 7.1 видно, що міцність структури розчину з часом зростає і асимптотично наближається до деякої межі. Тому у практиці буріння умовно прийнято характеризувати міцність тиксотропної структури двома значеннями статичного напруження зсуву, вимірними через 1 хв та 10 хв після інтенсивного перемішування розчину θ_1 і θ_{10} . Для запобігання осідання вибуреної породи на вибій свердловини доцільно застосовувати промивальні рідини першого та четвертого типів. Перший тип промивальної рідини використовують лише при розбурюванні гірських порід, де відсутні

поглинаючі горизонти, а четвертий – при розбурюванні гірських порід, у яких тиск гідророзриву пластів незначно перевищує пластовий тиск.

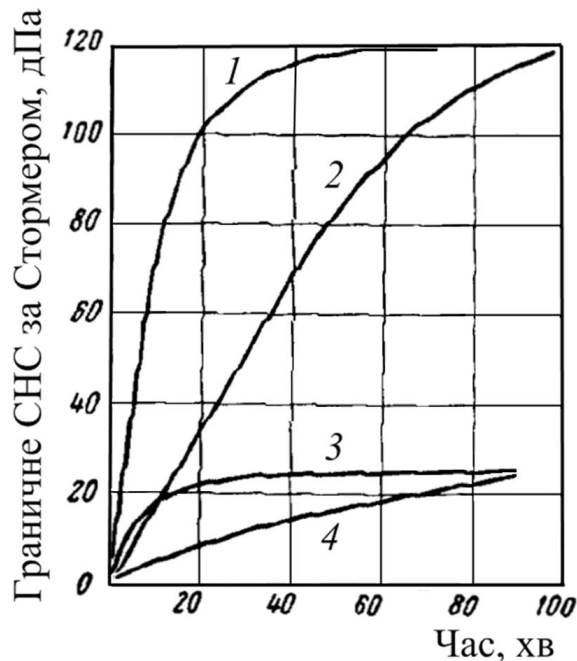


Рисунок 7.1 – Зміна статичного напруження зсуву бентонітових суспензій у часі:

- 1 – високоміцна швидко наростаюча у часі гелева структура;
2 – високоміцна повільно наростаюча у часі гелева структура; 3 – маломіцна швидко наростаюча у часі гелева структура; 4 – маломіцна повільно наростаюча у часі гелева структура

На тиксотропні властивості промивальної рідини впливає температура. Так підвищення температури бентонітових суспензій до 150 °С призводить до зміцнення структури інколи у 10 раз і більше. Дальше нагрівання розчину зменшує міцність тиксотропної структури.

У глинистих суспензіях статичне напруження зсуву значно зростає при збільшенні вмісту твердої фази та концентрації електролітів. У початковий момент це зростання незначне, а при дальшому перемішуванні воно зростає аж до досягнення порогу коагуляції. Особливо СНЗ зростає при розбурюванні цементних мостів та гірських порід, які є носіями полівалентних катіонів.

Міцність тиксотропної структури промивальної рідини визначається переважно електростатичними та поверхневими силами, які виникають між частинками твердої фази.

Основним способом зниження статичного напруження зсуву є зменшення сил взаємодії між частинками твердої фази. З метою зменшення цих сил використовують органічні і неорганічні хімічні реагенти. Реагенти, які зменшують статичне напруження зсуву, адсорбуються на краях глинистих частинок і нейтралізують залишкові валентності зруйнованих зв'язків. Ця адсорбція змінює баланс сил, які діють на глинисту частинку, від сил

притягування до сил відштовхування. Замість притягування глинисті частинки відштовхуються одна від одної, уникаючи контактів між собою.

Статичне напруження зсуву зменшують такими способами:

- очищенням розчину від надлишкового вмісту твердої фази;
- заміною іонів, які діють на глинисті частинки;
- утворенням захисних плівок, які огортають глинисті частинки;
- виведенням з розчину забруднюючих домішок шляхом перетворенням їх у нерозчинні сполуки і наступним осадженням.

7.2 Вимірювання умовної в'язкості

Умовна в'язкість (T) – це час витікання 500 см^3 бурової промивальної рідини із конуса ВП-5 при залитих у нього 700 см^3 через трубку з внутрішнім діаметром 5 мм . Вона характеризує рухомість промивальної рідини і дає лише загальну уяву про дійсну в'язкість промивальної рідини, але простота конструкції ВП-5 забезпечує її широке розповсюдження.

Прилад ВП-5 (рис. 7.2) складається з конуса 2, який закінчується трубкою з внутрішнім діаметром 5 мм , металевої або пластмасової сітки 3 та мірної кварта 4, розділеної переділкою на дві частини, об'ємом 200 см^3 і 500 см^3 .

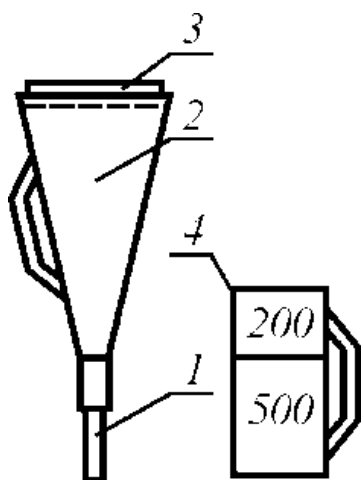


Рисунок 7.2 – Прилад ВП-5 для вимірювання умовної в'язкості

Для усунення впливу структурно-механічних властивостей на умовну в'язкість промивну рідину перед заміром перемішують мішалкою протягом $1\div 3$ хвилин. Потім, закривши пальцем отвір трубки, заливають через сітку у стандартний конус 700 мл промивної рідини. Потім під трубку віскозиметра підставляють мірну ємність, об'ємом 500 мл , відкривають отвір трубки одночасно включивши секундомір. У момент наповнення мірної ємності розчином до краю зупиняють секундомір, закривають отвір трубки пальцем і знімають показ секундоміра.

У лабораторних умовах, коли об'єм проби розчину менший від 700 мл , за умовну в'язкість беруть час витікання 100 см^3 , помножений на чотири, при

заливанні у ВП-5 200 см³. Умовну в'язкість, виміряну таким чином, позначають T_{100} , вона незначно відрізняється від умовної в'язкості виміряної за загальноприйнятою методикою.

7.3 Вимірювання тиксотропних показників

Для вимірювання статичного напруження зсуву застосовують прилади СНЗ-2 і ВСН-3.

Схему приладу СНЗ-2 наведено на рисунку 7.3.

У комплект приладу входить також мірна чашка та набір з трьох пар пружних ниток, діаметром 0,3; 0,4; 0,5 мм, які рекомендується використовувати при різних значеннях статичного напруження зсуву.

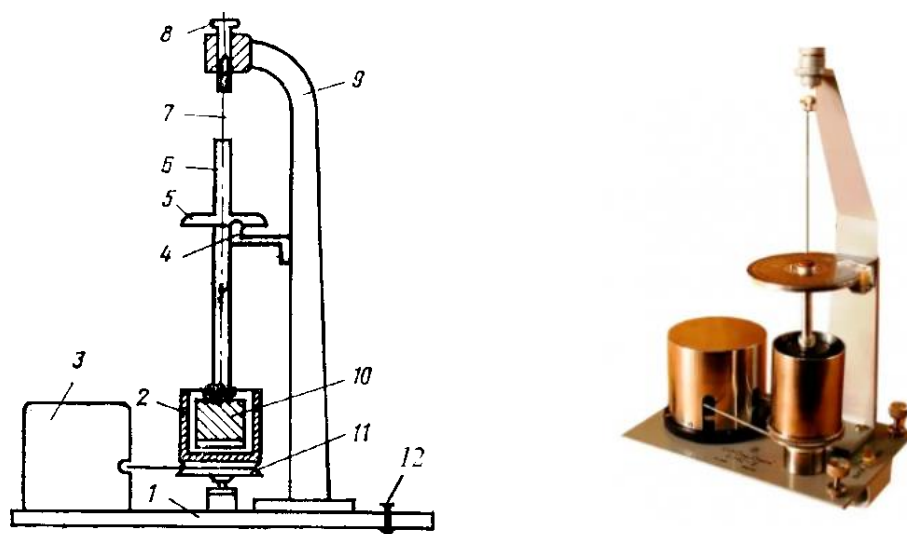


Рисунок 7.3 – Прилад СНЗ-2:

- 1 – плита приладу; 2 – зовнішній циліндр; 3 – електродвигун; 4 – візир;
5 – лімба поділений на 360°; 6 – трубка; 7 – пружна нитка; 8 – конус;
9 – стійка; 10 – внутрішній циліндр; 11 – обертовий столик;
12 – регулювальні гвинти

При проведенні досліджень плиту приладу з допомогою регулювальних гвинтів встановлюють у горизонтальне положення, щоб внутрішній циліндр симетрично розмістився у зовнішньому. Потім, повертаючи конус, співставляють нуль лімба з візиром і легким натисненням на конус фіксують це положення. Рукою легко відводять внутрішній циліндр до стінки зовнішнього і в отриманий зазор чашкою заливають перемішаний розчин до верхнього краю циліндра. Внутрішній циліндр повертають у попереднє положення, нуль лімба співставляють з візиром, якщо він змістився. Розчин залишають у спокої на 1 хв для утворення структури, після чого включають електродвигун. Разом із обертовим столиком обертається зовнішній циліндр, який завдяки структурі розчину передає обертання внутрішньому циліндру. При цьому проходить закручування пружної нитки. Із збільшенням кута закручування опір нитки зростає. При зрівнюванні моменту сил на

руйнування структури розчину і моменту пружних сил закручування нитки внутрішній циліндр зупиняється або починає рухатися у зворотному напрямку. З лімба відраховують максимальний кут закручування пружної нитки.

Для підвищення точності вимірювання статичного напруження зсуву необхідно, щоб кут закручування пружної нитки (φ) знаходився у межах $(10 \div 70)^\circ$. Якщо кут $\varphi < 10^\circ$, то номер нитки міняють на менший і, навпаки, якщо $\varphi > 70^\circ$, то номер нитки міняють на більший.

Статичне напруження зсуву, після витримки розчину у спокої протягом 1 хв., визначають за формулою:

$$\theta_1 = C \cdot \varphi_1. \quad (7.1)$$

Аналогічно, як θ_1 , визначають θ_{10} . Різниця полягає лише в тому, що час витримки розчину в стані спокою дорівнює 10 хв.

$$\theta_{10} = C \cdot \varphi_{10}. \quad (7.2)$$

Ступінь наростання міцності структури розчину оцінюють за формулою:

$$K_T = \frac{\theta_{10}}{\theta_1}, \quad (7.3)$$

де C – постійна приладу, яка залежить від діаметра нитки і наводиться у його паспорті;

θ_1 і θ_{10} – відповідно статичне напруження зсуву у Па, яке визначається після знаходження проби розчину у стані спокою 1 хв та 10 хв;

φ_1 і φ_{10} – максимальний кут закручування лімба (у градусах), отриманий після витримки розчину у спокої 1 хв та 10 хв;

K_T – коефіцієнт тиксотропії, який характеризує зміну міцності структури розчину у період від 1 хв до 10 хвилин.

Тривалість закручування пружної нитки не повинна перевершувати 60 с тому, що в іншому разі зростає міцність структури розчину.

Більш точно статичне напруження зсуву можна виміряти на приладі ВСН-3.

7.4 Седиментаційна стійкість

Під *седиментаційною (кінетичною) стійкістю* розуміють властивість промивальної рідини зберігати у часі рівномірне розподілення дисперсної фази у дисперсійному середовищі.

На седиментаційну стійкість впливають:

- різниця між густинами частинок дисперсної фази і дисперсійного середовища;

- в'язкість дисперсійного середовища;

- розмір і форма частинок дисперсної фази.

Седиментаційну стійкість промивальних рідин оцінюють за допомогою двох показників: стабільність і добовий відстій.

Стабільність визначають за допомогою циліндра стабільності ЦС-2 (рис. 7.4).

Циліндр ЦС-2 об'ємом 720 мл має отвір для зливу верхньої половини розчину, який закривається гумовим корком 1, та ручку 2.

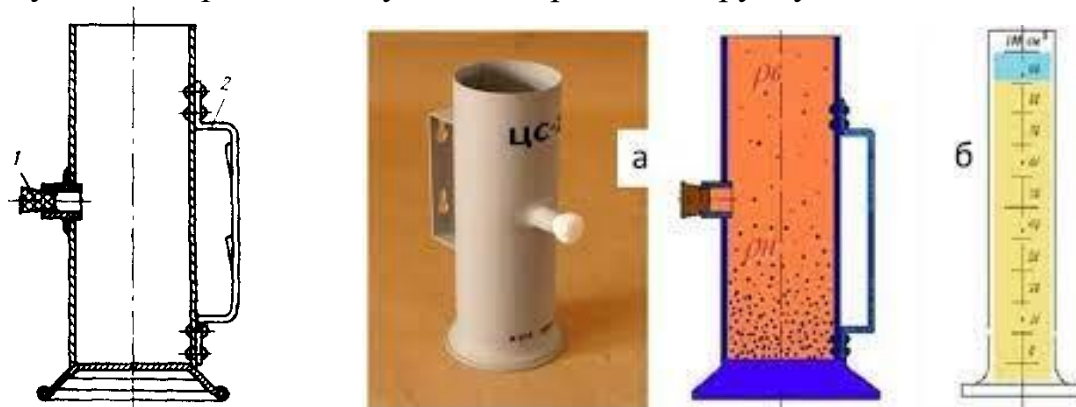


Рисунок 7.4 – Прилади для вимірювання стабільності промивальної рідини та добового відстою:

а – циліндр стабільності ЦС-2; б – скляний мірний циліндр для вимірювання добового відстою

При дослідженнях попередньо перемішану промивальну рідину заливають у чистий ЦС-2 до верхнього краю і залишають у спокої на 24 години. Після цього відкривають корок, зливають верхню частину розчину разом з відстоюною водою. Ретельно перемішують злитий розчин і визначають його густину (ρ_1) за допомогою аерометра. Потім корком закривають отвір приладу, ретельно перемішують нижню половину розчину і визначають його густину (ρ_2). При визначенні густини аерометр необхідно при всіх вимірах занурювати в одну і ту ж воду. Стабільність розчину визначають як різницю густин нижньої і верхньої порції:

$$C = \rho_2 - \rho_1. \quad (7.4)$$

В якісних необважнених розчинах стабільність не повинна перевершувати 20 кг/м^3 ; в обважнених – $(40 \div 60) \text{ кг/м}^3$.

Добовий відстій визначають за допомогою скляного мірного циліндра, об'ємом 100 см^3 і позначають буквою «В». Попередньо перемішану промивальну рідину наливають у мірний циліндр до відмітки 100 см^3 . Циліндр накривають склом і залишають у спокої на 24 години. Потім візуально визначають величину прозорого шару води, який утворився у верхній частині циліндра, об'єм якої у процентах вважають за добовий відстій. Стабільним вважають розчин, у якого $B \leq (3 \div 4)\%$.

7.5 Концентрація водневих іонів

Дистильована вода електрично нейтральна. Концентрація позитивних H^+ та від'ємних OH^- іонів у ній – однакова і дорівнює 10^{-7} . При збільшенні концентрації іонів водню підвищується кислотність середовища. Якщо

концентрація іонів водню висока, наприклад 1×10^{-1} , то концентрація гідроксильних іонів стає дуже малою (1×10^{-13}) і середовище стає кислим. Якщо концентрація іонів водню стає дуже низькою, наприклад 1×10^{-13} , то концентрація гідроксильних іонів стає дуже високою (1×10^{-1}) і середовище стає високолужним. Застосування таких чисел, як 1×10^{-1} для реєстрації кислотності розчину незручне, тому була прийнята шкала pH . Показник pH розчину є логарифм оберненої величини концентрації водневих іонів у г/мол/л:

$$pH = \log \frac{1}{[H^+]}. \quad (7.5)$$

Підставивши в отриманий вираз значення концентрації іонів водню у нейтральному середовищі, отримаємо:

$$pH = \log \frac{1}{[10^{-7}]} = \log 10^7 = 7. \quad (7.6)$$

Величина pH змінюється від 1 до 14. Ці числа вказують на кислотність або лужність. Якщо $pH < 7$, то середовище кисле, при $pH = 7$ рідина нейтральна, а при $pH > 7$ – середовище лужне.

Якщо pH середовища зменшується з 7 до 6, то це означає, що концентрація іонів водню збільшується у десять разів, а якщо з 7 до 5 то концентрація іонів H^+ збільшується в 100 разів і т.п. Зазвичай розчини із значенням pH від 5 до 7 називають слабокислими, а розчини з pH нижче 5 – сильно кислими.

Рідини, в яких pH від 7 до 9, розглядаються як слабо лужні, а з 10 до 12 – як лужні.



Рисунок 7.5 – Електронний pH -метр

Положення, що рідини з pH від 5 до 9 мають слабо кислі або слабо лужні властивості, підтверджується тим, що вода з таким pH застосовується у побуті, як питна. У практиці бурові промивальні рідини з pH менше 6 застосовуються рідко. Найбільш широко застосовуються промивні рідини з pH , яке

дорівнює $(8\div 10,0)$. Розчини, оброблені крохмалем, з pH від 10,5 до 12,0 відносять до лужних.

Концентрація водневих іонів суттєво впливає не тільки на властивості промивальних рідин, але і на інші чинники. Зокрема, відомо, що при $pH < 7$ інтенсифікується корозія сталевих бурильних труб, а при $pH \geq 10$ – труб із дюралю. Промивальні рідини, оброблені більшістю хімічних реагентів стабільні лише у діапазоні $pH = (8\div 10)$, а за межами цього pH витрати хімічних реагентів зростають. Із зміною pH промивної рідини інколи пов'язують виникнення обвалювання та осипання стінок свердловини, а також наявності у розрізі хемогенних відкладів.

Водневий показник вимірюють за допомогою лакмусового паперу або електронних pH -метрів (рис. 7.5).

7.6 Вміст газу

Однією з головних причин газопроявлень у процесі будівництва свердловин є поступлення газу у промивну рідину, що відбувається при зниженні тиску у свердловині нижче пластового внаслідок:

- допущення неточності при визначенні пластового тиску на стадії проектування свердловини або недостатнього контролю за ефективним значенням $P_{пл}$ у процесі буріння;
- застосування промивних рідин з густиною меншою, ніж передбачено технічним проектом;
- зниження висоти стовпа промивної рідини у свердловині із-за поглинань, недоливу свердловини при підйомі бурильної колони та перетоках, які обумовлені різними перепадами тисків між двома або декількома розкритими пластами;
- зменшення гідростатичного тиску при установці рідинних ванн;
- зниження гідродинамічного тиску на вибій свердловини при підйомі бурильної колони із сальником, який утворився над долотом або над ОБТ.

Незначний об'єм газу може поступати у свердловину також і у випадку, коли гідростатичний тиск перевищує пластовий. У цьому випадку газ може поступати у промивальну рідину з вибуреною породою, у результаті дифузійних процесів, капілярних переміщень, осмотичних тисків, контракційних ефектів, гравітаційних переміщень тощо.

Також у промивальну рідину може поступати повітря при негерметичності всмоктувальної лінії, при введенні в розчин хімічних реагентів (ССБ, ФХЛС, КССБ), флотаційних баритів тощо.

При розбурюванні газоносних горизонтів контроль за вмістом газу у промивальній рідині здійснюють за допомогою газокаротажної станції. Паралельно з нею або у випадку відсутності такої станції вміст газу у промивальній рідині визначають з допомогою приладів ПГВ-1 (прилад газового вмісту) або ВГ-1М та методом розбавлення. Візуально вміст газу у промивальній рідині оцінюють за кількістю пухирців на поверхні рідини у

жолобах, або за кількістю світлих кружечків на склі, яке попередньо занурили у промивальну рідину.

Суть *методу розбавлення* полягає у розбавленні загазованого розчину водою у співвідношенні 1 : 5 і вимірюванні кінцевого об'єму рідини після виділення із неї пухирців газу.

Для вимірювання вмісту газу у розчині необхідні: мірний циліндр з притертим корком ($V \geq 250$ мл), мензурка або мірні циліндри об'ємом 50 мл та 200 мл.

У мірний циліндр з притертим корком виливають 50 мл загазованого розчину, попередньо виміряного за допомогою мензурки. З допомогою мірного циліндра вимірюють 200 мл води і виливають її в циліндр з розчином, попередньо обмивши цією водою мензурку, на стінках якої залишився розчин. Циліндр з розбавленим розчином закривають притертим корком, рідину енергійно збовтують протягом 1 хв, відкривають циліндр і залишають у спокої на деякий час. Після зникнення піни визначають об'єм дегазованої рідини у циліндрі (V_p). Об'ємний відсоток газової фази (Γ) у розчині визначають за формулою:

$$\Gamma = (250 - V_p) \cdot 2, \quad (7.7)$$

де 250 – сумарний об'єм промивної рідини з водою у мл;

2 – множник для отримання результату у %.

Точність вимірювання вмісту газу у розчині за даним методом можна підвищити шляхом зменшення діаметра вимірних циліндрів.

Вимірювання вмісту газу за допомогою *приладу ПГВ-1* ґрунтується на стисненні загазованого розчину під дією перепаду тиску 0,3 МПа. Під концентрацією газу у розчині мають на увазі відношення різниці об'ємів до початкового об'єму проби, виражене у відсотках.

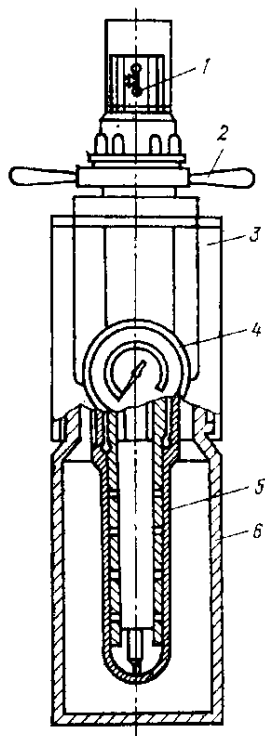


Рисунок 7.6 – Прилад ПГВ-1 для визначення вмісту газу у промивальній рідині:

1 – шкала; 2 – маховик; 3 – корпус;
4 – манометр; 5 – гумовий розділювач;
6 – металевий циліндр

При вимірюваннях металічний циліндр до верхніх країв заповнюють загазованим розчином і з'єднують з корпусом приладу. Маховик повертають проти годинникової стрілки до тих пір, поки тиск не підніметься до 0,3 МПа, який фіксується манометром. Витримавши даний тиск декілька хвилин, із шкали знімають покази вмісту газу.

Прилад ВГ-1М (рис. 7.7) за конструкцією нагадує прилад ВМ-6. Методика вимірювання вмісту газу з допомогою ВГ-1М аналогічна вимірюванню фільтрації на приладі ВМ-6. Відмінність між приладами полягає у тому, що прилад ВГ-1М має подовжені, порівняно із приладом ВМ-6 плунжер і циліндр, а також шкалу, яка розділена на дві частини: нижню – для вимірювання вмісту газу, верхню – для вимірювання фільтрації.

Спочатку вимірюють вміст газу. Плунжер, стискаючи пробу розчину з газом, опускається вниз. Шкала “газ”, яка зупиниться проти відлікової риски, вказує на процентний вміст газу у розчині. Відлік по шкалі необхідно брати зразу після зупинки плунжера. Випускаючи надлишок мастила з допомогою голкового клапана, досягають співпадіння нульового ділення шкали “водовіддача” з відліковою круговою проточкою на циліндрі, відкривають клапан і через 30 хв. беруть відлік фільтрації.

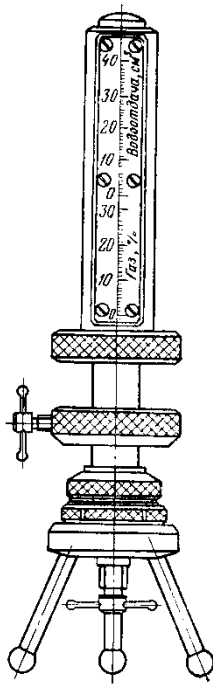


Рисунок 7.7 – Прилад ВГ-1М:

- 1 – плунжер; 2 – циліндр; 3 – голковий клапан; 4 – мірна чашка;
5 – запірний гвинт; 6 – тринога

Контрольні запитання

1. Що розуміють під тиксотропією?
2. Що розуміють під статичним напруженням зсуву?
3. Що розуміють під умовною в'язкістю?
4. Яким приладом вимірюють умовну в'язкість?
5. Які прилади застосовують для вимірювання статичного напруження зсуву?
6. Що розуміють під седиментаційною стійкістю?
7. За допомогою якого приладу визначають стабільність промивальної рідини?
8. За допомогою якого приладу визначають добовий відстій?
9. За допомогою якого приладу вимірюють водневий показник?
10. Як здійснюють контроль за вмістом газу у промивальній рідині?
11. Які прилади застосовуються для визначення вмісту газу у промивальній рідині?

8 ОСНОВНІ ВЛАСТИВОСТІ ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІДИН (Ч. 3)

8.1 Мастильні властивості

Мастильними властивостями промивної рідини називають здатність зменшувати сили тертя між тілами, які труться між собою у середовищі розчину.

Необхідно розрізняти мастильну і протизносну дію промивальної рідини. Перша дія пов'язана із зменшенням сил тертя, адгезії і гідравлічних втрат при порівняно невеликих питомих тисках. Через те, що у цих умовах знос незначний, основне значення мають адгезійні і фрикційні чинники. У цьому випадку сили тертя зменшуються завдяки адсорбційним полімолекулярним мастильним пластам, які утворюються на породі або металах промивальною рідиною, в якій наявні мастильні домішки (нафта, графіт, ЗМАД-1 тощо) і хімічні реагенти. Ефективність цих речовин оцінюють величинами домішок, які забезпечують мінімум коефіцієнта тертя. Домішка 1 % сріблястого графіту до промивальної рідини, яка містить 31 % глини і 10 % ВЛР, зменшує коефіцієнт тертя з $(0,213 \div 0,245)$ як мінімум до 0,16; а домішка 10 % нафти – до 0,15.

Протизносна дія проявляється при високих питомих тисках, при яких настає руйнування адсорбційних мастильних пластів і здійснюється перехід до граничного змащування, а у деяких випадках до безпосереднього тертя контактуючих поверхонь. У цих умовах звичайні мастильні домішки малоефективні тому, що їх мастильні пласти слабкі. У цьому випадку необхідні спеціальні присадки, які б забезпечили велику міцність мастильних пластів і зв'язок з поверхнями тертя уже не адсорбційний, а хемосорбційний. Застосування протизносних домішок (карбонові кислоти, кубові залишки СЖК тощо) дозволяє зменшити коефіцієнт тертя у промивальній рідині, яка містить 30 % глини і 10 % ВЛР з $(0,213 \div 0,245)$ до $(0,09 \div 0,16)$ і підвищити стійкість негерметизованих опор долота.

Для визначення адгезійних і фрикційних властивостей фільтраційних кірок існує декілька схем приладів. Найбільш досконалою є установка НК-1. Принцип роботи її ґрунтується на вимірюванні граничного напруження зсуву, яке виникає між фільтраційною кіркою і металічною призмою при різних перепадах тисків і температур.

Схему установки НК-1 показано на рисунку 8.1.

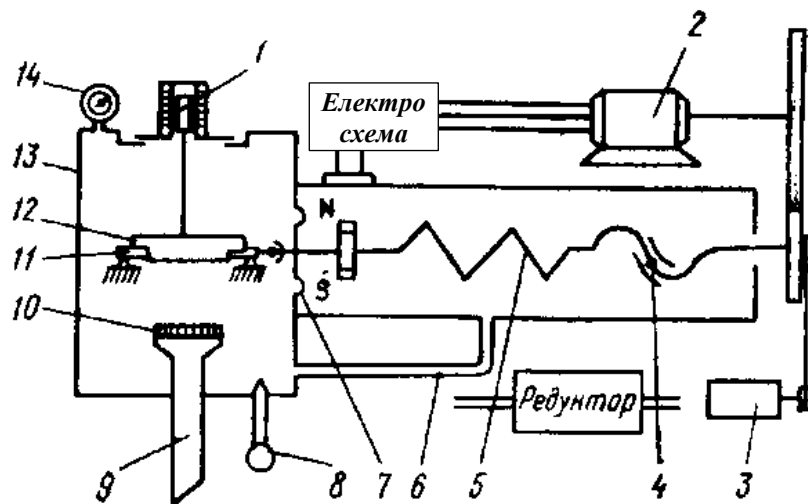


Рисунок 8.1 – Принципова схема установки НК-1:

- 1 – пристрій для вимірювання товщини фільтраційної кірки;
 2 – електродвигун; 3 – лічильник; 4 – ходовий гвинт; 5 – вимірна пружина;
 6 – вал; 7 – діафрагма; 8 – термопара; 9 – рухомий столик;
 10 – фільтраційний вузол; 11 – рамка; 12 – металева призма;
 13 – герметичний корпус; 14 – манометр

Установка НК-1 конструктивно складна і вимагає багато часу на проведення досліду. Тому її використовують лише у великих і добре оснащених лабораторіях. Часто для порівняння мастильних властивостей промивальної рідини у лабораторіях використовують простий прилад Ліневського. На цьому приладі граничне напруження зсуву прирівнюється до тангенса кута нахилу фільтраційної кірки, при якому металева призма під власною вагою зсувається з неї.

Для оцінки протизносних властивостей промивальної рідини найчастіше використовують чотирикулькову машину або установку СР-1. В основу роботи машини СР-1 покладений метод визначення протизадирних властивостей, які характеризують мастильну здатність промивальної рідини. Мастильні властивості оцінюють за величинами коефіцієнтів тертя та ковзання, а також – часу роботи установки до виникнення задирів між кульками, які труться між собою при заданому контактному тиску.

Установка СР-1 складається із пристроїв для створення і вимірювання осьового навантаження, моменту тертя, двох механізмів тертя, привода, пристрою блокування електродвигуна і сигналізації, панелі управління, зварної рами, верхнього і нижнього кожухів.

Осьове навантаження і момент тертя визначають за градуйованою таблицею, яка наведена в паспорті СР-1.

Коефіцієнт тертя ковзання:

$$f_{\text{ковз}} = \frac{M_{\text{тр}}}{2 \cdot l \cdot G}, \quad (8.1)$$

де $l = 0,174$ см – довжина плеча у механізмі тертя;

G – осьове навантаження.

Коефіцієнт тертя кочення:

$$f_{\text{коч}} = \frac{M_{\text{тр}}}{G \cdot D}, \quad (8.2)$$

де $D = 1,29$ см – діаметр втулки, в якій розміщують кульки.

Швидкість ковзання (м/с) між кульками:

$$W_{\text{ковз}} = 2\pi \cdot l \cdot n, \quad (8.3)$$

де n – частота обертання штока, об/с.

Контактне напруження (МПа) між кульками:

$$\sigma = 0,388 \cdot \sqrt{\frac{G \cdot E^2}{3 \cdot r^2}}, \quad (8.4)$$

де $r = 3$ – радіус кульки, см;

E – модуль пружності сталі, МПа.

8.2 Абразивні властивості

Під *абразивними властивостями* промивальної рідини розуміють здатність твердої фази зношувати металічні деталі, які працюють в її середовищі. У промивальній рідині, одночасно з нерозчинними частинками глини, можуть бути наявні тверда, абразивна вибурена порода, обважнювач, хімічні реагенти тощо. Барит і глина володіють незначними абразивними властивостями, а гематит і магнетит більш абразивні. При вдвоє більшій мікротвердості гематит або магнетит спричиняють у $3 \div 9$ разів, а за деякими даними у 20 разів більший знос, ніж барит. Таку велику розбіжність в абразивності пов'язують з формою і розмірами твердих частинок. Гострогранні частинки залізистих обважнювачів зношують металічні деталі шляхом мікрорізання.

Пісок та інші тверді абразивні частинки вибуреної породи за інтенсивністю зношування аналогічні залізним обважнювачам. Невеликі домішки солі у промивальній рідині підсилюють зношування бурового обладнання, що в значній мірі пов'язано з їх корозійною дією.

Найбільш розповсюджені хімічні реагенти (КМЦ; ЕКР; ВЛР; КССБ; ФХЛС тощо) на абразивні властивості майже не впливають.

У промисловій практиці абразивні властивості оцінюють за вмістом піску у промивальній рідині. Допустима концентрація піску у промивальній рідині при роторному способі буріння не повинна перевищувати 4 %, а при турбінному – ≤ 2 %.

Для визначення вмісту піску у розчині використовують відстійник металічний (ВМ-2) (рис. 8.2).

Вміст піску – це відношення об'єму осаду, який утворюється при відстоюванні протягом 1 хвилини промивальної рідини, розведеної водою, до об'єму вихідної промивальної рідини.

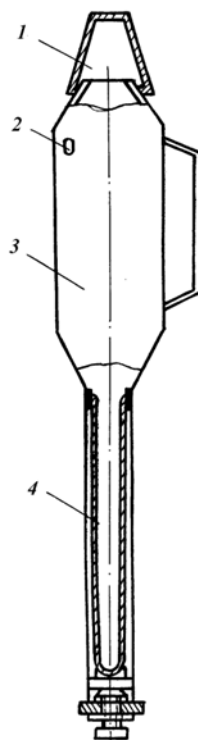


Рисунок 8.2 – Відстійник металічний:

1 – кришка; 2 – отвір; 3 – циліндрична посудина; 4 – мензурка

З допомогою приладу визначають загальну концентрацію побічних твердих домішок, у тому числі і нерозчинених грудок глини. Після цього тверді домішки промивають, розтирають гумовим пестиком і визначають вміст твердих абразивних домішок.

Для визначення загальної концентрації твердих домішок промивають відстійник водою, а потім у нього наливають приблизно 200 мл води. З допомогою ковпачка відмірюють 50 мл попередньо перемішаного розчину і виливають у відстійник. Ковпачок споліскують водою і виливають у відстійник. Потім відстійник доливають водою до зливного отвору. Відстійник герметично закривають ковпачком, а отвір пальцем. Інтенсивно змішують розчин з водою до тих пір, поки при черговому поверненні відстійника у вертикальне положення скляна пробірка не буде вільною від грубодисперсних частинок. Повернувши відстійник у вертикальне положення, через 1 хв. знімають покази об'єму твердих домішок (V).

Для визначення вмісту відмитого піску отриманий твердий осадок розбавляють водою і переносять у фарфорову чашку діаметром 120 мл. Через 1–2 хв відстояну воду зливають і наливають нову порцію води, в якій залишок розтирають гумовим пестиком. Каламутну воду зливають, повторюючи відмивання декілька разів до отримання чистої води. Після цього залишок розводять водою, переносять у відстійник і заміряють об'єм твердого осаду (V_1).

Загальний вміст піску дорівнює:

$$\Pi = 2 \cdot V; \quad (8.5)$$

де V – загальний об'єм осаду в мл;

2 – коефіцієнт для переведення мл у %.

Вміст відмитого піску:

$$\text{ВП} = 2 \cdot V_1. \quad (8.20)$$

8.3 Густина

Одним із важливих параметрів промивальної рідини є *густина*, тобто маса речовини в одиниці об'єму. Позначають густину буквою ρ і вимірюють у кг/м^3 або г/см^3 .

Із збільшенням густини розчину зростають гідростатичний тиск на вибій і стінки свердловини та гідравлічні втрати у циркуляційній системі.

За густиною промивальної рідини визначають гідростатичний тиск у свердловині:

$$P_{\text{гiдр}} = \rho_{\text{п.р.}} \cdot g \cdot H, \quad (8.6)$$

де H – глибина свердловини по вертикалі, м;

g – прискорення земного тяжіння, м/с^2 ;

$\rho_{\text{п.р.}}$ – густина промивальної рідини, кг/м^3 .

Густина промивної рідини впливає на швидкість руйнування гірських порід. Дослідження Д. Мерфі показали, що найбільший вплив на швидкість буріння здійснює перепад тиску (ΔP) між гідростатичним та пластовим тисками.

При позитивному перепаді тиску (+3,5 МПа) у стовбурі свердловини механічна швидкість буріння у сланцях майже вдвоє менша, а при від'ємному (–3,5 МПа) – вдвічі більша, ніж при нульовому. Отже, підвищення густини промивної рідини, якщо цього не визначають інші умови буріння, – недоцільне.

Величина перепаду тиску на вибої свердловини, залежно від глибини свердловини, регламентується «Єдиними технічними правилами ведення бурових робіт». Виходячи із цього регламенту, густину промивальної рідини визначають за формулою:

$$\rho_{\text{п.р.}} = \frac{P_{\text{пл}} + \Delta P}{g \cdot H}, \quad (8.7)$$

де $P_{\text{пл}}$ – пластовий (поровий) тиск у Па на глибині H ;

ΔP – перепад тиску між гідростатичним і пластовим у Па.

Величина ΔP залежить від глибини свердловини:

при $H < 1200$ м, $\Delta P = (10 \div 15) \%$ від $P_{\text{пл}}$, але не більше 1,5 МПа.

при $H = (1200 \div 2500)$ м, $\Delta P = (5 \div 10) \%$ від $P_{\text{пл}}$, але не більше 2,5 МПа.

при $H > 2500$ м, $\Delta P = (4 \div 7) \%$ від $P_{\text{пл}}$, але не більше 3,5 МПа.

Допускається перевищення густини промивальної рідини, вище розрахованої за формулою (8.7), лише при розбурюванні соляних відкладів та порід, які схильні до обвалювання та осипання.

В інтервалах, у яких пониження гідростатичного тиску стовпа промивальної рідини, не може призвести до викиду або втрати стійкості стінок свердловини, буріння можна вести на зрівноваженому або від'ємному диференційному тиску.

Густину промивної рідини вимірюють за допомогою аерометра гідралічного (АГ-ЗПП), важільної ваги або пікнометра. В умовах бурової найчастіше використовується аерометр.

Аерометр (АГ-ЗПП) показаний на рисунку 8.3.

Для вимірювання густини промивальної рідини на зовнішній поверхні циліндричного стержня нанесено три шкали. Перша шкала призначена для вимірювання густини промивальної рідини від 900 кг/м^3 до 1700 кг/м^3 ($0,9 \div 1,7$ г/см^3); друга – від 1600 кг/м^3 до 2400 кг/м^3 ($1,6 \div 2,4$ г/см^3). Третя шкала призначена для визначення поправки приладу. Другу шкалу використовують при знятому калібрувальному тягарці. До комплекту приладу входить відро з накривкою, яка одночасно служить пробовідбірником розчину. Ціна поділки шкали аерометра – 20 кг/м^3 ($0,02 \text{ г/см}^3$).

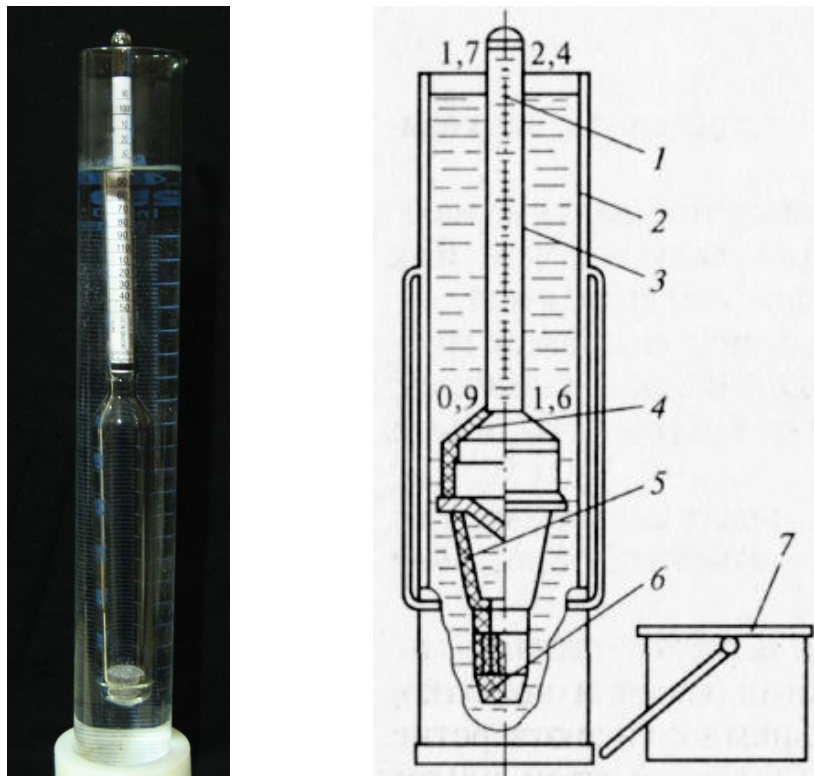


Рисунок 8.3 – Аерометр (АГ-ЗПП):

1 – шкала; 2 – відро; 3 – пустотілий циліндричний стержень;
4 – поплавок; 5 – мірна чашка; 6 – калібрувальний тягарець; 7 – накривка

Перед кожним циклом вимірювання густини промивної рідини в лабораторії проводять перевірку АГ-ЗПП. Для цього в мірну чашку наливають прісної технічної води, нагвинчують поплавок і опускають прилад у відро з водою. Рівень води повинен співпадати з міткою 1,0 г/см³ (1 000 кг/м³) на основній шкалі і нуль – на тарувальній.

Якщо рівень води не співпадає з необхідними мітками, то шляхом зміни кількості свинцевого шроту у циліндричному стержні досягають нульової поправки.

Для проведення вимірювань у мірну чашку наливають, попередньо перемішану, промивальну рідину і у вертикальному положенні загвинчують поплавок. Витіснений надлишок рідини змивають водою і опускають аерометр у відро з водою. За рівнем води, використовуючи ліву шкалу, відраховують густину промивальної рідини. Якщо стержень аерометра занурився у воду, то змінюють калібрований тягарець і по правій шкалі відраховують густину розчину.

Важільні ваги показані на рисунку 8.4.

На важелі важільних вагів нанесені дві шкали верхня і нижня. Верхньою шкалою користуються тоді, коли рухома частина встановлена на праву призму, а нижньою – коли важіль встановлений на лівій призмі.

Принцип роботи приладу ґрунтується на зрівноваженні моментів лівої і правої частини рухомого важеля відносно опори призми.

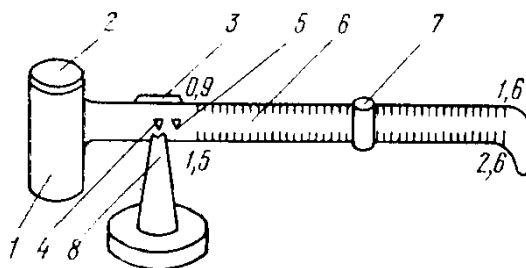


Рисунок 8.4 – Важільні ваги:

1 – мірна чашка; 2 – накривка; 3 – рівень; 4, 5 – призми; 6 – важіль;
7 – рухомий повзунок; 8 – стійка

Перед вимірюванням рухома частину приладу встановлюють на стіл. Знявши накривку, заповнюють мірну чашку попередньо перемішаною промивальною рідиною, до верхнього краю. Мірну чашку накривають накривкою, надлишок рідини, який витікає через отвір, витирають серветкою. Рухому частину приладу встановлюють на праву призму. Пересуваючи вправо або вліво рухомий повзунок, встановлюють важіль у горизонтальне положення і знімають покази густини промивальної рідини по верхній шкалі. Якщо густина розчину буде більшою, ніж межа вимірювання по верхній шкалі, то рухома частину приладу переставляють на ліву призму і ведуть виміри по нижній шкалі. Після виміру знімають накривку, виливають розчин із мірної чашки, промивають її водою і протирають насухо.

Пікнометр (рис. 8.5) – це скляна колба певного об’єму з притертим скляним корком і міткою на шийці.



Рисунок 8.5 – Пікнометр

Для виходу з пікнометра повітря або газу, який може виділятися з розчину, в корку пікнометра передбачена канавка. Цей прилад переважно використовують для визначення густини фільтрату і рідше для визначення густини невеликого об’єму розчину.

Перед вимірюванням чистий, сухий пікнометр зважують з допомогою аналітичної ваги (з точністю до 0,01 г). Потім пікнометр заповнюють фільтратом розчину до мітки. Надлишок фільтрату відбирають з допомогою фільтрувального паперу, закривають пікнометр корком, витирають і зважують.

Густину фільтрату визначають за формулою:

$$\rho_{\text{ф}} = \frac{M_2 - M_1}{V_{\text{п}}}, \quad (8.8)$$

де M_1 – маса сухого пікнометра, кг;

M_2 – маса пікнометра з фільтратом, г;

$V_{\text{п}}$ – об’єм пікнометра у см³.

Якщо об’єм пікнометра невідомий, то його визначають таким шляхом. Чистий сухий пікнометр зважують (M'_1), заповнюють дистильованою водою вище мітки і витримують деякий час у водяній бані при $t = 15$ °С. Потім відбирають надлишок води, закривають пікнометр корком, витирають і зважують (M'_2). Об’єм пікнометра визначають за формулою:

$$V_{\text{п}} = M'_2 - M'_1. \quad (8.9)$$

Різниця мас пікнометра у грамах чисельно дорівнює об’єму пікнометра у см³ тому, що маса 1 см³ води при 15 °С дорівнює 1 г.

8.4 Вміст твердої фази

У промивальних рідинах на водній основі до складу *твердої фази* входять: глиниста фаза, вибурена порода, обважнювач та солі. Глинисту фазу поділяють на активну та інертну складові. Активну частину ще називають колоїдною фазою.

У промивальних рідинах на нафтовій основі до твердої фази відносять окислений бітум і вапно.

Залежно від типу промивальної рідини компонентний склад твердої фази змінюється.

Вплив вмісту і складу твердої фази на показники буріння

У процесі буріння свердловин промивальна рідина безперервно збагачується дисперсними частинками вибуреної породи, що призводить до інтенсивного зростання реологічних властивостей, зниження швидкості буріння, посилення зношування гідравлічного обладнання, виникнення аварій та ускладнень у свердловині.

Вміст твердої фази у промивальній рідині істотно впливає на показники буріння. У лівій частині графіка (рис. 8.6), де вміст твердої фази у промивальній рідині ($B_{т.ф.}$) менший 7 %, спостерігається інтенсивна зміна кривих показників буріння, у правій, де $B_{т.ф.} > 7\%$ – повільне зменшення або зростання наведених залежностей. Дослідники вважають, що зменшення вмісту твердої фази у розчині, у лівій частині на 1 % (рис. 8.24) призводить до зростання показників роботи доліт на (7÷10) %; у правій частині цей приріст значно менший.

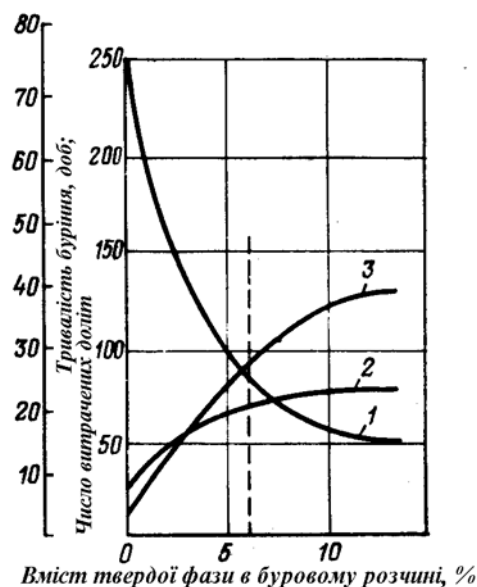


Рисунок 8.6 – Залежність проходки на долото (1) часу буріння (2) і кількості доліт (3) від вмісту твердої фази в промивній рідині

Тверда фаза у промивальній рідині неоднорідна, тому вплив її складових на показники буріння не однаковий (рис. 8.7). Найбільший вплив на швидкість буріння має активна складова глинистої фази (крива 2), менший – буровий шлам (крива 1) і незначний – баритовий обважнювач (крива 3).

В умовах високих температур і тиску вплив надлишку твердої фази у промивальній рідині посилюється тому, що більш інтенсивно проходять процеси пептизації, диспергації та коагуляції глинистих частинок, ніж у звичайних умовах.

Вміст і склад твердої фази у промивальній рідині є визначальним чинником при регулюванні технологічних показників промивальної рідини і у значній мірі впливає на техніко-економічні показники буріння свердловини. Тому у промисловій практиці велику увагу приділяють контролю і регулюванню вмісту твердої фази у промивній рідині.

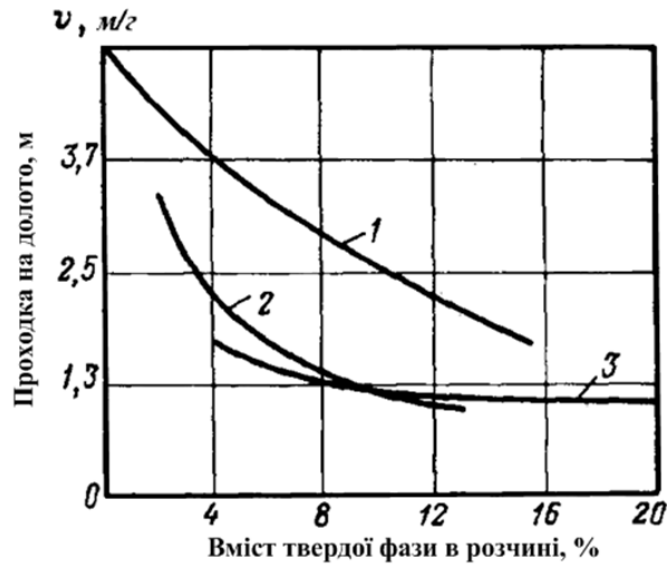


Рисунок 8.7 – Залежність механічної швидкості проходки від вмісту твердої фази в промивній рідині

Визначення вмісту твердої фази у промивальній рідині

Наближено концентрацію твердої фази у промивальній рідині визначають, виходячи із матеріального (компонентного) балансу промивальної рідини, і розраховують за формулою:

$$B_{\text{т.ф.}} = \frac{100 \cdot (\rho_{\text{п.р.}} - \rho_{\text{в.ф.}}) + B_{\text{н.}} (\rho_{\text{в.ф.}} - \rho_{\text{н.}}) - B_{\text{с.}} (\rho_{\text{с.}} - \rho_{\text{в.}})}{\rho_{\text{т.ф.}} - \rho_{\text{в.ф.}}}, \quad (8.10)$$

де $B_{\text{т.ф.}}$, $B_{\text{н.}}$, $B_{\text{с.}}$ – об’ємна концентрація відповідно твердої фази, нафти і солі, %; $\rho_{\text{т.ф.}}$, $\rho_{\text{п.р.}}$, $\rho_{\text{в.ф.}}$, $\rho_{\text{н.}}$, $\rho_{\text{с.}}$, $\rho_{\text{в.}}$ – густина відповідно твердої фази, промивальної рідини, водної фази, нафти, солі і води, кг/м³.

Якщо густина водної фази дорівнює густині води ($\rho_{\text{в.}} = 1\,000\text{ кг/м}^3$), густина нафти $\rho_{\text{н.}} = 800\text{ кг/м}^3$, густина солі (NaCl) $\rho_{\text{с.}} = 2\,850\text{ кг/м}^3$, то формула (8.10) матиме вигляд:

$$B_{\text{т.ф.}} = \frac{100 \cdot (\rho_{\text{п.р.}} - 1000) + B_{\text{н.}} \cdot 200 - B_{\text{с.}} \cdot 1850}{\rho_{\text{т.ф.}} - 1000}. \quad (8.11)$$

Переведення об’ємної концентрації твердої фази у масову здійснюють за формулою:

$$B_{\text{т.ф.}}^{\text{м.}} = \frac{B_{\text{т.ф.}} \cdot \rho_{\text{т.ф.}}}{\rho_{\text{п.р.}}}. \quad (8.12)$$

Для розчинів, які складаються тільки з води і глини ($\rho_{т.ф.} = \rho_{гл.}$), формула (8.11) спрощується:

$$B_{т.ф.} = \frac{100 \cdot (\rho_{п.р.} - 1000)}{\rho_{гл.} - 1000}. \quad (8.13)$$

Контрольні запитання

1. Що називають мастильними властивостями промивальної рідини?
2. Які мастильні матеріали застосовують для промивальних рідин?
3. Що розуміють під абразивними властивостями промивальної рідини?
4. Який прилад використовують для визначення вмісту піску у промивальній рідині?
5. Що розуміють під густиною промивальної рідини?
6. За допомогою яких приладів вимірюють густину промивальної рідини?
7. Які компоненти входять до складу твердої фази промивальних рідин на водній основі?

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Нафтогазовилучення з важкодоступних і виснажених пластів [Електрон. ресурс] : підруч. для студ. спец. 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. Г. Вітрик, В. І. Сіренко ; ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, НТУ «ХПІ». – Електрон. текст. дані. – Львів – Харків – Полтава : Новий світ-2000, 2024. – 308 с. – Режим доступу: <http://repository.kpi.kharkov.ua/bitstream/KhPI-Press/48993>, вільний (дата звернення: 10.02.2026). – Назва з екрана.
2. Основи нафтогазової інженерії : підруч. для студ. спец. 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / В. С. Білецький, В. М. Орловський, В. Г. Вітрик ; НТУ «ХПІ», ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Полтава: ТОВ «АСМІ», 2018. – 415 с. – Існує електрон. версія. (Режим доступу: <http://repository.kpi.kharkov.ua/bitstream/KhPI-Press/39098>, вільний).
3. Коцкулич Я. С. Бурові промивальні рідини / Я. С. Коцкулич, М. І. Оринчак, М. М. Оринчак. – Івано-Франківськ : 2008. – С. 10–24.
4. Коцкулич Я. С. Буріння нафтових і газових свердловин / Я. С. Коцкулич, Я. М. Кочкодан. – Коломия, 1999. – С. 162–220.
5. Мислюк М. А. Буріння свердловин : довідник. У 5 т. Т. 2. Промивання свердловин. Відробка доліт / М. А. Мислюк, І. Й. Рибчич, Р. С. Яремійчук. – Київ : Інтерпрес ЛТД, 2002. – 298 с. – Існує електрон. версія. (Режим доступу: <https://gse.ua/ru/biblioteka/knigi.html?start=30>, вільний).
6. Орловський В. М. Буріння нафтових і газових свердловин [Електрон. ресурс] / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. Г. Сіренко. – Електрон. текст. дані. – Львів – Харків – Полтава : Новий Світ-2000, 2024. – 409 с. – Режим доступу: <https://repository.kpi.kharkov.ua/handle/KhPI-Press/83888>, вільний (дата звернення: 10.02.2026). – Назва з екрана.

Електронне навчальне видання

ОРЛОВСЬКИЙ Віталій Миколайович,
БОБЛОВСЬКИЙ Олександр Володимирович

**СПЕЦІАЛЬНІ ТЕХНОЛОГІЧНІ РІДИНИ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ
ІЗ ЗАКІНЧУВАННЯ І ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН**

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

*(для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
зі спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології,
галузь знань 18 – Виробництво та технології)*

Відповідальний за випуск *О. В. Ромашко*

Редактор *О. В. Михаленко*

Комп'ютерне верстання *В. М. Орловський, І. В. Волосожарова*

План 2025, поз. 278Л

Підп. до друку 24.06.2026. Формат 60 × 84/16.

Ум. друк. арк. 6,0.

Видавець і виготовлювач:

Харківський національний університет
міського господарства імені О. М. Бекетова,
вул. Чорноглазівська, 17, Харків, 61002.

Електронна адреса: office@kname.edu.ua

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:

ДК № 8386 від 14.07.2025.