

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



ОЧИСНІ АГЕНТИ ТА ТАМПОНАЖНІ СУМІШІ

МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ДО ВИКОНАННЯ ЛАБОРАТОРНИХ РОБІТ

студентами спеціальності 184 Гірництво

Дніпро
НТУ «ДП»
2021

ЗМІСТ

Стор.

Визначення показників властивостей глинистої промивальної рідини.....	3
Методи оцінки якості глин	10
Виготовлення і дослідження властивостей поважнених глинистих промивальних рідин	17
Готування реагентів і вивчення їхньої класифікації	20
Дослідження впливу реагентів на властивості глинистих розчинів	24
Виготовлення і дослідження властивостей промивальних рідин спеціального призначення.....	26
Визначення поверхневого натягу водяних розчинів поверхнево-активної речовини на границі рідина - повітря сталагмометричним методом.....	31
Готування і дослідження властивостей емульсій.....	34
ЛІТЕРАТУРА.....	39

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №1.

Визначення показників властивостей глинистої промивальної рідини

Ціль роботи: освоїти методику визначення показників властивостей глинистої промивальної рідини.

Промивальні рідини

У якості промивальних рідин при бурінні свердловин застосовують водяні розчини різних органічних і неорганічних речовин і колоїдально-суспензійні системи, серед яких найбільш поширеними є:

1. Технічна вода;
2. Глинисті промивальні рідини;
3. Спеціальні глинисті промивальні рідини;
4. Аеровані промивальні рідини;
5. Природні водяні розчини, що утворюються в процесі буріння на основі вибурених порід;
6. Водяні розчини поверхнево-активних речовин;
7. Силікатні і силікатно-гумінові розчини;
8. Розчини на нафтовій основі та інші.

Промивальні рідини повинні виконувати наступні функції:

1. Виносити вибурену породу на поверхню. Повне очищення вибою буде забезпечена за умови

$$V_1 \geq 1,2V_2$$

де V_1 – швидкість потоку, що піднімається; V_2 - швидкість осадження шламу в нерухомій рідині.

При цьому велике значення мають структурно-механічні (тиксотропні) властивості промивальних рідин.

2. Запобігати проникненню в свердловину пластових вод. Для цього промивальні рідини повинні допускати зміну щільності відповідно до пластового тиску.

3. Зменшувати проникність і збільшувати міцність стінок свердловини, для чого промивальні рідини повинні мати визначені фільтруючі і коркоутворюючі властивості.

4. Знижувати міцність гірських порід. Це буде забезпечено, якщо промивальні рідини будуть мати високу енергію змочування і знижувати поверхневий натяг на міжфазній поверхні гірська порода – промивальна рідина.

5. Змазувати буровий снаряд, попереджаючи його корозію і знос. Промивальні рідини повинні містити речовини, що, адсорбуючись на глинистій корки, колоні бурильних труб і стінках свердловини будуть знижувати коефіцієнт тертя.

6. Охолоджувати породоруйнівний інструмент і інші.

Великий обсяг бурових робіт виконується з використанням глинистих промивальних рідин, необроблених хімічними реагентами, що представляють собою двокомпонентну гетерогенну полідисперсну систему, у якій глинисті частки є дисперсною фазою, а вода – дисперсійним середовищем.

Основним матеріалом для виготовлення глинистих промивальних рідин є глини, що у хімічному відношенні являють собою водяні алюмосилікати. По

мінералогічному складі глини відносяться до полімінеральних порід, що складаються, в основному, з глинистих мінералів, які відрізняються між собою хімічним складом і структурою кристалічних ґрат.

Одним з визначальних ознак глинистих мінералів є відношення

$$Si_2/K_2O_3 \quad (\text{де } K - Al, Fe)$$

Чим більше це відношення, тим сильніше виявляються гідрофільні властивості глин, тим сильніше глини диспергують при взаємодії з водою. Широко поширені глинисті мінерали груп монтморилоніту, палигорскіту, гідрослюд, каоліну. Явища, що відбуваються на міжфазній поверхні глиниста частка - вода, обумовлені типом кристалічних ґрат, дисперсністю і формою часток глинистих мінералів, складом водяного середовища і деяких інших факторів, що і визначають технологічні властивості глинистої промивальної рідини. При використанні глинистих промивальних рідин про розходження між глинами судять по кількості рідини відомої в'язкості, одержаної з однієї тони глини. Наприклад, з однієї тони бентонітової глини виходить 14,3 м³ доброякісної глинистої промивальної рідини, а з тієї кількості низькосортної глини – тільки 0,8 – 3 м³ рідини.

Прийнято вважати глину задовільної якості, якщо при щільності 1200 кг/м³ інші параметри мають приблизно наступні значення: в'язкість умовна по СПВ-5 - 20-22 с; статична напруга зрушення – не більш 20 МПа; добовий відстій і процентний вміст піску - менш 3%; стабільність - не більш 20 кг/м³: водовіддача статична - не більш 25 см³ за 30 хвилин. Для виміру зазначених параметрів використовують стандартну апаратуру: ареометр АГ-2 (чи АГ-1), віскозиметр СПВ-5, прилади СНС-2 (СНС-1), мірний циліндр на 100 см³, прилад ЦС-2 (чи ЦС-1), прилад ВМ-6 та інші. Нижче приведені відомості про основні показники властивостей промивальних рідин, у тому числі і глинистих промивальних рідин.

1. Густина ρ г/см³

Густина визначає гідростатичний тиск стовпа промивальної рідини на вибій та стінки свердловини і визначається з рівняння

$$\rho_r = \frac{pH}{10}, \text{ кг/м}^2$$

де p – густина промивальної рідини, кг/м³; H – відстань від рівня рідини в свердловині до розглянутої точки по вертикалі, м.

Гідростатичний тиск стовпа промивальної рідини може по різному впливи на процес буріння. При перебуранні шарів, що містять рідину (газ) з великим пластовим тиском ($P_{пл}$), гідростатичне тиск стовпа промивальної рідини запобігає проникненню пластової рідини (газу) у свердловину при дотриманні умов

$$P_r > P_{пл},$$

Промивальні рідини з великою густиною (високе P_r) охороняють стінки свердловини від обвалення при бурінні сильно тріщинуватих порід, забезпечуючи нормальний технологічний процес. Негативне значення гідростатичного тиску стовпа промивальної рідини полягає в тім, що вона підвищує міцність гірських порід у вибої і сприяє зниженню швидкості буріння. Існуючі прилади для вимірювання густини мають градування у г/см³. Співвідношення між цими одиницями наступне

$$1 \text{ г/см}^3 = 10^3 \text{ кг/м}^3$$

2. В'язкість умовна Т, с

Умовною в'язкістю називається тривалість витікання визначеного обсягу рідини через калібровану трубку. При користуванні приладом СПВ-5 умовною в'язкістю прийнято вважати час витікання 500 см³ промивальної рідини з лійки, у яку налито 700 см³. Умовна в'язкість не має строгого наукового обґрунтування, але дозволяє оцінювати технологічні властивості промивальної рідини. Умовна в'язкість не обважнених глинистих промивальних рідин повинна бути 25-+5 с. Якщо умовна в'язкість знаходиться в межах 16-19 с, то це свідчить про недостатню концентрацію глини в рідині. При наявності зон поглинань умовну в'язкість підвищують до 80 с. і більше. Завдяки силам внутрішнього тертя і зчеплення між частками дисперсної фази, глинисті промивальні рідини мають здатність утримувати в зваженому стані частки вибуреної породи і тонкорозмелені порошки поважчувачів.

3. Статична напруга зрушення СНС, Па

Статична напруга зрушення це мінімальна сила, віднесена до одиниці площі, яку треба прикласти для того, щоб змусити промивальну рідину текти, тобто та мінімальна сила, що необхідна для руйнування структури на площі 1 см². Величина статичної напруги зрушення, обумовлена через одну хвилину перебування промивальної рідини в спокої після руйнування структури, є основною характеристикою міцності структури. Здатність промивальної рідини гуснути при стані спокою і знову розріджуватися при струшуванні називається тиксотропією, а швидкість відновлення структури - тиксотропністю. Чим вище тиксотропність, тим сильніше руйнується структура при перемішуванні, тим швидше відновлюється вона при стані спокою. Для визначення тиксотропних властивостей промивальної рідини статичну напругу зрушення визначають через 10 хвилин перебування її в спокої після перемішування. Частка від розподілу СНС₁₀ на СНС₁ називається коефіцієнтом тиксотропії (K_T). Чим вище тиксотропність, тим краща утримуюча здатність промивальної рідини. Високотиксотропні промивальні рідини, потрапляючи в тріщини поглинаючих горизонтів, застуднюють у них і сприяють ліквідації поглинання. У той же час тиксотропні властивості промивальної рідини створюють ускладнення при пуску насосів і можуть служити причиною гідравлічного розриву горизонтів.

4. Процентний вміст піску і грубодисперсних фракцій

Ця властивість заснована на явищі седиментації грубодисперсних часток у розведених промивальній рідині (глиниста промивальна рідина розбавляється водою у відношенні 1:9).

Визначення роблять з рівності

$$П = 2V_0, \%$$

де П – вміст піску і грубодисперсних фракцій: V₀ - обсяг осадку у відстійнику ОМ-2, см³.

Пісок є шкідливою домішкою, що приводить до зносу бурильних труб і окремих деталей бурового насоса, тому його вміст в промивальній рідині не повинен перевищувати 3 %.

5. Добовий відстій О, %

Добовим відстоєм називається кількість рідини, яка не містить твердої фази, що виділилася у верхній частині мірного циліндра обсягом 100 см³ зі складу промивальної рідини через 24 години. Добовий відстій повинний бути не більше

2 – 3%.

6. Стабільність S , кг/м^3

Стабільністю промивальної рідини називається різниця між густиною верхньої і нижньої половини стовпа промивальної рідини, витриманого в циліндрі протягом доби. Чим більше різниця в густина, тим менш міцна структура і менше стабільність, а, отже, гірше утримуюча здатність очисного агента. Для необважнених промивальних рідин стабільність повинна бути не більш 20 кг/м^3 , для обважнених - не більш 60 кг/м^3 .

7. Водовіддача статична V , см^3 за 30 хвилин

Водовіддачею (статичної) називається кількість рідини, що відфільтрувалася з промивальної рідини через паперовий фільтр під дією надлишкового тиску при відсутності руху рідини уздовж поверхні фільтра. За показник статичної водовіддачі приймають кількість рідини, що відфільтрувалася через паперовий фільтр діаметром 7,5 см за 30 хвилин. при перепаді тиску в один МПа і кімнатній температурі. Кількість дисперсійного середовища, що відокремилася, є важливою характеристикою промивальних рідин. Статична водовіддача за будь-який проміжок часу може бути обчислена по формулі

$$Q = k^{0,5} p^{0,5} T^{0,5} / \mu^{0,5}$$

де $R = Q_{\text{ш}}/Q_s$: $Q_{\text{ш}}$ - обсяг рідини, що відфільтрувалася: Q_s - обсяг твердої фази в кірці: T - час: p - перепад тиску: μ - в'язкість рідкої фази: k - постійний коефіцієнт.

Якщо по величині водовіддачі Q_1 , за час T_1 , потрібно визначити величину водовіддачі Q_2 за час T_2 , то з рівняння (I), вважаючи R , p , μ незмінними, знаходимо

$$Q_1 = K_1 T_1^{0,5} \quad \text{і} \quad Q_2 = K_2 T_2^{0,5}$$

Приймаючи, що в умовах того самого дослідження $k_1 = k_2$ одержимо:

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \frac{K_2 T_2}{K_1 T_1} = \sqrt{\frac{T_2}{T_1}} \quad \text{чи} \quad Q_2 = Q_1 \sqrt{\frac{T_2}{T_1}}$$

Рівняння (2) можна зобразити графічно, відклавши значення обсягу фільтрату Q на осі ординат. а значення \sqrt{T} на логарифмічній осі абсцис. Ця залежність буде представлена у вигляді прямої, нахил якої зберігається постійним, але через деяке скупчення фільтрату в початковий момент дослідження, буде спостерігатися зсув уздовж осі ординат, тобто

$$Q_1 = K\sqrt{T_1} \pm \Delta Q \quad \text{і} \quad Q_2 = K\sqrt{T_2} \pm \Delta Q$$

де ΔQ - погрішність досвіду.

Визначивши Q_2 з (3) і провівши пряму в координатній сітці V від T , можна знайти значення ΔQ . Якщо пряма перетне ось ординат вище нульової точки, то з отриманих значень Q_2 і Q_1 , треба відняти ΔQ . якщо нижче - то до отриманих значень Q_1 і Q_2 треба додати ΔQ .

8. Товщина глинистої кірки K , мм

Сучасний розвиток науки і вимоги практики показали, що перерахованих вище параметрів недостатньо для детальної характеристики промивальних рідин і спрямованого регулювання їхніх властивостей. Деякі параметри не є строгими кількісними характеристиками дисперсних систем і дозволяють тільки умовно оцінювати якість промивальних рідин. Так, наприклад, оцінюючи величину

водовіддачі за допомогою приладу ВМ-6, звичайно, мають на увазі:

- негативний вплив фільтрації води з промивальної рідини на шар, що викликає зменшення проникності продуктивного горизонту (при бурінні на нафту, газ, воду):

- негативний вплив фільтрації на глинисті сланцеві породи під час буріння, що проявляється в набряканні й обвалах їх у стовбур свердловини;

- утворення пухких товстих глинистих корок, що звужують стовбур свердловини і порушують нормальних умови буріння.

У результаті досліджень останніх років декількома авторами встановлено, що водовіддача з потоку двофазних і багатофазних систем (динамічна водовіддача), незалежно від величини перепаду тиску, швидкості потоку, температури і хімічної обробки, докорінно відрізняється від статичної водовіддачі, через зовсім різний механізм відділення води. До того ж стандартні прилади й апаратура, засновані на статичних вимірах, не дають повної інформації про явища, зв'язаних з водовіддачею. Стандартний прилад СНС-2, призначений для оцінки статичної напруги зрушення промивальних рідин, що виникають у зазорі між двома співосно розташованими циліндрами, враховує тиксотропну зміну механічних властивостей при обертальному русі, тобто відповідає моменту, коли у свердловині повертають буровий інструмент після деякого простою. Це впливає з методики визначення СНС. Напруга зрушення обчислюється по максимальному куту закручування пружної нитки, тобто коли внутрішній циліндр приладу разом з промивальною рідиною перестає обертатися. Сила опору, обумовлена структурою промивальної рідини, визначається з виразу

$$f_1 = 2\pi r l \theta$$

де r і l – відповідно радіус і висота циліндра, см.

$$f_2 = \frac{M \Delta \varphi}{r}$$

де – M момент, необхідний для пружної нитки на кут, рівний 1° .

У момент руйнування структури

$$2\pi r l \theta = \frac{M \Delta \varphi}{r} \quad \text{і} \quad \theta = \frac{M \Delta \varphi}{2\pi r^2 l} = K \Delta \varphi$$

де K – постійна приладу, тобто статична напруга зрушення при куті закручування на один градус.

При підйомі колони бурильних труб зі свердловини тиксотропні властивості промивальної рідини створюють додаткові розтяжні зусилля, а при спуску труб вони чинять опір, прагнучи сповільнити швидкість їхнього руху вниз. За допомогою ротаційного приладу СНС-2 визначається величина виникаючої напруги через момент, що крутить, а не через розтяжне зусилля. Тому знайдені значення θ по приладу СНС-2 тільки умовно можуть бути використані для оцінки процесів, що мають місце при спуску і підйомі інструмента.

Порядок виконання роботи

У години поза аудиторних занять

1. Ознайомитися з технічним описом приладів АГ-2, СПВ-5, СНС-2, ЦС-2, ОМ-1, ВМ-6 і інструкціями з експлуатації,
2. Підготувати теоретичний матеріал (питання №№ 3-17).

У години аудиторних занять

1. Перевірити наявність усіх приладів на робочому місці і їхню готовність до

виконання роботи:

2. Визначити показники властивостей первинного глинистої промивальної рідини.

Загальні вказівки

1. Перед визначенням показників властивостей глинистої промивальної рідини зробити перевірку, настроювання і регулювання приладів відповідно до інструкцій з їх експлуатації.

2. Визначення умовної в'язкості робити не менш трьох разів. Перед кожним визначенням промивна рідина повинна бути добре перемішана, а сіточка віскозиметра і лійка добре промиті. Різниця у визначеннях не повинна перевищувати десятих часток секунди.

3. Визначення статичної напруги зрушення робити через 1 хвилину і через 10 хвилин не менш 2 разів. У склянку заливати розчин тільки через віскозиметр, причому рівень глинистої промивної рідини повинний збігатися з верхнім зрізом підвісного циліндра.

Після визначення θ_1 і θ_{10} треба налити в склянку свіжу порцію рідини і зробити повторні виміри.

Визначення θ робити по наступній формулі

$$\theta = K\varphi, \text{ МГ/СМ}^2$$

де K – константа приладу (для даного приладу і визначеного номера дроту), тобто статична напруга зрушення при куті закручування на 1° , Па град, φ – кут повороту підвісного циліндра, градуси.

Задовільними вважається ті розрахунки, що відрізняються між собою не більше ніж на 3-4 розподіли (при першому і повторному вимірах).

Статична напруга зрушення - величина перемінна, залежна від умови перемішування розчину і від тривалості перебування його в стані спокою.

Для того щоб забезпечити збіг результатів виміру, необхідно підготувати глинистий розчин до виміру в строго визначених умовах:

а) перед витримуванням у стані спокою розчин треба енергійно перемішати, для того, щоб на показання приладу не вплинуло тиксотропне загущення розчину, причому інтенсивність перемішування повинна бути завжди однаковою;

б) включати мотор точно через одну хвилину для визначення θ_1 і через 10 хвилин для визначення θ_{10} ;

в) кут повороту циліндра не повинний перевищувати 70° . Якщо циліндр продовжує обертатися, вимір припиняють і результат записують так: $\theta > 200$ Па.

4. Промивні рідини, досліджувані на добовий відстій, стабільність і водовіддачу, повинні бути пропущені через віскозиметр.

5. При роботі з приладом ВМ-6:

а) перевірити герметичність приладу, злегка натискаючи на плунжер і спостерігаючи за його положенням (у герметичному приладі при закритому клапані плунжер не повинний опускатися);

б) клапан фільтра відкривати поворотом гвинта на один оборот;

в) водовіддачу визначати як різниця між числом розподілів на який опуститься плунжер через 30 хвилин, і числом розподілів на який різко опуститься плунжер у момент відкриття клапана;

г) водовіддачу, вимірювану на приладі ВМ-6, порівняти з розрахунковими

даними, отриманими при використанні формули (3), ввівши відповідний поправочний коефіцієнт ($\Delta\theta$). Результати визначення показників властивостей записати в таблицю і обговорити отримані результати.

Зміст звіту

1. Методика визначення показників властивостей глинистої промивальної рідини.

2. Таблиця з результатами визначення (див. додаток) Аналіз отриманих результатів.

Для заліку по даній лабораторній роботі необхідно:

1. Уміти перевіряти вищевказані прилади і знати правила їхньої експлуатації;
2. Усно відповісти на питання №№ 3-17;
3. Знати точне визначення показників властивостей.

Додаток №1
до лабораторної роботи 1

Показники властивостей	Результати визначення показників властивостей первинного глинистого розчину												Примітка
	Бригади												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	
$\gamma \frac{\text{Г}}{\text{см}^2}$													
$T \text{ сек}$													
$\theta_1 \frac{\text{МГ}}{\text{сек}^2}$													
$\theta_{10} \frac{\text{МГ}}{\text{сек}^2}$													
$C \frac{\text{Г}}{\text{см}^3}$													
$\theta \%$													
$B \text{ см}^3 \text{ за } 30 \text{ хв}$													
$K, \text{ мм}$													

ПРИМІТКА: Бригади I-IV визначають показники властивостей глинистої промивної речовини, виготовленої з бентонітової глини, а бригади VII - XII - із звичайних глин.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №2.

Методи оцінки якості глин

Якість глин оцінюють за допомогою польових і лабораторних методів.

Полеві методи дозволяють досить швидко визначити придатність глини. Найбільш точну якісну характеристику глин по мінералогічному і фракційному складу і по їхній обмінній здатності забезпечують лабораторні методи.

Ціль роботи

Вивчення методики визначення якості глин польовими і лабораторними методами.

1. Польові методи

До польових методів аналізу якості глин відносяться наступні: візуальний, метод змочування і визначення загального сольового складу.

1.1 Візуальний метод

Приналежності та матеріали. Ніж, дерев'яна дошка розміром 20×30 см, порцелянові чашка і маточка, шматочки глини різної якості розміром 5-7 см.

Хід роботи

Шматочки глини природної чи вологості в повітряно-сухому стані піддають візуальному огляду для виявлення механічних домішок, зламу руками, роздавлюванню пальцями, різанню ножом. У зволоженому стані визначають на дотик в'язкість і розгортають глину в тонкі шнури. Для цього в порцеляновій чашці з грудочок глини і води готують тістоподібну масу, у яку додають розтертий порошок цієї ж глини до одержання пластичного стану. Глина вважається придатної для готування розчину, якщо вона має наступні якості:

не містить механічних домішок, помітних неозброєним оком;

характеризується великим опором зламу;

утворить гострі стійкі краї при зламі;

майже не піддається роздавлюванню пальцями в дрібних шматочках;

при різанні ножом має як би відполіровану поверхню зрізу і більш темного кольору в порівнянні зі зломом;

у надмірному вологому стані грузла на дотик;

у пластичному стані легко розкочується в довгі і тонкі шнури діаметром до 1 мм.

Данні спостережень записують у табл. 1.

Таблиця 1

Показники	Номер зразка глини		
	1	2	3
Наявність механічних домішок (відсутні, є, багато)			
Опір зламу (велике, середнє, мале)			
Характер країв при зламі (гострі, стійкі, згладжені, що легко обсипаються)			
Опір дрібних шматочків роздавлюванню (не піддаються, важко, легко)			
Поверхня зрізу (без зміни, темна блискуча, шорсткувата)			
В'язкість тістоподібній маси на дотик (сильна, середня, слабка)			
Мінімальний діаметр шнура при розкочуванні, мм			

ПРИМІТКА. Дати висновок, який зразок глини найбільш придатний для готування глинистого розчину.

2. Метод змочування

При оцінці якості глин важливе значення мають дані про мінеральний склад, що обумовлює різні технологічні прийоми приготування глинистих розчинів.

Ця оцінка може бути зроблена методом змочування по Максимовичу.

Метод заснований на визначенні часу усмоктування порошкоподібною глиною 1 мол 4%-вого розчину пірофосфорнокислотного натрію. За показник якості приймають умовну величину

$$K = tD$$

де t - час усмоктування розчину, хв; D - діаметр плями змоченої поверхні, мм. Крім показника ДО, має також значення ступінь набрякання і товщина зволоженого шару. По цим даним судять про мінералогічний склад глин (табл. 2).

Таблиця 2

Величина, К	Характер змоченої поверхні глини	Тип глини
>300	Різко виражене набрякання. Товщина зволоженого шару не більш 1-2 мм	Бентонітова (монтморілонітова)
Від 300 до 100	Слабко виражене набрякання. Товщина зволоженого шару в центральній частині 2-4 мм	Каолініто-гидрослюдова
<100	Набрякання непомітне. Товщина зволоженого шару в центральній частині 5-8 мм. Можливе утворення слабке вигнутої поверхні.	Гідрослюдисто-каолінітова
<50	Усадка змоченого шару і різке відділення його від сухого. Утворення провалу (ямки) чи увігнутої поверхні	Каолінітова

Якщо $K > 110$ глина цілком придатна для готування розчину без чи реагентів із застосуванням лужних електролітів (наприклад: Na, CO₃).

При $K < 100$ і яскраво вираженому поглибленні змоченої поверхні глина непридатна для готування розчину.

Якщо $K < 100$, але поглиблення відступає, глина може бути корисна для готування розчину при додаванні до неї колоїдних добавок (бентоніту, ВЛР та ін.).

Приналежності та матеріали. Терези лабораторні з важками, три порцелянові чашки діаметром 5-7 см, бюретка з ціною розподілу 1 мл, пестик, циркуль, металева лінійка, піпетка, ступка, сито з отворами діаметром 0,5 мм, секундомір, годинник) шматочки глини попередніх зразків (№ 1, 2, 3), 4 %-вого розчину пірофосфорнокислотного натрію Na₄P₂O₇.

Хід роботи

Зразок повітряно-сухої глини розтирають у ступці до порошкоподібного стану і просівають через сито. Навішення 40-50 мм просіяного порошку висипають у порцелянову чашку, ретельно ущільнюють і вирівнюють його поверхню до горизонтальної.

З бюретки набирають піпеткою 1 мол пірофосфорнокислотного натрію і виливають у порошок у центрі його поверхні краплями в міру усмоктування.

Краплі повинні попадати в те саме місце. Час усмоктування засікають з моменту пуску першої краплі до усмоктування останньої. Точність відліку 0,1 хв.

За допомогою циркуля і лінійки визначають діаметр плями. Вимірюють найбільший і найменший діаметри і визначають середнє значення.

Візуально оцінюють характер змоченої поверхні і металевою лінійкою вимірюють товщину зволоженого шару.

Дані записують у табл. 3.

Таблиця 3

Номер зразка глини	Час усмоктування t, хв	Середній діаметр плями D, мм	Показник $K = t$	Характер змоченої поверхні	Товщина зволоженого шару, мм	Висновок про тип глини (орієнтоване) і її придатності
1						
2						
3						

3. Визначення сольового складу глин

Сольовий склад глин впливає на технологічні прийоми до готуванні глинистих розчинів.

Орієнтовно визначають кількісний зміст карбонатів у глині і роблять якісне визначення змісту хлориду натрію, хлориду кальцію і сульфату кальцію у виді іонів кальцію, хлору і сульфатів.

Для якісного визначення змісту солей аналізують водяну витяжку глинистого розчину.

Глини вважаються придатними для готування глинистого розчину без хімічної обробки, якщо у фільтраті їх міститься: кальцію <70 мг/л; хлору <100 мг/л; сульфату <300 мг/л

При більш високих змістах зазначених іонів глини вважаються сильно засоленими і для одержання з них якісних розчинів потрібно хімічна обробка.

Таблиця 4

Ступінь скипання глини	Орієнтований зміст карбонатів, %
Не скипає	<1
Слабко скипає	1-2
Скипає	2-3
Бурхливо скипає	>3

3.1. Визначення загального змісту карбонатів

Орієнтований зміст карбонатів у глині оцінюється по скипанню повітряно-сухої глини під дією 10%-вого розчину соляної кислоти, дані приведені в табл. 4.

Приналежності і матеріали. Три порцелянові чашки, піпетка, зразки глини (№ 1, 2, 3); 10%-вий розчин соляної кислоти.

Хід роботи

Шматочки глини кладуть у порцелянові чашки. Піпеткою набирають 10%-вий розчин соляної кислоти і капають на шматочки глини, визначаючи характер скипання.

Дані спостережень записують у табл. 5.

Таблиця 5

Номер зразку глини	Визначення змісту								Висновок про гідність глини
	карбонатів		іонів кальцію		іонів хлору		іонів сульфату		
	Ступінь вскпання глини	Орієнтирний зміст	Характер осадку	Зміст %	Характер осадку	Зміст %	Характер осадку	Зміст %	

Одержання водяної витяжки

Приналежності та матеріали. Терези лабораторні з важками, ступка з пестиком, 3 пляшки з широким горлечком місткістю 0,5 л, пробки для пляшок, піпетка, лійка скляна, 3 банки скляні місткістю 0,5 л, зразки глини (№ 1, 2, 3), дистильована вода, фільтрувальна папір.

Хід роботи

У ступці подрібнюють пробу повітряно-сухої глини до розміру 1-2 мм. У скляну пляшку наливають 450 мл дистильованої води, вносять туди 5 мм здрібної глини. Пляшку закривають щільно пробкою і вміст ретельний збовтують. Отриману суспензію фільтрують через паперовий фільтр не раніше чим через 4-5 ч.

Фільтрат повинний бути прозорим, тому фільтрування повторюють, якщо він вийшов мутним.

3.2. Визначення змісту іонів кальцію

Приналежності та матеріали. Три пробірки з ціною розподілу 1 мл місткістю 10-20 мол, штатив для установки пробірок, піпетка, пробки для пробірок, фільтрати зі зразків глини (№ 1, 2, 3), аміак, розведений водою в співвідношенні 1:1, насичений розчин щавлевокислого амонію.

Хід роботи

У пробірку вносять 5 мол досліджуваного фільтрату, піпеткою додають три краплі розведеного аміаку і 2 мол насичені розчини щавлевокислого амонію.

Пробірку закривають пробкою, суміш енергійно перемішують струшуванням і встановлюють на штатив. При високому змісті іонів кальцію суміш відразу ж каламутніє і через кілька хвилин на дно пробірки випадає білий мілкокристалічний осад щавлевокислого кальцію.

При низькому змісті іонів кальцію суміш слабо каламутніє через кілька хвилин.

Таблиця 6

Стан фільтрату	Зміст кальцію мг/л
Слабко каламутніє через 1-2 хв	15-35
Слабко каламутніє негайно	35-70
Сильно каламутніє негайно; через 20-30 хв з'являється осад	70-140

У табл. 6 приведені експериментальні дані, що дозволяють орієнтовно судити про зміст іона кальцію по характері утворення осаду у фільтраті.

Дані досвіду записують у табл. 5.

3.3. Визначення змісту іонів хлору

Приналежності і матеріали. Три пробірки, штатив для установки пробірок, піпетка, гумові пробки для пробірок фільтрати зі зразків глини (№ 1, 2, 3), 10%-вий розчин азотнокислого срібла, підкисленого азотною кислотою.

Хід роботи

У пробірку вносять 5 мл досліджуваного фільтрату, піпеткою додають до нього три краплі 10 %-вого розчину азотнокислого срібла, підкисленого азотною кислотою. Пробірку закривають гумовою пробкою, збовтують вміст і встановлюють у штатив. Спостерігають за характером осаду і дані записують у табл. 5. Користаючись експериментальними даними, приведеними в табл. 9, судять про зміст іонів хлору.

Дані досвіду записують у табл. 7

Таблиця 7

Стан фільтрату	Зміст хлору, мг/л
1. Явище опалесценції, слабо каламутніє	1-10
2. Сильно каламутніє.	10-50
3. Утворення дрібних хлопків, що осідають не відразу.	50-100
4. Утворення дрібних швидко осідаючих хлопків.	100-300
5. Пластівчастий об'ємистий осад.	>300

Опалесценція - явище розсіювання світла колоїдними сумішами з неоднаковим кольором у відбитому і минаючому світлі.

3.4. Визначення змісту іонів сульфату

Приналежності і матеріали. Три пробірки, штатив для зупинки пробірок, гумові пробки для пробірок, фільтрати зразків глини (№ 1, 2, 3), соляна кислота, розведена водою в співвідношенні 1:1, 2,5%-вий розчин хлориду барію.

Хід роботи

У пробірку вносять 5 мл досліджуваного фільтрату, піпеткою додають три краплі соляної кислоти, розведеною водою в співвідношенні 1:1, і 10-15 крапель 2,5%-вого розчину хлориду барію. Пробірку закривають гумовою пробкою, суміш збовтують і ставлять на штатив. Спостерігають за характером осаду і дані записують у табл. 5.

Про зміст іонів сульфату судять по експериментальним даним, приведеним у табл. 8.

Таблиця 8

Стан фільтрату	Зміст сульфату, мг/л
1. Слабо каламутніє через кілька хвилин	1-10
2. Слабо каламутніє відразу	10-100
3. Сильно каламутніє відразу	100-300
4. Осад швидко випадає на дно пробірки	>300

4. Лабораторні методи

За допомогою лабораторних методів визначають мінеральний і фракційний склади, обмінну здатність глин.

4.1 Визначення мінерального складу глин

Мінеральний склад глин відрізняється складністю і деякою мінливістю. Проте в глинах можна виділити нові мінерали, без яких вони не можуть бути віднесені до того чи іншого типу (бентонітова, каолінітова і т. д.).

Основні глинисті мінерали приблизно можна визначити методом дегідратації (по Астаф'єву).

Сутність цього методу полягає в тому, що кожен глинистий мінерал утрачає кристалогідратну воду при визначеній температурі. З огляду на утрати води, визначають процентний зміст кожного мінералу, що дає можливість віднести досліджувану глину до визначеного типу.

Температури, при яких відбувається дегідратація глинистих мінералів (по Астаф'єву), що впливають:

- монтморілоніт і іллітоподібні гідрослюди - до 300 (основна утрата води до 120°C);
- каолінізовані гідрослюди - від 400 до 470 °C;
- каолініт - від 470 до 550 °C.

При прожарюванні глин з доступом повітря в інтервалі температур 300-400°C, крім утрати кристалізаційної води відбувається згоряння органічних речовин, що входять до складу глин.

Найбільше точно мінералогічний склад глини визначається шляхом рентгенівського, термографічного і мікроскопічного аналізів.

Рентгенівський аналіз проводять за ДСТ 21216 10-75 за допомогою рентгенівського дифрактометру.

Термографічний і мікроскопічний аналізи проводять за ДСТ 3594 1-77.

4.2. Визначення фракційного складу глин

По фракційному (гранулометричному) складу глини відносяться до вискодисперсних систем. У їхньому складі частки, що проходять через отвори сита розміром 0,005 мм, займають звичайно до 30%, у тому числі частки колоїдних розмірів до 10%.

Елементарні глинисті частки мають різну форму: шестикутні лусочки (каолініт), плоскі подовжені лусочки (монтморілоніт), голчасті пластинки (сепіоліт-палигорскіт).

Ступінь дисперсності глин значною мірою залежить від хімічного і мінералогічного складу. Так, найбільшим ступенем дисперсності володіють бентонітові глини.

Глина натрієвого типу завжди більш дисперсна, чим кальцієва. Фракційний склад глин впливає на властивості глинистого розчину (водовіддачу і структурно-механічні властивості).

Існує багато методів визначення фракційного складу глинистих ґрунтів. Найбільше поширення одержали ситовий та ареометричний методи. Ареометричний метод заснований на вимірі щільності суспензії, що змінюється по мірі випадання з неї більш великих часток.

Цим методом визначають зміст у пробі часток діаметром менш 0,25 мм. Зміст фракцій крупніше 0,25 мм визначають ситовим методом.

4.3. Визначення обмінної здатності глин

Складні молекули глинистих мінералів містять катіони, називані обмінними, тому що вони можуть заміщатися катіонами розчину.

Кількість 10^{-3} молів обмінних катіонів, що містяться в 100 мг сухої глини, називається обмінною ємністю глини.

До складу катіонообмінного комплексу глин в основному входять катіони одно-, двох- і рідше трьохвалентних металів.

Величина і склад обмінних катіонів та іонообмінні процеси мають важливе значення, тому що вони визначають багаті фізико-хімічні властивості дисперсних систем - поверхневі властивості, процеси структуроутворення й інші.

Величина обмінної ємності глини характеризує сприйнятливість її до хімічної обробки електrolітами - реагентами-пептизаторами для поліпшення якості глинистого розчину.

У залежності від переваги в комплексі чи поглинанні того чи іншого катіона, глини зветься цього катіона. В природі частіше зустрічаються глини кальцієвого і натрієвого типів. Обмінним катіоном глин є натрій (Na^+), то набрякання таких глин високе, а якщо кальцій (Ca^{2+}), то набрякання значне гірше.

У кальцієвих глин вода не може роз'єднувати частки глини до елементарних.

По величині катіонообмінного комплексу глини підрозділяють на три великі групи:

- бентонітові - з великою ємністю поглинання, рівних $100-10^{-3}$ молей на 100 мг глини і більш;
- гідрослюдисті - із середньою ємністю $(30-60)-10^{-3}$ молей;
- каолінітові - з малою ємністю $(15-20)-10^{-3}$ молей.

Перевага в обмінному комплексі іонів Na^+ чи DO^+ свідчить про те, що глина морського походження. Така глина володіє гарними колоїдно-хімічними властивостями.

Кальцієві глини континентального походження, вони мають гірші колоїдні властивості.

Обмінну ємність глини можна визначити в такий засіб, багаторазовою обробкою випробуваної глини розчином кислоти витісняють обмінні катіони. Отриману суспензію глини титрують розчином каустичної соди в присутності фенолфталеїну до витиснення іонів водню, здатних до обміну, іонами натрію з утворенням Na -глини.

По кількості каустичної соди, витраченої на титрування, обчислюють зміст обмінних катіонів у 10 молей на 100 мг сухої глини.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №3.

Виготовлення і дослідження властивостей поважнених глинистих промивальних рідин

Ціль роботи:

1. Ознайомитися з рекомендаціями по вибору поважувача.
2. Визначити необхідну вагову кількість поважувача.
3. Визначити структурно-механічні властивості поважненої глинистої промивальної рідини.

Глинисті промивальні рідини з невеликою густиною виготовляють з тонкодисперсних глин, що утворюють висококоллоїдальні системи. Глинисті промивальні рідини з підвищеною і великою густиною одержують за допомогою спеціальних порошків здрібнених важких мінералів чи речовин, які є недефіцитними відходами різних галузей промисловості.

У зв'язку з тим, що природні мінерали (гематит, магнетит, барит), які переробляються в поважувачі, є коштовною сировиною для ряду галузей промисловості, обсяг застосування їх у буровій справі поступово скорочується, і усе більше застосування знаходять порошки важких речовин (колошниковий пил, піритові недогарки та інші). Матеріали великої питомої ваги, що підвищують густину промивальних рідин до необхідних величин, одержали назву поважувачі.

Основними параметрами, що характеризують якість поважувача, є питома вага, тонкість помелу, абразивність і інертність стосовно властивостей промивальної рідини.

Питома вага. Це найважливіша характеристика поважувача. Кращим вважається поважувач, який має максимальну питому вагу. Такий поважувач підвищує густоту промивальної рідини при відносно невеликих добавках і, отже, не викликає значного збільшення його в'язкості.

Чим менше кількість поважувача у промивальній рідині, тим легше регулювати її параметри.

Абразивність. Під нею розуміють здатність тіла при зіткненні з іншими тілами обробляти їхню поверхню - зрізати, зскрібати, стирати. При русі поважненої промивальної рідини частки поважувача стирають деталі бурового устаткування, клапанні механізми та інші деталі насосу. Абразивність поважувачів залежить від тонкості помелу і, у більшому ступені, від твердості самої речовини поважувача.

Інертність поважувача стосовно промивальної рідини характеризується відсутністю в поважувачі домішок водорозчинних солей, що можуть вступати у фізико-хімічну взаємодію із системою, погіршуючи її властивості. До таких шкідливих домішок відносяться, наприклад, сульфати кальцію і заліза, що сприяють коагуляції промивальної рідини.

Тонкість помолу. Чим тонше помол, тобто чим вище ступінь диспергування поважувача, тим більше імовірність утримання часток поважувача в рідині в зваженому стані і менше небезпека випадання їх у желобній системі. Однак підвищена кількість твердих часток в одиниці об'єму промивної рідини може привести до небажаного підвищення його в'язкості. Тому ступінь диспергування поважувача нормується (крупність помелу перевіряється на спеціальних ситах).

Порядок виконання роботи

1. Приготувати глинисту промивальну рідину в'язкістю не менш 25 сек. і визначити густину, статичну напругу зрушення і коефіцієнт тиксотропії.

2. Визначити вагову кількість поважчувача (Q , кг) для приготування поважненої глинистої промивальної рідини заданої густини. Для цього треба:

а) заповнити таблицю (див. додаток 1), виразивши вагу Q , як добуток питомої ваги на обсяг:

б) вивести в загальному виді формулу

$$Q_y = y_y \frac{y_{y.p.} - y_{г.р.}}{y_y - y_{y.p.}}$$

в) замінити буквені значення числовими і визначити Q .

3. Додати до 1 л глинистої промивальної рідини розраховану кількість поважчувача і визначити ті ж параметри поважненої глинистої промивальної рідини.

Загальні зауваження, які треба врахувати при виготовленні поважнених промивальних рідин.

1. Після додавання поважчувача промивальна рідина повинна бути ретельно перемішаною.

2. Поважувати можна тільки якісні промивальні рідини, тому що якість поважненої промивальної рідини залежить від якості вихідної промивальної рідини і поважчувача.

Вихідна промивальна рідина повинна мати наступні показники властивостей:

Показники властивостей	Вихідний глинистий розчин
$\gamma \frac{\text{г}}{\text{см}^2}$	
$T \text{ сек}$	не менше 25
$\theta_1 \frac{\text{мг}}{\text{сек}^2}$	не менше 25
$V \text{ см}^3 \text{ за } 30 \text{ хвилин}$	не більше 10

ПРИМІТКА а) якщо СНС вище норми, в глинисту промивальну рідину додають 20%- вий розчин Na_2CO_3 чи фосфат натрію. Якщо після цього СНС не знижується, а водовіддача залишається вище норми, то додається вуглелужний чи комбінований реагент із різним змістом каустичної соди (чи інші реагенти, які б зв'язували солі Са, що знаходяться в поважненій глинистій промивальній рідині). Висока статична напруга зрушення несприятлива для поважчувача, так як перешкоджає роз'єднанню часток поважчувача (грудки поважчувача випадають у жолобах і, потрапляючи в свердловину, викликають схоплювання інструменту).

б) безструктурні промивальні рідини поважнювати не можна (навіть якщо інші показники знаходяться в межах норми), тому що може відбутися випадання поважчувача із системи.

3. Поважчувач вважається якісним (тобто придатним у даних умовах), якщо в'язкість поважненої глинистої промивальної рідини при густині, рівній половині питомої ваги поважчувача, не перевищує 60 сек.

4. При виборі поважчувача треба враховувати необхідну густину поважненої промивальної рідини. Деякі рекомендації з вибору поважчувача в залежності від величини питомої ваги і густини поважненої промивальної рідини приведені в таблиці

Поважнений розчин з густиною, $\frac{\text{г}}{\text{см}^3}$	Питома вага поважчувача не менш, $\frac{\text{г}}{\text{см}^3}$	Назва поважчувача
$\gamma \geq 1,9$	4,2	Гематит, магнетит, барит (кутаїський, біловський)
$\gamma = 1,6 - 1,9$	3,8	Піритові недогарки, колошниковий пил
$\gamma = 1,6$	3,6	Барит кіровабадський
$\gamma < 1,4$	2,6	Крейда

5. При визначенні вагової кількості поважчувача і (Q_y) у формулу варто ввести поправочний коефіцієнт, що враховує вологість поважчувача.

Зміст звіту

1. Загальні відомості про технологію поважнення промивальних рідин.
2. Розрахунок кількості поважчувача, необхідного для поважнення одного літра глинистої промивальної рідини до заданої густини.
3. Таблиця з результатами визначення.
4. Аналіз отриманих результатів.

Додаток №1 до роботи №3

Найменування	Питома вага, $\gamma \frac{\text{кг}}{\text{дм}^3}$	Обсяг, $x \text{ дм}^3$	Вага, $Q \text{ кг} (Q = \gamma x)$
Глиниста промивальна рідина	$\gamma_{\text{г.р.}}$		
Поважчувач	γ_y	x_y	$\gamma_{\text{г.р.}}$
Поважнена глиниста промивальна рідина	$\gamma_{\text{у.р.}}$		

Додаток № 2 до роботи № 3

Показники властивостей	Вихідна глиниста промивальна рідина	Поважнена промивальна рідина		Поважчувач		Примітка
		№1 $Q_y =$	№2 $Q_y =$	Назва	Питома вага	
γ						
T сек						
$\theta_1 \frac{\text{мг}}{\text{сек}^2}$						
$\theta_{10} \frac{\text{мг}}{\text{сек}^2}$						
До мм						

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 4.

Готування реагентів і вивчення їхньої класифікації

Ціль роботи

Вивчити класифікації і призначення реагентів.

Хімічна обробка промивальних рідин

Дисперсні системи седиментаційно й агрегативно нестійкі, тобто астабільні. Чим більше запас вільної поверхневої енергії на границі розподілу тверда фаза - рідина (наявність вільної поверхневої енергії пов'язано з некомпенсованістю міжмолекулярних сил зчеплення на міжфазній поверхні), тим менш стабільна система.

Седиментаційна стійкість дисперсних систем характеризується відсутністю помітного розшарування під дією сили ваги. Седиментаційна стійкість тиксотропних систем багато в чому визначається наявністю просторової внутрішньої структури.

Агрегативно-стійкою називається така дисперсна система, у якій з часом агрегати дисперсної фази не коагулюють під дією молекулярних сил. Для підвищення агрегативної стійкості дисперсні системи стабілізують водяними розчинами різних хімічних речовин. Дисперсні системи характеризуються значною сумарною поверхнею часток твердої фази, у зв'язку з чим великого значення набувають електрокінетичні явища і адсорбція. Властивості глинистих промивальних рідин залежать від тих процесів, що відбуваються на поверхні глинистих часток.

Для регулювання властивостей глинисті промивальні рідини піддають хімічній обробці, використовуючи як реагенти водяні розчини органічних і неорганічних речовин. Адсорбуючись на поверхні глинистих часток (навіть у невеликих кількостях), вони викликають різку зміну властивостей глинистої промивальної рідини. Спрямована обробка глинистої промивальної рідини не завжди можлива, внаслідок недостатньої вивченості механіка дії різних реагентів у конкретних умовах, а також труднощів визначення мінливості цих умов у свердловині, що буриться.

Для вибору реагенту треба знати можливу область його застосування - вплив на нього температури, ступеня мінералізації середовища та інших. Під впливом високих температур чи різних окисних процесів може відбуватися руйнування самого реагенту і зміна його фізико-хімічних властивостей.

Найбільше легко і просто регулювати властивості промивальних рідин для нормальних умов, тобто при відсутності мінералізації, високої температури і високих пластових тисків. При наявності цих умов регулювання властивостей промивальних рідин значно ускладнюється і дорожчає.

В даний час проблема створення промивальних рідин, стійких до дії високих температур, вирішується шляхом використання з'єднань хрому. Катіонні й аніонні з'єднання хрому, що вводяться в прісну глинисту промивальну рідину, попереджають високотемпературну коагуляцію (у звичайних умовах хромові з'єднання не впливають на властивості глинистої промивальної рідини). Однак, при сполученні дії усіх факторів (висока температура, мінералізація і пластовий тиск) проблема регулювання властивостей глинистої промивальної рідини залишається не вирішеною.

Дія агентів залежить від їхніх хімічних властивостей, будівлі молекул, молекулярної ваги, ступеня полімеризації і кількості функціональних груп, тому за основу класифікації хімічних реагентів прийняті їхні хімічні властивості.

Нижче приведені деякі можливі класифікації хімічних реагентів. Усі вони не є вичерпними і в деякій мірі носять умовний характер.

I. Класифікація по призначенню

Розрізняють дві основні групи реагентів:

а) реагенти стабілізатори (знижувачі водовіддачі, знижувачі в'язкості) служать для підвищення седиментаційної і агрегативної стійкості промивальної рідини, тобто підвищують їхню стабільність;

б) реагенти структуроутворювачі - служать для регулювання структурно-механічних властивостей промивальних рідин.

Крім того, виділяють реагенти більш вузького призначення:

в) реагенти піноутворювачі (стабілізатори піни) - служать для зменшення поверхневого натягу на міжфазній поверхні рідина - повітря і створення стійких емульсій Г/Р - аерованих промивальних рідин з густиною менше 1000 кг/м³;

г) реагенти піногасники - служать для дегазації очисних агентів;

д) реагенти-поважувачі - служать для підвищення густини промивальних рідин.

II. Класифікація по хімічному складу і будівлі молекул

1. Низькомолекулярні неорганічні з'єднання

До них відносяться: каустична сода (NaOH), кальцинована сода (Na₂CO₃) вапно Ca(OH)₂, поварена сіль (NaCl), хлористий кальцій (CaCl₂), біхромат натрію (Na₂Cr₂O₇) та інші.

Ці реагенти (які звичайно відносять до групи структуроутворювачей) можуть викликати підвищення зниження в'язкості, статичної напруги зрушення і водовіддачі в залежності від кількості реагентів, що додаються, складу і властивостей промивальних рідин і зовнішніх умов (температури, ступеня мінералізації).

В основному вони застосовуються як допоміжні реагенти при комплексній хімічній обробці промивальних рідин (для регулювання розчинності знижувачів водовіддачі і знижувачів в'язкості, регулювання електрокінетичного потенціалу глинистих часток).

2. Високомолекулярні неорганічні з'єднання

Для хімічної обробки промивальних рідин звичайно використовують конденсовані фосфати (солі поліфосфорних кислот, які одержують з фосфорної кислоти видаленням води при прожарюванні в інтервалі температур 300-1200°C). До їхнього числа відносяться піро-мета-поліфосфати.

При швидкому охолодженні одержують аморфні склоподібні форми фосфатів (помилково названі гексаметафосфатом натрію), які характеризуються відношенням Na₂O/P₂O₅. Найбільш поширені наступні фосфати:

Найменування фосфату	Na ₂ O/P ₂ O ₅
Метафосфат натрію	1,0
Тетраполіфосфат натрію	1,5
Триполіфосфат натрію	1,6-1,7

Зі збільшенням відносини $\text{Na}_2\text{O}/\text{P}_2\text{O}_5$ підвищується активність фосфатів, як знижувачів в'язкості:

метафосфат натрію < тетраполіфосфат < триполіфосфат.

3. Високомолекулярні органічні сполуки з волокнистої (ланцюгоподібною) формою макромолекули

Лінійні органічні полімери, які використовують для обробки промивальних рідин представлені:

- простими і складними ефірами целюлоза (карбоксиметілцелюлоза, сульфат целюлози);
- крохмалем;
- солями альгінових кислот (альгінат натрію);
- акриловими полімерами (гіпан, РС-2, метас) і деякими іншими з'єднаннями.

4. Високомолекулярні органічні сполуки зі змішаною і глобулярною формою макромолекул:

- солі гумінових кислот (змішаний полімер);
- солі лігносульфонових кислот - лігносульфонати (глобулярний полімер);
- окислені лігніни (глобулярний полімер) і їхні похідні.

4. Низькомолекулярні органічні сполуки з гідрофільною і органофільною частинами.

До них відносяться деякі поверхнево-активні речовини - сульфонол, НЧК, ОП-10, спирти та інші.

III. Класифікація по розчинності

1. Розчинні у воді.

Це низькомолекулярні неорганічні реагенти і багато низькомолекулярних поверхнево-активних речовин. З високомолекулярних органічних реагентів у воді розчинні - суніл, ССБ, КССБ.

2. Розчинні в лужному середовищі

Більшість високомолекулярних органічних реагентів розчинні в лужному середовищі.

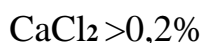
3. Розчинні у вуглеводневих рідинах. Це поверхнево-активні речовини з довгою вуглеводневою частиною молекули.

IV. Класифікація по солестійкості

Ефективність дії реагенту зберігається при змісті NaCl до

3%	10%	понад 10%
Не солестійкі	Обмежено солестійкі	Солестійкі

Не солестійкими до дії полівалентних катіонів вважаються ті реагенти, що змінюють свої властивості при змісті



Ефективність дії реагентів зберігається при температурах

до 130°C	до 160°C	понад 160°C
Не термостійкі	Обмежено термостійкі	Термостійкі

Під впливом температури прискорюється реакції функціональних груп, внаслідок чого відбувається термічна чи деструкція зшивання полімеру, що і приводить до зниження ефективності дії реагенту.

У деяких випадках погіршення якості промивальних рідин пов'язано не з необоротними змінами самих реагентів, а з адсорбцією реагентів на поверхні глинистих часток.

Тут приведені тільки деякі з існуючих класифікацій. З погляду виробничих умов, мабуть, зручніше користатися наступною класифікацією:

1. Знижувачі водовіддачі

Це лінійні полімери, що відносяться до групи П - 3.

2. Знижувачі в'язкості.

До них відносяться змішані і глобулярні полімери (гр. П-4) і неорганічні полімери (гр. П-2)

3. Поверхнево-активні речовини

Поверхнево-активні речовини можуть бути використані:

- а) як знижувачі твердості гірських порід;
- б) для гідрофобізації глинистих порід;
- в) для підвищення мастильних властивостей промивальних рідин;
- г) для підвищення термостійкості промивальних рідин;
- д) для аерування промивальних рідин;
- е) у якості емульгаторів нафти в глинистих промивальних рідинах.

4. Допоміжні реагенти

Це низькомолекулярні неорганічні з'єднання (див. гр. П-1).

Порядок виконання роботи

А. У годинник аудиторних занять:

1. Вивчити класифікації і призначення реагентів;
2. Приготувати реагенти: вуглелужний (ВЛР), з карбоксіметілцелюлози (КМЦ), із крохмалю (КР), з аморфних поліфосфатів - рецептуру уточнити з викладачем.

Б. У години поза аудиторних занять:

1. Вивчити класифікації реагентів, призначення реагентів, умови застосування реагентів, зазначених викладачем.
2. Повторити теоретичний матеріал (питання №№ 20, 29-34, 36-42, 45-48, 51, 55, 56).

Для заліку необхідно:

1. Знати класифікації реагентів у відповідності з цією інструкцією;
2. Усно відповісти на вищевказані питання.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №5.

Дослідження впливу реагентів на властивості глинистих розчинів

Ціль роботи:

Освоїти методику обробки глинистих промивальних рідин хімічними реагентами стабілізаторами - знижувачами водовіддачі і знижувачами в'язкості.

Реагенти - стабілізатори

Реагенти стабілізатори додають у глинисту промивальну рідину для того, щоб підвищити седиментаційну і агрегативну стійкість системи. До них відносяться більшість поверхнево-активних речовин, що, адсорбуючись на міжфазній поверхні, зменшують величину поверхневої енергії і тим підвищують стабільність системи. П.А.Ребіндер запропонував відносити до реагентів стабілізаторам ті поверхнево-активні речовини, що створюють на поверхні глинистих часток і в об'ємі розчину гелеподібні структури - молекулярно-адсорбційні шари, що володіють визначеними структурно-механічними властивостями (в'язкістю, пружністю, механічною міцністю). Вони змінюють стан поверхні глинистих часток, підсилюють їхню взаємодію з дисперсійним середовищем, забезпечують сольватацію часток і підвищують дзета потенціал. Стабілізуюче дія таких адсорбційних шарів може пояснюватися тим, що вони заважають глинистим часткам наближатися на відстані менше тих, на які простирається дія міжмолекулярних сил.

На думку інших дослідників до реагентів-стабілізаторів варто віднести і ті поверхнево-активні речовини, що не утворюють колоїдних структур у розчині, але створюють адсорбційні шари на поверхні глинистих часток і, знижуючи вільну поверхневу енергію, пептизують частки твердої фази і тим підвищують стабільність системи. У залежності від фізико-хімічних властивостей дисперсної фази і дисперсійного середовища і самого реагенту стабілізація систем може супроводжуватися або різким підвищенням її структурно-механічних властивостей (статичної напруги зрушення, в'язкості), або, навпаки, зниженням їх. В останньому випадку міцність структури може знижуватися у зв'язку з руйнуванням просторової сітки в результаті адсорбційного блокування глинистих часток поверхнево-активними речовинами.

Загальні вказівки – ті ж, що і при виконанні лабораторної роботи № 4.

Порядок виконання роботи

1. Визначити водофільную (У, ДО) і структурно-механічні властивості первинного глинистої промивальної рідини. При обробці глинистої промивальної рідини лінійними полімерами (КМЦ, КР, гіпан) використовувати глинисту промивальну рідину в'язкістю $T = 20-25$ сек. При обробці змішаними (ВЛР) і глобулярними полімерами (ССБ, КССБ) використовувати глинисту промивальну рідину в'язкістю $T = 60-80$ сек.

2. Додати до 1 л глинистої промивальної рідини необхідну кількість реагенту (за вказівкою викладача). Реагент попередньо повинний бути добре перемішаний.

3. Після додавання реагенту промивальну рідину треба перемішувати не менш 5-10 хв.

4. Визначити показники властивостей хімічно обробленої глинистої промивальної рідини.

5. Результати визначень записати в таблицю (див. додаток 1).

6. На підставі отриманих даних побудувати графік:

$$V \text{ см}^3 = f(Q) \quad T \text{ сек} = f(Q) \quad \theta \frac{\text{мг}}{\text{см}^2} = f(Q)$$

де Q - кількість реагенту, що додається, %.

Для побудови графіка необхідно мати не менш 3-4 вимірів.

7. При обробці знижувачами в'язкості використовувати глинисту промивальну рідину в'язкістю $T = 120$ с.

8. Отримані результати записати в таблицю (див. додаток 2).

9. По отриманим даним побудувати графіки залежності $T=f(Q)$

Зміст звіту

1. Таблиці з результатами вимірів показників властивостей глинистої промивальної рідини обробленої хімічними агентами.

2. Графіки залежності $V=f(Q)$, $T=f(Q)$, $\text{СНС}=f(Q)$

3. Висновки.

Додаток № 1 до роботи 5

Знижувачі водовіддачі

Показники властивостей	Первинна глиниста промивальна рідина	Назва реагенту	Назва реагенту	Назва реагенту
		Кількість реагенту, %	Кількість реагенту, %	Кількість реагенту, %
$V, \text{см}^3$ за 30 хв				
$K, \text{мм}$				
$\gamma, \frac{\text{г}}{\text{см}^3}$				
$T, \text{сек}$				
$\theta_1, \frac{\text{мг}}{\text{сек}^2}$				
$\theta_{10}, \frac{\text{мг}}{\text{сек}^2}$				
K_T				

Додаток № 2 до роботи 5

Знижувачі в'язкості

Показники властивостей	Первинна глиниста промивальна рідина	Назва реагенту	Назва реагенту	Назва реагенту
		Кількість реагенту, %	Кількість реагенту, %	Кількість реагенту, %
$T, \text{сек}$				
$\theta_1, \frac{\text{мг}}{\text{сек}^2}$				
$\theta_{10}, \frac{\text{мг}}{\text{сек}^2}$				
K_T				
$V, \text{см}^3$ за 30 хв				

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 6.

Виготовлення і дослідження властивостей промивальних рідин спеціального призначення

Ціль роботи:

Освоїти методику виготовлення і провести дослідження інгібуючих промивальних рідин.

Інгібуючі промивальні рідини

Застосування інгібуючих промивальних рідин пов'язано з бурінням могутніх відкладень, представлених не стійкими глинами, що легко набухають і розмокають, і самодиспергуючими глинистими сланцями. Складність буріння свердловин у цих умовах характеризується різким ростом в'язкості і статичної напруги зрушення глинистої промивальної рідини, осипами й обвалами глин, затушуванням і схоплюванням інструмента при підйомі. Обробка глинистої промивальної рідини різними хімічними реагентами в даних умовах малоефективна. Виникає необхідність у застосуванні таких промивальних рідин, що зможуть забезпечити тривалу стійкість стінок свердловини і стабільність структурно-механічних властивостей при простоті їхнього регулювання в процесі буріння.

Інгібуючі промивальні рідини володіють наступними відмітними ознаками:

- 1) підвищують стійкість глинистих порід, що складають стінки свердловини;
- 2) попереджають диспергування і перехід до складу промивальних рідин вибурених глинистих порід.

Здатність підвищувати стійкість глинистих порід заснована на заміщенні в обмінному комплексі глини одновалентних іонів полівалентними, що вводяться в рідину як інгібітори, на хемосорбції полівалентних катіонів і їхній дії, що коагулює. Інгібітор походить від латинського зупиняю, стримую. Агрегація глинистих часток у розчині обмежується відповідними хімічними реагентами.

Як інгібітори використовують різні неорганічні з'єднання - гіпс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), вапно ($\text{Ca}(\text{OH})_2$), хлористий кальцій (CaCl_2), рідке скло ($\text{Na}_2\text{O} \cdot n \cdot \text{H}_2\text{O}$), гідроокис, барію $[\text{Ba}(\text{OH})_2]$, ацетат кальцію $[(\text{CH}_3\text{COO})_2\text{Ca}]$ (при інгібуванні ацетатом кальцію зберігається низька в'язкість і СНС і попереджається високотемпературне загущення).

Хлоркальцієві (висококальцієві) промивальні рідини

Інгібуюча дія вапна і гіпсу полягає в тім, що стримується диспергування глинистих часток, але цього недостатньо для збереження стійкості стінок свердловини. Хлористий кальцій ефективно підвищує стійкість стінок свердловини, що пояснюється високою концентрацією вільних катіонів Ca^{2+} (на відміну від інших інгібіторів розчинність хлористого кальцію у воді дуже велика і досягає 40% – 60%); розчинність гіпсу і вапна не перевищує 0,2%. Хімічна основа дії, що кріпить, хлоркальцієвих глинистих промивальних рідин визначається здатністю іонів Ca^{2+} вступати у взаємодію з глинистими породами, у результаті чого підвищується зв'язаність глинистих часток, знижується набрякання глинистих порід і їхнє диспергування.

Іони Ca^{2+} притягаються негативно зарядженими ділянками глинистої частки, концентрація позитивних зарядів у "іономоноблочі" зростає. Адсорбція Ca^{2+} у

кількості перевищуючому поріг коагуляції викликає руйнування дифузійного шару, надлишковий заряд глинистої частки зменшується до нуля. Позбавлені електричного захисту, частки притягаються друг до друга і відбувається злипання і агрегування часток. Іони Ca^{2+} є в даному випадку інстабілізуючим фактором. Різка зміна структурно-агрегативного стану глини викликає збільшення її механічної міцності і тим більше, чим більше концентрація катіонів. При взаємодії іонів Ca^{2+} із глинистими частками має значення не тільки кількість адсорбованих іонів, але також і швидкість адсорбції. Чим швидше адсорбуються іони Ca^{2+} тим скоріше настає коагуляційне зміцнення глини. Швидкість адсорбції зростає при підвищених значеннях рН, але величина рН не впливає на кількість адсорбованих іонів.

За даними деяких дослідників для забезпечення дії, що кріпить, хлоркальцієвих глинистих промивальних рідин необхідно підтримувати концентрацію 3500-5000 мг/л іонів Ca^{+2} . Мінімальна концентрація іонів Ca^{2+} , що забезпечує деяке підвищення стійкості глинистих порід, дорівнює 350-400 мг/л. Іони кальцію адсорбуються на стінках свердловини і на глинистих частках промивальної рідини, випадають в осадок при взаємодії з деякими реагентами, фільтруються у водопроникні шари, тому концентрація їх постійно змінюється і для збереження зміцнюючої дії промивальної рідини необхідно періодично вводити у рідину нові порції CaCl_2 . Висока концентрація іонів кальцію в промивальній рідині викликає утруднення в регулюванні властивостей самої глинистої промивальної рідини. Для регулювання властивостей хлоркальцієвої промивальної рідини потрібні хімічні реагенти, що не випадають в осадок при взаємодії з іонами Ca^{+2} (ВЛР, КМЦ, крохмаль, гіпан, нітролігнін не утворюють із CaCl_2 нерозчинні солі) і досить ефективно протидіють коагуляції, викликаємої ними.

Силікатні промивальні рідини

Силікатні розчини рекомендовані для підвищення стійкості стінок свердловини, складених аргілітами (глинистими сланцями), що обсипаються.

В даний час відомі і пройшли випробування наступні типи силікатних промивальних рідин: силікатно-глинисті, силікатно-сольові глинисті, силікатно-сольові безглинисті і силікатно безглинисті.

Силікатно-глинисті промивальні рідини

Силікатно-глинисті промивальні рідини готують зі звичайних глинистих промивальних рідин шляхом додавання содового рідкого скла (водяний розчин розчинного скла, головним чином, натрієвого різної модульності і концентрації), реагентів знижувачів водовіддачі (КМЦ) знижувачів в'язкості (згодом силікатні глинисті промивальні рідини гуснуть). У якості останніх можна використовувати поліфосфати, нітролігнін, суніл, ПФЛХ і інші. Рідке скло обумовлює зміцнюючу дію промивальної рідини (зміцнююча дія зростає зі збільшенням модульності, тобто відношення $\text{SiO}_2/\text{Na}_2\text{O}$). Концентрацію SiO_2 можна підвищити за рахунок загальної концентрації рідкого скла. КМЦ - забезпечує стабільність промивальної рідини. Рідке скло додається в кількості 0,5-1,0% (у перерахуванні на суху речовину) від обсягу глинистої промивальної рідини, що циркулює в свердловині. У процесі буріння вміст рідкого скла падає, тому що воно адсорбується стінками свердловини і частками вибуреної породи. Додатковою обробкою варто підтримувати його концентрацію в межах 50-100 г/л.

Силікатно-сольові глинисті промивальні рідини

Відрізняються від силікатно-глинистих промивальних рідин високим вмістом NaCl (близько 20%) і КМЦ. Введення в промивальну рідину повареної солі сприяє зниженню в'язкості і підвищенню інгібіючого ефекту.

Силікатно-сольові безглинисті промивальні рідини

Силікатно-сольові безглинисті промивальні рідини готують із суміші водяного розчину рідкого скла з модулем 2 і солі NaCl. Невелика кількість твердої фази переходить у такі розчини в процесі буріння. При необхідності в рідку фазу може бути введена невелика кількість висококолоїдальної глини. Зразковий склад розчину, % (по вазі): рідке скло (модуль 2, концентрація 45-50%) - 70-75, сіль (NaCl) - 2-3, бентоніт - 1-2, вода - 23-25.

Силікатно-безглинисті (силікатні і силікатно-гумінові) промивальні рідини

Основними компонентами безглинистих промивальних рідин є натрієве содове рідке скло і вода. При бурінні по глинистих породах промивальна рідина збагачується глинистими частками, що сприяє поліпшенню його структурно-механічних властивостей. При необхідності застосовують стабілізуючий агента - вуглелужний реагент. Відповідно до рецептури, запропонованою кафедрою ТРРКК Національної гірничої академії України, склад цих розчинів може бути наступним, % (об'ємних):

1. води - 80, содового рідкого скла - 20;
2. води - 80, комбінованого реагенту - 20.

До складу комбінованого реагенту входять рідке скло й вуглелужний реагент у різних співвідношеннях, наприклад, содового рідкого скла - 16% ВЛР - 4%; содового рідкого скла - 5% і ВЛР - 15% і т.ін.

До достоїнств силікатних і силікатно-гумінових промивальних рідин варто віднести наступне:

- а) у безглинистій промивальній рідині не відбуваються розмокання і розбухання глин і глинистих порід;
- б) в'язкість безглинистої промивальної рідини не перевищує 16-17сек;
- в) мала густина промивальної рідини (1040-1060) зменшує імовірність його поглинання;
- г) на відміну від чистої води безглинистий розчин не фільтрується через пористі піщаники й інші породи;
- д) при відсутності поглинань безглиниста промивальна рідина може бути використана при бурінні по легкорозмокаючим мергелях і піскам, а також по слабостійким сланцях.

Порядок виконання роботи

Частина 1.

1. Приготувати глинисту промивальну рідину (T=30 сек) і визначити його структурно-механічні (СНС, K_T, Y,) і водофільтруючі властивості (B, K);

2. На основі даної глинистої промивальної рідини приготувати хлоркальцієву промивальну рідину по одній з рецептур, зазначених у даній інструкції, і визначити ті ж показники властивостей. Результати визначення записати в таблицю (див. додаток 4);

3. Визначити процентний вміст іона Ca²⁺ у фільтраті наближеним методом.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №7.

Визначення поверхневого натягу водяних розчинів поверхнево-активної речовини на границі рідина - повітря сталагмометричним методом

Ціль роботи:

1. Освоїти сталагмометричний метод визначення поверхневого натягу.
2. Визначити зміну поверхневого натягу водяного розчину поверхнево-активної речовини в залежності від концентрації останнього.

Поверхневий натяг це сила, що діє на одиницю довжини контуру границі розділу і зумовлює скорочення поверхні рідини до мінімальної (у заданих умовах). Розмірність цієї величини - Н/м. Поверхневий натяг є наслідком існування внутрішнього тиску, у зв'язку з чим виникає сила, що втягує молекули в усередину рідини і спрямована перпендикулярно поверхні. Чим сильніше молекулярна взаємодія, тим більше поверхневий натяг. Внутрішній тиск води складає 1480 МПа, бензолу - 380 МПа. Величезні значення внутрішнього тиску пояснюють, чому рідини мало стисливі під дією тисків, що звичайно мають місце на практиці.

Для збільшення поверхні рідини необхідно затратити роботу, зв'язану з подоланням сил, що обумовлюють внутрішній тиск. Робота, необхідна для створення 1 см² поверхні, дорівнює питомій вільній енергії поверхні. Розмірність її МДж/м² чи Н/м і позначається буквою (σ). Для визначення поверхневого натягу на границі рідина - газ існують різні методи: статичні (при нерухомих чи поверхнях розділу, що повільно утворюються) і динамічні (при поверхнях розділу, що рухаються і безупинно обновляються). Динамічні методи практично не застосовуються через свою складність, крім того, вони не можуть бути застосовані в присутності поверхнево-активних речовин, тому що час утворення адсорбційних шарів часто значний, і тоді поверхневий натяг, обмірюваний за малий час, не буде відповідати дійсному значенню поверхневого натягу. До числа статичних методів відноситься метод краплі, що відривається, названий сталагмометричним. Він недостатньо точний, але придатний для визначення водного поверхневого натягу.

Сталагмометр (від грецького слова крапля і вимірюю) це капілярна піпетка, нижня частина якої є капілярною трубкою. Поверхневий натяг вимірюють по числу крапель, що утворюються при досить повільному витіканні постійного обсягу рідини. При випусканні рідини зі сталагмометра на його кінці утвориться крапля, тому що витіканню безупинним струменем протидіє поверхнева плівка, що створюється на границі між рідиною і повітрям. Ця плівка і стягає рідину в краплю. Безупинно прибуваюча зі сталагмометра рідина збільшує розмір краплі доти, поки вага її не перевищить на нескінченно малу величину сили поверхневого натягу краплі рідини і тільки тоді крапля відірветься. Якщо відомо Q стандартної рідини (звичайно, води чи бензолу при 20°C), то Q досліджуваної рідини дорівнює

$$\sigma = \sigma_0 \frac{Vd}{V_0 d_0}$$

де d , V і $d_0 V_0$ – відповідно питомі ваги й об'єм крапель досліджуваної і

Значення σ для води (у температурному інтервалі від 0° до 80°) стосовно вологого повітря

t ($^\circ\text{C}$)	$\sigma_{\text{в}} \frac{\text{дин}}{\text{см}}$	t ($^\circ\text{C}$)	$\sigma_{\text{в}} \frac{\text{дин}}{\text{см}}$
0	75,49	32	70,74
5	74,75	34	70,44
10	74,01	36	70,14
12	73,70	38	69,85
14	73,41	40	69,54
16	73,11	45	68,6
18	72,82	50	67,8
20	72,53	55	66,9
21	72,37	60	66,0
22	72,22	65	65,1
23	72,08	70	64,2
24	71,93	75	63,3
25	71,78	80	62,3
26	71,63		
28	71,33		
30	71,03		

Короткий фізико-технічний довідник, т.1, Математика, фізика. - М., Фіз-матгіз, 1960, (табл. 2-556 стор. 332).

Ізотерма водяного розчину поверхнево-активної речовини (залежність поверхневого натягу на границі рідина-повітря від концентрації поверхнево-активної речовини в розчині).

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА №8.

Готування і дослідження властивостей емульсій

Ціль роботи:

Освоєння методів готування і дослідження властивостей бурових емульсійних промивальних рідин.

Емульсії

Емульсії являють собою дисперсні системи, що складаються з двох рідких фаз, з яких одна поширена в іншій у виді ізольованих друг від друга крапельок. Однією з умов існування емульсій є нерозчинність чи слабка розчинність однієї рідини в іншій. Як усі дисперсні системи, емульсії агрегативно і седиментаційно не стійкі. Седиментаційна стійкість емульсій тим більше, ніж ближче щільності обох фаз.

Для двох рідин теоретично можливо, існування двох видів емульсій, тобто кожна з двох рідин може бути дисперсною фазою чи дисперсійним середовищем. Теоретично можливо також одержання емульсій будь-якої концентрації, причому кожна з двох рідин може відігравати роль тієї чи іншої фази. Серед емульсій можна виділяти дві групи: звичайні (агрегативно не стійкі) і критичні - мимовільно утворюються. Критичні емульсії відносяться до термодинамічно стійких рівноважних систем, що існують у дуже вузькому інтервалі температур дуже близьких до критичної температури змішання (тобто при температурах, при яких досягається взаємна змішуваність компонентів, обмежено розчинних один в одному при більш високих чи при більш низьких температурах). У цьому інтервалі температур обидві фази стають тотожними і рідина однорідна. Поверхневий натяг на міжфазній поверхні стає настільки малим, що теплового руху молекул досить для мимовільного диспергування однієї рідини в іншій. У результаті утвориться найтонша емульсія, у якій прагнення окремих крапельок до коалесценції врівноважується прагненням обох рідин рівномірно розподілятися в об'ємі (наприклад, критична температура системи вода - анілін - 167°. Склад рівноважних шарів: 51,4% води і 48,6% - аніліну).

Звичайні (ліофобні) емульсії

Звичайні емульсії можна класифікувати:

1. По складу дисперсної фази і дисперсійного середовища;
2. По концентрації дисперсної фази.

Відповідно до першої класифікації виділяють два види емульсії:

1 .а - прямі:

емульсії неполярної рідини в полярної - (М/В), наприклад, емульсія олії у воді.

1.б - зворотні

емульсії полярної рідини в неполярної - (В/М), наприклад, емульсія води в олії.

У відповідності з другою класифікацією виділяють наступні види емульсій:

- 2 .а - розведені, відомі тільки для систем (М/В);
- 2.б - концентровані;
- 2.в - висококонцентровані (желатиновані).

Емульсії, що відносяться до груп 2б і 2в, можуть бути як прямими, так і

зворотними (тобто утворювати емульсії типу М/В и В/М). До розведених емульсій відносять не просто емульсії з малою концентрацією дисперсної фази, отримані при розведенні концентрованих емульсій, а системи, що володіють цілим рядом особливих властивостей.

Розведені емульсії містять не більш 0,1% дисперсної фази. Вони відносяться до високодисперсних систем, з діаметром крапельок біля 10^{-5} -см, тобто близьким до розміру колоїдних часток. Розведені емульсії утворюються звичайно без введення в систему спеціальних емульгаторів.

Агрегативної стійкості таких емульсій сприяє надзвичайно мала концентрація дисперсної фази, що обумовлює рідкі зіткнення крапельок і наявність електричного заряду на крапельках дисперсної фази, що виникає в результаті адсорбції іонів неорганічних електролітів чи гідроксильних і водневих іонів, що є присутніми у воді в результаті іонізації її молекул.

Концентровані емульсії відносяться до мікрогетерогенних систем, які одержують методом диспергування, тому розмір їхніх крапельок відносно великий і коливається в середньому від 0,1 до 1,0 мк. Концентровані емульсії легко седиментують, причому тем легше, чим більше різниця між густинами фаз. Якщо дисперсна фаза має меншу густину, чим дисперсійне середовище, то спостерігається зворотна седиментація, тобто спливання крапельок і їхня коалесценція.

Концентровані емульсії містять до 74% дисперсної фази. Цю концентрацію вважають максимальною, тому що для монодисперсних емульсій вона відповідає максимально можливому об'ємному змісту не деформованих крапельок дисперсної фази (незалежно від їхнього розміру).

Для полідисперсних емульсій ця межа є умовною, тому що між великими крапельками можуть розміщатися крапельки різних розмірів.

Висококонцентровані емульсії (желатиновані) містять більш 74% дисперсної фази. Унаслідок великої концентрації крапельки сильно деформовані і мають форму багатогранників (поліедрів), розділених тонкими прошарками дисперсійного середовища. При щільному упакуванні, крапельки нездатні до седиментації і мають механічні властивості, близькі до властивостей гелю (тому висококонцентровані емульсії й одержали назву желатиновані).

При змісті дисперсної фази не набагато більше 74% емульсії ще зберігають рухливість; емульсії, що містять 95% вуглеводнів, мають властивості гелю (їх можна різати ножом). Концентровані і висококонцентровані емульсії можуть існувати тільки при наявності емульгатора.

Агрегативна стійкість емульсій. Емульгатори.

Емульсії, як і всі колоїдні і мікрогетерогенні системи, агрегативно хитливі через надлишок поверхневої енергії на границі розділу фаз.

Агрегативна нестійкість емульсій виявляється в мимовільному злитті крапельок (коалесценція), у результаті чого може відбутися повне руйнування емульсії - розшаровування на дві фази.

Агрегативну стійкість емульсій можна характеризувати швидкістю розшаровування емульсії, що визначається в такий спосіб: у циліндр наливають емульсію і через визначений час (що протік з моменту готування емульсії) відзначають об'єм (висоту стовпа) дисперсійного середовища, що

відшарувалося, (чи дисперсної фази). Відкладаючи отримані значення (V чи h) на осі ординат, а час (t) на осі абсцис одержують кінетичну криву, що характеризує стійкість емульсій. Для одержання стійких концентрованих емульсій типу М/В чи В/М необхідна присутність третьої речовини, що називається емульгатором (стабілізатор емульсій).

Процес готування стійких емульсій називається емульгуванням і складається з власне диспергування (тобто утворення крапельок дисперсної фази в дисперсійному середовищі) і стабілізації крапельок у результаті адсорбції на їх поверхні емульгатору.

Дія емульгаторів полягає в наступному:

1) вони знижують поверхневий натяг на границі двох рідин у результаті адсорбції на міжфазній поверхні;

2) утворюють захисну плівку з підвищеною структурною в'язкістю і пружністю на поверхні крапельок і тим перешкоджають їхньому злиттю, забезпечуючи стійкість системи.

Емульгаторами є багато розчинних поверхнево-активних речовин (іоногенні і неіоногенні), високомолекулярні з'єднання і нерозчинні "тверді" емульгатори. Стабілізація емульсій органічними електролітами неможлива через слабку їхню адсорбцію на міжфазній поверхні. Емульгуюча дія, як іоногенних так і неіоногенних поверхнево-активних речовин, тим ефективніша, чим краще збалансовані полярні і неполярні частини молекули з обома фазами емульсії. Це значить, що дифільна молекула гарного емульгатора повинна мати приблизно однакову хімічну спорідненість до обох середовищ. Тоді молекула емульгатора буде приблизно рівною мірою розчинятися як в одній, так і в іншій фазі і знаходитися на міжфазній поверхні.

Природа емульгатора визначає не тільки стійкість емульсій, але і тип емульсій: гідрофільні емульгатори, тобто які краще розчиняються у воді, чим у вуглеводнях, сприяють утворенню емульсій типу М/В, а гідрофобні (олеофільні) емульгатори, краще розчинні у вуглеводнях - емульсії типу В/М. Це пояснюється тим, що емульгатор буде перешкоджати коалесценції крапельок тільки тоді, коли він знаходиться з зовнішньої сторони крапельки (тобто краще розчиняється в дисперсійному середовищі).

"Твердими" емульгаторами можуть служити високодисперсні тверді порошки, здатні вибірково змочуватися як полярними, так і неполярними рідинами, що утворюють емульсію. До них відносяться глини, гіпс, гідрат окису заліза, охра та інші. При струшуванні емульсії в присутності "твердого" емульгатора його часточки прилипають до міжфазної поверхні, причому велика частина емульгатору буде знаходитися в тій рідині, що його краще змочує. На крапельках утвориться "броя", що запобігає їхньому злипанню. Якщо "твердий" емульгатор краще змочується водою (наприклад, каолін) то така броя виникає з боку водної фази й утвориться емульсія типу М/В. Якщо "твердий" емульгатор краще змочується вуглеводневою рідиною (наприклад, сажа), то така броя виникає з боку вуглеводневої рідини й утвориться система В/М.

У випадках 1а і 2б утворяться стійкі емульсії відповідно типу М/В і В/М. У випадках 1б і 2а утворення емульсії неможливо.

Стійкість емульсії визначається виникненням на частках твердого емульгатора подвійного електричного шару чи наявністю досить товстої

сольватної оболонки. П.А.Ребіндер указував на те, що при емульгуванні завжди утворюються два типи емульсій (М/В і В/М) але "виживає" той тип емульсій, що відповідає природі емульгатора. На результати емульгування впливає не тільки природа застосовуваного емульгатора і рід механічного впливу (сильне перемішування, струшування, вібрація), але й інші умови - температура, співвідношення фаз і ін. Для диспергування використовують спеціальні емульгатори, мішалки, колоїдні млини. Останнім часом широко застосовується ультразвук. При всіх інших рівних умовах більш стійкою виходить та емульсія, у якій подрібнена рідина має менший об'єм.

Звертання фаз емульсій

Для емульсій характерне явище так названого звертання фаз. Воно полягає в наступному: якщо в емульсію одного типу (наприклад М/В) ввести при сильному перемішуванні поверхнево-активну речовину, що стабілізує систему протилежного типу (В/М), то первісна емульсія може звертатися, тобто дисперсна фаза стає дисперсійним середовищем, а дисперсійне середовище - дисперсною фазою. Наприклад, емульсія типу М/В, стабілізована олеатом натрію, може бути перетворена в емульсію типу В/М, шляхом введення в систему олеату кальцію. Таке ж явище буде спостерігатися при введенні в емульсію речовин, здатних змінювати природу емульгатора (наприклад, при введенні хлористого кальцію в систему, стабілізовану олеатом натрію). Звертання емульсії може відбуватися і при тривалому механічному впливі.

Зміст роботи

1. Приготувати емульсії прямого (М/В) і зворотного (В/М) типів. Для готування використовувати воду, легку чи нафту чи таллову олію.

2. Визначити тип отриманої емульсії. При цьому можна керуватися наступним правилом: при додаванні рідини, що є в емульсії дисперсійним середовищем, вона змішується без утворення другої фази. Якщо дана рідина не змішується з емульсією, то вона є дисперсійним середовищем.

3. Приготувати пряму емульсію складу: вода - 89,5%, нафта - 9,9%, емульгатор - 1% (пентол, ксилан, сульфонат, олеат натрію) і визначити її властивості (γ , T, V, СНС);

4. Приготувати зворотну емульсію складу: вода - 69,3%, нафта - 29,7%, емульгатор - 0,5% (моноолеїновий ефір, триетаноламін) і визначити її властивості (γ , T, U, СНС).

Зміст звіту

1. Склад (об'ємний) приготовлених прямої і зворотної емульсій;
2. Результати визначення типу емульсій;
3. Таблицю з результатами визначення структурно-механічних і водофільтруючих властивостей приготовлених емульсій (див. додаток).

Додаток до роботи № 8

Тип емульсій	Склад	Показники властивостей					Примітка
		$\gamma, \frac{\text{Г}}{\text{см}^3}$	T, сек	$\theta_1, \frac{\text{МГ}}{\text{сек}^2}$	B, см ³ за 30 хв.	K, мм	
Пряма	Вода – 89,5 % Нафта – 9,9 % Емульгатор – 1,0 %						
Оборотна	Вода – 69,3 % Нафта – 9,9 % Емульгатор – 1,0 %						

ЛІТЕРАТУРА

1. Довідник з нафтогазової справи / За ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
2. Мислюк М.А. Буріння свердловин. Довідник: у 5 т. Т. 2: Промивання свердловин. Відробка доліт / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 298 с.
3. Дудля М.А. Промивальні рідини в бурінні / М.А. Дудля. Підручник : 3-тє вид., доп. – Дніпропетровськ : Національний гірничий університет, 2011. - 542 с.
4. Прямá й зворотна схеми очищення при бурінні свердловин: Монографія / Давиденко О.М, Ігнатов А.О. // Держ. вищ. навч. закл. «Нац. гірн. ун-т». – Д. : ДВНЗ «НГУ», 2012. - 101с.
5. Судаков А. К. , Дзюбик А. Р., Кузін Ю. Л., Назар І. Б., Судакова Д. А. Ізоляція поглинаючих горизонтів бурових свердловин термопластичними матеріалами. Монографія. –Дрогобич.: «Просвіт», 2019. 182 с.
6. Горський В.Ф. Тампонажні матеріали і розчини / Горський В.Ф. – Чернівці: 2006. –524 с.
7. Коцкулич Я. С. Бурові промивні рідини [Текст] : підручник / Я.С. Коцкулич, М.І. Оринчак, М.М. Оринчак. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ Факел, 2008. – 500 с