

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ОДЕСЬКІЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ І. І. МЕЧНИКОВА
ФАКУЛЬТЕТ ХІМІЇ ТА ФАРМАЦІЇ

А. Ф. Тимчук

КОЛОЇДНА ХІМІЯ НАФТИ ТА НАФТОПРОДУКТІВ

Методичний посібник

до дисципліни вільного вибору студентів 4 курсу першого рівня
освіти спеціальності 102 Хімія, 014 Середня освіта (Хімія)



Видавничий дім
«Гельветика»
2021

УДК 544.77

T41

Рекомендовано до друку Вченою радою факультету хімії
та фармації ОНУ імені І. І. Мечникова
(протокол № 10 від 11.05.2021 р.)

Рецензенти:

Менчук В. В., кандидат хімічних наук, професор кафедри фізичної та колоїдної хімії Одеського національного університету імені І. І. Мечникова;

Пушкаръов Ю. М., кандидат технічних наук, доцент кафедри органічних та фармацевтичних технологій Одеського національного політехнічного університету

Тимчук А. Ф.

T41 Колоїдна хімія нафти та нафтопродуктів : методичний посібник до дисципліни вільного вибору студентів 4 курсу першого рівня освіти спеціальності 102 Хімія, 014 Середня освіта (Хімія) / А. Ф. Тимчук. – Одеса : Видавничий дім «Гельветика», 2021. – 69 с.

Посібник складено відповідно з програмою дисципліни вільного вибору «Колоїдна хімія нафти та нафтопродуктів» для студентів 4 курсу спеціальності 102 Хімія, 014 Середня освіта (Хімія). Дисципліна включає курс лекцій та лабораторний практикум. У відповідності з розділами лекційного курсу, методичний посібник містить теоретичні уявлення, п'ять розширених лабораторних методик для визначення колоїдно-хімічних властивостей нафтових дисперсних систем; програму курсу, питання для самостійного контролю та зразки тестів.

УДК 544.77

© А. Ф. Тимчук, 2021

© Одеський національний університет імені І. І. Мечникова, 2021

ЗМІСТ

ВСТУП	4
Програма навчальної дисципліни	6
РОЗДІЛ 1.	
ОСНОВНІ ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ	8
1.1 Показники, що потребують обов'язкового визначення при дослідженні нафтопродуктів.....	8
1.2 Елементний і фракційний склад нафти.....	12
Лабораторна робота № 1. Визначення колоїдно-хімічних характеристик нафти і нафтопродуктів.....	21
РОЗДІЛ 2.	
НАФТОВІ ДИСПЕРСНІ СИСТЕМИ (НДС)	35
2.1. Основні компоненти і домішки НДС.....	35
Лабораторна робота № 2. Вивчення колоїдно-хімічних властивостей нафтових дисперсних систем.....	39
Лабораторна робота № 3. Визначення ефективності деемульгаторів нафтових емульсій	47
Лабораторна робота № 4. Вивчення стійкості нафтових дисперсних систем різних типів.....	49
Лабораторна робота № 5. Одержання робочих систем, що використовуються при добуванні нафти, та вивчення їх властивостей.....	52
Питання для самоконтролю	61
Зразки тестових завдань	63
Список використаної літератури	68

ВСТУП

Курс колоїдної хімії нафти та нафтопродуктів вивчається в межах дисципліни вільного вибору. В методичному виданні представлена програма курсу, розглянуто теоретичний та практичний аспекти предмету. Відповідно програмі лекційного курсу, розглянуто питання стосовно колоїдно-хімічних властивостей нафтових дисперсних систем, їх складу, методів отримання та руйнування. Ці питання є важливим етапом дослідження систем з аполярним дисперсійним середовищем для підвищення ефективності видобутку, транспортування та переробки нафти. Представлені розділи надають більш глибоке уявлення щодо властивостей нафтових систем, допомагають поглибленому вивченню курсу. В цілому курс колоїдної хімії нафти та нафтопродуктів відіграє велике значення у підготовці майбутніх спеціалістів хіміків.

Метою курсу є вивчення колоїдно-хімічних аспектів видобутку, транспортування, переробки нафти та використання нафтопродуктів; вивчення об'ємних, поверхневих та реологічних властивостей нафтових дисперсних систем.

Завданням курсу є сформувати у студентів сучасні уявлення про утворення, класифікацію, методи дослідження та використання дисперсних систем з аполярним середовищем; поглибити знання щодо їх колоїдно-хімічних властивостей, які відіграють значну роль при видобутку та використанні нафти, а саме: стабільність емульсій, змочування в нерівноважних умовах, утворення адсорбційних шарів та плівок нафти, реологічні властивості нафтових дисперсних систем. Надати знання, потрібні для здійснення обґрунтованого підходу до рішення питань, пов'язаних з вивченням властивостей і використанням продуктів нафтохімічного синтезу та природних дисперсних систем з аполярним дисперсійним середовищем.

У результаті вивчення даного курсу студент повинен знати:

- Принципи класифікації нафтових дисперсних систем, умови їх утворення;
- Сучасні методи дослідження нафтових дисперсних систем та області їх застосування;
- Реологічні, адсорбційні, оптичні властивості нафтових дисперсних систем;
- Принципові можливості методів дослідження дисципліни для розв'язання конкретних проблем нафтопереробної, хімічної та нафтохімічної промисловості;

вміти:

- На підставі отриманих знань з реології нафтових дисперсних систем оцінювати температурні межі застосування нафтопродуктів;
- Розкривати механізм дії нафтопродуктів в реальних умовах на підставі вивчення їх колоїдно-хімічних властивостей;
- Використовувати до реальних систем та нерівноважних умов теоретичні уявлення щодо змочування твердих поверхонь аполярними рідинами;
- Користуватися сучасною інформацією (Інтернет ресурси, довідники) та класичними уявленнями колоїдної хімії для оцінки властивостей нафтопродуктів, сучасного стану розвитку галузі нафтохімії та нафтопереробки.

Програма навчальної дисципліни

Модуль 1. Змістовий модуль 1. Тема 1. Предмет і завдання колоїдної хімії нафти та нафтопродуктів. Основні етапи розвитку. Основні поняття, які використовуються у даному предметі. Сили, що діють у нафтових дисперсних системах. Полярні та аполярні речовини. Проблеми, які вирішує колоїдна хімія нафти та нафтопродуктів.

Тема 2 . Нафта як дисперсна система. Компонентний склад нафти. Характеристика основних компонентів нафти. Співвідношення між дисперсною фазою та дисперсійним середовищем. Джерела дисперсних часток у нафті. Нафтові дисперсні системи, класифікація та методи отримання. Вплив температури на асоціацію молекул у нафті та нафтопродуктах.

Тема 3. Колоїдно-хімічний аспект інтенсифікації видобутку нафти. Змочування, краєвий кут та теплота змочування (диференційна та інтегральна). Гістерезис змочування. Змочування в рівноважних та нерівноважних умовах.

Реологічні властивості нафтових дисперсних систем. Структуроутворення в дисперсних системах. Типи дисперсних структур. Природа контактів між елементами структури, міцність дисперсної структури. Утворення конденсаційних структур при виділенні та зростанні частинок нової фази. Рівняння Ейнштейна; причини аномалії густини дисперсних систем, ефективна густина. Типи реологічних кривих течії нафтових дисперсних систем. Фізико-хімічна механіка процесів деформації та порушення твердих тіл. Адсорбційний вплив середовища на механічні властивості систем.

Тема 4. Колоїдно-хімічний аспект первинної обробки та транспортування нафти. Поверхневий натяг на межі розподілу рідина-рідина та рідина – тверде тіло, питома поверхня. Властивості нафтових емульсій. Відмінності оборотних

емульсій. Стійкість емульсій. Емульгатори та деемульгатори. Методи руйнування нафтових емульсій.

Тема 5. Колоїдно-хімічний аспект переробки нафти та виготовлення нафтопродуктів. Нафтопереробка за паливним, паливно-масляним, нафтохімічним варіантами. Процеси нафтопереробки як колоїдно-хімічні процеси: деасфальтізація, депарафінізація, адсорбційна очистка, розділення, компаундування. Характеристика процесів, вплив різних факторів на умови їх протікання.

Тема 6. Дисперсні нафтопродукти. Загальна характеристика дисперсних нафтопродуктів та їх колоїдно-хімічні властивості. В'язкість мастил, класифікація, вплив температури та домішок на реологічні властивості мастил. Присадки до мастил. Механізм дії присадок: миюча дія, солубілізація, асоціація поверхнево-активних речовин у маслах. Міцелоутворення поверхнево-активних речовин в органічній фазі. Адсорбція ПАР на межі розподілу фаз рідина-рідина. Синергізм та антагонізм дії декількох присадок. Мاستильна дія. Пластичні мастила та паливно-охолоджуючі емульсії як дисперсні системи. Колоїдно-хімічна характеристика їх, властивості, використання.

РОЗДІЛ 1.

ОСНОВНІ ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ

Нафта це природна суміш вуглеводнів зі сполуками, що містять сірку, нітроген та кисень. За зовнішнім виглядом нафта являє собою маслянисту рідину, найчастіше бурого кольору, зустрічаються нафти, що мають більш світлі відтінки коричневого кольору. В'язкість нафти різна і залежить від її складу та глибини залягання. Нафта практично не містить хімічно активних речовин типу кетонів, спиртів і подібних сполук, хоча в деяких випадках має кислотний характер через вміст кислот. Супутніми компонентами нафти є газ і вода у вигляді розчинів кислот, основ, солей.

Дослідження властивостей нафти і нафтопродуктів важливе з теоретичної та практичної точки зору, оскільки дозволяє обрати раціональний шлях їх використання; намітити екологічні шляхи розробки нафтових родовищ, добування, транспортування і переробки нафти.

1.1 ПОКАЗНИКИ, ЩО ПОТРЕБУЮТЬ ОБОВ'ЯЗКОВОГО ВИЗНАЧЕННЯ ПРИ ДОСЛІДЖЕННІ НАФТОПРОДУКТІВ

У практиці нафтопереробки прийнято мати справу з величинами відносної густини. Густина - безрозмірна величина, що дорівнює відношенню маси нафтопродукту при температурі визначення до маси чистої води при 4°C, взятої у тому ж об'ємі. Існує поняття питома вага: відношення ваги нафтопродукту при температурі визначення до ваги чистої води при 4°C у тому ж об'ємі. При одній і тій же температурі густина і питома вага чисельно рівні, оскільки вага речовини пропорційна її масі.

У ряді країн прийнято визначати густина ρ і питому вагу d при 20°C. Оскільки залежність густини нафтопродуктів від

температури має лінійний характер, знаючи густину при температурі ρ_4^t , можна знайти ρ_4^{20} за формулою:

$$\rho_4^{20} = \rho_4^t + \gamma(t - 20) \quad (1)$$

де γ – температурна поправка до густини на 1 град, знаходять за таблицями або розраховують за формулою:

$$\gamma = (18,310 - 13,233 \rho_4^{20}) \times 10^{-4} \quad (2)$$

Густина нафти в середньому коливається від 0,80 до 0,90 г/см³. Високов'язкі смолисті нафти мають густину, близьку до одиниці. На величину густини нафти істотно впливає наявність розчинених газів, фракційний склад нафти і кількість смолистих речовин. Чим більше глибина залягання пласта, тим меншу густину має нафта. Густина вузьких фракцій нафти залежить від хімічного складу. Для вуглеводнів середніх фракцій нафти з однаковим числом карбонових атомів густина зростає для представників різних класів у наступному порядку:

алкани < алкени < ізоалкани < ізоалкени < алкілциклопентани < алкілциклогексани < алкілбензоли < алкілнафталіни.

Для ряду нафтопродуктів, наприклад мастил, густина є нормованим показником якості.

Молекулярна маса нафти і нафтопродуктів це середня величина, оскільки нафти - складні суміші органічних сполук різної будови та молекулярної маси. Молекулярна маса змінюється в широких межах. Вона зростає так само, як і густина для нафтових фракцій з підвищенням температури кипіння.

Зі збільшенням меж кипіння нафтових фракцій молекулярна маса (M_{cp}) плавно збільшується від 90 (для фракцій 50-100°C) до 480 (для фракції 550-600°C). Для спрощених розрахунків використовують формулу Войнова:

$$M_{cp} = 60 + 0,3 \cdot t_{cp} + 0,001 \cdot t_{cp}^2, \quad (3)$$

де t_{cp} – середня температура кипіння, що визначається за даними стандартної розгонки.

Молекулярна маса окремих нафтових фракцій є адитивною величиною, тому для сумішей нафтопродуктів можна розрахувати середню величину, виходячи із вмісту окремих компонентів у суміші.

Молекулярна маса важлива при вивченні складу окремих, досить вузьких фракцій, наприклад, відібраних через 50°C. Визначення величини молекулярної маси лежить в основі сучасних методів групового аналізу нафтових фракцій. Має значення при переході від йодних або бромних чисел до реального вмісту ненасичених сполук в нафтопродуктах. Фракції нафти, що мають близьку температуру кипіння і містять вуглеводні всіх класів, можуть не відрізнятися за молекулярною масою, проте інші властивості можуть змінюватися дуже сильно.

В'язкість є найважливішою характеристикою нафти, яка використовується під час підрахунку її запасів, проектування і розробки нафтових родовищ, вибору способу транспортування і схеми переробки нафти.

На в'язкість нафти і нафтопродуктів істотно впливає температура. Із її зниженням в'язкість збільшується. В'язкісно-температурні властивості нафтопродуктів залежать від їх фракційного і вуглеводневого складу. Найменшу в'язкість і найбільш полого в'язкісно-температурну криву мають аліфатичні вуглеводні, а найбільшу – ароматичні вуглеводні (ди- та поліциклічні).

Нафти та мастила при охолодженні до певної температури утворюють колоїдні системи в результаті кристалізації або коагуляції компонентів, що входять до них (асфальтени, парафіни). У цьому випадку системи не підкоряються закону Ньютона через появу структурних утворень. В'язкість таких систем носить назву структурної. Для руйнування виникаючих структур потрібне певне зусилля, яке називається межею пружності. Після руйнування структур рідина набуває властивостей ньютонівських рідин.

В'язкість нафтопродуктів має велике практичне значення, є нормованим показником. Температурний коефіцієнт в'язкості називають індексом в'язкості. За індексом в'язкості оцінюють придатність мастил для даних умов роботи механізмів. Для визначення індексу в'язкості відносять в'язкість мастила при різних температурах, зазвичай при 50 і 100°C. Чим менше в'язкість залежить від температури, тим вище індекс. Розрізняють три види в'язкості: динамічну, кінематичну і відносну.

Динамічну, або абсолютну в'язкість визначають як силу, яка необхідна для взаємного переміщення зі швидкістю 1 см/с двох шарів рідини з поверхнею 1 см², що знаходяться на відстані 1 см один від одного. Одиниця динамічної в'язкості - пуаз (Пз) (СГС), г/см·с або Н·с/м² (СІ). Дорівнює динамічній в'язкості такої рідини, в якій при зміні швидкості руху рідини на 1 м/с на відстані 1 м дотичне напруження дорівнює силі в 1 Ньютон на квадратний метр. Ця одиниця в 10 разів більше пуаза. Динамічну в'язкість визначають за допомогою віскозиметра Уббелюде-Голді або за часом витікання рідини через капілярні трубки і розраховують за формулою

$$\eta = \frac{\pi Pr^4 \tau}{8vL}, \quad (4)$$

де η - динамічна в'язкість; P - тиск, при якому відбувалося витікання рідини; τ - час витікання рідини в об'ємі V ; L - довжина капіляру; r - радіус капіляру.

Величина, оборотна до динамічної в'язкості, називається текучістю. Кінематичною в'язкістю ν_t називають відношення динамічної в'язкості η_t за даної температури до густини ρ_t за цієї ж температури:

$$\nu_t = \frac{\eta_t}{\rho_t}. \quad (5)$$

Одиницю кінематичної в'язкості називають *стоксом* (Ст) (СГС), см²/с або м²/с (СІ). Дорівнює кінематичній в'язкості такої рідини, динамічна в'язкість якої становить 1 Н·с/м², а густина

1 кг/м³. Практичною одиницею виміру кінематичної в'язкості є сантистокс (1 *St* = 100 *cSt*).

Відносна в'язкість μ не є фізичною характеристикою нафтопродукту, вона залежить від способу визначення, конструкції приладу та інших умов, але зручна як порівняльна величина. У технічних нормах, при арбітражних і контрольних випробуваннях використовують тільки абсолютну (кінематичну і динамічну) в'язкість. У нафтовій практиці відносною в'язкістю називають відношення в'язкості даного нафтопродукту до в'язкості води при 0°C:

$$\mu = \frac{\eta}{\eta_{H_2O; 0^\circ C}} = \frac{\eta}{1,789}, \quad (6)$$

де 1,789 *H·с/м²* – в'язкість води за 0°C.

Умовна в'язкість є відношенням часу витікання певного об'єму досліджуваного продукту до часу витікання такого ж об'єму стандартної рідини за певної температури. Як стандартну рідину можна використовувати гексан за температури 20°C. Умовну в'язкість виражають умовними одиницями, градусами або секундами. У різних країнах, залежно від вибору стандартної апаратури для визначення умовної в'язкості, прийняті різні одиниці умовної в'язкості. Найчастіше умовна в'язкість виражається градусами Енглера. Числом градусів Енглера називають відношення часу витікання із віскозиметра Енглера 200 *мл* випробуваного продукту за даної температури до часу витікання 200 *мл* дистильованої води при 20°C. Її позначають знаком ВУ або Е. Для перерахунку кінематичної в'язкості в умовну і назад використовують спеціальні таблиці або емпіричні формули, наприклад:

$$\nu = 7,24E_t - \frac{6,25}{E_t}. \quad (7)$$

Визначення умовної в'язкості також засновано на витіканні рідини (через трубку із діаметром отвору 5 мм) під впливом сили

тяжіння. Умовну в'язкість визначають для нафтових палив (мазутів).

Температури спалаху і застигання також обов'язкові показники для деяких нафтопродуктів. Температура спалаху – це мінімальна температура, за якої пари нафтопродукту (або нафти) утворюють із повітрям суміш, здатну до короткочасного утворення полум'я при внесенні в неї зовнішнього джерела займання (полум'я, іскри). Для нафти температура спалаху нижче 0°C. Вона залежить від фракційного складу нафтопродукту.

Температура застигання - це температура, за якої нафта або нафтопродукт в стандартних умовах втрачають рухливість. Температура застигання нафти і нафтопродуктів залежить від їхнього хімічного складу. Вона змінюється від -62° до +35°C. Менш парафіністі нафти мають низькі температури застигання.

Кристалізація парафіну супроводжується помутнінням нафти або нафтопродукту. Поява дрібних кристалів в масі нафтопродукту вважається моментом помутніння. Температура, зафіксована при цьому, називається температурою помутніння. Її визначають візуально, порівнюючи охолоджений нафтопродукт з еталоном.

1.2 ЕЛЕМЕНТНИЙ І ФРАКЦІЙНИЙ СКЛАД НАФТИ

Основними елементами у складі нафти є карбон (83-87%) і гідроген (12-14%). Співвідношенням карбону і гідрогену визначаються її фізичні властивості. Вміст сірки коливається від сотих часток до 8% і більше. Кількість нітрогену змінюється у межах від тисячних часток відсотка до 1,5%, а кисню - від десятих часток до 3,6 %. У нафтах виявлені в незначних кількостях багато елементів, Fe, Ca, K, Mg, Ni, Mn, V, Ti та ін.

Фракційний склад нафти визначають шляхом перегонки, тобто поділом на фракції за температурами кипіння. Від початку кипіння до 300°C відбирають десятиградусні фракції, а потім

п'ятидесятиградусні фракції до фракцій із закінченням кипіння 475-550°C. Або ж фіксують температуру початку кипіння, температури, за яких відганяється 10, 50, 95 і 97,5 об'ємних %, а також залишок і втрати.

В умовах промислової перегонки нафти відбирають фракції з наступними межами закипання:

Бензин	180-200°C
Лігроїн	160-200°C
Гас	200-300°C
Газойль	270-350°C
Мазут	> 350°C

Мазут переганяють під вакуумом, при цьому відбирають масляні фракції. Залишок після розгону мазуту (вище 500°C) називається гудрон або напівгудрон. Нафти різних родовищ значно відрізняються одна від одної за фракційним складом, отже, за потенційним вмістом фракцій. Більшість нафт, що переробляють в промисловості, містить від 30 до 50% світлих нафтопродуктів, тобто фракцій, що переганяють до 300-350°C. Легкі нафти, що не містять важких фракцій, зустрічаються досить мало. Існують важкі нафти, що не містять світлих фракцій і багаті на смолисті речовини.

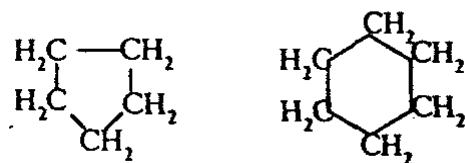
Хімічний склад нафт. Оскільки головні елементи в складі нафт карбон і гідроген, то основними компонентами в нафтах є вуглеводні. Їх вміст становить від 30 до 70%.

Основний склад нафти представляють органічні сполуки: вуглеводні – алкани, циклоалкани (нафтени) і арени, у меншій кількості – алкени. До складу нафти входять також гетероатомні органічні сполуки, що містять кисень, сірку, азот, а також смолисто-асфальтенові речовини.

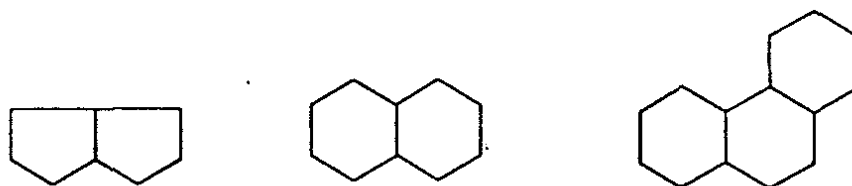
Алкани містяться в різних нафтах у кількості від 20 до 70% і представлені структурами нормальної і розгалуженої будови. У бензинові фракції потрапляють алкани, які мають у молекулі від 5 до 10 атомів вуглецю (C₅-C₁₀). У фракціях нафти, що

википають вище 300°C, у значних кількостях містяться тверді алкани (парафіни).

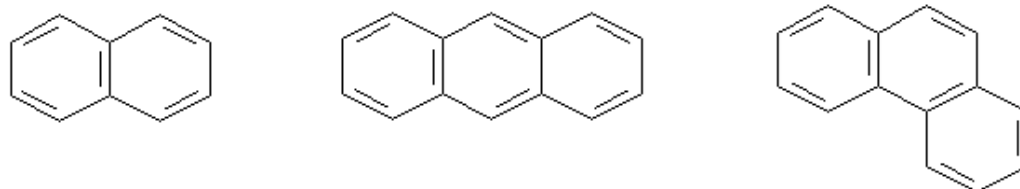
Циклоалкани (нафтени) містяться в кількості від 40 до 70%, в основному представлені циклопентановими і циклогексановими структурами:



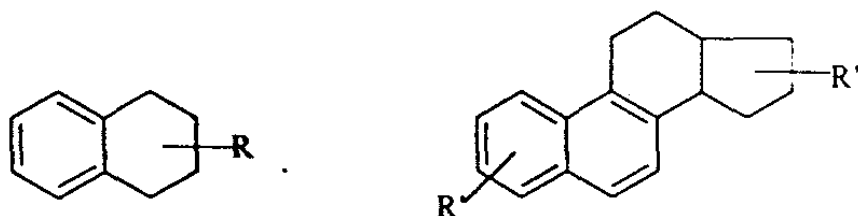
У бензинові фракції потрапляють циклоалкани, що мають у молекулі від 5 до 10 атомів вуглецю (C₅-C₁₀). У фракціях 200-350°C (гасово-газойлевих) значну частку складають біциклічні і трициклічні вуглеводні:



Ароматичні вуглеводні (арени) містяться в нафті у кількості від 5 до 35%. У бензинову фракцію потрапляють ароматичні вуглеводні, які мають від 6 до 9 вуглецевих атомів у молекулі (бензол і його гомологи). У гасово-газойлевих фракціях значну частку становлять бі- і трициклічні структури:



У фракціях, що википають вище 350°C, значну частку складають вуглеводні змішаної будови. Це поліциклічні вуглеводні, молекули яких містять ароматичні кільця, нафтеніві кільця і парафінові ланцюги:



Хімічний склад нафтопродуктів в значній мірі впливає на їх властивості. Наприклад, одним із основних показників якості бензинів, що застосовуються для двигунів внутрішнього згорання, є їх антидетонаційна стійкість (здатність згоряти в камері двигуна без детонації), яка оцінюється в октанових числах. Значення октанових чисел бензинів залежать від того, які вуглеводні переважають в цих бензинах. Як відомо, октановим числом називається умовна одиниця виміру детонаційної стійкості, яка дорівнює процентному (за об'ємом) вмісту ізооктану (2,2,4-триметилпентану) у його суміші з нормальним гептаном, еквівалентної за детонаційною стійкістю випробуваному паливу у стандартних умовах випробування.

Парафінові вуглеводні нормальної будови мають низькі октанові числа, розгалужені – вищі октанові числа, причому зі збільшенням ступеня розгалуження октанові числа парафінових вуглеводнів підвищуються. Нафтові вуглеводні мають октанові числа вище, ніж відповідні алкани, наприклад, октанове число циклогексану становить 77, циклопентану – 87. Вони також є бажаними компонентами для бензинів. Ароматичні вуглеводні мають високі октанові числа; октанове число бензолу – 108, толуолу - 104, ізопропілбензену - 99. Однак на їх вміст в автомобільних бензинах накладаються обмеження, оскільки вони гігроскопічні (поглинають вологу з повітря), збільшують нагароутворення двигуна і підвищують температуру згорання палива в двигуні, що призводить до зростання теплонапруженості двигуна.

Газово-газойлеві фракції використовуються в якості дизельних палив, для яких основним показником якості є температура самозаймання. Здатність до самозаймання

дизельних палив оцінюється в цетанових числах. За аналогією з октановим, цетановим числом називається процентний вміст (за об'ємом) цетану (гексадекану) в суміші з α -метилнафталіном, еквівалентної за самозайманням випробуваному паливу при порівнянні палив у стандартних умовах випробування.

Найбільш високі цетанові числа мають нормальні алкани з довгим ланцюгом. Однак у дизельне паливо потрапляють алкани з числом атомів вуглецю C_{11} - C_{20} . Такі нормальні алкани мають високі температури застигання. Тому дизельне паливо з високим вмістом нормальних алканів не зможе працювати в зимових умовах без спеціальних присадок.

Однією з вимог до нафтових мастил є їх здатність мати певний мінімум в'язкості при високих температурах і достатню рухливість при температурах запуску двигуна. Найповніше в'язкісні властивості мастил характеризуються кривою залежності в'язкості від температури. Для мастил найбільш бажані нафтонові і ароматичні структури з найменшою кількістю кілець і довгими бічними ланцюгами. Такі структури покращують в'язкісно-температурні характеристики і підвищують їх стійкість до окиснення. Поліциклічні ароматичні вуглеводні і вуглеводні змішаної будови з короткими бічними ланцюгами погіршують властивості мастил і знижують стабільність їх до окиснення. Тверді алкани також небажані, тому що вони кристалізуються із мастил, знижуючи рухливість при низьких температурах.

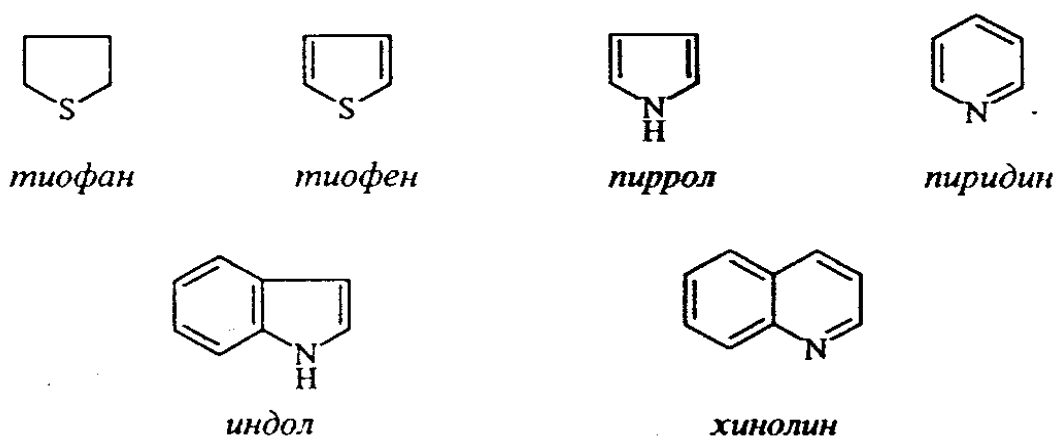
Гетероатомні сполуки. Крім вуглеводнів, в нафтах містяться також органічні сполуки, в молекулах яких, крім карбону і гідрогену, можуть міститися сульфур, кисень або нітроген.

Кисневмісні сполуки в нафті представлені, в основному, фенолами та кислотами. Вміст кислот у нафтах коливається від десятих часток до 3%. Присутні аліфатичні, нафтонові і ароматичні (фенол, насичені карбонові кислоти, нафтонові кислоти, ароматичні кислоти):

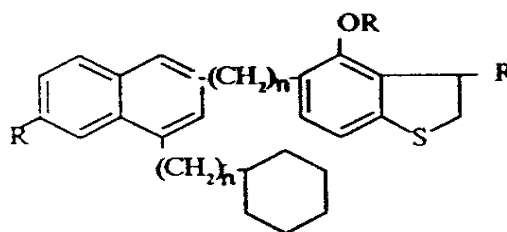
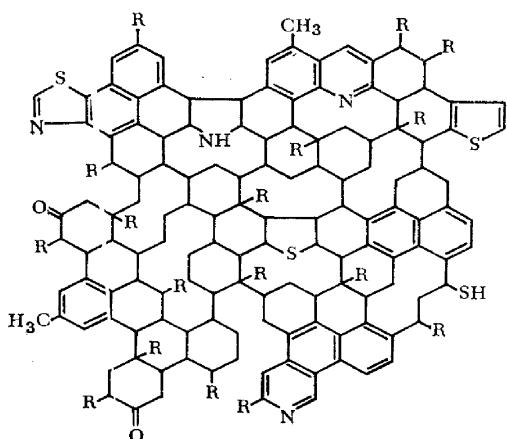


Більше 60% нафт, що видобуваються на даний час, – це сірчисті і високосірчисті нафти, тобто зі вмістом загальної сірки більше 1%. Сірчисті сполуки в нафті - меркаптани (RSH), сульфіди (R-S-R), дисульфіди (R-S-S-R), циклічні сірчисті сполуки (тіофани і тіофени). Крім того, в нафтах містяться і неорганічні сірчисті сполуки (елементна сірка та сірководень).

Азотисті сполуки нафти - це піридин, хінолін, що складають групу азотистих основ, а також пірол, індол, які умовно відносять до нейтральних азотистих сполук:



Смолисто-асфальтенові речовини. Їх вміст у нафтах коливається від декількох відсотків до 10-20% і вище. Відносяться до поліциклічних сполук з числом кілець у молекулі 4-6 і більше, містять нафтеніві і ароматичні кільця, а також гетероциклічні системи з атомами кисню, сірки, нітрогену.



У нафтопродуктах містяться сірчисті сполуки, що з'являються в результаті очищення нафтових дистилятів. До них відносять кислоти і середні ефіри сірчаної кислоти та сульфокислот. Сірчисті сполуки є небажаними компонентами, деякі з них мають високу корозійну здатність навіть при низьких температурах. Тому необхідно проводити систематичний контроль нафтопродуктів на вміст сірки.

Способи аналізу нафти і нафтопродуктів на вміст сірчистих сполук можна розбити на три групи: якісні методи визначення вмісту активних сірчистих сполук, кількісні методи визначення сумарного вмісту сірчистих сполук, кількісні методи визначення окремих класів сірчистих сполук.

Якісні методи визначення активних сірчистих сполук широко використовують в практиці виробництва і застосування нафтопродуктів. Найбільш поширеними способами якісного визначення активних сполук сірки є проба на мідну пластинку і ртутна проба.

Кількісні методи визначення сірки ділять на дві групи. Способи першої групи служать для визначення вмісту сірки в світлих нафтопродуктах: у бензині, лігроїні, гасі, реактивних і дизельних паливах. Способи другої групи служать для визначення вмісту сірки в мастильних маслах, котельних паливах, гудронах та інших нафтопродуктах.

Кислотність нафтопродуктів майже завжди обумовлена присутністю сірчаної кислоти або її похідних (сульфо кислоти, кислі ефіри сірчаної кислоти). Лужність здебільшого обумовлюється присутністю NaOH та Na_2CO_3 . Кількісний вміст в нафтопродуктах кислот характеризується кислотним числом, а лугів - лужним числом.

Вільні кислоти і луки можуть утворитися при застосуванні нафтопродуктів. Якщо в нафтопродукті містяться солі сульфокислот, кислих ефірів, нафтенових кислот і подібних сполук, то при дії високих температур або вологи (гідроліз) можуть утворитися кислі і лужні речовини мінерального характеру. Кислоти, луки і мінеральні солі в нафтопродуктах є небажаними домішками, викликають корозію апаратури. Тому нафтопродукти повинні час від часу контролюватися на вміст кислот, лугів і солей.

Для кількісної характеристики суміші кислот, що мають незначну різницю в фізичних і хімічних властивостях, а також в тих випадках, коли невідома точна молекулярна маса кислоти, яку визначають, застосовують умовний хімічний показник – кислотне число (К.ч.). Цей показник іноді називають числом нейтралізації або коефіцієнтом нейтральності.

Кислотним числом називають кількість міліграм гідроксиду калію, необхідне для нейтралізації вільних кислот, що містяться в 1 г речовини, яку аналізують. Кислотне число зазвичай визначають для жирів, мастил, смол і інших речовин, воно служить характеристикою якості готової продукції.

Механічні домішки в нафтах складаються здебільшого з піску, глини, найдрібніших частинок заліза і мінеральних солей. У готових очищених нафтопродуктах механічними домішками можуть бути частинки адсорбенту (біла глина), залізної окалини, мінеральних солей та інших речовин. Світлі малов'язкі нафтопродукти майже не містять механічних домішок внаслідок їх швидкого осідання. Тверді механічні домішки (пісок і ін.) в змащувальних маслах дуже шкідливі, дряпають і стирають поверхні, що труться.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 1.

ВИЗНАЧЕННЯ КОЛОЇДНО-ХІМІЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК НАФТИ ТА НАФТОПРОДУКТІВ

Мета роботи: Обрати характеристики, які є нормованими для досліджуваного об'єкта, визначити їх, провести порівняння з довідковими даними та зробити висновок про якість і можливі галузі використання. Надати колоїдно-хімічну характеристику об'єктів дослідження.

Об'єкти дослідження: нафта, моторні мастила, дизельне паливо, бензин, гас, мазут, відпрацьоване автомобільне мастило, вазелінова олія, індивідуальні вуглеводні з числом атомів карбону 6-12.

Експериментальна частина:

1. Визначення густини нафтопродуктів.

Визначення густини проводять ареометричним або пікнометричним методами. Більш точним є пікнометричний метод.

Визначення густини ареометричним методом.

Для визначення використовують ареометри. Ареометр являє собою скляний циліндричний посуд (рис. 1). Верхня його частина закінчується трубкою, а нижня оснащена кулькою, в яку помістили баласт, що змушує ареометр плавати вертикально. Баластом служить дріб або ртуть. На трубці ареометра нанесені поділки з позначенням густини рідини. Для підвищення точності вимірювання та зручності використання виготовляють набір ареометрів, шкали яких охоплюють певний



Рис. 1. діапазон густини. Для визначення густини нафтопродуктів використовують ареометри з інтервалами градування шкали: 0,648–0,712; 0,708–0,772; 0,768–0,832; 0,828–0,892; 0,888–0,952. Градування ареометрів здійснюють

при температурі 20°C і відносять до густини води при 4°C, тому показання шкали дають ρ_4^{20} .

Ареометрами можна визначати густину нафтопродуктів з кінематичною в'язкістю не більше 200 сСт при 50°C. Нафтопродукти з більшою в'язкістю перед визначенням густини розбавляють еквівалентним об'ємом гасу.

В чистий циліндр з внутрішнім діаметром не менше 5см наливають досліджуваній нафтопродукт. Щоб не утворювалася піна на поверхні циліндра, продукт наливають не зразу на дно циліндра, а по скляній паличці або по стінках циліндра. Якщо піна все ж утворилася, то в разі малов'язкого продукту досить ляснути долонею по верху циліндра, а в разі високов'язкого продукту її треба зняти фільтрувальним папером. Температура досліджуваного продукту не повинна відхилятися від температури навколишнього середовища більше ніж на $\pm 3^\circ$.

Намагаючись не зачепити стінки циліндра, в рідину обережно вносять чистий і сухий ареометр, тримаючи його за верхній кінець («ніжку»). Деякий час очікують, щоб ареометр прийшов в стан рівноваги, при цьому необхідно, щоб він не торкався ні дна, ні стінок циліндра. Для малов'язких продуктів (бензин, гас і т. п.) цей час становить 2-3 хв, для більш в'язких – до 15 хв. Відраховують поділ на ареометрі по верхньому краю меніска і відзначають температуру аналізованого продукту. Якщо температура продукту нижче або вище за 20°C, а ареометр градуйований на ρ_4^{20} , вводять поправку на знайдену густину. Розходження між двома паралельними визначеннями не повинно перевищувати 0,001.

При визначенні густини в'язких нафтопродуктів методом розведення в мірний циліндр з притертою пробкою наливають певний обсяг гасу відомої щільності, а потім – той же об'єм досліджуваного продукту. Отриману суміш перемішують до тих пір, поки вона не стане однорідною. Після цього її переливають в чистий циліндр для визначення густини. Знаючи густину

суміші газу з продуктом ρ_1 і густину чистого газу ρ_2 , розраховують густину ρ продукту за формулою:

$$\rho = 2\rho_1 - \rho_2 . \quad (8)$$

Розбіжність між двома паралельними визначеннями не повинна перевищувати 0,004.

Визначення відносної густини пікнометричним методом

Пікнометр це скляний посуд з кільцевою відміткою на шийці (рис. 2) об'ємом від 1 до 100 мл. Визначення густини за допомогою пікнометру роблять у такий спосіб. Пікнометр промивають послідовно хромової сумішшю, дистильованою водою, спиртом і висушують в сушильній шафі при температурі 100°C , охолоджують в ексикаторі і зважують з точністю до 0,0002 г.

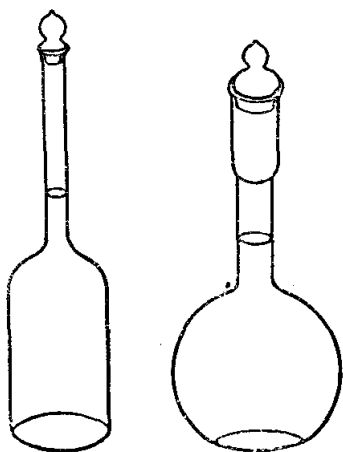


Рис. 2.

Висушування продовжують до постійної маси. Потім пікнометр калібрують. Для цього пікнометр наповнюють за допомогою піпетки дистильованою водою вище мітки, занурюють його в термостат і витримують при температурі 20° (з точністю до $0,1^\circ$) протягом 15 - 20 хв (в залежності від об'єму). Нарізають смужки фільтрувального паперу, які вільно проходять в шийку пікнометра, і дістають поверхню рідини в ньому. Через 15-20 хв, не виймаючи пікнометра з термостата, відбирають смужками фільтрувального паперу надлишок води, доводячи її до мітки на шийці.

Пікнометр закривають пробкою і виймають з термостата, ретельно витирають зовні фільтрувальним папером, витримують 15-20 хв і зважують. З 6-7 результатів, що відрізняються між собою не більше, ніж $\pm 0,005$ г, беруть середню величину і знаходять об'єм пікнометра за формулою:

$$V = \frac{g_2 - g_1}{0,99823}, \quad (9)$$

де g_1 – маса порожнього пікнометра, г; g_2 – середнє значення маси пікнометра з водою при 20°C , г; 0,99823 – маса 1 см^3 води при 20°C .

Надалі об'єм пікнометра вважають постійним. Калібрування пікнометра періодично перевіряють. Потім воду з пікнометра виливають, промивають спиртом і висушують в сушильній шафі при температурі 100°C , охолоджують, сухою піпеткою наливають в нього речовину, що аналізують, вище мітки, після чого поміщають в термостат при 20°C і здійснюють визначення точно так же, як при калібрування пікнометра.

Обчислення ρ_4^{20} проводять за формулою:

$$\rho_4^{20} = \frac{g_2 - g_1}{V}, \quad (10)$$

де g_1 – маса порожнього пікнометра, г; g_2 – маса пікнометра з речовиною, г; V – об'єм пікнометра, знайдений під час калібрування, см^3 .

При визначенні густини темних продуктів рівень рідини в пікнометрі встановлюють за верхнім меніском, а світлих – за нижнім.

2. Визначення показника заломлення.

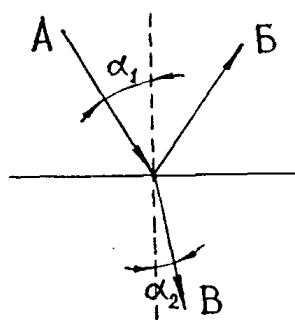


Рис. 3.

Показник заломлення є характерною константою речовини. Показник заломлення визначають для того, щоб встановити чистоту індивідуальних сполук, визначити склад бінарних вуглеводневих сумішей, величина входить в розрахункові формули при визначенні структурно-групового складу фракцій $200-540^\circ\text{C}$. При переході світлового променя А (рис.3) з повітря на поверхню будь-якого тіла, він частково відбивається (промінь Б), а частково проходить всередину тіла (промінь В); при цьому він змінює свій

напрямок, тобто заломлюється. Відомо, що показником заломлення називають відношення синуса кута падіння до синуса кута заломлення: $n = \frac{\sin \alpha_1}{\sin \alpha_2}$. З підвищенням температури показник заломлення знижується. Тому необхідно вказувати температуру, при якій проводилося визначення.

Часто для різних розрахунків і порівнянь густину і показник заломлення об'єднують в комплексні константи. До них відносяться питома і молярна рефракція, питома дисперсія.

Для розрахунку питомої рефракції використовують формулу Л. Лоренца і Г. Лорентца:

$$r = \frac{n_D^2 - 1}{n_D^2 + 2} \cdot \frac{1}{\rho}, \quad (11)$$

де n_D і ρ – показник заломлення і густина при одній температурі.

Добуток питомої рефракції на молекулярну масу називається молярною рефракцією:

$$R_M = \frac{n_D^2 - 1}{n_D^2 + 2} \cdot \frac{M}{\rho} = \frac{n_D^2 - 1}{n_D^2 + 2} \cdot V, \quad (12)$$

де M – молекулярна маса, V – молярний об'єм досліджуваної речовини.

Молярна рефракція не залежить від агрегатного стану речовини і температури. Має адитивність для індивідуальних речовин. Молярна рефракція дорівнює сумі атомних рефракцій і інкрементів зв'язків. На підставі великого числа експериментальних даних було встановлено, що подовження молекули на одну метиленову групу (CH_2) викликає збільшення молярної рефракції на 4,6 одиниці. За розрахованими значеннями рефракцій можна оцінити фракційний склад досліджуваного об'єкта.

Стандартні визначення проводять при температурі 20°C за допомогою рефрактометра (рис.4):

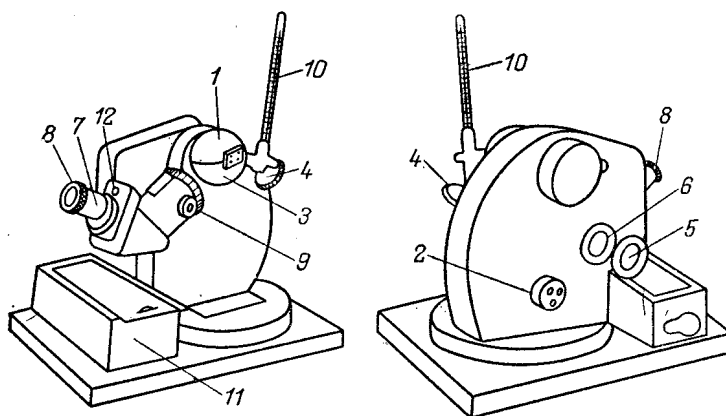


Рис. 4. Загальний вигляд рефрактометра ІРФ-22:

- 1 - верхня півкуля вимірювальної голівки; 2, 9 – маховики;
 3 – нижня півкуля вимірювальної голівки; 4 – освітлювальне дзеркало; 5 – дзеркало для освітлення шкали; 6 – віконце;
 7 – зорова труба; 8 – окуляр; 10 – термометр; 11 – шухлядка;
 12 – гніздо.

Перед визначенням показника заломлення відкидають верхню півкулю вимірювальної головки, промивають її поверхню етиловим спиртом, протирають м'якою тканиною. Наносять дві-три краплі досліджуваного нафтопродукту і накривають другою половиною. Спостерігаючи в окуляр, за допомогою спеціальних гвинтів встановлюють чітку межу між темною і світлою половинами поля і поєднують цю межу з точкою перетину хреста. За шкалою визначають показник заломлення з точністю до четвертого знаку. Якщо при визначенні показника заломлення температура навколишнього середовища відрізнялася від 20°C, необхідно додати температурну поправку. Для більшості органічних рідин при підвищенні температури на 1 градус показник заломлення в середньому знижується на величину 0,00045. Залежність показника заломлення від температури виражається формулою:

$$n_D^{20} = n_D^t + 0,00045 \cdot (t - 20), \quad (13)$$

де t – температура, при якій проводилося визначення;
 0,00045 – поправочний коефіцієнт.

3. Визначення в'язкості нафтопродуктів

Для рідин в'язкість при даній температурі і тиску є постійною фізичною величиною. Для ряду нафтопродуктів (дизельне пальне, мастила) в'язкість є нормованим показником. Визначення кінематичної в'язкості полягає в вимірі часу протікання певного об'єму досліджуваної рідини під дією сили тяжіння. Вимірювання проводять в капілярних скляних віскозиметрах (рис.5), віскозиметр підбирають з таким діаметром капіляру, щоб час протікання стандартної рідини був не менше 180 с.

Для калібрування віскозиметру (визначення постійної), використовують стандартні рідини, кінематична в'язкість яких при різних температурах відома, або калібрувальні мастила.

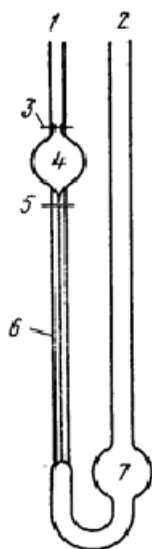


Рис. 5

Вимірювання в'язкості проводять наступним чином. В коліно 2 віскозиметру вводять 4 мл еталонної рідини, в'язкість якої при даній температурі точно відома. Потім через гумову трубку з грушою, одягненою на коліно 1, засмоктують рідину вище верхньої мітки 3. При наповненні віскозиметра необхідно стежити за тим, щоб в капілярі і кульках не утворювалися бульбашки повітря. Витримують в термостаті 20 хв. Засікають час проходження рідини від мітки 3 до мітки 5. Температуру еталонної рідини і досліджуваної зрівнюють в термостаті з точністю $\pm 0,1^{\circ}\text{C}$. Вимірювання повторюють не менше 5 разів. Постійну віскозиметра обчислюють за формулою:

$$K = \frac{\nu_t}{\tau}, \quad (14)$$

де τ — час витікання еталонної рідини при температурі експерименту, с; ν_t — в'язкість еталонної рідини при температурі експерименту, сСт .

Значення K визначають як середнє арифметичне з п'яти вимірювань. Кінематичну в'язкість ν_t досліджуваного продукту обчислюють, виходячи з рівняння (14) при відомій константі.

Динамічну в'язкість досліджуваного нафтопродукту (η , $mPa \cdot s$) розраховують за формулою:

$$\eta = \nu \cdot \rho, \quad (15)$$

де ν – кінематична в'язкість; ρ – густина при тій же температурі.

Відносну в'язкість визначають як відношення часу протікання еталонної рідини до часу протікання нафтопродукту.

4. Визначення температури застигання нафти і нафтопродуктів

Температура застигання - це температура, при якій нафта або нафтопродукт в стандартних умовах втрачає рухливість. Для нафт температура застигання може змінюватися в досить широких межах: від -62 до $+35^\circ C$. Від температури застигання нафт і нафтопродуктів залежать умови їх транспортування, зберігання, експлуатації. Високий вміст твердих парафінів підвищує температуру застигання, що створює певні труднощі при видобутку і експлуатації нафтопроводів.

Для визначення температури застигання використовують прилад (рис.6). Пробу нафти (нафтопродукту) наливають в суху чисту скляну пробірку до мітки (на відстані 30 мм від дна пробірки), щоб вона не розтікалася по стінках пробірки. Пробірку з аналізованою пробєю і термометром поміщають у водяну баню і термостатують при $50^\circ C$. Потім пробірку виймають з бані, насухо витирають і вставляють її в муфту.

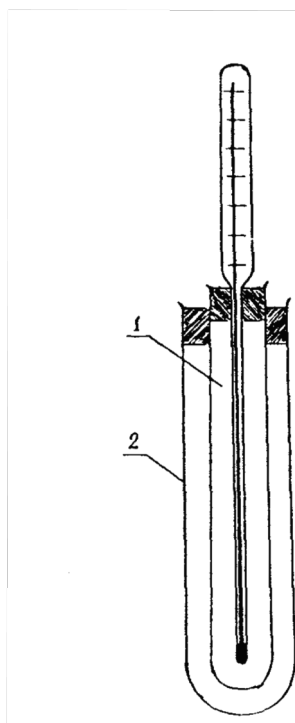


Рис. 6.

Зібраний прилад закріплюють в штативі у вертикальному положенні. Коли досліджувана проба охолоне до 35°C , прилад опускають в охолоджувальну суміш. Температура охолоджувальної суміші повинна бути на 5°C нижче за передбачуваної температури застигання нафти (нафтопродукту). Коли аналізована проба прийме передбачувану температуру, прилад виймають з охолоджувальної суміші, нахиляють під кутом 45°C і витримують протягом 1 хв. Якщо меніск аналізованого продукту зміщується, охолодження продовжують. Перевірку рухливості нафтопродукту проводять через кожні 2°C . За температуру застигання приймається температура, при якій меніск досліджуваного продукту залишається нерухомим при нахилі під кутом 45° протягом однієї хвилини.

Визначення повторюють. Розбіжності між паралельними результатами не повинні перевищувати 2°C . За температуру застигання нафтопродукту приймається середнє арифметичне значення.

5. Визначення вмісту води

Залежно від природи нафтопродукту застосовують різні способи визначення наявності води. Присутність води в світлих нафтопродуктах: бензині, гасі, реактивних і дизельних паливах визначають за способом Кліффорда. Для визначення води в мастильних маслах і інших темних нафтопродуктах використовують пробу на «потріскування». Кількісний вміст води в нафтопродуктах визначають за способом Діна і Старка. Цей метод найбільш доступний і досить точний.

Якісне визначення вологи за способом Кліффорда.

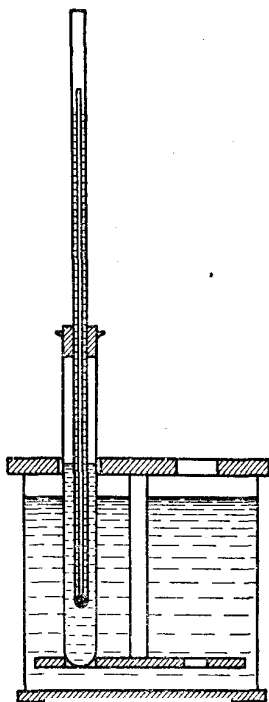


Рис. 7.

Випробуваний продукт струшують в ділильній воронці з сухим марганцевокислим калієм. При наявності вологи утворюється швидко зникаюче слабко-рожеве забарвлення.

Проба на потріскування.

У ретельно вимиту і просушену теплим повітрям скляну пробірку довжиною 120-150 мм і діаметром 10-15 мм наливають шар випробуваного продукту висотою 80-90 мм. Пробірку закривають пробкою, в отвір якої поміщують термометр зі шкалою до 200°C таким чином, щоб кулька його знаходилася на рівних відстанях від стінок пробірки і на висоті 20-30 мм від дна пробірки. Для нагрівання пробірки з маслом використовують водяну баню. На відстані 10 мм від дна бані прикріплене металічне коло, в якому є два отвори для термометра і пробірки (рис. 7). Баню наповнюють на висоту 80 мм мінеральним маслом з температурою спалаху не нижче 240°C і нагрівають до $175 \pm 5^\circ\text{C}$. Пробірку з досліджуваним продуктом поміщують вертикально в нагріту баню і спостерігають за нею кілька хвилин (до досягнення температури в пробірці 150°C). При наявності у випробуваному продукті вологи він починає пінитися, чується тріск, пробірка здригається, а краплі продукту на стінках верхньої частини пробірки мутніють.

Визначення вмісту води за методом Діна і Старка.

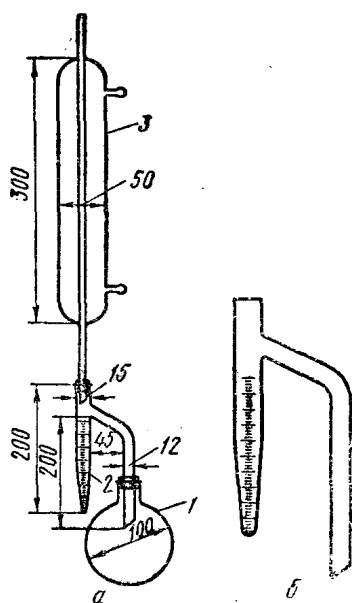


Рис. 8.

Найбільш простий і досить точний метод кількісного визначення, заснований на відгонці води з суміші випробуваного продукту з безводним розчинником.

Як розчинник застосовують бензин, від якого відігнали фракції, киплячі до 80°C: нафта, толуол, бензол та ін. Попередньо розчинник зневоднюють і профільтровують. Для зневоднення розчинник збовтують з висушеним і охолодженим сульфатом натрію.

Суміш залишають на кілька хвилин при температурі не вище 20°C, потім фільтрують.

Прилад (рис. 8) складається з круглодонної металевої або скляної колби 1 ємністю 500 мл, холодильника 3, приймача 2, що представляє собою градуйовану циліндричну пробірку місткістю 10 мл з конічною нижньою частиною (8б). Загальна довжина пастки становить 150-200 мм, діаметр циліндричної частини 15 мм. Приймач градуйований від 0 до 1 мл через кожні 0,5 мл, а від 1 до 10 мл через кожні 0,2 мл. Для кращого стоку конденсованих парів трубка холодильника зрізана під гострим кутом до осі трубки.

У попередньо промиту і просушену колбу приладу поміщають 100 г нафтопродукту, зваженого з точністю 0,1 г. Додають 100 мл зневодненого і профільтрованого розчинника. Потім в колбу опускають декілька шматочків кип'ятильників – неглазурованного фаянсу, пемзи або скляні капіляри, запаяні з одного кінця, для запобігання поштовхів при нагріванні. Холодильник закріплюють в приймальнику-пастці так, щоб косо зрізаний кінець його знаходився проти відповідної трубки приймача.

Колбу і холодильник встановлюють на штативі, в холодильник пускають воду і нагрівають колбу таким чином, щоб з кінця трубки холодильника падало 2-4 краплі в 1 с. Конденсовані в холодильнику пари стікають в пробірку, вода збирається в її нижній частині. Іноді в кінці визначення в трубці холодильника затримуються краплі води; їх змивають короткочасним сильним кип'ятінням, а якщо це не допомагає, то їх зіштовхують на дно градуйованою пробіркой приймача скляною паличкою. Перегонку продовжують до тих пір, поки рівень води в пробірці не припинить змінюватися протягом години. Якщо при цьому розчинник має каламутний вигляд, то пробірку витримують 30 хв на водяній бані з температурою 60–70°C. Прозорий розчинник охолоджують і визначають вміст води. Вміст води у масових відсотках (W) розраховують за формулою:

$$W = \frac{v}{g} \times 100, \quad (16)$$

де v – об'єм води в приймальнику, *мл*; g – наважка продукту, *г*.

Вміст води в об'ємних відсотках (W_1) розраховують за формулою:

$$W_1 = \frac{v\rho}{g} \times 100, \quad (17)$$

де ρ – щільність випробуваного продукту при температурі досвіду, *г/см³*.

Різниця між двома паралельними визначеннями не повинна перевищувати 0,2 *мл*. Якщо кількість води менше 0,025 *мл* (половини нижнього поділу приймача), то вважають, що речовина містить сліди води.

6. Визначення вмісту сульфуру в моторному паливі

Проба на мідну пластинку. Визначення проводять для того, щоб уникнути потрапляння сульфуру, який спричиняє руйнівну дію на метал двигунів внутрішнього згорання. Випробування проводять при температурі 50°C, яка відповідає умовам застосування палива.

Пробірку діаметром 15 і довжиною 150 *мм* заливають випробуваним продуктом до висоти 60 *мм*. Щипцями занурюють до неї мідну пластинку завдовжки 40, шириною 10 і товщиною 2 *мм*. Пластинку виготовляють з електролітичної міді, очищеної шліфувальною шкуркою. Нові пластинки промивають 96% розчином спирту і підсушують фільтрувальним папером. Пробірку закривають щільно прилягаючою корковою пробкою і встановлюють в штативі, який поміщають у водяну баню при температурі 50±2°C. Через 3 год пластинку виймають з пробірки і промивають у фарфоровій чашці спирто-бензеновою сумішшю. Якщо пластинка покрилася нальотом будь-якого кольору або плямами, продукт вважається таким, що не пройшов випробування. Кожен зразок випробовують не менше двох разів.

7. Визначення мінеральних кислот і лугів в рідких нафтопродуктах

У чисту ділильну воронку ємністю 250-300 *мл* наливають 50 *мл* дистильованої води, нагрітої до 70-80°C, додають 50 *мл* нафтопродукту, взятого з ретельно розмішаної протягом 3 хв вихідної проби. Вміст воронки енергійно струшують 5 хв, після чого суміші дають розшаруватися. Частину нижнього водного шару спускають в дві пробірки. В одну з них доливають дві краплі 0,02%-ного водного розчину метилового оранжевого, а в іншу - три краплі 1%-ного спиртового розчину фенолфталеїну. У присутності кислоти розчин в першій пробірці набуває рожевого забарвлення, в присутності лугу розчин в другій пробірці забарвлюється в малиновий колір. Якщо при змішуванні нафтопродукту з водою утворюється стійка емульсія, то випробування повторюють, але не з чистою водою, а зі спиртоводною сумішшю (1:1), попередньо нагрітою до 50°C.

Визначення кислотного числа.

Визначення кислотного числа проводять за стандартною методикою. У тарований конічний колбі зважують близько 1,5 *г* нафтопродукту з точністю до 0,0002 *г*. Наважку розчиняють в 25 *мл* етанолу і додають кілька крапель фенолфталеїну. Розчин титрують 0,05 Н спиртовим розчином КОН до слабо-рожевого забарвлення, яке не зникає протягом декількох хвилин. Кислотне число (КЧ) знаходять за формулою

$$КЧ = \frac{V \times T_{\text{КОН}}}{g}, \quad (18)$$

де *g* – наважка, *г*; *V* – об'єм розчину КОН, який пішов на титрування, *мл*; *T*_{КОН} – титр розчину КОН, *мг/мл*. Якщо немає повного розчинення, то можна використовувати для розчинення суміш етанолу з ефіром (1:1). При аналізі темних нафтопродуктів зручно проводити потенціометричне титрування.

8. Вміст механічних домішок

Використовують ваговий метод. Гладкий паперовий беззольний фільтр марки «червона смуга» діаметром 10-11 мм поміщають в бюкс з кришкою. Висушують до постійної маси в термостаті при температурі 105-110°C. Зважують з точністю до 0,0002 г. Пробу випробуваного нафтопродукту ретельно перемішують протягом 5 хв. Потім 100 г проби зважують у високій склянці з носиком на технічних вагах з точністю до 0,1 г і розбавляють два – чотири рази розчинником (бензин або бензен). Суміш нафти або нафтопродукту з розчинником ретельно перемішують і фільтрують через підготовлений фільтр, вкладений в скляну воронку. Згустки нафтопродукту або тверді домішки, що пристали до стінок колби, знімають скляною паличкою, з якої потім чистим розчинником змивають ці частинки на фільтр. Стакан і фільтр промивають розчинником до тих пір, поки розчинник не буде абсолютно прозорим і безбарвним. Фільтр знімають з воронки, поміщають в той же бюкс і висушують в термостаті при температурі 105 - 110°C до постійної маси. Процентний вміст механічних домішок x розраховують за формулою:

$$x = \frac{a}{g} \times 100, \quad (19)$$

де a - маса механічних домішок,; g - маса аналізованого продукту (г).

По закінченню лабораторної роботи необхідно оформити протокол, надати обґрунтування вибору того чи іншого показника якості нафти та нафтопродуктів.

РОЗДІЛ 2.

НАФТОВІ ДИСПЕРСНІ СИСТЕМИ

2.1. Основні компоненти і домішки нафтових дисперсних систем

На нафтових промислах в сирій нафті містяться супутні компоненти – гази, мінералізована вода і механічні домішки. По мірі експлуатації нафтових родовищ вміст нафти знижується, а води – зростає (до 95–98%). Навіть відстояна нафта містить велику кількість солей (до 6 г/л). У процесі підготовки нафти на промислах з неї, внаслідок зниження тиску, виділяється попутний нафтовий газ.

Зазвичай зі свердловин видобувають суміш нафти з водою у вигляді слабкої нестійкої емульсії, однак при перекачуванні можливе утворення концентрованих стійких емульсій. У зв'язку з цим нафта після видобутку підлягає попередньому очищенню, тому проводять зневоднення і часткове знесолення шляхом обробки деемульгаторами. Вміст води не повинен перевищувати 0,1–0,3% і солей 100 мг/л. З промислів нафту піддають доочищенню на нафтопереробних заводах з метою підвищення продуктивності переробки та запобігання корозії обладнання.

Вода може міститися в нафті і нафтопродуктах у вигляді прошарку, який легко відстоюється при зберіганні, або у вигляді емульсії. Наявність води в нафтопродуктах небажана, особливо в умовах низьких температур, коли вона випадає у вигляді кристалів льоду та викликає серйозні ускладнення. Максимальна розчинність води в грамах на 100 г нафтопродукту наведена в таблиці 1:

Таблиця 1

Розчинність води, z на 100 г			
Температура, $^{\circ}\text{C}$	бензен	бензин	трансформаторне мастило
5	0,034	0,003	0,011
25	0,072	0,007	0,024
50	0,161	0,025	0,054
75	0,318	0,057	0,105

Емульсії являють собою термодинамічно нестійкі дисперсні системи, що утворені двома (і більше) взаємно нерозчинними одна в одній рідинами. Розрізняють емульсії першого роду або прямі (м/в) і другого роду або зворотні (в/м).

Множинні емульсії являють собою емульсію одного роду, в якій може бути диспергована емульсія іншого роду без зміни дисперсності останньої. Така емульсія утворюється при поступовому введенні в стабільну емульсію другого роду емульгаторів прямої емульсії, стабільної прямої емульсії або загущеної полімерами безперервної фази.

Залежно від об'ємного вмісту дисперсної фази (C_d) емульсії підрозділяються на три класи: розбавлені ($C_d < 0,1\%$), концентровані ($0,1\% < C_d < 74\%$) і висококонцентровані ($C_d > 74\%$).

В даний час емульсійні системи широко використовуються в різних процесах нафтовидобутку: у процесах первинного і вторинного розкриття продуктивних пластів, при глушінні свердловин, при обробці призабійної зони пласта і в процесах підвищення нафтовіддачі. В кожному конкретному випадку використовують певні типи емульсій і спеціально підібрані з урахуванням необхідних фізико-хімічних властивостей емульсійні системи. У зв'язку з цим, необхідно знати загальні принципи приготування і визначення фізико-хімічних властивостей різних типів емульсій.

Нафтові емульсії бувають гідрофільні (прямі) «нафта у воді» або гідрофобні (оборотні) «вода у нафті». Колір емульсії – від жовтого до темно-коричневого, консистенція – від сметано – до мазеподібної. В'язкість нафтових емульсій зростає зі збільшенням вмісту води (до 60–80%), потім падає.

Стійкість емульсії залежить від наявності в ній емульгаторів. До гідрофільних емульгаторів, добре розчинних у воді і не розчинних у нафті, відносяться натрієві та калієві солі нафтенових кислот, сульфокислот та ін. До гідрофобних емульгаторів, добре розчинних в нафті і не розчинних у воді, нафтенати, тонкоподрібнені частки глини, окисли металів (особливо Ca, Mg, Fe, Al), смолисто-асфальтенові речовини.

Інша причина стійкості емульсії - накопичення зарядів статичної електрики на краплях води і твердих частинках. Під впливом цих зарядів відбувається взаємне відштовхування частинок води.

Тип емульсії визначають двома способами. Перший – розчинення її у воді та бензині. Гідрофільна емульсія розчиняється в воді і опускається на дно в бензині, протилежне явище спостерігається для гідрофобної емульсії. Другий спосіб заснований на визначенні провідності електричного струму: його проводять тільки гідрофільні емульсії.

Нафтові емульсії є стійкими системами, у виробничій практиці досить складно зруйнувати їх, тому використовують цілий ряд методів.

Механічний спосіб руйнування емульсій заснований на застосуванні відстоювання, центрифугування і фільтрування. Процес відстоювання в більшості випадків є першою стадією руйнування емульсій. Центрифугування і фільтрування застосовують в лабораторних умовах для визначення вмісту води в нафті. У промисловості центрифугування через малу продуктивність центрифуг і великі витрати електроенергії не знайшло застосування. Практично не застосовують

і фільтрування, воно вимагає часті зміни фільтрів, що пов'язано з великими трудовими затратами.

Термічний спосіб руйнування нафтових емульсій заснований на застосуванні тепла. При нагріванні емульсії плівка емульгатора розширюється і руйнується, а крапельки рідини зливаються одна з одною, нафта підіймається у верхній шар. Відстоюють і нагрівають нафту в резервуарах-відстійниках при температурі до 70°C. Але зустрічаються емульсії, що не руйнуються навіть при 120°C. У цьому випадку вдаються до інших методів руйнування емульсії або проводять процес при більш високих температурах і з більшою герметизацією, щоб уникнути втрат легких фракцій.

Хімічний спосіб руйнування емульсій застосовують частіше. Використовують деемульгатори, що витісняють діючий емульгатор, або розчиняють його, завдяки чому емульсія руйнується. Останнім часом найбільш широко застосовують деемульгатори типу неіоногенних поверхнево-активних речовин (на основі окисі етилену і пропілену), які сприяють утворенню емульсій, протилежних за типом тим, що руйнуються. При зіткненні таких емульсій їх емульгуюча здатність втрачається, емульсія розшаровується.

Термохімічний спосіб полягає у введенні в підігріту нафту деемульгатора. Він ефективний при використанні високоякісних деемульгаторів. Більш досконалий термохімічний спосіб – зневоднення нафти в герметизованій апаратурі, де в присутності деемульгатора під тиском до 0,9 МПа нафта, попередньо нагріта в теплообмінниках або печах до 150–155°C, відділяється від води. Цей спосіб застосовують при руйнуванні стійких емульсій важких нафт.

Електричний спосіб знайшов застосування на промислах і нафтопереробних заводах. Сутність його полягає в тому, що під дією електричного поля, створеного високою напругою змінного струму, емульсія руйнується.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 2. ВИВЧЕННЯ КОЛОЇДНО-ХІМІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ НАФТОВИХ ДИСПЕРСНИХ СИСТЕМ.

Мета роботи: отримання дисперсних систем різного типу. Визначення їх дисперсності мікроскопічним і турбидиметричним методами.

Об'єкти дослідження: емульсії нафти, моторних мастил, дизельного палива, відпрацьованих автомобільних мастил, вазелінового масла, індивідуальних вуглеводнів; суспензія мазуту.

Експериментальна частина:

Частина 1. Отримання нафтових дисперсних систем різних типів

Апаратура

- 1) Лабораторна мішалка зі швидкістю обертання 300-600 об/хв. або порцелянові ступки;
- 2) Фарфоровий кухоль на 250 мл;
- 3) Підставний столик з регулятором висоти;
- 4) Мірний циліндр на 200 мл;
- 5) Шприц на 5 мл.

1. Приготування емульсії прямого типу

Матеріали:

- 1) Вода дистильована;
- 2) Водорозчинні ПАР: Нафтенол ВВД; Додецилсульфат натрію (100 мг/л);
- 3) Нафтопродукт.

Циліндром відміряють 15 мл води, виливають її в фарфоровий кухоль. Встановлюють кухоль на столик і опускають до нього мішалку, так щоб її лопаті вкрилися водою, не торкаючись при цьому дна. Обертанням регулятора швидкості встановлюють мінімальну швидкість перемішування

і вмикають мотор. Можна використовувати ручне перемішування в ступці.

При мінімальному перемішуванні (щоб уникнути спінування) вводять шприцом у воду 1 мл ПАР, після його розчинення вводять рідкий нафтопродукт. Кількість, яку необхідно ввести в розчин ПАР для отримання висококонцентрованої емульсії, становить 40 мл. Для отримання високодисперсної емульсії першу порцію – 1/4 частину від усієї кількості нафтопродукту - потрібно вводити тонкою цівкою при максимальному перемішуванні. Максимальне перемішування встановлюють (щоб уникнути спінування) тільки після введення перших крапель нафтопродукту. Решту 3/4 частини можна ввести швидше - приблизно за 2–3 хв. Після введення всієї кількості необхідно продовжувати перемішування емульсії ще протягом 10 хв, після чого приступають до її дослідження під мікроскопом. Фотографують отримане зображення, дають пояснення.

Емульсії, отримані подібним чином, можуть використовуватися в якості рідин розриву, а менш в'язкі (з меншим вмістом дисперсної фази) – для промивання призабійної зони від асфальто-смоло-парафінових відкладень.

2. Приготування емульсії зворотного типу

Матеріали:

- 1) Нафтопродукт;
- 2) Маслорозчинні ПАР: Нафтенол НЗ-40, олеїнова кислота (100 мг/л);
- 3) 25%-й розчин хлористого кальцію.

У порцеляновий кухоль, що містить 15 мл нафтопродукту, при мінімальному перемішуванні вводять 2 мл ПАР. Після її розчинення починають введення в розчин ПАР розчину хлориду кальцію в кількості 70 мл. Дисперсну фазу вводять порційно, враховуючи особливості попередньої методики. Після введення всієї кількості розчину хлористого кальцію необхідно продовжити перемішування емульсії протягом 10 хв, після чого

приступають до її дослідження під мікроскопом. Фотографують, дають пояснення.

Емульсії, отримані подібним чином, можуть використовуватися в процесах підвищення нафтовіддачі пласта.

3. Приготування множинної емульсії

Матеріали:

- 1) Водний розчин поліакриламід (ПАА) (0,5%);
- 2) Зворотна емульсія, отримана, як описано вище.

Відміряють мірним циліндром 20 мл зворотної емульсії і виливають її в порцеляновий кухоль, або ступку. При мінімальному перемішуванні вводять до складу емульсії 2,5 мл розчину ПАА і продовжують перемішування ще протягом 5 хв, після чого приступають до її дослідження під мікроскопом. Фотографують, дають пояснення.

Множинні емульсії мають більш низькі втрати на тертя, ніж зворотні емульсії, практично повністю схильні до деструкції в пластах з температурою 40-60°C.

4. Приготування поліемульсії

Матеріали:

- 1) Водний розчин поліакриламід (ПАА) (0,5%);
- 2) Водорозчинні ПАР: Неонол АФ₉₋₁₂, додецилсульфат натрію;
- 3) Нафтопродукт.

Відміряють циліндром 10 мл 0,5% розчину поліакриламід, виливають його в порцеляновий кухоль або ступку. При мінімальному перемішуванні вводять в розчин поліакриламід 1 мл ПАР, після її розчинення вводять в розчин нафтопродукт – 20 мл. Для отримання високодисперсної емульсії використовують методику, представлену вище. Проводять мікроскопічне дослідження.

Емульсії, отримані подібним чином, володіють низькими втратами тиску на тертя і стійкі при пластових температурах 60-80°C.

Частина 2. Визначення дисперсності емульсії під мікроскопом

Апаратура

- 1) Мікроскоп (250×);
- 2) Предметне та покривне скло, піпетки;

Дисперсійний аналіз емульсій проводять, спостерігаючи краплі під мікроскопом з використанням мікрометричної сітки або камери Горяєва. Розподіл сітки відповідає певній довжині мікрооб'єкту. Попередньо визначають ціну поділок сітки. Для кількісної оцінки необхідні прямі вимірювання розмірів дисперсних частинок (глобул). Підраховують число крапель одного розміру в полі зору. Вважають, що краплі, діаметр яких відповідає одному числу цілих поділок сітки, однакові за розміром. Статистично з великого числа вимірів встановлюються інтегральні криві розподілу глобул по крупності і величині сумарної поверхні. Основні рівняння для розрахунку інтегральних кривих розподілу:

$$Q = \frac{N \cdot 100}{N_{\Sigma}} \%, \quad (20)$$

$$S_y = \frac{S_{\phi} \cdot 100}{S_{\Sigma}} = \frac{N \cdot \pi d_{cp}^2 \cdot 100}{S_{\Sigma}} \%, \quad (21)$$

де Q і S_y – відносна крупність глобул і відносна питома поверхня їх в межах даної фракції з верхніми і нижніми межами діаметром d_1 і d_2 в мкм; N і S_{ϕ} - число глобул даної фракції і сумарна поверхня при середньому діаметрі; $d_{cp} = \frac{d_1 + d_2}{2}$; N_{Σ} і S_{Σ} – загальне число виміряних глобул і їх усереднена сумарна поверхня.

Краплю емульсії поміщають на предметне скло. Під мікроскопом визначають розміри глобул емульсії. Далі

визначають загальну кількість глобул, що припадає на одиницю поверхні, число глобул за фракціями.

За рівняннями 20 и 21 розраховують відносну крупність глобул і загальну поверхню фракції при середньому діаметрі. Результати вимірювань записують в табл. 2. Дані, зведені в таблицю, представляють графічно у вигляді кривих розподілу (по осі ординат відносна крупність Q і відносна питома поверхня фракції S_y в %, а по осі абсцис – середній діаметр глобул).

Таблиця 2

Розмір глобул $d_1 \div d_2$, мкм	Число глобул в даній фракції, N	Сумарна поверхня, S_f , мкм ²	Відносна крупність глобул, Q , %	Відносна питома поверхня фракції, S_y , %
1-5				
6-10				
11-15				
	N_Σ	S_Σ		

Оформлюють протокол лабораторної роботи, аналізують стійкість отриманих систем та класифікують їх за розміром крапель.

Частина 3. Визначення дисперсності емульсії методом турбидиметрії

В основі методу лежить явище світлорозсіяння на оптичних неоднорідностях середовища, тобто на частинках дисперсної фази НДС. Залежність світлорозсіяння в дисперсній системі від довжини хвилі в загальному вигляді описується рівнянням:

$$D = \lg \frac{I_0}{I} = \text{const} \cdot \lambda^{-n} \quad (22)$$

де D – оптична щільність; I – інтенсивність світла, що пройшов; I_0 – інтенсивність падаючого світла; n – хвильовий

експонент, залежить тільки від радіуса частинок дисперсної фази;
 λ – довжина хвилі.

Використовуючи калібрувальну криву $n=f(r)$, де r – розмір частинок, побудовану незалежним шляхом вимірювань розмірів частинок (наприклад, методом електронної мікроскопії), можна оцінити розмір часток досліджуваної НДС (рис. 9).

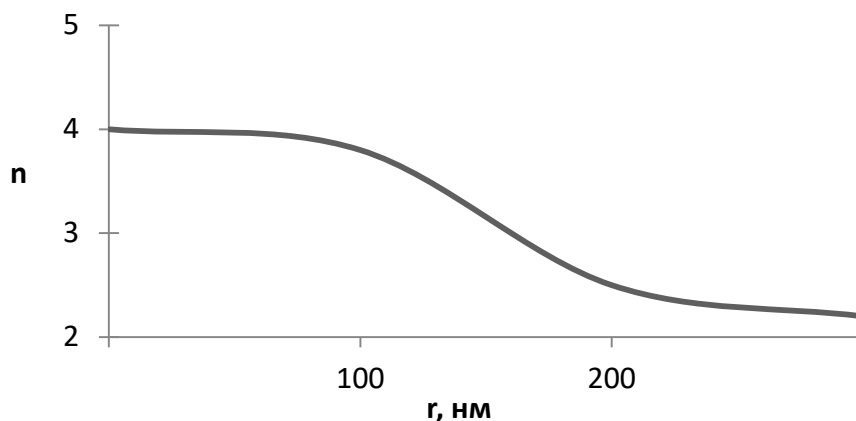


Рис. 9. Залежність хвильового експонента n від розміру частинок

Таким чином, вимір розмірів частинок, що розсіюють світло, зводиться до визначення хвильового експонента n на основі експериментальних значень D і λ .

При дослідженні дисперсності НДС методом турбидиметрії слід враховувати, що застосування даного методу для визначення дисперсності, особливо залишкових нафтопродуктів, неможливо без застосування відповідних розчинників через великі значення оптичної щільності подібних систем. Перед проведенням вимірів необхідно переконатися, що в досліджуваному діапазоні довжин хвиль не відбувається поглинання світла НДС та обраним розчинником. Встановлено, що в області 500–750 нм поглинання світла нафтовими системами і розчинниками (гексан, толуол, бензен) не спостерігається. Даний метод дозволяє отримати лише ефективне середнє значення радіусу монодисперсної системи, що розсіює світло так само, як і досліджувана полідисперсна система.

Методика виконання роботи. Готують розчин нафтопродукту в відповідному розчиннику. У колбу за допомогою крапельниці додають 1 краплю речовини і додають розчинник (гексан: толуол = 4:1) в кількості 10 мл, ретельно перемішують. Проводять визначення оптичної щільності приготовленого розчину за допомогою фотоелектричного колориметра. Кювети перед кожним вимірюванням слід ретельно промивати спирто-етеровою сумішшю. Не можна торкатися пальцями їх робочих поверхонь. Одну кювету заповнюють розчинником за допомогою бюретки, іншу приготованим розчином, встановлюють в гніздо кюветотримача.

Проводять вимірювання оптичної щільності розчину з використанням світофільтру з довжиною хвилі 540 нм.

За допомогою рефрактометра визначають показник заломлення для розчину. Якщо при визначенні показника заломлення температура не дорівнювала 20⁰С, необхідно внести температурну поправку.

На основі отриманих даних визначають величину хвильового експонента n за формулою:

$$n = \frac{\lg(D_1 / D_2)}{\lg(\lambda_2 / \lambda_1)}, \quad (23)$$

де D_1, D_2 – значення оптичної щільності досліджуваного розчину при значеннях довжин хвиль λ_1 і λ_2 .

У разі істинного розсіювання світла значення хвильового експонента лежать в інтервалі $0 < n < 4$. Якщо $n > 4$, то в зазначеному інтервалі довжин хвиль відбувається поглинання світла. Для значення n розраховують характеристичний параметр z за такими формулами:

якщо $3,57 < n < 4$, то $z = 17,731 - 4,132 \cdot n$.

якщо $2,53 < n < 3,57$, то $z = 15,013 - 3,365 \cdot n$;

якщо $0 < n < 2,53$, то $z = 24,536 - 7,143 \cdot n$;

Знаючи параметр z , розраховують радіус частинок r за формулою:

$$r = \frac{z \cdot \lambda}{8\pi n_D^{20}}, \quad (24)$$

де $\lambda = \frac{\lambda_1 + \lambda_2}{2}$; n_D^{20} - показник заломлення розчину .

Оформлюють протокол лабораторної роботи. Аналізують доцільність того чи іншого методу визначення розмірів крапель емульсій нафтопродуктів, визначають тип досліджуваних нафтових дисперсних систем згідно звісних класифікацій.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 3 ВИЗНАЧЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ДЕЕМУЛЬГАТОРІВ НАФТОВИХ ЕМУЛЬСІЙ

Мета роботи: здійснити процес деемульсації оборотних емульсій нафти та визначити ефективність дії деемульгаторів.

Об'єкти дослідження:

- 1) нафта;
- 2) вода (демінералізована);
- 3) розчин деемульгатора в толуолі з концентрацією $1 \cdot 10^{-5}$ моль/л (за вибором викладача).

Експериментальна частина

Найбільш ефективними методами збільшення нафтовіддачі за світовими даними визнані газові, термічні, хімічні методи. До хімічних методів належать застосування міцелярних розчинів, кислотна або лужна обробка призабійної зони; внутрішньопластове горіння, закачування гелюючих сумішей при гідророзриві пласта. Крім перерахованих хімічних чинників, що супроводжуються утворенням додаткової неконтрольованої кількості ПАР при взаємодії нафтових компонентів з хімічними реагентами, формуванню стійких тонкодисперсних зворотних емульсій сприяє постійний контакт рухомого потоку нафти з технологічним обладнанням. Характерно, що стійкість

емульсій, що утворюються, безперервно зростає із рухом від гирла свердловини до пункту збору нафти. Одним з етапів промислової підготовки сирих нафт є їх деемульсація, яка проводиться шляхом відстоювання в присутності деемульгатора. Деемульгатори широко застосовують як в процесах підготовки нафт на промислах, так і при глибокому знесолюванні на нафтопереробних заводах.

Деемульгатори - спеціальний клас хімічних реагентів для руйнування нафтових емульсій. Деемульгатори уявляють собою композиційні суміші, що включають розчинник і активну основу. Основа складається з ПАР різних хімічних структур і модифікацій, часто із залученням добавок: поліфункціональних сполук з властивостями змочувачів, диспергаторів, коагулянтів, флокулянтів.

В даний час існує велика потреба в високоефективних деемульгаторах, оскільки зростає частка «проблемних» нафтових емульсій. Проблема руйнування стійких нафтових емульсій стоїть особливо гостро при освоєнні родовищ природних бітумів, важких високов'язких і високосірчистих нафт з підвищеним вмістом механічних домішок. Існуючі технології інтенсифікації нафтовидобутку із застосуванням хімічних реагентів призводять до зміни складу стабілізаторів емульсій, погіршення фізико-хімічних і реологічних властивостей сировини, що видобувається.

В результаті асоціативних взаємодій утворюються стійкі водонафтові емульсії, практично в'язкі маси, для руйнування яких потрібні високоефективні деемульгатори.

Апаратура

- 1) Градуйовані відстійники Лисенко;
- 2) Гомогенізатор або електрична мішалка з числом оборотів не менше 1000 об/хв.;
- 3) Піпетка для внесення розчину деемульгатора в нафтові емульсії;

4) Водяна термостатуєма баня.

Безпосередньо перед заняттям готується модельна емульсія шляхом перемішування в міксері 70% легкої нафти, 30% дистильованої води і водно-спиртовий розчин деемульгатора (Нафтенол Д) з концентрацією $1 \cdot 10^{-5}$ моль/л.

У кожен з градуйованих пронумерованих відстійників № 1-5 (бажано з конічним дном) поміщають по 50 мл приготовленої емульсії. У пробірки № 2-5 за рекомендацією викладача вводять дозовані кількості розчину деемульгатора; пробірка № 1 без деемульгатора є контрольною. Після введення деемульгатора відстійники з емульсіями перемішують на апарату для струшування проб протягом 15 хвилин (або вручну 200 хитань). Потім відстійники поміщають в термостат при температурі 50°C .

Через 10, 30, 60 хвилин визначають кількість води, що виділилася внизу пробірок в мл і розраховують показник ефективності деемульгатора K_d як відношення об'ємів води, що виділилася до загального об'єму води в нафті, виражають у %. Отримані дані заносять в табл.3.

Таблиця 3

Вихідні дані для оцінки ефективності деемульгатора

№ пробір.	Концентрація деемульгатора	Кількість води, що виділилася (в мл) через			Ефективність деемульгат. K_d , %
		10 хв	30 хв	60 хв	
1	0				
2 ... 5					

Будують залежність показника ефективності деемульгатора K_d від концентрації деемульгатора і визначають його оптимальну кількість, що відповідає максимальному виділенню води з емульсії. Аналізують умови процесу та пропонують додаткові умови дослідів (температура, концентрація, режим струшування та ін.), що дозволять підвищити ефективність дії деемульгатора.

Проводять додаткові дослідження, розраховують ефективність деемульгатора, отримані дані заносять в таблицю.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 4. ВИВЧЕННЯ СТІЙКОСТІ НАФТОВИХ ДИСПЕРСНИХ СИСТЕМ РІЗНИХ ТИПІВ.

Мета роботи: вибрати дисперсні системи, для яких стійкість є обов'язковою умовою використання, та вивчити їх стійкість.

Об'єкти дослідження:

Нафта, дизельне паливо, бензин, гас, автомобільні мастила, відпрацьовані моторні мастила, органічний розчинник.

Експериментальна частина

Поняття про агрегативну і седиментаційну (кінетичну) стійкість було вперше запропоновано Н. П. Песковим. Агрегативна стійкість – здатність системи до збереження дисперсності та індивідуальності, тобто відокремленості частинок дисперсної фази. Коли система втрачає агрегативну стійкість (тобто відбувається коагуляція або флокуляція частинок дисперсної фази), система розшаровується.

Втрата агрегативної стійкості веде до кінетичної (седиментаційної) нестійкості системи. Відбувається розшарування системи в результаті виділення коагулятів, що представляють собою опади або спливаючі утворення.

Таким чином, кінетична стійкість відображує здатність системи зберігати протягом певного часу однаковий в кожній точці розподіл частинок дисперсної фази в дисперсійному середовищі. Критерієм кінетичної стійкості нафтової дисперсної системи є фактор стійкості (Φ_c). Являє собою відношення концентрацій дисперсної фази, яке встановлюється за фіксований час в двох шарах, розташованих на певній відстані один від

одного, в напрямку сил осадження. Найчастіше для нафтових залишків визначення концентрації дисперсної фази проводять за вмістом асфальтенів в верхньому і нижньому шарах розчину досліджуваного нафтопродукту.

Під дією гравітаційного поля осідають лише досить великі частинки (0,1–100 мкм). Замінюючи гравітаційне поле дією центрифуги з прискоренням, що перевищує в 100–1000 разів прискорення вільного падіння, можна досить швидко осадити частки асфальтенів. Вплив центробіжного поля достатньої інтенсивності дозволяє протягом 5–10 хв при 20° С і частоті обертання ротора центрифуги 3000–4000 об/хв досягти седиментаційну рівновагу в сумішах.

Концентрація асфальтенів в шарі визначається фотоколориметричним методом шляхом побудови калібрувального графіка в координатах: оптична густина – концентрація асфальтенів в розчині толуолу для кожного досліджуваного нафтопродукту.

Апаратура

- 1) Лабораторна центрифуга;
- 2) Фотоелектричний колориметр;
- 3) Конічні колби на 50 мл, градуйовані пробірки на 10 мл.

Зразок досліджуваного нафтопродукту (0,2 г) поміщають в попередньо зважену на технічних вагах конічну колбу на 50 мл. У конічну колбу окремими порціями доливають 20 мл розчинника, кожен раз ретельно перемішуючи його з нафтопродуктом. Суміш розчинника, що складається з толуолу і гексану в співвідношенні 1:4, повинна готуватися безпосередньо перед аналізом. Після того, як буде додана остання порція, вміст конічної колби перемішують протягом 1 хв для створення однорідної суміші. Вміст конічної колби розливають порівну в градуйовані на 10 мл пробірки. Для проведення центрифугування проб задаються наступні параметри: частота обертання ротора 4000 об/хв, час – 12 хв.

Після закінчення центрифугування з пробірок, в яких знаходяться паралельні зразки, за допомогою варіпіпетки відбирають проби. Верхні шари центрифугата (1 мл) переносять в порожні пробірки з позначкою «в» відповідно, середні шари відбирають до нижньої позначки і відкидають. Нижні шари з осадом (1 мл) переносять в пробірки з відміткою «н». У пробірки з верхнім і нижнім шарами центрифугату додають по 5 мл толуолу.

Проводять визначення оптичної густини приготовленого розчину на фотоелектричному колориметрі. Кювети (робоча довжина 5 мм) за допомогою піпетки заповнюють приготвленим розчином і розчинником до мітки, закривають їх кришками і встановлюють в кюветотримач. Проводять вимір оптичної густини розчинів зі світлофільтром, відповідним $\lambda = 540$ нм. Фактор стійкості розраховують за формулою:

$$\Phi_c = \frac{D_1}{D_2}, \quad (25)$$

де D_1 - оптична густина верхнього шару; D_2 - оптична густина нижнього шару.

Результати не менше трьох паралельних вимірювань в верхньому і нижньому шарах центрифугата записують в табл.4.

Таблиця 4

Результати досліджень

№	$D_{1в}$	$D_{2н}$	$\Phi_c, \%$	$\bar{\Phi}$	$\Delta\Phi_i$

За результатами експерименту роблять висновок про стійкість досліджуваних систем. Аналізують фактори, що впливають на кінетичну та агрегативну стійкість конкретних НДС у робочих умовах, обґрунтовують способи її підвищення.

ЛАБОРАТОРНА РОБОТА № 5 ОДЕРЖАННЯ РОБОЧИХ СИСТЕМ, ЩО ВИКОРИСТОВУЮТЬСЯ ПРИ ДОБУВАННІ НАФТИ, ТА ВИВЧЕННЯ ЇХ ВЛАСТИВОСТЕЙ

Мета роботи: одержати дисперсні системи, що використовують в технологічних процесах добування нафти, вивчити їх колоїдно-хімічні властивості.

Об'єкти дослідження:

- 1) нафта;
- 2) гелі на водній та вуглеводневій основі;
- 3) піни на водній та вуглеводневій основі;
- 4) полімерні присадки;
- 5) органічні розчинники.

Експериментальна частина

У нафтопромисловій практиці основою рідкої фази робочих систем є вода, водні розчини та вуглеводні. Системи застосовують в процесах буріння, розкриття пласта, освоєння свердловин, промивання піщаних пробок, гідравлічного розриву пласта (ГРП), для підвищення нафтовіддачі і продуктивності свердловин.

В якості робочих рідин для ГРП використовують різні типи рідин: водні або вуглеводневі гелі, піни, різні типи емульсій, для яких характерна одна загальна властивість – всі вони є неньютонівськими системами, як правило, псевдопластиками. Необхідною властивістю рідин є деструкція в пласті після обробки, а також мінімальний негативний вплив на пласт при контакті з пластовими рідинами і породою.

Знаючи фізико-хімічні характеристики рідин, а також характеристики пласта і конкретної свердловини: пластові тиски і температуру, проникність і тип колектору, глибину свердловини і діаметр насосно-компресорних труб, можна проектувати процес добування в даній свердловині.

У процесі приготування рідини розриву доводиться стикатися з проблемою придатності для приготування емульсій, водних або вуглеводневих гелів базових (вихідних) робочих рідин, наприклад, прісної або мінералізованої води, нафти, нафтопродуктів, розчинників. Для визначення можливості використання цих рідин необхідно знати їх фізико-хімічні параметри.

1. Одержання гелів на водній та вуглеводневій основі

Об'єкти дослідження:

- 1) Прісна або мінералізована вода;
- 2) Комплекс реагентів для отримання водного гелю – Комплекс гелюючий «Хімеко-В», який включає наступні компоненти: гелеутворювач – полісахарид типу гідроксіпропілгуара; стабілізатор глини; буфер-регулятор; деемульгатор - суміш неіоногенної і аніонної ПАВ; бактерицид (четвертинна амонієва сіль); регулятор деструкції та ін.;
- 3) Дизельне паливо;
- 4) Комплекс реагентів для отримання вуглеводневого гелю – Комплекс гелюючий «Хімеко-Н», який включає компоненти: гелеутворювач (суміш оброблених органічних ортофосфорних етерів); активатор (дисперсія сульфату заліза); деструктор (неорганічна сполука).

Апаратура

- 1) Лабораторна мішалка, зі швидкістю обертання 300–600 об/хв;
- 2) Фарфоровий кухоль на 250 мл;
- 3) Підставний столик з регулятором висоти;
- 4) Мірний циліндр на 100 мл;
- 5) Шприци на 1 мл;
- 6) Секундомір.

Визначення щільності рідин. Визначення щільності робочої рідини для проведення гелювання, дозволить зробити висновок про можливість її використання. Наприклад, підвищена

щільність водного розчину може вказувати на підвищений вміст в ньому солей, що може привести до проблем при отриманні водного гелю; низька щільність нафти і нафтопродуктів (нижче 780 кг/м^3) вказує на неможливість їх використання для приготування рідини для ГРП через підвищену пожежну небезпеку; висока щільність нафти (вище 850 кг/м^3) може вказувати на неможливість її гелювання. Щільність рідини визначається методами, представленими в лабораторній роботі №1.

Визначення концентрації водневих іонів. Для визначення концентрації водневих іонів (рН) необхідно випробовувати тільки водні рідини. Концентрація водневих іонів характеризує якість водного середовища при отриманні водних гелів. Для визначення цього показника використовують лабораторний рН-метр. Величину рН визначають за шкалою приладу тільки після того, як показники приймуть встановлені значення.

Приготування гелю на водній основі.

Визначають щільність і рН водного розчину, призначеного для гелювання, дають висновок про можливість її застосування. Якщо щільність більше $1,012 \text{ г/см}^3$, а $\text{pH} < 6$ або $\text{pH} > 8$ – водний розчин не придатний для гелювання.

Відміряють циліндром 100 мл прісної або мінералізованої води, придатної для гелювання і виливають її в порцелянову кружку. Ставлять кухоль на столик і опускають в неї мішалку, так щоб її лопаті вкрилися водою, не торкаючись при цьому дна кухля. Обертанням регулятора швидкості встановлюють мінімальну швидкість перемішування і включають мотор. При мінімальному перемішуванні (щоб уникнути спінювання) послідовно вводять в воду наступні компоненти (рідкі компоненти вводяться за допомогою шприца):

Гелеутворювач	- 0,4 г;
Стабілізатор глини	- 2,0 г;
Буфер-регулятор	- 0,2 г;
Деемульгатор	-0,025 мл;

Бактерицид	- 0,050 мл;
Регулятор деструкції	- 0,10 мл.

Збільшують швидкість перемішування до позиції, при якій не відбувається захоплення повітря і спінювання рідини, і продовжують перемішування протягом 30 хв, після чого одночасно вводять зшивач і деструктор, виходячи з таких рекомендацій: зшивач - 0,3–0,4 мл (дозування в залежності від типу води: прісна - 0,3 або мінералізована – 0,4); регулятор деструкції - 0,010–0,050 г (дозування в залежності від пластової температури, для температури пласта 80°C, кількість деструктора 0,02 г / 100 мл гелю); продовжують перемішування вручну.

У момент введення зшивача і деструктора включають секундомір і вимірюють час зшивання (час до утворення гелю високої в'язкості, що витикає з кухля безперервним «язиком»), після чого приступають до досліджень реологічних характеристик отриманого гелю за методикою, що представлена у лабораторній роботі № 1. При необхідності гель розбавляють розчинником.

Приготування гелю на вуглеводневій основі.

Визначають щільність вуглеводневої рідини, дають висновок про можливість її гелювання. Щільність рідини повинна бути в межах (0,85-0,78) г/см³.

Відміряють циліндром 100 мл дизельного палива і виливають його в порцеляновий кухоль. Ставлять кухоль на столик і опускають мішалку, щоб її лопаті вкрилися рідиною, не торкаючись при цьому дна. Обертанням регулятора швидкості встановлюють мінімальну швидкість перемішування і включають мотор. При мінімальному перемішуванні (щоб уникнути спінювання) послідовно вводять в рідину за допомогою шприца наступні компоненти:

Гелеутворювач	- 1 мл;
Активатор	- 1 мл.

Збільшують швидкість перемішування до позиції, при якій не відбувається захоплення повітря і спінювання рідини, продовжують перемішування протягом 15 хв, дають витримку без перемішування протягом 30 хв, потім приступають до досліджень реологічних характеристик отриманого гелю за методикою, наведеною у лабораторній роботі № 1. При необхідності гель розбавляють розчинником.

2. Одержання пін на водній та вуглеводневій основі

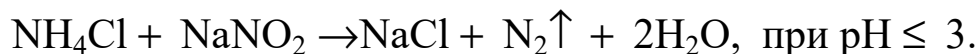
Піна - це висококонцентрована дисперсна система, в якій дисперсною фазою є газ, а дисперсійним середовищем рідина. Стійкі піни отримують в присутності третього компоненту - піноутворювача.

У низькоконцентрованих системах газ-рідина бульбашки знаходяться далеко одна від одної, для таких систем характерна низька седиментаційна стійкість і нетривалий час існування. Піною може бути система газ-рідина з каркасно-плівковою структурою, в якій окремі бульбашки зв'язані одна з одною плівками, в загальний каркас. В піні бульбашка затиснута іншими бульбашками, які прилягають до неї. Така щільна упаковка досягається при певному співвідношенні рідини і газу. При значному насиченні піни газом бульбашки втрачають сферичну форму і перетворюються в багатогранники, а плівки, що їх розділяють набувають однакову товщину по всьому об'єму піни. Висококонцентровані піни, завдяки надлишку газової фази і взаємному стисканню бульбашок газу, складаються з полідрічних осередків, та є найбільш стійкими. Міцність і тривалість існування піни залежить від властивостей плівкового каркасу, що визначаються природою і кількістю в системі поверхнево-активної речовини піноутворювача. Молекули піноутворювача концентруються в поверхневому шарі.

Газ розчиняється в рідині піноутворюючого розчину при його закачуванні в свердловину. Розчинність газів в рідинах

змінюється в широких межах і залежить від природи розчинника, температури і тиску.

Розчинності газів сприяє збільшення тиску і перешкоджає збільшення температури. Тому при застосуванні пінних систем в процесах нафтовидобутку, завжди слід враховувати глибину свердловини, пластові тиски і температури. Обмежувати застосування того чи іншого газу також може його висока вартість, низькі значення гранично допустимої концентрацій (ГДК), корозія і вибухонебезпечність. Найбільш типовою газоподібною фазою для отримання піни є азот. Для отримання азоту використовується окисно-відновна реакція, що проходить між хлористим амонієм і нітритом натрію в кислому середовищі. У найпростішому вигляді цю реакцію можна записати так:



Піна утворюється при додаванні до розчину піноутворювача. Особливістю методу є використання реагенту, що одночасно підтримує кислу реакцію середовища та виступає як піноутворювач (алкілфосфат "ХімЕко"). Застосування цього реагенту, з одного боку, дозволяє витримати рН у вузьких межах (рН= 2-3), що є гарантією протікання реакції саме в бік утворення азоту, а не його оксидів, з іншого боку – дозволить отримати стійку піну як в водному, так і в вуглеводневому середовищі.

Апаратура

- 1) Скляні циліндри на 50, 1000 мл;
- 2) Скляні стакани на 50, 100 мл;
- 3) Шприц на 2 мл;
- 4) Термостатуєма водяна баня.

Приготування водної піни.

Для цього необхідні матеріали:

- 1) Вода дистильована;
- 2) Нітрит натрію;
- 3) Хлорид амонію;

4) Водорозчинна ПАР (Нефтенол ВВД, додецілсульфат натрію);

5) Алкілфосфат "Хімеко".

Відміряють циліндром 45 мл підігрітої води, вливають її в скляний стакан на 100 мл. Наважку хлориду амонію - 5 г і нітриту натрію - 6 г, поміщають в стакан з водою і розчиняють, перемішуючи скляною паличкою. В отриманий істинний розчин за допомогою шприца вводять 0,55 мл ПАР і обережно перемішують, щоб не збивалася піна. Відміряють циліндром 10 мл води, вливають її в другий стакан (на 50 мл) і за допомогою шприца додають 2 мл алкілфосфата "Хімеко", перемішують скляною паличкою.

У попередньо підігріту до 80° С водяну баню встановлюють літровий циліндр і зливають туди обидва розчини, вміст циліндра злегка перемішують. Утворення піни спостерігається самодовільно, протягом 30 хв.

Вивчають властивості отриманої дисперсної системи. Визначають час, протягом якого утворюється максимальний обсяг піни. Обчислюють кратність піни:

$$K = \frac{V_M}{V_{II}}, \quad (26)$$

де V_M – максимальний об'єм піни; V_{II} - початковий об'єм рідини (62 мл).

Приготування вуглеводневої піни.

Для цього необхідні матеріали:

1. Вода дистильована;
2. Нафта;
3. Нітрит натрію;
4. Хлорид амонію;
5. Алкілфосфат "Хімеко".

Відміряють циліндром 50 мл нафти, вливають її в скляний стакан на 100 мл і за допомогою шприца додають 1 мл

алкілфосфату "ХімЕко", перемішують за допомогою скляної палички. Відміряють циліндром 45 мл підігрітої води, вливають її в скляний стакан на 50 мл. Додають хлориду амонію - 5 г і нітриту натрію - 5 г поміщають в стакан з водою і розчиняють, перемішуючи скляною паличкою. У попередньо підігріту до 80° С водяну баню встановлюють літровий циліндр і зливають туди обидва розчини, вміст циліндра злегка перемішують. Утворення піни спостерігається протягом 30 хв.

Вивчають властивості отриманої дисперсної системи. Визначають час, протягом якого утворюється максимальний обсяг піни. Обчислюють кратність піни за рівнянням 26.

3. Вивчення впливу полімерних добавок та температури на властивості НДС

Оптимізація процесів видобування та транспортування нафтових систем по трубопроводах пов'язана з необхідністю зменшення гідравлічного опору. Ефективними прийомами є регулювання реологічних характеристик нафт шляхом введення добавок або малов'язких розріджувачів.

При переході до розвинутої турбулентної течії, якій характерні більш великі втрати енергії, ніж при ламінарному режимі, відбувається різка зміна швидкості від пристінкової області до об'ємної. Фізико-хімічний механізм дії добавок пов'язаний з ламінаризацією (або гасінням турбулентності) і зміною структури турбулентного потоку при одночасному збільшенні товщини пристінного шару. Високу ефективність щодо зниження гідравлічного опору малов'язких нафт мають антитурбулентні присадки на основі полібутадієну і поліізопрену в концентрації $(5-10) \cdot 10^4$ моль/л.

- 1) Нафта;
- 2) Вода (демінералізована);
- 3) Полімерна присадка.

Готують оборотні емульсії нафти однакової концентрації за методикою лабораторної роботи № 2. Наливають в 5 пробірок по

20 мл емульсії. В чотири з них додають полімерну присадку в кількості $(1-5) \cdot 10^{-4}$ г/л. За допомогою віскозиметра визначають реологічні характеристики досліджуваних систем згідно методики лабораторної роботи № 1. Аналогічні дослідження проводять в температурному інтервалі від 20 до 80⁰С.

Будують залежності в'язкості емульсій від концентрації полімерної присадки. Проводять порівняння реологічних властивостей емульсій.

Вибирають найбільш оптимальну концентрацію присадки. Будують температурну залежність $\lg \eta$ від $1/T$, виходячи з лінійної форми рівнянь:

$$\eta = \left[\frac{hN}{V} \exp\left(-\frac{\Delta S^*}{R}\right) \right] \exp\left(\frac{\Delta H^*}{RT}\right) \quad (27)$$

$$\eta = B \exp\left(\frac{E}{RT}\right)$$

У рівнянні Арреніуса-Френкеля-Ейрінга: E – енергія активації процесу; B – константа, яка незначно залежить від температури, тому краще використовувати більш точне рівняння:

$$\eta = B T^{2/3} \exp\left(\frac{E}{RT}\right) \quad (28)$$

За допомогою лінійної залежності $\lg \eta$ від $1/T$ визначають енергію активації в'язкої течії. Узагальнюють отримані данні для обґрунтування вибору робочих систем.

ПИТАННЯ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЮ

1. Охарактеризуйте основні принципи класифікації емульсій за типом дисперсної фази і дисперсійного середовища, складом дисперсної фази, рівнем дисперсності і ступенем міжфазної взаємодії.
2. Поясніть, яким чином можна регулювати процеси коалесценції і диспергування глобул при отриманні емульсії.
3. Назвіть фактори, що зумовлюють величину міжфазного натягу і в'язкість емульсії.
4. Поясніть причини диспергування нафти у воді при лужній і кислотній обробці.
5. Охарактеризуйте області практичного застосування прямих, оборотних, множинних емульсій і поліемульсій.
6. Які методи визначення дисперсності НДС ви можете запропонувати?
7. У чому полягають недоліки методу турбидиметрії при визначенні ступеня дисперсності НДС?
8. Охарактеризуйте природу дисперсних частинок НДС?
9. Поясніть відмінність між уявною і істинною дисперсністю НДС?
10. Охарактеризуйте основні чинники стійкості нафтових емульсій.
11. Поясніть механізм дії деемульгатора.
12. Поясніть механізм старіння нафтових емульсій.
13. Як оцінити ефективність дії деемульгатора при деемульсації сирих нафт?
14. Назвіть основні вимоги до фізико-хімічних властивостей деемульгатора сирих нафт.
15. Яким вимогам повинні відповідати рідини для гідророзриву пласта?
16. Які особливості застосування гелів на водній і вуглеводневій основі?

17. Охарактеризуйте механізм дії зшивачів та деструкторів гелів.
18. Який вплив рН дисперсійного середовища на гелеутворення?
19. Охарактеризуйте типи міжчасткових контактів в НДС.
20. Напишіть рівняння Бінгама-Шведова і дайте пояснення всім величинам, що входять до нього.
21. Поясніть механізм дії полімерних присадок на реологічні властивості нафт.
22. Що таке тиксотропія?
23. Який зміст ви вкладаєте в поняття стійкість НДС?
24. Яким чином можна регулювати кінетичну стійкість НДС?
25. Яке практичне значення має фактор стійкості для НДС?
26. Надайте класифікацію вуглеводневих пін і назвіть їх характеристики.
27. Як визначити кінетичну стійкість піни?
28. Поясніть суть основних факторів стійкості вуглеводневих пін.
29. Наведіть приклади небажаного утворення газових пін в нафтотехнологічних процесах і вкажіть способи попередження їх утворення.
30. Які вимоги надаються до пін, що використовуються в якості робочих систем при нафтодобуванні?

ЗРАЗКИ ТЕСТОВИХ ЗАВДАНЬ

1. Церезин виділяють з:

- А) дистилатних мастил
- Б) вакуумного газойля
- В) петролатума
- Г) гача

2. Гідрообезсіркування є окремим випадком:

- А) гідрокрекінгу
- Б) гідрооблагороджування
- В) гідрування
- Г) гідроочищення

3. До складу нафти не входить наступна сполука:

- А) бутадієн
- Б) сірководень
- В) хризен
- Г) тиофен

4. Мінеральні масла не застосовуються:

- А) для змащування поверхонь які труться
- Б) у якості моторного палива
- В) в якості робочих рідин механізмів
- Г) як основа для приготування консистентних мастил

5. Головна фаза нафтоутворення реалізується на глибині

- А) 1-2 км
- Б) 2-3 км
- В) 6-8 км
- Г) 3-6 км

6. Технологічна схема переробки нафти полягає в послідовності:

- А) видобуток-знесолення-зневоднення-пряма перегонка
- Б) видобуток-зневоднення-знесолення-пряма перегонка
- В) видобуток-пряма перегонка - знесолювання-зневоднення
- Г) видобуток-пряма перегонка-зневоднення-знесолення

7. Які оптичні явища не притаманні НДС?

- А) Опалесценція;
- Б) Флуоресценція;
- В) Люмінесценція;
- Г) Поліхромія.

8. Світлорозсіювання або опалесценція розбавлених НДС спостерігається за умовою:

- А) частинки дисперсної фази знаходяться один від одного на відстані, що перевищує довжину світлової хвилі;
- Б) частинки дисперсної фази мають розміри, співпадаючі з довжиною світлової хвилі;
- В) частинки дисперсної фази мають розміри, менше 0,1 довжини світлової хвилі;
- Г) частинки дисперсної фази мають розміри, які набагато перевищують довжину світлової хвилі.

9. Які шари не характерні для будови міцел, що утворюються в НДС?

- А) Дифузний;
- Б) Дипольний;
- В) Адсорбційний;
- Г) Ван-дер-ваальсовий.

10. Потенціал, що виникає на границі ковзання між адсорбційним та дифузним шарами при відриві частини дифузного шару це:

- А) Адсорбційний потенціал Штерна;
- Б) Термодинамічний потенціал;

- В) Потенціал розділу тверде тіло – розчин;
- Г) Потенціал ПЕШ.

11. Що розуміють під стійкістю нафтових дисперсних систем?

- А) Постійність їх властивостей в часі;
- Б) Стійкість по відношенню до укрупнення або агрегації частинок дисперсної фази;
- В) Постійність розподілу часток дисперсної фази в об'ємі;
- Г) Стійкість до осадження частинок дисперсної фази.

12. В якому випадку буде спостерігатися коалесценція?

- А) Випадіння асфальтенів;
- Б) Розшарування нафтових емульсій;
- В) Помутніння мастил;
- Г) «Старіння» мильної піни;

13. Які моделі ідеальних систем не лежать в основі реологічних моделей механічних властивостей матеріалів?

- в) Ідеальний кристал;
- б) Ідеально - пружне тіло Гука;
- в) Ідеально в'язке тіло Ньютона;
- г) Ідеально пластичне тіло Кулона;

14. В процесі коагуляції НДС відбувається утворення просторової сітки з частинок дисперсної фази з різким збільшенням міцності системи. При цьому вільнодисперсні системи переходять в зв'язанодисперсні. Як називають такі системи за класифікацією структурно – механічних властивостей (П. А. Ребиндер)?

- А) Конденсаційно-кристалізаційні структури, що виникають за рахунок хімічної взаємодії між частинками і їх зрощення з утворенням жорсткої об'ємної структури;

- Б) Кристалічні структури, що виникають між речовинами з іонним типом кристалічної решітки за рахунок іонних зв'язків;
- В) Структури, що виникають за рахунок фізичних сил;
- Г) Аморфні структури.

15. Виберіть визначення, яке найбільш повно розкриває зміст курсу: «Колоїдна хімія нафти і нафтопродуктів» – це...

- А) Самостійний розділ фізичної хімії;
- Б) Наука про поверхневі явища та дисперсні системи з аполярним дисперсійним середовищем;
- В) Наука про високомолекулярні сполуки (ВМС);
- Г) Наука про процеси і явища, що відбуваються в нафтових дисперсних системах

16. Які методи отримання НДС не відносяться до диспергаційних?

- А) Механічні методи;
- Б) Метод гідролізу солей;
- В) Ультразвукові методи;
- Г) Метод заміни розчинника.

17. Вкажіть фактори кінетичної стійкості НДС:

- А) Дисперсність системи;
- Б) В'язкість середовища;
- В) Наявність у розчині сторонніх речовин (електролітів або ВМС);
- Г) Різниця густин дисперсійного середовища і дисперсної фази.

18. Який з адсорбентів не належить до типових неполярних адсорбентів?

- А) Парафін
- Б) Силікагель
- В) Тефлон

Г) Сажа

19. Які явища та технологічні процеси засновані на принципі іонного обміну?

А) Пом'якшення і опріснення води

Б) Посвітління цукрових сиропів

В) Утворення рудних родовищ

Г) Поділ і очищення нафти

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Сафиева Р. З. Химия нефти и газа. Нефтяные дисперсные системы: состав и свойства (часть 1) : учебное пособие. М. : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. 112 с.
2. Баннов П. Г. Процессы переработки нефти / под ред. В. А. Матишева. М. : ЦНИИТ Энефтехим, 2000. 224 с.
3. Евдокимов И. Н., Лосев А. П. Комплект учебных пособий по программе магистерской подготовки «Нефтегазовые нанотехнологии для разработки и эксплуатации месторождений». Часть 5 / Природные нанообъекты в нефтегазовых средах: Учебное пособие. М. : РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2008. 104 с.
4. Щукин Е. Д., Перцов А. В., Амелина Е. А. Коллоидная химия. М. : Высш. школа, 2004. 445 с.
5. Абросимов А. А. Экологические аспекты производства и применения нефтепродуктов. М. :Изд-во. «Барс», 1999. 731 с.
6. Нефтяные дисперсные системы / З. Я. Сюняев, Р. З. Сафиева, Р. З. Сюняев. М. : Химия, 1990. 226 с.
7. Орлов Г. А., Кендис М. Ш., Глущенко В. Н. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче. М. : Недра, 1991. 224 с.
8. Ибрагимов Л. Х., Мищенко И. Т., Челоянц Д. Н. Интенсификация добычи нефти. М. : Наука, 2000. 467 с.
9. Физико-химические свойства нефтяных дисперсных систем : учебное пособие / Р. З. Сафиева, Л. А. Магадова, Л. З. Климова, О. А. Борисова / под ред. проф. В. Н. Кошелева. М. : Изд. РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2001. 60 с.

ДЛЯ НОТАТОК

Навчальне видання

ТИМЧУК Алла Федорівна

КОЛОЇДНА ХІМІЯ НАФТИ ТА НАФТОПРОДУКТІВ

Методичний посібник
до дисципліни вільного вибору студентів 4 курсу
першого рівня освіти спеціальності 102 Хімія, 014 Середня освіта (Хімія)

За редакцією автора



Г Е Л Ь В Е Т И К А
ВИДАВНИЧИЙ ДІМ

WWW.HELVETICA.UA

Підписано до друку 14.05.2021 р. Формат 60x84/16.
Папір офсетний. Гарнітура Times. Цифровий друк.
Ум. друк. арк. 4,06. Тираж 50. Замовлення № 0721/267.
Віддруковано з готового оригінал-макета.

Друкарня – Видавничий дім «Гельветика»
65101, Україна, м. Одеса, вул. Інглезі, 6/1
Телефони: +38 (048) 709 38 69,
+38 (095) 934 48 28, +38 (097) 723 06 08
E-mail: mailbox@helvetica.ua
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
ДК № 6424 від 04.10.2018 р.