

Міністерство освіти і науки України
Одеській національний університет імені І.І. Мечникова

ТИМЧУК А.Ф.

КОЛОЇДНА ХІМІЯ НАФТИ ТА НАФТОПРОДУКТІВ

Методичні вказівки

до спеціального курсу за вибором студентів
освітньо-кваліфікаційного рівня бакалавр,
напрямок підготовки 6.040101 хімія

Одеса - 2013
«Різограф»

УДК 544.77:665.71(075.8)

ББК 24.6я73

Тимчук А.Ф. Колоїдна хімія нафти та нафтопродуктів: Методичні вказівки до спеціального курсу за вибором студентів освітньо-кваліфікаційного рівня бакалавр, напрям підготовки 6.040101 хімія. – Одеса: «», 2013. - 32 с.

Методичні вказівки складено відповідно з програмою спецкурсу «Колоїдна хімія нафти та нафтопродуктів» за вибором студентів освітньо-кваліфікаційного рівня бакалавр; напрям підготовки 6.040101 хімія, призначені для поглибленого вивчення курсу. Можуть бути використані як допоміжний матеріал при вивченні розділу «Колоїдна хімія» студентами першого курсу біологічного факультету

Рецензенти:

Кандидат хімічних наук, доцент кафедри фізичної та колоїдної хімії

Менчук В.В.

Кандидат хімічних наук, доцент кафедри аналітичної хімії Щербакова Т.М.

Друкується за рішенням Вченої ради хімічного факультету ОНУ імені

І.І. Мечникова.

Протокол № 7 від 11 червня 2013 р.

Тимчук А.Ф., 2013
Одеський національний університет імені І.І. Мечникова, 2013

Вступ

Методичні вказівки призначені для студентів за напрямом підготовки 6.040101 хімія. Курс колоїдної хімії нафти та нафтопродуктів вивчається в межах дисципліни вільного вибору, має об'єм 36 годин. В методичних вказівках представлена програма курсу «Колоїдна хімія нафти та нафтопродуктів», розглянуто питання, пов'язані з загальними уявленнями щодо походження нафти, видобутку нафти в Україні, колоїдно-хімічного аспекту видобутку та транспортування нафти, джерел наночастинок у природних нафтових системах. Ці питання надають більш глибоке уявлення щодо властивостей нафтових систем, допомагають поглибленому вивченню курсу, тому представлені в даних методичних вказівках. В цілому курс колоїдної хімії нафти та нафтопродуктів відіграє велике значення у підготовці майбутніх спеціалістів хіміків.

Метою курсу є розглянути колоїдно-хімічні аспекти видобутку, транспортування та використання нафти та нафтопродуктів; вивчити об'ємні, поверхневі, реологічні властивості нафтових дисперсних систем; надати уявлення щодо властивостей усіх основних об'єктів нафтодобувної та нафтопереробної промисловості. Використовуючи дані інших хімічних дисциплін узагальнити фактичний матеріал, навчити використовувати у практиці отримані знання на прикладі конкретних систем з урахуванням їх особливостей та значимості в промисловості та життєдіяльності людини.

Завданням курсу є сформувати у студентів сучасні уявлення про утворення, класифікацію, методи дослідження та використання нафтових дисперсних систем; поглибити знання щодо колоїдно-хімічних властивостей нафтових дисперсних систем, які відіграють значну роль при видобутку та використанні нафти, а саме: стабільність нафтових 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;
- Розкрити механізм дії нафтопродуктів в реальних умовах на підставі вивчення їх колоїдно-хімічних властивостей;
- Грамотно використовувати до реальних систем та нерівноважних умов теоретичні уявлення щодо змочування твердих поверхонь аполярними рідинами, стійкості емульсій;
- Користуватися сучасною інформацією (Інтернет ресурси, довідники) та класичними уявленнями колоїдної хімії для оцінки властивостей нафтопродуктів та 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: міцела, колоїдна частинка, дисперсна система та інш. Сили, що діють у 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. 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. Джерела дисперсних часток у нафті. Поверхневий натяг на межі розподілу рідина-рідина та рідина – тверде тіло, питома поверхня. Властивості нафтових емульсій. Прямі та оборотні емульсії.

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 масел, класифікація, вплив температури та домішок на реологічні властивості масел. Присадки до масел. Механізм дії присадок: миюча дія, солубілізація, асоціація поверхнево-активних речовин у маслах. Міцелоутворення поверхнево-активних речовин в органічній фазі. Адсорбція ПАВ на межі розподілу фаз рідина-рідина. Синергізм та антагонізм дії декількох присадок. Мазильна дія. Пластичні мастила та паливно-охолоджуючі емульсії як дисперсні системи. Колоїдно-хімічна характеристика їх, властивості, використання.

1. Перспективи використання нафти

Предметом вивчення курсу колоїдної хімії нафти та нафтопродуктів є колоїдно-хімічні властивості вуглеводневої сировини, продуктів нафтопереробки та нафтохімічного синтезу. Раніше, ніж вивчати склад та колоїдно-хімічні властивості цих унікальних систем, необхідно знати уявлення з інших областей знань щодо досліджуваного предмету.

Звісно згадування нафти більш ніж 4 тис. р. до н.е. у стародавніх рукописах. Вперш нафту почали використовувати у воєнних цілях, як

матеріал для будівництва доріг та інших споруд, у медицині та пізніше для освітлення. Історія переробки нафти почалася більш ніж два століття тому. На той час мазут частково використовували як мастило, бензинову фракцію спалювали. Відкриття карбюраторного двигуна внутрішнього згоряння значним чином змінило відношення до переробки нафти та найбільш повного використання фракцій перегонки.

Виходячи з близькості елементного складу різних видів енергоносіїв, нафту, газ та вугілля незалежно від агрегатного стану відносять [1] до одного класу гірських порід класу каустобіолітів (грецьк. *kaustikos* - пекучий, *lithos* - каміння, *bios* - життя). В природі існує розподіл вуглецю: значна кількість вуглецю - 99,5 % припадає на карбонати (CaCO_3 , MgCO_3), які складають породу; 0,47 % - на вуглекислий газ, що міститься в атмосфері; тільки 0,02 % вуглецю припадає на каустобіоліти та 0,01 % вуглецю знаходиться в зв'язаному стані в біосфері.

Єдина класифікація усіх видів природних енергоносіїв була запропонована на XI Міжнародному нафтовому конгресі. В її основі знаходяться три ознаки: агрегатний стан, густина та в'язкість. Виходячи з цього нафти поділяють на чотири категорії: легкі, середні, важкі та надважкі. Органічні речовини з в'язкістю більш ніж 10 Па·с відносять до природних нафтобітумів.

На наступний час та найближчу перспективу нафта є основним джерелом енергії. Переваги нафти перед іншими видами палива це зручне транспортування, висока теплотворна здатність (згоряння 1 кг нафти надає 46000 кДж теплоти). Нафта це не тільки джерело енергії, але й сировина для нафтохімічної промисловості. Нажаль приблизно 90% нафти використовується у якості палива.

Найбільші запаси нафти - близько 25% всіх світових запасів - знаходяться на території Саудівської Аравії. Доведені запаси нафти в даній країні становлять понад 35 млрд. тонн. Ірак є другою за величиною

нафтових запасів країною в світі. Обсяг його доведених запасів становить близько 16 млрд. т нафти (11% загальносвітових), прогнозних - за різними оцінками, від 30 до 40 млрд. т. Доведені запаси нафти в Росії становлять приблизно 5,5% світового - близько 8 млрд. тонн, у США - близько 4 млрд. тонн (2,2% загальносвітових). Промислово розвинуті країни значно підвищили свій рівень розвитку економіки завдяки активному використанню нафти. Масштабна міжнародна торгівля нафтою та нафтопродуктами має не тільки економічне значення, але також політичне, боротьба за контролювання джерел видобутку нафти все частіше призводить до значних політичних конфліктів. Тому спеціалісти з цієї галузі, повинні володіти найбільш повною інформацією не тільки стосовно професійної підготовки, але й економічної ситуації на світовому ринку нафти.

2. Основні відомості щодо видобутку нафти в Україні

Україна є одною з найстаріших нафтодобуваючих країн. Має три основних нафтових райони: Прикарпатський, Дніпровсько-Донецький, Причорноморський. Промислова розробка нафтових родовищ почалася в Україні наприкінці 19 сторіччя в районі Борислава. Нажаль більшість українських родовищ у наступний час вичерпана практично до проектного рівня.

Тісно пов'язаний з розвитком нафтовидобувної та нафтопереробної промисловості розвиток трубопровідного транспорту нафти і нафтопродуктів в Україні, а також з можливостями експорту нафти та нафтопродуктів через територію України. Статистика розвитку нафтодобувної та транспортувальної систем наступна [2]: Перший в Україні нафтопровід «Долина - Дрогобич» довжиною 58,4 км був збудований у 1962 році для транспортування нафти на Дрогобицький нафтопереробний завод. Він пов'язаний з введенням в експлуатацію Північно-Долинського нафтового родовища, ним транспортується нафта українського походження. Другий

нафтопровід - перша нитка нафтопроводу «Дружба» на ділянці «Мозир - Броди - Ужгород» - був введений в експлуатацію поетапно у 1962 - 1963 роках. На території України його протяжність становила 684 км. Нафтопровід призначався для транспортування суміші татарської, башкирської та західносибірської нафти на експорт до Угорщини і наливу нафти у м. Броди на залізничний транспорт для експорту через нафтоперевальні комплекси в містах Одеса та Рені. Другу нитку нафтопроводу «Дружба» довжиною 686,5 км було збудовано у період 1970 - 1974 р.р. Із введенням другої нитки загальна вхідна проектна потужність нафтопроводу «Дружба» на території України становила 55,0 млн. т/рік, вихідна - 26,5 млн. т/рік. З відкриттям східноукраїнських родовищ нафти (Лесяківського, Гнідинцівського, Прилуцького в Чернігівській обл.; Качанівського, Бельського та Рибальського в Полтавській обл.) і з введенням в експлуатацію Кременчуцького нафтопереробного заводу у 1966 році було збудовано систему нафтопроводів: «Гнідинці - Глинсько-Розбишівська», «Мала Павлівка - Глинсько-Розбишівська», «Глинсько-Розбишівська - Кременчук». Із збільшенням видобутку нафти з родовищ у Чернігівській обл. у 1972 році було збудовано другу нитку нафтопроводу «Гнідинці - Глинсько-Розбишівська», а також нафтопровід «Кременчук - Херсон» протяжністю 555 км, діаметром 720 мм. Збільшення потужності з переробки нафти на Кременчуцькому і Херсонському нафтопереробних заводах поставило питання будівництва нафтопроводу «Мічурінськ (Тамбовська обл., Росія) - Кременчук». Цей нафтопровід загальною протяжністю 757 км (у тому числі територією України - 540 км), діаметром 720 мм був збудований у 1974 році. Його проектна потужність 18 млн. т/рік. Для введення в експлуатацію Лисичанського нафтопереробного заводу наприкінці 1975 року був збудований нафтопровід «Тихорецьк - Лисичанськ» протяжністю 455 км (в тому числі територією України - 185,5 км). У зв'язку із збільшенням видобутку нафти в Західному Сибіру і необхідністю

нарощування експортних можливостей щодо поставок нафти через нафтоперевальні комплекси в містах Одеса та Новоросійськ, а також відповідною можливістю поставок нафти на Одеський нафтопереробний завод трубопровідним транспортом, у 1977 - 1978 роках було збудовано і введено в експлуатацію нафтопроводи «Самара - Лисичанськ», «Лисичанськ - Кременчук», «Снігурівка - Одеса». У 1985 році введено в експлуатацію другу нитку нафтопроводу «Тихорецьк - Лисичанськ» протяжністю 185 км територією України. Загальна потужність цих нафтопроводів від Лисичанська до Тихорецька з чотирма нафтоперекачувальними станціями (з них - дві на території України) склала 34 млн. т/рік. З метою диверсифікації поставок нафти на українські нафтопереробні заводи (НПЗ) та розширення транзитних можливостей України у 1993 році було розроблено техніко-економічне обґрунтування будівництва морського нафтоперевальовального комплексу (НПК) - терміналу потужністю 40 млн. т/рік в районі міста Одеса (порт «Южний»). Одночасно було розпочато будівництво нафтопроводу «Одеса - Броди». Будівництво нафтового терміналу «Південний» було завершено у 2001 року, нафтопроводу «Одеса - Броди» - у 2002 року. У вересні 2005 року введено в дію першу чергу нафтопроводу «Жулин - Надвірна», цей нафтопровід приєднав шостий - Надвірнянський НПЗ, до трубопровідної системи України. 50% фінансування проекту забезпечено за рахунок приватних інвесторів. Загальна довжина нафтопроводу - 110 км, потужність - 4,3 млн. т/рік. Робота нафтопроводу дає можливість зменшити екологічні ризики шляхом виключення перевезень нафти залізничним транспортом.

У 2001 році в Україні створене Відкрите акціонерне товариство «Укртранснафта» на базі ДАТ «Магістральні нафтопроводи «Дружба» та ДАТ «Придніпровські магістральні нафтопроводи» (на даний час – філії Товариства) з метою оптимізації роботи нафтотранспортної системи України та впровадження єдиної політики в цій галузі. З 2011 року перейменовано на

Публічне акціонерне товариство «Укртранснафта», скорочене найменування – ПАТ «Укртранснафта». Засновником і єдиним акціонером Товариства є Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України», яка має стратегічні напрямки розвитку [2]:

- збільшення обсягів транспортування нафти магістральними нафтопроводами;
- забезпечення надійного та безперебійного транспортування нафти як на нафтопереробні підприємства України, так і транзитом до європейських споживачів;
- диверсифікація джерел і маршрутів постачання нафти в Україну та її транзиту територією України з метою посилення енергетичної безпеки держави;
- дотримання найвищих стандартів якості послуг з транспортування нафти територією України;
- забезпечення надійного функціонування та комплексного розвитку національної нафтотранспортної системи шляхом реалізації перспективних інвестиційних проектів.

Система магістральних нафтопроводів України включає 19 нафтопроводів діаметром до 1220 мм включно загальною довжиною 3506,6 км, а в одну нитку – 4767,1 км, нафтоперекачувальні станції (НПС) і морський нафтовий термінал (МНТ) «Південний», резервуарні парки, системи електропостачання, захисту від корозії, телемеханіки, технологічного зв'язку, протипожежні та протикорозійні споруди. Потужність системи на вході – 114 млн. т/рік, на виході – 56,3 млн. т/рік. Роботу 51 НПС забезпечують 176 насосних агрегатів одиничною продуктивністю до 12500 м³/год з електроприводом потужністю понад 357,5 тис. кВт. Загальна номінальна ємність резервуарних парків системи МНТ складає 1083 тис. м³. В експлуатації знаходяться 79 резервуарів вертикальних сталевих. МНТ «Південний» призначений для приймання, відвантаження та

транспортування нафти України. Потужність терміналу – 14,5 млн. т/рік, з можливістю розширення до 45 млн. т/рік. Ємність резервуарного парку складає 200 тис.м³.

3. Колоїдно-хімічний аспект видобутку та підготовки нафти

3.1. Утворення нафтових дисперсних систем

Сира нафта, що виходить з земних надр на поверхню містить не тільки суміш вуглеводневих та неуглеводневих сполук, але й попутний газ, воду, механічні домішки. Всі ці компоненти утворюють олеофобну нафтову дисперсну систему, що підлягає поділу, перший етап якого здійснюється в промислових умовах, а другий етап (глибоке зневоднення і знесолення) - на НПЗ. На початковому етапі розробки нафтових родовищ [3], як правило, видобуток нафти відбувається з фонтануючих свердловин практично без домішок води. Однак на кожному родовищі настає такий період, коли з пласта разом з нафтою надходить вода спочатку в малих, а потім у великих кількостях. Приблизно дві третини всієї нафти добувається в обводненому стані. Пластові води, що надходять зі свердловин різних родовищ, можуть значно відрізнятися за хімічним та бактеріологічним складом. Інтенсивне змішання нафти з водою призводить до утворення дисперсних систем типу водонафтових емульсій з розміром крапель дисперсної фази від декількох до 1000 мкм. Велика частина води відділяється на промислі у відстійниках, однак високодиспергована частина води залишається в нафті.

Попутний газ - це легка вуглеводнева частина нафти, що виділяється з неї при зниженні пластового тиску до тиску 1,0 МПа у сепараторах установок комплексної підготовки нафти. Навіть після промисловий сепарації газ (від метану до пентану) у кількості до 1,5% мас. залишається в нафті в розчиненому стані або у вигляді зважених бульбашок (розміром до 20-50 мкм), утворюючи дисперсну систему типу газової емульсії.

Присутність мінеральних солей (хлориди натрію, кальцію і магнію, рідше карбонати і сульфати) в сирій нафті призводить до швидкого зносу як нафтоперекачувального, так і нафтопереробного обладнання. Присутність мінеральних солей у вигляді кристалів в нафті і розчинів в воді призводить до посиленої корозії металу обладнання і трубопроводів, збільшує стійкість емульсій, ускладнює переробку нафти. Кількість мінеральних солей, розчинених у воді, віднесена до одиниці її об'єму, називається загальною мінералізацією. При відповідних умовах частина хлористого магнію та хлористого кальцію, що знаходяться в пластовій воді, гідролізується з утворенням соляної кислоти. У результаті розкладання сірчистих сполук при переробці нафти утворюється сірководень, який у присутності води викликає посилену корозію металу [1].

Механічні домішки нафти представлені дисперсними частинками гірських порід, що виносяться з привибійної зони свердловини, продуктами корозії нафтопромислового обладнання та нерозчинними компонентами самої нафти (асфальто-смоло-парафіновими сполуками - АСПС). Наявність у нафті механічних домішок викликає абразивний знос трубопроводів, нафтоперекачувального обладнання, ускладнює переробку нафти, утворює відкладення в холодильниках, печах і теплообмінниках, що призводить до зменшення коефіцієнта теплопередачі. Крім того, механічні домішки сприяють утворенню стійких емульсій.

Після промислової підготовки нафти атестуються відповідно ГОСТу за фізико-хімічними властивостями, ступенем підготовки, вмісту сірководню і легких меркаптанів. Тому, поряд з поняттям сира нафта, існує поняття товарна нафта.

Сира нафта - це рідка природна викопна суміш вуглеводнів широкого фізико-хімічного складу, яка містить розчинений газ, воду, мінеральні солі, механічні домішки і служить основною сировиною для

виробництва бензину, гасу, дизельного палива, мазуту, мастил, бітумів і коксу.

Товарна нафта - нафта, підготовлена до постачання споживачу відповідно до вимог чинних нормативних та технічних документів. За фізико-хімічними властивостями, ступенем підготовки, вмісту сірководню і легких меркаптанів нафту поділяють на класи, типи, групи, види. Наприклад, нафта, що поставляється на експорт, повинна відповідати таким вимогам: масова частка води (%) не більше 0,5; концентрація хлористих солей (мг/дм³) не більше 100; тиск насичених парів (кПа) не більше 66,7; вміст хлорорганічних сполук (млн.⁻¹ (ppm - part per million)) - не нормується (визначення обов'язково). Ці та інші причини вказують на необхідність підготовки нафти до транспорту. Власне підготовка нафти включає: *зневоднення і знесолення нафти і повне або часткове її розгазування.*

3.2. Наночастинки в природних нафтових дисперсних системах

Багаторічні дослідження вчених в галузі нафтовидобутку і нафтопереробки підтвердили наявність великої різноманітності наночастинок у нафтових дисперсних системах. Наночастинки в нафтових системах утворюють так звані наноколоїди, як за рахунок самоасоціації, також за рахунок початкової кристалізації [4].

До наночастинок нафтових дисперсних систем відносять природний нановуглець: фулерени, діамондоїди (адаманти, діаманти та їх похідні); САВ (смолисто-асфальтенові речовини); парафіни; солі до 0, 3% (сульфати, карбонати, нафтенати); ультрадисперсні механічні домішки (мулисті і глинисті частки). Термін «нановуглець» (nanocarbon) був введений для позначення сімейства нанооб'єктів, що складається з різних типів фулеренів (fullerenes), вуглецевих нанотрубок (carbon nanotubes), нанографіту (nanographite), наноалмазів (nanodiamonds), вуглецевих «цибулин» (nano-

onions) і «стручків» (nano-beans). Наявність фулеренів в природних нафтах було виявлено групою вчених США і Мексики (2002) та встановлено, що фулерени сконцентровані переважно у фракції асфальтенів, що осаджується з нафти пентаном або гептаном. У цій багатокомпонентної фракції молекули фулеренів утворюють сполуки з гетероатомами S, V і Si. Впровадження гетероатомів порушує ідеальність структури, у зв'язку з чим молекули сполук є метастабільними утвореннями. У складі асфальтенів виявлені також багатошарові фулереноподібні «цибулини» (onions) - структури з декількох вуглецевих сфер, вкладених одна в одну. Відстань між вуглецевими шарами 0,22 - 0,29 нм. У літературі є дані щодо присутності в природних твердих бітумах фулеренів C₆₀ в концентрації 0,2-0,3 ppm. У природній нафті фулерени здатні утворювати наноклоїди.

Нанотрубки, як і фулерени, входять до складу природних нафт і бітумів, що було показано в 2003 році [4] при вивченні вугільно - нафтових сумішей, відібраних з глибини 5600 м на південно-східному узбережжі Мексики, і виявлено методами просвітчастої електронної мікроскопії. Довжина деяких трубок досягає $2 \cdot 10^{-6}$ м. На поверхнях природних нанотрубок практично не присутні інші нановуглецеві частинки. Елементний аналіз показав, що стінки нанотрубок складаються практично з чистого вуглецю, в той час, як захоплені частинки містять помітні кількості гетероатомів - Fe, S, Al, O, Cu, Si.

Останнім часом у наукових публікаціях висловлювалися припущення про присутність графену і графеноподібних об'єктів у природних нафтах і бітумах. Непрямі підтвердження наявності графенових «пачок» в агрегатах асфальтенів були отримані методами малокутового розсіювання рентгенівських променів і синхротронного випромінювання.

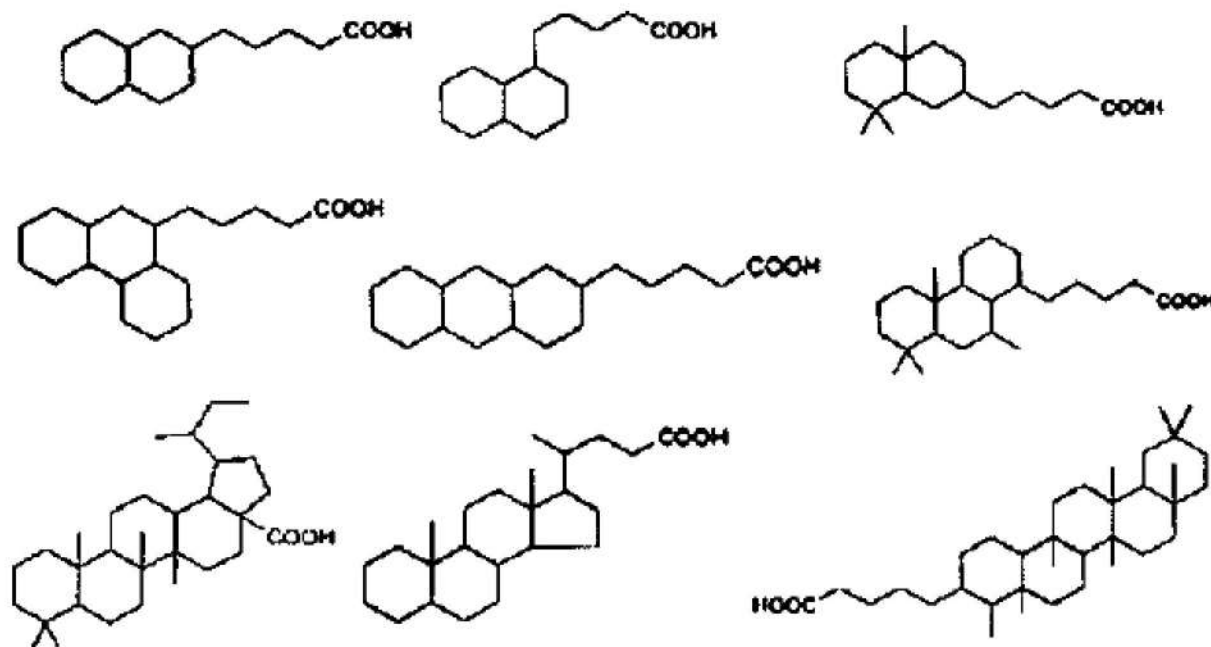
Незважаючи на присутність водневих атомів, діамондоїди (diamondoids) (каркасні вуглеводні) також часто розглядають як один з типів «природного нановуглецю». Найпростіші діамондоїди були вперше виявлені

в нафтах в 1933 р. Виділену сполуку ($C_{10}H_{16}$) назвали адамантан. Цей термін був обраний у зв'язку з наявністю у молекул адамантану (як і у молекул інших діамондоїдів) алмазоподібної просторової структури (каркасу). Діамондоїди є насиченими поліциклічними вуглеводнями. Унікальною особливістю каркасу діамондоїдів є присутність нанорозмірних порожнин («кліток», «пасток»), всередині яких можуть захоплюватися і утримуватися інші молекули. До теперішнього часу відомо понад 20000 молекулярних структур, що відносяться до алмазоподібного типу, характерного для діамондоїдів - похідні адамантану ($C_{10}H_{16}$), діамантану ($C_{14}H_{20}$), тріамантану ($C_{18}H_{24}$) та ін. [5].

Первинною стадією виділення діамондоїдів часто є відомі методи SARA-аналізу природних нафт - поділу фракцій насичених, ароматичних вуглеводнів, смол і асфальтенів. Повний вміст адамантану і його 16 гомологів зазвичай становить 40-500 мкг на 1 г нафти і 0,6-1300 мкг на 1 г нафтопродукту. Вважається, що діамондоїди формуються з вуглеводневих середовищ на великих глибинах, в умовах екстремальних температур і тисків, тому одним з найбільш перспективних джерел діамондоїдів можуть бути газоконденсати. Діамондоїди здатні утворювати зважені колоїди і тверді органічні осадки як самостійно, також у взаємодії з парафінами, смолами і асфальтенами. Тверда фаза діамондоїдів може виділятися при різкому зниженні пластових тисків або температур.

Вже у ранніх дослідженнях була виявлена схильність діамондоїдів, фулеренів, нанотрубок, графенів до самоасоціації з утворенням наноколоїдних агрегатів за певних «критичних» концентрацій. Для фулеренів було виявлено, що крім самоасоціації за участю слабких Ван-дер-Ваальсових взаємодій, вони можуть утворювати і більш міцні агрегати шляхом переносу заряду. Нанотрубки утворюють молекулярні агрегати з характерною структурою, об'єднуючись між собою за рахунок Ван-дер-Ваальсових або ковалентних зв'язків.

До самоасоціації схильні також нафтенові кислоти і нафтенати. Термін «нафтенові кислоти» зазвичай використовують для найменування всіх карбонових кислот, що входять до складу гетероатомних компонентів природної нафти [6], вони мають наступну структуру:



Вміст нафтенових кислот у природних нафтах становить від 0,01 до 2-3% за масою. Основна частина нафтенових кислот (до 80%) міститься в газойлевих фракціях нафт і в мазутах. Закономірності самоасоціації та формування молекулярних наноагрегатів нафтенових кислот у природних нафтах на сьогоднішній день вивчені мало. Відомо, що агрегування молекул відбувається східчасто, можливо за рахунок формування водневих зв'язків. Молекулярні агрегати можуть утворюватися навіть у розведених розчинах шляхом нековалентних взаємодій. Відомо, що нафтенові кислоти утворюють молекулярні агрегати і колоїдні частки спільно з іншими компонентами природних нафт, наприклад з асфальтенами. Крім нафтенових кислот, природні нафти містять велику кількість їх нафторозчинних похідних - солей і етерів, які називають нафтенатами. Нафтенати лужних і лужноземельних металів - напівтверді в'язкі речовини, добре розчинні у воді і етанолі. Нафтенати важких металів та алюмінію - порошкоподібні або

смолисті речовини, деякі з них яскраво забарвлені (наприклад, нафтенати Ni, Cu), не розчинні у воді, добре розчиняються у вуглеводнях. Наявність нафтенатів в нафтах, насамперед, пов'язують з надмірною кількістю металів, таких як кальцій, натрій і калій - у формі хлористих солей. Схильні до самоасоціації нафтенати створюють серйозні проблеми при видобутку і транспортуванні нафти, оскільки флокулюючи, агрегати нафтенатів формують пластичну «мильну» масу, що перекриває перетин трубопроводів.

Досі остаточно не з'ясовано, які саме молекулярні компоненти смол і асфальтенів найбільше схильні до самоасоціації і до формування наноколоїдів і крупніших колоїдних частинок в природних нафтах. В останні роки в наукових публікаціях наводяться твердження щодо здібності нафтових смол самостійно асоціювати в розчинах, утворюючи стійкі молекулярні агрегати. З іншого боку, більш сучасні ретельні дослідження не виявили ознак самоасоціації смол в нафтових системах. Поширеним стереотипом є уявлення про те, що в природних нафтах молекулярні агрегати фракції асфальтенів стабілізуються завдяки захисним оболонкам, що створюються на їх поверхні адсорбованими молекулами фракції смол. Однак були опубліковані експериментальні результати [4,7], що свідчать про відсутність скільки-небудь помітного впливу смол і легких вуглеводневих компонентів нафти на закономірності ступеневого агрегування асфальтенів.

Гумінові речовини також схильні до асоціації. Вони являють собою гетерогенні та полідисперсні колоїдні комплекси. Найбільша схильність до самоасоціації і формування наноколоїдів характерна для таких компонентів гумусу як гумусові кислоти, серед яких, розрізняють, насамперед, гумінові кислоти (ГК) і фульвокислоти (ФК). Більшість гумусових кислот розчиняються у воді і водних розчинах лугів. Здатність розчинятися і утворювати молекулярні агрегати в компонентах нафт характерна не для усіх видів кислот. В основному молекули гумусових кислот агрегують у водному середовищі, утворюючи частинки наноколоїдів,

які адсорбуються на поверхні мінералів продуктивного шару і таким способом заносяться в природні нафти разом з ультрадисперсними частинками механічних домішок, що мають властивості подвійного змочування. Гумусові кислоти містять гетероатоми: (за масою) 3-6% N, 32-45% O, присутні також сірка (від 0,1 до 1,2%), фосфор (соті і десятки частки%). У молекулах ГК припускають наявність ядер, що складаються зі сполучених ароматичних кілець і азотовмісних гетероциклів. Ядра оточені периферичними аліфатичними ланцюгами, в тому числі вуглеводневого типу. Спочатку припускали наявність єдиної стадії молекулярного агрегування - утворення макромолекул. Пізніше було встановлено, що для гумінових кислот характерні явища самоорганізації з утворенням різноманітних супрамолекулярних частинок асоціативних наноколоїдів.

Незважаючи на відмінності за типом змочування, наноколоїди асфальтенів і гумінових речовин можуть взаємодіяти поблизу поверхонь розділу фаз. Так, на ультрадисперсних частинках мінеральних домішок нафти виявлені міцні шаруваті органічні покриття, в яких внутрішній шар збагачений наночастинками гумінових кислот, а зовнішній - наночастинками асфальтенів.

У природних нафтогазових середовищах можуть утворюватися наночастинки не тільки за рахунок асоціації, але й за рахунок початкових стадій кристалізації. Такі наноколоїди можуть утворювати парафіни, деякі неорганічні речовини і (у присутності води) гідрати.

Нанорозмірні фракції механічних домішок природних нафт вивчені недостатньо. Залежно від конкретного родовища, нафти містять нанорозмірні частинки кварцу, глини різної мінералогії, мулисті частинки. Для позначення наноколоїдних механічних домішок нафт і бітумів з розмірами від 50 до 300 нм в зарубіжній літературі використовують [4] такі назви: ORS - organics rich solids - механічні домішки, насичені органічними речовинами; BS - bitumen associated solids - механічні домішки, що видобуваються з бітумом; BUS -

biwetted ultrafine solids - ультрадисперсні механічні домішки, що мають подвійне змочування. В якості адсорбованих органічних компонентів можуть бути гумінові та нафтенівні кислоти, які взаємодіють з групами ОН на поверхні глинистих частинок. Органічні аніони можуть зв'язуватися катіонами металів з глинистих мінералів, при цьому можуть здійснюватися кулонівська і Ван-дер-ваальсова взаємодії. Нанодисперсні частки гірських порід, що потрапляють в нафту, мають підвищену седиментаційну стійкість і можуть «пройти» з нафтою весь технологічний ланцюжок, в кінцевому підсумку, опинившись у нафтоперегінних залишках. Ця обставина і висока активність наноколоїдних частинок створюють умови для здійснення взаємодій різної природи: утворення стійких водонафтових емульсій, стабілізованих наноколоїдами; гелеутворення за допомогою взаємодії органічних оболонок наноколоїдних механічних частинок; гетерогенна кристалізація солей і парафінів; налипання парафінів, смол і асфальтенів на наноколоїдні механічні домішки з формуванням великих агломератів і макроскопічних відкладень.

Ультрадисперсні нанорозмірні частинки, вода, бітум та інші компоненти продуктивного шару формують настільки стійку колоїдну систему, що для відділення механічних домішок іноді виявляється недостатньо таких сильних впливів в процесах розділення, як використання гарячої води, пари та технології барботажної флотації.

3.3. Утворення та руйнування нафтових емульсій та їх властивості

Для правильного вибору способу зневоднення нафти (деемульгування) необхідно знати механізм утворення емульсій та їх властивості. В пластових умовах нафтові емульсії не утворюються.

Утворення емульсій починається, коли нафта рухається до гирла свердловини і продовжується при подальшому русі по промисловим комунікаціям, тобто емульсії утворюються там, де відбувається безперервне перемішування нафти і води.

Інтенсивність утворення емульсій в свердловині багато в чому залежить від способу видобутку нафти, який у свою чергу визначається характером родовища, періодом його експлуатації та фізико-хімічними властивостями самої нафти.

При фонтанному способі, який характерний для початкового періоду експлуатації свердловини, відбувається інтенсивний відбір рідини зі свердловини. Інтенсивність перемішування нафти з водою в підйомних трубах свердловини збільшується через виділення розчинених газів при зниженні тиску нижче тиску насичення, що призводить до утворення емульсій вже на ранній стадії руху суміші нафти з водою.

При глибинонасосному видобутку нафти емульгування відбувається в клапанних коробках, клапанах, в циліндрі насоса, в підйомних трубах при зворотно-поступальному русі насосних штанг. При використанні електрозанурювальних насосів перемішування води з нафтою відбувається на робочих колесах насосу, в підйомних трубах. Особливо негативно впливає повітря, яке закачується іноді замість газу в свердловину, окисляє частину важких вуглеводнів з утворенням асфальто-смолистих речовин. Наявність солей нафтових кислот та асфальто-смолистих речовин призводить до утворення емульсій, що відрізняються високою стійкістю.

Розрізняють два типи емульсій – пряму та оборотну - «нафта у воді» (н/в) і «вода у нафті» (в/н). Тип емульсії що утворюється, в основному залежить від співвідношення об'ємів двох фаз, дисперсійним середовищем прагне стати та рідина, об'єм якої більше. На практиці найбільш часто (95%) зустрічаються емульсії типу «вода в нафті».

На здатність емульгування нафти і води крім співвідношення фаз впливає присутність емульгаторів. Вони знижують поверхневий натяг на межі розподілу фаз і створюють навколо частинок дисперсної фази міцні адсорбційні шари. Емульгатори, розчинні у воді, сприяють створенню емульсії «нафта у воді». До таких гідрофільних емульгаторів належать лужні мила, желатин, крохмаль та ін.. Гідрофобні емульгатори (тобто розчинні в нафті) сприяють утворенню емульсій «вода в нафті». До них відносяться добре розчинні в нафті лужноземельні солі органічних кислот, смоли, дрібнодисперсні частинки сажі, глини і інших речовин, які легше змочуються нафтою, ніж водою. Нафтові емульсії характеризуються в'язкістю, дисперсністю, густиною, електрокінетичними властивостями та стійкістю. В'язкість нафтових емульсій змінюється в широкому діапазоні та залежить від власної в'язкості нафти, температури, співвідношення нафти і води. В залежності від умов утворення, нафтові емульсії можуть бути ньютонівськими або неньютонівськими рідинами. Як і для всіх неньютоновських рідин реологічні властивості нафтових емульсій характеризуються уявною (ефективною) в'язкістю.

Як звісно, реальні тіла поділяють на: рідиноподібні ($P_T=0$, P_T - межа плинності) ньютонівські та неньютонівські рідини та твердоподібні ($P_T > 0$).

Ньютонівські рідини - системи, в'язкість яких не залежить від напруги зрушення і є постійною величиною. Неньютонівські - в'язкість залежить від напруги зрушення. Їх в свою чергу поділяють [8] на:

- стаціонарні (реологічні властивості не змінюються з часом):

- а) псевдопластичні: суспензії з асиметричними частками, розчини полімерів;

- б) дилатантні: дисперсні системи з великим змістом твердої фази, керамічні маси.

- нестаціонарні (реологічні властивості залежать від часу).

Загальна залежність визначається рівнянням Оствальда – Вейля:

$$P = k\gamma'^n, \quad (1)$$

де k та n – сталі, які характеризують дану систему.

В'язкість (η) неньютонівської рідини визначається за рівнянням:

$$\eta = \frac{P}{\gamma'} = k\gamma'^{(n-1)}. \quad (2)$$

Коли $n=1$, то

$$P = \eta\gamma' = \eta \frac{d\gamma}{d\tau}. \quad (3)$$

Для ньютонівської рідини $n=1$, тому $k=\eta$. Відхилення n від одиниці характеризує ступінь відхилення рідини від ньютонівської. Для визначення в'язкості рідин та колоїдних систем використовують також рівняння Пуазейля:

$$Q = uS = \frac{\pi Pr^4}{8\eta l} = \frac{K}{r} P, \quad (4)$$

де Q – витрата рідини в одиницю часу; P – тиск; r , l – радіус та довжина капіляра; K – стала.

Рівняння можна отримати в умовах застосування закону Ньютона до ламінарної течії в циліндричному капілярі, враховуючи, що $Re < 2300$:

$$F = S\eta \frac{du}{dx}, \quad (5)$$

$$Re = \frac{ud}{\nu}, \quad (6)$$

де d – діаметр капіляра; ν – кінематична в'язкість.

Неньютонівські рідини називають бінгамовими:

$$Q = \frac{K}{\eta} (P - P_T) \quad (7)$$

Залежно від фізико-хімічних властивостей нафти і води, а також умов утворення емульсій, розміри крапель можуть коливатися в межах від 0,1 мкм до кількох десятих міліметра. Критичні розміри крапель, які можуть існувати в потоці при даному термодинамічному режимі, визначаються швидкістю спільного руху води і нафти, величиною поверхневого натягу на межі розподілу фаз і масштабом пульсації потоку [9]. У турбулентному потоці виникають зони, обумовлені нерівномірністю пульсації і наявністю змінного по перетину трубопроводу градієнта швидкості, в яких можливе існування крапель різного діаметру. Дрібні краплі зазнають укрупнення, а потрапляючи до зони високих градієнтів і великих масштабів пульсацій - тенденцію до подрібнення. Наявність додаткових факторів (нагрівання, введення деемульгатора та ін.) при певних гідродинамічних умовах може призвести до розділення фаз емульсії, що транспортується по трубопроводах.

Суттєво впливає на стійкість нафтових емульсій склад пластової води. Пластові води різноманітні за хімічним складом, але всі вони можуть бути поділені на дві основні групи: перша група - тверда вода, містить хлоркальцієві й хлоркальцієво-магнієві сполуки; друга група - лужна або гідрокарбонатно-натрієва вода. Збільшення кислотності пластових вод призводить до утворення більш стійких емульсій. Зменшення кислотності води досягається введенням в емульсію лугу, що сприяє зниженню міцності сорбційних шарів і, як наслідок, розділення нафтової емульсії.

Процеси руйнування нафтових емульсій припускають послідовне здійснення таких операцій, як зближення і флокуляції крапель, руйнування захисних оболонок, коагуляція крапель до розмірів, що достатні для подальшого їх злиття під дією сили тяжіння, осадження укрупнених глобул. Застосовують ряд технологічних прийомів зневоднення нафти. Найчастіше вода в сирій нафті знаходиться в диспергованому стані у вигляді емульсії води в нафті. Є два різновиди таких емульсій: механічні нестабілізовані та стабілізовані поверхнево - активними речовинами. Це розходження емульсій

є досить суттєвим при зневодненні нафти. Вода з нестабілізованих емульсій порівняно легко відділяється шляхом звичайного відстоювання, а також шляхом відстоювання з помірним обігрівом. Для відділення води зі стійких стабілізованих емульсій потрібні більш складні прийоми, такі як інтенсивне нагрівання, хімічна обробка, електрична обробка, а також комбінування цих прийомів.

До механічних способів зневоднення належать: відстоювання, центрифугування і фільтрація. Відстоювання застосовується для обробки нестійких емульсій. При цьому зважені частинки розшаровуються унаслідок різниці густини компонентів. Аналіз показує, що основними факторами, що впливають на ефективність поділу емульсій, є: густини рідин, що становлять емульсію (різниця густин фаз емульсій є основною причиною, що викликає їх гравітаційний поділ); в'язкість рідин, що утворюють емульсію, особливо в'язкість дисперсійного середовища (цей фактор значно впливає на ефективність зневоднення нафти); діаметр частинок дисперсної фази (даний фактор має велике значення, оскільки швидкість падіння краплі дисперсної фази зростає пропорційно квадрату її діаметра); прискорення руху частинок; площа поверхні відстоювання. Виявлення зазначених факторів і характеру їх впливу дозволяють розробити технічні прийоми підвищення ефективності розділення емульсій. Принциповими основами цих прийомів є:

- підвищення температури оброблюваних емульсій, яка знижує в'язкість рідин, що становлять емульсію, і зменшує поверхневий натяг на межі розподілу фаз (на цьому принципі засновані термічні методи зневоднення нафти);

- збільшення розмірів часток диспергованої рідини за рахунок різних прийомів деемульгування, зокрема, деемульгування за допомогою хімічних реагентів і електричного поля (на цьому принципі засновані хімічні та електричні методи зневоднення нафти);

- збільшення швидкості руху частинок дисперсної фази шляхом заміщення природної сили тяжіння більш потужною відцентровою силою. Густина води і механічних домішок вище густини нафти, і частки під дію відцентрової сили притискаються до стінки та коагулюють. Але метод центрифугування має низьку продуктивність та високу вартість, тому широкого застосування на промислах не знайшов;

- збільшення корисної площі відстоювання без збільшення загальної площі відстійника. На цьому засноване застосування паралельних пластин в горизонтальних відстійниках і розділових дисків в сепараторах.

Ефективність поділу емульсій знижується при наявності в них зважених часток, густина яких мало відрізняється від густини дисперсійного середовища. Негативний вплив на розділення емульсій надають несприятливі гідравлічні умови відстоювання, такі як турбулентність, конвекція потоків, перемішування та ін.

Значне підвищення ефективності розділення нафтових емульсій досягається шляхом комбінованого використання гравітаційного відстоювання в поєднанні з термічними, хімічними і електричними методами обробки нафти в процесі її зневоднення.

Основний різновид механічних прийомів зневоднення нафти - гравітаційне відстоювання. Застосовують два види режимів відстоювання періодичний і безперервний.

Одним з основних сучасних прийомів термічного зневоднення нафти є термічна або теплова обробка. Нагрівання викликає руйнування емульсії води в нафті і сприяє коалесценції дрібних крапель води в більші. У водонафтовій емульсії на поверхні частинок води утворюються захисні шари, що складаються з асфальто-смолистих речовин і парафінів. При звичайній температурі вони створюють міцну структурну оболонку, яка перешкоджає злиттю крапель. При підвищенні температури в'язкість речовин, що становлять захисні оболонки, значно зменшується. Це

призводить до зниження міцності таких оболонок, що полегшує злиття крапель води. Крім того, в результаті нагрівання знижується в'язкість нафти, що сприяє прискоренню виділення води з нафти шляхом відстоювання. У поєднанні тільки з відстоюванням така обробка застосовується рідко. У сучасних умовах теплова обробка зазвичай використовується як складовий елемент більш складних комплексних методів зневоднення нафти.

У сучасній нафтовій промисловості найбільш широко застосовуються хімічні методи зневоднення нафти за допомогою хімічних реагентів. Ефективність хімічного зневоднення нафти в значній мірі залежить від виду застосовуваного реагенту. Вибір реагентів-деемульгаторів в кожному конкретному випадку проводять на основі лабораторних і промислових досліджень.

Для деемульгування нестійких емульсій застосовується метод фільтрації, заснований на явищі селективного змочування речовин різними рідинами. Матеріалом фільтруючого шару може служити зневоднений пісок, гравій, бите скло, скловата, дерев'яна стружка з несмолистих порід деревини, а також металева стружка. Частіше застосовується скловата, яка добре змочується водою та не змочується нафтою. Фільтри з скловати стійкі та довговічні. На практиці знесолення та зневоднення ведуться при температурах 50-100°C. При більш високих температурах процеси знесолення і зневоднення проводяться під підвищеним тиском. На зниження захисної дії поверхневих шарів на краплі води істотно впливає присутність деемульгаторів. По дії на нафтові емульсії всі існуючі деемульгатори поділяють на електроліти, неелектроліти та колоїди. Деемульгаторами - електролітами можуть бути деякі органічні і мінеральні кислоти (сірчана, соляна і оцтова), луги і солі (хлорид натрію, хлорне залізо, нафтенат алюмінію та ін.). Електроліти можуть утворювати нерозчинні осад, знижувати стабільність захисної оболонки або сприяти їх руйнуванню. Електроліти як деемульгатори застосовують вкрай обмежено внаслідок їх

високої вартості або особливої корозійної активності до металу обладнання. До неелектролітів відносять органічні речовини, здатні розчиняти захисну оболонку емульгатора і знижувати в'язкість нафти, що прискорює осадження крапель води. Такими деемульгаторами можуть бути бензин, ацетон, спирт, бензол, фенол. Їх застосування обмежено через високу вартість.

Деемульгатори-колоїди - це поверхнево-активні речовини, які в емульсії руйнують чи послаблюють захисну оболонку і можуть перетворити вихідну емульсію (в/н) на емульсію протилежного типу (н/в), тобто сприяти інверсії емульсії. Найбільш ефективні деемульгатори отримані приєднанням окису етилену до органічних речовин, вони найбільш широко застосовуються на практиці. Деемульгуючу здатність цієї групи ПАВ можна регулювати, змінюючи число молекул окису етилену, що вступили в реакцію. Розчинність деемульгатора у воді збільшується з подовженням оксиетиленового ланцюга. При необхідності можна надати цим речовинам гідрофобні властивості шляхом приєднання окису пропілену, тобто є можливість створювати деемульгатори з будь-якими необхідними властивостями. Деемульгатори повинні добре розчинятися в одній з фаз емульсії, тобто бути гідрофільними або гідрофобними, мати поверхневу активність, достатню для руйнування захисних шарів, бути інертними по відношенню до металів, не погіршувати якості нафти, бути дешевими і по можливості універсальними по відношенню до емульсій різних видів нафти і води. Чим раніше деемульгатор вводиться в суміш води і нафти, тим легше відбувається подальше розділення емульсії. Однак для деемульгації недостатньо одного введення деемульгатора, необхідно забезпечити повний контакт його з оброблюваною емульсією, що досягається інтенсивною турбулізацією та підігрівом емульсій.

Електричне зневоднення і знесолення нафти особливо широко поширене в заводській практиці, рідше застосовується на нафтопромислах.

ЛИТЕРАТУРА

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. <http://www.ukrtransnafta.com/ua>
3. Баннов П.Г. Процессы переработки нефти / Под ред. В.А. Матишева. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2000.- 224 с.
4. 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.
5. Константинова, К.К., Березкин, В.Г., Курбатова, С.В., Финкельштейн, Е.Е. Исследование взаимосвязи между физико-химическими свойствами и хроматографическим удерживанием некоторых производных адамантана.// Журнал прикладной химии.- 2005.- 78(9). – с.1522-1526.
6. Наметкин Н.С., Егорова Г.М., Хамаев В.Х. 1982. Нафтенновые кислоты и продукты их химической переработки, М.: Изд. «Химия». – 184 с
7. Ахметов Б.Р., Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю. Некоторые особенности надмолекулярных структур в нефтяных средах.// Химия и технология топлив и масел. - 2002.- 4. – с. 41-43.
8. Щукин Е.Д., Перцов А.В., Амелина Е.А. Коллоидная химия. М.: Высш.школа, 2004.- 445 с.
9. Абросимов А.А. Экологические аспекты производства и применения нефтепродуктов. М.: Изд-во. «Барс», 1999. - 731 с.
10. Нефтяные дисперсные системы/З. Я. Сюняев, Р.З. Сафиева, Р.З. Сюняев. — М.: Химия, 1990. - 226 с.

ЗМІСТ

	стор
Вступ.....	4
Програма навчальної дисципліни	5
Теоретичні відомості	
1. Перспективи використання нафти.....	7
2. Основні відомості щодо видобутку нафти в Україні.....	8
3. Колоїдно-хімічний аспект видобутку та підготовки нафти.....	13
3.1. Утворення нафтових дисперсних систем.....	13
3.2. Наночастинки в природних нафтових системах.....	15
3.3. Утворення, руйнування та властивості нафтових емульсій	21
Список літератури	30

Навчальне видання
Колоїдна хімія нафти та нафтопродуктів
Тимчук Алла Федорівна

Видано в авторській редакції

Підп. до друку 15.06.13. Формат 60х84/8
Гарн.Таймс. Умов.-друк. Арк.. 1,3. Тираж 50 прим.

Видавництво
Друкарня „Різограф”
м. Одеса, вул. Садова, 16, тел. 726-88-25