**ЛЕКЦІЯ 10. Сучасний стан і актуальні проблеми нафтопереробки**

10.1. Коротка характеристика і класифікація НПЗ

10.2. Основні принципи поглиблення переробки нафти і блок-схеми НПЗ паливного профілю

10.3. Сучасні проблеми виробництва високоякісних моторних палив

10.4. Сучасний стан і тенденції розвитку нафтопереробної промисловості світу та України.

**10.1 Коротка характеристика та класифікація нафтопереробних заводів**

Нафтопереробний завод являє собою сукупність основних нафтотехнологічних процесів (установок, цехів, блоків), а також додаткових та обслуговуючих служб, що забезпечують нормальне функціонування промислового підприємства (товарно-сировинний, ремонтно-механічний цехи, паро-, водо- та електропостачання, цехові та заводські лабораторії, транспортні, пожежно- та газорятувальні підрозділи, медпункти, їдальні, диспетчерська, дирекція, відділи кадрів, фінансів, постачання, бухгалтерія і т. д.). Цільове призначення нафтопереробного заводу - виробництво в необхідному обсязі та асортименті високоякісних нафтопродуктів і сировини для нафтохімії (в останні роки і товарів народного споживання).

Сучасні нафтопереробні підприємства характеризуються великою потужністю (яка обчислюється мільйонами тонн в рік). У зв'язку з цим на нафтопереробних заводах запроваджені надзвичайно високі вимоги до рівня автоматизації технологічних процесів, надійності та безпеки обладнання, технології, кваліфікації обслуговуючого персоналу.

Потужність нафтопереробних заводів залежить перш за все від потреб в тих чи інших нафтопродуктах економічного району , їх споживання, наявності ресурсів сировини та енергії, дальності транспортних перевезень і близькості сусідніх аналогічних підприємств.

Великі підприємства економічно ефективніші, ніж дрібні. На великих нафтопереробних заводах є сприятливі передумови для спорудження потужних високоавтоматизованих технологічних установок для комбінованого виробництва на базі великотоннажних апаратів і обладнання для більш ефективного використання сировини, водних і земельних ресурсів та значного зниження питомих капітальних та експлуатаційних витрат. Але при надмірній концентрації нафтопереробних (і нафтохімічних) підприємств пропорційному зростанню потужності зростає радіус перевезень, збільшується тривалість будівництва, погіршується екологічна ситуація всередині та навколо нафтопереробних заводів .

Відмінною особливістю нафтопереробних заводів є отримання різноманітної продукції з одної вихідної нафтової сировини. Асортимент нафтопродуктів нафтопереробного заводу обчислюється зазвичай сотнями найменувань. Характерно, що в більшості технологічних процесів виробляють переважно тільки компоненти або напівпродукти. Кінцеві товарні нафтопродукти отримують, як правило, шляхом компанування декількох компонентів, вироблених на даному нафтопереробному заводі , а також добавок і присадок. Це обумовлює необхідність мати в складі нафтопереробних заводів різноманітний набір технологічних процесів з виключно складними взаємозв'язками по сировинних, продуктових та енергетичних потоках.

За асортиментом випускаючих нафтопродуктів нафтопереробні заводи діляться на групи:

1) Нафтопереробні заводи паливного профілю;

2) Нафтопереробні заводи паливно-масляного профілю;

3)Нафтопереробні заводи паливно-нафтохімічного профілю (нафтохімкомбінати);

4) Нафтопереробні заводи (нафтохімкомбінати) паливно-масляно-нафтохімічного профілю.

Серед перерахованих вище нафтопереробних підприємств наибільш поширені нафтопереробні заводи паливного профілю, оскільки за обсягами споживання і виробництва моторні палива значно перевершують як мастила, так і продукцію нафтохімічного синтезу. Природнокомплексна переробка нафтової сировини (тобто , паливно-мастильні-нафтохімікати) економічно більш ефективна в порівнянні з вузькоспеціалізованою.

Поряд з потужністю та асортиментом нафтопродуктів важливим показником нафтопереробних заводів є глибина переробка нафти.

*Глибина переробка нафти* - показник, що характеризує ефективність використання сировини. За величиною глибини переробки нафти можна побічно судити про насиченість нафтопереробних заводів вторинними процесами у структурі випуску нафтопродуктів. Зрозуміло, нафтопереробні заводи з високою часткою вторинних процесів у своєму розпорядженні мають більшу можливість для виробницва з кожної тони сировини більшої кількості більш цінних, ніж нафтовий залишок, нафтопродуктів і, отже, для більш поглибленої переробки нафти.

В світовій нефтопереробці до сих пір немає загальноприйнятого і однозначного визначення цього показника. У вітчизняній нафтопереробці під глибиною переробкою нафти мається на увазі сумарний вихід в % на нафту всіх нафтопродуктів, крім не перетвореного залишку, який використовують в якості котельного палива :

Глибока переробка нафти (ГПН) = 100 - КТ - (Т + П),

де Т і П – відповідні питомі витрати палива на переробку і втрати нафти на нафтопереробних заводах в% на сировину.

Поняття глибокої переробки нафти, виражене у вигляді вищенаведеної рівності, дещо умовне, так як вихід неперетвореного залишку, в тому числі котельного палива, залежить не тільки від технології нефтопереробки, але і, з одного боку, від якості нафти, а з іншого - як буде використовуватися нафтовий залишок: як котельне паливо або як сировина для виробництва бітума, як нафтовий пек, суднове паливо або газотурбінне паливо і т. д. Так, навіть при неглибокій переробці шляхом тільки атмосферної перегонки легкої нафти, яка мічтить 95,7% суми світлих нафтопродуктів, глибина переробки нафти складає більше 90%, в той час як при поглибленій переробці до гудрону з вмістом суми світлих нафтопродуктів43% цей показник складе менше 70%.

В сучасній нафтопереробці прийнято поділяти нафтопереробні заводи на два типи: *з неглибокою переробкою та глибокою переробкою нафти*. Така класифікація недостатньо інформативна, особливо щодо нафтопереробних заводів типу глибокої переробки нафти: не ясно, які саме вторинні процеси можуть входити до його складу.

За ознакою концентрування залишку зручно класифікувати нафтопереробні заводи на чотири типи:

1) НГП - нафтопереробні заводи неглибокої переробки;

2) ППН - нафтопереробні заводи поглибленої переробки;

3) ГПН - нафтопереробні заводи глибокої переробки нафти;

4) БЗП - нафтопереробні заводи (без відходів) беззалишкової переробки.

Про ефективність використання нафти, що переробляється на нафтопереробних заводах різних типів можна судити за даними, приведеним в табл. 10.1.

Таблиця 10.1 - **Зв'язок між типом нафтопереробного заводу та ефективністю використання нафти**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Показник нафтопереробки | Тип нафтопереробного заводу | | | |
| НГП | ППН | ГПН | БЗП |
| Тип залишку | Мазут | Гудрон | Важкий  гудрон | Без  залишку |
| Вихід залишку,% на нафту середньої сортності | 40…55 | 20…30 | 10…15 | 0 |
| ГПН,% маси  (без урахування Т і П) | 45…60 | 70…80 | 85…90 | 100 |
| Ефективність  використання нафти, бали | 2 | 3 | 4 | 5 |

Якість переробленої нафтової сировини суттєво впливає на технологічну структуру і технікоекономічні показники нафтопереробних заводів. Легше і вигідніше переробляти малосірчисті та легкі нафти з високим потенційним вмістом світлих, ніж сірчисті і високо сірчисті. Переробка нафт високим вмістом смолистоасфальтенових речовин вимагає більшої насиченості нафтопереробних заводів процесами облагородження. Завищені витрати на переробку низькосортних нафт повинні компенсуватися заниженими цінами на них.

Одним з важливих показників нафтопереробних заводів є також співвідношення дизельного палива до бензину. На нафтопереробних заводах неглибокої переробки це співвідношення не піддається регулюванню і зумовлюється потенційним вмістом таких фракцій в нафті, що переробляється. На нафтопереробних заводах поглибленої переробки або глибокої переробки нафти потрібне співвідношення дизельного палива до бензину регулюється включенням до складу заводу вторинних процесів, що забезпечують випуск компонентів автобензину і дизельного палива у відповідних пропорціях. Так, нафтопереробні заводи переважно бензиновиробничого профілю комплектуються, як правило, процесами каталітичного крекінгу і алкілування. Для випуску дизельного палива до складу нафтопереробних заводів включають процес гідрокрекінгу.

*Найбільш важливим показником структури нафтопереробних заводів* є набір технологічних процесів, який повинен забезпечити оптимальну глибину переробку нафти і випуск заводом заданого асортименту нафтопродуктів високої якості з min капітальними та експлуатаційними витратами. Кожен з обраних технологічних процесів, їх обладнання, рівень автоматизації і екологічної безпеки, повинні відповідати новітнім досягненням науки та техніки. При мінімізації капітальних і експлуатаційних витрат найбільш помітний ефект досягається , коли в проекті передбачається будівництво нафтопереробних заводів на базі великотонажних технологічних процесів і комбінованих установок. При комбінуванні декількох технологічних процесів в єдину централізовану керовану установку в поєднанні з укрупненням досягають:

- економії капіталовкладень в результаті скорочення резервуарних парків, трубопроводів, технологічних комунікацій та інженерних мереж, більш компактного розташування обладнання та апаратів, об'єднання насосних, компресозасмічених, операторних, кіповских і інших приміщень , тим самим збільшення щільності забудови;

- економії експлуатаційних витрат в результаті зниження питомих витрат енергії, пари, палива та охолоджуючої води за рахунок об'єднання стадій фракціонування, теплообміну, виключення повторних операцій нагріву та охолодження, збільшення степені утилізації тепла відхідних потоків і інше, а також в результаті скорочення чисельності обслуговуючого персоналу (тобто, підвищення продуктивності праці) за рахунок централізації управління, більш високого рівня автоматизації і механізації і т. д .;

- зниження втрат нафтопродуктів і кількості стоків, отже, кількості шкідливих викидів в навколишнє середовище.

Вважається, що на нафтопереробних заводах середньої потужності (5 ... 7 млн ​​т / рік) кожен процес повинен бути представлений однією технологічною установкою. Однак при такій технологічній структурі нафтопереробних заводів зв'язки між пропроцесами стають дужежорсткими, різко підвищуються вимоги до надійності обладнання, системи контролю і автоматизації, терміну служби каталізаторів. В сучасній практиці проектування і будівництва нафтопереробних заводів великої потужності (10 ... 15 млн т / рік) перевагу віддають двохпотічной схемі переробки нафти, коли кожен процес представлений двома однойменними технологічними установками. При цьому процес, для якого ресурси сировини обмежені при даній потужності нафтопереробного заводу, може бути представлений однією технологічною установкою (алкілування, коксування, вісбрекінг, виробиництво сірки та ін.).

Виходячи з прийнятої оптимальної потужності нафтопереробного заводу паливного профілю, що дорівнює 12 млн т/рік, на підставі техніко-економічних розрахунків і досвіду експлуатації сучасних заводів прийнята оптимальна потужність головної атмосферновакуумнотрубчатої установки, становить 6 млн т / рік.

Найбільш часто комбінують наступні процеси:

електрознесолююча установка-атмосферно – вакуумна трубчата установка (атмосферна трубчатка), гідроочистка бензину – каталітичний риформінг , гідроочистка вакуумних газойлів – каталітичний крекінг - газоподілу, сіркоочищення газів, виробництво сірки;

вторинна перегонка - гідроочистка – каталітичний крекінг - газофракціонування та ін.

У вітчизняній нафтопереробці розроблені наступні моделі комбінованих установок (табл. 9.2):

1) неглибока переробка нафти ЛК-6У - потужністю 6 млн т / рік;

2) поглиблена переробка нафти ГК-3 - потужністю 3 млн т / рік;

3) переробка вакуумних газойлів Г-43-107 - потужністю 2 млн т / рік;

4) переробка мазуту КТ-1, що включає до свого складу комбіновану установку Г-43-107 і секції вторинної перегонки мазуту і вісбрекінгу гудрону;

5) переробка мазуту котельного палива КТ-1y, що відрізняється від КТ-1 використанням процесу легкого гідрокрекінгу замість гідро очистки вакуумних газойлів ;

6) переробка мазуту КТ-2, яка відрізняється від КТ-1y використанням замість звичайної вторинної перегонки глибоко вакуумну перегонку з відбором фракцій 350 ... 540 ° С (і відсутністю процесу вісбрекінгу).

Моделі 1-4 впроваджені на низці нафтопереробних заводів країни і показали високу ефективність. Так, у порівнянні з набором окремо розташованих установок, на комбінованій установці КТ-1 капітальні та експлуатаційні витрати нижчі відповідно на 36 і 40%, площа забудови менша в 3 рази, а продуктивність праці вища в 2,5 рази.

З використанням високопродуктивних комбінованих установок були в останні роки побудовані і пущені в експлуатацію високоефективні нафтопереробні заводи нового покоління в м Павлодарі, Чимкенте, Лисичанську і Чар- Джоу, на яких здійснюється поглиблена переробка нафти. До їх складу, крім ЛК-6У і КТ-1, додатково входять такі процеси, як алкілування, коксування, виробництво водню , сірки, бітуму і т. д.

Таблиця 10.2 - **Набір технологічних процесів, що входять до складу вітчизняних комбінованих установок**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Технологічний  процес | ЛК-6у | ГК-3 | Г-43-107 | КТ-1 | КТ-1y | КТ-2 |
| ЕЛЗУ-АТ | + | — | — | — | — | — |
| ЕЛЗУ-АВТ | — | + | — | — | — | — |
| Вакуумна  перегонка мазуту | — | — | — | + | + | — |
| Глибоковакуумна перегонка мазуту | — | — | — | — | — | + |
| Вторинна перегонка  бензину | — | + | — | — | — | — |
| Гідроочистка бензину | + | + | — | — | — | — |
| Гідроочистка гасу | + | — | — | — | — | — |
| ГО дизельного палива | + | — | — | — | — | — |
| ГО вакуумного газойлю | — | — | + | + | — | — |
| Легкий гідрокрекінг  газойлю | — | — | — | — | + | + |
| Каталітичний риформінг  бензину | + | — | — | — | — | — |
| КК вакуумного газойлю | — | + | + | + | + | + |
| Газофракціонування | + | + | + | + | + | + |
| Вісбрекінг гудрону | — | + | — | + | + | — |

***Сучасний стан технології глибокої переробки нафтових залишків в моторні палиа****.* Найбільших труднощів у нафтопереробці представляє кваліфікована переробка гудронів (залишків вакуумної, а в останні роки – глибоко вакуумної перегонки) з високим вмістом смолистоасфальтенових речовин, металів і гетеросполук, що вимагає значних капітальних і експлуатаційних витрат. У зв'язку з цим на ряді нафтопереробних заводів країни і за кордоном часто обмежуються неглибокою переробкою гудронів з отриманням таких непаливних нафтопродуктів, як бітум, нафтовий пек і котельне паливо.

З процесів глибокої хімічної переробки гудронів, які базуються на видалені надлишку вуглецю, в світовій практиці найбільшого поширення набули наступні:

1) сповільнене коксування, призначене для виробництва кускового нафтового коксу, використовуваного як вуглецева сировина для наступного виготовлення анодів, графітованих електродів для чорної і кольорової металургії, а також низькоякісних дистилятних фракцій моторного палива та вуглеводневих газів;

2) термоконтактне коксування, так званий безперервний процес коксування в киплячому шарі (за кордоном - флюїд-кокінг, цільовим призначенням якого є отримання дистилятних фракцій, газів і побічного порошкоподібного коксу, використовуваного як малоякісне енергетичне паливо;

3) комбінований процес термоконтактного коксування з наступною парокисневою (повітряною) газифікацією порошкоподібного коксу (процес «Флексікокінг» з отриманням крім дистилятів синтез-газів;

4) процеси каталітичного крекінгу або гідрокрекінгу нафтових залишків після їх попередньої деасфальтизації і де металізації за допомогою наступних не каталізаторних процесів:

- сольвентної деасфальтизації і деметалізації (процес «Демекс» фірми ЮОП, «Розе» фірми «Керр-Макгі» та ін.) З отриманням деасфальтизату з низькою коксованістю і пониженим вмістом металів і важкоутилізуючого залишку - асфальтиту; вони характеризуються високою енергоємкістю, підвищеними капітальними та експлуатаційними витратами;

- процеси термоадсорбційноїдеасфальтизації та деметалізації (процес термоадсорбційного облагороджування важкої сировини каталітичного крекінгу в США, в Японії НОТ і ККІ, адсорбційноконтактна очистка, ЗД та ін.) З отриманням облагородженої сировини для послідовної каталізаторної переробки .;

- високотемпературні процеси паракисневої газифікації важкого нафтового залишку з отриманням енергетичних або технологічних газів, придатних для синтезу моторного палива, виробництва водню, аміаку, метанолу та ін. Ці процеси характеризуються виключно високими капітальними та експлуатаційними витратами.

Для безвідхідної переробки важких нафтових залишків в моторному паливі наибільш прийнятні термоконтактні процеси, здійснювані при підвищеній температурі крекінгу та малому часі контакту на поверхні дешевого природнього адсорбенту в реакторах нового покоління і регенераторах-котлах з отриманням дистилятних продуктів, які направляються на облагороджування і каталітичну переробку (так само, як процес термоадсорбційного облагороджування важкої сировини каталітичного крекінгу, 3Д).

С. А. Ахметовим і професором Ж. Ф. Галімовим розроблені технологічні і конструктивні основи перспективного термоадсорбційного процесу беззалишкової переробки важких нафтових залишків експрес-термоконтактного крекінгу. Сутність цього технічно - легкореалізованого процесу полягає в його високій інтенсивності, що досягається в умовах короткочасності (частки секунди) контакту тонкодиспергірованої нафтової сировини з дешевим природним адсорбентом при температурі 510 ... 530 ° С в реакторі циклонного типу з наступною окислювальною регенерацією закоксованого адсорбенту. У реакторі здійснюється легка (експрес) конверсія, деметалізація та часткова декарбонізація без надмірного крекінгування сировини з утворенням переважно газойлевих дистилятів, що направляються для наступної каталітичної переробки моторного палива (процесами каталітичного крекінгу або гідрокрекінгу). Пропонований процес дозволяє здійснювати беззалишкову екобезпечну переробку будь-якого важкого нафтового залишку або бітумінозних нафт без обмеження вимог до їх якості щодо коксованості, сірчистості , металовмісту.

У якості контактного адсорбенту, на якому сорбуються метали важких нафтових залишків (нікель, ванадій і ін.), застосовуються пилоподібні та порошкоподібні природні рудні і нерудні метали і відходи їх переробки (залізорудний концентрат,залишки випалу колчедану, горіла порода, каолін), а також відпрацьований каталізатор крекінгу. Частина відпрацьованого контакту безперервно виводиться з системи його циркуляції між реактором і регенератором.

Технологічний режим процесу експрес –термоконтактного крекінгу мазуту наступний:

***В реакторі:***

t 510…520°С;

час контакту 0,05…0,1 с;

кратність циркуляції адсорбенту 7…15 кг/кг;

***В регенераторі:***

t 650…750 °С;

**10. 2. Основні принципи поглибленої переробки нафти і блок-схеми нафтопереробних заводів паливного профілю**

***Нафтопереробні заводи неглибокої переробки*** характеризуються найбільш простою технологічною структурою, низькими капітало-експлуатаційними витратами у порівнянні з нафтопереробними заводами поглибленої переробки або глибокої переробки. Основний недолік нафтопереробних заводів неглибокої переробки - велика питома витрата цінної та дефіцитної нафтової сировини та обмежений асортимент нафтопродуктів. Найбільш типовий нафтопродукт такого типу нафтопереробного заводу – котельне паливо, дизельне паливо, автобензин (при необхідності пічне паливо), сухий і зріджені гази. Глибина відбору моторного палива обмежується потенційним вмістом їх у вихідній нафті. Будівництво нафтопереробних заводів неглибокої переробки можуть дозволити собі лише країни, які мають необмежені ресурси нафти (Саудівська Аравія, Іран, Ірак, Кувейт). Країни, які мають скромні запаси нафти (менше 5% від світового), повинні орієнтуватися на глибоку або беззалишкову переробку нафти .

Технологічна структура нафтопереробного заводу неглибокої переробки є по суті тим же набором технологічних процесів, які входять в застарілі комбіновані установки ЛК-6У (див. табл. 10.2).

Здійснення технології наступного ступеня нафтопереробки – поглибленої переробки з отриманням моторного палива в кількості, що перевищує потенційний їх вміст у вихідній сировині, пов'язана з фізико-хімічною переробкою залишку від атмосферної перегонки мазуту.

В світовій практиці при поглибленій переробці та глибокій переробці виключно широкого поширення набули схеми переробки мазуту за допомогою вакуумної перегонки або глибокої вакуумної перегонки з наступною каталітичною переробкою вакуумного газойлю (глибоко вакуумний газойль) компонентів моторного палива.

Кількість важкопереробного нафтового залишку - гудрону - при цьому приблизно вдвічі менша у порівнянні з мазутом. Технологія хімічної переробки вакуумних газойлів у нафтопереробці давно освоєна і не має значних технічних труднощів.

Глибока переробка гудронів з максимальним отриманням компонентів моторного палива може бути здійснена за допомогою тих же промислових технологічних процесів, які застосовуються при переробці вакуумних газойлів (глибоких вакуумних газойлів), але з попередньою деасфальтизацією та деметалізацією сировини, де одночасно досягається деметалізація та зниження коксованості нафтового залишку. Для цієї мети більш краща енергозберігаюча технологія процесу термоадсорбційної деасфальтизації та деметалізації процесу термоадсорбційного облагородження важкої сировини каталітичного крекінгу , 3Д, адсорбційна каталітична очистка та експрес –термоконтактний крекінг.

До складу перспективних нафтопереробних заводів рекомендовані випробувані в промисловості або досліднопромисловому масштабі такі процеси нового покоління, як *термоадсорбційна деасфальтизація та деметалізація типу 3*Д або процес *термоадсорбційного облагородження важкої сировини каталітичного крекінгу* мазуту або гудрону; *легкий гідрокрекінг і гідрокрекінг* деметалізованого газойлю, *каталітичний крекінг* типу каталітичного крекінгу мілісекундного газойлю, а також супутні каталітичні крекінги мілісекундних процесів виробництва високоякісних бензинів – алкілування та виробництво метилтретбутилових ефірів.

Використання таких процесів у роботі перспективних нафтопереробних заводів дозволяють отримати високооктанові компоненти автобензину, такі як ізомеризація , риформат, алкілат, метилтребутиловий ефір, бензини каталітичні , гідрокрекінгу та селективного гідрокрекінгу, зріджені гази С3 і С4, такі необхідні для виробництва неетилованих високооктанових автобензинів з обмеженим вмістом аренів, а також малосірчисті дизельні палива та реактивні палива літніх і зимових сортів.

З даних табл. 10.3 видно, що при переробці нафти максимальний вихід моторного палива (81,4%), в т. ч. дизельного палива (55,5%) досягається при комбінуванні ЛК-6У з процесом термоадсорбційної деасфальтизації та деметалізації та гідрокрекінгу), а максимальний вихід компонентів автобензину - при включенні до складу нафтопереробних заводів процесу каталітичного крекінгу. Важливою перевагою використання ЗК є можливість отримання малосерчистого коксу голчатої структури.

При переробці газоконденсатної сировини з виключно низьким вмістом смолисто–асфальтенових речовин і металів на перспективному нафтопереробному заводі трапляється нагода обходитися без використання процесів вторинної перегонки та деасфальтизації, направляючи залишок атмосферної перегонки - мазут - безпосередньо на установку гідрокрекінгу або каталітичного крекінгу .

**10.3. Сучасні проблеми виробництва високоякісних моторних палив**

***Основні тенденції виробництва автобензину*.** Світове виробницво автобензину складаєв середньому 953 млн т/рік. Передбачається, що незважаючи на високі темпи зростання автомобільного парку в світі (щорічно на 10 млн шт.) споживання автобензину в найближчі роки збережеться на такомурівні за рахунок істотного підвищення паливної економічності автомобілів, переведення частини автотранспорту на альтернативні джерела палива та прискорення дизелізації.

Чільною до останнього часу тенденцією в розвитку виробництва автобензину було безперервне підвищення їх детонаційної стійкості (в двигунобудуванні - збільшення степені стиснення), що сприяло суттєвому покращенню технікоекономічних показників експлуатації транспортних засобів, в той час, коли рівень октанового числа випускаючого автобензину був не настільки високий, як в даний час, підвищення детонаційної стійкості досягалось відносно легко за рахунок використання порівняно дешевих термодеструктивних процесів каталітичного крекінгу. Однак для послідовного підвищення детонаційної стійкості до сучасного високого рівня виникла необхідність розвивати в нафтопереробці дорожчі енергоємні каталітичні процеси, так , як каталітичний риформінг, алкілування, ізомеризація і т. д., в яких, крім того, відбувається зниження ресурсів автобензину. Зичайно , витрати на такі процеси в нафтопереробці повинні окупатися економією коштів споживачів за рахунок застосування високооктанових бензинів. Отже, оптимальні значення детонаційної стійкості автобензинів будуть визначатися рівнем хімізації і технології процесів нафтопереробки , а також світовими цінами на нафту.

У зв'язку з посиленням екологічних вимог у багатьох країнах світу прийняті законодавчі акти про заборону застосування свинцевих антидетонаторів в автобензині. Сучасні автомобілі повинні відповідати жорстким екологічним нормам токсичності вихлопних газів (табл. 10.4), а автобензин і дизельне паливо для двигунів внутрішнього згорання повинні випускатися за нормами Європейського союзу і США.

Таблиця 10.4 - **Норми гранично-допустимих викидів в країнах ЄС** (для легкових автомобілів вагою 1250 кг), г / км

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Норми** | **Рік введення**  **ЕС (РФ)** | **Бензиновий двигун** | | | **Дизельне паливо** | | | |
| **CO** | **CmHn** | **NO\*** | **CO** | **CmHn** | **NO\*** | **Тверді**  **частки** |
| Євро-1 | 1993 (1999) | 2,72 | 0,97\* | | 2,72 | 0,97\* | | 0,14 |
| Євро-2 | 1996 (2006) | 2,2 | 0,5\* | | 1,0 | 0,67\* | | 0,08 |
| Євро-3 | 2000 (2008) | 1,5 | 0,17 | 0,14 | 0,6 | 0,06 | 0,5 | 0,05 |
| Євро-4 | 2005 (2010) | 0,7 | 0,08 | 0,07 | 0,47 | 0,05 | 0,25 | 0,05 |

Характерною особливістю перспективних зарубіжних бензинів є низький вміст в них аренів, що вважається ознакою високої якості за такими показниками, як схильність до нагароутворення, краплинне запалювання, коефіцієнт рівномірного розподілу детонаційної стійкості за фракціями, октанове число змішання, і ін. нд. по екологічності. Низький вміст аренів при високій детонаційній стійкості бензинів досягається значно більшим залученням в їх компонентний склад алкілату та бензинових каталітичних крекінгів, характеризуються значним вмістом високооктанових ізоалканів (табл. 10.6).

Таблиця 10.5 - **Компонентний склад автобензинів Росії, США і Західної Європи**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Показник (1999 р.)** | **Росія** | **США** | **Західна Європа** |
| Загальний об’єм бензинового фонду млн т/рік | 24 | 330 | 130 |
| Компонентний склад, % об.:  бутани  риформат  фракції КК  ізомеризація  алкілат  оксигенати  бензин прямої перегонки і ГК  фракції термол. процесів | 5, 7  54,1  20  1,5  0,3  0,2  13,3  4,97 | 7  34  35,5  5  11,2  3,6  3,1  0,6 | 5  48,2  27  5  5  2  7,3  0,5 |
| ОЧ | 82 | 89 | 88 |
| Вміст:  свинцю, г / л  сірки,% маси  аренів (загальне),% об. | 0,25  0,1  42 | 00  0,03  31 | 0,02  39 |

Для вирішення проблеми зниження вмісту аренів, бензолу і олефінів в товарних автобензинах до стандартів ЄС для нафтопереробного комплексу України буде потрібне прискорене впровадження процесів виробництва не ароматизованих високооктанових компонентів, наприклад, процесів ізомеризації головних фракцій бензинів, гідрокрекінг, каталітичного крекінгу, селективного гідрокрекінгу, а також виробництв оксигенатів і присадок.

***Деякі тенденції виробництва дизельного палива***. Основу вітчизняного дизельного палива складають прямогінні дистиляти, причому біля половини з них припадає на частку гідроочищених фракцій. Дистиляти вторинного походження використовуються в незначній кількості (зокрема, близько 3% припадає на частку легкого газойлевого каталітичного крекінгу). Необхідно відзначити, що виробництво малосірчистих сортів палив з вмістом S <0,2% маси пов'язане з втратами їх ресурсів і значними енерговитратами на глибокій гідроочистці. При гідроочистці одночасно з невуглеводними гетеросполуками видаляються з палива наявні у вихідній нафті природні антиокислювальні, протизносні, антикорозійні та ін. присадки. Тому при виробництві товарних гідроочищених дизельних палив виникає необхідність застосування великого асортименту і в досить великій кількості синтетичних присадок.

Введення нових екологічних норм ЄС потягне за собою подальше ускладнення технології і відповідне підвищення собівартості виробництва дизельного палива.

Проблема отримання низько застигаючого моторного палива (а також масел) може бути вирішена включенням в схеми нафтопереробних заводів нового ефективного і досить універсального процесу – каталітичної гідро депарафінізації нафтових фракцій. Процеси каталітичної гідродепарафінізації знаходять в останні роки все більш широке застосування за кордоном при отриманні низько застигаючого реактивного палива і дизельного палива, мазутного масла в поєднанні з процесом каталітичного риформінгу (селект-формінг) – високооктановий автобензин . Використання процесу каталітичної гідродепарафінізації дозволяє значно розширити сировинну базу виробництва дизельного палива зимових і арктичних сортів.

Найбільш дешевим способом отримання зимового дизельного палива за кордоном є введення (в сотій долі %) депресорних присадок в літнє паливо. Однак переважна більшість присадок, досить ефективно знижуючи температуру застигання палива, практично не впливають на tпомутн, що в значій степені обмежує межі його застосування. Таке паливо можна використовувати в районах з температурою повітря взимку не нижче -15 ° С. Такі кліматичні умови відповідають більшості країн Західної Європи, Прибалтики- Білорусії, Молдови і України. Однак промислове виробництво вітчизняних депресорних присадок до сих пір не організоване.

Подальше збільшення ресурсів дизельного палива можливо за рахунок розширення їх фракційного складу та використання дистилятів вторинних процесів. Так, підвищенням температури кінця кипіння на 25 ... 30 ° С можна збільшити ресурси літнього палива на 3 ... 4% від загального його виробництва. Така температура кінця кипіння відповідає ≈ t90% = 360 ° С. В даний час на ряді нафтопереробних заводів країни розпочато випуск по ТУ в досить великих масштабах річного дизельного палива обтяженого фракційним складом (з температурою початку кипіння = 60 ... 80 ° С, t90% = 360 ° С), що являє собою суміш бензинової і дизельної фракцій. Такі палива \* вже отримують з деяких конденсатів і використовують у віддалених північних і північно-східних районах країни, куди важко доправити стандартне дизельне паливо.

Виробиництво дизельного палива можна значно збільшити за рахунок використання вторинних газойлів (каталітичного крекінгу і гідрокрекінгу), хоча це і приводить до погіршення хімічної стабільності палива Найбільшого застосування за кордоном знаходить легкий газойлевий каталітичний крекінг . У США, наприклад , частка такого газойля в складі дизельного палива дуже значна. Тому в ньому зріс вміст аренів, а метанове число зменшилася в середньому дизельному фонді до 40 ... 42 проти 45 ... 50.

Є можливість розширити ресурси дизельного палива також за рахунок вивільнення значної кількості газойлевих фракцій, що залишаються нині в мазуті або додаються в котельне паливо як розчинник з метою забезпечення необхідної в'язкості. У міру зменшення обсягів виробництва котельного палива і збільшення потужності вісбрекінгу або інших процесів глибокої переробки нафтових залишків кількість газойлевих фракцій буде безперервно зростати, що дозволить додатково розширити ресурси дизельного палива.

**10.3. Сучасний стан та проблеми розвитку нафтопереробної промисловості світу**

Загальною сучасною тенденцією в структурі використання нафти в світовій економіці є зниження частки її споживання в електро- і теплоенергетиці в якості котельно-пічного палива та збільшення - в якості транспортного моторного палива і нафтохімічної сировини. Нижче наведена структура використання нафти в світовій економіці,% маси .

**1980 р. 2010 р.**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Транспорт | 38,6 | 52 |
| в т.ч. автомобільний | 27,8 | 40 |
| Електро- і теплоенергетика  (котельно-пічкове паливо) | 51,5 | 35 |
| Нафтохімія | 5,2 | 8,0 |
| Неенергетичне використання  ( бітум, парафіни, кокс та інші) | 4,7 | 5,0 |

Ці зміни в структурі споживання нафти зумовлені випереджаючим розвитком за останні роки транспортних засобів з двигунами внутрішнього згорання в порівнянні з розвитком енергетики, тобто перевищенням темпів моторизації в порівнянні з темпами електрифікації.

В даний час на частку нафтохімії припадає відносно невелика кількість – біля 8% маси споживаної нафти. У різних країнах ця частка коливається в межах 2 ... 10%. Цілком ймовірно, що до кінця XXI ст. нафтохімія стане майже єдиним напрямком застосування нафти.

Об’єми переробки нафти в світі за останні роки змінювалися майже пропорційно темпам її видобутку. У період «нафтового буму »(1960-1970 рр.) при наявності дешевої близькосхідної і латиноамериканської нафти число і сумарні потужності нафтопереробних заводів в світі збільшувалися виключно швидкими темпами. При цьому на нафтопереробних заводах розвинених країн (за винятком США), а також країн Латинської Америки, Близького та Середнього Сходу та Африки переважаючого поширення набули схеми з неглибокою та помірною глибиною нафтопереробки. У США внаслідок традиційно високого рівня споживання моторного палива та наявності дешевих ресурсів природного газу і вугілля здійснювалася глибока переробка нафти .

Якісний і кількісний стрибок в тенденціях розвитку світової нафтопереробки стався на рубежі 1970-1980 рр., коли різке підвищення цін на нафту призвело до скорочення її видобутку та споживання в якості котельно-пічного палива і тим самим переорієнтації на поглиблену переробку та глибоку переробку нафти. Після 1979 року обсяги переробки нафти, сумарні потужності , а також число нафтопереробних заводів поступово зменшувалися. При цьому переважно закривались малопотужні , менш рентабельні нафтопереробні заводи. Природно, що це привело до деякого зростання питомої потужності нафтопереробних заводів. Зниження обсягів нафтодобування привело до появи надлишку потужності нафтопереробних заводів , переважно по процесах прямої перегонки нафти, які піддавалися реконструкції під інші вторинні процеси. Однак всупереч песимістичним прогнозам об'єми видобутку та переробки нафти в світі до кінця минулого століття знову дещо збільшилися і досягли рівня 1979 року - 3,2 ... 3,3 млрд т / рік.

За сумарними потужностями нафтопереробних заводів та обсягами переробки нафти провідне місце належить США.

Надглибока переробка нафти та яскраво виражений «бензиновий» профіль нафтопереробних заводів США досягається широким використанням вторинних процесів, таких як каталітичний крекінг (≈36%), каталітичний риформінг (≈19%), ГО (≈41%), гідрокрекінг (9,3%), коксування , алкілування, ізомеризація та ін. Найбільш масовий продукт нафтопереробних заводів США – автобензин (42% на нафту). Співвідношення бензин:дизельне паливо становить 2: 1. Котельне паливо виробляється вмінімальній кількості - 8% на нафту. Глибока (≈93%) переробка нафти в США зумовлена ​​застосуванням перш за все каталітичного крекінгу газових газойлів і мазутів, гідрокрекінгу і коксування. За потужністю цих процесів США істотно випереджають інші країни світу.

З промисловорозвинених країн найбільш великі потужні нафтопереробні заводи мають: в Західній Європі - Італія, Франція, Німеччина та Великобританія; в Азії - Японія, Китай і Південна Корея. Нафтопереробні заводи розвинених країн Західної Європи та Японії характеризуються меншою, ніж у США, глибокою переробкою нафти , що обумовлюється необхіднісюі через кліматичні умови виробництва великої кількості пічного палива.

Співвідношення бензин:дизельне паливо на нафтопереробних заводах Західної Європи є на користь дизельного палива, оскільки в цих країнах здійснюється інтенсивна дизелізація автотранспорту. За насиченістю нафтопереробних заводів вторинними процесами, перш за все, поглиблюючими переробку нафти, західно-європейські країни значно поступаються США. Частка поглиблюючих нафтопереробку процесів (каталітичний крекінг , термічний крекінг, гідрокрекінг і алкілування) на нафтопереробних заводах США і Західної Європи становить відповідно 72 і 43%.

Для збільшення виходу моторного палива в ряді країн світу реалізується програма широкого нарощування потужних процесів глибокої переробки нафти, перш за все, установок каталітичного крекінгу. Так, частка каталітичного крекінгу від потужності первинної переробки нафти на початок XX ст. досягла (в%)

|  |  |
| --- | --- |
| Колумбія | 38,1 |
| США | 35,9 |
| Китай | 31,4 |
| Австралія | 30,0 |
| Аргентина | 28,3 |
| Бразилія | 27,9 |
| Великобританія | 26,3 |

В країнах-експортерах нафти наибільш великі потужні нафтопереробні заводи мають Саудівська Аравія, Мексика, Бразилія, Венесуела та Іран. Характерна особливість нафтопереробки в цих країнах - низька глибина переробка нафти (вихід світлих нафтопродуктів біля 50%) і відповідно мала насиченість нафтопереробних заводів вторинними процесами. Однак в останні роки і серед них позначилася тенденція до поглиблення нефтепереробки. Так, частка каталітичного крекінгу на нафтопереробних заводах Бразилії та Венесуели до 1994 р досягла відповідно 27 і 20%.

Нафтопереробні заводи України, побудовані до 1950 р, були орієнтовані на досить високу глибоку переробку нафти . У 1960-1970 рр. в умовах нарощування видобутку відносно дешевої нефти здійснювалося будівництво нових нафтопереробних заводів, переважно за схемами неглибокої переробки і частково поглибленої переробки нафти. Розвиток вітчизняної нафтопереробки розвивався як кількісно, тобто шляхом будівництва нових потужних заводів, так і якісно - за рахунок будівництва переважно високопродуктивних і комбінованих процесів інтенсифікації діючих установок. Причому розвиток галузі відбувався при погіршенні якості нафт (так, в 1980 році частка сірчистих і високосірчистих нафт досягла ≈84%) при неухильно зростаючих вимогах до якості нафтопродуктів.

В останні роки основна увага приділялася будівництву нових високоефективних нафтопереробних заводів останнього покоління.

Найбільш масовим нафтопродуктом в країні все ще залишається котельне паливо (≈27%). Першим за кількістю випуску нафтопродуктів є дизельне паливо (28,4%). Об’єм виробництва бензинів (15,6%) нижче, ніж дизельного палива (співвідношення бензин:дизельне паливо становить - 1: 1,8). Глибина нафтопереробки за останнє десятиліття практично не змінилася і застигла на рівні 65%.

З аналізу даних можна констатувати, що за оснащеністю вторинними процесами, які поглиблюють нафтопереробку, заводи країни значно відстають від розвинених країн світу. Так, сумарна частка поглиблюючих нафтопереробних процесів коксування, каталітичного крекінгу і гідрокрекінгу в нафтопереробці України складає всього 8,2%, тобто, на порядок нижче, ніж на нафтопереробних заводах США. Більше половини з установок прямої перегонки нафти не оснащені блоком вакуумної перегонки мазуту. У складі вітчизняних нафтопереробних заводів немає жодного впровадженого процесу по каталітичній переробці гудронів в моторне паливо . Експлуатовані на нафтопереробних заводах країни установки гідрокрекінгу пристосовані лише для переробки вакуумних газойлів .

На вітчизняних нафтопереробних заводах відносно непогана ситуація з обладнаністю процесами облагородження паливних фракцій нафти, такими як каталітичний риформінг і гідроочистка. Однак, незважаючи на помітне підвищення якості наших нафтопродуктів і продукції нафтохіміі, вони поки що поступаються кращим світовим зразкам. Ми поступаємося і за найважливішими технікоекономічними показниками процесів: металоємності, енерговитратами, займаній площі, рівнем автоматизації виробництва, числа персоналу та ін. Навіть розроблені і впроваджені в останні роки високопродуктивні процеси і каталітичні системи істотно поступаються за цими показниками кращим зарубіжним аналогам. Незадовільні справи на нафтопереробних заводах щодо відбору світлих нафтопродуктів від потенціалу, що приводить до значного недобору дизельних фракцій на атмосферних колонах. Вітчизняні каталізатори значно поступаються зарубіжним аналогам за активністю, стабільністю, селективністю та іншими показниками.

Однією з найгостріших проблем на нафтопереробних заводах є проблема швидкого оновлення та модернізації застарілого обладнання, машин і окремих процесів з доведенням їх до сучасного світового рівня. Необхідні нові технології і нова техніка, заміна фізично і морально застарілих технологічних процесів на більш досконалі в технічному і чистіші в екологічному відносинах безвідходні процеси глибокої та комплексної переробки нафтової сировини.

З урахуванням ключових проблем вітчизняної нафтопереробки на перспективу можна сформулювати наступні основні завдання:

- суттєве поглиблення переробки нафти на основі впровадження маловідхідних технологічних процесів виробництва високоякісних екологічно чистих моторних палив з важких нафтових залишків , як найбільш ефективного засобу скорочення її витрат;

- подальше підвищення і оптимізація якості нафтопродуктів;

- подальше підвищення ефективності технологічних процесів нафтопереробних заводів за рахунок технологічного переозброєння виробництв, вдосконалення технологічних схем, розробки і впровадження високоінтенсивних ресурсо- та енергозберігаючих технологій, активних і селективних каталізаторів;

- випереджуючий розвиток виробництва сировинної бази і продукції нафтохімії;

- освоєння технології і збільшення обсягу переробки газоконденсатів, природних газів і ін. альтернативних джерел вуглеводневої сировини та моторного палива.

Розвиток галузі слід реалізовувати на основі укрупнення одиничних потужностей, енерготехнологічного комбінування процесів і комплексної автоматизації із забезпеченням необхідної екологічної безпеки виробництв.