

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ АВІАЦІЙНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

МОТОРНІ ПАЛИВА: ВЛАСТИВОСТІ ТА ЯКІСТЬ

П І Д Р У Ч Н И К

Рекомендовано Вченою радою
Національного авіаційного університету



«Видавництво
«Центр учбової літератури»
Київ – 2017

УДК 665.733(075.8)
ББК 333527
М 855

*Рекомендовано до друку
Вченою радою Національного авіаційного університету
(протокол №4 від 26 квітня 2017 року)*

Рецензенти:

Василь Матейчик — доктор технічних наук, професор (декан автомеханічного факультету, Національний транспортний університет);

Анатолій Ранський — доктор хімічних наук, професор (завідувач кафедри хімії та хімічної технології, Вінницький національний технічний університет);

Олег Гринишин — доктор технічних наук, професор (професор кафедри хімічної технології переробки нафти та газу, Національний університет «Львівська Політехніка»).

Автори:

Сергій Бойченко, Андрій Пушак, Петро Топільницький, Казимир Лейда.

Моторні палива: властивості та якість [текст] підручник / Сергій Бойченко, Андрій Пушак, Петро Топільницький, Казимир Лейда; за заг. ред. проф. С. Бойченка. – К. : «Центр учбової літератури», 2017. – 324 с.

ISBN 978-617-673-588-5

У навчальному посібнику охарактеризовано найактуальніші проблеми раціонального природокористування, охорони природи і підвищення екологічної безпеки під час експлуатації транспортних засобів. Створено навчально-методичну базу для набуття студентами знань стосовно проблем у сфері природокористування та охорони навколишнього середовища, зокрема формування у студентів навичок аналізу й визначення ефективності природоохоронних заходів у транспортній галузі та оцінки екологічних збитків, що їх завдає природному середовищу антропогенна діяльність через експлуатацію транспортних засобів.

Для студентів спеціальності «Екологія та охорона навколишнього середовища».

ISBN 978-617-673-588-5

УДК 665.733(075.8)
ББК 333527

© Бойченко Сергій, Пушак Андрій,
Топільницький Петро, Лейда Казимир ін., 2017.
© «Видавництво «Центр учбової літератури», 2017.

ЗМІСТ

Вступ	7
Розділ 1. ВЛАСТИВОСТІ МОТОРНИХ ПАЛИВ	9
1.1. Загальна характеристика палива.....	13
1.2. Характеристичні точки кипіння нафтових фракцій.....	23
1.3. Густина.....	24
1.4. Молекулярна маса.....	31
1.5. Тиск насиченої пари.....	36
1.6. Критичні параметри.....	39
1.7. Фактор стискуваності.....	43
1.8. Леткість (фугітивність).....	43
1.9. В'язкість.....	47
1.10. Теплофізичні властивості.....	51
1.10.1. Питома теплоємність.....	51
1.10.2. Теплота випаровування.....	61
1.10.3. Ентальпія.....	66
1.10.4. Теплопровідність.....	68
1.10.5. Теплота згорання.....	72
1.10.6. Основи теорії горіння палива.....	74
1.10.7. Температури спалаху, займання та самозаймання....	80
1.10.8. Температура помутніння.....	83
1.10.9. Температура початку кристалізації.....	84
1.10.10. Гранична температура фільтрованості.....	84
1.10.11. Температура застигання.....	85
1.10.12. Температура розчинення в аніліні (анілінова точка).....	86
1.10.13. Температура точки роси (точка роси).....	87
1.10.14. Поверхневий натяг.....	87
1.11. Оптичні властивості.....	92
1.11.1. Колір.....	92
1.11.2. Показник заломлення.....	92
1.11.3. Питома рефракція.....	95
1.11.4. Оптична активність.....	97
1.12. Електричні властивості.....	97
1.12.1. Електропровідність.....	97
1.12.2. Електрозбудливість.....	97

1.12.3. Діелектрична міцність.....	98
1.12.4. Тангенс кута діелектричних втрат.....	99
1.13. Розчинність і розчинювальна здатність.....	99
1.14. Горючість та детонаційна стійкість.....	103
1.14.1. Детонаційна стійкість бензинів.....	103
1.14.2. Займистість дизельних палив.....	107
1.15. Висота некіптявого полум'я.....	110
1.16. Коксівність.....	111
1.17. Фільтрованість.....	111
1.18. Корозійна активність.....	112
1.19. Кислотність.....	116
Питання для самостійної роботи.....	116
Розділ 2. ЯКІСТЬ БЕНЗИНІВ.....	118
2.1. Загальні технологічні відомості про одержання бензинів.....	118
2.2. Технічні вимоги до якості бензинів.....	133
2.3. Характерні показники якості бензинів.....	139
2.3.1. Вміст механічних домішок і води.....	140
2.3.2. Фракційний склад.....	141
2.3.3. Вміст фактичних смол у паливі.....	148
2.3.4. Октанове число.....	149
2.3.5. Вміст бензолу та сумарного вмісту ароматичних вуглеводнів.....	164
2.3.6. Масова частка кисневмісних сполук.....	167
2.3.7. Випаровуваність.....	167
2.3.8. Стабільність.....	174
Питання для самостійної роботи.....	178
Розділ 3. ЯКІСТЬ ПАЛИВ ДЛЯ ДИЗЕЛЬНИХ І ПОВІТРЯНО-РЕАКТИВНИХ ДВИГУНІВ.....	181
3.1. Загальні технологічні відомості про одержання дизельних палив.....	181
3.2. Характерні показники якості дизельних палив.....	189
3.2.1. Вміст сірки у складі дизельного палива.....	190
3.2.2. Температура застигання дизельного палива.....	191
3.2.3. Гранична температура фільтрування на холодному фільтрі.....	193

3.3. Загальні технологічні відомості про одержання палив для повітряно-реактивних двигунів	196
3.4. Характерні показники якості палив для повітряно-реактивних двигунів.....	216
3.4.1. Випаровуваність та техніко-економічні показники авіаційної техніки.....	218
3.4.2. В'язкість.....	220
3.4.3. Вміст водорозчинних кислот і лугів.....	223
3.4.4. Температура спалаху у закритому тиглі.....	225
3.4.5. Температура початку кристалізації.....	229
3.4.6. Горючість та енергетичні властивості палива.....	229
3.4.7. Хімічна та термоокиснювальна стабільність.....	231
3.4.8. Критерії протизношувальних властивостей.....	236
Питання для самостійної роботи.....	242
Розділ 4. ЯКІСТЬ БІОДИЗЕЛЬНОГО ТА ГАЗОВОГО МОТОРНИХ ПАЛИВ.....	245
4.1. Якість біодизельного моторного палива.....	245
4.2. Якість газового моторного палива.....	249
Питання для самостійної роботи.....	261
Розділ 5. ОРГАНІЗАЦІЙНО-ФУНКЦІОНАЛЬНІ ЗАСАДИ КОНТРОЛЮ ЯКОСТІ МОТОРНИХ ПАЛИВ	263
5.1. Загальні відомості про систему контролю якості моторних палив.....	264
5.2. Нормативна база системи контролю якості моторних палив.....	276
Питання для самостійної роботи.....	279
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ТА РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	280
ДОДАТКИ	289
Додаток 1. Основні терміни та визначення.....	289
Додаток 2. Клас небезпеки, ГДК та характеристики пожежонебезпеки моторних палив.....	295
Додаток 3. Значення коефіцієнта А для визначення ентальпії рідких нафтопродуктів (до формули (1.90)).....	296

Додаток 4. Значення коефіцієнта А для визначення ентальпії пари нафтопродуктів (до формули (1.81)).....	297
Додаток 5. Фізико-хімічні показники автомобільних бензинів згідно з вимогами ДСТУ 7687:2015.....	299
Додаток 6. Вимоги світової Паливної Хартії до якості бензинів.....	306
Додаток 7. Європейські норми викидів для легкових автомобілів з бензиновими двигунами (г/км).....	308
Додаток 8. Європейські норми викиду для легкових автомобілів з дизельними двигунами (г/км).....	308
Додаток 9. Вплив змін показників якості палив на роботу двигунів.....	309
Додаток 10. Узагальнена класифікація втрат.....	312
Додаток 11. Фізико-хімічні показники дизельного палива...	313
Додаток 12. Вимоги Світової паливної хартії до якості дизельних палив.....	317
Додаток 13. Технічні вимоги до деяких марок палив для повітряно-реактивних двигунів вітчизняного та зарубіжного виробництва.....	320
Додаток 14. Узагальнена класифікація газоподібного вуглеводневого палива.....	323

Хто думає про науку, той любить її,
а хто її любить, той ніколи не перестає вчитися...

Григорій Сковорода

ВСТУП

Успішний розвиток соціальної та економічної сфери країни багато в чому залежить від її енергетичного балансу, зокрема від забезпечення безперервно зростаючої потреби економіки в моторних паливах.

Розвиток промисловості й транспорту безпосередньо пов'язаний зі зростанням потреби палив. В економіці застосовують багато видів палива. У широкому понятті термін **«паливо»** означає всі матеріали, що використовуються як джерело енергії. **За походженням паливо** поділяють на **природне** (нафта, газ, вугілля, природні сланці, торф, деревина) і **штучне**, або **синтетичне** (кокс, моторні палива, генераторні гази, біогази та ін.), **за агрегатним станом** – на газоподібне, рідке, тверде.

Моторні палива – ті види палива, що використовуються в двигунах внутрішнього згорання (ДВЗ).

Одним з основних напрямів розвитку світової нафтопереробної промисловості є виробництво моторних палив. Сьогодні та в перспективі основний обсяг споживання нафтопродуктів залишатиметься домінуючим у транспортному секторі (60 %). Споживання палива у світовому транспортному секторі становить близько 91 % загального балансу використання джерел енергії, а частка моторних палив у загальному світовому балансі споживання нафтопродуктів – 56–76 %.

Науково-технічний прогрес у галузі авіа- та автомобілебудування разом із посиленням екологічних вимог і умов експлуатації транспортних засобів висуває підвищені вимоги до якості моторних палив. Історичний экскурс розвитку техніки підтверджує, що прогрес у цій царині був тісно пов'язаний з удосконаленням виробництва моторних палив. Так, наприклад, для виконання міжнародних екологічних вимог необхідне впровадження комплексу заходів з удосконалення конструкції двигунів, а також для поліпшення якості моторних палив.

Навіть авангардна позиція двигунобудівників, які вважають, що вони завжди йдуть попереду, розробляючи сучасні покоління

транспортних засобів, показує пріоритетну їх зорієнтованість на нові специфічні якості палив.

У той же час нафтопереробники вважають головним виконання двох основних завдань: 1) поліпшення якості моторних палив для надання їм властивостей підвищеної екологічної безпеки; 2) забезпечення природоохоронних заходів безпосередньо на нафтопереробному підприємстві.

Ці тенденції мають перспективний характер як з позицій удосконалення існуючих технологій виробництва моторних палив, так і у контексті впровадження нових прогресивних технологій авіа- та автомобілебудування.

За першим законом **хіммотології** експлуатаційні властивості палив обумовлюються хімічним складом складових речовин, структурою та енергетичним станом їх молекул. А третій закон вказує, що надійність, економічність і екологічність техніки визначається якістю палив та інших експлуатаційних матеріалів. Іншими словами, кількісне відтворення властивостей моторних палив характеризується їх якісними показниками.

Якість моторних палив має великий вплив на надійність експлуатації машин і механізмів. Якість є мірою відповідності властивостей палив технічним характеристикам транспортного засобу та умовам його експлуатації.

Автори систематизовано підготували матеріал про моторні палива, що на сьогодні є традиційними джерелами енергії для сучасних транспортних засобів. Це інформація про автомобільні та авіаційні бензини, дизельні та біодизельні палива, палива для повітряно-реактивних двигунів (ПРД), газові моторні палива.

Підручник буде корисним для фахівців транспортної сфери, а також нафтопродуктозабезпечення, студентів, аспірантів і здобувачів наукового ступеня відповідного профілю.

Вступ, розділи 2 і 3 підготовлені Бойченком С.В. (Національний авіаційний університет), розділи 1 і 4 – Топільницьким П.І. (Національний університет «Львівська Політехніка» спільно з Пушаком А.П. (ТОВ «Паливно-альтернативні технології») і професором Казимиром Лейдою (Технологічний університет, м. Жешув, Польща).

Рукопис підготовлено за загальною редакцією професора С. В. Бойченка.

Розділ 1

ВЛАСТИВОСТІ МОТОРНИХ ПАЛИВ

Основним сировинним джерелом отримання моторних палив до сьогодні залишається унікальна природна копалина – **нафта**.

Близько 2 тис. років до н. е. до сфери практичних інтересів людини ввійшли нафта і газ, тому про нафту відомо людству вже понад 4 тисячі років. Неможливо уявити життя сучасної людини без них. Палива і мастильні матеріали, розчинники, тверді продукти (зокрема, парафіни, бітуми тощо), пластмаси, синтетичні волокна, полімерні матеріали, гуми, фарби і лаки та багато інших предметів, що повсякденно використовуються у побуті, своїм походженням пов'язані з нафтою. Найбільшу питому частку серед продуктів перероблення нафти мають **моторні палива**.

Нафта (через турецьке **neft** від персидського **нефт**), на відміну від інших горючих копалин, переважно складається з вуглеводнів, що під час згорання виділяють значну кількість тепла. Нафта – це суміш різноманітних хімічних сполук. В одній краплині нафти міститься близько 900 різних надскладних хімічних сполук, більше ніж половина хімічних елементів таблиці Менделєєва. Нафта – це своєрідний згусток енергії, основне джерело енергії та тепла.

На рис. 1.1 систематизовано основні продукти, що можуть бути отримані з нафти.

На сьогодні чітко визначились три основні напрями використання нафти: на енергетичні потреби, як сировина для виробництва нафтопродуктів із заданими властивостями та сировина для нафтохімічного синтезу.

Усі палива можна класифікувати за різними критеріями. Найпоширеніші способи класифікації палив наведено в табл. 1.1. Найбільш ґрунтовною є спроба класифікувати палива за видом сировини, що використовується під час їх виробництва.

Узагальнено нафтові рідкі палива за основним призначенням поділяють на групи і підгрупи відповідно до ДСТУ 4345 «Палива рідкі. Номенклатура показників якості» (табл. 1.2).

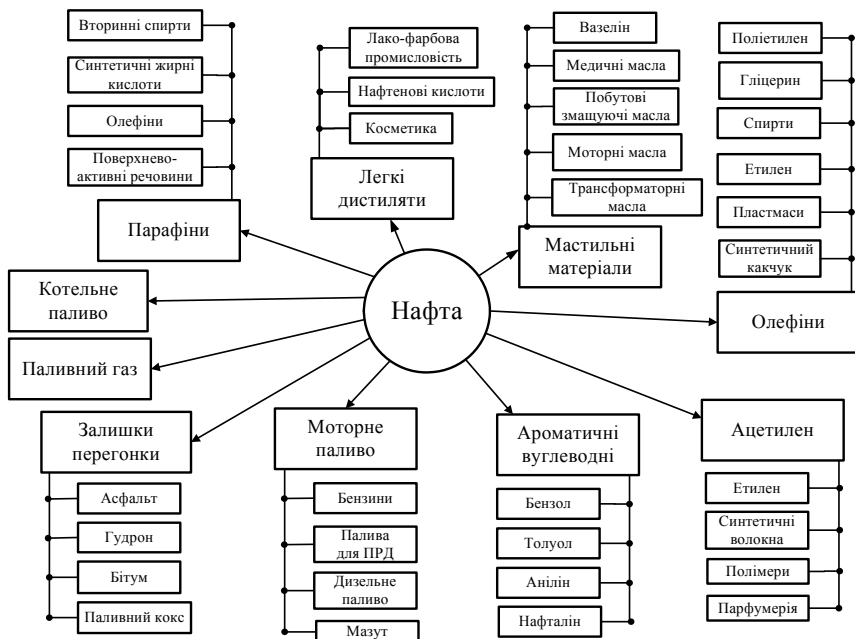


Рис. 1.1. Асортимент продуктів переробки нафти

Таблиця 1.1

Критерії класифікації різних видів палива

Критерій класифікації	Вид
Агрегатний стан	Рідкі, тверді, газоподібні
Компонентний склад	Вуглеводневі, вуглеводневокисневі (спирти), азотоводневі, палива з домішками (вода, горючий газ, водень, вугільний порошок та ін.)
Калорійність	Висококалорійні, середньокалорійні, низькокалорійні
Технологічні процеси виробництва	Пряма перегонка, піроліз, гідрогенізація, газифікація, електроліз, етерифікація, каталітична конверсія та ін.
Походження	Природні, штучні (синтетичні), з відходів виробництв
Сировина	Нафта, вугілля, торф, сланці, бітумінозні піски, біомаса, природний газ, водорості і та ін.

Таблиця 1.2

Класифікаційні групи та підгрупи палив

Група палив	Підгрупа палив	Позначення підгрупи палив
Бензин	Авіаційні	Б
	Автомобільні	А
	Технологічні	Т
Газотурбінні	Реактивні	Р
	Для суднових і стаціонарних енергетичних установок	Г
Дизельні	Для швидкооборотистих дизельних двигунів	Д
Суднові	Для середньооборотистих, малооборотистих дизельних двигунів	С
Мазути	Флотські	Ф
	Паливні	М
Побутові	Пічні	П
	Гаси освітлювальні	ГО

Під час експлуатації сучасних двигунів слід використовувати палива лише рекомендованих виробниками двигунів марок, якість яких повністю відповідає вимогам стандартів.

Властивість продукції є первинною характеристикою її якості, тому нами запропоновано розглянути пов'язані з нею основні поняття і терміни. Властивість будь-якої продукції, у тому числі й моторних палив, – це об'єктивна особливість, що виявляється під час її створення, експлуатації або використання (споживання, застосування).

Термін «**експлуатація**» застосовують до такої продукції, що у процесі використання витрачає свій ресурс, а термін «**споживання**» – до такої, що під час її використання витрачається сама. Під **використанням** необхідно розуміти всі види (способи) антропологічної діяльності, спрямованої на ефективне та раціональне використання моторного палива. Поняття «**застосування**» поєднує всі процеси, що відбуваються в об'ємі палива з моменту виробництва до безпосереднього використання. Основні терміни та поняття детально представлені у дод. 1.

Властивості можна поділити на прості та складні. Наприклад, надійність продукції є складною властивістю, що обумовлена від-

носно простими її властивостями – безвідмовністю, довговічністю, ремонтпридатністю та збереженістю.

Ознакою продукції є якісна або кількісна характеристики будь-яких її властивостей чи станів.

Якісна ознака – колір матеріалу, форма виробу, наявність на поверхні деталі антикорозійного або декоративного покриття, спосіб скріплення деталей виробу (зварювання, клепаання), спосіб або настроювання (регулювання) технічних пристроїв (ручний дистанційний, напівавтоматичний). Якісні ознаки можуть мати альтернативний характер і два взаємовиключні варіанти, наприклад, наявність чи відсутність захисного покриття на деталях, або наявність чи відсутність дефектів. Кількісна ознака є параметром продукції та може бути одним із показників її якості.

Показник якості – кількісна характеристика однієї або кількох властивостей продукції, що складають її якість, розглянута стосовно певних умов її створення, експлуатації та використання (споживання). Багато показників якості продукції є функціями її параметрів.

Поняття «ознака», «параметр», «показник якості продукції» дозволяють визначити взаємозв'язок між ними. Наочно цей зв'язок показано на рис. 1.2.

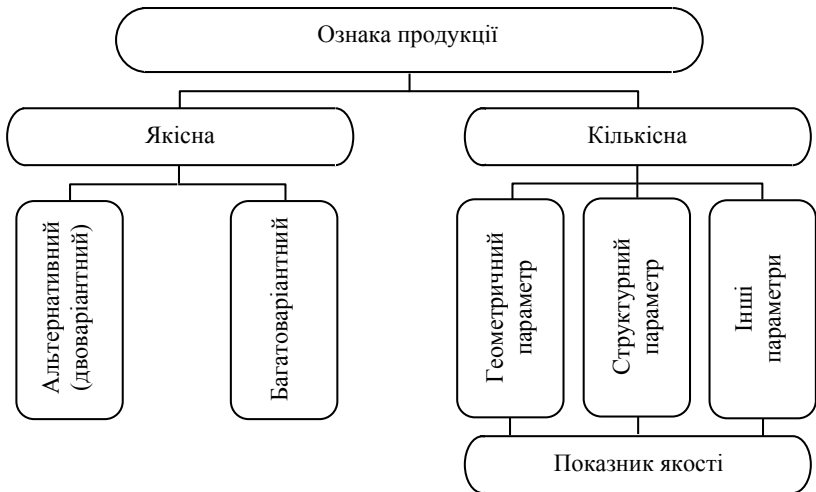


Рис. 1.2. Взаємозв'язок ознак, параметрів і показників якості продукції

1.1. Загальна характеристика палива

Будь-яке паливо складається з двох основних частин: **горючої** та **негорючої (баласту)**. Горюча частина містить різні органічні сполуки, до яких входять такі хімічні елементи: вуглець С, водень Н, сірка S, кисень О, азот N, а також ті неорганічні сполуки, що під час горіння палива, розкладаючись, утворюють легкі речовини. Склад твердого та рідкого палива визначається у процентах за масою, газоподібного – у процентах за об'ємом. Вуглець – основа горюча складова, зі збільшенням частки якої зростає теплова цінність палива. Вміст вуглецю у різних видах палива коливається у межах від 50 % (дрова) до 98 % (антрацит). Водень за теплоотою згорання майже у 4 рази цінніший за вуглець. Враховуючи, що вміст водню в паливі становить до 25 % – це друга за значимістю складова палива. Кисень, що входить до складу палива, не горить, і тому фактично є внутрішнім баластом горючої частини. Вміст кисню становить від 0,5 до 43 %. Чим більше в горючій частині кисню, тим менш цінне паливо. Азот, як і кисень, не горить, є внутрішнім баластом горючої частини. У твердому і рідкому паливі вміст азоту невеликий (0,5–1,5 %), і тому вплив його на теплову цінність палива незначний. Однак у деякому газоподібному паливі (наприклад, генераторному газі) вміст азоту становить близько 50 %, що різко знижує його теплову цінність. Сірка є горючим елементом і, входячи до складу палива у вільному стані або у вигляді органічних і сульфідних сполук, бере участь у горінні. Але, незважаючи на це, сірка є дуже небажаною складовою палива, тому що під час горіння сірки утворюються сполуки SO_2 , SO_3 , що викликають газову корозію, а, з'єднуючись з вологою, що завжди є у паливі, перетворюються на сірчисту та сірчану кислоти, що викликають корозію металів. Вміст сірки у твердому паливі коливається від 0,01 до 8 %, а у нафтах – від 0,1 до 4 %. Під час переробки палива намагаються вміст сірки за можливістю довести до мінімуму. Негорюча частина у твердому і рідкому паливі складається з мінеральних домішок (під час згорання утворюють золу А) і вологи W. Ця частина, зменшуючи об'єм горючої частини й відбираючи частину теплоти на своє нагрівання, знижує теплову цінність палива. Крім того, зола прискорює абразивне спрацювання деталей циліндро-поршневої

групи двигунів, а волога збільшує корозію та ускладнює експлуатацію установок взимку.

Вміст мінеральних домішок у рідкому паливі вимірюється десятими частинами процента, а у твердому – десятками процентів. Мінеральні домішки і вологу розділяють на зовнішні та внутрішні. Перші – потрапляють у паливо з навколишнього середовища під час його видобування, транспортування, зберігання, другі – входять до його хімічного складу. Залежно від фізичного стану палива, за яким визначають його елементарний склад, розглядають маси: робочу (р), аналітичну (повітряно-суху, лабораторну) (а), суху (с), горючу (г) і органічну (о). Паливо, що надходить до споживачів у природному стані та містить, крім горючої частини, золу і вологу, називають робочим. Елементарний склад палива виражають рівнянням

$$CP + HP + OP + NP + SP + AP + WP = 100 \% \quad (1.1)$$

У тих випадках, коли паливо піддають лабораторному дослідженню, з нього готують аналітичну пробу, що приводять для повітряно-сухого стану. При цьому паливо містить тільки внутрішню вологу. Суха маса не має вологи, оскільки одержана штучним сушінням за температури 105 °С. Горюча маса – це паливо, що не має вологи і золи. А якщо з палива видалити ще й сірку, то отримують органічну масу. Загальний склад палива для різного його стану схематично показано на рис. 1.3.

Елементарний склад палива розраховують на горючу й суху маси, а всі теплові розрахунки ведуть на робочу (дійсну) масу, склад якої залежить від кількості золи і вологи. Горюча частина газоподібного палива вміщує водень (H), оксид вуглецю (CO), метан (CH₄) та інші вуглеводні (C_nH_m) з числом атомів вуглецю до чотирьох. Негорюча частина – пари води і негорючі гази (CO₂, N₂, O₂).

Споживання двигуном транспортного засобу палива визначається за його енергетичною ефективністю, тобто за кількістю теплоти, що виділилася під час згорання 1 кг палива. Підраховано, що сьогодні лише 12 % енергії, що виділяє паливо під час згорання, витрачається на рух автомобіля. На сучасному рівні використання палива людство ще не вирішило проблему високоефективного його

спалювання з метою отримання максимальної кількості корисної енергії. На сьогодні на одного жителя Землі за рік видобувається 10 т природних копалин, з яких тільки 1 % (100 кг) корисні, а інша частина забруднює атмосферу, ґрунт, водойми. Ефективність використання палива можна представити енергетичним балансом рухомого автотранспортного засобу (табл. 1.3).

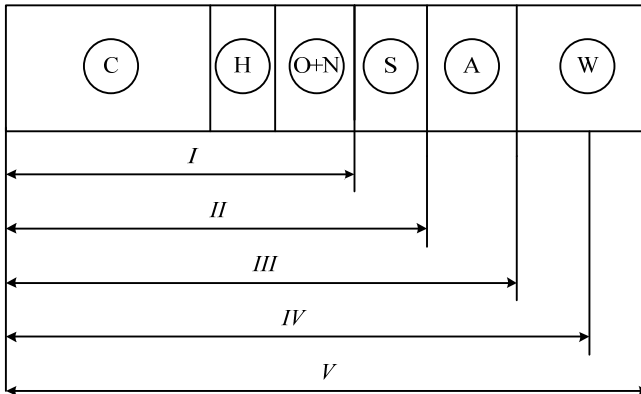


Рис. 1.3. Загальний склад палива:
I – органічна; *II* – горюча; *III* – суха;
IV – лабораторна (аналітична); *V* – робоча маса

Таблиця 1.3

Енергетичний баланс автотранспортного засобу

12 % енергії палива, що спалюється	88 % енергії палива, що спалюється
2,4 % – опір качінню	42 % – система охолодження
3,2 % – опір повітрю	22 % – відпрацьовані гази
6,4 % – сили інерції	13 % – тертя в двигуні
	9 % – тертя в трансмісії
	2 % – привод допоміжного обладнання

Найсучасніші бензинові двигуни мають ефективний **коефіцієнт корисної дії** (ККД) у межах 35–36 %, дизельні – 42–44 %, газові – 38–45 %. ККД використання палива у ДВЗ визначається формулою

$$\text{ККД} = \frac{0,55E_1 + 0,45E_2}{Q(0,55 \cdot q_1 L_1 + 0,45 \cdot q_2 L_2)} \cdot 100, \quad (1.2)$$

де E_1, E_2 – теоретично необхідна кількість енергії для міського і шосейного режимів відповідно; Q – теплота згорання палива; q_1, q_2 – визначена витрата палива для міського та шосейного режимів відповідно; L_1, L_2 – пробіг автомобіля у міському та шосейному режимах руху відповідно.

У ДВЗ під час спалювання палива енергія розподіляється у такий спосіб (рис. 1.4): **паливо** (100 %) = **система охолодження** (25 %) + **сили тертя в двигуні** (10 %) + **обертання колінчастого вала** (30 %) + **привід механізмів** (10 %) + **відпрацьовані гази** (25 %).



Рис. 1.4. Розподіл енергії в двигуні внаслідок згорання палива

Наведені вище аргументи свідчать про те, що людство має значний запас енергії у контексті можливості та необхідності удо-

сконалення технічних засобів, що як джерело енергії використовують продукти переробки нафти.

У науці **хіммотології** властивості моторних палив умовно поділяють на три групи: фізико-хімічні, експлуатаційні, екологічні.

До **фізико-хімічних властивостей** відносять ті, що визначаються в лабораторних умовах і служать для первинної або контрольної оцінки якості в місцях виробництва чи застосування. Основними фізико-хімічними властивостями моторних палив є фракційний склад, тиск насиченої пари (ТНП), густина, в'язкість, молекулярна маса, теплосмність, теплота пароутворення, енергоємність, температура спалаху, займання, самозаймання, помутніння, початок кристалізації, вміст фактичних смол, ароматичних вуглеводнів, водорозчинних кислот і лугів, кислотність, йодне число, показник заломлення тощо.

Під **експлуатаційними властивостями** розуміють об'єктивні особливості палива, що виявляються у процесі використання їх у техніці (табл. 1.4, 1.5).

Таблиця 1.4

Експлуатаційні властивості, що визначають ефективність використання моторних палив під час експлуатації техніки

Хімотологічні процеси	Сутність процесу	Експлуатаційні властивості
Перекачування палива	Переміщення палива у трубопроводах, паливних системах транспортних засобів, засобам зберігання, транспортування й заправки під впливом зовнішнього тиску й сил гравітації. Припинення подачі в екстремальних температурних умовах і внаслідок забруднення	Прокачуваність
Випаровування	Перехід палива із рідкої у парову фазу в статистичних і динамічних умовах	Випаровуваність

Хімотологічні процеси	Сутність процесу	Експлуатаційні властивості
Спалахування	Виникнення джерела полум'я через окиснення паливно-повітряної суміші (ППС) під дією зовнішнього тиску, температури, джерела займання, розряду статичної електрики	Спалахувальність
Горіння	Розповсюдження полум'я через передачу теплоти і дифузію активних частинок із зони реакції або під дією ударної хвилі (детонаційне розповсюдження полум'я)	Горючість
Утворення відкладень	Утворення смол, осадів і лакових відкладень в умовах низьких і високих температур в об'ємі палива на поверхні деталей	Схильність до утворення відкладень
Корозія	Взаємодія палива з металами (хімічна, електрохімічна, газова корозія)	Сумісність з металами
Зношування	Руйнування поверхні третьових деталей (механічне, молекулярно-механічне, корозійно-механічне)	Протизношувальні властивості

У хімотології прийнято розглядати і вивчати такі експлуатаційні властивості моторних палив: випаровувальність, прокачуваність, займистість і горючість, схильність до утворення відкладень, стабільність (фізична, хімічна (термоокиснювальна), біологічна), сумісність з конструкційними матеріалами, протизношувальні, захисні, охолоджуючі та інші властивості.

Таблиця 1.5

Експлуатаційні властивості, що визначають збереження якості моторних палив

Хімотологічні процеси	Сутність процесу	Експлуатаційні властивості
Окиснення палива киснем повітря у засобах зберігання, транспортування і баках машин	Окиснення вуглеводнів з утворенням кислих продуктів і смолистих речовин під час довгострокового зберігання	Хімічна стабільність

Закінчення табл. 1.5

Хімотологічні процеси	Сутність процесу	Експлуатаційні властивості
Корозія металевих конструкційних матеріалів засобів зберігання, транспортування і паливних систем	Електрохімічна і хімічна корозія металів	Корозійність
Розкладання компонентів палива під час довготривалого зберігання	Розкладання термодинамічно нестійких компонентів палива під дією різних факторів в умовах зберігання	Хімічна стабільність
Випаровування палива під час зберігання транспортування, перекачуванні	Втрата летких фракцій палива у процесі малих і великих «дихань» резервуарів і під час перекачування	Випаровуваність (фізична стабільність)
Обводнення палив	Поглинання вологи з атмосфери через гігроскопічність палива і порушення герметичності засобів зберігання	Гігроскопічність
Випадання твердої фази	Випадання кристалів високоплавких вуглеводнів і кристалів льоду за низьких температур	Стабільність фазового стану, однорідність (фізична стабільність)
Розшарування палива	Зміна взаємної розчинності компонентів палива різної хімічної будови	Фізична стабільність

Сукупність властивостей палива, що під час використання негативно впливають на здоров'я людини і навколишнє середовище, називають **екологічними властивостями** (табл. 1.6). До екологічних властивостей (показників) відносять токсичність, канцерогенність, пожежо- і вибухонебезпечність, концентрація шкідливих речовин у відпрацьованих газах двигунів, **гранично допус-**

тимі концентрації (ГДК) шкідливих речовин у робочій зоні або приміщеннях тощо (дод. 2).

Таблиця 1.6

**Експлуатаційні властивості,
що визначають екологічність моторних палив**

Хімотологічні Процеси	Сутність процесу	Екологічні властивості
Випаровування палива під час зберігання транспортування, перекачування і змішування з повітрям	Утворення вибухонебезпечних концентрацій палив у суміші з повітрям	Пожежонебезпечність. Вибухонебезпечність
Спалахування пари палива у суміші з повітрям в умовах зберігання та експлуатації техніки	Спалахування ППС від різних джерел займання (іскра, нагріте тіло, розряд статистичної електрики)	Пожежонебезпечність. Вибухонебезпечність
Спалахування і горіння палива	Стойке розповсюдження полум'я під час розливання і випаровування палива у відкритому просторі	Пожежонебезпечність. Вибухонебезпечність
Електризація палива	Утворення зарядів статичної електрики під час перекачування палива і заправки техніки	Електризованість
Випаровування палива	Утворення токсичних концентрацій пари палива (компонентів) в атмосфері повітря	Токсичність пари палива
Згорання палива у камерах згорання двигунів	Утворення токсичних речовин у відпрацьованих продуктах згорання	Токсичність відпрацьованих газів

Загальним для всіх видів палив є те, що вони складаються з рідкої, твердої, газової та біологічної фаз. **Рідка фаза** становить 99,9 % мас. **Тверда, газова і біологічна фази** – близько 0,001 % мас. **Механічні домішки** – головна частина твердої фази палива. Вміст механічних домішок у паливі коливається у межах від 0,0003 до 0,00001 % мас. залежно від ступеня його очищення. Однак навіть незначна кількість механічних домішок негативно впливає на надійність експлуатації літака. Тому вміст механічних домішок нормується спеціальним стандартом.

У кожному паливі у розчиненому вигляді присутні азот і кисень – 4–5 % за об'ємом, аргон, оксид і діоксид вуглецю – 0,1 % об'ємних. Наявність цих газів призводить до їх інтенсивного виділення з палива, що інтенсифікує процес випаровування, а в умовах набору висоти повітряним судном (ПС), навіть може викликати холодне кипіння палива. Це призводить до різкого зростання втрат палива. **Біологічна фаза** присутня в основному в умовах жаркої кліматичної зони у вигляді різних грибоків та інших мікроорганізмів. Інтенсифікуючим фактором збільшення біологічної фази є температура (вище 20 °C), забрудненість палива, наявність вологи. З існуючих у природі 150 тис. видів мікроорганізмів, що здатні розвиватися через вуглеводні нафти і з продуктів її переробки, найбільш поширеними вважаються бактерії *Pseudomonas*, *Micrococcus*; гриби *Aspergillus*, *Penicillium*, *Cladosporium*; дріжджі *Candidas*, *Togula*. До найбільш активних мікроорганізмів, здатних повністю блокувати роботу паливної системи транспортного засобу, належать міцеліальний (плісневий) гасовий гриб *Cladosporium* (*Hormoconis*) *resinae* і бактерія *Pseudomonas aeruginosa*.

Рідка фаза представлена вуглеводнями різної будови – 99 % мас. і гетероорганічними сполуками (кисневі, сірчисті, азотисті) – близько 0,9 % мас. Залежно від температури кипіння вуглеводні поділяються на ароматичні – висококиплячі (C_nH_{2n-6}), нафтеніві – середньокіплячі (C_nH_{2n}) і парафінові (алканові) – низькокиплячі (C_nH_{2n+2}).

До складу палив входять переважно рідкі парафінові вуглеводні з числом вуглецевих атомів у молекулі від 1 до 15 як нормальної, так і ізобудови. Набільшу перевагу для палив мають нафтеніві вуглеводні (циклани, циклопарафіни), в основному

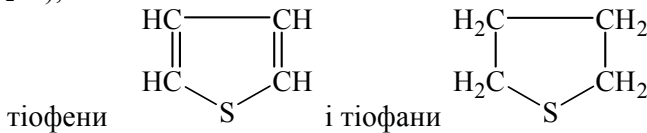
алканоцикланові. Ароматичні вуглеводні, порівняно з парафіновими і нафтовими, мають вищу температуру кипіння та густину, і більшу об'ємну теплоту згорання. Вони більш реакційноздатні та гігроскопічні. Під час їх згорання утворюється значно більше неповних продуктів згорання. Тому присутність цієї групи вуглеводнів обмежується і нормується відповідними стандартами.

Кисневі сполуки представлені спиртами (ROH) – 0,05–0,1 % мас., гідроперекисами (ROOH) – 0,001–0,00001 % мас., аль-

дегідами ($\text{R}-\text{C}\begin{array}{l} \text{=O} \\ \text{H} \end{array}$) і кетонами ($\text{R}-\text{C}\begin{array}{l} \text{=O} \\ \text{O} \end{array}-\text{R}'$) – 0,01–0,05 % мас.,

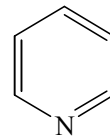
кислотами ($\text{R}-\text{C}\begin{array}{l} \text{=O} \\ \text{OH} \end{array}$) та $\text{C}_5\text{H}_9-(\text{CH}_2)_n-\text{C}\begin{array}{l} \text{=O} \\ \text{OH} \end{array}$ – 0,001–0,08 % мас.

До складу палив завжди входить вільна сірка (S) – 0,25 % мас. та її сполуки (меркаптани (R-S-H), сульфіді (R-S-R), дисульфіді (R-S₂-R),



Внаслідок високої корозійної агресивності цих елементів їх кількість у паливах жорстко обмежується. Азотистих сполук в авіаційних паливах, особливо у легких, дуже мало і розташовуються вони переважно у більш важких фракціях.

Представниками цієї групи є піридин і його гомологи: хінолін, піррол і індол. Крім того, у складі палив практично завжди



є вода у вигляді емульсії – 0,001–0,01 % мас. Загальний вміст води у паливі залежить від температури, атмосферного тиску, вологості, умов зберігання, транспортування і перекачування палива. Відповідно до вимог, що ставляться до якості палив, вода та механічні домішки в їх складі повинні бути відсутніми.

1.2. Характеристичні точки кипіння нафтових фракцій

Нафтові фракції википають у певних інтервалах температур, у зв'язку з цим під час розрахунків користуються поняттям «**середня температура кипіння**».

Розглядають такі температури кипіння: середньооб'ємну, середньомолекулярну, середньомасову, середньокубічну та усереднену. Значення цих середніх температур можна визначити з таких рівнянь:

- середньооб'ємна температура кипіння

$$t_{\text{с.о.}} = \frac{v_1 v_1 + v_2 t_2 \dots + v_n t_n}{v_1 + v_2 + \dots + v_n t_n} \quad (1.3)$$

- середньомасова температура кипіння

$$t_{\text{с.м.м}} = \frac{G_1 t_1 + G_2 t_2 + \dots + G_n t_n}{G_1 + G_2 + \dots + G_n} \quad (1.4)$$

- середньомолекулярна температура кипіння

$$t_{\text{с.м.м}} = \frac{N_1 t_1 + N_2 t_2 + \dots + N_n t_n}{N_1 + N_2 + \dots + N_n} \quad \text{або} \quad t_{\text{с.м.м}} = \sum x_i t_i, \quad (1.5)$$

де

$$x_i = \frac{N_i}{\sum N_i}, N_i = \frac{G_i}{M_i};$$

- середньокубічна температура кипіння

$$t_{\text{с.к.к}} = \sum_1^n \left[\rho_i (t_i + 273)^{1/3} \right]^3 - 273; \quad (1.6)$$

- усереднена температура кипіння

$$t_{\text{усеред}} = \frac{t_{\text{с.мол}} \cdot t_{\text{с.куб}}}{2} \quad (1.7)$$

де G_1, G, \dots, G_n – маси (або % мас.) окремих фракцій; V_1, V_2, \dots, V_n – об'єми (або % об.) окремих фракцій; N_1, N_2, \dots, N_n – молі (або % мол.) окремих фракцій; M_i – молекулярна маса окремих фракцій; t_1, t_2, \dots, t_n – середньо-

арифметичні значення температур кипіння фракцій, °С; x_i – вміст вузьких фракцій, мольні частки; φ_i – об’ємна частка компонента.

Середньооб’ємна температура кипіння $t_{c.об}$ визначається найпростіше за даними розгонки за ГОСТ 2177-99 «Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава».

$$t_{c.об} = \frac{t_{10\%} + t_{30\%} + t_{50\%} + t_{70\%} + t_{90\%}}{5} \quad (1.8)$$

За відсутності кривої об’ємної розгонки можна застосовувати криву істинних температур кипіння (ІТК), приблизно оцінюючи $t_{c.об}$ як температуру кипіння фракції, що дорівнює температурі википання 50 %. Для вузьких фракцій $t_{c.об}$ можна визначити як середньоарифметичне значення між початком і кінцем кипіння фракції за формулою

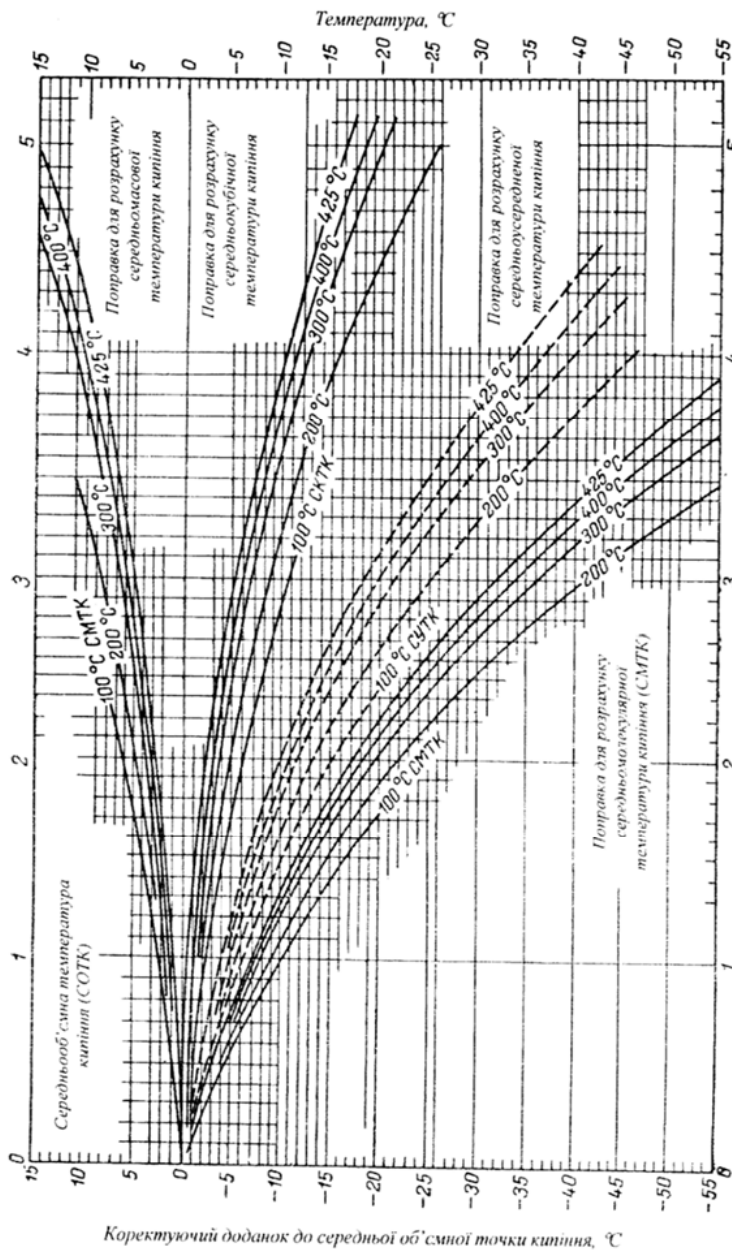
$$t_{c.об} = \frac{(t_{п.к} + t_{к.к})}{2} \quad (1.9)$$

Характеристичні точки кипіння нафтових фракцій можна також визначити за графіком (рис. 1.5).

1.3. Густина

Густина – одна з важливих фізико-хімічних і експлуатаційних властивостей, що дає змогу в сукупності з іншими константами орієнтовно оцінювати хімічний і фракційний склад моторних палив та родинних нафтопродуктів. Густину прийнято виражати абсолютною і відносною величинами. **Абсолютною густиною** речовини ρ називається її маса в одиниці об’єму. Густину вимірюють у $\text{кг}/\text{м}^3$, $\text{г}/\text{см}^3$.

Густина в сукупності з іншими константами дає змогу орієнтовно оцінювати хімічний і фракційний склад палива, а в сукупності з теплою згорання характеризує його енергетичні властивості. Чим більша густина, тим більшу кількість палива можна завантажити в баки ПС і збільшити у такий спосіб дальність польоту без додаткової заправки. Цей показник також є вихідною величиною для більшості інженерних розрахунків.



Середній нахил кривих розломки, за ГОСТ 2177, °C /% відсотку

Рис. 1.5. Середні температури кипіння нафтових фракцій

Зменшення густини (і в'язкості) палива веде до зміни потужності двигуна і, відповідно, вмісту шкідливих речовин у відпрацьованих газах і витрати палива. Тому для оптимізації експлуатаційних характеристик двигуна і зменшення викидів шкідливих речовин в атмосферу максимальна і мінімальна величини густини палива повинні задаватися у досить вузьких межах.

За зменшення густини у відпрацьованих газах легко- і важко-навантажених двигунів зменшується вміст сажі, а у важконавантажених – NO_x . Зменшення густини дещо зменшує CO_2 викиди. Це пояснюється більшим співвідношенням водень/вуглець у паливі з низькою густиною, в той час як інші параметри залишаються такими самими. Однак через використання об'ємного принципу впорскування палива у разі зменшення густини збільшується витрата палива і знижується потужність двигуна. Різниця у в'язкості може підсилити вплив густини на потужність (необов'язково на витрату палива).

Подачу палива контролюють за об'ємом. Різниця в густині (і в'язкості) веде до різниці в потужності двигуна і, відповідно, до різниці у викидах і витрат палива. Для того щоб оптимізувати експлуатаційні властивості двигуна і хвостові викиди, потрібно визначити верхню і нижню межі густини у досить вузькому інтервалі.

Отже, виробництво палив пристосовано до стандартної густини, що визначає подачу палива.

На практиці частіше застосовують **відносну густину** ρ_{t1}^{t2} . Це безрозмірна величина, що показує відношення густини нафтопродукту за температури t_2 до густини дистильованої води за температури t_1 . Стандартними температурами в європейських країнах прийняті такі: для води $t_1 = 4$ °C, нафтопродуктів $t_2 = 20$ °C; в США стандартною температурою для нафтопродуктів і води береться $t_1 = t_2 = 60$ °F, що приблизно відповідає 15 °C. Тому найчастіше визначають ρ_4^{20} або ρ_{15}^{15} .

Оскільки густина води за температури 4 °C дорівнює 1, числові значення відносної та абсолютної густини збігаються.

Для моторних палив як продуктів перероблення нафти характерна зміна густини зі зміною температури. З підвищенням температури густина нафтопродуктів зменшується, а питомий об'єм зростає. Для більшості нафтопродуктів (малопарафіністих), у тому

числі й моторних палив, з достатньою точністю можна вважати, що зміна густини залежно від температури відбувається за лінійним законом, відкритим Д. І. Менделєєвим і вираженим формулою

$$\rho_4^t = \rho_4^{20} - a \cdot (t - 20), \quad (1.10)$$

де ρ_4^t – відносна густина нафтопродукту за заданої температури t ; ρ_4^{20} – відносна густина нафтопродукту за стандартної температури 20 °С; a – середня температурна поправка на зміну густини за зміни температури на 1°.

Значення середньої температурної поправки a наведено в табл. 1.7.

Оскільки коефіцієнт a лінійно залежить від відносної густини нафтопродукту, то його також можна розраховувати за формулою

$$a = 0,000903 - 0,00132 \cdot (\rho_4^{20} - 0,7) \quad (1.11)$$

Рівняння (1.8) і (1.9) справедливі для інтервалу температур 0–150 °С та $\rho_4^{20} = 0,7-1,0$ (похибка становить 5–8 %).

Для ширшого інтервалу температур (до 300 °С) і з меншою похибкою (до 3 %) залежність густини від температури можна визначати, користуючись формулою А. К. Мановяна:

$$\rho_4^{20} = 1000 \cdot \rho_4^{20} - \frac{0,58}{\rho_4^{20}} \cdot (t - 20) - \frac{(t - 1200 \cdot (\rho_4^{20} - 0,68))}{1000} \cdot (t - 20) \quad (1.12)$$

Таблиця 1.7

Середня температурна поправка для підрахунку густини рідких нафтопродуктів до формули (1.10)

ρ_4^{20}	A	ρ_4^{20}	α	ρ_4^{20}	A
0,7000– 0,7099	0,000897	0,8000– 0,8099	0,000765	0,9000– 0,9099	0,000633
0,7100– 0,7199	0,000884	0,8100– 0,8199	0,000752	0,9100– 0,9199	0,000620
0,7200– 0,7299	0,000870	0,8200– 0,8299	0,000738	0,9200– 0,9299	0,000607

Закінчення табл. 1.7

ρ_4^{20}	α	ρ_4^{20}	α	ρ_4^{20}	A
0,7300– 0,7399	0,000857	0,8300– 0,8399	0,000725	0,9300– 0,9399	0,000594
0,7400– 0,7499	0,000844	0,8400– 0,8499	0,000712	0,9400– 0,9499	0,000581
0,7500– 0,7599	0,000831	0,8500– 0,8599	0,000699	0,9500– 0,9599	0,000567
0,7600– 0,7699	0,000818	0,8600– 0,8699	0,000686	0,9600– 0,9699	0,000554
0,7700– 0,7799	0,000805	0,8700– 0,8799	0,000673	0,9700– 0,9799	0,000541
0,7800– 0,7899	0,000792	0,8800– 0,8899	0,000660	0,9800– 0,9899	0,000522
0,7900– 0,7999	0,000778	0,8900– 0,8999	0,000647	0,9900– 1,000	0,000515

Графічна залежність густини рідких паливно-мастильних матеріалів (ПММ) від температури наведена на рис. 1.6.

За необхідності перерахунку ρ_4^{20} на ρ_{15}^{15} та ρ_{20}^{20} на ρ_4^{20} можна використовувати такі формули:

$$\rho_{15}^{15} = \rho_4^{20} + 5a; \quad (1.13)$$

i

$$\rho_4^{20} = \rho_{20}^{20} \cdot 0,9982. \quad (1.14)$$

Величина, обернена до густини, – питомий об'єм, що широко використовується для розрахунку кількості нафти і нафтопродуктів у резервуарах. Питомий об'єм вимірюється у $\text{см}^3/\text{г}$ і $\text{м}^3/\text{т}$.

Усі нафтопродукти є сумішами вуглеводнів різних груп. Допускаючи адитивність їх об'ємів, середню густину нафтопродукту знаходять за правилом змішування:

$$\rho_{\text{сер}} = \frac{\rho_1 V_1 + \rho_2 V_2 \dots + \rho_n V_n}{V_1 + V_2 + \dots + V_n} \quad (1.15)$$

або

$$\rho_{\text{сеп}} = \frac{m_1 + m_2 + m_3 + \dots + m_n}{\frac{m_1}{\rho_1} + \frac{m_2}{\rho_2} + \frac{m_3}{\rho_3} + \dots + \frac{m_n}{\rho_n}} \quad (1.16)$$

де $\rho_1, \rho_2, \dots, \rho_n$ – відносні густини компонентів суміші, визначені за однієї і тієї температури; V_1, V_2, \dots, V_n – їх об'єми відповідно; m_1, m_2, \dots, m_n – маси компонентів суміші.

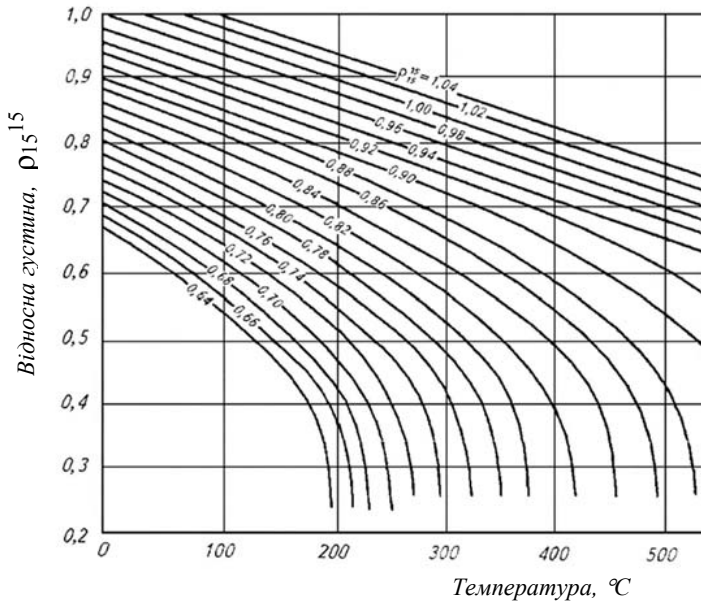


Рис. 1.6. Залежність густини рідких нафтопродуктів від температури

Розрахунок за формулами (1.15) і (1.16) не завжди точний, оскільки в одних випадках змішування супроводжується розширенням суміші (гексан + бензол), а в інших – стискуванням (нафтові фракції дуже різної густини).

Абсолютну густину газів і пари (ρ_g , кг/м³) за нормальних умов ($T = 273$ К, $P = 0,1$ МПа) можна знайти, знаючи молекулярну масу (M) і об'єм одного кіломоля газу (22,4 м³):

$$\rho_r = \frac{M}{22,4} \quad (1.17)$$

За температури T (К) і тиску P (10^5 Па) густину газу ($\text{кг}/\text{м}^3$) можна знайти за формулою

$$\rho_r = \frac{M}{22,4} \cdot \frac{M \cdot P}{T}. \quad (1.18)$$

Переважно визначають їх відносну густину, тобто відношення густини газоподібного нафтопродукту за температури 20°C до густини повітря за тієї самої температури ($1,293 \text{ кг}/\text{м}^3$).

Одним із параметрів, що є функцією густини і дозволяє судити про хімічну природу нафтопродукту, є характеризуючий фактор K :

$$K = \frac{1,216 \cdot \sqrt[3]{T_{\text{с.мол}}}}{\rho_{15}^{15}}, \quad (1.19)$$

де $T_{\text{с.мол}}$ – абсолютна середня молекулярна температура кипіння суміші, К; ρ_{15}^{15} – відносна густина нафтової фракції.

Середня молекулярна температура кипіння суміші визначається за формулою

$$T_{\text{с.мол}} = \frac{T_1 m_1 + T_2 m_2 \dots + T_n m_n}{m_1 + m_2 + \dots + m_n} \quad (1.20)$$

де T_1, T_2, \dots, T_n – температури кипіння компонентів, К; m_1, m_2, \dots, m_n – масові частки компонентів у суміші.

Для парафінистих нафтопродуктів $K = 12,5$ – 13 , для нафтоароматичних $K = 10$ – 11 , для ароматизованих $K \approx 10$ і менше, для крекінг-бензину – $K \approx 11,5$ – $11,8$.

У США та деяких інших країнах мірою густини нафти і нафтопродуктів є величина, що вимірюється в градусах API і пов'язана з ρ_{15}^{15} співвідношенням:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{\rho_{15}^{15}} - 132,5 \quad (1.21)$$

або у вигляді табличної залежності:

ρ_{15}^{15}	1,075	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65
API	0	9,5	16,5	24,5	34	44,5	56,5	69,5	84,3

1.4. Молекулярна маса

Молекулярна маса нафт і одержаних із них продуктів – один із найважливіших показників, що широко використовують під час підрахунку теплоти пароутворення, об'єму пари, парціального тиску, а також у разі визначення хімічного складу вузьких нафтових фракцій тощо. **Нафта і нафтопродукти** є сумішшю індивідуальних вуглеводнів та інших сполук, тому характеризуються середньою молекулярною масою, але слово «середня» переважно опускають.

Молекулярна маса нафтових фракцій зростає із підвищенням їх температури кипіння. Водночас виділені з різних нафт фракції, що википають в одному і тому самому інтервалі температур, мають різні молекулярні маси, оскільки вуглеводневий склад цих фракцій різний.

У практиці молекулярну масу прийнято визначати за емпіричними формулами, з яких найчастіше використовується формула Б.П. Воїнова:

$$M = a + b \cdot t_{\text{с.мол}} + c \cdot t_{\text{с.м.м}}^2 \quad (1.22)$$

де a , b і c – постійні, значення яких різні для кожної групи вуглеводнів; t – середньомолекулярна температура кипіння продукту, $^{\circ}\text{C}$.

Для парафінових вуглеводнів і вузьких бензинових фракцій ця формула матиме вигляд

$$M = 60 + 0,3 \cdot t_{\text{с.мол}} + 0,001 \cdot t_{\text{с.м.м}}^2 \quad (1.23)$$

З введенням характеризуючого фактора для нафтових фракцій

$$M = 7 \cdot K - 21,5 + (0,76 - 0,004 \cdot K) \cdot t_{\text{с.мол}}^2 + (0,0003 \cdot K - 0,00245) \cdot t_{\text{с.м.м}}^2 \quad (1.24)$$

де K – характеризуючий фактор; $t_{\text{с.мол}}$ – середньомолекулярна температура кипіння, $^{\circ}\text{C}$.

Результати обчислень за формулою (1.24) відрізняються від експериментально визначених даних на 3–5 %. А. С. Ейгенсон уточнив формулу Б. П. Воїнова для нафтових фракцій підбиранням постійних величин a , b і c залежно від характеризуючого фактора K . Значення констант наведено у табл. 1.8.

Таблиця 1.8

Значення коефіцієнтів a , b і c для розрахунку молекулярної маси

Характеризуючий фактор, K	a	b	c
10,0	56	0,23	0,0008
10,5	57	0,24	0,0009
11,0	59	0,24	0,0010
11,5	63	0,25	0,00115
12,0	69	0,18	0,0014

Зв'язок між молекулярною масою і відносною густиною нафтових фракцій встановлюється за формулою Крега

$$M = \frac{44,29 \cdot \rho_{15}^{15}}{1,03 - \rho_{15}^{15}} \quad (1.25)$$

Молекулярну масу важких фракцій можна визначити за номограмою (рис. 1.7) залежно від в'язкості ($\text{мм}^2/\text{с}$) за температур 50 і 100 °С, або розрахувати за такими формулами:

$$M = \sqrt{\lg(v_{20} + 0,8)} \quad (1.26)$$

$$M = 300\sqrt{\lg(v_{50} + 0,8)} \quad (1.27)$$

Молекулярну масу суміші кількох нафтових фракцій можна знайти за формулою

$$M_{\text{сум.}} = \frac{m_1 + m_2 + \dots + m_n}{\frac{m_1}{M_1} + \frac{m_2}{M_2} + \dots + \frac{m_n}{M_n}} \quad (1.28)$$

де m_1, m_2, \dots, m_n – маси компонентів суміші, г; M_1, M_2, \dots, M_n – їх молекулярні маси відповідно.

За формулою (1.28) можна підрахувати молекулярну масу сирової нафти, якщо відомі маси і молекулярні маси вузьких фракцій, що входять до її складу. Цією формулою можна користуватися для визначення молекулярної маси залишку від перегонки нафти, якщо наперед відомі молекулярні маси нафти і відігнаних від неї фракцій.

Середню молекулярну масу суміші можна визначити, знаючи мольну частку і молекулярну масу кожного компонента суміші:

$$M_{\text{сум.}} = \sum_1^m x_i M_i \quad (1.29)$$

де M_i – молекулярна маса компонента суміші; x_i – вміст компонента в суміші, мольні частки.

На рис. 1.8 і 1.9 показана залежність молекулярної маси нафтових фракцій від середньомолекулярної температури кипіння, густини і характеризуючого фактора.

У практичних розрахунках під час визначення розмірів реакторів, випарних і ректифікаційних колон необхідно знати мольний об'єм рідких нафтопродуктів або їх пари. Мольний об'єм рідин розраховують за формулою

$$\frac{V}{N} = \frac{\frac{m}{\rho}}{\frac{m}{N}} = \frac{M}{\rho}, \quad (1.30)$$

де V – об'єм рідини, м³; N – кількість молів; M – маса рідини, кг; ρ – густина рідини, кг/м³.

Об'єм пари можна визначити за рівнянням Клапейрона

$$V = \frac{m}{M} \cdot \frac{22,4P}{\pi} \cdot \frac{t + 273}{273}, \quad (1.31)$$

де m – маса пари, кг; M – молекулярна маса нафтопродукту; π – тиск у системі, МПа; P – атмосферний тиск, МПа; t – температура, °С.

Рівнянням (1.31) можна користуватися за тиску в системі, меншому за 0,4 МПа. За вищого тиску враховується поправка на стискування нафтової пари.

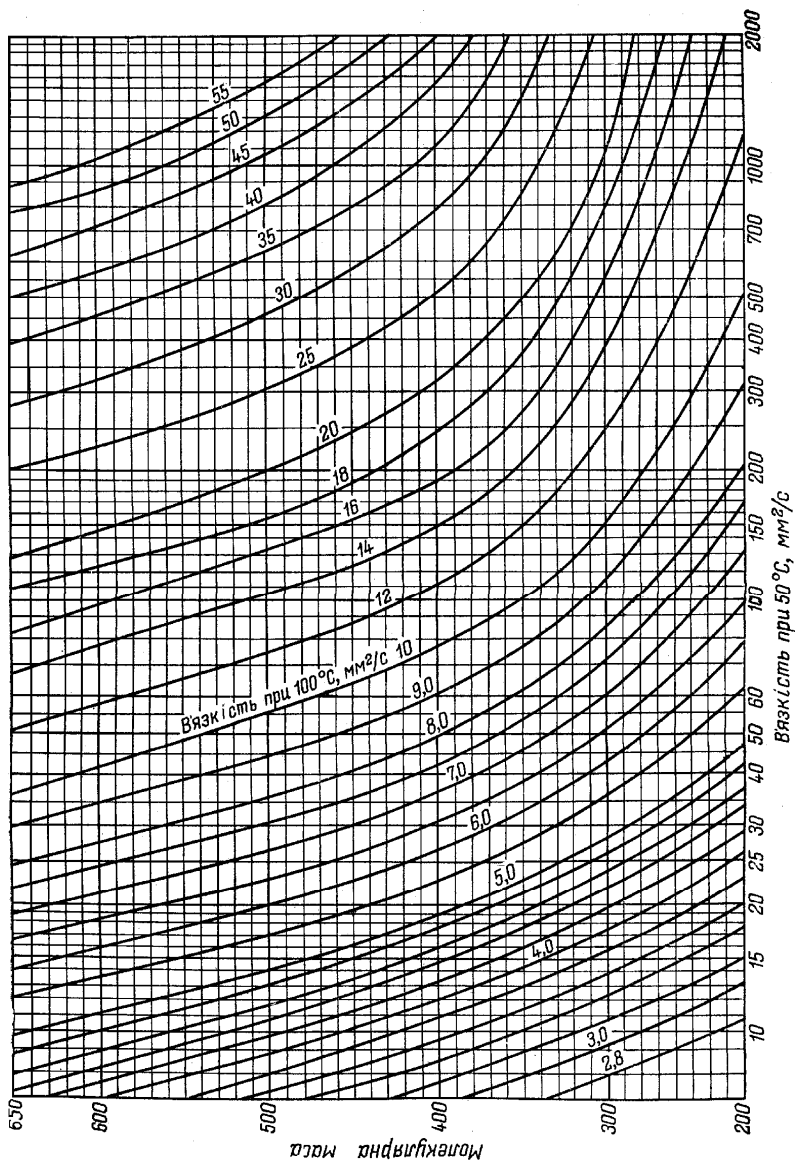


Рис. 1.7. Номограма для визначення молекулярної маси

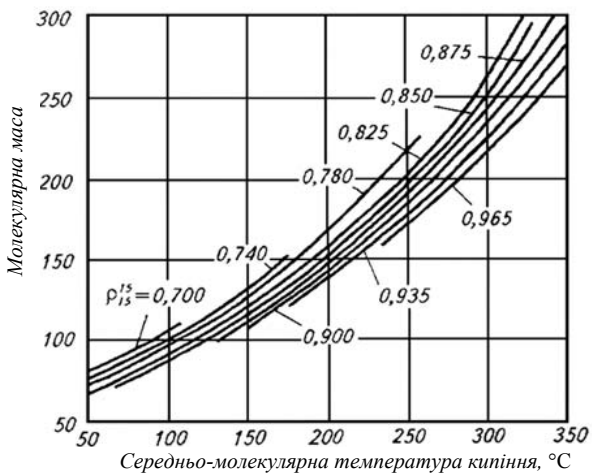


Рис. 1.8. Залежність молекулярної маси нафтопродуктів від густини і середньомолекулярної температури кипіння

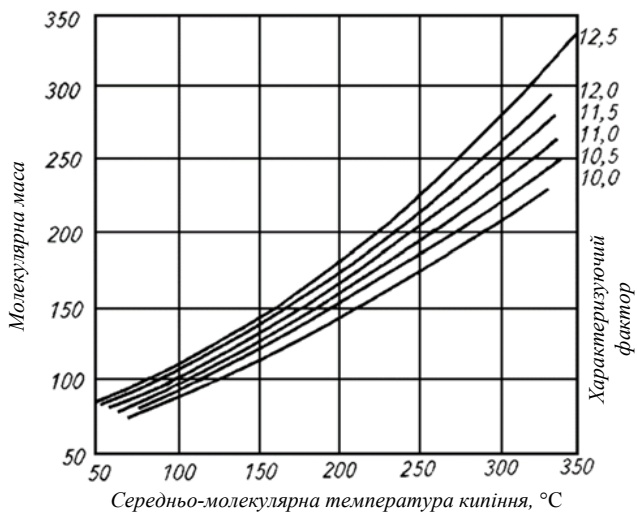


Рис. 1.9. Залежність молекулярної маси нафтопродуктів від характеризуючого фактора і середньомолекулярної температури кипіння

Молекулярну масу в лабораторній практиці визначають кріоскопічним методом, що ґрунтується на зниженні температури застигання розчинника під час додавання до нього нафтопродукту. Як розчинник використовують бензол, нафталін тощо. Іноді для визначення молекулярної маси застосовується ебуліоскопічний метод, що ґрунтується на зміні температури кипіння розчинника після введення в нього наважки досліджуваного нафтопродукту.

1.5. Тиск насиченої пари

Усі моторні палива характеризуються тиском насиченої пари (пружністю пари). **Тиск насиченої пари** є стандартним показником для авіаційних і автомобільних бензинів, що характеризує випаровуваність, пускові властивості, схильність до утворення парових пробок у системі живлення двигуна.

Під тиском насиченої пари прийнято розуміти тиск, що створюється паром за певної температури в умовах рівноваги з рідиною. Температура, за якої ТНП врівноважується з тиском у системі, називається **температурою кипіння речовини**, а якщо ТНП дорівнює атмосферному тиску, температуру, за якої це досягається, називають **нормальною температурою кипіння**. Тиск насиченої пари нафти і нафтопродуктів деякою мірою характеризує їх випаровування, наявність у них легких компонентів, розчинених газів тощо. Тиск насиченої пари нафти і нафтопродуктів різко збільшується з підвищенням температури. За однакової температури меншим тиском насиченої пари характеризуються високомолекулярні продукти переробки нафти.

Під час проведення, наприклад, технологічних розрахунків часто з'являється потреба перераховувати температури з одного тиску на інший або тиску за зміни температури. Для перерахунку температури і тиску користуються графіками або формулами. Найпоширенішим із пропонованих графіків є графік Кокса (рис. 1.10). Незважаючи на те що графік побудований для індивідуальних парафінових вуглеводнів нормальної будови, його широко використовують у технологічних розрахунках стосовно вузьких нафтових фракцій. За цим графіком можна знаходити ТНП вузької фракції за заданої температури, якщо відомий ТНП за будь-якої іншої температури, і навпаки. На графіку Кокса вісь абсцис є логарифмічною

шкалою, на якій відкладено величини логарифму тиску ($\lg P$), однак для зручності користування на шкалу нанесені відповідні значення P . На осі ординат відкладені значення температури. Під кутом 30° до осі абсцис проведена пряма, позначена індексом H_2O , що характеризує залежність тиску насиченої пари води від температури. Під час побудови графіка з ряду точок на осі абсцис проводяться перпендикуляри до перетину з прямою H_2O і одержані точки переносять на вісь ординат. На осі ординат отримуємо шкалу, побудовану за температурами кипіння води, що відповідають різним тискам її насиченої пари. Потім для кількох добре вивчених вуглеводнів беруть низку точок з відомими наперед температурами кипіння і відповідними значеннями ТНП.

Приклад. Нафтова фракція за залишкового тиску 9,975 кПа кипить за $t = 260^\circ\text{C}$. Яка температура кипіння цієї фракції за атмосферного тиску?

Розв'язання. З точки, що відповідає 9,975 кПа на осі абсцис, проводимо перпендикуляр до перетину з горизонталлю, що виходить з точки 260°C на осі ординат. Обидві лінії перетинаються в точці В. Продовжимо рух вздовж променів $C_{18}H_{38}$ і $C_{20}H_{42}$ до перетину з перпендикуляром, проведеним з точки 101,08 кПа, тобто до точки А. Позначивши цю точку на вісі ординат, знаходимо $t = 357^\circ\text{C}$. Це і буде температура кипіння нафтової фракції за атмосферного тиску.

Тиск насиченої пари сумішей і розчинів, на відміну від індивідуальних вуглеводнів, залежить не тільки від температури, але й від складу рідкої та парової фаз. Для розчинів і сумішей, що підлягають закону Рауля і Дальтона, загальний ТНП можна вирахувати за формулою

$$\pi = P_1x_1 + P_2x_2 + \dots + P_nx_n, \quad (1.32)$$

де π – загальний ТНП суміші; P_1, P_2, \dots, P_n – ТНП компонентів за заданої температури; x_1, x_2, \dots, x_n – мольні концентрації компонентів.

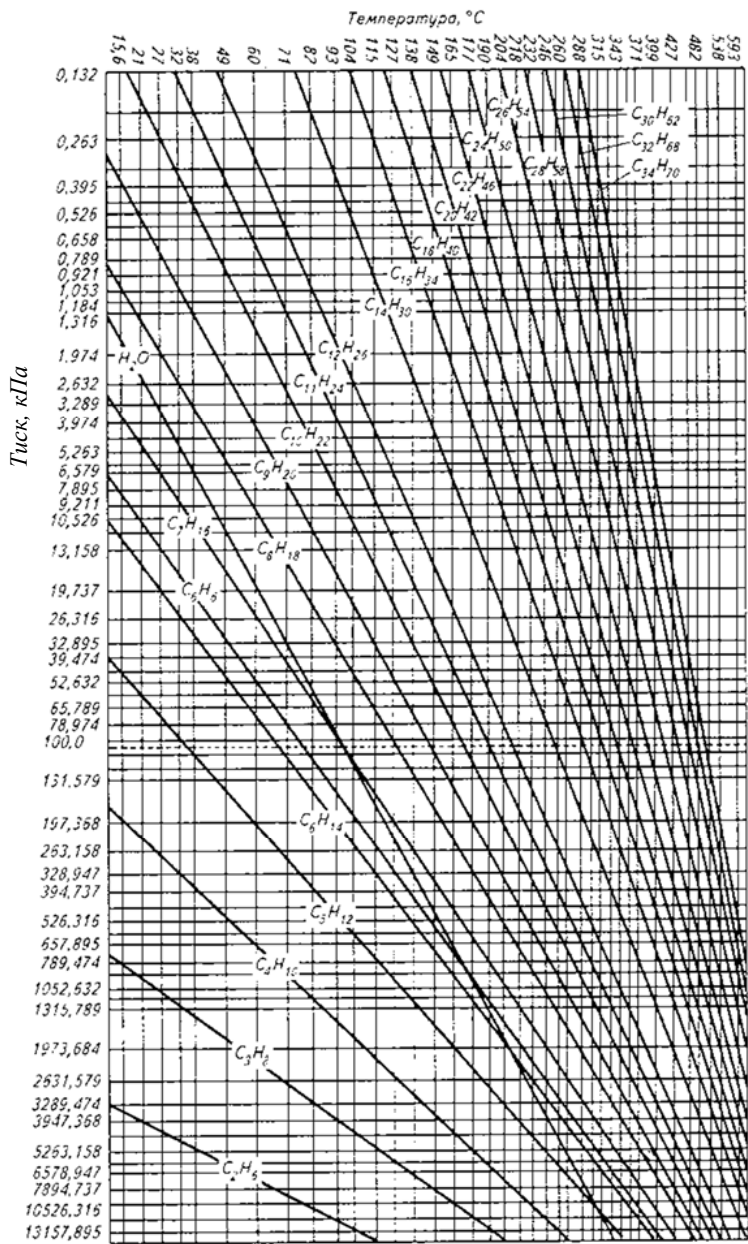


Рис. 1.10. Тиск насиченої пари нормальних вуглеводнів метанового ряду (графік Кокса)

У площині високих тисків, як відомо, реальні гази не підлягають законам Рауля і Дальтона. У таких випадках знайдений за розрахунковими або графічними методами ТНП уточнюють за допомогою критичних параметрів, фактора стискуваності та фугітивності.

1.6. Критичні параметри

Стан реальних газів характеризується рівнянням Ван-дер-Ваальса

$$\left[P + \frac{a}{V^2} \right] \cdot (V - b) = RT, \quad (1.33)$$

де P – тиск у системі, атм; a/V^2 – поправка, що враховує взаємне притягання молекул, що діє як деякий тиск $K = a/V^2$ додатково до зовнішнього тиску, стискаючи газ (його називають внутрішнім тиском); V – об’єм системи, л; b – поправка, що враховує власний об’єм молекул, л/моль; R – універсальна газова стала = 8314,8, (Па·м³)/(кмоль·К); T – температура, К.

Значення поправок a і b для індивідуальних вуглеводнів наведені в табл. 1.9.

З рівняння Ван-дер-Ваальса випливає, що за певного значення температури, підвищуючи тиск газу, його можна перетворити на рідину. Однак для кожного газу є така температура, вище від якої він може бути тільки в газоподібному стані. **Критичним станом речовини** називають такий стан, за якого зникає різниця між його рідкою і паровою фазами, тобто вони мають однакові властивості.

Таблиця 1.9

Значення поправок a і b для індивідуальних вуглеводнів

Найменування індивідуального вуглеводню	a	b	Найменування індивідуального вуглеводню	a	b
Метан	0,494	0,0034	<i>n</i> -пентан	4,075	0,0668
Етан	0,345	0,0111	етилен	0,259	0,0086
Пропан	0,947	0,0424	пропілен	0,774	0,0225
<i>n</i> -бутан	1,882	0,0686	ізобутилен	1,693	0,03999
Ізобутан	1,937	0,0348			

Для кожної речовини існує температура, вище від якої її не можна перетворити на рідкий стан за підвищення тиску. Ця температура називається **критичною** $T_{\text{кр}}$. Тиск насиченої пари, що відповідає критичній температурі, називається **критичним тиском** $P_{\text{кр}}$. Об'єм пари за критичної температури і тиску називається критичним об'ємом. Критичні параметри для нафтових фракцій визначаються за емпіричними формулами:

- для аліфатичних вуглеводнів:

$$t_{\text{кр}} = 1,05t_c + 160, \quad (1.34)$$

- для ароматичних вуглеводнів:

$$t_{\text{кр}} = t_c + 208, \quad (1.35)$$

$$P_{\text{кр}} = k \frac{t_{\text{кр}} + 278}{M} \text{ або } P_{\text{кр}} = k \frac{t_{\text{кр}}}{M}, \quad (1.36)$$

де c – середня температура кипіння нафтової фракції, °С; $t_{\text{кр}}$ – критична температура, °С; $T_{\text{кр}}$ – критична температура, К; $P_{\text{кр}}$ – критичний тиск, ат; M – молекулярна маса фракції; k – стала величина, що для парафінових вуглеводнів дорівнює 5,0–5,3, для нафтових 6,0 і ароматичних 6,5–7,0, зазвичай для нафтопродуктів береться значення $k = 5,5$, або визначається за формулою

$$k = 5,53 + 0,855 \cdot \frac{t_{70} - t_{10}}{60}, \quad (1.37)$$

де t_{70} , t_{10} – температури 70 і 10 % відгону за кривою розгонки, °С.

Значення критичних параметрів для індивідуальних речовин наведені в довідниковій літературі та є постійними фізичними величинами. Для нафтових фракцій за відомих величин густини і середньої температури кипіння критичні температури і тиску зручно знаходити за графіком (рис. 1.11).

Для нафтових фракцій, що є сумішами вуглеводнів, критичні параметри залежать як від властивостей кожного вуглеводню, так і від складу суміші (не підлягаючи правилу адитивності). Тому стосовно нафтових фракцій поняття «критичний стан» часто змінюють на «псевдокритичний стан».

Критична температура і критичний тиск для моторних палив і мастильних матеріалів є величинами усередненими. Їх також називають псевдокритичними температурою $T_{п.кр.}$ і тиском $P_{п.кр.}$ та визначають за графіком (рис. 1.12) залежно від молекулярної маси фракції та характеризуючого фактора.

Псевдокритичні параметри для суміші газоподібних вуглеводнів із достатньою точністю можна визначити за правилом адитивності

$$T_{п.кр.} = \sum y_i \cdot T_{кр.i}; \quad (1.38)$$

$$T_{п.кр.} = \sum y_i \cdot P_{кр.i}; \quad (1.39)$$

де y_i – мольна частка компонентів у суміші.

Часто як базовий параметр використовують не критичні, а приведені значення температури і тиску ($T_{пр}$ і $P_{пр}$), що, відповідно, дорівнюють

$$T_{пр} = \frac{T}{T_{кр}}; \quad (1.40)$$

$$P_{пр} = \frac{P}{P_{кр}}; \quad (1.41)$$

Значеннями приведених температур і тисків часто користуються під час технологічних розрахунків нафтозаводського обладнання для визначення фактора стискуваності, ентальпії вуглеводневої пари пари тощо.

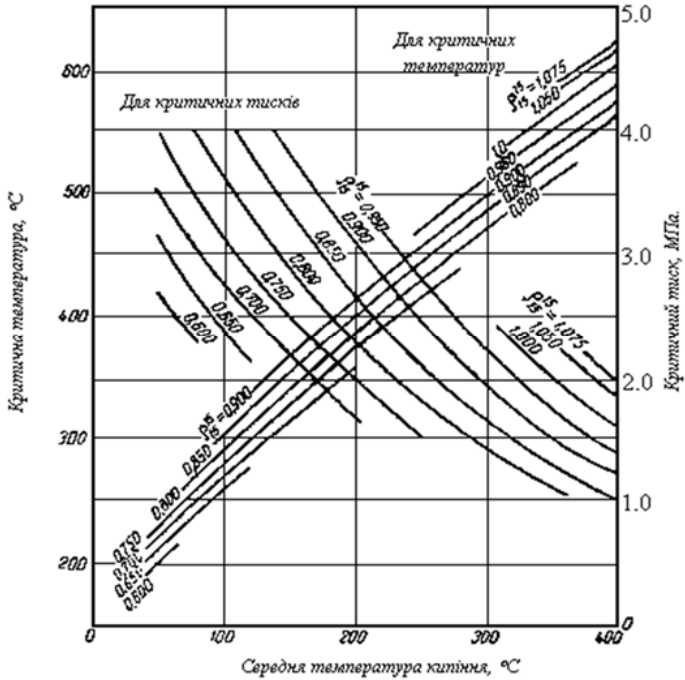


Рис. 1.11. Графік для визначення критичних температур і тисків для різних нафтопродуктів залежно від густини

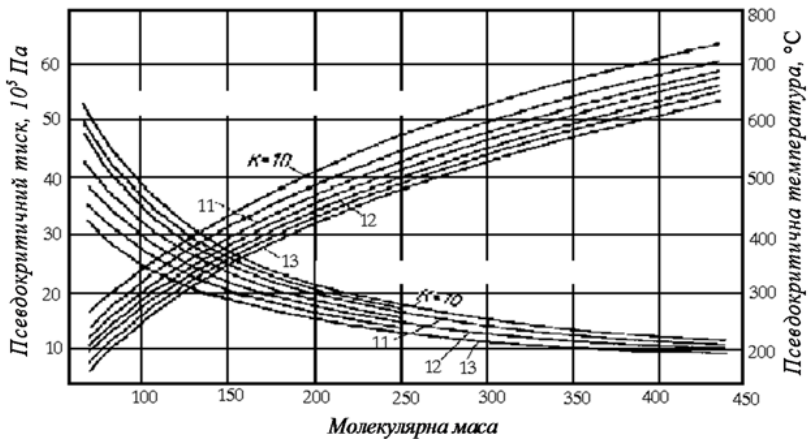


Рис. 1.12. Графік для визначення псевдокритичних параметрів нафтових фракцій із різним характеризуючим фактором

1.7. Фактор стискуваності

Якщо в основне рівняння Ван-дер-Ваальса замість P , V , і T підставити $P_{кр}$, $V_{кр}$ і $T_{кр}$, а значення констант a і b замінити відповідними виразами $a = 3P_{кр} \cdot V_{кр}^2$ і $b = V_{кр}/3$, тоді для критичної точки $T_{пр.} = 1$ і $P_{пр.} = 1$ рівняння стану газу матиме вигляд

$$P_{кр} \cdot V_{кр} = \frac{3}{8} \cdot R \cdot T_{кр}, \quad (1.42)$$

а для всіх інших умов

$$P \cdot V = \mu \cdot R \cdot T, \quad (1.43)$$

де μ – фактор (коефіцієнт) стискуваності, що залежить від температури, тиску і природи газів (нафтової пари).

Визначають коефіцієнт стискуваності за графічним методом (рис. 1.13) залежно від приведених тисків і температур. Коефіцієнт стискуваності суміші газів можна визначити за формулою

$$\mu = \frac{\mu_1 n_1 + \mu_2 n_2 \dots + \mu_n n_n}{\sum n}, \quad (1.44)$$

де $\mu_1, \mu_2, \dots, \mu_n$ – коефіцієнти стискуваності окремих компонентів суміші; n_1, n_2, \dots, n_n – кількість молів окремих компонентів суміші; $\sum n$ – загальна кількість молів суміші.

1.8. Леткість (фугітивність)

Леткість хімічно чистої рідини, як відомо, вимірюється за тиском її насиченої пари в умовах рівноваги з рідкою фазою. У складній суміші леткість компонентів визначається за їх парціальними тисками. За законами Рауля і Дальтона, в умовах рівноваги парціальні тиски компонентів у паровій і рідкій фазах рівні між собою:

$$p_i' = P x_i', \quad (1.45)$$

звідси

$$\frac{y'}{c'} = \frac{P}{\pi} = k, \quad (1.46)$$

де π – загальний тиск у системі, Па; P – ТНП чистого компоненту за температури системи, Па; y' і x' – мольні концентрації, відповідно, у парі та рідині; k – константа фазової рівноваги (рис. 1.14, 1.15).

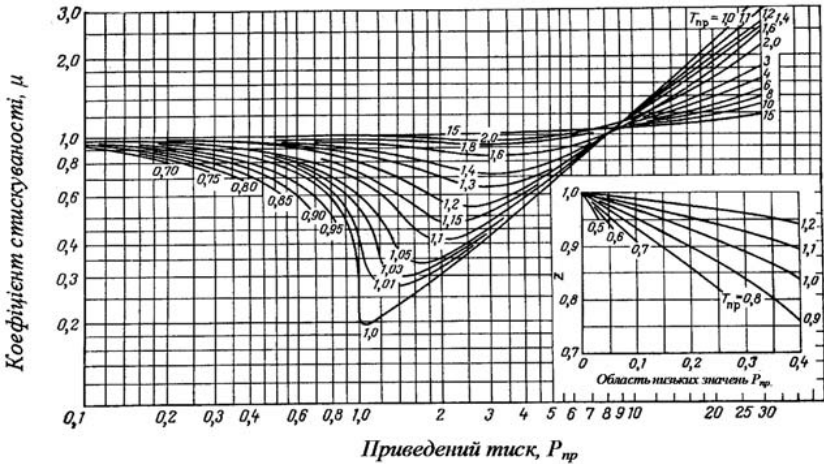


Рис. 1.13. Графік для визначення коефіцієнта стискуваності μ

Отже, константа фазової рівноваги буде

$$k = \frac{f_{t,p}^p}{f_{t,p}^n}, \quad (1.47)$$

Фугітивність має таку саму розмірність, як і тиск. Для ідеальних газів фугітивність дорівнює ТНП. Фугітивність реальної пари і газів дорівнює тиску їх насичених парів тільки за високих ступенів розрідження, коли вони підлягають законам ідеальних газів. На практиці для наближеного визначення фугітивності користуються графіком, наведеним на рис. 1.16. На графіку безрозмірне відношення фугітивності до тиску f_p/P наведено у вигляді функції наведених тисків і температур та має назву коефіцієнт активності γ .

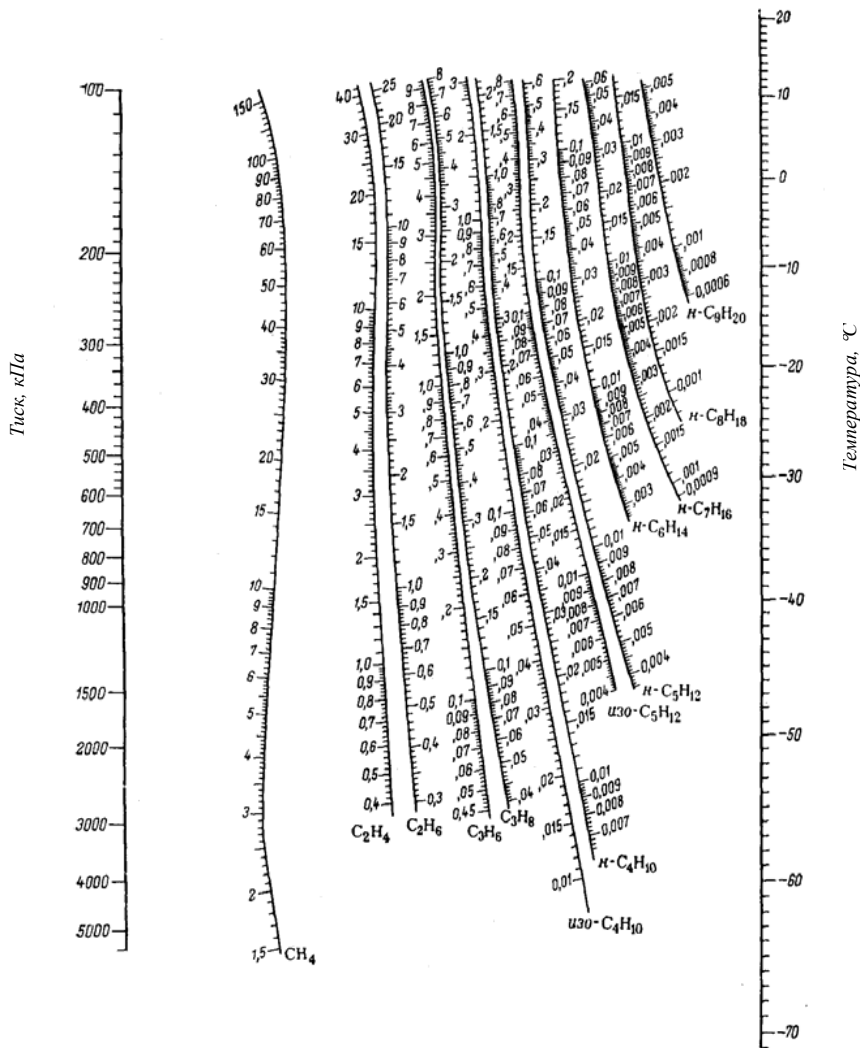


Рис. 1.14. Номограма для визначення констант фазової рівноваги вуглеводнів за низьких температур

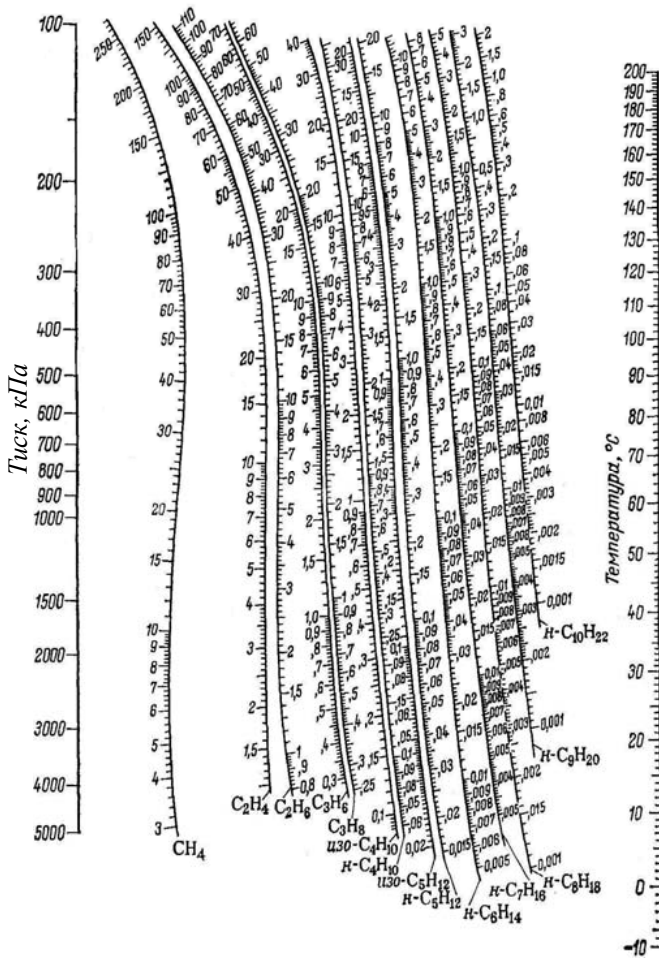


Рис. 1.15. Номограма для визначення констант фазової рівноваги вуглеводнів за високих температур

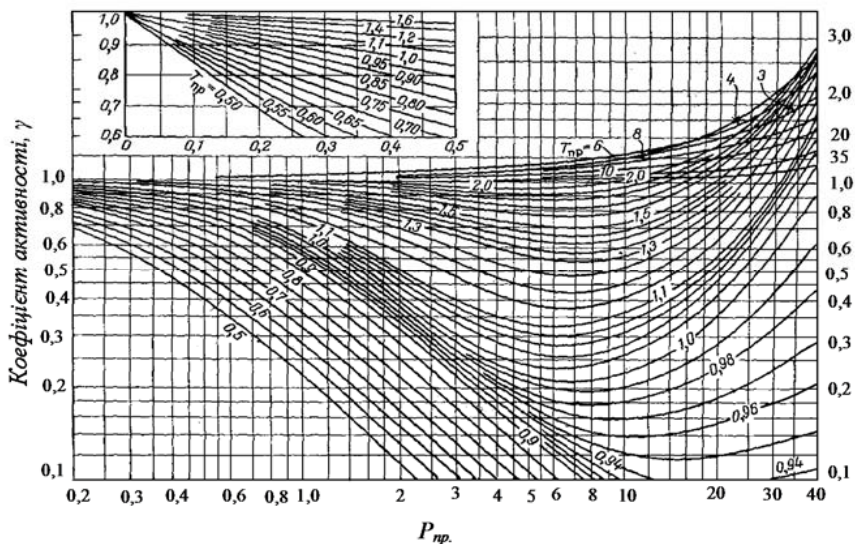


Рис. 1.16. Графік для визначення коефіцієнта активності за відомих наведених температури і тиску

1.9. В'язкість

В'язкість є однією з найважливіших характеристик нафти і нафтопродуктів та характеризує прокачування нафти трубопроводами під час її транспортування, прокачування палив у ДВЗ, поведінку мастильних олів у механізмах тощо.

Розрізняють **динамічну**, **кінематичну** та **умовну в'язкості**. **Динамічною** (абсолютною) в'язкістю η називають властивість реальних рідин чинити опір зусиллям зсуву. Її ще називають внутрішнім тертям. Ця властивість проявляється під час руху рідини. Динамічна в'язкість у системі СІ вимірюється в $\text{Н}\cdot\text{с}/\text{м}^2$. Це опір, який чинить рідина у разі відносного пересування двох її шарів, площею 1 м^2 , що перебувають на відстані 1 м один від одного і пересуваються під дією зовнішньої сили 1 Н зі швидкістю $1 \text{ м}/\text{с}$. Враховуючи те, що $\text{Н}/\text{м}^2 = \text{Па}$, динамічну в'язкість часто вимірюють у паскаль-секундах ($\text{Па}\cdot\text{с}$) або ($\text{мПа}\cdot\text{с}$). У системі CGS розмірність динамічної в'язкості – $\text{дін}\cdot\text{с}/\text{м}^2$. Ця величина називається пуазом ($1 \text{ П} = 0,1 \text{ Па}\cdot\text{с}$).

У технологічних розрахунках частіше користуються кінематичною в'язкістю ν , що чисельно дорівнює відношенню динамічної в'язкості моторного палива до його густини за тієї самої температури:

$$\nu = \frac{\eta}{\rho}, \quad (1.48)$$

де η – динамічна в'язкість, Н·с/м²; ρ – густина, кг/м³.

Одиницею кінематичної в'язкості в системі СІ є м²/с або мм²/с. У системі CGS кінематична в'язкість вимірюється у см²/с. Ця величина називається стоксом (1 Ст = 10⁻⁴ м²/с; 1 сСт = 1 мм²/с).

Для порівняльної оцінки високов'язких нафт і нафтопродуктів користуються також умовною в'язкістю, що показує відношення часу витікання через калібрований отвір зі стандартного віскозиметра 200 мл досліджуваного нафтопродукту за певної температури t до часу витікання з нього 200 мл дистильованої води за 20 °С. Умовна в'язкість за температури t позначається знаком ВУ_{*t*} і вимірюється в умовних градусах.

У нафтових дисперсних системах за певних умов, на відміну від ньютонівських рідин, в'язкість є змінною величиною, що залежить від градієнта швидкості зсуву. У цих випадках нафти і нафтопродукти характеризуються ефективною або структурною в'язкістю

$$\eta_{\text{еф}} = \frac{\tau}{\Gamma}, \quad (1.49)$$

де $\eta_{\text{еф}}$ – ефективна в'язкість, Н·с/м²; τ – зусилля зсуву, Н/м²; Γ – градієнт швидкості зсуву, с⁻¹.

В'язкість рідких нафтопродуктів залежить від їх фракційного і хімічного складу. Зі збільшенням молекулярної маси і з підвищенням температур википання нафтової фракції збільшується їх в'язкість. Наявність бокових ланцюгів у молекулах алканів і нафтенів, а також збільшення кількості циклів підвищують в'язкість. Для різних груп вуглеводів в'язкість зростає в ряду «алкани – арени – нафтени».

Кінематичну в'язкість світлих нафтопродуктів і нафтових олив, що мають порівняно невисоку в'язкість, визначають за допомогою капілярних віскозиметрів. Метод полягає у визначенні здатності рідини перетікати через капіляр (віскозиметри типу ВПЖ, Пінкевича тощо).

Для в'язких нафтопродуктів вимірюють умовну в'язкість у віскозиметрах типу ВУ, Енглера тощо. Витікання рідини в цих віскозиметрах відбувається через калібрований отвір.

Між величинами умовної в'язкості (ВУ) та кінематичної існує емпірична залежність:

- для ν від 1 до 120 мм²/с

$$\nu_t = 7,31 \cdot \text{ВУ} - \frac{6,31}{\text{ВУ}_t}, \quad (1.50)$$

- для $\nu > 120$ мм²/с

$$\nu_t = 7,41 \cdot \text{ВУ}_t \quad (1.51)$$

В'язкість найбільш в'язких, структурованих нафтопродуктів визначається ротаційним віскозиметром. Метод полягає у вимірюванні зусилля, необхідного для обертання внутрішнього циліндра віскозиметра щодо зовнішнього у разі заповнення простору між ними досліджуванним нафтопродуктом за температури t .

Крім стандартних методів визначення в'язкості, в дослідницькій практиці іноді використовують нестандартні методи, що полягають у вимірюванні в'язкості залежно від тривалості падіння каліброваної кульки між мітками, або у встановленні часу загасання коливань твердого тіла в досліджуваному нафтопродукті (віскозиметри Гуревича, Гепплера тощо).

В усіх описаних методиках, визначають в'язкість за строго визначеної постійної температури, оскільки з її зміною в'язкість істотно змінюється.

В'язкість вуглеводневих газів і нафтової пари підлягає іншим, ніж для рідин законам. З підвищенням температури в'язкість газів зростає. Залежність в'язкості газів і пари нафтопро-

дукту від температури наближено виражається формулами Сатерленда (1.50) або Фроста (1.51):

$$\eta_t = \eta_0 \frac{273+c}{T+c} \left(\frac{T}{273} \right)^{3/2}, \quad (1.52)$$

$$\eta_t = \eta_0 \left(\frac{T}{T_0} \right)^m, \quad (1.53)$$

де η_t – динамічна в'язкість газу за температури T , Па·с; η_0 – динамічна в'язкість того ж газу за 0 °С, Па·с; C , m – сталі величини для кожного з газів (табл. 1.10).

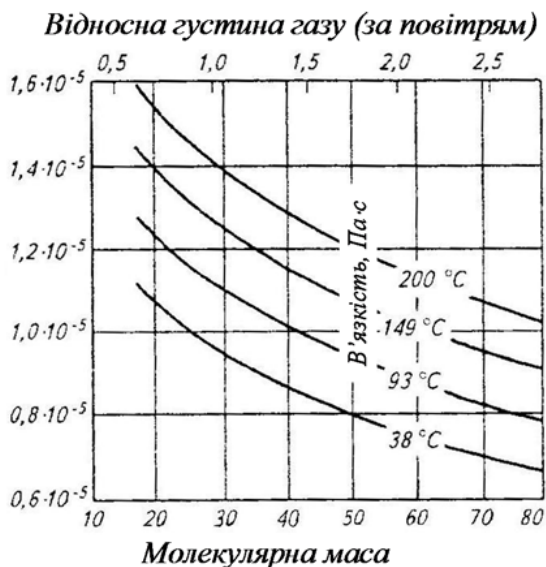
В'язкість природних газів відомої молекулярної маси або відносної (за повітрям) густини за атмосферного тиску та заданої температури в'язкість може бути визначена за допомогою графіка (рис. 1.17). З рисунку видно, що з підвищенням відносної густини та зниженням температури в'язкість газу зменшується.

Таблиця 1.10

Значення C і m для газів і пари

Газ	Температура, К	C	m	$\eta_0 \cdot 10^{-6}$, Па·с
H ₂	293–373	73	0,678	8,355
N ₂	298–553	103,9	0,680	16,671
O ₂	293–553	126,6	0,693	19,417
H ₂ O	373–623	673	1,2	8,238
CH ₄	293–523	164	0,76	10,395
C ₂ H ₆	293–523	252	0,90	8,6
C ₃ H ₈	293–523	278	0,92	7,502
n-C ₄ H ₁₀	293–593	377	0,97	6,835
n-C ₅ H ₁₂	395–579	382,8	0,99	6,355
n-C ₆ H ₁₄	394–580	436,1	1,03	5,904
n-C ₇ H ₁₆	373–525	445	1,05	5,247
n-C ₈ H ₁₈	373–523	337	1,02	4,835
C ₆ H ₆	403–586	447,5	1,00	6,982
C ₇ H ₈	333–523	370	0,89	6,610

Рис. 1.17. Залежність в'язкості природних газів від їх густини, молекулярної маси та температури за атмосферного тиску



В'язкість газів майже не залежить від тиску в площині 5–6 МПа. У разі вищих тисків вона зростає і за тиску близько 100 МПа збільшується в 2–3 рази порівняно з в'язкістю за атмосферного тиску.

1.10. Теплофізичні властивості

До теплових властивостей належать питома теплоємність, теплота пароутворення, ентальпія, теплота плавлення та сублімації, теплота згорання, теплопровідність тощо. Лабораторними методами визначати теплові властивості дуже складно, і тому у технологічних розрахунках користуються узагальненими емпіричними формулами або графіками.

1.10.1. Питома теплоємність

Теплоємністю називають кількість тепла, необхідного для нагрівання одиниці маси речовини на 1°. Розрізняють масову

(Дж/(кг·К)), мольну (Дж/(кмоль·К)) і об'ємну (Дж/(м³·К)) теплоємності. На практиці найчастіше використовують масову теплоємність. Розрізняють істинну та середню питомі теплоємності, що стосуються 1 кг, 1 м³ або 1 моля речовини.

Теплоємність, що відповідає нескінченно малій зміні температури (можна сказати теплоємність за певної температури), називається істинною питомою теплоємністю

$$C_t = \frac{dQ}{dt}. \quad (1.54)$$

Середньою питомою теплоємністю називається відношення кількості тепла Q , що підводиться до тіла або відводиться від нього, до різниці температур

$$C_{\text{сеп}} = \frac{q}{t_2 - t_1}. \quad (1.55)$$

Залежно від умов визначення розрізняють ізобарну теплоємність (за постійного тиску C_p), ізохорну теплоємність (за постійного об'єму C_v), теплоємність у стані насичення (температура і тиск змінюються відповідно до залежності тиску насичених парів від температури). Теплоємність за постійного тиску C_p завжди більша від теплоємності за постійного об'єму C_v .

Теплоємність рідких продуктів переробки нафти вперше вивчав М. М. Караваєв у 1913 р. Пізніше багато вчених досліджували це питання. Встановлено, що зі збільшенням густини і молекулярної маси вуглеводнів їх теплоємність знижується, за винятком ароматичних вуглеводнів. З підвищенням температури теплоємність рідких нафтопродуктів зростає. Теплоємність нафтопродуктів парафінової основи за сталої температури приблизно на 15 % більша, ніж теплоємність нафтопродукту нафтової або ароматичної основи (за умови однакової густини цих нафтопродуктів). Теплоємність вуглеводнів нормальної будови є вищою за теплоємність ізомерів. Для рідин ізобарна теплоємність незначно перевищує ізохорну, тобто $C_p \approx C_v$.

Істинну питому теплоємність рідких нафтопродуктів з відносною густиною 0,72–0,96 в інтервалі температур 0–400 °С можна визначити за формулою Крега

$$C_t = \frac{0,762 + 0,0034 \cdot T_c}{\sqrt{\rho_{15}^{15}}}, \quad (1.56)$$

де ρ_{15}^{15} – відносна густина нафтопродуктів; T_c – температура, за якої визначалася теплоємність, К.

Точнішою формулою, що враховує хімічний склад нафтопродуктів, є формула Ватсона і Нельсона:

$$C_p = [1,2807 - 0,7025 \cdot \rho_{15}^{15} + T(0,00615 - 0,0023 \cdot \rho_{15}^{15})] \cdot (0,067 \cdot K + 0,35), \quad (1.57)$$

де K – характеризуючий фактор; ρ_{15}^{15} – відносна густина нафтопродуктів; T_c – температура, за якої визначалася теплоємність, К.

За цією формулою складено графік (рис. 1.18) стосовно нафтопродуктів з характеризуючим фактором $K = 11,8$. За інших значень K знайдену величину теплоємності множать на поправковий коефіцієнт, що знаходять за графіком, розміщеним у правому куті рис. 1.18.

Для визначення теплоємностей чистих вуглеводнів і нафтових фракцій можна скористатись номограмою, наведеною на рис. 1.19. Для вуглеводнів кожного типу в центрі номограми є окрема шкала. На ній нанесені приведені температури. Шкала N_c відповідає кількості атомів вуглецю в молекулі вуглеводню. Для визначення теплоємності проводять пряму через дві точки: N_c і $T/T_{кр}$. Якщо пряма попадає на праву шкалу, то за нею визначають теплоємність (до $C_p = 3,1$). Якщо пряма виходить за верхню межу шкали, то за верхньою шкалою знаходять коефіцієнт F і теплоємність розраховують за формулою

$$C_p = 3,1 + F \cdot (0,02 \cdot N_c - 0,1). \quad (1.58)$$

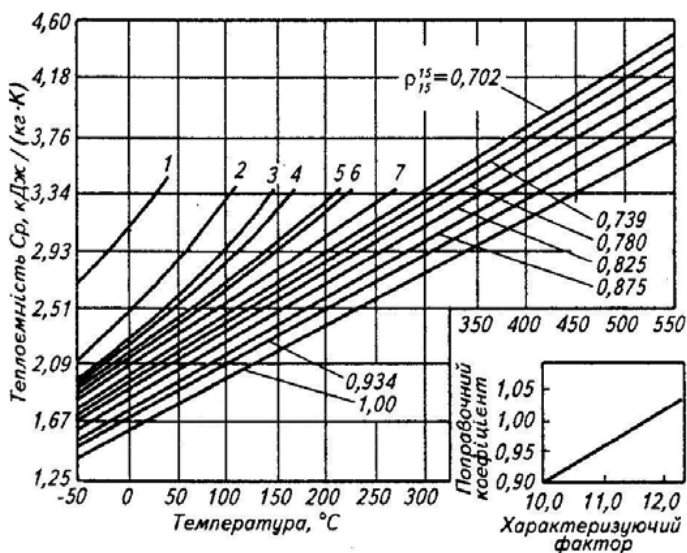


Рис. 1.18. Залежність питомої теплоємності рідких нафтових фракцій з характеризуючим фактором $K = 11,8$ від температури та відносної густини:
 1 – етан; 2 – пропан; 3 – ізобутан; 4 – н-бутан; 5 – ізопентан;
 6 – н-пентан; 7 – н-гексан

Залежно від відносної густини і характеризуючого фактора K теплоємність нафтових фракцій можна також визначати за графіком (рис. 1.20).

Для визначення теплоємності нафт і нафтових фракцій будь-якого складу запропонована така формула:

$$C_p = 1,5072 + \frac{T - 222}{100} (1,7128 - 1,5072 \cdot \rho_4^{20}). \quad (1.59)$$

Теплоємність вуглеводневих газів і пари, на відміну від рідких нафтопродуктів, залежить не тільки від їх хімічного складу та температури, а й від тиску. Для ідеальних газів ізобарна масова теплоємність C_p є більшою, ніж ізохорна C_v :

$$C_p = C_v = R, \quad (1.60)$$

де R – газова стала, що дорівнює $8,315 \text{ кДж}/(\text{кг}\cdot\text{K})$.

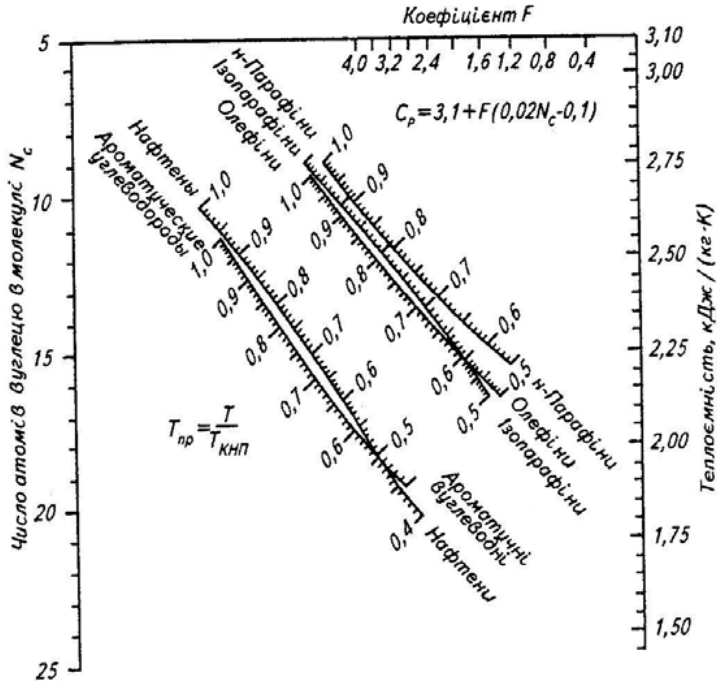


Рис. 1.19. Номограма для визначення теплоємності рідких вуглеводнів

Для дійсної мольної теплоємності

$$\overline{C_p} - \overline{C_v} = \overline{R} \quad (1.61)$$

де $\overline{C_p}$ і $\overline{C_v}$ – дійсні мольні теплоємності, відповідно, за постійного тиску та об'єму, кДж/(кмоль·К); \overline{R} – універсальна газова стала, кДж/(кмоль·К).

Дійсні мольні теплоємності визначаються за формулами

$$\overline{C_p} = M \cdot C_p; \quad (1.62)$$

$$\overline{C_v} = M \cdot C_v \quad (1.63)$$

де M – молекулярна маса нафтопродукту.

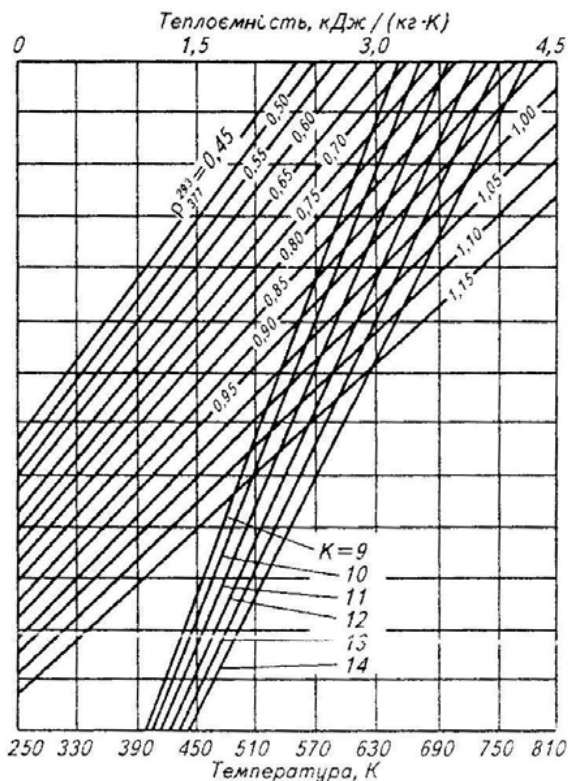


Рис. 1.20. Залежність теплоємності рідких нафтових фракцій від температури, відносної густини та характеризуючого фактора

Дійсна мольна теплоємність газоподібних вуглеводнів з підвищенням температури і молекулярної маси зростає. За однакової кількості вуглецевих атомів у молекулі найбільша теплоємність відповідає вуглеводням парафінового ряду. Відношення $C_p/C_v = k$ є показником адиабати. Ним користуються для обчислення дійсної мольної теплоємності за постійного об'єму, а також у розрахунках адиабатичного стиснення газів за формулою

$$PV^k = \text{const.} \quad (1.64)$$

Знаючи значення k , розраховують мольну теплоємність за постійного об'єму \overline{C}_v і потім за рівнянням (1.70) визначають дійсну мольну теплоємність за постійного тиску \overline{C}_p .

Дійсну масову теплоємність нафтопродукту в паровій фазі за атмосферного тиску можна розрахувати за рівнянням (кДж/(кг·К)):

$$C_p = \frac{(4,0 - \rho_{15}^{15})}{1541} \cdot (1,8 \cdot t + 211) \cdot (0,146 \cdot K - 0,41). \quad (1.65)$$

За рівнянням (1.62) за $K = 11,8$ складений графік залежності теплоємності від температури (рис. 1.21). Для нафтопродуктів з $K \neq 11,8$ знайдену теплоємність необхідно помножити на поправковий коефіцієнт, що визначають з графіка на рис. 1.21, наведеного в правому куті рисунку.

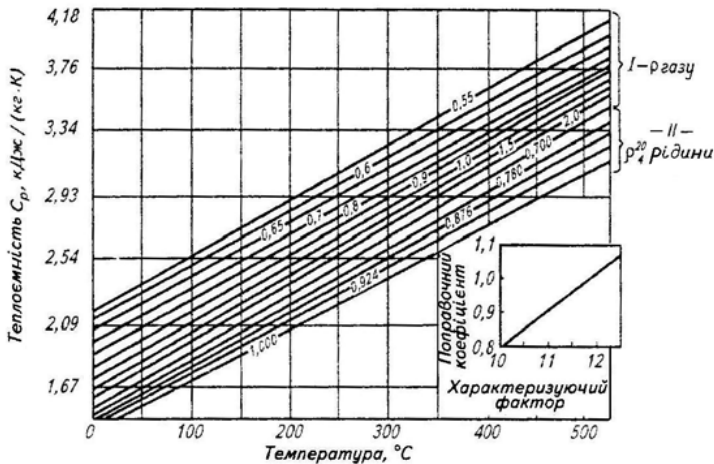


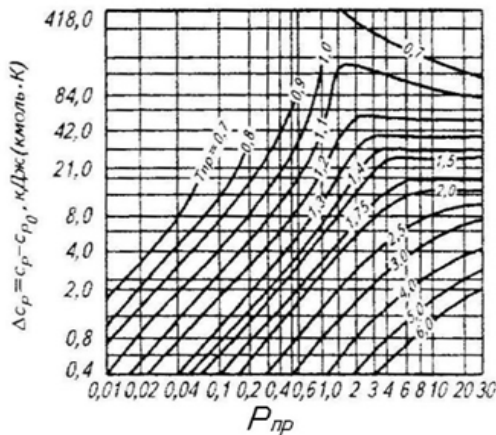
Рис. 1.21. Залежність теплоємності нафтопродуктів у паровій фазі від температури, відносної густини за повітрям та характеризуючого фактора

Вплив тиску на дійсну мольну теплоємність нафтопродуктів у паровій фазі стає помітним за тиску, більшого за 0,5 МПа. Характер цього впливу наведений на графіку (рис. 1.22). Згідно

з цим графіком дійсна мольна ізобарна теплоємність вуглеводнів у паровій фазі залежить від приведених температури і тиску. Тоді дійсна мольна ізобарна теплоємність вуглеводнів у паровій фазі визначається за формулою

$$\overline{C}_p = \overline{C}_{p0} + \Delta\overline{C}_p \quad (1.66)$$

У разі порівняно невисокого тиску (до 1,5 МПа) масову теплоємність вуглеводневої пари можна знайти за спрощеним графіком (рис. 1.23).



В окремих технологічних процесах часто використовують водень, теплові властивості якого істотно відрізняються від вуглеводнів, зокрема, його теплоємність у 5–6 разів більша, ніж теплоємність вуглеводнів. Значення ізобарної теплоємності водню C_p в інтервалі температур 273–773 К і за тиску до 30 МПа наведені в табл. 1.11.

Ізохорна масова теплоємність вуглеводневих газів і пари розраховується за формулою

$$C_v = C_{p0} - \frac{R}{M} \cdot (1 + \Delta C_v), \quad (1.67)$$

де ΔC_v – поправка до ізохорної теплоємності, що враховує тиск.

Поправка до ізохорної теплоємності визначається з рівняння

$$\Delta C_v = \Delta C_v^0 + \omega \cdot \Delta C_v', \quad (1.68)$$

де ΔC_v^0 і $\Delta C_v'$ – поправки, що визначаються з графіків (рис. 1.24, 1.25); ω – ацентричний фактор, що характеризує відхилення властивостей реального газу від властивостей ідеального середовища.

Таблиця 1.11

Дійсні теплоємності водню C_p за різних температур і тисків

Тиск, МПа	Дійсна теплоємність, кДж/(кг·К)						
	273 К	323 К	373 К	473 К	573 К	673 К	773 К
0	14,206	14,391	14,466	14,516	14,550	–	–
0,1	14,211	14,395	14,470	14,521	14,550	–	–
1,0	14,240	14,412	14,479	14,529	14,558	–	–
2,5	14,320	14,445	14,529	14,571	14,571	14,613	14,696
5,0	14,361	14,487	14,571	14,571	14,613	14,655	14,696
7,5	14,445	14,571	14,613	14,613	14,613	14,655	14,696
10,0	14,487	14,613	14,613	14,613	14,613	14,655	14,696
15,0	14,613	14,655	14,696	14,655	14,655	14,655	14,738
20,0	14,696	14,655	14,738	14,655	14,655	14,696	14,738
30,0	14,864	14,822	14,822	14,738	14,696	14,696	14,738

Величину ацентричного фактора можна визначити за формулою

$$\omega = 0,1745 - 0,0838 \cdot T_{пр} \quad (1.69)$$

де $T_{пр}$ – приведена температура.

Теплоємність – це адитивна фізична величина. Знаючи склад суміші, масові теплоємності та концентрації її компонентів, можна визначити масову теплоємність суміші нафтопродуктів за формулою

$$C_{сум} = C_1 m_1 + C_2 m_2 + \dots + C_n m_n \quad (1.70)$$

де C_1, C_2, \dots, C_n – масові теплоємності компонентів, кДж/кг·К; m_1, m_2, \dots, m_n – масові концентрації компонентів, мас. частки.

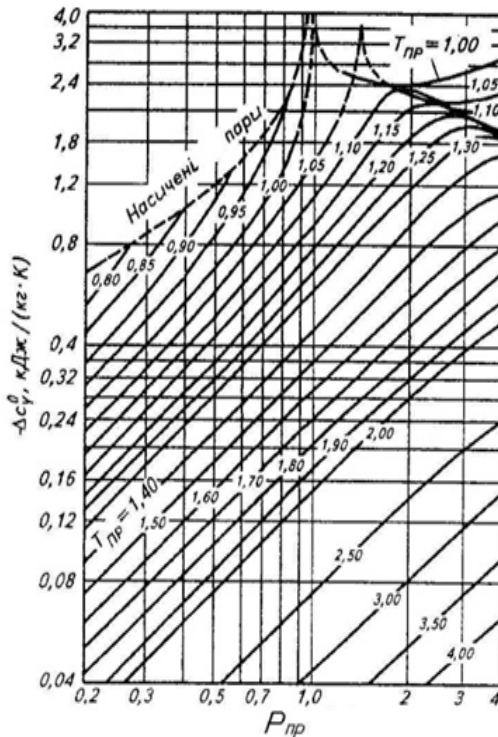


Рис. 1.24. Залежність поправки Δc_v^0 до теплоємності від приведених температури та тиску

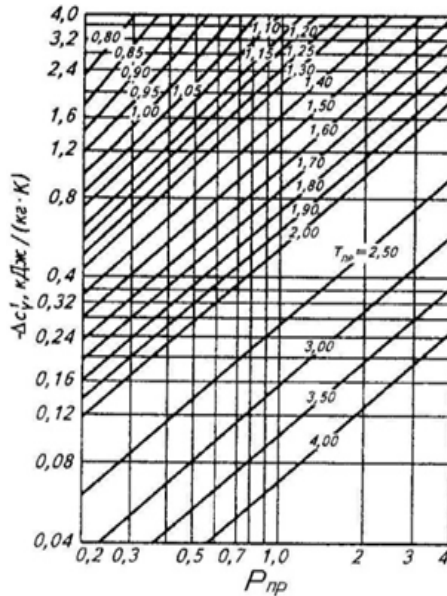


Рис. 1.25. Залежність поправки $\Delta c_v'$ до теплоємності від приведених температури та тиску

1.10.2. Теплота випаровування

Для хімічно чистих речовин **теплота випаровування** – це енергія, необхідна для випаровування одиниці маси речовини за постійних тиску і температури. Оскільки нафтові фракції є сумішами вуглеводнів, то вони википають у певному інтервалі температур, і тому тепло витрачається не тільки на випаровування, але й на підвищення температури суміші. Для хімічно чистих індивідуальних вуглеводнів теплота випаровування відома і подається у довідниковій літературі. Прикладом слугують дані для водню і деяких індивідуальних вуглеводнів (табл. 1.12).

Теплоту випаровування нафтопродуктів можна розрахувати за формулою Трутона:

$$L = \frac{K \cdot T}{M}, \quad (1.71)$$

де L – теплота випаровування, кДж/кг; K – коефіцієнт пропорційності; T – температура кипіння нафтопродукту, К; M – молекулярна маса нафтопродукту.

Таблиця 1.12

Температури кипіння та теплоти випаровування водню та деяких вуглеводнів

Найменування речовини	Температура кипіння, °С	Теплота випаровування, кДж/кг	Найменування речовини	Температура кипіння, °С	Теплота випаровування, кДж/кг
Водень	мінус 252,8	1,84	Циклогексан	69	365,5
Пропан	мінус 44	410,0	Метилциклогексан	98	317,0
Пентан	36	353,0	Диметилциклогексан	118,5	300,2
Гексан	68	332,4	Бензол	80,5	384,8
Гептан	98	309,8	Толуол	110,5	360,0
Октан	125	297,3	Нафталін	218,0	391,5

Для більшості вуглеводнів та їх сумішей за атмосферного тиску $K = 83,7 - 92,1$. Точніші значення постійної K знаходять за формулою В.А. Кістяковського:

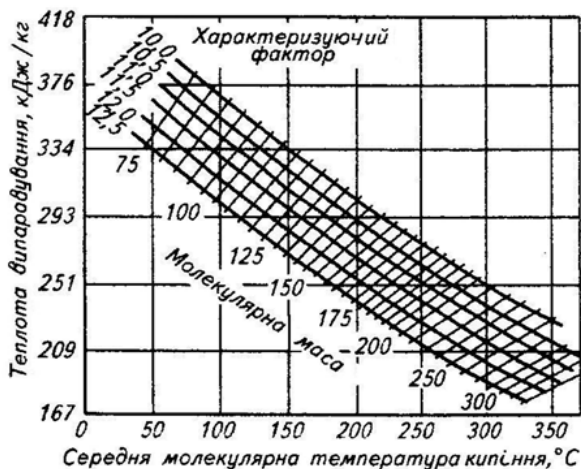
$$K = 36,63 + 19,13 \cdot \lg T, \quad (1.72)$$

де T – температури кипіння нафтопродукту, K .

Теплоти випаровування нафтових дистилатів за атмосферного тиску у першому наближенні можна оцінювати такими величинами: для бензину 290–300 кДж/кг, для газових фракцій 250–270 кДж/кг, для дизельного палива 230–250 кДж/кг, для газойлю 190–230 кДж/кг.

За рівняннями Трутона і Кістяковського побудовано графік залежності між температурою випаровування нафтових фракцій, їх середньою молекулярною температурою кипіння, молекулярною масою і характеризуючим фактором (рис. 1.26).

Рис. 1.26. Залежність теплоти випаровування нафтових фракцій від їх середньої молекулярної температури кипіння, молекулярної маси та характеризуючого фактора



Температура і тиск помітно впливають на величину теплоти випаровування. З підвищенням температури і тиску теплота випаровування зменшується. У критичній точці, в якій немає різниці між рідиною і паром, вона дорівнює 0. Теплоту випаровування за певного тиску і відповідної температури кипіння можна розрахува-

ти за формулою Уотсона і Нельсона, якщо відома теплота випаровування за нормальних умов:

$$L_T = \omega \cdot L_o \cdot \frac{T}{T_o}, \quad (1.73)$$

де L_T – теплота випаровування за температури T , кДж/кг; L_o – теплота випаровування за температури T_o , кДж/кг; ω – поправковий коефіцієнт; T – температура кипіння за певного тиску, К; T_o – температура кипіння за атмосферного тиску, К.

На практиці для визначення коефіцієнта ω користуються графіком (рис. 1.27). Його визначають залежно від співвідношення $T_o/T_{кр}$ і приведеної температури $T_{пр} = T/T_{кр}$.

Теплоту випаровування за температур і тисків, далеких від критичних, можна розрахувати за формулою Трутона, в якій значення K визначається за графіком (рис. 1.28) залежно від величини f – функції Гільдебрандта:

$$f = \frac{1000 \cdot P}{T}, \quad (1.74)$$

де P – тиск, атм; T – температура, К.

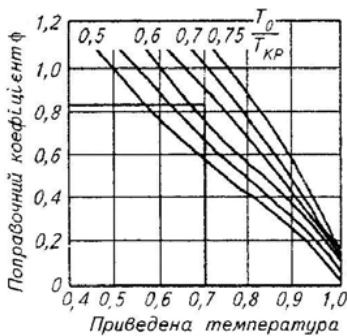


Рис. 1.27. Графік для визначення поправкового коефіцієнта ω

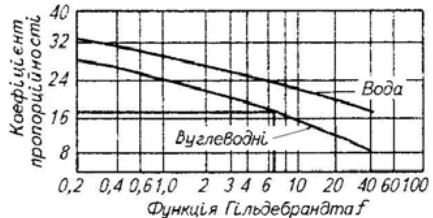


Рис. 1.28. Залежність значення K у формулі Трутона від функції

Для розрахунків теплоти випаровування як функції ацентричного фактора та ентропії Пітцер запропонував таку залежність:

$$L = K \cdot T \cdot (\Delta S^\circ + \omega \cdot \Delta S_1 + \omega^2 \cdot \Delta S_2), \quad (1.75)$$

де $K = 4,1868$; ΔS° , ΔS_1 , ΔS_2 – значення ентропії, Дж/моль; ω – ацентричний фактор.

Значення ентропії для інтервалу $T_{пр}$ від 0,56 до 1,0 наведені в табл. 1.13. Теплоту випаровування можна також знайти за різницею ентальпій нафтопродукту в паровій і рідкій фазах за однакових температур та тиску:

$$L = q_t^n - q_t^p, \quad (1.76)$$

де q_t^n , q_t^p – ентальпія нафтопродукту в паровій та рідкій фазах за температури t , кДж/кг.

Таблиця 1.13

Значення ентропії за різних температур

$T_{пр}$	0,56	0,60	0,64	0,70	0,76	0,82	0,88	0,94	0,97	1,0
ΔS°	18,6	16,9	15,4	13,2	11,2	9,4	7,6	5,4	4,0	0,0
ΔS_1	27,8	24,6	21,8	18,1	14,9	12,1	9,4	6,5	4,7	0,0
ΔS_2	2,1	2,3	2,5	2,8	2,9	2,6	2,2	1,5	1,1	0,0

Для визначення теплоти випаровування (кДж/кг) низькокиплячих парафіністих нафтопродуктів можна використовувати рівняння Крега:

$$L = \frac{354,1 - 0,3768 \cdot T_{с.м.м}}{\rho_{15}^{15}}, \quad (1.77)$$

де $T_{с.мол.}$ – середньомолекулярна температура кипіння, К; ρ_{15}^{15} – відносна густина.

За високих тисків рівняння Крега дає завищені значення теплоти випаровування.

1.10.3. Ентальпія

Питома ентальпія рідких нафтопродуктів за температури T – це кількість тепла q_T^p , що необхідно витратити на нагрівання 1 кг рідини від $T_0 = 273$ К до T , К:

$$q_T^p = \int_{T_0}^T C \cdot dT, \quad (1.78)$$

де C – дійсна масова теплоємність нафтопродукту, кДж/кг·К.

Підставляючи в цю формулу значення теплоємності з формули (1.54), одержуємо

$$q_T^p = \frac{0,0017 \cdot T^2 + 0,762 \cdot T - 334,25}{\sqrt{\rho_{15}^{15}}} \quad (1.79)$$

Позначивши $a = (0,0017 \cdot T^2 + 0,762 \cdot T - 334,25)$, матимемо спрощене рівняння для розрахунку ентальпії:

$$q_T^p = \frac{a}{\sqrt{\rho_{15}^{15}}} \quad (1.80)$$

Для зручності значення коефіцієнта a розраховані за різних температур і наведені у таблиці з дод. 3.

Складаючи теплові баланси, часто потрібно підраховувати кількість тепла, затраченого на нагрівання рідкого нафтопродукту від температури T_1 до температури T_2 .

При цьому можна користуватися формулою

$$Q = G \cdot (q_{T_2}^p - q_{T_1}^p) \quad (1.81)$$

де Q – кількість тепла, затраченого на нагрівання нафтопродукту, кДж; G – кількість нафтопродукту, кг; $q_{T_2}^p$ і $q_{T_1}^p$ – ентальпія рідкого нафтопродукту за температури T_1 і T_2 , кДж/кг.

Величина ентальпії нафтопродукту в паровій фазі складається з кількості тепла, витраченого на нагрівання рідкого нафтопродукту від $T_0 = 273 \text{ K}$ до температури кипіння, на його випаровування і на перегрівання пари від температури кипіння до заданої температури T :

$$q_T^n = q_{\text{нагр.}} + q_{\text{випар.}} + q_{\text{перегр.}} \quad (1.82)$$

де q_T^n – ентальпія нафтопродукту в паровій фазі за температури T , кДж/кг; $q_{\text{нагр.}}$ – кількість тепла, витраченого на нагрівання рідкого нафтопродукту від T_0 до температури $T_{\text{кип}}$ кДж/кг; $q_{\text{випар.}}$ – кількість тепла, витраченого на випаровування нафтопродукту за температури кипіння, кДж/кг; $q_{\text{перегр.}}$ – кількість тепла, витраченого на перегрівання парів нафтопродукту від температури кипіння $T_{\text{кип}}$ до кінцевої температури T , кДж/кг.

Для визначення ентальпії вуглеводневої пари застосовують формулу Б. П. Воїнова:

$$q_T^n = (129,28 + 0,136 \cdot 7 + 0,000586 \cdot T^2) \cdot (4 - \rho_{15}^{15}) - 309,0 \quad (1.83)$$

або

$$q_T^n = a \cdot (4 - \rho_{15}^{15}) - 309,0 \quad (1.84)$$

де $a = (129,28 + 0,136 \cdot 7 + 0,000586 \cdot T^2)$; T – температура пари, К; ρ_{15}^{15} – відносна густина.

Для прискорення розрахунків можна користуватися даними таблиці з дод. 3–4, в яких наведені числові значення величини a , розраховані для різних температур.

Тиск не впливає на ентальпію ідеальних газів. Ентальпія пари нафтопродуктів із підвищенням тиску знижується. Для визначення ентальпії нафтопродуктів за підвищеного тиску спочатку знаходять їх ентальпію за атмосферного тиску і від одержаної величини віднімають поправку на підвищений тиск

$$q_{\text{TP}}^n = q_T^n - \Delta q, \quad (1.85)$$

де q_{TP}^n – ентальпія пари нафтопродукту за температури T і тиску P , кДж/кг; q_T^n – те саме за атмосферного тиску, кДж/кг; Δq – поправка ентальпії пари на підвищений тиск, кДж/кг.

Поправку Δq можна обчислити з рівняння

$$\frac{\Delta q \cdot M}{T} = \frac{-4,4 \cdot P_{\text{пр}}}{T_{\text{пр}}^2} \quad (1.86)$$

де M – молекулярна маса нафтопродукту; T – температура пари, K ; $P_{\text{пр}}$ – приведений тиск; $T_{\text{пр}}$ – приведена температура.

На основі цього рівняння створено графік (рис. 1.29), що спрощує розрахунок поправки ентальпії пари нафтопродуктів на підвищений тиск.

Ентальпію суміші можна вважати адитивною величиною, якщо знехтувати теплотою розчинення компонентів суміші один в одному:

$$q_{\text{сум.}} = \sum_1^m q_i \cdot x_i \quad (1.87)$$

де q_i та x_i – ентальпія і частка компоненту в суміші.

1.10.4. Теплопровідність

Теплопровідністю називають процес поширення тепла в газоподібних, рідких і твердих тілах, що відбувається без переміщення речовини, з якої складається тіло, без конвекції та випромінювання.

Теплопровідність нафтопродуктів залежить від їх хімічного складу, фазового стану, температури і тиску. Найменшу теплопровідність мають гази і пари, найбільшу – тверді нафтопродукти, проміжне місце займають рідини.

Коефіцієнт теплопровідності індивідуальних вуглеводнів у рідкому стані за тиску 0,1 МПа і температури 273 K можна знайти за формулою

$$\lambda_{273} = 0,1717 - 0,385 \cdot 10^{-3} \cdot M, \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}, \quad (1.88)$$

де M – молекулярна маса вуглеводню.

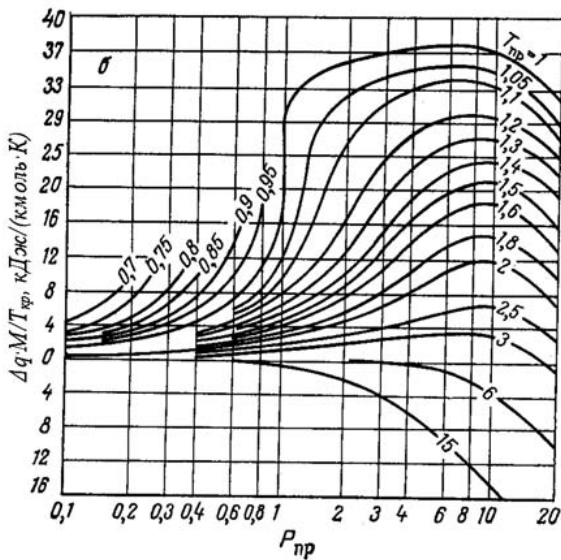
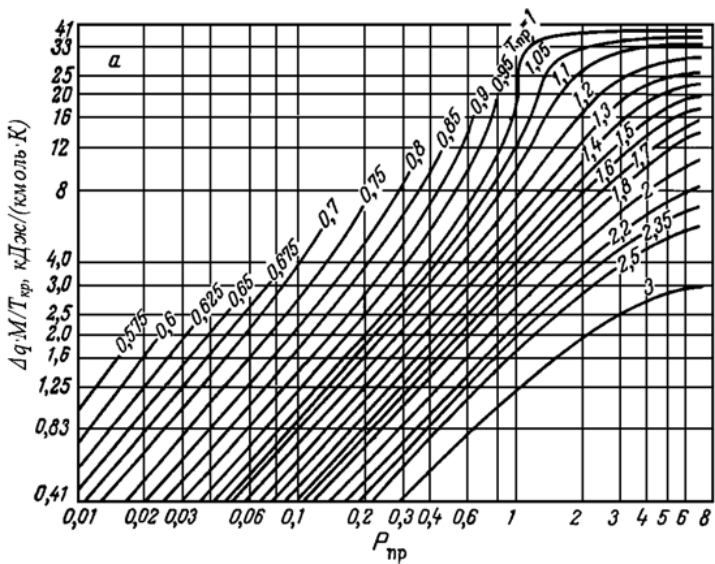


Рис. 1.29. Графік залежності ентальпії нафтової пари від наведених температури і тиску:
a – у вузькому інтервалі $T_{пр}$ і $P_{пр}$; *б* – у широкому інтервалі $T_{пр}$ і $P_{пр}$

Коефіцієнт теплопровідності рідких моторних палив можна розраховувати залежно від їх відносної густини:

$$\lambda_{273} = \frac{117,2}{\rho_{15}^{15}}, \quad (1.89)$$

де ρ_{15}^{15} – відносна густина.

Коефіцієнт теплопровідності нафтових фракцій можна визначити за формулою Расторгуєва залежно від безрозмірного показника складу фракції Φ :

$$\lambda_{303} = \frac{0,105 + 0,97 \cdot 10^{-4} \cdot (T_{\text{сер.кип.}} - 323)}{\Phi^2}, \quad (1.90)$$

$$\Phi = \rho_4^{20} + \frac{100}{T_{\text{сер.кип.}}}. \quad (1.91)$$

Теплопровідність рідких нафтопродуктів можна розрахувати за формулою Крега:

$$\lambda_T = \frac{0,1175}{\rho_{15}^{15}} \cdot (1,1474 - 0,00054 \cdot T). \quad (1.92)$$

Для більшості рідких нафтопродуктів теплопровідність зменшується з підвищенням температури. Ця залежність описується рівнянням

$$\lambda_T = \lambda_{293} \cdot [1 - a \cdot (T - 293)], \quad (1.93)$$

де λ_T і λ_{293} – теплопровідність за температури відповідно T і 293 K , Вт/(м·К); a – коефіцієнт, $a = 0,00078 - 0,00120$; T – температура, К.

З підвищенням тиску теплопровідність рідких нафтопродуктів зростає, однак це зростання дуже незначне і виявляється за тиску, більшому за $3,5 \text{ МПа}$. У разі підвищення тиску до 10 МПа приріст теплопровідності становить усього 2% , а за тиску 68 МПа – близько 20% .

Теплопровідність вуглеводневих газів і пари на противагу рідким нафтопродуктам збільшується з підвищенням температури й її можна розрахувати за формулою Сатерленда:

$$\lambda_T = \lambda_{273} \cdot \left[\frac{273 + C}{T + C} \right] \cdot \left[\frac{T}{273} \right]^{3/2}, \quad (1.94)$$

де λ_{273} – теплопровідність за 273 К, Вт/(м·К); C – постійна величина, що визначається експериментально; T – температура, К.

Значення λ_{273} і C для деяких газів наведено нижче:

	λ_{273}	C
Повітря	0,0203	122
Водень	0,137	94
Оксид вуглецю	0,0185	156

Для решти газів можна прийняти $C \approx 1,47T_{\text{кип}}$.

З підвищенням молекулярної маси вуглеводневого газу його теплопровідність зменшується. Залежність коефіцієнта теплопровідності деяких вуглеводнів від температури наведена на рис. 1.30.

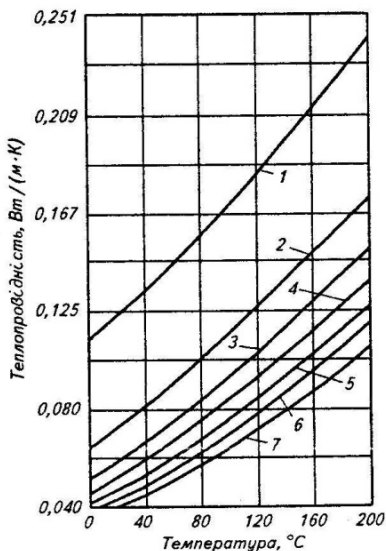


Рис. 1.30. Залежність теплопровідності вуглеводнів від температури за атмосферного тиску:
 1 – метан; 2 – етан; 3 – пропан;
 4 – н-бутан; 5 – н-пентан;
 6 – н-гексан; 7 – н-гептан

1.10.5. Теплота згорання

Кількість теплоти, що виділяється під час повного згорання одиниці маси (1 кг рідкого або твердого) або одиниці об'єму (1 м³ газоподібного) палива називають **питомою теплотою згорання (теплотворністю) палива** (далі – **теплота згорання**).

Під час згорання вода, що міститься в паливі та утворюється від згорання водню, перетворюється на пару. На пароутворення води витрачається теплота. Теплоту Q згорання називають вищою Q_v у тому випадку, коли пари води конденсуються і теплота, що затрачена на пароутворення, звільнюється. Якщо ж пари води виносяться з димовими або відпрацьованими газами, частина теплоти втрачається і таку теплоту називають нижчою Q_n . Теплоту згорання визначають експериментально у спеціальних приладах-калориметрах і розрахунковими методами. Зміст калориметричного методу визначення теплоти згорання палива полягає в тому, що під час спалювання певної кількості палива у спеціально закритих камерах калориметричних установок, теплота продуктів згорання передається воді і при цьому її оцінюють за підвищенням температури в калориметрі.

Під час визначення теплоти згорання розрахунковими методами необхідно знати елементний склад палива. Найчастіше визначають теплоту згорання за законом Г. І. Геса, згідно з яким теплота залежить від складу початкових і кінцевих продуктів та не залежить від проміжних реакцій. Підрахована у такий спосіб теплота згорання буде трохи відрізнятися від фактичної, оскільки горючі елементи у паливі перебувають не у вільному стані, а утворюють різні органічні сполуки, на руйнування яких витрачається частина теплоти. Тому згорання палива дає менший тепловий ефект, ніж згорання окремих елементів, що входять до його складу, що і враховується коефіцієнтами формул. На практиці найчастіше для визначення теплоти згорання застосовують формули Д. І. Менделєєва, відповідно до яких теплоту згорання рідких і твердих палив, кДж/кг, визначають так:

$$Q_v = 339C + 1256H - 109(O - S); \quad (1.95)$$

$$Q_n = Q_b - 25(9H + W) = 339C + 1090H - 109(O - S) - 25W, \quad (1.96)$$

де C, H, O, S, W – елементний склад палива, відсотки за масою; 25 – коефіцієнт, що враховує втрати теплоти, що виносяться продуктами згорання в атмосферу (1 кг пари при виносі в атмосферу забирає 2500 кДж/кг); $9H$ – число масових частин води, що утворюється під час згорання однієї масової частини водню.

Теплоту згорання газоподібного палива, кДж/м³, у розрахунку на суху масу визначають за формулами:

$$Q_b = 128(CO + O_2) + 339CH_4 + 639C_nH_m; \quad (1.97)$$

$$Q_b = 128CO + 108H_2 + 356CH_4 + 589C_nH_m, \quad (1.98)$$

де CO, H_2, CH_4, C_nH_m – склад газоподібного палива, проценти за об'ємом за нормальних умов (0 °С, тиск 760 мм рт. ст.).

Теплоту згорання робочої маси газоподібного палива, що містить вологу підраховують за формулами:

$$Q_n^p = Q_b^c \frac{0,805}{0,805 + W}; \quad (1.99)$$

$$Q_n^p = Q_n^c \frac{0,805}{0,805 + W}; \quad (1.100)$$

де 0,805 – маса 1м³ газу, кг.

Для порівняння різних видів палива, а також для обліку загальних запасів палива та складання замовлень встановлений еталон – умовне паливо. **Умовне паливо** – це єдиний еквівалент всіх видів палива за теплою згорання. Розрахункова теплота згорання умовного палива для твердого і рідкого палива дорівнює 29307 кДж/кг, а для газоподібного – 29308 кДж/кг.

Під час порівняння палив визначають їх теплові (калорійні) еквіваленти, що є відношенням теплоти згорання будь-якого палива до теплоти згорання умовного:

$$E = \frac{Q_n^p}{29307} \quad (1.101)$$

Щоб перерахувати фактичне паливо в умовне потрібно його масову кількість помножити на тепловий еквівалент (табл. 1.14).

Таблиця 1.14

Теплота згорання і теплові еквіваленти палива та вуглеводнів

Найменування палива, сполуки	Теплота згорання, кДж/кг	Тепловий еквівалент
Умовне паливо	29307	1,00
Кам'яне вугілля	29310	1,00
Антрацит	30230	1,03
Буре вугілля	14235	0,49
Торф	13440	0,46
Деревина	12500	0,43
Нафта	41867	1,43
Бензин	44000	1,50
Гас (керосин)	43200	1,47
Дизельне паливо	42600	1,45
Мазут	41150	1,40
Гази:		
– природний	35586	1,21
– водяний	10885	0,37
– світильний	18000	0,63
– зріджений	46000	1,57
Бутан	45800	1,56
Ізооктан	44600	1,52
Бензол	41000	1,40
Метанол	19000	0,65
Етанол	26400	0,90

1.10.6. Основи теорії горіння палива

Горіння будь-якого виду палива – це складний фізико-хімічний процес, що характеризується трьома ознаками:

- 1) хімічним перетворенням, що складається з елементарних хімічних реакцій окиснювально-відновлювального типу;
- 2) виділенням тепла;
- 3) випромінюванням тепла.

Розрізняють **гомогенне** (хімічно однорідне) і **гетерогенне** (неоднорідне) **горіння**. Залежно від фазового стану речовин,

що реагують у процесі горінні (тверді, рідкі, газоподібні), хімічні реакції поділять на гомогенні, що відбуваються між компонентами, котрі перебувають в одній фазі (наприклад, у газоподібному стані), і гетерогенні, що відбуваються на межі двох фаз. Прикладами гомогенного горіння є горіння добре перемішаних газового палива і повітря, а також горіння рідких палив, що швидко випаровуються. При цьому мається на увазі їхнє перемішування з окиснювачем перед процесом горіння. Прикладами гетерогенного горіння служить горіння твердих палив і горіння крапель рідких важких палив, коли фронт горіння встановлюється на межі розподілу палива й окиснювача. Горіння палива є потоковим процесом і для його перебігу необхідно підведення компонентів (палива і окиснювача) у зоні реакції і відведення з неї продуктів згорання.

Крім того, під час згорання газоподібного палива розглядають факельне, безполум'яне і каталітичне горіння. **Факельне горіння** спостерігається тоді, коли газ і повітря не змішуються, а подаються в камеру згорання роздільно. **Безполум'яне горіння** здійснюється спалюванням газоповітряної суміші поблизу розжареної вогнетривкої поверхні. **Каталітичне горіння** спостерігається у тому разі, коли спалювання газоповітряної суміші відбувається у середовищі каталізатора (нікель, кобальт, хром, молібден, вольфрам, платина, паладій, іридій, родій).

Прикладом гомогенного горіння є горіння пари, що підіймається з вільної поверхні рідини, або горіння газу, що виходить з труби. Прикладом гетерогенного горіння (горіння на поверхні твердої речовини) є горіння антрациту, коксу, деревного вугілля.

Реакція горіння відбувається не безпосередньо між молекулами вихідних речовин (палива й окиснювача), а через проміжні стадії. Цим визначається ланцюговий механізм горіння, розроблений М. М. Семеновим. Реакція горіння є результатом низки ланцюгових реакцій, що перебігають послідовно.

Організація перебігу процесу горіння можлива у ламінарному і турбулентному потоках окиснювача. У загальному випадку час горіння t_r палива складається з часу перебігу фізичних t_ϕ і хімічних t_x процесів:

$$t_r = t_\phi + t_x . \quad (1.102)$$

Швидкість хімічної взаємодії виражається зміною концентрацій речовин, що реагують, за одиницю часу.

Самозайманням називають ініціювання горіння у всьому обсязі реакційної суміші. Самозайманням може статися при досягненні деякого граничного значення температури, що називають температурою самозаймання T суміші. Ця температура не є фізико-хімічною характеристикою, а залежить для кожного палива від умов підведення і відведення теплоти та інших факторів. Температура самозаймання водню перебуває у межах 580–590 °С, оксиду вуглецю – 644–658 °С, метану – 650–750 °С.

У більшості технічних пристроїв горіння ініціюється не самозайманням, а запалюванням за допомогою факела чи електричної іскри.

Для процесу горіння необхідно, щоб горючі речовини й окиснювач мали деяку (певну для кожної речовини) температуру, за якої порівняно швидко відбувається їх взаємодія. Температура, за якої хімічний процес різко прискорюється у разі зіткнення з відкритим полум'ям і речовина займається, називається **температурою займання**. Якщо займання речовини відбувається за відсутності відкритого полум'я, матимемо **температуру самозаймання**. Подальше горіння продовжується внаслідок безперервного виділення тепла.

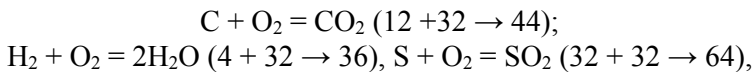
Швидкість процесу горіння залежить в основному від умов сумішоутворення. Залежно від цього горіння розділяють на кінетичне і дифузійне. Якщо процес утворення суміші «паливо – повітря» передує горінню, то горіння називають кінетичним, і якщо процеси відбуваються одночасно – дифузійним. На практиці, як правило, відбувається змішане горіння – дифузійно-кінетичне.

За температуру горіння беруть температуру, до якої нагріваються газоподібні продукти згорання внаслідок горіння палива. Розділяють температуру горіння теоретичну і дійсну. **Теоретична температура горіння** – це максимальна температура, яка може бути досягнута за відсутності втрат теплоти від теплообміну. У реальних умовах процес горіння супроводжується теплообміном і тепловими втратами, тому продукти згорання мають фактичну температуру горіння, що нижча від теоретичної.

Співвідношення палива й окиснювача, що відповідає хімічній реакції повного окиснення паливних елементів, називається **стехіометричним**.

Кількість кисню, теоретично необхідну для спалювання 1 кг твердого або рідкого палива, можна визначити на основі стехіометричного відношення для реакцій горіння елементів горючої маси палива (C, H, S).

Із рівнянь повного згорання цих елементів



враховуючи їх атомну масу, знаходимо, що для спалювання 12 кг вуглецю потрібно 32 кг кисню, тобто для спалювання 1 кг вуглецю потрібно $32/12 = 2,67$ кг кисню. Аналогічно для спалювання 1 кг водню потрібно 8 кг кисню, а для спалювання 1 кг сірки – 1 кг кисню.

Тоді формула для підрахунку теоретично необхідної кількості кисню, кг, для спалювання 1 кг палива буде мати такий вигляд:

$$O_T = \frac{2,67C + 8H + S - O}{100} \quad (1.103)$$

де C, H, S, O – хімічні елементи горючої частини палива, % за масою.

Для спалювання палива зазвичай подається повітря, в якому кисень становить 23,2 % за масою. Тоді теоретичну необхідну кількість повітря, кг, для спалювання 1 кг палива визначають за формулою

$$L_T = \frac{2,67C + 8H + S - O}{23,2}. \quad (1.104)$$

Кількість повітря зручніше визначати в м³/кг, і тоді формула матиме вигляд

$$L_T = \frac{2,67C + 8H + S - O}{23,2 \cdot 1,29}. \quad (1.105)$$

де 1,29 – маса 1 м³ повітря.

Для газоподібного палива кількість повітря ($\text{м}^3/\text{м}^3$) визначають за формулою

$$L_T = \frac{0,5(\text{H}_2 + \text{CO}) + \left(n + \frac{m}{4}\right)C_n H_m - \text{O}_2}{21}, \quad (1.106)$$

де n – число атомів вуглецю; m – число атомів водню; 21 – вміст кисню у повітрі, % за об'ємом.

Склад газу у формулі наведений у відсотках за об'ємом.

У виробничих умовах здійснити повне спалювання палива з теоретично необхідною кількістю повітря практично неможливо. Тому для повного спалювання, як правило, подають надлишок повітря, тобто процес відбувається не з розрахунковою, а з фактичною (дійсною) кількістю повітря L_d .

Відношення дійсної витрати повітря до теоретично необхідної для спалювання 1 кг (1 м^3) палива називають коефіцієнтом надлишку повітря α :

$$\alpha = L_d / L_T. \quad (1.107)$$

Суміш палива і повітря називають паливно-повітряною сумішшю – ППС. Залежно від співвідношення кількості палива і повітря ППС може бути нормальною $\alpha = 1$, збідненою $\alpha > 1,15$, збагаченою $\alpha < 0,8$.

Коефіцієнт надлишку повітря визначають за формулами:

– під час повного згорання:

$$\alpha = \frac{1}{1 - \frac{3,76 \text{O}_2}{\text{N}_2}}. \quad (1.108)$$

– під час неповного:

$$\alpha = \frac{1}{1 - \frac{3,76(\text{O}_2 - 0,5\text{CO})}{\text{N}_2}}, \quad (1.109)$$

де O_2 , CO , N_2 – відсотковий вміст за об'ємом у продуктах згорання, відповідно, кисню, оксиду вуглецю й азоту (підраховують за різницею $\text{N}_2 = 100 - (\text{CO}_2 + \text{O}_2 + \text{CO})$).

Теплота згорання ППС ($Q_{\text{ппс}}$) залежить від кількості теплоти, що виділяється паливом в об'ємі повітря

$$Q_{\text{ппс}} = \frac{O}{1 + \alpha L_T} \quad (1.110)$$

Для різних видів палива теплота згорання нормальних ППС приблизно однакова – 2770 кДж/кг.

Наприклад, залежність необхідного октанового числа (ОЧ) бензину і потужності двигуна від складу робочої суміші (РС) (коефіцієнта надлишку повітря) ілюструється даними табл. 1.15.

Таблиця 1.15

Залежність октанового числа й потужності двигуна від складу робочої суміші

Коефіцієнт надлишку повітря	0,6	0,7	0,85	0,9	1,0
Необхідне октанове число	65	75	78	77	65
Потужність двигуна, %	93	97	100	100	90

Таким чином, через збагачення РС можна значно знизити ймовірність виникнення та інтенсивність детонації. Проте збагачення РС як засіб зменшення детонації має суттєвий недолік, оскільки під час збагачення РС значно зростає питома витрата бензину.

Паливно-повітряну суміш, що змішалась із залишковими газами від попереднього циклу в циліндрі двигуна, називають робочою. Якщо потрібно визначити її теплоту згорання, то вносять поправку на коефіцієнт надлишкових газів. На практиці теплоту згорання ППС і РС порівнюють. Характер процесу горіння можна визначити за складом продуктів згорання палива. Для цього існують різні газоаналізатори: хімічні, електричні, магнітні, механічні. Найпоширеніші прості хімічні газоаналізатори, котрі дозволяють визначити у відпрацьованих газах вміст вуглекислого газу, кисню й оксиду вуглецю. Принцип дії газоаналізаторів полягає в поглинанні розчинами певних складових елементів відпрацьованого газу, що послідовно пропускають через ці розчини. За відповідним збільшенням об'єму знаходять відсотковий вміст кожного окремого поглинутого компонента. Так, відсутність оксиду вуглецю свідчить про повне згорання палива, а наявність CO, CH і N₂ про неповне.

1.10.7. Температури спалаху, займання та самозаймання

До температур, що характеризують ті або інші фізичні властивості або фазові переходи нафтопродуктів, зараховують температури спалаху, займання, самозаймання, початку кристалізації, застигання тощо. Усі ці температури впливають на експлуатаційні властивості моторних палив і включені до переліку показників відповідних стандартів.

Температурою спалаху називається температура, за якої нафтопродукт, що нагрівається за стандартних умов, виділяє таку кількість пари, що утворюють з навколишнім повітрям горючу суміш, що спалахує у разі піднесення до неї полум'я.

Для індивідуальних вуглеводнів температуру спалаху можна визначити за формулою

$$T_{\text{сп}} = 0,736 \cdot T_{\text{кип}}, \quad (1.111)$$

де $T_{\text{сп}}$ – температура спалаху, К; $T_{\text{кип}}$ – температура кипіння, К.

Оскільки моторні палива википають у широкому інтервалі температур, їх температура спалаху пов'язана з середньою температурою кипіння, тобто з випаровуваністю. Що легшою є фракція нафти, то нижча її температура спалаху. Зокрема бензинові фракції мають від'ємні (до мінус 40 °С) температури спалаху, газові – 28–60 °С. Присутність вологи і продуктів розпаду у нафтопродукті впливає на величину його температури спалаху. Цим користуються у виробничих умовах для визначення чистоти нафтових фракцій, що одержують під час перегонки. Для оливних фракцій температура спалаху показує наявність у них легких вуглеводнів. Серед оливних фракцій різного вуглеводневого складу найвищу температуру спалаху мають оливи з парафіністих малосмолистих нафт. Оливні фракції тієї самої в'язкості, виділені зі смолистих нафтоароматичних нафт, характеризуються нижчою температурою спалаху.

Стандартизовані два типи методів визначення температури спалаху нафтопродуктів: у відкритому і закритому тиглях. Різниця між температурами спалаху одних і тих самих нафтопродуктів за визначення у відкритому та закритому тиглях доволі велика.

У закритому тиглі необхідна кількість вуглеводневої пари накопичується швидше, ніж у приладах відкритого типу. Крім того, у відкритому тиглі утворена пара вільно дифундує у повітря. Зазначена різниця тим більша, чим вища температура спалаху нафтопродукту. Домішки бензину або інших низькокиплячих фракцій у важчі фракції різко підвищують різницю в температурах їх спалаху у відкритому і закритому тиглях.

Усі речовини, що мають температуру спалаху в закритому тиглі меншу, ніж 61 °С, називають легкозаймистими рідинами. Такі рідини поділяються на особливо небезпечні ($T_{\text{сп}} < \text{мінус } 18 \text{ }^\circ\text{C}$), постійно небезпечні ($T_{\text{сп}}$ від мінус 18 °С до 23 °С) і небезпечні за підвищених температур ($T_{\text{сп}}$ від 23 °С до 61 °С).

За температурою спалаху нафтопродукту прийнято формулювати висновки про можливість утворення вибухових сумішей його пари з повітрям. Суміш пари з повітрям стає вибуховою, коли концентрація горючої пари у ній досягає певного значення. Розрізняють нижню і верхню межу вибуховості суміші пари нафтопродукту з повітрям. Якщо концентрація пари нафтопродукту менша від нижньої межі вибуховості, вибуху не буде, оскільки наявний надлишок повітря поглинає тепло, що виділяється у вихідній точці вибуху, і отже, запобігає загоранню решти палива. Під час концентрації горючої пари у повітрі, вищій за верхню межу вибуховості, вибуху не буде внаслідок нестачі кисню у суміші. Нижню та верхню межі вибуховості вуглеводнів визначають за формулами:

$$N_{\text{Н}} = \frac{100}{4,85 \cdot (m - 1) + 1}; \quad (1.112)$$

$$N_{\text{В}} = \frac{100}{1,21 \cdot (m + 1)}, \quad (1.113)$$

де m – кількість атомів кисню, необхідна для горіння однієї молекули вуглеводню.

Нижче наведені межі вибуховості (% об.) сумішей індивідуальних вуглеводнів та деяких сполук з повітрям:

Вуглеводень	N_H	N_B	Вуглеводень	N_H	N_B
Метан	5,0	15,0	Ацетилен	2,5	81,0
Етан	2,9	15,0	Циклогексан	1,2	10,6
Пропан	2,1	9,5	Бензол	1,4	7,1
Бутан	1,8	9,1	Толуол	1,3	6,7
Пентан	1,4	7,8	Оксид вуглецю	12,5	74,0
Гексан	1,2	7,5	Водень	4,0	75,0
Етилен	3,0	32,0	Етиловий спирт	3,6	19,0
Пропілен	2,2	10,3			

У гомологічному ряді парафінових вуглеводнів з підвищенням молекулярної маси нижня та верхня межі вибуховості понижуються, а інтервал вибуховості звужується. Ацетилен, оксид вуглецю та водень характеризуються найширшими інтервалами вибуховості, тому вони найбільш вибухонебезпечні.

З підвищенням температури суміші інтервал її вибуховості трохи звужується. Присутність у суміші інертних газів також звужує інтервал вибуховості. Збільшення тиску зумовлює підвищення верхньої межі вибуховості.

Межі вибуховості пари бінарних і складніших сумішей вуглеводнів можна визначити за формулою

$$\frac{n_1}{N_1} + \frac{n_2}{N_2} + \dots + \frac{n_n}{N_n} = \frac{n_1 + n_2 + \dots + n_n}{N_{\text{сум}}}, \quad (1.114)$$

звідси матимемо

$$N_{\text{сум}} = \frac{n_1 + n_2 + \dots + n_n}{\frac{n_1}{N_1} + \frac{n_2}{N_2} + \dots + \frac{n_n}{N_n}}, \quad (1.115)$$

де $N_{\text{сум}}$ – межа вибуховості суміші; n_1, n_2, \dots, n_n – концентрація компонентів суміші, % об.; N_1, N_2, \dots, N_n – нижня або верхня межі вибуховості кожного з компонентів суміші.

Для визначення температури спалаху характерно, що суміш спалахує й одразу ж гасне. Якщо ж рідину продовжувати нагрівати, можна знову спостерігати спалах пари, при цьому продукт певний час горітиме. Найнижча температура, за якої спостерігається описане явище, називається **температурою займання**. Температу-

ру займання визначають у відкритому тиглі на тому самому приладі, що й температуру спалаху.

Якщо нафтопродукт нагріти до високої температури, а потім дати доступ до нього повітрю, то він може самовільно загорітися.

Температуру, за якої контакт нафтопродукту з повітрям спричиняє його займання та стійке горіння без піднесення джерела вогню, називають **температурою самозаймання**. Температура самозаймання нафтопродуктів залежить не від випаровуваності, а від їх хімічного складу. Найвищу температуру самозаймання мають ароматичні вуглеводні, а також нафтопродукти з їх високим вмістом; найнижчу – парафінові вуглеводні. Що вища молекулярна маса вуглеводнів, то нижча їх температура самозаймання, оскільки вона залежить від окиснювальної здатності. З підвищенням молекулярної маси вуглеводнів їх окиснювальна здатність зростає і вони вступають у реакцію окиснення (що й зумовлює горіння) за нижчої температури.

Температуру самозаймання нафтопродуктів визначають у відкритій колбі нагріванням до появи полум'я у колбі. Температура самозаймання є на сотні градусів вищою від температури спалаху та займання.

Нижче наведені температури самозаймання деяких індивідуальних вуглеводнів і нафтопродуктів (°C):

Н-гексан	260,6	Авіаційний бензин	425,0
Циклогексан	270,0	Паливо для повітряно-реактивних двигунів	380,0
Бензол	591,7	Газойль	360,0

Самозаймання нафтопродуктів часто є причиною пожеж у разі порушення герметичності фланцевих з'єднань, ретурбентів у трубчастих печах тощо.

1.10.8. Температура помутніння

Температура помутніння – це максимальна температура, за якої в наскрізному світлі паливо втрачає прозорість (мутніє) порівняно з еталонним взірцем. Регламентують цей показник для авіаційних бензинів, реактивних і дизельних палив.

Температура помутніння визначається стандартним методом у пробірках із подвійними стінками, в яких охолоджують нафтопродукт. Температуру, за якої з'являється мутність у нафтопродукті, що перебуває в охолоджуваній пробірці порівняно з контрольною, приймають за температуру помутніння.

Помутніння нафтопродуктів зумовлене наявністю в них н-алканів і незначної кількості води, котрі в разі охолодження першими утворюють дрібні кристали в об'ємі палива.

1.10.9. Температура початку кристалізації

Температура початку кристалізації характеризує низькотемпературні властивості авіаційних палив (бензинів і палив для ПРД), у складі яких практично немає н-алканів. Температура початку кристалізації визначається аналогічно, як і температура помутніння. За температуру початку кристалізації беруть максимальну температуру, за якої у досліджуваному паливі неозброєним оком виявляють кристали нафтоених і ароматичних вуглеводнів, насамперед бензолу, що за температури 5,5 °С переходить у твердий стан. Утворені кристали не впливають на текучість палив, однак вони небезпечні для експлуатації двигунів, оскільки можуть забивати їх паливні фільтри й перешкоджати подаванню до них палива. Тому згідно зі стандартами температура початку кристалізації авіаційних бензинів і палив для ПРД не повинна перевищувати, наприклад, мінус 60°С.

1.10.10. Гранична температура фільтрованості

Гранична температура фільтрованості (ГТФ) характеризує низькотемпературні властивості палив (особливо дизельних палив обваженого фракційного складу). Визначення ГТФ полягає в тому, що зразок досліджуваного палива, поступово охолоджуючи, прокачують під вакуумом через стандартний фільтр. За ГТФ беруть температуру, за якої проходження палива через фільтр припиняється. Це пов'язано з утворенням в об'ємі палива за низьких температур достатньої кількості кристалів парафіну, що, осідаючи на поверхні фільтра, повністю його забивають. ГТФ звичайно нижча, ніж температура помутніння на 3–8 °С.

1.10.11. Температура застигання

Велике значення під час транспортування та використання нафтопродуктів у зимових умовах має їх рухливість за низьких температур. Температура, за якої нафтопродукт у стандартних умовах випробувань втрачає рухливість, називається **температурою застигання**.

Втрата рухливості може бути спричинена або підвищенням в'язкості нафтопродукту, або утворенням великої кількості кристалів парафіну та загустінням всієї системи. У парафіністих нафтопродуктах у разі зниження температури кристали утворюють тривимірну сітку – кристалічний каркас. Частина нафтопродукту, що не застигла, перебуває всередині сітки, і отже, робиться нерухливою. Форма кристалів, що виділилися, залежить від хімічного складу вуглеводневого середовища, швидкості їх зростання – від в'язкості середовища, вмісту й розчинності парафінових вуглеводнів за певної температури та швидкості охолодження системи. Швидкість зростання кристалів прямо пропорційна концентрації парафінових вуглеводнів і обернено пропорційна в'язкості.

Смолисті та деякі інші поверхнево-активні речовини (ПАР), адсорбуючись на поверхні кристалів, здатні затримувати процес кристалізації парафінів. Тому температура застигання оливоподібних дистилатів після їх очищення від смол підвищується. Відомі також речовини, що у разі додавання до мінеральних оливо знижують їх температуру застигання. Такі речовини називаються **депресорними додатками**, або **депресаторами**.

Нафтові фракції, що не містять парафінових вуглеводнів, можуть втрачати рухливість внаслідок їх високої в'язкості за низьких температур і застигати у вигляді аморфних склоподібних тіл.

Методика визначення температури застигання нафтопродукту полягає в тому, що нафтопродукт нагрівають до температури, за якої повністю або частково розплавляються та розчиняються у нафтопродукті тверді смолисті речовини та кристали парафіну. Для нафтопродуктів, багатих на смоли і бідних на парафіни, попереднє підігрівання спричиняє зниження температури застигання, оскільки смоли, адсорбуючись на кристалах парафіну, перешкоджають утворенню кристалічної ґратки. Навпаки, температура застигання нафтопродуктів, багатих парафінами, після підігрівання

підвищується. Це пояснюється тим, що без термічної підготовки рідка фаза нафтопродукту містить менше парафіну, оскільки частина його вже перебуває у виділеному стані.

Після нагрівання нафтопродукт охолоджують до передбачуваної температури застигання. За цієї температури пробірку з нафтопродуктом нахиляють під кутом 45° і спостерігають за його рівнем. Незалежно від того, змістився рівень нафтопродукту або залишився нерухомим, дослід повторюють, а потім охолоджують нафтопродукт до нижчої або вищої температур. Отже, знаходять ту найвищу температуру, за якої рівень нафтопродукту в пробірці, нахиленій під кутом 45°, залишається нерухомим протягом певного часу. Цю температуру беруть за температуру застигання нафтопродукту.

1.10.12. Температура розчинення в аніліні (анілінова точка)

Аніліновою точкою називають мінімальну температуру, за якої рівні об'єми аніліну і досліджуваного нафтопродукту повністю розчиняються, перетворюючись на гомогенний розчин. Відомо, що розчинність різних груп вуглеводнів в аніліні різна: в ньому добре розчиняються ароматичні вуглеводні та погано – парафінові. З підвищенням температури розчинність збільшується, але також швидше для ароматичних вуглеводнів і повільніше для парафінових, оскільки анілінова точка для перших є нижчою, ніж для інших.

Анілінова точка нафтопродукту (бензин, дизельне паливо і паливо для ПРД) опосередковано характеризує його груповий хімічний склад. Що вищою є анілінова точка, то більш парафіністим буде нафтопродукт. Що нижчою є анілінова точка, то більше в нафтопродукті виявиться ароматичних вуглеводнів.

Для визначення анілінової точки найчастіше користуються методом рівних об'ємів (за ГОСТ 12329-77 «Нефтепродукты и углеводородные растворители. Метод определения анилиновой точки и ароматических углеводородов»). Сутність цього методу полягає в охолодженні пробірки з рівними об'ємами аніліну та досліджуваного нафтопродукту до перших ознак мутності у цій суміші. Температура, що відповідає початковій стадії утворення мутності, й буде аніліновою точкою.

1.10.13. Температура точки роси (точка роси)

Точка роси характеризує вологовміст природних та інших газів. Це температура, нижче від якої водяна пара конденсується (випадає з газу у вигляді роси).

Наявність вологи в газі небажана, оскільки може конденсуватися під час його стискання, перероблення або транспортування. Крім того, за низьких температур можуть утворюватися гідратні сполуки, здатні забивати транспортні комунікації та запірну арматуру. Тому вуглеводневі та інші гази здебільшого осушуються, мірою глибини якої є точка роси.

Для природних вуглеводневих газів, що не містять крапель вуглеводнів та інших речовин, температуру точки роси визначають за допомогою металевого дзеркала з охолодженням, над яким пропускають газ. **Температура точки роси** – це температура, за якої з'являються перші ознаки запотівання дзеркала. Для важчих вуглеводнів використовують інші методи – конденсаційний, електролітичний, абсорбційний тощо.

1.10.14. Поверхневий натяг

Нафта – це дисперсна система, що складається з дисперсної фази та дисперсійного середовища. Поверхня частинки дисперсної фази (наприклад, асоціат асфальтенів, глобула води тощо) має надлишок вільної поверхневої енергії F_s , прямо пропорційної до площі поверхні розділу фаз, S :

$$F_s = \sigma \cdot S, \quad (1.116)$$

де σ – питома вільна поверхнева енергія.

Величину σ можна розглядати також як силу, прикладену до одиниці довжини контуру, що обмежує поверхню частинки, спрямовану вздовж цієї поверхні перпендикулярно до контуру. Ця сила прагне стягнути або зменшити поверхню частинки. Її називають поверхневим натягом. Отже, **поверхневий натяг** – це вели-

чина, що характеризує стан поверхні рідини на межі поділу фаз. Дію поверхневого натягу можна уявити у вигляді сукупності сил, що стягують краї поверхні до центра. Одиницями вимірювання поверхневого натягу є $\text{Дж/м}^2 = 10^3 \text{ ерг/см}^2$ або $\text{Н/м} = 10^3 \text{ дін/см}$.

У результаті дії сил поверхневого натягу рідина прагне зменшити свою поверхню, тому в разі незначної дії сили земного тяжіння рідина набуває форми кулі, що має мінімальну поверхню на одиницю об'єму.

Поверхневий натяг моторних палив значною мірою залежить від їх хімічного складу. За однакової кількості вуглецевих атомів у молекулі найбільший поверхневий натяг мають ароматичні вуглеводні, найменший – парафінові. Нафтові вуглеводні займають проміжне місце. Наприклад, серед товарних моторних палив найменший поверхневий натяг мають авіаційні бензини, найбільший – дизельні палива. Більшість гетероатомних сполук мають поверхневий натяг, нижчий за вуглеводні.

Поверхневий натяг нафтових рідин залежить від багатьох факторів, найважливішими з яких є температура, тиск, хімічний склад рідини, а також фаз (газ або вода), що з нею контактують.

Поверхневий натяг вуглеводнів і нафтових фракцій є лінійною функцією температури. З підвищенням температури поверхневий натяг зменшується і за критичної температури дорівнює нулю (рис. 1.31). З підвищенням тиску поверхневий натяг у системі «газ-рідина» також знижується (рис. 1.32).

Поверхневий натяг нафтопродуктів можна визначити за рівнянням

$$\sigma = 10^{-5} \cdot (5 \cdot \rho_4^{20} - 1,5). \quad (1.116)$$

Перераховувати поверхневий натяг з однієї температури на іншу можна за допомогою формули

$$\sigma_t = \sigma_0 - 10^{-3} K' \cdot (T - T_0), \quad (1.117)$$

де $K' = 0,07-0,1$ – коефіцієнт, що залежить від типу речовини та є її індивідуальною постійною характеристикою.

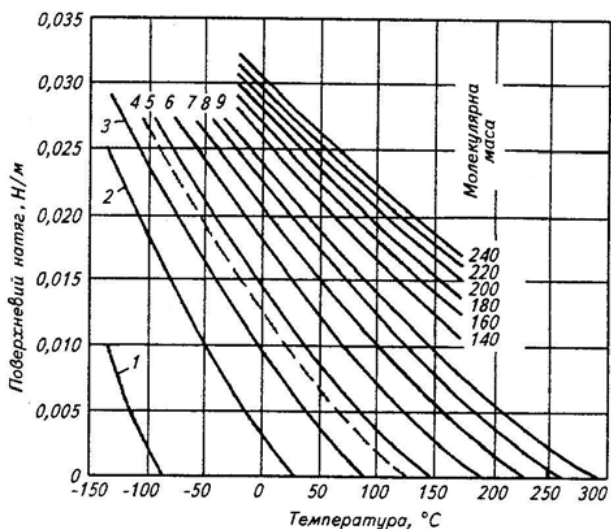


Рис. 1.31. Залежність поверхнього натягу індивідуальних вуглеводнів і нафтових фракцій різної молекулярної маси від температури: 1 – метан; 2 – етан; 3 – пропан; 4 – ізобутан; 5 – н-бутан; 6 – н-пентан; 7 – н-гексан; 8 – н-гептан; 9 – н-октан

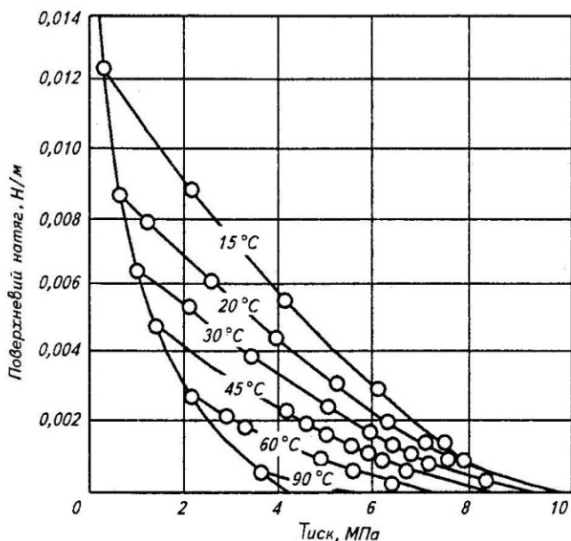


Рис. 1.32. Залежність поверхнього натягу в системі метан-пропан від тиску та температури

Коефіцієнт K' зменшується зі збільшенням вмісту ароматичних вуглеводнів у нафтовій фракції та зростає з підвищенням вмісту в них парафінових вуглеводнів. Зі збільшенням молекулярної маси нафтових фракцій коефіцієнт K' зменшується.

У табл. 1.16 наведено значення поверхневого натягу за температури 20 °С для деяких речовин (Н/м).

Поверхневий натяг нафтових фракцій можна розрахувати також за емпіричною формулою:

$$\sigma = \frac{681,3}{K} \cdot \left[1 - \left| \frac{T}{13,488} \right|^{1,7654} \right] \quad (1.118)$$

Таблиця 1.16

Значення поверхневого натягу компонентів і товарних продуктів

Найменування продукту	Значення	Найменування продукту	Значення
Гексан	0,0184	Етиловий спирт	0,0220
Октан	0,0218	Бензин:	
Гексен	0,0249	авіаційний	0,0205
Циклогексан	0,0280	автомобільний	0,0216
Бензол	0,0289	Лігроїн	0,0237
Толуол	0,0284	Гас	0,0266
Нафталін (127 °С)	0,0280	Дизельне паливо	0,0308

Речовини, що розчиняються в рідині, можуть змінювати її початковий поверхневий натяг. Речовини, додавання яких до рідини зменшує її поверхневий натяг, називаються **поверхнево активними**.

Поверхневий натяг нафти і нафтопродуктів залежить від кількості присутніх у них поверхнево активних компонентів (смолистих компонентів, нафтоєвих та інших органічних кислот тощо). Нафтопродукти із низьким вмістом поверхнево активних компонентів мають найбільше значення поверхневого натягу на межі розділення з водою, а з високим – найменше. Тому очищені нафтопродукти мають високий поверхневий натяг на межі розділення з водою.

Зменшення поверхневого натягу пояснюється явищем адсорбції ПАР на межі розділення фаз. Зі збільшенням концентра-

ції ПАР поверхневий натяг рідини спочатку інтенсивно зменшується, а потім стабілізується, що свідчить про повне насичення поверхневого шару молекулами ПАР. До ПАР, що різко змінюють величину поверхневого натягу нафт і нафтопродуктів, належать спирти, феноли, смоли, асфальтени, нафтеніві та інші органічні кислоти.

З поверхневими силами на межі розділення твердої та рідкої фаз пов'язані явища змочування і капілярні явища, на яких ґрунтуються процеси міграції нафти у пластах, піднімання газу та оливи по гнотах ламп і маслянок тощо.

Для експериментального визначення поверхневого натягу нафт і нафтопродуктів використовують багато різних методів, що детально описані у спеціальній літературі. Тому ми зупинимось коротко лише на деяких.

Метод відриву кільця ґрунтується на прямому вимірюванні величини зусилля, необхідного для відриву стандартного кільця від поверхні поділу двох фаз. За капілярного методу вимірюють висоту піднімання рідини у капілярній трубці. Точнішим різновидом капілярного методу є метод висячої краплі, що ґрунтується на вимірюванні маси краплі рідини, що відривається від каліброваного отвору капіляра.

Найпоширенішим і найзручнішим методом вимірювання поверхневого натягу є метод найбільшого тиску бульбашок або краплин рідини. Такий метод ґрунтується на тому, що у разі витискання бульбашок повітря або краплин рідини з вузького капіляра в іншу рідину поверхневий натяг на межі поділу з тією рідиною, в яку випускають краплину, пропорційний найбільшому тиску, що необхідний для витискання краплини.

Поверхневий натяг σ входить у вираз для парахору P – величини, що зв'язує молекулярну масу M вуглеводнів і їх густину у рідкій ρ_p і паровій ρ_n фазах:

$$P = \frac{M}{\rho_p - \rho_n} \cdot \sigma^{1/4}. \quad (1.119)$$

Парахор вуглеводнів залежить від структури їх молекул: зі збільшенням кількості бокових ланцюгів, подвійних зв'язків, ароматичних і нафтоєвих циклів величина парахору зменшується.

За однакової температури кипіння вуглеводнів парахор зменшується в такому порядку: алкани – алкени – циклоалкани – арени.

1.11. Оптичні властивості

До оптичних властивостей нафти і нафтопродуктів належать колір, коефіцієнт заломлення, питома рефракція, оптична густина та активність. Усі ці показники залежать від хімічної природи речовини. Тому оптичні властивості нафтопродуктів певним способом характеризують їх хімічний склад.

1.11.1. Колір

Колір нафти та нафтопродуктам надають асфальтено-смолисті речовини, продукти окиснення вуглеводнів і деякі ненасичені та ароматичні вуглеводні. За кольором, наприклад, сирій нафти формулюють висновок про відносний вміст у її складі асфальтено-смолистих сполук. Зазвичай чим важчий нафтопродукт, тим він темніший. Колір нафтопродукту – надійний показник рівня його очищення від смолистих домішок, що є одним з показників якості товарних олив.

Пропускаючи нафту або нафтопродукти через шар відбілювальної глини, можна досягти повного їх знебарвлення. Висвітлення нафти у природних умовах відбувається під час її міграції з глибоких надр землі у верхні горизонти через шари глин. Це підтверджується знаходженням смолисто-органічних сполук у глинистих пластах. Для визначення кольору користуються приладами, що називаються колориметрами (для світлих нафтопродуктів – ЦНТ і КНС-1; для нафтових парафінів – КНС-2). Визначення кольору нафтопродукту полягає в порівнянні його кольору з еталонами.

1.11.2. Показник заломлення

Показник заломлення (рефракції) характеризує поворот променя світла у шарі нафтопродукту відносно кута його падіння, тобто

$$n_D^{20} = \frac{\sin \alpha_1}{\sin \alpha_2}, \quad (1.120)$$

де α_1 і α_2 – кут падаючого променя і кут променя, що проходить через шар нафтопродукту; n_D^{20} – показник заломлення.

За показником заломлення наближено можна робити висновок про груповий вуглеводневий склад нафтопродуктів, а в поєднанні з густиною і молекулярною масою розрахувати структурно-груповий склад нафтових фракцій. Показником заломлення нафтопродуктів широко користуються у науково-дослідних і заводських лабораторіях. Для нафтопродуктів показник заломлення визначають під час проходження світлового променя з повітря в нафтопродукт, тому він завжди більший від 1.

Що більша густина нафтопродукту, то більший його показник заломлення. За однакової кількості вуглецевих атомів у молекулі показник заломлення зростає в такій послідовності: алкани – алкени – циклоалкани – арени (рис. 1.33). За однакової кількості вуглецевих і водневих атомів у молекулі показник заломлення циклічних вуглеводнів вищий від аліфатичних. Отже, показник заломлення залежить від хімічного складу нафтопродуктів. Крім того, він залежить від температури навколишнього середовища. За підвищення температури нафтопродукту на 1 °С його показник заломлення знижується на 0,0004:

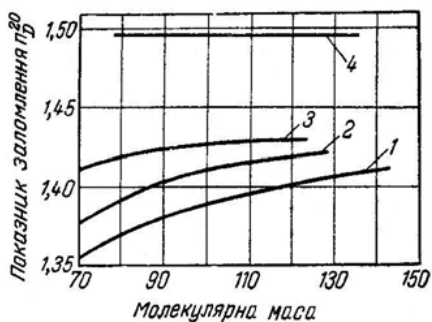
$$n_D' = n_D^{20} - 0,0004 \cdot (t - 20). \quad (1.121)$$

Показник заломлення суміші вуглеводнів або нафтових фракцій визначають за правилом адитивності:

$$n_{D(\text{сум})}^{20} = n_{D(1)}^{20} \cdot x_1' + n_{D(2)}^{20} \cdot x_2' + \dots + n_{D(m)}^{20} \cdot x_m', \quad (1.122)$$

де x_i' – вміст компоненту в суміші, мольна частка; n_{Di}^{20} – показник заломлення компоненту.

Рис. 1.33. Залежність показника заломлення вуглеводнів від їх молекулярної маси:
 1 – парафінові;
 2 – олефінові;
 3 – нафтонові;
 4 – ароматичні



У табл. 1.17 наведені значення густини і показника заломлення деяких вуглеводнів.

Таблиця 1.17

Густина та показник заломлення деяких вуглеводнів

Вуглеводень	Густина, кг/м ³	Показник заломлення
н-Гексан	659,4	1,3749
2,2-Диметилбутан	649,2	1,3688
Гексен-1	673,2	1,3879
Метилциклопентан	748,6	1,4098
Циклогексан	778,6	1,4262
Бензол	879,0	1,5011
Толуол	867,0	1,4969
о-Ксилол	880,2	1,5055

Адитивність властивостей широко використовують для аналізу нафтопродуктів. Прикладом може бути метод визначення відносного вмісту ароматичних вуглеводнів у вузьких фракціях бензину. Для цього знаходять показник заломлення вузької нафтової фракції до n_1 і після вилучення з неї ароматичних вуглеводнів n_2 . За відомим приростом коефіцієнта заломлення нафтової фракції b від додавання до неї 1 % ароматичних вуглеводнів вираховують вміст ароматичних вуглеводнів A за формулою

$$A = \frac{n_2 - n_1}{b}. \quad (1.123)$$

Найбільшу величину показник заломлення має для променів з найменшою довжиною хвилі, а найменшу – для променів з найбільшою довжиною хвилі. На цій різниці в заломленні променів, що мають різну довжину хвилі, ґрунтується явище дисперсії (розсіювання) світла. Дисперсія, характерна для цієї речовини, визначається різницею показників заломлення двох променів з певною довжиною хвилі $n_{\lambda 1} - n_{\lambda 2}$.

Відношення дисперсії нафтопродукту до його густини є питомою дисперсією

$$\sigma = \frac{n_{\lambda 1} - n_{\lambda 2}}{\rho} \cdot 10^4, \quad (1.124)$$

де $n_{\lambda 1}$ і $n_{\lambda 2}$ – показники заломлення нафтопродукту для променів відповідно фіолетового (водень) і червоного (водень) частин спектра; ρ – густина нафтопродукту, визначена за тої самої температури, що й показник заломлення.

Питома дисперсія нафтопродуктів відображає залежність між їх хімічним складом і показником заломлення. Встановлено, що питома дисперсія насичених вуглеводнів (алканів і циклоалканів) лежить у межах 149–158, аренів – у межах 300–500. Цю різницю широко застосовують у хімії нафти для визначення групового складу нафтових фракцій.

1.11.3. Питома рефракція

Питома рефракція (R) – це показник, що пов’язує коефіцієнт заломлення з густиною ρ досліджуваного нафтопродукту

$$R = \frac{(n_D^{20})^2 - 1}{(n_D^{20})^2 + 2} \cdot \frac{1}{\rho_4^{20}}, \quad (1.120)$$

де n_D^{20} – показник заломлення для променя жовтої частини спектра (лінія натрієвого полум’я); ρ_4^{20} – відносна густина нафтопродукту.

Питому рефракцію застосовують під час визначення структурно-групового вуглеводневого складу олив. Питому рефракцію покладено в основу, так званого, методу «кільцевого аналізу» нафтових фракцій, що розробили Флюггер і Ватерман.

Порівнюючи питому рефракцію вуглеводнів різних рядів (рис. 1.34), можемо зробити висновок, що для нафтових вуглеводнів вона менша, ніж для парафінових. Найвищу питому рефракцію мають ароматичні вуглеводні. Питома рефракція сумішей – це середньоарифметична величина з питомих рефракцій складових суміші компонентів.

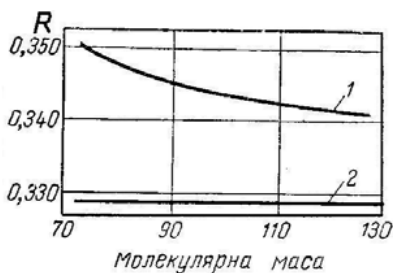


Рис. 1.34. Залежність питомої рефракції вуглеводнів від молекулярної маси:
1 – алкани;
2 – циклоалкани

Помноживши питому рефракцію на молекулярну масу, одержимо мольну рефракцію:

$$R_M = \frac{(n_D^{20})^2 - 1}{(n_D^{20})^2 + 2} \cdot \frac{M}{\rho_4^{20}} \quad (1.125)$$

Мольна рефракція адитивна для сумішей індивідуальних вуглеводнів, а в поєднанні з такими характеристиками, як паражор, дані спектрального аналізу, вона дає можливість докладніше вивчати вуглеводневий склад нафтових фракцій і будови окремих індивідуальних сполук нафти. Зокрема встановлено, що збільшення довжини молекули алкану на одну CH_2 групу збільшує мольну рефракцію на 4,6 од.

1.11.4. Оптична активність

Оптична активність – це властивість нафтопродуктів повертати навколо осі площину променя поляризованого світла (переважно праворуч). Природа цього явища відома не до кінця, однак більшість вчених вважають, що воно пов'язане з присутністю у нафтах поліциклічних нафтенів і аренів. За зменшенням оптичної активності вуглеводні розташовуються в ряді: поліциклічні циклоалкани, циклоалканоарени, поліциклічні арени, моноциклічні арени, алкани. Вимірюють кут обертання за допомогою **поляриметрів**.

1.12. Електричні властивості

Електричні властивості нафтопродуктів – це явища, що відбуваються в них під дією електричного струму. До найважливіших показників, що характеризують електричні властивості нафтопродуктів, належать електропровідність, електрозбудливість, діелектрична проникність, діелектрична міцність і тангенс кута діелектричних втрат.

1.12.1. Електропровідність

Електропровідність – це величина, обернена до електричного опору. Чисті нафтопродукти – погані провідники електричного струму, тому їх часто використовують як електроізолювальні матеріали для кабелів, трансформаторів тощо. Електропровідність рідких нафтопродуктів залежить від вмісту вологи, сторонніх домішок, а також від температури. Чисті вуглеводні та сухі нафтопродукти мають електропровідність від $2 \cdot 10^{-10}$ до $0,3 \cdot 10^{-18}$ (Ом·см)⁻¹. Це дає можливість застосовувати їх як ізолювальне середовище в різноманітних електричних та електронних апаратах високої напруги (трансформаторні та кабельні оливи, парафін, бітум).

1.12.2. Електрозбудливість

Електрозбудливість нафтопродуктів пов'язана з їх здатністю утримувати електричний заряд, що виникає у разі тертя під час руху. За певних умов електричні заряди можуть нагромаджуватися

у нафтопродукті (статична електрика), утворювати іскри та спричиняти займання нафтопродукту. Електричний заряд у сотні вольт появляється, наприклад, у бензині під час полоскання в ньому сухої шерсті або шовку. У разі витягання цих матеріалів з бензину між ними і бензином може проскакувати іскра, що спричинить займання нафтопродукту.

Одним із простих і перспективних методів запобігання нагромадженню статичної електрики є додавання до палив спеціальних антистатичних присадок, що одержують на основі продуктів нафтопереробки і нафтохімії. Це нафтенати хрому і кобальту, додецилбензолсульфонат хрому, а також хромові солі синтетичних жирних кислот C_{17} – C_{20} . Якість нафтопродукту з доданим антистатиком характеризується питомою електричною провідністю. Найпростішим засобом, що запобігає нагромадженню зарядів, є також заземлення резервуарів, трубопроводів тощо. Діелектрична проникність нафтопродуктів порівняно з іншими діелектриками невелика й доволі постійна (коливається в межах 2,0–2,5).

1.12.3. Діелектрична міцність

Діелектрична міцність нафтопродуктів, або їх *пробивна напруга*, – це величина найменшої напруги електричного струму, за якої між двома дисками (діаметром 25 мм) електродів, занурених у нафтопродукт на відстані 2,5 мм один від одного, проскакує електрична іскра. Цей показник дуже важливий для всіх електричних апаратів високої напруги, заповнених нафтопродуктом, оскільки він визначає їх стійку та безпечну роботу.

Пробивна напруга нафтопродуктів залежить від багатьох чинників, основними з яких є вологість, забрудненість волокнами, пилом тощо, частота струму, температура, тиск. Зі збільшенням вологості пробивна напруга різко знижується. Так, якщо для абсолютно сухої оливи вона становить 200–210 кВ/см, то за вологості оливи 0,002 % мас. пробивна напруга знижується майже вдвічі (120 кВ/см), а у разі вологості 0,01 % мас. сягає 35–40 кВ/см і потім змінюється незначно. Так само впливає забруднення волокнами або твердими частинками.

Вплив температури нафтопродукту на пробивну напругу є екстремальною: до температури 60–80 °С вона зростає (напри-

клад, для олив від 80 до 160 кВ/см), а за подальшого підвищення температури – повільно знижується (до 100 кВ/см за температури 150–160 °С).

За підвищення тиску пробивна напруга лінійно зростає. В умовах вакууму пробивна напруга оливи нижча, ніж за атмосферного тиску.

Для трансформаторних олив пробивна напруга не повинна бути нижчою від 40 кВ/см, а в кабелях з оливним наповненням – не нижче від 150 кВ/см.

1.12.4. Тангенс кута діелектричних втрат

Тангенс кута діелектричних втрат ($\operatorname{tg} \delta$) – показник, що має дуже велике значення для оцінювання ізоляційних властивостей нафтопродуктів.

Під дією електричного поля нагрівається ізоляційна олива. Затрати енергії для нагрівання діелектрика називаються діелектричними втратами. У нейтральних оливах діелектричні втрати пов'язані з електропровідністю, а в оливах з домішками полярних компонентів – і з поляризацією молекул у перемінному електричному полі. Діелектричні втрати, що виникають внаслідок поляризації молекул, характеризуються тангенсом кута діелектричних втрат ($\operatorname{tg} \delta$). Ці втрати сягають максимуму за певної в'язкості оливи і зростають з підвищенням температури. Наприклад, для трансформаторних олив $\operatorname{tg} \delta$ за температури 90 °С не повинен перевищувати 0,5, а для кабельних олив за температури 100 °С – повинен перебувати у межах 0,01–0,003.

Вивчення діелектричних властивостей олив різного групового вуглеводневого складу показало, що найстійкіші електричні параметри мають оливи, що не містять ароматичних вуглеводнів, асфальто-смолистих речовин і твердих парафінових вуглеводнів.

1.13. Розчинність і розчинювальна здатність

Розчинність однієї речовини в іншій переважно визначається Ван-дер-Ваальсовою взаємодією (притяганням) молекул, що можна звести до таких трьох видів:

1) орієнтаційне притягання, що виникає між молекулами, що мають постійні дипольні моменти;

2) індукційне притягання, що виникає між молекулами з постійними та наведеними дипольними моментами;

3) дисперсійне притягання, що виникає в результаті виникнення у разі зближення молекул періодичного збудження електронів, що призводить до тимчасового виникнення диполів. Такі диполі існують дуже короткий час, однак безперервне їх виникнення та узгоджена орієнтація є причиною постійного оновлення міжмолекулярного притягання.

Великий вплив на розчинювальну здатність має водневий зв'язок, що утворюється під впливом електростатичного притягання протону однієї молекули до аніона або електронегативного атома (наприклад, фтору, кисню, азоту, хлору) іншої молекули. Наявність водневого зв'язку призводить до асоціації молекул. Водневі зв'язки більшою мірою утворюються за зниження температури (рис. 1.35–1.36).

Бензини, наприклад, краще розчиняються у спиртах, ніж у воді. Спирти вибірково розчиняють нафтопродукти: що вища молекулярна маса спирту, то вища його розчинювальна здатність щодо нафтопродуктів. Це пояснюється тим, що вплив вуглеводневої частини молекули спирту переважає вплив гідроксильної групи. На цьому ґрунтується спосіб кількісного визначення парафіну в нафтах.

Вибірковою розчинністю за відношенням до спиртів характеризуються також смоли та асфальтени.

Полярні розчинники (фенол, фурфурол, діетиленгліколь тощо) добре розчиняють ароматичні вуглеводні й не розчиняють парафінові та нафтеніві. Що менше бокових ланцюгів у молекулі ароматичних вуглеводнів і що вони коротші, то краща їх розчинність у полярних розчинниках. Це явище покладено в основу технологічних процесів очищення нафтових фракцій та виділення ароматичних вуглеводнів.

Розчинювальна здатність нафтопродуктів щодо різних речовин неоднакова. Усі вуглеводні розчиняють незначну кількість води – від 0,003 до 0,13 % мас. за температури 40 °С. Розчинність води у нафтопродуктах зменшується з підвищенням температури їх кипіння (табл. 1.18). Для одного і того самого нафтопродукту роз-

чинність води зростає з підвищенням температури. У ненасичених і ароматичних вуглеводнях вода розчиняється значно краще, ніж у парафінових.

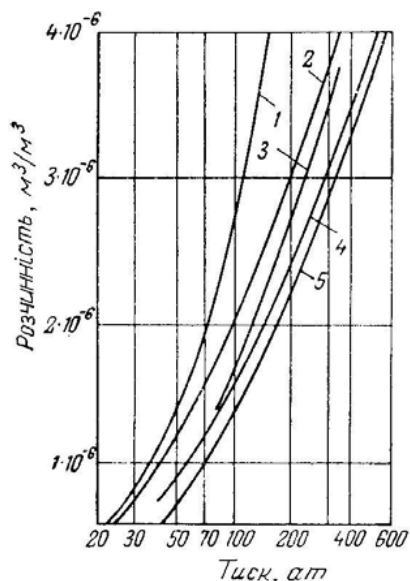


Рис. 1.35. Залежність розчинності природних газів від тиску:
 1 – у воді за 25 °С; 2 – у воді за 37,8 °С; 3 – у воді за 121,1 °С;
 4 – у розсолі за 37,8 °С;
 5 – у розсолі за 93,3 °С

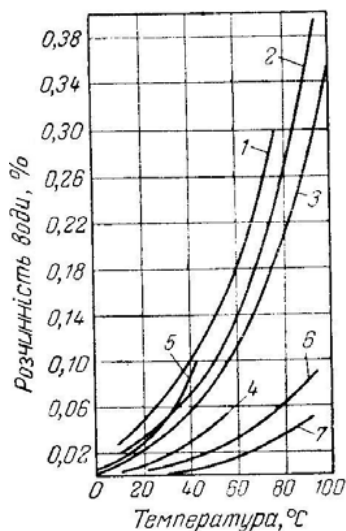


Рис. 1.36. Розчинність води в нафтопродуктах:
 1 – бензол; 2 – толуол;
 3 – ксилол; 4 – циклогексан;
 5 – бензин; 6 – гас; 7 – парафіни-
 стий оливний дистилат

За певних температур і тиску в присутності води вуглеводневі гази здатні утворювати тверді розчини – гідрати ($C_nH_{2n+2} \cdot mH_2O$). Ззовні гідрати нагадують лід або спресований сніг. Утворення гідратів у газопроводах ускладнює їх експлуатацію та може бути причиною аварій. Деякі речовини, розчинні у воді, запобігають гідратуутворенню. У промисловості для запобігання гідратуутворенню використовують метанол. З цією ж метою, а також для осушування вуглеводневих газів використовують ді- і триетиленгліколь.

Таблиця 1.18

Розчинність води в нафтопродуктах за різних температур

Найменування нафтопродукту	Розчинність води, % мас, за температур				
	10 °С	20 °С	50 °С	70 °С	95 °С
Бензин	0,004	0,007	0,030	1,000	–
Гас	0,003	0,005	0,024	0,046	0,098
Олива	0,002	0,004	0,013	1,000	0,060

У нафтах, їх дистилатах і залишках вода може бути у вигляді емульсій, різних за своєю стійкістю та вмістом води.

Утворенню стійких водонафтових емульсій сприяють частинки глини, піску. Смоли, асфальтени, солі (мила) нафтових і жирних кислот. Руйнування емульсій і звільнення нафти від води має велике практичне значення під час транспортування та переробки нафти.

Нафтопродукти є добрими розчинниками рослинних олій та жирів, причому то краще, що менше в жирах гліцеридів і оксикислот, і що більше в розчиннику ароматичних вуглеводнів. Розчинювальна здатність бензинів стосовно жирів залежить від їх фракційного і хімічного складу. Бензини, що містять нафтени та олефіни, мають більшу розчинювальну здатність, ніж бензини, що містять парафінові вуглеводні.

У легкому бензині (фракція 50–70 °С), що складається переважно з парафінових вуглеводнів, погано розчиняються оксикислоти. Цю властивість використовують для їх відділення від карбонових кислот і кількісного визначення.

Легкі парафінові вуглеводні – зріджені метан, етан, пропан – не розчиняють смолистих речовин. Це явище покладене в основу промислового процесу деасфальтизації гудрону зрідженим пропаном. Зі збільшенням молекулярної маси парафінових вуглеводнів їх розчинювальна здатність збільшується.

Нафта і нафтопродукти добре розчиняють різноманітні сірчисті сполуки – від газоподібного сірководню до елементної сірки. Здатність нафтопродуктів розчиняти сірчисті сполуки зростає зі збільшенням вмісту в них ароматичних вуглеводнів.

У нафтах і нафтопродуктах добре розчиняються вуглеводневі гази. Нафта, що добувають із земних надр, завжди містить якусь кількість розчинених газів, переважно метану і його гомологів.

Кількість їх тим більша, чим вищий тиск і нижча температура в забої свердловини. Здатність нафтопродуктів поглинати (абсорбувати) вуглеводневі гази широко використовують на нафтопромислах, а також газо- і нафтопереробних заводах для одержання газового бензину.

Добре розчиняється у нафтопродуктах хлористий водень і аміак.

1.14. Горючість та детонаційна стійкість

Властивістю бензину, що визначає характер його горіння в ДВЗ, є детонаційна стійкість. А властивістю, що визначає горіння дизельного палива, є його займистість. Як відомо, для ПРД як паливо використовують газові фракції. Горючість палива для ПРД характеризують такими фізичними властивостями як в'язкість, теплою згорання, люмінометричне числа (ЛЧ).

1.14.1. Детонаційна стійкість бензинів

Детонаційна стійкість – це здатність палива згорати в циліндрі двигуна з примусовим запалюванням без детонації. Детонація (від лат. *detono* – гриміти) є наслідком аномального горіння ППС в циліндрі ДВЗ. Нормальним вважається горіння бензину, коли від точки запалювання (свічки) фронт полум'я в циліндрі поширюється рівномірно в усі сторони по радіусах сфери з швидкістю 20–50 м/с. Під час аномального горіння одночасно з фронтом нормального горіння в об'ємі ППС, віддаленого від цього фронту, виникають численні джерела самозаймання (мікровибухи), від яких ударна хвиля поширюється з надзвуковою швидкістю – до 2500 м/с. У результаті цього явища робота двигуна супроводжується металічним стуком, що називають детонацією. Детонація спричиняє перегрівання двигуна, зниження його потужності, руйнування деталей шатунно-поршневої групи.

Причиною виникнення детонації є те, що після моменту запалювання тиск у циліндрі двигуна різко зростає. До того ж зростає парціальний тиск кисню, що сприяє інтенсивному окисненню вуглеводнів і утворенню пероксидів і гідрпероксидів – нестійких сполук. Розпадаючись, вони утворюють джерела самозаймання

у всьому об'ємі ППС. Вони і є причиною різких стрибків тиску в циліндрі ДВЗ, що супроводжуються характерними стуками.

Характер горіння палива визначають такі чинники:

- хімічний склад палива (бензину), тобто співвідношення в ньому різних груп вуглеводнів;
- випаровуваність бензину, тобто його фракційний склад (характеристичні точки – температури википання 50 і 90 % об.);
- якість ППС (коефіцієнт надлишку повітря α).

Серед вуглеводнів, що входять до складу бензинів, найбільшу здатність спричиняти детонацію мають парафінові вуглеводні нормальної будови. Алкани ізобудови та ароматичні вуглеводні, навпаки, характеризуються найвищою детонаційною стійкістю, циклоалкани та алкени займають проміжне місце.

Детонаційна стійкість ізоалканових вуглеводнів підвищується зі збільшенням кількості метильних груп у молекулі. Для аренів і циклоалканів зі збільшенням розгалуженості та зменшенням довжини бокових ланцюгів детонаційна стійкість зростає. Детонаційна стійкість алкенів збільшується з наближенням подвійного зв'язку до центра молекули, з підвищенням їх розгалуженості та із зменшенням молекулярної маси. Нормальні алкани то більше здатні спричиняти детонацію, що більшою є їх молекулярна маса.

Детонаційну стійкість палив для карбюраторних двигунів прийнято виражати ОЧ за умовно прийнятою шкалою. Як еталони для цієї шкали вибрано ізооктан і н-гептан. Антидетонаційні властивості ізооктану (2,2,4-триметилпентану) умовно оцінюють 100 балами, а н-гептану – 0. Октанове число палива (бензину) відповідає відсотковому вмісту ізооктану в суміші з н-гептаном, що за стандартних умов випробування проявляє таку саму детонаційну стійкість, як і досліджуваний бензин.

Октанове число бензинів залежить від співвідношення в них груп вуглеводнів. Саме тому зміною цього співвідношення підбирають потрібне ОЧ, що перебуває в безпосередній залежності особливостей роботи і параметрів двигуна. Зокрема, що більшими є стискування і діаметр циліндрів двигуна, то вищим повинно бути ОЧ використовуваного бензину.

Для підвищення детонаційної стійкості бензинів до них додають добавки, що запобігають утворенню пероксидних сполук. Їх називають антидетонаторами.

Існує кілька стандартних методів визначення детонаційної стійкості бензинів – моторний (ОЧМ), дослідний (ОЧД), температурний та дорожній, а також метод визначення сортності бензинів.

Моторний і дослідний методи визначення ОЧ полягають у порівнянні детонаційної стійкості бензину з детонаційною стійкістю еталонної суміші за допомогою підбору співвідношення в ній ізооктану та н-гептану.

Октанове число на установках визначається двома методами: моторним (згідно з вимогами ГОСТ 511-2015 «Топливо для двигателів. Моторный метод определения октанового числа») і дослідним (згідно з ГОСТ 8226-2015 «Топливо для двигателів. Исследовательский метод определения октанового числа»).

Визначають ОЧ моторним методом за умов, значно жорсткіших, ніж дослідним методом (табл. 1.19).

Таблиця 1.19

Режим роботи двигуна під час визначення октанового числа карбюраторних палив різними методами

Найменування показника	Метод випробування для палива, що випробовують		
	Моторний	Дослідний	температурний
	Авіаційні та автомобільні бензини	Автомобільні бензини	Авіаційні бензини
Кількість обертів за хвилину	900	600	1200
Температура, °С робочої суміші оливи в картері охолоджувальної рідини	149	Не контролюється	104,5
	58	58	66
	100	100	190,5
Кут випередження запалювання до верхньої мертвої точки, град	26 (за ступеня стискування 5) Перемінний	13 для всіх ступенів стискування постійний	35 для всіх ступенів стискування постійний

Тому ОЧ, визначене моторним методом – ОЧМ, відповідає роботі двигуна з підвищеним навантаженням (заміський режим

з великими навантаженнями), а ОЧ, визначене дослідним методом – ОЧД, відповідає порівняно м'яким умовам роботи двигуна (міський режим з невеликими навантаженнями). Октанове число, визначене дослідним методом завжди вище, ніж за моторним. Різницю ОЧ бензину, визначених дослідним і моторним методами називають **чутливістю бензину** (до методу випробовування), що становить від 1–2 до 8–12 одиниць залежно від хімічного складу бензинів.

Метод детонаційних випробовувань повнорозмірних серійних двигунів у стендових та дорожніх умовах є значно складнішим, ніж методи, описані вище. Він призначений для кваліфікаційної оцінки двигунів. За результатами цього методу будують графіки залежності ОЧ бензинів від найважливіших параметрів їх роботи – кута випередження запалювання, частоти обертання колінчастого вала, потужності двигуна тощо.

Важливим показником детонаційної стійкості авіаційних бензинів є **сортність** на багатій суміші. Сортність палива числово дорівнює сортності такого еталонного палива, що під час випробування на одноциліндровому двигуні за стандартних умов й режиму початкової детонації має однакове з досліджуванним паливом значення середнього індикаторного тиску. Метод визначення сортності на багатій суміші призначений тільки для авіаційних бензинів. Він полягає в порівнянні потужності стандартного ДВЗ під час роботи на досліджуваному та еталонному паливах. Як еталонне паливо застосовують суміш ізооктану з н-гептаном (для низьких потужностей) або ізооктану з тетраетилсвинцем (для підвищених потужностей). Дослідження проводять за ГОСТ 3338-2015 «Бензины авиационные. Метод определения сортности на богатой смеси» на стандартній установці ИТ-9-1 з одноциліндровим карбюраторним ДВЗ. Сортність бензинів перебуває у межах 90–160 од. Вона показує, на скільки відсотків може підвищитися потужність двигуна під час роботи на цьому паливі порівняно з роботою на чистому ізооктані. Що вища сортність палива, то вища його детонаційна стійкість на багатій суміші в умовах роботи авіаційного двигуна. Високооктанові авіаційні бензини переважно маркують дробовими числами, чисельник яких означає ОЧ під час роботи на бідній суміші, а знаменник – сортність під час роботи на багатій суміші.

Відомі аналітичні методи визначення ОЧ бензинів, що використовують його залежність від групового хімічного складу.

Наприклад, для прямогонних бензинів із кінцем кипіння до 200 °С запропоновано формулу

$$\begin{aligned} \text{ОЧ}_{\text{мм}} &= 100A_p + 70Ц + 50I_a - 12H_a = 39,8 + 39A_p = \\ &= 31,7 + 49Ц = 75,9 + 51I_a \end{aligned} \quad (1.126)$$

де A_p , $Ц$, I_a , H_a – масові частки, відповідно, аренів, циклоalkanів, ізоalkanів та n-alkanів у бензині.

Октанове число також можна визначити за емпіричною формулою

$$\begin{aligned} \text{ОЧ} &= 1020,7 - 64,86 \cdot \\ &\cdot \left[4 \cdot \lg \left[\frac{141,5}{\rho_{15}^{15}} - 131,5 \right] + 2 \cdot \lg(1,8 \cdot t_{10\%} + 32) + 1,3 \cdot \lg(1,8 \cdot t_{90\%} + 32) \right] \end{aligned} \quad (1.127)$$

де $t_{10\%}$, $t_{90\%}$ – температура википання, відповідно, 10 і 90 % бензину.

Перевагою розрахункових методів є те, що вони не вимагають наявності для аналізу великої кількості бензину, що особливо важливо для проведення лабораторних дослідних робіт. Недоліком цих методів є достатньо висока похибка, що може сягати 10 і більше відсотків.

Октанове число бензинів можна підвищити додаванням високооктанових компонентів і антидетонаторів.

1.14.2. Займистість дизельних палив

Дизельне паливо, на відміну від карбюраторного, вводиться в циліндр двигуна не в пароподібному, а у краплинно-рідинному стані. Спочатку в циліндр подається повітря, стискається поршнем до тиску в двигунах без наддуву 5–6 МПа, а у разі наддуву 7–10 МПа, в результаті чого температура стисненого повітря підвищується до 500–700 °С, потім впорскується паливо. Випаровуючись за таких умов, паливо інтенсивно окиснюється та самозаймається. Що менший індукційний період, тобто час від моменту

впорскування до самозаймання (затримка самозаймання) палива, що плавніше відбувається згорання, то вищою вважається якість дизельного палива. Характер самозаймання палив у дизельних двигунах виражають ЦЧ і дизельним (цетановим) індексом.

Цетанове число показує процентний вміст цетану (н-гексадекану) в суміші з α -метилнафталіном, самозаймистість якої у стандартному двигуні еквівалентна самозаймистості в таких самих умовах досліджуваного палива. Цетанове число цетану умовно прийнято за 100, а α -метилнафталіну – за нуль.

Цетанове число залежить від співвідношення Н:С в молекулі вуглеводню (що воно більше, то вище ЦЧ) і будови молекул. Для різних груп вуглеводнів ЦЧ зменшується в ряді: нормальні алкани – ізоалкани – циклоалкани – ароматичні вуглеводні. Найвище ЦЧ мають алкани, причому зі збільшенням їх молекулярної маси і температури кипіння воно підвищується, а в міру розгалуженості ланцюга – зменшується. Найнижчі ЦЧ мають ароматичні вуглеводні, в яких немає бокових ланцюгів. Арени з боковими ланцюгами мають вищі ЦЧ то більші, що довший боковий парафіновий ланцюг. Ненасичені вуглеводні характеризуються нижчими ЦЧ, однак деякі з них, наприклад цетен, є винятком, ніж відповідні їм за будовою парафінові вуглеводні, а циклоалкани мають невисокі ЦЧ, але більші, ніж ароматичні вуглеводні.

Вплив ЦЧ на роботу дизельного двигуна полягає в тому, що у разі низького ЦЧ палива виникає значна затримка самозаймання, що в результаті спричиняє скорочення тривалості на згорання і неповного згорання палива (наслідок – зниження потужності). За високого ЦЧ спостерігається неповне згорання, що супроводжується зниженням потужності двигуна, оскільки паливо спалахує занадто швидко і горить відразу біля форсунки. Водночас решта палива, що подається через форсунку, попадає не в повітря, а в продукти згорання (наслідок – нерівномірність згорання палива в об'ємі циліндра). З огляду на це оптимальним ЦЧ є 45–55.

Цетанове число можна визначити трьома методами:

- 1) за критичним ступенем стискування;
- 2) за періодом затримки займання;
- 3) за збігом спалахів.

Найпростіший із них є метод збігу спалахів (ГОСТ 3122 «Топлива дизельные. Метод определения цетанового числа»). Ви-

пробують на одноциліндровій установці ИТ-9-3М, оснащених двигуном з дизельною головкою. Метод полягає у підборі суміші з двох еталонів (цетану та α -метилнафталіну у різних співвідношеннях), що має таку саму займистість, як і досліджуване дизельне паливо. Як еталон використовують гексадекан (цетан) і α -метилнафталін, ЦЧ яких 100 і 0 відповідно. Цетанове число палива числово дорівнює відсотку вмісту цетану за об'ємом у такій суміші з α -метилнафталіном, що у стандартних умовах випробувань рівноцінна за займистістю випробовуваному паливу.

Складність і трудомісткість моторного методу оцінювання займистості дизельних палив змусила дослідників шукати простіші розрахункові способи оцінки займистості. В основу цих методів закладена залежність ЦЧ від групового хімічного складу дизельного палива, або величин, від нього залежних. Наприклад, для розрахунку ЦЧ можна користуватися такими формулами:

$$\text{ЦЧ} = 0,85A + 0,1\text{Ц}_a - 0,2A_p, \quad (1.128)$$

де A , Ц_a , A_p – вміст, відповідно, алканових, циклоалканових та ароматичних вуглеводнів, % мас., або за їх густиною ρ_4^{20} і кінематичною в'язкістю ν_{20} :

$$\text{ЦЧ} = (\nu_{20} + 17,8) \cdot \frac{1,5879}{\rho_4^{20}}. \quad (1.129)$$

або за аніліновою точкою:

$$\text{ЦЧ} = t_a - 15,5. \quad (1.130)$$

де t_a – анілінова точка досліджуваного палива, °С.

Зв'язок між ЦЧ і ДІ індексом показано на рис. 1.37. Значення цих параметрів збігаються при ДІ = ЦЧ = 45. За більших значень ЦЧ ДІ > ЦЧ, а за менших – ДІ < ЦЧ.

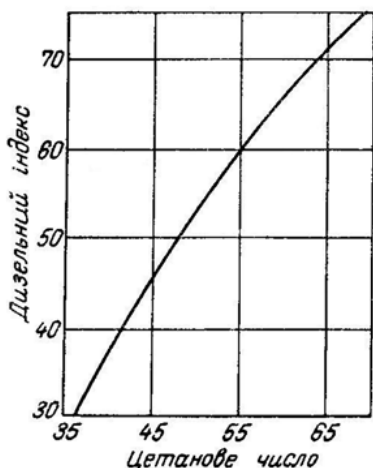


Рис. 1.37. Залежність між цетановим числом і дизельним індексом

ЦЧ підвищується на 16–20 пунктів.

Визначають ДІ за допомогою розрахунків залежно від параметрів, що відображають груповий хімічний склад палива

$$ДІ = \frac{(1,8 \cdot t_a + 32) \cdot (141,5 - 131,5 \cdot \rho_{15}^{15})}{100 \cdot \rho_{15}^{15}}, \quad (1.131)$$

де t_a – анілінова точка досліджуваного палива, °С; ρ_{15}^{15} – відносна густина палива.

За цими формулами можна лише наближено розрахувати ЦЧ. Їх не можна застосувати для палив з додатками, що підвищують ЦЧ, а також для палив, до складу яких входять бензинові фракції.

1.15. Висота некіптявого полум'я

Цей показник нормується і визначається для авіаційних та освітлювальних гасів, для яких утворення нагарів має вагоме значення. Повне згорання нафтопродуктів без кіптяви залежить від декількох чинників, основним з яких є їх хімічний склад. Що більший вміст у паливі ароматичних вуглеводнів, здатних до нагаро-

У практиці нерідко бувають випадки, коли хімічний склад дизельних палив не забезпечує норми за ЦЧ – не менше як 45 (недостатній вміст алканів або дуже високий вміст аренів). Для його підвищення до дизельних палив додають спеціальні добавки – алкілнітрати, гідропероксида та інші сполуки, що прискорюють процес передполум'яного окиснення палива і таким чином полегшують його займання. У разі додавання 1,5–2,0 % об. таких добавок

утворення під час згорання, то гірше відбувається горіння і то нижчим є показник «висота некіптявого полум'я» (ВНП).

Висоту некіптявого полум'я для газів різного призначення визначають за стандартною методикою. Вона полягає у візуальному вимірюванні максимальної висоти полум'я, яку можна досягти без утворення кіптяви за час згорання досліджуваного газу в лампі спеціальної конструкції. Контрольні вимірювання проводять на суміші толуол – ізооктан, залежність полум'я, що не дає кіптяви, для якої є відомою. Для різних марок палив для ПРД і газу ВНП звичайно становить 20–35 мм.

1.16. Коксівність

Коксівність – це показник, що характеризує коксоутворювальні (коксогенні) властивості нафтопродуктів (важких газойлів, мазутів, гудронів) під час їх нагрівання без доступу повітря за високих температур (500–520 °С). Коксівність – це технологічна характеристика, за якою оцінюють можливість коксоутворення під час термічних процесів переробки нафти (термічний крекінг, коксування), або відкладення коксу на поверхні каталізаторів (каталітичний крекінг, гідрокрекінг). Визначають коксівність (за Конрадсоном) прожарюванням наважки нафтопродукту в стандартному тиглі за стандартних умов. Коксівність розраховують як відношення кількості утвореного коксу до маси вихідної наважки нафтопродукту.

1.17. Фільтрованість

Усі види палив для сучасних ДВЗ перед тим, як надійти у паливну апаратуру (насоси, форсунки, карбюратор), фільтруються. Стабільна та нормальна робота двигунів залежить від того, наскільки довго працює фільтрувальний елемент паливного фільтра до його забивання. Паливні фільтри забиваються різноманітними домішками, що можуть міститися в паливах (крапельна волога, солі органічних кислот, частинки окалини, каталізаторний пил тощо).

Для оцінювання якості палива з погляду цієї важливої властивості визначають коефіцієнт його фільтрованості K_f за стандартною методикою. Метод ґрунтується на вимірюванні часу прохо-

дження певного об'єму досліджуваного палива через стандартний паперовий фільтр. Значення K_{Φ} перебувають у межах 1,5–3,5 за норми для більшості дизельних палив $K_{\Phi} < 3$.

1.18. Корозійна активність

Корозійність моторного палива – властивість спричиняти корозію металевих поверхонь, з якими воно контактує (засоби транспортування, зберігання і перекачування, деталі паливної системи тощо), характеризується корозійною активністю (швидкістю взаємодії).

Корозія металів, що контактують із паливами, може мати чітко хімічний або електрохімічний характер. Вуглеводні, що входять до складу бензинів, не чинять корозійного впливу на метали та сплави.

Корозійна агресивність палив зумовлюється наявністю неуглеводневих домішок і передусім сірчистих і кисневмісних сполук, а також водорозчинних кислот і лугів.

Під час використання бензинів може виникнути руйнування металічних поверхонь під дією хімічних або електрохімічних процесів. Корозія резервуарів, цистерн, паливних баків, трубопроводних магістралей, вузлів і агрегатів системи паливоживлення двигуна відбувається за наявності у складі палива корозійно-агресивних сполук, таких як водорозчинні (мінеральні) кислоти і луги, а також вода (рис. 1.38).

Корозійну агресивність палив визначають за допомогою випробувань на мідній пластинці (корозію мідної пластинки викликають в основному сполуки сірки). Усі сірчисті сполуки, що містяться у складі палив, за корозійним впливом на метали в умовах звичайних температур поділяють на сполуки «активної сірки» і сполуки «неактивної сірки».

До першої групи належать сірководень, вільна сірка та меркаптани, тобто ті сполуки, що можуть вступати у хімічну взаємодію з металами за звичайних температур зберігання та застосування. Інші сполуки сірки належать до другої групи. Проба на мідну пластинку досить чутлива для оцінювання вмісту у бензинах сірководню та вільної сірки.

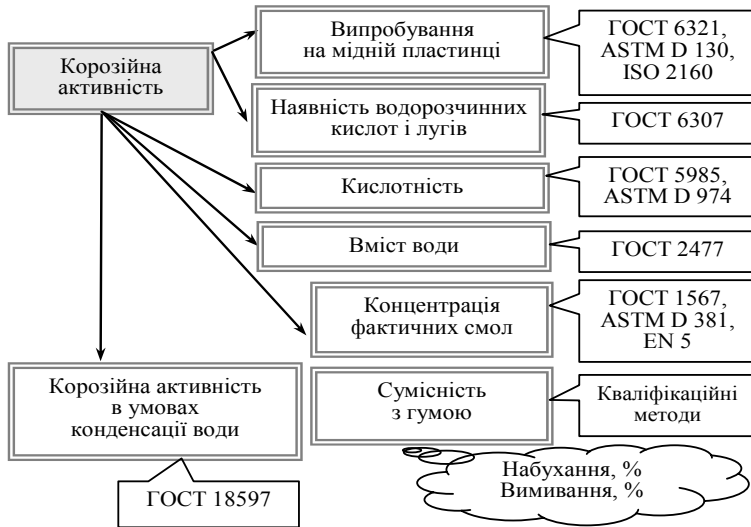


Рис. 1.38. Взаємозв'язок корозійної активності та сумісності конструкційних матеріалів з параметрами якості бензинів

Випробування виконують відповідно до ГОСТ 6321 «Топливо для двигателів. Метод испытання на медной пластинке».

Суть методу полягає у витримуванні мідної пластинки у паливі за підвищеної температури й фіксуванні зміни її зовнішнього вигляду, що характеризує корозійну дію палива.

Підготовлену мідну пластинку занурюють у певну кількість зразка, нагрівають і витримують за стандартної температури протягом часу, встановленого для випробуваного матеріалу. Після закінчення цього часу пластинку виймають, промивають і порівнюють з еталонами ступеня корозії.

Еталони для визначення ступеня корозії являють собою кольорові репродукції пластинок з різним ступенем збільшення потьмяніння і корозії, видруковані на алюмінієвій фользі (4 ступені корозії) (табл. 1.20).

Таблиця 1.20

Класифікація еталонів для визначення ступеня корозії

Класифікація	Ступінь корозії	Колір еталонів
Свіжо відшліфована пластинка	—	Свіжо відшліфована пластинка, що включена в набір еталонів для можливості порівняння
1	Незначне потускніння	Світло-оранжевий, майже такого ж кольору, як і свіжо відшліфована пластинка Темно-оранжевий
2	Помірне потускніння	Темно-червоний Білолиловий Багатокольоровий; лилувато-синій (і/або), темно-червоний зі срібним нальотом Сріблястий Латунно-жовтий або золотистий
Класифікація	Ступінь корозії	Колір еталонів
3	Сильне потускніння	Пурпурно-червоний, нанесений на пластинку латунно-жовтого кольору Багатокольоровий з червоним або зеленим відтінком (переливчастий), але не сірий
4	Корозія	Прозоро-чорний, темно-сірий або коричневий з ледь помітним переливчато-зеленим відтінком Колір графіту чи тьмяно-чорний Блискучо-чорний

Відтворити зовнішній вигляд еталону після проведення випробування навіть за наявності зразка нафтопродукту, що не має корозійних властивостей, неможливо.

Для зберігання еталони корозії поміщають у пластмасовий футляр у формі диска. Вказівки щодо застосування еталонів корозії наведено на зворотному боці кожного диска.

Еталони, поміщені у пластмасовий захисний футляр, мають бути захищені від світла, щоб уникнути вицвітання.

Перевірка на вицвітання виконується порівнянням двох пластинок, одна з яких зовсім не піддавалася впливу світла (нова). Обидві пластинки потрібно розглядати при розсіяному денному світлі (або аналогічному) спочатку з точки, розміщеної безпосередньо над ними, а потім під кутом 45°.

Якщо спостерігається вицвітання, зокрема біля лівого краю пластинки, то диск бракують.

Верхню кольорову частину пластинки покривають 20-міліметровою непрозорою стрічкою (маскувальною). Через певні періоди часу стрічку видаляють і перевіряють, чи не вицвіла незахищена частина пластинки. Вицвілу пластинку-еталон рекомендується замінити. Пластмасовий футляр із глибокими подряпинами на поверхні також підлягає заміні.

Корозійну активність зразка виражають залежно від зовнішнього вигляду досліджуваної пластинки, що збігається з одним з еталонів корозії. Якщо зовнішній вигляд пластинки займає явно проміжне положення між двома сусідніми еталонами, то зразок відповідатиме еталону з більшим ступенем помутніння. Якщо пластинка має більш темний помаранчевий колір, ніж еталон класу 1б, вона все ж відповідатиме класу 1, але за наявності явного червоного кольору пластинка належатиме до класу 2.

Темно-червона пластинка класу 2 може бути помилково сприйнята як пурпурово-червоний колір, нанесений на латунну жовту пластинку класу 3, якщо латунно-жовтий фон пластинки повністю заглушений пурпурово-червоним кольором.

Щоб установити їх відмінність, пластинки занурюють у розчинник. Перша з них набуває темно-оранжевого кольору, а друга залишається без зміни.

Щоб установити різницю між кольоровими пластинками класів 2 і 3, пластинку поміщають для контролю в другу пробірку. Якщо пластинка належить до класу 2, вона стане сріблястою, а потім золотистою кольору. Якщо ж пластинка відповідає класу 3, вона стає прозоро-чорного кольору відповідно до класу 4.

Випробування повторюють, якщо на пластинці виявляють поверхневі вади, такі як відбитки пальців або плями від потрапляння сторонніх частинок або крапель води під час оброблення пластинки.

Випробування повторюють також у випадку, якщо зміна забарвлення гострих країв плоских поверхонь пластинки відповідає більш високим ступеням корозії, ніж забарвлення більшої частини поверхні пластинки.

1.19. Кислотність

Кислотність палив – це показник, що показує вміст у них органічних кислот. Вимірюється кількістю лугу, витраченого на їх нейтралізацію. Кислотність для світлих нафтопродуктів (у тому числі моторних палив) вимірюється в мг КОН на 100 мл. Для моторних олив і мастил визначають кислотне число (кг КОН на 1 г). Вміст органічних кислот в нафтопродуктах визначають їх титруванням розчином гідроксиду калію у присутності індикатора. Кислотність або кислотне число нормуються для всіх типів товарних палив і олив, оскільки визначають їх корозійні властивості під час зберігання, перекачування та використання в ДВЗ.

Питання для самостійної роботи

1. Що таке густина палива? Як визначити цей показник? Охарактеризуйте вплив густини на експлуатаційні властивості палив.
2. Що таке фракційний склад палива? Які основні експлуатаційні точки кипіння бензинів, дизельних палив і палив для повітряно-реактивних двигунів?
3. Охарактеризуйте експлуатаційний зміст фракційного складу палива.
4. Що таке молекулярна маса нафтопродукту? Як її визначити? Що вона характеризує?
5. Що таке тиск насиченої пари? Як цей показник впливає на експлуатаційні властивості палив?
6. Як визначають тиск насиченої пари?
7. Охарактеризуйте теплофізичні властивості нафтопродуктів. Що таке питома теплоємність, теплота випаровування, ентальпія, теплопровідність, теплота згорання?
8. Як визначити теплоту згорання палива?
9. Як впливає на пожежну безпеку значення температури спалаху, займання, самозаймання?

10. Охарактеризуйте низькотемпературні властивості палив. Що таке температура помутніння, температура початку кристалізації, гранична температура фільтрованості, температура застигання?

11. Як визначають граничну температуру фільтрованості? Охарактеризуйте взаємозв'язок показника температури фільтрованості з експлуатаційними властивостями палива.

12. Як визначають температуру початку кристалізації? Охарактеризуйте взаємозв'язок показника Охарактеризуйте взаємозв'язок показника температури початку кристалізації з експлуатаційними властивостями палива.

13. Що таке електропровідність, електроробудливість, діелектрична міцність, тангенс кута діелектричних втрат? Охарактеризуйте електричні властивості моторних палив.

14. Як визначають електричні властивості палив?

15. Що таке детонаційна стійкість бензинів? Як визначити детонаційна стійкість бензинів?

16. Що таке октанове число? Як охарактеризувати детонаційну стійкість бензинів?

17. Що таке цетанове число? Як охарактеризувати займістість дизельних палив? Як визначити цетанове число?

18. Що таке експлуатаційні показники палив? Охарактеризуйте фільтрованість, висоту некіптявого полум'я. Які експлуатаційні властивості палив Ви знаєте?

19. Що таке оптичні властивості нафтопродуктів. Як визначають колір, показник заломлення, питому рефракцію, оптична активність палив?

20. Охарактеризуйте термоокиснювальні властивості палив. Що таке коксівність, термічна стабільність, термоокиснювальна стабільність?

21. Що таке корозійна активність моторних палив? Як регламентують, визначають, оцінюють?

Розділ 2

ЯКІСТЬ БЕНЗИНІВ

Бензини (від франц. *benzine*) – один з основних видів палива для двигунів сучасної техніки. Близько половини світових обсягів споживання моторних палив припадає на бензин, що служить джерелом енергії для ДВЗ, у яких РС займається від іскри (рис. 2.1).

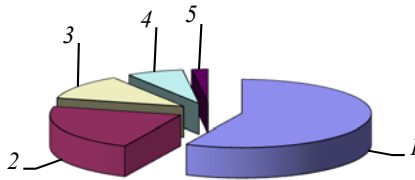


Рис. 2.1. Світовий баланс використання видів палива транспортними засобами:

- 1 – автомобільний бензин (57 %);
- 2 – дизельне паливо (22 %);
- 3 – авіаційне паливо (12 %);
- 4 – котельне паливо (7 %);
- 5 – інші види палива (2 %)

Автомобільні бензини являють собою суміш бензинових фракцій різних технологічних процесів переробки нафти – прямої перегонки, термічного крекінгу, каталітичного крекінгу, каталітичного реформінгу, гідрокрекінгу – базових бензинів, а також продуктів ізомеризації, алкілування, ароматизації з додаванням індивідуальних високооктанових вуглеводневих компонентів і присадок, що поліпшують окремі експлуатаційні властивості (рис. 2.2, табл. 2.1).

Базові бензини прямої перегонки нафти добувають з обмеженого асортименту нафт.

2.1. Загальні технологічні відомості про одержання бензинів

Фракції нафт прямогонної фракції в основному складаються з нормальних парафінових вуглеводнів і мають низькі ОЧ: 40–50 од. за моторним методом. У товарні бензини залучаються тільки низь-

кокиплячі фракції прямої перегонки цих нафт, що википають у межах 30–62 °С і мають ОЧ 60–75 од.

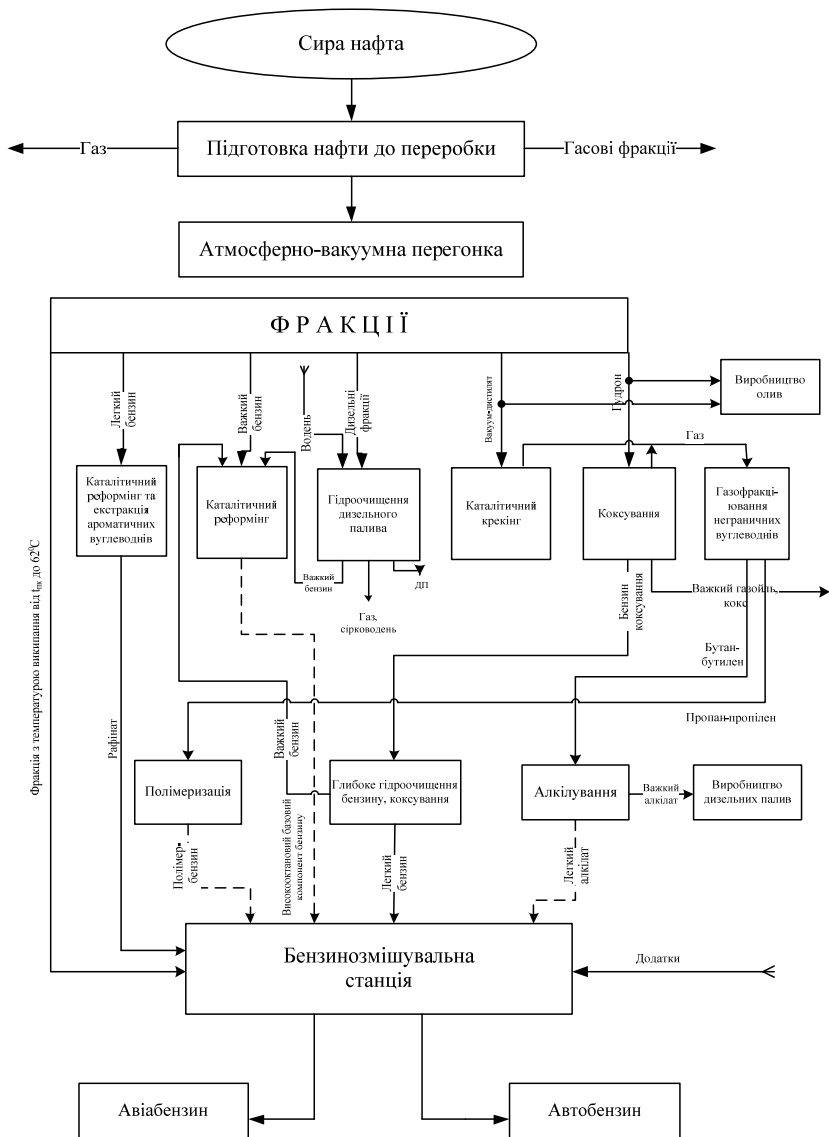


Рис. 2.2. Типова блок-схема технології виробництва бензину

Таблиця 2.1

Середній компонентний склад автомобільних бензинів

Найменування компоненту	А-80	А-92	А-95	А-98
Бензин каталітичного реформінгу: м'якого режиму	40–80	60–88	–	–
жорсткого режиму	–	40–100	45–90	25–88
Ксилольна фракція	–	10–30	20–40	20–40
Бензин каталітичного крекінгу	20–80	10–85	10–50	10–20
Бензин прямої перегонки	20–60	10–20	–	–
Алкілбензин	–	5–20	10–35	15–20
Бутан + ізопентан	1–7	1–10	1–10	1–10
Газовий бензин	5–10	5–10	–	–
Толуол	–	0–10	8–15	10–15
Бензин коксування	1–5	–	–	–
Гідростабілізований бензин піролізу	10–35	10–30	10–20	10–20
МТБЕ	До 8	5–12	10–15	10–15

Бензинові фракції прямої перегонки з нафт нафтової основи мають високу прийомистість до антидетонаторів і в необхідних випадках їх використовують як базові компоненти автомобільних бензинів.

Груповий вуглеводневий склад і детонаційна стійкість бензинів прямої перегонки характеризуються такими даними, як масова частка вуглеводнів, %:

- нафтоених – 55–60;
- парафінових – 36–41;
- ароматичних до – 4;
- октанове число (ММ) без антидетонатора – 70–74.

Компоненти прямої перегонки отримують також з газових конденсатів безпосередньо в місцях їх видобутку, основні характеристики: ОЧ (ММ) – 55–65 од., температура кінця кипіння – 135–195 °С. Додаючи до них антидетонатор, можна одержати автомобільні бензини з ОЧ до 76. Базові бензини прямої перегонки нафти містять багато алканових вуглеводнів слабкорозгалуженої будови з низькою детонаційною стійкістю.

Базові бензини термічних процесів поглибленої переробки нафти одержують розщепленням високомолекулярних вуглеводнів за підвищеної температури з утворенням вуглеводнів з меншою молекулярною масою (табл. 2.2).

Таблиця 2.2

Основні термічні процеси переробки вуглеводневої сировини

Процес	Сировина	Продукти	Середній вихід бензину, %
Термічний крекінг	Мазут	Газ, бензин, залишок	13
	Газойль коксування	Газ, бензин, сировина для виробництва технічного вуглецю	25
Вісбрекінг	Вакуумний газойль	Газ, бензин, крекінг залишок	35
	Мазут, гудрон	Те саме і середній дистилят	7–11
Термоконтактний крекінг	Гудрон	Газ, бензин, середній дистилят, залишок	17
	Мазут	Газ, бензин, середній дистилят, кокс	15–22
Уповільнене коксування	Гудрон	Газ, бензин, середній дистилят, кокс	15–23
	Газойль каталітичного крекінгу	Газ, бензин, газойль, голчастий кокс	12

Термічний крекінг проводять за системою, розробленою фірмою «Hydrocarbon Research», що дістала назву **діна-крекінг**. Процес проводять у спеціальному вертикальному реакторі, що має верхню зону гідрокрекінгу, середню і нижню зони газифікації.

У верхній зоні сировина в середовищі інертного теплоносія в присутності водневмісного газу перетворюється на більш легкі продукти, що після відпарювання та газифікації виводять з реактора. Бензини діна-крекінгу відрізняються підвищеною хімічною стабільністю порівняно з бензинами інших термічних процесів.

Вісбрекінг – рідиннофазний процес термічного крекінгу у відносно м'яких температурних умовах 400–480 °С. Ступінь перетворення сировини залежить від температури і часу. Базові бензини вісбрекінгу мають невисоке ОЧ (65–66 за ММ) і низьку хімічну стабільність, зумовлену високим вмістом ненасичених вуглеводнів.

Термоконтактний крекінг (ТКК) поєднує коксування в киплячому шарі і газифікацію коксу, що утворюється. Бензинова фракція продуктів ТКК містить велику кількість сірки і ненасичених сполук. Для використання як компонента товарних бензинів її необхідно піддати гідроочищенню або повному гідруванню й каталітичному реформінгу.

Уповільнене коксування здійснюють у реакторі в псевдозрідженому шарі порошкоподібного коксу за температури 480–510°С і тиску 0,14–0,40 МПа.

У разі звичайного коксування утворюється бензинова фракція з ОЧ 58–62, а за безперервного коксування в псевдозрідженому шарі ОЧ фракції бензину підвищується до 70 (ММ). Груповий вуглеводневий склад бензинової фракції уповільненого коксування характеризується такими даними:

Вміст вуглеводнів (% у масових частках) складає: парафінонафтенові – 37–45, ненасичені 49–51, ароматичні 5–13.

Базові бензини термічних процесів містять велику кількість ненасичених вуглеводнів, тому вони мають більш високі ОЧ, ніж базові бензини прямої перегонки (табл. 2.3).

Базові бензини каталітичних процесів є основними компонентами товарних бензинів.

Каталітичний крекінг – процес каталітичного деструктивного перетворення важких дистильатних нафтових фракцій в моторні палива та сировину для нафтохімії та виробництва технічного вуглецю і коксу. У разі використання сучасних цеолітовмісних каталізаторів каталітичний крекінг забезпечує вихід до 50 % бензину і 20 % легкого газойлю, що застосовують як компонент дизельного палива (% за сировиною).

У процесі каталітичного крекінгу перебігають такі реакції:

- розщеплення високомолекулярних вуглеводнів;
- ізомеризація парафінових вуглеводнів;
- дегідрування циклоалканів в арени.

Таблиця 2.3

**Антидетонаційні властивості бензинових фракцій
термічних процесів**

Базовий бензин	ОЧ (ДМ)	ОЧ (ММ)	Різниця ОЧ (ДМ–ММ)
Бензин термічного крекінгу мазуту	71,2	64,2	7,0
Бензин термоконтактного крекінгу гудрону арланської нафти	83,8	71,0	12,8
Бензин уповільненого коксування гудрону	68,2	62,4	5,8
Бензин піролізу етиленового режиму після облагороджування	99,0	86,0	13,0
Бензин піролізу бутиленового режиму після облагороджування	74,3	68,8	5,5
Бензин термічного реформінгу (фракції 100–260 °С) на комбінованій	76,0	71,0	5,0

На вихід і склад продуктів значно впливає підготовка сировини. Попереднє гідроочищення сировини знижує вміст сірчаних і азотистих сполук, перетворює поліциклічні ароматичні вуглеводні в алкілароматичні з меншою кількістю кілець, підвищує вихід бензинової фракції, знижує коксоутворюваність, збільшує термін експлуатації каталізатора. Для ефективної переробки важкої сірчистої сировини установки каталітичного крекінгу комбінують з установками гідроочищення. До складу сучасної комбінованої установки Г-43-107 потужністю за сировиною 2 млн т на рік входять: гідроочищення вакуумного дистилляту, каталітичний крекінг, ректифікація й газофракціонування продуктів крекінгу.

Базові бензини каталітичного крекінгу, що виробляються на установці з псевдозрідженим каталізатором, містять значну кількість ненасичених вуглеводнів, тому характеризуються підвищеною схильністю до окиснення і потребують хімічної стабілізації за допомогою протиокиснювальних присадок. Бензини каталітичного крекінгу мають більш високу детонаційну стійкість порівняно з бензинами термічних процесів. Детонаційна стійкість підвищу-

ється через вміст ароматичних вуглеводнів і алканових вуглеводнів ізобудови.

Бензинові фракції каталітичного реформінгу є основними базовими компонентами автомобільних бензинів.

Каталітичний реформінг – процес, призначений для підвищення детонаційної стійкості бензинів і вироблення аренів, головним чином бензолу, толуолу й ксилолів.

Основу каталітичного реформінгу становлять такі реакції:

- ароматизація вихідної сировини способом дегіроциклізації алканів, дегідроізомеризації алкілциклопентанів, дегідрування циклогексанів;

- ізомеризація алканів;

- гідрокрекінг важких вуглеводнів.

Як і у випадку каталітичного крекінгу, ці реакції збільшують ОЧ бензинів. Каталітичний реформінг провадять за підвищеною температури (близько 500 °С) під тиском водню (1,5–4 МПа) на біфункціональному каталізаторі, що поєднує кислотну і гідрувальну-дегідрувальну функції. Кислотну функцію зазвичай виконує оксид алюмінію, гідрувальну-дегідрувальну – метали VIII групи, здебільшого платина.

Як сировину для каталітичного реформінгу використовують бензинові фракції прямої перегонки, у яких містяться вуглеводні з шістьма вуглецевими атомами, здатні перетворюватися на ароматичні кільця. Зазвичай сировиною каталітичного реформінгу є фракція, що википає за температури 85–180 °С. За вищої температури кінця кипіння збільшується коксоутворюваність і знижується вихід бензину. Значний вплив на процес реформінгу надає вуглеводневий склад сировини: зі збільшенням вмісту нафтових вуглеводнів збільшується вихід бензину і знижується газоутворення.

У реакторах каталітичного реформінгу використовуються в основному біметалевий (Pt, Al) каталізатор АП–64, що являє собою оксид алюмінію з нанесеною платиною (0,6–0,65 %). Для підвищення ізомеризаційної активності оксиду алюмінію використовується хлор (дихлоретан). Застосовують також поліметалічні каталізатори серії КР, що містять реній, кадмій, іридій, германій і інші, використання яких дозволяє знизити тиск з 3,0–4,0 до 1,4–2,0 МПа і підвищити селективність процесу.

Вихід цільового продукту – базового бензину каталітичного реформінгу (каталізату) становить 78–82 % від сировини. Каталізат має ОЧ за моторним методом 80–85 і містить:

- 50–65 % ароматичних;
- 35–40 % парафінових;
- 5 % нафтових вуглеводнів.

Бензини гідрокрекінгу. Гідрокрекінг – каталітичний процес, призначений для вироблення світлих нафтопродуктів (бензину, авіаційного гасу, дизельного палива), а також зріджених газів C_3 – C_4 під час переробки важкої нафтової сировини під тиском водню. Гідрокрекінг дозволяє виробляти широкий асортимент нафтопродуктів з будь-якої нафтової сировини підбором відповідних каталізаторів і умов, і є одним із найбільш ефективних і гнучких процесів нафтопереробки. На відміну від каталітичного крекінгу, у процесі гідрокрекінгу, що відбувається за високого тиску, утворюються тільки продукти розпаду, а реакції ущільнення придушуються дією водню. Гідрокрекінг можна вести за трьома напрямками: на максимальний вихід бензину, реактивного палива або дизельного палива. За бензинового варіанта тиск процесу становить 15–20 МПа, витрата водню – понад 4 % на сировину. Процес ведуть за кілька стадій. Початкову сировину крекінгують у реакторі першого ступеня, потім гідрогенізат відокремлюють від сірководню, аміаку та вуглеводневих газів і направляють на крекінгування в реактор другого ступеня, після якого гідрогенізат відокремлюють від газоподібних продуктів і поділяють на цільові продукти в ректифікаційній колоні. Вихід легкої бензинової фракції ($t_{п.к} - 85$ °С) становить 17,5 % і важкої бензинової фракції (85–115 °С) – 33,3 % за двоступеневого крекінгу сірчистого вакуумного газойлю.

Легка фракція бензину складається в основному з ізопарафінових вуглеводнів з ОЧ близько 85. Важка бензинова фракція з парафінистих важких дистилатів має невисоке ОЧ – близько 60.

Бензин гідрокрекінгу не містить ненасичених вуглеводнів і на відміну від бензину каталітичного крекінгу є хімічно стабільним і не потребує введення антиокиснювальних присадок. Октанове число бензинових фракцій гідрокрекінгу підвищують каталітичним реформінгом. Порівняльну характеристику антидетонаційних властивостей бензинів каталітичних процесів наведено в табл. 2.4.

Таблиця 2.4

**Антидетонаційні властивості бензинових фракцій
каталітичних процесів**

Найменування продукту	ОЧ (ДМ)	ОЧ (ММ)	Різниця ОЧ (ДМ–ММ)
Бензин каталітичного крекінгу важкої дистилятної сировини	83,8	76,2	7,6
Бензин каталітичного крекінгу легкої сировини з куйбишевських нафт	82,6	74,9	7,7
Бензин каталітичного реформінгу: платформінг жорсткого режиму	96,6	86,0	10,6
Бензин каталітичного реформінгу без толуолу:	76,0	70,4	5,6
платформінгу звичайного режиму	78,6	74,0	6,9
гідроформінгу			
Головна фракція:			
бензину	79,1	71,0	5,1
гідрокрекінгу	75,0	71,6	4,0

Характеристики властивостей деяких високооктанових компонентів бензину наведено в табл. 2.5.

Вуглеводневі високооктанові компоненти бензину. Являють собою різні фракції низькокиплячих вуглеводнів, виділених з продуктів прямої перегонки нафти або вторинних процесів, а також тих, що не вступили в реакцію під час процесів полімеризації, алкілування, ізомеризації (табл. 2.6):

- широка фракція низькокиплячих вуглеводнів – газовий бензин;

- вузькі фракції вуглеводнів:
 - бутанова;
 - ізобутанова;
 - ізопентанова;
 - пентанаміленова;

- фракції вуглеводнів, отриманих у процесах:
 - полімеризації алкенових вуглеводнів – полімерний бензин;
 - алкілування ізоалканових або аренових вуглеводнів – алкілат, алкілбензол;
 - ізомеризації вуглеводнів, що містять 5–6 атомів вуглецю, – ізомеризат.

Таблиця 2.5

**Характеристики високооктанових компонентів
автомобільних бензинів**

Найменування показника	Базовий бензин каталітичного реформінгу жорсткого режиму	Базовий бензин каталітичного крекінгу	Алкілбензин	Кси-лільна фракція
Октанове число за: ДМ ММ	91–99 82–90	91–93 80–82	91–94 90–93	100–108 90–99
Фракційний склад: температура початку перегонки, °С межі перегонки, °С 10 % 50 % 90 %	35–50 60–70 110–120 160–180	30–45 52–75 97–120 165–185	30–45 66–75 105–110 115–130	100–110 120–126 130–140 150–160
Кінець кипіння, °С	195–215	205–215	170–190	175–205
Масова частка сірки, %	0,01–0,02	0,03–0,08	0,005–0,02	–
Випробування на мідній пластинці	Витримує			
Густина за температури 20 °С, кг/м ³	1770–780	725–750	690–700	835–850

Таблиця 2.6

**Антидетонаційні властивості вуглеводневих
високооктанових компонентів автомобільних бензинів**

Найменування компонента	ОЧ (ДМ)	ОЧ (ММ)	Різниця ОЧ
Вузькі фракції вуглеводнів:			
бутанова	94,0	89,0	5,0
ізобутанова	101,0	97,0	4,0
ізопентанова	93,0	90,0	3,0
пентаміленова	90,0	87,0	3,0
Газовий бензин (фракція 33–103 °С)	89,0	85,8	3,2
Діізобутилен (ізооктилен)	100,0	88,0	12,0
Полімерний бензин	100,0	85,0	15,0
Алкілат	92,0	90,0	2,0
Алкілбензин (широка фракція алкілата)	90,0–94,0	88,0–92,0	2,0–4,0
Толуол	115,0	103,0	12,0
Піробензол	102,0	88,0	14,0
Алкілбензол	107,0	100,0	7,0
Ізооктан технічний	100,0	100,0	0,0
Продукти ізомеризації фракції C ₅ –C ₆ (ізомеризат)	81,0–87,0	79,0–85,0	2,0–4,0

Вимоги до якості високооктанових компонентів регламентуються стандартами або галузевими технічними умовами (табл. 2.7).

Кисневмісні компоненти (оксигенати). До них належать спирти, ефіри та їх суміші. Оксигенати мають високу детонаційну стійкість і знижують токсичність відпрацьованих газів автомобіля. Оксигенати можна отримувати з газів, вугілля, сланців, деяких відходів органічного походження.

Таблиця 2.7

**Вимоги до показників якості ізопарафінових
компонентів бензину**

Найменування показника	Алкілбензин		Ізооктан технічний
	бутилен- новий	пропілен- бутиленовий	
Октанове число ММ, не менше: без ТЕС з 3,2 г ТЕС на 1 кг	90/91,5 —	89/90 —	90 107
Сортність на багатій суміші з 2,7 г: ТЕС на 1 кг, не менше	140	130	—
Фракційний склад, °С:			
початок кипіння, не нижче	40	40	40
10 %, не вище	75	75	80
50 %, не вище	108/105	105	105
90 %, не вище	140/130	140	140
97,5 %, не вище	170/130	—	—
кінець кипіння, не вище	180	180	—
залишок і втрати, % не більше	1,5	1,5	1,5
Тиск насиченої пари, кПа (мм рт. ст.), не більше	25(350)	25(350)	25(350)
Кислотність, мг КОН на 100 см ³ , не більше	0,5(0,35)	0,5(0,35)	0,4
Йодне число, г йоду на 100 ³ , не більше	1,0(0,35)	1,0(0,35)	1,5
Концентрація фактичних смол, мг на 100 мм ³ , не більше	2	2	2
Масова частка води, %, не більше	0,025	0,025	0,02
Вміст водорозчинних кислот і лугів	—	Немає	
Вміст механічних домішок і води	—	Немає	
Випробування на мідній пластинці	—	Витримує	

Метилтретбутиловий ефір (МТБЕ). Це найбільш поширений компонент.

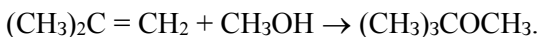
МТБЕ – безбарвна рідина з різким запахом, має відносно низьку температуру кипіння (55°C) і підвищений ТНП, що обмежує його застосування в літній період у зв'язку з вимогами до випаровування.

Під час виробництва високооктанових бензинів іноді додають МТБЕ в суміші з третбутанолом, що названо **фетеролом**. Ці компоненти підвищують повноту згорання бензину та рівномірність розподілу детонаційної стійкості по фракціях. МТБЕ знижує теплоту згорання бензину й підвищує агресивність до гуми.

МТБЕ має високу детонаційну стійкість. Октанові числа змішування його змінюються від 115 до 135 за ДМ і від 98 до 110 – за ММ.

МТБЕ не чинить негативної дії на організм людини. Додавання до бензину знижує вміст оксиду вуглецю, вуглеводнів і поліциклічних ароматичних сполук у відпрацьованих газах. Незначно збільшується витрата бензину внаслідок більш низької, ніж у вуглеводнів, теплоти згорання (35200 кДж / кг). Однак під час експлуатації автомобіля в міських умовах економічність двигуна не знижується, а підвищується на 3–5 % внаслідок зниження нерівномірності розподілу детонаційної стійкості бензину по фракціях.

Виробництво МТБЕ ґрунтується на взаємодії ізобутену з метанолом:



За кордоном МТБЕ добувають з метанолу, що виробляється з природного газу й ізобутену на установках крекінгу або піролізу НПЗ. Бутанову фракцію вуглеводнів виділяють з широкої фракції легких вуглеводнів, проводять реакцію ізомеризації н-бутану в ізобутан з подальшим дегідруванням його в ізобутен. Світова ціна на МТБЕ приблизно вдвічі вища за ціну високоякісного автомобільного бензину.

Серед інших ефірів компонентами до автомобільного бензину є етилтретбутиловий ефір (ЕТБЕ), третамілметиловий ефір (ТАМЕ), прості метилові ефіри, отримані з хімічно активних олефінів C₃ і C₇, наявні в бензині каталітичного крекінгу (табл. 2.8).

Таблиця 2.8

**Характеристика простих ефірів C₅–C₈,
придатних як компоненти бензинів**

Найменування показника	МТБЕ	ЕТБЕ	TAME	Метиллові ефіри з олефінів C ₆ –C ₇
Густина за температури 20 °С, кг/м ³	746	746	775	-
ОЧ (ДМ)	120	120	110	-
ОЧ (ММ)	100	104	94	-
ОЧ дорожнє (ДМ)	110	112	102	85–95
Температура кипіння, °С	55	73	86	100
Масова частка кисню, %	18,2	15,7	15,7	12,3–13,8
Тиск насичені пари, кПа	41,1–61,2	21,7–34,5	6,9–13,8	6,9

Етилтретбутиловий ефір (ЕТБЕ). За антидетонаційною властивістю ЕТБУ перевищує відомі діалкілові ефіри, у тому числі й МТБЕ. Попередні дослідження ЕТБЕ показали, що він дає змогу збільшити ОЧ бензину на 3–10, а за компаундування бензину з ЕТБЕ характеризується нижчим значенням тиску насиченої пари, ніж у випадку змішування з МТБЕ.

Третамілметиловий ефір (TAME). Змішується з традиційними компонентами бензинового складу в будь-яких співвідношеннях, але він відрізняється від МТБЕ нижчими значеннями ОЧ і тиску насиченої пари.

Дізопропіловий ефір (ДПЕ). Виробляється прямою гідратацією пропілену або як побічний продукт під час виробництва ізопропілового спирту. На базі ефіру розроблено високооктановий кисневмісний додаток до автомобільних бензинів, що дає змогу не лише підвищувати детонаційну стійкість, але й підвищувати їх мийні властивості.

Як оксигенати випробовувалась суміш із 48 % метилового та 52 % третбутилового спирту під назвою «Ксінол» і побічна фракція під час виробництва ізопропілового спирту – дізопропіловий ефір (ДПЕ).

Наявність у бензині 2 % кисню у вигляді «Оксінолу» або МТБЕ майже не впливає на потужність і економічність двигуна. За вмісту 2,7 % кисню у вигляді технічного ДПЕ збільшується масова витрата палива через зниження теплоти згорання. Вміст СО у відпрацьованих газах знижується від 30 до 50 %. Значно менше оксигенати впливають на викид вуглеводнів та оксидів азоту.

До складу модифікованого бензину як екологічно перспективного обов'язково вводиться від 2,0 до 2,7 % кисневмісних сполук.

Метиловий спирт CH_3OH . Характеризується високою детонаційною стійкістю, задовільною випаровуваністю; утворює мало нагару і менш токсичні продукти згорання порівняно з бензином. Висока теплота випаровування метилового спирту знижує температуру горючої суміші в такті пуску, підвищує коефіцієнт наповнення і потужність двигуна. Двигуни на метиловому спирті викидають у 3–5 разів більше формальдегіду порівняно з бензиновим двигуном. Метиловий спирт сьогодні дорожче за бензин, його рекомендують використовувати насамперед як компонент до бензину, а не в чистому вигляді.

Випробування бензометанольних сумішей тривають і поки показали недоцільність їх використання на автотранспорті через розшарування сумішей під час зберігання, підвищену корозійну активність та погіршення пускових властивостей у холодну пору року.

Етиловий спирт ($\text{C}_2\text{H}_5\text{OH}$) застосовують як компонент до бензинів і самостійне паливо. Фірмою «ФІАТ» створений і успішно експлуатується спеціальний автомобіль на етиловому спирті у Бразилії. У США бензоетанольні суміші називають газохолом (10 % спирту). Витрата такого палива в двигуні на 5 % вища порівняно з бензином. Підвищена гіроскопічність спирту збільшує корозійний вплив на двигун.

Етиловий спирт має підвищену леткість і випаровується легше за бензин. Рекомендується змішувати бензин зі спиртом безпосередньо на АЗС. Широке застосування етилового спирту як компонента модифікованих бензинів натеper не розглядається.

Вуглеводневий склад бензинових фракцій різних процесів переробки нафти наведено в табл. 2.9.

Таблиця 2.9

**Вуглеводневий склад бензинових фракцій
різних процесів переробки нафти**

Найменування бензинової фракції	Вміст основних класів вуглеводнів			
	Арени	Циклоалкани	Алкани	Алкени
Фракція прямої перегонки з:				
- татарської нафти	3–10	20–30	60–80	1–2
- західносибірської нафти	7–12	22–35	55–70	1–2
- бакинської нафти	2–10	40–65	25–50	–
Каталізатор реформінгу:				
- м'якого режиму	40–50	50–60		1–2
- жорсткого режиму	60–70	30–38		1–2
Фракція каталітичного крекінгу	20–35	55–65		8–12
Фракція термічного крекінгу	15–35	50–60		15–25
Фракція коксування	20–25	25–35		45–60
Алкілат	3–4	100		–
Рафінат установок екстракції	45–60	96–97		–

2.2. Технічні вимоги до якості бензинів

В Україні діє Технічний регламент щодо вимог до автомобільних бензинів, дизельного, суднових і котельних палив. Цим документом встановлюються вимоги до обігу палива на ринку, вимоги до якості, вимоги до процедури оцінки відповідності. Позначення автомобільних бензинів включає назву і марку бензину та містить такі групи знаків, розташовані у визначеній послідовності через дефіс:

- перша група – літера А, позначення бензину для автомобільних двигунів із примусовим (за допомогою іскри) запалюванням;
- друга група – цифрове позначення октанового числа автомобільного бензину (80, 92, 95, 98) за дослідним методом;
- третя група – символи екологічного класу: Євро 3, Євро 4, Євро 5;

- четверта група – символ визначення вмісту біоетанолу: E5, E7, E10.

Слід зазначити, що для бензинів E5 і E7 додатково дозволяється використання інших, крім біоетанолу, оксигенатних домішок (метанолу – до 3 %, ізопропілового спирту – до 10 %, ізобутилового спирту – до 10 %, третбутилового спирту – до 7 %, простих етерів – до 15 %, інших органічних кисневих сполук із температурою кінця кипіння не вище, ніж 210 °С – до 10 %) за умови, що масова частка кисню не перевищуватиме 2,7 %. А для бензинів E10 додатково дозволяється використання метанолу – до 3 %, ізопропілового спирту – до 12 %, ізобутилового спирту – до 15 %, третбутилового спирту – до 15 %, простих етерів – до 22 %, інших оксигенатів з температурою кінця кипіння не вище, ніж 210 °С – до 15 %) за умови, що масова частка кисню не перевищуватиме 3,7 %.

Серед товарних оксигенатних додатків до автомобільних бензинів використовуються добавки за **ДСТУ 8697:2016** «Добавка комплексна оксигенатна (компонент палив для бензинових двигунів). Технічні умови» і **ДСТУ EN 15376:2015** (EN 15376:2014, IDT) «Палива автомобільні. Етанол як складник бензину. Вимоги та методи випробувань».

Приклад позначення автомобільного бензину з ОЧ 95 екологічного класу Євро 5 з вмістом біоетанолу до 7 %: бензин автомобільний **A-95-Євро5-E7**.

Автомобільні бензини в Україні виробляються за **ДСТУ 7687:2015** «Бензини автомобільні Євро. Технічні умови», **ГСТУ 320.00149943.015-2000** «Бензини моторні сумішеві. Технічні умови».

Альтернативні автомобільні бензини виробляються і використовуються за **ДСТУ 8696:2016** «Паливо альтернативне для бензинових двигунів. Технічні умови».

Якість бензину визначається низкою фізико-хімічних показників. Основні з них вказуються у стандартах і технічних умовах.

Згідно з **ДСТУ 7687:2015** виробляються бензини автомобільні підвищеної якості, що використовуються як паливо для автомобільних і мотоциклетних двигунів, а також двигунів іншого призначення.

Залежно від ОЧ цей стандарт установлює такі марки бензинів:

A-92-Євро – з ОЧ за дослідним методом не менше, ніж 92;

A-95-Євро – з ОЧ за дослідним методом не менше, ніж 95;

А-98-Євро – з ОЧ за дослідним методом не менше, ніж 98.

За вмістом сірки бензини поділяють на два види: **I** – вміст сірки не більше як 10 мг/кг; **II** – вміст сірки не більше як 50 мг/кг.

Бензини за фізико-хімічними показниками мають відповідати вимогам і нормам, наведеним у таблиці з дод. 5.

Згідно з **ГСТУ 320.00149943.015-2000** виробляються автомобільні бензини моторні сумішеві неетильовані, що виготовляються з базових компонентів і з високооктановою кисневмісною домішкою ВКД (біоетанол) і використовуються як паливо для карбюраторних автомобільних двигунів та мотоциклів (домішка ВКД виготовляється відповідно до ТУ У 30183376.001-2000). За цим галузевим стандартом вироблятимуться чотири марки автомобільних бензинів А-80Ек, А-92Ек, А-95Ек, А-98Ек. Гарантійний термін зберігання 3 місяці від дня їх виготовлення. Такий термін встановлено факультативно не більше, ніж на три роки для нагромадження статистичних даних і може коригуватися протягом цього часу залежно від отриманих результатів.

Характеристику бензинів моторних сумішевих наведено в табл. 2.10.

Автомобільні бензини країн ЄС. Бензини виробляються за європейським стандартом **EN 228:2014** «Automotive fuels. Unleaded petrol. Requirements and test methods» або американським **ASTM D4814** «Standard Specification for Automotive Spark-Ignition Engine Fuel». Американський стандарт ASTM D 4814 встановлює вимоги до випаровуваності бензинів обмеженням тиску насиченої пари, параметрами фракційного складу – температурами википання 10, 50, 90 % і кінця кипіння, індексу парової пробки та співвідношення парової та рідинної фаз (табл. 2.11–2.12).

Відповідно до вимог стандарту EN 228:2014 у всіх країнах ЄС і багатьох інших країнах прийнято відповідні національні стандарти на неетильовані бензини. У національних стандартах поряд з обов'язковими вимогами також регламентуються кількість марок бензину, порядок відбору зразків, маркування автоцистерн, допустима кількість кисневмісних сполук, вимоги до детонаційної стійкості та сезонні умови застосування бензинів певного класу випаровування.

Таблиця 2.10

**Характеристика бензинів моторних сумішевих згідно
з ГСТУ 320.00149943.015-2000**

Найменування показника	Марка			
	А-80Ек	А-92Ек	А-95Ек	А-98Ек
Густина за температури 20 °С, кг/м ³	Не нормується, визначається обов'язково			
Детонаційна стійкість: • октанове число за дослідним методом, не менше	80,0	92,0	95,0	98,0
• октанове число за моторним методом, не менше	76,0	82,5	85,0	88,0
Фракційний склад: температура початку перегонки, °С, не нижче	30	30	30	30
10 % переганяються за температури, °С, не вище	75	75	75	75
50 % переганяються за температури, °С, не вище	120	120	120	120
90 % переганяються за температури, °С, не вище	190	190	190	190
закінчення кипіння, °С, не вище	215	215	215	215
залишок у колбі, %, не більше	1,5	1,5	1,5	1,5
залишок і втрати, %, не більше	4,0	4,0	4,0	4,0
Тиск насиченої пари бензину, кПа, не більше	79,9	79,9	79,9	79,9
Кислотність, мг КОН на 100 см ³ бензину, не більше	3,0	3,0	3,0	3,0
Концентрація фактичних смол, мг/100 см ³ бензину, не більше:				
на місці виробництва	5,0	5,0	5,0	5,0
на місці споживання	10,0	10,0	10,0	10,0
Індукційний період бензину на місці виробництва, хв., не менше	360	360	360	360

Закінчення табл. 2.10

Найменування показника	Марка			
	A-80Ек	A-92Ек	A-95Ек	A-98Ек
Масова частка сірки, %, не більше	0,05	0,05	0,05	0,05
Масова частка меркаптанової сірки, %, не більше	0,001	0,001	0,001	0,001
Випробування на мідній пластинці	Витримує			
Водорозчинні кислоти та луги	Немає			
Механічні домішки і вода	Немає			
Колір	Безбарвний та прозорий			
Концентрація свинцю, г на 1 дм ³ бензину, не більше	0,013	0,0013	0,0013	0,0013
Масова частка ароматичних вуглеводнів, %, не більше	45	45	45	45
Масова частка бензолу, %, не більше	5,0	5,0	5,0	5,0
Масова частка ВКД, %, не більше	6,0	6,0	6,0	6,0

Таблиця 2.11

Деякі властивості випаровуваності бензинів за ASTM D 4814

Клас випаровуваності	Тиск насиченої пари, кПа, max	Фракційний склад, °С				Індекс парової пробки, max °С
		10%, max	50%, ¹ min-max	90%, max	кінець кипіння, max	
AA	54	70	77–121	190	225	597
A	62	70	77–121	190	225	597
B	69	55	77–118	190	225	591
C	79	60	77–116	185	225	586
D	93	55	77–113 ²	185	225	580
E	103	50	77–110 ²	185	225	569

¹Для сумішевих безнінів із вмістом етанолу 1–10% t_{50} (min) може складати 66°С.

²Для класів D і E t_{50} (min) може складати 66°С (для бензинів, що не вміщують етанол).

Таблиця 2.12

Випаровуваність бензинів за ASTM D4814

Клас парової пробки	Температура °С для нормального співвідношення парової та рідинної фаз = 20, min
1	60
2	56
3	51
4	47
5	41
6	35

Стандарт допускає використання барвників і маркувальних речовин, додатків, що підвищують якість бензинів, однак для захисту каталітичних систем нейтралізації відпрацьованих газів заборонено застосування фосфоровмісних сполук.

Узагальнюючи сучасні технічні вимоги до автомобільних стандартів згідно EN 228:2014 і тенденції удосконалення якісних параметрів, можна зазначити, що вимоги до якості та екологічності автомобільних бензинів залишаються на першому місці, а з огляду на базові нормативні акти та регламенти, сьогодні прийнято підвищувати якість автомобільного бензину через:

- відмову від застосування у складі бензинів антидетонаційних присадок на основі марганцю, свинцю і заліза;
- зниження вмісту у складі бензинів сірки до 0,001 %;
- зниження вмісту у складі бензинів ароматичних вуглеводнів до 35 %, олефінових вуглеводнів – до 18 %;
- регламентування вмісту смол на місці споживання на рівні не більше 5 мг /100 мл;
- диференціації показників якості за фракційним складом і тиском насиченої пари на 10 класів;
- додавання виробниками автомобільних бензинів фірмових барвників для запобігання виробництва сурогатного палива;
- додавання багатофункціонального пакету присадок, що комплексно сприяє поліпшенню антидетонаційних, миючих, антикорозійних і інших експлуатаційних властивостей.

З метою упровадження єдиних глобальних екологічних вимог до якості автомобільного бензину (глобалізована гармонізація вимог до якості) у контексті нових реалій архітектури світової

енергетики, енергетичного сектору низкою країн була започаткована **Всесвітня паливна хартія** (World-Wide Fuel Charter). Цей документ прийнятий провідними виробниками палива й автомобілів, передбачає досить жорсткі вимоги до палив (дод. 6). Це необхідно для виконання міжнародних норм щодо вмісту шкідливих речовин у відпрацьованих газах двигунів. Для дотримання цих вимог конструктори розробляють все більш і більш форсовані й теплонапружені двигуни, а нафтохіміки й нафтопереробники все більш і більш чисті палива.

Визнаючи глобальний виклик, що породжує *трилема енергетики* – забезпечення збалансованості між енергетичною безпекою, економічним розвитком і охороною довкілля, а також зусилля всіх країн для досягнення стійкого розвитку **Європейська енергетична хартія** позиціонує комплекс технічних вимог і правил щодо використання екологічних марок автомобільних бензинів. Ці вимоги повністю корелюються з сучасними вимогами європейських екологічних стандартів серії **EURO (EURO 1, EURO 2, EURO 3, EURO 4, EURO 5, EURO 6)** (дод. 7, 8).

За вимогами Всесвітньої паливної хартії (у 2013 р. побачила світ 5-а редакція цього керівного документа) передбачено **5 категорій** неетилваних автомобільних бензинів (див. дод. 6).

2.3. Характерні показники якості бензинів

Палива містять різні забруднення, що утворюються у процесі їх виробництва, транспортування та зберігання. Забрудненнями вважаються тверді, рідкі та газоподібні домішки, що погіршують нормовані показники якості агрегатів паливних систем та двигунів транспортних засобів.

Серед безлічі речовин, що забруднюють паливо, нараховують близько 100, найбільш небезпечними є метали (сталь, алюміній, мідь, титан, хром, кобальт, молібден), оксиди металів (алюмінію, заліза, хрому) та неметали (сірка, діоксид сірки, вода).

Атмосферний пил у складі містить оксиди кремнію (65–98 %), заліза, алюмінію, а також органічні речовини.

Атмосферні забруднення палив являють собою складну суміш високомолекулярних продуктів окиснювального ущільнення сірчистих, азотистих і кисневмісних сполук палива.

Забрудненість палива можна характеризувати такими параметрами:

- загальною масою забруднень в одиниці об'єму палива, г/м³;
- відносною масовою часткою (% від маси палива);
- відносною масовою часткою (% від об'єму палива);
- гранулометричним складом частинок забруднення (частки, мкм/100 мл палива за діапазонами дисперсності забруднень);
- максимальним розміром частинок.

Основне місце серед забруднень палив, що справляють незначний негативний вплив на роботу двигунів і паливних систем, займають тверді або механічні домішки та вода.

2.3.1. Вміст механічних домішок і води

Під **механічними домішками** розуміють тверді речовини, що можна спостерігати у паливі неозброєним оком або ті, що затримуються під час фільтрування.

Механічні домішки зумовлюють інтенсивне зношування агрегатів паливних систем, забруднюють паливні фільтри й зазори прецизійних пар, а також спричиняють відкладення нагару у камері згорання, осмолення внутрішніх поверхонь паливно-масляних радіаторів і ін.

Основним рідким забрудненням палив є вода, що з'являється завдяки їх властивості поглинати вологу (оскільки вуглеводні палива – гігроскопічні).

Гігроскопічність палив є оборотною, тобто за певних зовнішніх умов паливо може поглинати вологу або волога може виділятися з палива у навколишнє середовище.

Емульсійна та відстійна вода, що нагромаджується, потрапляючи до паливної системи й паливорегулювального обладнання транспортного засобу разом з іншими забрудненнями забиває паливні фільтри і жиклери паливорегулювального обладнання. Кристали льоду, що утворюються з вільної води, зі зниженням температури навколишнього середовища, нагромаджуючись на запобіжних сітках паливних насосів, призводять до блокування вхідної площини і зминанню запобіжних сіток.

Відстійна вода викликає також прямі механічні пошкодження покриттів та швів паливних баків. Під час застигання, потрапляючи

в отвори, вода розриває герметичні покриття баків і розклинює зазори швів. Наявність води і забруднення також спричиняють виникнення різних видів корозії.

Очевидним є те, що кількісне обмеження вмісту води у паливах не має практичного сенсу, оскільки залежить від зовнішніх умов і може досить швидко змінюватись. Під час експлуатації техніки більш важливим є якісне визначення наявності води у складі палива.

Під час контрольного контролю якості палив вміст механічних домішок і води відповідно до державних стандартів на ці палива визначають візуальним методом.

У випадку появи розбіжностей арбітражний аналіз палива за наявності механічних домішок потрібно проводити за ГОСТ 10577 «Нефтепродукты. Метод определения содержания механических примесей».

2.3.2. Фракційний склад

Бензин – суміш легких (близько 40 % об.), середніх (близько 50 % об.) і важких (близько 10 % об.) фракцій (компонентів). Фракційний склад характеризує вміст у ньому фракцій, що википають у певних температурних межах.

Випаровуваність палива – це його здатність переходити з рідкого стану у пароподібний. Випаровуваність у більшості випадків визначає надійність, економічність і довговічність роботи двигуна на різних режимах, зокрема його легкий чи ускладнений запуск, швидке або повільне прогрівання, приємність, повноту згорання чи утворення парових пробок у паливній системі, а також втрати палива від випаровування під час зберігання, транспортування та виконання різних технологічних операцій.

Випаровуваність характеризує найважливішу експлуатаційну властивість палива – здатність до утворення у двигуні ППС необхідного складу. Визначають температури:

- появи першої краплі конденсату (температура початку перегонки (або початку кипіння) – $t_{п.н}$);
- перегонки 10, 50, 90 і 98 % об'єму палива.

Такий показник, як *температура початку перегонки*, характеризує пожежну безпеку палива, схильність до утворення па-

рових пробок у паливній системі та виникнення кавітації у паливних насосах. Чим нижча температура, тим вища небезпечність порушення роботи паливної системи та більші втрати на випаровування.

Пускові властивості характеризуються **температурою перегонки 10 %-го** об'єму палива.

Температура википання 50 % об'єму характеризує середню випаровуваність палива та визначає тривалість прогрівання двигуна, стабільність роботи на низьких оборотах і його прийомистість. Чим вища температура википання 50 % об'єму палива, тим менше паливо випаровується і тим більший час прогрівання двигуна. Приємистість та стабільність роботи двигуна буде тим більша, чим нижча температура, за якої википає 50 % об'єму палива.

Температура википання 90 і 98 % об'єму характеризує вміст у паливі високомолекулярних вуглеводнів. Чим вищі ці температури, тим складніше досягаються висока повнота згорання, відсутність димлення та нагароутворення у камері згорання. Збільшення кількості важких фракцій у складі бензину може привести до змивання в циліндрі оливної плівки і, як наслідок, до збільшення зношення, розрідження оливи, підвищення витрати палива (рис. 2.3).

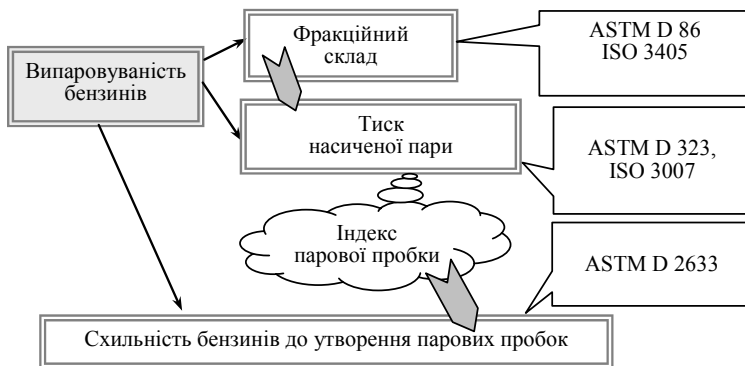


Рис. 2.3. Взаємозв'язок випаровуваності та показників якості бензинів

Фракційний склад палива визначається за методом перегонки, заснований на принципі поступового випаровування без ректифікації за атмосферного тиску.

Прилад для визначення фракційного складу за ISO 3405-88 матиме такий вигляд (рис. 2.4):

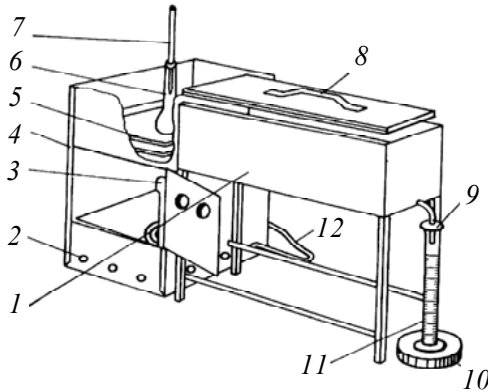


Рис. 2.4. Прилад для визначення фракційного складу:

- 1 – охолоджувальна баня; 2 – вентиляційні отвори; 3 – пальник;
- 4 – кожух; 5 – азбестова прокладка; 6 – колба для перегонки;
- 7 – термометр; 8 – кришка бані; 9 – фільтрувальний папір;
- 10 – підставка; 11 – мірний циліндр; 12 – газопровід

Проби палив, що містять воду, до випробування не допускаються. Якщо в паливі виявлено воду, то її необхідно видалити, профільтрувавши пробу авіаційного палива через бавовняно-паперову вату або з допомогою безводного сульфату натрію, що поміщають у склянку з пробєю палива і перемішують протягом декількох хвилин. Після цього пробі палива дають відстоятися та відфільтровують зневоднене паливо в чистий сухий посуд.

Температуру пробі палива перед випробуванням має бути доведено до температури навколишнього середовища чи відрізнятись від неї не більше як на ± 3 °С.

Заповнювати баню холодильника водою потрібно так, щоб її рівень був трохи вище від трубки холодильника. Необхідно підтримувати температуру води в бані не більше, ніж на 3 °С вище від температури навколишнього середовища.

Внутрішню поверхню холодильника перед випробуванням необхідно протерти тампоном з м'якої тканини, що не залишає ворсинок, прикріпленим до мідного або алюмінієвого дроту.

Зразок палива, що підлягає випробуванню, в кількості 100 см^3 , треба відміряти мірним циліндром місткістю 100 см^3 і перелити в перегінну колбу, тримаючи її відвідною трубкою догори. Після заповнення перегінної колби до неї необхідно помістити декілька кипілок для запобігання перегріву рідини, а потім щільно закрити пробкою зі вставленим термометром.

Термометр у перегінній колбі повинен розміщуватись так, щоб його вісь збігалася з віссю горловини колби, а верхній край резервуара зі ртуттю розміщувався на рівні найвищої точки внутрішньої нижньої стінки паровідвідної трубки, як показано на рис. 2.5.

Далі слід з'єднати перегінну колбу з холодильником. Для цього паровідвідну трубку колби за допомогою пробки з отвором вставляють у трубку холодильника, при цьому паровідвідна трубка має входити в трубку холодильника на 25–30 мм.

Мірний циліндр, яким вимірюється проба палива, необхідно без висушування помістити під вільним кінцем трубки холодильника так, щоб вільний кінець трубки холодильника був занурений у циліндр на 25 мм, але не нижче від відмітки 100 см^3 , і не торкався його стінок. Після цього циліндр накрити куском фільтрувального паперу або аналогічним матеріалом, що має щільно прилягати до трубки холодильника. Потім слід виміряти барометричний тиск, записати результат з похибкою не більше як $\pm 0,5 \text{ ГПа}$ ($\pm 0,4 \text{ мм рт. ст.}$).

Після підготовки приладу для визначення фракційного складу до проведення перегонки починають нагрівати колбу. Час з початку нагріву перегінної колби до моменту початку кипіння повинен становити 5–15 хв., тому слід провести кілька попередніх вимірювань за різної потужності нагрівника та підібрати потрібну.

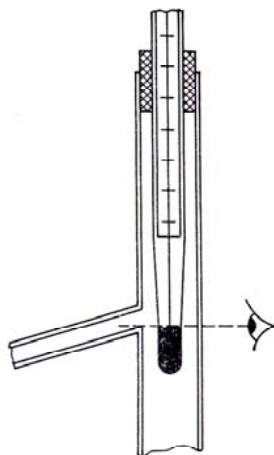


Рис. 2.5. Розміщення термометра в перегінній колбі

У момент, коли з холодильника впаде перша крапля конденсату, записують показання термометра в лабораторний журнал і вважають його температурою початку перегонки.

Мірний циліндр переставляють так, щоб його стінка торкала ся краю трубки холодильника і конденсат стікав по стінці циліндра. Якщо цього не зробити, то краплі, що падають, не дадуть змоги точно визначити рівень рідини. Надалі перегонку проводять з таким нагріванням, щоб перегонка від 5 до 95 % конденсату становила 4–5 см³ за 1 хв (20–25 крапель за 10 с).

Коли рівні конденсату в мірному циліндрі досягають 10, 50, 90 см³, відраховують покази термометра і записують їх в лабораторний журнал. При цьому об'єм конденсату визначають з похибкою не більше 0,5 см³, а температуру – з похибкою не більше як $\pm 0,5$ °С. Після перегонки 90 см³ конденсату нагрівання перегінної колби регулюють так, щоб час від моменту утворення 95 см³ конденсату до моменту утворення 98 см³ конденсату становив не більше як 5 хв. Коли рівень конденсату в мірному циліндрі досягне 98 см³, відраховують покази термометра і записують їх у лабораторний журнал. Після цього нагрів завершують і дають перегінній колбі охолонути. Бензини переганяють за більш низьких температур, ніж паливо, тому є деякі відмінності у проведенні випробування. Температури колби, термометра, кожуха, мірного циліндра і проби авіаційного бензину перед випробуванням мають становити 13–18 °С, температура охолоджувальної бані – мінус 0–1 °С. Для охолоджувальної бані можна використовувати сніг, лід із сіллю, охолоджену воду та ін. Для зменшення втрат під час переганяння від випаровування приймальний циліндр занурюють у водяну баню так, щоб рівень рідини був вищий від відмітки 100 см³.

Проби авіаційних бензинів, що містять воду, для випробувань не придатні. Для випробувань слід брати пробу, в якій немає завислої води. Для зменшення втрат від перегонки, місця з'єднання колби з термометром і холодильником необхідно щільно підігнати одне до одного й ущільнити їх колодієм чи іншими сумішами (наприклад, розчином целулоїдної плівки в ацетоні або бензолі). Нагрівання колби регулюють так, щоб час від початку нагрівання перегінної колби до моменту падіння першої краплі конденсату в приймальний циліндр становив 5–10 хв.

Надалі авіаційні бензини переганяють аналогічно до палив, але температура під час завершення процесу переганяння має дорівнювати температурі пари в момент нагромадження 97,5 см³ конденсату.

Температура кипіння авіаційних палив залежить від тиску, тому якщо барометричний тиск під час випробування відрізняється від тиску 1013 ГПа (760 мм рт. ст.), то до всіх вимірених температур необхідно ввести температурну поправку на зміну барометричного тиску: $t = t_0 \pm \Delta t$.

Якщо барометричний тиск менший за 1013 ГПа (760 мм рт. ст.), температурну поправку додають, якщо тиск більший за 1013 ГПа (760 мм рт. ст.) – віднімають.

Температурну поправку Δt (у градусах Цельсія) знаходять за табл. 2.13 чи розраховують за формулами:

$$\Delta t = (t_1 - t_2) = 0,00009 (1013 - P) (273 + t_0); \quad (2.1)$$

$$\Delta t = (t_1 - t_2) = 0,000012 (760 - P_1) (273 + t_0), \quad (2.2)$$

де P, P_1 – барометричний тиск під час випробування, ГПа (мм рт. ст.) відповідно; t_0 – показання термометра, °С.

Поправки зазвичай становлять 0,5–2,0 °С.

Таблиця 2.13

**Температурні поправки до барометричного тиску
під час визначення фракційного складу палив**

Температурна межа, °С	Поправка до різниці тисків		Температурна межа, °С	Поправка до різниці тисків	
	13,3 ГПа	10 мм рт. Ст.		13,3 ГПа	10 мм рт. Ст.
10–30	0,26	0,35	210–230	0,44	0,59
30–50	0,29	0,38	230–250	0,46	0,62
50–70	0,30	0,40	250–270	0,48	0,64
70–90	0,32	0,42	270–290	0,50	0,66
90–110	0,34	0,45	290–310	0,52	0,69
110–130	0,35	0,47	310–330	0,53	0,71
130–150	0,38	0,50	330–350	0,56	0,74
150–170	0,39	0,52	350–370	0,57	0,76
170–190	0,41	0,54	370–390	0,59	0,78
190–210	0,43	0,57	390–410	0,60	0,81

Повторюваність, відтворюваність методу визначають за номограмою (рис. 2.6).

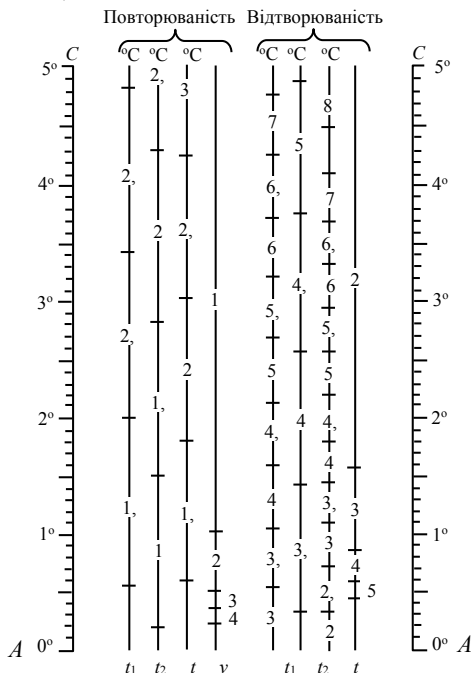


Рис. 2.6. Номограма для визначення повторюваності та відтворюваності методу визначення фракційного складу палив:

A – зміна показників термометра $^{\circ}\text{C}$ у разі збільшення об'єму конденсату на 1 %; t_1 – температура початку кипіння, $^{\circ}\text{C}$;
 t_2 – температура наприкінці кипіння або випаровування, $^{\circ}\text{C}$;
 t – температура за заданого відсотка відгону або випарювання, $^{\circ}\text{C}$;
 v – відсоток відгону або випарювання за заданої температури

Для використання номограм визначають середню зміну температури перегонки C за збільшенням об'єму конденсату на 1 % за формулою

$$C = (t_2 - t_1) / (v_2 - v_1), \quad (2.3)$$

де t_1 і v_1 – температура, $^{\circ}\text{C}$, і об'єм, %, конденсату відповідно до початку заданого інтервалу; t_2 і v_2 – температура, $^{\circ}\text{C}$, і об'єм, %, конденсату відповідно наприкінці заданого інтервалу.

Отримане значення зміни температури перегонки відмічають на лівій і правій шкалах номограмними точками (вони ідентичні) і сполучають їх прямою лінією.

Точки перетину цієї лінії з вертикальними лініями шкали номограми показують відповідні значення повторюваності й відтворюваності методу.

Якщо два послідовні вимірювання різняться і перевищують значення повторюваності, то випробування необхідно повторити.

2.3.3. Вміст фактичних смол

Фактичні смоли, що містяться в паливі, є складними продуктами окиснення, полімеризації та конденсації вуглеводнів, що утворилися у процесі виробництва та зберігання, а також визначення за допомогою спеціального приладу в умовах випробувань.

Окиснення палив переважно характеризується температурою окиснення та вмістом у них гетероорганічних сполук і ненасичених вуглеводнів. Продукти окиснення палив (чи смоли) є причиною утворення високотемпературних осадів. Ці осадки утворюють відкладення на деталях паливних систем, забивають паливні фільтри і форсунки.

Визначення вмісту фактичних смол виконують за ГОСТ 8489-85 «Топливо моторное. Метод определения фактических смол (по Бударову)». Суть методу полягає у випаровуванні за високої температури деякої кількості палива в потоці повітря або водяної пари і визначенні вмісту фактичних смол, що залишилися в склянці, ваговим методом.

Класичний прилад для визначення вмісту фактичних смол має такий вигляд, як це показано на рис. 2.7.

Вміст фактичних смол X у міліграмах на 100 см^3 палива у кожній склянці обчислюють за формулою

$$X = \frac{(m_2 - m_1)}{V} 100, \quad (2.4)$$

де m_2 – маса склянки із смолами, мг; m_1 – маса чистої сухої склянки, мг; V – об'єм палива, налитого в склянку для випробування, см^3 .

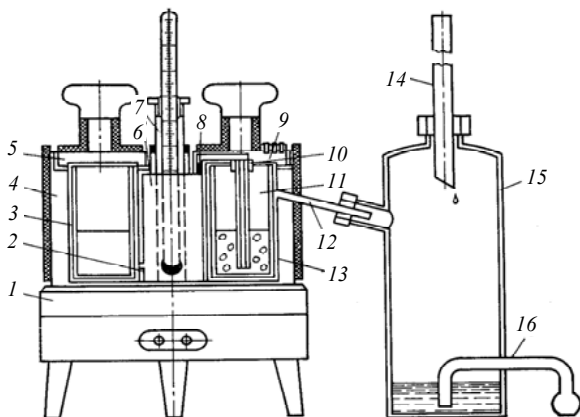


Рис. 2.7. Прилад для визначення вмісту фактичних смол:
 1 – електрична плітка; 2 – канали; 3 – кишені для склянок з водою;
 4 – баня; 5, 9 – знімні пришліфовані кришки; 6 – кишені
 для перегріву водяної пари; 7 – кишені для термометрів;
 8 – канали для відведення пари; 10 – канал у кришці
 для склянок з паливом; 11 — трубка; 12 – паровідвідна трубка;
 13 – кишені для склянок з пробєю палива;
 14 – повітряний холодильник; 15 – конденсатор; 16 – сифонна трубка

За результат випробування палив на вміст фактичних смол беруть середнє значення двох одночасних розрахунків.

Результати досліду округляють до цілих одиниць.

Вміст фактичних смол до 2 мг у 100 см³ авіаційного палива оцінюється як їх відсутність.

2.3.4. Октанове число

Як вже зазначалось у розд. 1, ОЧ є мірою детонаційної стійкості бензинів. Октанове число бензину – умовна одиниця вимірювання його детонаційної стійкості, що чисельно дорівнює процентному (за об'ємом) вмісту ізооктану в суміші з н-гептаном, еквівалентною за детонаційною стійкістю досліджуваному бензину в умовах випробування.

Є два принципові лабораторні способи оцінювання детонаційної стійкості бензинів:

- за хімічним складом;
- випробовування на двигунах.

Перший спосіб ґрунтується на тому, що вуглеводні різних груп, що входять до складу бензину, мають різну стійкість до детонації. Отже, аналізуючи хімічний склад бензину і визначаючи частку окремих вуглеводнів, можна отримати уявлення про його детонаційну стійкість в цілому. Цей спосіб не може бути визнаний задовільним через його складність, а також як такий, що не враховує умови застосування бензину на двигуні, конструкцію камери згорання та ін.

На сьогодні загально визнаним є спосіб випробовування на двигунах порівнянням детонаційної стійкості досліджуваного бензину з еталонними паливами, детонаційна стійкість яких відома і виражена у вигляді встановленого показника. Випробовування на детонаційну стійкість проводять на спеціальних одноциліндрових чотиритактних двигунах. Порівнюють детонаційну стійкість досліджуваного бензину з еталонними паливами, що складаються із сумішей двох вуглеводнів, один з яких легко детонує, а другий – слабо.

Якщо взяти за показник, що характеризує детонаційну стійкість еталонного палива, відсотковий (за об'ємом) вміст у ньому вуглеводню, який слабо детонує, і якщо в умовах випробовування на одному й тому ж двигуні досліджуваний бензин детонує з такою ж інтенсивністю, як і еталонне паливо, то вони мають однакову детонаційну стійкість.

Отже, числове значення показника детонаційної стійкості, встановлене для еталонного палива, і буде числовим значенням показника детонаційної стійкості досліджуваного бензину.

Як вуглеводні, використовувані для приготування сумішей еталонних палив, застосовують вуглеводень ізооктан ($(\text{CH}_3)_3\text{C}-\text{CH}_2-\text{CH}(\text{CH}_3)_2$, що слабо детонує, детонаційну стійкість умовно прийнято за 100 од., і вуглеводень, що легко детонує н-гептан $\text{CH}_3(\text{CH}_2)_5\text{CH}_3$, детонаційна стійкість якого дорівнює 0. Суміш цих двох вуглеводнів часто називають *ізооктановим еквівалентом*, а показник детонаційної стійкості, що визначають через ізооктановий еквівалент, – *октановим числом*.

Натепер розроблені і застосовуються такі методи оцінювання детонаційної стійкості авіаційних бензинів: моторний метод (ДСТУ ISO 5163:2012 «Нафтопродукти. Паливо моторне і авіаційне. Визначення детонаційних характеристик моторним методом» (ISO 5163:2005, IDT)), ГОСТ 511-2015 «Топливо для двигателей. Моторный метод определения октанового числа»), метод визначення сортності на багатій суміші (ГОСТ 3338 «Бензины авиационные. Метод определения сортности на богатой смеси») і дослідний метод (ДСТУ ISO 5164:2012 «Нафтопродукти. Паливо моторне. Визначення детонаційних характеристик дослідним методом» (ISO 5164:2005, IDT)), ГОСТ 8226-2015 «Топливо для двигателей. Исследовательский метод определения октанового числа»).

Моторний метод визначення детонаційної стійкості (ДСТУ ISO 5163:2012, ГОСТ 511) застосовують для авіаційних і автомобільних бензинів та їх компонентів, що мають ОЧ 40–100 од.

Можливе визначення ОЧ нафтопродуктів з детонаційною стійкістю понад 100 од. за особливою, обумовленою стандартом технологією. Для визначення ОЧ за цим методом застосовують установки УИТ-65, ИТ9-2 та ИТ9-2М з одноциліндровим чотиритактним двигуном, робочий об'єм циліндра якого дорівнює 652 мл, і змінним ступенем стиснення від 4–10.

Для визначення детонаційної стійкості бензинів застосовують еталонні й контрольні палива.

Під еталонними розуміють палива з відомим ОЧ, що призначені для порівняння їх з досліджуваним бензином і знаходження еталонів суміші, еквівалентних йому за детонаційною стійкістю. Для випробовування застосовують еталонні палива: ізооктан (2,2,4-триметилпентан), нормальний гептан. Під контрольними паливами розуміють палива, призначені для перевірки технічного стану установки й апаратури вимірювання детонаційної стійкості. Як контрольні палива застосовують суміші, що складаються з толуолу, ізооктану і нормального гептану з точно вимірними номінальними ОЧ. Дані про контрольні палива наведено в табл. 2.14.

Еталонні і контрольні палива зберігають у тарі герметично закупореними у прохолодному місці, вживши всіх необхідних заходів для запобігання їх випаровуванню, особливо в частково заповненій тарі.

Таблиця 2.14

Контрольні палива та їх номінальні октанові числа

Позначення контрольного палива	Об'ємна частка контрольного палива, %			Нормальні ОЧ
	Толуол*	Нормальний гептан	Ізооктан	
1	58	42	0	67,1
2	62	38	0	71,1
3	68	32	0	76,9
4	74	26	0	81,7
5	74	14	10	90,5
6	74	8	18	5,6
7	74	4	22	99,1
8	74	2	26	100,9

*Чистий для аналізу.

Стандартні умови випробовування. Визначаючи детонаційну стійкість бензинів, завжди потрібно дотримуватися конкретного, незмінного, стандартного режиму роботи двигуна установки. При цьому склад РС для досліджуваного бензину та еталонних палив повинні бути відрегульовані на максимальну інтенсивність детонації, а детонаційну стійкість бензинів необхідно визначати за постійної, названої стандартною, інтенсивності детонації.

Під стандартним режимом роботи двигуна розуміють постійні значення деяких параметрів, яких дотримують у допустимих межах, що характеризують його роботу. Наприклад:

- частота обертання колінчастого вала двигуна $(90 \pm 0,9) \text{ c}^{-1}$;
- температура повітря, що надходить у карбюратор, $(323 \pm 5) \text{ K}$;
- абсолютна вологість повітря, що надходить у двигун, 3,5–4,0 г води на 1 кг сухого повітря;
- температура охолоджувальної рідини в заболонковому просторі циліндра – $373 \pm 2 \text{ K}$; при цьому в межах одного дослідження коливання температури охолоджувальної рідини не повинен перевищувати $\pm 1 \text{ K}$.

Ці параметри роботи двигуна повинні бути незмінними під час оцінювання детонаційної стійкості бензинів, оскільки вони істотно впливають на розвиток процесу його детонаційного згорання в РС. На процес детонаційного згорання бензину великий вплив справляє також склад РС. Тому під час порівняння досліджуваного бензину з еталонними паливами склад їх РС має бути також

порівнюваням. Для цього створюють у камері згорання у процесі випробовування такі РС, що викликали б максимальну інтенсивність детонації. Стандартна інтенсивність детонації – така детонація, за якої значення показника детонації УД-50 становлять 55 ± 3 поділки.

Визначення детонаційної стійкості палив з ОЧ понад 100 од. Як еталонні палива для визначення детонаційної стійкості палив понад 100 октанових одиниць використовують ізооктан з різним вмістом тетраетилсвинцю (ТЕС).

Додають ТЕС у бензин у вигляді етилової рідини ($\text{см}^3/\text{кг}$). Перерахунок масової частки ТЕС Y в етиловій рідині в об'ємну виконують за формулою

$$Y = \frac{\rho_{\text{ет.р.}}}{\rho_{\text{ТЕС}}} Y_1, \quad (2.5)$$

де $\rho_{\text{ет.р.}}$ – густина етилової рідини, $\text{г}/\text{см}^3$; $\rho_{\text{ТЕС}}$ – густина ТЕС, $\text{г}/\text{см}^3$; Y_1 – об'ємна частка ТЕС в етиловій рідині, %.

Для визначення ОЧ палива понад 100 од. також застосовуються установки УИТ-65, ИТ9-2 або ИТ9-2М.

Умови випробування, режим роботи двигуна, регулювання апаратури залишаються такими як і у випадках визначення ОЧ до 100. Послідовність і технологія визначення ОЧ понад 100 октанових од. аналогічні визначенню ОЧ до 100 октанових од.

Для формування еквівалентної суміші (ізооктан + ТЕС), що відповідає за детонаційною стійкістю досліджуваному паливу, підбирають дві суміші еталонних палив, що містять різну кількість ТЕС, з яких одна суміш детонує у камері згорання двигуна сильніше за досліджуване паливо, а друга – слабше.

Вміст ТЕС ($\text{см}^3/\text{кг}$) в ізооктані, що еквівалентний за детонаційною стійкістю досліджуваному паливу, розраховують за формулою

$$C_x = C_1 + (C_2 - C_1) \frac{c_1 - c}{c_1 - c_2}, \quad (2.6)$$

де C_1 – вміст ТЕС в ізооктані, що детонує сильніше від досліджуваного палива, $\text{см}^3/\text{кг}$; C_2 – вміст ТЕС в ізооктані, що детонує слабше за досліджуване паливо, $\text{см}^3/\text{кг}$; c – середнє арифметичне значення за показником детонації УД-50 для досліджуваного палива; \bar{n} – середнє арифметичне

значення за показником детонації для ізооктану + ТЕС, що відповідає C_1 ; \bar{n}_2 – середнє арифметичне значення за показником детонації для ізооктану + ТЕС, що відповідає C_2 .

За знайденими значеннями C_x і табл. 2.15 знаходять відповідне ОЧ. Допустима різниця значень ОЧ має не перевищувати $\pm 0,5$ октанової одиниці від середнього арифметичного двох порівнюваних результатів.

Серед низки властивостей бензинів, що впливають на надійність роботи двигуна, підвищення його потужності й економічності, найважливіше значення мають антидетонаційні властивості (рис. 2.8).

Тому норми на значення показників (ОЧ), що характеризують їх, як правило, використовують під час класифікації (систематизації) бензинів за марками.

Кількість бензину, що википає за температури до $100\text{ }^\circ\text{C}$ (головна фракція), істотно впливає на пускові властивості. Головна фракція повинна мати високі антидетонаційні властивості, оскільки під час розгону автомобіля, швидкому підвищенні частоти обертання колінчастого валу двигуна частка тих компонентів, що поступають у циліндр із рідкої фази пари головної фракції зростає, що визначає істотний вплив її детонаційної стійкості на можливість роботи без детонації.

Детонаційна стійкість бензину як експлуатаційна властивість є головним критерієм, що визначає можливість ефективного використання того чи іншого бензину у двигуні з певним ступенем стиснення.

Мірою детонаційної стійкості бензинів є їх ОЧ. Октановое число чисельно дорівнює вмісту ізооктану (у %) в еталонній суміші з гептаном, що за детонаційною стійкістю в умовах стандартного одноциліндрового двигуна еквівалентна бензину, що випробується.



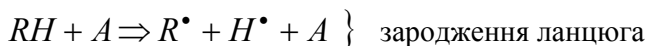
Рис. 2.8. Взаємозв'язок експлуатаційних властивостей автомобільних бензинів і технічних показників техніки

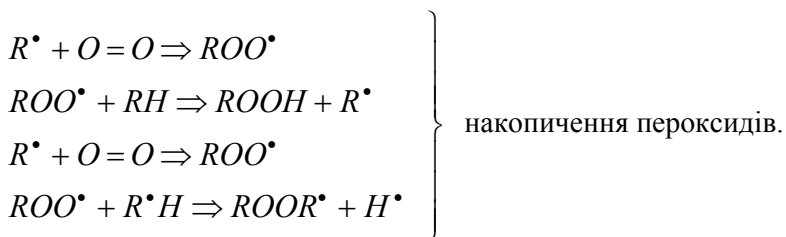
Підвищення детонаційної стійкості бензину також зменшує і мимовільного займання РС. Джерелами займання можуть служити перегріті випускні клапани, свічки, кромки прокладок, тліючі частинки нагару тощо. Це явище, що порушує нормальний процес згорання, отримало назву калільного . Найбільш небезпечно передчасне займання (до моменту подачі іскри), оскільки це призводить до зниження потужності, економічності, збільшення ризику детонації. Небезпека такого порушення залежить від схильності палива до утворення нагару в камері згорання двигуна (нагароутворення) і властивостей нагару, що утворюється.

Стійкість вуглеводнів, що входять до складу бензинів, до хімічних змін у паровій фазі у камері згорання двигуна називають **детонаційною стійкістю**. Процес детонації являє собою складний хіміко-тепловий процес дуже швидкого завершення згорання у результаті самозапалювання частини РС й утворення ударних хвиль, що поширюються з надзвуковою швидкістю 2000–2500 м/с, тобто у 100 разів швидше, ніж за нормального згорання, а температура згорілої суміші може досягати 2800–3200 °С. Зовнішні ознаки детонації такі: поява дзвінких металевих звуків у циліндрах двигуна у результаті багаторазового відбивання ударних хвиль від стінки камери згорання, зниження потужності і перегрівання двигуна, викид із вихлопної системи чорного диму.

Процес виникнення і протікання детонаційного згорання до кінця не вивчений. На сьогодні існує кілька теорій. Найбільш повно механізм виникнення детонації пояснює пероксидна теорія, розроблена О. М. Бахом, Н. Л. Календером і М. М. Семеновим. Згідно цієї теорії під час окиснення вуглеводнів первинними продуктами окиснення є пероксиди типу: R-O-O-R (діалкіл пероксиди) і R-O-O-H (гідропероксиди).

Реакція утворення пероксидів перебігає за ланцюговим механізмом:





Процес згорання РС у циліндрі двигуна згідно пероксидної теорії можна розділити на дві стадії: *перша* – передполум’яне окиснення вуглеводнів; *друга* – згорання РС з видимим полум’ям.

Процес передполум’яного окиснення починається вже у такті стискування. Вуглеводні різної будови починають окиснюватися тільки після того, як температура РС досягає певного значення. Тому, по мірі того, як поршень рухається до верхньої мертвої точки та підвищується тиск, температура РС, зростає швидкість передполум’яних процесів окиснення з утворенням все більшої кількості пероксидів. Проте за нормального згорання РС швидкість утворення пероксидів не перевищує швидкості їх розпаду, а тому концентрація пероксидів у незгорілій частині РС є невеликою.

Після займання РС від іскри та утворення фронту полум’я під дією підвищених температур (400–450 °С) і тиску (3,0–4,0 МПа) у тій частині РС, що ще не згоріла, значно зростає швидкість передполум’яних процесів окиснення з утворенням пероксидів. За певних умов процес утворення пероксидів набуває лавиноподібного характеру, і завдяки цьому їх концентрація у незгорілій частині РС швидко зростає й досягає критичних значень. При досягненні в якомусь об’ємі незгорілої РС критичної концентрації пероксидів та активних продуктів їх розпаду відбувається самозаймання цього об’єму і утворення нового фронту полум’я, що поширюється з надзвуковою швидкістю. Коли фронт полум’я поширюється з надзвуковою швидкістю, то горіння набуває вибухового (детонаційного) характеру та супроводжується утворенням ударної хвилі. Ударна хвиля рухається в РС, в якій передполум’яні процеси близькі до завершення, тому додаткове стискування та нагрівання у фронті ударної хвилі стимулює виникнення самозаймання інших об’ємів незгорілої РС та утворення нових ударних хвиль. Внаслідок

цього тиск в циліндрі не вирівнюється поступово, а підвищується стрибкоподібно, утворюючи хвилі, що багаторазово ударяються об стінки камери згорання, а потім поступово затухають у такті розширення, викликаючи вібрацію стінок і головки циліндрів, що сприймається як характерний дзвінкий металевий стук. Такий процес і становить суть детонації.

Таким чином, виникнення детонаційного згорання зумовлюється накопиченням у незгорілих об'ємах РС значної кількості пероксидів, що призводять до самозаймання й дуже швидкого (вибухового) згорання цих об'ємів РС. Вважається, що перші відчутні признаки детонації з'являються тоді, коли концентрація пероксидів у РС досягає 5 %; за концентрації пероксидів 10–12 % спостерігається детонація середньої сили, при 18–20 % – сильна детонація.

Велика увага, що приділяється детонаційному згоранню зумовлена тим, що детонація дуже негативно позначається на експлуатаційних характеристиках двигуна, а також на надійності та довговічності його роботи.

До експлуатаційних характеристик двигуна, що погіршуються при детонаційному згоранні палива, відносять перегрівання двигуна; зменшення потужності двигуна; збільшення витрати палива; поява чорного диму.

Причиною перегрівання двигуна є не абсолютне підвищення температури газів у камері згорання під час детонаційного згорання, а різке підвищення коефіцієнта теплопередачі від газів до стінок циліндра, чому сприяють високі температури у фронті ударної хвилі й збільшення швидкостей руху потоків гарячих газів.

Зменшення повноти згорання палива і поява чорного диму (вихлопу) зумовлені тим, що ударна хвиля, проходячи камерою згорання, перемішує незгорілу частину РС з продуктами згорання, створюючи тим самим нестачу кисню. А великі швидкості згорання ведуть до того, що не встигає повністю згоріти вуглець і деякі проміжні продукти згорання, що утворилися за глибокого розщеплення молекул вуглеводнів.

Зменшення повноти згорання палива і перегрівання двигуна та пов'язані з цим великі теплові втрати через стінки циліндра, є причиною зменшення коефіцієнта використання теплової енергії палива і як наслідок – призводять до зменшення потужності двигуна та збільшення витрати палива.

Детонаційне згорання палива дуже негативно позначається також на надійності та довговічності роботи двигуна, бо такий режим згорання є причиною цілої низки поломок: вихід з ладу поршневих пальців; поломка або вигинання шатунів; викришування вкладишів шатунних і корінних підшипників; розтріскування ізоляції і вигорання контактів свічок запалювання; прогорання днищ поршнів; підгорання робочих фасок випускних клапанів та їх сідел; прогорання прокладок між головкою і блоком циліндрів; пригорання поршневих кілець та їх підвищене зношування.

Причиною всіх цих серйозних поломок є ударні навантаження на кривошипно-шатунний механізм і високі термічні навантаження на деталі камери згорання, що зумовлені високими тисками і температурами у фронті ударної хвилі, що виникає під час детонаційного згорання.

Оскільки виникнення детонаційного згорання зумовлюється утворенням і накопиченням у незгорілій частині РС пероксидів, то всі фактори, що сприяють утворенню і накопиченню пероксидів, будуть сприяти виникненню детонації. Усі фактори, від яких залежить характер згорання, можна умовно розділити на три групи:

- 1) конструктивні;
- 2) експлуатаційні;
- 3) антидетонаційні.

Наведемо коротку характеристику кожного з вказаних вище факторів.

Конструктивні фактори – це фактори, що визначаються конструкцією двигуна. До конструктивних факторів, що впливають на характер згорання палива, відносять ступінь стиснення; розміри циліндра і форма камери згорання; число обертів колінчастого валу; тиск наддуву; кількість розташування свічок запалювання; величина кута випередження запалювання.

Ступінь стиснення – це відношення повного об'єму циліндра до об'єму камери згорання. Ступінь стиснення – найважливіший конструктивний фактор, від величини якого залежить характер згорання. Підвищення ступеня стиснення у двигунах дозволяє покращити їх техніко-економічні та експлуатаційні показники (зростання потужності двигуна, зменшення витрати палива). Тому розвиток двигунобудування відбувався через підвищення ступеня стиснення,

оскільки це давало змогу підвищувати потужність двигунів, не збільшуючи їх маси та розмірів. Ступінь стиснення сучасних двигунів становить 7–8 для вантажних автомобілів та 8–9 – для легкових. Але за збільшення ступеня стиснення зростають тиск і температура РС у такті стискування, що сприяє прискоренню процесів передполум'яного окиснення вуглеводнів, збільшення швидкості накопичення пероксидів і призводить до детонації. Отже, чим вищий ступінь стиснення в двигуні, тим сприятливіші умови для виникнення детонації і тим вищі вимоги ставляться до ОЧ бензину, що використовується у цьому двигуні. Збільшення ступеня стиснення на одиницю вимагає підвищення ОЧ на 4–9 од.

Розміри циліндра і форма камери згорання значною мірою впливають на час перебування РС в циліндрі двигуна за високих температур, отже і на тривалість процесу передполум'яного окиснення. Чим більша тривалість стадії передполум'яного окиснення, тим більше пероксидів утворюється у незгорілій частині РС, тим сприятливіші умови для виникнення детонації.

Таким чином, збільшення діаметру (розмірів) циліндра збільшує ймовірність виникнення детонації і підвищує вимоги до ОЧ бензину.

Вимога двигунів до детонаційної стійкості бензинів визначається комплексом його конструктивних особливостей, серед яких найбільше значення має ступінь стиснення ϵ і діаметр циліндра d . Залежність між необхідним ОЧ бензину, ступенем стиснення ϵ і діаметром циліндрів d двигуна виражається такою емпіричною залежністю:

$$\text{ОЧ} = 125,4 - 413 / \epsilon + 0,183 \cdot d. \quad (2.7)$$

Збільшення швидкості обертання колінчастого валу дозволяє значно знизити вимоги до ОЧ бензину, тобто зменшити, а в окремих випадках і запобігти виникненню детонації. Пояснюється це тим, що при збільшенні числа обертів час робочого циклу двигуна зменшується, збільшується турбулізація РС в циліндрах двигуна і, як наслідок, зростає швидкість згорання. У межах 500–3000 хв⁻¹ швидкість згорання РС зростає прямо пропорційно збільшенню числа обертів двигуна.

Використання наддуву і збільшення тиску, з яким повітря поступає у камеру згорання, дозволяє підвищити наповнюваність циліндрів і потужність двигуна. Але чим вищий тиск наддуву, тим більша ймовірність виникнення детонації, і тим більше ОЧ має мати бензин (аналогічно ступеню стиснення).

За збільшення кута випередження запалювання згорання РС в циліндрі двигуна починається за більш низьких температур і тисків і розвивається повільніше, завдяки чому створюються більш сприятливі умови для накопичення пероксидів і виникнення детонаційного згорання. А у разі зменшення кута випередження запалювання різко збільшується термічне напруження двигуна (випускних клапанів і свічок запалювання) та зменшується потужність двигуна.

Збільшення числа свічок і їх розташування зменшують довжину шляху фронту полум'я від свічок до найбільш віддалених точок циліндра, а це значно зменшує ймовірність виникнення детонації.

Характер згорання РС у двигунах з іскровим запалюванням також значною мірою залежить від умов експлуатації. До експлуатаційних факторів, що впливають на виникнення детонації, належить склад РС; температура повітря; вологість повітря; тепловий стан двигуна; нагароутворення в двигуні.

Вплив складу РС пояснюється тим, що при зміні складу суміші змінюється швидкість її згорання.

У випадку, коли високооктанові компоненти сконцентровані у важких фракціях бензину, під час прискорення автомобіля з карбюраторним двигуном в циліндр потрапляє непропорційно велика кількість легких фракцій з порівняно низькою детонаційною стійкістю, що призводить до зниження ДОЧ і підвищення ризику появи детонації. Для оцінки рівномірності розподілу ОЧ за фракціями у відповідності з вимогами комплексу методів кваліфікаційної оцінки (КМКО) бензинів передбачені лабораторні дослідження ОЧД фракцій, що википають за температури 100 °С (ОЧД₁₀₀), і визначення коефіцієнта розподілу детонаційної стійкості $K_{рдс}$:

$$K_{рдс} = \frac{\text{ОЧД}_{100}}{\text{ОЧД фракцій, що википають за } t > 100^\circ\text{С}} \quad (2.8)$$

Залежність необхідного ОЧ бензину і потужності двигуна від складу РС (коефіцієнта надлишку повітря) ілюструється даними табл. 2.16.

Таблиця 2.16

**Залежність ОЧ бензину і потужності двигуна
від складу робочої суміші**

Коефіцієнт надлишку повітря	0,6	0,7	0,85	0,9	1,0
Необхідне октанове число	65	75	78	77	65
Потужність двигуна, %	93	97	100	100	90

Таким чином, через збагачення РС можна значно знизити ймовірність виникнення та інтенсивність детонації.

Проте збагачення РС як засіб зменшення детонації має суттєвий недолік, оскільки при збагаченні РС значно зростає питома витрата бензину. Залежно від величини тиску наддуву температура повітря на виході з нагнітача буває різною. З підвищенням температури повітря або РС на вході в циліндр ймовірність виникнення детонації збільшується і зростає вимога до ОЧ бензину. Пояснюється це тим, що підвищення початкової температури суміші значно підвищує температуру всього робочого циклу двигуна. У результаті цього покращуються умови для утворення критичних концентрацій пероксидів і виникнення детонації.

За збільшення вологості повітря, що надходить у циліндри двигуна, ймовірність виникнення детонації зменшується. Антидетонаційна дія пари води зумовлена деяким зниженням температури в циліндрі двигуна, завдяки випаровуванню води і перегріванню водяної пари й зменшенню концентрації кисню в РС. Усе це веде до зменшення швидкості передполум'яних процесів з утворенням пероксидів і погіршення умов для виникнення детонації.

Вплив теплового стану двигуна на виникнення детонації можливий наявністю високих температур, що прискорюють процеси передполум'яного окиснення палива і тим самим сприяють виникненню детонації у двигуні.

Нагароутворення у двигуні призводить до відкладення нагару на днищі поршня і стінках камери згорання, а це суттєво впливає на характер згорання палива. Підвищення тенденції двигуна до детонації і некерованого поверхневого самозаймання при великому нагароутворенні пояснюється двома причинами.

По-перше, відкладення нагару погіршують теплопередачу до стінок камери згорання, у результаті чого підвищується теплове напруження двигуна. По-друге, великі відкладення нагару на днищі поршня й стінках камери згорання фактично ведуть до збільшення ступеня стиснення з усіма, пов'язаними з цим наслідками.

2.3.5. Вміст бензолу та сумарного вмісту ароматичних вуглеводнів

Токсичність бензинів і продуктів їх згорання визначається в основному вмістом у їх складі ароматичних вуглеводнів, особливо бензолу, олефінових вуглеводнів і сірки. Ароматичні вуглеводні більш токсичні порівняно з парафіновими. У результаті їх згорання утворюються поліциклічні ароматичні вуглеводні (бензопірени), що характеризуються канцерогенними властивостями. Незгорілі вуглеводні, що містяться у відпрацьованих газах, у повітряному середовищі під впливом різних факторів (підвищеної вологості, сонячного світла тощо) сприяють утворенню стійких аерозолів.

Вміст бензолу і сумарний вміст ароматичних вуглеводнів у складі палив визначаються за допомогою хроматографічного аналізу. Суть методу полягає у тому, що будь-яка рідина чи пароподібна суміш речовин розділяється під час руху крізь шар адсорбенту, якщо компоненти розрізняються за сорбційною здатністю.

Для визначення вмісту бензолу та суми ароматичних вуглеводнів використовується газорідинний хроматограф, наприклад, «Кристал-2000 М» з насадною колонкою (з нержавіючої сталі) діаметром 3 мм і довжиною 3 м, всередині якої міститься інертний носій хромосорб РАW з нанесеною на нього високополярною селективною нерухомою фазою (нітрилсилікон), що забезпечує вихід бензолу після насичених і олефінових вуглеводнів і визначення бензолу і сумарного вмісту ароматичних вуглеводнів (рис. 2.9).

Проба (0,5 мкл) вводиться за допомогою мікрошприця проколюванням мембрани (термостійкої гумової прокладки) випарника, що є металеву камерою, що обігривається, з каналом для введення й випарування проби (скляна трубка заповнена скловолокном). До випарника підводиться газ-носій (азот), що переносить пробу, що випаровується, у колонку. Колонку у вигляді спіралі

поміщають у термостат, що підтримує задану температуру та її зміну за заданою програмою.

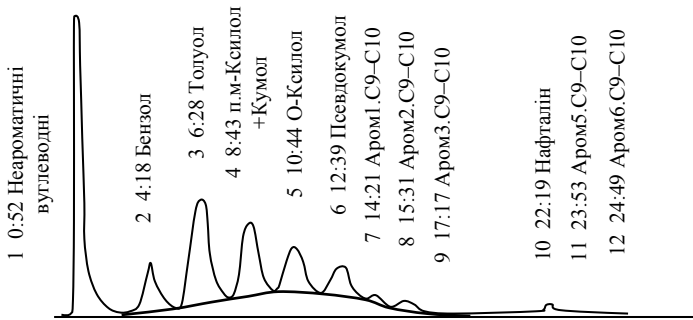


Рис. 2.9. Приклад типової хроматограми

Компоненти суміші розподіляються в колонці й надходять до полуменево-іонізаційного детектора (ПІД), що являє собою камеру, виготовлену з нержавіючої сталі, в якій вмонтовані пальник і колекторний електрод. Пальник є другим електродом, до якого підведено водневий трубопровід і штуцер підключення колонки. Колекторний електрод з'єднаний проводом із підсилювачем. У корпус детектора вмонтовано спіраль для підпалення водню. Крім водню в камеру детектора подається повітря для забезпечення горіння. Для запобігання конденсації пари води, що утворюється під час горіння, камера обігрівается за допомогою нагрівального елемента.

Хроматограф має блок електронного керування з дисплеєм, що задає режими його роботи (температуру випарника, термостата, детектора), контролює витрати газів, тривалість аналізу і блок підготовки газів, що забезпечує задані витрати газів та їх попереднє осушення й стабілізацію потоку. Газ (азот) подається від балона, генератора водню і компресора.

Хроматограф підключений до комп'ютера, за допомогою якого задаються робочі параметри хроматографа (програма «Хроматек Аналітик»). На екрані монітора відображається хід аналізу – записування хроматограми у реальному часі та її наступне оброблення одним із обраних методів.

Отримана хроматограма відображає якісну картину експерименту, тобто наявність чи відсутність визначених компонентів. Для отримання кількісних даних необхідно виконати розрахунок за методом відсоткової або внутрішньої нормалізації.

Відсоткова нормалізація – це розрахунок, відповідно до якого сумарна площа всіх піків прирівнюється до 100 %. Якщо сумарна площа всіх піків відповідає 100 %, то відношення площі піка кожного компонента до сумарної площі дорівнює відсотковому вмісту цього компонента:

$$c_k = \frac{S_k}{\sum S_i} 100, \quad (2.9)$$

де S_k – площа піка компонента; $\sum S_i$ – сумарна площа всіх піків хроматограми.

У разі використання хроматографа в комплекті з обчислювальною машиною необхідно вибрати відповідний пункт у меню програми «Хроматек Аналітик» – «Процентная нормализация».

Внутрішня нормалізація – це розрахунок поправкових коефіцієнтів K_i для піків компонентів, що наявні на хроматограмі. Коригувальні коефіцієнти враховують переважно неоднакову чутливість детектора до різних речовин.

Для визначення коригувальних коефіцієнтів відповідно до стандарту використовують бензол, коригувальний коефіцієнт якого дорівнює 1, готують три-сім каліброваних сумішей, що імітують аналізований бензин. Наприклад, готують такі суміші у відсотках за масою:

бензин деароматизований	50–45;
нонан	4–5;
декан	1–2;
бензол	2–5;
толуол	7–10;
етилбензол	3–4;
n-ксилол	5–4;
m-ксилол	15–20;
o-ксилол	4–5;
i-пропілбензол	до 100.

У разі використання цього методу формула (2.9) набуде такого вигляду:

$$c_k = \frac{K_i S_k}{\sum K_i S_i} 100, \quad (2.10)$$

де K_i – коригувальний коефіцієнт кожного компонента суміші.

У разі використання програми «Хроматек Аналітик» необхідно після одержання хроматограми каліброваної суміші ввести дані про концентрацію компонентів у відповідному пункті меню програми «Добавить калибровочный уровень».

Коригувальні коефіцієнти будуть розраховані автоматично. У всіх наступних аналізах бензинів програма використовуватиме ці коефіцієнти.

Цей метод точніший за метод відсоткової нормалізації, оскільки враховує зміну чутливості детектора стосовно різних компонентів суміші.

Основи хроматографії та порядок роботи з хроматографом і проведення дослідів описано у попередніх виданнях і спеціальній літературі. Тому тут ми детально не описуємо цей процес.

2.3.6. Масова частка кисневмісних сполук

Метод газової хроматографії застосовують для кількісного визначання індивідуальних органічних кисневмісних сполук у межах масових часток 0,17–15,0 % та загального вмісту органічно зв'язаного кисню в межах масових часток 1,5–3,7 % у неетильованому бензині, що має температуру закінчення кипіння не вище за 220 °С.

Після розділення проби на капілярній колонці кисневмісні органічні сполуки селективно перетворюються на оксид вуглецю, водень і вуглець у піролізному крекінг-реакторі. У реакторі гідрогенізації оксид вуглецю перетворюється в метан і це реєструє полуменево-іонізаційний детектор (О-ПД).

2.3.7. Випаровуваність

Випаровуваність бензину характеризує швидкість та повноту переходу палива з рідкого до газоподібного стану. Як експлуатаційна властивість, випаровуваність впливає на утворення горючої

суміші у камері згорання двигуна, спалахування та горіння, величину природних втрат, ступінь розрідження моторного масла, а також на рівень якості палива та доквілля. Випаровуваність бензину повинна забезпечувати оптимальний склад ППС на усіх режимах незалежно від способу її приготування. За способом приготування суміші палива з повітрям розрізняють двигуни карбюраторні, у яких склад ППС в основному задається конструкцією карбюратора, та інжекторні (з впорскуванням), у яких склад ППС регулюється електронною системою залежно від стану двигуна та умов його роботи.

Кращі можливості адаптації процесу сумішоутворення до режимів роботи автомобілів, особливо для тих, що обладнані системою каталітичної нейтралізації відпрацьованих газів, забезпечують вприскувальні (інжекторні) паливні системи.

Бензин у впускній системі частково випаровується, змішується з повітрям, і суміш, що утворилася, прямує до циліндрів двигуна. Тут в тактах впускання і відбувається остаточне випаровування і змішування бензину з повітрям.

В кінці стискування ППС запалюється електричною іскрою. Для нормальної роботи двигуна розповсюдження фронту полум'я і виділення тепла повинні проходити оптимальною швидкістю. Традиційною тенденцією в розвитку двигунобудування підвищення потужності і зниження витрати палива через форсування робочого процесу (за ступенем стискування, густини РС). Ця можливість лімітується стійкістю бензинів до детонації (детонаційною стійкістю) і визначає вимоги до відповідних антидетонаційних властивостей бензинів.

З дотриманням норм за випаровуваністю пов'язані такі характеристики двигуна, як пуск за низьких температур, ймовірність утворення парових пробок у системі живлення, прийомистість автомобіля, швидкість прогрівання двигуна, а також зношення циліндро-поршневої групи і витрата .

Параметри двигуна за потужністю і витратою бензину можуть порушуватися як при виході за норми використання компонентів (спиртів і ефірів), так і при зміні енергетичних властивостей палива, залежних від його густини і теплоти згорання.

Бензин можна розглядати як суміш легких (близько 40 % об.), середніх (близько 50 % об.) і важких (близько 10 % об.) фрак-

цій. Зимові види бензину мають легший фракційний склад, що необхідно для полегшення запуску двигуна у холодну пору року.

Збільшення кількості важких фракцій у складі бензину може привести до змивання в циліндрі оливної плівки і, як наслідок, до збільшення зношення, розрідження оливи, підвищення витрати палива (рис. 2.10).

У специфікаціях на автомобільні бензини передбачений контроль тиску пари, що перебуває у стані рівноваги з паливом за заданої температури, ТНП. Присутність низькокиплячих фракцій, що обумовлюють кінетику випаровування палив, оцінюється в основному цим показником. Для товарних моторних палив, що представляють суміш великого числа різних вуглеводнів, ТНП залежить від їх складу і тиску пари всіх вуглеводнів, а також співвідношення об'ємів парової V_n і рідкої V_p фаз (V_n/V_p). Це пояснюється тим, що під час випаровування складних вуглеводневих рідин спочатку випаровуються більш летючі речовини з максимальним значенням тиску пари. А в насиченій парі міститься більше низькокиплячих компонентів, ніж у рідині (за 1-м законом Коновалова).

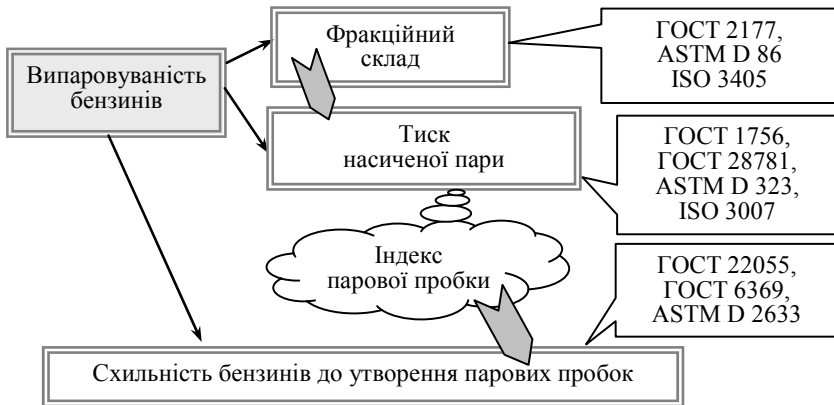


Рис. 2.10. Взаємозв'язок випаровуваності та показників якості бензинів

Отже, рідка фаза збагачується більш висококиплячими компонентами. Тому за малих співвідношень V_n/V_p у паровій фазі міститься більше низькокиплячих фракцій, і навпаки. Тобто залежність ТНП від об'єму парової фази безпосередньо пов'язана з фракціонуван-

ням палива під час випаровування. З підвищенням температури поверхні рідини ТНП зростає. Відомо два стандартні методи визначення ТНП: у бомбі Рейда і за методом Валявського – Бударова. Маючи стандартне значення $P_s^{37,8}$, можна визначити тиск P_s^t для інших температур за емпіричною залежністю:

$$P_s^t = P_s^{37,8} \cdot 10^{4,6 - 1430/T}. \quad (2.11)$$

Показник ТНП використовується для визначення **схильності бензину до утворення парових пробок у системі паливоживлення**. Парові пробки зазвичай виникають за високих температур після повного прогрівання двигуна внаслідок кипіння легких фракцій, що заважає надійній роботі паливного насоса і карбюратора, викликає утруднення під час запуску й втрати потужності під час прискорення. У лабораторних умовах схильність до парових пробок оцінюється двома показниками:

- температурою палива, за якою у певних умовах випробування досягається задане співвідношення «пара – рідина»;
- комплексним показником – індексом парової пробки (ППП, EN 228). $ППП = 10 \text{ ТНП} + 7 V_{70}$.

У США, наприклад, схильність бензинів до утворення парових пробок оцінюють за даними фракційного розгону індексом випаровуваності (ІВ):

$$ІВ = 2,7 t_{10} + 5,4 t_{50} + 1,8 t_{90} + 176. \quad (2.12)$$

Висока випаровуваність бензину може іноді стати причиною зледеніння карбюратора. Випаровування бензину в карбюраторі супроводжується зниженням температури його деталей. В умовах високої вологості, за температури повітря близько 4 °С відбувається вимерзання вологи з навколишнього середовища, що викликає зледеніння карбюратора.

Надійна й ефективна робота паливних систем та інших технічних засобів може бути забезпечена тільки за умови збереження якості палив у межах, встановлених відповідними нормативно-технічними документами (додаток 9).

Наприклад, умови надійності функціонування паливної та оливої систем можна записати у вигляді

(нестійка робота) $1 \geq E = (K/K_{\text{кр}}) \geq 1$ (стійка робота),

де E – показник ефективності й надійності роботи техніки; K – показник відповідного параметра якості (критерій стабільності) робочих рідин; за $K=K_{\text{кр}}$ робота паливної системи стає критичною, а за $K/K_{\text{кр}} < 1$ – нестійкою.

У бензинах, внаслідок високої випаровуваності й втрат легких фракцій, може знижуватись ОЧ, зменшуватись ТНП, підвищуватись температура початку кипіння і температура википання 10, 50 і 90 %. Внаслідок випаровування головних фракцій ускладнюється запуск, зменшується прийомистість, збільшується зношення та утворення нагару. Зменшення ОЧ бензинів при втраті легких фракцій пояснюється тим, що із зменшенням молярної маси вуглеводнів і зниженням їх температури кипіння ОЧ підвищуються (табл. 2.17).

Таблиця 2.17

Детонаційні властивості вузьких фракцій бензину, отриманого з нафти алканової основи

Температура википання фракцій, °С	Груповий вуглеводневий склад, %			Октанове число	
	алканові	цикланові	арени	без ТЕС	2,5 г ТЕС на 1 кг бензину
30–65	100	100	0	72,1	96,4
65–72	70,1	25,3	4,6	52,2	80,3
72–95	37,2	50,4	12,6	48,2	98,3
95–102	50,2	44,6	5,2	52,1	78,3
102–115	34,8	32,2	30,0	78,1	97,2
115–132	52,6	40,8	6,6	48,2	80,3
132–140	42,4	30,8	26,8	48,3	90,1
140–168	48,3	40,1	11,6	40,0	75,0

Втрати легких фракцій бензинів значно погіршують їх пускові властивості, підвищують температуру википання 50, 90 % і кінця кипіння. Температура холодного пуску двигунів пов'язана не тільки з початком кипіння бензинів, температурою википання 10 %, але й з температурою википання високомолекулярних фракцій.

Збільшення температури википання 50 % бензину погіршує прийомистість двигунів (табл. 2.18), вони повільніше набирають

необхідну потужність, іноді за занадто великої температури википання середніх фракцій необхідна потужність двигунів не досягається. За підвищення температури википання кінцевих фракцій збільшується схильність до нагароутворення, зношення двигуна й витрата палива (табл. 2.19). Якщо прийняти зношення та витрату палива під час роботи на бензині з температурою кінця кипіння 200 °С за 100 %, то за обваженого фракційного складу до 225 °С зношення зростає удвічі, а витрата палива підвищується на 10 %.

Таблиця 2.18

Вплив фракційного складу бензину на кількість обертів колінчастого валу двигуна після відкриття дросельної заслонки

Тривалість випробування, с	Фракційний склад, °С				
	97–171	107–175	112–180	120–182	128–186
0	0	0	0	0	0
0,125	9,0	9,0	8,0	7,0	7,0
0,250	23,5	23,5	50,5	18,5	19,5
0,375	44,0	41,0	40,0	38,0	36,5
0,500	70,0	68,0	66,0	60,5	59,5
0,325	100,0	100,0	95,5	88,5	86,5
0,750	136,0	132,0	131,0	130,5	120,0
0,875	176,5	172,0	165,0	162,0	159,5
1,000	221,0	211,5	203,5	203,5	200,0

Таблиця 2.19

Вплив фракційного складу (кінцеві фракції) бензину на нагароутворення, зношення та економічність двигуна

Температура кінця кипіння	Утворення нагару, мг/г	Зношення, %	Витрата палива, %
170	22	50	93
175	23	50	94
200	45	100	106
225	50	200	107
250	82	500	140

Обваження фракційного складу збільшує неповноту згорання та погіршує динамічні якості двигуна. Зрозуміло, що під час випаровування втрачаються не тільки цінні вуглеводні, але й погіршуються експлуатаційні властивості бензинів (табл. 2.20, 2.21). При втраті легкокиплячих вуглеводнів знижується ОЧ,

а, отже, погіршується детонаційна стійкість бензинів. Описати такий процес можна у такій послідовності. У першу чергу втрачаються фракції з температурами кипіння 35–50 °С, а саме вони мають найбільш високі ОЧ – близько 90 од. На перший погляд здається, що якщо частина палива випарується, то в бензині, що залишився, підвищиться концентрація антидетонатора (етилової рідини, металорганічних додатків, спиртів, ефірів або інших компонентів, що підвищують детонаційну стійкість) й ОЧ не знизиться. Насправді температура кипіння, наприклад, виносник свинцю в етиловій рідині становить 38 °С. Під час зберігання виносник випаровується разом з леткими фракціями бензину, етилова рідина розкладається, змінюючи її склад, свинець випадає. Аналогічні процеси, гіпотетично, відбуваються й з іншими антидетонаторами. Досить одного року зберігання для того, щоб за детонаційною стійкістю бензин став непридатним до використання в двигунах.

Таблиця 2.20

**Зміна фракційного складу автомобільного бензину
під час зберігання в модельних резервуарах**

Втрати, % мас.	Фракційний склад, °С				
	Початок кипіння	10 %	50 %	90 %	Кінець кипіння
0	40	72	123	176	204
3,0	45	76	126	178	204
5,0	48	79	126	179	202
10,0	60	90	126	179	202
15,0	72	97	129	182	204
20,0	77	102	134	181	204
25,0	87	111	139	184	207

Внаслідок втрат летких фракцій бензинів і збільшення температури википання 90%, кінця кипіння відбувається розрідження картерної оливи (табл. 2.21) важкими фракціями бензину, що свідчить про те, що бензин у камерах згорання цілком не випаровується, його частина маслом змивається зі стінок циліндрів, і ця суміш надходить у картер.

Таблиця 2.21

**Вплив фракційного складу (кінцеві фракції) бензину
на розрідження оливи у картері двигуна**

Тривалість роботи двигуна, год	Розрідження масла, %	
	бензин з кінцем кипіння 220°C	бензин з кінцем кипіння 170°C
1	6,0	1,8
5	7,0	2,3
10	7,9	3,0
15	8,0	3,2
20	9,5	3,7

2.3.8. Стабільність

Під стабільністю розуміють стійкість палив до збереження своїх фізико-хімічних властивостей під час транспортування, зберігання, впливі зовнішніх чинників. Стабільність поділяється на фізичну, хімічну, термоокиснювальну та біологічну (рис. 2.11).

Велика кількість палив, як відомо, втрачається внаслідок випаровування під час транспортування, перекачування та зберігання (дод. 10).

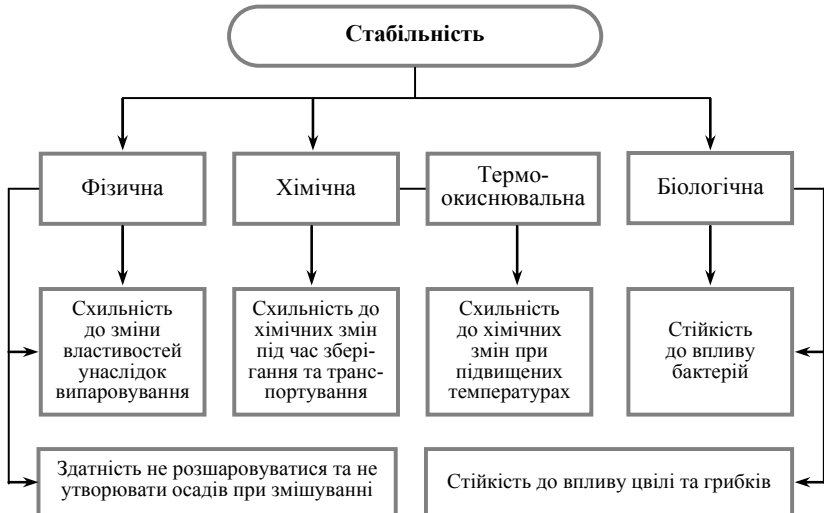


Рис. 2.11. Стабільність палив

Зниження $t_{п.к.}$, t_{10} і підвищення ТНП для бензинів обмежується через можливість виникнення парових пробок у паливній системі за підвищення температури. Залежність $t_{п}$ від P_s показана на рис. 2.12. Для зниження можливості виникнення парових пробок збільшують продуктивність паливного насоса і використовують бензини з підвищеною температурою 10 % википання, що описується наступним емпіричним рівнянням:

$$t_{10} > 0,5 t_{п} + 183. \quad (2.13)$$

Крім того, для оцінки пускових властивостей бензинів, моторних олів і системи електронного устаткування автомобілів прийнято поняття мінімальних пускових чисел обертів колінчастого вала, що описується залежністю О. М. Моїсейчука:

$$n_{\min} = A + (1/3,8 P_s) - (B/T), \quad (2.14)$$

де A , B – коефіцієнти, що залежать від конструктивних особливостей двигуна і карбюратора.

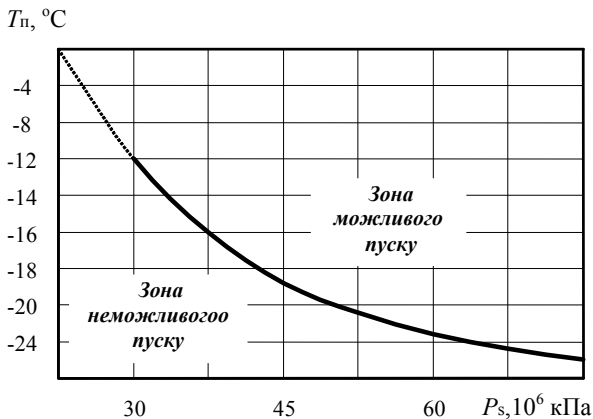


Рис. 2.12. Залежність мінімальної температури повітря для пуску двигуна від тиску насиченої пари бензину

Прогрівання двигуна – це тривалість його роботи від моменту пуску до досягнення плавної усталеної роботи. Зі збільшенням тривалості прогрівання зростатимуть непродуктивні втра-

ти палива і забруднення навколишнього середовища внаслідок роботи двигуна на збагаченій суміші і наступної емісії токсичних продуктів у відпрацьованих газах.

Прийомистість двигуна – здатність забезпечувати швидкий вихід на режим максимальної потужності після різкого відкриття дроселя.

Прогрівання і прийомистість двигуна залежать від фракційного складу бензину, головним чином від t_{50} , конструктивних особливостей карбюратора та впускної системи двигуна. Так, наприклад, тривалість прогрівання двигуна прямолінійно залежить від напівсуми температур 50 і 80 % перегонки бензину (рис. 2.13–2.14).

Зношення та економічність роботи двигуна оцінюють за температурою перегонки 90 % і температурою кінця кипіння (рис. 2.15–2.16). За високих значень цих показників висококиплячі фракції бензину не випаровуються у впускному трубопроводі двигуна, а надходять до циліндрів у рідкому стані. Рідка частина бензину не цілком випаровується у камері згорання, а частина, що не випарувалась, протікає через замки поршневих кілець до картеру двигуна. Наслідком цього є змивання масла зі стінок циліндра та його розрідження в картері. Зниження температури кінця кипіння позитивно впливає на зношення та економічність двигуна, але у той же час негативно позначається на антидетонаційних властивостях бензинів.

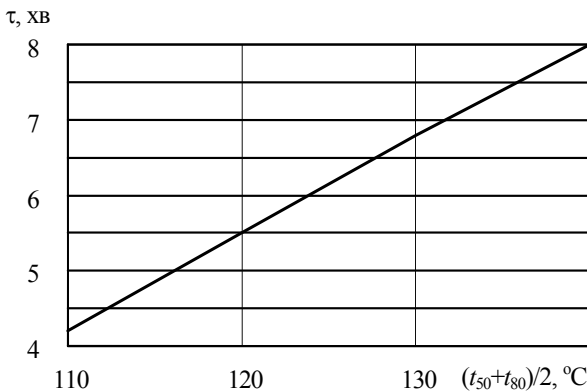


Рис. 2.13. Залежність тривалості прогрівання від фракціонування бензину

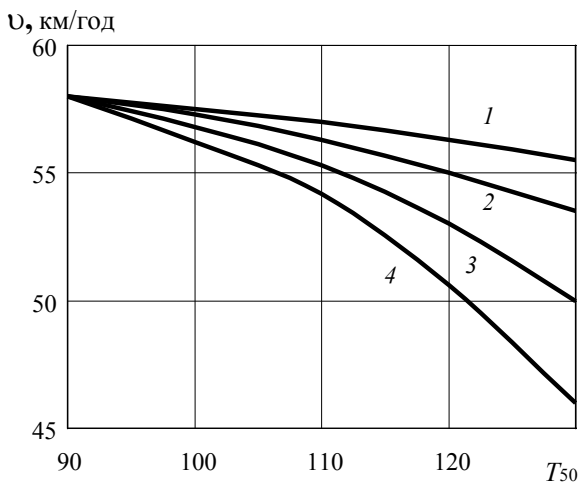


Рис. 2.14. Вплив t_{50} на швидкість автомобіля v , що досягається за 6 с розгону за різних температур повітря: 1 – 15,6 °C; 2 – мінус 1,1 °C; 3 – мінус 17,8 °C; 4 – мінус 28,9 °C

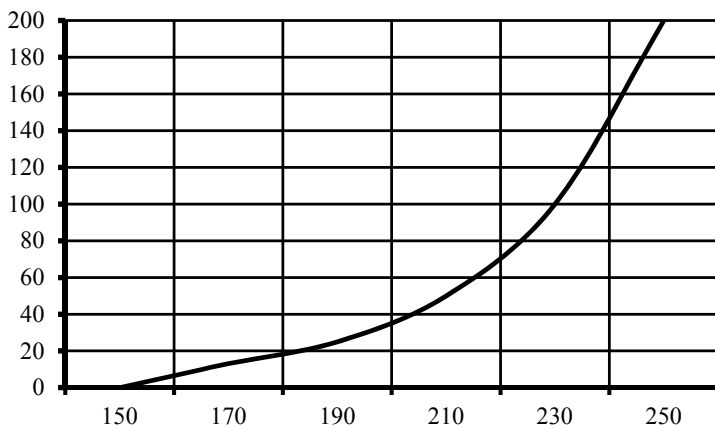


Рис. 2.15. Залежність загального зношення двигуна від температури кінця кипіння бензину

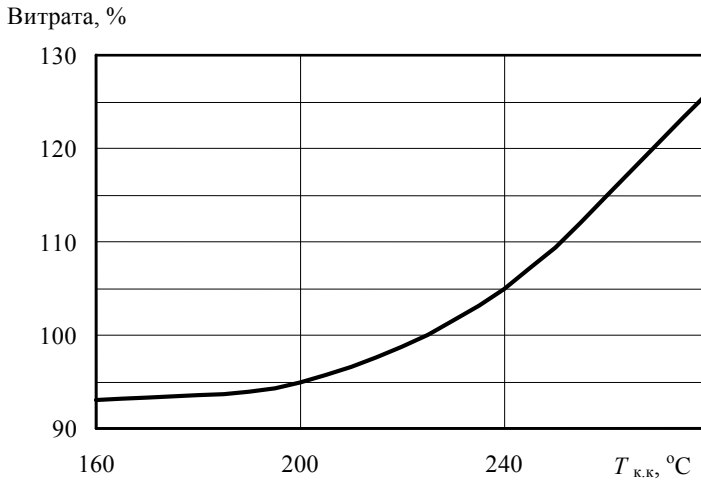


Рис. 2.16. Залежність витрати карбюраторного двигуна від температури кінця кипіння бензину

Узагальнено економічність двигуна прийнято оцінювати за формулою

$$G = \frac{g_{\tau}}{N}, \quad (2.15)$$

де g – питома витрата палива, г/Вт год; G_{τ} – погодинна витрата палива, кг/год; N – потужність двигуна, Вт.

Питання для самостійної роботи

1. Які основні фізичні властивості автомобільних бензинів?
2. Які вимоги до якості автомобільних бензинів?
3. Які властивості та показники бензинів впливають на сумішоутворення?
4. Які характеристики фракційного складу бензину?
5. Що таке нормальне, детонаційне і розжарювальне згорання?
6. Що таке детонаційна стійкість і за яким показником визначається?
7. Які є методи визначення октанового числа?
8. Які є способи підвищення октанового числа бензинів?
9. Як позначаються марки автомобільних бензинів?

10. Які основні правила зберігання бензинів?
11. Які особливості роботи двигунів з примусовим запалюванням робочої суміші (карбюраторні та інжекторні двигуни)?
12. Які техніко-економічні вимоги до бензинів?
13. Які вимоги національних стандартів до бензинів?
14. Які Ви знаєте безмоторні, аналітичні, інструментальні методи визначення октанового числа бензинів?
15. Які переваги і недоліки реформульованих бензинів?
16. Які є способи підвищення детонаційної стійкості бензинів?
17. Яка залежність детонаційної стійкості бензинів від їх групового складу?
18. Яка сутність процесу детонації, його характеристика і фактори, що впливають на характер процесу згорання робочої суміші?
19. Що таке сортність авіаційних бензинів?
20. Які конструктивні фактори впливають на характер згорання робочої суміші?
21. Які експлуатаційні фактори впливають на характер згорання робочої суміші?
22. Що таке антидетонаційні властивості палива?
23. Які є методи визначення детонаційної стійкості бензинів?
24. Які є лабораторні методи визначення детонаційної стійкості бензинів?
25. Які є методи визначення фактичного октанового числа?
26. Що таке методи визначення дорожнього октанового числа?
27. Що таке безмоторні методи визначення октанового числа (інструментальні та аналітичні)?
28. Що таке аналітичні методи визначення октанового числа?
29. Що таке октанове число змішування?
30. Які є методи підвищення детонаційної стійкості бензинів?
31. Що таке стабільність бензинів?
32. Що таке випаровуваність бензинів?
33. Що таке хімічна стабільність бензинів?
34. Який механізм окиснення бензинів?
35. Що таке фізична стабільність бензинів?
36. Охарактеризуйте основи випаровуваності бензинів (закон Дальтона, рівняння Клаузіуса – Клапейрона, формула Кистяковського).
37. Як пов'язані псевдокристалічна теорія будови вуглеводневої рідини (бензину) та її випаровуваність?
38. Охарактеризуйте статичне та динамічне випаровування (молекулярна та конвективна дифузія, закон Фур'є, закон Фіка).

39. Охарактеризуйте схильність до утворення відкладень у впускній системі і нагарів у камерах згорання.
40. Що таке захисні властивості й корозійна активність бензинів?
41. Що таке прокачуваність бензинів?
42. Що таке прийомистість двигуна?
43. Який компонентний склад бензинів?
44. Які добавки компаундують із базовими бензиновими фракціями?
45. Як позначаються марки авіаційних бензинів?
46. Охарактеризуйте вимоги екологічних стандартів серії EURO до автомобільних бензинів.
47. Охарактеризуйте вимоги екологічних стандартів серії EURO до емісії шкідливих речовин під час роботи бензинових двигунів.
48. Які вимоги Всесвітньої паливної хартії до якості автомобільних бензинів?
49. Охарактеризуйте компонентний склад і якість авіаційних бензинів.
50. Як маркуються авіаційні бензини? Які стандарти регламентують якість авіаційних бензинів?

Розділ 3

ЯКІСТЬ ПАЛИВ ДЛЯ ДИЗЕЛЬНИХ І ПОВІТРЯНО-РЕАКТИВНИХ ДВИГУНІВ

Дизельні палива застосовують для поршневих двигунів із запаленням від стискання (дизелів) та деяких газотурбінних двигунів наземної й суднової техніки.

Перевагою дизельних двигунів перед карбюраторними є можливість досягнення високого ступеня стискання, внаслідок чого питома витрата палива в них на 25–30 % менше, ніж у карбюраторних. Залежно від фракційного складу можуть бути вироблені дизельні палива з різними властивостями. Однак можливість використання фракцій прямої перегонки обмежена високим вмістом в них сполук сірки (до 1,0 %).

Комплекс експлуатаційних вимог до показників призначення, екологічної безпеки і стійкості дизельних палив забезпечується підбором їх оптимального фракційного й вуглеводневого складу.

3.1. Загальні технологічні відомості про одержання дизельних палив

Для виробництва товарних продуктів, що відповідають сучасним вимогам, використовують гідроочищені фракції та їх суміші з продуктами вторинних процесів (легкий газойль каталітичного крекінгу). На основі повністю гідроочищених фракцій виробляють палива з поліпшеними екологічними характеристиками.

На фракційний склад товарних дизельних палив істотно впливають:

- склад перероблюваної нафти;
- набір технологічного обладнання на підприємстві-виробнику;
- спрямованість забезпечення максимальної економічної ефективності їх виробництва.

В умовах зростаючої диспропорції (з середини 1970-х років) між приростом добування нафти і збільшенням потреби у дизельному паливі у багатьох країнах були проведені випробування з розширення ресурсів дизельного палива через підвищення темпера-

тури закінчення кипіння на 25–30 °С, що зумовило до підвищення густини до 850 кг/м³.

Використання дизельних палив важкого фракційного складу спричинило збільшення витрати палива на 1,5–2,0 % і підвищення димності на 10–15 %.

В Україні за Технічним регламентом щодо вимог до автомобільних бензинів, дизельного, суднових і котельних палив. Цим документом встановлюються вимоги до обігу палива на ринку, вимоги до якості, вимоги до процедури до оцінки відповідності. Позначення дизельного палива, за цим документом, включає такі групи знаків, розташовані у визначеній послідовності через дефіс:

- перша група – літери ДП, позначення дизельного палива для автомобільних дизельних двигунів;

- друга група – літерне позначення кліматичного періоду: Л (літнє), З (зимове), Арк (арктичне);

- третя група – символи екологічного класу; передбачено три екологічні класи дизельного палива: Євро 3, Євро 4, Євро 5.

- четверта група – символ визначення вмісту метилових або етилових естерів жирних кислот: В0 (за їх відсутності), В5, В7.

Наприклад, позначення дизельного палива зимового екологічного класу Євро 5 з вмістом метилових (етилових) естерів жирних кислот до 5 %: паливо дизельне ДП-З-Євро5-В5.

Позначення палива може включати торгову марку (товарний знак) виробника.

Дизельні палива складаються більш ніж на 90 % з вуглеводнів – алканових, цикланових, ароматичних і ненасичених.

Найбільш бажаним компонентом дизельних палив щодо самозаймистості є нормальні алкани, а небажаними – ароматичні.

Ароматичні вуглеводні є також небажаними компонентом дизельних палив через високу температуру запалювання і як наслідок – підвищеної здатності до нагароутворення, особливо бі- та трицикличні, а також через утворення токсичних речовин у процесі згорання дизельного палива.

Алкани нормальної будови, особливо тверді (С₁₆ і вище), мають високі температури застигання і тому є небажаними компонентами для зимових та арктичних дизельних палив.

Циклоалканові вуглеводні – бажані компоненти дизельних палив, особливо за низькотемпературними властивостями.

Алкени містяться у дизельних паливах у незначних кількостях, оскільки потрапляють до його складу внаслідок додавання легкого каталітичного газойлю. Це небажані компоненти дизельних палив щодо хімічної стабільності. Їх вміст у паливі обмежується йодним числом.

Крім вуглеводнів у дизельному паливі містяться гетероорганічні сполуки. Їх вміст залежить від вихідної нафти і технології вироблення дизельних палив. Якщо паливо виробляють з малосірчистої нафти, то вміст гетероорганічних сполук малий. Гідроочищення фракції дизельного палива також знижує вміст гетероорганічних сполук, особливо сірковмісних, концентрація яких переважає. Гетероорганічні сполуки є небажаними компонентами дизельних палив за: стабільністю, корозійними властивостями й утворенням токсичних речовин у процесі згорання.

Схему виробництва дизельного палива наведено на рис. 3.1. Сировиною для виробництва дизельного палива є різні нафти за ГОСТ 9965 «Нефть для нефтеперерабатывающих предприятий. Технические условия» або їх суміші у будь-якому співвідношенні незалежно від родовища.

Вміст сірки у товарному дизельному паливі становить не більше 0,05 %. Паливо марки З виробляється з гідроочищеної суміші фракцій дизельного палива й авіаційного гасу із залученням депресорних та диспергуючих добавок. Процент залучення газових фракцій до сумішевих фракцій дизельного палива не регламентується й залежить від того, що дизельне паливо необхідно виробляти з температурою спалаху не нижче як 40 °С, 62 °С.

До сировини для установки гідроочищення дизельних фракцій дозволяється залучати фракції 195–310 (350) °С у кількості не більше як 10 %.

Гідроочищене дизельне паливо відкачується за допомогою насоса до товарних резервуарів. Після заповнення резервуара виконується відстоювання продукту не менше, ніж 2 год і виконується дренажування резервуара з метою видалення дренажної води та механічних домішок.

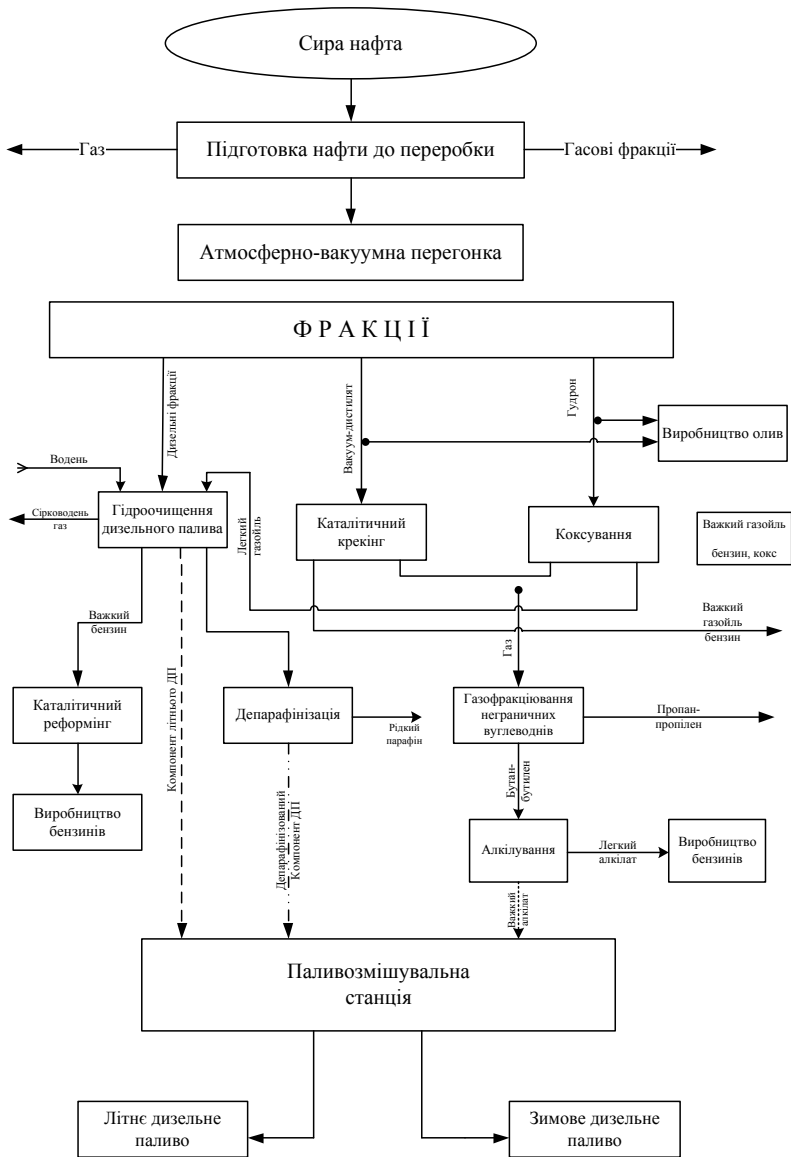


Рис. 3.1. Типова блок-схема технології виробництва дизельного палива

Після підготовки резервуара відбирається проба для аналізу відповідно до ДСТУ 4488 «Нафта і нафтопродукти. Методи відбирання проб». На основі виконаних випробувань товарний продукт отримує паспорт заводу-виробника, що підписує змінний інженер або ж начальник центральної заводської лабораторії (ЦЗЛ).

За кордоном до дизельних палив ставлять дедалі жорсткіші екологічні вимоги: масова частка ароматичних вуглеводнів у дизельному паливі не повинна перевищувати 5–10 %. Підвищений вміст у паливах ароматичних вуглеводнів призводить до швидкого зростання емісії твердих частинок у відпрацьованих газах і задимленості газів.

Зниження концентрації ароматичних вуглеводнів у дизельному паливі до 20 % можна досягнути, піддаючи його одностадійному гідрокрекінгу (10–14 МПа на нікелевих каталізаторах). При цьому порівняно з гідроочищенням капіталовкладення енергозатрати зростають на 65–77 %.

Виробництво палив з масовою часткою ароматичних вуглеводнів до 10 % потребує будівництва нових установок гідрокрекінгу ($P = 25\text{--}30$ МПа). Вміст ароматичних вуглеводнів у паливах знизити до необхідного рівня можна екстракцією за допомогою селективних розчинників.

Екстракція ароматичних вуглеводнів із середніх дистилатів за допомогою низькокиплячих селективних розчинників й пентану дає змогу виробляти екологічно чисті реактивні та дизельні палива.

Основними фізико-хімічними показниками дизельного палива, що значною мірою визначають його експлуатаційні властивості, є:

- **цетанове число** (ЦЧ), що визначає показники потужності й економічні показники роботи двигуна;

- **фракційний склад**, що визначає повноту згорання, димність і токсичність відпрацьованих газів двигуна;

- **в'язкість і густина**, що забезпечують нормальну подачу палива, розпилення у камері згорання та працездатність системи фільтрування;

- **низькотемпературні властивості**, що визначають функціонування системи живлення за низьких температур навколишнього середовища і умови зберігання палива;

- **ступінь чистоти**, характеризує надійність роботи фільтрів грубого та тонкого очищення, а також й циліндро-поршневої групи двигуна;

- **температура спалахування**, що визначає умови безпеки використання палива у дизельних двигунах;

- **наявність сірчистих сполук**, ненасичених вуглеводнів і металів, що характеризують нагароутворення, корозію і зношен-ня деталей двигуна.

Дизельні палива в Україні виробляються за ДСТУ 7688:2015 «Паливо дизельне Євро. Технічні умови».

Згідно з ДСТУ 7688:2015 дизельне паливо виробляється з продуктів переробки нафти й призначене для використання у високооберткових дизельних і газотурбінних двигунах наземної та суднової техніки. Основні вимоги до якості дизельного палива за ДСТУ 7688:2015 наведено в таблиці з дод. 11. Тут передбачено додавання біокомпонентів – метилових/етилових естерів жирних кислот. Метилові естери жирних кислот мають відповідати вимогам ДСТУ 6081 «Паливо моторне. Ефіри метилові жирних кислот олій і жирів для дизельних двигунів. Технічні вимоги». Етилові естери жирних кислот мають відповідати вимогам ДСТУ 7178:2010 «Паливо альтернативне. Естери етилові жирних кислот олій і жирів для дизельних двигунів. Технічні вимоги та методи контролювання». За температури довкілля нижче, ніж $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ не рекомендовано використання в дизельному паливі метилових/етилових естерів жирних кислот.

Альтернативне дизельне паливо в Україні виробляється за ДСТУ 8695:2016 «Паливо альтернативне для дизельних двигунів. Технічні умови».

У країнах ЄС дизельні палива виробляються за стандартом EN 590:2013 «Automotive fuels. Diesel. Requirements and test methods» або ASTM D 975 «Standard Specification for Diesel Fuel Oils».

Європейський стандарт EN 590:2013 «Автомобільні палива. Дизельне паливо. Вимоги та методи випробувань» визначає вимоги та методи випробувань дизельних палив, що надходять на ринок і призначені для використання у дизельних двигунах. Стандарт також встановлює вимоги та методи випробувань товарних дизельних палив для високошвидкісних дизелів.

Стандарт передбачає використання дизельних палив за сортами для різних кліматичних зон. Загальними вимогами для дизельних палив є вимоги до температури спалахування – не нижче від 55 °С, коксівності 10 %-го залишку – не більше від 0,30 %, зольності – не більше від 0,01 %, вмісту води – не більше від 200 ppm (parts per million – частин на мільйон), механічних домішок – не більше як 24 ppm, корозії мідної пластинки – клас 1, стійкості до окиснення – 20–25 г осаду/м³.

Залежно від граничної температури фільтрування стандарт встановлює 6 типів палив для помірного клімату і 5 класів палив для арктичного клімату.

У межах встановлених вимог і залежно від кліматичних умов кожна країна-учасниця має право встановлювати літні, зимові, проміжні і/або регіональні сорти дизельних палив.

За фізико-хімічними показниками дизельні палива повинні відповідати вимогам, наведеним у табл. 3.1. і табл. 3.2.

Таблиця 3.1

Фізико-хімічні показники дизельних палив за EN 590:2013

Найменування показника	Значення
Цетанове число, не менше	51,0
Цетановий індекс, не менше	46,0
Густина за температури 15 °С, кг/м ³	820–845
Вміст поліциклічних ароматичних вуглеводнів, % (мас), не більше	8
Вміст сірки, мг/кг, не більше	10
Температура спалаху, °С, не нижче	55
Коксівність 10 % залишку при дистиляції, % (мас), не більше	0,30
Зольність, % (мас), не більше	0,01
Вміст води, мг/кг, не більше	200
Вміст механічних домішок, мг/кг, не більше	24
Корозія не мідній пластинці (3 год за $t = 50$ °С)	Клас 1
Окиснювальна стабільність, г/м, не більше	20
Змашувальна стабільність, скоригований діаметр плями зношення (WSD 1, 4) за температури 60 °С, мкм, не більше	460
В'язкість за температури 40 °С, мм ² /с	2,00–4,50
Фракційний склад:	
- об'єм палива, що випає за температури 250 °С, % (об.), не більше	менше як 65

Закінчення табл. 3.1

Найменування показника	Значення
- об'єм палива, що википає за температури 350 °С, % (об.), не більше	більше як 85
- 95 % переганяється за температури, °С, не більше	360
Гранична температура фільтрування на холодному фільтрі, °С	-5
- у літній період (з 16 березня по 31 жовтня)	-15
- у зимовий період (з 1 листопада по 15 жовтня)	
Коефіцієнт фільтрування:	
- у зимовий період (з 1 листопада по 15 жовтня)	2,52
Вміст метилових естерів жирних кислот, % (об./ об.), не більше	7

За вимогами Всесвітньої паливної хартії (5-а редакція у 2013 р.) передбачено 5 категорій дизельних палив (дод. 12).

Якість дизельних палив контролюється на всіх етапах їх використання.

Таблиця 3.2

Вибрані технічні вимоги ASTM D 975 до дизельних палив

Найменування показника	1-D	2-D	4-D
Температура спалаху, °С, - не нижче	38	52	55
Вміст води та механічних домішок, %, не більше	0,05	0,05	0,50
Фракційний склад, °С, - 90% википання:			
не менше		282	
не більше	288	338	
Кінематична в'язкість, мм ² /с за температури 40 °С:			
- не менше	1,3	1,9	5,5
- не більше	2,4	4,1	24,0
Зольність, %, не більше	0,01	0,01	0,10
Вміст сірки, мг/кг, не більше	15	15	—
Випробування на мідній пластинці протягом 3 год за температури 50 °С	Клас 3	Клас 3	—

Закінчення табл. 3.2

Найменування показника	1-D	2-D	4-D
Цетанове число, не менше	40	40	30
Змашувальна стабільність, скоригований діаметр плями зношення (WSD 1, 4) за температури 60 °С, мкм, не більше	520	520	—

Перелік найважливіших і найбільше схильних до змін показників якості дизельних палив, що визначаються під час встановлення рівня якості наведено в табл. 3.3.

Таблиця 3.3

**Показники якості, що визначаються
під час контролю якості дизельних палив**

Приймально-здавальні випробування	Контрольні випробування
<ol style="list-style-type: none"> 1. Густина за температури 20 °С. 2. Масова частка механічних домішок і води (візуально). 3. Температура спалаху в закритому тиглі. 4. Фракційний склад. 5. Масова частка сірки. 6. Температура застигання (для палива марки «З»). 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Густина за температури 20 °С. 2. Масова частка механічних домішок і води (візуально). 3. Вміст води. 4. Температура спалаху закритому тиглі. 5. Фракційний склад. 6. Масова частка сірки. 7. Температура застигання (для палива марки «З»). 8. Гранична температура фільтривності (для палива марки «З»). 9. Концентрація фактичних смол. 10. Випробування на мідній пластинці

3.2. Характерні показники якості дизельних палив

Основною причиною корозійної дії дизельних палив на метали є сполуки сірки, що містяться в них. На відміну від бензинів, у дизельному паливі допускається вміст малої кількості меркаптанової сірки, що належить до її активних сполук.

3.2.1. Вміст сірки у складі дизельного палива

Вміст сірки в дизельному паливі визначається за ДСТУ EN ISO 20884:2012 «Нафтопродукти. Метод визначення вмісту сірки в автомобільних паливах рентгено-флуоресцентною спектрометрією з дисперсією за довжиною хвилі» або ДСТУ ISO 20846:2009 «Нафтопродукти. Визначення вмісту сірки в автомобільному пальному методом ультрафіолетової флуоресценції», або ГОСТ 19121 «Нефтепродукты. Метод определения содержания серы сжиганием в лампе».

Для палив, що використовуються в середньо- і малооборотних двигунах, гранична норма вмісту сірки підвищується до 1,5, а інколи й до 3 %. Використовувати палива з високим вмістом сірки допускається лише з одночасним використанням олив із спеціальними додатками, що зменшують шкідливу дію сірки на двигун.

Високу ефективність нейтралізації корозійної дії сполук сірки забезпечують також спеціальні добавки, що вводяться безпосередньо в дизельне паливо. Їх дія ґрунтується або на хімічній нейтралізації агресивних продуктів безпосередньо в циліндрі двигуна, або на утворенні захисних плівок на стінках циліндрів і поршневих кільцях.

У двигуні можливі два механізми дії сполук сірки, що впливають на інтенсивність корозії й корозійного зношення:

- високотемпературний механізм, що діє в порожнині циліндра, де відбувається газова корозія, що спричинена сірчистим і сірчанам ангідридами (SO_2 і SO_3), утвореними під час згорання палив. Корозійна дія SO_3 у декілька разів більша від SO_2 ;

- низькотемпературний механізм дії, зумовлений утворенням сірчистої й сірчаної кислот, що нагромаджується в оливі та низькотемпературних відкладеннях (шламі).

Для визначення вмісту сірки використовують: апарат для визначення сірки в нафтопродуктах типу ОС або ОСУ; бюретки місткістю 10, 25 і 50 см^3 , піпетки місткістю 2, 5, 10 і 25 см^3 , циліндр місткістю 5 см^3 , промивалку з гумовою грушею; насос скляний водоструминний; водяна баня з електронагрівником, розчин кислоти соляної 0,05 моль/ дм^3 (0,05 н.); карбонат натрію розчин 0,3 %-й; метиловий оранжевий 0,05 %-й розчин; спирт етиловий ректифікований; петролейний ефір; гніт із бавовняної нитки не більше 150 мм;

хромову суміш; воду дистильовану; фільтри паперові; лабораторні ваги будь-якого типу.

Масову частку сірки C_s (у %) розраховують за формулою

$$C_s = \frac{(V - V_1)K \cdot 0,0008 \cdot 100}{m}, \quad (3.1)$$

де V – об'єм 0,05 моль/дм³ (0,05 н) розчину соляної кислоти, витраченого на титрування контрольного досліду, см³; V_1 – об'єм 0,05 моль/дм³ (0,05 н.) розчину соляної кислоти, витраченого на титрування розчину після поглинання продуктів згорання нафтопродукту, см³; K – поправковий коефіцієнт титру 0,05 моль/дм³ розчину соляної кислоти; 0,0008 – маса сірки, еквівалентна 1 см³ 0,05 моль/дм³ розчину соляної кислоти, г; m – маса дизельного палива, г.

3.2.2. Температура застигання дизельного палива

Температура застигання – це температура, за якої налите у пробірку паливо під час охолодження до певних умов досягає такого стану, що не змінює положення меніска протягом однієї хвилини за нахилу пробірки на 45°.

Застигання палив настає у разі зниження температури на 5–15 °С після його помутніння. Температура застигання – це важливий показник якості дизельного палива, що визначає можливість його використання за цієї температури та входить до умовного позначення дизельних палив. Для надійної роботи системи живлення найнижча температура навколишнього середовища має на 10–15 °С перевищувати температуру застигання.

Температура застигання також визначає умови складського зберігання палива. Найбільш важливі зміни властивостей палив під час зниження температури, що погіршують їх експлуатаційні характеристики, проявляються у тому, що із палива, по-перше, виділяється друга або тверда фаза, а по-друге, паливо втрачає рухомість.

Температуру застигання дизельного палива визначають за ДСТУ ISO 3015:2012 «Нафтопродукти. Метод визначення температури помутніння», ГОСТ 20287:1991 «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания» без попереднього підігрівання палива до 50 °С.

Температура застигання для літніх сортів має становити мінус 15 °С, а для зимових – мінус 40 °С.

Суть методу визначення полягає у тому, що пробірку з продуктом і термометром виймають з водяної бані, насухо витирають її зовні та закріплюють за допомогою ущільнювача в муфті так, щоб її стінки були приблизно на однаковій відстані від стінок муфти. Пробірки з муфтою закріплюють у тримачі штатива у вертикальному положенні й залишають за кімнатної температури доти, доки нафтопродукт охолоне до температури (35±5) °С, потім поміщають його в посудину з охолоджувальною сумішшю, температуру якої заздалегідь встановлюють на 5 °С нижчою від наміченої для визначення температури застигання.

Під час охолодження продукту встановлену температуру охолоджувальної суміші підтримують з похибкою ±1 °С. Коли продукт у пробірці набуде температури, наміченої для визначення застигання, пробірку нахилиють під кутом 45 °С і, не виймаючи з охолоджувальної суміші, тримають у такому положенні протягом 1 хв. Після цього пробірку з муфтою обережно виймають з охолоджувальної суміші, швидко витирають муфту і спостерігають, чи не змістився меніск випробуваного продукту.

Визначаючи температуру дизельного палива, в муфту перед випробуванням поміщають 0,5–1,0 см³ сірчаної кислоти, олеуму або будь-якого іншого осушувача.

Якщо меніск змістився, то пробірку виймають з муфти, знову підігривають до (50±1) °С і виконують повторно випробування за температури на 4 °С нижчої за попередню доти, доки за деякої температури меніск не припинить зміщуватися.

Після знаходження меж застигання (перехід від рухомого до нерухомого стану) дослід повторюють, знижуючи температуру випробування на 2 °С доти, доки не встановиться така температура, за якої меніск продукту залишається нерухомим, а при повторному випробуванні за температури на 2 °С вище він зсувається. Цю температуру фіксують, як встановлену для проведення цього досліді.

Для встановлення температури застигання продукту виконують два досліді, починаючи другий з температури на 2 °С вищої від установленної для першого випробування.

Під час перевірки температури застигання, встановленої в стандартах на нафтопродукти, з'ясовують, чи зміщується меніск цього

продукту після його випробування за температури на 2 °С вищої за температуру, встановлену стандартами на конкретну продукцію.

3.2.3. Гранична температура фільтрування на холодному фільтрі

Гранична температура фільтрування (на холодному фільтрі) – найвища температура, за якої певний об'єм палива не протікає через стандартизовану фільтрувальну установку протягом певного часу в процесі охолодження в стандартизованих умовах. Визначається за стандартом ДСТУ EN 116:2012 «Палива дизельні та побутові. Метод визначення граничної температури фільтруваності на холодному фільтрі». Метод полягає в поступовому охолодженні випробуваного палива з інтервалами 1 °С і стиканні його через дротяну фільтраційну сітку за вакууму 1961 Па (200 мм вод. ст., 20 мбар).

Випробування проводять до температури, за якої кристали парафіну, виділеного з розчину на фільтр, припинять або уповільнять протікання доки час наповнення піпетки не перевищить 60 с, або паливо не стече повністю назад у вимірювальний посуд.

Для випробування застосовують таку апаратуру, як це показано на рис. 3.2.

Пробу випробуваного палива фільтрують крізь сухий фільтрувальний папір за температури не менше за 15 °С.

Пробу палива відбирають за ДСТУ 4488:2005 «Нафта і нафтопродукти. Методи відбирання проб». Для видалення механічних домішок і води паливо фільтрують крізь фільтр «біла стрічка» за температури не менше на 15 °С вищої від температури помутніння.

Перед кожним випробуванням розбирають фільтр і промивають його деталі, а також вимірювальний посуд, піпетку й термометр розчинником, потім ополіскують ацетоном і сушать чистим сухим повітрям. Перевіряють чистоту та сухість усіх деталей і кожуха. Перевіряють також, чи не пошкоджені фільтраційна сітка і з'єднання, у разі потреби замінюють їх новими. Потім складають апаратуру, як показано на рис. 3.3. Перевіряють щільність різьбової гайки, чи немає витоку.

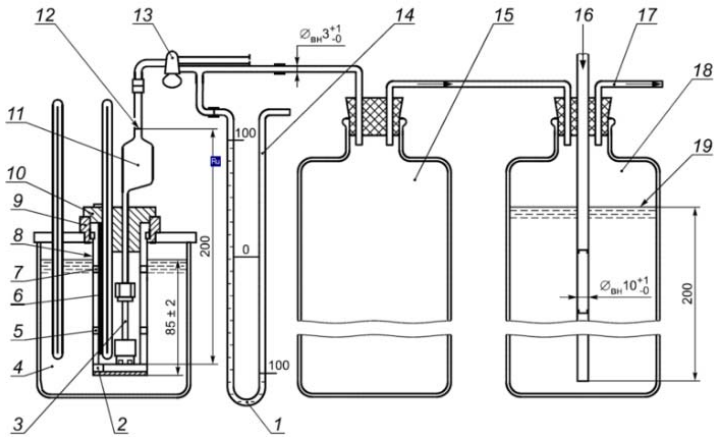


Рис. 3.3. Схема обладнання для визначення граничної температури фільтрування:

- 1 – вода; 2 – ізоляційне кільце, 3 – фільтр; 4 – охолоджуюча баня; 5, 7 – прокладка; 6 – вимірювальний посуд; 8 – кожух; 9 – підтримувальне кільце; 10 – пробка; 11 – піпетка; 12 – калібрувальна мітка (20 см³); 13 – триходовий запірний кран; 14 – U-подібний манометр; 15 – додатковий вакуумний резервуар; 16 – повітряний клапан; 17 – джерело вакууму; 18 – вакуумний резервуар; 19 – рівень води

Крім поданого на рис. 3.3 обладнання може використовуватись автоматичний прилад (рис. 3.4).



Рис. 3.4. Автоматичний прилад для визначення граничної температури фільтрування

Ізоляційне кільце поміщають на дно кожуха. Якщо прокладки не виготовлені як одне ціле з ізоляційним кільцем, їх розміщують на відстані близько 15 і 75 мм від дна вимірювальної посудини. Вимірювальний посуд наповнюють досліджуваним паливом до мітки, що відповідає 45 см^3 , закривають пробкою з розміщеними в ній піпеткою з фільтром і відповідним термометром.

За очікуваної граничної температури фільтрівності нижчої за мінус $30 \text{ }^\circ\text{C}$ застосовують термометр з нижчими значеннями температури. Під час випробування термометр не можна змінювати.

Апаратуру встановлюють таким чином, щоб нижня частина фільтра містилася на дні вимірювальної посудини; термометр установлюють паралельно піпетці і таким чином, щоб його нижній кінець розміщувався на $(1,5 \pm 0,2)$ мм вище від дна вимірювальної посудини. Кулька термометра не повинна стикатися ні з стінкою вимірювальної посудини, ні з фільтром.

Кожух поміщають вертикально на глибині (85 ± 2) мм в охолоджувальну баню, в якій підтримують температуру мінус $(34 \pm 0,5) \text{ }^\circ\text{C}$. Вимірювальний посуд поміщають у кожух у стабільному вертикальному положенні.

За відкритого запірного крана з'єднують піпетку з вакуумною установкою за допомогою гнучких шлангів, приєднаних до крана (див. рис. 3.3). Створюють вакуум і встановлюють повітряний потік так, щоб U-подібна трубка показувала падіння тиску 200 мм водяного стовпа протягом усього досліду.

Дослід починають відразу після поміщення вимірювального посуду в кожух. Якщо температура помутніння проби відома, допускається починати випробування в момент часу, коли проба охолоджена до температури, що вища за температуру помутніння не менше ніж на $5 \text{ }^\circ\text{C}$. У першому етапі охолодження завжди треба застосовувати баню з температурою мінус $(34 \pm 0,5) \text{ }^\circ\text{C}$.

Коли температура проби досягне відповідного значення, запірний кран установлюють так, щоб фільтр був з'єднаний із вакуумом, викликаючи всмоктування проби палива крізь фільтраційну сітку в піпетку, одночасно вмикають секундомір.

Коли паливо дійде до мітки на піпетці, зупиняють секундомір і встановлюють кран у початковому положенні, щоб проба могла стекти у вимірювальну посудину. Якщо час для всмоктування палива до мітки перевищує 60 с, то визначення припиняють і повто-

рюють зі свіжою масою для випробування починаючи з більш високої температури.

Операцію повторюють після кожного зниження температури проби на 1 °С до досягнення температури, за якої проходження крізь фільтр припиняється, або піпетка не наповнюється до мітки протягом 60 с.

Фіксують температуру початку останньої фільтрації. Якщо після охолодження проби час заповнення піпетки до позначки не перевищує 60 с, але не стікає назад у вимірювальний посуд після встановлення крана в початковому положенні, то треба відзначити температуру початку фільтрації.

Якщо за температури мінус 20 °С не припиняється проходження палива крізь фільтр, подальше охолодження проводять в охолоджувальній бані з температурою мінус (51±1) °С або відповідно до перемкненого холодильника та повторюють операцію після кожного зниження температури на 1 °С.

Замінюючи баню, швидко переносять вимірювальний посуд у новий кожух, поміщений у другій охолоджувальній бані або регулюють холодильник.

Якщо за температури мінус 35 °С не припиняється проходження палива крізь фільтр, подальше охолодження здійснюють у третій бані з температурою мінус (67±2) °С або регулюють холодильник.

На початку останнього фільтрування реєструють температуру з точністю до 1 °С як граничну температуру фільтрованості на холодному фільтрі.

3.3. Загальні технологічні відомості про одержання палив для повітряно-реактивних двигунів

Виробництво палив для ПРД є одним із пріоритетних напрямів, що розвиваються у нафтопереробній галузі в світі. У першу чергу це пов'язано зі збільшенням парку ПС. За даними The Air Transport Action Group (ATAG) світовий парк цивільних ПС становить 24 тис. од., що експлуатуються більш ніж 1500 авіакомпаніями. У 2010 р. світовий пасажиропотік склав понад 4,8 трлн пкм. Авіакомпанії світу перевезли близько 2,5 млрд пасажирів. За даними прогнозу компанії Boeing (2011–2030), пасажирські перевезення

будуть збільшуватися на 5,1 % щорічно, а вантажні перевезення, виражені в тонно-кілометрах, – на 5,6 % щорічно.

За даними аналітичного сайту www.indexmundi.com, у світі щодня виробляється і споживається близько 875 тис. т палива для ПРД. Починаючи з 2000 р. на українському ринку авіаційного палива спостерігаються значні темпи приросту споживання. Зокрема, за підсумками 2003 р. попит на авіаційне паливо на внутрішньому ринку зріс на 17 %, а в 2004 р. – на 11 %, у подальшому рівень споживання збільшився на 20%. За даними Мінпаливенерго (2005), в Україні було вироблено 486,1 тис. т авіаційного палива. Сьогодні в Україні найбільш великими постачальниками палива для ПРД є товариство з обмеженою відповідальністю «Вітек», «Укртатнафта», «WOG», «Інтерім сервіс», «Трейд Коммодити», «Петролеум Груп», «Мираж Трейд», «Оккоіл» та ін.

Обсяг споживання авіаційного палива в Україні за даними консалтингової компанії UPECO, становить близько 300–350 тис. т на рік. Близько 50 % ринку припадає на заправки в Державному міжнародному аеропорті «Бориспіль» (за даними порталу «Крила. Все про українську авіацію (<http://www.wing.com.ua>)»).

В Україні технологічні потужності для виробництва палива для ПРД існують на трьох нафтопереробних заводах (НПЗ) – «Кременчуцькому» (Укртатнафта), «Лисичанському» і «Одеському». На сьогодні основним виробником палив для ПРД є «Кремечуцький» НПЗ.

Сьогодні в Україні на ринку авіаційного палива структура системи авіапаливозабезпечення включає три основні групи учасників: виробники авіаційного палива – нафтопереробні підприємства, оптові оператори паливного ринку, паливнозаправні комплекси аеропортів (ПЗК) і кінцеві споживачі палива – авіакомпанії. Нафтопереробні підприємства, що виробляють авіаційний гас, є першою ланкою ланцюга системи авіапаливозабезпечення. До другої групи учасників ринку входять оптові підприємства, що закуповують авіагас і забезпечують організацію постачання палива в аеропорти. Безпосереднє заправлення ПС авіакомпаній здійснюється ПЗК аеропортів.

Високі вимоги до регулярності польотів, до надійності роботи всіх агрегатів обумовлює виконання великого обсягу робіт

з підготовки авіаційних палив до заправлення, до збереження їх кондиційності на кожному етапі життєвого циклу палива.

За призначенням: палива для ПРД поділяють на дві групи:

- палива для дозвукової авіації;
- палива для надзвукової авіації.

За способом виробництва палива для ПРД поділяють на прямогонні Т-1, Т-2, ТС-1, термостабільні – РТ, Т-6, Т-8В, сумішеві – ТС-1, Т-2.

За випаровуваністю палива для дозвукової авіації поділяють на палива типу гасу Т-1, ТС-1, РТ, Т-1С та палива типу широкої фракції Т-2.

Фізико-хімічні властивості палив для ГТД визначаються природою та властивостями сировини, способами отримання базових фракцій, методами їх очищення та змішування, а також властивостями функціональних додатків.

Якість палив характеризується комплексом показників, передбачених відповідними стандартами.

У більшості випадках палива для ПРД отримують пряму перегонкою. Також застосовуються методи вторинної (деструктивної) переробки нафти. У той же час, у деяких країнах широкого розповсюдження набули палива, що отримують переробкою такої сировини, як вугілля та горючі сланці. Це обумовлено переважно наявністю певних сировинних ресурсів на території країни – виробника палива.

Виробництво палив для ПРД прямої перегонки. Паливо марки Т-1. Прямогонні палива для ПРД виробляють за найпростішою технологією (рис. 3.5). Паливо Т-1 виробляли з нафтових малосірчистих, малосмолистих нафт, що видобуваються в Азербайджані. Ця нафта дуже дефіцитна. З 1980 р. значно зменшено виробництво цієї марки палива.

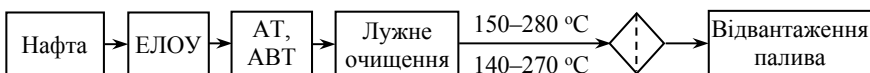


Рис. 3.5. Блок-схема виробництва палива Т-1:

ЕЛОУ – електрозневоднювальна та знесолювальна установка;
АТ – атмосферна трубочатка; АВТ – атмосферно-вакуумна трубочатка

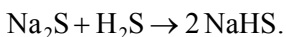
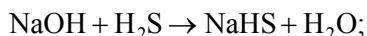
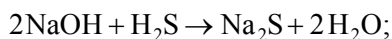
Для палива Т-1 беруть фракцію нафти 150–280 °С. Одержана на установці АТ або АВТ паливна фракція спрямовується на лужне очищення, оскільки в ній міститься значна кількість нафтових кислот переважно нафтенової основи. Вміст кислих органічних сполук, у тому числі й нафтових кислот, характеризує показник кислотності.

Фракцію прямої перегонки нафти піддають очищенню від сполук, що погіршують якість палив для ПРД. Для видалення деяких із таких сполук фракції обробляють розчином їдкою натру й промивають водою.

Лужне очищення. Для очищення лугом використовують головним чином розчини каустичної соди (їдкою натру) і кальцинованої соди (карбонату натрію).

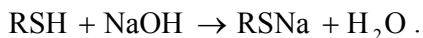
Лужне очищення застосовують для видалення з нафтопродуктів кислих кисневмісних сполук (нафтових кислот, фенолів), деяких сірчистих сполук (сірководню, меркаптанів); крім того, воно доповнює сірчаноокислотне очищення нейтралізацією сірчаної кислоти і продуктів її взаємодії з вуглеводнями (сульфоокислот і ефірів сірчаної кислоти), що залишаються в нафтопродукті після сірчаноокислотного очищення. У результаті дії лугу на кислі сполуки утворюються натрієві солі цих сполук, що є лужними відходами. Частина цих сполук залишається в нафтопродукті, їх видаляють наступним промиванням водою. Лужні солі нафтових кислот, а також феноляти у процесі розчинення водою піддаються гідролізу з утворенням нафтових кислот, фенолів і лугу. Оскільки кислоти і феноли розчиняються в очищеному продукті, то його не вдається повністю звільнити від них. Ступінь гідролізу таких сполук з підвищенням температури зростає і знижується з підвищенням концентрації розчину лугу. Тому нейтралізацію світлих нафтопродуктів здійснюють за низьких температур концентрованими розчинами лугу.

Взаємодія лугу зі сполуками кислого характеру відбувається за такими реакціями:



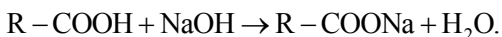
За наявності надлишку лугу утворюється сульфід, а в разі недостатчі – бісульфід натрію.

Меркаптани реагують за такою схемою:



З підвищенням молекулярної маси ступінь вилучення меркаптанів знижується внаслідок зменшення впливу сульфгідрильної ($-\text{SH}$) групи. Тому газову фракцію не можна повністю очистити від меркаптанів за допомогою лужного очищення.

Нафтенові кислоти реагують з лужним розчином за рівнянням



Нафтенати не розчиняються в нафтопродукті, але добре розчинні у воді, і тому переходять у лужний шар.

Швидкість зворотної реакції меркаптидів з водою залежить від молекулярної маси меркаптанів. Зі збільшенням молекулярної маси меркаптанів швидкість зворотної реакції збільшується. Тому газову фракцію не можна повністю очистити від меркаптанів за допомогою лужного очищення. Призначення лужного очищення палива марки Т-1 – підвищити корозійні властивості палив, одночасно не погіршуючи їх протизношувальних властивостей.

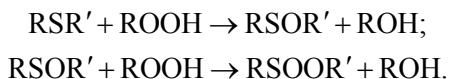
Основні фактори, що впливають на термоокиснювальну стабільність палива. В умовах підвищених температур деякі компоненти палива стають термічно нестійкими, наслідком чого є інтенсивне утворення осаду і підвищення корозійної активності, що призводять до забивання паливопроводів, а також зношення плунжерної пари паливного агрегату. Особливо інтенсивно ця реакція перебігає у разі підвищення температури, що характерно для паливної системи ПС.

На термічну стійкість палива, крім температури, можуть впливати метали, що застосовуються для виготовлення паливної апаратури двигунів: мідь, бронза, латунь, леговані сталі та ін. Ці метали за високих температур є каталізаторами процесів окиснення палива.

Наявність смол у паливі призводить до підвищеного утворення осаду. Причому негативна роль смолистих речовин виявляється тільки в разі досягнення певної їх концентрації, нижче за яку наявність смол викликає підвищення стабільності та підсилює протикорозійні властивості реактивних палив. Така інгібуюча дія смол пояснюється наявністю в них деяких сірко-, азот- і кисневмісних сполук.

Сірчисті сполуки відіграють велику роль в утворенні в паливах нерозчинних осадів і інших продуктів окиснення. У складі смол, осадів, нагару та лаків завжди міститься велика кількість сірки й кисню. Частковий перехід сірчистих сполук з палива в смоли та із смол в тверді відкладення відбувається як за низької температури протягом багаторічного зберігання, так і за високої температури за кілька годин. Сірчисті сполуки різних класів чинять неоднаковий вплив на термічну стабільність палив. Найменш стійкими з них за підвищених температур є меркаптани і дисульфиду. Наявність елементарної сірки в реактивному паливі навіть за концентрації 0,001 % сприяє різкому підвищенню корозійної агресивності палива.

Поряд з корозійною агресивністю та зменшенням термічної стабільності палив сірчисті сполуки характеризуються антиокиснювальними властивостями, що найбільш чітко проявляються за незначного вмісту їх у паливі. Антиокиснювальні властивості сірчистих сполук, наприклад сульфідів, можна пояснити легкістю їх взаємодії з утворенням у паливі гідропероксидів, їх руйнуванням і внаслідок цього запобіганням розвитку ланцюгової реакції окиснення:



Видалення з палив азотовмісних сполук сприяє підвищенню термоокиснювальної стабільності палив. Із вуглеводневих компонентів найбільш термічно стійкими є алканоцикланові вуглеводні. Ароматичні вуглеводні, особливо бі- і поліциклічні, сприяють збільшенню кількості утворюваного осаду.

З ненасичених вуглеводнів найбільш низьку термічну стабільність мають алкенілароматичні вуглеводні. Термоокиснюваль-

на стабільність – стійкість палив для ПРД до окиснення з утворенням смолистих відкладень за підвищених температур.

Це експлуатаційна властивість таких паливних систем, де паливо нагрівається до 100–120 °С (дозвокова авіація). У цих умовах спостерігається інтенсивне окиснення деяких сполук палива з утворенням смолистих відкладень.

Частина цих смолистих відкладень не розчинна у паливах і може призвести до забивання фільтра та відмови двигуна.

До палив для РПД ставляться підвищені вимоги до термоокиснювальної стабільності: а) у статистичних умовах; б) у динамічних умовах.

Паливо Т-1 характеризується високими низькотемпературними властивостями (великим вмістом циклоalkanів), високими протизношувальними властивостями, а також великою питомою енергоємністю (вона залежить від густини й зростає зі збільшенням густини) і низькою термоокиснювальною стабільністю порівняно з ТС-1 і РТ (табл. 3.3).

Ресурс роботи двигунів НК-8 на Т-1, як показав досвід, знижується майже в два рази порівняно з паливом РТ внаслідок утворення смолистих сполук.

Таблиця 3.3

Вуглеводневий склад палива Т-1

Вуглеводні	Масова частка, %
Алкани	24–42
Циклоалкани	42–69
Ароматичні	14–20
* Ненасичені	1,0–1,3

* Ненасичених вуглеводнів у вихідній нафті немає, вони утворилися в результаті перегонки нафти (термічний крекінг).

Паливо марки Т-2. Для збільшення виробництва палив для ПРД було зроблено спробу використовувати як авіаційне паливо широку нафтову фракцію з температурою кипіння 60–280 °С, тобто застосовувати суміш бензинової і газової фракцій, вихід якої збільшився в три рази порівняно з паливом Т-1.

Паливо Т-2 вироблено з грозненських малосірчистих нафт і східних сірчистих нафт. Хімічний склад цих нафт інший, ніж наф-

тенових. Східні нафти містять значну кількість сірчистих сполук і відповідно за технологічною класифікацією нафти за вмістом сірки належать до сірчистих (0,51–2,0 %). Паливо Т-2 вироблялося до 80-х років ХХ ст. як прямогонне паливо. На установці АТ (АВТ) відбиралася бензинова фракція 60–180 °С та газова фракція 180–280 °С і спрямовувалися в товарний резервуарний парк для змішування, відстоювання та контролю якості (рис. 3.6).

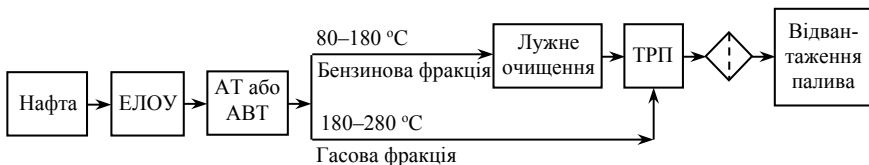


Рис. 3.6. Блок-схема виробництва прямогонного палива Т-2:
ТРП – товарний резервуарний парк

Для бензинової фракції проводили лужне очищення для видалення меркаптанів ($R-SH$).

Паливо Т-2 має задовільні низькотемпературні властивості та великий вихід у перерахунку на нафту (20–25 %), але обмежені висотні характеристики й малу питому енергоємність порівняно з Т-1, РТ.

Це паливо є резервним. Нині його виробляють як сумішеве паливо (газову фракцію піддають гідроочищенню). Аналогом Т-2 за кордоном є Jet-B.

Паливо марки ТС-1. Для виробництва цієї марки палива використовують парафіно-нафтові нафти.

До 1978 р. паливо ТС-1 вироблялося прямою перегонкою за схемою, зображеною на рис. 3.7.

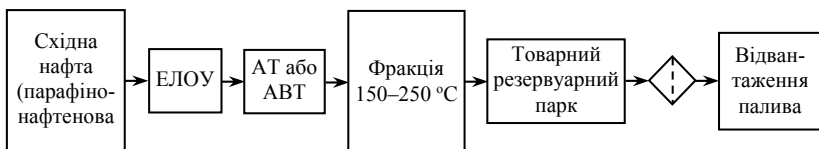


Рис. 3.7. Блок-схема виробництва прямогонного палива ТС-1

Зниження температури наприкінці процесу перегонки для палива ТС-1 зумовлено з термоокиснювальною стабільністю та низькотемпературними властивостями палива. Зменшений фракційний склад зумовлений підвищеним вмістом у сірчистих нафтах алканів, що негативно впливає на температуру початку кристалізації. Вміст сірки в паливі ТС-1 вищий, ніж палива Т-1, але в ТС-1 менше смолистих сполук і нестабільних вуглеводнів, тому й утворюється менше відкладень.

Із 1978 р. паливо ТС-1 почали виробляти як сумішеве. Це пов'язано з тим, що почали переробляти нафти з великим вмістом меркаптанів. Необхідно було додати процес демеркаптанізації паливних фракцій або гідроочищення.

Для виробництва сумішевого палива ТС-1 був використаний процес гідроочищення. У процесі гідрування відбувається розпад і гідрування меркаптанів (рис. 3.8).

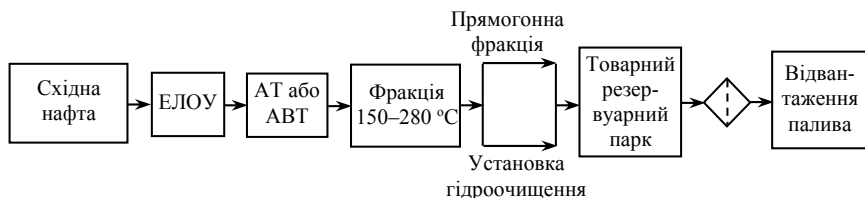


Рис. 3.8. Блок-схема вироблення сумішевого палива ТС-1

Кількість гідроочищеного компонента залежить від вмісту меркаптанів у паливній фракції прямої перегонки.

На сьогодні це паливо є масовим для дозвукової та надзвукової авіації з обмеженою тривалістю надзвукового польоту. Воно виробляється як прямогонним, так і сумішевим. В останньому випадку в прямогонну фракцію нафти додають гідроочищений компонент. Технічні характеристики даного палива визначаються галузевим стандартом ГСТУ 320.00149943.011-99 «Паливо ТС-1 для реактивних двигунів. Технічні умови». Технологічні процеси виробництва палива марки ТС-1 схематично зображено на рис. 3.9.

Паливо марки ТС-1 в основному відповідає вимогам, що ставляться до палив для ПРД, за винятком термоокиснювальної стабі-

льності (не більше 18 мг/100 см³ палива). З'ясовано, що робота двигуна НК-8 на паливі ТС-1 знижується на 20–30 %, ніж на паливі марки РТ через утворення смолистих відкладень.



Рис. 3.9. Узагальнена блок-схема комплексу технологічних процесів виробництва сумішевого палива марки ТС-1

Виробництво термостабільних реактивних палив. У 1960-ті роки стало очевидно, що палива для ПРД марок Т-1 і ТС-1 не відповідають вимогам за термоокиснювальною стабільністю. Це зумовлено інтенсивним розвитком авіаційної техніки: збільшувалася швидкість і дальність польоту, при цьому підвищувалася температура палива в паливних системах. У цих умовах вуглеводні (табл. 3.4) й гетероатомні сполуки палив прямої перегонки окиснювалися, внаслідок чого утворювалися смолисті відкладення.

Таблиця 3.4

Вуглеводневий склад палива ТС-1

Вуглеводні	Масова частка, %
Алкани	42–52
Циклоалкани	30–49
Ароматичні	11–21
Ненасичені	1,2–2,0

Особливо інтенсивно процеси окиснення відбувалися за температури 130–170 °С. Смолисті відкладення могли призвести до забивання фільтрів і відмови двигуна, тому почали розробляти термостабільне паливо для дозвукової авіації марки РТ.

Як правило, паливо РТ є гідроочищеним. Воно задовольняє технічні вимоги, що висуваються до палива ТС-1, та може замінити його. Крім того, воно є більш термостабільним і допускає нагрівання у паливній системі ПС до більш високих температур, а отже, може використовуватися в більш теплонапружених двигунах літаків із підвищеною тривалістю надзвукового польоту. Вимоги до палива марки РТ визначаються галузевим стандартом ГСТУ 320.00149943.007-97 Паливо для реактивних двигунів «РТ». Технічні умови. Технологічні процеси виробництва палива марки РТ схематично зображено на рис. 3.10, 3.11 і табл. 3.5.

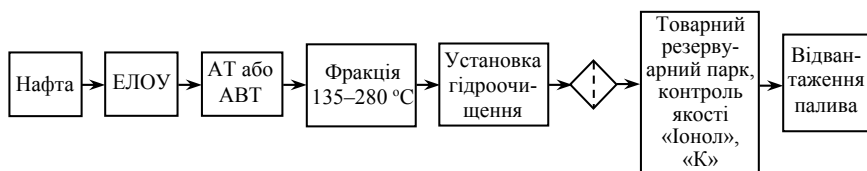


Рис. 3.10. Блок-схема виробництва палива марки РТ

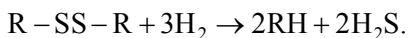
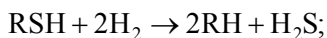
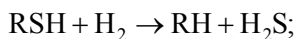
Таблиця 3.5

Вуглеводневий склад палива марки РТ

Вуглеводні	Масова частка, %
Алкани	53–58
Циклани	25–30
Ароматичні	12–22
Ненасичені	0,2–0,3

Каталітичне очищення за наявності водню – гідроочищення – є ефективним методом видалення з палива гетероатомних сполук.

За наявності каталізатора і водню найбільш легко реагують сірчисті сполуки алканового і алкенового типів з утворенням алканів і сірководню:



Тіофани, тіофени і сірчисті сполуки ароматичного типу значно важче піддаються реакції гідрогенлізу. Зі збільшенням молекулярної маси та ускладненням структури молекул сполук сірки знижується швидкість гідрогенізаційного процесу. Це враховують у процесі виробництва палив для ПРД. У випадках, коли з палива достатньо видалити тільки меркаптани, у зарубіжній практиці очищення проводять у м'якому режимі, якщо необхідно знизити загальний вміст сірчистих сполук, паливо очищають у більш жорсткому режимі.

Результат гідроочищення – підвищення термоокиснювальної стабільності палива та корозійних властивостей. Під час гідроочищення з дистилату поряд з небажаними речовинами видаляються також сполуки, що є природними інгібіторами окиснення, і ПАР, що підвищують протизношувальні властивості палив. Тому для гідроочищення палива додають антиокиснювальну та протизношувальну добавки або змішують гідроочищений компонент з фракцією прямої перегонки.



Рис. 3.11. Узагальнена блок-схема комплексу технологічних процесів виробництва палива марки РТ

Для підвищення стабільності палива до окиснення під час зберігання існує додаток *іонол* (4-метил-2,6-дитрет-бутил-фенол) у кількості 0,001–0,004 %. Додавання іонолу дозволило збільшити термін зберігання палива до десяти років. Набув застосування багатофункціональний додаток *Хайтек-580*. Палива для надзвукової

авіації на відміну від дозвукової авіації характеризує більш висока термоокиснювальна стабільність, більш висока питома енергоємність і більш низький ТНП.

За температури понад 170 °С починають окиснюватися ароматичні, нафто-ароматичні вуглеводні. У цьому випадку для підтримання термоокиснювальної стабільності необхідно обмежити вміст ароматичних вуглеводнів. Для підвищення питомої енергоємності необхідно використовувати фракцію з вищою температурою наприкінці кипіння (збільшується густина), а для зниження ТНП – підвищується температура на початку перегонки.

Паливо марки Jet A-1. Авіаційне паливо марки Jet A-1 є керосиновим нафтовим паливом і може використовуватися для більшості газотурбінних двигунів. Воно має дещо вищу температуру спалаху та температуру самозаймання порівняно з паливами марок ТС-1 та РТ. Даний вид палива застосовується в усьому світі й відповідає вимогам міжнародних стандартів ASTM D 1655 «Standard Specification for Aviation Turbine Fuels» і Defence Standard DEF STAN 91-91. В Україні якість палива Jet A-1 визначається державним стандартом ДСТУ 4796:2007 «Паливо авіаційне для газотурбінних двигунів ДЖЕТ А-1. Технічні умови». Технологічні процеси виробництва палива марки Jet A-1 схематично зображено на рис. 3.12.

На сьогодні у світі чинними є нові специфікації палива для ПРД ASTM D 7566 «Standard Specification for Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized Hydrocarbons» і DEF STAN 91-91, у компонентному складі яких передбачено використання синтетичних вуглеводнів.

Паливо марки Т-6. Термостабільне паливо Т-6 виробили в 1966 р. Паливо було отримано з малосірчистих нафт і продуктів переробки з використанням процесу глибокого гідрування (рис. 3.13). На атмосферній трубчатці відбирають фракцію з температурою на початку перегонки не нижче 195 °С і температурою наприкінці перегонки не вищою від 315 °С. Ця фракція містить більше ароматичних вуглеводнів, наслідком чого є її більш висока густина порівняно із паливами ТС-1 і РТ. Фракцію відправляють на установку глибокого гідрування.



Рис. 3.12. Узагальнена блок-схема комплексу технологічних процесів виробництва сумішевого палива марки JET A-1

На відміну від гідроочищення під час глибокого гідрування (температура 400 °С, тиск 20–30 МПа, водень у десятикратному надлишку, каталізатор $\text{Al}_2\text{O}_3/\text{NiO}$) відбувається гідрування ароматичних вуглеводнів:

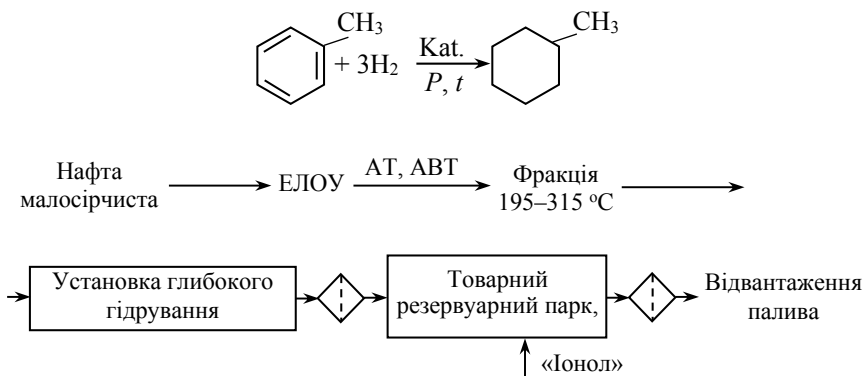


Рис. 3.13. Блок-схема виробництва термостабільного палива Т-6 у процесі глибокого гідрування

Після фільтрації паливо надходить у резервуар для відстоювання і контролю якості. У паливо додають антиокиснювальний додаток іонол.

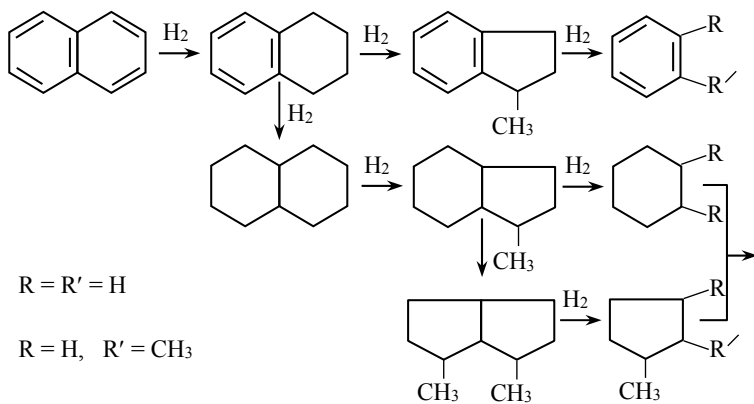
Протизношувальний додаток «К» у Т-6 не додається, оскільки паливо має високу кінематичну в'язкість, що забезпечує відмінні протизношувальні властивості.

Інший варіант виробництва палива Т-6 – з використанням процесу гідрокрекінгу сірчистих нафт.

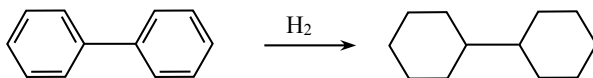
Гідрокрекінг проводять зі стаціонарними каталізаторами в паровій фазі. Більш давнім процесом є рідкофазна гідрогенізація нафтових залишків, смол, вугільних пластів, використовувана ще в 1920–1930-х років у Німеччині. У цьому процесі застосовують системи з рухомими і суспендованими каталізаторами.

Для виробництва палив для ПРД гідрокрекінгом найчастіше використовують вакуумний дистилят прямої перегонки або ж у суміші з газойлями коксування, термічного і каталітичного крекінгу. При цьому поряд із паливом для ПРД одержують вуглеводневий газ, бензинову та дизельну фракції. Змінюючи технологічний режим процесу та умови ректифікації рідких продуктів гідрокрекінгу, можна на одній і тій же установці здійснювати процес з переважним виробленням одного із цільових продуктів.

Під тиском водню повністю гальмується конденсація поліциклічних систем. Для реакції гідрювання бензольного кільця в нафтені потрібен підвищений тиск водню. Гідрювання нафталіну перебігає поетапно з утворенням вуглеводнів, що містять циклогексанові кільця, що швидко ізомеризуються у циклопентанові похідні:



Гідрювання відбувається за одну стадію для неконденсованих поліциклічних ароматичних вуглеводнів, причому всі кільця гідруються одночасно:



Гідрювання поліциклічних ароматичних вуглеводнів відбувається поетапно. Спочатку гідруються крайні кільця, потім – центральні. Утворені змішані нафто-ароматичні системи можуть дециклізуватися з розривом циклогексанових кілець або ізомеризуватися в циклопентанові як найбільш стійкі кільця.

Паливо для ПРД, одержуване в процесі гідрокрекінгу (рис. 3.14), характеризується низькою температурою початку кристалізації, високою теплотою згорання, великою висотою некіптявого лум'я, малим вмістом сірки.

Дистилят можна безпосередньо використовувати як товарну продукцію без додаткового перетворення (гідроочищення або депарафінізація). Для збільшення виходу палива для ПРД можна частково додати до нього важку частину бензину й легку частину дизельного палива без погіршення основних експлуатаційних показників.

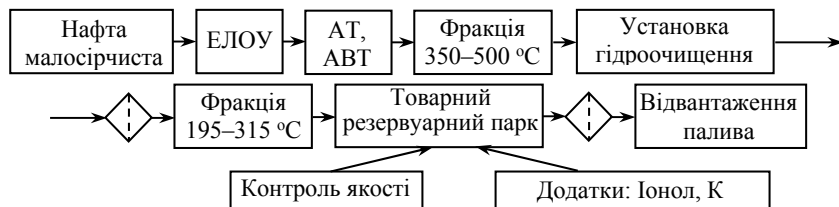


Рис. 3.14. Схема вироблення термостабільного палива Т-6 у процесі гідрокрекінгу

Під час перероблення нафти з підвищеним вмістом алканових вуглеводнів для вироблення із неї палива для ПРД використовують фракцію 120–240 °С, що задовольняє за низькотемпературними властивостями товарну продукцію (–60 °С). Залежно від вуглеводневого складу сировини одержане із нього авіаційне паливо під час гідрокрекінгу може мати знижену або підвищену температуру кінця кипіння, щоб за низькотемпературними властивостями задовольняти вимоги специфікацій і стандартів.

Так, паливо для ПРД із парафіністої сировини має температуру кінця кипіння 240 °С, а з сировини з підвищеним вмістом ароматичних вуглеводнів можна виробляти паливо з температурою кінця кипіння 260 °С зі збереженням необхідної температури початку кристалізації.

Паливо Т-6, вироблене за цією технологією, вирізняється меншою кінематичною в'язкістю і меншим вмістом загальної сірки. Оскільки в'язкість не забезпечує противношувальні властивості, додають противношувальний дод. «К».

Паливо марки Т-8. Паливо Т-8 було розроблено для Ту-144 з використанням сірчистих нафт. Для виробництва палива був застосований технологічний процес гідроочищення (рис. 3.15).

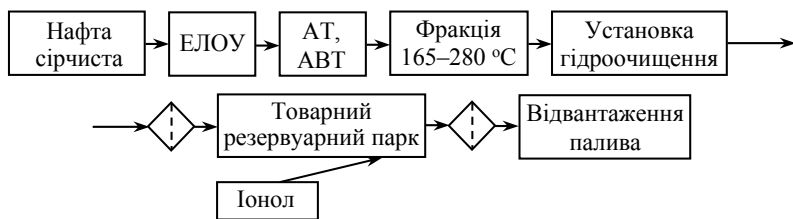


Рис. 3.15. Схема вироблення термостабільного палива Т-8 з використанням процесу гідроочищення

Для підвищення термоокиснювальної стабільності паливо Т-8 у процесі заправлення азотувалося.

Із 1980 р. почали випускати удосконалене паливо Т-8, для виготовлення якого використовували процес глибокого гідрування або гідрокрекінгу. У паливі значно знизився вміст ароматичних вуглеводнів і збільшилася густина. У паливо додають антиокиснювальний і протизношувальний додатки.

Палива для ПРД (таблиця з дод. 13) в Україні виробляються за вимогами таких стандартів:

ГСТУ 320.00149943.011 «Паливо ТС-1 для реактивних двигунів. Технічні умови».

ГСТУ 3200149943.007 «Паливо для реактивних двигунів марки «РТ». Технічні умови».

ДСТУ 4796 «Паливо авіаційне для газотурбінних двигунів ДЖЕТ А-1. Технічні умови».

На рис. 3.16 схематично подано класифікацію варіантів виробництва палив для ПРД з різних видів сировини.

Якість авіаційних палив потрібно контролювати систематично на всіх етапах руху (або життєвого циклу) та забезпечувати надійну, безпечну, довговічну й безперебійну експлуатацію авіаційної техніки.

Головним завданням контролю якості авіаційних палив є попередження погіршення якості та запобігання застосуванню на авіаційній техніці нафтопродуктів, якість яких не відповідає вимогам відповідної нормативно-технічної документації (дод. 13). Якщо хоча б один показник якості авіаційних палив не відповідає встановленим вимогам, використання їх за призначенням **заборонено**.

Контроль потрібно здійснювати на всіх авіаційних підприємствах, його терміни та обсяг регламентуються ДСТУ 3982:2000 «Авіаційні палива, оливи, мастильні матеріали і технічні рідини. Організація і правила контролю якості. Загальні положення» та «Інструкцією із забезпечення заправлення повітряних суден паливно-мастильними матеріалами і технічними рідинами на підприємствах цивільного авіаційного транспорту України», затвердженої наказом Державної служби України з нагляду за забезпеченням безпеки авіації від 14.06.2006 № 416.

Організація контролю якості авіаційних палив на підприємствах цивільної авіації враховує низку особливостей щодо їх застосування на авіаційній техніці. Усі авіаційні палива є достатньо стабільними продуктами, у разі дотримання встановлених правил їх приймання і зберігання зберігають кондиційність протягом кількох років.

Забруднення та обводнення майже повністю усуваються на підприємствах цивільної авіації через використання відстоювання, фільтрування та сепарації (за винятком розчиненої води).

Найбільшу небезпеку містить погіршення якості авіаційних палив внаслідок змішування різних марок нафтопродуктів.

Контроль якості авіаційних палив розпочинається із заводу-виробника, де якість нафтопродуктів перевіряється у заводській лабораторії в повному обсязі технічних вимог нормативно-технічної документації.

Наступний контроль, починаючи з моменту їх надходження на авіапідприємство та до заправлення ПС, виконують за найважливішими показниками якості відповідно до технічних вимог і стандартів в обсязі приймально-здавального та контрольного або повного контролю якості (табл. 3.6).

До переліку показників якості авіаційних палив, що визначаються на об'єктах цивільної авіації під час здійснення різних видів контролю якості, входять такі показники якості, що найкращим чином характеризують (визначають) марку авіаційного палива, і показники, що змінюються під час зберігання, за якими можливе виявлення випадкового змішування різних марок.

Контроль якості авіаційних палив на підприємствах цивільної авіації є заключним і відповідальним етапом усіх перевірок та

аналізів. Головна вимога, що ставиться до даного заключного етапу контролю, – забезпечити беззаперечну гарантію кондиційності авіаційних палив, якими заправляють ПС, оскільки від цього залежить надійність роботи авіаційної техніки і безпека польотів.

Таблиця 3.6

**Показники якості, що визначаються
під час контролю палив для повітряно-реактивних двигунів**

Найменування нафти та нафто-продуктів	Приймально-здавальні випробування	Контрольні випробування
Паливо для реактивних двигунів	1. Густина за температури 20 °С 2. Масова частка механічних домішок і води (візуально)	1. Густина за температури 20 °С 2. Масова частка механічних домішок і води (візуально) 3. Кінематична в'язкість 4. Фракційний склад 5. Температура спалаху в закритому тиглі 6. Уміст водорозчинних кислот і лугів 7. Концентрація фактичних смол 8. Випробування на мідній пластинці 9. Температура початку кристалізації

3.4. Характерні показники якості палив для повітряно-реактивних двигунів

До паливних систем ПС ставляться такі вимоги: надійна, безвідмовна робота у діапазоні зовнішніх тисків від 100 кПа (1 кгс/см²) під час роботи двигуна на землі, до 10 кПа (0,1 кгс/см²) і менше в умовах польоту ПС на висоті, наприклад, 15 000 м і вище. Діапазон робочих температур ПС дуже широкий і знаходиться у межах від – 40 °С до 130 °С. При цьому наземна техніка працює у діапазоні тисків від 90 кПа (0,9 кгс/см²) до 100 кПа.

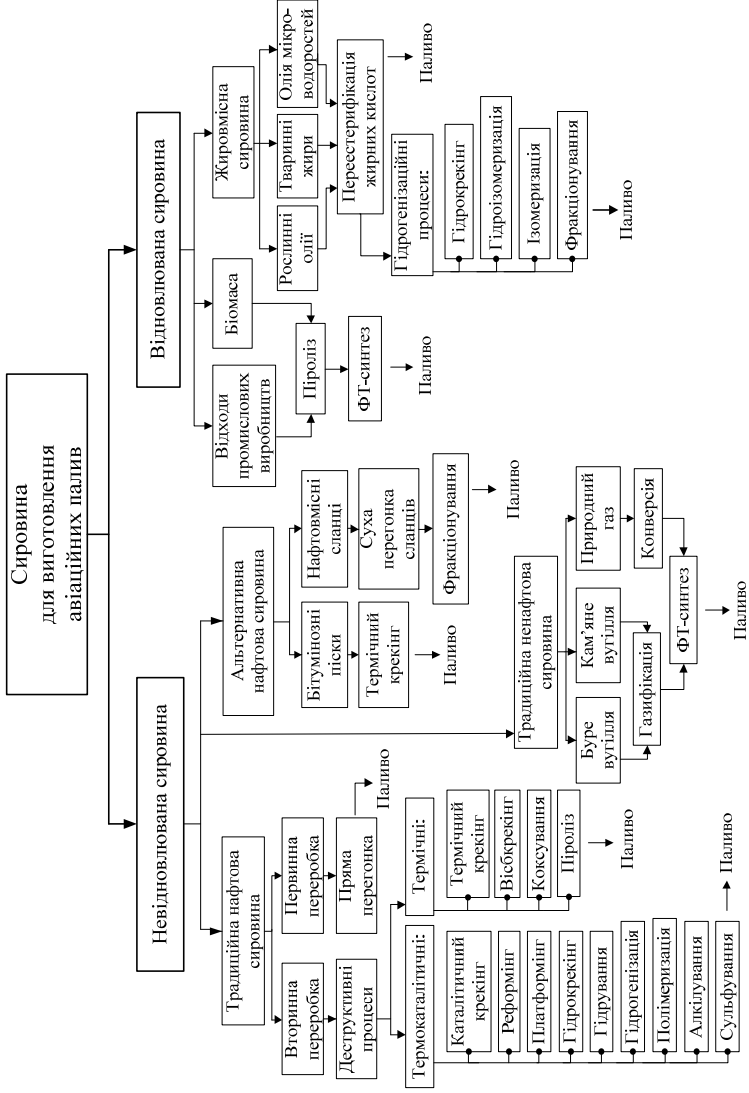


Рис. 3.16. Класифікація процесів виробництва авіаційного палива з різних видів сировини

Об'єм палива на борту ПС визначається його призначенням і коливається у межах від 5 до 200 м³ і більше. На літаку Boeing-747, наприклад, місткість паливних баків складає приблизно 180 м³. Паливні баки літаків з одного боку сполучені через паливну магістраль з камерою згорання двигуна, а з другого боку – через дренажну систему – з атмосферою. Паливо на борту розміщено у відсіках, об'єм яких не перевищує 5–8 м³.

3.4.1. Випаровуваність та техніко-економічні показники авіаційної техніки

Різна випаровуваність палив по-різному впливає на техніко-економічні показники транспортних засобів. Відомо, що паливо, що має більшу густину та більшу теплоту згорання (непряме свідчення про порівняно невисоку випаровуваність) збільшує дальність і тривалість польоту. Наприклад, якщо паливо марки Т-1 ($\rho^{20}_4 = 810 \text{ кг/м}^3$) замінити паливо марки Т-2, густина якого на 7 % менше, а випаровуваність більше на ту саму величину, то тривалість польоту ПС зменшиться на 6 %. Таким чином, втрати легких фракцій палива, через його випаровування, в умовах польоту здатні впливати на дальність і тривалість польоту літака. За певних умов польоту можуть навіть створитися умови для кипіння палива, що призведе до значних його втрат із систем паливоживлення через дренажну систему в атмосферу. Залежність між температурою палива, тиском насиченої пари та висотою, на якій паливо в баку може закипіти, наочно ілюструє рис. 3.17.

Під час польоту на паливах, що легко випаровуються, внаслідок утворення парових пробок у паливній системі та порушення нормальної роботи паливних насосів може зменшитись максимальна висота польоту.

Крім впливу на кількісні втрати у висотних умовах випаровуваність палив може сприяти утворенню парових пробок у паливних магістралях системи паливоживлення літака. За збільшення тиску насиченої пари P_s погіршується робота паливоподавальних насосів (рис. 3.18). Тому з метою забезпечення надійної необхідної подачі палива до камери згорання двигуна розміри і потужність насосів під час використання палива типу широкої фракції мають бути значно збільшеними.

Тиск насиченої пари (P_s), кПа

Висота (H), км

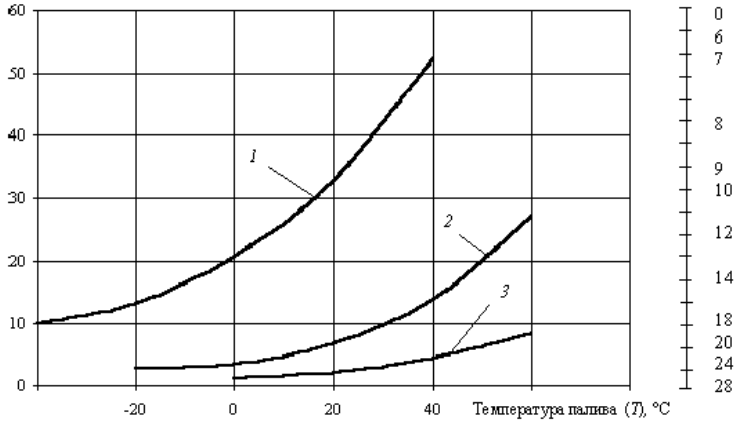


Рис. 3.17. Залежність температури кипіння палива в баках літаків від висоти польоту і тиску насиченої пари:

1 – бензин з тиском насиченої пари (P_s^{38}) 53,3 кПа;
 2 – паливо з $P_s^{38} = 13,33$ кПа; 3 – газ з $P_s^{38} = 6,67$ кПа.

П, %

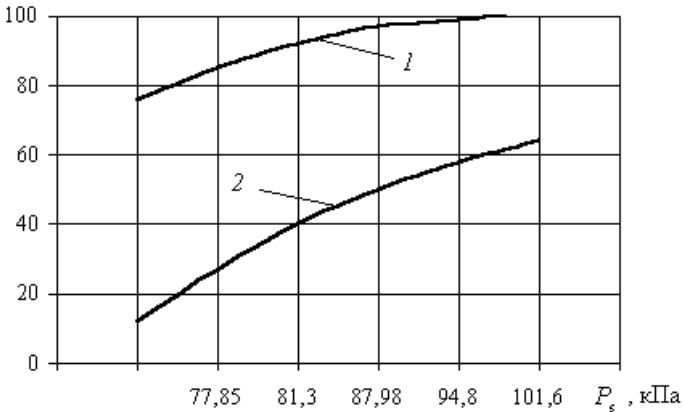


Рис. 3.18. Залежність продуктивності (Π) паливоподавального насоса від тиску палива на вході за значення тиску насиченої пари $P_s = 0$ кПа (1) і $P_s = 48$ кПа (2)

Так, для перекачування палива з $P_s = 49$ кПа (360 мм рт.ст.) необхідні насоси у 2–4 рази більше за розмірами, ніж для перекачування палива типу гасу з відносно невеликим значенням тиску насиченої пари. В іншому випадку, коли тиск перед підкачувальним насосом стане нижче від зовнішнього тиску, настають кавітаційні режими роботи насосів. Тому прийнято вважати, що кавітаційний запас паливних насосів повинен складати 20–30 % ТНП відповідного типу палива. Крім того, схильність до утворення парових пробок визначається за величиною співвідношення парової та рідинної фаз V_n / V_p . Співвідношення $V_n / V_p = 2$ вважається граничним, так як за $V_n / V_p \gg 2$ відбувається інтенсивне утворення парових пробок.

Існує думка, що зі зменшенням випаровуваності палив, що виражається обважненням фракційного складу, веде до збільшення нагароутворення і появи таких дефектів, як тріщини і жолоблення стінок камери згорання, зміна гідравлічних характеристик форсунок, корозійно-ерозійне руйнування металу камери згорання і лопаток соплового апарату. Враховуючи великий вплив нагару на надійність роботи силових установок, нагароутворюючі характеристики палив нормують і регламентують за вмістом бі- і моноциклічних ароматичних вуглеводнів, фактичних смол, а також висотою не кіптявого полум'я, відношенням вуглецю до водню (С/Н). У той же час дослідження використання палива в умовах польоту показують, що більше нагароутворення на форсунках двигуна виникає під час використання широкофракційного палива марки Т-2, менше – у ТС-1 і РТ. Пояснюється це тим, що за однакових умов впорскування розпилювання палива марки Т-2 порівняно з паливом марки ТС-1 краще. Під час роботи двигуна на паливі Т-2 на торець форсунки повітряними завихреннями з паливного факела заноситься значна кількість рідкої фази, у результаті чого збільшується кількість нагару.

3.4.2. В'язкість

Однією з найбільш характерних властивостей рідин є здатність змінювати форму під дією зовнішніх сил. Ця властивість рідини пояснюється легкою рухливістю (ковзанням) її молекул однієї відносно другої.

В'язкістю, або *внутрішнім тертям*, називають властивість рідини або газу здійснювати опір взаємному переміщенню частинок під дією зовнішніх сил (див. розд. 1).

Для нормальних ньютонівських рідин, що являють собою індивідуальні речовини, або молекулярно-дисперсійні суміші, або розчини, **внутрішнє тертя** (*в'язкість*) за заданих температури і тиску є постійною фізичною властивістю. В'язкість не залежить від умов визначення та швидкості руху частинок, якщо не створюються умови для турбулентного руху.

Однак для колоїдних розчинів внутрішнє тертя значно змінюється за різних умов потоку, зокрема під час зміни швидкості течії. Аномальне внутрішнє тертя колоїдних систем називають **структурною в'язкістю**. Більшість рідких нафтопродуктів не виявляють ознак структурної в'язкості у широкому температурному діапазоні. Хоча вони і є відносно складними, асоційованими рідинами, вони не мають колоїдної структури, ознаки яких проявляються для рідких нафтопродуктів лише за низьких температур, наближених до температури втрати текучості. Внутрішнє тертя або в'язкість характеризується величиною η , що має назву *динамічної в'язкості*. Одиницею вимірювання динамічної в'язкості є паскаль-секунда (Па·с).

Кінематична в'язкість ν дорівнює відношенню динамічної в'язкості рідини η до її густини ρ за тієї ж температури: $\nu = \eta/\rho$. Одиниця вимірювання – квадратний метр за секунду або квадратний міліметр за секунду ($\text{м}^2/\text{с}$ або $\text{мм}^2/\text{с}$).

В'язкість палив визначається за допомогою капілярних віскозиметрів за температури 20 °С. У досліді вимірюється час, необхідний для витікання певного об'єму палива через калібрований капіляр (рис. 3.19).

Для визначення кінематичної в'язкості палив використовують чистий, сухий віскозиметр, числове значення якого становить 0,003–0,005 $\text{мм}^2/\text{с}^2$.

Для авіаційних палив регламентується в'язкість за позитивних і негативних температур (таблиця з дод. 13). Це створює підстави оцінювати прокачуваність палива як експлуатаційної властивості.

Пробу, відібрану за ДСТУ 4488 «Нафта і нафтопродукти. Методи відбирання проб», фільтрують через сито, скляний або паперовий фільтр.

У разі наявності в паливі води його осушують безводним сульфатом натрію або прожареною велико-кристалічною кухонною сіллю й фільтрують через паперовий фільтр.

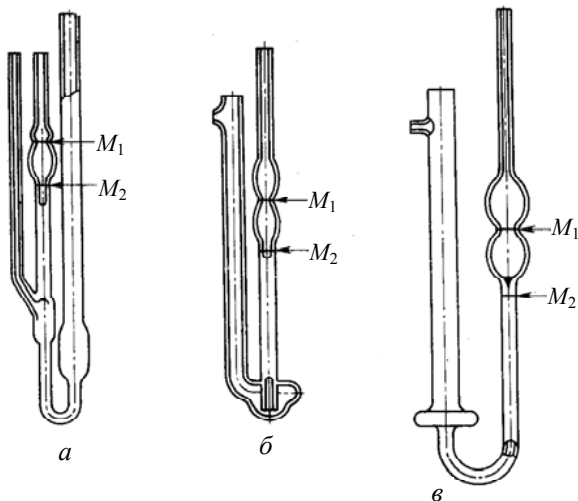


Рис. 3.19. Віскозиметри:
а – ВІЖТ-1; б – ВІЖТ-2; в – ВІЖТ-4

Між послідовними визначеннями віскозиметр кілька разів промивають розчинником, що повністю змішується з досліджуванним продуктом, з наступним промиванням розчинником, що повністю випаровується. Сушать віскозиметр, пропускаючи через нього слабкий потік чистого, сухого повітря до повного видалення слідів розчинника.

Періодично віскозиметр очищають від відкладень органічних речовин і неорганічних солей. Для цього його промивають соляною кислотою, потім хромовою сумішшю, старанно прополіскують дистильованою водою, далі ацетоном і сушать у сушильній шафі або пропускають через нього потік чистого сухого повітря.

Заповнений віскозиметр витримують у термостаті протягом 30 хв і потім визначають час витікання випробовуваного палива через капіляр віскозиметра від мітки M_1 до мітки M_2 (див. рис. 3.19).

Кінематичну в'язкість досліджуваного палива γ у квадратних міліметрах за секунду або сантистоксах ($\text{мм}^2/\text{с}$ чи сСт) розраховують за формулою

$$\gamma = C\bar{\tau}, \quad (3.2)$$

де C – стала віскозиметра, $\text{Мм}^2/\text{с}^2$ ($\text{сСм}/\text{См}$); $\bar{\tau}$ – середнє арифметичне значення результатів вимірювання часу витікання палива у віскозиметрі (округляються до десятих)

$$\bar{\tau} = \frac{\tau_1 + \tau_2 + \tau_3}{3}. \quad (3.3)$$

Результати розрахунку округляються до десятитисячних.

Для отримання правильних результатів потрібно два рази заповнювати віскозиметр. Із кожним заповненням віскозиметра час витікання визначають не менше трьох разів.

Якщо результати трьох вимірювань часу відрізняються не більше, ніж на 0,2 % від середнього арифметичного значення, то можна визначити кінематичну в'язкість. В іншому випадку вимірювання повторюють. Результатом випробування є середнє арифметичне значення результатів визначень кінематичної в'язкості у двох віскозиметрах, якщо різниця між ними не перевищує допустимих значень. У разі перевищення цих значень випробування проводять під час третього заповнення віскозиметра.

За наявності декількох типів віскозиметрів перевагу слід надавати віскозиметрам ВПЖТ-1 і ВПЖТ-2, оскільки результати вимірювань під час їх використання мають найменшу похибку. Якщо є декілька віскозиметрів одного типу, перевагу доцільно надавати віскозиметру, стала якого більша.

3.4.3. Вміст водорозчинних кислот і лугів

Водорозчинні (неорганічні) кислоти та луѓи залишаються в паливі за неякісної нейтралізації кислот та лугів під час техноло-

гічного процесу очищення. Ці сполуки мають сильний корозійний вплив їх присутність в паливі не допускається.

Авіаційне паливо не містить водорозчинних кислот і лугів у тому випадку, коли реакція у його середовищі становить 6–8 рН.

Водорозчинні кислоти та луги видаляються з палива дистильованою водою.

Для цього у розподільну воронку наливають 50 мл палива і 50 мл дистильованої води і ретельно перемішують. Потім фіксують розподільну воронку на штативі та дають воді відстоятися до її прозорості.

У дві пробірки наливають приблизно по 1 мл водяної витяжки, потім у одну з них додають дві краплі індикатору метилового оранжевого, а в іншу – розчин фенолфталеїну. Рожевий колір від метилоранжу вказує на присутність у паливі водорозчинних кислот, а малиновий колір від фенолфталеїну на присутність лугів.

Вважається, що авіаційне паливо не містить водорозчинних кислот і лугів за відсутності рожевого або червоного забарвлення витяжки від додавання фенолфталеїнового або метилового оранжевого індикаторів.

Результати двох послідовних визначень, отримані одним оператором на одній і тій же апаратурі й пробі авіаційного палива за однакових умов, визнаються достовірними (за ймовірності 0,95), якщо різниця між ними не перевищує значень, наведених у табл. 3.7.

Таблиця 3.7

**Характеристика водної витяжки авіаційних палив
залежно від реакції середовища (рН)**

Характеристика водної витяжки	Реакція середовища (рН)	Повторюваність	Відтворюваність
Кисла	До 4,0	0,2	1,9
Слабокисла	4,0–6,0	0,3	1,9
Відсутність водорозчинних кислот і лугів	6,0–8,0	0,3	1,9
Слаболужна	8,0–10,0	0,3	1,9
Лужна	Понад 10,0	0,3	1,9

3.4.4. Температура спалаху у закритому тиглі

Температура спалаху – це температура, за якої паливо, що нагрівається у чітко регламентованих умовах, виділяє таку кількість пари в навколишнє середовище, що утворює з навколишнім середовищем суміш, здатну до короткочасного утворення полум'я під час піднесення вогню. Мінімальна температура, за якої нафтопродукт у разі піднесення зовнішнього джерела запалювання загорається та продовжує стійко горіти протягом не менш ніж 5 с, називається **температурою запалювання**.

Спалахування нафтопродуктів – це вибух малих розмірів. Однак вибухати можуть не всі суміші пари з повітрям: спалахування пари відбувається у певному діапазоні концентрації пари у повітрі. За дуже низької концентрації (бідна суміш пари) не відбувається вибуху, оскільки надлишок у суміші повітря у вихідній точці вибуху відразу ж поглинає виділену теплоту.

За дуже великої концентрації пари у повітрі суміш не вибухає тому, що в ній недостатньо кисню для утворення вибуху. Вибух чи спалахування пари відбувається у межах певної концентрації пари, що має назву «нижня межа здатності до вибуху» або мінімальна концентрація пари у суміші з повітрям, що здатна спалахнути з утворенням вибуху, і «нижня межа здатності до вибуху», що характеризується максимальною концентрацією пари у суміші з повітрям, що здатна вибухнути в разі піднесення полум'я або проскакування іскри.

Таким чином, температура спалаху характеризує вибухонебезпечні властивості палива. Спалахування таких нафтопродуктів, як гас, дизельне паливо та інші палива, відбувається у нижній межі спалахуваності, оскільки пружність пари палива за кімнатної температури недостатня для утворення вибухонебезпечної концентрації, і продукт необхідно нагрівати. Бензинові фракції, що мають підвищену пружність пари, вже за кімнатної температури виділяють достатню кількість пари, що у суміші з повітрям спалахує, тому для визначення їх температури спалаху необхідно знизити температуру. За температурою спалаху можна судити про вміст легко киплячих компонентів у тих чи інших нафтопродуктах. Температура спалаху і температура займання залежать від фракційного складу нафтопродукту і температури початку кипіння, тиску пари

і пружності пари нафтопродукту, його випаровуваності, а також зовнішнього тиску. Чим вища температура кипіння, тим вища його температура спалаху і навпаки.

Зміст методу визначення температури спалаху полягає у визначенні найнижчої температури, за якої в умовах випробування над поверхнею горючої речовини утворюється суміш пари і газів з повітрям, здатна спричинити спалах у повітрі від джерела запалювання, але швидкість утворення якої ще недостатня для подальшого горіння. Проба палива рівномірно нагрівається в закритому тиглі з безперервним перемішуванням і випробовується на спалах за певних температур.

Прилад для визначення температури спалаху в закритому тиглі (рис. 3.20) складається з металевого закритого тигля 5, у який поміщений чавунний стакан 7 з електронагрівальним елементом. Останній вмонтований у заповнений азбестом металевий кожух 8. Тигель з внутрішнього боку має позначку для зазначення рівня випробуваної проби палива. Кришка тигля 4 забезпечена заслінкою з двома отворами, гніздом для термометра 2, пальником 1, пружинним важелем 3 та мішалкою 6. Поворотом пружинного важеля відкриваються заслінки, і пальник нахиляється в паровий простір над тиглем.

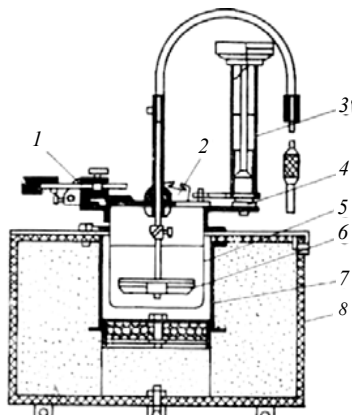


Рис. 3.2. Прилад для визначення температури спалаху в закритому тиглі:

- 1 – пальник; 2 – гніздо для термометра; 3 – пружинний важіль;
- 4 – кришка тигля; 5 – металевий тигель;
- 6 – мішалка; 7 – чавунний стакан; 8 – металевий кожух

Проби палива, що містять воду в кількості понад 0,05 %, зневоднюють обробленням свіжо прожареним і охолодженим хлоридом натрію, або хлоридом кальцію, або сульфатом натрію, або фільтруванням через фільтрувальний папір. Після цього для випробування беруть верхній шар проби палива.

Прилад для визначення температури спалаху в закритому тиглі встановлюють на стійкому столі в затемненому місці, де немає помітного руху повітря, для чого його з трьох боків відгороджують екраном. Допускається у випадку застосування декількох приладів відповідно збільшити ширину екрана.

Тигель і кришку приладу для визначення температури спалаху в закритому тиглі промивають розчинником, висушують, видаляючи всі сліди розчинника, і охолоджують до температури не менше, ніж на 17 °С нижче від передбачуваної температури спалаху.

Склянку, в яку поміщається тигель, охолоджують до температури навколишнього середовища. Випробувальну пробу палива наливають у тигель до мітки, не допускаючи змочування стінок тигля вище від указаної мітки. Тигель закривають кришкою, встановлюють у нагрівальну баню, вмонтовують термометр і запалюють полум'я в запальному пристрої, регулюючи полум'я так, щоб форма його була близька до кулі діаметром 3–4 мм.

Електронагрівник вмикають у мережу і нагрівають пробу палива в тиглі. Перемішування ведуть постійно з частотою обертання мішалки 90–120 об./хв, а нагрівають продукт так, щоб за 1 хв температура проби підвищувалася на 1 °С.

Випробовувати пробу палива на спалах починають за температури, що не більше ніж на 10 °С нижче від передбачуваної температури спалаху. Пробу палива нагрівають на 1 °С, тобто приблизно 1 раз на 1 хв. У момент випробування на спалах перемішування припиняють, приводять в дію механізм, розташований на кришці, що відкриває заслінку і опускає пальник у паровий простір. Час перебування пальника в найнижчому положенні має становити 1 с. Для кожного визначення за температуру спалаху беруть показання термометра у момент чіткої появи полум'я над поверхнею продукту всередині приладу. Не слід вважати температурою спалаху пофарбований у блакитний колір ореол, що іноді виникає перед спалахом палива. У разі появи неясного спалаху потрібно

виконати повторне випробування, підвищивши температуру на 1–2 °С. Якщо при цьому спалаху не станеться, випробування проводять з новою пробою палива.

Якщо застосувати як пальник газову запальну лампочку, тоді вона в процесі випробування має перебувати у запаленому стані для унеможливлення проникнення газу в тигель. Якщо під час випробування полум'я в пальнику згасне у момент відкриття кришки, то результат цього визначення враховувати не слід.

За результат випробування беруть середнє арифметичне значення не менше двох послідовних визначень. Отримане значення температури спалаху округлюють до цілих одиниць. Температуру спалаху обчислюють через уведення температурної поправки на стандартний барометричний тиск 101,3 кПа (760 мм рт. ст.) алгебраїчним складанням знайденої температури й температурної поправки Δt , визначеної за формулою:

$$\Delta t = \frac{101,3 - P}{3,3} 0,9, \quad (3.4)$$

де P – фактичний барометричний тиск, кПа (мм рт. ст.); допускається вводити температурні поправки, наведені в табл. 3.8, обчислені з похибкою не більшою за 1 °С.

Таблиця 3.8

**Температурні поправки до барометричного тиску
під час визначення температури спалаху палив у закритому тиглі**

Барометричний тиск		Поправка, °С
кПа	мм рт. ст.	
84,8–88,4	636–663	+4
88,5–92,1	664–691	+3
92,2–95,7	692–718	+2
95,8–99,4	719–746	+1
103,2–106,8	774–801	–1

Результати визначень визнають достовірними (за ймовірності 0,95), якщо їх різниця не перевищує значень, наведені у табл. 3.9.

Таблиця 3.9

Допустимі розбіжності між результатами двох послідовних визначень температури спалаху палив у закритому тиглі

Температура спалаху, °С	Допустимі значення	
	повторюваності	Відтворюваності
До 104	± 2	± 4
Понад 104	± 5	± 8

Слід пам'ятати, що під час визначення температури спалаху в закритому тиглі проба палива і тигель повинні мати температуру не нижче ніж на 17 °С передбачуваної температури спалаху. Недотримання цієї умови може призвести до завищення результатів.

3.4.5. Температура початку кристалізації

Температурою початку кристалізації $t_{п.к}$ називають максимальну температуру, за якої в паливі неозброєним оком видно кристали його компонентів. Цей показник значною мірою умовний, оскільки паливо складається із суміші вуглеводнів, що кристалізуються за різної температури.

Авіаційні палива можуть переохолоджуватися (у висотних умовах), тому температура початку їх кристалізації визначається в строго регламентованих умовах (об'єм проби палива, конструкція охолоджувальної посудини, швидкість охолодження, швидкість перемішування й спосіб виявлення появи перших кристалів).

Для визначення температури початку кристалізації пробу палива повільно охолоджують і періодично розглядають її на світлі. При цьому для порівняння розглядають зразок такого ж палива, що має температуру навколишнього середовища.

Стандартизована методика визначення температури початку кристалізації детально описана у спеціальній технічній та нормативній літературі. Тому немає необхідності описувати це у даній праці.

3.4.6. Горючість та енергетичні властивості палива

Горючість – одна з визначальних властивостей палив для ПРД. Від неї залежать дальність польоту літаків, ходу транспортних засобів без дозаправлення паливом, економічність і ресурс ГТД,

обсяг і періодичність їх технічного обслуговування. До показників цієї властивості входять (поряд з іншими) теплота згорання, ВНП, ЛЧ і маса нагару на модельній установці. Визначення перших показників експериментальними методами можливе тільки в добре обладнаних лабораторіях, а такого показника, як маса нагару на модельній установці, – тільки в спеціалізованих лабораторіях. Для цього також застосовуються розрахункові методи, що істотно полегшує роботу як розробників, так і споживачів палива, а також значно прискорює й здешевлює випробування палива.

Для розрахунку теплоти згорання з достатньою точністю (розбіжність з експериментальними значеннями не більше за ± 130 кДж/кг) можна застосувати універсальну формулу:

$$Q_i = 45042,5 - 4,69 \cdot 10^{-9} \rho^4 - 108,9 c_s + \frac{(3,5 - \sqrt[3]{c_a + 0,5}) 54 \cdot 10^{-52} \rho^{18}}{0,984 \sqrt[4]{v_{20}} + 0,02 v_{20}^2} + \frac{(1,38 - \sqrt[6]{c_a + 0,5}) 310}{0,5 v_{20} + 0,5 v_{20}^9}, \quad (3.5)$$

де Q_n – нижча питома теплота згорання палива, кДж/кг (дод. 1); ρ – густина палива за температури 20°C , кг/м³; c_s , c_a – вміст у паливі відповідно сірки й ароматичних вуглеводнів, % (мас.); v_{20} – кінематична в'язкість за температури 20°C , м²/с (стокс).

Для розрахунку маси нагару під час випробувань палив на модельній установці авіаційного ГТД відома така формула:

$$H = (4 + c_a) t_{\text{сер}}^4 \cdot c^2 \cdot 2 \cdot 10^{-16}, \quad (3.6)$$

де H – маса нагару, г; $t_{\text{сер}}$ – усереднена температура кипіння, $^\circ\text{C}$ (для палив для ПРД $t_{\text{сер}} = 0,3t_{10} + 0,54t_{50} + 0,16t_{98}$).

Визначення ЛЧ і ВНП можна вести за аналітичними залежностями:

$$\text{ЛЧ} = \frac{375,1 \cdot 10^4}{(0,3t_{10} + 0,54t_{50} + 0,16t_{98})^4 \sqrt[4]{(10 + c_a) \rho^3}}, \quad (3.7)$$

$$\text{ВНП} = \frac{162,1 \cdot 10^4}{(0,3t_{10} + 0,54t_{50} + 0,16t_{98})^4 \sqrt[4]{(10 + c_a) \rho^3}}. \quad (3.8)$$

3.4.7. Хімічна та термоокиснювальна стабільність

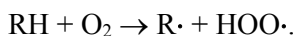
Хімічна стабільність – це здатність палива зберігати свій хімічний склад і властивості під час зберігання, транспортування й використання. **Термоокиснювальна стабільність** – стандартизований показник якості авіаційного палива, що характеризує його здатність зберігати свої властивості під дією високих температур в умовах паливної системи ПС. Цей показник регламентується відповідними стандартами, що встановлюють вимоги до рівня якості палив для ПРД. Оцінюється термоокиснювальна стабільність авіаційного палива у статичних і динамічних умовах. Методики визначення цих показників якості – стандартні.

Тривале зберігання палива призводить до утворення смол і осадів, що пояснюється окисненням рідини, що протікає на поверхні, тобто на межі паливо – повітря, а також окиснення палива через розчинений у паливі кисень.

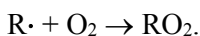
Візуальними ефектами цього процесу є поступова зміна свого кольору через накопичення смолистих речовин, що спочатку розчинені в середовищі нафтопродуктів, а потім випадають з них у вигляді осаду на дно резервуарів. Утворення смолистих речовин і осадів – складний фізико-хімічний процес, що залежить від хімічного складу нафтопродуктів, наявності води й механічних домішок, а також від зовнішніх умов: температури, часу зберігання, співвідношення рідкої й парової фаз, контакту з металами.

Окиснення вуглеводнів відбувається за вільно-радикальним (ланцюговим) механізмом.

Окиснення починається із зародження ланцюга, за якого вуглеводні палива взаємодіють з киснем повітря з утворенням вуглеводневого та гідропероксидного радикалів під дією температури, світла або каталітичної дії металів:



Далі протікає розвиток ланцюга, під час чого вуглеводневий радикал взаємодіє з киснем, утворюючи пероксидний радикал:



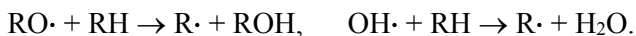
Пероксидний радикал взаємодіє з вуглеводнями палива, утворюючи пероксид водню та вуглеводневий радикал:



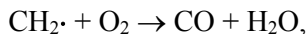
Таким чином, первинними продуктами реакції є гідроперокси, що легко руйнуються, утворюючи ще два радикали



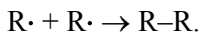
І нарешті, відбувається обривання ланцюга, що призводить до утворення стійких до окиснення сполук – спиртів, кислоти, води, тобто кінцевих продуктів окиснення:



Припустимо, що радикал $\text{R}\cdot$ має вигляд $\text{CH}_2\cdot$ і взаємодіє з киснем, утворюючи кінцевий продукт



або за взаємодії двох вуглеводневих радикалів утворюються більш високомолекулярні вуглеводневі сполуки



Найбільш інтенсивно процеси утворення смол протікають у паливах, що містять значну кількість ненасичених вуглеводнів. Вони містяться в значній кількості, в основному, в бензинах і деяких дизельних паливах, що отримуються термічним і каталітичним крекінгами та іншими деструктивними методами. Палива для ПРД прямої перегонки насичених вуглеводнів практично не містять.

Утворення смолистих речовин і осадів у паливах визначається також вмістом гетероорганічних сполук. Під час зберігання в підземних резервуарах процеси смолоутворення протікають менш інтенсивно, ніж під час зберігання в наземних.

Швидке утворення смол у наземних резервуарах пояснюється їх нагріванням сонцем і теплом навколишнього повітря, а також більш інтенсивним диханням резервуарів. Зі збільшенням кількості повітря, що поступає до поверхні нафтопродуктів, осмолення зростає. Смолоутворення прискорюється і у разі розширення поверхні зіткнення палива з повітрям і від об'єму газової фази. Тому від повноти заповнення резервуарів залежить швидкість смолоутворення. Несприятливо впливає на якість палив зберігання на водяній подушці. За наявності води смолоутворення палив сильно зростає. Якщо палива наливають у резервуари, неочищені від залишків смолистих речовин, то останні значно прискорюють процеси окиснення й утворення нової кількості смол. Підвищення температури значно прискорює процеси смолоутворення.

Швидкість утворення смолистих речовин за інших рівних умов залежить від складу алканів, цикланів, ароматичних вуглеводнів, а також гетероорганічних сполук, що входять до складу палив.

Найменша кількість осадів утворюється під час окиснення алкано-цикланових вуглеводнів. Парафіни і нафтени утворюють розчинні в паливах сполуки – смоли, спирти, кислоти.

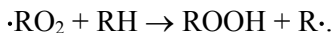
Біциклічні ароматичні вуглеводні під час окиснення утворюють нерозчинні осаді і смоли – смолисто-асфальтенові речовини.

Вміст сірчистих і азотистих сполук під час зберігання залишається незмінним. На відміну від цього кисневі сполуки не тільки переходять у паливо з нафти під час переробки, а й утворюються в них під час зберігання. Це пероксиди, спирти, карбонільні й карбоксильні сполуки, оксикислоти, ефіри, що при подальшому окисненні перетворюються в більш складні продукти і смоли. У найбільшій кількості в паливах містяться спирти і складні ефіри, як найбільш стабільні сполуки. Пероксиди мають велику схильність до структурних перетворень, швидко руйнуються. Карбонільні сполуки, схильні до реакцій ущільнення й подальшого окиснення в кислоти, взаємодіючи зі спиртами, утворюють складні ефіри.

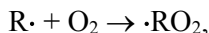
Кислоти окиснюються, утворюючи оксикислоти. Фракції сірчистих нафт містять у 20–30 разів менше кислот і загалом кисневих сполук порівняно з фракціями несірчистих нафт. Кількість кислот збільшується з підвищенням температури кипіння фракцій.

Якщо смоли, що утворилися під час зберігання, періодично видаляти з палива, то окиснення мало стабільних компонентів палива продовжується зі значною швидкістю. Це пов'язано з тим, що за первинного знесмолювання палива вилучаються також речовини, що є інгібіторами. Аналогічне явище спостерігається в разі зберігання гідроочищених палив (Т-6, РТ). Тому для підвищення стабільності гідроочищених палив для ПРД до них додають інгібітор іонол у кількості 0,003 % за об'ємом.

Як впливає з механізму окиснення, пероксидний радикал взаємодіє з вуглеводнями палива, утворюючи гідроперекис і новий радикал:

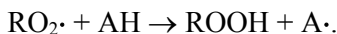


Цей вільний радикал, взаємодіючи з киснем, знову утворює пероксидний радикал

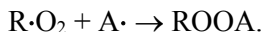


що знову взаємодіє з вуглеводнями палива з утворенням гідроперексиду і пероксидного радикала.

Дія антиокиснювального додатку базується на інгібуванні, тобто взаємодії пероксидного радикала з інгібітором (додатком) з утворенням гідроксидного й активного радикала додатку:



Далі відбувається обривання ланцюга окиснення. При цьому протікає взаємодія між пероксидним радикалом і радикалом додатку з утворенням гідроперексиду



Під дією активного радикала додатка $\text{A}\cdot$ відбувається обривання ланцюга або затримання ланцюгового процесу окиснення. Під впливом цього виникає так званий *індукційний період*. Процес окиснення в даному випадку протікає з малою швидкістю. Причому окиснюються не вуглеводні палива, а спрацьовується сам дода-

ток (інгібітор). Чим більше вміст додатку, тим більший індукційний період палива.

Смолисті речовини погіршують термоокиснювальну стабільність палив. Якщо їх у складі палива понад певну кількість, то це значно погіршує якість палива й знижує надійність роботи двигунів. Відкладаються смоли у впускних трубопроводах і на клапанах. Це призводить до зменшення потужності та економічності двигунів, а іноді, й до їх аварійної зупинки. Зі збільшенням кількості смолистих речовин підвищується рівень нагароутворення в камерах згорання двигунів, особливо з безпосереднім впорскуванням.

Нагар, відкладаючись на стінках камер згорання, порушує аеродинаміку потоку та погіршує ефективність згорання палива, викликає місцевий перегрів, викривлення й розтріскування жарових труб. При відкладенні нагару на форсунках змінюється форма розпилення струменя, знижується ефективність горіння палива. Частки нагару, що відриваються від форсунок і стінок камер, попадають із газами до турбіни та викликають ерозію її лопаток, що призводить до децентровки турбіни і може викликати аварійну ситуацію.

Утворення смолистих речовин і осадів під час зберігання – результат окиснення нафтопродуктів. Запобігти цьому процесу можна зберіганням дегазованих нафтопродуктів в інертному середовищі, наприклад, в азоті. Однак, таке зберігання нафтопродуктів не практикується. Оскільки зберігають нафтопродукти в теперішній час у середовищі повітря, то утворення смол і осадів можна скоротити зменшенням відношення парової й рідкої фаз, площі контакту нафтопродукту з повітрям, кількості перекачувань. Процеси утворення осадів протікають менш інтенсивно під час зберігання в умовах знижених температур (наприклад, у заглиблених резервуарах), у відсутності вологи і механічних домішок. Найкращі умови для збереження якості нафтопродуктів створюються в разі зберігання в підземних, повністю заповнених резервуарах, на дні яких відсутня вода й забруднення.

Загальмувати утворення смол і осадів можна застосуванням добавок і підбором оптимального хімічного складу нафтопродуктів. Останні не повинні містити ненасичених вуглеводнів, гетероорганічних домішок. Антиокиснювальні добавки додають до скла-

ду палива в невеликих кількостях: від тисячних до десятих часток відсотка.

Під час дослідження стабільності палив використовують комплекс обладнання, що складається з приладу ЛСАРТ і фотоелектричного колориметра.

Прилад ЛСАРТ або аналогічний – це металева баня з електричним нагрівачем. Конструктивно він складається з трьох основних вузлів: корпусу, металевої бані та елементів електричної схеми. Корпус приладу виконаний з листового заліза. Баня являє собою циліндр з алюмінієвого сплаву, що має чотири гнізда для встановлення склянок з пробками палива і два гнізда для термометрів. У нижній виточці бані встановлений електричний нагрівач. Гнізда для склянок закриваються металевими пробками, що мають зверху теплову ізоляцію з азбоцементу. Прилад забезпечений реле, що підтримує температуру з точністю ± 1 °С.

Стабільність палива оцінюють за зміною його оптичної густини. Після окиснення в приладі ЛСАРТ за підвищеної температури в паливі утворюється різна кількість смол залежно від наявності антиокиснювальної добавки, каталізатора (міді) і контактування з киснем повітря. Оптична густина палива залежить від вмісту в ньому продуктів окиснення (смол).

Фотоелектричним колориметром вимірюється оптична густина (або світлопропускання) палива, що випробовується, відносно зразкового, оптична густина якого приймається за нуль (світлопропускання – за 100 %).

3.4.8. Критерії протизношувальних властивостей

У паливній системі роль мастильного матеріалу виконує саме паливо. Тому від його протизношувальних властивостей залежить спрацювання пар тертя паливно-регулюючої апаратури, особливо плунжерних насосів високого тиску. Різні палива, а також одна і та сама марка палива, отримана з різних родовищ нафти, буде мати різні протизношувальні властивості.

Протизношувальні властивості – це характеристики палива зменшувати силу тертя і зношування деталей пари тертя, що працюють у середовищі палива, порівняно з їх роботою в повітряному середовищі або середовищі еталонного палива за заданих умов – температури, навантаження, швидкості переміщення.

Працездатність вузла тертя характеризується інтенсивністю спрацювання деталей, що труться, і силами тертя, що виникають при роботі. Інтенсивність спрацювання визначає ресурс роботи вузла тертя й агрегату загалом, а від сил тертя залежать витрати потужності на подолання цих сил і діючих напружень у деталях механізму приводу агрегату. Названі параметри роботи вузла тертя можуть змінюватися в широких межах залежно від того, що вид тертя переважає під час його роботи та який при цьому вид спрацювання є основним (провідним). Виникнення того або іншого виду тертя і виду спрацювання деталей є наслідком дії багатьох чинників, основними з яких є:

- 1) режим роботи вузла тертя, що характеризується поєднанням навантаження, швидкістю переміщення деталей, що труться, і температурою мастила;
- 2) властивості матеріалів, що труться, і особливості конструкції вузла тертя і системи змащування;
- 3) властивості змащувального середовища.

Якщо передбачити, що з конструктивних міркувань перший та другий чинники задані, то зносостійкість пари, що треться, залежить від третьої групи чинників, тобто від властивостей середовища.

У загальному випадку розрізняють три види тертя: рідинне, граничне і сухе.

Під час роботи вузлів тертя в рідких змащувальних середовищах можлива поява рідинного або граничного видів тертя. Механізм дії змащувального середовища при цьому буде різний. За **рідинного тертя** деталі, що труться, розділені досить товстим шаром змащувальної рідини, і тертя відбувається не між твердими поверхнями, а між шарами рідини, що розділяють ці поверхні.

Сила тертя в рідинах визначається не властивостями твердих поверхонь, а якістю змащувальної речовини, що міститься у вузлах тертя, і передусім, її в'язкості. Закон рідинного тертя, встановлений М. П. Петровим, описується такою формулою:

$$F = \frac{\eta VS}{h}, \quad (3.9)$$

де F – сила тертя; η – динамічна в'язкість рідини; V – швидкість переміщення деталей, що труться; S – площа поверхні тертя; h – товщина шару мастила, що розділяє поверхні.

Якщо під час роботи рідинний вид тертя не порушується, то спрацювання поверхонь деталей практично відсутнє, а коефіцієнт тертя знаходиться в межах 0,001–0,01. Тому за рідинного тертя ресурс роботи деталей, що труться, максимальний, а втрати потужності на подолання сил тертя мінімальні. Однак, численні причини не дозволяють створити у вузлах рідинне тертя. Конкретні умови роботи у низці випадків виявляються такими, що воно то виникає, то порушується, або взагалі не створюється. Порушення рідинного тертя не призводить безпосередньо до сухого тертя. Між цими видами перебуває **граничне тертя**.

У разі останнього захисні функції виконують тонкі плівки на поверхні металів, що являють собою або продукти хімічної взаємодії металів із компонентами змащувальної речовини, або шари молекул, утворені через фізичну адсорбцію ПАР на поверхнях металів, що володіють вільною енергією. В'язкість рідкого змащувального матеріалу при граничному терті не є властивістю, що визначає ефективність дії. У цьому випадку все залежить від наявності у відповідному середовищі природних або штучно доданих речовин, що додаються у вигляді додатків, здатних вступати у фізичну взаємодію з металами (адсорбуватися) або взаємодіяти з ними хімічно з утворенням на поверхнях нових сполук, що являють собою оксиди, сульфідні металів або інші сполуки більш складного характеру. Досить ефективними добавками до рідких змащувальних середовищ за граничного тертя, є такі речовини, як органічні (нафтенові) кислоти. Комплекс фізико-хімічних властивостей рідких змащувальних середовищ, сприяючих зниженню сил тертя й інтенсивності спрацювання при граничному терті прийнято називати **протизношувальними**, або **змащувальними**, **властивостями**. При правильному підборі матеріалів для вузла тертя, оптимальному режимі роботи механізму й застосуванні мастила з необхідним рівнем змащувальних властивостей забезпечуються досить великі ресурси роботи вузлів, що труться, і за граничного тертя. Значення коефіцієнтів тертя при цьому знаходяться в межах від 0,01–0,15, тобто втрати потужності на подолання сил тертя відносно невеликі.

Сухе тертя виникає за повної відсутності мастила, тобто проходить метал по металу, що характеризується великим зношуванням і силою тертя.

Сила сухого тертя описується законом Амонтона-Кулона:

$$F_{\text{тер}} = fP + A, \quad (3.10)$$

де f – коефіцієнт тертя; P – навантаження у вузлі тертя; A – безрозмірний коефіцієнт пропорціональності, що вказує на ступінь зчеплення поверхонь тертя.

За характером процесів, що перебігають у поверхневих шарах металів, що труться, розрізняють три основні види зношування: фізичні, хімічні та механічні, що відрізняються інтенсивністю спрацювання й значенням коефіцієнтів тертя.

Фізичне спрацювання визначається за утворенням і руйнуванням плівок ПАР. Поверхневий шар металу володіє великою активністю, оскільки в атомів, розташованих на поверхні, є вільні зв'язки, не компенсовані сусідніми атомами. Завдяки цьому на поверхні металу адсорбуються ПАР. Поверхнево активними групами в спиртів є гідроксил –ОН, у кислот – карбоксильна група –СООН. При цьому тертя відбувається по поверхні ПАР.

Хімічне спрацювання визначається за утворенням на поверхні металів оксидів, а також хімічних сполук компонентів палив із металами з подальшим їх руйнуванням. Особлива роль тут належить розчиненому кисню. Утворення оксидів – це утворення нової фази. Між металом і оксидом з'являється межа поділу. Причому чим більше кисню, тим більша товщина цих оксидів, тим менша їх міцність, тобто під впливом навантажень вони легше руйнуються, що призводить до збільшення зношування деталей.

У разі руйнування і подальшого вилучення оксиду знову утворюються окисна плівка, й поверхня тертя поступово руйнується. Цим пояснюється збільшення спрацювання деталей з підвищенням концентрації кисню.

Таким чином, інтенсивність окиснення металів прискорює руйнування поверхні тертя й може спричинити заклинення пар, що труться.

Однак, наявність окисних плівок при терті має й позитивне значення. Це призводить до зменшення схоплювання металів, оскільки тертя відбувається по поверхні оксидів. Тому встановлено, що оптимальна об'ємна концентрація кисню у вузлах тертя повинна становити 0,4 %.

Механічне спрацювання характеризується великими силами тертя та інтенсивним спрацюванням пар, що труться, що призводить до схоплювання, що настає при руйнуванні всіх видів захисних плівок і виявляється у виникненні металевих зв'язків та їх подальшому розриванні, внаслідок чого на поверхнях з'являються вириви й налипання металів. Мінімальна інтенсивність спрацювання спостерігається за механохімічного спрацювання, що зумовлено процесами утворення й руйнування на металевих поверхнях продуктів хімічної взаємодії металів із компонентами змащувального середовища. Інші види зношування небажані, оскільки вони характеризуються великою інтенсивністю протікання процесу спрацювання та великими силами тертя під час роботи механізмів.

Схоплювання може бути викликано недопустимо великими значеннями діючих навантажень, швидкостей ковзання або великою температурою змащувального середовища.

Інтенсивне спрацювання є характерним і для абразивного виду зношування, зумовленого наявністю абразивного матеріалу в зоні тертя. Абразивне спрацювання спостерігається в разі недостатнього очищення мастила. Під час огляду деталей, що труться, характерними ознаками в такому випадку є ділянки зі слідами місцевої пластичної деформації, мікроподряпин і мікророзрізання абразивними частинками.

Втомне викришування – спрацювання, характерне для деталей, схильних до дії циклічно діючих навантажень (підшипники кочення, зубчасті передачі та ін.). Оскільки процес викришування носить втомний характер, він виявляється не відразу, а у міру накопичення певної кількості циклів навантаження. Поява поодиноких і групових пошкоджень (раковин) при цьому веде до виходу вузлів тертя з ладу.

Серед чинників, що визначають режим роботи вузла тертя, головними є навантаження на пару тертя, швидкість взаємного переміщення деталей і температура змащувального середовища.

Зі збільшенням навантаження інтенсифікується нагрівання деталей, що труться, і прискорюється процес пластичної деформації, що сприяє руйнуванню поверхневого захисного шару. Під час зростання навантаження досягаються такі його значення, за яких розвивається процес схоплювання деталей, що труться.

У разі збільшення швидкості переміщення деталей, що труться, скорочуються відрізки часу між повторними актами контактування ділянок деталей, що труться. У такому випадку відновлення (регенерація) захисних плівок, що руйнуються під час тертя, буде неповним через нестачу часу, і розвивається процес схоплювання. Він може посилюватися із зростанням температури поверхонь, що труться, а це призводить до зниження в'язкості змащувального середовища в зоні тертя і навіть до руйнування адсорбційного шару ПАР, тобто його десорбції.

Вплив температури змащувального середовища на процеси тертя й спрацювання виявляється в декількох аспектах. По-перше, від температури залежить в'язкість рідкого змащувального середовища. Зменшення в'язкості при зростанні температури може приводити до порушення рідинного виду тертя на окремих ділянках або на всій поверхні тертя. По-друге, від температури залежить існування адсорбційного шару ПАР на поверхнях металів, що труться. І, нарешті, температура є вирішальним чинником, що обумовлює інтенсивність хімічної взаємодії середовища з металами. Так, у разі підвищення температури палива інтенсивне окиснення металів, що труться розчиненим у них киснем, може призводити до утворення шарів оксидів значної товщини, що легко руйнуються під час тертя. Це призводить до зростання інтенсивності зношення деталей.

Для оцінки впливу змащувального середовища на тертя й спрацювання деталей використовують низку критеріїв. Одним із них є спрацювання деталей вузла тертя в стандартних умовах випробування на лабораторних машинах тертя. Часто користуються також таким критерієм, як **критичне навантаження**, при досягненні якого спостерігається перехід від механохімічного спрацювання до схоплювання. Чим вище значення цього навантаження, тим кращі змащувальні властивості середовища. У деяких випадках критеріями оцінки змащувальних властивостей середовища є **граничні значення швидкості ковзання і температури**, у разі перевищення

яких також досягається перехід від спрацювання до схоплювання. Вплив змащувального середовища на значення сили тертя визначається безпосереднім вимірюванням її різними методами і розрахунком коефіцієнтів тертя. Критерієм оцінки протизносних властивостей палив може бути значення зношення кульок (*діаметр зношення*) за стандартних умов випробування (тривалість, осьове навантаження на вузол тертя, швидкість ковзання). Стандартно пару тертя у приладі становлять плоский диск і три нерухомих у процесі експерименту кулі. Матеріал деталей, що труться, – сталь ШХ15 твердістю HRC 62–64.

Завдання для самостійної роботи

1. Охарактеризуйте вимоги національних і міжнародних стандартів, що регламентують якість дизельних палив.
2. Які особливості застосування дизельного палива?
3. Які техніко-економічні вимоги до дизельного палива?
4. Як класифікуються та маркуються дизельні палива?
5. Які основні фізико-хімічні властивості дизельного палива?
6. Які основні експлуатаційні властивості дизельного палива?
7. Які основні екологічні властивості дизельного палива?
8. Що таке займистість дизельного палива?
9. Що таке цетанове число дизельного палива?
10. Який вуглеводневий склад дизельного палива?
11. Охарактеризуйте залежність цетанового числа й вуглеводневого складу дизельного палива?
12. Які є методи визначення цетанового числа дизельного палива?
13. Який компонентний склад дизельного палива?
14. Як визначають цетанове число дизельного палива?
15. Що таке цетановий індекс? Як його визначають?
16. Які ви знаєте методи підвищення цетанового числа?
17. Що таке прокачуваність дизельного палива?
18. Що таке низькотемпературні властивості дизельного палива?
19. Що таке ступінь чистоти дизельного палива?
20. Що таке коефіцієнт фільтрування?
21. Які застосовують технології для виробництва дизельного палива? Техніко-економічні вимоги до дизельного палива.
22. Чому вважають, що дизельний двигун є виробником води?

23. Чому регламентують вміст олефінових вуглеводнів у складі дизельних палив?

24. Чому регламентують вміст поліциклічних вуглеводнів у складі дизельних палив?

25. Охарактеризуйте вимоги екологічних стандартів серії EURO до дизельних палив.

26. Охарактеризуйте вимоги екологічних стандартів серії EURO до емісії шкідливих речовин під час роботи дизельних двигунів.

27. Які вимоги Всесвітньої паливної хартії до якості дизельних палив?

28. Наведіть аналітичні методи визначення цетанового числа.

29. Охарактеризуйте вимоги національних і міжнародних стандартів, що регламентують якість палив для повітряно-реактивних двигунів.

30. Які особливості палив для повітряно-реактивних двигунів?

31. Які техніко-економічні вимоги до палив для повітряно-реактивних двигунів?

32. Як класифікуються та маркуються палива для повітряно-реактивних двигунів?

33. Які основні фізико-хімічні властивості палива для повітряно-реактивних двигунів?

34. Які основні експлуатаційні властивості палива для повітряно-реактивних двигунів?

35. Які основні екологічні властивості палива для повітряно-реактивних двигунів?

36. Що таке низькотемпературні властивості палива для повітряно-реактивних двигунів?

37. Що таке горючість та люмінометричне число палива для повітряно-реактивних двигунів?

38. Який вуглеводневий склад палива для повітряно-реактивних двигунів?

39. Охарактеризуйте залежність висоти некіптявого полум'я й вуглеводневого складу палива для повітряно-реактивних двигунів?

40. Які є методи визначення люмінометричного числа палива для повітряно-реактивних двигунів?

41. Який компонентний склад палива для повітряно-реактивних двигунів?

42. Як визначають анілінову точку палива для повітряно-реактивних двигунів? Що цей показник характеризує?

43. Що таке термоокиснювальні властивості палива для повітряно-реактивних двигунів? Як оцінюють ці властивості? Які параметри визначають ці властивості?

44. Охарактеризуйте термоокиснювальну стабільність палива для повітряно-реактивних двигунів у статичних умовах.
45. Охарактеризуйте термоокиснювальну стабільність палива для повітряно-реактивних двигунів у динамічних умовах.
46. Що таке прокачуваність палива для повітряно-реактивних двигунів?
47. Які застосовують технології для виробництва палива для повітряно-реактивних двигунів?
48. Технічні вимоги до палива для повітряно-реактивних двигунів.
49. Чому регламентують вміст ароматичних вуглеводнів у складі палива для повітряно-реактивних двигунів?
50. Охарактеризуйте екологічні вимоги до палива для повітряно-реактивних двигунів.
51. Охарактеризуйте вимоги екологічних стандартів до емісії шкідливих речовин під час роботи повітряно-реактивних двигунів.
52. Які вимоги до якості палива для повітряно-реактивних двигунів щодо вмісту сірки? Охарактеризуйте суперечливість цього показника.
53. Охарактеризуйте протизношувальні властивості палива для повітряно-реактивних двигунів.
54. Наведіть приклади альтернативних технологічних методів отримання палива для повітряно-реактивних двигунів.
55. Наведіть основні вимоги ICAO, IATA до якості палива для повітряно-реактивних двигунів.
56. Наведіть основні вітчизняні та міжнародні керівні та нормативні документи у сфері авіапаливозабезпечення.
57. Що таке мікробіологічна стабільність палива для повітряно-реактивних двигунів? Як її оцінюють?

Розділ 4

ЯКІСТЬ БІОДИЗЕЛЬНОГО ТА ГАЗОВОГО МОТОРНИХ ПАЛИВ

Сьогодні у практиці експлуатації транспорту традиційно використовуються біодизельні та газові палива.

4.1. Якість біодизельного моторного палива

Згідно зі стандартами більшості країн світу до біологічного дизельного палива (БДП) належать естери (ефіри) кислот, що одержують із рослинних олій (ріпакової, рижієвої, сорго, пальмової, соєвої, соняшnikової, кукурудзяної, арахісової тощо) і тваринних жирів (здебільшого рідинного за звичайних умов рибу'ячого жиру).

За даними Міжнародної асоціації олійних культур (UFOP), ще у 2003 р. сумарне виробництво біодизельного палива досягло 2,1 млн т. Частка цього палива у країнах – членах ЄС має зрости з 2 % у 2005 р. до 8 % у 2020 р. Основні екологічні вимоги стосовно дизельних палив зводяться до обмеження:

- вмісту ароматичних вуглеводнів, особливо токсичних поліциклічних вуглеводнів (бенз- α -пірен, дибензантрацен, холантрен тощо);

- сірковмісних сполук до тисячних часток відсотка;

- емісії продуктів неповного згорання: монооксиду вуглецю, вуглеводнів, твердих частинок та оксидів азоту.

На ці вимоги орієнтується сьогодні й Україна. У нас діють вітчизняні стандарти стосовно дизельних палив, що відповідають європейському стандарту EN-590. Як член Женевської угоди Україна з 1999 р. застосовує правила Європейської економічної комісії ООН щодо обов'язкової сертифікації транспортних засобів із дизельними двигунами.

В Європі БДП здебільшого це продукт ріпаку. В Україні ріпак також далеко не екзотика. До 1910 р. на наших сільськогосподарських угіддях під цю культуру відводили 30–40 тис. га орної землі. Саме з нього одержували олію за власними технологіями для харчових і технічних цілей (соняшник тоді висівали на значно

менших площах). Наприкінці 1930-х років основний клин товарних посівів ріпаку, переважно озимих сортів, сформувався у регіонах Західної України, Полісся та Лісостепу – 120–130 тис. га. Потім його культивування почали впокорено скорочувати, і до кінця 1950-х років ріпак майже не вирощували.

Нині в Україні цю рослину висівають у всіх регіонах. Із ріпакового насіння Україна виробляє близько 12 тис. т олії на рік. Однак як дизельне паливо чиста ріпакова олія у нас поки що не використовується, оскільки вона є вигідним експортним товаром. Враховуючи те, що насіння ріпаку майже не накопичує радіонуклідів і важких металів (ці речовини містяться у стеблах), в Україні вирощувати ріпак для технічних цілей можна на територіях, що тимчасово вилучені з сільськогосподарського обігу внаслідок аварії на Чорнобильській АЕС та в інших екологічно забруднених зонах.

У загальному розумінні БДП (біодизель, МЕРО, РМЕ, RME, FAME, EMAG, біонафта та ін.) – це екологічно чистий вид палива, що одержують із жирів рослинного і тваринного походження та використовують для заміни нафтового дизельного палива. З погляду хімії біодизельне паливо є сумішшю метилових (етилових) естерів насичених і ненасичених жирних кислот. У процесі реакції переетерифікації олії жири взаємодіють з метиловим (етиловим) спиртом за наявності каталізатора (лугу), внаслідок чого утворюються складні ефіри, а також гліцеролова фаза: 56 % – гліцерину, 4 % – метанолу, 13 % – жирних кислот, 8 % – води, 9 % – неорганічних солей, 10 % – ефірів.

Вимоги до БДП в ЄС регламентує EN 14214:2003 «Automotive fuels – Fatty acid methyl esters (FAME) for diesel engines – Requirements and test methods» (табл. 4.1), в США – ASTM D6751 «Standard Specification for Biodiesel Fuel Blend Stock (B100) for Middle Distillate Fuels».

У чистому БДП присутнє трохи більше 15 ppm сірки і не міститься ароматичних сполук. Завдяки природному походженню біодизельне паливо менш токсичне, ніж нафтове, і в разі потрапляння в ґрунт чи воду не завдає шкоди рослинам і тваринам.

Таблиця 4.1

Вибрані технічні вимоги EN 14214:2003 до БДП

Найменування показники	Розмірність	Межі	
		min	Max
Вміст ефірів	% (м/м)	96,5	–
Густина за температури 15°C	кг/м ²	860	900
Кінематична в'язкість за температури 40°C	мм ² /с	3,50	5,0
Температура спалаху	°C	120	–
Вміст сірки	мг/кг	–	10,0
Коксівність 10% залишку	% (м/м)	–	0,30
Цетанове число	од.	51,0	–
Зольність	% (м/м)	–	0,02
Вміст води	мг/кг	–	500
Механічні домішки	мг/кг	–	24
Випробування на мідній пластинці (протягом 3 год за $t = 50\text{ }^{\circ}\text{C}$)	оцінка	клас 1	
Окиснювальна стабільність за $t = 110\text{ }^{\circ}\text{C}$	год	6,0	–
Кислотне число	мг КОН/г	–	0,50
Йодне число	г J ₃ /100г	–	120
Метиліві ефіри ліноленової кислоти	% (м/м)	–	12,0
Поліненасичені метиліві ефіри	% (м/м)	–	1
Вміст метанолу	% (м/м)	–	0,20
Вміст моногліцеридів	% (м/м)	–	0,80
Вміст дигліцеридів	% (м/м)	–	0,20
Вміст тригліцеридів	% (м/м)	–	0,20
Вміст тригліцеридів	% (м/м)	0,20	–
Вільний гліцерин	% (м/м)	0,02	–
Спільний гліцерин	% (м/м)	0,25	–
1-а група металів (Na+K)	мг/кг	5,0	–
2-а група металів (Ca+Mg)	мг/кг	5,0	–
Вміст фосфору	мг/кг	10,0	–

З іншого боку, біодизельне паливо піддається практично повному біологічному розкладанню: у ґрунті або воді мікроорганізми за 28 днів переробляють 99 % біодизеля, що дозволяє казати про мінімальне забруднення річок і ставків. Ефіри рослинних олій добре змішуються з нафтовим дизельним паливом і не розшаровують-

ся навіть за наявності розчиненої води. Серед інших переваг біодизеля:

- добрі змащувальні властивості, що традиційне паливо втрачає в разі видалення з нього сполук, що містять сірку. БДП, попри значно менший вміст сірки, завдяки своєму хімічному складу (зокрема, наявності кисню) має кращі змащувальні властивості;

- вище ЦЧ (щонайменше 51);

- висока температура спалаху (понад 150 °С), що робить БДП порівняно безпечним; – повнота згорання завдяки присутності до 10 % кисню; – значне (до 60 %) збільшення ресурсу двигуна. Так, до Книги рекордів Гіннеса 2005 р. занесено вантажівку, що проїхала на біодизелі В100 без ремонту оригінального двигуна понад 1,25 млн км.

Однак БДП також має й недоліки, зокрема:

- меншу енергоємність, а також більшу секундну й питому ефективну витрату порівняно з нафтовим паливом. Оскільки теплота згорання біодизеля нижче, ніж у звичайного (37,8 і 42,7 МДж/кг відповідно), його потрібно на 9 % більше за об'ємом (чи 15 % за масою). У середньому 1 л біодизеля є еквівалентним 0,9 л звичайного дизельного палива;

- відносно високу температуру помутніння. Протягом холодної пори року необхідно або підігрівати біопаливо, що надходить із паливного бака в паливний насос, або працювати на паливних сумішах із вмістом біодизеля не вище від 80 %;

- гігроскопічність, тобто здатність поглинати вологу з атмосфери. Присутність незв'язаної води призводить до корозії елементів паливної апаратури, а за низьких температур – до утворення в них льоду;

- агресивність до гумових деталей.

Якість БДП в Україні регламентує ДСТУ 6081:2009 «Паливо моторне. Ефіри метилові жирних кислот олій і жирів для дизельних двигунів. Технічні умови», ДСТУ 7178:2010 «Паливо альтернативне. Естери етилові жирних кислот олій та жирів для дизельних двигунів. Технічні вимоги та методи контролювання», ДСТУ 7688:2015 «Паливо дизельне Євро. Технічні умови» і ДСТУ 8695:2016 «Паливо альтернативне для дизельних двигунів. Технічні умови». За Технічним регламентом щодо вимог до автомобільних бензинів, дизельного, судових і котельних палив

і ДСТУ 7688:2015 передбачено використання метилових або етилових естерів жирних кислот до 7 % (див. розділ 3).

4.2. Якість газового моторного палива

Ще зовсім недавно газ визнався одним з найбільш перспективних заміників традиційного моторного палива нафтового походження для транспортних засобів. Застосування газового моторного палива (ГМП) почалося ще в 1938 р. Тоді на цей вид палива була переведена велика господарська одиниця – автоколона, що нараховує біля 200 вантажних автомобілів. Більш широкий розвиток цей напрям набув на початку 1950-х років, коли на газ було переведено 25 тис. автомобілів і створена мережа заправних станцій для їх газопостачання. Наступний етап застосування ГМП на транспорті в широких промислових масштабах доводиться на 1981 р., коли була прийнята програма розвитку газобалонного автотранспорту застосуванням ГМП у всіх видах транспорту – залізничному, повітряному і водному.

Сьогодні це вже звичайна річ. Світовий парк автомобілів, двигуни яких живляться ГМП нараховує понад 5 млн од. З кожним роком їх кількість зростає приблизно на 30 %. Прогнозується, що до 2020 р. в ЄС СПГ буде становити 10 % загального використання моторних палив автомобілями.

Так, наприклад, в Аргентині вже сьогодні автомобілі на СПГ займають 30 % національного автопарку, в Німеччині на зріджений газ переобладнано вже близько 1 млн автомобілів, в Канаді – понад 500 тис. автомобілів працює на СПГ, у Франції – більше за 300 тис. на ЗНГ, а в США, Італії, Франції існують державні програми переобладнання транспортних засобів на ГМП. Чисельність парку автомобілів в Росії, працюючих на ГМП, – понад 500 тис. од.. А в Україні сьогодні частка природного газу, що використовується як джерело енергії транспортних засобів майже вдвічі порівняно, наприклад, з 1994 р. На сьогодні широкого поширення набуло виробництво газобалонної апаратури для стисненого (компрімованого) природного газу (СПГ), що встановлюється на вантажних автомобілях і автобусах. Газобалонна апаратура для роботи на зрідженому нафтовому газі (ЗНГ) виготовляється в модифікаціях, що дозволяють комплектувати більшість моделей автомобілів, автобу-

сів і легкових автомобілів (дод. 14). Здійснюється перехід на випуск газобалонної апаратури нового покоління. Це означає високий рівень уніфікації моделей для стисненого і зрідженого газів, підвищений рівень безпеки, високі показники екологічної чистоти. Розроблені та перевірені полегшені балони двох типів: метало-склопластикові і склопластикові. Показники питомої маси балонів обох типів близькі й становлять 0,5–0,55 кг на 1 л об'єму за робочого тиску 20 МПа.

За системою живлення ГБА поділяються на три групи:

1. **Двопаливні** – мають універсальну систему живлення, що включає дві рівноцінні системи живлення (на газі та на бензині). У цьому випадку двигун не потребує внесення змін до його конструкції і може працювати або лише на бензині, або лише на газі.

2. **Однопаливні** – з повноцінною газовою системою живлення (найчастіше переобладнують дизельні двигуни у газові з примусовим запалюванням, при цьому вносяться значні зміни до конструкції двигуна і він може працювати лише на газі).

3. **Газорідинні** – з системою живлення, де частина рідкого палива використовується як запальна доза для запалення газоповітряної суміші в двигуні.

За принципом роботи типи газобалонного обладнання (ГБО) бувають також різні. Для їх класифікації використовують термін «покоління».

На сьогодні відомо шість поколінь ГБО (рис. 4.1).

Різниця у комплектації ГБО полягає в основному в різних елементах подачі газу і системах управління, що розташовані у моторному відсіку. Компоненти системи, що встановлюються поза відсіком, – заправні пристрої, газові трубки, балон і його оснащення – ідентичні для усіх поколінь.

Перше покоління ГБО – це системи, що використовують і вакуумні, і електронні газові редуктори. Це традиційні пристрої зі змішувачем газу.

Друге покоління ГБО – традиційні пристрої зі змішувачем газу, що додатково оснащені дозаторами газу. Для підтримки оптимального складу газоповітряної суміші, λ -контролери використовують сигнал від штатного λ -зонда автомобіля, а також сигнал положення дросельної заслінки та датчика оборотів двигуна для оптимізації ППС на перехідних режимах роботи двигуна. Системи

2-го покоління гарантують підтримку екологічних вимог EURO-1. Деякі системи λ -контролю, з двома регулюваннями підтримують екологічні вимоги EURO-2. Системи першого і другого поколінь мають низку недоліків, і не відповідають стандартам СЕК ООН, що діють в даний час.

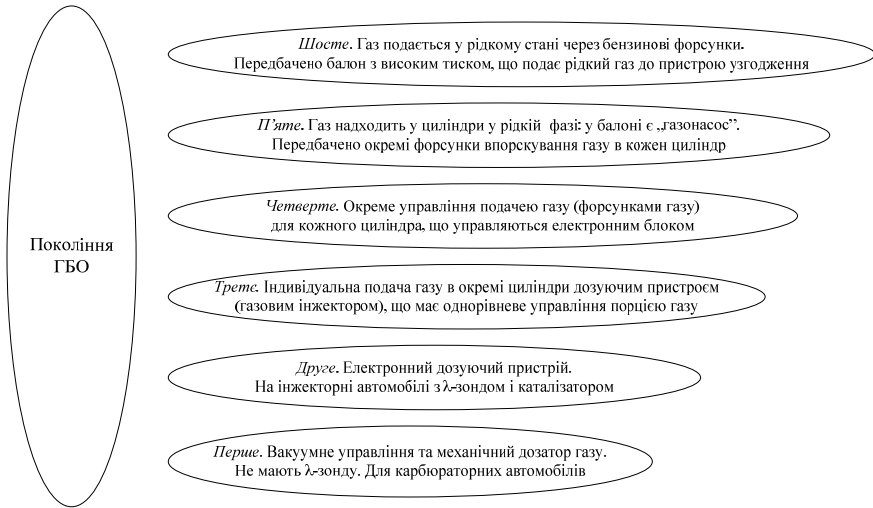


Рис. 4.1. Класифікація поколінь ГБО

Третє покоління ГБО – система, де газ подається у впускний колектор за допомогою механічних форсунок, що відкриваються через надлишковий тиск у магістралі подачі газу. Системи третього покоління не використовують обчислювальних потужностей і паливних карт закладених у штатних бензинових контролерах, вони просто працюють у паралельному режимі, тобто створюють власні паливні карти. Швидкість реакції на коригування суміші у систем три покоління не висока й обумовлена швидкістю роботи крокового дозатора-розподільника. Тому з появою екологічних вимог EURO-3 попит на газові системи третього покоління впав, а враховуючи їх досить високу вартість і появи систем четвертого покоління, практично зник. Установка ГБО третього покоління на інжекторні автомобілі відрізняється тим, що замість бензоклапана для відсікання подачі бензину використовується емулятор форсунок.

Коли подається газ, цей емулятор імітує роботу бензинових форсунок, щоб штатний комп'ютер не перейшов в аварійний режим. З цієї ж причини потрібно встановлювати емулятор λ -зонда.

У системах другого та третього покоління витрата газу збільшується на 10–20 %, а втрата потужності відчувається лише за повного завантаження автомобіля та на швидкостях понад 100–120 км/год. У обох випадках витрата газу залежить від регулювання ГБО.

Четверте покоління ГБО – це системи з розподіленим синхронізованим впорскуванням газу. Це новітні й найкращі з відомих сьогодні рішень в східній Європі. Як і в системі попереднього покоління, тут є газові форсунки, що встановлюються на колекторі безпосередньо біля впускного клапана кожного циліндра.

П'яте покоління ГБО – системи призначені для використання у будь-яких інжекторних автомобілях і сумісні з екологічними вимогами EURO-3, EURO-4. Газонасос забезпечує циркуляцію рідкої фази газу з балона через рампу газових форсунок з клапаном зворотного тиску назад в балон. Ці системи використовують обчислювальні потужності і паливні карти, що закладені в штатний контролер, і вносять потрібні поправки для адаптації газової системи до бензинової паливної карти. Тут є окремі електромагнітні форсунки впорскування газу в кожен циліндр, що аналогічно до бензинової системи. Фазу і дозування впорскування визначає штатний бензиновий контролер.

Переваги п'ятого покоління ГБО:

- відсутність втрати потужності і відсутність підвищеної витрати газу;
- можливість запуску двигуна на газі за будь-яких негативних температур (немає необхідності випарювати газ перед подачею в двигун).

Недоліки п'ятого покоління ГБО:

- / висока чутливість до брудного газу;
- / низька ремонтпридатність;
- / висока складність.

Ці недоліки практично перекреслюють всі її переваги в умовах експлуатації у країнах Східної Європи.

Важливою перевагою систем останніх поколінь є функція автоматичного переходу з газового палива на бензинове.

Обладнання, що умовно відносять до *шостого покоління ГБО*, має спільні риси з ГБО 5-го покоління. У цьому ГБО також є балон з високим тиском, що подає рідкий газ до пристрою узгодження, де відбувається переключення подачі газу та бензину. Даний пристрій дозволяє не лише зберегти потужність, що закладена виробником, але й підвищити її.

Використання СПГ і ЗНГ як моторного палива в ДВЗ має свої переваги (табл. 4.2–4.3):

- величезні природні ресурси горючих газів, просте їх добування і транспортування;

- висока детонаційна стійкість дає змогу використовувати їх у двигунах із високим ступенем стиснення (10–12), завдяки чому збільшується потужність та покращується паливна економічність;

- з'являється можливість ввести у сферу застосування додаткового енергоносія, що дає змогу зберігати нафту для хімічної промисловості;

- з'являється можливість, не тільки частково, використовувати принцип якісного регулювання, а й підвищити паливну економічність двигунів;

- знижується токсичність відпрацьованих газів завдяки зниженню в них в три-чотири рази оксиду вуглецю.

Газове моторне паливо майже вдвічі дешевше від бензину. Незважаючи на те, що витрата газу трохи вища від витрат традиційного палива (у міських умовах на 15 %; на замських дорогах на 10 %), економія значна. Особливо це відчутно при більших пробігах автомобіля. Витрати на паливо в цілому можуть знижуватися на 40–50 %. Октановое число зріджених нафтових вуглеводневих газів – 103–105, що практично не припускає детонації (табл 4.4).

Газ не містить шкідливих домішок (свинець, сірка), що на хімічному рівні руйнують деталі камери згорання, каталітичний нейтралізатор і λ -зонд. Газ легко змішується з повітрям і рівномірно наповнює циліндри однорідною сумішшю. Газова суміш згорає повністю, не створюючи нагару на поршнях, клапанах і свічках запалювання.

Таблиця 4.2

**Порівняльна характеристика економічних показників
перспективних видів моторних палив для бензинових ДВЗ**

Вид палива		Витрати на виробництво, %	Вартість одиниці пробігу, %
Бензин нафтового Походження		100	100
Етанол		120	170
Метанол		110	120
Бутанол		130	175
Газ	зріджений вуглеводневий (нафтовий)	50–60	70–75
	стиснений вуглеводневий (нафтовий)	60–70	75–80
	стиснений природний	70–80	85–90
Електроенергія	від розетки (акумуляторна батарея)	70	110–130
	від сонця	165	190–200
	від паливних елементів	185	185–190
Бензин синтетичного походження		160	120

Таблиця 4.3

**Порівняльна характеристики експлуатаційних властивостей
видів моторного палива**

Вид палива	Маса автомобіля, кг/люд.	Запас ходу, км	Швид- кість, км/год	Витрата енергії, кВт.год/год	Час заправ- ки, хв
Бензин нафтовий	1600/6 люд	550	90	1,07	5
Газ	СПГ	1700/6 люд	170	0,91	5–10
	ЗНГ	1700/6 люд	550	0,91	5
Електро- енергія	1800/4 люд	70	40–50	0,47	8–12

Таблиця 4.4

Порівняльна таблиця властивостей газового палива та бензину

Характеристика	Метан	Етан	Пропан	Бутан	Бензин
Молекулярна формула	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₈ H ₁₇
Молекулярна маса	16	30	44	58	114,2
Теплота згорання масова, МДж/кг	45,5	47,1	45,85	45,43	48,67
Теплота згорання об'ємна, МДж/м ³	33,8	59,94	85,63	111,59	213,18
Октанове число за дослідним методом	115	125	110	95	98

Газ надходить у двигун в газоподібній фазі, не змиває оливу з стінок циліндрів і не розріджує оливу в картері. Газ горить повільніше від бензину, знижуючи навантаження на циліндро-поршкову групу, двигун працює м'якше і тихіше. Вміст шкідливих речовин у відпрацьованих газах знижується в автомобілях з газовим обладнанням на 69 %.

Штатна система живлення піддається мінімальним переробкам, зберігаючи 100 %-ну потужність. Витік газу менш пожежонебезпечний, ніж витік бензину. Рідке паливо, випаровуючись, протягом тривалішого часу створює вибухонебезпечну суміш із повітрям. Запалюється суміш бензину з повітрям в ширших межах (за нижчих і вищих концентрацій), ніж суміш газоповітряна; Сучасні газові системи оснащені комплексною системою захисту. Балон має запас міцності 2,6. Подача газу автоматично припиняється у випадку обриву трубопроводу. У сумі ці фактори забезпечують подвійну (і більше) економію експлуатаційних витрат, продовжують термін служби двигуна на 30–40 %, оливи й свічок – у два рази, і в результаті значно знижують ремонтні витрати. До того ж газ, всупереч широко поширеній хибній думці, не небезпечніший від бензину й абсолютно нешкідливий для навколишнього середовища. До того ж оптимізація робочого процесу двигуна, що працює на газі дозволяє забезпечити максимальну потужність двигуна, у разі збереження економічності й екологічних параметрів на високому сучасному рівні.

Якість ЗНГ, що використовуються як моторне паливо, призначене для використання у ДВЗ автомобільного транспорту визначається вимогами ГОСТ 27578 «Газы углеводородные сжиженные для автомобильного транспорта. Технические условия» (табл. 4.5). Згідно даного стандарту регламентується якість двох марок газоподібного палива: пропан автомобільний (ПА), пропан-бутан автомобільний (ПБА). В ЄС якість ЗНГ регламентована EN 589 «Automotive fuels – LPG – Requirements and test methods»

Таблиця 4.5

Фізико-хімічні показники зрідженого газоподібного моторного палива

Найменування Показника	Норма для	
	ПА	ПБА
Масова частка компонентів, %:		
– сума метану, етану;	Не	нормується
– пропан;	90±10	50±10
– сума вуглеводнів від C ₄ і вище;	Не	нормується
– сума ненасичених вуглеводнів, не більше.	6	6
Об’ємна частка рідкого залишку за температури 40°C, %, не більше.	Не	нормується
Тиск насиченої пари, надмірний, МПа, за температури:		
– плюс 45 °С, не більше;	---	1,6
– мінус 20 °С, не менше;	---	0,07
– мінус 35 °С, не менше.	0,07	---
Масова частка сірки і сірчистих сполук, %, не більше, у тому числі сірководню, не більше.	0,01 0,003	0,01 0,003
Вміст вільної води і лугів		Відсутня

Показники якості СПГ повинні відповідати вимогам ДСТУ ГОСТ 27577:2005 «Газ природний паливний компримований для двигунів внутрішнього згорання. Технічні умови» (табл. 4.6). В ЄС це регламентує ISO 15403 «Natural gas – Natural gas for use as a compressed fuel for vehicles», DIN 51624 «Automotive fuels – Compressed natural gas – Requirements and test methods».

Таблиця 4.6

Фізико-хімічні показники СПГ

Найменування показника	Значення
Об'ємна теплота згорання, нижча, МДж/м ³ , не менше	32600–36000
Відносна густина за повітрям, не менше	0,56–0,62
Розрахункове октанове число газу, не менше	105
Концентрація сірководню, г/м ³ , не більше	0,02
Концентрація меркаптанової сірки, г/м ³ , не більше	0,036
Маса механічних домішок в 1 м ³ , мг, не більше	1,0
Сумарна об'ємна частка негорючих компонентів, включаючи кисень, %, не більше	7,0
Вміст води, мг/м ³ , не більше	9,0

Для України, що не має достатніх власних запасів нафти та газу, пошук, розширення виробництва та використання альтернативних джерел палив має особливе значення. Найактуальнішими альтернативними джерелами отримання газового палива для ДВЗ в Україні є джерела зазначені на рис. 4.2.

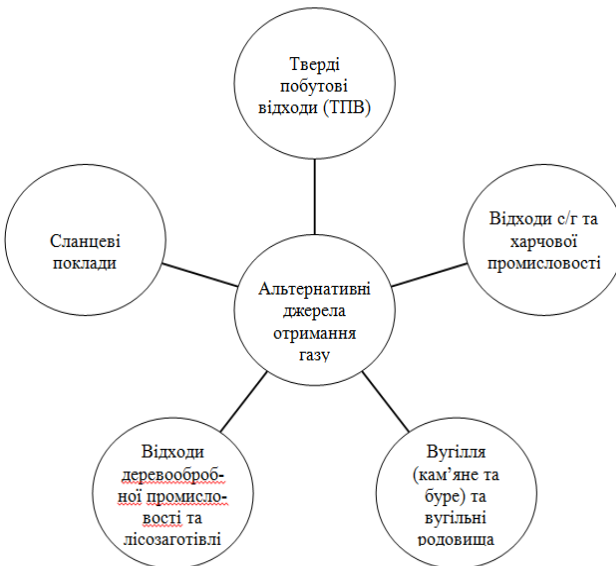


Рис. 4.2. Альтернативні джерела отримання газового моторного палива

Як паливо для автомобільних двигунів можна використовувати біогаз. Біогаз являє собою газоподібний різновид біопалива, де основним складовим елементом виступає метан, що виділяється організмами, що живляться органічними відходами.

Біогаз можна отримувати в результаті анаеробного бродіння відходів сільського господарства у спеціальних установках (ферментаторах) і внаслідок розкладання побутових відходів на полігонах твердих побутових відходів (ТПВ), або звалищах.

У біогазі основний горючий компонент – метан (CH_4) – приблизно 60 %, негорючі CO_2 , N_2 , волога та ін. – до 40 %. Після очищення газу від сірководню та інших шкідливих компонентів він може використовуватись як моторне паливо для газопоршневих електростанцій та когенераційних установок. При розділенні біогазу на метан та діоксид вуглецю, метан можна стискати до 20 МПа, та використовувати як паливо для транспортних засобів, а CO_2 використовувати як товарний газ.

При видаленні з біогазу вуглекислого газу та домішок можна отримати біометан, що містить до 97 % метану з теплою згорання 35–49 МДж/м³. За нормальних умов теплота згорання 1 л біометану становить 33–36 кДж, у той час як теплота згорання 1 л бензину складає 31400 кДж, тобто у 1000 разів більше, ніж у біометану, саме тому біометан застосовують як моторне паливо або після компримування (стиснення), або зрідження.

Фізико-хімічні та екологічні властивості очищеного біогазу та природного газу практично ідентичні, тому для них можна використовувати одну й ту ж саму паливну апаратуру.

Завдяки біогазу можна впливати і на шумові характеристики двигуна. Так, при переведенні дизельного двигуна на роботу на біогазі можна зменшити рівень шуму на 5–10 дБ(А).

Оцінка потенціалу виробництва біогазу в ЄС показує, що близько 2/3 біогазу виробляється з органічної фракції ТПВ і лише 1/3 – з відходів с/г.

Склад біогазу, що отримують при розкладанні ТПВ, наступний: CH_4 (60 %), CO_2 (36 %), H_2 (0,7 %), H_2S (1–2 %), N_2 (1,5 %), ароматичні вуглеводні (0,5 %) та галогено-ароматичні вуглеводні (0,2 %).

Тільки у 2008 р. в ЄС було отримано 7,5 млн т біогазу, з них 2,9 млн т – на полігонах.

Добування метану на американських муніципальних сміттєзвалищах еквівалентне скороченню кількості викидів від 50 млн автомобілів, чи посадці 360 тис. км² лісу в рік. Газу, що отримують переробкою сміття у США, достатньо для того, щоб забезпечити паливом 4 млн автомобілів в рік. Так основний забруднювач повітря перетворюється на екологічний відновлюваний вид палива.

Встановлено, що автобус під час роботи на цьому виді палива, викидає в атмосферу за рік на 1,2 т менше оксидів азоту й на 9 т менше діоксиду вуглецю. За екологічними характеристиками біогаз на 75 % чистіший за дизельне паливо та на 50 % чистіший за бензин. Токсичність біогазу для людини на 60 % нижча. Продукти його згорання практично не містять канцерогенних речовин. Вплив на руйнування озонового шару відпрацьованих газів двигунів, що працюють на біогазі, на 60–80 % нижче, ніж у палив нафтового походження.

Потенціал звалищного газу в Україні становить близько 400 млн м³/рік.

Україна має значний потенціал біологічних ресурсів для виробництва біогазу, що дасть можливість задовольнити 4–7 % річних енергетичних потреб країни.

Як сировину для виробництва біогазу можна використовувати будь-який біологічний продукт: органічні добрива (гній, змивка від тварин), с/г відходи (солома, кукурудзяний силос, листя), агропромислові відходи (рослинна та яблучна олія, кукурудзяна барда, меляса, відходи від виробництва спирту, біоетанолу, трави, очистки овочів, фруктів, жом), відходи від забою с/г тварин (жир, нутрощі, кістки, флотажні залишки), комунальні біовідходи. З'ясовано, що з 1 т біоресурсів можна отримати 25–500 м³ біогазу.

Варто зазначити, що лише утилізацією таких відходів с/г як кукурудзяний силос, послід курей, гній свиней та великої рогатої худоби (найбільш доступні с/г ресурси), Україна щорічно могла б отримувати до 5,5 млрд. м³ біогазу.

Україна має величезні та фактично не розроблені ресурси метану вугільних родовищ. За його запасами наша країна займає четверте місце у світі. В основних вугільних басейнах – Донецькому та Львівсько-Волинському, за оцінками фахівців, вугільні пласти і вміщуючи породи містять майже 12 трлн м³ метану. Запаси метану на окремих шахтах коливаються від 0,2 до 4,7 млрд м³.

На сьогодні з глибин донецьких шахт можна видобувати й використовувати в енергетичних цілях більше 3 млрд м³ метану на рік.

На сучасному технічному та технологічному рівні існує можливість економічно раціонально здійснювати:

- вилучення метану засобами підземної дегазації, що супроводжує видобуток вугілля;

- вилучення метану через свердловини, пробурені з поверхні в зонах проведення гірничих робіт і на резервних ділянках у режимі попередньої дегазації;

- вилучення метану на полях закритих шахт у процесі пост-експлуатаційної дегазації зрушених вугільно-породних масивів.

Вміст метану у шахтному газі коливається від 1-го до 98 %. Як моторне паливо інтерес представляє газ, видобутий з вугільних пластів методом стимулювання газовіддач і має в складі 95–98 % метану, 3–5 % азоту і 1–3 % діоксиду вуглецю.

Викид токсичних складових (г/км) у навколишню атмосферу при заміні бензину на шахтний метан залежно від типу автомобіля знижується за оксидом вуглецю у 5–10 разів, вуглеводнів – у 3 рази, оксиду азоту – у 1,5–2,5 рази, поліароматичних вуглеводнів – у 10 разів, димності – у 8–10 разів.

Як моторне паливо шахтний метан може застосовуватися в автомобільних двигунах в стисненому (компримованому) або у зрідженому стані.

Альтернативним джерелом отримання природного газу виступає сланець, що містить сланцевий газ.

Нетрадиційними покладами природного газу неперервного типу є газonosні глинисті сланці, в яких скупчення газу має суттєве значення. Газonosні глинисті сланці – це тонкозернисті породи, де завдяки адсорбції зберігається значна кількість газу.

Природний газ в сланцевих покладах знаходиться в наступних формах:

- у вигляді вільного газу в порах породи;

- у вигляді адсорбованого газу на органічному матеріалі;

- у вигляді вільного газу в системі природних тріщин.

Сьогодні, за оцінками деяких експертів, кількість сланцевого газу, що можна видобути, перевищує запаси традиційного газу. Відкриті на сьогоднішній день запаси становлять 200 трлн м³.

Глинисті сланці знаходяться на усіх семи континентах світу, однак сьогодні розробляються лише в США.

Завдання для самостійної роботи

1. Охарактеризуйте вимоги національних і міжнародних стандартів, що регламентують якість біодизельного моторного палива.
2. Які особливості біодизельного моторного палива?
3. Які техніко-економічні вимоги до біодизельного моторного палива?
4. Як класифікуються та маркуються біодизельні моторні палива?
5. Які основні фізико-хімічні властивості біодизельного моторного палива?
6. Які основні експлуатаційні властивості біодизельного моторного палива?
7. Які основні екологічні властивості біодизельного моторного палива?
8. Що таке низькотемпературні властивості біодизельного моторного палива?
9. Який компонентний склад біодизельного моторного палива?
10. Що таке термоокиснювальні властивості біодизельного моторного палива? Як оцінюють ці властивості?
11. Які застосовують технології для виробництва біодизельного моторного палива?
12. Які вимоги до якості біодизельного моторного палива?
13. Охарактеризуйте протизношувальні властивості біодизельного моторного палива.
14. Наведіть основні вітчизняні та міжнародні керівні та нормативні документи у сфері використання біодизельного моторного палива.
15. Наведіть класифікацію альтернативних моторних палив.
16. Які вимога до якості біодизельного моторного палива?
17. Наведіть основні сировинні джерела для виробництва біодизельного моторного палива. Їх склад, властивості.
18. Які основні вимоги до якості біодизельного моторного палива?
19. Що характеризує показник «вміст форфору» біодизельного моторного палива?
20. Що характеризує показник «йодне число» біодизельного моторного палива?
21. Що характеризує показник «поліненасичені метилові ефіри» біодизельного моторного палива?
22. Чому регламентується вміст метилового спирту у складі біодизельного моторного палива?

23. Охарактеризуйте вимоги національних і міжнародних стандартів, що регламентують якість газових моторних палив.
24. Які техніко-економічні вимоги до газових моторних палив?
25. Як класифікуються та маркуються газові моторні палива?
26. Які основні фізико-хімічні властивості газових моторних палив?
27. Які основні експлуатаційні властивості газових моторних палив?
28. Які основні екологічні властивості газових моторних палив?
29. Який компонентний склад газових моторних палив?
30. Охарактеризуйте класифікацію газобалонних автомобілів.
31. Наведіть класифікацію газобалонного обладнання.
32. Які вимоги до якості ЗНГ? Наведіть національні та міжнародні стандарти.
33. Які вимоги до якості СПГ? Наведіть національні та міжнародні стандарти.
34. Наведіть порівняльну характеристику експлуатаційних властивостей різних видів моторного палива.
35. Охарактеризуйте альтернативні джерела отримання газового моторного палива.
36. Охарактеризуйте вимоги екологічних стандартів до емісії шкідливих речовин під час використання газового моторного палива.
37. Які вимоги до якості газового моторного палива щодо вмісту сірки?
38. Охарактеризуйте протизношувальні властивості газового моторного палива.
39. Що таке число Воббе?
40. Який компонентний склад біогазу?

Розділ 5

ОРГАНІЗАЦІЙНО-ФУНКЦІОНАЛЬНІ ЗАСАДИ КОНТРОЛЮ ЯКОСТІ МОТОРНИХ ПАЛИВ

Якість моторних палив має великий вплив на надійність роботи машин і механізмів. Якість – це міра відповідності властивостей палив технічним характеристикам транспортного засобу та умовам його експлуатації. Кількісне відтворення властивостей моторних палив характеризується за допомогою показників якості.

Під час транспортування, зберігання та виконання різних технологічних операцій з паливами можлива зміна їх якості внаслідок перебігу фізичних (випаровування, забруднення механічними домішками та водою, розшарування) та хімічних процесів (окиснення, корозія та ін.). Наприклад, у бензинів можуть змінитися такі показники, як густина, температура спалаху, в'язкість, фракційний склад, масова частка фактичних смол і механічних домішок, кислотність та ін. У зв'язку з цим на об'єктах нафтопродуктозабезпечення здійснюється чіткий поетапний контроль їх якості.

Якість будь-якої марки, виду моторного палива визначається низкою фізико-хімічних показників (рис. 5.1).

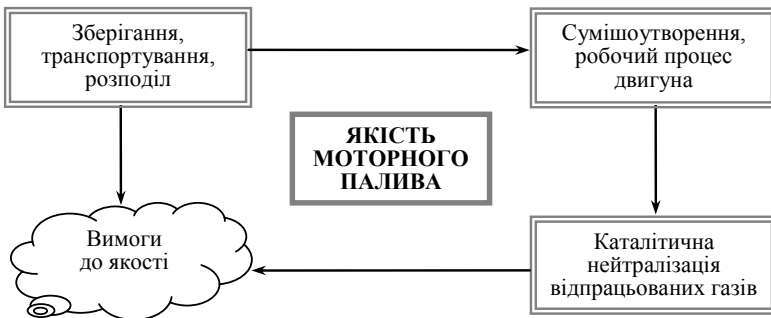


Рис. 5.1. Хімотологічна схема факторів, що визначають вимоги до якості моторних палив

Відповідно до міжнародного стандарту ISO 8402 **якість** – це сукупність властивостей та характеристик продукції, що дають їй можливість задовольняти обумовлені чи передбачувані потреби.

Під рівнем якості моторного палива розуміють відносну характеристику якості, що ґрунтується на порівнянні сукупності показників якості досліджуваного зразка із сукупністю базових показників (що вказані у нормативно-технічній документації на конкретний продукт).

5.1. Загальні відомості про систему контролю якості моторних палив

Контроль якості – це процес встановлення відповідності між фактичними показниками якості та нормативними документами. Достовірність результатів контролю якості залежить від різних факторів.

Однак у всіх випадках необхідно дотримуватись основних вимог:

- зразок палива для аналізу потрібно відбирати відповідно до вимог чинних стандартів, правил та інструкцій;
- перед виконанням аналізу продукт має бути підготовлений відповідно до вимог методу аналізу, що застосовується;
- показники якості продукту необхідно визначати лише за допомогою методів, що рекомендовані відповідним стандартом чи іншим нормативним документом.

Для забезпечення якості продукції підприємство має розроблену систему контролю якості продукції, систему контролю всіх етапів руху товару, починаючи з виробництва й закінчуючи поставанням споживачу. Тобто на всіх етапах життєвого циклу продукту. " – те, що робить кожне підприємство конкурентоспроможним в економіці і створює можливості досягати своїх цілей.

Контроль якості нафтопродуктів займає особливе місце в управлінні якістю продукції. Ефективна система контролю якості дозволяє своєчасно й цілеспрямовано впливати на рівень якості нафтопродуктів, що випускаються, попереджати недоліки характеристик і властивостей, забезпечувати їх оперативне виявлення та ліквідацію з найменшими витратами ресурсів.

Основні елементи системи контролю якості продукції подані низкою загальних підсистем, до яких входять передусім підсистеми:

- планування;
- інспекційного контролю;
- стимулювання і відповідальності суб'єктів контролю якості.

Номенклатура показників якості залежить від призначення продукції та визначається кількісними характеристиками її властивостей, що забезпечують можливість оцінювати рівень її якості. Показники якості мають найменування й числове значення.

Формування й підтримання якості продукції відбуваються на всіх стадіях її життєвого циклу, що включає:

- розроблення, виготовлення та дослідження дослідного зразка;
- вироблення товарного продукту;
- транспортування й зберігання;
- розподіл товарного продукту споживачу;
- безпосереднє використання у техніці.

Для забезпечення якості моторного палива необхідно організувати їх контроль якості на всіх етапах життєвого циклу (рис. 5.2).

Система випробувань моторних палив являє собою сукупність засобів випробувань, виконавців і певних об'єктів випробувань, що взаємодіють за правилами, встановленими відповідною нормативною документацією.

Випробування – це експериментальне визначення кількісних і (або) якісних характеристик властивостей об'єкта випробування як результат впливу на нього під час його функціонування, моделювання об'єкта і впливу на нього (ДСТУ 3021-95 «Випробування і контроль якості продукції. Терміни та визначення»).

Технічний контроль – перевірка відповідності об'єкта встановленим технічним вимогам.

Контроль якості продукції – контроль кількісних і (або) якісних характеристик (параметрів) продукції.

Поняття «**і**» має більш широке значення, оскільки містить у собі поняття контролю і оцінювання.

У свою чергу, **оцінювання якості продукції** – це визначення значень характеристик (параметрів) продукції із зазначенням точності та (або) достовірності.

Систему випробування продукції показано на рис. 5.3.

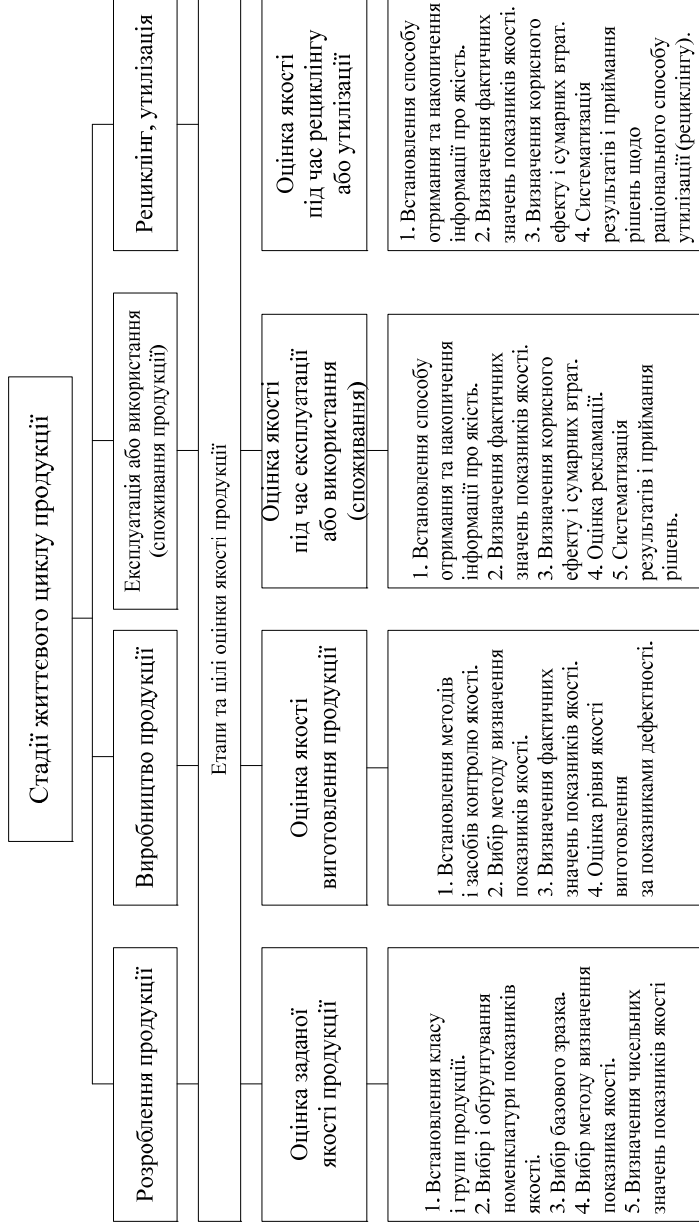


Рис. 5.2. Стадії життєвого циклу продукції

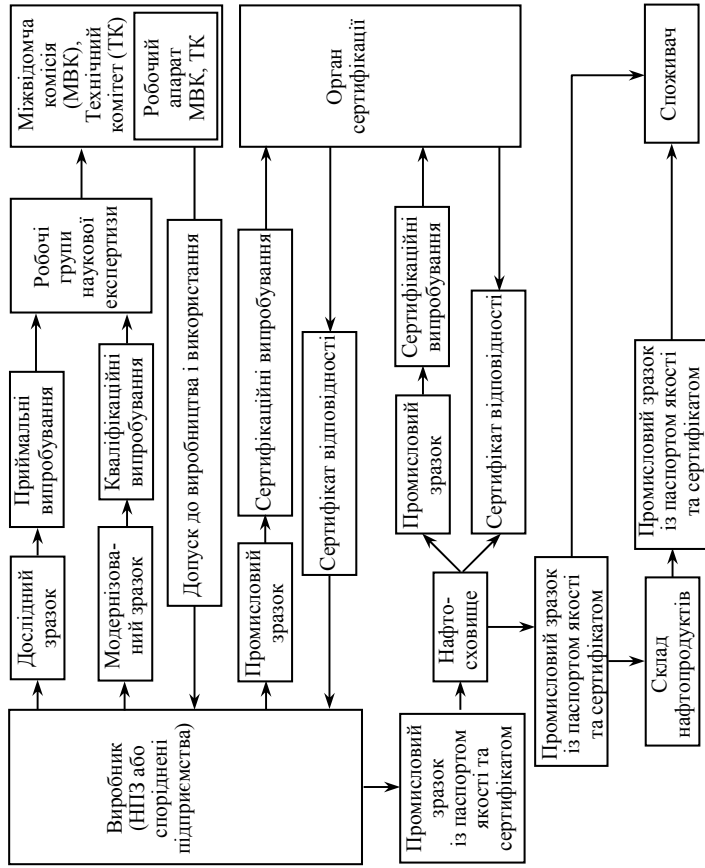


Рис. 5.3. Організаційно-функціональна модель системи випробування моторних палив і інших споріднених продуктів

Необхідний рівень якості нафтопродуктів визначається такими основними факторами: *технічними* (конструктивні, технологічні, метрологічні); *економічними* (фінансові, нормативні, матеріальні); *соціальними* (організаційні, правові, кадрові).

На всіх етапах життєвого циклу здійснюється чіткий контроль якості, через випробування на відповідність вимогам установленим стандартами або іншими нормативно-технічними документами. Випробування моторних палив залежно від призначення, поділяються на такі: приймально-здавальні; *контрольні*; *повні* (в обсязі вимог нормативного документа); *арбітражні*; інші (експрес-випробування, сертифікаційні).

Приймально-здавальні випробування виконуються:

а) під час приймання-здавання із транспортних засобів (до зливання); б) під час відвантаження до відправлення транспортних засобів. Перелік показників якості, наведений у табл. 5.1, обов'язковий, але не виключає можливості проведення випробувань моторних палив за іншими показниками якості, що зазначені в нормативних документах.

Таблиця 5.1

Перелік показників якості, що визначаються під час приймально-здавальних і контрольних випробувань моторних палив

№ з/п	Найменування нафти та нафтопродуктів	Приймально-здавальні випробування	Контрольні випробування
1	Паливо для реактивних двигунів	1. Густина за температури 20 °С 2. Масова частка механічних домішок і води (візуально)	1. Густина за температури 20°С 2. Масова частка механічних домішок і води 3. Кінематична в'язкість 4. Фракційний склад 5. Температура спалаху у закритому тиглі 6. Вміст водорозчинних кислот і лугів 7. Концентрація фактичних смол 8. Випробування на мідній пластинці 9. Температура початку кристалізації

Закінчення табл. 5.1

№ з/п	Найменування нафти та нафтопродуктів	Приймально-здавальні випробування	Контрольні випробування
2	Бензини автомобільні	1. Густина за температури 20 °С 2. Колір 3. Масова частка механічних домішок і води (візуально) 4. Фракційний склад 5. Октанове число	1. Густина за температури 20 °С 2. Масова частка механічних домішок і води 3. Фракційний склад 4. Концентрація фактичних смол 5. Октанове число за дослідницьким і моторним методами 6. Колір 7. Масова частка бензолу 8. Вміст ароматичних вуглеводнів 9. Випробування на мідній пластинці 10. Масова частка кисневмісних сполук
3	Паливо дизельне	1. Густина за температури 20 °С 2. Масова частка механічних домішок і води (візуально) 3. Температура спалаху в закритому тиглі 4. Фракційний склад 5. Масова частка сірки 6. Температура застигання (для палива марки «З»)	1. Густина за температури 20 °С 2. Масова частка механічних домішок і води 3. Вміст води 4. Температура спалаху в закритому тиглі 5. Фракційний склад 6. Масова частка сірки 7. Температура застигання (для палива марки «З») 8. Гранична температура фільтрованості (для палива марки «З») 9. Концентрація фактичних смол 10. Випробування на мідній пластинці

Контрольні випробування виконують:

- після зливання з транспортних засобів;
- під час надходження нафти нафтопроводом, а палива магістральним нафтопродуктопроводом до резервуарів підприємств;
- після перекачування продуктопроводом у межах складу;
- у разі тривалого зберігання (шість місяців і більше) бензину – не менше одного разу на шість місяців, інших нафтопродуктів (крім нафтопродуктів, що надійшли в запаяній тарі та іншій герметичній упаковці) – не менше одного разу на рік;
- у пробах, відібраних з транспортних засобів – не пізніше як 24 год після відбирання зразків з транспортних засобів.

Повні випробування (в обсязі технічних вимог нормативного документа) виконують:

- під час надходження нафти на нафтопереробні підприємства;
- під час виробництва на нафтопереробному підприємстві;
- у разі тривалого зберігання (один рік і більше) бензину (крім бензину автомобільного сумішевого) та палива для авіаційних двигунів, оливи авіаційної та на синтетичній основі, мастильно-холодильних рідин – не менше одного разу на рік, інших нафтопродуктів (крім нафтопродуктів, що надійшли в запаяній тарі та іншій герметичній упаковці) – не менше одного разу за два роки;
- якщо номери транспортних засобів та/або номери запірнопломбувального пристрою не збігаються з номерами, зазначеними в транспортних документах на вантаж, – до стану зливання палива;
- якщо на транспортному засобі відсутній або пошкоджений запірнопломбувальний пристрій (у разі, якщо пломбування обов'язкове чи фактично здійснено, що підтверджується транспортними документами на вантаж) – до стану зливання палива;
- якщо паливо надійшло у несправній, негерметичній цистерні (тарі) або з пошкодженою заводською упаковкою;
- якщо паливо надійшло без паспорта якості постачальника або паспорт якості вантажовідправником заповнено не за всіма показниками нормативного документа – до стану зливання палива;
- якщо за даними паспорта якості вантажовідправника встановлено невідповідність якості палива вимогам нормативного документа;

- для тарних продуктів після завершення гарантійного терміну зберігання не менше двох разів на рік, починаючи від дати завершення гарантійного терміну зберігання;

- після відновлення якості.

Арбітражні випробування виконують у разі виникнення суперечностей в оцінюванні якості палива між вантажовідправником (постачальником) і вантажоодержувачем (споживачем). Якщо в нормативному документі для визначення показника якості зазначено декілька методів випробувань, то як арбітражний використовують метод, визначений як арбітражний. Рішення про випробування арбітражної проби палива приймаються сторонами на підставі письмової заяви однієї із сторін або спільної заяви всіх зацікавлених сторін. У заяві мають бути зазначені показники якості палива, за якими виникли суперечності.

Про час проведення арбітражних випробувань повідомляються всі зацікавлені сторони та забезпечується можливість присутності їх представників на цих випробуваннях.

Розкриття арбітражних проб проводиться у присутності зацікавлених сторін, про що складається акт. Акт підписується уповноваженими особами сторін. У журналі реєстрації проб робляться відповідні записи.

Якщо будь-яка сторона відмовляється письмово від участі в розкритті проби та присутності на випробуваннях, арбітражні випробування проводяться без представників цієї сторони.

Експрес-випробування виконують для оперативного контролю якості палива безпосередньо на підприємствах нафтопродуктозабезпечення (нафтобазах) та автозаправних станціях (АЗС), у тому числі й за допомогою мобільної (пересувної) лабораторії. У разі виявлення експрес-випробуваннями невідповідності показників якості нафтопродуктів вимогам нормативних документів представник контрольного підрозділу надсилає зразок палива на випробування в стаціонарну, акредитовану (атестовану) у встановленому порядку лабораторію.

Сертифікаційні випробування виконують під час сертифікації моторних палив в акредитованих у встановленому порядку лабораторіях.

Екологічні показники нафтопродуктів перевіряють відповідно до Порядку проведення перевірки екологічних показників наф-

топродуктів, що реалізуються шляхом оптової та роздрібно́ї торгівлі, затвердженого Постановою Кабінету Міністрів України від 14 квітня 2004 р. № 488.

Термін виконання випробувань моторних палив відповідно до вимог нормативного документа має становити не більше п'яти діб від дати надходження проби до лабораторії за переліком показників, передбачених для контрольних випробувань (табл. 2.2), – не більше двох діб (якщо іншого терміну не обумовлено договором). Після завершення терміну зберігання проб їх залишки зливають до відпрацьованих нафтопродуктів або утилізують у встановленому порядку, або на вимогу повертають замовнику.

Лабораторні випробування потрібно виконувати у випробувальних лабораторіях, акредитованих згідно із Законом України «Про акредитацію органів з оцінки відповідності», або у вимірювальних лабораторіях, атестованих згідно з Законом України «Про метрологію та метрологічну діяльність».

На підприємствах, що мають власні випробувальні лабораторії, для забезпечення обліку контрольних операцій з визначення якості нафтопродуктів оформлюються такі документи:

- журнал реєстрації зразків;
- журнал реєстрації видачі паспортів якості;
- журнал реєстрації результатів випробувань світлих нафтопродуктів;
- журнал реєстрації результатів випробувань оливо́в;
- журнал реєстрації результатів випробувань мастил і технічних рідин;
- журнал реєстрації результатів випробувань відпрацьованих нафтопродуктів;
- журнал реєстрації результатів випробувань нафти;
- графік лабораторних випробувань під час тривалого зберігання;
- паспорт якості (дод. 1);
- журнал реєстрації нестандартних продуктів;
- перелік засобів вимірювальної техніки (ЗВТ), що перебувають в експлуатації та підлягають повірці;
- копії графіків зачищення резервуарів;
- робочі журнали лаборантів (у довільній формі);

- журнали реєстрації приготування та перевірки титрів робочих розчинів (у довільній формі);
- етикетки на проби (згідно з вимогами ДСТУ 4488 «Нафта і нафтопродукти. Методи відбирання проб»).

Підприємства, що не мають власних випробувальних лабораторій з випробування нафти та нафтопродуктів, укладають відповідні договори про виконання робіт з випробувань нафтопродуктів зі сторонніми акредитованими або атестованими у встановленому порядку, лабораторіями. На підприємстві оформлюють:

- акти відбирання зразків;
- журнал реєстрації зразків;
- журнал реєстрації видачі паспортів якості;
- графік лабораторних випробувань моторних палив під час тривалого зберігання;
- паспорт якості.

У журналі реєстрації зразків враховують усі зразки нафтопродуктів, відібрані лабораторією на своєму підприємстві й надіслані для випробування зі сторонніх підприємств (організацій, установ, товариств).

Результати випробувань моторних палив заносять до журналів реєстрації випробувань, у яких відтворюються дані про якість конкретної марки палива. Журнали реєстрації результатів випробувань мають бути прошнуровані, пронумеровані й скріплені печаткою підприємства. Термін зберігання журналів становить три роки від часу останнього запису. Якість палива обліковують за кожним резервуаром і партією, що міститься в тарі.

Згідно з результатами випробувань зразків палива випробувальна лабораторія оформлює паспорт якості.

Підставою для заповнення паспорта якості є акт відбирання зразків, записи і висновки про якість палива, що занесене до журналів реєстрації результатів випробувань.

Оформлення паспортів якості на підставі робочих зошитів лаборантів не допускається.

Номер паспорта якості надається за порядковим номером проби в журналі реєстрації проб.

У паспорті, що видається випробувальною лабораторією на підставі випробувань проби стороннього підприємства, зазначаються лише показники, що обумовлені договором. Паспорти якості

передаються виключно замовнику. Паспорти чи інформація, що міститься в них, передається іншим організаціям чи особам за письмовою згодою замовника або у випадках, передбачених законодавством України.

Паспорт, що видається випробувальною лабораторією на паливо або мастильний матеріал, що відвантажується, заповнюють у повному обсязі показників, обумовлених відповідним нормативним документом. Значення показників, що не визначались випробувальною лабораторією, переносять з даних паспорта, виданого вантажовідправником або іншою випробувальною лабораторією, до якої проба надсилалась на випробування, про що роблять відповідну примітку. У паспорті якості роблять висновок про відповідність (невідповідність) палива вимогам нормативного документа або ставлять штамп «Стандартний» або «Нестандартний». У паспорті якості зазначають номер і дату його видачі. Паспорт якості підписують лаборант, що заповнював паспорт якості, та начальник лабораторії, а їх підписи засвідчують печаткою. Паспорти якості, видані вантажовідправником (отримані з транспортними документами) по одному примірнику від кожної партії палива, зберігаються в організації не менше трьох місяців після реалізації партії палива.

Паспорт якості видається уповноваженому одержувачу під підписку у журналі реєстрації видачі паспортів.

Якщо паспорт видається на паливо, що транспортуються залізничним або іншим видом транспорту, у журналі проставляють номер транспортної накладної; якщо паспорт надсилають поштою, у журналі ставиться номер супровідного листа, за яким його відправлено.

Облік нестандартних марок палив і рішень, що приймаються для виправлення їх якості або переведення до іншої марки, ведуть у журналі реєстрації нестандартних продуктів.

Фактори, що впливають на зміну якості палив.

Хімічний склад: вміст і структура алканів, цикланів, аренів, олефінів, гетероогранічних сполук – азотистих, сірчистих, кисневмісних, смолистих речовин і металоорганічних сполук.

Зовнішні умови: температура, час, тиск, радіація, наявність мікроорганізмів, характеристики зовнішнього середовища, співвідношення газової та рідкої фаз, концентрація кисню, вологість та забрудненість атмосфери.

Конструкція та матеріали технічних засобів: якість і стан поверхні, конструктивні особливості трубопроводів, резервуарів, насосів тощо.

Процеси зміни якості:

- **фізичні:** випаровування, розшаровування, забруднення механічними домішками, поглинання вологи, змішування з іншими нафтопродуктами та речовинами, виділення високооктанових компонентів під час охолодження;

- **хімічні:** окиснення, конденсація, полімеризація, розкладання, корозія.

Показники зміни якості:

- зміна фракційного складу, виділення гетерогенної рідкої та твердої фаз;

- збільшення забрудненості, зневоднення;

- зміна хімічного складу та фізичних властивостей, збільшення кислотності, вмісту (концентрації) смол і осаду;

- нагромадження продуктів корозії.

Перелік показників якості бензинів, що визначаються у лабораторіях на різних етапах контролю, під час проведення приймально-здавальних і контрольних випробувань, для виявлення будь-яких змін якості палив наведено в табл. 5.2.

Таблиця 5.2

Показники якості, що визначаються під час контролю якості автомобільних бензинів

Приймально-здавальні випробування	Контрольні випробування
Густина за температури 20°C	Густина за температури 20°C
Колір	Масова частка механічних домішок і води (візуально)
Масова частка механічних домішок і води (візуально)	Фракційний склад
Фракційний склад	Концентрація фактичних смол
Октанове число	ОЧ за дослідним і моторним методом
	Колір
	Масова частка бензолу
	Вміст ароматичних вуглеводнів
	Випробування на мідній пластинці
	Масова частка кисневмісних сполук

5.2. Нормативна база системи контролю якості моторних палив

Ефективне управління якістю продукції ґрунтується на застосуванні системи стандартів і інших нормативних документів (табл. 5.3), що забезпечують ефективне здійснення контролю якості моторних палив і мастильних матеріалів під час їх транспортування, зберігання та використання.

Таблиця 5.3

Перелік основних нормативних документів

№ з/п	Найменування нормативного документа
1	Інструкція з контролювання якості нафти і нафтопродуктів на підприємствах і організаціях України, затверджена Наказом Мінпаливенерго України, Держспоживстандарту України від 04.06.2007 № 271/121
2	Інструкція про порядок приймання, транспортування, зберігання, відпуску та обліку нафти і нафтопродуктів на підприємствах і організаціях України, затверджена Наказом Мінпаливенерго України, Мінтрансв'язку України, Мінекономіки України, Держспоживстандарту України від 20.05.2008 № 281/171/578/155
3	Інструкція із забезпечення заправлення повітряних суден паливно-мастильними матеріалами і технічними рідинами на підприємствах цивільного авіаційного транспорту України, затверджена Наказом Державної служби України з нагляду за забезпеченням безпеки авіації від 14.06.2006 № 416
4	Технічний регламент щодо вимог до автомобільних бензинів, дизельного, суднових та котельних палив, затверджений Постановою Кабінету Міністрів України від 1 серпня 2013 р. № 927.
5	ДСТУ 3437:1996 «Нафтопродукти. Терміни та визначення»
6	ДСТУ 3464:1996 «Авіаційні палива, мастильні матеріали, технічні рідини. Терміни та визначення»
7	ДСТУ 4345:2004 «Палива рідкі. Номенклатура показників якості»
8	ГОСТ 26432:1985 «Топлива нефтяные жидкие. Ограничительный перечень и порядок назначения»
9	ДСТУ 4106:2002 «Оливи мастильні. Номенклатура показників якості»
10	ДСТУ 4310:2004 «Мастила. Номенклатура показників якості»
11	ДСТУ 3914:1999 «Нафтопродукти. Мастила технологічні. Номенклатура показників»
12	ДСТУ 3927:1999 «Нафтопродукти. Рідини мастильно-холодильні. Номенклатура показників якості».

Закінчення табл. 5.3

№ з/п	Найменування нормативного документа
13	ГОСТ 26191:1984 «Масла, смазки и специальные жидкости. Ограничительный перечень и порядок назначения»
14	ДСТУ 3021:1995 «Випробування і контроль якості продукції. Терміни та визначення»
15	ДСТУ 3982:2000 «Авіаційні палива, оливи, мастильні матеріали і технічні рідини. Організація і правила контролю якості. Загальні положення»
16	ДСТУ 4454:2005 «Нафта і нафтопродукти. Маркування, пакування, транспортування та зберігання»
17	ДСТУ 4488:2005 «Нафта і нафтопродукти. Методи відбирання проб»
18	ДСТУ 3278:1995 «Система розроблення та поставлення продукції на виробництво. Основні терміни та визначення»
19	ДСТУ 4311:2004 «Система розроблення та поставлення продукції на виробництво. Продукція нафтопереробки та нафтохімії. Основні положення»
20	ГОСТ 25549:1990 «Топлива, масла, смазки и специальные жидкости. Химмотологическая карта. Порядок составления и согласования»

Світовий досвід комплексного оцінювання якості узагальнений у міжнародних стандартах ISO серії 9000. Серед них:

– ISO 9001:2015 «Quality management systems. Requirements» (ДСТУ ISO 9001:2015 «Системи управління якістю. Вимоги»);

– ISO 9004:2009 «Managing for the sustained success of an organization. a quality management approach» (ДСТУ ISO 9004:2012 «Управління задля досягнення сталого успіху організації. Підхід на основі управління якістю»).

ISO 9001 установлює вимоги до системи управління якістю для випадків, коли організація має продемонструвати свою спроможність поставляти продукцію, що відповідає вимогам замовників і застосовних регламентів, а також прагне підвищувати задоволеність замовників. ISO 9004 подає настанови щодо результативності та ефективності системи управління якістю. Призначення цього стандарту – поліпшувати показники діяльності організації, а також задоволеність замовників і інших зацікавлених сторін. ISO 19011 подає настанови щодо проведення аудиту систем управління якістю та екологічного управління. Разом вони формують узгодже-

ну серію стандартів на системи управління якістю, що сприяє взаєморозумінню в національній та міжнародній торгівлі.

Доповнюють серію стандартів ISO 9000 документи серії ISO 10000, ISO 14000, ISO 19000 та інші. Серед них:

– ISO 10001:2007 «Quality management. customer satisfaction. Guidelines for codes of conduct for organizations» (ДСТУ ISO 10001:2013 «Задоволеність замовників. Настанови щодо кодексів поведінки для організацій»);

– ISO 10005:2005 «Quality management systems. Guidelines for quality plans» (ДСТУ ISO 10005:2007 «Системи управління якістю. Настанови щодо програм якості»).

Для того щоб успішно керувати організацією та забезпечувати її функціонування, потрібно спрямовувати й контролювати її діяльність систематично та відкрито. Успіху можна досягти завдяки запровадженню та підтримуванню системи управління, розробленої для постійного поліпшування показників діяльності з урахуванням потреб усіх зацікавлених сторін. Управління організацією охоплює управління якістю поряд з іншими аспектами управління. Установлено вісім принципів управління якістю, що найвище керівництво може застосовувати, щоб поліпшувати показники діяльності організації: 1) орієнтація на замовника організації залежать від своїх замовників і тому мають розуміти поточні й майбутні потреби замовників, виконувати їх вимоги та прагнути до перевищення їх очікувань; 2) лідерство керівники встановлюють єдність призначення і напрямів діяльності організації, їм треба створювати та підтримувати таке внутрішнє середовище, в якому працівники можуть бути цілком залучені до досягнення цілей, поставлених перед організацією; 3) залучення працівників на всіх рівнях становлять основу організації, та їх цілковите залучення дає змогу використовувати їх здібності на користь організації; 4) процесний підхід бажаного результату досягають ефективніше, якщо діяльністю і пов'язаними з нею ресурсами керують як процесом; 5) системний підхід до управління. Визначання і розуміння взаємопов'язаних процесів та управління ними як системою сприяє організації результативно і ефективно досягати цілей; 6) постійне поліпшування загальних показників діяльності організації треба вважати незмінною ціллю організації; 7) прийняття рішень на підставі фактів. Ефективні рішення приймають на підставі аналізування даних і всебічної

інформації; 8) взаємовигідні стосунки з постачальниками організація та її постачальники є взаємозалежними, і взаємовигідні стосунки підвищують спроможність обох сторін створювати цінності. Ці вісім принципів управління якістю формують основу стандартів на системи управління якістю в межах стандартів ISO серії 9000.

Питання для самостійної роботи

1. Що таке контроль якості моторного палива?
2. Що таке випробування продукції?
3. Що таке зразок палива?
4. Наведіть основні нормативні, керівні документи, що регламентують систему якості моторних палив і споріднених продуктів.
5. Наведіть організаційно-функціональну модель системи випробування моторних палив.
6. Що якість моторного палива? Що таке технічний контроль?
7. Що таке оцінювання якості?
8. Які є види випробувань моторних палив?
9. Охарактеризуйте комплекс приймально-здавальних випробувань моторних палив.
10. Охарактеризуйте комплекс контрольних випробувань моторних палив.
11. Охарактеризуйте комплекс повних випробувань моторних палив.
12. Охарактеризуйте комплекс арбітражних випробувань моторних палив.
13. Що таке сертифікаційні випробування?
14. Охарактеризуйте комплекс експрес-випробувань моторних палив.
15. Що таке комплекс методів кваліфікаційної оцінки моторних палив?
16. Що таке паспорт якості моторного палива?
17. Що таке сертифікат якості моторного палива?
18. Охарактеризуйте систему менеджменту якості за вимогами міжнародних стандартів серії ISO.
19. Що таке система управління якістю?
20. Охарактеризуйте основні принципи управління якістю, що застосовуються для поліпшення показників діяльності організації.

1. *ISO 8402 Quality management and quality assurance. Vocabulary.* – [1995-07-01]. – 60 p.

2. *Інструкція з контролювання якості нафти і нафтопродуктів на підприємствах і організаціях України: №271/121:2007.* – Офіц. вид. – К.: М-во палива та енергетики України, 2007. – 100 с. – (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Інструкція).

3. *Нафтопродукти. Терміни та визначення: ДСТУ 3437-96.* – [Чинний від 01.08.1997]. – К.: Управління Держспоживстандарту України, 1997. – 100 с.

4. *Випробування і контроль якості продукції. Терміни та визначення: ДСТУ 3021-95.* – [Чинний від 01.01.1996]. – К.: Управління Держспоживстандарту, 1996. – 75 с.

5. *Нафтопродукти. Палива рідкі. Номенклатура показників якості: ДСТУ 4345:2004.* – [Чинний від 01.01.2006]. – К.: Управління Держспоживстандарту, 2006. – 18 с.

6. *Нафта і нафтопродукти. Методи відбирання проб: ДСТУ 4488:2005.* – [Чинний від 01.10.2006]. – К.: Управління Держспоживстандарту, 2006. – 34 с.

7. *Нафта і нафтопродукти. Маркування, пакування, транспортування та зберігання: ДСТУ 4454:2005.* – [Чинний від 01.07.2006]. – К.: Управління Держспоживстандарту, 2005. – 36 с.

8. *Гази вуглеводневі скраплені. Методи відбирання проб: ДСТУ 4056-2001.* – [Чинний від 01.05.2002]. – К.: Управління Держспоживстандарту, 2002. – 37 с.

9. *Нафтопродукти рідинні. Бензини етильовані: ДСТУ EN 1601-2003.* – [Чинний від 01.01.2006]. – К.: Управління Держспоживстандарту України, 2006. – 14 с.

10. *Нефтенпродукты. Метод определения содержания механических примесей: ГОСТ 10577-78.* – [Введ. 01.01.80]. – М.: ИПК Изд-во стандартов, 1980. – 6 с.

11. *Нефтенпродукты. Методы определения фракционного состава: ГОСТ 2177-99.* – [Введ. 01.01.2001]. – М.: Изд-во стандартов, 2001. – 23 с.

12. *Топливо моторное. Метод определения фактических смол по Бударову: ГОСТ 8489-1985.* – [Введ. 01.07.1986]. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 4 с.

13. *Бензины* авиационные. Метод определения сортности на богатой смеси. ГОСТ 3338–68. – [Введ. 01.07.1969]. – М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1969. – 13 с.

14. *Топливо* для двигателей. Метод испытания на медной пластинке: ГОСТ 6321–92. – [Введ. 01.01.1993]. – М.: Межгосударственный комитет, 1993. – 9 с.

15. *Паливо ТС-1* для реактивных двигунів. Технічні умови: ГСТУ 320.00149943.011–99. – [Чинний від 07.01.1999]. – К.: Держспоживстандарт України, 1999. – 23 с.

16. *Паливо* для реактивных двигунів РТ. Технічні умови: ГСТУ 320.00149943.007–97. – [Чинний від 06.15.1997]. – К.: Держспоживстандарт України, 1997. – 19 с.

17. *Паливо* авіаційне для газотурбінних двигунів ДЖЕТ А-1. Технічні умови: ДСТУ 4796:2007. – [Чинний від 01.10.2007]. – К.: Управління Держспоживстандарту, 2007. – 14 с.

18. *Нефтепродукты*. Методы определения наличия водорастворимых кислот и щелочей: ГОСТ 6307–75. – [Введ. 01.01.77]. – М.: Государственный комитет СССР по стандартизации, 1977. – 5 с.

19. *Нефть* для нефтеперерабатывающих предприятий: ГОСТ 9965–76. – [Введ. 01.01.77]. – М.: Межгосударственный комитет, 1977. – 4 с.

20. *EN 14214:2003* «Automotive fuels – Fatty acid methyl esters (FAME) for diesel engines – Requirements and test methods». – [2009-03-31]. – 20 p.

21. *EN 14331:2004* «Liquid petroleum products. Separation and characterization of fatty acid methyl esters (FAME) from middle distillates – Liquid chro-matography (LC)/gas chromatography (GC) method». – [2004-04-01]. – 14 p.

21. *Нефтепродукты*. Метод определения содержания серы сжиганием в лампе: ГОСТ 19121–73. – [Введ. 01.07.74]. – М.: Межгосударственный комитет, 1973. – 6 с.

22. *Нефтепродукты*. Методы определения температур текучести и застывания: ГОСТ 20287–91. – [Введ. 01.01. 1992]. – М.: Государственный комитет СССР по управлению качеством продукции и стандартизации, 1992. – 9 с.

23. *Standard Test Method for Apparent Viscosity of Engine Oils and Base Stocks Between –5 and –35°C Using Cold-Cranking Simulator: ASTM D 5293-10*. – [2010-01-01]. – 10 с.

24. *Standard Test Method for Determination of Yield Stress and Apparent Viscosity of Engine Oils at Low Temperature: ASTM D 4684-08*. – [2008-01-01]. – 13 с.

25. *Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and Calculation of Dynamic Viscosity): ASTM D 445-12.* – [2012-01-01]. – 13 с.

26. *Нафтопродукти.* Прозорі і непрозорі рідини. Визначення кінематичної в'язкості і розрахунок динамічної в'язкості: (ГОСТ 33–2000 (ИСО 3104–94), ИДТ): ДСТУ ГОСТ 33–2003. – [Чинний від 2003-01-07]. – К.: Державний комітет України з питань технічного регулювання та споживчої політики. – 28 с.

27. *Standard Test Method for Measuring Viscosity of New and Used Engine Oils at High Shear Rate and High Temperature by Tapered Bearing Simulator Viscometer at 150 °C: ASTM D 4683-10.* – [2010-01-01]. – 12 с.

28. *Нефть и нефтепродукты.* Метод определения зольности: ГОСТ 1461-75. – [Введ. 1976-07-01]. – М.: Государственный комитет СССР по управлению качеством продукции и стандартам. – 5 с.

29. *Нефтепродукты.* Определение коксуемости методом Конрадсона (ИСО 6615-93): ГОСТ 19932-99. – [Введ. 2001-07-01]. – М.: Государственный комитет СССР по управлению качеством продукции и стандартам. – 8 с.

30. *Нефть и нефтепродукты.* Метод определения содержания воды: ГОСТ 2477-65. – [Введ. 1966-01-01]. – М.: Государственный комитет СССР по стандартам. – 6 с.

31. *Нефть, нефтепродукты и присадки.* Метод определения механических примесей: ГОСТ 6370-83. – [Введ. 1984-01-01]. – М.: Государственный комитет СССР по стандартам – 7 с.

32. *Нефть и нефтепродукты.* Методы определения плотности: ГОСТ 3900-85. – [Введ. 1987-01-01]. – М.: Государственный комитет СССР по управлению качеством продукции и стандартам. – 36 с.

33. *Резины.* Методы испытаний на стойкость в ненапряженном состоянии к воздействию жидких агрессивных сред: ГОСТ 9.030-74. – [Введ. 1975-07-01]. – М.: Государственный комитет СССР по стандартам. – 11 с.

34. *Нефтепродукты.* Методы определения температур вспышки и воспламенения в открытом тигле: ГОСТ 4333-87. – [Введ. 1988-07-01]. – М.: Государственный комитет СССР по стандартам. – 6 с.

35. *Посуда и оборудование лабораторные стеклянные.* Типы, основные параметры и размеры: ГОСТ 25336-82. – [Введ. 1984-01-01]. – М.: Государственный комитет СССР по стандартам. – 102 с.

36. *Бойченко С. В., Тітова О. С., Федорович Л. А.* Контроль якості газів: Лабораторний практикум. – К.: НАУ, 2004. – 108 с.

37. *S. Boychenko, Y. Novoselov, O. Spaska, O. Titova.* Fuels and Lubricants: Laboratory practical works. – Kyiv: NAU, 2004. – 68 p.

38. Папок К. К. Словарь по топливам, маслам, смазкам, присадкам и спецжидкостям / К. К. Папок, Н. А. Рагозин. – М.: Химия, 1986. – 326 с.
39. *Справочник* нефтепереработчика / под ред. Г. А. Ластовкина, Е. Д. Радченко, М. Г. Рудина. – Л.: Химия, 1986. – 326 с.
40. Бейко О. А. Хімія і технологія паливно-мастильних матеріалів і спеціальних рідин. Методи виробництва реактивних палив / О. А. Бейко, С. К. Лопатенко, В. Ф. Новікова. – К.: РВВ КПЦА, 1982. – 57 с.
41. *Контроль* якості паливно-мастильних матеріалів: навч. посіб. / С. В. Бойченко, Л. М. Черняк, В. Ф. Новикова [та ін.]. – К.: НАУ, 2012. – 316 с.
42. *Boichenko S.V. Aviation Fuels and Lubricants: Manual* / S. V. Boichenko, M. M. Zakharchuk. – K.: NAU, 2012. – 184 p.
43. *Бойченко С.В. Авіаційні паливно-мастильні матеріали: лабораторний практикум* / уклад.: С. В. Бойченко, Л. М. Черняк. – К.: НАУ, 2013. – 40 с.
44. *Караулов А. К. Автомобильные топлива. Бензин и дизельное. Ассортимент и применение: справочник* / А. К. Караулов, Н. Н. Худойли. – К.: Радуга, 1999. – 214 с.
45. *Сафонов А. С. Автомобильные топлива: Химмотология. Эксплуатационные свойства. Ассортимент* / А. С. Сафонов, А. И. Ушаков, И. В. Чечкенов. – СПб.: НПИКЦ, 2002. – 264 с.
46. *Андріїшин М. П. Газ природний, палива та оливи: монографія* / М. П. Андріїшин, Я. С. Марчук, С. В. Бойченко. – Одеса: Астропринт, 2010. – 232 с.
47. *Бойченко С. В. Анализ состояния нефтеперерабатывающей отрасли Украины в 2004–2008 гг.: справоч. пособ.* / С. В. Бойченко, Л. А. Щербинина, С. Н. Лютый. – Одесса: Астропринт, 2009. – 144 с.
48. *Бойченко С. В. Топлива, смазочные материалы, технические жидкости* / С. В. Бойченко. – К.: КМУГА, 1999. – 104 с.
49. *Степанов А. В. Ресурсосберегающая технология переработки нефти* / А. В. Степанов, В. С. Горюнов. – К.: Наук. думка, 1993. – 269 с.
50. *Школьников В. М. Топлива, смазочные материалы, технические жидкости. Ассортимент и применение: справочник* / В. М. Школьников. – М.: Техинформ, 1999. – 596 с.
51. *Бойченко С. В. Моторные топлива и масла для современной техники: монография* / С. В. Бойченко, С. В. Иванов, В. Г. Бурлака. – К.: НАУ, 2005. – 216 с.
52. *Фомин Г. С. Нефть и нефтепродукты. Энциклопедия международных стандартов* / Г. С. Фомин, О. Н. Фомина. – М.: Протектор, 2006. – 1040 с.
53. *Сафонов А. С. Качество автомобильных топлив* / А. С. Сафонов, А. И. Ушаков, А. В. Орешенков. – СПб.: НПИКЦ, 2006. – 400 с.

54. Чулков П. В. Моторные топлива: ресурсы, качество, заменители / П. В. Чулков. – М.: Политехника, 1998. – 416 с.
55. Баннов П. Г. Основы анализа и стандартные методы контроля качества нефтепродуктов / П. Г. Баннов. – М.: КИНЕФ, 2005. – 792 с.
56. Данилов А. М. Введение в химмотологию / А. М. Данилов. – М.: Техника, 2003. – 464 с.
57. Козаченко А. И. Контроль качества горюче-смазочных материалов в гражданской авиации / А. И. Козаченко. – К.: КИИГА, 1992. – 244 с.
58. Бойченко С. В. Рациональне використання вуглеводневих палив / С. В. Бойченко. – К.: НАУ, 2001. – 216 с.
59. Гайванович В. І. Хімотологія бензинів / В. І. Гайванович, П. І. Топільницький, В. М. Палюх. – Л.: Львівська політехніка, 2000. – 157 с.
60. Бейко О. А. Химия и технология ГСМ. Реактивные топлива / О. А. Бейко, С. К. Лопатенко, В. Ф. Новикова. – К.: РИО КНИГА, 1982. – 57 с.
61. Новікова В. Ф. Хімія сировини: навч. посіб. / В. Ф. Новікова, С. В. Іванов, О. В. Полякова. – К.: НАУ, 2005. – 98 с.
62. Емельянов В. Е. Производство автомобильных бензинов / В. Е. Емельянов. – М.: Техника, 2008. – 192 с.
63. Бойченко С. В. Вступ до хімотології палив та олиф: навч. посіб. / С. В. Бойченко, В. Г. Спіркін. – Одеса: Астропринт, 2009. – Ч. 1. – 236 с.
64. Бойченко С. В. Вступ до хімотології палив та олиф: навч. посіб.: у 2 ч. / С. В. Бойченко, В. Г. Спіркін. – Одеса: Астропринт, 2009. – 276 с.
65. Бойченко С. В. Моніторинг використання палива для транспортних засобів // Проблеми загальної енергетики. – 2001. – № 5. – С. 49–51.
66. Бойченко С. В. Газ і мастильні матеріали: навч. посіб. / С. В. Бойченко С. В., В. Г. Моца, О. С. Тітова. – К.: НАУ, 2002. – 188 с.
67. Горючие, смазочные материалы: Энциклопедический толковый словарь-справочник / под. ред. В. М. Школьников. – М.: ООО «Издательский центр «Техинформ» Международной академии Информатизации, 2007. – 736 с.
68. Бойченко С. В. Газ і паливно-мастильні матеріали: навч.-метод. посібн. / С. В. Бойченко, Л. М. Черняк, Н. М. Кучма, О. С. Тітова. – К.: НАУ, 2006. – 109 с.
69. Бойченко С. В. Хімотологія: навч.-метод. посібн. / С. В. Бойченко Л. М. Черняк, Н. М. Кучма, В. В. Єфименко. – К.: НАУ, 2006. – 157 с.
70. Топільницький П. І. Переробка нафтових і природних газів / П. І. Топільницький. – Львів: Державний університет «Львівська політехніка», 1998. – 169 с.

71. *Тематичний* словник авіаційної термінології (англійська, українська, російська мови) / за ред. О. М. Акмалдінової, С. В. Бойченка та інш. – К.: НАУ, 2013. – 692 с.
72. *Новікова В. Ф.* Паливно-мастильні матеріали: лабораторний практикум / В.Ф. Новікова, О.В. Полякова, С.В. Бойченко. – К.: НАУ, 2002. – 44 с.
73. *Тетельман В. В.* Нефтегазопроводы / В. В. Тетельман, А. В. Язев. – М.: «Сайнс-пресс», 2008. – 256 с.
74. *Яновский Л. С.* Инженерные основы авиационной химмотологии / Л. С. Яновский, Н. Ф. Дубовкин, Ф. М. Галимов и др. – Казань: Изд. Казанского университета, 2005. – 714 с.
75. *Фукс И. Г.,* Спиркин В. Г., Шабалина Т. Н. Основы химмотологии. Химмотология в нефтегазовом деле. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. – 280 с.
76. *Сафонов А. С.* Качество автомобильных топлив / А. С. Сафонов, А. И. Ушаков, А. В. Орешенков. – Санкт-Петербург.: НПИКЦ, 2006. – 400 с.
77. *Чулков П. В.* Топлива и смазочные материалы: ассортимент, качество, применение, экономика, экология / П. В. Чулков, И. П. Чулков. – М.: Политехника, 1998. – 302 с.
78. *Баннов П. Г.* Основные методы контроля загрязнения окружающей среды на НПЗ / П. Г. Баннов. – С-Пб «Химиздат», 2006. – 304 с.
79. *Данилов А. М.* Книга для чтения по переработке нефти / А. М. Данилов. – М.: Химиздат, 2012. – 352 с.
80. *Ніконов К. В.* Розрахунок та проектування складу паливно-мастильних матеріалів / К. В. Ніконов. – К.: НАУ, 2001. – 240 с.
81. *Козаченко А. И.* Контроль качества горюче-смазочных материалов в гражданской авиации / А. И. Козаченко. – К.: КИИГА, 1992. – 244 с.
82. *Большаков Г. Ф.* Восстановление и контроль качества нефтепродуктов / Г. Ф. Большаков. – Л.: Недра, 1982. – 350 с.
83. *Зеркалов Д. В.* Економія нафтопродуктів / Д. В. Зеркалов. – К.: Техінформ, 1997. – 197 с.
84. *Литвинов А. А.* Основы применения ГСМ в ГА / А. А. Литвинов. – М.: Транспорт, 1987. – 308 с.
85. *Хизгилов И. Х.* Сохранение качества нефтепродуктов при их транспортировке и хранении / И. Х. Хизгилов. – М.: Недра, 1965. – 192 с.
86. *Евдокимов А. Ю.* Смазочные материалы в техносфере и биосфере: экологический аспект / А.Ю. Евдокимов, И.Г. Фукс, И.А. Любинин. – К.: Атика-Н, 2012. – 292 с.
87. *Чабанний В. Я.* Паливно-мастильні матеріали, технічні рідини та системи їх забезпечення / В.Я.Чабанний. – Кіровоград: Центрально-Українське видавництво, 2008. – 353 с.

88. *Туманян Б. П.* Практические работы по технологии нефти. Малый лабораторный практикум / Б. П. Туманян. – М.: Техника, 2006. – 160 с.
89. *Казарян В. А.* Теплофизические свойства индивидуальных углеводородов и газовых конденсатов / В. А. Казарян. – М.: Техника, 2002. – 448 с.
91. *Бондарь В. А.* Операции с нефтепродуктами. Автозаправочные станции / В. А. Бондарь, Е. И. Зоря, Д. В. Цагерели. – М.: ООО «Паритет Граф», 2000. – 338 с.
92. *Boychenko S.* Quality and Ecological safety of motor fuels / S. Boychenko, O. Vovk, L. Chernyak, K. Akinina // Chemistry & Chemical Technology. – 2007. – № 6. – С. 109–115.
93. *Бойченко С. В.* Эколого-энергетические проблемы системы «человек-окружающая среда-топливо-транспортное средство» / Бойченко С. В., Черняк Л. М., Вовк О. А., Спаская Е. А. // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2007. – № 2. – С. 28–32.
94. *Екологічні властивості газорідних палив* / Бойченко С. В., Черняк Л. М., Полякова О. В., Степенко О. О. // Вісник НАУ. – №1(42)/2010. – С. 212–218.
95. *Авиационная химмотология: топлива для авиационных двигателей. Теоретические и инженерные основы применения: Підручник* / С. В. Бойченко [та інші]. – К.: НАУ, 2015. – 560 с.
96. *Химмотология: учебное пособие* / Бойченко С.В. [и др.]. – М.: 2015. – 250 с.
97. *Влияние качества авиационных топлив на безопасность полета и окружающую среду* / С. В. Бойченко [и др.]. // Наука та інновації, НАН України. – К. – 2013. – № 4. – Том 9. – С. 25–30.
98. *Физико-химические свойства органических соединений: справочник* / под ред. А. М. Богомольного. – М. Химия, 2008. – 543 с.
99. *Вержичицкая С. В.* Химия и технология нефти и газа / С. В. Вержичицкая, Н. Г. Дигуров, С. А. Синицин. – М.: ФОРУМ, 2009. – 400 с.
100. *Емельянов В. Е.* Моторные топлива: Антидетонационные топлива и воспламеняемость / В. Е. Емельянов, В. Н. Скворцов – М.: «Техника». ООО «ТУМА ГРУПП», 2006. – 192 с.
101. *Гайнуллин Ф. Н.* Использование углеводородных газов в качестве моторного топлива. / Ф. Н. Гайнуллин, А. Е. Андреев. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1986. – 52 с.
102. *Кириллов Н. Г.* Моторные топливо XXI века / Н. Г. Кириллов // Энергия: экономика, техника, экология. – 2006. – № 8. – С. 19–25.
103. *Евдокимов А. Ю.* Единство естественнонаучного и гуманитарного подходов в решении проблем экологии (на примере химмотологии смазо-

чных материалов) / А. Ю. Евдокимов // Наука и технологии в промышленности. – 2011. – № 4(21). – С. 99–105.

104. *Сравнительные* характеристики физико-химических свойств топлив для воздушно-реактивных двигателей разных стран-производителей / А. В. Яковлева, С. В. Бойченко, И. А. Шкильнюк, О. Г. Ключник // Энерготехнологии и ресурсосбережение. (Ин-т газа НАНУ). – 2013. – № 4. – С. 15–22.

105. *Iakovlieva A. V.* Overview of innovative technologies for aviation fuels production / A. V. Iakovlieva, S. V. Boichenko, O. O. Vovk // Chemistry and chemical technology. – 2013. – № 3. Vol. 7. – P. 305–312.

106. *Manual on Civil Aviation Jet Fuel Supply (ICAO Doc 9977-AN/489).* Handbook / Manual / Guide by International Civil Aviation Organization, 2012. – 48 p.

107. *Aksenov A. F.* Modern Paradigm and Prospects of Chemmotology Development / A. F. Aksenov, E. P. Seregin, L. S. Yanovskii, and S. V. Boichenko // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. – № 4 (578). – 2013. – P. 13–20.

108. *Patrylak L.K.* Ethanol containing ethyl esters of fatty acids as perspective environment like fuel / L. K. Patrylak // Fuel. – 2013. – № 113 (2013). – P. 650–653

109. *A. Iakovlieva.* Physical-chemical properties of jet fuels blends with components derived from rapeseed oil / A. Iakovlieva, O. Vovk, S. Boichenko, K. Lejda // Chemistry & Chemical Technology. – 2016. – Vol. 10. – № 4. – P. 485–492.

110. *Яковлева А.В.* Исследование противоизносных свойств топлив для воздушно-реактивных двигателей на растительно-минеральной основе / А.В. Яковлева, С. В. Бойченко, К. Лейда, О. А. Вовк // Химия и технология топлив и масел. – 2017. – Vol.1. – № 1. – P. 3–8.

111. *S. Boichenko* Traditional and alternative jet fuels: problems of quality standardization / S. Boichenko, A. Iakovlieva, O. Vovk, K. Lejda // Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology. – 2013. – Vol. 4. – Iss. 3. – P. 7–8.

112. *Бойченко С. В.* Экологические аспекты использования моторных топлив / С. В. Бойченко [и др.] // Энерготехнологии и ресурсосбережение. – 2014. – № 5/6. – С. 35–44.

113. *Інгібітори* гідратуутворення та корозії: Монографія / А.П. Пушак [та ін.]. – К.: ТОВ «НВФ «Славутич-дельфін», 2016. – 150 с.

114. *Бойченко С. В.* Перспективи заміни етилової рідини аліфатичними спиртами в складі авіаційних бензинів: вплив на екологічну чистоту / С.В. Бойченко, М.А. Посипайко, О.Г. Личманенко // Наукоємні технології. – 2016. – № 1(29). – С. 107–115.

115. Яковлева А. В. Упровадження гармонізованих технічних вимог до якості авіаційного бензину та палива для реактивних двигунів / А.В. Яковлева, С.В. Бойченко, І.О. Шкільнюк // Енерготехнології та ресурсозбереження. – 2016. – № 1. – С. 23–31.
116. Програмне забезпечення систем моніторингу транспорту: монографія / Під ред. Дмитриченка М.Ф. – К.: НТУ, 2016. – 204 с.
117. Канило П. М. Автотранспорт. Топливо-екологічні проблеми і перспективи: монографія / П.М. Канило. – Х.: ХНАДУ, 2013. – 272 с.
118. *Kazimierz Lejda*. Wodor w aplikacjach do srodkow napędu w transporcie drogowym / *Lejda Kazimierz*. – Rzeszow, KORAW, 2013. – 169 p.
119. Рыбак Б. М. Анализ нефти и нефтепродуктов / Б. М. Рыбак. – М.: ГосТехИздат, 1962. – 888 с.
120. Туманян Б. П. Об оценке эффективности функционирования нефтеперерабатывающих предприятий / Б. П. Туманян // Химия и технология топлив и масел. – 2009. – № 3. – С. 4–6.
121. *Johnson D*. Complexity Index Indicates Refinery Capability, Value / *D. Johnson* // *Oil & Gas Journal*. – 1996. – V. 18. – P. 74–80.
122. Туманян Б. П., Петрухина Н. Н. Новый подход к оценке эффективности переработки нефтяного сырья / Б. П. Туманян, Н. Н. Петрухина // Теоретические и прикладные проблемы сервиса. – 2011. – № 1. – С. 15–25.
123. Капустин В. М. Химия и технология переработки нефти / В. М. Капустин, М. Г. Рудин. – М.: Химия, 2013. – 496 с.
124. П. *Топільницький*. Технологія первинної переробки нафти і газу / П. Топільницький, О. Гринишин, О. Мачинський. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2014. – 468 с.
125. *Хіммотологія* та інженерне забезпечення використання газу і паливно-мастильних матеріалів / С. В. Бойченко [та ін.] – К.: НАУ, 2014. – 276 с.
126. *Мачинський О. Я.* Гідрокрекінг: монографія / О. Я. Мачинський, П. І. Топільницький. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2011. – 348 с.
127. *Туманян Б. П.* Научные и прикладные аспекты теории нефтяных дисперсных систем / Б. П. Туманян – М.: Техника, 2000. – 335 с.
128. *Лісафін В.П.* Проектування та експлуатація складів нафти і нафтопродуктів: [підруч. для студ. вищ. навч. закл.] / В.П.Лісафін, Д.В. Лісафін. – Івано-Франківськ: Факел, 2006. – 597 с.
129. *Братичак М. М.* Основи промислової нафтохімії / М. М. Братичак. – Львів. Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2008. – 604 с.

ДОДАТКИ

Додаток 1

ОСНОВНІ ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ

Згідно з Інструкцією з контролювання якості нафти і нафтопродуктів на підприємствах і організаціях України, затвердженою Міністерством палива та енергетики 04.06.2007 № 271/121, ДСТУ 3437:1996 «Нафтопродукти. Терміни та визначення», ДСТУ 3464:1996 «Авіаційні палива, мастильні матеріали, технічні рідини. Терміни та визначення» для кожного поняття встановлено один стандартизований термін.

Ми систематизували основні терміни та визначення у сфері використання моторних палив.

Авіаційне паливо (авіапаливо) – паливо для авіаційних двигунів з нафтової або ненафтової сировини.

Авіаційний бензин (авіабензин) – бензин для використання в авіаційних поршневих ДВЗ (суміш бензинових фракцій та високооктанових компонентів).

Авіаційний гас – нафтове паливо для використання в авіаційних газотурбінних двигунах.

Альтернативне паливо – різновид авіаційного палива, що продукується з ненафтової сировини.

Арбітражна проба – частина сукупної проби, що зберігається на випадок арбітражних випробувань.

Арбітражні випробування або вимірювання – випробування (вимірювання) з метою визначення відповідності показників якості нафти та/або нафтопродуктів вимогам нормативних документів, що виконуються нейтральною лабораторією у разі виникнення суперечностей в оцінюванні якості нафти або нафтопродуктів.

Альтернативні види палива – тверде, рідке та газове паливо, що є альтернативою відповідним традиційним видам палива, що виробляється (видобувається) з нетрадиційних джерел і видів енергетичної сировини.

Біохімічна корозивність – здатність палива спричиняти корозію паливних баків у місцях паразитування мікроорганізмів.

Біологічні види палива (біопаливо) – тверде, рідке і газове паливо, виготовлене з біологічно відновлювальної сировини (біомаси), що може використовуватися як паливо або компонент інших видів палива.

Біокomпонент – біопаливо, що використовується як компонент інших видів палива.

Біомаса – біологічно відновлювальна речовина органічного походження, що зазнає біологічного розкладу (відходи сільського господарст-

ва (рослинництва і тваринництва), лісового господарства і технологічно пов'язаних із ним галузей промисловості, а також органічна частина промислових і побутових відходів.

Біостанол – спирт етиловий зневоднений, виготовлений з біомаси або спирту етилового сирцю для використання як біопалива.

Біобутанол – спирт бутиловий, виготовлений із біомаси, що використовується як біопаливо або біокомпонент.

Біодизельне паливо (біодизель) – метилові і/або етилові етери вищих органічних кислот, вироблених з рослинних олій або тваринних жирів, що використовуються як біопаливо або біокомпонент.

Біогаз – газ, добутий з біомаси, що використовується як паливо.

Біоводень – водень, добутий з біомаси і один з видів біогазу.

Взаємозамінність – можливість використання різних марок палива (наприклад, авіаційного) для одних і тих самих двигунів і машин без модифікування їх характеристик.

Висота некіптявого полум'я – показник максимальної висоти полум'я, що може бути досягнута без утворення кіптяви під час згорання нафтопродукту.

Випаровуваність – здатність переходити із рідини в газ.

Вимірвальна лабораторія – підприємство, установа, організація чи їх окремих підрозділ, що виконують вимірювання фізичних величин, визначають хімічний склад, фізико-хімічні, фізико-механічні та інші властивості і показники нафти і/або нафтопродуктів за винятком вимірювань, пов'язаних з оцінюванням відповідності нафтопродуктів, з документальним оформленням їх результатів.

Випробувальна лабораторія – лабораторія, що виконує технічні операції, що полягають у визначенні однієї чи декількох характеристик нафти і нафтопродуктів згідно з установленою процедурою.

Відновлення (виправлення) якості нафтопродукту – доведення показника(ків) якості нафтопродукту до вимог нормативного документа.

Відходи – шлаки та відходи промисловості, сільського господарства, комунально-побутових, транспортних і інших підприємств, що можуть бути джерелом або сировиною для видобутку або виробництва альтернативних видів палива.

Виробник біопалива – суб'єкт господарської діяльності, що безпосередньо виробляє біопаливо з біомаси.

Гідроочищений продукт – прямогінний продукт після очищення воднем.

Газова високотемпературна корозивність – здатність продуктів згорання палива спричинити ерозію металів гарячої частини газотурбінного двигуна.

Детонаційна стійкість бензину – здатність бензину згорати без вибуху у двигуні з іскровим запаленням.

Донна проба – проба нафти або нафтопродукту, відібрана з днища резервуара (цистерни, танка наливного судна) переносним металевим пробовідбірником. Донна проба не належить до складу сукупної проби, а випробується окремо.

Добавки на основі біоетанолу – біокомпоненти моторного палива, добуті синтезом із застосуванням біоетанолу або змішуванням біоетанолу з органічними сполуками та паливом, одержаними з вуглеводневої сировини, у яких вміст біоетанолу відповідає вимогам нормативних документів та які належать до біопалива.

Електризованість – здатність палива генерувати заряди статичної електрики внаслідок тертя на межі розділення фаз і нагромаджувати їх в об'ємі.

Експрес-метод – стандартизований (атестований) або нестандартизований метод випробувань, що дає змогу за більш короткий час визначити показники якості нафти та/або нафтопродуктів.

Експрес-випробування – випробування нафтопродуктів, що виконуються з використанням експрес-методів.

Займистість – експлуатаційна властивість, що характеризує пожежо- і вибухонебезпечність суміші пари палива з повітрям.

Забезпечення зберігання якості – комплекс заходів, що забезпечують якість нафти і/або нафтопродуктів вимогам нормативних документів у процесі приймання, зберігання, транспортування та відпуску.

Засіб виміральної техніки – технічний засіб, що застосовується під час вимірювань і має нормовані метрологічні характеристики.

Індукційний період – термін, упродовж якого нафтопродукт в умовах окиснення зберігає свої властивості.

Корозійна активність за умов конденсації води – здатність авіаційних палив спричиняти руйнування поверхні металів за наявності води.

Конструкційна сумісність – характеристика дії нафтопродукту на конструктивні матеріали.

Контрольна проба – частина сукупної проби, що використовується для проведення випробувань.

Контрольні випробування – оцінювання відповідності якості нафти та/або нафтопродуктів вимогам нормативного документа за встановленим переліком показників якості з метою підтвердження можливості їх застосування за прямим призначенням або встановлення початку змінювання якості.

Контроль якості – це процес встановлення відповідності між фактичними показниками якості та встановленими нормативними документами.

Люмінометричне число – показник, що визначає інтенсивність світлового випромінювання полум'я під час згорання палива в умовах випробування.

Лабораторні випробування (вимірювання, аналіз) – визначення фактичних значень показників якості нафти і/або нафтопродуктів, установлених нормативними документами з використанням стандартизованих методів випробувань (вимірювань) або атестованих методик випробувань (вимірювань).

Марка нафтопродукту – нафтопродукт, назва, умовне позначення, склад та властивості якого регламентовано стандартами і технічними умовами.

Метрологічна атестація засобів вимірювальної техніки – дослідження засобів вимірювальної техніки з метою визначення їх метрологічних характеристик і встановлення їх придатності до застосування.

Мобільна (пересувна) лабораторія – лабораторія, укомплектована необхідним обладнанням, приладами та пристроями для визначення якості нафтопродуктів експрес-методами проведення випробувань, що дають змогу оперативно визначити показники якості нафтопродуктів.

Нагарне число палива – кількість нагару в камері згорання малорозмірного газотурбінного двигуна під час роботи його на дослідному паливі, віднесена до кількості нагару, що утворюється під час роботи цього самого двигуна на паливі стандартного зразка.

Нафтопродукт – продукт, вироблений під час перероблення нафти, газового конденсату або їх суміші, за винятком продуктів нафтохімії.

Нестандартний нафтопродукт – нафтопродукт, що за одним чи декількома показниками якості не відповідає вимогам нормативного документа.

Нормативний документ – документ, що встановлює правила, загальні принципи чи характеристики різних видів діяльності або результатів. Цей термін охоплює такі поняття, як «стандарт» та «технічні умови».

Нетрадиційні джерела та види енергетичної сировини – сировина рослинного походження, відходи, тверді горючі речовини, інші природні і штучні джерела та види енергетичної сировини, важкі сорти нафти, природні бітуми, газонасичені води, газогідрати тощо, у тому числі нафтові, газові, газоконденсатні та нафтогазоконденсатні, вичерпані, непромислового значення і техногенні родовища, виробництво (видобуток) і перероблення яких потребує застосування новітніх технологій і які не використовуються для виробництва (видобутку) традиційних видів палива.

Прямогонний продукт – продукт прямої перегонки нафти.

Паливо для реактивних двигунів – паливо для повітряно-реактивних двигунів, що є сумішшю в певних пропорціях прямогонних і гідроочищених газових дистилатів.

Добавка (додаток) до палива – речовина, що додається у незначній кількості до палива для поліпшення або збереження на тривалий час експлуатаційних властивостей.

Паспорт якості – документ, що містить дані для ідентифікації та фактичні значення показників якості нафти і/або нафтопродуктів, отримані в результаті лабораторних випробувань, і їх відповідність вимогам нормативних документів.

Приймально-здавальні випробування – оцінювання відповідності якості нафти та/або нафтопродуктів за встановленим переліком показників даним, наведеним у паспорті якості вантажовідправника (під час приймання) або в журналі реєстрації результатів випробувань (під час відпуску).

Певірка засобів вимірювальної техніки – установлення придатності засобів вимірювальної техніки, на які поширюється державний метрологічний нагляд, до застосування на підставі результатів контролю їх метрологічних характеристик.

Рідке паливо з біомаси – біопаливо дизельне, біостанол, біобутанол, чиста олія та інші синтетичні палива, виготовлені з біомаси.

Сконденсоване авіаційне паливо – паливо для реактивних двигунів, що містить сконденсовані вуглеводневі гази. Один із видів заміників традиційного авіаційного палива.

Сортність (бензину) – показник, що визначає детонаційну стійкість авіаційного бензину на багатій суміші в одиницях відповідної шкали.

Свідцтво про визнання відповідності – документ, що засвідчує визнання іноземних документів про підтвердження відповідності продукції вимогам, установленим законодавством України (Закон України «Про підтвердження відповідності»).

Сертифікат відповідності – документ, що підтверджує відповідність продукції, системам якості, управління якістю, управління довкіллям, персоналу та установленим вимогам конкретного стандарту чи іншого нормативного документа, визначеного законодавством (Закон України «Про підтвердження відповідності»).

Стандартизований метод випробувань – метод випробування, на який є нормативний документ, розроблений та затверджений у встановленому порядку.

Синтетичні біопалива – синтетичні вуглеводні та суміші синтетичних вуглеводнів, виготовлені з біомаси.

Система якості – сукупність взаємопов'язаних та взаємодіючих елементів організаційної структури, визначених механізмів відповідальності,

повноважень та процедур організації, а також процесів та ресурсів, що забезпечують здійснення загального керівництва якістю та її відповідність установленим вимогам.

Система контролю якості – це формалізована сукупність принципів, методів і правил, застосовуваних організацією для контролю якості аудиторських послуг (політика контролю якості), а також заходи та дії (процедури), що здійснює організація для впровадження політики контролю якості та моніторингу відповідності системи контролю якості встановленим вимогам.

Термін використання – термін придатності продукту у системах і двигунах до втрати якості.

Чистота авіаційних палив – ступінь забрудненості авіаційних ПММ небажаними розчинними та нерозчинними домішками.

Чутливість палива – різниця між октановими числами, визначена двома стандартними методами – дослідним і моторним.

Функціональна сумісність – здатність двох або більше нафтопродуктів зберігати експлуатаційні властивості після їх змішування.

Якість авіаційних палив – здатність задовольняти вимоги їх використання, зберігання та транспортування відповідно до їх призначення.

КЛАС НЕБЕЗПЕКИ, ГДК ТА ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОЖЕЖОНЕБЕЗПЕКИ МОТОРНИХ ПАЛИВ

Паливо	Температура, °С		ГДК, мг/м ³	Клас небезпеки
	спалаху	самоспалахування		
Автомобільний бензин	мінус 39	255–300	100	4
Авіаційний бензин	мінус 34– мінус 38	380–480	100	4
ТС-1	28	218	300	4
РТ	28	220	300	4
Т-1	30	345	300	4
Т-2	мінус 12	300	300	4
ДТ(л)	71	310	300	4
ДТ(з)	78	240	300	4
Зріджений газ (пропан, бутан)	430–588	405–466	300	4
Стиснений (компримований) газ	545–800	–	300	4

**ЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА А ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ЕНТАЛЬПІ
РІДКИХ НАФТОПРОДУКТІВ (до формули (1.90))**

$t, ^\circ\text{C (K)}$	$a, \text{кДж/кг}$	$t, ^\circ\text{C (K)}$	$a, \text{кДж/кг}$	$t, ^\circ\text{C (K)}$	$a, \text{кДж/кг}$	$t, ^\circ\text{C (K)}$	$a, \text{кДж/кг}$
0 (273)	0,00	130 (403)	248,17	260 (533)	553,75	390 (663)	916,39
5 (278)	8,46	135 (408)	258,90	265 (538)	566,65	395 (668)	931,73
10 (283)	17,05	140 (413)	269,66	270 (543)	579,60	400 (673)	946,94
15 (2880)	25,72	145 (418)	279,89	275 (548)	592,67	405 (678)	962,19
20 (293)	34,44	150 (423)	291,45	280 (553)	605,83	410 (683)	977,56
25 (298)	43,28	155 (428)	302,47	285 (558)	619,07	415 (688)	992,98
30 (303)	52,16	160 (433)	313,62	290 (563)	632,39	420 (693)	1008,53
35 (308)	61,17	165 (438)	324,80	295 (568)	645,80	425 (698)	1024,16
40 (313)	70,26	170 (443)	336,07	300 (573)	659,29	430 (703)	1039,83
45 (318)	79,40	175 (448)	347,47	305 (578)	673,87	435 (708)	1055,62
50 (323)	88,66	180 (453)	358,91	310 (583)	686,53	440 (713)	1071,50
55 (3280)	98,00	185 (458)	370,47	315 (588)	700,27	445 (718)	1091,62
60 (333)	107,38	190 (463)	382,08	320 (593)	714,10	450 (723)	1103,47
65 (338)	116,94	195 (468)	393,77	325 (598)	728,01	455 (728)	1119,14
70 (343)	126,78	200 (473)	405,59	330 (603)	742,00	460 (733)	1135,82
75 (348)	136,30	205 (478)	417,44	335 (608)	756,08	465 (738)	1152,08
80 (353)	145,93	210 (483)	429,43	340 (613)	770,28	470 (743)	1164,48
85 (358)	155,44	215 (488)	441,45	345 (618)	784,53	475 (748)	1184,93
90 (363)	165,71	220 (493)	453,60	350 (623)	798,86	480 (753)	1201,48
95 (368)	175,72	225 (498)	465,84	355 (628)	813,02	485 (758)	1218,11

Закінчення дод. 3

$t, ^\circ\text{C (K)}$	$a, \text{кДж/кг}$	$t, ^\circ\text{C (K)}$	$a, \text{кДж/кг}$	$t, ^\circ\text{C (K)}$	$a, \text{кДж/кг}$	$t, ^\circ\text{C (K)}$	$a, \text{кДж/кг}$
100 (373)	185,82	230 (503)	478,12	360 (633)	827,81	490 (763)	1234,83
105 (378)	196,00	235 (508)	490,52	365 (638)	842,39	495 (768)	1251,63
110 (383)	206,27	240 (513)	503,00	370 (643)	857,06	500 (773)	1268,52
115 (388)	216,62	245 (518)	515,53	375 (648)	871,85	—	—
120 (393)	227,05	250 (523)	528,19	380 (653)	886,68	—	—
125 (398)	237,57	255 (528)	540,88	385 (658)	901,64	—	—

Додаток 4

ЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА А ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ЕНТАЛЬПІ ПАРИ НАФТОПРОДУКТІВ

(до формули (1.81))

$t, ^\circ\text{C (K)}$	$a, \text{кДж/кг}$	$t, ^\circ\text{C (K)}$	$a, \text{кДж/кг}$	$t, ^\circ\text{C (K)}$	$a, \text{кДж/кг}$	$t, ^\circ\text{C (K)}$	$a, \text{кДж/кг}$
5 (278)	212,54	130 (403)	279,64	255 (528)	364,94	380 (653)	468,60
10 (283)	214,94	135 (408)	282,69	260 (533)	268,72	385 (658)	473,13
15 (288)	217,33	140 (413)	285,75	265 (538)	372,57	390 (663)	477,66
20 (293)	219,72	145 (418)	288,90	270 (543)	376,42	395 (668)	482,31
25 (298)	222,11	150 (423)	292,04	275 (548)	380,28	400 (673)	486,87
30 (303)	224,58	155 (428)	295,22	280 (553)	384,22	405 (678)	491,52
35 (308)	227,05	160 (433)	298,41	285 (558)	388,16	410 (683)	496,17
40 (313)	229,52	165 (438)	301,68	290 (563)	392,10	415 (688)	500,91
45 (318)	232,08	170 (443)	304,94	295 (568)	396,12	420 (693)	505,60
50 (323)	234,64	175 (448)	308,21	300 (573)	400,14	425 (698)	510,38
55 (328)	237,23	180 (453)	311,56	305 (578)	404,20	430 (703)	515,20

$t, ^\circ\text{C}$ (К)	$a, \text{кДж/кг}$	$t, ^\circ\text{C}$ (К)	$a, \text{кДж/кг}$	$t, ^\circ\text{C}$ (К)	$a, \text{кДж/кг}$	$t, ^\circ\text{C}$ (К)	$a, \text{кДж/кг}$
60 (333)	239,83	185 (458)	314,87	310 (583)	408,27	435 (708)	520,02
65 (338)	242,54	190 (463)	318,27	315 (588)	412,42	440 (713)	524,83
70 (343)	245,19	195 (468)	321,66	320 (593)	416,56	445 (718)	529,74
75 (348)	24788	200 (473)	325,14	325 (598)	420,71	450 (723)	534,64
80 (353)	250,64	205 (478)	328,62	330 (603)	425,15	455 (728)	539,58
85 (358)	253,41	210 (483)	332,09	335 (608)	429,18	460 (733)	542,43
90 (363)	253,17	215 (488)	335,66	340 (613)	433,41	465 (738)	549,56
95 (368)	259,02	220 (493)	339,22	345 (618)	437372	470 (743)	554,54
100 (373)	261,87	225 (498)	342,78	350 (623)	442,04	475 (748)	559,61
105 (378)	264,76	230 (503)	346,38	355 (628)	446,40	480 (753)	564,68
110 (383)	267,65	235 (508)	350,07	360 (633)	450,76	485 (758)	569,79
115 (388)	270,63	240 (513)	353,71	365 (638)	455,20	490 (763)	574,95
120 (393)	273,60	245 (518)	357,44	370 (643)	459,60	495 (768)	580,14
125 (398)	276,58	250 (523)	361,17	375 (648)	464,08	500 (773)	585,34

**ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ПОКАЗНИКИ АВТОМОБІЛЬНИХ БЕНЗИНІВ
ЗГІДНО З ВИМОГАМИ ДСТУ 7687:2015**

Найменування показника	Значення норм за екологічними класами			Метод контролювання
	Євро 5	Євро 4	Євро 3	
<p>Детонаційна стійкість:</p> <ul style="list-style-type: none"> - октанове число за дослідним методом, не менше: - для бензинів марки А-80 - для бензинів марки А-92 - для бензинів марки А-95 - для бензинів марки А-98 - октанове число за моторним методом, не менше: - для бензинів марки А-80 - для бензинів марки А-92 - для бензинів марки А-95 - для бензинів марки А-98 	<ul style="list-style-type: none"> - 92 95 98 - 82,5 85 88 	<ul style="list-style-type: none"> 80 92 95 98 76 82,5 85 88 	<ul style="list-style-type: none"> 80 92 95 98 76 82,5 85 88 	<ul style="list-style-type: none"> ДСТУ ISO 5164 або ГОСТ 8226, або ISO 5164, або ASTM D2699 ДСТУ ISO 5163 або ГОСТ 511, ISO 5163, ASTM D2700
<p>Тиск насиченої пари, кПа, в межах:</p> <ul style="list-style-type: none"> - у літній період (з 16 квітня до 15 жовтня) - у зимовий період (з 16 листопада до 15 березня) - у перехідний період (з 16 березня до 15 квітня та з 16 жовтня до 15 листопада) 		<ul style="list-style-type: none"> 45–80 60–100 50–90 		<ul style="list-style-type: none"> ДСТУ EN 13016-1 або ДСТУ 4160, або ГОСТ 1756, або ASTM D5482, або ASTM D323

Продовження дод. 5

Найменування показника	Значення норм за екологічними класами			Метод контролювання
	Євро 5	Євро 4	Євро 3	
Густина за температури 15°C, кг/м ³ , в межах	720–775			ДСТУ EN ISO 3675 або ДСТУ ISO 12185, або ДСТУ ГОСТ 31072, або ASTM D1298, ASTM D4052
Фракційний склад: - об'ємна частка випаровування за температури 70 °C, %, в межах: - для бензинів E5 - для бензинів E7 та E10 - об'ємна частка випаровування за температури 100 °C, %, в межах: - для бензинів E5 - для бензинів E7 та E10 - об'ємна частка випаровування за температури 150 °C, %, не менше - температура википання кінцева, °C, не вище - об'ємна частка залишку після википання, %, не більше	20,0–50,0 22,0–52,0 46,0–71,0 46,0–72,0 75,0 210 2			ГОСТ 2177 (метод А) або EN ISO 3405, або ASTM D86

Продовження дод. 5

Найменування показника	Значення норм за екологічними класами			Метод контролювання
	Євро 5	Євро 4	Євро 3	
Вміст сірки, мг/кг, не більше	10	50	150	Для бензинів Євро 5: ДСТУ EN ISO 20884 або ДСТУ ISO 20846, або EN ISO 20846 або EN ISO 13032 Для бензинів Євро 4: ДСТУ EN ISO 20884 або ДСТУ ISO 20847, або ДСТУ ISO 20846, або ДСТУ EN ISO 14596, або EN ISO 20846, або EN ISO 13032, або ASTM D4294 Для бензинів Євро 3: ДСТУ EN ISO 20884 або ДСТУ ISO 20846, або ДСТУ ISO 20847, або ДСТУ EN ISO 14596, або ГОСТ 19121, або EN ISO 20846 або ASTM D4294

Продовження дод. 5

Найменування показника	Значення норм за екологічними класами			Метод контролювання
	Євро 5	Євро 4	Євро 3	
Об'ємна частка вуглеводнів, %, не більше ніж: - олефінових	18	18	18	з ДСТУ 7686 або ДСТУ EN 14517, або ISO 22854, або EN 15553, або ASTM D6729, або ASTM D6730, або ASTM D1319
- ароматичних	35	35	42	ДСТУ 7686 або ДСТУ EN 14517, або ГОСТ 29040, або ISO 22854, або EN 15553, або ASTM D6729, або ASTM D6730, або ASTM D5580

Продовження дод. 5

Найменування показника	Значення норм за екологічними класами			Метод контролювання
	Євро 5	Євро 4	Євро 3	
Об'ємна частка бензолу, %, не більше		1		Згідно з ДСТУ EN 12177 або ДСТУ EN 238, або ДСТУ EN 14517, або ДСТУ 4019, або [20], або ДСТУ 7686, або ISO 22854, або ASTM D6729, або ASTM D6730, або ASTM D5580
Масова частка кисню, %, не більше - для бензинів Е5 та Е7 - для бензинів Е10		2,7 3,7		ДСТУ EN 1601 або ДСТУ EN 13132, або ДСТУ EN 14517, або ДСТУ 7686, або ДСТУ 7683, або ISO 22854, або ASTM D4815, або ASTM D5845, або ASTM D6729, або ASTM D6730

Продовження дод. 5

Найменування показника	Значення норм за екологічними класами			Метод контролювання
	Євро 5	Євро 4	Євро 3	
Об'ємна частка кисневмісних сполук %, не більше:				
- метанол			3,0	
- (біо)етанол			5	
- для бензинів E5		Понад 5 до 7 вклоч.		
- для бензинів E7		Понад 7 до 10 вклоч.		
- для бензинів E10				
- ізопропіловий спирт				ДСТУ EN 1601
- для бензинів E5 та E7			10	або ДСТУ EN 13132,
- для бензинів E10			12	або ДСТУ EN 14517,
- ізобутиловий спирт				або ДСТУ 7686,
- для бензинів E5 та E7			10	або ДСТУ 7683,
- для бензинів E10			15	або ISO 22854,
- ттетбутиловий спирт				або ASTM D4815,
- для бензинів E5 та E7			7	або ASTM D5845,
- для бензинів E10			15	або ASTM D6729,
- етери (C5 і вище)				або ASTM D6730
- для бензинів E5 та E7			15	
- для бензинів E10			22	
- інші кисневмісні сполуки з температурою кінця кипіння не вище ніж 210 °C				
- для бензинів E5 та E7			10	
- для бензинів E10			15	

Закінчення дод. 5

Найменування показника	Значення норм за екологічними класами			Метод контролювання
	Євро 5	Євро 4	Євро 3	
Вміст марганцю, мг/дм ³ , не більше до 2017.01.01 після 2017.01.01	18 6	18 6	50 6	EN 16135 або EN 16136
Стабільність до окиснення (індукційний період), хв, не менше	360			ДСТУ 7685 або ГОСТ 4039, або EN ISO 7536, або ASTM D525, або ASTM D873
Концентрація фактичних смол (промитих розчинником), мг/100 см ³ , не більше	5			ДСТУ ГОСТ 1567 або EN ISO 6246, або ASTM D381
Корозія на мідній пластинці (3 год за температури 50 °C), клас, не більше	1			ДСТУ EN ISO 2160 або ГОСТ 6321, або ASTM D130
Зовнішній вигляд	Прозорий та світлий з різними відтінками залежно від кольору присадок, без механічних домішок і води			Відповідно до 9.4

ВИМОГИ СВІТОВОЇ ПАЛИВНОЇ АРТІЇ ДО ЯКОСТІ БЕНЗИНІВ

	Категорії якості. Екологічні вимоги. Класи світових ринків				
	I	II	III	IV	V
Найменування показника	US Tier 0, EURO 1	US Tier 1, EURO 2, EURO 3	US LEV, California LEV or ULEV, EURO 4, JP 2005	US Tier 2, US Tier 3 US 2007 / 2010, Heavy Duty On-Highway, US Non-Road Tier 4, California LEV II, EURO 4, EURO 5, EURO 6, JP 2009	US 2017 light duty fuel economy, US heavy duty fuel economy, California LEV III
I	2	3	4	5	6
Октанове число, не менше: за дослідним методом	91,0 95,0 98,0	91,0 95,0 98,0	91,0 95,0 98,0	91,0 95,0 98,0	- 95 98,0
за моторним методом	82,0 85,0 88,0	82,0 85,0 88,0	82,0 85,0 88,0	82,0 85,0 88,0	- 85 88

Закінчення дод. 6

1	2	3	4	5	6
Індукційний період окиснення, хв., не менше	360	480	480	360	480
Масова частка сірки, %, не більше	0,1	0,02	0,003	5–10 ppm	10 мг/кг
Концентрація свинцю, г/дм ³	0,013	відс.	відс.	відс.	відс.
Концентрація фосфору, г/дм ³	Не регламентується	відс.	відс.	відс.	відс.
Концентрація марганцю, г/дм ³	Не регламентується	відс.	відс.	відс.	відс.
Концентрація кисню, %, не більше	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Об'ємна частка олефінових вуглеводнів, %, не більше	Не регламентується	20,0	10,0	10,0	10
Об'ємна частка ароматичних вуглеводнів, %, не більше	50	40	35	35	35
Об'ємна частка бензолу, не більше	5,0	2,5	1,0	1,0	1,0
Концентрація фактичних смол, мг/100 см ³ бензину, не більше	5	5	5	5	5
Густина за температури 15°С, кг/м ³	715–780	715–770	715–770	725–780	775

**ЄВРОПЕЙСЬКІ НОРМИ ВИКИДІВ ДЛЯ ЛЕГКОВИХ АВТОМОБІЛІВ
З БЕНЗИНОВИМИ ДВИГУНАМИ (г/км)**

Екологічний стандарт	Дата упродовдження	CO	HC	NO _x	HC + NO _x	Тверді часточки
EURO-1	Липень 1992 р.	2,72	-	-	0,97	-
EURO-2	Січень 1996 р.	2,3	-	-	0,50	-
EURO-3	Січень 2000 р.	2,2	0,20	-	-	-
EURO-4	Січень 2005 р.	1,0	0,10	-	-	-
EURO-5	Вересень 2009 р.	1,0	0,10	0,068	-	0,005*
EURO-6	Вересень 2014 р.	1,0	0,10	0,068	-	0,005*

*Тільки для двигунів з безпосереднім впорскуванням.

**ЄВРОПЕЙСЬКІ НОРМИ ВИКИДІВ ДЛЯ ЛЕГКОВИХ АВТОМОБІЛІВ
З ДИЗЕЛЬНИМИ ДВИГУНАМИ (г/км)**

Екологічний стандарт	Дата упродовдження	CO	HC	NO _x	HC+NO _x	Тверді часточки
EURO-1	Липень 1992 р.	2,72	-	-	0,97	0,14
EURO-2	Січень 1996 р.	1,0	-	-	0,70	0,08
EURO-3	Січень 2000 р.	0,64	-	0,50	0,56	0,05
EURO-4	Січень 2005 р.	0,50	-	0,25	0,30	0,025
EURO-5	Вересень 2009 р.	0,50	-	0,180	0,230	0,005
EURO-6	Вересень 2014 р.	0,50	-	0,080	0,170	0,005

ВПЛИВ ЗМІН ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ПАЛИВ НА РОБОТУ ДВИГУНІВ

Найменування показника	Характер зміни показника відносно норми	Вплив зміни показника на роботу двигуна	Ознаки, що характеризують порушення у роботі двигуна
Октанове число	Зменшення	З'являється схильність до детонаційного згорання	Металевий гуркіт, вібрації, перегрівання, димний викид
	Збільшення	Забезпечується можливість збільшення ступеня стиснення	Збільшується потужність, але зменшується надійність
Цетанове число	Зменшення (нижче 40)	Погіршуються пускові властивості підвищується жорсткість двигуна	Ускладнюється запуск ДВЗ
	Збільшення (вище 50)	Збільшується витрата палива	Зменшується паливна ефективність
Фактичний склад: температура википання 10 % палива	Підвищення	Погіршуються пускові властивості палива (взимку). Зменшуються ймовірність утворення пароповітряних пробок (влітку)	Погіршення запуску ДВЗ без підігрівання. Можливість експлуатації ДВЗ за надвисоких температур
	Зниження	Утворюються парові пробки в системі живлення (влітку). Покращуються запуск ДВЗ (взимку)	Двигун працює з перебоями
50 % палива 90 % палива	Зниження	Прискорюються прогрівання ДВЗ	
	Зниження	Покращуються умови згорання палива	Знижується димність відпрацьованих газів
	Підвищення	Збільшується період згорання палива	Перегрівання двигуна

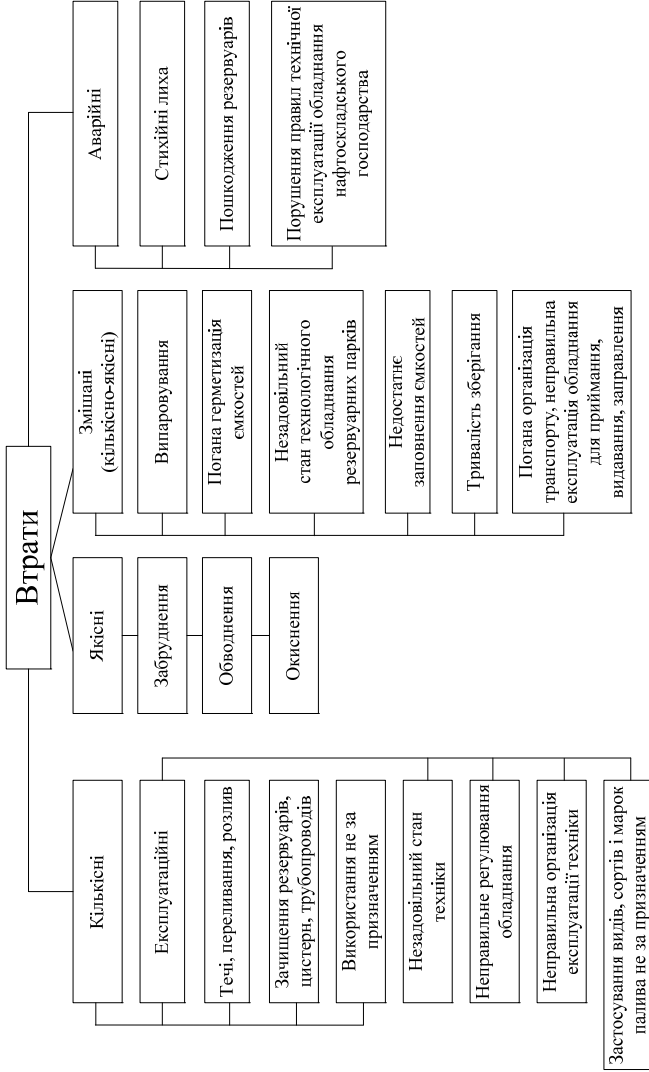
Продовження дод. 9

Найменування показника	Характер зміни показника відносно норми	Вплив зміни показника на роботу двигуна	Ознаки, що характеризують порушення у роботі двигуна
Тиск насиченої пари	Підвищення	Збільшується ймовірність утворення парових пробок	Знижується ймовірність раптової зупинки двигуна. Погіршується запуск.
	Зниження	Зменшується ймовірність утворення парових пробок	
Вміст сірки	Вище норми	Оксиди, що утворюються за підвищених температур від з'єднання з киснем, при взаємодії з вологою викликають корозію	Знижується надійність двигуна, збільшується інтенсивність зношування
Водорозчинні кислоти та луги	Наявність	Викликають корозію приладів системи паливоживлення ДВЗ	Зниження надійності
Фактичні смоли	Вище норми	Зменшують пропускну здатність жиклерів і паливопроводів, утворюють нагар на деталях камери згорання	Збільшення робочої суміші, калільне спалахування суміші. Зниження надійності ДВЗ
Температура помутніння	Вище норми	Забруднення фільтрів	Перебої у подаванні палива
Температура застигання	Вище норми	Припинення подачі палива	Зупинка двигуна

Закінчення дод. 9

Найменування показника	Характер зміни показника відносно норми	Вплив зміни показника на роботу двигуна	Ознаки, що характеризують порушення у роботі двигуна
В'язкість	Нижче норми	Витікання палива із з'єднання, підтікання палив у форсунках, погане змащування поверхонь тертя.	Коксування отворів розпилювачів
	Вище норми	Погіршення розпилювання палива, неповне згорання	Задимленість відпрацьованих газів, підвищення температури двигуна
Забрудненість	Наявність механічних частинок	Забрудненість фільтрів, відстійників, підвищення зношування паливоподавальної апаратури.	Зниження ймовірності безвідмовної роботи
	Наявність води	Для карбюраторного ДВЗ покращення процесу згорання, підвищення детонаційної стійкості (вітку). Для дизельних двигунів корозія деталей системи паливоживлення.	Зависання голок розпилювачів форсунок

УЗАГАЛЬНЕНА КЛАСИФІКАЦІЯ ВТРАТ



ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ПОКАЗНИКИ ДИЗЕЛЬНОГО ПАЛИВА

Найменування показника	Значення для марок			Метод контролювання
	Л	З	Арк	
Цетанове число, не менше	51	49	48	ГОСТ 3122 або ДСТУ ISO 5165 та ДСТУ-Н 7622, або ASTM 0613, або EN 15195, або EN 16144
Цетановий індекс, не менше	46,0			ДСТУ ISO 4264 або ГОСТ 27768, або ASTM P4737
Густина за температури 15 °С, кг/м ³ , у межах	820–845	800–845	800–840	ДСТУ EN ISO 3675 або ДСТУ ISO 12185, або ДСТУ ГОСТ 31072, або ASTM 01298, або ASTM P4052
Масова частка поліциклических ароматичних вуглеводнів, %, не більше: Євро 5 Євро 4 Євро 3	8 11 11			ДСТУ EN 12916 або EN 12916
Вміст сірки, мг/кг, не більше Євро 5 Євро 4 Євро 3	10 50 350			ДСТУ EN ISO 20884 або ДСТУ ISO 208462, або EN ISO 20846, або EN ISO 13032 ДСТУ EN ISO 20884 або ДСТУ ISO 208472, або ДСТУ ISO 208462, або ДСТУ EN ISO 145961, або ASTM D4294, EN ISO 20846,

Продовження дод. 11

Найменування показника	Значення для марок			Метод контролювання
	Л	З	Арк	
				або EN ISO 13032 ДСТУ EN ISO 20884 або ДСТУ ISO 208462, або ДСТУ ISO 208472, або ДСТУ EN ISO 145961, або ДСТУ ISO 87541, або ГОСТ 191211, або ASTM D4294
Температура спалаху в закритому тиглі, °С, не нижче Євро 5 Євро 4 Євро 3		55 55 40		ДСТУ ISO 2719 або ГОСТ 6356, або ASTM D93
Коксівність 10-%-го залишку, % (мас.), не більше		0,30		ДСТУ EN ISO 10370 або ГОСТ 8852, або ГОСТ 19932, або ASTM D189, або ASTM D524, або EN ISO 10370
Зольність, % (мас.), не більше		0,01		ДСТУ EN ISO 6245 або ГОСТ 1461, або ASTM D482
Масова частка води, % (мг/кг), не більше		0,02 (200)		ДСТУ ISO 12937 або ГОСТ 2477
Масова частка домішок, мг/кг, не більше		24		ДСТУ EN 12662 або ГОСТ 6370
Корозія мідної пластинки (3 год за температури 50 °С), клас, не більше		1		ДСТУ EN ISO 2160 або ГОСТ 6321, або ASTM D130

Продовження дод. 11

Найменування показника	Значення для марок			Метод контролювання
	Л	3	Арк	
Окиснювальна стабільність: - г/м ³ , не більше або - год, не менше	25 20			ДСТУ ISO 12205 або ДСТУ 7684, або ASTM D2274 EN 15751
Змашувальна здатність: діаметр плями зношення за температури 60 °С, мкм, не більше	460			ДСТУ ISO 12156-1
Кінематична в'язкість за температури 40 °С, мм ² /с, у межах	2,00– 4,50	1,50– 4,00	1,50– 4,00	ДСТУ ГОСТ 33 або ASTM D445, або EN ISO 3104
Фракційний склад: - за температури 250 °С, випаровується, % (об.), не більше - за температури 350 °С, випаровується, % (об.), не менше - 95 % (об.) переганяється за температури, °С, не вище	65 85 360			ГОСТ 2177 (метод А), або ДСТУ ISO 3924, або EN ISO 3405, або ASTM 086
Об'ємна частка метилових / етилових естерів жирних кислот, %: В0 - для дизельних палив В5 - для дизельних палив В7	0 Не більше ніж 5 Понад 5 та не більше ніж 7			ДСТУ EN 14078 або EN 14078

Закінчення дод. 11

Найменування показника	Значення для марок			Метод контролювання
	Л	З	Арк	
Гранична температура фільтрованості, °С, не вище	мінус 5	мінус 20	мінус 30	ДСТУ EN 116 або ГОСТ 22254, або EN 16329
Температура помутніння, °С, не вище	-	-	мінус 20	ГОСТ 5066 (метод Б) або ДСТУ ISO 3015, або ASTM 02500
Вміст марганцю, мг/дм ³ , не більше	-	-	2,0	Згідно з EN 16576

ВИМОГИ СВІТОВОЇ ПАЛИВНОЇ ХАРТІ ДО ЯКОСТІ ДИЗЕЛЬНИХ ПАЛИВ

	Категорії якості. Екологічні вимоги.				
	Класи світових ринків				
	I	II	III	IV	V
Найменування показника	US Tier 0, EURO 1	US Tier 1, EURO 2, EURO 3	US LEV, California LEV or ULEV, EURO 4, JP 2005	US Tier 2, US Tier 3 US 2007 / 2010, Heavy Duty On-Highway, US Non-Road Tier 4, California LEV II, EURO 4, EURO 5, EURO 6, JP 2009	US 2017 light duty fuel economy, US heavy duty fuel economy, California LEV III
I	2	3	4	5	6
Цетанове число, не менше	48	51	53	55	55
Цетановий індекс, не менше	45	48	50	52	52
Густина за температури 15 °С, кг/м ³	820-860	820-860	820-840	820-840	820-840
Кінематична в'язкість за температури 40 °С, мм ² /с	2,0-4,5	2,0-4,0	2,0-4,0	2,0-4,0	2,0-4,0
Вміст сірки, мг/кг, не більше	2000	300	50	10	10

1	2	3	4	5	6
Вміст ароматичних вуглеводнів (сумарних), %, не більше	---	25	20	15	15
Вміст поліароматичних вуглеводнів, %, не більше	---	5,0	3,0	2,0	2,0
Фракційний склад: - 90% переганяється за температури, °С, не вище - 95% переганяється за температури, °С, не вище - кінєць кипіння, °С, не вище	---	340	320	320	320
Температура спалаху, °С, не нижче	370	355	340	340	340
Коксівність, % не більше	---	365	350	350	350
	55	55	55	55	55
	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2
Гранична температура фільтрованості, °С, або температура втрати текучості, °С, або температура помутніння, °С	Не більше ніж на 10 °С менше температури помутніння (визначається стандартом якості)				
Вміст води, мг/кг, не більше	500	200	200	200	200
Окиснювальна стабільність, г/м ³ , не більше	25	25	25	25	25

1	2	3	4	5	6
Біологічне ураження	---	відс.	відс.	відс.	відс.
Об'єм вспінювання, мл	---	---	100	100	100
Час руйнування піни, с	---	---	15	15	15
Вміст метилових ефірів жирних кислот, % (об.)	5	5	5	Згідно стандарту	Згідно стандарту
Вміст спиртів (метанол/етанол), % (об.)	відс.	відс.	відс.	відс.	відс.
Випробування на мідній пластині, бали	клас 1	клас 1	клас 1	клас 1	клас 1
Зольність, % (мас.), не більше	0,01	0,01	0,01	0,001	0,001
Кислотність, мг КОН на 100 см ³ палива, не більше	---	0,08	0,08	0,08	0,08
Вміст золи, мг/л, не більше	10	10	10	10	10
Змашувальна здатність (діаметр плями зношування за температури 60 °С), мкм, не більше	460	460	460	400	400

**ТЕХНІЧНІ ВИМОГИ ДО ДЕЯКИХ МАРОК ПАЛИВ
ДЛЯ ПОВІТРЯНО-РЕАКТИВНИХ ДВИГУНІВ ВІТЧИЗНЯНОГО
ТА ЗАРУБІЖНОГО ВИРОБНИЦТВА**

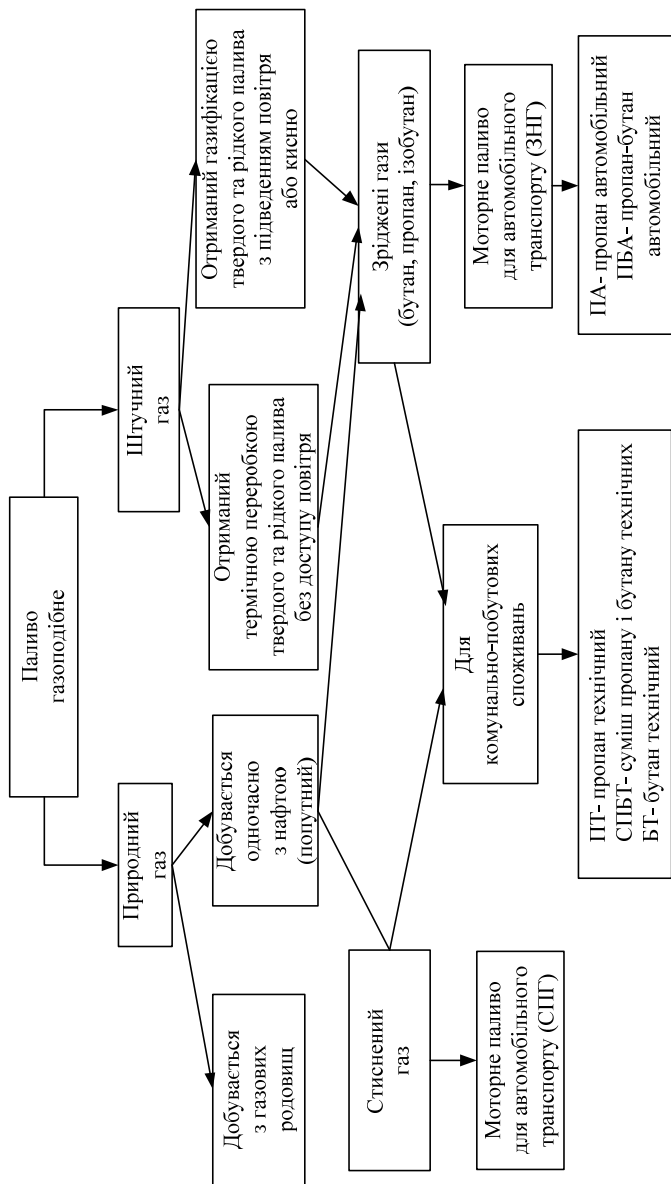
Найменування показника	Значення				
	PT	ТС-1	ТС-1 (ГОСТ 10227)	PT (ГОСТ 10227)	JetA-1 (ASTM D 1655)
Густина за температури 20 °С, кг/м ³ , не менше	775	775	780	775	775–840
Фракційний склад: температура початку кипіння, °С	Не нормується	Не нормується	Не вище 150	Не нижче 135, не вище 155	Не нормується
10 % переганяються за <i>t</i> °С, не вище	175	175	165	175	205
50 % переганяються за <i>t</i> °С, не вище	225	225	195	225	232
90 % переганяються за <i>t</i> °С, не вище	270	270	230	270	—
98 % переганяються за <i>t</i> °С, не вище	280	280	250	280	300
Кінематична в'язкість, мм ² /с, за <i>t</i> 0 °С, не більше; за <i>t</i> 20 °С, не менше	16 1,25	16 1,25	8 1,3	16 1,25	15 (за <i>t</i> = 34,4 °С) 8 (не більше)
Нижча теплота згорання, кДж/кг, не менше	43 100	43 120	43 120	43 120	42 800
Висота некіптявого полум'я, мм, не менше	25	25	25	25	25
Кислотність, мг КОН на 100 г палива, не більше	0,7	0,7	Не більше 0,7	У межах 0,2–0,7	0,1
Йодне число, г йоду на 100 г палива, не більше	0,5	3,5	2,5	0,5	—
Температура спалаху в закритому тиглі, °С, не нижче	30	28	28	28	38
Температура початку кристалізації, °С, не вище	мінус 55	мінус 55	мінус 60	мінус 55	мінус 47
Масова частка ароматичних вуглеводнів, %, не більше	22	22	22	22	20

Найменування показника	Значення				
	PT	ТС-1	ТС-1 (ГОСТ 10227)	PT (ГОСТ 10227)	JetA-1 (ASTM D 1655)
Термоокиснювальна стабільність: кількість осаду, мг на 100 см ³ палива, не більше критична температура, °С, не нижче	6	18	—	3	14
	115	115	—	—	—
Концентрація фактичних смол, мг на 100 см ³ палива, не більше	4	5	3	4	7
Масова частка загальної сірки, %, не більше	0,1	0,25	0,2	0,1	0,3
Масова частка меркаптано-вої сірки, %, не більше	0,001	0,003	0,003	0,001	0,003
Вміст сірководню	Немає	Немає	Немає	Немає	—
Випробування на мідній пластинці за $t = 100^{\circ}\text{C}$, 3 год	Витримує	Витримує	Витримує	Витримує	—
Зольність, %, не більше	0,003	0,003	0,003	0,003	—
Взаємодія з водою, бали, не більше	1	1	—	1	1
Питома електропровідність, пСм/м за $t = 20^{\circ}\text{C}$, не більше	600	600	600	600	450
Вміст механічних домішок і води	Немає	Немає	Немає	Немає	—
Вміст водорозчинних кислот та лугів	Немає	Немає	Немає	Немає	—
Вміст мил нафтових кислот	Немає	Немає	Немає	Немає	—
Протизношувальні властивості в умовах тертя ковзання на приладі УПС-01, критерій протизношувальних властивостей, %, не менше	95	95	—	—	—
Масова частка нафталінових вуглеводнів, %, не вище	1,5	3	—	1,5	3

Закінчення дод. 13

Найменування показника	Значення				
	PT	TC-1	TC-1 (ГОСТ 10227)	PT (ГОСТ 10227)	JetA-1 (ASTM D 1655)
Високотемпературна корозія: втрата маси зразка, г/м ² за $t = 20$ °С, не більше					
для міді	3,0	15	—	—	—
для бронзи марки ВБ23НЦ	2,5	2,5	—	—	—
Люмінометричне число, не менше	50	50	—	50	45

УЗАГАЛЬНЕНА КЛАСИФІКАЦІЯ ГАЗОПОДІБНОГО ВУГЛЕВДЕНОГО ПАЛИВА



НАВЧАЛЬНЕ ВИДАННЯ

*«Навчайтесь так, немає ви постійно
Відчуваєте брак своїх знань, і так немов ви
постійно боїтеся розгубити свої знання»*

Конфуцій

Сергій БОЙЧЕНКО, Андрій ПУШАК
Петро ТОПІЛЬНИЦЬКИЙ, Казимир ЛЕЙДА

МОТОРНІ ПАЛИВА: ВЛАСТИВОСТІ ТА ЯКІСТЬ

ПІДРУЧНИК

За загальною редакцією
професора С. Бойченка

Містить основні теоретичні відомості про моторні палива (автомобільні та авіаційні бензини, дизельні та біодизельні палива, палива для повітряно-реактивних двигунів (ПРД), газові моторні палива), що на сьогодні є традиційними джерелами енергії для сучасних транспортних засобів. Присвячений основним фізико-хімічним і експлуатаційним властивостям традиційних моторних палив, основним технологічним процесам їх продукування, технічним вимогам і системі контролю якості на усіх етапах життєвого циклу.

Призначено для студентів, які навчаються за спеціальностями, що передбачають вивчення дисциплін, пов'язаних із використанням моторних палив.

Підручник буде корисним для фахівців транспортної сфери, а також нафтопродуктозабезпечення, аспірантів і здобувачів наукового ступеня відповідного профілю.

Підписано до друку 17.05.2017. Формат 60x84 1/16.
Друк лазерний. Папір офсетний. Гарнітура Times New Roman.
Ум. друк. арк. 20. Тираж 300 прим.

ТОВ «Видавництво «Центр учбової літератури»
вул. Електриків, 23 м. Київ 04176

Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи
ДК № 4162 від 21.09.2011 р.