На́фта (від грец. ναφθα — nafda) (рос. нефть, англ. petroleum (mineral oil), oil, naphtha, crude oil, petroleum; нім. Erdöl n, Öl n, Rohöl n, Naphtha n, рум. Pecura) — горюча корисна копалина, складна суміш вуглеводнів різних класів з невеликою кількістю органічних кисневих, сірчистих і азотних сполук, що являє собою густу маслянисту рідину, від темно-бурого до чорного кольору. Нафта має характерний запах, легша за воду, у воді нерозчинна.

Елементарний склад, %: вуглець 80-88, водень 11-14.5, сірка 0.01-5, кисень 0.05-0.7, азот 0.01-0.6.

Густина — 760—990 кг/м3

Теплота згоряння — 43.7-46.2 МДж/кг.

Найважливіше джерело рідкого палива, мастил, сировина для синтетичних матеріалів тощо.

Вважають, що сучасний термін "нафта" є похідним від слова "нафата", що мовою народів Малої Азії означає "просочуватися".

Нафту почали добувати на березі Євфрату за 6-4 тис. років до нашої ери. Застосовувалася вона і як ліки. Древні єгиптяни використовували асфальт (окиснену нафту) для бальзамування. Нафтові бітуми використовувалися для приготування будівельних розчинів. Нафта входила до складу "грецького вогню".

Проблема походження нафти і формування її родовищ має велике практичне значення, тому що її вирішення дозволить обґрунтовано підходити до пошуку і розвід-ки нафтових родовищ і оцінювання їх запасів, однак і зараз серед геологів і хіміків є прихильники як гіпотез неорганічного, так і гіпотез органічного походження нафти.

Походження нафти і газу — одне з найскладніших і дискусійних питань в геології. Ця проблема виникла ще у XVI ст. і продовжує залишаться дискусійною дотепер.

Основними труднощами, що стоять перед дослідниками питання про походження «природної нафти», розуміючи під цією назвою широкий комплекс газоподібних, рідких і твердих вуглеводних сполук, є явно вторинний характер залягання нафтових бітумів і відсутність у самій нафті залишків вихідної органічної тканини. Позбавлений прямих і переконливих фактів, що належать безпосередньо до досліджуваного об'єкта, дослідники змушені оперувати непрямими міркуваннями і фактами, що допускають різне тлумачення. У зв'язку з цим немає єдності думок навіть у такому кардинальному питанні, як питання про органічне чи неорганічне походження нафти. Переважна більшість геологів підтримують думку про утворення нафти з залишків живої матерії, але є досить багато прихильників концепції неорганічного походження нафти, які наводять вагомі міркування як геологічного, так і хімічного порядку.

Класифікація нафт – розподіл нафт на класи, типи, групи і види.

За складом дистилятної частини нафти ділять на п’ять класів: метанова, метано-нафтенова, нафтенова, метано-нафтено-ароматична і нафтено-ароматична.

За вмістом сірки нафту ділять на малосірчисту (до 0,5%), сірчисту (0,5-2%) і високосірчисту (понад 2%).

За вмістом фракцій, що википають при перегонці до температури 350°С, її ділять на типи: Т1 (понад 45%), Т2 (30-45%), Т3 (менше 30%).

За вмістом базових мастил нафти ділять на чотири групи: М1 (понад 25%), М2 (20-25%), М3 (15-20%) і М4 (менше 15%).

За вмістом твердих парафінів її ділять на три види: П1 (менше 1,5%), П2 (1,5-6%), П3 (понад 6%).

За вмістом смол і асфальтенів нафту ділять на малосмолисту (до 10%), смолисту (10-20%) і високосмолисту (понад 20%).

У практиці вживається умовний поділ нафти на легку, середню і важку відповідно з густиною до 850, 850 – 950 і понад 950 кг/м3.

У нафтовій промисловості, найчастіше вживається класифікація нафти за місцем видобутку, густиною та вмістом сірки. Нафти із певних джерел та із встановленим хімічним складом поділяються на марки або сорти, найвідомішими серед яких є три елітні сорти (також маркерні):

West Texas Intermediate (WTI)

Brent Crude

Dubai Crude

У той час як загалом виділяється близька 160 марок нафти, що підлягають міжнародній торгівлі, три вказані вище сорти використовуються як головні покажчики світових цін на нафту.

Поклад нафти і газу (рос. залежь газа и нефти ; англ. oil-and-gas reservoir; нім. Erdöl– und Erdgasvorkommen n) – природне локальне одиничне скупчення нафти i газу в одному або декількох сполучених між собою пластах-колекторах, що контролюються єдиним (спільним) ВНК чи ГНК. Границю між суміжними покладами (в одному i тому ж пласті чи резервуарі) проводять по зміні положення ВНК чи ГНК, фазового стану i фiзико-хімічних властивостей вуглеводнів. Поклад є частиною родовища. Він є елементом нафтогазогеологічного районування територій.

Нафта і газ є єдиними корисними копалинами (правда, до них вже починаємо стихійно відносити і чисту питну підземну воду), що мають здатність переміщатися. Через свою рухомість вони можуть завдавати шкоди довкіллю, але і накопичуються в надрах та утворюють поклади.

Розвідані запаси нафти у світі на 2004 р. становили 210 млрд т (1200 мільярдів барелів), нерозвідані — оцінюються в 52-260 млрд т (300—1500 млрд барелів). Світові розвідані запаси нафти оцінювалися до початку 1973 р. в 100 млрд т (570 млрд барелів), у 1998 р. — 137,5 млрд т. Таким чином, в минулому розвідані запаси зростали. Сьогодні вони скорочуються.

Великі нафтогазоносні осадові басейни приурочені до внутрішньоплатформних, внутрішньоскладчастих, складчастоплатформних та крайових прогинів, а також до периокеанічних платформних областей. Родовища Н. виявлені на всіх континентах, крім Антарктиди, і на значних площах акваторій. У світі відомо понад 30 тис. родовищ Н., з них 15-20 % газонафтові. Бл. 85 % світового видобутку Н. дають 5 % родовищ. Найбільші запаси Н. в Саудівській Аравії, Кувейті, Ірані, Іраку.

Нафта i газ зустрічаються в породах різного віку – від кембрійських до пліоценових. Іноді нафта видобувається i з докембрійських порід, однак вважається, що її проникнення в ці породи вторинне. Найбiльш давні поклади нафти у палеозойських породах, знайдені головним чином на території Пiвнiчної Америки. Ймовiрно, це можна пояснити тим, що тут найбільш інтенсивні пошуки проводилися в породах саме цього віку.

Більша частина нафтових родовищ розсереджена по семи регіонах світу i приурочена до внутрішньоматерикових депресій та окраїн материків:

1) Перська затока – Пiвнiчна Африка;

2) Мексиканська затока – Карибське море (включаючи прибережні райони Мексики, США, Колумбії, Венесуели і о. Тринiдад);

3) острови Малайського архіпелагу i Нова Гвінея;

4) Західний Сибір;

5) Пiвнiчна Аляска;

6) Північне море (головним чином норвезький i британський сектори);

7) о. Сахалiн з прилеглими ділянками шельфу.

Свiтовi запаси нафти складають понад 137,5 млрд. т (1998). 3 них 74% припадає на Азію, у тому числі Близький Схід (понад 66%). Найбільшими запасами нафти володіють (у порядку зменшення): Саудівська Аравія, Росія, Ірак, ОАЕ, Кувейт, Іран, Венесуела, Мексика, Лiвiя, Китай, США, Нiгерiя, Азербайджан, Казахстан, Туркменістан, Норвегія.

На території України поклади нафти є у Передкарпатті, у Дніпровсько-Донецькій областях та на шельфі Чорного і Азовського морів і (за деякими даними тут найбільші — 3 трильйони умовних одиниць газу й нафти, доля нафти — 25-30 %).

Станом на кінець ХХ ст. початкові потенційні ресурси нафти України оцінювалися в 1,33 млрд т, а газового конденсату — 376,2 млн т. Державним балансом враховано понад 130 родовищ нафти і понад 151 газового конденсату. Розвіданість початкових потенційних ресурсів нафти складає 33,0 %, газового конденсату — 37,0 %, а ступінь виробленості відповідно 21,6 % та 15,9 %.

Нафти є природними маслянистими горючими рідинами з своєрідним запахом і густиною частіше за все менше 1 х 103 кг/м3 Вони мають різну консистенцію – від легколетких до густих, малорухливих. Колір нафт у більшості випадків бурий і темно-коричневий (до чорного), рідше жовтий і зеленуватий і, зовсім рідко, зустрічається майже безбарвна, так звана «біла нафта». Хоча нафти різних родовищ значно відрізняються за хімічним складом і властивостями, проте елементний склад їх коливається в досить вузьких межах (%): С = 83-86, Н = 11 -14,0 = 0,2-1,3, N – 0,06-1,7, S = 0,01 -5,0.

Нафти є складними сумішами вуглеводнів і різноманітних кисневих, азотних і сірчистих сполук. В природі зустрічаються нафти, що містять більше гетероатомних органічних сполук, ніж власне вуглеводнів, і такі, що складаються майже виключно с вуглеводнів. З фізичної точки зору нафта розглядається як розчин газоподібних і твердих вуглеводнів в рідині. Природна нафта, що видобувається с надр землі, завжди містить деяку кількість розчинених в ній газів (попутні природні гази), головним чином метану і його гомологів. Як правило, одержувані при фракційній перегонці нафти дистиляти – бензинові, гасові, солярові, масляні і мазут – рідкі речовини. До твердих (при кімнатній температурі) нафтоскладових належать парафіни, церезини і гудрон.

Головне місце в груповому хімічному складі нафт належить вуглеводням – метановим, нафтеновим і ароматичним. Ця обставина використана при побудові хімічної класифікації нафт, основи якої розроблені в ГрозНДІ (Грозненський НДІ).

За переважанням (більше 75% по масі) якого-небудь одного с класів вуглеводнів розрізняють, по-перше, 3 основні класи нафт, а саме:

1) метанові (М),

2) нафтенові (Н),

3) ароматичні (А).

По-друге, розрізняють також 6 змішаних класів нафт, в яких при ~50% по масі якого-небудь одного класу вуглеводнів міститься додатково не менше 25% іншого класу вуглеводнів, тобто класи:

4) метаново-нафтенові (М-Н),

5) нафтеново-метановий (Н-М),

6) ароматично-нафтенові (А-Н),

7) нафтеново-ароматичний (Н-А),

8) ароматично-метанові (А-М),

9) метаново-ароматичний (М-А).

В змішаному (10) типі нафти (М-Н-А) всі класи вуглеводнів містяться приблизно порівну.

Клас нафти за груповим хімічним складом вуглеводнів умовно визначають не у всій пробі нафти, а лише в її погонах, що википають до З00 °С. Нафти не тільки різних, але і одного і того ж родовища можуть давати при розгоні фракції, що википають до 300 °С, в різних кількостях. Проте в більшості нафт вуглеводні складають частіше всього 30-50% і лише досить рідко вони переважають вміст інших органічних сполук. Разом с тим такі кисень– і сірковмісні сполуки нафти, як смолянисті і асфальтові речовини, іноді можуть досягати у складі нафт 10-20% и більше. В таких випадках їх відносять до особливої групи смолянистих нафт. Якщо нафти містять ще більше смолянистих і асфальтових речовин, вони відносяться до перехідних утворень між нафтами і природними асфальтами. Тверді залишки, що випарувалися і вивітрені, нафти називаються кір (звідси закіровані породи).

Нафти в природних умовах містять як розчинені в них попутні гази, так і воду, в якій розчинені мінеральні солі. Крім розглянутої вище хімічної класифікації нафт розроблені також технологічні класифікації.

В основу технологічної класифікації нафт покладено: вміст сірки в нафтах і світлих нафтопродуктах, вихід фракцій, що википають до 350 °С, потенційний вміст базових масел (а також індекс їх в'язкості) і парафіну.

За вмістом загальної сірки розрізняють три класи нафт: І – S не більше 0,5% (малосірчисті), II - S = 0,51-2% (сірчисті) і III – S > 2% (високосірчисті). Необхідно відзначити, що як і в процесі утворення ТГК, наприклад гумусного вугілля різної зрілості, так і при складних перетвореннях нафт і ті і інші зазнають метаморфізму. При цьому термін «метаморфізм» слід розуміти не тільки як стадію перетворень органічних речовин вугілля і нафти, а як направлену зміну тих або інших їх властивостей під впливом чинників метаморфізму. Чинники метаморфізму для нафт і вугілля одні і ті ж (теплова дія, тиск, час) і виявляються вони в геологічних умовах приблизно однаково. Проте є й відмінності. Найістотніша з них полягає в тому, що для вуглеутворення каталітичні процеси мають не таке важливе значення, як для нафто утворення, причому процес нафтоутворення є в основному термокаталітичним. Крім того, встановлений генетичний зв'язок процесів перетворення нафт і вугілля. Абсолютно чітка відповідність типу нафт маркам вугілля, що є в тих же або стратиграфічно близьких відкладеннях, свідчить про те, що тип нафт, як і характер вугілля, визначається не тільки вихідним органічним матеріалом і умовами його поховання, але багато в чому й інтенсивністю метаморфізму. Здатність нафти до розділення на більш прості складові частини (фракції, дистиляти) за температурою кипіння (фракційна перегонка або фракціонування), відіграє значну роль у сучасній нафтопереробці й у дослідженнях фракційного, групового й індивідуального вуглеводневого складу нафт і нафтопродуктів. Фракційний склад показує вміст фракцій, що википають у певних температурних межах. Для визначення фракційного складу нафт у лабораторній практиці поширення одержали наступні методи перегонки:

1) низькотемпературна ректифікація – для зріджених газів і фракцій вуглеводнів, що киплять при температурі менше 20 оС;

2) середньотемпературна перегонка – для нафтопродуктів, що википають до 350оС;

3) вакуумна перегонка – для рідин, що википають при температурі вище 350оС;

4) молекулярна дистиляція – для високомолекулярних речовин;

5) перегонка методом одноразового випарювання.

Звичайно нафти густиною менше 0,9 г/см3 починають кипіти при температурі нижче 100 оС. Температура початку кипіння нафти залежить від її хімічного складу, причому при одній і тій же густині нафтенові й ароматичні вуглеводні киплять при більш низькій температурі, ніж метанові. При переробці нафти в лабораторних умовах відбирають наступні фракції:

1) від 40 до 180-200 оС – бензинові фракції, у яких можуть виділяти вузькі відгони:

від 40 до 70-90 оС – петролейний ефір і

від 160 до 205 оС – лігроїн;

2) від 200 до 300 оС – гасові фракції;

3) 270-350 оС – газойлева фракція;

4) 300-370 оС – солярова фракція;

5) залишок після відгону усіх фракцій називається мазутом.

У промислових умовах перегонка нафти здійснюється одноразовим випарюванням з подальшою ректифікацією, при якій відбирають наступні світлі фракції: бензинову (до 180 оС), гасову (120-315 оС), дизельну чи гасогазойлеву (180-350 оС) і різні проміжні відгони. Світлі фракції за допомогою наступного очищення, змішування, а іноді і після вторинного перегону перетворюються в продукти прямого гону нафти.

До світлих товарних нафтопродуктів прямого перегону відносять бензин (автомобільний і авіаційний), розчинник у лакофарбовому виробництві, що заміняє скипидар («уайт-спірит»), розчинник для гумової промисловості, екстракційний, петролейний ефір, лігроїн (приладовий), гас (освітлювальний, для технічних цілей). Мазут переробляється перегоном під вакуумом для одержання масляних фракцій.

Дистиляційні олії (авіаційні, автомобільні, дизельні, індустріальні і білі), що утворюються після перегону мазуту, відбираються за в'язкістю, а не за температурою кипіння і густиною.

Залишок після перегону мазуту (вище 500оС) називається гудроном, чи напівгудроном у залежності від в'язкості. Використовуються вони для приготування високов'язких мастил, будівельних і дорожніх нафтових бітумів. «Залишковими оліями» називають продукти, що одержують з гудронів екстракцією органічними розчинниками.

Значна частина мазуту використовується як паливо на електростанціях і в суднових двигунах. Деяка кількість мазуту є сировиною для одержання легких моторних палив методами крекінгу. Перегону на олії піддають тільки мазути так званих «масляних нафт», мазути яких у деяких випадках використовуються як мастила без перегонки.

За хімічною природою і походженням нафта близька до природних горючих газів, озокериту, а також асфальту. Іноді всі ці горючі копалини об'єднують під загальною назвою петролітів і відносять до ще більшої групи так званих каустобіолітів — горючих мінералів біогенного походження, які включають також торф, буре і кам'яне вугілля, антрацит, сланці. Нафта утворюється разом з газоподібними вуглеводнями на глибині понад 1,2 — 2 км; залягає на глибинах від десятків метрів до 5 — 6 км. Однак на глибинах понад 4,5 — 5 км переважають газові і газоконденсатні поклади з незначною кількістю легких фракцій. Максимальне число покладів нафти розташовується на глибині 1 — 3 км. Поблизу земної поверхні нафта перетворюється в густу мальту, асфальт і інше наприклад, бітумінозні піски і бітуми.

Середня молекулярна маса Н. 220—300 г/моль (рідко 450—470). Густина 0,65-1,05 (звичайно 0,82-0,95 г/см3); нафта, густина якої нижче 0,83, — легка, 0,831-0,860 — середня, вище за 0,860 — важка. Вона містить велике число різних органічних речовин і тому характеризується не температурою кипіння, а температурою початку кипіння рідких вуглеводнів (звичайно >28 °C, рідше > 100 °C — для важких нафт) і фракційним складом — виходом окремих фракцій, що переганяються спочатку при атмосферному тиску, а потім під вакуумом у певних температурних межах, як правило, до 450—500 °С (википає ~ 80 % об'єму проби), рідше 560—580 °С (90-95 %). Т-ра застигання від — 60 до + 30 °C; залежить переважно від вмісту в нафті парафіну і легких фракцій. В'язкість змінюється в широких межах (від 2 до 266 мм2/с для різних нафт), визначається фракційним складом нафти і її температурою, а також вмістом смолисто-асфальтенових речовин. Питома теплоємність 1,7-2,1 кДж/(кг•К); діелектрична проникність 2,0-2,5; електрична провідність від 2•10-10 до 0,3•10-18 Ом-1•см-1.

Колір нафти змінюється від жовтого до чорного забарвлення з ростом її густини. Нафтові вуглеводні (бензин, лігроїн, гас і деякі висококиплячі продукти), як правило, безбарвні, якщо добре очищені. Однак найчастіше крекінг-бензини, гаси, висококиплячі продукти прямої перегонки нафти в залежності від ступеня очищення мають ясно-жовтий і жовтий колір.

Для більшості нафт і їхніх фракцій характерна флуоресценція: вони мають синюватий чи зеленуватий колір у відбитому світлі, що пов'язано з присутністю в них хризену, октилнафталіну й інших багатоядерних вуглеводнів ароматичного ряду.

Нафти і нафтові фракції з температурою кипіння понад 300оС володіють люмінесценцією – світінням, що виникає при їхньому опроміненні ультрафіолетовими променями. До люмогенних речовин входять нафтенові кислоти, поліциклічні ароматичні вуглеводні і смоли.

КОЕФIЦIЄНТ СВІТЛОПОГЛИНАННЯ НАФТИ – використовуваний при застосуванні методу фотокалориметрії показник світлопоглинання нафти kсп, який розраховується за формулою kсп =Д/(0,4343 се) і змінюється головним чином в залежності від вмісту асфальтено-смолистих речовин, де Д – оптична густина розчину; с – концентрація поглинальної речовини; е – товщина поглинального шару.

Елементний склад (%): вуглець 80-88, водень 11,0-14,5, сірка 0,01-6 (рідко до 8), кисень 0,005-0,7(рідко до 1,2), азот 0,001-1,8. Основу технологічної класифікації нафти складають: вміст сірки (клас I — малосірчисті Н., що включають до 0,5 % S; клас II — сірчисті Н. з 0,5-2 % S; клас III — високосірчисті Н., що містять понад 2 % S).

Усього в нафті виявлено понад 50 хімічних елементів. Так, нарівні із згаданими в нафті присутні V (-5 — 10-2%), Ni(10-4 — 10-3%), Cl (від слідів до 2•10-2%) і т. д.

Н. являє собою суміш бл. 1000 індивідуальних речовин, з яких велика частина — рідкі вуглеводні (понад 500 або звичайно 80-90 мас.%) і гетероатомні органічні сполуки (4-5 мас.%), переважно сірчисті (бл. 250), азотисті (понад 30) і кисневі (бл. 85), а також метал-органічні сполуки (в основному ванадієві і нікелеві); інші компоненти — розчинені вуглеводневі гази (C1-C4, від десятих часток до 4 %), вода (від слідів до 10 %), мінеральні солі (головним чином хлориди, 0,1-4000 мг/л і більше), розчини солей органічних кислот і ін., механічні домішки (частинки глини, піску, вапняку).

Вуглеводневий склад. У нафті представлені парафінові (30-35, рідше 40-50 об'ємних %) і нафтенові (25-75 %), ароматичні (10-20, рідше до 35 %) і змішаної (гібридної) будови — парафіно-нафтенові, нафтено-ароматичні тощо.

Груповий склад вуглеводнів нафти – кількісна характеристика складу нафти або її фракцій за класами вуглеводнів, що входять до них – метанових, нафтенових і ароматичних. Син. – груповий склад нафти, вуглеводневий склад нафти.

Поверхнево-активні речовини нафти – нафтенові кислоти, смоли, асфальтени і інші речовини, вміст яких у нафті зменшує її поверхневий натяг на межі з водою і сприяє утворенню абсорбційних шарів цих речовин на стінках порожнин.

ПРОБА ПЛАСТОВОЇ НАФТИ– проба нафти, піднята з вибою свердловини глибинним пробовідбірником зі зберіганням пластового тиску, яка використовується при вивченні властивостей пластової нафти на спеціальній апаратурі.

ПРОБА НАФТИ РЕКОМБІНОВАНА – штучно створений взірець пластової нафти з сепарованої нафти і газу, відібраних з гирла свердловини чи сепараційного устаткування.

Нафта — легкозаймиста рідина, температура спалаху від −35 до +120 °C (залежить від фракційного складу і вмісту в ній розчинених газів). Питома теплота згоряння (нижча) 43,7-46,2 МДж/кг. Нафта розчинна в органічних розчинниках, у звичайних умовах не розчинна у воді, але може утворювати з нею стійкі емульсії. У технології для відділення від нафти води і розчинених у ній солей проводять зневоднення і знесолювання.

Товарні властивості нафти – фракційний і груповий склади нафти, вміст сірки і масел, теплота згоряння.

Нафта завжди в тій або іншій кількості містить розчинені попутні гази. Верхньою межею газонасиченості є тиск насичення, величина якого залежить від складу нафти і газу та умов знаходження покладу. Не дивлячись на те що в нафтогазоносних басейнах газонасиченість нафт коливається в широкому інтервалі, середні її значення залишаються досить близькими. Так, середній газовий чинник для нафт країн СНД в цілому може бути прийнятий рівним 48 м3/т при коливаннях фонових значень в межах 20 – 110 м3/т. Для стародавніх платформ середня газонасиченість (47 м3/т) дещо нижче, ніж для молодих платформ (55 м3/т).

В межах окремих нафтогазоносних басейнів також спостерігаються закономірності в поведінці газонасиченості нафт. Так, для більшості з них спостерігається зростання газового чинника при збільшенні глибини залягання вміщаючих відкладів з наближенням до зон глибокого занурення фундаменту, а також в районах газонакопичення. Таким чином, слід підкреслити, що величина газового чинника нафт суттєво залежить від місцевих, локальних причин, що викликає істотний діапазон її коливань в окремих районах і продуктивних горизонтах. Проте середнє значення газонасиченості, що відображає більш загальні умови взаємовідношення нафти і газу, зберігається досить постійним.

У 1938 р. світовий видобуток складав біля 280 млн т, в 1950 — 550 млн т, в 1960 р. понад 1 млрд т, а в 1970 понад 2 млрд т. У 1973 р. — перевищив 2,8 млрд т, а у 2004 р. склав біля 5,2 млрд т, у 2005 р. — 3,6 млрд т (без урахування газового конденсату), причому Росія вийшла на перше місце, добувши 461 млн т, Саудівська Аравія — 458 млн т, США — 256 млн т (За даними «Oil and Gas Journal»). Усього з початку промислового видобутку (з кінця 1850-х рр.) до кінця 1973 р. в світі було видобуто з надр 41 млрд т нафти, з яких половина припадає на 1965 — 1973 рр.

До середини 1970-х світовий видобуток нафти подвоювався приблизно кожне десятиріччя, потім темпи його зростання сповільнилися.

За нинішніх темпів споживання розвіданої нафти вистачить приблизно на 40 років, нерозвіданої — ще на 10 — 50 років. За останні 35 років споживання нафти виросло з 20 до 30 млрд барелів на рік.

Обсяг світового видобутку нафти у кінці ХХ ст. складав близько 3,1 млрд. т (1995), тобто майже 8,5 млн. т на добу. Видобуток ведеться 95 країнами, причому більше 77% продукції сирої нафти видобувають 15 з них, включаючи Саудівську Аравію (12,8%), США (10,4%), Росію (9,7%), Іран (5,8%), Мексику (4,8%), Китай (4,7%), Норвегію (4,4%), Венесуелу (4,3%), Великобританію (4,1%), Об’єднанi Арабські Емірати (3,4%), Кувейт (3,3%), Нiгерiю (3,2%), Канаду (2,8%), Iндонезiю (2,4%), Ірак (1,0%). У США в 1995 р. 88% усього видобутку нафти припадало на Техас (24%), Аляску (23%), Луїзіану (14%), Калiфорнiю (13%), Оклахому (4%), Вайомінг (3,5%), Нью-Мексико (3,0%), Канзас (2%) i Пiвнiчну Дакоту (1,4%).

Найбільшу площу займає нафтогазоносний регіон Скелястих гір (штати Монтана, Вайомінг, Колорадо, північно-західна частина шт. Нью-Мексико, Юта, Арiзона i Невада). Продуктивна товща має вік від нижньокам’яновугільного до крейдового. Серед найбільших родовищ виділяються Белл-Крік у південно-східній Монтані, Солт-Крік i западина Елк у Вайомінгу, Рейнджлі в західному Колорадо i нафтогазоносний район Сан Хуан на північному заходi Нью-Мексико.

Промисловий видобуток нафти в Тихоокеанській геосинклiнальнiй провінції зосереджений у Каліфорнії i на пiвночi Аляски, де знаходиться одне з найбільших нафтогазових родовищ у свiтi – Прадхо-Бей. У майбутньому, по мірі виснаження цього родовища, розробка покладів нафти, можливо, переміститься в межі Арктичного фауністичного резервату, де нафтові ресурси оцінюються майже в 1,5 млрд. т. Основний нафтогазоносний район Калiфорнiї – долина Сан-Хоакін – включає такі найбiльшi родовища, як Сансет-Мадуей, Кеттлмен-Гіллс i Коалінга. Великі родовища розташовані в басейні Лос-Анджелес (Санта-Фе-Спрінгс, Лонг-Біч, Вілмінгтон), менше значення мають родовища Вертура i Санта Марія. Бiльша частина каліфорнійської нафти пов’язана з міоценовими i пліоценовими відкладами.

Канада видобуває щорічно 89,9 млн. т нафти, головним чином у провінції Альберта. Крім цього, нафтогазові родовища розробляються в Британській Колумбії (переважно газові), Саскачевані і південно-західній Манітобі (північне продовження басейну Віллістон). У Мексиці основне залягання нафти і газу знаходиться на узбережжі Мексиканської затоки в районах Тампіко, Посаріка-де-Ідальго і Мінатитлан. Найбільший нафтогазоносний басейн Південної Америки – Маракайбо розташований у межах Венесуели і Колумбії. Венесуела – провідний виробник нафти в Південній Америці. Друге місце належить Бразилії, третє – Аргентині, а четверте Колумбії. Нафта видобувається також в Еквадорі, Перу і Тринідаді і Тобаго.

Європа має порівняно невеликі запаси нафти та газоконденсату – 3,1 млрд. т. Відкриття на початку 1970-х років великих покладів нафти і газу в Північному морі вивело Великобританію на друге місце в Європі за видобутком нафти, а Норвегію – на третє. Румунія належить до числа країн, де видобуток нафти з викопаних вручну колодязів почався ще в 1857 р. (на два роки раніше, ніж у США). Її основні південноприкарпатські нафтові родовища в значній мірі вичерпані, в 1995 р. у країні було видобуто лише 6,6 млн. т. Сумарний видобуток нафти в Данії, Югославії, Нідерландах, Німеччині, Італії, Албанії й Іспанії в тому ж році складав 18,4 млн. т.

Головні виробники нафти на Близькому Сході – Саудівська Аравія, Іран, Ірак, ОАЕ і Кувейт. В Омані, Катарі і Сирії видобувається понад 266 тис. т нафти на добу (1995). Основні родовища нафти в Ірані та Іраку розташовані вздовж східної периферії Месопотамської низовини (найбільші з них – південніше міста Басра), а в Саудівській Аравії – на узбережжі Перської затоки. В Південній і Східній Азії провідним виробником нафти є Китай, де добовий видобуток складає приблизно 407,6 тис. т (1995). Найбільші родовища – Дацин у провінції Хейлунцзян (приблизно 40% усього видобутку Китаю), Шенлі в провінції Хебей (23%) і Ляохе в провінції Ляохе (приблизно 8%). Нафтогазосні басейни поширені також у центральних і західних районах Китаю.

Друге місце за видобутком нафти і газу в цьому регіоні займає Індія. Основні запаси зосереджені в седиментаційних басейнах, що обрамляють докембрійський щит.

Видобуток нафти на території Індонезії почався з 1893 р. (о. Суматра) і досяг промислових масштабів у 1901 р. У кінці ХХ ст. Індонезія добувала 207,6 тис. т нафти на добу (1995), а також велику кількість природного газу.

Нафта добувається в Пакистані, М’янмі, Японії, Таїланді та Малайзії.

В Африці найбільшу кількість нафти видобувають Нігерія і Лівія, значні також родовища Алжиру і Єгипту.

Під час енергетичної кризи 1970-х років велися пошуки альтернативних джерел енергії, що могли б замінити нафту. У Канаді, наприклад, відкритим способом розроблялися бітумінозні піски (нафтоносні піски, у яких після зникнення легких фракцій залишаються важкі нафти, бітум і асфальт). У Росії міститься аналогічне родовище на Тимані (Ярицьке). У США зосереджені великі запаси горючих сланців (на заході шт. Колорадо й в інших районах). Найбільше родовище горючих сланців знаходиться в Естонії. У Росії горючі сланці зустрічаються в Ленінградській, Псковській і Костромській областях, Поволжі, Іркутському вугленосному басейні.

Запаси нафти у нафтових пісках Канади і Венесуели - (3400 млрд барелів). Цієї нафти за нинішніх темпів споживання вистачить на 110 років.

Видобуток нафти супроводжується вилученням із природних підземних резервуарів значних кількостей газу, води, механічних домішок і солей. При надходженні на поверхню газ, розчинений у нафті, відокремлюють від неї за допомогою системи сепарації. Найбільш легкі компоненти вуглеводних газів відокремлюють від нафти в нафтових трапах, колонках і мірниках. Найважчі вуглеводні гази відокремлюють від нафти в газових сепараторах. У трапі також відбувається очищення газу від нафтового пилу. Відділення газу від нафти і пилу в трапі відбувається за рахунок зміни тиску і швидкості нафтового потоку, що рухається. Для поліпшення процесу сепарації суміш, що надходить у трап, розприскують, для чого в трапах установлюють ґрати, відбійники, тарілки й ін. пристосування. Для поділу продуктів фонтанування високого тиску (вище 20 атм.) застосовують східчасту сепарацію, при якій досягається грубе фракціонування газу і використовується пластовий тиск для транспорту газу. Відділена від газу нафта спрямовується в промислові резервуари, а звідти на нафтопереробні заводи.

При відділенні газу від нафти в трапах і інших пристроях відокремлюється й основна маса води і механічних домішок. Відділення домішок і води відбувається також при відстоюванні і збереженні нафти в промислових резервуарах. Присутність у нафті механічних домішок утруднює її транспортування по трубопроводах і переробку, викликає ерозію внутрішніх поверхонь труб нафтопроводів і утворення відкладень у теплообмінниках, печах і холодильниках, що приводить до зниження коефіцієнту теплопередачі, підвищує зольність залишків від перегонки нафти (мазуту і гудронів), сприяє утворенню стійких емульсій. Крім того, у процесі видобутку й транспортування нафти відбувається вагома втрата легких компонентів нафти – (метан, етан, пропан і т.д. включаючи бензинові фракції) – приблизно до 5% від фракцій, що википають до 100°С. З метою зниження витрат на переробку нафти, викликаних втратою легких компонентів і надмірним зношуванням нафтопроводів і апаратів переробки, нафта піддається попередній обробці. Для скорочення втрат легких компонентів здійснюють стабілізацію нафти, а також застосовують спеціальні герметичні резервуари зберігання нафти. Від основної кількості води й твердих частинок нафту звільняють шляхом відстоювання в резервуарах на холоді або при підігріві. Остаточно їх збезводнюють і знесолюють на спеціальних установках. Однак вода й нафта часто утворюють важко роздільну емульсію, що сильно сповільнює або навіть перешкоджає зневоднюванню нафти. У загальному випадку емульсія – це система із двох взаємно нерозчинних рідин, у яких одна розподілена в іншій у зваженому стані у вигляді дрібних крапель. Існують два типи нафтових емульсій: нафта у воді, або гідрофільна емульсія, і вода в нафті, або гідрофобна емульсія. Частіше зустрічається гідрофобний тип нафтових емульсій. Утворенню стійкої емульсії передують зниження поверхневого натягу на границі розділення фаз і створення навколо частинок дисперсної фази міцного адсорбційного шару. Такі шари утворюють треті речовини – емульгатори. До гідрофільних емульгаторів належать лужні мила, желатин, крохмаль. Гідрофобними є добре розчинні в нафтопродуктах лужноземельні солі органічних кислот, смоли, а також дрібнодисперсні частинки сажі, глини, оксидів металів і т.і.

Усі процеси переробки нафти пов'язані з нагріванням чи охолодженням, що вимагає всебічного вивчення теплових властивостей нафт і нафтопродуктів.

Чим легша нафта чи її фракція, тим більше значення її коефіцієнта теплового розширення. Питома теплоємність нафт при температурах від 0 до 50оС коливається у вузьких межах – від 1,7 до 2,1 Дж/кг. Найчастіше з підвищенням густини нафти вона зменшується. Теплоємність окремих відгонів однієї і тієї ж нафти зменшується в міру підвищення густини, молекулярної маси фракцій і залежить від хімічного складу нафтопродукту і температури.

Теплота випару нафтових дистилятів при атмосферному тиску складає 160-320 кДж/кг. Теплота згоряння нафт коливається від 40 до 45 МДж/кг, причому вона тим більше, чим менше густина нафти чи фракцій.

При переробці нафти основна маса процесів супроводжується хімічними реакціями, розчиненням, адсорбцією, абсорбцією і змочуванням поверхонь реакторів, що протікають з поглинанням чи виділенням тепла. Тепловий ефект процесу в цілому складається з теплот цих етапів.

Розчинення вуглеводневих газів і нафтової пари у рідких нафтопродуктах супроводжується виділенням тепла, яке дорівнює теплоті їхньої конденсації. Розчинення твердих вуглеводнів у рідких нафтопродуктах звичайно супроводжується поглинанням тепла.

При адсорбції газів і нафтової пари на поверхні твердих тіл виділяється теплота, кількість якої залежить від природи речовини, яка адсорбується, й адсорбенту. При зануренні твердої речовини в рідкий нафтопродукт виділяється теплота змочування, величина якої залежить від природи речовини і хімічного складу нафтопродукту.

Для різних нафт поверхневий натяг на границі з повітрям коливається в межах 25-30 мН/м. Нафтопродукти, погано очищені від полярних домішок, також мають низький поверхневий натяг на границі з водою. Для добре очищених бензинів і олій поверхневий натяг становить до 50 мН/м. Найбільший поверхневий натяг при температурі 20оС мають ароматичні вуглеводні, найменший – алкани, а нафтени й олефіни займають проміжне положення.

Поверхневий натяг вуглеводнів і нафтових фракцій лінійно зменшується з підвищенням температури і при критичній температурі дорівнює нулю. Зі збільшенням тиску поверхневий натяг у системі газ-рідина зменшується.

Для нафт і нафтопродуктів, як для складних сумішей, немає однієї точки затвердіння чи точки плавлення, а характерна наявність температурних інтервалів затвердіння і плавлення. Рідка нафта звичайно застигає при температурі близько -20оС, але іноді і при +10оС, що залежить від вмісту в ній твердих парафінів. Найбільш низьку температуру затвердіння (до -80оС) мають бензини.

Температурою спалаху називають температуру, при якій з нафтопродукту, що нагрівається в стандартних умовах, виділяється стільки пари, що вони при піднесенні відкритого полум'я і доступності повітря загоряються з коротким спалахом, утворюючи легке полум'я, що перебігає, й відразу ж гасне. Чим вище температура кипіння нафтопродуктів, тим вище температура їхнього спалахування. Бензинові фракції мають температуру спалаху до -40 оС, гасові – понад 28 оС, масляні від 130 до 350 оC. Температура спалахування дає уявлення про те, наскільки дані продукти багаті легколеткими фракціями, і вказує на ступінь пожежонебезпеки і вибухонебезпеки стосовно нафтопродуктів.

Температура самозаймання – це та температура, при якій нафтопродукт при наявності кисню повітря загоряється без зіткнення рідини чи її пари з полум'ям або іскрою, а тільки внаслідок підігріву ззовні (через стінку). Для бензину вона дорівнює 420-530оС, гасу – 380-440оС, газойлю – 340-360оС й реактивного палива – 380оС. Алкани мають найнижчу температуру самозаймання (пентан – 284,4 оС), нафтени – середню (циклопентан -385оС) і арени – найвищу (бензол – 591,7оС).

Показник заломлення нафтопродуктів визначають при проходженні світлового променя з повітря в нафтопродукт, і тому він завжди більше одиниці. Для вуглеводнів різних класів, при однаковій кількості атомів вуглецю в молекулах, найменшою рефракцією володіють алкани, потім ідуть олефіни, нафтени й арени. Показник заломлення суміші вуглеводнів є адитивною функцією її складу і тому використовується при визначенні структурно-групового вуглеводного складу олій.

Майже усі нафти і їх важкі відгони мають здатність обертати площину поляризації променів світла, причому для більшості з них характерне слабке праве обертання. Оптична активність зростає з підвищенням температури кипіння фракції. Штучні нафти, на відміну від природних, оптичної активності не виявляють. Оптичну активність природних нафт пояснюють наявністю в них продуктів розкладання холестерину і фітостерину, тобто характерних стеринів, що містяться в рослинах і тваринах. Це приводиться як один з доказів органічного походження нафти.

Безводні нафти і нафтопродукти є діелектриками, і деякі з них застосовуються як електроізоляційний матеріал (парафін) чи ізолююче середовище (трансформаторна олія) у трансформаторах, масляних реостатах і вимикачах. Діелектрична проникність нафт і нафтопродуктів у порівнянні з іншими діелектриками невелика і їх діелектрична постійна коливається в межах 1,86-2,5. Вивчення діелектричних властивостей олій різного групового складу показало, що найбільш стійкими електричними параметрами володіють олії, що не мають ароматичних вуглеводнів, асфальто-смолистих речовин і твердих парафінів.

Нафта і нафтопродукти при терті (заповненні сховищ і перекачуванні з великою швидкістю по трубах, а також фільтрації) сильно електризуються і на їхній поверхні можуть накопичуватися заряди статичної електрики, у зв'язку з чим можуть відбуватися вибухи і пожежі. Найбільш небезпечні в цьому відношенні світлі нафтопродукти, що особливо сильно електризуються. Для запобігання вибухів і пожеж апаратуру, трубопроводи і резервуари заземлюють, а також застосовують спеціальні антистатичні присадки до нафтопродуктів. З водою ані нафти, ані нафтопродукти практично не змішуються, а їхня взаємна розчинність дуже мала і не перевищує сотих часток відсотка. У нафтових вуглеводнях вода розчиняється в невеликих кількостях – від 0,003 до 0,13% при 40 оС. Розчинність води підвищується з ростом температури і зниженням молекулярної маси вуглеводнів. Взаємна розчинність води і нафтопродуктів має велике практичне значення в зв'язку з можливістю виділення з моторного палива мікрокрапельок чи кристаликів води, що може ускладнювати роботу двигунів.

Важливе значення в хімії нафти має питання про дію на нафту і нафтопродукти різних органічних розчинників. Аполярні розчинники цілком розчиняють нафту і нафтопродукти крім твердих парафінів і церезинів. Спирти розчиняють нафтопродукти вибірково. Полярні органічні розчинники (анілін, нітробензол, фенол) добре розчиняють ароматичні вуглеводні і не розчиняють алкани і нафтени. Повна розчинність нафтових вуглеводнів настає тільки при певній температурі, яку називають критичною температурою розчинення (КТР). У практиці дослідження хімічного складу нафтопродуктів велике поширення одержали КТР у аніліні – так звані анілінові точки (АТ). Найбільш низькі анілінові точки в аренів, середні в нафтенів і олефінів і максимальні в алканів.

Вибірковість дії розчинників покладена в основу методу холодного фракціонування нафти". Метод вибірного дробового холодного розчинення й осадження застосовується при очищенні олій.

Нафтопродукти є добрими розчинниками жирів, олій, йоду, сірки, каучуку, причому розчинна здатність до жирів тим вище, чим більше в них аренів.

Нафта — найважливіше джерело рідкого палива, мастил, сировина для синтетичних матеріалів тощо. Нафта займає провідне місце в світовому паливно-енергетичному господарстві. Її частка в загальному споживанні енергоресурсів безперервно зростає: 3 % в 1900 р., 5 % перед Першою світовою війною 1914—1918 рр., 17,5 % напередодні Другої світової війни 1939—1945 рр., 24 % у 1950 р., 41,5 % у 1972 р., 48 % в 2004 р. У перспективі ця частка буде меншати внаслідок зростання застосування атомної і інших видів енергії, а також збільшення вартості видобутку.