

**МІНІСТЕРСТВО ВНУТРІШНІХ СПРАВ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ВНУТРІШНІХ СПРАВ
КРЕМЕНЧУЦЬКИЙ ЛЬОТНИЙ КОЛЕДЖ**

Циклова комісія технічного обслуговування авіаційної техніки

ТЕКСТ ЛЕКЦІЇ

з навчальної дисципліни
«Технологія виробництва і переробки нафтопродуктів»
обов'язкових компонент
освітньо-професійної програми першого (бакалаврського) рівня вищої освіти

272 Авіаційний транспорт

(Технології робіт та технологічне обладнання аеропортів)

за темою № 2 – Походження, класифікація та фізико-хімічні властивості нафти

Кременчук 2023

ЗАТВЕРДЖЕНО

Науково-методичною радою
Харківського національного
університету внутрішніх справ
Протокол від 22.02.2024 № 2

СХВАЛЕНО

Методичною радою
Кременчуцького льотного коледжу
Харківського національного
університету внутрішніх справ
Протокол від 17.01.2024 № 6

ПОГОДЖЕНО

Секцією науково-методичної ради
Харківського національного
університету внутрішніх
справ з технічних дисциплін
Протокол від 22.02.2024 № 2

Розглянуто на засіданні циклової комісії технічного обслуговування авіаційної техніки, протокол від 12.12.2023 № 8

Розробник:

Викладач циклової комісії технічного обслуговування авіаційної техніки, спеціаліст вищої категорії, викладач - методист Давітая О. В.

Рецензенти:

- 1. Доцент кафедри автомобілів та тракторів Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського, к.т.н., доцент Павленко О. В.;*
- 2. Професор навчального відділу КЛК ХНУВС, к.х.н., доцент Козловська Т. Ф.*

План лекції

1. Загальна характеристика нафти і нафтових фракцій.
2. Фізичні властивості нафти.
3. Хімічний склад і властивості нафти.
4. Класифікація нафти.
5. Гіпотези неорганічного походження нафти.
6. Гіпотеза органічного осадово-міграційного походження.
7. Осадово-неорганічна гіпотеза формування нафтових і газових родовищ.

Рекомендована література:

Основна

1. Братичак М. М., Гунька В. М. Хімія нафти та газу : підручник. Львів : Львівська політехніка, 2020. 448 с. . URL : <https://odnb.odessa.ua/vnn/book/2491> (дата звернення: 19.07.2023).
2. Братичак М. М., Гринишин О. Б. Технологія нафти та газу. навчальний посібник. Львів: Львівська політехніка, 2013. 180 с.
URL :<https://vlp.com.ua/node/10089> (дата звернення: 10.07.2023).
3. Суярко В. Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів: підручник. Харків: Фоліо, 2015. 296 с. URL : <https://ekhnuir.karazin.ua/items/a82b8326-70c8-49bc-b0a0-a4599ad553c1> (дата звернення: 25.07.2023).
4. Властивості нафти та нафтопродуктів. Ч.1 : навч. посіб. / О.В. Давітая та ін. Кременчук, 2019. 74 с. URL: http://www.irbis-nbuv.gov.ua/cgi-bin/irbis_nbuv/cgiirbis_64.exe (дата звернення: 25.07.2023).
5. Сіренко Г.О., Кириченко В.І., Фізико-хімія паливно-мастильних матеріалів : монографічний підручник. Івано-Франківськ, 2017. 508 с.
URL: <https://kc.pnu.edu.ua/wp-content/uploads/sites/11/2020/09/Pidruchnyk-Sirenko.pdf> (дата звернення: 07.08.2023).
6. Білецький В. С., Орловський В. М., Вітрик В. Г. Основи нафтогазової інженерії : підручник. Полтава, 2018. 415 с.
URL: <https://repository.kpi.kharkov.ua/server/api/core/bitstreams/8d67d6fa-2d73-4326-9156-6f0237f6c470/content> (дата звернення: 01.08.2023).

Додаткова

1. Чабанний В. Я., Магопець С. О., Мажейка О. Й. Паливо-мастильні матеріали, технічні рідини та системи їх забезпечення: навч. посібн. Кіровоград: Центрально-Українське видавництво, 2008. ч.1. 353 с.
URL : https://library.kr.ua/wp-content/elib/chabannyi/Chabannyi_Pal_mast_Mater_kn1.pdf (дата звернення: 25.07.2023).
2. Чабанний В. Я., Магопець С. О., Осипов І. М. Паливо-мастильні матеріали, технічні рідини та системи їх забезпечення : навч. посібн. Кіровоград: ЦентральноУкраїнське видавництво, 2008. ч.2. 500 с. URL : <https://library.kr.ua/>

wp-content/elib/chabannyi/Chabannyi_Pal_mast_Mater_kn1.pdf (дата звернення: 13.07.2023).

3. Зеркалов Д. В. Довідник споживача нафтопродуктів : посібник. Київ : Науковий світ , 2000. 196 с.

Текст лекції

1. Загальна характеристика нафти і нафтових фракцій.

Нафта є природною маслянистою горючою рідиною з своєрідним запахом та густиною, як правило, меншою 1000 кг/м^3 . Нафти з різних родовищ мають різну консистенцію - від легколетких до густих, малорухливих. Колір нафти у більшості випадків бурий і темно-коричневий (до чорного), рідше жовтий і зеленкуватий, зовсім рідко зустрічається майже безбарвна, так звана «біла нафта». Хоча нафти різних родовищ значно різняться за хімічним складом і властивостями, проте елементний склад їх коливається в досить вузьких межах (%): C = 83 - 86; H = 11 - 14; O = 0,2 - 1,3; N = 0,06 - 1,7; S = 0,01 - 5,0.

Нафти є складними сумішами вуглеводнів і різноманітних кисневих, азотних та сірчистих сполук. У природі зустрічаються нафти, що містять більше гетероатомних органічних сполук, ніж власне вуглеводнів, і такі, які складаються майже виключно з вуглеводнів. З фізичної точки зору нафта розглядається як розчин газоподібних та твердих вуглеводнів у рідині. Природна нафта, що видобувається з надр землі, завжди містить певну кількість розчинених газів (попутні природні гази), головним чином метану і його гомологів.

Як правило, одержувані при фракційній перегонці нафти дистиляти - бензинові, гасові, соляріві, масляні й мазут - рідкі речовини. До твердих (при кімнатній температурі) нафтоскладових належать парафіни, церезини і гудрон.

Головне місце в груповому хімічному складі нафти належить вуглеводням - метановим, нафтоновим та ароматичним. Ця обставина використана при побудові хімічної класифікації нафти.

За переважанням (більше 75% за масою) одного з класів вуглеводнів розрізняють, по-перше, три основні класи нафти, а саме: 1) метанові (М); 2) нафтонові (Н); 3) ароматичні (А); по-друге, шість змішаних класів нафти, у котрих при 50% за масою одного класу вуглеводнів міститься додатково не менше 25% іншого класу вуглеводнів, тобто класи: 4) метаново-нафтонові (М-Н); 5) нафтоново-метанові (Н-М); 6) ароматично-нафтонові (А-Н); 7) нафтоново-ароматичні (Н-А); 8) ароматично-метанові (А-М); 9) метаново-ароматичні (М-А). У змішаному 10-му типі нафти (М-Н-А) всі класи вуглеводнів містяться приблизно порівну.

Клас нафти за груповим хімічним складом вуглеводнів умовно визначають не в усій пробі нафти, а лише в продуктах її перегонки, які википають при температурі до 300°C . Нафти не тільки різних, але й одного і того ж родовища можуть давати при розгоні фракції, що википають до температури 300°C , в

різних кількостях. У більшості нафт вуглеводні складають 30 - 50%, їх уміст тільки в рідкісних випадках перевищує вміст інших органічних сполук. Проте вміст таких киснево- і сірковмісних сполук нафти, як смолянисті й асфальтові речовини іноді може досягати у складі нафт 10 - 20% та більше. У таких випадках їх відносять до особливої групи смолянистих нафт. Якщо нафти містять ще більше смолянистих і асфальтових речовин, вони належать до перехідних утворень між нафтами та природними асфальтами. Тверді залишки нафт, що випарувалися й були вивітрені, 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, існують також технологічні класифікації.

В основу технологічних класифікацій нафт покладено вміст сірки в нафтах та світлих нафтопродуктах, вихід фракцій, що википають до 350 °С, потенційний уміст базових мастил (а також індекс їх в'язкості) і парафіну.

За вмістом загальної сірки S розрізняють три класи нафт: I - S не більше 0,5% (малосірчисті), II - $S = 0,51 - 2\%$ (сірчисті) і III - $S > 2\%$ (високосірчисті).

Необхідно відзначити, що як у процесі утворення твердих горючих копалин (ТГК), наприклад гумусного вугілля різної зрілості, так і при складних перетвореннях нафт і ті, й 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 й 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 нафтоутворення, причому процес нафтоутворення є в основному термокatalітичним.

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 лише вихідним органічним матеріалом і умовами його поховання, але багато в чому й інтенсивністю метаморфізму.

Здатність нафти до розділення на більш прості складові частини (фракції, дистилляти) за температурою кипіння (фракційна перегонка або фракціонування) відіграє значну роль у сучасній нафтопереробці та 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 такі методи перегонки:

1) низькотемпературна ректифікація - для зріджених газів і фракцій вуглеводнів, які киплять при температурі, меншій ніж 20°C;

2) середньотемпературна перегонка - для нафтопродуктів, що википають до

350°C;

3) вакуумна перегонка - для рідин, що википають при температурі, вищій за 350°C;

4) молекулярна дистиляція - для високомолекулярних речовин;

5) перегонка методом одноразового випарювання.

Звичайно нафти густиною, меншою ніж 900 кг/м^3 починають кипіти при температурі, нижчій за 100°C. Температура початку кипіння нафти залежить від її хімічного складу, причому при одній і тій же густині нафтові й ароматичні вуглеводні киплять при більш низькій температурі, ніж метанові.

При переробці нафти в лабораторних умовах відбирають такі фракції:

1) від 40 до 180 - 200 °C - бензинові фракції, у яких можуть виділяти вузькі відгони: від 40 до 70 - 90 °C – петролейний етер; від 160 до 205 °C - лігроїн;

2) від 200 до 300 °C - гасові фракції;

3) 270 - 350 °C - газойлева фракція

4) 300 - 370 °C - солярова фракція;

5) залишок після відгону всіх фракцій називається мазутом.

2. Фізичні властивості нафти.

Середня молекулярна маса нафти становить 220 - 300 (рідко 450 – 470) г/моль. Її густина може бути від 650 до 1050 кг/м^3 (як правило 820 - 950 кг/м^3). Нафта, густина якої нижча ніж 830 кг/м^3 - легка, 831 - 860 кг/м^3 - середня, вища за 860 кг/м^3 – важка. Вона містить велику кількість різних органічних речовин і тому характеризується не температурою кипіння, а температурою початку кипіння рідких вуглеводнів (як правило $> 28^\circ\text{C}$, рідше $> 100^\circ\text{C}$ - для важких нафт) та фракційним складом - виходом окремих фракцій, що переганяються спочатку при атмосферному тиску, а потім під вакуумом у певних температурних межах, як правило, до 450 - 500 °C (википає ~ 80% об'єму проби), рідше до 560-580 °C (википає 90 - 95% об'єму проби). Температура застигання нафти від -60 до 30 °C і залежить переважно від умісту у ній парафіну та легких фракцій. В'язкість нафти змінюється в широких межах (від 2 до $266 \text{ мм}^2/\text{с}$ для різних нафт) і визначається фракційним складом нафти та її температурою, а також умістом смолисто-асфальтенових речовин. Питома теплоємність нафти 1,7 - 2,1 кДж/(кгК); діелектрична проникність - 2,0 - 2,5; електрична провідність від $2 \cdot 10^{-10}$ до $0,3 \cdot 10^{-18} \text{ Ом}^{-1} \cdot \text{см}^{-1}$.

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

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

Нафти і нафтові фракції з температурою кипіння понад 300 °C володіють

люмінесценцією - світінням, що виникає при їхньому опроміненні ультрафіолетовими променями. До люмогенних речовин входять нафтенові кислоти, поліциклічні ароматичні вуглеводні та смоли.

Теплоємність пластової нафти - кількість теплоти, що необхідна для нагрівання 1 кг нафти на 1° , залежить від тиску, температури та кількості розчиненого газу і змінюється приблизно в межах 0,8 - 3590 кДж/(кг $^{\circ}$ С).

3. Хімічний склад і властивості нафти

Хімічні сполуки й елементи, які входять до складу нафти: вуглеводні метанові, нафтенові, рідше ароматичні, невеликі кількості кисневих, сірчистих, азотистих органічних сполук (нафтових кислот, асфальтенів, смол і ін.); мінеральні речовини.

Елементний склад нафти (%): 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.

В нафті виявлено усього понад 50 хімічних елементів. Так, нарівні зі згаданими в нафті наявні V (10^{-5} - 10^{-2} %), Ni (10^{-4} - 10^{-3} %), Cl (від слідів до $2 \cdot 10^{-2}$ %) і т.п.

Нафта являє собою суміш близько 1000 індивідуальних речовин, з яких велика частина рідкі вуглеводні (понад 500, або 80 - 90 мас.%) та гетероатомні органічні сполуки (4 - 5 мас.%), переважно сірчисті (близько 250), азотисті (понад 30), кисневі (близько 85), а також метал-органічні сполуки (в основному ванадієві й нікелеві); інші компоненти – розчинені вуглеводневі гази C_1 - C_4 (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 та ін., механічні домішки (частинки глини, піску, вапняку)

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

Груповий склад вуглеводнів нафти (вуглеводневий склад нафти) - кількісна характеристика складу нафти або її фракцій за класами вуглеводнів, що входять до них: метанових, нафтових і ароматичних.

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

Фракційний склад нафти - продукти, котрі одержують з нафти в результаті її перегонки і розрізняються за температурою кипіння, густиною й іншими властивостями: бензин, лігроїн, гас, мастила, залишковий гудрон. У заводських умовах при розгонці (дистиляції) нафти відповідно до вимог промисловості та якості сировини одержують фракції: бензинову, газову, різні мастила й інші широкі фракції. Виділяють такі фракції: до 100°C - бензин першого сорту, до 110°C - бензин спеціальний, до 130°C - гас звичайний, до 265°C - гас (сорт «метеор»), до 270°C - гас звичайний; залишок відносять до

мазуту, з якого при підігріванні (у вакуумі) до 400 - 420°C відбирають масляні фракції.

4. Класифікація нафти

За складом дистилятної частини нафти ділять на п'ять класів: метанова, метано-нафтенова, нафтенова, метано-нафтенно-ароматична та нафтенно-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°C, 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%) та 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%) та високосмолисту (понад 20%).

За видом нетрадиційних колекторів: Tight oil - сланцева нафта, Oil sands - нафтові піски.

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

- West Texas Intermediate (WTI);
- Brent Crude;
- Dubai Crude;

У той час як загалом виділяється близько 160 марок нафти, що підлягають міжнародній торгівлі, три названі маркерні сорти використовуються як головні показники світових цін на нафту.

Проблема походження нафти і формування її родовищ має велике практичне значення, оскільки її розв'язання дозволить обґрунтовано підходити до пошуку і розвідки нафтових родовищ та оцінювання їх запасів.

Походження нафти й газу - одне з найскладніших і дискусійних питань у геології. Ця проблема виникла ще у XVI ст. та продовжує залишатися дискусійною дотепер. На сьогодні серед вчених геологів і хіміків є прихильники як гіпотез неорганічного, так і органічного походження нафти.

Основними труднощами, що стоять перед дослідниками питання про походження «природної нафти», які розуміють під цією назвою широкий комплекс газоподібних, рідких і твердих вуглеводних сполук, є явно вторинний характер залягання нафтових бітумів та відсутність у самій нафті залишків вихідного органічного матеріалу. Донедавна позбавлені прямих і переконливих фактів, що належать безпосередньо до досліджуваного об'єкта, науковці змушені були оперувати непрямими міркуваннями і фактами, які допускають різне тлумачення. У зв'язку із цим не було єдності думок навіть у кардинальному

питанні про походження нафти (органічне чи неорганічне). Сьогодні переважна більшість геологів підтримують думку про наявність двох механізмів утворення нафти: із залишків живої матерії, а також неорганічного походження нафти з еманцій верхньої мантії. Ці механізми мають вагомі підтвердження як геологічні так і хімічні.

5. Гіпотези неорганічного походження нафти.

Гіпотези походження нафти можна розділити на застарілі і нові. Старі гіпотези, об'єктивно, дещо наївні. Новітні - суттєво науково аргументовані.

Розглянемо ряд застарілих та новітніх гіпотез походження нафти:

1. *Космічна гіпотеза Соколова* (1892 р.), згідно з якою «Земна» нафта є продуктом перетворення первинних вуглеводнів космосу, що потрапили на Землю разом з іншими формами космічної матерії в епоху формування Землі й інших планет Сонячної системи.

2. *Карбідна теорія Менделєєва* (1877 р.), за якою при дії води на деякі карбіди металів утворюються вуглеводні. Процес протікав при проникненні води по тріщинах на великі глибини, там утворювалися вуглеводні, що випаровувалися й підіймалися в холодну оболонку Землі.

Можливість протікання хімічних реакцій, які приводять до утворення суміші вуглеводнів, експериментально підтвердив Д.І. Менделєєв. Це ніким не спростовується. Але ця гіпотеза не пояснює причини різноманіття складу нафт, що зустрічаються в різних і навіть в одному й тому ж родовищі. Висловлювалися заперечення проти мінеральних гіпотез і у зв'язку з тим, що майже всі нафти здатні обертати площину поляризації світла, а цю властивість мають лише речовини органічного походження. Геологи не заперечували можливість наявності карбідів металів у надрах Землі на глибинах менших 70 км, де температура досягає 2000 °С, однак туди не може проникнути вода. Мінеральні гіпотези не дають відповіді на питання - чому нафту завжди виявляють в осадових породах, що містять залишки живих організмів.

3. *Магматична гіпотеза М.О. Кудрявцева*, за якою нафта утворюється в магмі в невеликих кількостях, а потім піднімається нагору по тріщинах і розломах, заповнюючи пористі породи.

4. *Гіпотеза Томаса Голда* про походження нафти з глибинного метану, що виходить з мантії Землі, основи якої публікувалися в 1979 - 1998 роках. Голд допускав, що цей метан може частково перероблятися за участю мікроорганізмів (глибока гаряча біосфера), що, на його думку, має пояснювати наявність біомаркерів у нафти. Однак для існування бактерій потрібна температура не більша 110 - 150 °С на глибинах не більших 5 - 10 км, але перетворення метану в більш складні вуглеводні відбувається лише при тисках понад 30 кбар на відповідних глибинах близько сотні кілометрів.

5. *Гіпотеза глибинної дегазації Землі*. За О. Є. Лукіним, плюми є головними трубами глибинної дегазації Землі, вони визначають основні особливості флюїдо- і термодинамічного режимів нафтогазоносних басейнів, а отже, співвідношення основних генетичних типів епігенезу та природу

глибокозалягаючих резервуарів нафти і газу. Сучасні дані про природу глибокозалягаючих нафтогазоносних колекторів дозволяють розглядати глибокі та надглибокі (5 - 10 км) сегменти нафтогазоносних басейнів, що відповідають апікальним частинам плюмів, як єдині нафтогазоносні мегарезервуари (сукупність вуглеводневих систем у нерівномірно розущільнених породах) - невичерпні джерела вуглеводнів.

За В.П. Коболевим, основні положення концепції абіогенної гіпотези базуються на уявленнях про утворення нафти і газу у верхній мантиї внаслідок неорганічного синтезу. Глибинна флюїдна суміш води та вуглеводнів по глибинних розломах мігрує з мантиї в земну кору по розломних зонах (міграційних каналах) і утворює нафтогазові поклади в гірських породах будь-якого літологічного складу, генезису й віку.

На сьогоднішній день достатньою мірою обґрунтовано безпосередній зв'язок родовищ абіогенних вуглеводнів з диз'юнктивними вузлами - зонами перетину глибинних розломів, активізованих у різні епохи геологічної історії. Аналіз геологічної будови гігантських родовищ вуглеводнів показує, що шляхами великомасштабної вуглеводневої дегазації мантиї Землі є переважно окраїнні та внутрішні рифтогенні структури. Істотним є і той факт, що максимальний прояв цього глобального явища пов'язується з плюм-тектонікою, при цьому нафтогазоносність розглядається як один із проявів природного процесу дегазації Землі.

Одним із багатьох підтверджень реальності існування ендегенних вуглеводнів стало відкриття на північному борту Дніпровсько-донецького палеорифту Хухринського нафтового (1985 р.) та Юліївського нафтогазоконденсатного (1987 р.) родовищ. Вони виявилися прив'язаними до вивержено-метаморфічного комплексу докембрійського фундаменту, що дозволило генетично віднести їх до ендегенних. Просторова приуроченість родовищ цього типу до перетину глибинних планетарних розломів уперше була розглянута Ю. П. Оровецьким на прикладі Полтавського рифтогенного вузла.

Переконливим практичним підтвердженням глобальних перспектив ендегенних вуглеводнів стало відкриття в 1988 р. унікальних нафтових родовищ Білий Тигр (Батьхо), Дракон, Ринг-Донг, Чорний Лев тощо, у різновіковому (верхній палеозой-мезозой) фундаменті південнов'єтнамського сектора шельфової зони Південно-Китайського моря.

6. Гіпотеза органічного осадово-міграційного походження нафти.

Ідея органічного походження нафти вперше була викладена М. Ломоносовим (1763 р.). Відомий ряд гіпотез органічного походження нафти, які по-різному трактують склад вихідного матеріалу, умови і форму його нагромадження та поховання, баланс процесу умови і фактори перетворення на нафту, фактори й види її міграції. Усі вони базуються на тезах про органічний характер вихідного матеріалу, генетичний зв'язок його нагромадження і перетворення з осадовими породами, сприятливу фаціальну обстановку та перетворення на нафту похованого матеріалу в осадовій оболонці Землі. М. Б.

Васоєвич назвав таку гіпотезу про походження нафти *органічною осадово-міграційною*.

Джерелом утворення нафти за цією гіпотезою є органічні залишки переважно нижчих рослинних і тваринних організмів, що жили в товщі води (планктон) та на дні водойм (бентос). Розпад відмерлих організмів - одна зі стадій їх перетворення на нафту, причому ступінь участі різних хімічних компонентів відмерлих організмів не однаковий.

Перетворення вуглеводнів, що входять до складу відмерлих організмів, починається ще у водному середовищі. Гумусо-лігнінові речовини, принесені річками в морські басейни, багатьма розглядаються як одне з джерел материнської субстанції для нафти, однак самі вони, знаходячись у вигляді гумінових кислот і окиснених елементів рослин, безпосередньо не здатні бути джерелом нафтових вуглеводнів. Вони можуть утворювати комплексні сполуки з високомолекулярними алканами нормальної будови та ізопреноїдними вуглеводнями й у такий спосіб бути переносниками їх із суші у водойми. Білки легко засвоюються бактеріями і можуть служити джерелами азотистих та сірчистих сполук нафти.

Ліпіди за хімічним складом і молекулярною будовою стоять близько до деяких вуглеводнів нафти. Розрізняють такі стадії утворення нафти:

- а) діагенетичну - анаеробно-бактеріальні процеси;
- б) катагенетичну - фізико-хімічні перетворення, зумовлені температурою та тиском у надрах.

Процес утворення нафти протікав на глибині, при 100 - 200 °С, можливо, термічно-каталітично, під впливом глин, що є природними алюмосилікатними каталізаторами і стимулюють реакції дегідратації спиртів та декарбосилування кислот у вуглеводні, ізомеризації й полімеризації алкенів, деструкції та перерозподілу (диспропорціонування) водню й ін. Нафта являє собою поєднання двох груп сполук: з успадкованою структурою молекул вихідної органічної речовини і сполук, що утворилися в результаті глибоких перетворень.

На сьогодні найбільше поширення одержала гіпотеза парагенезису горючих копалин, відповідно до якої шляхи перетворення органічних залишків обумовлюються материнською речовиною й умовами перетворення. Прийнято, що органічні речовини (ОР) гумусового ряду генерують переважно газ, у той час як ОР планктогенного (сапропелевого) типу генерують і нафту, і газ. Причому після того, як ОР планктогенного типу вичерпає свій нафтоматеринський потенціал (зона перетворення жирного та пісного вугілля), вона мало відрізняється за своїми властивостями від гумусової і при подальшому зануренні генерує газоподібні речовини. На стадії діагенезу ОР обох типів генерують багато біогенного метану. Звичайно цей газ розсіюється, але в умовах окраїнних шельфів, поблизу континентального рівня, на глибинах понад 250 м, у зоні низьких температур можуть утворюватися гідрати метану, здатні дати початок родовищам природного газу (ПГ).

Нерівномірність процесу катагенетичного перетворення ОР дозволила виділити головну фазу нафтоутворення як етапу максимальної реалізації

нафтоматеринського потенціалу порід, що відповідає певному ступеню метаморфізму (градації літогенезу) порід (вугілля Д, Г, Ж). У зв'язку з тим, що газоутворення супроводжує всі етапи перетворення ОР, незрозуміло, чи існує головна зона газоутворення. Деякі дослідники вважають, що гумусова органіка має єдиний ранній максимум, що припадає на торф'яну, буровугільну і початок довго-полуменевої стадії катагенезу, інші відносять зону максимального газоутворення до великих глибин, тобто до більш жорстких термобаричних умов, ніж при нафтоутворенні, а треті вважають, що при перетворенні ОР гумусового типу виявляється два максимуми газоутворення.

Розраховано масштаби газоутворення при катагенезі двох крайніх типів ОР - гумусового і сапропелевого й виявлені три фази збільшення виходу метану: 1) на стадії Б–Д - до 0,9% від вихідної маси; 2) на стадії Ж–П - до 1,3 - 1,4% від вихідної маси; і 3) на стадії А1-А2 - до 0,9%; є й два мінімуми метаноутворення: різкий посередині зони катагенезу Г і менш різкий - у зоні П. Доведено, що гумусова ОР генерує майже чистий метан, а сапропелєві – також його газоподібні і рідкі гомологи.

З огляду на поширеність процесу газоутворення можна вважати, що були б пастки, а гази завжди знайдуться. Такі пастки практично відсутні у вугленосних басейнах, але коли вугленосні відклади перекриті надійними покриттями, то у випадку досягнення вугленосними відкладами головної зони газоутворення (П–А) утворюються великі скупчення газу (Гронінген, Слехтерен у Північноморському регіоні, родовища півночі Тюменської області тощо).

Для збереження родовищ природного газу за інших однакових умов величезне значення має тривалість часу, що відділяє етап його формування від наших днів, у зв'язку із чим у давніх відкладеннях газові скупчення не збереглися - вуглеводні з них розсіялися внаслідок багатолітньої дифузії й ефузії, тобто геологічний час на збереженість газових скупчень впливає негативно.

Утворення газу в процесі перетворення ОР відбувається безупинно внаслідок біохімічних, термолітичних, термокаталітичних і пірогідрогенізаційних процесів, кожний з яких діє на різних рівнях - межах усієї осадової оболонки земної кори, у той час як нафта утворюється в чітко визначеному інтервалі, котрому властива зміна порід і ОР довгополуменево-коксової стадії. Таким чином, нафту можна вважати лише побічним продуктом газоутворення й вуглефікації, більш обмеженим у своєму утворенні просторово й фізико-хімічно, який потребує спеціальних умов стосовно первинної і вторинної міграцій.

Однак, незважаючи на це, кількості нафти в скупченнях превалюють над газовими, що зумовлено наступними чинниками:

1) швидкість утворення й міграції газу нерідко більша за швидкість формування пасток і покриттів, у результаті чого значні маси біохімічного і ранньотермокаталітичного газу розсіюються до появи пасток;

2) здатність газу створювати високі пластові тиски обмежує можливість скупчення газу в пастках під малопотужними шарами;

3) висока здатність газу розчинятися в нафті обмежує утворення вільних газів у нафтогазогенній зоні;

4) збільшення розчинності газу у воді з підвищенням температури ускладнює виділення його у вільну фазу на великих глибинах без значного збільшення мінералізації води чи насичення її неуглецевими газами;

5) висока дифузійна здатність газу обмежує можливість тривалої збереженості його родовищ.

Виявлені на сьогодні запаси газу сконцентровані в основному в мезозойських (насамперед крейдових) відкладах. Роздільне формування великих зон газо- і нафтонакопичення зумовлене, передусім, генетичними причинами, що відображають особливості генерації, міграції, консервації й акумуляції газоподібних і рідких вуглеводнів. Фундаментальні розходження у властивостях, характерних для газів та нафт, виявляються скрізь, де вони знаходяться. Саме розходження у вихідній органіці обумовлює те, що окремі літологічні комплекси в межах великих басейнів містять вуглеводневі флюїди переважно одного типу.

Прикладом зон газонакопичення, що утворилися за рахунок перетворення ОР гумусового типу, є газonosні райони півночі Західного Сибіру. У мезозойських відкладах Перської затоки, що мають морське походження і містять ОР сапропелевого типу, знаходиться найбільша на Землі зона переважаючого нафтонакопичення.

На підставі виявлених закономірностей зміни ОР у процесі катагенезу й генетичних зв'язків усіх видів горючих копалин (горючі сланці, вугілля, нафта, газ) прихильники органічної гіпотези припускають, що в природі відбувається єдиний процес вуглеутворення в широкому розумінні, в якому нафта і газ є побічними продуктами, а основна маса ОР перетворюється шляхом вуглефікації.

7. Осадово-неорганічна гіпотеза формування нафтових і газових родовищ.

Останнім часом в Інституті геологічних наук НАН України вченими під керівництвом академіка НАН України І. І. Чабаненка запропонована нова, осадово-неорганічна гіпотеза формування нафтових і газових родовищ. Вона побудована на основі теоретичних уявлень про нафту як продукт синтезу водню і вуглецю в приповерхневих ділянках Землі. Згідно із цією гіпотезою, нафтові вуглеводні формуються у верхніх ділянках земної кори, де глибинний водень взаємодіє із седиментогенним вуглецем.

Щоб повніше розкрити суть нової нафтової гіпотези, треба порівняти її з двома вже існуючими. Із цією метою складені принципові схеми формування нафтових і газових родовищ окремо за кожною з них (рис. 1).

На рис. 1, а наведено принципову геологічну схему утворення нафтових і газових родовищ згідно з вихідним положенням органічної теорії. Її основні теоретичні принципи такі:

1) нафтова речовина має виключно біогенне походження;

2) нафта виникла внаслідок деструктивного перетворення (метаморфізму) залишків рослин і тварин, які були захоронені в товщах осадових порід (піски, глини, вапняки та ін.);

3) перетворення решток рослин і тварин відбувалося не в усіх осадових породах, а лише в окремих, котрі були найбільш збагачені біогенною органікою, вони мають назву нафтоматеринських, або нафтотвірних, шарів;

4) у нафтоматеринських шарах нафта утворювалася вже в «готовому» вигляді у формі дисперсно-розсіяних нафтових краплинок, які в цій теорії мають назву *частинок мікронафти*;

5) після завершення формування дисперсні краплинки мікронафти виходять з нафтотвірних осадових шарів і рухаються в товщах сусідніх осадових порід доти, доки не потраплять до пасток, у котрих нагромаджуються й перетворюються на нафтові чи газові родовища.

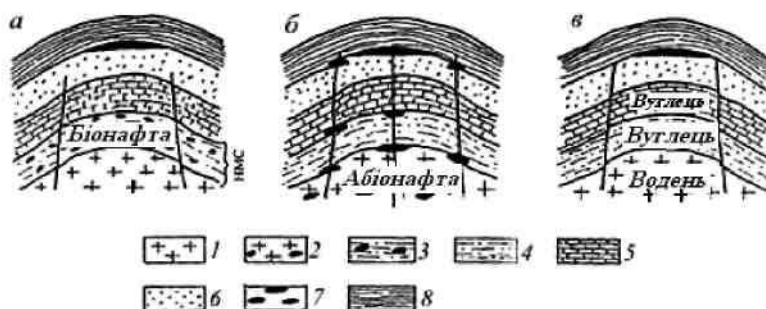


Рисунок 1 - Принципові схеми формування нафтових і газових родовищ за різними теоретичними уявленнями

а - за органічною теорією; б - за магматично-неорганічною теорією; в - за осадово-неорганічною теорією І. І. Чабаненка, М. І. Євдошука, В. П. Клочка, В. С. Токовенка; нафтоматеринська, або нафтотвірна свита (НМС): 1 - кристалічні породи; 2 - те саме з включеннями нагромаджень абіогенної нафти; 3 - піщано-глинисті породи з включеннями біогенної нафти; 4 - те саме без включень біонафти; 5 - вапнякові породи; 6 - породи-колектори; 7 - нагромадження нафти в промислових розмірах; 8 - глинисті та інші щільні породи-покришки

Зазначимо слабкі місця деяких положень органічної теорії:

1) недоведеність лабораторними експериментальними дослідженнями можливостей перетворення решток похованих рослин і тварин безпосередньо на вже готову нафтову речовину;

2) відсутність у «материнських» осадових породах залишків рослин та тварин, які не могли повністю перетворитися на нафту (целюлоза, хітин, кістки тощо);

3) відсутність у тих самих нафтотвірних шарах осадових порід не лише залишкових краплинок мікронафти, що нібито утворювалися там, а й слідів перебування в них нафтової речовини

4) фізична неможливість повного виходу дисперсно-розсіяних краплинок нафтової речовини з нафтотвірних шарів (без залишку в них слідів їх колишнього там знаходження);

5) відсутність родовищ нафти і газу в самих нафтоматеринських породах.

Ці та інші невідповідності органічної теорії законам фізико-хімії й

фактичним даним змусили деяких теоретиків нафтової геології шукати інші можливі геолого-геохімічні процеси, які могли б зумовлювати виникнення нафтової речовини та формування родовищ.

На рис. 1, б наведено принципову схему утворення нафтових і газових родовищ, що складена на основі гіпотези про неорганічне походження нафти. Її основні засади такі:

1) нафтова речовина виникає в процесі сполучення водню й вуглецю, які мають неорганічну природу;

2) нафтові вуглеводні (метан, етан і більш складні модифікації, включаючи нафту) утворюються всередині Землі;

3) із глибин Землі метан, етан та інші нафтові вуглеводні підіймаються по тріщинах розривних порушень під час її дегазації, а досягнувши верхніх частин земної кори, перетворюються на нафтові й газові родовища.

Слабкі місця глибинної, або магматичної, гіпотези про неорганічне походження нафти такі:

1) недостатня вивченість якісного та кількісного складу нафтових вуглеводнів, які підіймаються із надр Землі під час дегазації, що стримує розвиток погляду на їх достатність для формування родовищ;

2) невизначеність закономірностей надходження (суцільними потоками чи вибірковими) нафтових вуглеводнів з глибин Землі;

3) відсутність пояснення переважної концентрації нафтових і газових родовищ у місцях нагромадження осадових порід (геосинкліналі, рифтогени, синеклізи тощо) та їх знаходження в районах поширення кристалічних порід (щити, масиви й інші брили).

На рис. 1, в показано принципову схему формування нафтових і газових родовищ, яку побудовано на основі теоретичних уявлень про нафту як продукт синтезу водню і вуглецю, що відбувається не в глибинних, а в приповерхневих ділянках Землі. Ця гіпотеза є компромісною між двома попередніми - органічною та магматично-неорганічною. У ній немає ні нафтоматеринських шарів, ні готових нафтових вуглеводнів, що підіймаються з глибинних частин Землі. Ця гіпотеза ґрунтується на уявленні, що нафтові вуглеводні формуються у верхніх ділянках земної кори, де глибинний водень (*а не готові на-фтові вуглеводні*) сполучається із седиментогенним вуглецем.

Ця гіпотеза дає відповідь на запитання, чому переважна більшість нафтових і газових родовищ світу розміщена в місцях великих нагромаджень осадових порід, тобто в геосинкліналях, рифтогенах та інших западинах земної кори. По-перше, тому, що саме в цих геоструктурах зосереджені великі маси вуглецю, необхідного для з'єднання з воднем. По-друге, саме до цих геологічних регіонів по зонах глибинних розломів надходять найбільші кількості ювенільного водню.

Перевагою осадово-неорганічної гіпотези перед магматично-неорганічною є те, що в ній використовується лише водень, тоді як механізм «магматичної» гіпотези працює лише за умов надходження з надр Землі вже готових нафтових вуглеводнів. Це ще раз потребує підтвердження, особливо в якісному та

кількісному відношенні.

Гіпотеза осадово-неорганічного утворення нафти має більш значну ресурсну базу, ніж органічна. Геологи-нафтовики сьогодні вже встановили, що якщо обчислення ресурсів вуглеводнів виконувати на основі органічної теорії, то висновок буде такий: нафти вистачить людству не більше як на 100 років. З позицій осадово-неорганічної гіпотези ресурси вуглеводнів є значно більшими, а можливо, й взагалі виявляться невичерпними. Процес сполучення водню з вуглецем, що є основою цієї гіпотези, відбувається на нашій планеті постійно.

У нафтовій геології давно помічено таке цікаве явище, як часткове, а можливо, й повне «відновлення» нафтових і газових родовищ, що були колись використані та залишені. Виникає запитання: звідки з'являються нові порції нафти й газу в «старих», тобто вже відпрацьованих родовищах? Можливо, що існуючі родовища нафти і газу є постійно діючими геолого-геохімічними генераторами нових порцій нафтових вуглеводнів. З позицій цієї наукової ідеї можна дійти висновку, що людству не загрожує «нафтовий голод», як це впливає з обмежених можливостей нафтоутворення за органічною гіпотезою.

Виходячи з доведених геологічних фактів, що ювенільний водень надходить із глибин Землі в найбільших кількостях по зонах глибинних розломів земної кори, а найбільші обсяги вуглецю є в потужних товщах осадових формацій, зроблено висновок, що найперспективнішими для виявлення нафтових і газових родовищ є зони глибинних розломів (та їх розгалуження), геосинкліналей (орогенів), рифтогенів, синекліз, крайових частин платформ, щитів, масивів та інших брил земної кори.