

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
«ПОЛТАВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА  
ІМЕНІ ЮРІЯ КОНДРАТЮКА»**

**А.В. ВОЛЬЧЕНКОВА**

**ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ**

**Полтава**

**2025**

УДК 553.98 (071.1)

**В 88**

*Рецензенти:*

**Лукін О.Ю.**, доктор геолого-мінералогічних наук, професор, дійсний член Національної Академії Наук України, професор кафедри буріння та геології Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»;

**Сіра Н.В.**, кандидат геологічних наук, начальник комплексної аналітичної лабораторії ДП «Укрнаукагеоцентр».

*Затверджено науково-методичною радою  
Національного університету  
«Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка»  
20.02.2025 р., протокол №3..*

Відповідальний за випуск: Винников Ю.Л., завідувач кафедри буріння та геології, доктор технічних наук, професор.

**В 88 Вольченкова А.В.**

**Геологія нафти і газу:** навч. посібник / / А.В. Вольченкова. – Полтава: НУ «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2025. – 201 с., іл.: 63, табл.: 4; бібліогр.: 29 назв.

**ISBN 978-966-616-189-8**

Подано основні поняття з геології нафти і газу, зокрема загальні поняття про вуглеводні, скупчення нафти й природного газу, а також основи походження, формування та руйнування покладів вуглеводнів, інформацію про підземні води, основні принципи нафтогазогеологічного районування і т. ін. Для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти за спеціальністю 103 «Науки про Землю».

УДК 553.98 (071.1)

© Вольченкова А.В., 2025 рік

© Національний університет

**ISBN 978-966-616-189-8**

імені Юрія Кондратюка, 2025 рік

## ВСТУП

Курс, який ми маємо пройти називається «Геологія нафти і газу». Геологія, як свідчить сама її назва, є наука про Землю: «гео» – Земля, «логос» – знання. На сучасному рівні знань, геологія – наука, яка вивчає речовинний склад літосфери, або кам'яної оболонки Землі, як Планети. як ми знаємо «літос» із грецької – камінь.

Геологія вивчає будову літосфери, процеси, що відбуваються в ній і на її поверхні, причини і закономірності виникнення і розвитку цих процесів, а також склад, будову і закономірності розвитку Землі в цілому.

Геологія є теоретичною основою для пошуків, розвідки і розробки всіх родовищ корисних копалин, в тому числі нафти і газу.

Геологія нафти і газу є відгалуження геології, і займається вивченням форм скупчення нафти і газу в надрах Землі закономірностей їх розміщення, умов їх виникнення, перетворення і руйнування. Або іншими словами вивчає надходження, умови залягання в надрах і геологічну історію нафти і газу.

Геологія нафти і газу лежить в основі таких галузевих наук як пошуки, розвідка і розробка нафтових і газових родовищ.

Для правильної розробки нафтових покладів і родовищ, необхідно знати об'єм промислових запасів нафти і газу, гідродинамічні умови, в яких знаходиться нафтовий чи газовий поклад.

Таким чином, геологія нафти і газу вирішує наступні питання (задачі):

- вивчення геологічних умов і факторів, що визначають походження вуглеводнів;
- формування їх скупчень (покладів);
- методів пошуків і розвідки;
- особливостей будови покладів і родовищ.

## 1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ

### 1.1. Історія розвитку геології нафти і газу

Що ж таке нафта? Нафта (гірське масло) має широке розповсюдження в земній корі. Вона зустрічається у вигляді газової, рідинної, напівтвердої і твердої фаз. Будь-яка нафта являє собою хімічно надзвичайно складну суміш вуглеводневих сполук – вуглецю (карбон) і водню (гідроген) – із незначними домішками азоту, кисню і сірки.

Рідка нафта є важливим ресурсом в світовій економіці, вона складається із рідких вуглеводнів, масляниста на вид і дотик; нагадує звичайне мастило, що використовується на заправочних станціях; плаває у воді, не змішуючись з нею, розчиняється в гасі (керосині), ефірі, бензині, сірковуглецю.

Напівтверда і тверда фази нафти представлені важкими вуглеводнями, асфальтом, гудроном, дьогтем. Для рідкої і твердої вуглеводневих фаз нарівні з «нафтою» використовують і більш загальний термін «бітум». Другим терміном, що визначає любую фазу нафти є «вуглеводнева рідина».

Термінологія і наукова класифікація нафти знаходиться в безперервному русі. Так, Честер (американський геолог) в своєму словнику «Мінерали» визначає нафту і деякі її фази, рідкі і тверді, як «мінеральні вуглеводні». Але мінерал за визначенням повинен мати сталі або змінні в вузьких межах хімічні і фізичні властивості. Тому нафту ще називали «мінералоїдом», виходячи із її недостатньо визначеного хімічного складу щоби називатися мінералом.

Тому найбільш правильний термін є «мінеральна речовина» або «органічний мінерал».

Нафту відносять до «мінеральних копалин» (ресурсів) внаслідок її залягання в гірських породах, поряд з торфом і вугіллям та називають «мінеральним паливом».

Нафта неодноразово згадується в самих ранніх письмових пам'ятках майже в усіх частинах світу. Нафтові і газові джерела, а також поклади гудрону, асфальту або бітуму, що були зустрінуті на поверхні Землі,

рахувались місцевими речами гідними уваги.

З незапам'ятних часів, зареєстрованих людиною, нафта відігривала важливу роль в релігії, медицині і економіці. Так філософ Конфуцій за 600 років до н.е. повідомляв про китайські свердловини, глибиною до 500м. Свердловини бурились для видобутку соляної ропи і питної води, іноді разом з ними отримували газ і, навіть, нафту.

Свердловини бурились без обертання, інструмент для руйнування породи заглиблювався за рахунок удару. Підвішувався він на канаті. Набагато пізніше таке буріння назвали ударно-канатним, існує воно і зараз. Весь інструмент виготовлявся з бамбука: труби, опори вежі, інструмент і навіть долото.

Промислове використання нафти повільно відбувалося в так званий «вік гасу і керосину» (1859-1900 р.р.). Розвиток двигуна внутрішнього згорання в кінці ХІХ ст. Викликав бурхливий ріст нафтової промисловості. Наш час – «час бензину», з нафти виробляються тисячі хімічних сполук, відомих під назвою «нафто-хімікатів». Нафта сьогодні відноситься до самих важливих природних багатств сучасної цивілізації.

З часів початку буріння перших свердловин, геологія нафти стала набувати все більш зростаюче значення, як особливе прикладне застосування геології. Перша нафтова свердловина була пробурена Е.Л. Дрейком в 1859р. в Пенсільванії. В 1823р. братами Дубинініми в Моздоці (Північний Кавказ) був побудований кустарний (домовий) нафтоперегінний завод. Нафта для заводу видобувалась з колодязів в районі с. Вознесенки.

Перша нафта на Україні видобувалась в Бориславі. «Скельна олія», тобто нафта була відома в Галичині ще у тринадцятому столітті. Використовувалась вона при лікуванні різних хвороб і як мастило для возів.

На території Борислава нафта (на місцевому діалекті - «кип'ячка») була відома у сиву давнину. Одне із околиць сіл має назву «Мразниця», від слова «мразь», де просочувалась нафта. Видобутком «кип'ячки» підприємливі люди почали займатися на кількогектарному громадському пасовиську, що мало назву «Дучки», в самому центрі міста, де з часом прокопали і просвердлили кілька тисяч копанок. Це було у середині

дев'ятнадцятого століття.

Передумовами «нафтового буму» в Бориславі було – винахід способу очищення нафтових дистилатів (отримання гасу) та нафтової (гасової лампи).

В 1859р. (за іншими даними в 1816 р.) в Дрогобичі збудовано першу нафтоперегінну установку. Її продукцію стали використовувати для освітлення поїздів та освітлення аптек, шпиталів і т. ін.

В 1865р. діяло понад 100 свердловин, саме тоді було виявлено джерело цілющої води «Нафтуса».

В 1872р. ввели в дію залізничну колію, що зв'язала Борислав із Віднем, що дало поштовх до нафтового «буму». В 1875р. в місті діяло 75 великих і 175 малих підприємств з видобутку нафти.

В 1874р. пробурена свердловина «Карпатський Маточин – 1» глибиною 700м. В останні роки ХІХ ст. відкрито Східницьке родовище. Свердловина «Якуб» з глибини понад 300 м давала щодоби 500 т нафти. У 1900р. Східницькі нафтопромисли давали 175 тис. т нафти, Бориславські – понад 211 тис. тон. Галичина займала третє місце у світі з нафтовидобутку (після росії і США).

1907-1913 р.р. період найвищого видобутку за всі часи. Найунікальнішою була свердловина «Ойл-сіті» пробурена в 1908 р., яка з глибини 1016 м давала щодоби 3000 т нафти і 900 тис. кубометрів газу.

На сході України перша нафта була отримана у червні 1937р. під час випробування свердловини 2-біс пробуреної на горі Золотуха поблизу м. Ромни (перші 2 тони), а нафтопрояви зафіксовані в діабазовій брекчії в жовтні 1936р. при бурінні св. №2 (глибина свердловини 563 м). Буріння проводилося інститутом геологічних наук АН України з метою дослідження гіпсоносних порід як сировини для одержання цементу.

До війни на Роменському родовищі було видобуто 2 тис. т нафти. В післявоєнні роки були відкриті Шебелинське газоконденсатне (07.50 р.) Та Радченківське (06.50 р.) нафтогазоконденсатне родовища, які дали поштовх для розвитку нафтогазової промисловості на сході України.

Максимальний видобуток нафти на Україні був досягнутий у 1971-72р.р. – 13,3 млн. т., нафта + конденсат – 14,2 -14,3 млн. т., природний газ у

1975р. – 68,5млрд.м<sup>3</sup>.

Спочатку геологи пробували пояснити поклади нафти і газу як геологічні феномени. Але з часом, були розроблені нові геологічні уявлення, пов'язані з нафтою. З'явилися в дуже великій кількості нові дані, за допомогою яких можна перевіряти, підтверджувати або спростовувати багато усталених геологічних понять. Розкриваючи нафтовий поклад ми знаємо, що:

1. в даному місці якимось чином накопичилися запаси нафти;
2. нафта скупчилась в поклад. Скупчення нафти і газу в одному пласті називається нафтовим або газовим покладом. Якщо на одній геологічній структурі розташовано декілька покладів, то вся група покладів називається нафтовим (газовим) родовищем.
3. з моменту утворення покладу нафта не зникла і не зруйнувалася, а збереглася в ньому.

Треба відзначити, що нам точно не відомо, як утворилася нафта і газ, а також, як вони переміщувались в гірських породах і скупчились в поклад.

Основні геологічні уявлення, що характеризують нафтові і газові родовища, однакові по всьому світу.

Це - пориста і проникна маса гірської породи, відома як порода-колектор, що вміщує нафту або газ, або обидві ці фази разом та запечатана зверху непроникною покрівлею, так званою покришкою із непроникної породи Колектор деформований або замкнутий так, що вуглеводневі фази заключені в ньому, як в пастці.

Промислові запаси нафти і природного газу виявляються за рідкими випадками завжди в змочених водою порах осадових порід земної кори. Вуглеводні залягають в пустотах (поровому просторі). Будучи за густиною легше води, газ і нафта піднімаються і накопичуються в підвищеній частині структури для перешкоджання втраті вуглеводнів Із покладу верхня межа пористого колектора повинна мати склепінну форму, якщо дивитися знизу. Такий колектор називають пасткою, а частина пастки – підземним або природним резервуаром,

На жаль до сьогодні не знайдено ще жодного прямого методу виявлення нафтового покладу. Не відома також жодна фізична властивість

пластової нафти, яку можна виміряти з денної поверхні.

Тому вирішення проблеми відкриття покладу нафти ґрунтується на опосередкованих методах. Кожний поклад – це одиничне явище, його утворення можна рахувати кінцевим результатом 20-25 змінних величин, з яких наперед можна визначити лише деякі.

Розвідувальні свердловини розташовують в місцях, де можна на основі геологічних даних передбачити наявність підземного резервуара з покладами нафти і газу і де розраховують на прибуткову розробку такого покладу.

Нафтова промисловість вимагає систематичного поновлення її сировиною – нафтою і газом. Щорічний видобуток нафти і газу споживається повністю і потребує поновлення його запасів. Відновлення вітчизняного постачання нафтою для кожної країни залежить майже повністю від безперервного відкриття нових родовищ.

## **1.2. Політико-економічне значення нафти і газу**

Нафта і газ мають велике політико-економічне значення для багатьох країн і регіонів світу, оскільки вони є основними джерелами енергії та сировини для різних галузей економіки. Їхнє значення можна розглядати з кількох аспектів:

### *1. Економічне значення:*

- **Джерело доходів:** Для багатьох країн, особливо тих, що мають великі запаси нафти та газу (наприклад, Саудівська Аравія, Росія, США, Венесуела), видобуток і експорт цих ресурсів є основним джерелом економічних доходів. Це дозволяє фінансувати розвиток інфраструктури, соціальних програм, а також стабільність економіки.

- **Енергетична безпека:** Нафта і газ забезпечують енергетичні потреби багатьох країн, особливо у виробництві електроенергії та транспортуванні. Стратегічне забезпечення енергетичними ресурсами є важливим для стабільності національних економік.

- **Інвестиції та інфраструктура:** Галузь нафти та газу стимулює розвиток суміжних секторів: нафтове обладнання, інженерія, логістика, хімічна промисловість, що веде до створення робочих місць та інвестицій.

## *2. Політичне значення:*

- **Геополітичний вплив:** Країни, що мають великі резерви нафти та газу, часто використовують ці ресурси для посилення своєї геополітичної позиції. Наприклад, росія використовує постачання газу до Європи як політичний інструмент впливу.

- **Конфлікти та суперечки:** Контролювання нафтових і газових ресурсів може бути причиною міжнародних конфліктів, економічних санкцій чи навіть військових зіткнень. Прикладом є війна в Іраку в 2003 році, де частково питання контролю за нафтовими ресурсами відіграло важливу роль.

- **Залежність і маніпуляція:** Країни-імпортери нафти та газу можуть залежати від поставок з кількох ключових країн-виробників. Це може бути як уразливістю, так і інструментом політичного тиску.

## *3. Екологічне значення:*

Використання нафти та газу веде до забруднення навколишнього середовища, зокрема через викиди парникових газів, що сприяє змінам клімату. Зараз спостерігається глобальна тенденція до пошуку альтернативних джерел енергії та впровадження більш чистих технологій для скорочення шкідливих викидів.

## *4. Виклики та майбутнє:*

**Деглобалізація енергетичних постачань:** В останні роки спостерігається тенденція до диверсифікації джерел енергії та зменшення залежності від викопних ресурсів. Технології відновлювальної енергії, таких як сонцева і вітрова енергія, зростають.

**Технології видобутку та використання:** Прогрес в технологіях, таких як гідравлічний розрив пласта (фрекінг), дозволяє деяким країнам ставати більш незалежними від імпорту нафти та газу, змінюючи глобальні економічні баланси.

Таким чином, нафта і газ мають великий вплив на глобальну політику та економіку, і їх значення буде зберігатися в найближчі десятиліття, хоча у майбутньому можуть бути зміни у зв'язку з переходом на більш сталий і екологічно чистий енергетичний сектор.

### 1.3. Географія та світові запаси нафти і газу

Велике значення нафти і газу в світовому господарстві зумовило бурхливе зростання їхнього споживання, особливо з середини ХХ століття. Це призвело до розширення пошуково-розвідувальних робіт і відкриття численних нафтових і газових родовищ у багатьох країнах світу.

Зараз на територіях і в акваторіях близько 120 країн світу виявлено понад 50 тисяч нафтових і газових родовищ й щорічно ця кількість зростає. Сумарні доведені запаси цих родовищ оцінюють у таких обсягах (на кінець 2011 р.): нафти — 234 млрд т (1656 млрд барелів), газу — 208 трлн м<sup>3</sup> (7361 трлн куб. футів).

*Довідка:* Оскільки в зарубіжних виданнях відомості про запаси і видобуток нафти і газу часто наводять не в системі СІ, то нижче подаємо відповідні орієнтовні перевідні коефіцієнти:

$$1 \text{ барель} = 159 \text{ літрів} = 0,159 \text{ м}^3;$$

$$1 \text{ м}^3 = 6,29 \text{ барелів};$$

$$1 \text{ куб. фут} = 0,028 \text{ м}^3;$$

$$1 \text{ м}^3 = 35,3 \text{ куб. футів.}$$

Для «світової» нафти з усередненою густиною 890 кг/м<sup>3</sup>: 1 барель нафти = 141,7 кг, 1 т нафти = 7,055 барелів.

Видобуток нафти і газу ведеться майже в 110 країнах світу й за останні роки коливається в межах: нафти – 3,5-4 млрд т (25-28 млрд барелів) за рік, газу – 3-3,3 трлн м<sup>3</sup> за рік (106-116 трлн куб. футів).

Таким чином, при нинішніх рівнях доведених запасів і видобутку нафти вистачить приблизно на 55–60 років, а газу — на 60–70 років.

Родовища нафти і газу та їхні запаси в різних частинах світу поширені вкрай нерівномірно. Не тільки окремі країни, а й великі регіони різняться за кількістю виявлених родовищ і величиною запасів. Значні запаси нафти і газу виявлені в таких регіонах і країнах:

– Азія (Близький і Середній Схід, Середня Азія, Казахстан, Центральна Азія, Південно-Східна Азія, Західний Сибір, Каспійське море);

– Північній Америка (Мексиканська затока, Аляска, Мідконтинент, Каліфорнія), – Південна Америка (озеро Маракайбо);

– Африка (Сахара і західне узбережжя);

– Європа (Урало–Поволжя, Прикаспійська низовина, Північне море).

Серед країн, в яких зосереджені найбільші доведені запаси нафти, можна виділити такі 2 групи (в дужках наведені запаси нафти в мільярдах тонн на кінець 2011 р.):

1) країни, в надрах яких виявлені *супергігантські запаси нафти* (більше 10 млрд т): Венесуела (46, у т. ч. у нафтоносних пісках), Саудівська Аравія (37), Канада (28, у т. ч. у нафтоносних пісках), Іран (21), Ірак (19), Кувейт (14), Об'єднані Арабські Емірати (13), росія (12);

2) країни, в яких виявлені *гігантські запаси нафти* (від 2 до 10 млрд т): Лівія (6), Нігерія (5), Казахстан (4), США (4), Катар (3), Бразилія (2), Китай (2), Мексика (2).

Серед країн, в яких зосереджені найбільші доведені запаси газу, можна виділити такі 2 групи (в дужках наведені запаси газу в трильйонах кубометрів на кінець 2011 р.):

1) країни, в надрах яких виявлені *супергігантські запаси газу* (більше 10 трлн м<sup>3</sup>): росія (45), Іран (33), Катар (25), Туркменістан (24);

2) країни, в надрах яких зосереджені *гігантські запаси газу* (від 3 до 10 трлн м<sup>3</sup>): США (9), Саудівська Аравія (8), Об'єднані Арабські Емірати (6), Венесуела (5), Нігерія (5), Алжир (5), Австралія (4), Ірак (4), Китай (3), Індонезія (3);

Основний видобуток нафти в світі ведеться у таких країнах, які за щорічним рівнем видобутку можна поділити на такі 3 групи (в дужках наведено видобуток нафти в мільйонах тонн у 2011 р.):

1) країни, в яких щорічний *видобуток нафти сягає більше 100 млн т*: Саудівська Аравія (526), росія (511), США (352), Іран (206), Китай (203), Канада (164), Об'єднані Арабські Емірати (150), Мексика (145), Кувейт (140), Венесуела (140), Ірак (137), Нігерія (117), Бразилія (115);

2) країни, в яких щорічний *видобуток нафти сягає від 30 до 100 млн т*: Норвегія (93), Ангола (85), Алжир (74), Катар (71), Великобританія (52), Колумбія (49), Азербайджан (46), Індонезія (46), Оман (42), Індія (41), Єгипет (35), Аргентина (30);

3) країни, в яких щорічний *видобуток нафти сягає від 10 до*

**30 млн т:** Еквадор (27), Малайзія (27), Лівія (22), Судан (22), Сирія (17), В'єтнам (16), Конго (15), Таїланд (14), Екваторіальна Гвінея (13), Габон (12), Німеччина (11), Йемен (11), Туркменістан (11);

Основний видобуток газу в світі ведеться у таких країнах, які за щорічним рівнем видобутку можна поділити на такі 2 групи (в дужках наведено видобуток газу в мільярдах кубометрів у 2011 р.):

1) країни, в яких щорічний видобуток газу сягає **більше 100 млрд м<sup>3</sup>**: США (651), росія (607), Канада (161), Іран (152), Катар (147), Китай (103), Норвегія (101);

2) країни, в яких щорічний видобуток газу сягає **від 30 до 100 млрд м<sup>3</sup>**: Саудівська Аравія (99), Алжир (78), Індонезія (76), Нідерланди (64), Малайзія (62), Єгипет (61), Туркменістан (60).

Підводячи підсумок вищенаведених даних по регіонах і країнах, можна констатувати, що в світі зафіксовано такі **регіональні суперцентри** концентрації запасів і видобутку нафти і газу:

1) **суперцентри концентрації запасів нафти**: а) Близький і Середній Схід в районі Перської затоки (Саудівська Аравія, Іран, Ірак, Кувейт, ОАЕ); б) Північна Америка (Канада); в) Південна Америка (Венесуела); г) росія;

2) **суперцентри концентрації запасів газу**: а) північ Західного Сибіру; б) Близький і Середній Схід в районі Перської затоки (Іран, Катар); в) Середня Азія (Туркменістан);

3) **суперцентри видобутку нафти**: а) Саудівська Аравія; б) росія; в) США;

4) **суперцентри видобутку газу**: а) США; б) росія.

Підводячи підсумок вищенаведених даних по регіонах і країнах можна констатувати, що основні доведені запаси нафти зосереджені на Близькому Сході, у Латинській Америці, у Сибіру й Африці. У потужних споживачів нафти – США і європейських країнах – її запаси не такі великі.

У багатьох країнах видобуток нафти лімітується або жорсткими квотами, які встановлює Організація країн-експортерів нафти (ОПЕК), щоб не допустити падіння цін на нафту, або політичною ситуацією в певному регіоні.

В Україні відкрито понад 330 родовищ нафти і газу. Розвідані запаси

нафти в Україні оцінюються в 150 млн т, а газу — в 1 трлн м<sup>3</sup>. В останні роки щорічний видобуток нафти в Україні становить близько 4 млн т (при потребі 25-30 млн т), а газу – близько 20 млрд м<sup>3</sup> (при потребі 50-60 млрд м<sup>3</sup>).

Витрати на пошук, розвідку та видобування нафти і газу в світі безперервно зростають. Причиною цього є освоєння великих глибин і віддалених районів, в т. ч. арктичних і морських. Зараз з акваторій видобувається близько 22% нафти. Незважаючи на великі витрати, нафтогазодобувні компанії мають значні прибутки.

І ще одна особливість, що стосується нафти і газу і яку необхідно знати фахівцям-нафтовикам. Світову ціну на нафту встановлюють не за принципом рентабельності (певної прибутковості) її видобування, а за кон'юнктурою ринку (сукупністю умов, які характеризують співвідношення між попитом і пропозицією на неї). Саме тому на світових ринках і відбуваються різкі коливання цін на нафту в різні періоди часу. Продажну ціну за природний горючий газ вираховують за спеціальною формулою, в яку основною складовою входить ціна на нафту.

Відмінною рисою сучасного розвитку світової нафтової промисловості є всезростаюча роль морських акваторій в нафтовидобутку. Найбільшими морськими нафтовидобувними районами є Мексиканська затока, Північне море, Карибське, Китайське моря, Гвінейська затока (Нігерія, Габон), Західна Атлантика (шельф Бразилії), північ від острова Ньюфаундленд (шельф Канади), шельф Південно-Китайського моря, суперзапаси Персидської затоки, великі перспективи пов'язують і з шельфом Північного Льодовитого океану.

За 140-річну історію розвитку нафтової промисловості в світі було виявлено біля 50 тис. нафтових і газових родовищ. Але серед них тільки 145 родовищ (дані 1984 р.) є крупними і мають видобувні запаси, що перевищують 100 млн. т нафти і 100 млрд.м<sup>3</sup> газу.

Найбільша кількість нафтових родовищ такого класу відкрито на Близньому і Середньому Сході (48), в Латинській Америці (17), Північній Америці (14), газових – Північній Америці (20) і в Західній Європі (7).

Крупні родовища являють собою найбільшу зацікавленість для розвитку видобутку і першочерговими об'єктами розробки.

Найбільша кількість гігантських родовищ з початковими видобувними запасами більше 0,5 млрд. т нафти всього 34. Найбільша їх кількість – 21 відкрито на Близньому і Середньому Сході, де сконцентровано 63% доведених запасів нафти. Газових родовищ з початковими запасами більше 0,5 трлн. м<sup>3</sup> в світі відомо 7. Ще рідше зустрінуті родовища, видобувні запаси яких перевершують 1 млрд. т нафти або 1 трлн.м<sup>3</sup> газу. Вони називаються унікальними або супергігантами. Відомо 17 таких родовищ нафти, 14 з них на Середньому і Близньому Сході. Найбільші з них Бурган і Гхавар відповідно 9,5 і 8,1 млрд. т. За ними ідуть Сафанія і Кірку (2,5 і 2,2 млрд. т). Унікальним є родовище Чиконтепек (Мексика), де кількість нафти в надрах оцінюється в 14 млрд. т. Але вона високов'язка і залягає в низькопористих колекторах.

До газових унікальних родовищ відносяться Норт-Уест-Доуль в Катарі і Троль в Норвегії, в США - Панхендл-Хьюгтон (2 трлн.м<sup>3</sup>). Унікальними газовими родовищами є Уренгойське, Ямбургське, Заполярне, Бованенківське. До них можна віднести і Шебелинське (Харківська обл.) – найбільше в Європі.

## 2. ЗАГАЛЬНІ ПОНЯТТЯ ПРО КАУСТОБІОЛІТИ ТА ЇХ ПОХОДЖЕННЯ

### 2.1. Поняття про каустобіоліти. Природні бітуми. Горючі сланці

В сучасному розумінні *каустобіоліти* – це горючі корисні копалини, які мають органічний склад, здатні легко загорятись і горіти після усунення джерела вогню, виділяючи при цьому значну кількість теплоти.

За умовами утворення серед каустобіолітів розрізняють 2 основні ряди (за Г. Потоньє):

**Вугільний ряд**, до якого належать утворення, сингенетичні до порід: торф, сапропеліт, буре вугілля, вуглисті і горючі сланці, кам'яне вугілля, антрацит. Вугілля відмежовують від сланців за вмістом більше 50% органічної речовини (ОР), а сланці від розсіяної ОР за вмістом приблизно 25% ОР при збереженні ознаки горючості. Сапропелі з озер використовують як органічне добриво в місцевих господарствах і додають у раціон тваринам, оскільки він багатий солями Ca, Fe і P.



а)



б)



в)



г)

**Рисунок 2.1** Каустобіоліти вугільного ряду:

а) торф, б) буре вугілля, в) кам'яне вугілля, г) антрацит.

**Бітумний або нафтовий ряд**, до якого належать корисні копалини, що мають переважно міграційну природу, а саме: нафти зі всіма їхніми природними похідними і спорідненими речовинами (мальти, асфальти, озокерит, вуглеводневі гази тощо).

Виходячи із фізичних властивостей (агрегатного стану), бітуми поділяють (за Гефером) на:

1. *Гази*: а) природний; б) нафтовий; в) вугільний або рудниковий; г) болотний;

2. *Рідкі бітуми*: а) нафти; б) конденсати; в) мальти; г) смоляний, чорний дьоготь;

3. *Тверді бітуми*: а) озокерит (гірська смола, гірський віск); б) асфальт;

4. *Мішані бітуми* (суміші з кам'яним вугіллям або гірськими породами): а) бітумінозні сланці; б) гагат (з бурим вугіллям); в) смолистий пісковик; г) асфальтовий вапняк.

На відміну від каустобіолітів вугільного ряду газоподібні та рідкі горючі корисні копалини бітумного ряду характеризуються надзвичайною рухливістю в земній корі.

Отже, нафта в природі зустрічається і в твердій фазі, хоча строго кажучи, це надзвичайно в'язкі рідини: гудрони, асфальт, парафін, твердий крихкий бітум. Тверда фаза існує в двох видах:

1. розсіяні бітуми

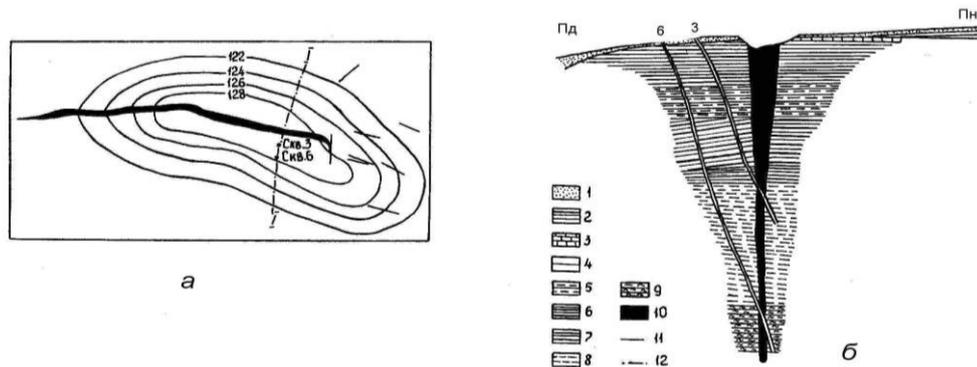
2. жили, дайки, що виповняють розломи і тріщини.

Розсіяні бітуми – це осадові породи із вмістом нафти у вигляді асфальтів, бітуму, гудрону, розсіяних в гірській породі. Їх називають бітумінозними пісковиками або бітумінозними вапняками.

Родовища бітумінозних вапняків і бітумінозних пісків розробляються для безпосереднього використання їх як будівельного матеріалу при будівництві доріг. Вміст асфальту коливається від 8-12% іноді до 25% (Коханівка, біля границі з Польщею).

Зустрічаються 2 різних типи залягання бітумів: вивітрілі відклади, первинні породи і бітуми. Вивітрювання є «висушуванням» породи. Ерозія поступово розкриває продуктивний пласт, наближає його до денної поверхні, тиск на пластові рідини зменшується. Гази і більш легкі фракції виділяються з розчину в пластовій нафті і виділяються, лишаючи в пласті тяжкі вуглеводневі фракції. Тяжкі фракції, що залишаються під дією кисню окисляються і твердіють.

Найбільш значні запаси вивітрілого бітуму (асфальту) в південній Оклахомі  $\approx 13$  млн. т., в Альберті (Канада)  $\approx 15-45$  млрд.м<sup>3</sup>.



**Рисунок 2.2 Садкинське родовище асфальтитів (Самарська область)**

(К.Б.Ашіров, 1961)

*а – структурна карта; б – геологічний розріз; 1 – алювіальні відклади; 2 – піщано-глинисті пачки; 3 – вапнякова пачка; 4 – піщано-глиниста пачка; 5 – глинисто-піщано-вапнякова пачка; 6 – глинисто-піщана пачка; 7 – вапняково-глиниста пачка; 8 – світа різнобарвних глин і мергелів; 9 – глинисто-піщана світа; 10 – асфальтит; 11 – ізогіпси покрівлі вапнякової пачки; 12 – лінія геологічного розрізу.*

*Бітумінозні дайки тверді та напівтверді.*

По всьому світі зустрічають групи асоційованих вуглеводнів, що залягають в тріщинах у вигляді твердих виповнень. Називають їх по різному: асфальт, греміт, гільсоніт, менжак. Деякі бітуми розчиняються в сірковуглецю. Для виділення з них нафти, їх необхідно нагрівати. Жили бітуму мають ширину від декількох см до 7-8м.

*Горючі або бітумінозні сланці.*

Горючі сланці широко розповсюджені по всьому світі. Їх не можна рахувати ні нафтою ні вугіллям, а скоріше проміжною речовиною, що вміщає вуглеводні, які володіють деякими властивостями нафти і вугілля. Таким чином, всі вище перераховані органічні мінерали складають особливу групу утворень земної кори – їх називають горючими викопними або каустобіолітами (від грецьких «каусто» – горючий, «біос» – життя, «літос» – камінь). За найбільш поширеною точкою зору всі вони виникли в результаті перетворення органічної речовини, першоджерелом якого були рештки живих організмів.



**Рисунок 2.3 Горючі сланці**

Загальна направленість цих перетворень, що починались на земній поверхні (або дні водоймищ) і продовжувались по мірі накопичення відмерлих організмів і їх занурення в надра земної кори, є поступове збагачення органічної речовини вуглецем.

Всі горючі корисні викопні діляться на 2 великих ряди: вугільний і нафтовий. Горючі викопні вугільного ряду характеризуються відношенням вуглецю і водню 9,4-45, в нафтах воно складає 5,5-11,5. Умови накопичення решток рослин і «нижчих» організмів, продукти їх перетворень і форми знаходження в земній корі суттєво різняться. Нафта і газ є рухомими речовинами. Тоді як вугілля формує тверді тіла (вугільні пласти). Вивчення геології нафти і газу прийнято розпочинати з розгляду їх хімічного складу і фізичних властивостей.

## **2.2. Нафтогазопрояви на поверхні Землі**

Нафта в природі розповсюджена дуже широко, але досить нерівномірно. В деяких гірських породах нафта зустрічається в нескінченно малих кількостях, в той же час в інших районах породи вміщують величезні поклади нафти. Нафта виявлена на всіх континентах, вона залягає в усіх геологічних системах – від докембрію до сучасної епохи. Іноді нафта зустрічається на поверхні Землі. Але з точки зору нафтової промисловості в цілому більш важливими є нафтові родовища, що залягають в надрах Землі і розробляються бурінням.

Нафта зустрічається на поверхні Землі в самих різних умовах: джерела, височування бітуму, грязьові вулкани, грязьові потоки. Інші нафтопрояви можна розглядати як викопні, наприклад, осадові породи, просочені (просякнуті) бітумом, вивітрілі родовища, дайки і жили, виповнені твердим бітумом (озокеритові шахти Борислава).

Більшість виходів утворюються внаслідок повільного виділення нафти із досить великих її скупчень, що внаслідок ерозії (розмиву) виявилися наданій поверхні. Виходи нафти розповсюджені по всьому світі в районах, що складені осадовими породами. Вихід нафти являє собою лише прямий доказ її присутності на даній площі.

Виходи вуглеводнів на поверхню, чи то нафта, чи газ часто пов'язані з джерелами води (Трускавець, Східниця). Нафта спливає на поверхні води, а газ у вигляді бульбашок виходить в атмосферу.

В стоячій воді нафта може накопичитись у вигляді в'язкої або твердої маси, яка залишається в водоймі після випаровування води.

Виходи газу краще видно в болотах або через воду. Поверхневі виходи нафти можуть бути дуже великими за розмірами. Деякі родовища нафти і асфальту на поверхні Землі в Південній Каліфорнії, Венесуелі, Тринідаді, районі Баку (Сарухани) досягають сотні і навіть тисячі гектар. Звичайно, вони знаходяться у в'язкому або напів-рідинному стані, але можуть стати рідкими і текти, розігріті сонцем. З великих виходів може виділятися майже чиста нафта, асфальт або напіврідкі бітуми. Більше всього до них примішується різна кількість піску, уламків дерева, глина, листя тощо.

Одним із самих великих виходів асфальту є Смоляне озеро в південно-західному Тринідаді, поблизу узбережжя затоки Парія. Воно лежить в круглій западині діаметром 600 м і глибиною поблизу центра понад 40 м. Поблизу центра западини добувають асфальт. Розраховують, що з озера буде відібрано понад 25млн. т асфальту.

Матеріал, що видобувається, однорідний за складом і складається з асфальту, газу, води, піску і глини. В східній Венесуелі розташоване смоляне озеро Бермудез. Воно є одним із самих великих відкритих родовищ чистого асфальту. Озеро займає площу понад 440 га і вміщає рідкий асфальт

до глибини 6 м. Асфальт просочується з джерел і лишається м'яким і напіврідким під кіркою.

Численні нафтопрояви на поверхні Землі, що виявлені на Середньому Сході, відносяться до найбільш відомих в світі. Це виходи нафти і газу, асфальтові озера, поклади твердого асфальту, а також асфальту, плаваючого в морі. Найбільш відомі виходи асфальту в районі Хір (Ірак) задовго до нашої ери.

В районі Баку (Сарухани) виходи нафти і газу пов'язані з грязьовим вулканізмом. Так вже Марко Поло в кінці XII ст. описав нафтові і газові фонтани поблизу Баку.

Газові виходи отримали назву «Вічні вогні», які щорічно відвідували тисячі вогнепоклонників. Родовища на дні моря, де нафта і газ виділяються під водою, відмічені в багатьох місцях світу. Найбільш відомі поблизу Санта-Барбара в Каліфорнії, біля Юкатана в Мексиканській затоці, на Каспії біля Апшерону.

Грязьовий вулкан являє собою вихід газу під високим тиском, який несе з собою воду, грязь, пісок, уламки гірських порід, іноді нафти. Вони приурочені до областей, розріз яких представлений нестійкими м'якими глинистими породами, конгломератами.



**Рисунок 2.4 Грязьовий вулкан Старуня  
(Богородчанський район Івано-Франківської області)**

На поверхні Землі грязьовий вулкан представляє звичайно грязьовий конус – сопку, через який безперервно або періодично виділяється газ. Окремі сопки або групи сопок можуть покривати площі в десятки квадратних кілометрів і підійматись на висоту 300 м, частіше вони мають висоту декількох десятків метрів.

Часто грязьовий вулкан формується на піднятті, покритому шаром щільних глин. В суху погоду глина висихає і розтріскується, якщо тріщини достатньо глибокі, з них виділяється невелика кількість газу. Як тільки сформувався вихід для газу, через нього безперервно виділяється газ. По мірі підйому, газ з глибини змішується з глиною і ґрунтовою водою, формуючи грязь. Остання починає виверження безперервно або періодично в залежності від тиску, кількості газу, що виділяється, води і грязі, розмірів і форми кратера. Іноді при виділенні значної кількості газу відбувається ефектні виверження.

### 3. ФІЗИКО-ХІМІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА НАФТИ І ПРИРОДНИХ ГОРЮЧИХ ГАЗІВ

Нафта представляє собою лише незначну частину від загального об'єму рідин, що зустрічаються в нафтовому пласті.

Однак з промислової точки зору сира нафта являється найбільш цінним джерелом сировини горючих матеріалів у всьому світі. За нафтою по ступені важливості слідує газ, а далі рідини з вмістом природних газів. Тверда і напіврідка нафта має значно менше значення.

Слово «газ» походить від французького «gaz», грецького «хаос» і німецького «гайст» — дух. Увів голландець ван Гельмонт. Виділення із надр природного горючого газу одержали у давніх народів назву «вічних вогнів».

*Природний горючий газ* – це горюча корисна копалина бітумного ряду, що являє собою багатокомпонентну газову суміш в основному насичених вуглеводнів з неуглеводневими сполуками. Серед фахівців нафтогазової справи, в спеціальній нафтогазовій літературі та в розмовній мові замість задовгого терміну «природний горючий газ» часто використовується термін «вуглеводневий газ» або скорочена назва «газ», якщо в контексті немає пояснення чи уточнення, про який саме газ мовиться.

В земній корі природний горючий газ може перебувати в таких фізичних станах:

- а) *вільному* (утворюють самостійну фазу у вигляді скупчення);
- б) *розчиненому* (в нафті або у воді);
- в) *розсіяному* (сорбованому породами);
- г) *твердому* (газогідратні скупчення).

#### 3.1. Елементний склад природних газів.

##### Основні елементи, що входять до складу природних газів

Основні елементи: карбон (42–78%), водень (14–24%), C/H = 3-4,3.  
Гетероеlementи: азот (до 2-3%, іноді до 10% і вище), сульфур (1-2%, іноді до 25%), кисень (до 0,2%).

Сірка в нафті присутня у вільному і зв'язаному стані. Зв'язана сірка

або знаходиться в виді  $H_2S$ , або входить в склад високомолекулярних з'єднань. Валовий вміст сірки в нафті інколи досягає 7-8%. В природних газах сірка знаходиться в виді  $H_2S$ , кількість якого в газах деколи досягає 20% і навіть 45%.

Вміст кисню в нафті невеликий і рідко досягає 1-2%. Встановлені наступні кисневі з'єднання:

Нафтові кислоти	– близько 6% кисню;
Феноли	– не більше 1% кисню;
Смолисті речовини	– близько 93% кисню.

В природних газах кисень зустрічається в основному у виді  $CO_2$ , вміст якого в газах змінюється в широких межах: від концентрацій близьких до нуля, до майже чистих вуглекислих струменів.

В природних газах крім вказаних вище елементів часто в невеликих кількостях зустрічаються гелій (He), аргон (Ar), неон (Ne) та інші інертні гази.

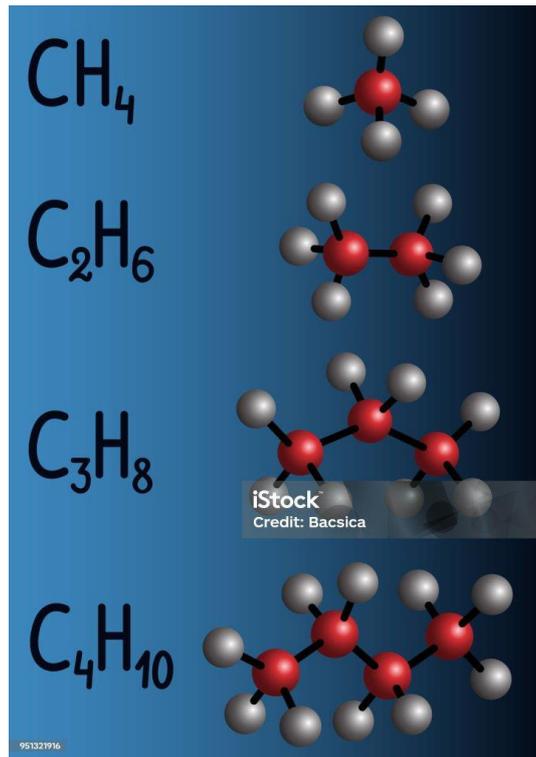
### 3.2. Хімічні з'єднання у складі природних газів

**Вуглеводневий склад.** В складі природних горючих газів вуглеводні представлені *алканами* із загальною формулою  $C_nH_{2n+2}$ , серед яких виділяють:

– *метан*  $CH_4$ , який є обов'язковим і основним компонентом; в надрах перебуває лише в газоподібному стані;

– *гомологи метану* (це так звані «важкі вуглеводні», до яких належать: етан  $C_2H_6$ , пропан  $C_3H_8$ , бутан  $C_4H_{10}$  і пари пентану  $C_5H_{12}$ , гексану  $C_6H_{14}$  і гептану  $C_7H_{16}$ . Залежно від температурних умов і тиску в надрах вони можуть перебувати як в газоподібному стані, так і в рідкому.

Співвідношення та частка вуглеводневих компонентів змінюється в широких межах, проте завжди домінує метан. Його вміст у газі, що перебуває у вільному стані, становить здебільшого 85-98%, а в газі, розчиненому в нафті, нерідко знижується до 55-65%. Частка гомологів метану у вільному газі найчастіше коливається від 0,2 до 8%, а в газі, розчиненому в нафті, може досягати 20%, а інколи доходити до 50%.



**Рисунок 3.1 Молекули метану, етану, пропану, бутану**

За вмістом в газі метану й важких вуглеводнів розрізняють:

**а) сухі гази** – вміст метану в них вище 97% (вміст важких вуглеводнів до  $8\text{г/м}^3$ );

**б) пісні гази** (вміст важких вуглеводнів  $8\text{-}25\text{г/м}^3$ );

**в) напівжирні гази** (вміст важких вуглеводнів  $25\text{-}75\text{г/м}^3$ );

**г) жирні гази** (вміст важких вуглеводнів більше  $75\text{г/м}^3$ ).

**Невуглеводневий склад.** Із неуглеводневих сполук у складі природних горючих газів здебільшого присутні:

– **азот**, вміст якого звичайно не перевищує 2-3%, але трапляються родовища, в газах яких вміст азоту досягає 30-50%, а іноді і 99%;

– **вуглекислий газ**  $\text{CO}_2$ , вміст якого звичайно змінюється від 0,1 до 5-10% (іноді до 22%);

– **сірководень**  $\text{H}_2\text{S}$ , вміст якого звичайно не перевищує 2-3%, але відомі поклади із вмістом сірководню до 25%; гази з високим вмістом  $\text{H}_2\text{S}$  є сировиною для одержання майже чистої сірки, яка одержала назву «газова сірка»;

- *інертні гази*, а саме: *гелій* (звичайні концентрації 0,001-0,2%, а іноді на прадавніх платформах до 10%) і *аргон* (0,01-0,03%, іноді до 1%);
- *вільний водень* (від часток процента до 3.5%);
- *ртуть* (на деяких родовищах його концентрація сягає  $2 \cdot 10^{-4}$  г/м<sup>3</sup>).

### 3.3. Властивості природних горючих газів

Для підрахунку запасів газу, його використання і розробки покладів важливе значення мають такі фізичні властивості.

**Густина.** Звичайно густина газу при нормальних умовах в межах 0,7–1,3 кг/м<sup>3</sup>, тобто приблизно в 1000 раз менше, ніж густина нафти.

У довідниках часто наводять відносну густина газу  $\bar{\rho}_g$ , що дорівнює відношенню густини газу  $\rho_g$  до густини повітря  $\rho_n$  при тому ж тиску й температурі, тобто

$$\bar{\rho}_g = \rho_g / \rho_n. \quad (3.1)$$

Відносна густина газу є величиною безрозмірною.

Для переведення густини газу, виміряної на поверхні при стандартних умовах, у густину газу в пластових умовах використовують формулу

$$\rho_{g,пл} = \frac{3484 \cdot P_{пл} \cdot \bar{\rho}_g}{T_{пл} \cdot Z}, \quad (3.2)$$

де  $\rho_{g,пл}$  — густина газу в пластових умовах, кг/м<sup>3</sup>;  $\bar{\rho}_g$  — відносна густина газу;  $P_{пл}$  — пластовий тиск, МПа;  $Z$  — об'ємний коефіцієнт нафти.

Якщо  $\rho_g$  і  $\rho_n$  визначають при нормальних умовах, то  $\rho_n = 1,293$  кг/м<sup>3</sup> і  $\bar{\rho}_g = \rho_g / 1,293$ .

Відносна густина вуглеводневих газів коливається від 0,554 (для метану) до 2,006 (для бутану).

Комерційні розрахунки в газовій промисловості проводять при стандартних фізичних умовах: тиску 0,1 МПа і температурі 20 С, при яких  $\rho_n = 1,205$  кг/м<sup>3</sup>.

Густина газу значною мірою залежить від його складу, тиску і температури. Чим жирніше газ (тобто чим більше в ньому важких вуглеводнів), тим більша його густина.

Особливо значний вплив на густину має тиск. Під високим тиском в пласті густина газу наближається до густини легких вуглеводневих рідин і може набувати значення до 300–400 кг/м<sup>3</sup>.

**В'язкість.** В'язкість вуглеводневих газів незначна, що зумовлює їхню високу здатність швидко рухатись в поровому середовищі пластів при наявності перепаду тисків. При нормальних умовах (0<sup>0</sup>С і 760 мм ртутного стовпчика) динамічна в'язкість метану становить 0,011 мПа·с (повітря 0,017 мПа·с), тобто майже в 100 разів нижча, ніж в'язкість води. При однакових умовах в'язкість вуглеводневих газів нижча, ніж в'язкість неуглеводневих газів.

В'язкість газу залежно від параметрів (тиску і температури), що характеризують його стан, змінюється складним чином. Із збільшенням температури при низьких тисках в'язкість газів збільшується, а при високих тисках – зменшується. При величинах тиску до 4 МПа в'язкість газу мало залежить від тиску, при більш високих тисках – підвищується.

**Стисливість.** Об'єм газів змінюється залежно від тиску і температури. Вуглеводневі гази стискаються більше, ніж це впливає із рівняння стану ідеального газу Клапейрона–Менделєєва. Особливо значне це відхилення при високих тисках, низьких температурах і для газів з великою густиною. Тому при технологічних розрахунках необхідно вводити поправку на стисливість. Для цього використовується **коефіцієнт надстисливості** (стисливості) газу  $Z$ , під яким розуміють відношення об'ємів реального (пластового)  $V_p$  та ідеального  $V_i$  газів при однакових тиску і температурі, тобто  $Z = V_p / V_i$ . Значення коефіцієнту  $Z$  залежить від складу газу, температури й тиску і найчастіше коливається в межах 0,8–1,2.

Коефіцієнт стиснення  $Z$  визначає і величину відношення об'ємів реального газу при пластових і стандартних умовах. При цьому він безпосередньо залежить від величини пластових тиску (в Па) і температури (в °К)

$$Z = 0,00289(P_{\text{пл}} / T_{\text{пл}})(V_{\text{пл}} / V_{\text{ст}}) \quad (3.3)$$

Величину коефіцієнта стиснення частіше всього визначають за експериментальними кривими.

Значення цього коефіцієнту залежать від псевдокритичних тисків і температур. Псевдокритичними тиском і температурою називають суми середніх зважених критичних значень відповідно тисків і температур окремих вуглеводнів, із яких складається суміш.

Критичною називається така температура, вище якої газ не може перетворитись в рідину, критичним називається тиск, який відповідає точці переходу газу в рідину. Під приведеними псевдокритичними тиском і температурою розуміють відношення робочих абсолютних тисків і температур відповідно до псевдокритичних значень тиску і температури для даного складу газу. Знаючи пластові тиск і температуру, можна визначити приведені псевдокритичні тиск  $P_R$  і температуру  $T_R$  за формулами:

$$P_R = \frac{P_{пл}}{P_G}; \quad T_R = \frac{T_{пл}}{T_G}, \quad (3.4)$$

де  $P_{пл}$  – пластовий тиск, МПа;

$T_{пл}$  – абсолютна температура газової суміші в пластових умовах, рівне  $T_0 + t_{пл}$  ( $T_0 = 273$  °К),  $t_{пл}$  – пластова температура, °С);  $T_G$  – псевдокритичний тиск;  $P_G$  – псевдокритична температура, °К.

**Молекулярна маса** газу, тобто середня маса молекул компонентів виражена в атомних одиницях маси, звичайно коливається в межах 16-20.

**Розчинність газу** в нафті і воді – це здатність газу утворювати в пласті з нафтою або водою однорідну рідку систему. Характеризується коефіцієнтом розчинності газу, який чисельно дорівнює об'єму газу (в м<sup>3</sup>), що розчиняється в 1 м<sup>3</sup> рідини при підвищенні тиску на 0,1 МПа. За законом Генрі розчинність газу в рідині пропорційна тиску при постійній температурі.

Розчинність газу в нафті збільшується при зростанні тиску і збільшенні в газі частки високомолекулярних компонентів і знижується при підвищенні температури і збільшенні молекулярної маси і густини нафти. При зниженні тиску газ виділяється із нафти, причому у відповідності з розчинністю, спочатку із розчину виділяється найбільш важкорозчинний метан, а потім його гомологи в порядку: етан–пропан–бутан–пентан. Кількість розчиненого в

нафті газу визначається при вивченні проб нафти, відібраних із свердловини глибинним пробовідбірником при пластовому тиску.

Вміст газу в глибинній пробі нафти визначається при контактній дегазації, коли газ, що виділяється із розчину, лишається в контакті з рідиною або при диференційній дегазації, коли весь газ, що виділяється, періодично виводиться із системи.

Найбільш повна дегазація нафти проходить при контактному способі. Кількість газу, розчиненого в 1 т пластової нафти, називається розчинністю газу в нафті або газовмістом, а кількість видобутого газу, що приходить на 1 т видобутої нафти, називається газовим фактором.

Із неуглеводневих газів досить високу розчинність має вуглекислота (приблизно в 8-10 раз більше розчинності метану), а найбільш низьку – азот.

Розчинність газу в воді значно нижча його розчинності в нафті і залежить від складу газу, мінералізації води, тиску і температури. Вуглеводневі гази розчиняються у воді майже в 10 разів гірше, ніж у нафті. Найбільш розчинні у воді сірководень і вуглекислота. Розчинність газів у воді зменшується із збільшенням мінералізації води, а також із ростом температури і зменшенням тиску.

**Розчинність нафти в газі.** Природні гази вміщують пари рідких вуглеводнів і неуглеводневих сполук. Розчинність легких вуглеводнів, смол та інших компонентів в стиснених газах, що знаходяться під тиском при температурі вище критичної, зумовлює утворення газоконденсатних систем і є важливим

**Гідратоутворення.** Наявність у газі води зумовлює при певних тисках і температурах утворення кристалогідратів вуглеводневих газів. Гідрати газів являють собою кристалічні сполуки-включення (клатрати), які характеризуються точно визначеною структурою для різних газів. Це тверді розчини, де розчинником є вода: її молекули за рахунок гідrogenового зв'язку утворюють об'ємний каркас, у порожнину якого проникають легкорухомі молекули газу.

Гідрати мають такі емпіричні формули: для метану  $\text{CH}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ , етану  $\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 8\text{H}_2\text{O}$ , пропану  $\text{C}_3\text{H}_8 \cdot 18\text{H}_2\text{O}$  і т. д. Для кожного вуглеводневого газу

характерна максимальна температура (критична температура гідратоутворення), вище якої ніяким підвищенням тиску не можна спричинити утворення гідратів. Вона становить (у оС): для метану 21,5, етану 14,5, пропану 4,5, ізобутану 2,5, н-бутану 1. Дослідження показали, що чим важчий вуглеводневий газ, тим легше він утворює гідрати. Проте слід пам'ятати, що, починаючи з пентанів, вуглеводні гідратів не утворюють.

Гідратоутворення відбувається не тільки в процесі видобування та транспорту газу, але й у пористому середовищі осадового чохла із формуванням гідратних покладів. Особливістю останніх є те, що при відповідних термодинамічних умовах вони утворюються без літологічних покришок і в свою чергу можуть служити своєрідними покришками для звичайних газових покладів. На значній частині суші зони гідратоутворення приурочені в основному до районів поширення багаторічномерзлих порід, які становлять близько 23% загальної території суші на Землі при глибині промерзання гірських порід 500–700 і навіть 1000 м.

### ***Зворотна (ретроградна) розчинність.***

В зоні підвищених тисків суміш вуглеводнів, пройшовши через рідку фазу здатна при подальшому зростанні тиску переходить в пароподібний стан. В цій області суміші газів відхиляються від законів Бойля-Маріюта. При ізотермічному підвищенні тиску рідина перетворюється в пару. Пояснюється це явище тим, що при достатньо великому об'ємі газової фази над рідиною остання при підвищенні тиску розчиняється в газі. В надрах Землі при підвищенні тиску частина газу перетворюється в рідину, а при подальшому збільшенні тиску утворена рідина знову може перейти в газову фазу.

Явища переходу газової суміші при підвищенні тиску через рідку фазу в пароподібну і знову при падінні тиску в рідку отримали назву ретроградних.

Ретроградна конденсація спостерігається на багатьох нафтових родовищах. Поклади, в яких нафта знаходиться в пароподібному стані, називаються конденсатними.

### ***Пружність парів вуглеводнів.***

Одною із властивостей, яка використовується для розділення і

визначення індивідуальних вуглеводнів, є відмінність їх пружності парів при різних температурах. Найбільшою пружністю парів володіє метан.

### ***Сорбція газів.***

Для розділення вуглеводневих газів використовується їх сорбція різними адсорбентами. В якості сорбенту частіше всього застосовують вугілля, силікагель та ін.

На здатності цих адсорбентів поглинати вуглеводні ґрунтуються хроматографічні методи роздільного визначення вуглеводнів.

## **3.4. Газовий конденсат**

*Конденсатом (газовим конденсатом, газоконденсатом)* називають суміш рідких вуглеводнів, які перебувають у надрах у газоподібному стані та виділяються із газів у вигляді рідини при зниженні температури і тиску (нижче тиску початку конденсації). На відміну від нафти і газу покладів конденсату у формі самостійних скупчень у природі немає.

Хімічний склад конденсатів близький до складу нафт. Відмінність в основному лише в тім, що в конденсаті практично відсутні тверді вуглеводні і асфальтени.

Конденсат складається переважно із пентанів і гексанів, а також із нафтових і ароматичних вуглеводнів.

Фракційний склад конденсатів характеризується здебільшого бензиною фракцією (до 85%).

Густина конденсату — 0,65–0,85, вміст сірки — незначний (до 0,2%).

Ступінь насичення газоконденсатних скупчень конденсатом визначається **конденсатністю**, під якою розуміють вміст рідких вуглеводнів у газі в пластових умовах (у  $\text{г/м}^3$  або  $\text{см}^3/\text{м}^3$ ). Величина конденсатності може досягати 500 (а іноді і 1300)  $\text{г/м}^3$ . Величину, обернену до конденсатності, називають **газоконденсатним фактором**.

Розрізняють:

**а) сирий (первинний) конденсат** — це рідкі при стандартних умовах вуглеводні із розчиненими в них газами (метаном, етаном, пропаном, бутанами);

*б) стабільний конденсат*, що являє собою результат конденсації сирового і складається лише із рідких при стандартних умовах вуглеводнів (від пентанів і вище).

### 3.5. Елементний склад нафти

В складі нафти обов'язково містяться 5 хімічних елементів: карбон, гідроген, сульфур, нітроген, кисень при різкій кількісній перевазі карбону та гідрогену (в сумі більше 90% за масою). Склад нафт різних родовищ неоднаковий. Середній елементний склад «світової» (усередненої) нафти такий: карбону – 82-87% (мас.), гідрогену – 11–14%, сульфур – до 3% (рідко до 5–8%), нітрогену – до 2%, кисену – до 1%. Всі атоми (крім атомів карбону), що входять до складу органічних сполук називають *гетероатомами*. Хоча вміст гетероатомів у нафті незначний, їхній вплив на склад нафт дуже великий.

У золі, яку одержують у вигляді пилу після спалювання нафти, виявлено до 50 мікроелементів – металів і неметалів: кремній, фосфор, ферум, алюміній, калій, йод, бром, кальцій, магній, натрій, купрум, плумбум, аргентум, нікель, хром, молібден, ванадій та ін. (елементи розташовані приблизно в порядку зменшення їх вмісту в нафті). Більша частина цих хімічних елементів вміщується в морській воді і могла потрапити в нафту саме звідти. Найцікавішим є підвищений вміст у нафті ванадію та нікелю, які використовують для кореляції нафт при дослідженні родовищ. Відомо, що ванадій і нікель концентруються в порфіринах (зокрема у хлорофілі — барвній органічній речовині рослин), в результаті чого вміст цих елементів в нафті в декілька разів перевищує їхню концентрацію в земній корі.

### 3.6. Вуглеводневі і неуглеводневі сполуки нафт

*Груповий склад*, тобто вміст різних груп хімічних сполук, які складають нафту. При цьому розрізняють *вуглеводневий і неуглеводневий* склад.

*Вуглеводневий* склад нафти служить важливою характеристикою, яка визначає тип нафти, оскільки вуглеводні (ВВ) здебільшого переважають над

іншими класами речовин.

В нафті виділяють три класи ВВ:

**1) метанові (парафінові)** або алкани із загальною формулою  $C_nH_{2n+2}$ . Це ланцюгові насичені ВВ (тобто такі ВВ, у яких всі валентності С повністю насичені), які здатні лише до реакцій заміщення.

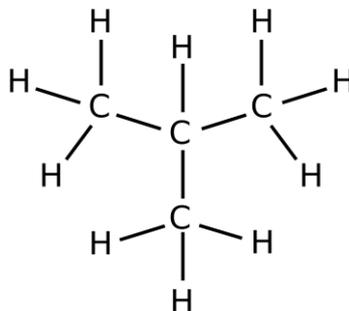
Представники метанових вуглеводнів:  $CH_4$  – метан;  $C_2H_6$  – етан;  $C_3H_8$  – пропан;  $C_4H_{10}$  – бутан;  $C_5H_{12}$  – пентан;  $C_6H_{14}$  – гексан;  $C_7H_{16}$  – гептан;  $C_8H_{18}$  – октан;  $C_9H_{20}$  – нонан;  $C_{10}H_{22}$  – декан.

За нормальних умов ( $0^{\circ}C$  і 760 мм ртутного стовпчика) метанові вуглеводні представляють собою: від  $C_1$  до  $C_4$  – гази; від  $C_5$  до  $C_{15}$  – рідини; від  $C_{16}$  і вище — тверді речовини (парафіни та церезини).

Починаючи з бутану, метанові вуглеводні поділяють на:

а) нормальні (з прямим ланцюгом), наприклад, *n*-бутан  $CH_3-CH_2-CH_2-CH_3$ ;

б) ізомерні (з розгалуженим ланцюгом), наприклад *i*-бутан (ізо-бутан)



Вуглеводні метанового ряду складають основну частину нафти, які не зазнали істотних змін.

Парафінові нафти мають найменшу густину і найбільшу теплотворну здатність.

**2) нафтенові** (поліметиленові, або циклани, або циклопарафіни) із загальною формулою  $C_nH_{2n}$ . Це насичені вуглеводні, які мають в основі замкнуте кільце (цикл) із метилових ( $CH_2$ ) груп. Найчастіше в нафтах трапляються циклопентани й циклогексани та їхні похідні.

До кілець можуть приєднуватись ланцюжки метанової будови.

При звичайних температурах нафтенові вуглеводні стійкі.

Будь-який вуглеводень, який складається із радикалів метанового ряду

й містить хоча би один цикл нафтового ряду, належить до нафтового.

**3) ароматичні** або ацени із загальною формулою  $C_nH_{2n-6}$ . Це ненасичені циклічні вуглеводні, в основі яких лежить бензолне кільце СН. Ароматичні вуглеводні завжди присутні в нафтах, але рідко переважають в їхньому складі над іншими вуглеводнями.

Ці вуглеводні досить стійкі, але вони більш хімічно активні в порівнянні з метановими і нафтовими вуглеводнями, оскільки мають подвійні зв'язки між атомами карбону, що зумовлює їхню здатність до реакцій приєднання та полімеризації. При нагріванні ці вуглеводні розкладаються з переходом в насичені вуглеводні.

Крім того, в нафтах міститься значна кількість «гібридних» вуглеводнів різноманітних типів. У таких вуглеводнях разом пов'язані різні структурні групи – алканові ланцюги, циклопарафінові та аренові цикли. В нафтах переважно трапляються нафтово-ароматичні вуглеводні. Прийнято вважати, що якщо вуглеводень має хоча би один цикл ароматичного ряду, то його зараховують до ароматичного. Гібридні вуглеводні сконцентровані переважно у висококиплячих фракціях нафти.

**Невуглеводневі** компоненти нафти поділяють на такі, які можна описати точною хімічною формулою, і ті, структура яких не може бути визначена однозначно. До перших належать *сульфурні, нітрогенні та кисневі сполуки*, до других – *смолисто-асфальтові речовини та домішки*.

**Сульфурні сполуки.** Сульфур в нафті може перебувати у складі *неорганічних і органічних сполук*.

Серед *неорганічних сполук* сульфуру в нафті присутні **елементна сірка** (колоїдний розчин) і **сірководень**.

*Органічні сполуки* сульфуру в нафті представляють **меркаптани** (тіоспирти), **сульфіди, дисульфідиди, тіофени та тіофани**. Меркаптани мають сильний неприємний запах. Ця властивість використовується для виявлення витоків газу на них при експлуатації побутового обладнання шляхом додавання їх у газорозподільну систему;

Елементна сірка, сірководень і меркаптани належать до так званої **«активної сірки»** через їхню здатність активно реагувати з металами,

спричиняючи їхню корозію, та забруднювати навколишнє середовище. Це знижує якість нафти з великим вмістом сірки та відповідно їхню продажну ціну на світових ринках.

Здебільшого вміст сульфурних сполук у нафті зростає із збільшенням температури кипіння її фракцій. Особливо багато сульфурних сполук у смолисто-асфальтових речовинах нафти. Нафти з великою густиною звичайно вміщують сульфур більше, ніж легкі нафти. Високосірчисті нафти часто пов'язані з певними регіонами (родовища Урало-Поволжя, Ірану, Іраку, Саудівської Аравії, Казахстану тощо). Найчастіше високий вміст сульфурних сполук характерний для нафти, які залягають у карбонатних породах осадової товщі земної кори (вапняках і доломітах).

**Нітрогенні сполуки.** Найчастіше в нафті містяться *піридин, хінолін, порфірин*. Вміст нітрогенних сполук у нафті 1,0–1,5%, більша половина їх зосереджена в смолисто-асфальтовій частині.

**Оксигенні сполуки.** Оксиген утворює в нафті такі основні хімічні сполуки: *нафтенові кислоти* (сполуки нафтенового циклу з карбоксильною групою; мають діагностичне значення при пошуку нафти), *феноли, жирні кислоти* та їхні похідні.

Переважає частина оксигенних сполук міститься в смолисто-асфальтовій частині нафти.

**Смолисто-асфальтові (асфальто-смолисті) речовини.** Хімічна будова цих компонентів нафти дуже складна й мало вивчена. Смолисто-асфальтові речовини не є вуглеводнями, а являють собою високомолекулярні поліциклічні органічні сполуки, до складу яких входять, окрім карбону та водню, сульфур, нітроген і оксиген. Вони колоїдно розчинені в нафті, при перегонці не википають і мають темно-бурий і чорний колір. Смолисто-асфальтові речовини присутні у всіх нафтах і кількість їх іноді перевищує 45%. Основна маса цих речовин міститься в гудроні – в'язкій смолистій масі, яка залишається після виділення із нафти легких і масляних фракцій. Цей гудрон являє собою високодисперсні колоїдальні розчини асфальтенів у нафтових смолах.

Смолисто-асфальтові речовини хімічно неактивні, що не дає змоги

розділяти їх на складові частини за допомогою функціональних реактивів. Тому в нафтовій хімії прийнято поділ їх на групи проводити не на основі хімічного складу, а за відношенням до різних розчинників. З цією метою використовують адсорбційні та екстракційні методи. Адсорбційні методи ґрунтуються на здатності поверхневих шарів твердого тіла (силікагелю) поглинати рідини, а екстракційні методи дають змогу розділяти суміші речовин на компоненти за допомогою органічних розчинників (петролейного ефіру, хлороформу, бензолу, спиртобензолу та ін.), в якому вони розчиняються неоднаково. За допомогою цих методів смолисто-асфальтові речовини нафти поділяють на *смоли* і *асфальтени*. Нафтові смоли являють собою напіврідкі або тверді речовини, які розчиняються в петролейному ефірі та адсорбуються з цього розчину силікагелем. Густина смол дещо більша  $1000 \text{ кг/м}^3$ , а молекулярна маса коливається від 500 до 1000. Асфальтени є твердою, аморфною, крихкою речовиною і на відміну від смол більш високомолекулярні (а це свідчить про те, що вони мають більш складну молекулу, ніж смоли), нерозчинні в петролейному ефірі, але розчиняються в бензолі й хлороформі. При нагріванні асфальтени не плавляться, а здуваються та розкладаються, перетворюючись в коксоподібну речовину. Асфальтени є головними складовими частинами таких твердих бітумів, як гільсоніт і асфальтит.

Смолисто-асфальтові речовини мають високу поверхневу активність і при високому вмісті в нафті ускладнюють умови фільтрації її в продуктивних пластах. Припускається, що смолисто-асфальтові речовини утворились частково в результаті окиснення та полімеризації вуглеводнів, що входять до складу нафти.

**Домішки.** Нафта вміщує дуже малі кількості різноманітних домішок, як *органічних*, так і *неорганічних*. Серед *органічних* домішок в нафті під мікроскопом виявлені такі стійкі утворення, як кременисті скелетні залишки, скам'янілі уламки деревини, спори, спікули, водорості тощо. *Неорганічні* речовини в нафті представлені механічними домішками у вигляді піску, глинистих мінералів, солей, які іноді виносяться із свердловини на поверхню разом з нафтою. Вони осаджуються із супутньої

нафті води, що вказує швидше на їхній зв'язок з морською водою, ніж з нафтою. Більшість нафт вміщує хлорид натрію (кам'яну сіль), яка присутня в пластовій воді, що звичайно вилучається разом з нафтою. Значний вміст солі (більше 0,7%) діє подібно до сірки, спричинюючи корозію обладнання. Технологія видобування нафти та підготовки її до подальшого використання передбачає відділення від нафти води і розчинених в ній солей шляхом обезводнення і знесолювання продукції, що поступає із свердловини.

Окрім того, при експлуатації свердловин на поверхню разом із нафтою часто виноситься пластова вода, яка, зрозуміло, не є компонентом нафти.

### 3.7. Фізичні властивості нафти

*Густина* — це маса нафти в одиниці її об'єму. Густина є найважливішою інтегральною величиною, що відображає склад і властивості нафти. Найчастіше її позначають літерою  $\rho$  і виражають в  $\text{кг}/\text{м}^3$ ,  $\text{г}/\text{см}^3$  або  $\text{т}/\text{м}^3$ . Як стандарт на практиці й у довідниках часто наводять відносну густину нафти, яка чисельно дорівнює відношенню густини нафти при  $20^\circ\text{C}$  до густини дистильованої води при  $4^\circ\text{C}$ . Відносна густина нафти позначається символом  $\rho_4^{20}$  і є безрозмірною величиною, оскільки показує у скільки разів маса нафти певного об'єму менша (дуже рідко більша) маси дистильованої води при  $4^\circ\text{C}$ . Чисельно відносна густина нафти дорівнює її значенню в  $\text{г}/\text{см}^3$  або  $\text{т}/\text{м}^3$ .

Густина нафти дає перше наближене уявлення про її склад. Нафти, в складі яких переважають метанові вуглеводні легші за нафти, збагачені ароматичними вуглеводнями. Густина смолисто-асфальтових речовин нафти вище 1, тому чим більше їх у нафті, тим більша її густина. Густина нафти залежить також від співвідношення кількості легкокиплячих і важких фракцій. Зазвичай, у легких нафтах переважають легкокиплячі (бензин, гас), а у важких – важкі компоненти (масла, смоли, асфальтени).

У пластових умовах густина нафт менша, ніж на земній поверхні, оскільки в пластових умовах більша температура і нафти містять значну кількість розчинених газів.

Не слід плутати поняття «густина нафти» із поняттям «питома вага нафти», оскільки питома вага нафти – це відношення ваги (*не маси!*) нафти до її об'єму. Питому вагу нафти вимірюють у  $\text{Н/м}^3$  і зазвичай позначають літерою  $\gamma$ . Густина та питома вага нафти пов'язані між собою співвідношенням

$$\gamma = \rho g, \quad (3.4)$$

де  $g = 9,8 \text{ м/с}^2$  — прискорення вільного падіння.

На густину нафти в пластових умовах значно впливає кількість розчиненого в ній газу: чим його більше, тим густина нафти менша. Вплив на густину нафти мають також її склад і температура, в той час як пластовий тиск на густину нафти впливає дуже мало.

В поверхневих умовах відносна густина нафти може набувати числових значень від 0,75 до 1,04 (найчастіше в межах 0,82 – 0,92). Нафти з  $\rho_4^{20} > 1$  називають *мальтами*. В пластових умовах густина нафти завжди менша, ніж на поверхні, і змінюється здебільшого в межах 400 – 800  $\text{кг/м}^3$ .

Для переведення густини нафти, вимірної на поверхні при стандартних умовах, у густину нафти в пластових умовах використовують формулу

$$\rho_{н.пл} = \frac{1}{b} \cdot (\rho_{н.д} + 1,205 \cdot \bar{\rho}_{г.р} \cdot S), \quad (3.5)$$

де  $\rho_{н.пл}$  — густина нафти в пластових умовах,  $\text{кг/м}^3$ ;  $\rho_{н.д}$  — густина дегазованої нафти, вимірної на поверхні при стандартних умовах,  $\text{кг/м}^3$ ;  $\bar{\rho}_{г.р}$  — відносна густина газу, розчиненому в нафті;  $S$  — газоміст пластової нафти,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;  $b$  — об'ємний коефіцієнт нафти.

Густину нафти визначають у лабораторії за допомогою ареометра (нафтоденсиметра) або пікнометра.

**В'язкість** — властивість нафти чинити опір взаємному руху її частинок. В'язкість визначає ступінь рухливості нафти в надрах і суттєво впливає на продуктивність свердловин і ефективність розробки покладів.

Розрізняють два види в'язкості:

*а) динамічна (абсолютна) в'язкість ( $\eta$ )*. Вимірюють в  $\text{Па}\cdot\text{с}$ . Оскільки числові значення в'язкості, виражені в  $\text{Па}\cdot\text{с}$ , для нафти надто малі й незручні

для вживання, то на практиці часто використовують частинну одиницю динамічної в'язкості  $мПа\cdot c$ :  $1 мПа\cdot c = 10^{-3} Па\cdot c$ . Допустимою до застосування у нафтовій промисловості є одиниця в'язкості системи СГС *пуаз (П)* та її частинна одиниця *сантипуаз (сП)*. При цьому справедливе таке співвідношення:  $1 П = 1 г\cdot см^{-1}\cdot c^{-1}$ ;  $1 сП = 10^{-2} П$ .

Між цими розмірностями існують такі співвідношення:

$$1 Па\cdot c = 1000 мПа\cdot c = 10 П = 1000 сП;$$

$$1 мПа\cdot c = 10^{-2} П = 1 сП;$$

$$1 П = 100 сП = 0,1 Па\cdot c = 100 мПа\cdot c;$$

$$1 сП = 10^{-3} Па\cdot c = 1 мПа\cdot c.$$

Величину, обернену до динамічної в'язкості, називають **текучістю  $\varphi$** :

$$\varphi = 1/\eta. \quad (3.6)$$

Значення динамічної в'язкості нафти використовують при технологічних розрахунках (наприклад, для розрахунку раціональних дебітів свердловин).

**б) кінематична в'язкість ( $\nu$ )** — це відношення динамічної в'язкості нафти ( $\eta$ ) до її густини ( $\rho$ ) при тій же температурі:

$$\nu = \eta/\rho. \quad (3.7)$$

Одиниця її виміру  $м^2/c$ . Прийнятними до застосування є одиниця СГС *стокс (Ст)*:  $1 Ст = 1 см^2/c = 10^{-4} м^2/c$  та її частинна одиниця *сантисктокс (сСт)*:  $1 сСт = 10^{-2} Ст = 10^{-2} см^2/c = 10^{-6} м^2/c$ .

Окрім цих видів в'язкості на практиці для зручності та оперативності вимірювання в'язкості ще використовують поняття **«умовна в'язкість»**, під якою зазвичай розуміють відношення в'язкості нафти або нафтопродуктів до в'язкості води. При цьому в'язкість визначають у різних умовних одиницях — наприклад, у градусах Енглера ( $^{\circ}E$ ).

**Число градусів Енглера** являє собою відношення часу витікання  $200 см^3$  досліджуваного продукту при певній температурі до часу витікання такого ж об'єму води при температурі  $20^{\circ}C$  через отвір певного діаметра спеціального приладу. Переведення градусів Енглера в одиниці кінематичної в'язкості проводять за спеціальними таблицями.

В'язкість нафти залежить від її складу, температури і дуже сильно від кількості розчиненого газу. В поверхневих умовах при 20<sup>0</sup>С в'язкість нафти змінюється в широких межах від 0,2 до 2000 мПа·с (найчастіше 0,8-50 мПа·с). При цьому нафти з в'язкістю менше 5 мПа·с вважаються *малов'язкими*, а з в'язкістю більше 25 мПа·с – *високов'язкими*. Високов'язкі нафти видобувають з використанням спеціальних методів, що ґрунтуються на тепловій дії або на застосуванні загущених і хімічно активних витискувальних агентів.

В пластових умовах, де в нафті є розчинений газ і діє висока температура, в'язкість її значно знижується (інколи в десятки разів) в порівнянні з поверхневими умовами після сепарації. Деякі нафти при охолодженні утворюють колоїдні системи внаслідок кристалізації або коагуляції (злипання частинок колоїдів) частини компонентів (парафінів, асфальтенів), що входять в її склад. В'язкість таких нафт різко підвищується, причому швидкість їх руху не пропорційна силі, що прикладається. Такі нафти називають *неньютонівськими*.

В'язкість нафти визначають лабораторним шляхом за допомогою віскозиметра.

*Молекулярна маса нафти*, тобто середня маса молекул компонентів нафти виражена в атомних одиницях маси, звичайно коливається в межах 180–240, але може досягати й кількох сотень.

*Консистенція* характеризує ступінь щільності або густоти нафти. Звичайно нафта в природних умовах перебуває в рідкому стані та має консистенцію як у молока або вершків. Але в деяких випадках вона застигає до повної нерухомості навіть при незначному пониженні температури.

Як і у всіх хімічно неіндивідуальних речовин, у нафті перехід із одного стану в інший проходить поступово. Переходи із рідкого в твердий стан (*застигання*) та із твердого в рідкий (*плавлення*) супроводжується проміжними стадіями загущення і розм'якшення, внаслідок чого слід говорити про температурні інтервали.

*Температура застигання* — це температура, при якій охолоджувана в пробірці нафта не змінює рівня при нахилі пробірки на 45<sup>0</sup>. При цій

температурі нафта перестає бути флюїдом і втрачає здатність текти.

Температура застигання нафти залежить від вмісту парафінів: чим їх більше, тим вища температура застигання. Температура застигання нафт коливається в межах від  $+26^{\circ}\text{C}$  до  $-60^{\circ}\text{C}$ . Застигання нафт від кристалізації парафінів з пониженням температури є оборотним процесом: підвищення температури повертає нафту у вихідний стан. Якщо температура застигання нафт вища температури земної поверхні, то це зумовлює осадження парафіну в свердловині та наземному обладнанні. Видобуток таких нафт ускладнюється і потребує застосування спеціальних методів (механічна очистка, підігрів тощо).

Іншими причинами застигання нафт є випаровування її низькокиплячих фракцій і окиснення. Це приводить до відносного збагачення смолистими речовинами (осмолення нафт), поступової втрати рухомості та перетворенню нафт в напівтверді та тверді *кіри* (від мальт до асфальтитів).

**Температура кипіння нафти.** Нафта не має певної постійної температури кипіння, оскільки вона складається із компонентів, які можуть википати в інтервалі температур від  $30^{\circ}\text{C}$  до  $600^{\circ}\text{C}$ .

Шляхом розгонки (послідовної перегонки) нафти одержують такі фракції:

- петролейний ефір (до  $65^{\circ}\text{C}$ );
- бензинова фракція ( $65\text{--}200^{\circ}\text{C}$ );
- гасова фракція ( $200\text{--}300^{\circ}\text{C}$ );
- газойлева фракція ( $300\text{--}400^{\circ}\text{C}$ );
- масла ( $400\text{--}500^{\circ}\text{C}$ );
- асфальти (вище  $500^{\circ}\text{C}$ ).

Залишком після відгонки фракцій є *гудрон* і *нафтовий кокс*. Перші чотири фракції нафти називають *світлимими нафтопродуктами*, решту – *мазутом*.

Найбільш поширені нафти з виходом бензинової фракції від 20 до 40%. Чим менша густина нафти, тим при більш низькій температурі вона закипає. Здебільшого нафти густиною до 0,9 починають кипіти при температурі нижче  $100^{\circ}\text{C}$ , а більш важкі нафти – при температурі вище  $100^{\circ}\text{C}$ .

**Теплота згорання** (теплотворна здатність, калорійність) нафти – це кількість тепла, що виділяється при повному згоранні 1 кг нафти. Розрізняють вищу  $Q_v$  та нижчу  $Q_n$  теплоту згорання.  $Q_v$  відрізняється від  $Q_n$  на кількість тепла, яке виділяється при конденсації водяної пари, що утворюється при згоранні. При підрахунку  $Q_v$  теплота згорання нафти й теплота конденсації водяної пари сумуються. Проте зазвичай при згоранні палива в промислових установках водяна пара не конденсується і виноситься разом із димовими газами. Тому найчастіше калорійність палива оцінюють по  $Q_n$ .

Теплота згорання нафти дуже велика, є найвищою серед каустобіолітів і коливається в межах 43-46 МДж/кг (10 300-11 000 ккал/кг). Для порівняння: теплота згорання (в МДж/кг) торфу – 8, дров – 10, бурого вугілля – 16, кам'яного вугілля – 22, природного газу – 35, мазуту – 39, бензину – 44. Теплота згорання вуглеводнів зростає із збільшенням їхньої молекулярної маси. Чим менша густина нафти, тим вище її теплотворна здатність.

При розрахунках обліку теплової цінності різних видів палива часто використовують поняття «**умовне паливо**», для якого теплота згорання прийнята 29,3 МДж/кг (7 000 ккал/кг) і **нафтовий еквівалент**.

Для переведення натурального палива в умовне застосовують **калорійний еквівалент**  $E_k$ , величину якого визначають відношенням нижчої теплоти згорання конкретного палива ( $Q_n$ ) до теплоти згорання умовного палива:

$$E_k = Q_n / 29,3. \quad (3.8)$$

Щоб перевести натуральне паливо в умовне, використовують формулу

$$V_y = V_n \cdot E_k, \quad (3.9)$$

де  $V_y$  – кількість умовного палива;  $V_n$  – кількість натурального палива.

Значення калорійного еквівалента в середньому становить: для нафти – 1,4, для природного горючого газу – 1,2, для торфу – 0,4, для коксу – 0,93.

Серед нафтовиків для оперативного зіставлення кількості (запасів, ресурсів) нафти, газу та конденсату використовується поняття «**умовна одиниця нафтового еквівалента**» (у.о.н.е.) із таким співвідношенням

$1 \text{ у.о.н.е.} = 1 \text{ т нафти} = 1 \text{ т конденсату} = 1000 \text{ м}^3 \text{ газу.}$

**Люмінесценція** («холодне світіння») — це властивість нафти світитись під дією світлового опромінення. При дії на нафту світла вони не тільки відбивають його, але й самі починають світитися – люмінесціювати. Нафти люмінесціюють в ультрафіолетових променях в широкому спектрі. Здебільшого легкі нафти мають блакитно-синій колір люмінесценції, а важкі – жовтий, оранжевий і бурий. Цю властивість нафти використовують для виявлення наявності нафти у зразках керна, шламу, буровому розчині. При цьому можна зафіксувати мікроконцентрації нафти (її мільйонні частки).

**Оптична активність** – це властивість нафти повертати площину поляризації світла. Зазвичай нафти характеризуються правим і незначним кутом повороту площини поляризації (до  $2-7^\circ$ ). Оптична активність нафти звичайно служить одним із доказів її органічного походження, оскільки вважається, що оптично активні речовини не можуть синтезуватись неорганічним шляхом.

**Показник заломлення** – це величина, обернена швидкості світла в нафті, якщо швидкість світла в повітрі прийнята за одиницю.

Показник заломлення нафти коливається в межах від 1,40 (легкі нафти) до 1,60 (важкі нафти). Цей показник використовують для визначення типу нафти при малих кількостях, які можуть бути екстраговані із зразків керна і уламків шламу.

**Електричні властивості.** Нафта і природний горючий газ практично не проводять електричний струм і є діелектриками. Питомий опір нафти  $10^{10}-10^{14}$  Ом·м, ця властивість дає змогу виявляти в розрізах свердловин нафтоносні пласти, оскільки нафта і газ перебувають у надрах у гірських породах. Нафтогазонасичені породи характеризуються високим значенням електричного опору на фоні низькоомних водонасичених порід. Так, нафтонасичений пісковик має питомий опір від 15 до 1000 Ом·м, а глина – 1-10 Ом·м.

Окрім того, оскільки нафта не проводять електричний струм із неї виготовляють ізоляційні матеріали, а деякі нафтопродукти використовують як ізоляційні мастила в трансформаторах, вимикачах тощо.

Нафта при терті легко електризується і здатна деякий час зберігати на своїй поверхні заряд. Тому, якщо при перекачуванні нафти трубопроводом виникне іскра, то вона здатна викликати спалах парів легких фракцій та вибух всієї маси.

**Розчинність.** Нафта добре розчиняється в органічних розчинниках: бензолі, хлороформі, сірковуглецю, ефірі тощо. У воді нафта практично не розчиняється при звичайних умовах, але може утворювати з нею стійкі емульсії. Дуже низька і розчинність води у нафті. З підвищенням температури взаємна розчинність води і вуглеводнів збільшується. Ця обставина важлива для розуміння можливих форм міграції нафти.

Сама нафта є добрим розчинником для таких речовин як йод, сірка, каучук, жири, рослинні смоли тощо.

**Поверхневий натяг** – це властивість нафти зменшувати свою поверхню шляхом протидії силам, які прагнуть змінити її форму. Поверхневий натяг є характеристикою поверхні поділу двох фаз і може визначатись двома способами:

а) роботою утворення одиниці площі цієї поверхні (виражається в Дж/м<sup>2</sup>);

б) силою, яка діє на одиницю довжини контуру поверхні поділу фаз і прагне скоротити цю поверхню до мінімуму (виражається в Н/м або дн/см).

$$*1\text{ дн/см} = 10^{-3}\text{ Н/м} = 1\text{ мН/м}.$$

Поверхневий натяг є результатом дії молекулярних сил і спричиняється підвищеною здатністю молекул притягується одна до одної на поверхні рідини, що межує з повітрям або іншим газом. Коли молекули сильно притягаються між собою, поверхневий натяг характеризується більшою величиною. Слабке притягання молекул визначає малу величину поверхневого натягу.

На поверхневий натяг нафти впливають такі основні чинники:

1) кількість поверхнево-активних речовини (ПАР), тобто речовин, які здатні накопичуватися на поверхні розділу фаз і значно знижувати поверхневий натяг. Чим менше в нафті таких речовин (смола, нафтових кислот тощо), тим більша в неї величина поверхневого натягу на межі з водою;

2) характер фазового стану речовини, з якою стикається нафта. При цьому поверхневий натяг нафти при стиканні її з водою менший (15-30 мН/м), ніж при стиканні її з повітрям (25-35 мН/м). Для порівняння: вода на межі з повітрям має поверхневий натяг близько 70 мН/м. Поверхневий натяг пластової води на межі з нафтою залежить від сольового складу води і складу нафти та коливається від 1 до 25 мН/м, а дистильованої води на межі різних нафт – від 20 до 35 мН/м;

3) густина нафти. Чим більша густина нафти, тим більший її поверхневий натяг на межі з повітрям і тим менший на межі з водою;

4) тиск і температура. При підвищенні тиску поверхневий натяг нафти дещо збільшується, а при підвищенні температури — зменшується.

Поверхневий натяг суттєво впливає на рух нафти в надрах і має велике значення для процесу нафтовидобутку, особливо із застосуванням заводнення, оскільки чим менший поверхневий натяг води, тим вище її вимивна здатність і тим більше буде коефіцієнт витіснення нафти водою.

Молекулярні сили зчеплення між водою і породою більші, ніж між нафтою і породою. Це призводить до витіснення нафти водою, тобто до переміщення (міграції) нафти в гірських породах. Для поліпшення видобування нафти на промислах використовують ПАР, які змінюють (зменшують) поверхневий натяг рідин з метою зменшення витрат пластової енергії на подолання сил поверхневого натягу нафти.

Внаслідок великого поверхневого натягу нафти її плівки на воді мають круглясту форму і при поділі такої плівки на частини останні зразу ж з'єднуються знову в одно ціле. Цим нафтові плівки відрізняються від залізистих, які мають гострокутні контури і після розбивання їх на частини не об'єднуються.

**Стисливість** – здатність нафти змінювати об'єм під дією тиску. Характеризується коефіцієнтом стисливості (пружності)  $C$ , який дорівнює відношенню об'єму нафти до його початкового об'єму при зміні тиску на одиницю

$$C = -\frac{1}{\Delta P} \cdot \frac{\Delta V}{V}, \quad (3.10)$$

де  $\Delta V$  — зміна об'єму нафти;  $V$  — початковий об'єм нафти;  $\Delta P$  — зміна тиску.

Позначка «мінус» показує, що нафта зменшується в об'ємі при підвищенні тиску.

Нафти на поверхні мають низькі значення  $C$  (близько  $5 \cdot 10^{-4}$  МПа $^{-1}$ ). Нафти в пластових умовах, які вміщують значну частину розчиненого газу, мають підвищений  $C$  (до  $150 \cdot 10^{-4}$  МПа $^{-1}$ ).

**Усадка нафти** – це властивість нафти зменшувати об'єм при підйомі її із надр на поверхню. Усадка нафти проходить внаслідок дегазації нафти (видалення з нафти розчиненого в ній газу) та зниження температури.

Кількісно усадка нафти виражається **коефіцієнтом усадки нафти**, який показує на скільки відсотків зменшується об'єм пластової нафти при підйомі її на поверхню, і виражається співвідношенням

$$U = \frac{V_{nl} - V_c}{V_{nl}} \cdot 100, \quad (3.11)$$

де  $U$  — коефіцієнт усадки нафти;  $V_{nl}$  — об'єм пластової нафти;  $V_c$  — об'єм цієї ж сепарованої (відокремленої від газу) нафти на поверхні;

Усадку нафти враховують при підрахунку запасів і при інших розрахунках шляхом уведення у відповідні формули значення **об'ємного коефіцієнта** пластової нафти.

**Об'ємний коефіцієнт пластової нафти** ( $b$ ) – це відношення об'єму пластової нафти ( $V_{nl}$ ) до об'єму цієї ж нафти на поверхні при стандартних умовах після сепарації ( $V_c$ ):

$$b = V_{nl} / V_c. \quad (3.12)$$

Об'ємний коефіцієнт нафти – величина, що не має розмірності й чисельно дорівнює об'єму, що займає в пласті  $1 \text{ м}^3$  нафти при стандартних умовах (тобто при температурі  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  і тиску  $0,1 \text{ МПа}$ ).

Об'ємний коефіцієнт нафти зростає із підвищенням пластової температури та збільшенням кількості розчиненого в ній газу. Значення об'ємного коефіцієнта змінюється від  $1,0$  до  $3,0$ , але найчастіше – в межах  $1,1$ - $1,8$ . Більші значення характерні для легких газонасичених нафт великих

глибин, а значення близькі до 1 – для важких дегазованих нафт приповерхневої зони.

Між вказаними коефіцієнтами існує такий взаємозв'язок:

$$U = \left(1 - \frac{1}{b}\right) \cdot 100. \quad (3.13)$$

**Газовміст пластової нафти  $S$**  (або пластовий газовий фактор) – це кількість газу  $V_g$ , розчиненого в одиниці маси або об'єму пластової нафти  $V_{пл.н.}$ , виміряна в стандартних умовах

$$S = V_g / V_{пл.н.} \quad (3.14)$$

Від кількості розчиненого в нафті газу залежать всі її найважливіші властивості: густина, в'язкість, стисливість, об'ємний коефіцієнт тощо.

Газовміст виражають в  $\text{м}^3/\text{м}^3$  або  $\text{м}^3/\text{т}$  і визначають при дегазації проб пластової нафти. Звичайно, для нафтових покладів  $S=10-500 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Деколи на невеликих глибинах трапляються нафти, в яких практично відсутній газ. Такі нафти називають «мертвими нафтами». Газовміст завжди менший від розчинності газу в нафті, тобто тієї максимальної кількості газу, яка може бути розчинена в одиниці об'єму пластової нафти при певних термобаричних умовах і яка ще утворює з нафтою однорідну рідку систему.

**Тиск насичення нафти газом  $P_{нас}$**  – це максимальний тиск, при якому розчинений в нафті газ починає виділятися у вільний стан при зменшенні пластового тиску  $P_{пл.}$ . За тиском насичення роблять висновок про ступінь насиченості нафти газом. Якщо  $P_{пл.} \leq P_{нас}$ , то пластова нафта є насиченою.

При  $P_{пл.} > P_{нас}$  пластова нафта буде недонасичена газом. Якщо тиск в пласті падає нижче тиску насичення, то із нафти виділяється розчинений газ. Чим більша різниця між  $P_{пл.}$  і  $P_{нас}$ , тим сприятливіші умови для ефективної розробки покладу. Бажано якнайдовше не допускати зниження пластового тиску нижче тиску насичення, щоби запобігти виділенню з нафти розчиненого газу і тим самим – переходу на роботу покладу при менш ефективному режимі розчиненого газу. Для покладу з газовою шапкою тиск насичення дорівнює пластовому тиску на контурі нафта–газ.

Тиск насичення залежить від кількості розчиненого в нафті газу,

складу нафти і газу, співвідношення їхніх об'ємів в покладі та пластової температури. Величина тиску насичення тим менша, чим легша нафта, жирніший газ і нижча температура. Характерно, що наявність в газі азоту приводить до значного збільшення тиску насичення.

**Теплове розширення.** Нафти при нагріванні підпорядковуються загальному закону теплового розширення рідин, який виражається формулою

$$V_t = V_0(1 + \alpha t), \quad (3.15)$$

де  $V_0$  і  $V_t$  — об'єми нафти при  $0^\circ\text{C}$  і  $t^\circ\text{C}$ ;  $\alpha$  — коефіцієнт теплового (об'ємного) розширення нафти, який показує, на яку частину свого початкового об'єму зміниться об'єм нафти при зміні температури на  $1^\circ\text{C}$  ( $\alpha$  нафт змінюється в межах  $(2-20) \cdot 10^{-4} 1/^\circ\text{C}$ ; причому більш важкі нафти характеризуються більш пониженим значенням  $\alpha$ ).

Коефіцієнт теплового розширення нафти має велике практичне значення при різних теплових перерахунках їх об'ємів (наприклад, розрахунки нафтосховищ, цистерн тощо).

**Колір.** Колір нафти буває різний: від світло-коричневого до темно-бурого і чорного. Часто нафти характеризуються зеленкуватим або червонуватим відтінком. Забарвлення нафти залежить від кількості смолисто-асфальтових речовин: чим їх більше, тим, зазвичай, нафта темніша.

**Запах.** Специфічний (*приємний для нафтовиків!*) бензиновий запах нафт, зумовлений вмістом в них вуглеводневих сполук. Причиною запаху нафт звичайно є сірчані сполуки, особливо сірководень і меркаптани. Саме тому меркаптани часто вводять як домішки в мережі газопостачання населення для попередження про витік газу із труб.

### 3.8. Класифікація нафт

Різноманітність складу нафти і її властивостей відображено в різних класифікаціях, які можна поділити на *хімічні* та *технологічні*.

Серед *хімічних класифікацій* найпоширенішою є класифікація, яка ґрунтується на використанні даних про склад вуглеводнів нафт. За переважанням у нафті того чи іншого класу вуглеводнів нафти поділяють на

(назва групи нафти починається з класу вуглеводнів, що містяться в ній найбільше):

*а) метанові; б) метаново-нафтенові; в) метаново-нафтеново-ароматичні; г) нафтенові; д) нафтеново-ароматичні.* Найчастіше із родовищ видобувають метанові та метаново-нафтенові нафти.

**Технологічні класифікації** нафт передбачають виділення за різними параметрами, які визначають якість нафт, таких різновидів нафт:

**1) за густиною** (в кг/м<sup>3</sup>): *а) легкі ( $\leq 820$ ); б) середні (821-920); в) важкі ( $> 920$ ).* Іноді за цією ознакою нафти поділяють на 2 групи: *а) легкі ( $\leq 860$ ); б) важкі ( $> 860$ )*

**2) за в'язкістю** (в мПа·с): *а) малов'язкі ( $< 5$ ); б) в'язкі (5-25); в) високов'язкі ( $> 25$ );*

**3) за вмістом сірки** (у %): *а) малосірчисті – клас I ( $\leq 0,5$ ); б) сірчисті – клас II (0,51-2); в) високосірчисті – клас III ( $> 2$ );*

**4) за вмістом смол** (у %): *а) малосмолисті – підклас I ( $\leq 18$ ); б) смолисті – підклас II (18–35); в) високосмолисті – підклас III ( $> 35$ );*

**5) за вмістом парафіну** (у %): *а) малопарафінові – вид П<sub>1</sub> ( $\leq 1,5$ ); б) парафінові – вид П<sub>2</sub> (1,51–6); в) високопарафінові – вид П<sub>3</sub> ( $> 6$ );*

**б) за вмістом фракцій**, що википають до 350 °С (у %): *а) тип Т<sub>1</sub> ( $\geq 45$ ); б) тип Т<sub>2</sub> (30–45); в) тип Т<sub>3</sub> ( $< 30$ );*

Окрім того, нафти розрізняють **за геологічною приуроченістю** (віком порід, в яких виявлені нафтові скупчення), вказуючи при цьому певний стратиграфічний підрозділ. Наприклад, *нафти палеозою, нафта із юрських відкладів, нафта менілітової світи, нафти палеогену, нафта із відкладів візейського ярусу тощо.*

У світі існують різні хімічні, генетичні, промислові та товарні класифікації нафт, які знайшли своє відображення у відповідних нормативних документах. В основу технологічної класифікації нафт покладено вміст сірки в нафтах і світлих нафтопродуктах, вихід фракцій, що википають при температурах до 350 °С, потенційний вміст та індекс в'язкості базових мастил і вміст парафіну.

## 4. ПОРОДИ-КОЛЕКТОРИ, ФЛЮЇДОТРИВИ

### 4.1. Породи-колектори та їх класифікація

Гірські породи, що володіють властивістю вмщати в собі нафту, газ і воду і віддавати їх при розробці, називаються колекторами. Абсолютна більшість порід-колекторів мають осадове походження. Колекторами нафти і газу являються як теригенні (піски, алеврити, пісковики, алевроліти і деякі глинисті породи), так і карбонатні породи (вапняки, крейда, доломіти), набагато рідше зустрічаються метаморфічні колектори.

Вони утворюють природні резервуари, де накопичуються ці флюїди.

Сама проста, загальна класифікація порід-колекторів основана на походженні породи і ділить їх на три групи:

1. уламкові (кластичні) від «класт» ;
2. хемогенні або біохемогенні (осадові) ;
3. змішані.

Але існує і багато проміжних типів. Наприклад: «вапняковистий пісок» або «піщаний вапняк» і т. ін. Цю генетичну класифікацію можна сполучати з літологічною: наприклад, «морський вапняк», «континентальний пісковик», «озерна глина». Корисно також характеризувати породу-колектор в одиницях стандартної шкали геологічного часу. Тим самим порода класифікується за геологічним часом. Тому можна говорити про «девонський» грубозернистий пісковик, континентальний олігоценний алевроліт і т. ін.

Уламкові породи-колектори представляють собою скупчення часточок, частинок, уламків мінералів більш древніх порід. Вони також називаються кластичними або детритовими породами, так як складаються з частинок мінералів і порід, змитих з еродованих площ. Їх властивості міняються в залежності від наступних факторів: характеристики еродованого матеріалу, відстані на яку переносився матеріал, клімату, крутості градієнтів, способу переносу (ріки, хвилі, течії чи вітер), біохімічних умов на площі осадження, відстані від берега, сортування частинок і глибини води. Розмір частинок

уламкових порід-колекторів коливається по величині від колоїдних частинок до галечника (галька) і валунів. Для визначення текстури уламкових осадових порід застосовують шкалу Уентворса.

За одиницю проникності приймається дарсі (Д). Порода проникністю в 1 Д може пропускати через 1 см<sup>2</sup> площі 1 см<sup>3</sup> рідини в'язкістю 1 сП за 1 сек. при перепаді тиску 1 кГс/см<sup>2</sup> (в розрахунку на 1 см шляху рідини в породі). Проникність нафтоносних пісковиків змінюється в широкому діапазоні – від 0,05 до 3 Д, тріщинуватих вапняків – до 20 мД. Проникність залежить від розміру та конфігурації пор (величини зерен), від щільності укладки і взаємного розташування частинок породи, від тріщинуватості порід.

Колекторські властивості нафтогазоносних пластів дуже часто різко змінюються на невеликих відстанях в одному і тому ж пласті. Навіть в межах одного невеликого зразка породи розмір окремих пор дуже змінюється. Характер будови і розмір пор мають великий вплив на рух рідини і газу в нафтовому пласті і на величину коефіцієнта вилучення нафти з надр. Практично по субкапілярним порам рідина не рухається. В таких порах міжмолекулярне притягання буває настільки великим, що для руху рідини потрібний занадто великий перепад тиску, відсутній в пластових умовах. Завдяки міжмолекулярному притяганням поверхня мінеральних частинок обволікається шаром міцно зв'язаної води. Ця вода майже повністю закриває отвори субкапілярних порових каналів. Породи з такими порами мають абсолютну проникність менше 1 мД і не мають промислового значення.

При розробці родовищ застосовують штучні методи збільшення пористості і проникності шляхом гідророзриву і дії на пласт соляною кислотою що приводить ДО руйнування перегородок між порами і розширенню тріщин.

### ***Класифікація порід-колекторів:***

**1. За проникністю і ємністю.** Широке розповсюдження отримала класифікація піщано-алевролітових колекторів, запропонована А.А. Ханіним. В ній виділено 5 класів колекторів.

А.А. Ханін запропонував класифікацію піщано-алевролітових колекторів нафти і газу, ґрунтуючись на їхніх ємнісно-фільтраційних

властивостях, зокрема ефективній пористості та проникності. Він виділив наступні класи:

- **Клас I:** ефективна пористість понад 20%, проникність понад 100 мкм<sup>2</sup>.
- **Клас II:** ефективна пористість від 10% до 20%, проникність від 10 до 100 мкм<sup>2</sup>.
- **Клас III:** ефективна пористість від 5% до 10%, проникність від 1 до 10 мкм<sup>2</sup>.
- **Клас IV:** ефективна пористість від 2% до 5%, проникність від 0,1 до 1 мкм<sup>2</sup>.
- **Клас V:** ефективна пористість менше 2%, проникність менше 0,1 мкм<sup>2</sup>.

Ця класифікація дозволяє оцінити потенціал порід-колекторів для накопичення та передачі вуглеводнів, що є важливим для розробки нафтових і газових родовищ.

Вивчення колекторських властивостей порід проводиться за зразками керна, матеріалами промислово-геофізичних досліджень і за даними випробування свердловин.

### **2. За генезисом порового простору:**

- **Порові колектори:** Порожнини утворені між зернами мінералів (наприклад, пісковики).
- **Кавернозні колектори:** Порожнини у вигляді каверн, часто характерні для карбонатних порід (вапняки, доломіти).
- **Тріщинні колектори:** Порожнини у вигляді тріщин, що виникають внаслідок тектонічних процесів.
- **Змішані колектори:** Поєднують різні типи порового простору, наприклад, тріщинно-кавернозні або тріщинно-порові.

### **3. За мінеральним складом:**

- a. **Теригенні колектори:** Складені уламковими породами, такими як піски, алеврити, пісковики.
- b. **Карбонатні колектори:** Складені карбонатними породами, такими як вапняки та доломіти.

с. **Евапоритові (хемогенні) колектори:** Складені солями, такими як ангідрит, гіпс.

#### **4. За величиною пористості та проникності:**

а. Колектори поділяються на класи залежно від ефективної пористості та проникності, що визначають їх здатність вміщувати та передавати вуглеводні.

#### **Основні фізичні характеристики порід-колекторів:**

- **Пористість:** Відсоток об'єму порожнин у порівнянні з загальним об'ємом породи.
- **Проникність:** Здатність породи пропускати рідини або газу.
- **Тріщинуватість:** Наявність та розвиток тріщин у породі, що впливає на її фільтраційні властивості.

Розуміння класифікації та властивостей порід-колекторів є важливим для ефективної розвідки та розробки нафтових і газових родовищ.

### **4.2. Пористість і проникність гірських порід**

Породи-колектори характеризуються двома ознаками – ємністю (пористістю) і проникністю, тобто, системою таких пор, тріщин і каверн, через які можливий рух пластових флюїдів (газу, нафти і води). Далеко не всі породи, що мають ємність, являються проникними для нафти і газу, тобто колекторами. Тому при вивченні колекторських властивостей гірських порід визначають не тільки їх ємність, але і проникність. Проникність гірських порід залежить від розмірів пустот в породі. По розмірам всі пустоти або пори діляться на понад капілярні (зверхкапілярні)  $>0,5\text{мм}$ , капілярні ( $0,5 - 0,002\text{мм}$ ) і субкапілярні ( $<0,002\text{мм}$ ).

В понад капілярних порах рух води відбувається за законами гідравліки. Вода, нафта і газ в них вільно рухаються під дією гравітаційних сил. В капілярних порах рух рідини ускладнений внаслідок дії сил молекулярного зчеплення.

Субкапілярні пори характерні для глинистих порід, які є водо- і нафтогазотривкими (упорними). Фільтрація води по таким породам неможлива. Рух нафти в пласті відбувається лише по порових каналах, що

сполучаються між собою і розміром  $>0,002$  мм.

Всі колектори за характером порожнин розділяються на три типи: гранулярні (тільки уламкові гірські породи), тріщинні (будь-які гірські породи) і кавернові (тільки карбонатні породи).

Ємність порового колектора називається пористістю. Для характеристики величини пористості використовується коефіцієнт, який показує, яку частину від загального об'єму породи складають пори.

Розрізняють загальну, відкриту і ефективну пористість. Загальна (повна, абсолютна) пористість - це об'єм всіх пор в породі і відповідно коефіцієнт загальної пористості є відношення об'єму всіх пор до об'єму породи. Загальна пористість визначається за формулою:

$$m = \frac{V_1}{V_2} 100\%, \quad (4.1)$$

де  $V_1$  – загальний об'єм всіх пор в породі,  $m^3$ ;

$V_2$  – об'єм породи,  $m^3$ .

Пористість виражається у відсотках або долях одиниці.

При промисловій оцінці покладів нафти і газу приймається до уваги відкрита пористість.

Відкрита пористість - об'єм тільки тих пор, які зв'язані, сполучаються між собою. Вона характеризується коефіцієнтом відкритої пористості - відношенням сумарного об'єму ( $V_0$ ) відкритих пор до об'єму зразка породи ( $V_2$ )

$$m = \frac{V_0}{V_2} 100\% \quad (4.2)$$

В нафтовій геології, поряд з поняттям загальної і відкритої пористості, існує поняття ефективна пористість. Вона визначається наявністю таких пор, з яких нафта може бути видобута при розробці. Неєфективними рахуються субкапілярні і ізольовані пори.

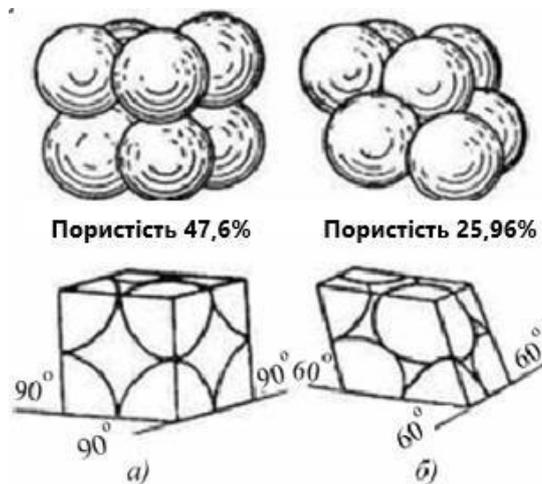
Таким чином, під ефективною пористістю нафтовміщуючої породи розуміється відношення об'єму пор, через які можливий рух нафти, води і газу при певних температурі і градієнту тиску. Ефективна пористість, виражена у відсотках, визначається відношенням:

$$m_e = \frac{V_e}{V_2} 100\%, \quad (4.3)$$

де  $V_e$  – об'єм ефективних пор породи;  $V_2$  – об'єм породи.

Коефіцієнт пористості для уламкових порід в ідеальному випадку (коли зерна породи однакові за розміром і мають форму кулі) не залежить від розміру зерен, а залежить від їх укладки і від однорідності зерен за розміром.

При розташуванні куль по вершинам куба пористість складає 47,64%, а по вершинам тетраедра – 25,95% незалежно від розмірів куль.



**Рисунок 4.1 Залежність пористості від укладки зерен:**

*а) кубічна, б) ромбоєдрична*

Для порід, що складаються з неоднакових за розміром уламків (конгломерати, глинисті пісковики), пористість різко знижується, так як мілкі зерна вповняють проміжки між крупними зернами, зменшуючи тим самим об'єм порового простору.

Величина пористості гірських порід може сягати 40%. Так газоносні алевроліти родовищ Ставропілля мають пористість 30-40% (за Е.А. Бакіровим). Найбільш розповсюджені значення пористості нафтоносних пісковиків Руської платформи 17-24%.

Таким чином, будь-яка гірська порода, яка має пори що сполучаються, може стати породою-колектором. Майже всі нафтові підземні резервуари знаходяться в неметаморфізованих осадових породах: в основному в пісковиках, вапняках і доломітах. Як відомо, сланці і вивержені породи

стають колекторами при виключних умовах, але такі випадки рідкі і аномальні. Майже всі породи-колектори нафти за походженням є осадовими. Звідси будь-яка класифікація нафтових колекторів є по суті класифікацією осадових порід.

### 4.3. Породи-покришки (флюїдотриви)

Збереження покладів нафти і газу в породах-колекторах неможливе, якщо вони не будуть перекриті непроникними для нафти і газу породами. Перекриваючі нафтові і газові поклади низько проникні породи називають покришками. Роль порід – нафтогазоупорів виконують солі, глини, гіпси, ангідрити і деякі різновиди карбонатних порід.

Породи-покришки розрізняються за характером розповсюдження, потужністю, наявністю або відсутністю порушень суцільності, однорідністю будови, щільністю, проникністю, мінеральним складом.

Розрізняють регіональні, субрегіональні, зональні і локальні покришки. Регіональні покришки мають широке розповсюдження по площі, характеризуються літологічною витриманістю і, як правило, значною потужністю. Вони зазвичай простежуються в межах окремих регіонів, таких як Волго-Уральська, Західносибірська провінції.

Зональні покришки бувають витримані в межах окремих підняттях (за площею розповсюдження вони поступаються регіональним). Рідше зустрічаються локальні покришки (в межах родовища), які контролюють збереження окремих покладів.

Потужність покришок має значний вплив на екрануючі властивості. Для багатьох газоносних районів відмічається прямий зв'язок між потужністю покришок і висотою перекриваючих ними покладів.

Тріщинуватість порід-флюїдоупорів знижує їх екрануючі властивості. В зонах регіональних розломів початкові пластичні властивості глин і солей втрачаються. Вони стають крихкими (хрупкими) і можуть пропускати флюїди.

Важливу роль в оцінці екрануючих властивостей покришок має ступінь однорідності покришки. Розвиток в ній прошарків пісковиків і алевролітів погіршує її якість. Алевролітові домішки, по мірі збільшення їх

вмісту в глинах, чинять вплив на структуру порового простору. Більш «чисті» глини ущільнюються інтенсивніше і характеризуються переважно тонкими переклинами порових каналів, а також низькою проникністю.

Екрануючими товщами на шляху руху рідини або газу до денної поверхні можуть бути різні гірські породи. Найбільш широко розповсюджені глинисті покришки. Глини характеризуються пластичністю, що залежить від ступеня дисперсності мінеральних частинок, які складають глину, їх хімічного складу, здібності до іонного обміну. Відомо, наприклад, що монтморилонітові глини мають кращі екрануючі властивості в порівнянні з каолінітовими.

Найбільш надійним екраном є кам'яна сіль, яка завдяки своїй пластичності деформується без порушення суцільності. Ангідрити значно більш крихкі, ніж сіль, і не є такими надійними екранами.

Разом з тим абсолютно непроникних покришок для нафти і газу в природі не існує. Експериментальними роботами В.П. Савченко було встановлено, що при певному перепаді тисків глинисті породи стають проникними для вуглеводнів, тобто, глиниста покришка утримує тільки такий поклад, надлишковий тиск в якому менше перепаду тисків, які викликають початок фільтрації флюїдів через цю покришку. Чим більше потужність покришки, тим краще її ізолюючі властивості і здатність утримувати поклад з більшою висотою. Але на великих глибинах внаслідок втрати води глинисті породи перетворюються в крихкі тіла. Тому на великих глибинах вони можуть стати породами-колекторами.

Глина має великий вплив на нафто- і газовіддачу в багатьох покладах. Особливий вплив виявляє глина на поглинаючу здатність свердловин при закачуванні води з метою підтримання пластового тиску. Ущільнення і стискання осадових порід обумовлено більшою мірою витісненням води з глинистих мінералів. Високий вміст солей в водах нафтових родовищ пояснюється в значній мірі вивільненням поглинутих солей, зв'язаних з глинистими мінералами. Глини є також основою для виготовлення більшості бурових розчинів.

Багато з глинистих мінералів (основні з них каолініт  $[(\text{OH})_8\text{Al}_4\text{Si}_4\text{O}_{10}]$ ;

іліт  $[(\text{OH}_7)_4\text{K}_y(\text{Al}_4\text{Fe}_4\text{Mg}_4\text{Mg}_6)(\text{Si}_{8-y}\text{Al}_y)\text{O}_{20}]$   $y=1\div 5$ ; монтморилоніт  $[(\text{OH}_4)\text{Al}_4\text{Si}_8\text{O}_{20}]$ ) мають пластинчасту будову. Тому невеликі кількості глини можуть налипати на поверхні піщинок тонкими оболонками. Тому навіть присутність невеликої кількості глини в нафтовому пласті може мати напрочуд серйозний вплив на такі фізико-хімічні параметри: адсорбцію, поверхневий натяг на поверхні розділу, капілярні ефекти і змочуваність.

#### 4.4. Вивчення порід-колекторів і покришок.

Документація по буровим свердловинам використовується для визначення в кореляції (співставлення) залягання глибинних порід і визначення фізичних властивостей можливих порід-колекторів, а також рідин, що містяться в пласті.

Звичайними методами опису розрізів бурових свердловин є: буровий журнал, описи шламу і керна – літологічні, палеонтологічні, седиментологічні; електрокаротаж; гамма і нейтронний каротаж; механічний каротаж; кавернометрія; температурна діаграма; вимір падіння (кута) порід.

По шламу визначають зміну кольору порід, іде проходка в твердих чи м'яких породах. Шлам відмивають на ситах від колоїдного глинистого матеріалу, сушать. Після чого вивчають за допомогою мікроскопа.

Палеонтологічний розріз – як вказує сам термін, містить записи по колонці стратиграфії, тобто вік (геологічний) на основі викопної фауни і флори, наприклад форамініфер і фузулінід

Електрокаротаж полягає в тому, що в свердловину спускають електроди, поміщені в ізолювану трубку – зонд. Електричний генератор, що встановлено на поверхні Землі, посиляє енергію вниз по одній із жил кабелю і розсіює її в зовнішнє середовище через електрод. В цей час інші електроди, що прикріплені до других жил кабелю, захвачують заряд і несуть його на поверхню Землі, де він записується на рухомому стрічку паперу. Рух стрічки синхронізований з рухом електроду по стволу свердловини.

Розташування сприймаючих електродів по зонду може бути різним: звичайний рознос 0,25-0,5м, віддалений 0,5-2,1 м, максимальний від 4,5 до 9м. Зонди з великим розносом електродів посиляють електричний струм на

більшу глибину у вміщаючі пласти, де він проходить через породу не ускладнюючись наявними в свердловині буровим розчином і фільтром.

Електрокаротаж вперше був використаний у Франції на родовищі Пешельбронн братами Шлюмберже, в 1929р., у Венесуелі, потім в СРСР Геологи його використовують з метою співставлення розрізів, виміру пористості і виявлення вмісту пластових рідин.

Колекторські властивості є суттєвим елементом нафтового пласта, а основним фізичним параметром породи-колектору є його пористість. Пори і пустоти в породі мають бути такого розміру і характеру, щоб стало можливим накопичення нафти і газу в покладах, достатньо великих для здійснення промислової експлуатації. Але одної пористості недостатньо. Пори повинні сполучатися між собою для фільтрації нафти і газу в породі. Іншими словами, порода повинна мати проникність. В протилежному випадку нафта не накопичилась би в поклад. Крім того, нафту, що знаходиться в покладі, не можна було б відбирати з бурових свердловин, так як вона не переміщалася б по пласту. Так, наприклад, з пемзової породи не одержали б хорошого нафтового колектору навіть у тому випадку, якщо більша частина її має поровий простір. Ці пори не сполучаються між собою. Пористість в пемзі не є ефективною. Сланцева порода також не може бути колектором. Пори в ній настільки малі, що капілярні сили утримують рідину в породі. Спроба видобути нафту із сланцю рівносильна бажанню отримати назад чорнила з бюварного паперу.

Породи-колектори розрізняються в дуже широкому діапазоні за розмірами окремих пор, а також по розташуванню їх відносно один до одного. Відрізняють первинну пористість, якщо вона регулюється:

1. умовами утворення (формування) породи;
2. ступенем однорідності розмірів частинок;
3. властивостями матеріалів (мінералів), що складають породу.

Пористість, що визначається змінами породи після моменту її утворення (седиментації), називають вторинною. Вторинна пористість залежить від:

1. ступеню дезінтегрованості і тріщинуватості породи;
2. розчинення і вилюговування;

3. перевідкладення і цементації;
4. ущільнення внаслідок збільшення гірського тиску.

Кожну пору в нафтовому колекторі можна розглядати як мікророзкок пласта із заключеним в ній нафтовим покладом або як мікрофізичну і хімічну лабораторію, де відбуваються хімічні реакції і встановлюються різні фізичні стани. Вивчення порового простору і фізичних властивостей нафтового колектора складають предмет фізики нафтового пласта.

Форму і розміри деяких окремих пор можна спостерігати візуально в кернах. Але більшість пор, або в більшості випадків пори видно лише під мікроскопом. Пори, виповнені нафтою, можна бачити при допомозі ультрафіолетових променів. Флюоресценція (світіння) нафти, що знаходиться в найдрібніших тріщинах і міжзернових пустотах, що невидимі оку, чітко видно в ультрафіолетових променях.

Можна виготовити зліпки пор, що сполучаються між собою, нагнітаючи під тиском парафін в керна або уламки породи, а потім розчинивши матеріал останньої. Такий зліпок порового простору в середньому пісковнику - колекторі буде дуже нагадувати шматок хліба. В той час зліпок породи з неокатаними зернами і кристалами має вид льодяника.

В більшості піщаних нафтових пластів радіус пор складає 20-200 мікрон.

Одиниця проникності породи називається Дарсі, по імені Генрі Дарсі, який в 1856р. проводив експерименти над фільтрацією рідини в пористому середовищі. Закон Дарсі записується рівнянням:

$$q = \frac{k dP}{\mu dX} \quad (4.3)$$

Проникність визначається в лабораторних умовах шляхом дослідження керна в кернаметрі.

## 5. УМОВИ ЗНАХОДЖЕННЯ РІДИН І ГАЗІВ У ПОРИСТИХ СЕРЕДОВИЩАХ

В природних умовах весь поровий простір гірських порід заповнений певним видом флюїду – водою, нафтою або газом. Ступінь насичення порового простору флюїдами характеризується відповідними коефіцієнтами водонасичення ( $K_w$ ), нафтонасичення ( $K_n$ ) і газонасичення ( $K_g$ ), які є відношеннями об'єму порового простору, зайнятого відповідною рідиною або газу, до загального об'єму.

В нафтогазонасичених породах завжди присутня певна кількість води. Це зумовлено тим, що нафта потрапляє в породу, пори якої попередньо були заповнені водою. Нафта чи газ не здатні повністю витиснути воду, і частина її залишається в пористому середовищі. Цю воду найчастіше називають *залишковою, зв'язаною, або захороненою* в нафтогазоносних породах.

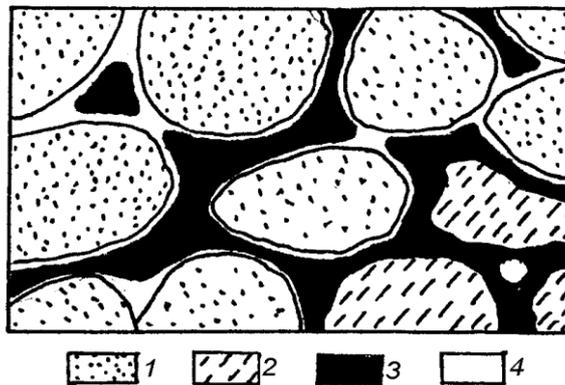
Хоч більшість дослідників приходить до висновку, що вона буває капілярно зв'язаною, адсорбційною, плівкою або вільною, до цього часу остаточно не з'ясовано, в якому стані залишкова вода перебуває в пористих середовищах. Капілярно зв'язана вода утримується в тонких порових каналах, на стиках зерен за рахунок капілярних сил. Адсорбційно зв'язана утримується молекулярними силами. Молекули строго орієнтовані. Ця вода за фізико-хімічними властивостями відрізняється від вільної. Плівкова вода утворює плівки на гідрофільних ділянках стінок порових каналів. Вільна вода утворює окремі капельки, які є блоковані нафтою або скелетом порід. Принципова схема розподілу нафти і води в пористому середовищі зображена на рис. 5.1.

На величину залишкової водонасиченості, а це означає що і на величини нафто- і газонасиченості впливають переважно такі фактори: структура порового простору, мінералогічний склад скелету породи, фізико-хімічні властивості рідин і газів.

Від мінералогічного складу залежить змочуваність порід, здатність до адсорбції і утримання плівок рідин на стінках пор. Фізико-хімічні властивості рідин і газів впливають на насиченість через здатність до

змочування, величини міжфазного натягу, наявність поверхнево-активних і полярних сполук і т.п.

Найбільш істотний вплив на величину залишкової водонасиченості в природних умовах має структура порового середовища, яка в свою чергу зумовлена такими факторами, як гранулометричний склад порід, форми зерен, кількість і якість цементу, тип цементації, тобто залежить від тих основних факторів, що і пористість та проникність.



**Рисунок 5.1** Принципова схема розподілу нафти і води в порах:  
1 – гідрофільні зерна породи; 2 – гідрофобні зерна; 3 – нафта; 4 – вода.

При малих розмірах зерен, що складають породи, виникають відповідно менші діаметри порових каналів, збільшується питома поверхня скелету породи, і тому при всіх рівних інших умовах у дрібнозернистих породах утримується значно більше залишкової води, ніж в грубозернистих. При цьому відіграють істотну роль капілярні сили, які утримують воду в малих за розміром капілярах і, зокрема, субкапілярних порах.

Неправильна форма зерен порід також веде до збільшення їх питомої поверхні, і виникають сприятливі умови для утворення тупикових пор. Це викликає зростання кількості залишкової води і відповідно зменшення нафтогазонасичення.

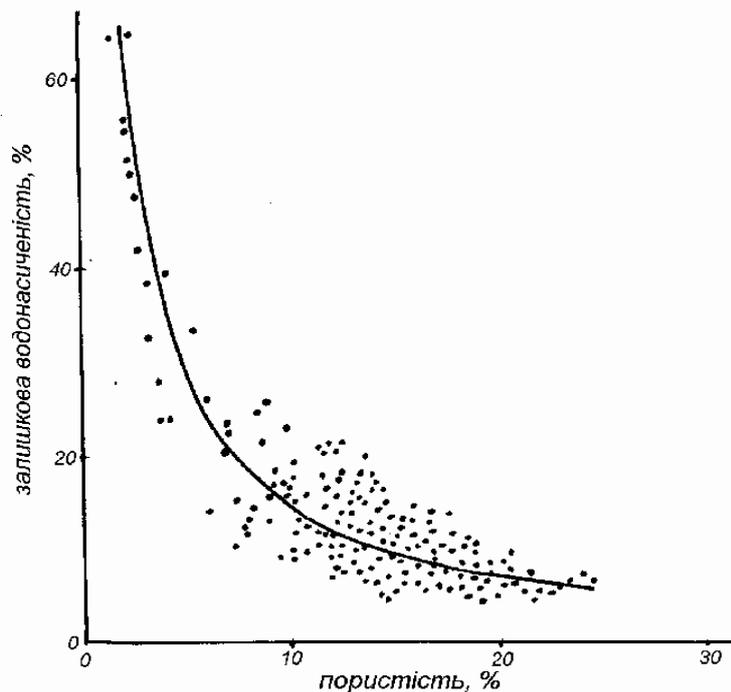
Помітно на величину коефіцієнта водонасиченості впливає кількість, якість і типи цементації. При зростанні кількості цементу в породі проходить звуження порових каналів, виникає велика кількість ізольованих і напівізольованих пор, які утримують більше води. При глинистих цементах

зростання водонасиченості відбувається за рахунок розбухання глинистих мінералів і здатності їх утримувати на своїй поверхні значну кількість води.

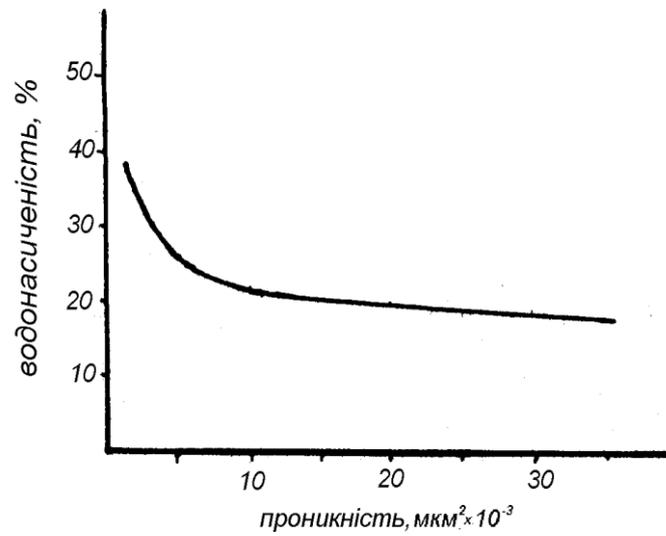
Позаяк перераховані фактори впливають і на пористість і проникність, тому є можливим встановлювати залежність між водонасиченістю і проникністю, водонасиченістю і пористістю. Більш чітка і універсальна залежність є між насиченістю і проникністю. При малих значеннях проникності водонасиченість зростає практично до 100 %. Це відбувається і при зниженні величини пористості (рис. 5.2 - 5.6).

Кількість залишкової води коливається в досить широких межах, але найбільш часто в нафтонасичених пісковиках вона знаходиться в межах 10-40%, а для газонасичених – 15-60 %.

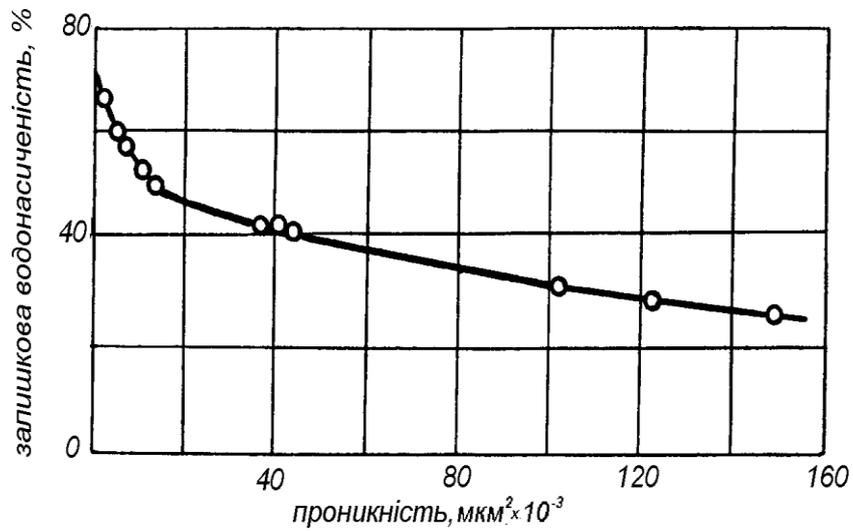
Кількість залишкової води в тріщинно-кавернозних породах також залежить від структури порового простору, складу порід і фізико-хімічних властивостей рідин і газів.



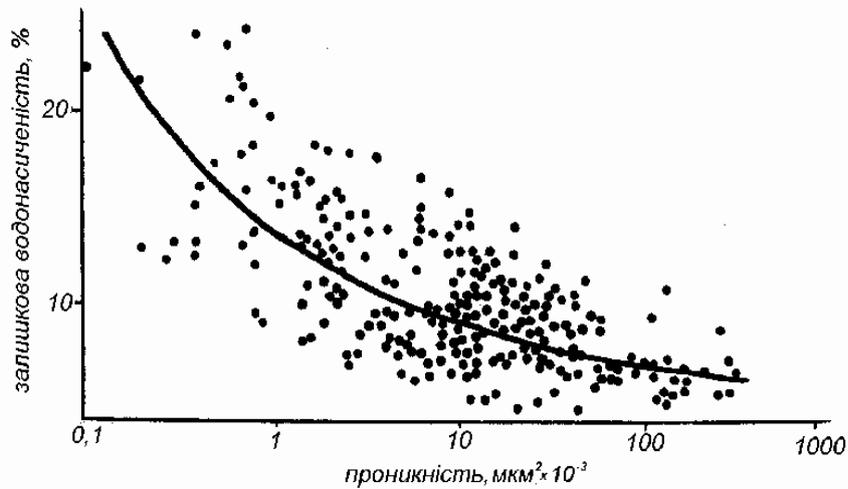
**Рисунок 5.2 Залежність між залишковою водонасиченістю і пористістю пласта В<sub>1</sub> Сосновського родовища Самарської області за даними керн з свердловин №№ 332 і 370, відібраного на нафтовому розчині (за В.І. Колгановим і В.Е. Гавурою, 1971)**



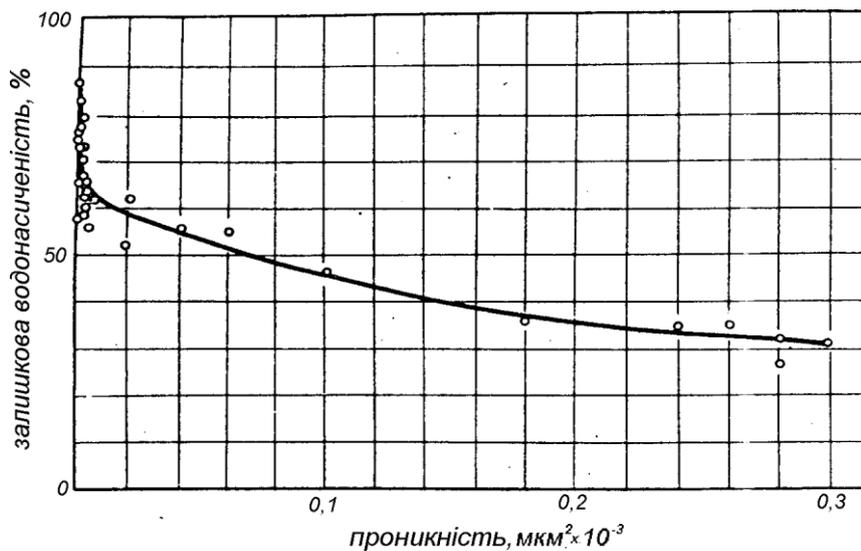
**Рисунок 5.3** Залежність кількості залишкової водонасиченості від проникності порід палеогену Прикарпаття  
(за даними М.А. Николаєнка, 1967).



**Рисунок 5.4** Залежність залишкової водонасиченості юрських пісковиків від проникності площі Тут, Пакистан  
(В.Г. Хельквіст та інші, 1972)



**Рисунок 5.5** Залежність між залишковою водонасиченістю і проникністю карбонатного пласта  $V_1$  Сосновського родовища  
(В.І. Колганов, В.Е. Гавура, 1971)



**Рисунок 5.6** Зв'язок між проникністю та залишковою водонасиченістю для низькопроникних колекторів Долинського нафтопромислового району (склали В.П. Василечко і Р.А. Гнатюк, 1969)

**Нафто-, газо-, водонасиченість.** Величина нафто-, газо-, чи водонасиченості характеризують колектор за вмістом у ньому відповідного флюїду. Кількісно ці величини виражаються коефіцієнтами, які показують частку об'єму пор, заповнених відповідно нафтою, газом чи водою.

**Коефіцієнт нафтонасиченості  $K_n$  (газонасиченості  $K_g$ ,**

*водонасиченості*  $K_g$ ) — це відношення об'єму нафти  $V_H$  (відповідно об'єму газу  $V_z$ , об'єму води  $V_g$ ), що містяться у відкритих порожнинах породи в пластових умовах до загального об'єму цих порожнин  $V_{g.n}$ :

$$K_H = \frac{V_H}{V_{g.n}}; \quad K_z = \frac{V_z}{V_{g.n}}; \quad K_g = \frac{V_g}{V_{g.n}}. \quad 5.1$$

Сума вказаних коефіцієнтів насиченості дорівнює одиниці, тобто

$$K_H + K_z + K_g = 1. \quad 5.2$$

Ці коефіцієнти використовують при підрахунку запасів нафти і газу та складанні проектних документів на розробку родовищ.

## 6. ПРИРОДНІ РЕЗЕРВУАРИ НАФТИ ГАЗУ ТА ВОДИ

В земній корі вмістилищем для нафти, газу і води служать породи-колектори, що заключені (або знаходяться) серед низько проникних порід. Тобто, вони складаються з пористих порід-колекторів, які здатні вміщувати флюїди, та непроникних порід-покришок, що обмежують їх рух. І.О. Брод запропонував називати їх *природними резервуарами*, розуміючи під ними природні вмістилища для нафти, газу і води, всередині яких вони можуть циркулювати і форма яких обумовлена співвідношенням колектора з вміщуючими його (колектор) погано проникними породами.

### 6.1 Типи природних резервуарів

Виділяються три основних типи природних резервуарів: пластові, масивні і літологічно обмежені з усіх сторін.

*Пластовий* резервуар являє собою колектор, що має значне розповсюдження по площі (сотні і тисячі км<sup>2</sup>) і невелику товщину (потужність) від десятих метра до десятків метрів).

Пластові природні резервуари можуть бути складені як карбонатними так і теригенними утвореннями. Дуже часто вони мають окремі лінзоподібні прошарки непроникних порід в товщі основного горизонту, що робить їх неоднорідними за будовою як у вертикальному напрямку, так і в горизонтальному.

*Масивні* природні резервуари представляють собою потужну (декілька сотень метрів) товщу пластів-колекторів різного або однакового літологічного складу

Вони бувають складені теригенними і карбонатними породами. В товщі пластів-колекторів можуть бути непроникні прошарки, але всі пласти проникних порід сполучаються між собою, утворюючи єдиний природний резервуар. Дуже часто вік пластів, що утворюють масивний природний резервуар, буває різним.

Окремим випадком масивного природного резервуара є викопні рифи, що являють собою захороненні під потужною товщею молодих утворень

рифові будови.

Природні резервуари *літологічно обмежені* практично оточені з усіх сторін непроникними породами. Прикладом такого природного резервуара може бути лінза пісковиків в товщі глинистих порід.

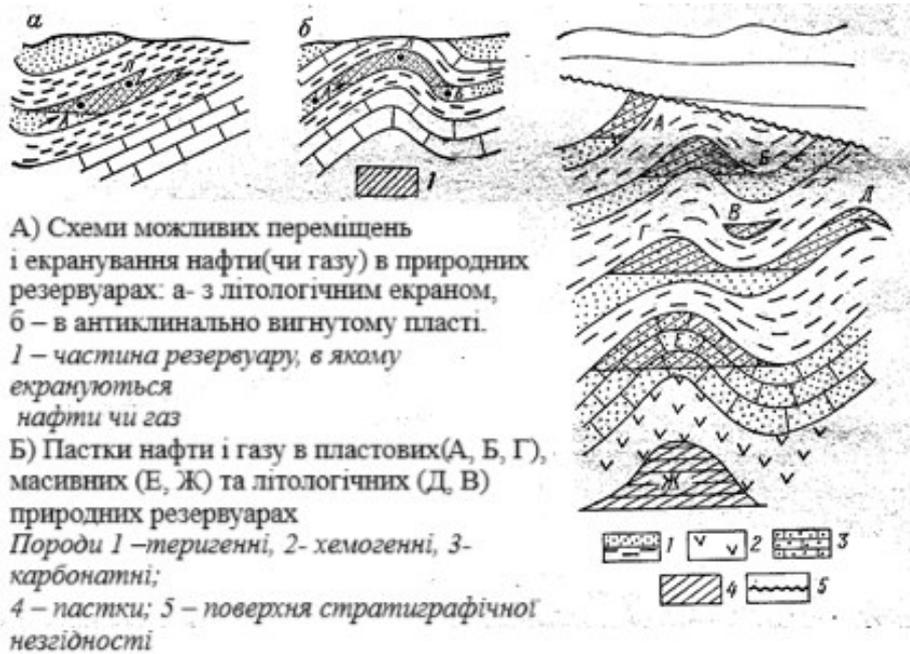
Природні резервуари, як правило, в більшій своїй частині заповнені водою. Це пов'язано з тим, що породи природного резервуара або первинно насичені седиментаційними, або як їх ще називають елізійними («елізію» - вижимання) водами, або ж в поровий їх простір заглибились атмосферні, так звані інфільтраційні води.

Нафта і природній газ по відношенню до води являються частіше всього більш пізніми утвореннями.

Нафта і газ, які опинилися у вільному стані в природному резервуарі, що заповнений водою, прямують зайняти саме високе місце в ньому. Вони переміщуються вгору, відтісняючи воду (внаслідок гравітаційного ефекту), до тих пір, поки не досягнуть покрівлі пласта-колектора (підшови пласта-флюїдоупора). Подальший їх рух по пласту-колектору відбувається тільки тоді, коли покрівля пласта нахилена до горизонту. І в цьому випадку нафта і газ переміщуються переважно вгору по похилому пласту-колектору поблизу його покрівлі. Якщо вони зустрінуть на своєму шляху перепону (літологічний екран, зміну нахилу пласта на зворотній), то в цій частині природного резервуара (перед цим бар'єром) утвориться скупчення нафти і газу, так як нафта і газ будуть екрановані цією перепорою. На схемі показані напрямки можливого переміщення нафти (газу) в природному резервуарі, літологічно обмеженому вверх по підйому пласта, та в пластовому природному резервуарі, антиклінально зігнутому.

Як видно із схеми (рис.6.1 А), нафта (газ) з точки А (або Б) може переміститися в точку Л, але не може переміститися з точки Л в точку А (або Б). В точці Л нафта (або газ) буде утримуватися (екрануватися), тобто буде знаходитися в стані відносного спокою.

Частина природного резервуара, в якому може екрануватися нафта і газ, і утворюватися їх скупчення, називається пасткою. В пастці нафта і газ знаходяться в стані відносного спокою (гідродинамічної рівноваги).



**Рисунок 6.1. Пастки нафти і газу та їх класифікація**

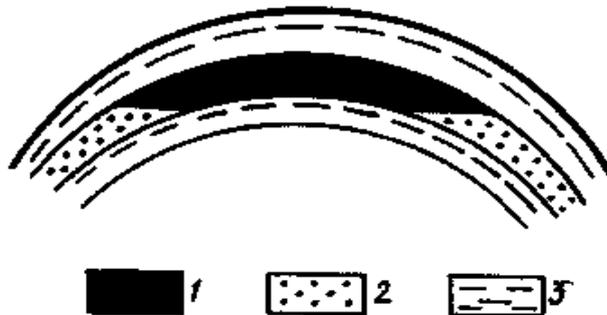
(де А) – рисунок зліва, Б) - рисунок справа).

В пластових і масивних резервуарах (рис.6.1 Б) пастками для нафти і газу є склепінний злам (Б, Г, Е) пласта або верхні частини нафтових масивів, що мають склепінну форму (Ж).

Літологічно замкнутий (лінзоподібний) природний резервуар сам є пасткою для нафти і газу (В).

За походженням розрізняють наступні пастки:

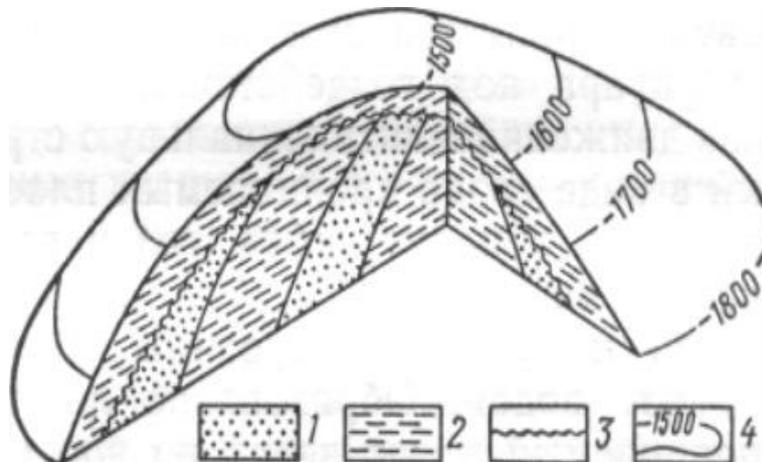
1. Структурні – утворені в результаті залому пластів (Б,Г ,Е) і (або) розриву їх суцільності, резервуару пластового типу обмеженого у покрівлі і підшві практично непроникними породами і вигнутому у формі склепіння, який підпирається водою (рис. 6.1, 6.2).



**Рисунок 6.2 Вертикальний переріз структурної (антиклинальної) пастки**

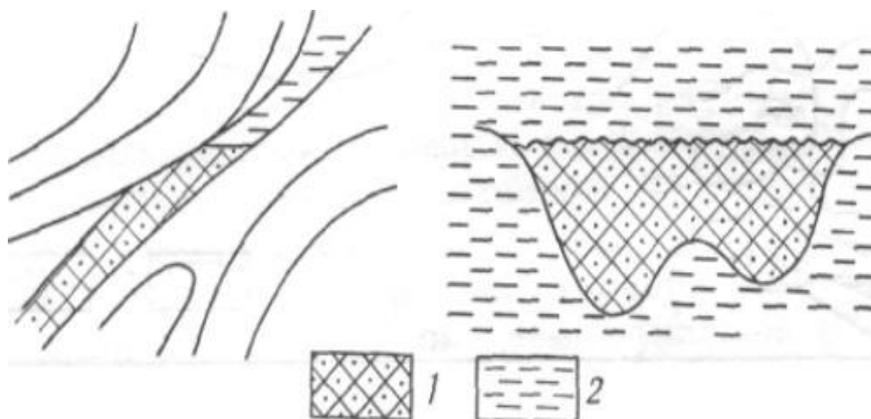
1- нафта; 2 – вода; 3 – глина.

2. Стратиграфічні ((рис. 6.1 А, 6.3).) - сформовані в результаті ерозії (розмиву) пластів-колекторів під час перерви в накопиченні осадів (в епоху рухів, що сходять «восходящих») і перекриття їх потім непроникними породами (в епоху спадаючих «нисходящих» рухів ). Як правило, товщі порід, що утворилися після перерви в опадонакопиченні, характеризуються більш простими структурними формами залягання. Поверхня, що відділяла ці товщі від товщ, що виникли раніше, називається поверхнею стратиграфічного незгодження;



**Рисунок 6.3** Модель пастки, утвореної внаслідок стратиграфічно незгідного перекриття пластів-колекторів більш молодими непроникними породами: 1 – пісковики; 2 – глини; 3 – поверхня стратиграфічної незгоди; 4 – ізогінси покрівлі, м.

3. Літологічні – утворені в результаті літологічного заміщення пористих проникних порід непроникними (рис. 6.1 В, Д, 6.4).).



**Рисунок 6.4.** Схематична карта та розріз пастки, утвореної в руслі річки: 1- зона можливого поширення покладу; 2 - глини

У пастках такого типу літологічні бар'єри створюються під впливом ерозійно-аккумулятивних процесів, коли врізи утворюються внаслідок ерозії, в якій згодом накопичуються піщані породи. Зазвичай це лінійно витягнуті піщані тіла в руслах палеорік та підводних палеотечій.

Літологічні пастки в барових тілах являють собою накопичувальні піщані тіла, утворені в прибережній смузі моря (прибережні бари) або в гирлах річок (гирлові бари) завдяки отриманням піщаного матеріалу з суші. Коли бари виходять на поверхню (регресивні бари) або коли вони занурюються (трансгресивні бари), виникає фаціальне заміщення пісковиків алевролітами і глинистими породами. Утворюється літологічна пастка, вона характеризується горизонтальним або похилим положенням нижньої поверхні та опуклою формою покрівлі.

Літологічні пастки інших типів можуть бути обумовлені:

- нерівномірним ущільненням та цементацією,
- доломітизацією,
- заповненням пори кальцитом і сіллю,
- формуванням тріщин у непроникних породах.

Для всіх описаних прикладів пасток неантиклинального типу утворення бар'єру та опуклої ємності є характерним, головним чином, завдяки літологічним факторам, і тому вони належать до класу літологічних пасток.

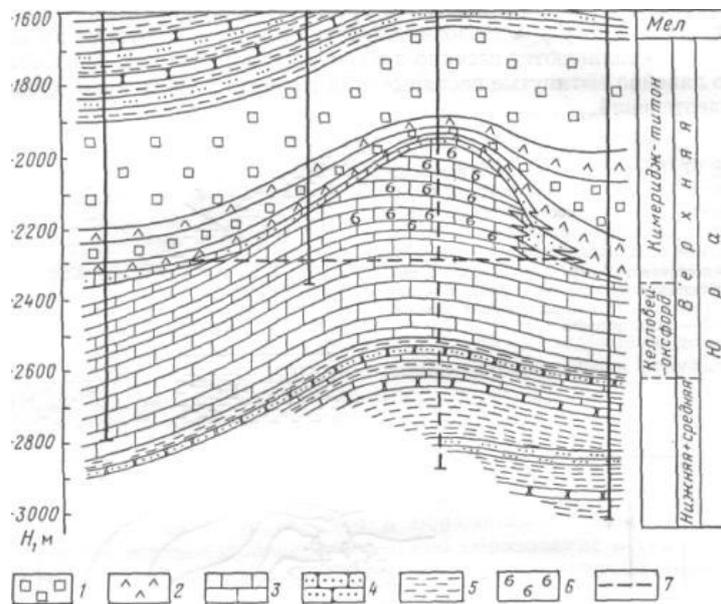
Формування структурних літологічних пасток пояснюється як літологічними, так і структурними причинами. Цей тип включає пастки фаціального заміщення на локальних структурах. Вони досить поширені в більшості нафтогазових районів світу. Пастки такого типу можуть утворюватися як у процесі безперервного осадконакопичення на схилах антиклинальної структури на момент її зростання, так і внаслідок накопичення осадів на утворених позитивних структурних формах.

4. Рифогенні – сформовані в результаті відмирання організмів рифобудівників (корали, мшанки), накопичення їх кістякових («склепінних») решток у формі рифового тіла (рис. 6.1 Ж, 6.5.) і наступного їх перекриття непроникними породами. Біля 80% покладів у світі пов'язано з пастками структурного класу, на долю пасток іншого походження

(рифогенних, стратиграфічних і літологічних) приходиться не більше 20%.

Рифові пастки утворюються завдяки процесам послідовного накопичення осадків за рахунок життєдіяльності рифобудівних організмів. Для них характерні горизонтальне або нахилене положення нижньої поверхні та опукла форма покрівлі.

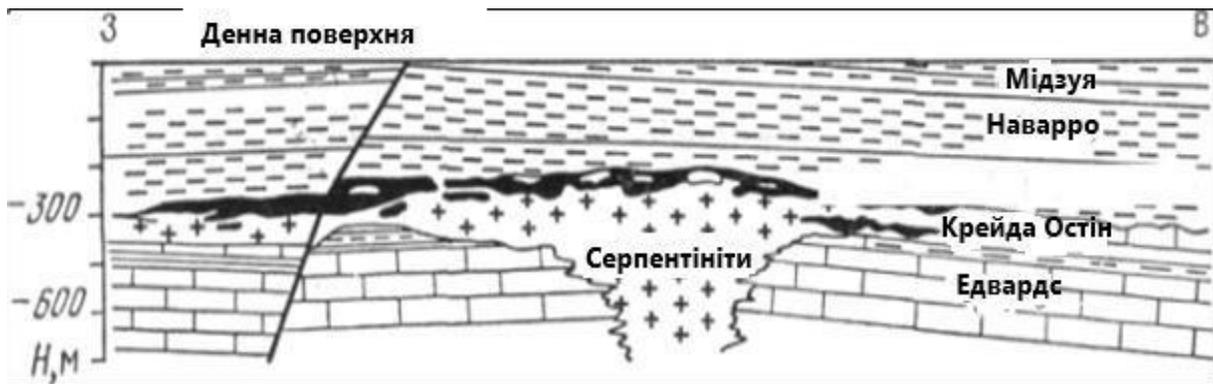
Ці обставини визначають можливість накопичення вуглеводнів та збереження родовищ. Схили рифів зазвичай досить круті. Рифтові пастки мають дуже своєрідну і складну структуру природного резервуара, який характеризується великим різноманіттям у розподілі пористих і проникних ділянок навіть у межах одного рифу. Рифові пастки є найбільш значущими з точки зору нафтогазонакопичення, серед неантиклінальних пасток і є широко розповсюдженими у багатьох районах земної кулі. Великі родовища нафти та газу в США та Канаді приурочені до них. У східній Європі родовища в рифових пастках відомі в Камсько-кінельській системі прогинів Волго-Уральської провінції.



**Рисунок 6.5** Геологічний розріз газового родовища Уртабулак:

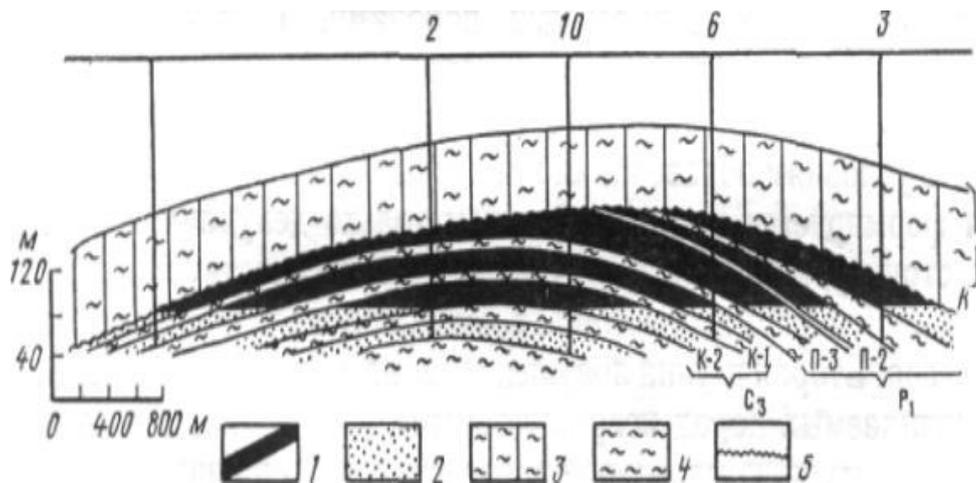
1-солі; 2 - ангідриди; 3 - вапняки; 4 - пісковики; 5 - глини; 6 - поклад газу в рифогенних утвореннях; 7 - газоводяний контакт

5. Пастки нафти і газу також можуть утворюватися в ерозійних виступах кристалічної основи, якщо внаслідок вивітрювання останні можуть служити резервуарами вуглеводнів (рис. 6.6 ).



**Рисунок 6.6. Пастка в ерозійному виступі кристалічного фундаменту**

Пастки другої групи виділяються як структурно-стратиграфічні, оскільки у своєму формуванні разом із ерозією та подальшим неузгодженням структурні деформації шарів відіграють важливу роль (рис. 6.7).



**Рисунок 6.7. Структурно-стратиграфічна пастка  
(за даними Б.С. Воробйова):**

*1 - нафтові поклади; 2 - водоносні горизонти; 3 - флюїдоприв  
нафтогазового прошарку (пересажська світа); 4 - глина; 5 - поверхня  
стратиграфічного неузгодження*

В даний час відома значна кількість родовищ у структурних стратиграфічних пастках. Такі пастки можуть мати найбільш різну форму. Найбільш поширені параметри утворюються за допомогою перекриття вигнутих розрізаних колекторів з непроникними породами.

## 6.2. Нафтогазоносні світи (комплекси)

Нафтогазоносні світи — це потужні товщі осадових порід, що утримують нафтові та газові пласти. Вони можуть мати регіональне або ареальне поширення та включають колектори, флюїдоупори та часто нафтогазоматеринські породи. Товщина таких світ може досягати сотень метрів.

### Класифікація нафтогазоносних світ:

#### 1) За літологічним складом:

- Теригенні: Складені уламковими породами, такими як пісковики та алевроліти;
- Карбонатні: Складені карбонатними породами, такими як вапняки та доломіти;
- Комбіновані: Включають перешаровування теригенних та карбонатних порід.

#### 2) За геологічним віком:

- Палеозойські: Відклади палеозойської ери;
- Мезозойські: Відклади мезозойської ери;
- Кайнозойські: Відклади кайнозойської ери.

#### 3) За тектонічною будовою:

- Платформні: Розташовані на стабільних платформах;
- Складчасті: Розташовані в складчастих областях з підняттями та прогинами.

### Приклади нафтогазоносних світ:

- Світа Араб (Саудівська Аравія): Відоме родовище нафти з величезними запасами;
- Світа Бурган (Кувейт): Одне з найбільших нафтових родовищ світу;
- Світа Ратаві (Ірак): Велике родовище нафти з високою продуктивністю;
- Світа Фарсі (Іран): Значне нафтове родовище з багатими запасами.

Нафтогазоносні комплекси— це великі геологічні одиниці, що об'єднують колекторські товщі (резервуари) та флюїдоупори, які містять

нафтогазові поклади. Вони характеризуються спільністю властивостей вміщених у них нафти та газу, а також є елементами нафтогазогеологічного розчленування території.

### **Класифікація нафтогазоносних комплексів:**

#### **1) За літолого-стратиграфічною характеристикою:**

- Мезозойсько-верхньопермський комплекс: Включає юрські та верхньопермські відклади, де виявлені поклади газу, пов'язані з пісковиками байоського ярусу.

- Нижньопермсько-верхньокам'яновугільний комплекс: Містить основні розвідані запаси нафти та газу, зокрема на Шебелинському, Західно-Хрестищенському та Єфремівському родовищах.

- Середньокам'яновугільний комплекс: Продуктивний на 46 родовищах, складається з теригенно-карбонатних відкладів.

- Нижньокам'яновугільний комплекс: Містить серпухівський, верхньовізейський та турнейсько-нижньовізейський підкомплекси, які мають подібні умови нафтогазоносності.

- Девонський комплекс: Виявлені поклади вуглеводнів у девонських відкладах, зокрема на Глинсько-Розбишівському та Руденківському родовищах.

#### **2) За тектонічною будовою:**

- Платформні комплекси: Розташовані на стабільних платформах, характеризуються рівномірним заляганням порід.

- Складчасті комплекси: Пов'язані з тектонічними складками, такими як Скибова, Кросненська, Чорногорська та інші зони Складчастих Карпат.

### **Приклади нафтогазоносних комплексів:**

- Дніпровсько-Донецька газонафтоносна область: Включає мезозойський, нижньопермсько-верхньокам'яновугільний, середньокам'яновугільний, серпухівський, верхньовізейський, турнейсько-нижньовізейський, девонський та докембрійський комплекси.

- Передкарпатська нафтогазоносна область: Містить палеогенові відклади, зокрема менілітову світу олігоцену, та нафтові родовища, такі як Долинське та Битків-Бабченське.

- **Складчасті Карпати:** Включають Скибову, Кросненську, Черногорську, Дуклянську, Паркулецьку, Рахівську, Магурську, Мармароську та Пенінську зони, а також Мармароський масив і зону Підгаля.

Розуміння структури та характеристик нафтогазоносних комплексів є важливим для ефективної розвідки та розробки нафтових і газових родовищ, оскільки визначає потенціал видобутку вуглеводнів у різних геологічних умовах.

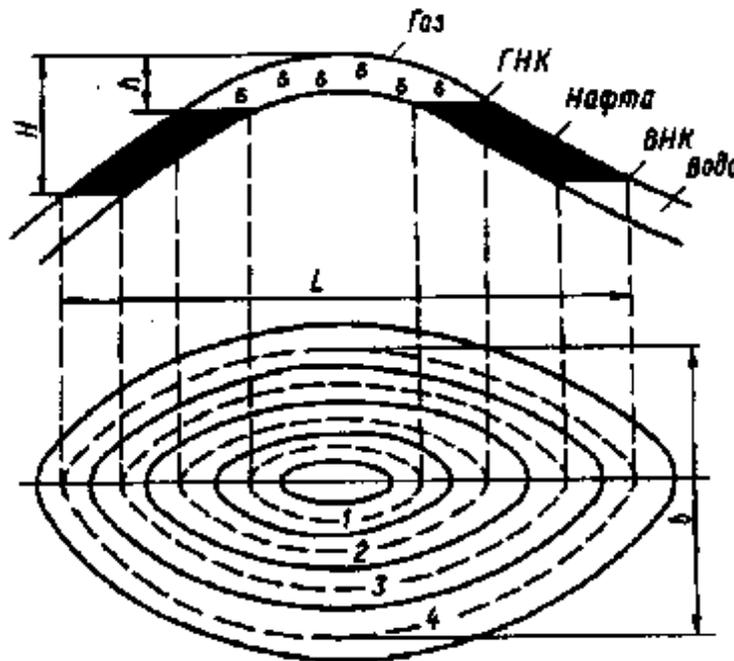
## 7. ЗАГАЛЬНІ ПОНЯТТЯ ПРО ПОКЛАДИ НАФТИ І ГАЗУ В ЗЕМНІЙ КОРИ

### 7.1. Елементи покладу

Газ, нафта і вода розміщуються в пастці відповідно до їх густини. Газ, як найбільш легкий, розміщається в покрівельній частині природного резервуара під покришкою. Нижче поровий простір заповнюється нафтою, а ще нижче – водою.

Поверхні контактів газу і нафти, нафти і води (рис. 7.1) називаються поверхнями газонафтового і водонафтового контактів (відповідно).

Лінія перетину поверхні водонафтового (газонафтового) розділу з покрівлею продуктивного пласта називається зовнішнім контуром нафтоносності (газоносності). Якщо поверхня контакту горизонтальна, то контур нафтоносності (газоносності) в плані паралельний ізогіпсам покрівлі пласта.



**Рисунок 7.1** Схема пластового склепінного нафтогазового покладу:

*1,2,3,4- внутрішній і зовнішній контури відповідно газонасності (газової шапки) і нафтоносності; H, L, b— висота, довжина і ширина покладу; h — висота газової шапки; ГНК, ВНК — газонафтовий, водонафтовий контакти.*

Лінія перетину поверхні водонафтового (газонафтового) розділу з підшоною пласта називається внутрішнім контуром нафтоносності (газоносності).

Якщо в пастці нафти і газу недостатньо для заповнення всієї потужності пласта, то внутрішній контур газоносності або навіть внутрішній контур нафтоносності буде відсутнім. У покладів в масивних резервуарах внутрішні контури відсутні.

Довжина, ширина і площа покладу визначаються по його проекції на горизонтальну площину всередині зовнішнього контуру нафтоносності (газоносності). Висотою покладу (або висотою нафтової частини покладу, висотою газової шапки) називається вертикальна відстань від підшови до її найбільш високої точки.

## **7.2. Класифікація покладів нафти і газу**

Розробці класифікацій різних типів покладів нафти і газу присвячені роботи багатьох авторів. Найбільш поширені І.О. Брода, Н.А. Єременко, А.А. Бакірова, Сільвена, Пірсона, Леворсена. Ми розглядаємо класифікацію Бакірова, який виділив 4 основних класи локальних скупчень нафти і газу.

I. Клас структурних покладів. До цього класу відносяться поклади, що приурочені до різних видів локальних піднятих. В складі цього класу виділяються групи, підгрупи і види. Покладами, що найбільш часто зустрічаються, в цьому класі є склепінні, тектонічно-екрановані і приконтартові.

Склепінні поклади формуються в склепінних частинах локальних структур.

Тектонічно-екрановані поклади формуються вздовж розривних зміщень, що ускладнюють будову локальних структур. Подібні поклади можуть знаходитися в різних частинах структури – в склепінні, крилах.

Приконтарвні поклади утворюються в продуктивних пластах, що контактують з соляним штоком, глиняним діапіром або з вулканогенними утвореннями.

II. Поклади літологічного класу. В складі цього класу виділяється дві

групи: поклади літологічно екрановані і поклади літологічно обмежені.

Поклади літологічно екрановані розташовуються на ділянках вклинювання пласта-колектора.

Поклади літологічно обмежені, приурочені до піщаних утворень викопних русел палеорічок («шнуркові» або рукавоподібні), до прибережних піщаних валоподібних утворень або ж до гніздовидно залягаючих порід-колекторів, що оточені з усіх сторін слабо проникними породами. Рукавоподібні поклади вперше були відкриті І.М. Губкіним в 1911 р. в Майкопському районі Північного Кавказу.

III. Поклади в рифогенних утвореннях. Поклади цього класу утворюються в тілі древніх рифових масивів. Типовими прикладами є поклади в рифогенних масивах Ішимбаєвського району Башкирії, в Мексиканській затоці.

IV. Поклади стратиграфічного класу. Формування покладів цього класу проходило в пластах-колекторах, до цього зрізаних ерозією і стратиграфічно неузгоджено перекритих непроникними пластами більш молодого віку. Поклади стратиграфічного класу можуть бути вставлені в антиклінальних, куполоподібних і моноклінальних структурах. До них відносять і поклади, що приурочені до вивітрілої частини «похованих» виступів кристалічних порід фундаменту.

Пошуки нафти в нафтоносному районі за звичай ідуть за простими правилами:

1. буріння на розкриття структурних пасток;
2. буріння на комплексні пастки;
3. буріння на розкриття стратиграфічних пасток.

Перш за все розбурюються структурні пастки, що найбільш легко визначаються. Отримані дані використовуються для визначення комбінацій стратиграфії і структури і виявлення, де можуть знаходитись поклади нафти. Коли структури, що залишились не опитукованими, незначні і неясні, то головна увага приділяється виявленню піщаних банок, рифів, шнуркових пісків і інших типових стратиграфічних утворень. Всі ці стадії переходять поступово одна в другу. Пошукові роботи в США в основному

знаходяться на третій стадії, в нашому регіоні – також.

Таким чином, більшість розроблених класифікацій покладів нафти і газу основана на генетичних ознаках пасток і природних резервуарів. Але ці ознаки характеризують в першу чергу не власне поклади нафти і газу, а природні резервуари або вміщуючи їх елементи земної кори.

Тому наведемо класифікації покладів за в'язкістю, густиною нафти, вмісту в них сірки при тиску 0,1 МПа і температурі 20°C:

Нафти	В'язкість, МПа·с
Малов'язкі	<5
Середньов'язкі	5-10
Підвищеної в'язкості	10-30
Високов'язкі	>30

Нафти	Густина, кг/м <sup>3</sup>
Легкі	<870
Середні	870-910
Тяжкі	>910

Нафти	Густина, кг/м <sup>3</sup>
Малосірчані	<0,5
Сірчані	0,5-1,9
Високосірчані	>1,9

Природні гази за складом вуглеводнів (ВВ) діляться на сухі і жирні.

Сухі гази складаються переважно з метану, вміст етану і пропану – в межах декількох відсотків, більш тяжкі ВВ відсутні (або зустрічаються в десятих і сотих долях відсотка).

«Жирні» гази вміщують ВВ від метану до декану (C<sub>10</sub>H<sub>22</sub>), а також сліди ВВ від C<sub>11</sub> до C<sub>16</sub>.

Конденсат являє собою суміш вуглеводнів – пентану (C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>) і важких гомологів метану, що знаходяться в газоподібному стані в пластових умовах.

## 1.Класифікація покладів ВВ за їх фазовим станом:

Однофазові поклади	
Газові (Г)	Складаються в основному з $\text{CH}_4$ із вмістом пентану і більш важких ВВ не більше 0,2% об'єму покладу
Газоконденсатно-газові (ГКГ)	Газові поклади з вмістом $\text{C}_5 +$ вищі в межах 0,2-0,6% об'єму покладу, що приблизно відповідає вмісту конденсату до $30 \text{ см}^3/\text{м}^3$
Газоконденсатні (ГК)	Газові поклади з вмістом $\text{C}_5 +$ вищі в межах 0,6-4% об'єму покладу, що приблизно відповідає вмісту конденсату $30-250 \text{ см}^3/\text{м}^3$
Конденсатні	Газові поклади з вмістом $\text{C}_5 +$ вищі більше 4% об'єму покладу, що приблизно відповідає вмісту конденсату більше $250 \text{ см}^3/\text{м}^3$
Поклади перехідного стану (ППС)	Поклади ВВ, які за своїми фізичними властивостями (в'язкості, густині) в пластових умовах близькі до критичного стану, займаючи проміжне становище між рідиною і газом.
Нафтові (Н)	Поклади нафти з рідким вмістом розчиненого газу (зазвичай менше $200-250 \text{ м}^3/\text{т}$ )
Двофазові поклади	
Нафтогазові (НГ)	Газові поклади з нафтовою облямівкою; запаси газу більші геологічних запасів нафти
Газонафтові(ГН)	Поклади нафти з газовою шапкою; геологічні запаси нафти перевершують запаси газу
Нафтогазоконденсатні (НГК)	Газоконденсатні або конденсатні поклади з нафтовою облямівкою; запаси газу і конденсату перевищують запаси нафти
Газоконденсатнонафтові (ГКН)	Нафтові поклади з газоконденсатними шапками; геологічні запаси нафти перевищують запаси газу і конденсату

## 2. За запасами:

	Нафтові, млн. т.	Газові, млрд. м <sup>3</sup>
Дуже дрібні	До 1	До 1
Дрібні	1-5	1-5
Невеликі	5-10	5-10
Середні	10-30	10-30
Великі	30-100	30-100
Крупні	100-300	100-300
Унікальні	Понад 300	Понад 300

(для наочності - Кувейт має запаси нафти - 8 млрд. т на площі 20 тис.км<sup>2</sup>, усі США - 6 млрд.т, Уренгой - 1 трл. 300 млрд.м<sup>3</sup> газу).

## 3. За будовою колектора в пастці:

Пластові

Масивні

## 4. За типом колектора:

Порові

Тріщинні

Кавернозні

## 5. За типом екрана в пастці:

склепінні;

літологічно екрановані;

стратиграфічно-екрановані;

тектонічно екрановані

екрановані соляним або грязьовим штоком;

екрановані водою.

## 6. За величиною робочих дебітів:

високодебітні;

середньодебітні;

малодебітні;

непромислові.

**7.3. Загальні поняття про родовища нафти і газу**

Місце скупчення (родовище) нафти і газу – це сукупність покладів нафти і газу, приурочених до однієї або декількох природних пасток в

надрах однієї і тієї ж обмеженої за розмірами площі, контрольованої єдиним структурним елементом.

Найбільш загальне визначення можна виразити так: *родовищем* називають структурно-відокремлену ділянку земної кори, з якою закономірно пов'язані один або більше покладів нафти і газу. Термін «родовище» охоплює не тільки сукупність покладів, а і всю товщу порід, що беруть участь у будові даної ділянки земної кори. Іноді трапляються випадки, коли важко просторово відокремити одне родовище від іншого.

Термін «родовище» нафти і газу не відповідає дійсному змісту цього слова, так як утворення покладів відбувається в результаті складних міграційних процесів, що протікають в надрах. Нафта та газ можуть утворюватись і далеко за межами родовища, переміщуючись протягом геологічного часу на значні відстані від місця свого утворення. Тому правильніше говорити про «місце скупчення» покладів нафти і газу (за А.А. Бакіровим), але на жаль даний термін погано «прижився» серед геологів та науковців-нафтовиків.

Скупчення нафти і газу підрозділяють на дві категорії: локальні і регіональні. Бакіров А.А. в категорію локальних включив поклади і родовища (місцескупчення).

До категорії регіональних скупчень вуглеводнів віднесені зони нафтогазонакопичення. Зона нафтогазонакопичення представляє собою сукупність суміжних і подібних по своїй геологічній будові родовищ нафти і газу приурочених до визначеної і в цілому єдиної групи генетично зв'язаних між собою локальних пасток. Окрім того, виділяється категорія крупних регіонально нафтогазоносних територій, в склад яких входять: нафтогазоносні райони, нафтогазоносні області, нафтогазоносні провінції, нафтогазоносні пояси.

Родовища нафти і газу класифікують за різними ознаками, серед яких найбільш суттєві такі: число покладів, що об'єднуються в родовище (однопокладні і багатопокладні), генезис і морфологія структурних форм, що утворюють родовище, фазовий стан вуглеводнів, запаси нафти і газу.

Тектонічні умови формування того чи іншого структурного елемента,

що контролюють утворення родовища, насамперед залежать від того, з яким значним геоструктурним елементом земної кори пов'язано формування цього елемента. Основними геоструктурними елементами земної кори є платформи та геосинкліналі. Тому при розгляді структурних форм, з якими можуть бути пов'язані нафтові і газові родовища, розділяють їх на два основні типи: *родовища платформ і родовища геосинкліналей (складчасті)*. Виділяють також перехідні типи.

***Родовища платформ*** характеризуються такими основними рисами:

- приуроченість до пологих антиклінальних форм (куполів, брахіантикліналей);
- кути падіння крил структур, вимірюються одиницями градусів або десятками мінут;
- значною площею найбільш проникних пасток (сотні кв. км. при висоті пастки десятки і перші сотні м);
- великою чисельністю дрібних пасток, площа яких становить одиниці квадратних кілометрів, а висота – десятки метрів;
- широкий розвиток карбонатних комплексів порід і пов'язаних з ними рифів;
- наявність соляно-ангідритових екрануючих товщ і зон соляного діапїризму;
- обширні площі ВНК, ГВК;
- відсутність диз'юнктивних порушень або незначні їх амплітуди;
- широке поширення літологічного і структурного екранування;
- широке поширення газових покладів.

Платформні родовища містять 96% запасів нафти і 99% запасів газу в світі. Саме на платформах зосереджено більшість гігантських родовищ в світі, з яких проводиться основний видобуток цих корисних копалин.

***Для родовищ складчастих (геосинклінальних) областей*** характерні:

- круті різко виражені структури, склепіння і крила яких ускладнені диз'юнктивними порушеннями (скидами, підкидами, насувами); кути падіння крил – десятки градусів, інколи крила поставлені «на голову» або підвернуті;
- переважно теригенний розріз;

- переважно невеликі тектонічно екрановані та склепінні порушені пластові поклади;

- низька герметичність екранів, що зумовлена наявністю диз'юнктивних порушень;

- перевага нафтових покладів, іноді з газовими шапками;

- прояви грязьового або соляного діапїризму.

Промислова нафтогазоносність в цих родовищах установлена в переважній більшості по всьому розрізу осадових порід, які беруть участь у геологічній будові певних регіонів, від кембрію до неогену. На деяких родовищах поклади нафти і газу виявлені в метаморфічних і кристалічних породах так званої кори вивітрювання фундаменту.

У географічному розміщенні родовищ і газу спостерігається тенденція приуроченості великих за запасами скупчень переважно до платформних територій.

#### 7.4. Класифікація родовищ

Родовища нафти і газу бувають *одно-* і *багатопокладові*. Іноді зустрічаються родовища, де нараховується більше сотні окремих покладів, як наприклад, родовище Болівар (Венесуела). При цьому, якщо хоч один поклад має промислову цінність, то і все родовище належить до промислового.

*Багатопокладові* родовища часто ще називають *багатопластовими*. Але це робити не бажано, бо не можна назвати багатопластовими родовища, де зустрічаються поклади, пов'язані з рифовим чи ерозійним виступами, лінзами пісковиків, зонами тріщинуватості чи кавернозності. Тим більше, коли загально визнаним є, що родовище - це сукупність покладів, а не пластів.

В окремому родовищі можуть зустрічатись як газові, так і нафтові поклади, тобто в порах при пластових умовах в одному випадку є газ, а в іншому – рідина. Тому родовища за фазовим станом поділяють на *газові*, *нафтогазові* та *нафтові*. Газові родовища, що багаті на конденсат, називають *газоконденсатними*. Тут тільки не слід забувати, що в пластових умовах конденсат перебуває в газовій фазі. В назві типу родовища на перше місце ставиться компонент, що має меншу величину запасів. Наприклад,

газонафтове родовище – тут переважає нафта, нафтогазоконденсатне – переважає газ з конденсатом.

Надзвичайно важливим параметром, який характеризує родовище, є величина запасів нафти і газу, що знаходяться в покладах. Найбільш поширеним поділом родовищ за величиною геологічних запасів нафти (в млн. т) і газу (в млрд. м<sup>3</sup>) є такий: невеликі – до 10, середні – 10-50, великі – 50-100, величезні – 100-500, гігантські – 500-1000, унікальні – понад 1000.

Перші спроби класифікації нафтогазоносних площ (родовищ) були зроблені американським геологом Ф.Г. Клапом в 1910-1930 роках, а відтак в цьому напрямку працювали Е. Блюмер, В.Г. Лілей, І.М. Губкін, В.Б. Вільсон, М.В. Абрамович, І.О. Брод, А.І. Леворсен та інші. Струнка та аргументована класифікація була розроблена І.О. Бродом та М.А. Єрьоменком у підручнику, що вийшов у світ в 1957 році.

Утворення родовищ взагалі проходить в широких масштабах на значних територіях, але утворення окремих родовищ контролюється місцевими факторами, провідним серед яких є тектонічний. Тому більшість запропонованих класифікацій базується саме на основі локальних структурних форм та їх генезису. Це в свою чергу виражається через морфологію будови локальних ділянок. Такий підхід є правильний тому, що на основі морфологічних форм будови родовищ є можливим ведення пошукових робіт. Звичайно, в теоретичному плані було б краще мати генетичну класифікацію родовищ, а не структурних форм та їх генезису. Але зробити це вдало поки що є неможливим, бо не все ще зрозуміло з процесами утворення нафти і газу та формування родовищ

Різноманітність структурних форм та генезису пасток зумовлює існування багатьох типів родовищ. Саме за цими ознаками І.О. Брод і М.А. Єрьоменко виділили такі типи родовищ (із доповненнями Мончака Л.С., Омельченка В.Г.) :

- А - Родовища нафти і газу антиклінальних піднять
- а) родовища нормальних антиклінальних піднять;
- б) родовища захоронених антиклінальних піднять;
- в) родовища безкореневих антиклінальних піднять;

г) родовища ускладнених антиклінальних піднять;

д) родовища насунених покривів.

Б - Родовища нафти і газу монокліналей і гомокліналей

а) родовища зон розломів та інших структурних ускладнень;

б) родовища зон виклинювань;

в) родовища зон стратиграфічних неузгоджень.

В - Родовища нафти і газу рифогенних і ерозійних виступів

Г - Родовища нафти синклінальних прогинів.

Необхідно зауважити, що ця класифікація не вичерпує всіх можливих класифікаційних схем родовищ, які зустрічаються у природі. Існує немало прикладів, коли в межах складного родовища зустрічаються елементи з різних типів родовищ. Це родовища комбіновані, які при бажанні можна виділити в окремий класифікаційний тип.

### 7.5. Характеристика типів родовищ

*Родовища нафти і газу антиклінальних піднять* є найбільш поширеними родовищами, що зустрічаються в усіх нафтогазоносних регіонах світу (рис. 7.2). Вони вміщують основну частину розвіданих світових запасів нафти і газу. Характерними для них типами покладів є пластові склепінні та масивні. Зустрічаються вони як у складчастих, так і в платформових умовах. Форми складок можуть бути різноманітними, від простих правильної геометричної форми антиклінальних та куполоподібних до складок дуже складної конфігурації з різними видами порушень та ускладнень.

Родовища нормальних антиклінальних піднять (рис. 7.2) є найбільш простими серед цього типу родовищ. Це антикліналі, які простежуються від поверхні до значних глибин або фундаменту, тобто є наскрізними, або так званими відродженими підняттями. Родовища цього типу можна поділити на дві підгрупи: непорушених і порушених антиклінальних піднять (рис. 7.2 а,б).

Родовища нормальних непорушених антикліналей часто зустрічаються в платформових умовах і набагато рідше у складчастих. Це, як правило, куполоподібні або брахіанטיклінальні підняття, в яких присутні декілька покладів, переважно пластових склепінних або масивних. Родовища-гіганти

пов'язані переважно з великими валоподібними підняттями.

Родовища у порушених тектонічними розривами антикліналях часто зустрічаються в різних геотектонічних умовах, але найчастіше - у складчастих та перехідних областях. Розривні порушення - це різного роду скиди, підкиди, насуви, зсуви та тріщини (без зміщення порід). Крім склепінних, часто зустрічаються і тектонічно-екрановані та масивно-пластові поклади.

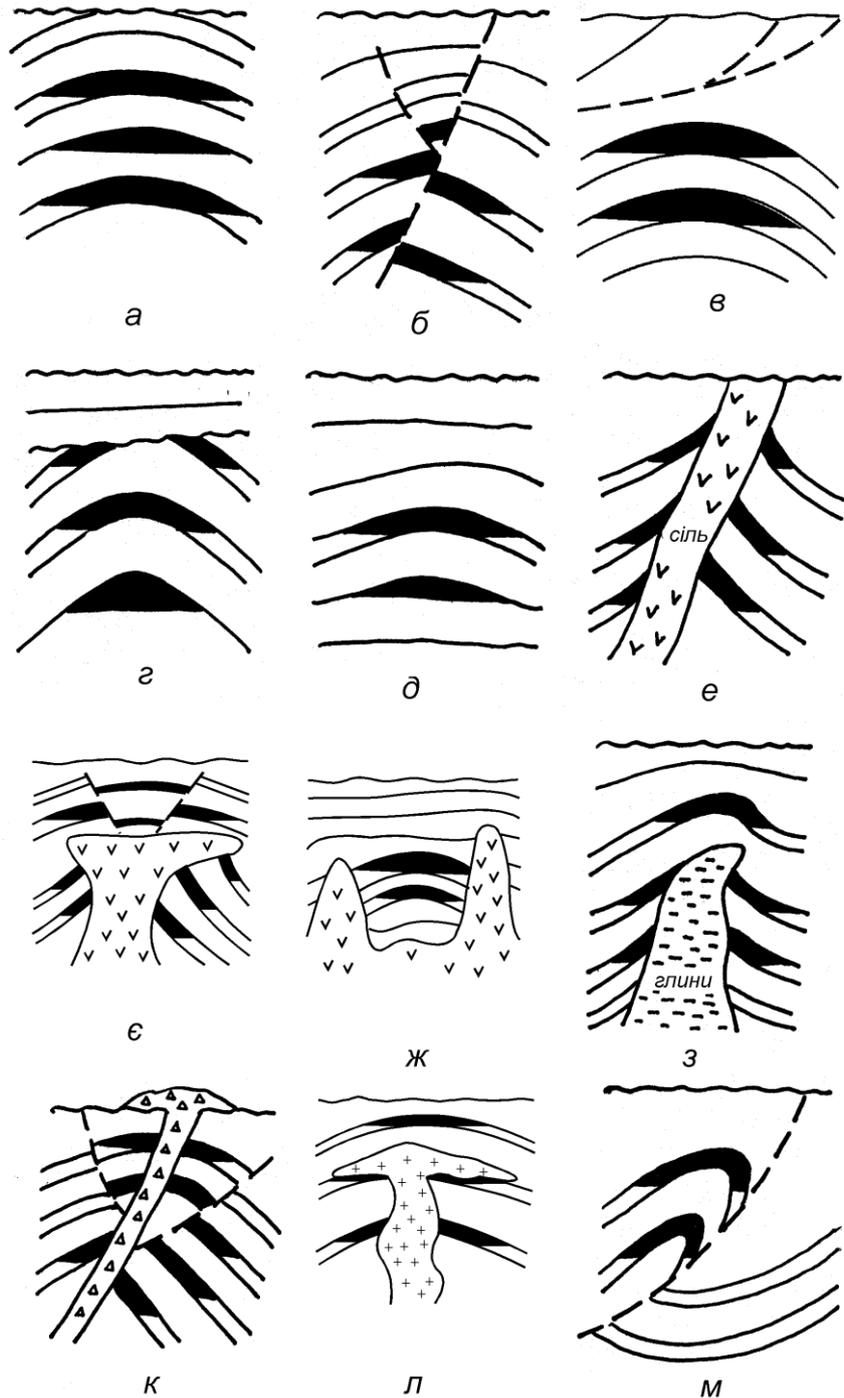
У цих родовищах, в більшості випадків, структурні плани окремих горизонтів або співпадають, або є з невеликими зміщеннями. Зміщення структурних планів можуть бути істотними тільки при значних перервах в осадконагромадженні чи можливого впливу літофаціальних факторів.

***Родовища нафти і газу захоронених антиклінальних піднять*** найчастіше зустрічаються в умовах платформ. Це родовища, що пов'язані з підняттями, які не відображені на поверхні, тобто є, так би мовити, замаскованими (захованими). Ці явища зумовлені утворенням у верхніх комплексах порід структурних форм, що не відповідають нижнім. У цих підняттях під інтенсивно дислокованими породами верхнього комплексу неузгоджено залягають слабодислоковані породи нижнього комплексу з малими кутами падіння або навпаки. Це можуть бути підняття, що перекриті породами, які зазнали насувних явищ (рис. 7.2в), або підняття, що знаходяться під поверхнею стратиграфічних неузгоджень (рис. 7.2г). Як реальні приклади наведемо Лопушнянське родовище на Прикарпатті (рис.7.3) та Східно-Саратське в Одеській області (рис.7.4).

***Родовища нафти і газу безкореневих антиклінальних піднять*** дещо схожі з вищеописаними. Вони не мають свого відображення ні у верхніх горизонтах, ні у нижніх (рис. 7.2д). Ці явища можуть мати тектонічне походження або виникнути внаслідок нерівномірного ущільнення різних за складом порід. Це переважно малоамплітудні підняття, які містять один або декілька покладів і частіше зустрічаються в межах платформ, ніж у складчастих областях.

***Родовища нафти і газу ускладнених антиклінальних піднять*** відзначаються великою різноманітністю. До них відносяться родовища, що ускладнені соляним та глинистим діапїризмом, грязьовим вулканізмом,

дайками або трапами вивержених порід.



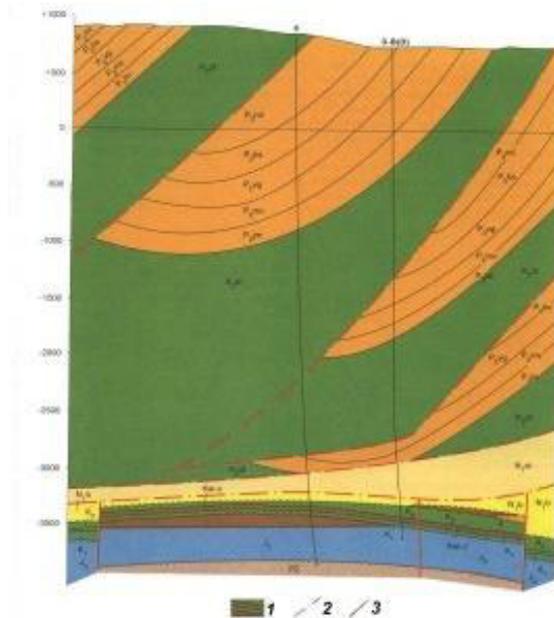
**Рисунок 7.2** Родовища нафти і газу антиклінальних складок

(за даними Мончака Л.С., Омельченка В.Г)

Нормальних: *а* – непорушених, *б* – порушених, *в, г* - захоронених – безкореневих; Ускладнених: *е, є, ж* – соляним діапіризмом, *з* – глинистим діапіризмом, *к* – грязьовим вулканізмом, *л* – дайками інтрузивних порід, *м* – насунених покривів.

В цій групі найбільш розповсюдженими є родовища, що ускладнені тією чи іншою мірою соляним діапїризмом (соляною тектонікою). Особливістю будови солянокупольних піднять є наявність в них соляного тіла, що має форму штоку або роздуття. Така форма соляного тіла пов'язана з пластичністю соленосних порід, яка призводить до виникнення солянокупольних піднять, часто ускладнених явищами діапїризму (протикання, проривання порід, що залягають вище). Їх поділяють на **відкриті** діапїри та **кріптодіапїри** (приховані діапїри). **Відкритими** називають структури, в яких ядро протикання досягло або майже досягло денної поверхні (рис. 7.2e).

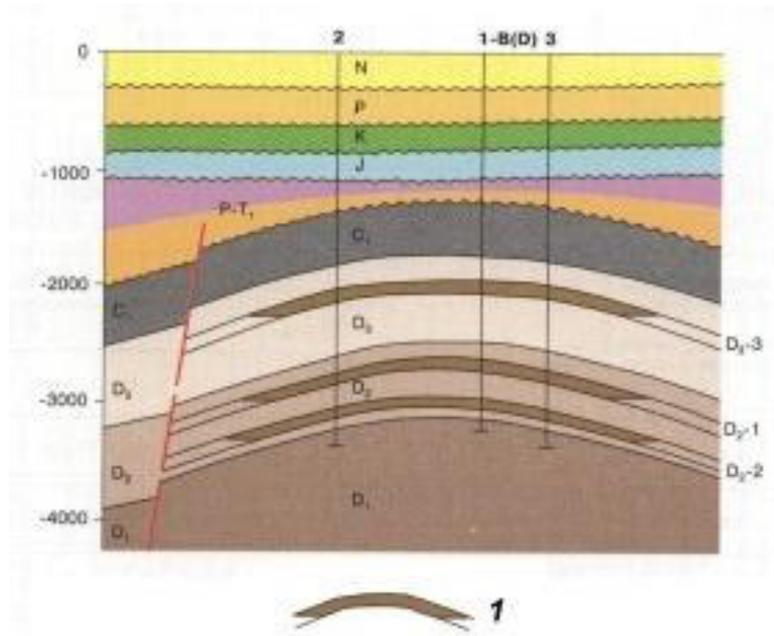
У кріптодіапїрових структурах ядро протикання знаходиться на глибині і прориває тільки частину вищезалягаючих порід, а інші тільки припіднімає (рис. 7.2e). Наочним прикладом можуть слугувати Клиньсько-Краснознаменське та Скоробогатьківське родовища (рис. 7.5, 7.6). У більшості випадків шток знаходиться у центральній частині підняття, але трапляється, що шток знаходиться у переклінальних частинах. Коли обидві перекліналі або обидва крила складки ускладнені штоками, виникають міжкупольні (міжштокові) антиклінальні структури, з якими пов'язані родовища міжкупольних (міжштокових) піднять (рис. 7.2ж).



**Рисунок 7.3** Геологічний розріз Лопушнянського нафтового родовища

(Чернівецька область, Прикарпаття, за Р.Т.Трушкевичем, 1994 р.)

1 – поклади нафти, 2 – лінії насувів, 3 – тектонічні порушення



**Рисунок 7.4 Геологічний розріз Східно-Саратського нафтового родовища**  
(Одеська область, за Б.М.Полухтовичем, 1990р.)

*1 – поклади нафти*

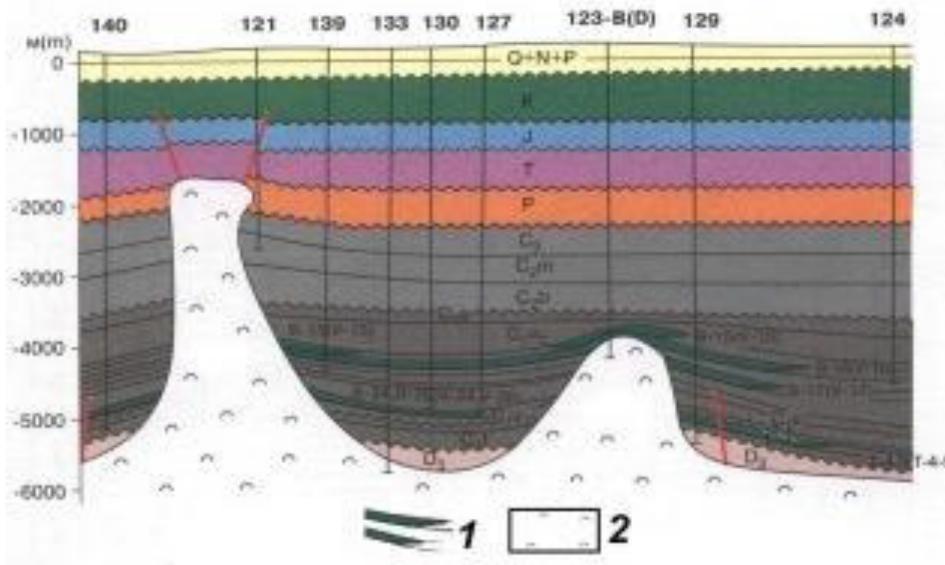
Ядро протикання (проривання) діапіру може мати витягнуту форму, коли підняття солі йде вздовж розлому, або ізометричну штокоподібну форму, іноді з дашком з одного боку або навколо штоку. Все це призводить до екранування пластів-колекторів та виникнення в них покладів нафти і газу (рис. 7.2є).

В криптодіапірових структурах (рис. 7.2є) поклади переважно знаходяться в пластах, зібраних в антиклінальну складку, яка знаходиться над штоком (діапіром).

Родовища, що пов'язані з соляно-діапіровими структурами, часто зустрічаються в Дніпровсько-Донецькій, Прикаспійській та Мексиканській западинах, Рейнському та Північноморському грабенах, Передкарпатському (Румунія) і Закарпатському прогинах та інших районах світу.

За останні роки виявлено поклади, які знаходяться під соляними штоками, де породи зібрані в антиклінальні складки. В деяких випадках вони знаходяться не прямо під штоком, а зміщені, як у родовищі Вест-Соул (рис. 7.7). Родовища між штоками виявлено в Прикаспійській западині, як наприклад, Карачаганацьке (рис. 7.8). Правда, їх можна також віднести до

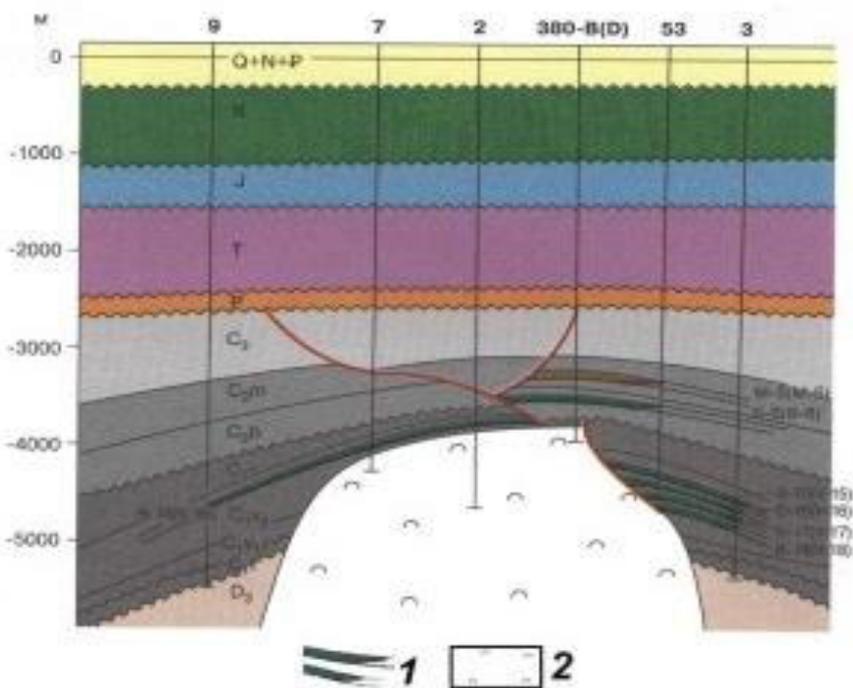
родовищ захоронених піднять.



**Рисунок 7.5. Геологічний розріз Клинсько-Краснознаменського газоконденсатного родовища**

(за М.М.Брягідою та Т.Г.Литвинюком, 1998р.)

*1 – газоконденсатні поклади, 2 – сіль*



**Рисунок 7.6 Геологічний розріз Скоробогатківського газоконденсатного родовища** (за П.М.Чепелем та Т.П.Ісаєвою, 1998р.)

Необхідно звернути увагу на ще одну особливість діапирових складок. Нерідко породи над штоком ускладнені тектонічними порушеннями, а в центральній частині спостерігається грабен просідання, що виникає внаслідок вилуговування солей пластовими водами. При цьому на місці вилуговування залишаються слабозрочинні породи (гіпси, ангідрити та ін.), в яких утворюється пустотний простір і виникають поклади, літологічно обмежені з усіх боків. Це поклади у кепроку, так зветься ця гіпсо-ангидритова шапка штоку. Такого типу поклад виявлено у брекчії Роменського соляного штоку (рис. 7.9).

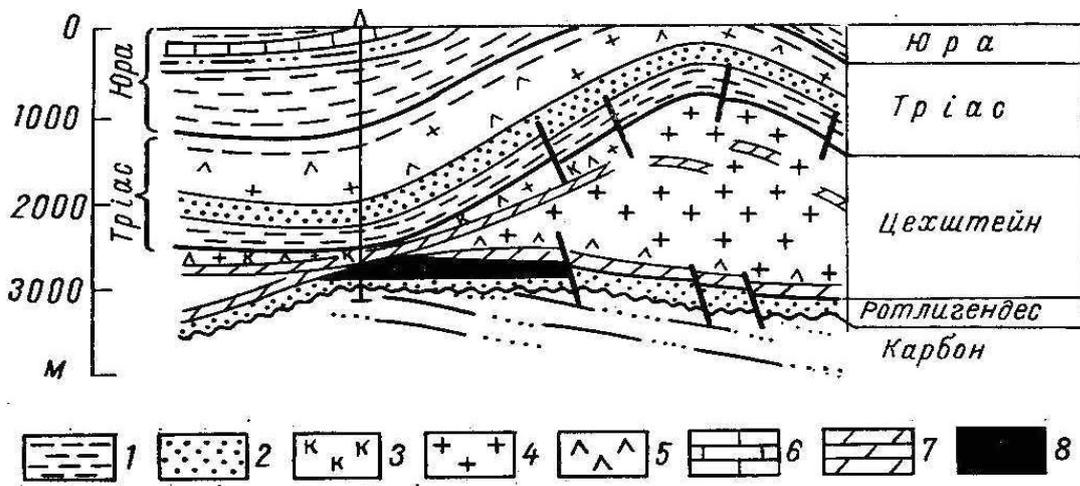


Рисунок 7.7 Розріз через родовище Вест-Соул (за Kent, Walmsley, 1970)

1 – сланці, аргіліти; 2 – пісковики; 3 – калійна сіль; 4 – галіт;  
5 – ангідрити; 6 – вапняки; 7 – доломіти; 8 – газовий поклад.

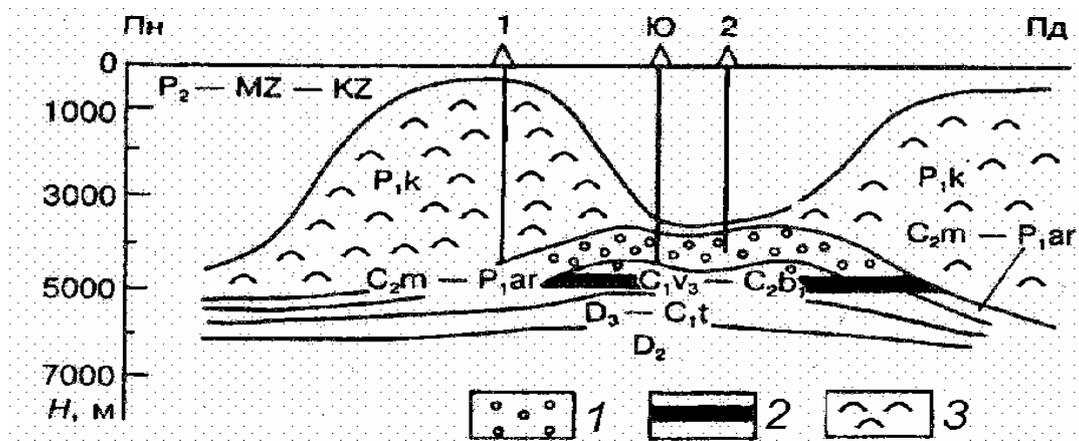


Рисунок 7.8 Геологічний розріз через Карачаганацьке родовище:

1 – газ; 2 – нафта; 3 – сіль.

В розрізі Дніпровсько-Донецької западини присутні солі девонського і нижньопермського віку. При цьому девонська сіль, протикаючи вищезалягаючі породи, з'єднується з нижньопермською і порушує її залягання. Це створює грибоподібні структури (соленосні тіла), які нерідко впливають на розподіл та характер покладів (рис. 7.10).

В родовищах цього типу переважають пластові склепінні та екрановані поклади. Поклади інших типів зустрічаються рідше.

Явища проривання вищезалягаючих порід пластичними глинистими породами (глинистий діапїризм) поширені не так часто порівняно із соляним діапїризмом, але відомі в багатьох регіонах світу. Рух пластичних глинистих мас відбувається за рахунок дії геостатичного та геодинамічного тисків. Цьому сприяє висока водо- та газонасиченість глин. Найбільш сприятливі умови для цих явищ існують в районах молодого складчастості, де відбувалось швидке занурення при тектонічних рухах, часто різного спрямування.

Складки з проявами глинистого кріптодіапїризму (див.рис. 7.2з) мають дуже різноманітну форму, часто при значній тектонічній порушеності. Приклади таких родовищ є в Краснодарському краї.

Більш поширеним є глинистий діапїризм відкритого типу з явними ознаками грязьового вулканізму (див.рис.7.2к). Грязьові вулкани на поверхні часто виражені горбами у формі зрізаного конуса висотою до 400 м, які складені грязьовулканічною брекчією.

Невеликі вулкани висотою до 50 м називають *грязьовими сопками*. З кратера вулкана періодично або постійно виділяються горючий газ, вода, іноді з плівкою нафти та грязь.

За уламками твердих порід (діаметром іноді до 1 м і більше), які виносяться на денну поверхню, можна судити про вік та літолого-фаціальний склад порід, котрі прориває цей вулкан. Під час активізації грязьові вулкани викидають величезну кількість матеріалу, в т.ч. газу, який іноді загоряється, утворюючи стовпи вогню.

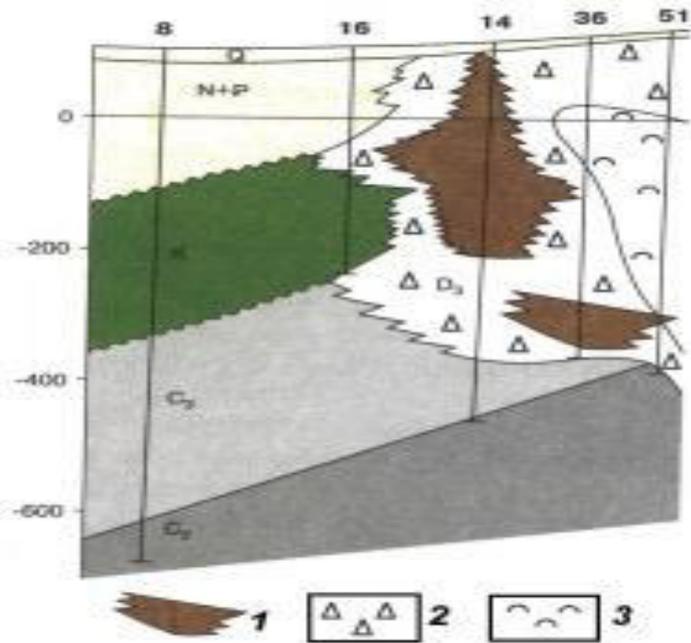
Природа цього виду вулканізму ще до кінця не з'ясована, але умовою для їх існування повинна бути наявність великої товщі пластичних глин, високих тисків, газу та нафти.

Грязьові вулкани пов'язані переважно з віссю антиклінальних піднять, порушених розломами (скиди, насуви). Розташовані вони на склепіннях або зміщені (зсунуті) до перекліналей та крил. Це відбувається здебільшого на асиметричних складках. Еруптивні апарати майже на всіх вулканах пронизують нафтогазоносні товщі, в яких зустрічається більшість типів покладів нафти і газу (склепінні, тектонічно-, стратиграфічно- і літологічно-екрановані) (див.рис. 7.2к). Жерла вулканів є провідниками тепла з нижніх горизонтів у верхні.

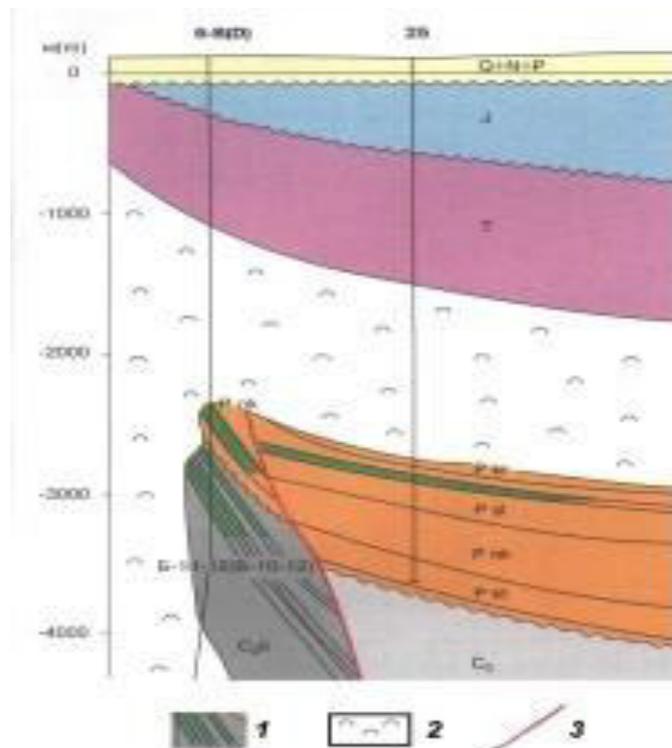
Всі без винятку території, де розвинуті грязьові вулкани, знаходяться в прогнутих молодих альпійських складчастих системах, які є одночасно і нафтогазоносними районами. В межах України грязьові вулкани відомі на Керченському півострові. Найбільш вивченими вони є в Азербайджані, де з ними пов'язані такі великі родовища, як Балахани - Сабунчі - Рамана, Бібіейбат, Локбатан, Карадаг та інші (рис. 7.11). Грязьові вулкани та пов'язані з ними нафтогазові родовища відомі в Західній Туркменії, Східній Грузії, на Таманському півострові, на о. Сахалін та Сицилії, в Румунії, США, Індонезії та Тринідаді.

Дещо рідше зустрічаються родовища, що пов'язані з антиклінальними підняттями, які ускладнені інтрузіями вивержених порід (див.рис. 7.2л). Всі вони мають свої особливі риси, тому важко навести один типовий приклад. Так, у Техасі (США) були відкриті поклади, що пов'язані з інтрузіями вивержених порід (рис. 7.12). У видозмінених базальтах (серпентенітах), в їх верхній частині та навколо них, утворились лінзоподібні пористі тіла, які наповнені нафтою. Подібні родовища зустрічаються і на Кубі, в Мексиці, в Закарпатті (Україна), (див.рис. 5.13).

Утворення таких складок зумовлене укорінням вивержених порід в осадовій товщі. При цьому створюються умови для виникнення пластових, тектонічно- і літологічно-екранованих покладів.



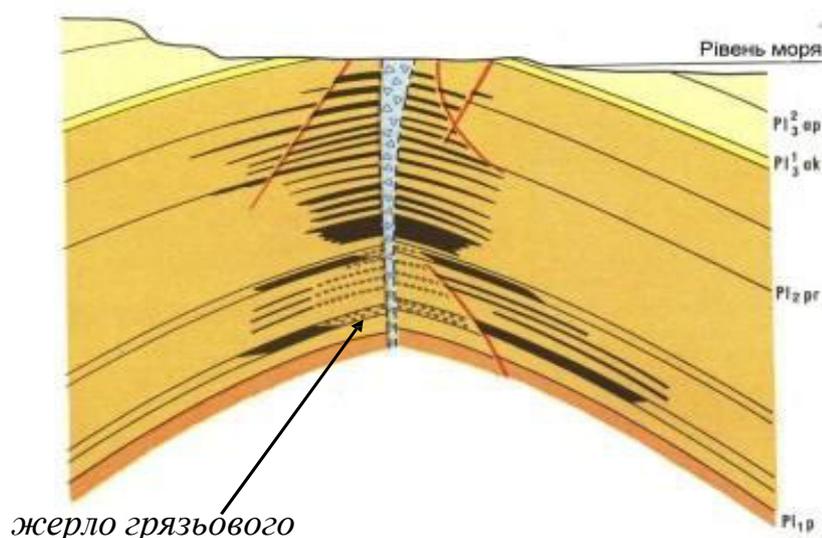
**Рисунок 7.9** Геологічний розріз Роменського нафтового родовища  
(за В.І.Мясниковим, 1998р.) 1 – нафта, 2 – гіпсоангідрити, 3 – сіль.



**Рисунок 7.10** Геологічний розріз Чутівського нафтового родовища  
(за В.П.Ляшенком, 1998р.)

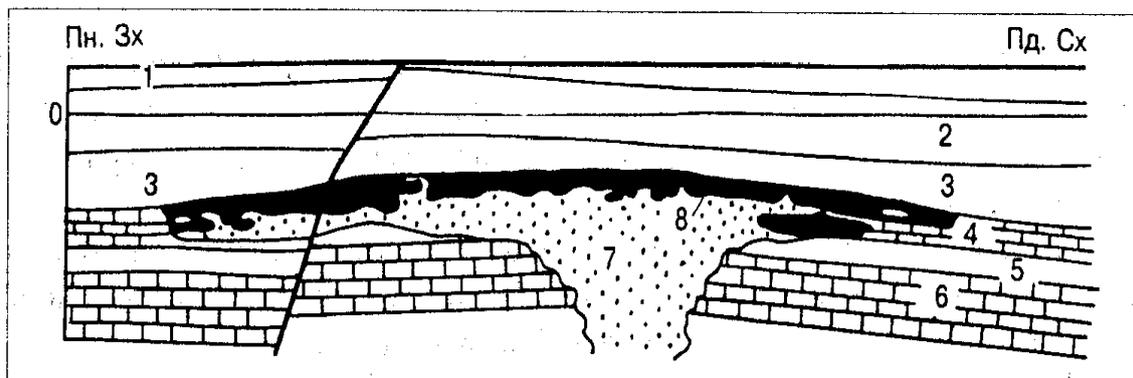
1 – нафтові поклади, 2 – сіль, 3 – тектонічне порушення

Літологічна екранізація можлива за умови зміни порід під дією інтрузії. Над інтрузіями можливе виникнення склепінних покладів (рис. 7.14). Сприятливі для цього умови виникають в місцях, де відбувався рух магми через систему розломів, які покривали прилеглу частину осадових товщ. При цьому в деяких випадках вивержені породи можуть стати породами-покришками. Подібне явище має місце на Ярезькому родовищі, біля м. Ухта, де нафтоносні пісковики перекриті товщею туфіто-діабазових порід товщиною понад 40 м (див.рис.5.15).



**Рисунок 7.11** Геологічний розріз родовища Бібіейбат

(Азербайджан, за А.А.Якубовим, А.А.Алізаде, М.М.Зейналовим, 1971р.)



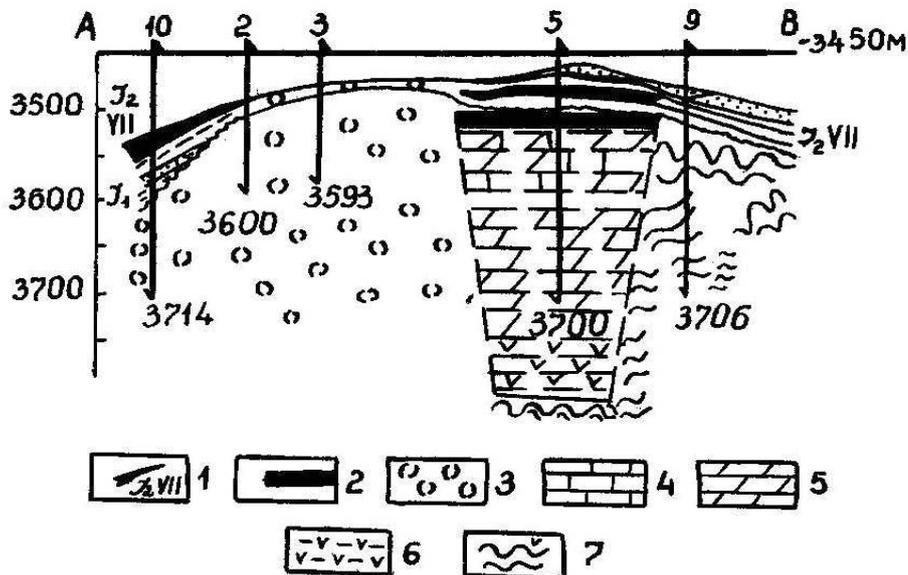
**Рисунок 7.12** Схематичний розріз через родовище Літтон-Спрінгс

1 – еоцен; 2-5 – верхня крейда; 6 – нижня крейда; 7 – серпентиніт;

8 – поклад нафти

**Родовища насунених покривів** часто зустрічаються в складчастих областях і передгірських прогинах і надзвичайно рідко - в платформних областях.

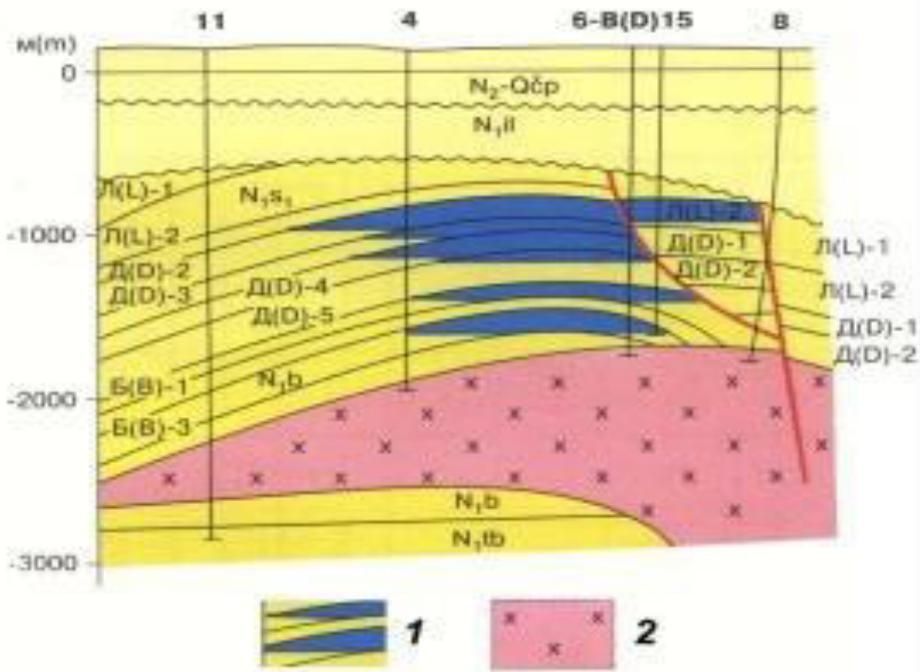
Зіткнення літосферних плит, яке є причиною горотворення, призводить до активізації насунених процесів. При цьому породи, зібрані в складки, зриваються зі своєї основи і переміщуються на значні відстані. Такі процеси часто призводять до зникнення пасток і переформування чи руйнування покладів. Але, не дивлячись на це, в таких умовах зустрічаються (і досить часто) родовища нафти і газу з великими запасами. В родовищах, ускладнених поздовжніми порушеннями типу насувів та поперечними типу скидо-зсувів і підкидо-зсувів, ці порушення часто виступають в ролі екранів. Існує два основних типи родовищ (рис. 7.16), які різняться заляганням порід під насувом. Поклади тут, як видно з рисунка, є пластові склепінні та пластові тектонічно-екрановані. Інші типи покладів при таких умовах залягання зустрічаються рідко.



**Рисунок 7.13** Геологічний розріз Урожайного родовища

(Передкавказзя, за В.Ф.Марковим, 1971)

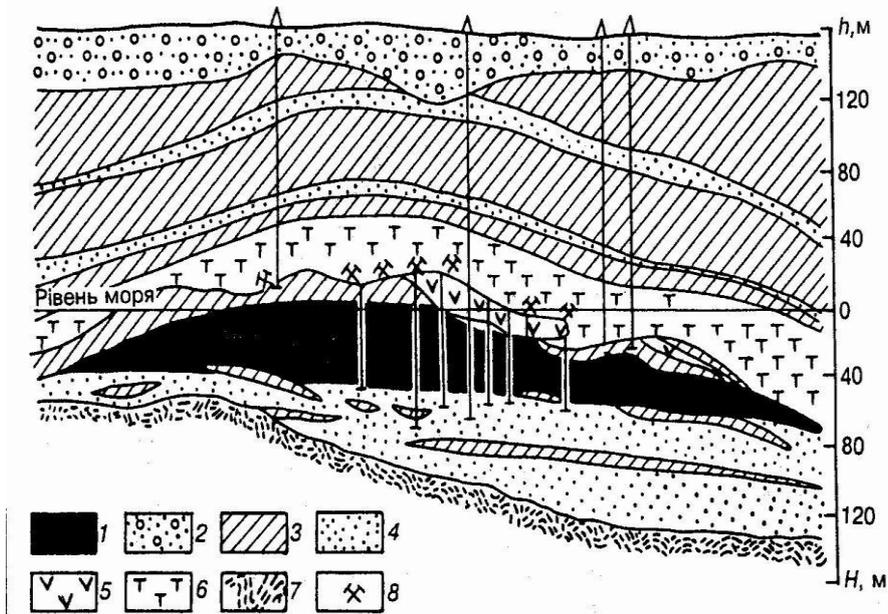
1 – нафтогазоконденсатні поклади VII пласта  $J_2$ ; 2 – нафтовий поклад в серпентинітах  $P-T$ ; 3 – ефузивна порода; 4 – вапняки  $P-T$ ; 5 – доломіти; 6 – червонобарвна осадова товща; 7 – карбонові сланці.



**Рисунок 7.14** Геологічний розріз Русько-Комарівського родовища

(Закарпатська область, за М.М. Андрейчуком, 1989р.)

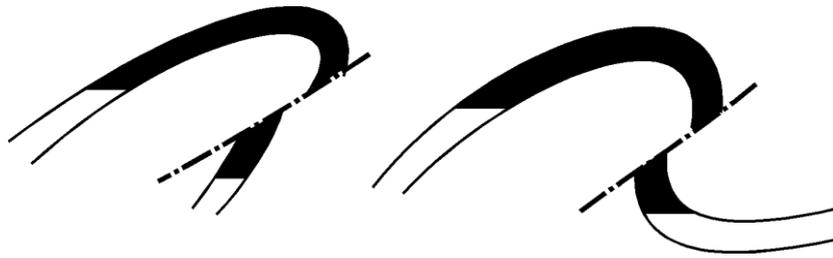
1 – поклад, 2 – гранодіорит-порфіри



**Рисунок 7.15** Геологічний розріз Ярезького родовища

1 – поклади нафти; 2 – четвертинні відклади; 3 – аргіліти; 4 – пісковики;

5 – сланці; 6 – туфїти; 7 – метаморфічні сланці; 8 – гірські виробки



**Рисунок 7.16 Типи родовищ під насупом**

Типовими в цьому відношенні є родовища складчастих Карпат і Передкарпатського прогину. Тут зустрічаються декілька ярусів складок, насунених один на одного, і відповідно родовища однієї площі можуть бути пов'язані з різними складками. Як приклад наведемо добре відоме Бориславське родовище (рис. 7.17), і Північно-Долинське (рис. 7.18).

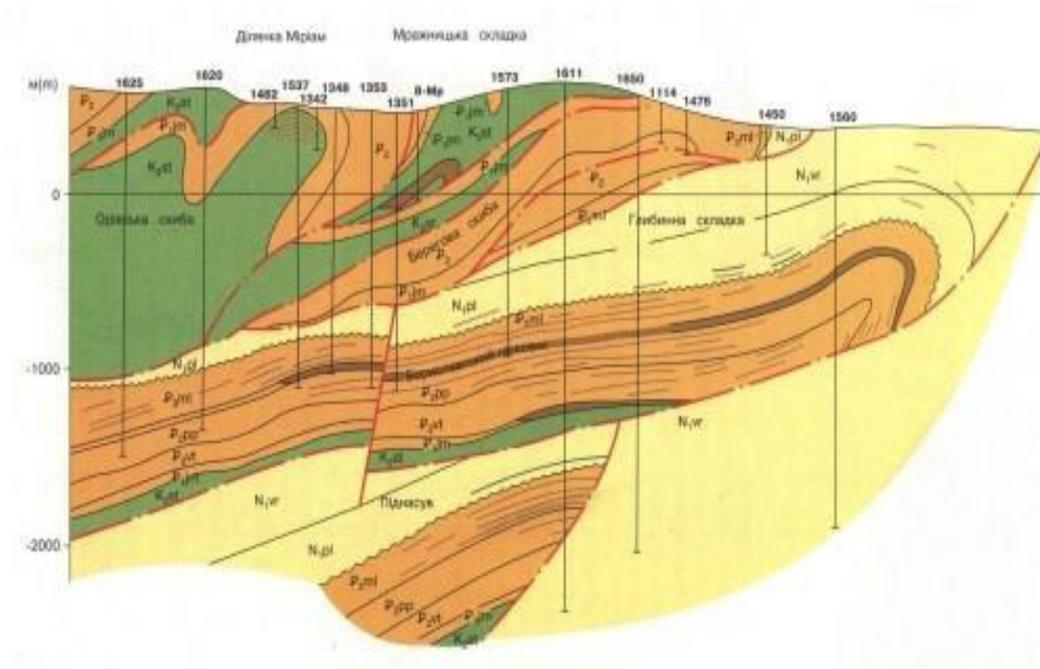
Родовища нафти і газу в *монокліналях і гомокліналях* зустрічаються досить часто в різних геотектонічних умовах, але там, де шари порід падають в одну сторону. Коли нахил пластів є витриманий на значній території, то це зветься гомокліналлю. Зауважимо, що моноклінальне залягання порід спостерігається на схилах антиклінальних піднять і на бортах синкліналей. Тому вказані ділянки при розгляді родовищ нафти і газу відносяться нами до монокліналей.

*Перша підгрупа*, це родовища нафти і газу, що пов'язані із зонами розломів та інших структурних ускладнень (флексури, структурні носи). Пастки для нафти і газу в цих випадках виникають за рахунок екранування розломами або комбінації інших видів екранування, тобто, гідравлічного, літологічного і т.д. При цьому виникають переважно тектонічно-екрановані поклади (рис.7.19а). Прикладом може бути Північногубівське родовище (рис.7.20).

*Друга підгрупа* родовищ пов'язана із зонами виклинювання пластів-колекторів. Зміна літологічного складу порід є тим чинником, що призводить до утворення пастки. Переважаючим видом покладів є пластові літологічно-екрановані (рис. 7.18б). Як приклад можна навести Волошківське (рис. 7.21) та Приазовське (рис. 7.22) родовища.

Крім того, на монокліналях іноді зустрічаються поклади, літологічно

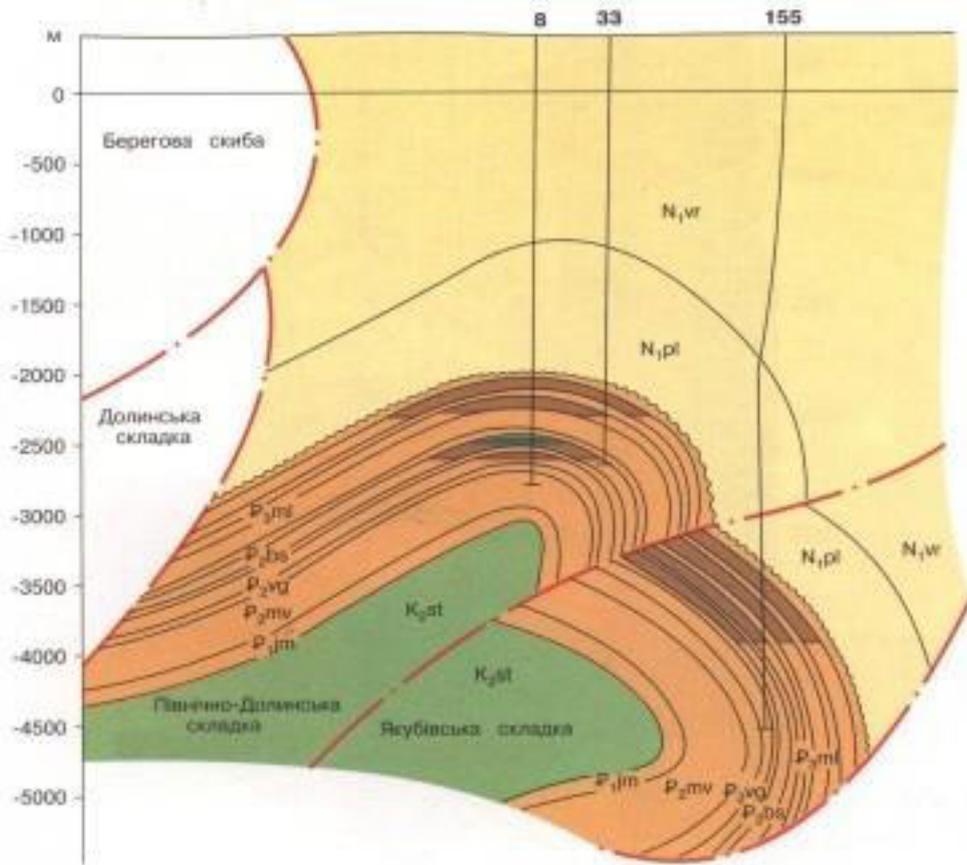
обмежені зі всіх сторін, наприклад, Шереметівське родовище в Передкарпатському прогині (рис. 7.23). Це, зокрема, «рукавоподібні» поклади в руслових відкладах із зонами перекристалізації або доломітизації вапнякових товщ. Родовища такого типу відкривати дуже важко.



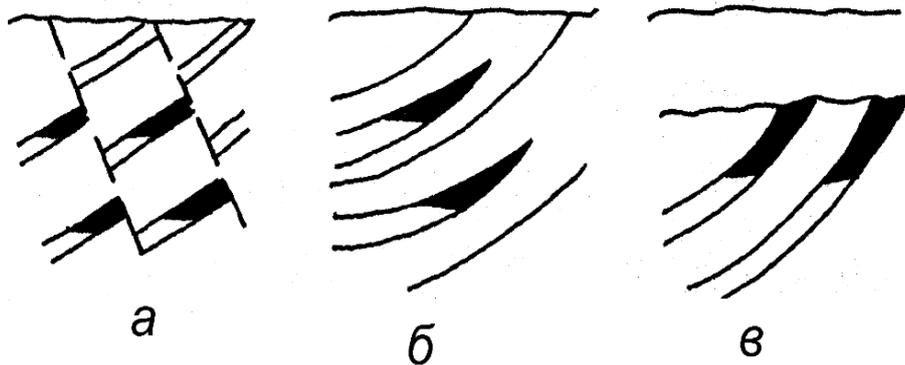
**Рисунок 7.17** Геологічний розріз Бориславського родовища  
(за Н.Р. Ковальчуком, 1978р. і М.Я. Вулем, 1994р.)

Серед цієї групи родовищ виділяють *три підгрупи* (рис. 7.19) – розломів, виклинювання, стратиграфічних неузгоджень.

*Третя підгрупа* родовищ пов'язана з локальними та регіональними зонами стратиграфічних неузгоджень (рис.7.18в). Тут відбувається зрізування порід-колекторів поверхнею неузгоджень та їх перекриття більш молодими та непроникиними породами. На рисунку 7.25 зображено родовище нафти Мідуей-Сансет, де більшість покладів є стратиграфічно-екранованими (на правій частині рисунка).



**Рисунок 7.18** Геологічний розріз Північно-Долинського родовища  
(за Л.П. Дідик, 1989р. і М.Я. Вулем, 1994р.)



**Рисунок 7.19** Родовища монокліналей, пов'язані з зонами:  
*а* – розломів, *б* – виклинювань, *в* – стратиграфічних неузгоджень

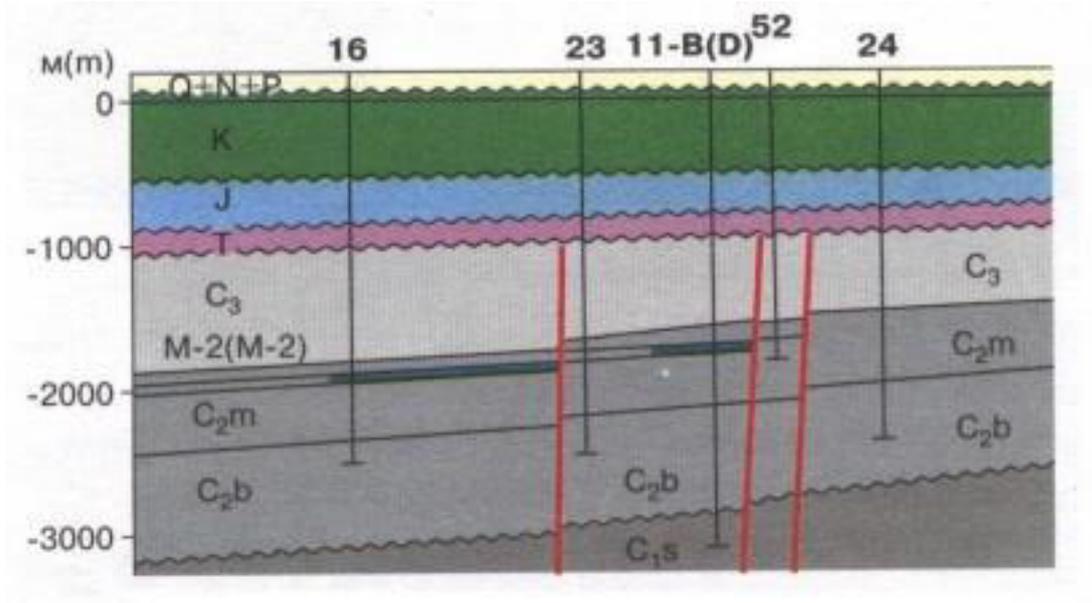


Рисунок 7.20 Геологічний розріз Північноглубівського родовища  
(за І.А. Сафонкіною)

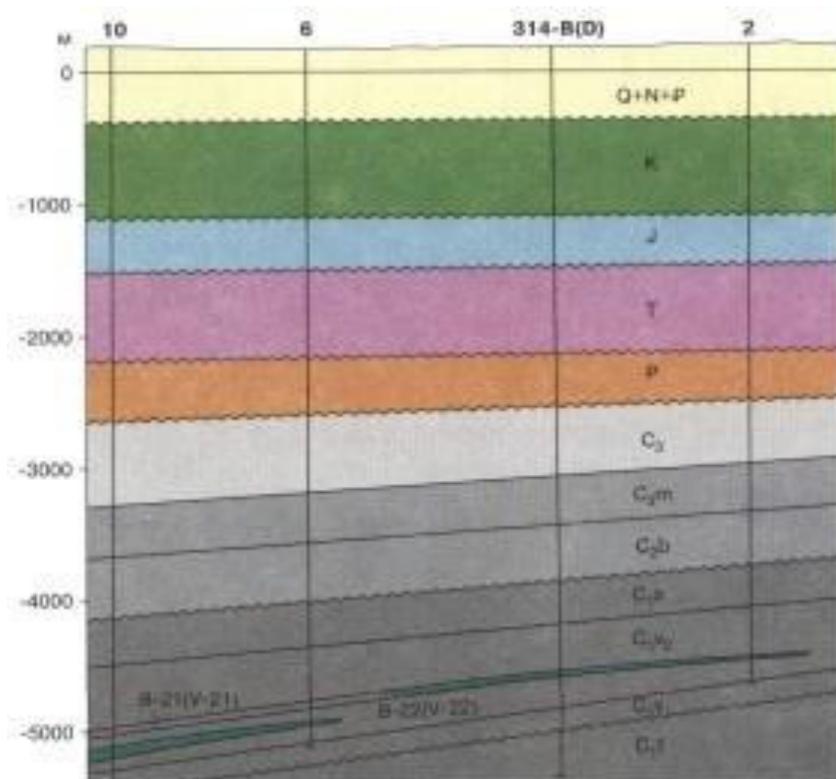
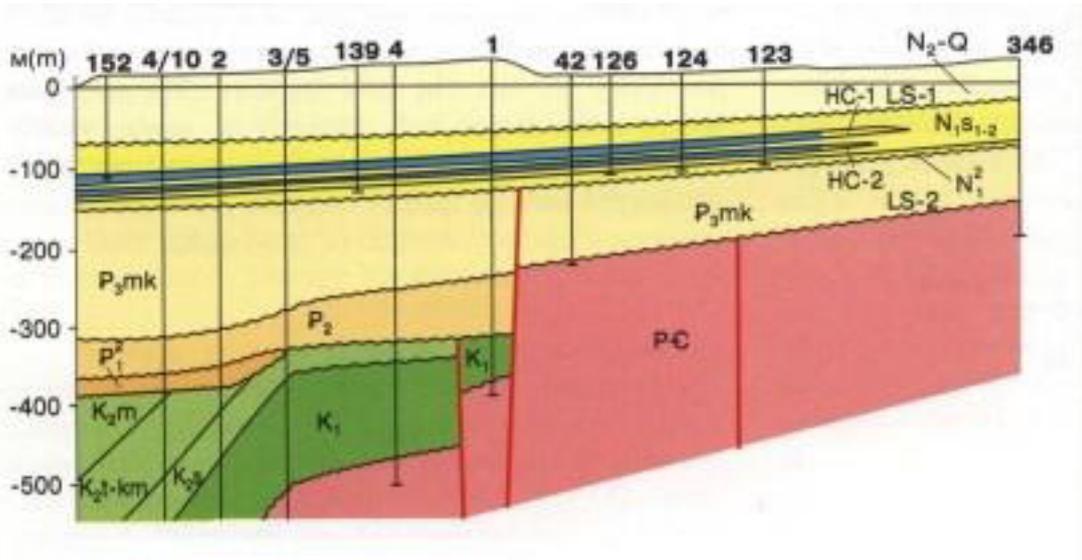
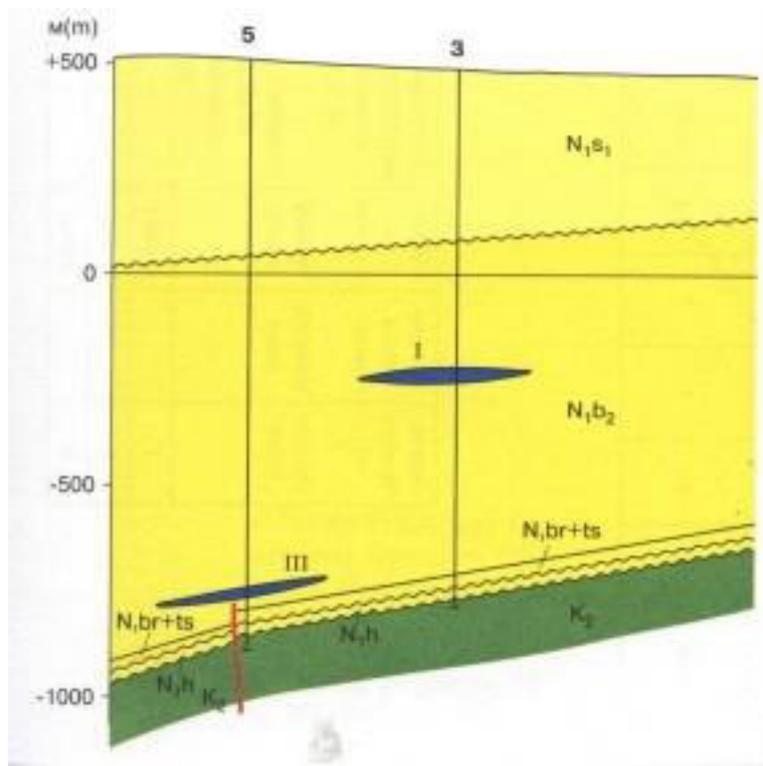


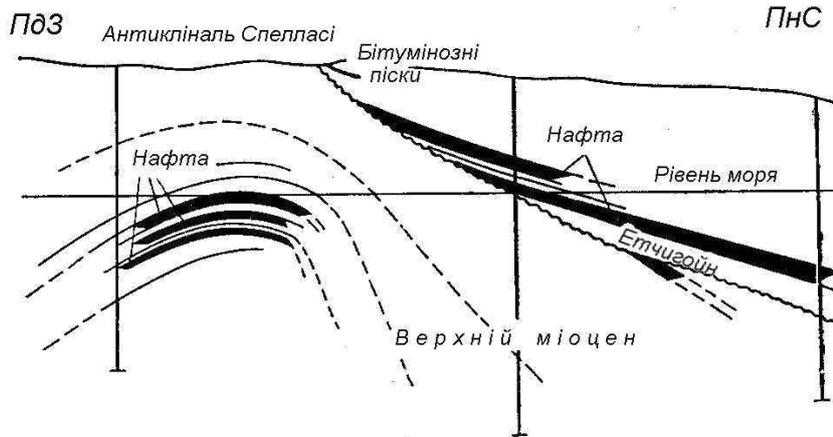
Рисунок 7. 21 Геологічний розріз Волошківського родовища  
(за В.Я. Клепіним)



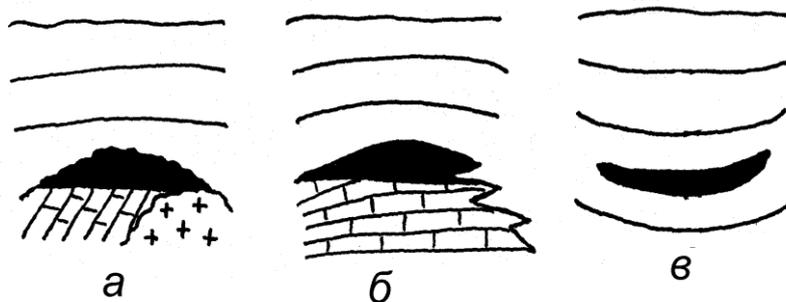
**Рисунок 7.22** Геологічний розріз Приазовського родовища  
(за С.М. Захарчуком, 1986р.)



**Рисунок 7.23** Геологічний розріз Шереметівського родовища  
(за Б.К. Музикою, 1988р.)



**Рисунок 7.24** Геологічний розріз родовища Мідуей-Сансет



**Рисунок 7.25** Родовища:

*а – ерозійних виступів, б – рифогенних виступів,  
в – синклінальних прогинів.*

Як відомо, рифогенні побудови виникають в особливих фізико-географічних умовах при участі комплексу організмів та водоростей, що об'єднуються під загальною назвою рифобудівників. Завдяки високій швидкості росту рифу виникають підводні височини, які сягають рівня океану і зазнають часткового руйнування та перевідкладення матеріалу, що призводить до утворення пририфових шлейфів.

Пастками нафти і газу для родовищ цього класу служать головним чином рифові масиви і зрідка позарифові та передрифові фації (шлейфи). Внаслідок занурення та захоронення рифу в товщах порід, що його перекривають, виникають структури облікання, в яких можуть бути пастки склепінного типу. Подекуди рифи розвинуті і на антиклінальних підняттях,

тому в окремих випадках під рифовими масивами можуть виникати сприятливі умови для існування покладів.

Характерною особливістю рифогенних комплексів порід є їх різка літофаціальна мінливість, що відчутно впливає на величину проникності та продуктивності свердловин. Це зумовлено самим процесом розвитку рифового масиву та наступними за цим процесами епігенезу.

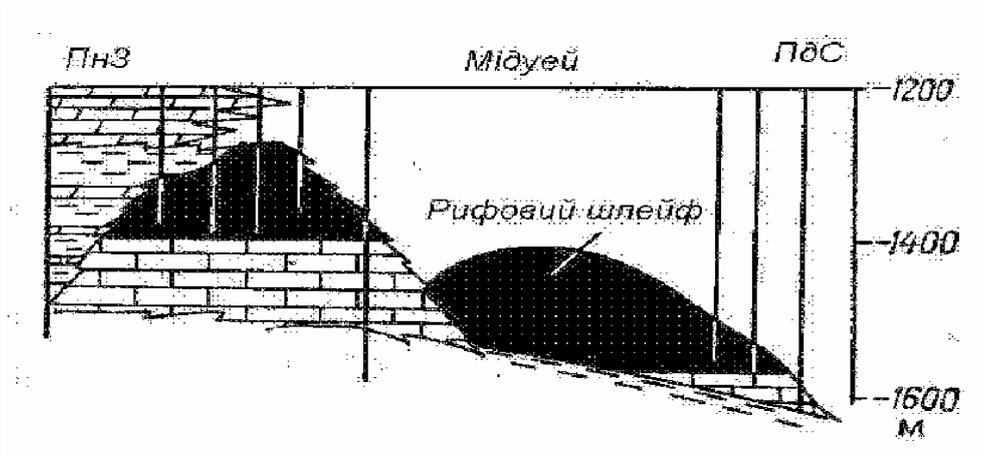
Висота рифових масивів може досягати 500-1000 м при стрімких схилах (до 60°). Перекриті вони здебільшого глинистими і рідше соленосними покришками. Нерідко можна зустріти рифогенні тіла в товщах звичайних вапняково-доломітових порід.

Рифогенні побудови зустрічаються як одиночні, так і групами у вигляді ланцюжка бар'єрних рифів, кільця (атоли) та архіпелагів.

Рифові масиви переважно розташовуються паралельно до основних структурних ліній, зон розломів та контуру великих карбонатних масивів.

Родовища нафти і газу, що пов'язані з рифовими виступами, зустрічаються в багатьох нафтогазоносних регіонах: Пермському (США), Західно-Канадському, Мексиканській затоці (США, Мексика), Приуралля, Прикаспію (Казахстан) та інших.

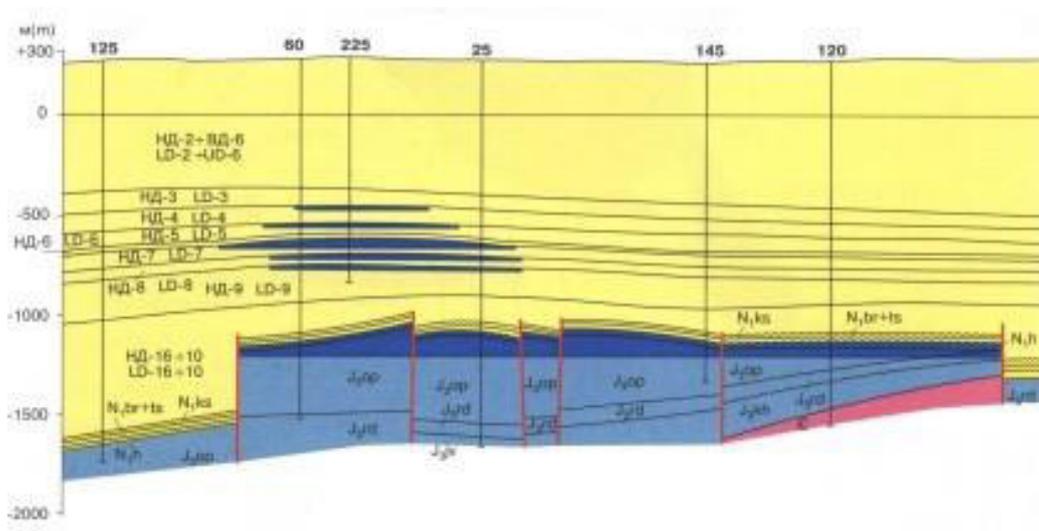
Поклади нафти і газу в рифових виступах є масивного типу. Інші типи покладів можуть бути тільки за межами рифового тіла (рис.7.26). Більшість родовищ цього типу містять тільки один поклад.



**Рисунок 7.26 Родовище з покладами нафти в бар'єрному рифі Ебо (США)**

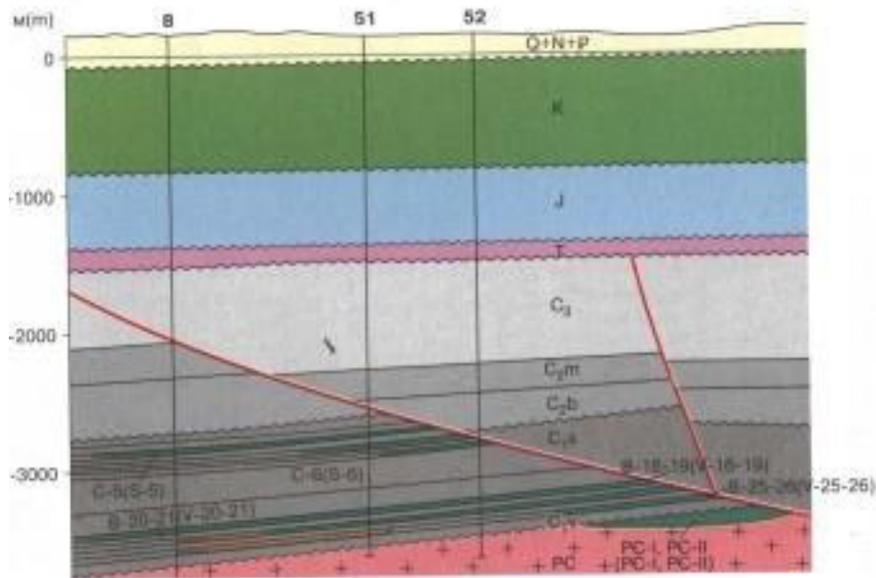
Родовища нафти і газу ерозійних виступів пов'язані з залишками давнього рельєфу. Ерозійні виступи можуть бути складені породами різними за віком, складом та генезисом, які піддавались інтенсивній ерозії. Це переважно виступи кристалічного фундаменту, дислокованих та метаморфізованих порід, товщі карбонатних та теригенних порід.

Продуктивні горизонти можуть знаходитись в корі вивітрювання, утворюючи майже пластові поклади, що пов'язані з верхньою частиною виступу або в середині нього, або в породах під виступом, як це зображено на рисунку 7.27.



**Рисунок 7.27** Геологічний розріз Рудківського родовища  
(за Р.Т. Трушкевичем, 1994р.)

Родовища такого типу виявлено в Україні - це, зокрема, Хухринське, Юліївське, Чернечинське, у Дніпровсько-Донецькій западині (рис.7.28). Окремі родовища відомі і в інших регіонах світу.



**Рисунок 7.28** Геологічний розріз Юліївського родовища (за Г.С. Голуб)

Процес виникнення порід-колекторів в зоні денудації є зрозумілим, але важче пояснити їх появу всередині кристалічного фундаменту.

*Родовища нафти і газу в синклінальних прогинах* зустрічаються дуже рідко (див. рис. 7.25в). Поклади нафти можуть сформуватись на дні синкліналі тільки за рахунок дії сил гравітації у пластах, де відсутня вільна вода. Такі умови є дуже винятковими. Існування газових покладів в цьому випадку є неможливим, оскільки вуглеводневий газ легший від того, що заповнює пори порід. Формування покладів можливе в бортових частинах синкліналей за рахунок літологічного або іншого екранування.

Родовища такого типу виявлено в Апалацькій западині (США). Необхідно звернути увагу на те, що поклади нафти знаходяться не на самому дні синкліналі, а в нижній прогнутій частині схилу. Це відбувається за рахунок літологічного екранування покладу вниз за падінням пласта.

## 8. ТЕРМОБАРИЧНІ УМОВИ В ПОКЛАДАХ І РОДОВИЩАХ

Всі процеси, що протікають в надрах Землі, диктуються термодинамічною обстановкою, в якій знаходяться гірські породи та рідини і гази, що їх насичують. Головними параметрами, що визначають обстановку, є температура і тиск. Від них залежить ступінь ущільнення, цементації, перетворення порід, рухомість та енергетичний потенціал флюїдів, утворення, збереження і перетворення нафти і газу і т.п.

Геолог повинен добре знати особливості впливу температури і тиску на породи та флюїди, щоб розумітись в складних процесах, які протікають в покладах та родовищах нафти і газу.

### 8.1. Пластові тиски

*Тиск* є важливим параметром, який характеризує енергію нафтоносних, газоносних та водоносних пластів.

*Пластовим* називається тиск, який існує в середині порового простору порід і під дією якого перебуває нафта, газ та вода. Завдяки існуванню пластових тисків нафта, газ та вода мають певну кількість потенційної енергії, яка використовується при видобутку цих корисних копалин. Саме наявністю природної енергії скупчення нафти і газу принципово відрізняються від багатьох інших корисних копалин. Вияснення природи пластового тиску в різних геологічних умовах дає нам ключ до розуміння процесів формування нафтових і газових скупчень та просторового їх розташування. Наявність градієнта тиску між двома ділянками сприяє переміщенню флюїдів у пластах. Дослідження пластових тисків ведеться вже давно. Найбільш повні праці з цих питань опублікували Б.А. Тхостов, К.А. Анікієв, Р.М. Новосілецький, О.О. Орлов.

Тиск флюїдів в поровому просторі може виникати під впливом різних факторів. Окремі з них можуть діяти постійно на протязі довгого геологічного часу, інші проявляються лише в окремі моменти.

Головними факторами (джерелами) пластових тисків є: а) гідростатичний і гідродинамічний напір вод; б) геостатичний та геотектонічний

тиск; в) перетоки між пластами; г) вертикальні переміщення порід.

Другорядні: а) зміна температури; б) випадіння вторинних цементів (солей); в) розчинення порід; г) хімічні та біохімічні перетворення нафт і газів; д) глибина відкладення осадків; е) осмотичний тиск; ж) мінералізація вод та деякі інші.

Вплив всіх цих перерахованих факторів залежатиме значною мірою від гідродинамічної відкритості чи закритості (ізолюваності) природних резервуарів. Всі вони певною мірою впливають на величину пластового тиску, але не завжди можливо встановити внесок кожного фактора окремо у створення тиску в конкретному реальному пласті.

**Гідростатичний напір вод.** Поровий простір кожного колектора є заповнений водою і лише в рідких випадках нафтою або газом. Водонасичені породи є середовищем, в якому проходять процеси переміщення нафти і газу до утворення покладів у відповідних пастках. Вода виступає передавачем пластового тиску. Пори порід, з'єднуючись між собою, створюють простір, в якому тиски за відсутності руху розподіляються згідно з законами гідростатики. Як відомо, в такій системі тиск  $P$  в кожній точці залежить від глибини  $H$  та густини води  $\rho_v$  і виражається формулою

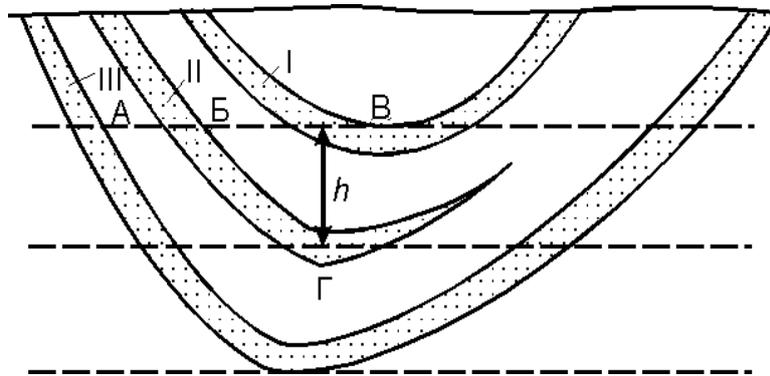
$$P = \rho_v * g * H, \quad \text{Па або н/м}^2 \quad (8.1)$$

де:  $g$  - прискорення вільного падіння,  $\text{м/с}^2$ ;

$H$  - глибина в м;  $\rho_v$  - густина води,  $\text{кг/м}^3$ .

Тиск, створений стовпом води, носить назву **гідростатичного**. В найпростішому випадку, коли пласти виведені на денну поверхню, тиск в окремих пластах буде збільшуватись пропорційно росту глибини (рис. 6.1). Незначними можливими змінами питомої ваги з глибиною можна для простоти нехтувати. Приймемо, що рівень ґрунтових вод співпадає з денною поверхнею. Тоді тиски в точках А, Б, В будуть однаковими, бо знаходяться на одній глибині від вільної поверхні води (від дзеркала води). Тиск в точці Г буде більший за тиск В на величину  $\rho_v * g * h$ , де  $h$  - це відстань по вертикалі між точками В і Г. Тиск в точці Г зазвичай є більший за тиск в точці В, але якщо з'єднати ці пласти між собою, то перетікання не буде, оскільки ця

різниця в тисках зрівноважитья стовпом води висотою  $h$ .



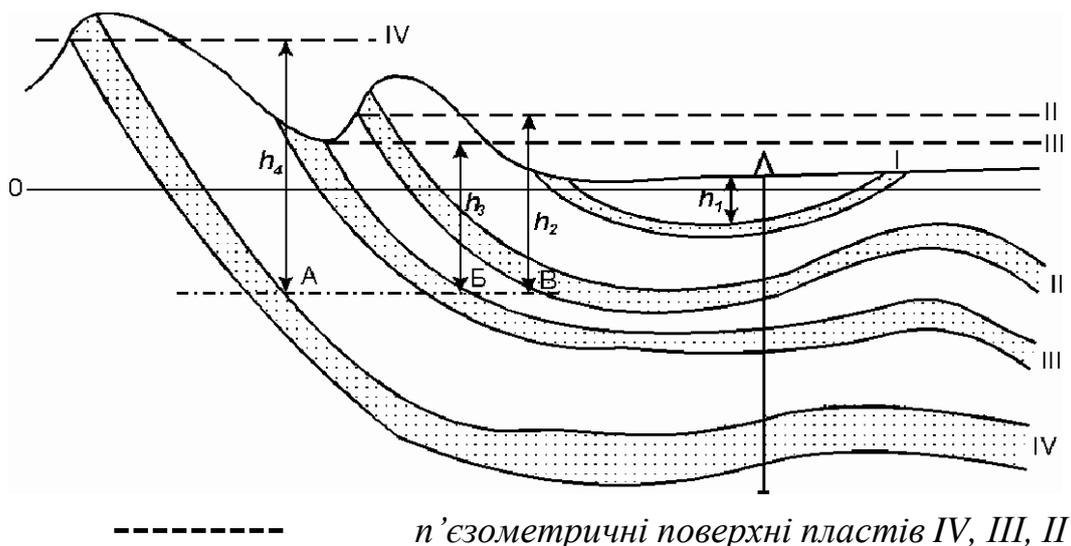
**Рисунок 8.1 Відкриті резервуари з гідростатичним тиском**

В природі зустрічаються і інші варіанти розподілу пластових тисків, при яких у різних пластах на одній глибині (абсолютних відмітках) тиски за величиною будуть різні. Такий розподіл тисків зустрічається у випадках, коли кожний пласт окремо виходить на поверхню на різних висотах (гіпсометричних позначках) (рис. 8.2). У таких резервуарах, які мають зв'язок з поверхнею Землі, тиск буде визначатись положенням дзеркала води в приповерхневій частині. Зв'язок резервуарів з поверхнею може відбуватись при безпосередньому виході самого пласта або через зони розломів.

Положення дзеркала води залежить від величини поступлення води, висотного положення виходу пласта та інших чинників. В даному випадку величина пластового тиску визначається не глибиною залягання пласта (рис. 6.2), як в попередньому випадку, а відстанню по вертикалі між точкою заміру тиску до п'езометричної поверхні (дзеркала ґрунтових вод), тобто висотами  $h_2$ ,  $h_3$  і  $h_4$ . П'езометрична поверхня вказує, на яку висоту могла б піднятися вода у пробуреній свердловині.

За відсутності руху води в пластах п'езометрична поверхня є горизонтальною. Для першого пласта (рис. 6.2) п'езометрична поверхня збігається з поверхнею, і рівень води в свердловині, яка розкрила б цей пласт, міг би піднятися тільки до гирла, тобто до поверхні Землі. Якщо тією ж свердловиною був би відкритий другий, третій або четвертий пласти, то рівень води міг би піднятися значно вище поверхні Землі, і свердловина вільно переливала б водою. Якщо порівнювати пластові тиски на однакових

абсолютних позначках (точки А, Б, В), то ці тиски будуть різними, оскільки різні положення займають і п'єзометричні поверхні. При сполученні цих водоносних пластів через розлом, мали б місце перетоки від пластів з більшими в пласти з меншими пластовими тисками, тобто від пласта IV до пластів III, II і I або від II до I і III пластів.



**Рисунок 8.2 Приклади положення п'єзометричної поверхні у різних геологічних умовах**

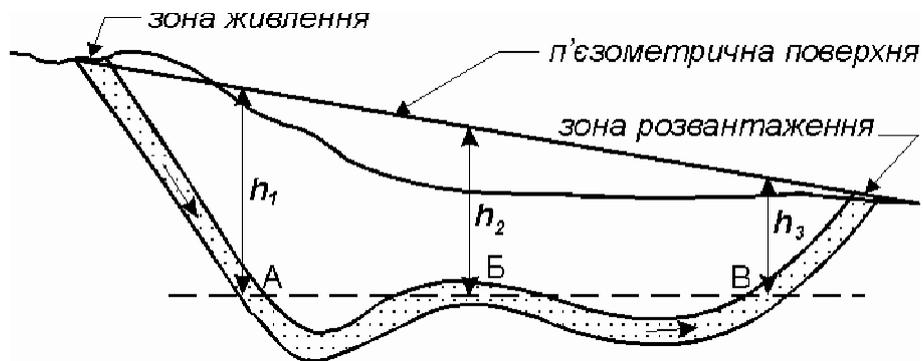
Слід зауважити, що строго горизонтальні п'єзометричні поверхні в природі зустрічаються досить рідко через рух води в пластах.

**Динамічний тиск.** У випадку руху води в резервуарі від зони живлення до зони розвантаження (рис. 8.3) п'єзометрична поверхня буде мати певний нахил. В однорідному пласті цей нахил буде зберігатись на всій відстані від зони живлення до зони розвантаження пластових вод. При неоднорідності порід за проникністю нахил буде змінюватись залежно від гідравлічних втрат.

Зона живлення пластових вод, як видно з рисунку 8.3, є гіпсометрично піднятою порівняно з зоною розвантаження. При цьому буде відбуватись рух води в пласті в напрямі до зони розвантаження, позаяк  $h_1 > h_2 > h_3$ . Значить, між точками А, Б, В існують перепади тисків, і в цьому ж напрямі відбуватиметься рух води.

Швидкість руху води при всіх інших умовах буде залежати від

величини перепаду тисків на одиницю відстані, тобто від величини гідродинамічного градієнта тиску.



**Рисунок 8.3 Приклад руху води в резервуарі від зони живлення до зони розвантаження**

В більшості випадків в природі спостерігається поступове та закономірне збільшення пластових тисків з глибиною як в окремому пласті, так і при переході від одного до іншого. Приріст тиску на 1 м глибини називається гідростатичним градієнтом. Гідростатичний градієнт тиску спрямований вертикально вниз. Його величина дещо перевищує 0.01 МПа/м і залежить для гідродинамічно відкритих резервуарів тільки від величини густини пластових вод, яка коливається переважно в межах від 1000 до 1300 кг/м<sup>3</sup>.

Пластові тиски, які підпорядковуються законам гідростатики, називають *нормальними гідростатичними*. Якщо невідома справжня величина густини пластових вод, то для розрахунку приймають густину води, рівну 1000 кг/м<sup>3</sup>, і одержаний таким чином тиск називають умовним гідростатичним тиском.

Коли природні резервуари мають прямий зв'язок з поверхнею Землі через безпосередній вихід пластів або через системи розломів, то пластовий тиск не може відрізнятись від нормального гідростатичного, оскільки будь-яка зміна в резервуарі може бути компенсована притоками нової порції води з поверхні або, навпаки, відтоком її на поверхню.

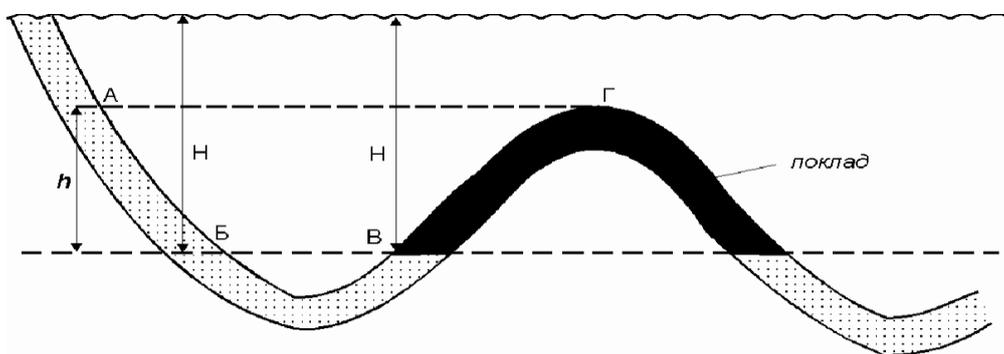
Є один можливий варіант, при якому може виникати підвищений тиск в окремих частинах резервуарів при збереженні законів гідростатики, і цей тиск називають *надлишковим*. Такий випадок може виникнути за наявності

газового або нафтового покладу великої висоти (рис. 6.4).

Проведемо відповідні розрахунки тисків для різних точок даного резервуара. Згідно з законами гідростатики тиск в точці Б (рис. 8.4) є рівним тиску в точці В. Тиск в точці А буде становити  $P_A = P_B - \rho_v * g * h$ , відповідно в точці Г тиск буде  $P_G = P_B - \rho_n * g * h$ , де  $\rho_n$  – густина нафти (чи газу) в пластових умовах.

Оскільки  $\rho_v > \rho_n$ , то  $P_G > P_A$ :

$$P_G = P_A + (\rho_v - \rho_n) * g * h \quad (8.2)$$



**Рисунок 8.4 – Приклад виникнення надлишкового тиску в нафтовому покладі великої висоти**

З цього видно, що в точці Г, яка розташована в самій склепінній частині покладу, тиск не буде відповідати величині тиску, який би був за відсутності покладу. Якщо прийняти, що висота покладу  $h = 1000$  м (в природі зустрічаються іноді поклади і більшої висоти), а питому густину газу в пластових умовах  $300 \text{ кг/м}^3$ , то пластовий тиск в точці Г перевищує нормальний гідростатичний тиск на даній глибині на 7.5 МПа.

Чимало описаних в геологічній літературі випадків відхилень від нормального гідростатичного тиску зумовлені саме цим явищем.

Якщо провести аналогічні підрахунки для нафтового покладу з густиною нафти в пластових умовах, рівною  $700 \text{ кг/м}^3$  при всіх інших рівних умовах, то перевищення тиску в точці Г над тиском в точці А становитиме 3.4 МПа. Такими явищами пояснюються підвищені тиски в склепінних частинах таких родовищ як Долинське на Прикарпатті, Шебелинське в Дніпрово-Донецькій западині та багато інших. Чим ближче до контакту газ-

вода або нафта-вода, тим різниця тисків поступово зменшується і зникає повністю на контакті з водою. Такого роду поклади можуть виникати тільки під високоякісними покришками і великої потужності. Розподіл тисків в таких покладах наведено на рис. 6.5.

**Геостатичний та геодинамічний тиски.** Геостатичним називається тиск, який створюється вагою вищезалягаючих гірських порід. Величина його залежить від товщини (глибини) та густини щільності) порід. При середній щільності осадових порід  $2300 \text{ кг/м}^3$  градієнт геостатичного тиску дорівнює  $0,023 \text{ МПа/м}$ . Середня густина осадових порід коливається переважно в межах  $2300\text{-}2500 \text{ кг/м}^3$ . Геостатичний тиск сприяє ущільненню порід. Йому частково протидіє пластовий тиск.

**Геодинамічним** називається тиск, який виникає при горотворних процесах. Цей тиск діє відносно короткий час, але може досягти значної величини. Геостатичний і геотектонічний тиски об'єднують під загальною назвою гірського тиску.

Гірський тиск переважно передається через скелет породи. Рідини і гази сприймають і передають цей тиск лише у випадку, коли під дією гірського тиску проходить процес ущільнення порід, тобто зменшення об'єму порового простору. У гідродинамічно відкритих резервуарах зростання пластового тиску при ущільненні порід не відбувається, оскільки це призводить до відтікання з резервуара частини рідин, які насичують поровий простір, і пластовий тиск зберігається нормально гідростатичним.

У гідродинамічно закритих резервуарах, де відсутній зв'язок з поверхнею Землі або іншими пластами, при ущільненні порід буде відбуватись зростання пластового тиску, який може досягнути величини, близької до геостатичного. Зменшення об'єму тільки на  $1/1000$  долю призведе до зростання тиску на  $10 \text{ МПа}$ .

Пластові тиски, які значно відрізняються від гідростатичних, називають **аномально високими пластовими тисками** (АВПТ). Щоб не допускати помилки у віднесенні до аномальних тисків, порівняння слід проводити за даними, що відповідають водоносним частинам покладів.

Найлегше реагують на дію гірського тиску глинисті породи. При дії на

глини гірського тиску відбувається значне ущільнення (зменшення порового простору) і поступове витискання з них води. Ця вода поступає в резервуари і у випадку їх ізольованості призводить до виникнення аномально високого пластового тиску. Саме з цієї позиції більшість дослідників пластових тисків і бачать пояснення можливої причини виникнення аномально високих пластових тисків. Процес ущільнення проходить більш інтенсивно в найбільш прогнутих зонах, де високий гірський тиск. І такі прогнуті зони можуть бути своєрідними зонами живлення, а зонами розвантаження підземних вод можуть слугувати розломи і виходи пластів на денну поверхню.

Тектонічні рухи, які спонукають до *вертикальних і горизонтальних переміщень* пластів, можуть викликати зміну пластового тиску не лише через ущільнення порід, але й через переміщення по вертикалі окремих блоків, в яких зберігається початковий пластовий тиск. Так, наприклад, коли відкладення осадків проходило на глибині 600 м, а тектонічними рухами вони були виведені на рівень моря, то в гідродинамічно закритих резервуарах може зберегтись початковий тиск, і він буде значно вищий відносно нормального гідростатичного.

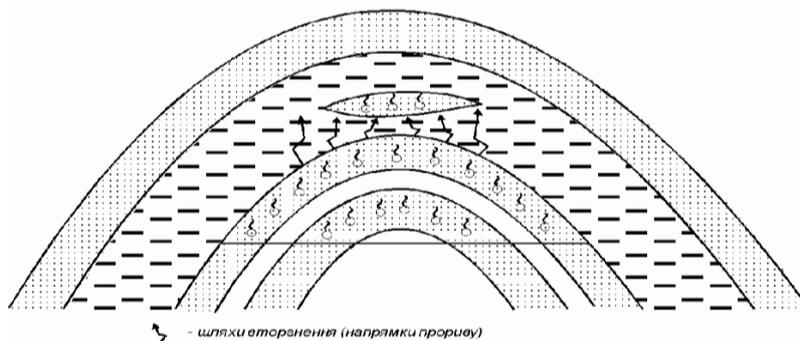
*Перетоки* між пластами з різними тисками також можуть призводити до виникнення аномальних тисків. Перетоки нафти і особливо газу можуть призводити до значного зростання пластового тиску навіть тоді, коли до початку у водоносних зонах цих пластів були нормальні гідростатичні тиски. Спливання газу з понижених ділянок в більш припідняті або перетоки з нижніх горизонтів у верхні завжди в ізольованих резервуарах будуть призводити до значного зростання пластових тисків.

Гази при вертикальних переміщеннях в пружних середовищах зберігають не весь початковий тиск, але більшу його частину. Такий процес може призвести до зростання пластового тиску, який за величиною наблизиться до гірського. При цьому виникатимуть гідророзриви пластів, і відбуватимуться нові перетоки. Такими процесами, очевидно, часто зумовлені бурхливі нафтогазопрояви у породах, що перекривають поклади нафти і газу.

Завдяки виникненню аномально високих пластових тисків проходить

вторгнення нафти чи газу в товщу порід-покришок (іноді прориваючи їх наскрізь). Це особливо проявляється в зонах тектонічних порушень і призводить до виникнення так званого *ореолу вторгнення* (за Анікієвим К.А.) або краще назвати ореолу розсіювання вуглеводнів (рис.8.5). Ці ореоли виявляються при бурінні свердловин інтенсивними нафтогазопроявами, особливо бурхливі бувають проявлення тоді, коли в породах-покришках зустрічаються окремі ізольовані лінзи порід-колекторів. Очевидно саме з такими процесами пов'язані так звані поклади «білої» або дистильованої нафти, які утворились внаслідок перетоків з покладів з аномально високими пластовими тисками. Такі явища спостерігаються над родовищами Прикарпаття, Азербайджану та інших регіонів.

*Зміна температури* також може бути причиною зростання або зниження пластових тисків. Як відомо, зміна температури призводить до зміни об'єму рідин, газів та скелета породи. Візольованих резервуарах підвищення температури викликає розширення рідин і газів та зростання пластового тиску, а при зниженні температури тиск буде знижуватись.



**Рисунок 8.5 Ореоли вторгнення (розсіювання) вуглеводнів в породи-покришки**

*Випадіння вторинних цементів* (солей) в породах-колекторах з порових розчинів призводить до зменшення об'єму порового простору, що в свою чергу призводить до незначного зростання пластового тиску. Ці процеси не можуть мати значного впливу на величину пластового тиску навіть в гідродинамічно ізольованих резервуарах тому, що процес випадання цементів (солей) з водних розчинів призводить також до часткового зменшення загального об'єму води і продовжується на протязі

довгого часу. Ці процеси сприяють виникненню зон часткової або повної гідродинамічної ізоляції природних резервуарів.

*Розчинення або вилугування* порід спричиняє виникнення вторинної пористості, тобто збільшується загальний поровий простір. Об'єм розчину завжди менший від суми об'ємів розчинника і розчиненої речовини. За рахунок цього може зменшуватись пластовий тиск. При доломітизації, як відомо, зменшується об'єм породи на 14%, це також може призвести до зменшення пластового тиску в замкнутій системі.

*Хімічні та біохімічні перетворення нафт та газів* можуть впливати на величину пластового тиску. Руйнування (розклад) великих і складних вуглеводневих сполук і утворення більш простих призводить до збільшення об'єму і пластового тиску в замкнутій системі. Ці процеси можуть відбуватись внаслідок каталітичного впливу порід на вуглеводневі сполуки, діяльності бактерій і температури. Зростання тиску в свою чергу сповільнює ці процеси.

*Глибина відкладення осадків* є вихідною при формуванні пластових тисків на певній глибині. Початковий пластовий тиск буде відповідати даній глибині. При піднятті цих пластів ближче до поверхні Землі в них може зберегтись тиск, близький до початкового, і він буде аномальним. Ці процеси тісно пов'язані з тектонічними і неотектонічними рухами.

*Осмотичні явища* також частково можуть впливати на величину пластового тиску. Прошарки глин виступають як напівпроникні мембрани. Якщо вони розділяють водоносні пласти з різною мінералізацією, то вода менш мінералізована буде проникати в пласт з більшою мінералізацією пластових вод. Це буде продовжуватись до тих пір, поки зростаючий пластовий тиск не буде протидіяти цьому перетокові. Глини є проникні для води, але не для солей. Таким чином створюється осмотичний та електроосмотичний тиск. Осмотичний тиск може мати відчутний вплив лише при значній різниці мінералізації вод, що в природі трапляється досить рідко.

Величина пластових тисків в природних резервуарах є сумарним ефектом всіх можливих факторів, які проявляються впродовж геологічного часу. Пластові тиски не залишаються постійними в часі. Вони змінюються залежно від геологічного розвитку великих зон і окремих ділянок земної кори.

## 8.2. Закономірності зміни пластових тисків

Для всіх районів спостерігається зростання пластових тисків з глибиною. Ця тенденція зумовлена зростанням гідростатичного тиску, що відбувається не зовсім плавно. Відхилення можуть бути як в одну, так і другу сторону від нормально гідростатичного тиску.

На давніх платформах спостерігається в більшості випадків відповідність пластових тисків нормальним гідростатичним. Незначні коливання пояснюються зміною густини вод та положення зон живлення і розвантаження пластових вод.

На платформах і в складчастих умовах можуть зустрічатись в окремих випадках надлишкові тиски в покладах нафти і газу. Такі тиски виникають в покладах великої висоти і пов'язані переважно з масивно-пластовим типом резервуара.

Переважає більшість випадків зустрічі аномально високих пластових тисків пов'язана з сучасними геосинклінальними поясами. На платформах вони зустрічаються тільки в зонах, які охоплені сучасними процесами тектогенезу. Аномально високі пластові тиски зустрічаються найчастіше у районах, розріз яких складений потужними глинистими товщами. Рідше АВПТ зустрічаються під галогенними покришками.

В молодих геосинклінальних областях АВПТ появляються вже на глибинах до 2-3 км, частота їх зустрічі зі зростанням глибини збільшується. Даних на глибинах понад 6-7 км поки що недостатньо, щоб зробити узагальнення. Дані свідчать, що на таких глибинах аномально високі тиски є звичайним явищем. Це, очевидно, пов'язано з більшою гідродинамічною ізольованістю окремих ділянок природних резервуарів.

Зони аномально високих пластових тисків нерідко характеризуються проявами грязьового вулканізму.

В часі аномально високі пластові тиски не залишаються постійними і за відсутності дії факторів, які підвищують пластовий тиск, вони поступово зникають. За приблизними розрахунками В.Ф. Лінецького для цього необхідно декілька мільйонів років, поки пройде вирівнювання пластових

тисків лише за рахунок фільтрації через породи-покришки. За наявності відкритих розломів це відбувається майже миттєво.

Наростання пластового тиску з глибиною в різних частинах покладу відбувається залежно від густини флюїдів, що заповнюють резервуари. В газовій частині наростання проходить, оскільки густина газу в пластових умовах є невеликою. В нафтоносній частині темп наростання пластового тиску збільшується тому, що густина нафти в пластових умовах більша за густину газу. У водоносній частині градієнт пластового тиску ще більший за рахунок більшої густини води. Такий розподіл тиску в межах покладів може легко бути використаний для визначення висотного положення границь розподілу фаз при розвідуванні покладів нафти чи газу.

### 8.3. Температура

Відомо, що температура в земних надрах з глибиною зростає, що зумовлено тепловим потоком, який йде від більш прогрітих глибинних зон до поверхні. Закономірне зростання температури з глибиною не проходить від самої поверхні, а починаючи з шару постійної температури, який в більшості випадків знаходиться на глибині від кількох до 40 м. Температура цього шару приблизно відповідає середньорічній температурі повітря в даному районі.

Інтенсивність наростання температури  $T$  з глибиною  $H$  визначається величиною *геотермічного градієнта*  $\Gamma$

$$\Gamma = \frac{dT}{dH} = \frac{T - t}{H - h}, \quad (8.3)$$

де:  $T$  - температура на глибині  $H$ , м;

$t$  - температура на глибині нейтрального шару  $h$ , м

В геології під геотермічним градієнтом розуміють приріст температури в  $^{\circ}\text{C}$  на 100 м. Величина, обернена до геотермічного градієнта, називається *геотермічним ступенем*. Він виражає приріст глибини в метрах, при якому температура зростає на  $1^{\circ}\text{C}$  і визначається з рівняння

$$C = \frac{1}{\Gamma} = \frac{H - h}{T - t}, \quad (8.4)$$

*Геотермічний градієнт* не є постійним для всіх нафтогазоносних областей, а змінюється в досить значних межах. Основним фактором, який визначає величину геотермічного градієнта, є безумовно геотектонічне положення території. Понижені значення геотермічного градієнта спостерігаються на ділянках платформ зі спокійною тектонікою і залежно від складу порід коливаються в межах 1-3°C на 100 м. Підвищений геотермічний градієнт (3-4°C на 100 м) спостерігається в геосинклінальних областях, які складені піщано-глинистими породами пониженої теплопровідності. Максимальні значення геотермічного градієнта пов'язані з молодими складчастими областями, де мала місце недавня або сучасна тектонічна активність та вулканічна діяльність.

Найголовнішою з причин, які впливають на розподіл температур в земній корі, є глибинна будова земної кори. Неглибоке залягання тіл з високою температурою викликає підвищений геотермічний градієнт. Тому за величиною геотермічного градієнта і за конфігурацією ліній рівних температур, приведених до однієї глибини, можна судити про глибинну геологічну будову окремих територій.

На розподіл температур в надрах впливає також теплопровідність гірських порід і флюїдів, які насичують пори порід.

За даними Д.І. Дьяконова та Б.А. Яковлева осадові породи характеризуються теплопровідністю в межах 0,82- 5,73 Вт/м град. Більшість карбонатних порід, особливо щільні вапняки, мають високу теплопровідність. Правда, вапняки, що мають високу пористість, як наприклад, крейда, характеризуються мінімальною величиною теплопровідності (0,82 Вт/м град) серед осадових порід. Серед теригенних відкладів найменшу теплопровідність мають глини (1,42-2,18); далі йдуть аргіліти (2,25), пісковики (1,70-2,91). Теплопровідність щільних конгломератів є максимальною і досягає величини 5,73 Вт/м град.

На величину теплопровідності впливає не тільки щільність порід, але також і літологічний склад. Породи, що складаються з добре провідних мінералів, будуть мати високі значення теплопровідності.

Серед пластових рідин нафти характеризуються коефіцієнтами в

межах 0,100-0,144 Вт/м град, а пластові води 0,371-0,562. Таким чином, теплопровідність пластових нафт в 4-5 разів менша від теплопровідності пластових вод.

Породи, насичені водою, мають значно вищу теплопровідності, ніж сухі, а насичені нафтою незначно відрізняються за теплопровідністю від сухих. Все це слід враховувати при аналізі розподілу теплового поля і термограм окремих свердловин.

При негоризонтальному заляганні порід з різною теплопровідністю буде виникати дещо аномальний розподіл температур з глибиною. Над антиклінальними підняттями переважно спостерігається підвищене, а над синклінальними прогинами понижене значення геотермічного градієнта. Над антикліналями температура буде вищою порівняно з температурою над синкліналями на однакових глибинах

Над нафтогазоносними підняттями геотермічний градієнт і температура пластів вища, ніж на відповідних глибинах піднять, що не містять покладів нафти або газу. Серед причин, які можуть викликати це явище, можна вказати, по-перше, меншу теплопровідність нафтогазонасичених порід порівняно з водоносними, що призводить до меншого розсіювання тепла. По-друге, перетворення вуглеводнів в покладах (наприклад, окиснення) протікає з виділенням тепла. По-третє, можливо при формуванні покладів нафта і газ поступали більш нагрітими. Незалежно від точки зору на пояснення цього явища його слід використовувати при пошуках нафти і газу.

З наведеного вище випливає, що геотермічний градієнт не залишається постійним як в межах площі, так і по розрізу і залежить від цілого ряду геологічних факторів.

Зміна температури в покладах нафти і газу має значний вплив на породи і флюїди, які насичують їх. Підвищення температури призводить до зменшення в'язкості, густини нафти і газу, до зменшення розчинності газів. Зміна температури викликає зміну об'єму, особливо газів, що призводить до зростання тиску в ізольованих пластах. Значна зміна температури може призвести до перебудови вуглеводневих сполук, зміни співвідношення фаз

та розчинностей нафти у газі, газу в нафті, газу у воді. Зазнає змін і сольовий склад пластових вод.

#### **8.4. Закономірності зміни властивостей нафти і газу в межах покладів і родовищ**

Скупчення нафти і газу є багатокомпонентними сумішами, обраними самою природою згідно з її законами. Головними серед факторів, що визначають властивості нафти, газу і їх сумішей зазвичай є геологічні та термодинамічні. Вони ж диктують зміни, що спостерігаються в межах покладів і родовищ.

Не зважаючи на те, що поклад пов'язаний з одним резервуаром, де на перший погляд повинна існувати однорідність суміші компонентів нафти і газу, насправді існують закономірності у їх зміні в середині самого покладу. Це відбувається як в газових, так і нафтових покладах.

За статистичними даними відомо, що в газових і газоконденсатних покладах вміст індивідуальних вуглеводнів зменшується зі зростанням їх молекулярної маси. Це не залежить від глибини чи віку порід, в яких вони залягають. Але співвідношення індивідуальних вуглеводнів зазнають деякої зміни з висотою покладів. Ближче до контуру зростає кількість важких компонентів, вміст вуглекислого газу та іноді азоту і сірководню.

Це можна пояснити дією гравітаційної диференціації, підвищеної розчинності у законтурних водах легких компонентів, окисненням та виділенням вуглекислого газу з води.

У покладах масивно-пластового типу з тріщинуватими колекторами, наприклад, у Шебелинському родовищі, такі зміни не спостерігаються. Це пояснюється вільними перетоками газу через мікротріщини і тектонічні порушення при створенні депресії на пласти.

Для більшості газонафтових та нафтових покладів також спостерігається зменшення в газі вмісту компонентів в міру зростання їх молекулярної маси. Але існують поклади, де цього не спостерігається або спостерігається, навпаки, збільшення від етану до бутану. Так, у нафтових покладах (пермські відклади) Гнідинцівського родовища (ДДЗ) максимальний вміст належить пропану (43-48%).

В нафтових покладах спостерігається зростання густини нафти і коефіцієнта світлопоглинання в напрямі занурення пласта, тобто до водонафтового контакту. Чим більша висота покладу, тим більша диференціація. Тому в геосинклінальних областях диференціація більш виражена, бо поклади мають більшу висоту. В платформних районах тільки в окремих покладах вдається встановити таку добре виражену закономірність.

Темп змін в нафтових родовищах може бути різний в окремих покладах. Нерідко спостерігається найбільше зростання густини нафти при наближенні до водонафтового контакту. Для вираження цієї зміни густини нафти в межах покладу існує так званий пластовий градієнт густини нафти, який виражається зміною густини нафти при зміні глибини залягання на 100м. Він переважно коливається в межах  $1 - 5 \text{ кг/м}^3$  на 100м, але іноді може досягати навіть 30.

Спостерігається закономірність зміни нафти з глинистістю пластів. У більш глинистих пластах, як правило, більш легка нафта, що очевидно пов'язано з явищами адсорбції породою деяких компонентів нафти, зокрема, смолисто-асфальтенових речовин, а можливо і каталітичного впливу глинистих мінералів порід. Поряд із зміною густини змінюються і інші властивості нафти, такі як вміст смолисто-асфальтових речовин, легких фракцій, твердого парафіну, сірки, величина коефіцієнта світлопоглинання і т.д. (рис. 8.6).

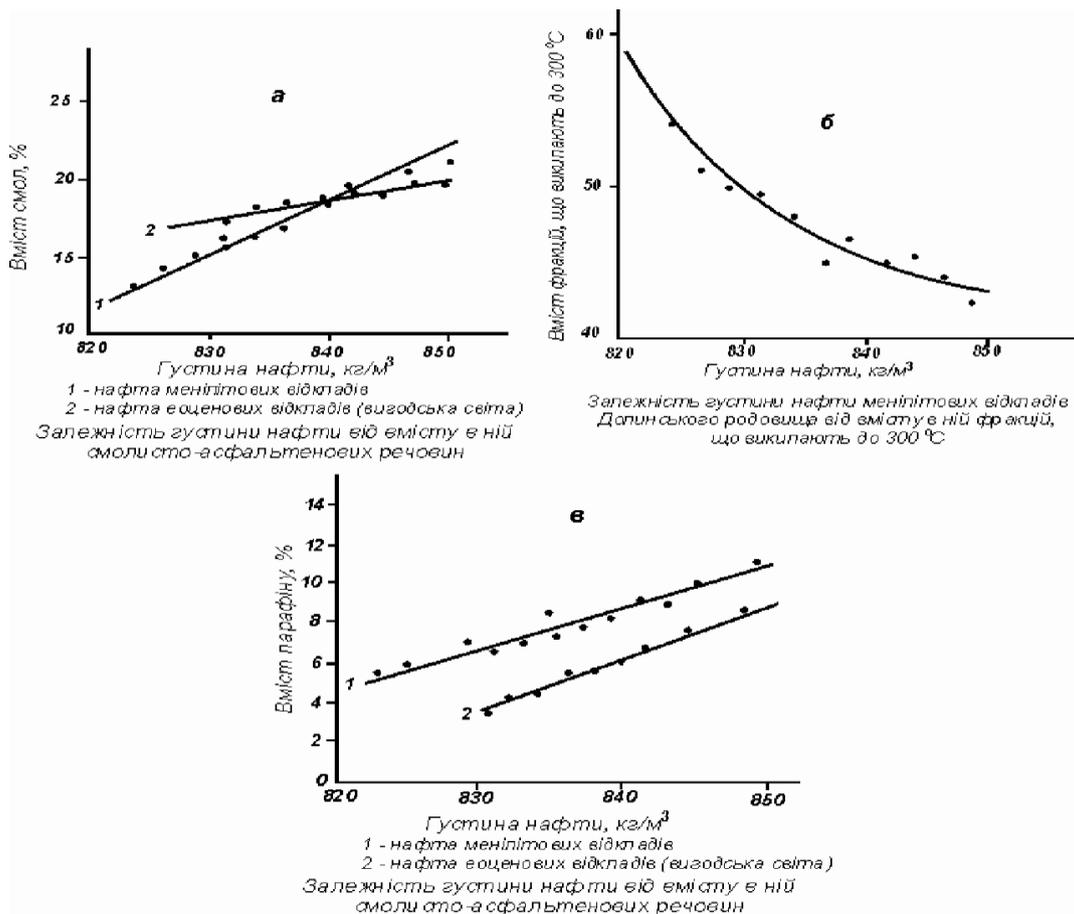
Нафта і газ в покладах тісно пов'язані між собою. Склад і кількість газу, розчиненого в нафті або нафти в газі, залежить, окрім інших чинників, від їх складу і властивостей. Чим ближчі властивості нафти і газу, тим краще вони розчиняються.

Важливими параметрами, що характеризують стан флюїдів у покладах, є *тиск насичення нафти газом* і *тиск початку конденсації*. *Тиском насичення нафти газом* називають максимальний тиск, при якому газ починає переходити (виділятися) з розчиненого в нафті стану у вільний стан, тобто появи другої фази. *Тиском початку конденсації* називають максимальний тиск, при якому з газового (пароподібного) стану починає виділятися рідка фаза (конденсат, нафта). Це призводить до перетворення в пласті однофазної системи в двофазну. Обидва названі тиски визначають

при температурі пласта, бо температура впливає на величину тиску насичення і конденсації.

Коли тиск насичення нафти газом в покладі зрівнюється з пластовим тиском, то в такому покладі утворюється газова шапка. Іноді газові шапки виникають навіть під час розробки покладів внаслідок зниження пластового тиску. При зниженні пластового тиску до значень тиску початку конденсації в газових покладах можуть початись процеси утворення конденсатних (нафтових) оторочок.

Тиски насичення і конденсації не є постійними в межах одного покладу, а зазнають іноді досить суттєвих змін, які можуть досягати кількох МПа. Ці зміни пов'язані з багатьма факторами, в т.ч. температурою і фізико-хімічним складом нафти і газу. На газонафтових контактах тиски насичення нафти газом завжди відповідають величині пластового тиску.



**Рисунок 8.6** Взаємозв'язок між густиною нафти та вмістом смолисто-асфальтенових речовин (а), легких фракцій (б) і твердого парафіну (в)

(Л.С. Мончак, С.Т. Зелізна, 1964 р.)

Властивості нафти і газу, що знаходяться у родовищах, є результатом сумарного ефекту різноманітних процесів перетворень, які проходять на протязі довготривалого часу від моменту виникнення нафти і газу та формування їх покладів і родовищ і продовжуються в наш час.

Не дивлячись на такий складний процес цих змін, за допомогою статистичних даних можна виявити вплив окремих факторів.

**Вік нафтоносних порід.** Оскільки вік нафти встановити важко, тому оперують віком порід, що містять в собі нафту і газ. На існування цієї залежності було звернуто увагу давно, але встановити її в чистому вигляді дуже важко, особливо, коли розглядати окремі родовища, а іноді і цілі регіони. Прикладами таких регіонів є Дніпровсько-Донецька западина та Бориславсько-Покутська зона Передкарпатського прогину, де в одних випадках з віком порід густина нафти зростає, а в інших зменшується.

За даними світової статистики встановлено, що в більш давніх породах нафта має меншу густину та оптичну активність, менший вміст сірки, але збагачена легкими фракціями і твердими парафінами. Причиною цього вважаються процеси метаморфізму.

**Глибина залягання.** Якщо виключити вплив віку порід, то за статистичними даними встановлено, що з глибиною залягання в родовищах густина нафти зменшується, а кількість легких фракцій збільшується. Зростає при цьому кількість парафінових вуглеводнів за рахунок зменшення кількості нафтових.

При розгляді окремих родовищ їх поділено на три групи:

- родовища, де густина нафти з глибиною зменшується, тобто вертикальний градієнт зміни густини від'ємний (70% випадків);
- родовища, де густина нафти з глибиною збільшується, а градієнт додатний (12% випадків);
- родовища, де густина нафти з глибиною майже не змінюється або змінюється в різних частинах розрізу по-різному (18% випадків).

**Вік і глибина.** Зміна властивостей нафти залежно від віку порід і глибини залягання відбувається в одному напрямку. Тому їх можна

об'єднати за допомогою використання умовної величини *геохронобати*, що визначається добутком глибини залягання нафти (в км) на абсолютний вік нафтоносних порід (млн. років).

Таким чином, можна розглядати якість нафти як функцію двох аргументів, виражених в одному параметрі. Аналіз свідчить, що збільшення геохронобати призводить до:

- зменшення густини нафти;
- зменшення кількості смол і асфальтенів;
- збільшення кількості сполук парафінового ряду, включаючи вміст твердого парафіну;
- збільшення виходу легких фракцій.

**Температура.** Вплив глибини залягання порід на фізико-хімічні властивості нафти і газу продиктований істотним впливом температури сучасної та давньої (палеотемператури). Якщо глибину залягання розглядати як геологічний фактор, то температура і тиск є термодинамічними факторами, які значною мірою залежать від глибини. Зростання температури призводить до розпаду великих молекул та до перерозподілу радикалів, а збільшення тиску сповільнює ці процеси. Встановлено, що в міру зростання максимальних значень палеотемператури в нафтах підвищується частка парафінів. При дуже високих палеотемпературах відомо тільки газові поклади. Такі закономірності відповідають катагенетичному напрямку зміни нафти, тобто її метаморфізації.

**Фаціально-літологічні умови.** Проблема впливу фаціально-літологічних умов на склад нафти досить невизначена. З одного боку – це вплив вихідної для нафти речовини, а з іншого – це вплив складу нафтоносних порід на зміну нафти.

В цьому розділі розглянемо тільки другий фактор. Гірські породи, що вміщують і оточують нафту, значно впливають на геохімічні процеси в нафтових родовищах. Цей вплив відбувається завдяки адсорбційним, каталітичним і реакційним властивостям гірських порід.

Майже всі гірські породи мають певну адсорбційну здатність, тобто здатність утримувати на своїй поверхні окремі молекули нафти.

Адсорбційна здатність порід тим більша, чим більша їхня питома поверхня. Глинисті породи мають найбільшу питому поверхню і відповідно є прекрасними адсорбентами. Серед глинистих мінералів найкращим адсорбентом є монтморилоніт.

Глинисті мінерали в першу чергу абсорбують смолисто-асфальтенові компоненти, що призводять до зменшення густини нафти.

Каталітичний вплив гірських порід призводить до розпаду окремих молекул, перерозподілу водню і т. п. Природними каталізаторами виступають алюмосилікатні (глинисті) мінерали. Тому глини є найкращими каталізаторами серед гірських порід.

Реакційна здатність порід переважно призводить до окиснення нафти. Основна маса кисню в осадових породах є у зв'язаному стані (кварц, силікати, карбонати) і тому не реакційноздатна. Активним може бути тільки кисень сульфатів, окисів заліза та деяких інших мінералів. Вплив цих процесів дуже помітний в покладах, що залягають серед карбонатних та сульфатних порід. Тут переважно нафти мають підвищений вміст сірки та смол, а в газах присутній сірководень. Наприклад, у родовищі Уч-Кизил нафта залягає в ангідритах і має 70% акцизних смол і понад 6% сірки. Окисні процеси мають значний вплив на приконтурні зони покладів, які характеризуються підвищеним вмістом смолисто-асфальтенових речовин.

**Гідрогеологічні умови.** Підземні води (природні водні розчини) можуть впливати на нафту завдяки окисленню, селективній розчинності, каталітичному впливу. Окислення нафти переважно відбувається за рахунок кисню, що знаходиться у сполуках, які розчинені у підземних водах, що оточують скупчення нафти і газу або при переміщенні нафти і газу через водне середовище. В окремих випадках окислення відбувається за рахунок вільного кисню, що розчинений у воді. Це має місце тільки у верхній зоні (зоні гіпергенезу), де можливий доступ вільного кисню.

Значний вплив на розчинення нафти мають розчинені у водах сульфати, які мають значну рухомість і можуть впливати на окислення нафти на водонафтовому контакті. Процес цей дуже складний і ще не до кінця вивчений. В цих процесах можливо проявляється і мікробіологічна

діяльність.

Відомо, що сульфатність вод зменшується з глибиною, тому і їх вплив стає малопомітним.

Факт присутності окисленої та осіркованої нафти на водонафтовому контакті є яскравим свідченням, що ці процеси відбуваються в природі.

**Тектонічні умови.** Умови знаходження та переміщення нафти і газу в земній корі значною мірою залежать від тектонічних умов, які проявляються також і у фізико-хімічних властивостях нафти і газу. Наприклад, за наявності тектонічних тріщин, які можуть бути каналами відтоку (виходу) газу, та легких фракцій нафти у вищезалягаючі породи або на денну поверхню. В результаті цього зростає густина пластової нафти і зменшується її газонасиченість. Внаслідок гідравлічного зв'язку через тектонічні тріщини і порушення відбувається змішування нафт, а в деяких випадках може проходити її диференціація за законами гравітації, тобто буде закономірно зростати густина нафти з глибиною її залягання.

Для регіонів з інтенсивною тектонічною порушеністю характерною є досить висока однорідність нафт, а також зустрічаються дуже легкі нафти з густиною менше  $800 \text{ кг/м}^3$ . Прикладом таких регіонів є Карпатський. Легка нафта є характерна для регіонів, які зазнали дії високих палеотемператур, що були зумовлені тектонічним рухом, часто з проявами магматизму. За таких умов часто проявляються процеси метаморфізації нафти.

Головним напрямком геохімічної еволюції нафт є перетворення нафт циклічного складу (ароматичні та нафтеніві) в нафти переважно метанові (алканові), які проходять під дією температури, каталізу, часу та які прискорюються дислокаційними (тектонічними) процесами. Всі інші напрямки перетворень мають підпорядковане значення і накладаються на основні процеси як місцеві відхилення.

У газах газових і газоконденсатних родовищ вміст індивідуальних вуглеводнів зменшується зі зростанням кількості атомів вуглецю у молекулі. Така закономірність простежується незалежно від глибини і віку продуктивних горизонтів і є типовою для газових і газоконденсатних родовищ.

В багатопластових газових і газоконденсатних родовищах зміна складу природних газів залежить від глибини. Із збільшенням глибини в газах, як правило, зростає вміст важких вуглеводнів, а також в більшості випадків азоту та гелію. З глибиною зростає густина і молекулярна маса газових сумішей. Тільки в окремих випадках на великих глибинах можна зустріти майже чисто метановий газ.

Отже, нафта і газ як в покладах, так і родовищах є багатокомпонентними сумішами, які зазнають певних змін. В більшості покладів з глибиною відбувається зростання глибини нафти, коефіцієнта світлопоглинання, смолистості, а зменшується вихід легких фракцій.

В газових покладах зменшується з глибиною вміст важких вуглеводнів. Більш значні зміни зазнає нафта і газ в родовищах, де є вплив багатьох факторів, таких як: вік нафтоносних порід, глибина залягання, температура, фаціально-літологічні, гідрогеологічні та тектонічні умови.

Головним напрямком зміни нафт в природі є метаморфізм під дією глибинних факторів, що призводить до зменшення густини нафти. В газових і газоконденсатних покладах з глибиною зростає молекулярна маса газової суміші.

## 9. ПОХОДЖЕННЯ НАФТИ І ГАЗУ

### 9.1. Можливі джерела генерації нафти і газу

Науково обґрунтовані пошуки корисних копалин не можуть бути проведені без достатнього повного уявлення про умови їх утворення.

І.М. Губкін відмічав, що розгадка походження нафти має не тільки науково-теоретичний інтерес, але і першочергове практичне значення. Тільки тоді, коли ми будемо мати Правильне уявлення про ті процеси, в результаті яких виникла нафта, ми будемо знати яким чином в земній корі утворюються її поклади, будемо знайомі зі всіма структурними формами і літологічними особливостями пластів, сприятливими для накопичення нафти і отримаємо із всієї сукупності цих даних надійні вказівки, в яких місцях нам шукати нафту і як належить найбільш доцільно організувати її розвідку.

Походження нафти - одна із найбільш складних і до сих пір до кінця не вирішених проблем природознавства.

### 9.2. Теорія органічного походження нафти і газу

Органічне походження нафти і природного газу нині признається переважною більшістю вчених і практиків. Для обґрунтування цього положення можуть бути приведені геологічні, геохімічні і хімічні докази.

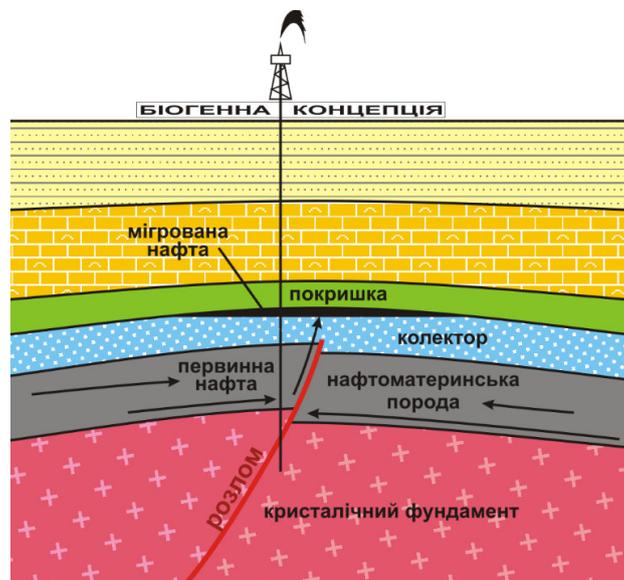


Рисунок 9.1 Біогенна концепція

Геологічні докази органічного походження нафти будуються на умовах залягання нафти і на закономірностях поширення їх в земній корі. Одним із доказів органічного походження нафти є те, що 99,9% відомих скупчень нафти і газу приурочені до осадової товщі. Другим доказом служить нерівномірність поширення скупчень нафти і газу в земній корі і переважна приуроченість їх до окремих літолого-фаціальних комплексів. В якості доказу можна розглядати доволі часту наявність скупчень нафти і газу в місцях проникних порід серед непроникних.

Із хімічних аргументів органічного походження нафти можна привести структурну схожість ряду органічних сполук, виявлених в осадах з вуглеводневими, які складають основну масу нафти.

Як докази органічного походження нафти слід розглядати наявність в її складі кисневих, азотистих сірчаних сполук явно біогенного походження, оптичну активність нафти. Отримані ж в результаті неорганічного синтезу вуглеводні чи нафтоподібні продукти оптично неактивні.

На генетичну схожість нафти і органічної речовини вказує ізотопний склад вуглецю. Співвідношення ізотопів вуглецю в різноманітних природних сполуках вказує на тяжіння нафти до органічних сполук.

**Вихідною материнською речовиною**, що дала початок всій масі бітумів і нафт в природі є органічна речовина у всій її різновидності. Незважаючи на можливу участь в процесі нафтоутворення залишків будь-яких видів організмів, очевидно можна виділити перевагу тієї чи іншої групи організмів.

В складі органічної речовини можна виділити ліпоїди, білки, вуглеводи і лігнін.

**Ліпоїди.** До ліпоїдів відносяться жири (ліпіди), вуглеводні, смоли і бальзами, стерини, воски деякі інші сполуки.

Ліпоїди за своїм хімічним складом і молекулярній будові стоять найближче до сполук, що входять в склад нафти.

**Жири** (ліпіди) являють собою ефіри гліцерину і самих різноманітних жирних кислот.

Жири утримують відносно мало кисню, близько 10-12%. В природних

умовах вони розщеплюються з приєднанням молекул води, проходить їх гідроліз. В процесі гідролізу жири утворюють суміш жирних кислот і гліцерину. Гліцерин легко розчиняється і вимивається водою. Крім того, він служить живлячим середовищем для мікроорганізмів. Жирні кислоти, навпаки, дуже стійкі і здатні до накопичення, в анаеробних умовах. Жирні кислоти являють собою органічні сполуки з відкритим ланцюгом, в молекулах яких утворюється карбоксильна група  $\text{COOH}$ . Прикладом жирних кислот може служити оцтова кислота  $\text{CH}_3\text{COOH}$ . Декарбоксілювання жирних кислот (втрата  $\text{COOH}$ ) приводить до утворення вуглеводнів.

**Вуглеводні** виявлені в останні роки в складі рослинних і тваринних організмів. Кількість їх дуже невелика і не перевищує долі процента на суху органічну речовину.

На думку деяких дослідників вже саме механічне накопичення вуглеводнів, які попадають із живої речовини в осадок в кінцевому рахунку може привести до утворення нафти і природного газу.

**Смоли і бальзами** виробляються рослинними організмами. В хімічному відношенні вони являють собою суміш карбонових і оксикарбонових кислот, складних ефірів і нейтральних кислотних сполук. Це дуже стійкі речовини, спроможні зберігатися на протязі геологічних періодів. Однак вони можуть дещо змінюватись в бік ускладнення молекул чи дещо спрощуватись внаслідок втрати кислотами карбоксильної групи. В першому випадку утворюються стійкі, нерозчинні і неплавкі речовини, у другому випадку - вуглеводні.

**Стерини** являються дуже стійкими речовинами, близькими за своїм складом до смол і бальзамів. Вміст їх в рослинах дуже невеликий. Припускається, що вони не можуть грати суттєву роль в утворенні горючих копалин.

**Спороніни і поленіни** утворюють оболонки спор і пилок у рослин. Вони високомолекулярні, дуже стійкі, не розкладаються під дією кисню повітря, органічних розчинників, мінеральних кислот і лугів, руйнуються лише при нагріванні вище  $300^\circ\text{C}$ . Спороніни і поленіни можуть зберігатися в осадових відкладах на протязі геологічних епох.

**Воски** являють собою суміш вільних високомолекулярних кислот з ефірами цих кислот і високомолекулярних спиртів, крім цього, вони часто вміщують в собі вуглеводні. Воски дуже стійкі в природних умовах на протязі геологічного часу здатні довго зберігатись без суттєвих змін.

Серед ліпоїдів основною за масою речовиною є жири. Під дією мікроорганізмів перетворення жирових речовин може початися ще в осадку. Встановлено, що під дією денітрифікуючих бактерій жири піддаються глибокому гідролізу, руйнуються ефірні зв'язки, гліцерин і жирні кислоти піддаються бактеріальному окисненню за рахунок кисню нітратів. Різко виростає кисневе число жиру за рахунок утворення вільних жирних кислот, приходить насичення подвійних зв'язків.

В результаті життєдіяльності цих мікробіальних форм середовище набуває різко відновного характеру, сприятливого розвитку анаеробних сульфатредуючих бактерій, які використовують поряд з другими речовинами і жирні кислоти.

В процесі перетворення жирових речовин під дією денітрифікуючих бактерій в піддослідному жирі збільшується вміст неомилених речовин (в окремих випадках в 4-6 разів порівняно з контролем).

В неомиленому залишку встановлено новоутворення стеринів, за рахунок яких головним чином проходить накопичення неомилуючих компонентів. При дегідруванні стеринів порівняно легко утворюються вуглеводні. Можна припустити, що бактеріальний синтез стеринів жирових речовин в сучасних морських осадках служить джерелом утворення циклічних конденсованих вуглеводнів.

Для перевірки можливості утворення нафти із жирів ще К. Енглер проводив спеціальні досліді, в яких піддавав жири перегонці під тиском і досліджував при цьому дистилат, дуже схожий з природною нафтою.

Гіпотеза утворення вуглеводнів із рослинних жирів найбільш послідовно розвинута Г.Л. Стадниковим. Він вважає, що в природних умовах в нагромадженнях рослинного матеріалу всі вуглеводи, пектинові речовини і білки підпадають руйнуванню до газоподібних чи легко вимивних водою сполук. Воски ж, вуглеводні, смоли, спороніни, поленіни,

стерини і споріднені їм речовини – кутини, жирні кислоти і лігнін – не руйнуються і накопичуються на місці відкладення рослинних залишків.

Ці останні речовини, на думку Г.Л. Стадникова, і являються істинними утворювачами вугілля і нафти, в які вони поступово перетворюються шляхом ряду складних реакцій. В масі неруйнівних залишків суттєву роль грають лише жирні кислоти і лігнін. Лігнін дає початок ряду вугілля, а жирні кислоти – ряду нафт.

В результаті досліджень Т.Г. Гінзбург-Карагічевої був намічений шлях біохімічного утворення нафтових вуглеводнів безпосередньо із жирових утворень і через проміжні продукти – нафтонові кислоти. Анаеробні бактерії за її схемою являються не тільки перетворювачами органічної речовини, але і потужною біомасою для перетворення. Біомаса бактерій може доходити інколи до 30% від загальної маси органічних залишків.

**Білки** являють собою дуже складні речовини, в склад яких входить вуглець, водень, кисень, азот, сірка і фосфор. В анаеробних умовах білки легко руйнуються з утворенням жирних кислот і амінокислот.

Амінокислоти – похідні від жирних кислот в яких один атом кисню замінений амінною групою –  $\text{NH}_2$ . Втрата амінної групи  $\text{NH}_2$  – дезамінування – приводить до переходу амінокислот в жирні кислоти.

Деякі вчені розглядають білки в якості вихідного органічного матеріалу для утворення нафти.

**Вуглеводи.** Наявність в нафтах парафінів і других похідних хлорофілу дає підставу припускати участь рослинного матеріалу в утворенні нафти. Переважаючою групою хімічних сполук в рослинах є вуглеводи. Із них головна роль належить целюлозі.

**Лігнін** – хімічно складна органічна речовина, колоїдального характеру, не розчинна у воді і органічних рідинах, не піддається гідролізу.

Роль лігніну в утворенні гумінових кислот невелика.

Таким чином сьогодні можна вважати доведеною можливість утворення вуглеводнів і будь-якої вказаної групи речовин: ліпоїдів, білків і вуглеводів.

Без сумніву, в багатій лабораторії природи можуть створюватись

сприятливі умови для перетворення будь-якої із цих груп в вуглеводні. Направленість перетворення вихідної органічної речовини в значній мірі залежить від умов його накопичення і захоронення в осадку.

Життя зародилося на Землі в віддалену геологічну епоху, в архейську еру.

Вже в кембрії життєві форми водної оболонки земної кулі були доволі різноманітні. Водоймища були населені не тільки різного типу водоростями і найпростішими тваринами типу трилобітів, останки яких в виді скам'янілостей дійшли до нас, але і чисельними мікро і макроорганізмами, які не залишили в геологічному літописі своїх слідів. На початку палеозою життя швидко завойовує і сушу. В сучасну епоху життя покриває суцільною біогенною оболонкою всю земну кулю, найбільш багата вона в водоймах.

Як в наш час, так і в любий другий геологічний період можна спостерігати надзвичайно різноманітні умови відкладення органічної речовини, починаючи від консервуючої дії районів вічної мерзлоти до окислюючого впливу атмосфери, знищуючої повністю органічні залишки.

Умови для подальшого перетворення органічних залишків не всюди були однаковими. На денній поверхні пустинних континентів під окислюючою дією атмосфери атмосферні залишки, за виключенням їх мінеральної частини, «згорають» майже повністю. Органічна речовина переходить в різні газоподібні продукти, що розсіюються в атмосфері. Крім руйнуючої дії атмосфери, органічна речовина руйнується і окислюється проточними водами, які зносять органічні залишки з підвищених в понижені частини суші. Тут при достатку води в болотах, прісноводних і солених озерах, лагунах, затоках і морях найбільш пишно розвивається флора, сприяючи розвитку фауни.

Відкладення органічної речовини не обмежується зоною лагун і заток. Воно проходить і в просторах континентальних морях (епіконтинентальних) і в геосинклінальних басейнах. Накопичення органічної речовини в епіконтинентальних і геосинклінальних басейнах могло проходити як за рахунок пасивно плаваючих організмів (планктону), так і організмів які жили на дні (бентосу). Немалу роль відіграють

мікроорганізми, які населяли осад на дні басейну.

Не слід забувати, що на дні водоймищ не просто накопичувалась органічна маса, а йшов процес осадконакопичення. Накопичувався осад лише в тій чи іншій мірі збагачений органічною речовиною, і тільки в особливо сприятливих умовах (болота, лагуни, затоках і т. ін.) утворювались інколи значні маси органічної речовини, за кількістю переважаючи над іншою частиною осаду.

В залежності від різних геологічних умов можна виділити три основні *шляхи перетворення* збагаченого органічною речовиною осаду:

1. вільний доступ кисню – тління;
2. обмежений доступ кисню – гуміфікація;
3. відсутність доступу кисню – гниття:
  - а) газоподібні продукти можуть вільно видалятися;
  - б) видалення газоподібних продуктів і їх розсіювання ускладнене;

Розглянемо кожен із приведених вище шляхів перетворення.

#### 1. Вільний доступ кисню.

Вільний доступ кисню до осаду збагаченого органічною речовиною, проходить у випадку накопичення органічного залишку на суші і в водоймах при вільній циркуляції збагачених киснем поверхневих вод і виводі осаду на поверхню. У випадку відкладення грубозернистого матеріалу і циркуляції води, остання не тільки приносить кисень, але і легко вимиває із осаду органічну речовину.

Результатом при всіх цих явищах буде видалення із осаду органічної речовини шляхом окислення його і перетворення в газоподібні продукти шляхом механічного виносу.

#### 2. Обмежений доступ кисню.

Всі раніше перераховані умови відсутні. В осадок поступає лише незначна кількість кисню. Це може проходити при накопиченні осаду в болотах чи мілководних озерах і лагунах при відсутності активної циркуляції води. Басейн в загальному характеризується застійними умовами, але деяка кількість кисню поступає частково з мінеральними частинками які приносяться, частково завдяки повільному проникненню

кисню в осадок через малопотужний шар води і проникну покритку. Наявного в осадку і поступаючого зовні кисню не вистачає для повного окислення органічної речовини і перетворення її в газоподібні продукти. В органічній речовині окислюються лише найбільш нестійкі продукти, які легко розкладаються. Проходить бродіння органічної речовини під дією різних мікроорганізмів. Утворені гази, в ТОМУ числі і метан ( $\text{CH}_4$ ), вільно видаляються.

### 3. Відсутність доступу кисню.

Накопичення осаду, який вміщує органічну речовину, проходить відносно в більш глибоководних умовах. Доступу кисню нема. Процеси окислення йдуть тільки за рахунок кисню самої органічної речовини. Середовище відновне. Іде енергійне бродіння речовини під впливом бактерій. Осад пелітовий, дрібноуламковий або карбонатний.

За геологічними умовами і подальшому ходу процесів можна виділити два випадки.

1. Утворена в осаді колоїдна речовина повільно коагулює і старіє. Накопичення осаду проходить порівняно повільно. Дно басейну або дещо прогинається, або то прогинається то піднімається. Зверху над осадом, збагаченим органічною речовиною в процесі його діагенезу (перетворення в породу), відкладаються відносно проникні породи. Частина органічної речовини, перетворюючись в рідкі і газоподібні продукти, легко виноситься і розсіюється.

2. В басейні переважає тенденція опускання, яка викликає швидке захоронення осадків, збагачених органічною речовиною. Проходить накопичення потужних товщ в основному піщано-глинистого чи карбонатного характеру. Енергійно протікають мікробіологічні процеси, особливо на першій стадії перетворення осаду. Середовище різковідновне. Виникаючі в процесі перетворення органічної речовини рухомі сполуки переміщуються в боковому напрямку і у вищезалягаючі шари. Внаслідок занурення осадок попадає в зону більш високих температур.

Як видно із викладеного, накопичення органічної речовини в осадку тісно пов'язане з геологічними умовами утворення останнього. Тому

накопичення органічної речовини слід розглядати в загальній схемі осадочної диференціації і інтеграції порід.

М.М. Страхов, вивчаючи осади сучасних морів, прийшов до висновку, що органічна речовина накопичується в осадах в концентраціях, обернено пропорційних середнім діаметрам частинок, або прямопропорційних кількостям наявній в осадку пелітової фракції. Цікаво відмітити збереження цієї закономірності для осадків древніх морів. Не менше 85% всієї маси органічної речовини, що знаходиться в земній корі, знаходиться в розсіяному стані в пелітових (глинистих) породах.

Осади, які характеризуються визначеним комплексом фізико-хімічних особливостей середовища накопичення, називаються геохімічними фаціями. Відновлення органічної речовини в осадку до майже безкисневих вугільних речовин могло проходити лише в визначених геохімічних фаціях. Такі фації повинні характеризуватись, з одного боку, від'ємними значеннями окислювально-відновного потенціалу  $E_h$  тобто відновними умовами, а з другого – значеннями  $pH > 7$  тобто повинні носити нейтральний чи лужний характер.

Умови утворення осадочних мінералів і порід в залежності від  $pH$  і  $E_h$  осадку детально вивчені Г.І. Теодоровичем, який на основі вивчення субаквальних (підводних) відкладів виділяє ряд фацій, найбільш сприятливих, на його думку, для процесів бітумоутворення.

До них відносяться наступні геохімічні фації:

1. Явно відновна або сірководнева (сульфідна).
2. Відновна (з окислювально-відновним розділом ледве вище поверхні осадка).
3. Слабовідновна (сідеритова і вівіанітова) з окислювально-відновлювальним розділом, що співпадає з поверхнею осадку.
4. Нейтральна фація з окислювально-відновним розділом який проходить дещо нижче поверхні осадка.

Можливості накопичення і перетворення вуглеводнів в нафтовому напрямку можуть бути створені за В.В. Вебером в різних фаціальних обстановках, об'єднаних лише одною загальною і обов'язковою ознакою:

вихідний органічний матеріал повинен попадати в осадок неокисленим (або практично неокисленим), і подальше перетворення цього органічного матеріалу повинно проходити в умовах довготривалого субаквального занурення осаду і незмінним збереженням відновного середовища.

Говорячи про відновне середовище осаду, слід підкреслити, що створення і збереження відновного середовища в ньому залежить перед усе від наявності органічної речовини.

В процесі всього розкладу органічна речовина, взаємодіючи з осадком, створює в ньому відновну обстановку. Енергія, що виділяється в процесі розкладу органічної речовини в незначній частині трансформується в теплову енергію, більша ж її частина витрачається на хімічні і біохімічні процеси.

#### *Фактори перетворення органічної речовини в нафту.*

В якості факторів, що забезпечують перетворення органічної речовини в нафту, дослідники називають температуру, тиск, каталізатори, мікробіологічну діяльність, зараженість басейну сірководнем, радіоактивність, електромагнітні коливання, тангенціальний тиск, окислення. Багата кількість факторів пояснюється відсутністю достатньо чіткої уяви про процеси нафтоутворення.

Більшість розглянутих факторів в тій чи іншій мірі можуть впливати на процеси утворення нафти. Не слід віддавати виняткову роль якому-небудь фактору. Їх треба розглядати тільки в комплексі з врахуванням енергетичного боку проблеми. Органічна речовина сама по собі володіє достатньо високим запасом енергії для подальших перетворень.

Процес перетворення речовини з втратою енергії є звичайним для земної кори.

### **9.3. Гіпотези неорганічного походження нафти і газу**

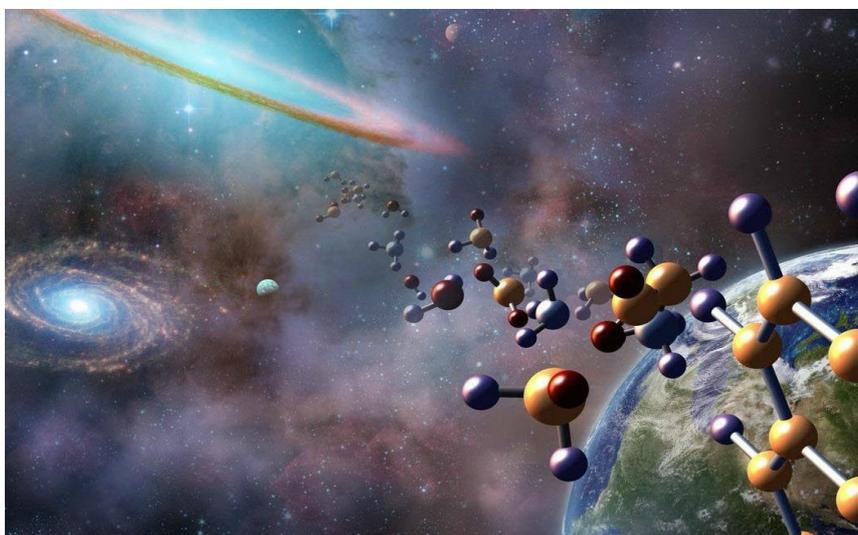
У вирішенні проблеми походження нафти і природних газів намітилось два основних напрямки. Існує неорганічна гіпотеза утворення нафти і природних газів і органічна. Неорганічна гіпотеза має невелику кількість прихильників.

Основні положення її намічені ще в минулому столітті Д.І.

Менделєєвим і

Д.В. Соколовим. За гіпотезою вихідним матеріалом для утворення нафти в земній корі слугували вуглеводні, що з'явилися у зовнішній оболонці Землі у високотемпературну фазу її утворення.

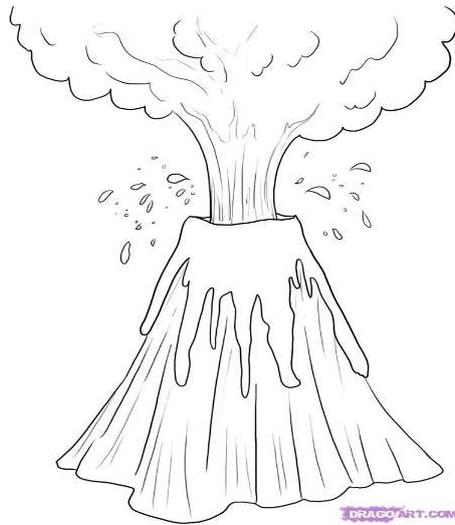
Карбідна гіпотеза: Висунута Д.І. Менделєєвим у 1877 р. Твердить, що під час дії пари води на карбіди важких металів утворюються вуглеводні. При цьому утворилися радикали  $\text{CH}$ ,  $\text{CH}_2$ ,  $\text{CH}_3$ , тоді як і вільний  $\text{H}_2$ , вони рухаються з магми вгору в земну кору по глибинних розломах і утворюють поклади вуглеводнів в земній корі.



**Рисунок 9.2 Карбідна гіпотеза**

Гіпотези неорганічного походження нафти можна розбити на дві групи.

Погляди першої групи дослідників викладені М.А. Кудрявцевим, який в 1954р. висунув гіпотезу утворення вуглеводнів в глибинах Землі. Із вуглецю і водню наявних в магмі, утворюються вуглеводневі радикали  $\text{CH}$ ,  $\text{CH}_2$ ,  $\text{CH}_3$ , які як і вільний водень, виділяються із магми чи підкорової речовини і служать матеріалом для утворення нафти в більш холодних зонах земної кори. На думку М.А Кудрявцева, глибинні розломи служать шляхом для підйому із мантиї Землі в осадочну її оболонку не тільки нафти, але і різноманітних газів і парів, із яких по мірі переміщення їх в зони з невисокою температурою утворюються ювенільні води, в тій чи іншій степені насичені солями.



**Рисунок 9.3 Вулканічна (магматична) гіпотеза**

Ювенільні води, піднявшись в осадочну товщу, змішуються з підземними морськими і підземними водами атмосферного походження і утворюють різні типи підземних вод, в тому числі води нафтових родовищ і грязьових вулканів.

Друга група дослідників вважає, що складні вуглеводні, які попали із космосу в надра Землі терплять лише помірні хімічні зміни, що перетворюють їх в нафту, яка в подальшому піднімається наверх і утворює поклади в земній корі.

Так В.Б. Порфір'єв (1966) пише: «Нафта поступала з глибини не в формі вуглеводневих радикалів і низькомолекулярних з'єднань, а зі всіма властивостями, приналежними природній нафті в відношенні високомолекулярних з'єднань і асфальтово-смолистого комплексу. Флюїди піднімались в високо нагрітому стані і під колосальним тиском, обумовлюючим ефект, аналогічний гідравлічному розриву пластів і проникненню в пористі пласти зайняті водою...».

#### **9.4. Основні напрямки розвитку гіпотез неорганічного походження нафти і газу**

Зупинимось коротко на деяких основних положеннях гіпотез неорганічного походження нафти.

1. Обидві групи гіпотез ґрунтовані головним чином на нових даних планетарної космогонії, які ще потребують перевірки.

Не розглянуті можливі процеси утворення вуглеводнів в магмі, що осіли разом з протопланетним матеріалом М.А. Кудрявцев вважає, що всі органічні сполуки в магмі розкладаються на вуглець і водень, які в подальшому утворюють радикалами  $\text{CH}$ ,  $\text{CH}_2$ ,  $\text{CH}_3$  і вже в земній корі (після виходу із магми) під впливом процесів полімеризації і синтезу утворюють вуглеводні нафтового ряду. Вуглеводнів нафтового ряду багато, і як протікає процес їх утворення залишається неясним.

Напевно, щоб уникнути проблеми стану вуглеводнів в магмі В.Б. Порфір'єв (1966, 1967) припустив, що вони майже не змінюються в магмі, спливають до її покрівлі в сильно нагрітому стані і під колосальним тиском, спочатку скупчуючись в підкорових зонах. Як видно, цикл утворення первинної нафти у обох авторів лишається необґрунтованим.

2. Можливість синтезу вуглеводнів неорганічним шляхом доводиться рядом найпростіших хімічних експериментів, проведених ще в минулому сторіччі. Однак вони не відповідають умовам, які могли б спостерігатись на Землі в якій-небудь із стадій її розвитку. Термодинамічний аналіз умов магматичного розплаву при проникненні його в осадочну оболонку (М.Ф. Двалі і П.Ф. Андрєєв ) свідчить про те, що виникнення і існування яких-небудь вуглеводнів більш складніших, ніж метан, неможливе.

3. В якості одного із основних доказів неорганічного походження нафти приводяться факти наявності нафти або її ознак у вивержених і метаморфічних породах. Однак 99,9% відомих родовищ нафти і газу зв'язано з осадковими породами і в більшості родовищ зв'язаних з виверженими і метаморфічними породами можна припустити зв'язок їх утворення з осадковою товщею.

4. Тісно пов'язане з попереднім положенням твердження прибічників неорганічного походження нафти тому, що нафта обов'язково насичує весь розріз в нафтогазоносному басейні від самого верхнього зустрінутого продуктивного горизонту до порід фундаменту включно. В нафтоносних районах дійсно, діапазон нафтоносності дуже широкий і часто охоплює

розріз від порід фундаменту до четвертинних відкладів включно. Але при цьому ніколи не спостерігається безперервної нафтоносності розрізу. Вона пов'язана лише з визначеними товщами. Ці ж товщі нафтоносні на значних територіях, що охоплюють крупні тектонічні одиниці земної кори. Не зважаючи на наявність в проміжних товщах сприятливих умов для утворення скупчень вуглеводнів і на приуроченість їх до тих тектонічних розломів земної кори, по яких вони проникають із глибоких надр Землі, проміжні товщі є пустими.

5. Регіональна приуроченість скупчень нафти і газу до зон розломів в земній корі використовується як доказ що глибинні розломи являються провідниками нафти і газу із глибоких надр земної кулі до верхніх шарів земної кори.

Як відомо, при великих всебічних тисках всі матеріали, в тому числі і породи набувають пластичності і за своїми властивостями нагадують рідину. Тому не можна серйозно розглядати глибинні розломи як відкриті тріщини, що проникають в мантию земної кулі.

Закінчуючи розгляд неорганічних гіпотез походження нафти, теоретично можна допустити утворення вуглеводнів неорганічним шляхом. Однак лишається неясним чи можливе утворення за рахунок цих вуглеводнів нафти як вельми складної системи органічних сполук.

В останній час широкого поширення набуває осадово-неорганічна

Г

і

п

о

т

е

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 розосереджені великі маси вуглецю, необхідного для з'єднання з воднем. По-друге, саме до цих геологічних регіонів зонами глибинних розломів

р

м

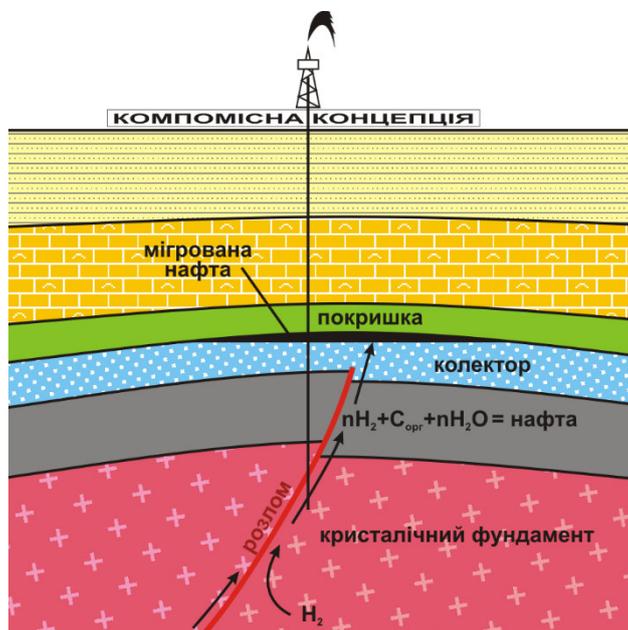
у

надходять найбільші кількості ювенільного водню.

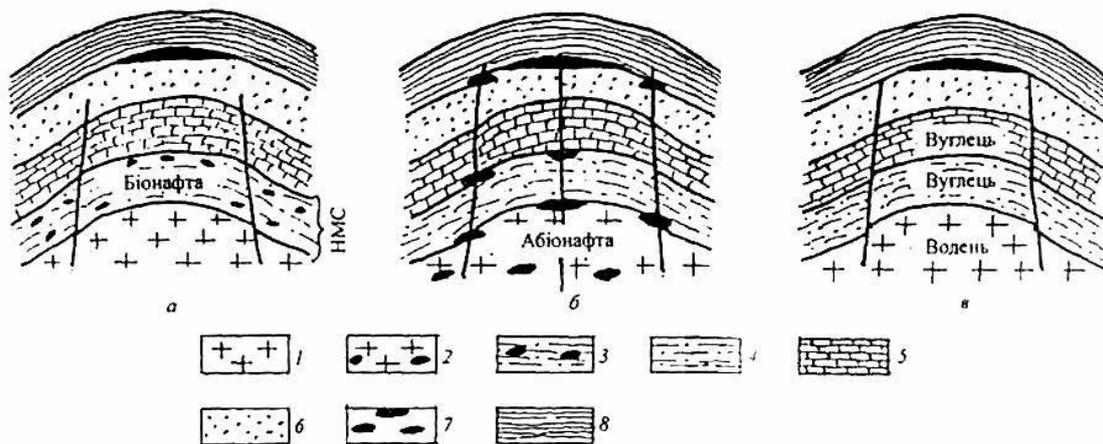
Перевагою осадово-неорганічної гіпотези перед магматично-неорганічною є те, що в ній *використовується один лише водень*, тоді як механізм «магматичної» гіпотези працює лише за умов надходження із надр Землі вже готових нафтових вуглеводнів. Це ще раз потребує підтвердження, особливо в їх якісному та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

Гіпотеза осадово-неорганічного утворення нафти має значнішу 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.



**Рисунок 9.4 Компромісна концепція**



**Рисунок 9.5** 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. Чебаненка, М. І. Євдошук, В. П. Клочка, В. С. Токовенка.*

Умовні позначення: 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 – надані породи-колектори; 7 – нагромадження нафти в промислових розмірах; 8 – глинисті та інші щільні породи-покришки; НМС – нафтоматеринська або нафтоутвірна світа.

### 9.5. Поняття про нафтогазоматеринські відклади і регіональні нафтогазові комплекси

Існують дві діаметрально протилежні тички зору. Одні вчені вважають, що нафта утворилась на самих ранніх стадіях діагенезу осадку, другі признають пізніє утворення нафти при зануренні осадків на значні глибини, в стадію катагенезу.

Обидві точки зору мають суттєві доводи «за» і «проти». Не зупиняючись на цих доказах, ми відмітимо що, якщо розглядати це питання з позиції енергетичного перетворення органічної речовини, то в цьому випадку можливість перетворення закладена в самій органічній речовині. В загальному можна сказати, що утворення вуглеводнів, які почалися в живому організмі

продовжується після його смерті на всіх стадіях перетворення аж до повного використання заключених в ньому енергетичних запасів. Цей процес безперервний і являє собою лиш частину більш загальних процесів фосилізації органічної речовини в осадах і породах.

Як уже відмічалось накопичення основних мас розсіяної органічної речовини зв'язано переважно з глинистими утвореннями. Природно виникає питання, яким чином проходить перехід утворених рухомих речовин із погано проникливих порід в колектори?

Процес переходу вуглеводнів із порід, в яких вони утворились (нафтоматеринських), в колектори, отримав назву первинної міграції. Найбільшою популярністю користується точка зору у відповідності з якою утворені вуглеводні витискуються із осаdkів при їх ущільненні. ще І.М. Губкін припускав вихід нафти із нафтоматеринських порід разом з останніми порціями витискуваної води. На ранній стадії літогенезу коли органічна речовина, що знаходиться в осадку ще не встигла перетворитися у вуглеводні і знаходиться в зв'язаному стані з частинками осаdkу, витискуватися буде в основному вода і кількість її в осадку, буде різко зменшуватись. На цій стадії ущільнення, коли осаdk ще не перетворився в породу, вода що витискується буде направлятись в основному вверх, в область найменших тисків.

По мірі того як осаdk в процесі літогенезу перетворюється в породу, напрямок руху витискуваних речовин буде змінюватись. Властивості порід неоднакові в різних напрямках. Проникність їх по простяганню, як правило, значно краще ніж по нормалі. Внаслідок цього при подальшому ущільненні рухомі речовини, що вміщуються в породі, будуть зустрічати опір по вертикалі більше, ніж по простяганні шарів. Тиск на шари порід, що занурилися буде зменшуватись від центральної частини седиментаційного басейну до його країв. Тому рух рухомих речовин в товщі порід буде в основному направлений до країв басейну.

Піски і аргіліти ущільнюються менше, ніж глини, як наслідок, якщо в товщі шарів виявляться піщані прошарки, то рухомі речовини будуть вижаті в них із глин. Ущільнення мулистих осаdkів не припиняється при

перетворенні їх в глини. Максимальна втрата води осадком буде проходити в саму початкову стадію його ущільнення. При спостереженні над сучасними мулистими осадками встановлено, що вони втрачають вільну воду на перших метрах по розрізу. Після цього в них зберігається зв'язана вода, видалення якої при ущільненні проходить з великими труднощами. В той же час проведені спостереження показали значне (до 60%) зменшення об'єму при перетворенні глин в глинисті сланці. Така зміна об'єму неминуче супроводжується не тільки перерозподілом частин породи, але і значним виділенням рухомих речовин, що знаходяться в породі яка ущільнюється.

Породи по мірі їх занурення ущільнюються і вміщена в них вода, як би міцно не була зв'язана сорбційними силами, виходить із глин, розчиняючи при цьому різноманітні солі, гази і, ймовірно, вуглеводні. При втраті води проходить перебудова структури глин з різним зменшенням об'єму мінеральної маси як наслідок раніше зв'язана вода виділяється у вільну фазу і утворюється додаткова (тріщина) пористість. Таким чином, з'являються шляхи для первинної міграції і можна пояснити механізм витискування вуглеводнів разом з діагенетичною водою монтморилонітових глин.

Процес ущільнення і консолідації карбонатних мулів при їх перетворенні в породу супроводжується кристалізацією мінеральних речовин з виникненням чисельних тріщин і каверн. Тріщини в більшості своїй дрібні, часто мікроскопічні. Рухомі речовини, що знаходяться в осадку при переході карбонатного мулу в породу частково входять в склад самої породи, а частково отримують здатність вільно переміщуватись. Переміщення полегшується за рахунок тріщинуватості, що виникає при вторинних процесах доломітизації вапняку. Занурення порід викликає і підвищення температури.

Під впливом підвищення температури породи і рухомі речовини, що в них вміщуються намагаються розширитись. Коефіцієнти розширення порід, води нафти і газу різні. Нафта і газ при збільшенні температури, збільшується в об'ємі значно більше, ніж породи. Тому підвищення температури повинно сприяти переміщенню рухомих речовин. Крім того, під дією температури рухомі речовини змінюють свої фізичні властивості, в'язкість їх зменшується, вони можуть перейти повністю або частково в

пароподібну або в газоподібну фазу. Така зміна фізичного стану рухомих речовин також сприяє їх міграції.

При ущільненні порід в субкапілярних порах глинистих відкладів внаслідок слабкої проникності і роз'єднаності пор повинні виникнути аномальні тиски, відмінні від тисків в колекторських породах тої ж товщі. Між глинами і колекторами виникає перепад тисків, який сприяє переміщенню вуглеводнів із материнських порід в колектори. Багато дослідників допускають можливість переміщення вуглеводнів в розчиненому в воді стані. Існують припущення про можливість первинної міграції в газоподібній фазі.

Ми розглянули основні положення органічної теорії походження нафти. В ній лишаються ще неясні і спірні питання але можуть бути наміченими основні контури схеми утворення нафти в земній корі. В цьому колосальна заслуга багатьох вчених.

Сучасний стан розглянутої проблеми дає підстави стверджувати, що вихідним продуктом для утворення нафти є органічна речовина у всій її різноманітності. Можливе змішане рослинно-тваринним походженням цієї речовини. В принципі допустиме утворення вуглеводнів із складової частини органічної речовини, але найбільше значення мають ліпоїди. Процес утворення вуглеводнів в органічній речовині є довготривалим і безперервним і протікає аж до повного перетворення органічної речовини в газоподібні продукти і твердий вуглець. Початок утворення вуглеводнів можна спостерігати ще в живих організмах, після того як організми відмирають і їх залишки потрапляють в осадок, цей процес продовжується, то підсилюючись то послаблюючись, в залежності від дії навколишнього середовища. Основним стимулом розвитку процесу є внутрішня енергія самої органічної речовини. Інші фактори служать своєрідними каталізаторами, які забезпечують виникнення процесу і впливають на його швидкість чи на характер кінцевих продуктів перетворення.

В стадії седиментогенезу осадків основні перетворення залишків рослин і тварин які розклалися в гідролітичному розпаді складних молекул під дією власних ферментів організму який відмер (автоліз). Одночасно з цим процесом розвиваються мікроорганізми, які також сприяють деструкції

складних молекул з новоутворенням різних речовин (головним чином білків і ліпоїдів) в тілах бактерій.

Гетерогенний каталіз під дією ферментів здійснюється в тих породах, діагенез яких забезпечує умови збереження ферментів (від'ємний окислювально-відновлювальний потенціал, адсорбція на глинистих мінералах, присутність сірководню). Для перетворення органічної речовини в осадку і породах в напрямку отримання рідких і газоподібних вуглеводнів необхідно створення відновної обстановки. А сама відновна обстановка створюється за рахунок енергії розкладу органічної речовини. Діапазон фаціальних обстановок, в яких можливий хід процесу в потрібному напрямку достатньо широкий. Найбільш сприятливими є гетерогенні осадки з великим вмістом глини. Сам процес утворення газоподібних і рідких вуглеводнів є частиною загального процесу вуглефікації органічної речовини в земній корі.

Утворені вуглеводні можуть накопичуватись в колекторах і утворювати в них поклади нафти і газу.

Головною геологічною умовою, сформульованою І.О. Бродом як основний закон нафтоутворення і нафтонакопичення є довготривале і стійке занурення даної ділянки земної кори, при якому тенденція опускання, занурення і захоронення осадків переважає в процесі як малих так і крупних коливних рухів земної кори. В послідуючих перетвореннях тільки деяка частина органічної речовини перетворюється в вуглеводневі сполуки і в сприятливих умовах утворює поклади нафти і газу.

Значно більша її кількість в виді розсіяних вуглистих частин зберігається в породах і легко виявляється в них при відповідних дослідженнях.

## 10. МІГРАЦІЯ НАФТИ І ГАЗУ

### 10.1. Фактори міграції нафти і газу

Під міграцією нафти і газу розуміють будь-яке переміщення цих речовин в земній корі.

Перш ніж говорити про сили, що викликають переміщення рухомих речовин в земній корі, коротко розглянемо в якому фізичному стані вони можуть пересуватися через товщу порід.

Розглянемо ряд: 1 – асфальти → 2 – мальти → 3 – мертві нафти → 4 – недонасичені газом нафти → 5 – насичені газом нафти → 6 – суміш нафти і газу → 7 – газ із конденсатом → 8 – газ сухий.

Перші три члени цього ряду самі по собі мало рухомі і переміщення їх в надрах земної кори можливе лише разом з вміщуючими їх породами в процесі тектонічних рухів. Інші члени ряду можуть переміщуватися в породах під дією тих чи інших факторів.

Основні з них:

1. Тиск геостатичний і динамічний.

Ущільнення порід може проходити не тільки під дією геостатичного тиску (навантаження вищезалягаючих шарів), але і під дією тектонічних сил, які виводять породи із нормального залягання та які зминають їх в складки.

2. Гравітаційний фактор.

Під гравітаційним фактором міграції нафти і газу розуміють дію сил тяжіння. Якщо в результаті тих чи інших переміщень нафта і газ потрапляють в колектор, та нафта в силу своєї ваги займе в ньому нижні ділянки, а газ – верхні.

Міграція нафти і газу шляхом спливання може проходити лише по тріщинах і крупних порах. Переміщенню нафти і газу під дією гравітаційних сил заважають сили тертя, міжфазне тертя, викликане відносним переміщенням газу, нафти і води по відношенню один до одного (фазові проникнення); в'язкість (внутрішнє тертя), молекулярне притягання між

стінками породи і молекулами рухомих речовин (свого роду сили «прилипання»). При русі нафти і газу по порах у вигляді окремих краплин суттєву роль відіграє ефект Жамена (видовження кульки краплини).

### 3. Гідравлічний фактор.

В своєму русі вода захоплює разом із собою маленькі краплини нафти та газу і таким чином переміщує їх. В процесі руху диференціація рухомих речовин за їхньою густиною (питомою вагою ) проходить значно легше. Окремі краплини нафти і газу, спливаючи над водою, з'єднуються між собою і при сприятливих умовах утворюють скупчення нафти і газу.

### 4. Капілярні та молекулярні явища.

Переміщення нафти і газу навряд чи можливе на великі відстані за рахунок цих явищ. Вони не відіграють головної ролі в процесі формування скупчень нафти і газу.

### 5. Енергія газу.

Розрізняють газонапірний режим переносу рідини і режим розчиненого газу.

6. Пружне розширення рідини і порід. Рідина, що заповнює колектор, знаходячись під тиском, стискається. Коефіцієнт стиснення дуже малий, але при великих об'ємах води в пласті зниження тиску в ньому може викликати значне збільшення об'єму рідини. Збільшення об'єму рідини буде супроводжуватися її переміщенням – міграцією.

Коефіцієнт стиснення порід ще менше, але при великих об'ємах пласта його пружні сили можуть мати суттєве значення для міграції рідини в пласті.

Як видно із викладеного, процес міграції визначається фізико-хімічним станом мігруючих речовин, силами, що викликають їх переміщення, та наявністю шляхів міграції. Якщо фізичний стан мігруючої речовини допускає її переміщення під дією будь-якого з перерахованих вище факторів і при цьому існують необхідні шляхи міграції, то вона буде проходити на будь-які відстані в межах дії сил міграції.

## 10.2. Напрями, шляхи та дальність міграції

Міграція нафти і газу - переміщення нафти і газу в земній корі під дією

природних сил. Вона супроводжується фізико-хімічною взаємодією мінерального середовища і флюїдів, а також фазовими перетвореннями останніх внаслідок мінливості геологічної та термодинамічної обстановки надр.

Шляхами міграції нафти і газу є:

1. товщі слабопроникних порід і порід колекторів;
2. локалізовані канали - розломи розтягування, тріщини і зони підвищеної тріщинуватості, площини нашарування та незгодного залягання порід та ін.

За напрямком руху виділяють міграцію нафти і газу:

- латеральну (бічну, внутрішньорезервуарну) в межах проникного пласта
- вертикальну (міжрезервуарну) за стратиграфічним розрізом.

За масштабами руху вуглеводнів розрізняють локальну міграцію - в межах маленького ділянки чи структури і регіональну - формуючу нафтогазоносні зони.

Вивчення динаміки пластових вод має істотне значення для встановлення напрямку міграції вуглеводнів та визначення умов збереженості покладу. Швидкість руху пластових вод може зробити неможливою акумуляцію вуглеводнів в малоамплітудних пастках. Вивчення динаміки пластових вод має істотне значення для визначення напрямку міграції вуглеводнів та оцінки умов схоронності покладів. Наприклад, встановлено, що збільшення швидкості руху пластових вод вище певної межі може зробити неможливою акумуляцію вуглеводнів в малоамплітудних пастках.

### **10.3. Класифікація міграційних процесів**

Розрізняють два види міграції:

а) первинна міграція – віджимання вуглеводнів разом з пов'язаними водами з тонкозернистих, слабо проникних нафто-материнських порід в товщі порід-колекторів

б) вторинна - переміщення нафти, газу у водонасичених пластах

(колекторах), результатом якого є диференціація цих флюїдів і утворення покладів, а також їх подальше переформування. Вторинна міграція вуглеводнів по пластах-колекторам може відбуватися в розчині, в диспергованому стані або у вигляді нафтової чи газової фази до тих пір, поки мігруючі флюїди не зустрінеш на своєму шляху непроникну перешкоду, у якій відбувається їх коагуляція і акумуляція.

в) третинна міграція - переміщення покладів нафти і газу.

У зв'язку з неоднорідністю шарів міграція нафти і газу може бути:

- розсіяною (особливо в слабопроникних породах),
- потокового типу (безперервна фаза в проникному пласті),
- плоскоструменевого типу (по розлому);
- вузькоструменевого типу (у ланцюзі антикліналей).

У зонах, де переважає латеральна міграція вуглеводнів, шляхи, пройдені газом, більш значні і вимірюються десятками, а може бути і сотнями кілометрів. До того ж рух відбувається в основному по колекторам, де вміст органіки невеликий. Істотна роль латеральної міграції вуглеводнів у формуванні газоконденсатних покладів. Доказом цього можуть служити численні факти виявлення залишкової (після міграції) нафти в занурених частинах продуктивних пластів далеко за контурами сучасних покладів.

Латеральна і вертикальна міграції доповнюючи один одного, є складовими елементами єдиного складного і тривалого процесу переміщення вуглеводнів із зон генерації в зони акумуляції. У цьому переміщенні істотна роль належить градієнтам порових і пластових тисків, спрямованих з інтервалів зон генерації в зони акумуляції.

Існують різні точки зору про роль бічної і вертикальної міграції в процесі акумуляції. Одні вчені провідну роль при формуванні покладів відводять бічній міграції, інші – вертикальній. І бічна і вертикальна міграції є проявом загального руху вод в артезіанському басейні і знаходяться в тісному взаємозв'язку один з одним. Однак, розглядаючи вплив розломів на міграцію вуглеводнів, по суті зводиться все до вертикальної міграції. Особливу роль відіграють розломи при наявності надійних регіонально витриманих покришок.

## **11. ФОРМУВАННЯ ТА РУЙНУВАННЯ СКУПЧЕНЬ НАФТИ І ГАЗУ**

### **11.1. Головні принципи формування покладів та родовищ нафти і газу**

Переміщення вуглеводнів супроводжується подальшими хімічними і фізичними перетвореннями, в результаті яких виникають різноманітні вуглеводневі сполуки.

Довгий шлях веде від рихлого піску і мулу до утворення пісковика, сланцюватої глини чи вапняку. При захороненні осаду проходить все більше його ущільнення і переміщення насичуючих його рухомих речовин в менш ущільнені зони. Якщо нафтоматеринська формація вміщує в собі прошарки та лінзи пісків чи включення яких-небудь інших осадків, які мало ущільнюються, то рухомі речовини переміщуються в них. Цьому сприяє капілярний фактор. Більш проникні породи з включеннями в них рухомих речовин виявляються оточеними слабопроникними породами з субкапілярними порами, заповненими водою. При такій ситуації вода намагається витіснити нафту в більш крупнопористі зони і у всякому випадку утримати в них нафту. Рухомі речовини диференціюються. Газ і нафта спливають над водою утворюючи поклади цих корисних копалин.

В тих випадках, коли виникнення нафтових вуглеводневих сполук пов'язане з карбонатними мулами, природним резервуаром може служити в цілому товща, в якій пройшло утворення нафти і газу.

*Позарезервуарна міграція.* Має регіональний характер, є природним наслідком динамічного і геостатичного тиску на гірські породи, утримуючі вуглеводневі сполуки. Позарезервуарна міграція – переміщення рухомих речовин по тонкопористих породах – не тільки веде до переміщення нафти і газу в природні резервуари, але і може викликати повне знищення покладів.

Слабше виражається позарезервуарна міграція в платформених областях. Замість потужних товщ теригенних відкладів геосинклінальних областей тут відкладаються осадки меншої потужності з перевагою карбонатів. Результатом прояву тектонічних сил є пологі згини осадових

товщ. Утворені складки більш пологі. Динамічний фактор менше впливає на процес витіснення рухомих речовин ніж в геосинклінальній області.

В історії Землі епохи енергійного руху її кори, епохи складкоутворення, змінюються періодами відносного спокою в проявленні тектонічних сил. В цей час основне значення має внутрішньорезервуарна міграція в наслідок дії якої рухомі речовини можуть потрапити в природні резервуари.

При наявності в резервуарі пастки на шляху руху флюїдів може утворитися поклад нафти і газу.

Тут також виявляється різниця в умовах формування покладів в платформених і геосинклінальних областях.

В платформених областях пастками можуть служити слабовипуклі структурні згини, а роль екрану можуть грати навіть незначні погіршення проникності порід.

В геосинклінальних областях при добре проникному колекторі і великому градієнті тиску в межах крупних антиклінальних зон в одному і тому ж природному резервуарі в одних підняттях утворюються нафтові поклади, в інших – нафтові поклади з газовими шапками або чисто газові поклади.

При регіональному піднятті пласта, вздовж якого розміщені структури одна вище другої, але із значним прогином між ними, будуть спостерігатися наступні співвідношення. В першій, більш глибоко зануреній антиклінальній складці чи куполі скупчується газ, оскільки пастки повністю заповнені газом, вловлювати нафту не можуть. Якщо вільний газ весь буде витрачено на заповнення перших двох пасток, то в наступній більш високозалягаючій скупчується нафта, або нафта з газовою шапкою. В наступній пастці в верх по повстанню пластів скупчиться нафта тільки з розчиненим газом або нафта з водою. Ще вище пастки будуть заповнені водою.

Ця закономірність відмічається в тих районах чи стратиграфічних комплексах, де пластовий тиск в покладах нафти нижче тиску насичення газу.

Якщо в нафтогазових покладах тиск насичення газу буде меншим за пластовий тиск, то розділення нафти і газу в пастках не пройде. В цьому випадку найбільш занурені пастки будуть заповнені нафтою з розчиненим в ній газом.

При подальшій міграції по ланцюгу пасток, які постійно піднімаються, нафта може потрапити в область де пластовий тиск менший за тиск насичення, тоді газ почне виділятися із розчину і утворювати або газові шапки або чисто газові поклади, витісняючи нафту в розміщені вище пастки.

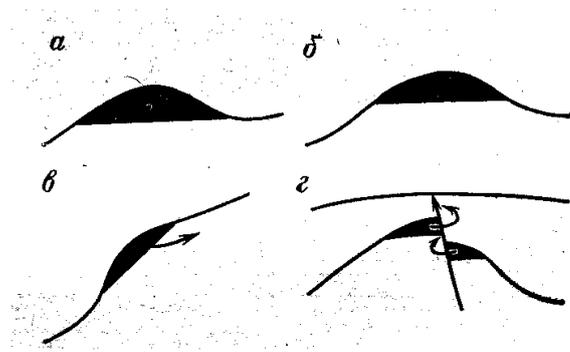
В цьому випадку буде наступне розподілення нафтових і газових покладів: самі занурені пастки заповнені нафтою, середні газом, або нафтою з газовою шапкою, вище по регіональному підйому пласта – пастки знову заповнені нафтою з відносно підвищеною питомою вагою (густиною), а самі верхні пастки заповнені водою.

Описане явище являє собою лише загальну схему. В дійсності процес протікає в більш складних умовах, залежних перш за все від конкретної геологічної обстановки і її змін в часі.

### 11.2. Руйнування покладів нафти і газу. Причини, швидкість та інтенсивність руйнування покладів нафти і газу

На першому етапі формування покладів може проходити не тільки їх утворення, але і руйнування. Процеси утворення і руйнування тісно переплітаються між собою. Ті причини, котрі спочатку сприяють утворенню покладів, в подальшому можуть стати причиною їх руйнування.

Так, в період формування нафти біологічні процеси, тобто всілякі біохімічні реакції, допомагають утворенню нафти і газу. Ті ж процеси при розвитку бактерій, які розчиняють вуглеводні, можуть привести до перетворення нафти цілком в газ, а інколи до знищення і газоподібних вуглеводнів.



**Рисунок 11.1 Руйнування покладів (а, б) внаслідок нахилу пастки (в) або утворення скиду**

Стадія накопичення осадків в морських басейнах нерідко змінюється епохою потужних тектонічних і гороутворюючих процесів або коливних рухів порівняно малого масштабу. Товща порід, яка включає нафтоматеринські товщі, під дією тектонічних сил зминається в складки. Антиклінальні складки, виведені на поверхню, піддаються інтенсивному руйнуванню поверхневими агентами і розриваються численними розривами. Динамічний тиск розподіляється по площі нерівномірно. При орогенних процесах переміщення рухомих речовин здійснюється не лише під впливом геостатичного, але і динамічного тисків. Рухомі речовини можуть переміщуватися по порах, тріщинах і розломах.

При переміщенні рухомих речовин по тріщинах суттєвої ролі набуває гідравлічний фактор. Потік води, направлений в область найменшого тиску, захоплює з собою різні вуглеводневі сполуки, переносячи їх на значні відстані. При русі цього змішаного потоку проявляється новий фактор - гравітаційний. Під впливом різниці в густинах різних речовин, що входять в склад потоку, який пересувається по тріщинах, вони стараються розділитися – диференціюватися.

Газ, що знаходиться в вільному (нерозчинному) стані, в своєму русі обганяє нафту і воду. Рідкі вуглеводні, спливаючи над водою, стараються обігнати її. Замикання тріщин, які переходять неодноразово у відкриті, супроводжуються різними перепадами тиску і ускладненням процесу міграції за рахунок енергії газу, що розширюється.

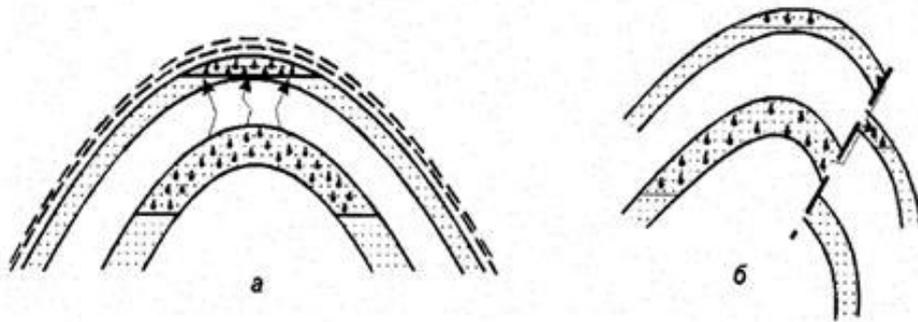
У випадку з'єднання крупної тріщини чи розлому, по якому проходить подібний рух рухомих речовин, з поверхнею, створюється найбільший перепад тиску; при цьому описаний вище процес протікає найбільш бурно, і на поверхні спостерігаються газові викиди, які досягають значних розмірів.

### **11.3. Переформування скупчень нафти і газу**

Переформування скупчень ВВ (формування вторинних покладів) – це сукупність процесів перерозподілу мас скупчень нафти і газу в системах пасток, що відбуваються без повного руйнування речовини скупчень і без

перетворення їх в поклади твердих бітумів або не вуглеводневі гази. при цьому неминуче часткове руйнування скупчень внаслідок втрати високомолекулярних компонентів нафти і легких ВВ газів на шляхах міграції. Як правило, розглядають два аспекти цього процесу: перерозподіл в системах пасток, що групуються по вертикалі – в родовищах (вертикальна міграція) або латеральна – в зонах нафтогазонакопичення (латеральна міграція), і перерозподіл в умовах порушення тимчасової гідравлічної рівноваги покладу з оточуючою водонапірною системою або збільшення регіонального нахилу продуктивних пластів і розформування самої пастки. Активний перерозподіл ВВ настає внаслідок механічного порушення надпокладних покришок.

В результаті розтину родовища або його частин розломами відбуваються перетоки нафти і газу із пастки в пастку знизу вгору, або зверху вниз в залежності від співвідношення пластових тисків. При цьому ВВ переважно заповнюють пласти з відносно гіршими колекторськими властивостями, тоді як кращі колектори залишаються водоносними.



**Рисунок 11.2 – Переформування покладів за рахунок перетікання флюїдів між покладами**

Аналіз розміщення запасів рідких і газоподібних ВВ показує, що верхні частини розрізу (до глибини 1,2-1,5 км) вміщують переважно скупчення газу, на глибинах 1,5-3,5 км запаси газу скорочуються і збільшуються запаси рідких вуглеводнів. Далі з ростом глибини (більше 4-5км) знову відбувається збільшення запасів газоподібних вуглеводнів і зменшення запасів нафти. В нижній газовій зоні на глибинах більше 4-5км поряд з газом зустрічається нафта, розчинена в газах (газоконденсатні поклади).

Поряд із вертикальною зональністю в розміщенні скупчень нафти і газу спостерігається регіональна (горизонтальна) зональність. Так майже всі нафтові скупчення Передкавказзя знаходяться в Східному Передкавказзі а переважно газові і газоконденсатні скупчення - відповідно в центральному і західному Передкавказзі. Регіональна зональність в розміщенні скупчень нафти і газу спостерігається також в Західному Сибіру. Тут скупчення нафти знаходяться в основному в центральній частині низовини, а газу –на облямуванні регіону , головним чином північному. В утворенні регіональної зональності основними чинниками є склад вихідної ОР, геохімічна, термодинамічна обстановка, умови; міграції і акумуляції ВВ.

## 12. ЗАКОНОМІРНОСТІ РОЗТАШУВАННЯ СКУПЧЕНЬ ВВ

Формування покладів і родовищ нафти і газу – це складний процес, що включає геологічні, фізико-хімічні та технічні фактори. Ось основні принципи цього процесу:

### 1. Геологічні умови:

Наявність нафтоматеринські порід – тобто високоорганічних сланців або інших порід, в яких органічні речовини під впливом високої температури і тиску розкладаються на нафту і природний газ. Вони є основним джерелом цих вуглеводнів. Якщо органічні речовини в материнських породах мають високу концентрацію, це забезпечує більші запаси вуглеводнів

2. Міграція вуглеводнів: Вуглеводні, що утворилися в материнських породах, мігрують у пористі породи, що знаходяться у вищезалягаючих шарах земної кори внаслідок наявної різниці пластових тисків.

3. Колектор: Це пористі і тріщинуваті породи, які здатні накопичувати вуглеводні. Найпоширенішими є пісковики та вапняки.

4. Формування покладу: Поклади нафти і газу можуть бути великими чи малими залежно від кількості і якості колекторних порід, а також від глибини залягання. Важливе значення має наявність природних бар'єрів (непроникних шарів), які перешкоджають подальшій міграції вуглеводнів і дозволяють утворити родовище.

5. Умови утворення пасток: Пастки – це геологічні структури, які можуть утримувати нафту або газ. Вони утворюються внаслідок складної комбінації геологічних процесів, зокрема, складних рухів земної кори, таких як підйоми та опускання, що створюють умови для ізоляції вуглеводнів.

6. Тиск і температура: Величина тиску і температури в земній корі також грає важливу роль у формуванні родовищ. Усі ці фактори визначають, як швидко і в яких кількостях утворюються запаси нафти і газу.

В світі відомо біля 32000 родовищ нафти, газу і бітумів, відкритих на всіх континентах (навіть зараз з'явилися повідомлення про

нафтогазопошукові роботи в Антарктиді) і на багатьох морях і океанах. Але виявлені скупчення вуглеводнів в межах нафтогазоносних територій розподілені вкрай нерівномірно як – по площі, так і по розрізу осадових утворень, що є найголовнішою геологічною особливістю розміщення нафти і газу в надрах.

Наприклад, значні концентрації ресурсів нафти і газу пов'язані із Близьким і Середнім Сходом (Саудівська Аравія, Ірак, Іран, Кувейт і ін.), Північною Африкою (Лівія, Алжир), Мексиканською затокою, Північним морем та ін. регіонами. Окрім того, в світі відома велика кількість дрібних і середніх скупчень. Але разом з тим невідомі поодинокі родовища вуглеводнів. Всі вони розташовуються групами, зонами, асоціаціями, утворюючи різні категорії регіональних скупчень нафти і газу.

Як показують численні дослідження, розміщення ресурсів нафти і газу, типи їх локальних і регіональних скупчень знаходяться в тісному зв'язку із геологічною історією розвитку певних типів геоструктурних елементів земної кори (платформи, геосинклінали і т.п.) та з особливостями будови та складу складаючих їх осадових відкладів.

Тому першочерговою задачею, яка стоїть перед геологами і геофізиками, є проведення нафтогазогеологічного районування нафтогазоносної або перспективної території що досліджується, виділення в її межах різних одиниць нафтогазогеологічного районування. При цьому в основу виділення наведених одиниць повинен бути покладений головний принцип - тектонічний.

Класифікація нафтогазоносних територій та нафтогазогеологічне районування є основою виявлення закономірностей розміщення скупчень нафти і газу в земній корі, вивчення яких потрібно при науково обґрунтованому прогнозуванню нафтогазоносності надр та виборі напрямків пошуково-розвідувальних робіт.

Виходячи із планетарної приуроченості регіональних нафтогазоносних територій Світу до різних геоструктурних елементів земної кори (склепіння, западини, прогини, мегавали і т.і.) Бакіровим А.А. розроблена класифікація регіональних нафтогазоносних територій.

Ґрунтуючись на тектонічному принципі він в якості основних одиниць нафтогазогеологічного районування пропонує виділяти в платформенних і складчастих територіях нафтогазоносні провінції, області, райони і зони нафтогазонакопичення.

Нафтогазоносна провінція – єдина геологічна провінція, що об'єднує асоціацію суміжних нафтогазоносних областей та характеризується подібністю головних рис регіональної геології, і в тому числі, спільністю стратиграфічного положення основних регіонально нафтогазоносних відкладів в розрізі. За стратиграфічним віком продуктивних відкладів нафтогазоносні провінції розділяються на провінції палеозойського, мезозойського і кайнозойського нафтогазонакопичення.

Нафтогазоносна область – територія, що відноситься до одного з крупних геоструктурних елементів, який характеризується спільністю, подібністю геологічної будови і геологічної історії розвитку, включаючи палеогеографічні та літолофаціальні умови нафтогазоутворення і нафтогазонакопичення на протязі значних відрізків геологічної історії.

Нафтогазоносний район – частина нафтогазоносної області, що об'єднує ту чи іншу асоціацію зон нафтогазонакопичення та виділяється або за геоструктурою, або за географічною ознакою.

Зона нафтогазонакопичення – асоціація суміжних та подібних за геологічною будовою скупчень нафти і газу приурочених до певної і в цілому єдиної групи пов'язаних між собою локальних пасток.

В залежності від генетичного типу пасток, що складають зони нафтогазонакопичення, вони підрозділяються на структурні, літологічні, стратиграфічні і рифогенні.

Нафтогазоносні провінції, області, райони і зони нафтогазонакопичення відносяться до регіональних, а родовища і поклади до локальних скупчень нафти і газу.

## 13. НАФТОГАЗОГЕОЛОГІЧНЕ РАЙОНУВАННЯ

### 13.1. Головні принципи формування покладів та родовищ нафти і газу

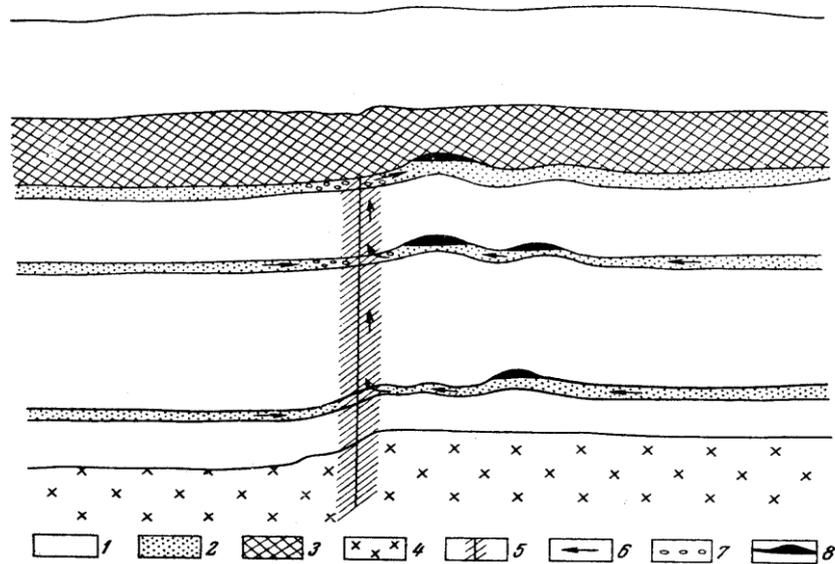
Не дивлячись на складність та специфічність процесів формування родовищ нафти і газу у різних геологічних умовах, існують загальні закономірності (принципи), які необхідно обов'язково враховувати при складанні конкретних схем (моделей) формування родовищ. Таких принципів є декілька:

1. Формування покладів і родовищ може відбуватися тільки за рахунок міграції, яка проходить через пористі та тріщинуваті насичені водою породи у напрямі зниження потенціальної енергії нафти і газу. Оскільки рух нафти і газу відбувається в водоносному середовищі, то зниження потенціальної енергії відбувається у напрямі зменшення глибини знаходження (залягання) нафти чи газу. Нафта і газ мігрують переважно у вільному стані, несучи при цьому досить часто і розчинені в собі прісні води, що відтак виділяються і обмежують поклади.

2. Формування покладів і родовищ може відбуватися тільки в зонах або на шляхах розвантаження підземних вод. Це пояснюється тим, що для поступлення нафти і газу (особливо у великій кількості) у природний резервуар частина води повинна мати можливість покинути його. Зонами розвантаження підземних вод можуть бути виходи гірських порід на денну поверхню чи під проникні породи, зони тектонічних порушень, місця розтягу порід (склепіння антиклінальних складок), палеодолини рік, ерозійні поверхні і т.п. В самій зоні розвантаження підземних вод часто фіксуються нафтогазопрояви і різні мінеральні джерела, а також гідрохімічні аномалії. У більшості випадків зони розвантаження підземних вод потрібно розглядати як ділянки, на яких відбувається зміна латеральної міграції на вертикальну або навпаки.

Приуроченість нафтових покладів до ділянок, розташованих поблизу тектонічних порушень, найбільш правильно пов'язувати з впливом зон розвантаження підземних вод як стимуляторів і збудників руху флюїдів у

водонапірних системах, що створюють добрі умови для акумуляції нафти і газу (рис.13.1).



**Рисунок 13.1** Схема міграції флюїдів та формування покладів нафти поблизу зон внутрішнього розвантаження підземних вод

(за Кротовою В.А., 1966)

1 – чергування водоносних та водоупорних порід, 2 – продуктивні горизонти, – регіональний водоупор, 4 – кристалічний фундамент, 5 – зона тектонічного порушення (зона розвантаження), 6 – напрям руху флюїдів, 7 – гідрохімічні аномалії, 8 – поклади нафти.

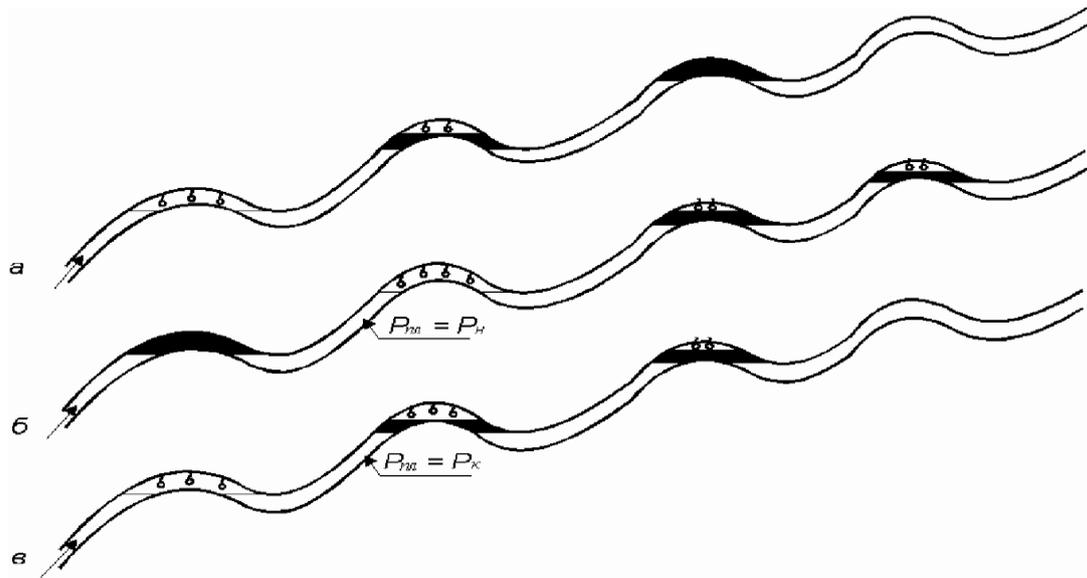
3 При двофазному русі нафти і газу через ланцюжок пасток буде проходити їх селективне (роздільне) вловлювання (принцип Гасоу-Максимова). Якщо через систему пасток буде рухатись одночасно нафта і газ у вільному стані, то перша пастка (при достатній кількості флюїдів) буде заповнена газовою фазою (рис. 13.2 а.).

Якщо на початковому етапі рух відбувається в однофазовому стані у вигляді нафти з розчиненим газом, то в перших пастках виникнуть нафтові поклади (рис. 13.2 б.). При подальшому русі вгору за підняттям пластів, рано чи пізно пластовий тиск ( $P_{пл}$ ) знизиться до величини тиску насичення ( $P_H$ ). Почнеться виділення газу, а рух стане двофазовим.

Тому наступна пастка буде повністю або частково заповнена газом.

Інші пастки будуть заповнені нафтою і газом одночасно.

Можливий ще один варіант, коли у початковий період рух відбувається у вигляді газоконденсатної суміші, тобто в однофазовому газовому стані. При цьому в перших пастках будуть утворюватись газоконденсатні поклади (Рисунок 13.2 в).



**Рисунок 13.2 Селективне вловлювання нафти і газу при русі через систему пасток**

4. Визначальний вплив на процеси формування покладів та родовищ має тектонічний фактор, який спричиняється до створення пасток, шляхів та умов міграції нафти і газу. Тектонічний фактор зумовлює також і процеси переформування покладів. Переформування відбувається внаслідок зміни структурних планів родовищ, їх гіпсометричного положення, зменшення місткості пастки, порушення герметичності покришок, появи провідних тектонічних порушень, виникнення нових пасток та і т.п. Зміна регіонального нахилу порід, що спостерігається в багатьох нафтогазоносних регіонах, повинна спричинити істотний перерозподіл покладів нафти і газу. При цьому деякі пастки можуть відкритись частково чи повністю, можуть виникнути нові.

5. Просторовий розподіл скупчень нафти і газу диктується в першу чергу регіональними породами-покришками та екранними поверхнями.

Останні є непостійними в геологічному часі. Звичайно, впливають і інші фактори, наприклад, розподіл порід-колекторів або положення порід-напівпокришок.

### **13.2. Класифікація нафтогазоносних територій як основа нафтогеологічного районування**

*Нафтогазогеологічне районування* - це поділ осадово-порідних басейнів досліджуваних територій на нафтогазоносні (можливо-нафтогазоносні) об'єкти різного масштабу (порядку).

Основною метою нафтогазогеологічного районування є виділення в межах материків, їх підводних окраїн, а також областей розвитку сучасних геосинкліналей елементів трьох категорій:

- 1) нафтогазоносних, тобто з виявленими родовищами нафти або газу;
- 2) потенційно нафтогазоносних, тобто перспективні в нафтогазоносному відношенні;
- 3) можливо нафтогазоносних - це території, вивченість яких не дає підстав однозначно оцінити їх перспективність.

Виділення безперспективних територій також входить в поняття районування.

А.А. Бакіров запропонував єдину класифікацію нафтогазоносних територій і зон нафтогазонакопичення та родовищ нафти і газу (1954-1982рр.). Вона базується на тектонічному принципі, тобто регіонально нафтогазоносні території поділяються на категорії і групи за приуроченістю до великих геоструктурних елементів платформних, складчастих і перехідних територій, які схожі за геологічною будовою та історією геологічного розвитку (рис.13.3).

Наведемо визначення використаних у схемі термінів: *нафтогазоносний пояс* – сукупність нафтогазоносних провінцій в межах тієї чи іншої системи складчастості, генетично пов'язаних з її формуванням.

*Нафтогазоносна провінція* – єдина геологічна територія, що об'єднує суміжні нафтогазоносні області, які мають схожі головні риси регіональної геології, в тому числі стратиграфічне положення основних

регіонально нафтогазоносних відкладів у розрізі;

**Нафтогазоносна область** - територія, приурочена до одного з великих геоструктурних елементів, що характеризуються спільністю геологічної будови і розвитку, включаючи палеогеографічні та літолого-фаціальні умови нафтогазоутворення нафтогазонакопичення впродовж значних періодів геологічної історії;

**Нафтогазоносний район** - частина нафтогазоносної області, що об'єднує ту чи іншу асоціацію зон нафтогазонакопичення, що виділяється за геоструктурною ознакою.



**Рисунок 13.3** Загальна схема нафтогазогеологічного районування

(за А.А. Бакіровим, 1982)

Найбільш повно класифікація на базі басейнового поділу була розроблена І.О. Бродом (1964р). Замкнуті та частково замкнуті западини різноманітні за розмірами, будовою і історією геологічного розвитку, що вміщують у розрізі осадових порід поклади нафти і газу, були названі **нафтогазоносними басейнами**.

Найбільш повне сучасне визначення поняття «нафтогазоносний басейн» дали О.К. Баженова, Ю.К. Бурлін, Б.А. Соколов в 2000 році.

Під **нафтогазоносним басейном** розуміють область стійкого і тривалого занурення земної кори, в процесі якого формується тіло осадових порід - склад, будова прогресивний літогенез та умови залягання, які зумовлюють утворення, накопичення і збереження в них промислових скупчень нафти і газу.

Структурно-седиментаційні прогини, де ще не відомі нафтогазові родовища, але їх знаходження можна прогнозувати, розглядаються як можливо нафтогазоносні басейни.

В новітній публікації Б.Й. Маєвського, М.І. Євдошука і О.Є. Лозинського (2002 р.) вказується, що ці два принципи класифікації нафтогазоносних територій не можна протиставляти один одному, оскільки в багатьох випадках поняття басейну і провінції збігаються, як наприклад, Дніпрово-Прип'ятська та Західносибірська нафтогазоносні провінції, а Ферганська нафтогазоносна область та деякі інші за своїми ознаками відповідають басейну. Вони послуговуються такими головними визначеннями, які наведені у скороченому викладі.

**Нафтогазоносна провінція** – це значна за розмірами та осадовим заповненням відокремлена територія, яка приурочена до регіонального одного чи групи суміжних великих тектонічних елементів (плити, синеклізи, антеклізи, авлакогени, крайові прогини тощо), що мають подібні риси геологічної будови та розвитку, характеризуються єдністю стратиграфічного діапазону нафтогазоносності та геохімічних, літолого-фаціальних і гідрогеологічних умов, а також великими можливостями акумуляції вуглеводнів.

**Нафтогазоносна область** – це частина нафтогазоносної провінції або самостійна область, яка зазвичай приурочена до одного з великих геоструктурних елементів (крайового прогину, синеклізи, склепіння, западини тощо), що характеризується спільністю геологічної будови, історії розвитку і розповсюдження основних нафтогазоносних комплексів, а також єдністю нафтогазоутворення і нафтогазонагромадження протягом великих відрізків геологічної історії.

**Нафтогазоносний район** – це частина нафтогазоносної області з

розвіданими запасами вуглеводнів, які розташовані здебільшого в межах одного або декількох середніх тектонічних елементів (виступ, вал, склепіння, депресія тощо), або їх частин, що характеризуються загальними продуктивними горизонтами, близькими глибинами їх залягання, подібними типами родовищ нафти і газу.

Таким чином, з викладеного видно, що при класифікації нафтогазоносних територій беруться до уваги тектонічні фактори і осадове наповнення, скупчення нафти і газу та історія геологічного розвитку. Інші чинники мають підпорядковане значення.

В нафтоносних провінціях і басейнах часто виділяють зони або площі нафтогазонакопичення, які об'єднують родовища нафти і газу, що пов'язані з однотипними структурами, наприклад: антикліналями, солянокупольними підняттями, зонами виклинювань або стратиграфічних неузгоджень, рифовими масивами і т. п. Можливо також створити історико-генетичну класифікацію зон нафтогазонакопичення, що враховують процеси і час нафтогазоутворення та механізми утворення структурних форм.

Виділення зон нафтогазонагромадження є також одним із елементів нафтогазогеологічного районування і успішно може бути використано при порівняльній оцінці перспектив їх нафтогазоносності.

### **13.3. Загальні закономірності у формуванні і розміщенні скупчень нафти і газу**

Сьогодні можна вважати доведеним, що утворення вуглеводнів в земній корі генетично пов'язано з формуванням осадових товщ. Звідси витікають і найважливіші висновки про закономірності розміщення нафтових і газових скупчень в земній корі.

1. Із виявлених в земних надрах ресурсів нафти і газу понад 99,9% приурочено до осадових утворень. Розріз кожної нафтогазоносною провінції

містить один або декілька літолого-стратиграфічних комплексів, що характеризуються регіональною нафтогазоносністю і розділені газонафтонепроникними товщами відкладів – покришками.

Присутність осадових порід є одним із суттєвих елементів можливої нафтоносної провінції, так як осадові породи утворюють породу-колектор і покришку окремої підземної пастки. Осадові утворення являють собою нафтогенеруючу породу для всіх нафтових і газових покладів. Тому при будь-якій оцінці можливостей видобутку нафти і газу в межах ще нерозвіданої області потрібно враховувати наявність в ній осадових формацій. Вірогідність знаходження промислової нафти пропорційна об'єму осадових порід і чим він більший, тим реальніше вірогідність відкриття нафти в області, що розвідується. В США прийнята середня цифра: 2800т нафти приходить на 1 км<sup>3</sup> осадових порід (за Леворсеном).

Більшість розрахунків об'єму потенційно продуктивних осадових утворень виключає всі площі, у котрих розріз осадів складає менше ніж 305 м. Другими словами території, що мають потужність осадових відкладів менше ніж 305 м безперспективні для пошуків нафти і газу. До даних територій також віднесені осадові породи із невеликим ступенем метаморфізму, всі осадові утворення плейстоцену, кембрію і докембрію.

Потрібно врахувати також властивості осадових порід. Більша частина нафти і газу, виявлених до теперішнього часу, залягає в морських осадових породах. Тому рахується, що область, де розріз представлений здебільше морськими осадами, має більший потенціальний вміст нафти, ніж область, осади якої мають не морське походження. Сприятливою обставиною для пошуків нафти є також зміна літології. Розріз, складений вапняками і доломітами є більш сприятливим за потенційним значенням нафтоносності ніж представлений повністю сланцями і пісковиками.

Метаморфізм осадових порід являє собою другий фактор, який за думкою геологів, має відношення до вмісту в них промислової нафти. Ми будемо розглядати тут метаморфізм, пов'язаний із змінами, що виникають в пласті під дією тепла і тиску. Наслідком метаморфізму осадових порід є зниження проникності колектора, а звідси зменшення вірогідності акумуляції нафти і газу в покладі. Невеликий метаморфізм приводить також до перетворення нафти в більш летючі фракції. Ця обставина привела до появи і розвитку теорії карбонового або вуглецевого числа.

*Теорія вуглецевого числа* була запропонована Уайтом в 1915р. Вона стверджує, що в областях, де пройшов незначний метаморфізм і встановлене буре лігнітове вугілля, зустрічаються тяжкі нафти. По мірі підвищення пластових температур і тисків збільшується об'єм зв'язаного вуглецю, якість вугілля підвищується а нафта стає легшою. В районах, де зустрічається бітумінозне вугілля, можна припустити наявність легкої нафти, що супроводжується газом. При рості метаморфізму досягається рівень, коли в надрах зустрічається тільки газ. Коли вугілля представлене антрацитом, не можна очікувати в надрах промислової кількості нафти і газу. Практика свідчить, що в областях із високим метаморфізмом вугілля відсутні промислові скупчення нафти і газу. Але із цього правила є виключення.

Ступінь метаморфізму або величина вуглецевого числа осадових порід визначається раніше процентним вмістом зв'язаного вуглецю – висушеного вугілля, вільного від вологи, і золи. Вуглецеве число визначається діленням вмісту зв'язаного вуглецю в породі по ваговому аналізу на суму об'єму зв'язаного вуглецю плюс летюча речовина.

Зараз ступінь метаморфізму визначається за відбиваючою здатністю вітриніту (вугільний мінерал). Існують карти вуглецевого числа, де рівні співвідношення вуглецю з'єднуються ізолініями.

Фуллер встановив співвідношення між вмістом зв'язаного вуглецю у вугіллі (вільному від вологи), нафтою і газом у відповідних осадових породах.

Але з часом до цієї теорії було поставлено багато заперечень, пов'язаних в основному із точністю визначення вуглеводневого числа:

1. зразки вугілля, що відбираються, зазвичай не відображають класу вугілля. Зразки відбираються із вугільних прошарків на різних етапах вивітрювання із площин відшарування або прошарків, відібраних всередині вугільного пласта;

**Вуглецеве****число**

- Більше 70 – за рідкими виключеннями нафта і газ відсутні;  
 65-70 – спостерігаються «сліди» або невеликі «кишені» заповнені нафтою. Відсутні промислові поклади нафти;  
 60-65 – промислові поклади зустрічаються рідко, але нафта, що виявляється, має виключно високу якість.  
 Газові свердловини поширені, але більше в ізольованих «кишенях» ніж в покладах;  
 55-60 – в основному легкі нафти і газ;  
 50-55 – в основному нафти середньої густини;  
 Нижче 50 – важкі нафти.

**Нафтовідача**

2. теорія вуглецевого числа вимагає строгого порівняння вугілля на звільненій від вологи і золи основі. Але деяка частина вологи є складовою частиною вугілля як і летюча речовина.

Головна слабкість теорії вуглецевого числа полягає в припущенні, що зміна процентного вмісту зв'язаного вуглецю, відбиває різницю в метаморфізмі осадових товщ. Якщо це припущення невірне, то і пояснення відсутності нафти і газу в районах з високим вуглецевим числом також невірне.

Приведемо деякі заперечення проти цього основного припущення:

1. Основне заперечення проти метаморфізму, як причини більш високих вуглецевих чисел полягає в первинності змін останніх, тобто, вони пов'язані із зміною властивостей органічної речовини, що відклалася в різних районах, або різницею в середовищах, де проходило відкладання. В деякому вугіллі спочатку був більший вміст водоростей, спор, деревини в порівнянні із іншим вугіллям. Зміни у вихідній органічній речовині привели б вірогідно до різниці в ступені карбонізації різного вугілля при одній і тій же температурі і тиску. Аналогічне міркування застосуємо до потенційно нафто- і газоносних осадових порід. Справедливо, що при високому вуглеводневому числі пористість і проникність малі, але це може бути іноді первинною причиною, а

не наслідком метаморфізму (вторинною причиною).

2. В різних осадових породах метаморфізуюча дія однієї і тієї ж кількості тепла і тиску може виражатися по-різному. Породи, що мають невелику кількість нестійких мінералів, наприклад, деяких глин і карбонатів, деформуються пластично. Це супроводжується втратою пористості і проникності в порівнянні з породами, що майже повністю складаються із більш стійких і мінералів, наприклад, кварцу. Метаморфізуюча дія тепла і тиску на вугілля може означати мало або навіть нічого при переводі на метаморфізм поряд залягаючої породи-колектора.

3. Якщо під дією тепла і тиску низькосортна нафта або первинна органічна речовина перетворені в більш високосортну нафту, то в пласті повинен зберігатися залишковий асфальт або кокс. Відсутність в пласті важких залишків накладає умову, що в даному випадку не відбулося повільного процесу перегонки. Можливо, що в пласті зустрічаються лише мікроскопічні, що важко визначаються кількості залишкової вуглеводневої речовини, або як це в літературі називають розсіяної органічної речовини (РОР). Нормально, слід було б очікувати, що при існуванні в породі-колекторі площі високого тиску і температури із неї виділялася б легка нафта і особливо газ. Це виділення відбувалося б в сторону градієнта тиску – в область пониженого тиску, залишаючи в колекторі більш важкі сполучення. Теорія вуглецевого числа рахує, що газ зустрічається в області із найбільшим метаморфізмом і, вірогідно, з найбільшим тиском і температурою.

4. В 1873р. Хірт вперше висунув гіпотезу, що ступінь карбонізації в ряду вугілля поступово зростає в залежності від стратиграфічної глибини залягання. Середня швидкість зростання карбонізації складає 2,0 одиниці на 100 м глибини. Це значить, що вуглецеве число вугілля, визначене на земній поверхні не може бути використане для екстраполяції всередину земної кори на тисячі метрів стратиграфічного розрізу до очікуваної глибини продуктивності породи-колектора. Тому вугільний пласт, що служить показником метаморфізму породи-колектора має бути стратиграфічно близько розташованим до підземного колектора нафти.

5. Другим можливим джерелом деяких коливань вуглецевого числа, що

не піддаються обліку, є зміна проникності в породах, що вміщують вугільні пласти. Чим більша проникність цих порід, тим легше виділяються летючі гази із вугілля. Тому різниця у вуглецевих числах може вказувати швидше на різну ступінь проникності вугленосних порід ніж на їх метаморфізм.

6. Зміни вуглецевого числа в основному пов'язані із глибиною захоронення.

Звідси можна зробити висновок, що в теперішній час докази метаморфізму нафти разом із вугіллям не є переконливими. Вірогідно, існує регіональний зв'язок між вуглецевими числами і ступенем метаморфізму. Ця залежність могла виникнути в результаті навантаження від верхніх нашарувань, діастрофізму або комплексу обох процесів.

2. В земній корі не зустрічаються поодинокі скупчення (поклади) нафти і газу, вони групуються в зони нафтогазонакопичення, сукупність яких в свою чергу утворює нафтогазоносні області, котрі об'єднуються в крупні нафтогазоносні провінції. В геоструктурному відношенні нафтогазоносні області на платформах приурочені до крайових і всерединіплатформенних западин, склепінневих та лінійно-витягнутих підняття і авлакогенів, а в перехідних та складчастих регіонах – до передгірських і міжгірських западин, серединних масивів.

3. Вивчення умов залягання нафти і газу показує, що на локальних скупченнях нафти і газу можуть зустрічатися одночасно декілька типів покладів.

4. Ареали регіональної нафтогазоносності у відкладах різних стратиграфічних підрозділів в одних випадках співпадають, а в інших – територіально зміщені.

#### **13.4. Вертикальна і регіональна зональності розміщення скупчень нафти і газу**

В розміщенні скупчень нафти і газу спостерігається зональність: одні території переважно нафтоносні, інші переважно газоносні, треті вміщують і нафту і газ. Зональність може бути і вертикальною.

Сьогодні існують численні варіанти схем вертикальної зональності

утворення вуглеводнів (ВВ). Вони всі базуються на уявленні про стадійність процесу нафтогазогенерації і про наявність Головної Фази Нафтоутворення (ГФН) і однієї або двох Головних Фаз Газоутворення (ГФГ), у відповідності із проявленням яких відбувається розподіл скупчень нафти і газу по розрізу.

В.А. Соколов в 1948р. виділив 4 основних геохімічних зон: біохімічну, перехідну, термokatалітичну і газову. В нижній частині осадової товщі він виділив ще одну глибоко розташовану п'яту зону, де температура для води вище критичної (374°C). У відповідності до цієї схеми прогнозувалось, що до глибини 1-2 км повинні розповсюджуватися газові і газонафтові поклади, на глибинах 5-6 км можуть переважати нафтові, а ще нижче – переважно газові поклади.

Н.Б. Вассоевич розділяє зони:

1. діагенезу, що відповідає біохімічній зоні В.А. Соколова;
2. протокатагенезу – відповідає перехідній зоні;
3. мезокатагенезу, якій відповідає головна фаза утворення і еміграції мікронафти (температура досягає 200-250°C);
4. апокатагенезу, де проходять процеси розукрупнення молекул мікронафти;
5. протометагенезу – генерації високотемпературного метану.

Нижче виділяється зона акометагенезу (температура 374°C і вище), де утворюються водень і тверді вуглецеві сполуки. ГФН і ГФГ відповідають не зонам утворення нафти і газу, а етапам і зонам їх найбільшого виділення із порід.

Діагенез означає «переродження» або «перетворення» нелітифікованого, не скам'янілого осаду в породу.

Катагенез – перетворення гірської породи до початку глибинного метаморфізму (або гіпергенезу), тобто глибокі мінералогічні перетворення речовини осадових порід, їх структури і текстури під впливом головним чином температури і тиску.

Спільний вплив температури і тиску на нафту і газ є основним контролюючим фактором існування покладів нафти, насичених газом, двохфазових систем (газонафтових, нафтогазових), конденсатогазових

покладів і ін. типів скупчень. Як правило, по-перше, із збільшенням глибини залягання і температури нафтові поклади заміняються газонафтовими, газоконденсатними і часто газовими; по-друге, по мірі росту геотермічного градієнта на однойменних глибинах в розрізі концентруються різні за своїми властивостями і фазовому складу вуглеводневі скупчення; по-третє, глибина «зони зникнення нафти» зменшується з ростом геотермічного градієнта (при геотермічному градієнті  $20^{\circ}\text{C}/100\text{м}$  7-9,5 км, а при градієнті  $55^{\circ}\text{C}/100\text{м}$  2,8-3,6км).

Деякі дослідники (Єременко Н.А.) зв'язують вертикальну зональність утворення покладів із тектонічною етапністю (повторюваністю) нафтогазонакопичення. Виділяються фази тектонічної активізації процесів акумуляції ВВ в умовах змінних термобаричних обстановок. При цьому ГФН розділяється за циклами – розпадається на ряд фаз оптимальної нафтогенерації і відповідних стадій акумуляції скупчень ВВ, що мігрують в часі і по площі нафтогазоносних басейнів.

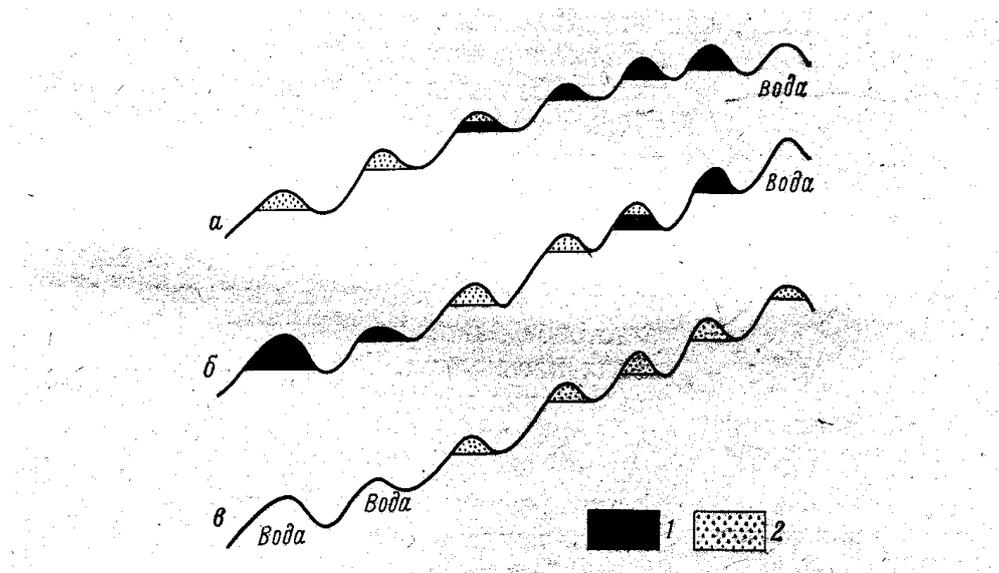
Таким чином, первинна (генераційна) вертикально-глибинна диференціація скупчень ВВ за складом і кількісному співвідношенню фаз створюється в результаті сполучення двох груп факторів: геохімічних і фізико-хімічних кількісно нерівнозначних перетворень фаціально-генетичних типів органічної речовини (сапропелевого, гумусового, змішаного), з однієї сторони, і термобаричних взаємодій, що порівняно рівномірно змінюються з глибиною, але приводячи до різних рівнів катагенетичної еволюції сапропелевої або гумусової ОР, - з другої.

**Просторова (латеральна) зональність.** Схема формування покладів ВВ при вільній роздільній міграції нафти і газу передбачає два крайні випадки диференціації при пластовому тиску нижче від тиску насичення нафти газом, що обумовлено властивостями газу відносно нафти - його більшою плавучістю або рухомістю.

В першому випадку гравітаційна диференціація ВВ забезпечується силами спливання, в другому – гідродинамічною (швидкісною) диференціацією внаслідок різної рухомості рідинної і газової фаз. Ці варіанти диференціації скупчень ВВ відомі під назвами: схема

диференціального уловлювання або трапіювання і схема гідродинамічного уловлювання (струминної міграції).

Сутність процесу полягає в тому, що при русі ВВ вверх за регіональним повстанням пласта відбувається їх диференціація з утворенням послідовного ряду скупчень: газу в нижній пастці – газу і нафти в проміжних пастках, нафти – у верхній пастці. Рух відбувається у вигляді струминного потоку поблизу покрівлі природного резервуару. Газ витісняє нафту із пастки, витіснена нафта переміщається в гіпсометрично більш високі пастки, причому в кожній наступній пастці густина нафти збільшується в порівнянні із попередньою. Якщо мігрує тільки одна нафта, то відбувається диференціювання її за густиною, при цьому легка нафта витісняє більш важку.



**Рисунок 13.4 Особливості розміщення газових, нафтових і газонафтових покладів у залежності від стану мігруючих вуглеводнів**  
1- нафта, 2 - газ

При пластовому тиску вище тиску насичення розділу нафтогазової системи в пастках не відбувається. В цьому випадку самі занурені пастки будуть заповнюватись нафтою з розчиненим в ній газом або однофазовим газоконденсатним розчином до того рівня розміщення пасток, де пластовий тиск стане меншим за тиск насичення і почне діяти механізм гравітаційної диференціації.

## 14. НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ УКРАЇНИ

### 14.1. Нафтогазогеологічне районування території України

На 1.01.2020 р. в Україні відкрито близько 200 родовищ вуглеводнів, які зосереджені в трьох нафтогазоносних регіонах - Західному, Східному і Південному. Із них наймолодшим за часом відкриття промислових родовищ вуглеводнів і найбільшим за обсягом розвіданих запасів і прогнозних ресурсів є Східний. Його представляє Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область, що є частиною Прип'ятсько-Донецької нафтогазоносної провінції. В тектонічному відношенні область розташована у межах однойменної западини, яка являє собою складну внутрішньоплатформенну рифтову структуру, а остання, в свою чергу, є ланкою трансконтинентального Сарматсько-Туранського лінеамента простеженого від західних кордонів Білорусії і до відлогів Тянь-Шаню. На південно-східному продовженні Дніпровсько-Донецької западини, на території відкритого Донецького вугільного басейну, очікуються значні ресурси метанового газу. Він адсорбований вугільними пластами або скупчений у невеликих кількостях у тріщинних та гранулярних колекторах. Традиційні промислові поклади газу тут поки що не зустрінуті.

Західний нафтогазоносний район складається з двох принципово різних за будовою провінцій: Балтійсько-Переддобруджинської та Карпатської. Від першої до регіону ввійшла Волино-Подільська нафтогазоносна область, розташована в межах Львівського палеозойського прогину, що належить до обширної Балтійсько-Придністровської системи перикратонних занурень.

Остання облямовує з заходу та південного заходу Східноєвропейську платформу ланцюгом прогинів, розділених виступами та горстами. Українську частину Карпатської провінції складають Передкарпатська і Карпатська нафтогазоносні та Закарпатська газоносна області. В тектонічному відношенні вони відповідають Передкарпатському прогину, власне Складчастим Карпатам та Закарпатському прогину.

Південний нафтогазоносний район має ще більш складну гетерогенну

будову і не менш складне нафтогазогеологічне районування. До нього входить південна ланка Балтійсько-Переддобруджинської провінції – Переддобруджинська нафтогазоносна область. Вона розташована в межах однойменного палеозойського прогину, який являє собою складну структуру, сформовану в зоні зчленування давньої Східноєвропейської платформи та складчастої системи Північної Добруджі. Іншими частинами Південноукраїнського регіону є Індоло-Кубанська, Причорноморсько-Кримська нафтогазоносні та Азовсько-Березанська газоносна області Причорноморсько-Північно-Кавказько-Мангишлацької провінції. Якщо останні дві області охоплюють структурно-тектонічні елементи південного схилу Українського кристалічного щита та варисько-кімерійського фундаменту скіфської платформи, то перша складається з структур вищого порядку північно-західного закінчення альпійської складчастої системи Криму і Кавказу. Характерною ознакою регіону є те, що значна частина його найперспективніших земель припадає на ельф Чорного моря.

Нафтогазоносні регіони відрізняються один від одного за віком продуктивних горизонтів, типом пасток і родовищ.

З урахуванням геологічних матеріалів по суміжних територіях Румунії, Угорщини, Польщі, Литви та країн СНД можна виділити в межах У країни 4 нафтогазоносні провінції і 10 нафтогазоносних областей.

## **14.2. Східний нафтогазоносний регіон.**

### **Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область**

Східний нафтогазоносний регіон охоплює лівобережжя Дніпра, а в адміністративному відношенні – Чернігівську, Сумську, Полтавську, Дніпропетровську, Харківську, Донецьку та Луганську області. Його площа 101,8тис. км<sup>2</sup>.

Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область (ДДНГО) за розвіданими запасами, потенційними ресурсами і видобутком вуглеводнів посідає провідне місце серед нафтогазоносних регіонів України.

Перші прямі ознаки нафти були одержані в 1936р. при пошуках будівельної сировини для цементної промисловості геологічною партією Інституту геологічних наук АН України на горі Золотусі поблизу м. Ромни.

У червні 1937р. в брекчії Роменського сольового штоку на глибині 563м свердловиною 2-біс було відкрито перше нафтове родовище. Геологічна зйомка і буріння свердловин у 1928-1937р.р. виконувались під керівництвом проф. Ф.О. Лисенка.

Затримка з відкриттям нафти на Сході України пов'язана перш за все з тим, що геологи шукали на території ДДЗ велике вугілля, а знайшли нафту і газ.

Провінція розташована у межах східних областей України та південних областей Білорусії. В тектонічному відношенні вона приурочена до Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецького авлакогену.

На півдні ця провінція обмежується Українським щитом, на півночі – Воронежською і Білорусько-Мазурською антеклізами, на південному сході – Складчастим Донбасом, на північному заході – Микашевицьким виступом. Основними підрозділами її є Прип'ятська нафтоносна (Білорусія) та Дніпровсько-Донецька газоносна (Україна) області.

Дніпровсько-Донецька газоносна область займає територію однойменної западини. Загальна площа її перспективних земель порівняно невелика, проте об'єм осадового виповнення, що визначає перспективи нафтогазоносності, досягає 0,7 млн.км<sup>3</sup>. Це пояснюється великою потужністю осадових утворень, яка у найбільш зануреній частині становить 20-22 км. За об'ємом осадового виповнення має один порядок з такими провінціями як Амудар'їнська, Тімано-Печорська, Волго-Уральська. За площею вони перебільшують ДДНГО у 5-10 разів, а за об'ємом – всього у 1,5-2 рази.

Складна блокова будова докембрійського фундаменту разом із галокінезом, який обумовлений наявністю девонської та пермської соляних товщ, привели до виникнення в грабені дуже різних за морфологією і розмірами структур. В ДДЗ виявлено понад 400 структур.

У розрізі палеозойських відкладів, з якими пов'язані майже всі розвідані поклади нафти і газу, виділено декілька малопроникних товщ. Одна з них представлена червоноколірними глинистими відкладами верхньої пермі (пересазька товща) та галогенно-сульфатними нижньої пермі (крататорська, слов'янська світи). Їх ізолюючі властивості змінюються у протилежних напрямках; отже, в різних частинах западини вони взаємно замінюють одна

одну, утворюючи єдиний пермський регіональний нафтогазоупор.

Друга екрануюча товща палеозою, яка має субрегіональне поширення, залягає у верхній частині нижньокам'яновугільних відкладів. Вона представлена аргілітами верхньовізейського під'ярусу і карбонатно-глинистими породами серпуховського ярусу. В турнейських відкладах середньої частини ДДЗ виділено глинисто-карбонатну слабопроникну товщу, екрануючі властивості якої посилюються нижньовізейськими глинисто-карбонатними пачками порід. У девоні основними флюїдоупорами є верхньофранська і фаменська соленосні товщі.

Мезозойсько-верхньопермський продуктивний комплекс містить невеликі за запасами поклади. В розрізі юрських утворень продуктивні горизонти приурочені до пісковиків байоського ярусу (Солохівське, Більське, Рибальське, Решетилівське, Руновщинське родовища) з пористістю 12-22% і проникністю 0,006-0,879 мкм<sup>2</sup>. Поклади ВВ пластові. Нижньотріасово-верхньопермська товща продуктивна на невеликій кількості родовищ (Радченківське, Сагайдацьке, Більське, Рибальське та інші).

Основні розвідані запаси нафти, конденсату і газу в ДДЗ приурочені до нижньопермсько-верхньокам'яновугільного продуктивного комплексу, який характеризується наявністю резервуарів, великих структурних форм, генетично обумовлених галокінезом. Продуктивні горизонти представлені пісковиками, алевролітами й доломітами з пористістю 5-30% і проникністю до 3,4 мкм<sup>2</sup>.

Поклади багатопластові, масивні, як правило з єдиним нафтогазоводяним контактом. Часто з великими поверхами газоносності (Шебелинське, Західно-Хрестищенське, Єфремівське, Гнідинцівське, Глинсько-Розбишівське родовища).

Невеликі за запасами пластові поклади характерні для середньокам'яновугільного продуктивного комплексу. Нафтогазонасні горизонти тут складені пісковиками й алевролітами з пористістю 7-28% і проникністю понад 0,85 мкм<sup>2</sup>.

Нижньокам'яновугільні утворення (серпуховсько-верхньовізейський і нижньовізейсько-турнейський продуктивні комплекси) містять більшу частину прогнозних ресурсів вуглеводнів. Відкриття промислових скупчень

ВВ у серпуховських відкладах Опішнянського, Матвіївського, Котелевського, Березівського, Абазівського та інших родовищ, а також у нижньовізейсько-турнейських породах Руденківського, Богатойського, Тимофіївського, Яблунівського, Рудівсько-Червонозаводського родовищ дозволяє високо оцінювати перспективи нижньокам'яновугільного комплексу. Резервуарами тут є гранулярні і карбонатні колектори (Ігнатівське, Богатойське, Селюхівське, Кампанське родовища). Пористість продуктивних горизонтів досягає 15-17%, проникність  $\approx 300$  мД. У межах Котелевсько-Березівського валу на глибинах 4500-5000м виявлено багатопластові газоконденсатні поклади, приурочені до кварцових пісковиків із пористістю 7-17,8% і проникністю до 400 мД.

Заслужують на виняткову увагу результати пошуків нижньокам'яновугільних покладів на глибині понад 5000м. Такі поклади виявлені на Яблунівському (турне), Котелевському (нижній візе), Рудівсько-Червонозаводському, Харківцівському родовищах.

Девонський продуктивний комплекс характеризується високою прогноною оцінкою. Промислові припливи газу з девону одержано на Глинській, Руденківській, Горобцівській площах, а нафта - на Бугруватівській, Козіївській площах. Колектори – пісковики й алевроліти фаменського ярусу з пористістю 15-30% і проникністю понад  $0,2 \text{ мкм}^2$ . Відсутність достовірних структурних побудов по підсольових і міжсольових відкладах, значна зміна потужностей і літофацій створюють певні труднощі при оцінці перспектив нафтогазоносності девонських відкладів.

У крайній південно-західній частині північного борту ДДЗ на ряді площ розкрито докембрійські утворення. Розвідано поклади нафти і газу на Хухринському, Юліївському, Чернетчинському, Гашинівському родовищах. Притоки ВВ отримано з добре проникних, тріщинуватих, вторинно змінених хлоритизованих і каолінізованих гранітів. Природні резервуари приурочені зо зони ерозії і тріщинуватості верхньої частини розрізу кристалічних порід. Промислові скупчення вуглеводнів є алохтонними. Їхня продуктивність взаємозв'язана з генераційним потенціалом осадових нафтогазоматеринських порід ДДЗ.

Зі 176 родовищ нафти і газу ДДЗ, які знаходились на балансі України

за станом на 1.01.1996 р. 27 – нафтових, 43 – нафтогазоконденсатних, 6 – нафтогазових, 84 – газоконденсатних, 16 – газових. Серед них 5 найбільших – Шебелинське, Західно-Хрестищенське, Єфремівське, Яблунівське, Глинсько-Розбишівське, а також вісім великих (Лесяківське, Гнідинцівське та ін.), 20 середніх, 143 дрібних.

Встановлена бурінням нижня межа залягання покладів вуглеводнів становить на Котелевському родовищі 5880 м (гор. В-24-26), на Рудівському – 5768м (Т-3-4) і на Перевозівському – 6287м (горизонт В-22).

Початкові сумарні ресурси вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькій западині оцінювались у декілька мільярдів тон умовних одиниць. З них за даними

Б.П. Кабишева, 56,1 % початкових потенційних ресурсів (ППР) вже освоєно (32,1% – накопичений видобуток і 24% – розвідані запаси) та 43,9% ресурсів зараховано до недорозвіданих. Основний обсяг ППР становлять: газ вільний 84,4%; нафта 9,5%; газ розчинений 1,3% та конденсат 4,8%. Розподіл нафти з конденсатом і газу (вільного і супутнього ) показано в таблиці:

Принципово важливими позитивними результатами пошуків глибше 5,0 км є відкриття понад 20 переважно газових родовищ, виявлення газоконденсатних родовищ у межах депресійних зон (Срібненської, Лохвицької і ін.), покладів вуглеводнів у пастках літологічного і комбінованих типів (Волошківське, Рудівсько-Червонозаводське, Абазівське) і встановлення промислової нафтогазоносності верхньої частини кристалічного фундаменту на північному борту ДДЗ (Хухринське, Юліївське та інші родовища). Нижньопермсько-верхньокам'яновугільний комплекс має лише 4% нерозвіданих ресурсів. Вельми незначною розвіданістю характеризуються девонський і кембрійський продуктивні комплекси.

Конденсати западини легкі, їх густина 0,73-0,79 г/см<sup>3</sup>. Вміст сірки коливається від 0,01 до 0,129%, парафіну – від слідів до 2,48%.

Густина нафт змінюється від 0,804 до 0,922 г/см<sup>3</sup>, в більшості ж випадків вона становить 0,906 г/см<sup>3</sup>. Вміст сірки варіює від 0,02 до 0,54%, парафіну – від 0,05 до 21,5%. За груповим вуглеводневим складом стан нафти метано-нафтеневий і нафтенно-ароматичний. Нафти вміщують від 28,5 (Гнідинцівське родовище ) до 817м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (Харківцівське родовище)

розчиненого газу.

В ДДґНО виділяється 15 районів: Монастирищенсько-Софіївський нафтоносний, Талалаєвсько-Рибальський, Глинсько-Солохівський, Північного борту – нафтогазоносний; Рябухинсько-Північно-Голубівський і Руденківсько-Пролетарський – газонафтоносні, Машівсько-Шебелинський, Співаковський і Красноріцький –газоносні, а також перспективні: Чернігівсько-Брагинський, Антонівсько-Білоцерківський, Октябрсько-Лозовський, Кальміус-Бахмутський, Лисичанський і Південний борт.

### 14.3. Західний нафтогазоносний регіон

Геологічна будова Карпат і Передкарпатського прогину, згідно з геофізичними даними, висвітлена в працях С. Субботіна (1955 р.), В. Сологуба, А. Чекунова (1967 р.).

Дослідженню геології Передкарпатського прогину присвячені численні публікації Г. Доленка зі співавторами (1962, 1976, 1980 рр.). Учений приділяв багато уваги глибинним розломам та їхньому впливу на нафтогазоносність прогину, виділяв у прогині поперечні депресії та підняття, зробив висновок про глибинне походження нафти в Карпатах і Віденському басейні. Г. Доленко зі співавторами видав низку монографій, якими зробив значний внесок у вивчення геології і нафтогазоносності Карпатського регіону.

Низку важливих питань геології Карпат і Передкарпатського прогину вирішив В. Глушко. Він запропонував поділ Внутрішньої зони на дві підзони – Бориславсько-Покутську і Долинсько-Слобідську. У Зовнішній зоні учений виділив Угерську, Станіславську і Косівську підзони, а в подальших дослідженнях у Внутрішній зоні – Покутсько-Ойтузинський антиклінорій і Самбірсько-Бухуський синклінорій (1968 р.) [36].

У 1969 р. В. Буров, В. Глушко, В. Шакін, П. Шпак запропонували новий поділ Передкарпатського прогину на три самостійні зони: Зовнішню (Більче-Волицьку), Самбірську і Бориславсько-Покутську. Ця схема офіційно прийнята і сьогодні, хоча, згідно з нею, у рівноцінні зони зведені комплекси автохтону й алохтону. Покривна структура Передкарпатського прогину описана в низці праць Ю. Крупського (1971, 1975 рр.).

Публікації, які висвітлюють формування Карпат з позиції тектоніки

літосферних плит, з'явилися у 1970-ті роки. Багато публікацій належить іноземним ученим – П. Гедерварі (1974 р.), Е. Садецькі-Кардошу (1978 р.), Р. Нею (1975 р.), Н. Герцу, Г. Саву (1974 р.) та ін.

Г. Доленко, Л. Бойчевська, Л. Данилович та ін. (1976 р.) зазначають вирішальну роль тектоніки плит у формуванні складчастої споруди Карпат. Вони довели наявність палеосейсмофокальної зони Беньофа в межах Внутрішніх Карпат і те, що ця зона занурена під Складчасті Карпати.

У праці А. Чекунова (1976 р.) наведено критичний огляд публікацій про застосування тектоніки літосферних плит до Карпатського регіону. Автор зробив висновок про неможливість тут такого процесу. Формування складчастої споруди Карпат він пов'язував з тангенціальним тиском великого астеноліту, який розширювався під Угорськими западинами. З дуже високими температурами в тілі цього астеноліту пов'язували також сучасну сейсмофокальну зону Вранча в Румунських Карпатах.

#### **14.3.1. Карпатська нафтогазоносна провінція**

Карпатська нафтогазоносна провінція об'єднує нафтогазоносні області, приурочені до Передкарпатського крайового прогину, Складчастих Карпат і Закарпатського внутрішнього прогину на території Румунії, західних областей України, Чехії, Словаччини та Польщі. Загальна площа її перспективних земель досягає 38 тис. км<sup>2</sup>. В межах провінції виділяються Передкарпатська, Складчастих Карпат нафтогазоносна та Закарпатська газоносна області.

Передкарпатська нафтогазоносна область охоплює територію Бориславсько-Покутської, Самбірської і Більче-Волицької структурно-тектонічних зон Передкарпатського прогину і, в південно-східному та північно-західному напрямках простягається за межі України. Вона є другою в країні за значимістю і перспективами нафтогазоносності.

Поклади ВВ знаходяться у відкладах юри, крейди, палеогену й неогену. Нафтогазоносними є Бориславсько-Покутська і Більче-Волицька зони. Відсутність флішових відкладів, надійних екрануючих горизонтів і розвиток інтенсивної складчастості виключають Самбірську зону з числа перспективних районів.

У Бориславсько-Покутській зоні розвинуті регіонально нафтогазоносні палеогенові і на окремих структурах верхньокрейдяні відклади. Основні запаси ВВ зосереджені в олігоцені та еоцені. Нафтогазоносні відклади, як окремі потужні пісковики, так і менш потужні піщані пласти, розташовані в пачках флішового чергування пісковиків, алевролітів й аргілітів. У верхньокрейдювих породах (стрийська світа) нафтові поклади розвідані на Космач-Покутському, Слобода-Рунгурському та Битківському родовищах. Високими параметрами характеризуються піщані колектори ямненської світи палеоцену (пористість 19-29%, проникність 7-9 мД). В розрізі еоцену виділяються 3 продуктивні товщі, які відповідають манявській, вигодській і бистрицькій світам. Нафтові і газоконденсатні еоценові поклади встановлені на Бориславському, Іванківському, Долинському, Россільнянському, Космацькому, Битківському та інших родовищах. Колектори представлені пісковиками, алевролітами з пористістю від 4 до 26,6% (бориславський пісковик). Вони неоднорідні за цементацією, тому початковий дебіт нафти коливався від 1 до 3000 т/добу, газу – від декількох десятків тисяч до 1,9 млн.м<sup>3</sup>/добу.

З менілітовою серією олігоцену пов'язана найбільша кількість виявлених у зоні покладів нафти й газу (Долинське, Битківське та інші родовища). Колекторами є пісковики й алевроліти з пористістю від 5 до 21,7%, проникністю до 10 мД. Незначні скупчення нафти й газоконденсату зустрічаються в пластах і лінзах пісковиків поляницької та воротищенської світ. Серед розвіданих основними в Бориславсько-Покутській зоні є Долинське, Бориславське, Орів-Уличнянське і Битківське родовища.

У Більче-Волицькій зоні продуктивні горизонти пов'язані з теригенними верхньокрейдяними і карбонатними верхньоюрськими відкладами, а також з піщано-глинистими породами міоцену (баден-сармат).

У верхньоюрських породах поклади нафти і газу встановлені на Коханівській та Судово-Вишнянській структурах, а на Рудківському родовищі розвіданий значний газоконденсатний поклад. Скупчення нафти і газоконденсату відомі в тріщинуватих і кавернозних вапняках, пористість яких не перевершує 2%, а проникність дорівнює 0,8 мкм<sup>2</sup>. З пісковиками верхньої крейди пов'язані газові поклади Угерського та Більче-Волицького

родовищ.

Пористість їх досягає 23,5%, проникність  $1\text{мкм}^2$ . У пісковиках і алевролітах баденського і сарматського ярусів встановлені поклади переважно сухого газу. В нижніх продуктивних горизонтах міститься невелика кількість конденсату. Пісковики мають пористість 27-30,6%, проникність – до  $2,5\text{мкм}^2$ . Основними родовищами зони є Більче-Волицьке, Рудківське, Угерське. Юрські та крейдяні поклади містять поклади масивного типу.

Пошуково-розвідувальними роботами у Покутсько-Буковинських Карпатах під покровом Карпат і Передкарпатським прогином розкрито епіпалеозойську платформу, чохол якої утворено відкладами мезозою. Тут на площі Лопушна свердловиною 3 на глибині 4080м встановлено крейдяні утворення. У відкладах крейди та юри виявлені продуктивні горизонти, що обумовило відкриття середнього за запасами Лопушнянського нафтового родовища.

Цей факт, а також виявлення покладів нафти в крайовому прогині Західних Карпат (крейдяні та юрські породи), великих покладів газу на Рудківському Більче-Волицькому та Угерському родовищах надають підстави припускати регіональну нафтогазоносність мезозойських утворень в автохтоні Карпат.

З метою визначення перспектив нафтогазоносності глибокозалягаючих відкладів в регіоні пробурені свердловини Шевченково-1 (7520м), Луги-1 (6257м) і Синєвидне-1 (7001м). За даними буріння цих свердловин в розрізі розвинуті піщані горизонти, які можуть вміщувати промислові поклади ВВ.

У Бориславсько-Покутській зоні нафтогазоупорами є меласові відклади поляницької та воротищенської світ, еоцен-олігоценів аргілітові пачки і насунні товщі Берегової та Орівської скиб.

Нафти зони високопарафіністі, високосмолисті, з незначною кількістю асфальтенів і сірки. Густина  $0,76 - 0,9\text{г/см}^3$ . За груповим складом нафти метано-нафтеніві, газовміст  $75-250\text{см}^3/\text{см}^3$ .

Нафтогазоносна область Складчастих Карпат охоплює структурні зони Зовнішніх Карпат. Природні прояви нафти і газу відомі практично у всіх зонах

НГО, але особливо численні у Скибовій зоні. На території України та в суміжних районах Польщі і Румунії у Скибовій, Кросненській, Ужок-Дуклянській та Магурській зонах виявлено нафтові родовища в крейдяних і палеогенових осадових комплексах. У межах західних областей України у Скибовій зоні розробляються Східницьке (Орівська скиба) і Битківське (Берегова скиба) родовища. Нафтові поклади основного родовища області – Східницького – пов'язані з неглибоко зануреними палеоценовими (ямненськими) та еоценовими пісковиками і приурочені до перекинutoї і злегка насунutoї на північний схід вузької антиклінальної складки.

На Битківському родовищі нафтоносними є пісковики стрийської світи верхньої крейди і еоцену. Пористість 8-20% і проникність 0,001-0,13мкм<sup>2</sup>. Поклади пластові, склепінні. Нафта на обох родовищах легка, малосірчана, малопарафініста з невисоким вмістом газу.

Закарпатська газоносна область розміщена в межах Закарпатського внутрішнього прогину. В ній виявлено пологі, ускладнені скидами, часто проникненням солі та вулканічних порід, брахіантиклінальні структури. У шахтах і свердловинах структурно-пошукового буріння спостерігаються ознаки газонафтоносності.

Газопрояви у свердловинах пов'язані з різними горизонтами палеогену і неогену ряду структур (Солотвинської, Іршавської, Терезької, Чопської та ін). В прогині відкрито Солотвинське, Русько-Комарівське, Королівське і Станівське газові родовища. Солотвинське газове родовище пов'язане з великою брахіантиклінальною складкою (7,5×5км), розбитою порушеннями на 4 основних блоки. Структура ускладнена галокінезом з виходом соляного тіла на поверхню. Колекторами газу є туфи і туфіти новоселицької світи.

До складу Західного регіону входить також Волино-Подільська газонафтоносна область Балтійсько-Переддобруджинської нафтогазоносної провінції.

Оцінку прогнозних ресурсів ВВ проведено за 20 літолого-стратиграфічними комплексами усіх 4 нафтогазоносних областей Західного регіону: кембрію, силуру та девону Львівського палеозойського прогину, верхній юрі, крейді, палеогену, неогену (баден, сармат) Більче-Волицької

зони, палеоцену, еоцену та олігоцену Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину, крейді і палеоцену Складчастих Карпат, крейді, палеоцену та неогену (баден, сармат) Закарпатського прогину.

Початкові потенційні ресурси Західного регіону оцінюються більше 1 млрд. т умовного палива. Їх нерозвідана частина становить 56,2% в тому числі 33,1% рідких вуглеводнів і 66,9% - газоподібних. У стратиграфічному відношенні нерозвідані ресурси пов'язують головним чином з відкладами палеоцену, в меншій мірі – крейди, неогену та палеозою, а територіально – з Передкарпатським прогином, частка якого складає 61,7%. Решта нерозвіданих ресурсів припадає на Волино-Подільську газонафтоносну область – 13%, нафтогазоносну область Складчастих Карпат – 13,8% та Закарпатську газонафтоносну – 11,5%. Невеликі обсяги надглибокого буріння свідчать про значні потенційні можливості глибокозанурених продуктивних комплексів порід. Так, в межах Бориславсько-Покутської зони у Передкарпатському прогині промислові притоки отримано з глибин 4945-4962м (Південно-Монастирецьке), 4365-5050м (Новосхідницьке), 4712-4677м (Південно-Стинавське), 4080-4386м (Південно-Гвіздецьке) 5183-5292м (Янківське) на нафтових родовищах.

З верхньокрейдяних теригенних та юрських карбонатних відкладів автохтонної основи Більче-Волицької зони на площі Лопушна в інтервалі глибин 4180-4464м притоки нафти становлять понад 300 т/добу. В складчастих Карпатах (св. Бориня-2) інтенсивні газопрояви отримані з глибин 4993-5160м.

У Західному регіоні основні напрямки пошуків ВВ плануються в глибокозанурених мезозойських продуктивних товщах Більче-Волицької зони під насувом Покутсько-Буковинських Карпат та Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину на всій відстані від Покутського до Дністровського розломів, а також окремих прилягаючих до неї ділянок скибової зони Карпат. В перспективі планується пробурити свердловину Міжріченська-1, глибиною 6300м, Майданську параметричну – 7800м, свердловину глибиною 8000м на південний захід від Долинської групи родовищ.

### 14.3.2. Балтійсько-Передобруджинська нафтогазоносна провінція

На території України вона охоплює Волино-Подільську газонафтоносну і Передобруджинську нафтогазоносну області, які розташовуються відповідно у Західному і Південному регіонах.

Волино-Подільська газонафтоносна область пов'язана з Львівською западиною, накладеною на палеозойський Львівсько-Люблінський прогин. Нафтогазопрояви, бітумінозні породи виявлені у відкладах середнього і верхнього девону та нижнього карбону у ряді, районів області (площі Великі Мости, Кам'янка-Бузька, Милятин). Вперше газоводяний фонтан з нижньодевонських відкладів отримано на площі Белз з глибини 2580м, а промисловий приток газу в 1964р. - на площі Великі Мости. Абсолютно вільний газ – дебіт газу з відкладів девону становив 93,5 тис м<sup>3</sup>/добу, при пластовому тиску 25,5 МПа в інтервалі глибин 2370-2404 м.

У 1980 р. відкрито Локачинське газове родовище з глибиною залягання продуктивних горизонтів близько 900 м. Колекторами в середньому девоні є кварцові пісковики. Газ сухий, вміщує 91-96% метану, 1-3% азоту, 0,45% CO<sub>2</sub>. В останні роки було відкрито і невелике нафтове родовище Павлівське в девонських відкладах.

Перспективним напрямком робіт є силурійський комплекс, де пастки пов'язують із рифогенними структурами. Кембрійський комплекс відкладів містить 55% від загальних запасів і є найперспективним комплексом Волино-Подолії. У ньому зосереджено запаси нафти Прибалтійської нафтогазоносної провінції. Глибина пошукових свердловин до 2500 м, підготовлені до буріння Підберезівська, Комарівська, Літинська структури.

Розвитку пошукових робіт у Передобруджинській нафтогазоносній області сприяло відкриття Валенського нафтового та Унгенського газового родовища на території Молдови. Основним об'єктом пошуку були відклади неогену та юри, пізніше – палеозою.

Ознаками нафтогазоносності цієї області є нафтогазопрояви майже всього розрізу, виповнення тріщин порід твердим бітумом, наявність крапельно-рідкої нафти у кавернах доломітів та вапняків, отримання притоку нафти (до 3 м<sup>3</sup>/добу) з свердловини 6-р (інтервал глибин 2670-2873 м) – вапняково-доломітоангідритова товща середнього і верхнього

девону. Густина нафти  $0,89 \text{ г/см}^3$ , смол  $14,75\%$ , парафінів  $\approx 20\%$ . Задовільні ФЕВ мають тріщинні і кавернозні вапняки та доломіти силуру, девону середнього і нижнього карбону, юри.

#### **14.4. Південний нафтогазоносний регіон.**

##### **Причорноморсько-Північно-Кавказька газоносна провінція**

Провінція розташована у південних районах і протягається на схід від м.Одеси аж до Каспійського моря. Територія провінції охоплює південну частину Східноєвропейської платформи, Скіфську плиту та крайові прогини Великого Кавказу.

На території України в межах провінції виділяються Причорноморсько-Кримська газонафтоносна, Індоло-Кубанська нафтогазоносна та Азовсько-Березанська газоносна області.

Причорноморсько-Кримська газонафтоносна область займає західну частину Скіфської плити та південну Східноєвропейської платформи. Тут виділяються різні за геологічною будовою Каркінітсько-Північно-Кримський прогин та південний схил Українського щита, в межах яких розвідані родовища нафти й газу або обґрунтовані перспективи їх відкриття.

У межах Каркінітсько-Північно-Кримського прогину пошуково-розвідувальні роботи почали проводитись наприкінці 50-х – початку 60-х років ХХ ст. Зараз розвідано близько 20 невеликих газових і газоконденсатних родовищ на суші – Задорненське, Глібівське, Південно-Голіцинське, Шмідтівське, Штормове, Архангельське, Кримське, Одеське, Безіменне.

Нижньокрейдяні поклади виявлені на Окрябрьському, Західно-Октябрьському і Тетянівському родовищах. Газові родовища в межах Чорного моря приурочені до палеоценових і майкопських утворень. Початковий дебіт газу свердловин змінюється від перших тисяч до 200-300 тис.м<sup>3</sup>/добу, газ містить від 77 до 96% метану. Нафта легка, густина  $0,77 \text{ г/см}^3$ .

Індоло-Кубанська нафтогазоносна область на території України займає південну частину Азовського моря та Керченський півострів, що розташовані в межах однойменного прогину. Нафтогазоносними є неогенові і палеогенові відклади. Початкові дебіти свердловин коливаються від 10 тис. до 250 тис. м<sup>3</sup>/добу. На Фонтанівському родовищі отримано притоки газу 28–260 тис. м<sup>3</sup>/добу і газового конденсату 27-48 м<sup>3</sup>/д з

пісковиків еоцену і майкопу. Пісковики мають пористість 15-17%, проникність 0,08 мкм<sup>2</sup>. Газ переважно метановий (84-90%), нафта Семенівського родовища важка, густина 0,9г/см<sup>3</sup>, вміст смол 7-8%.

Азовсько-Березанська газоносна область поділяється на Центральньо-Азовський газоносний і Північно-Азовський перспективний райони і охоплює Середньоазовське підняття та Північно-Азовсько-Єйський прогин разом з прилягаючою з півночі вузькою смугою Південноукраїнської монокліналі. Їм властивий скорочений розріз осадового чохла потужністю до 2-3км. У Центральньо-Азовському районі відкрито декілька невеликих газових родовищ. Основною продуктивною товщею є майкопські відклади, до яких приурочені газові поклади на Стрілковій, Морській, а також на Західно-Бейсузькій, Бейсузькій та інших антикліналях.

Північно-Азовський перспективний район вивчений слабо. За аналогією з сусідніми районами його нафтогазонасність пов'язана з неогеновими і палеогеновими, у меншій мірі з крейдяними відкладами. Тут виявлено декілька вузьких асиметричних складок, які слабо виражені у майкопських відкладах і чіткіше проявлені у давніших породах. У північній смузі прогину очікується виклинювання піщано-алевритових колекторів у олігоцен-неогеновій частині розрізу.

Усього в Південному нафтогазонасному регіоні, куди входить також Переддобруджинська нафтогазонасна область Балтійсько-Переддобруджинської провінції, на баланс України взято 31 родовище. З них 9 нафтових, 6 газоконденсатних і 16 газових, 11 родовищ розміщено в межах Чорного та Азовського морів. П'ять родовищ зараховано до середніх, 26 родовищ є дрібними.

На суші нерозвідана частина ресурсів ВВ Південного регіону становить 92,7%, із них 17,2% рідких та 82,8% -газоподібних. Основні обсяги нерозвіданих ресурсів вуглеводнів розташовуються до глибини 5км. Лише 20,9% припадає на глибину 5-7км. У стратиграфічному відношенні нерозвідані ресурси приурочені головним чином до майкопських та нижньокрейдяних комплексів. Територіально найбільша величина нерозвіданих ресурсів вуглеводнів пов'язана з Індоло-Кубанською нафтогазонасною областю – 48,6%. Крім того, 29% вуглеводнів вміщує

Переддобруджинська, 22,4% - Причорноморсько-Кримська нафтогазоносні області. В цілому по регіону ступінь реалізації початкових сумарних ресурсів вуглеводнів на суші низька – 7,3%. Ці ресурси на глибині понад 4-5 км залишаються маловивченими. Пробурені лише 4 свердловини глибиною понад 5 км: Старотроянівська-1 (гл. 5505 м) і Фурманівська-1 (5506 м) в Переддобруджинському прогині, Карлавська-10 (гл. 5080 м) в Каркінітсько-Північно-Кримському і Північно-Владиславівська-1 (гл. 5204 м) в Індоло-Кубанському прогинах. Перспективи нафтогазоносності на глибині понад 5 км основних нафтогазоносних областей Південного регіону викликають великий інтерес.

У межах акваторій Чорного та Азовського морів початкові ресурси ВВ оцінюються високо. Основними нафтогазоносними комплексами є крейдяний і палеогеновий. Більша частина ресурсів ВВ знаходиться на глибині до 5 км при відмітках моря до - 500 м. З урахуванням рифогенної природи Чорноморської западини, великого обсягу осадового виповнення та сприятливих термобаричних умов можна прогнозувати високі перспективи газонасності як шельфової зони, так і континентального схилу.

Початкові сумарні видобувні ресурси акваторії Азовського моря (український сектор) складають 324,8 млн. т умовного палива (нафти – 15 млн. т, вільного газу – 294,8 млрд. м<sup>3</sup>, розчиненого газу 2 млрд. м<sup>3</sup>, конденсату - 3 млн. т). Глибини моря трохи перевищують 10 м. В останні роки (2000-2001 р.) були відкриті Північно-Казантипське і Східно-Казантипське, Північно-Булганакське газові родовища.

В 2001 р. завершено буріння параметричної свердловини «Олімпійська-400» на острові Зміїний. В результаті випробування 2 виділених об'єктів отримано притік води з плівкою нафти в першому та газу з пластовою водою в другому об'єкті. На 40 км південніше акваторії Румунії відкриті великі промислові запаси нафти і газу.

**РЕКОМЕНДОВАНА ЛІТЕРАТУРА****Базова**

1. Атлас родовищ нафти і газу України: В 6 т. / Українська нафтогазова академія. – Львів, 1998.
2. Доленко Г.Н., Кітик В.І. Геологія нафтових родовищ України. – Київ: Вид-во АН Української РСР, 1959. – 200 с.
3. Гонта З.Т. і Т.Т. Нафтові багатства України.- Київ: Держвидтехліт УРСР.-1962. – 107 с.
4. Євдошук М.І., Сокур О.М. Газогідрати Чорного моря як нетрадиційний джерело вуглеводнів. «Азово-Чорноморський полігон вивчення геодинаміки та флюїдодинаміки формування родовищ нафти і газу»: матеріали Міжнар. конф., Сімферополь, 2013. – С. 12-15.
5. Ігнатенко. Метаморфізм сапропелітів //Геол.журнал.- 1972. – 73-78с.- Т.32.- Вип.4.
6. Колодій В.В. Гідрогеологічні докази глибинного походження нафти і газу / Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології.- К.: Т.1, 2000. – С.196-201
7. Л.С. Мончак, В.Г. Омельченко. Основи геології нафти і газу. – Івано-Франківськ: Факел. – 2004, 276 с.
8. Маєвський Б.Й. Теоретичні аспекти нафтогазової геології (стан і проблеми)/ Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології.- К.: Т.1, 2000.- С.22-29
9. Мончак Л.С, Омельченко В.Г. Основи геології нафти і газу. Підручник (друге видання) – Івано-Франківськ: Симфонія форте. 2015. – 284 с.
10. Нафтогазовий потенціал Дніпровсько-Донецької западини, проблеми та шляхи ефективного його використання / М.П. Зюзькевич, А.В. Вольченкова, П.Т. Павленко // «Нафта-газ України – 2002», Матеріали 7-ої Між-народної конференції. Київ, 2002.
11. Нафтові та газові родовища України / Вітенко В.О., Новосілецький Р.М., Муромцев О.С. та ін. – К.- 1961. – 215 с.
12. Новосілецький Р.М. Пластові тиски флюїдів у надрах України. –

К.: Техніка, 1969.- С.164

13. Осінчук З.П. З історії розвитку газової промисловості України //Нафтова і газова промисловість.-1996.- №1.- С.33-35.

14. Потенціал приосьової зони Дніпровсько-Донецької западини на центральньо-басейновий газ та проблематика його розробки / Ю. В. Лазєбна, І. Г. Зезекало // Молодь: наука та інновації – 2020: Матеріали VIII Ювілейної Всеукраїнської науково-технічної конференції студентів, аспірантів і молодих вчених (Дніпро, 26-27 листопада 2020 року) / Ю. В. Лазєбна, І. Г. Зезекало. – Дніпро: НТУ «ДП», 2020. – (т. 8). – С. 30–32.

15. Світлицький В.М. Геологічні основи та теорія пошуків і розвідки нафти і газу: Навч. посібник для ВНЗ/ В.М. Світлицький, О.Р. Стельмах, І.В. Світлицька. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2010. – 390 с

16. Суярко В.Г. Структурно-геохімічні критерії прогнозування скупчень вуглеводнів (на прикладі Західно-Донецького грабену) / В.Г. Суярко, В.М. Загнітко, Г.В. Лисиченко. – К.: Салютіс, 2010. – 83 с.

17. Тези доповідей Міжнародної конференції. «Генезис нафти і газу та формування їх родовищ в Україні як наукова основа прогнозу та пошуків нових скупчень.- Чернігів, 2001.- С.232.

18. Українська нафтогазова наука. 1899-1999.– Львів: УНГА, 1999. – С.79.

#### Допоміжна

1. Височанський І.В. Наукові засади пошуків несклепінних пасток вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькому авлакогені/ І.В. Височанський. – Харків: ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2015. – 236 с.

2. Довідник з нафтогазової справи (за ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С.Яремійчука). – К.: Львів, 1996. 8. Мончак Л.С. Геологія і геохімія нафти і газу. Короткий конспект лекцій. Івано-Франківськ, 1991. – 70 с.

3. Лукін О.Ю. Наукове прогнозування ресурсного потенціалу території України / О. Ю. Лукін, Г.С. Пономаренко // Геологічний журнал. - 2018. - №4. - С. 5-18.

4. Лукін О.Ю. Освоєння гібридних родовищ —перспективний напрям газовидобування / О.Ю. Лукін // Доповіді Національної академії наук

України. - 2018. - № 7. - С. 64-71.

5. Лукін О.Ю. Про нові генетичні типи порід літосфери – найважливіші фактори формування колекторів нафти і газу / О. Ю. Лукін // Тектоніка і стратиграфія. - 2016. - Вип. 43. - С. 5-18.

6. Мончак Л.С. Геологія і геохімія нафти і газу. Короткий конспект лекцій. Івано-Франківськ, 1991 70 с.

7. Мончак Л.С. Геологія і нафтогазоносність моря - Івано- Франківськ: Факел, ІФДТУНГ, 1999.- 69с.

8. Прогнозування, пошуки та розвідка нафтових і газових родовищ. Підручник для ВНЗ / Б.Й. Маєвський, О.Є. Лозинський, В.В. Гладун, П.М. Чепіль. – К.: Наукова думка, 2004.

9. Прогнозування, пошуки та розвідка родовищ вуглеводнів. Підручник для ВНЗ / В.Г. Суярко. – Х.: Фоліо, 2015.

10. Yussow W. C. Migration of reservair fluigs. Journul of Petroleum Technology, 1968, №4, p.353-365.

11. Halbouty M.T. and oth. Giant oil and gas field // Mem. Amer. Assoc. Petrol. Geol. – 1970. № 14.

## ЗМІСТ

<b>ВСТУП.....</b>	<b>3</b>
<b>1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ .....</b>	<b>4</b>
1.1. Історія розвитку геології нафти і газу .....	4
1.2. Політико-економічне значення нафти і газу .....	8
1.3. Географія та світові запаси нафти і газу .....	10
<b>2. ЗАГАЛЬНІ ПОНЯТТЯ ПРО КАУСТОБІОЛІТИ ТА ЇХ ПОХОДЖЕННЯ .....</b>	<b>15</b>
2.1. Поняття про каустобіоліти. Природні бітуми. Горючі сланці .....	15
2.2. Нафтогазопрояви на поверхні Землі .....	18
<b>3. ФІЗИКО-ХІМІЧНА ХАРАКТЕРИСТИКА НАФТИ І ПРИРОДНИХ ГОРЮЧИХ ГАЗІВ.....</b>	<b>22</b>
3.1. Елементний склад природних газів. Основні елементи, що входять до складу природних газів .....	22
3.2. Хімічні з'єднання у складі природних газів.....	23
3.3. Властивості природних горючих газів.....	25
3.4. Газовий конденсат.....	30
3.5. Елементний склад нафти .....	31
3.6. Вуглеводневі і неуглеводневі сполуки нафт .....	31
3.7. Фізичні властивості нафти .....	36
3.8. Класифікація нафт.....	47
<b>4. ПОРОДИ-КОЛЕКТОРИ, ФЛЮЇДОТРИВИ .....</b>	<b>49</b>
4.1. Породи-колектори та їх класифікація.....	49
4.2. Пористість і проникність гірських порід.....	52
4.3. Породи-покришки (флюїдотриви).....	55
4.4. Вивчення порід-колекторів і покришок.....	57
<b>5. УМОВИ ЗНАХОДЖЕННЯ РІДИН І ГАЗІВ У ПОРИСТИХ СЕРЕДОВИЩАХ .....</b>	<b>60</b>

<b>6. ПРИРОДНІ РЕЗЕРВУАРИ НАФТИ ГАЗУ ТА ВОДИ.....</b>	<b>66</b>
6.1 Типи природних резервуарів .....	66
6.2. Нафтогазоносні світи (комплекси).....	73
<b>7. ЗАГАЛЬНІ ПОНЯТТЯ ПРО ПОКЛАДИ НАФТИ І ГАЗУ</b>	
<b>В ЗЕМНІЙ КОРІ.....</b>	<b>76</b>
7.1. Елементи покладу .....	76
7.2. Класифікація покладів нафти і газу .....	77
7.3. Загальні поняття про родовища нафти і газу .....	81
7.4. Класифікація родовищ.....	84
7.5. Характеристика типів родовищ .....	86
<b>8. ТЕРМОБАРИЧНІ УМОВИ В ПОКЛАДАХ І РОДОВИЩАХ .....</b>	<b>108</b>
8.1. Пластові тиски .....	108
8.2. Закономірності зміни пластових тисків .....	118
8.3. Температура.....	119
8.4. Закономірності зміни властивостей нафти і газу в межах покладів і родовищ.....	122
<b>9. ПОХОДЖЕННЯ НАФТИ І ГАЗУ .....</b>	<b>130</b>
9.1. Можливі джерела генерації нафти і газу .....	130
9.2. Теорія органічного походження нафти і газу.....	130
9.4. Основні напрямки розвитку гіпотез неорганічного походження ...	141
нафти і газу .....	141
9.5. Поняття про нафтогазоматеринські відклади і регіональні нафтогазові комплекси .....	145
<b>10. МІГРАЦІЯ НАФТИ І ГАЗУ .....</b>	<b>150</b>
10.1. Фактори міграції нафти і газу .....	150
10.2. Напрями, шляхи та дальність міграції .....	151
10.3. Класифікація міграційних процесів .....	152

**11. ФОРМУВАННЯ ТА РУЙНУВАННЯ****СКУПЧЕНЬ НАФТИ І ГАЗУ ..... 154**

- 11.1. Головні принципи формування покладів  
та родовищ нафти і газу..... 154
- 11.2. Руйнування покладів нафти і газу. Причини, швидкість та  
інтенсивність руйнування покладів нафти і газу..... 156
- 11.3. Переформування скупчень нафти і газу ..... 157

**12. ЗАКОНОМІРНОСТІ РОЗТАШУВАННЯ СКУПЧЕНЬ ВВ ..... 160****13. НАФТОГАЗОГЕОЛОГІЧНЕ РАЙОНУВАННЯ ..... 163**

- 13.1. Головні принципи формування покладів  
та родовищ нафти і газу..... 163
- 13.2. Класифікація нафтогазоносних територій як основа  
нафтогеологічного районування..... 166
- 13.3. Загальні закономірності у формуванні і розміщенні скупчень  
нафти і газу ..... 169
- 13.4. Вертикальна і регіональна зональності розміщення скупчень  
нафти і газу ..... 174

**14. НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ УКРАЇНИ..... 178**

- 14.1. Нафтогазогеологічне районування території України ..... 178
- 14.2. Східний нафтогазоносний регіон. .... 179
- Дніпровсько-Донецька нафтогазоносна область ..... 179
- 14.3. Західний нафтогазоносний регіон ..... 184
- 14.3.1. Карпатська нафтогазоносна провінція..... 185
- 14.3.2. Балтійсько-Переддобруджинська нафтогазоносна  
    провінція ..... 190
- 14.4. Південний нафтогазоносний регіон. Причорноморсько-Північно-  
Кавказька газоносна провінція ..... 191

**РЕКОМЕНДОВАНА ЛІТЕРАТУРА..... 194**

**А.В. ВОЛЬЧЕНКОВА**

# **ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ**

---

Комп'ютерна верстка

Вольченкова А.В.

Друкується в авторській редакції

Підп. до друку 20.02.2025 р. Формат 60x84 1/16

Папір ксерокс. Друк різнограф.

Ум. друк. арк. – 14,99. Обл.вид.арк. – 8,84.

Тираж 300 прим. Замовлення №90

---

Макет та тиражування виконано у поліграфцентрі  
Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія  
Кондратюка»  
36011, Полтава, Першотравневий проспект, 24  
Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи  
до Державного реєстру видавців, виготівників і розповсюджувачів  
видавничої продукції. Серія ДК №7019 від 19.01.2025 р.