Міністерство освіти і науки України

**ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ БУДІВНИЦТВА ТА АРХІТЕКТУРИ**

Д.Л. Череднік, С.О. Даньшева, І.В. Чернець

ФІЗИКА ПЛАСТА

Навчально-методичний посібник

Харків 2018

Міністерство освіти і науки України

**ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
БУДІВНИЦТВА ТА АРХІТЕКТУРИ**

Д.Л. Череднік, С.О. Даньшева, І.В. Чернець

ФІЗИКА ПЛАСТА

Рекомендовано
науково-методичною радою університету
як навчально-методичний посібник
для студентів спеціальності
6.060101 «Будівництво»

Харків 2018

УДК
М -

Рецензенти:
О.Ф. Редько, д.т.н., професор, зав. кафедри теплопостачання та вентиляції ХНУБА
Є.С. Бікман, заст. директора УкрНДІГаз

Рекомендовано кафедрою фізики, протокол № 10 від 15.05.2018 р.
Затверджено науково-методичною радою університету,
протокол № від

М - Д.Л. Череднік, С.О. Даньшева, І.В. Чернець. «Фізика пласта». Навчально-методичний посібник. – Х.: ХНУБА, 2018. – 63 с.

Дане видання містить теоретичні відомості та методику виконання і приклади розрахунку основних фізичних властивостей колекторів нафти і газу, властивостей нафти і газу в пластових умовах, фазових станів вуглеводневих систем, основних властивостей колекторів і флюїдів, які їх насичують, що розглядаються в курсі «Фізика пласта».

Призначено для студентів спеціальності 6.060101 «Будівництво».

Іл.: ; табл.: __; бібліогр.: __ назв.

© Д.Л. Череднік, С.О. Даньшева, І.В. Чернець, 2018

ВСТУП

Більше 90% енергетичних потреб людства задовольняється сьогодні за рахунок вуглеводневих копалин. До їх числа відносяться вугілля, нафта, газ. Решта 10% набираються за рахунок сонця, води і вітру.

Раціональна розробка покладів нафти і газу, найважливіших на сьогоднішній день сировинних ресурсів, неможлива без серйозного вивчення фізичних властивостей гірських порід і корисних копалин, що містяться в них.

Ефективність нафто-газовидобутку обумовлена такими факторами як величина абсолютних запасів корисних копалин і можливі темпи їх вилучення. Перший фактор визначається не тільки і не стільки розмірами поклади тобто об'ємом нафтогазомістких порід, скільки типом і структурою порід з яких вона складається. Другий фактор, а саме темпи вилучення вуглеводневих корисних копалин, до яких відносяться нафта і газ, визначаються коефіцієнтами нафто- і газовіддачі пласта. Процес вилучення корисних копалин з нафтогазоносного пласта (надалі НГП) і, відповідно, величина коефіцієнта нафтогазовіддачі пов'язані з вельми складним комплексом фізико-хімічних явищ. Тут велике значення мають фізичні властивості як самої твердої основи НГП, тобто породи з яких він складається, так і пластових флюїдів. Пластові флюїди - це рідкі та газові складові пласта, а саме різні види нафт і газів, а так само вода, що знаходяться в НГП.

Однак, перш ніж вивчати фізичні властивості НГП необхідно познайомиться з тим що ж таке нафтогазоносний пласт, як і чому він утворився, з чого складається. Для вирішення цих завдань нам доведеться трохи заглибитися в геологію і почерпнути там елементарні знання про природу предмета нашого інтересу.

ЗМІСТОВИЙ МОДУЛЬ 1.
1 ЕЛЕМЕНТИ ЛІТОЛОГІЇ НАФТОГАЗОНОСНИХ ПЛАСТІВ

Літологія (камневедення, від грецьких слів litos - камінь і logos - слово, вчення) - розділ геологічної науки, що вивчає різні гірські породи. Цей розділ буде нас цікавити лише в плані утворення і складу основних типів порід, що утворюють нафтогазоносні пласти (НГП).

Взагалі кажучи, планета Земля, згідно з сучасними уявленнями має концентрично-зональну будову і складається з внутрішнього ядра, зовнішнього ядра, мантії та земної кори.

Рисунок 1 – будова Землі

Найзагадковішим елементом земної структури є ядро. Про його склад і структуру сучасна наука уявлення практично не має. Незрозуміло навіть в якому агрегатному стані знаходиться ядро.

Речовина мантії знаходиться в рідкому стані, приблизно 1000°С. Високотемпературний розплав різних солей і окислів, з якого складається мантія, дуже неоднорідний за хімічним складом та постійно перебуває в русі.

І, нарешті, найбільш вивчений поверхневий шар - земна кора. У корі землі, в свою чергу також можна виділити три основні шари: нижній (найпотужніший) - базальти, середній - граніти та верхній (найтонший) - осадові породи.

Рисунок 2 – будова земної кори

Головною складовою частиною порід земної кори є так званий «кремнезем» - фактично це двоокис кремнію SiO_2 і в залежності від змісту якого породи підрозділяються на кислі (> 65% SiO_2), середні (~ 65% SiO_2) і основні (<65% SiO_2) .

Базальтовий шар кори, товщина якого на океанському дні досягає 5-6 км, а на континентах до 40 км складається з порід основного складу.

Гранітний шар складається, в основному, з порід кислого складу та має товщину від 10 км в межах платформи і до 30 км в складчастих областях.

І, нарешті, товщина осадового шару може змінюватися в широких межах (від 0 км у місцях виходу гранітів і базальтів на поверхню) до 15 км. Всі гірські породи за принципом їх походження можна розділити на три великі групи:

1. вивержені (магматичні)
2. осадові
3. метаморфічні

Первинними, можна сказати первородними, породами на Землі є породи вивержені (основні представники - базальти і граніти). Механізм їх утворення як випливає з самого їх назви - це затверділі магматичні викиди, тобто виверження. Залежно від умов охолодження і хімічного складу вивержень лави, з неї можуть утворитися різні породи, від парфірових порід з переважно аморфною (склоподібною) структурою до гранітів з крупнозернистою кристалічною структурою (середній розмір зерен більше 5 мм).

1.1 Вивержені породи

Розрізняють 2 основних види магматичних порід:

1) глибинні - інтрузивні (ендогенні) - утворюються в разі, коли магма, просуваючись по тріщинах земної кори, застигає в її надрах без прориву на поверхню. В цьому випадку в умовах високого тиску, повільного і

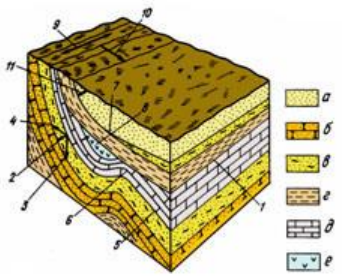
рівномірного охолодження розплаву відбувається повна кристалізація магми. В результаті утворюються масивні кристалічні породи - такі як граніти (80%), сієніти (3%), діорити, габброіди і перідотіти;

2) ті, які вилилися - ефузивні (екзогенні) - утворюються, коли магма виходить на поверхню і розливається потоками лави. В цьому випадку затвердіння відбувається досить швидко при низьких температурах і тисках. При цьому виникають породи з великим вмістом аморфного вулканічного скла і, за умови інтенсивного газовиділення, з високою пористістю. Це - базальт, андезит, трахіт, пемза.

До складу магматичних порід входять в основному мінерали: 1) Польові шпати - найпоширеніші мінерали в магматичних породах (~ 60%). Головними різновидами польового шпату є ортоклаз і плагіоклаз. Ортоклаз - $K_2O \cdot Al_2O_3 \cdot 6SiO_2$. Плагіоклази: альбіт - $Na_2O \cdot Al_2O_3 \cdot 6SiO_2$ і аноріт - $CaO \cdot Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2$) Залізисто-магнезіальні силікати (~17%) представлені такими мінералами як олівін, піроксен, амфібол. 3) Кварци (~12%) - двоокис кремнію SiO_2.

Інші два види порід - осадові і метаморфічні є вторинними, тобто формуються з інших видів.

Осадові породи, знову ж таки, як випливає з їх назви, формуються в результаті осадження (відкладення) дрібнодисперсного матеріалу різного походження. Відмінною особливістю осадових порід є порівняно низька щільність, обумовлена наявністю в них значної кількості порожнеч. Наявність великої кількості порожнеч обумовлено самим механізмом формування осадового шару (як гра «тетріс»).



(Мильничук, Арабаджи, 1989)
а – пески, б – песчаники, в – алевролиты, г – глины, д – известняки, е – гипсы; 1 – подошва глин (кровля известняков), 2 – истинная мощность, 3 – вертикальная мощность, 4 – горизонтальная мощность, 5 – увеличение мощности пласта известняков, 6 – сокращение мощности пласта известняка, 7 – выклинивание пласта алевролита, 8 – линза гипса, 9 – простирание, 10 – направление падения, 11 – угол падения.

Рисунок 3 – схема отримання осадових порід

І, нарешті, метаморфічні породи утворюються з перших двох типів порід в результаті їх змін під дією високих температур і тисків в товщі земної кори. Метаморфічні породи мають, як правило, кристалічну структуру і шарувату будову.

Взагалі, метаморфізм - це глибока видозміна гірських порід під впливом таких чинників як висока температура, тиск, хімічно активні речовини. Всі ці фактори можуть діяти як окремо так і комплексно, приводячи до змін мінерального і хімічного складу, а також структури порід. Слід зазначити, що всі метаморфічні зміни порід відбуваються в твердому стані.

Залежно від того, під впливом яких чинників відбувається перетворення гірських порід, розрізняють 4 види метаморфізму. Не вдаючись в специфічну термінологію перерахуємо їх основні характеристики.

1) Перетворення порід відбувається в приповерхневих шарах земної кори під впливом викидів вулканічних лав. Умови: висока температура ~ 1000 °С і порівняно низький тиск.

2) Перетворення під дією високих тисків і динамічних (ударних) навантажень без помітного впливу температури. Ці процеси є результатом тектонічної діяльності і призводять, в основному, до структурних змін порід і мало змінюють їх мінеральний склад.

3) Перетворення гірських порід в результаті спільної дії високих температур і високого тиску. Ці перетворення відбуваються, як правило, на великій глибині (6-8 км) поблизу магматичних каналів. Прикладом такого метаморфізму є перетворення вапняку в мармур.

4) Видозміна порід під дією хімічно активних термальних розчинів і газів при t = 400 ºС в районах магматичних вогнищ.

Розвідані, на сьогоднішній день, запаси нафти і газу, в переважній більшості, знаходяться, або як кажуть геологи, «приурочені» до численних порід осадового походження.

Справа в тому, що такі копалини як нафта і газ в силу свого фазового стану (рідкий і газоподібний) мають можливість мігрувати в товщі земної кори і накопичуватися в певних її ділянках. Гірські породи, що володіють здатністю вміщати нафту і газ, і віддавати їх в промислових кількостях називаються колекторами. Колектор - означає збирач, накопичувач. Очевидно, що для пересування і накопичення флюїдів в товщі гірських порід повинні бути якісь канали і порожнечі. Саме цими особливостями і відрізняються осадові породи.

І все ж, переважна більшість великих покладів вуглеводнів виявлена в породах осадового походження, які за самою своєю природою, мають високий рівень проникності і пустотності. З осадовими породами пов'язані головні корисні копалини нашого часу - нафта, газ і вугілля. В основному, саме з цих порід людство отримує основу життя - воду. Саме тому основна увага при вивченні генезису і морфології (утворення і будови) НГП приділяється осадовим породам.

1.2 Формування осадових порід

Осадові породи (ОП) покривають більш ¾ площі материків і значну частину дна океанів, морів та інших водойм.

Виникнення ОП відбувається в результаті перевідкладення продуктів вивітрювання (механічного та хімічного), відкладень продуктів життєдіяльності організмів і хімічних реакцій (випадання осаду). Таким чином, ОП діляться на три групи: уламкові, хемогенні, біогенні. Цей поділ досить умовний, оскільки багато породи мають змішане, наприклад біохемогенне походження. Дуже часто зустрічаються уламкові частки, хімічно перетворені або складаються з біогенних скелетних залишків. У біогенної частини опадів найважливіша ланка - це органічна речовина (живі організми і відмерлі залишки), яка своєю присутністю визначає хід багатьох процесів осадження та формування ОП, і так само є вихідним матеріалом для утворення копалин вуглеводнів. Звідси випливає, що ОП - це не тільки чудовий колектор (накопичувач), але і генератор (виробник) викопних вуглеводнів.

Процес формування осадової гірської породи називається літогенезом і складається з декількох етапів:

- формування осадового матеріалу;
- перенос осадового матеріалу;
- накопичення осаду (седиментація);
- перетворення осаду в осадочну гірську породу (діагенез).

Звідки ж береться матеріал для формування ОП і яким є його баланс на Землі? Основним джерелом матеріалу ОП є продукти руйнування первинних материнських порід їх уламки. Зокрема, матеріал, що утворився за рахунок руйнування суші (теригенний матеріал), і надалі знесений в Світовий океан по масі досягає 22,6 млрд. тон на рік.

Виникнення теригенного матеріалу відбувається шляхом вивітрювання. Термін «вивітрювання» зовсім не означає, що руйнування гірських порід відбувається під дією вітру. Якщо вітер і бере участь в руйнуванні порід, то в самому незначному ступені. Головними «руйнівниками» виступають зовсім інші чинники і по їх, так би мовити, «відомчої приналежності» розрізняють три основних види вивітрювання.

1. **Фізичне.** Вітер відноситься якраз до фізичних факторів. Проте, в основному, процес руйнування порід, в даному випадку, обумовлений їх розтріскуванням під впливом температурних коливань. Вода, яка потрапляє в тріщини при замерзанні приводить до розколювання на більш дрібні фрагменти і т.ін. До цих же видів вивітрювання відноситься тектонічне розтріскування, а також вимивання водою.
2. **Хімічне.** Руйнування порід відбувається за допомогою хімічно активних речовин: роз'їдання (розчинення) лугами і кислотами, окислення і ін.
3. **Біологічне.** Руйнування порід мікроорганізмами, корінням рослин і т.д.

З космосу, за різними оцінками, надходить від 7-8 тис. до 0,5 млн. тон на рік матеріалу, який бере участь у формуванні ОП (космогенний матеріал).

Відомо, що вулкани щорічно викидають на поверхню Землі близько 250 км^3 твердого та рідкого матеріалу, значна частина, якого бере участь у формуванні ОП (вулканогенний матеріал).

І нарешті, не піддається практичним оцінками кількість порід підводних хребтів і рифів, що руйнуються, а також кількість біогенного матеріалу, тобто продуктів життєдіяльності організмів - скелетів, раковин та ін.

Осад утворюється на поверхні Землі нерівномірно. Надходження теригенного матеріалу з континентів служить основою для утворення поясів седиментації (осадження). Зазвичай виділяють три головних пояси максимального накопичення осадового матеріалу:

1-й пояс пов'язаний з кордоном «річка-море». Основна маса осадів відкладається в дельтах річок і іноді в далеко висунутих в море їх підводних частинах - авандельтах.

Як правило, осадові відкладення в авандельтах річок в розрізі мають форму сочевиці або лінзи і тому отримали назву «осадові лінзи». Особливо великі осадові лінзи річок Ганг, Брахмапутра, Янцзи, Хуанхе і Міссісіпі. Найбільша осадова лінза створена ріками Ганг і Брахмапутра. Її довжина становить більше 2000 км, а товщина близько 16 км. Практично всі найбільші річки світу зіграли найважливішу роль у формуванні нафтогазовмісних відкладень:

- Тигр і Євфрат - родовище Перської затоки;
- Волга - родовище Каспійського басейну;
- Міссісіпі - родовище Мексиканської затоки і т.ін.

2-й глобальний пояс – це континентальні схили та їх підніжжя, тобто межі континентів. Областями накопичення великої кількості осадового матеріалу вздовж кордонів континентів є окраїнні моря.

3-й пояс відкладень, менш чітко виражений, зв'язується з **глибоководними зонами Світового океану** - жолобами, улоговинами і западинами.

Подібна схема формування поясів відкладень цілком природна, оскільки частинки осадового матеріалу, як будь-які фізичні тіла, прагнуть знизити свою потенційну енергію і при будь-якій можливості скочуються в найглибшу «ямку».

1.3 Основні типи осадових порід

Найбільш часто в своїй практичній роботі геологи виділяють три основні генетичні групи ОП:

1. Уламкові породи - продукти механічного руйнування.
2. Глинисті породи - продукти хімічного і механічного руйнування материнських порід.
3. Хімічні і біохімічні породи. Ці породи виникають за рахунок найбільш легкорозчинних продуктів руйнування материнських мінералів при випаданні опадів з утворених розчинів. До цієї групи ОП відносяться карбонатні, крем'янисті, фосфатні, сульфатні, алюміністі, залізисті і марганцеві породи.

З чого ж складаються ОП розглянутих груп?

Уламкові породи складаються з продуктів механічного руйнування материнських порід. Їх головні породообразуючі компоненти представлені уламками зруйнованих вивітрюванням вивержених, метаморфічних і осадових порід. При цьому мінералогічний склад уламкових порід може бути досить різноманітним. Це і первинні мінерали - кварц, польовий шпат. Вторинні мінерали,

що виникли в результаті розкладання первинних - це глинисті матеріали - каолініт. Мінерали, що утворилися при формуванні осадових порід - це гіпс, кальцит і ін. Діаметр компонентів коливається в широкому діапазоні - від 1000 мм (брили) до 0,01 мм (алеврит).

Глинисті породи є продуктом хімічного і механічного руйнування материнських порід різного генезису. Головні породообразуючі компоненти представлені водними алюмосиликатами, розмір лусочок яких не перевищує 0,01 мм.

З **хімічних и біохімічних порід** найбільший інтерес для нас представляють карбонатні породи, оскільки вони становлять близько 15 - 20% всіх ОП і містять найбільші запаси нафти і газу. Карбонатні породи виникають або за рахунок скупчення відмерлих організмів з карбонатної функцією скелета, або за рахунок хімічного синтезу речовини з пересичені карбонатами розчину. Ще одним шляхом утворення цих порід може бути відкладення уламків карбонатів, що виникли при механічному руйнуванні раніше виникли карбонатних утворень. Основними породообразующими мінералами карбонатних порід є кальцит ($CaCO_3$) і доломіт ($CaMg\ [CO_3]_2$). Первинні хемогенні утворення зазвичай мають розміри в межах 0,005 - 0,5 мм.

1.4. Форми залягання осадових порід

Первинною формою залягання ОП є шар або пласт.

Пластом (шаром) називають геологічне тіло, яке складене однорідною осадовою породою, обмежене двома паралельними поверхнями, що має приблизно постійну величину (потужність) і займає значну площу. Ряд пластів, які налягають та підстилають один одного і об'єднуються за будь-якою ознакою (геологічному віку, походженню, складу і т. ін.) називають свитою.

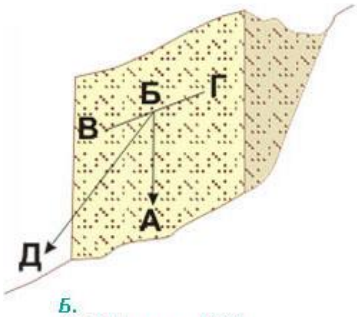
Назва пласта зазвичай визначається складом його порід. Наприклад, пласт вапняку, пласт пісковика і т.д.

Поверхня, що обмежує пласт знизу називається підошвою, зверху - покрівлею. Товщина пласта називається його потужністю. Розрізняють три види потужності пласта:

1) Істинна потужність - найкоротша відстань між покрівлею і підошвою пласта характеризує пласт в цілому.

2) Вертикальна потужність - відстань по вертикалі від даної точки покрівлі пласта до його підошви - локальна характеристика пласта.

3) Горизонтальна потужність - відстань від даної точки покрівлі пласта до його підошви по горизонталі - так само локальна характеристика.



Б.
(М.М.Чарыгин, 1963)
БА – линия падения,
БД – направление падения,
ВГ – простирание,
ДБА – угол падения пласта

Рисунок 4

Просторове розташування пласта характеризується його простягання і падінням. Простягання - лінія перетину покрівлі пласта з горизонтальною площиною. Положення цієї лінії щодо сторін світу визначається азимутом простягання. Очевидно, що падіння пласта - це кут відхилення положення пласта від горизонту.

Питання для самопідготовки

1. Що таке нафтогазоносний пласт?
2. Що таке пластові флюїди?
3. Які існують основні типи порід?
4. Які породи можуть служити колекторами викопних вуглеводнів і чому.
5. Основні види осадових порід і їх характеристика.

2 ПУСТОТНІСТЬ ПОРІД НАФТОГАЗОНОСНИХ ПЛАСТІВ

2.1 Формування пустот

Як зазначалося раніше, викопні вуглеводні можуть міститися тільки в пустотах гірських порід і саме тому основні поклади нафти і газу знаходяться в осадових породах, які мають найменшої в порівнянні з іншими породами щільністю через великої кількості знаходяться в них порожнеч. Таким чином, рівень пустотності - найважливіша характеристика порід-колекторів. Під рівнем пустотності зазвичай розуміють відношення об'єму порожнього простору всередині породи до всього обсягу даної породи і виражається у відсотках. Нижче наводяться реальні значення пустотності ряду порід:

Граніти …….. 0,3 – 0,8 %
Бальзати ……. 0,6 – 1,2 %
Крем’янисті сланці ….. 0,8 – 1,4 %
Вапняки……. 3,0 – 30,0 %
Глини ……. 6,0 – 50,0 %
Піски …….. 6,0 – 52,0 %

Як видно з наведеного прикладу, рівень пустотності осадових порід значно (в окремих випадках більш ніж на два порядки) перевищує рівень пустотності характерний для порід - представників інших груп генезису, а саме вивержених і метаморфічних.

Отримання пустот в осадових породах може бути обумовлено як процесами седиментації (осадження) - в основному для уламкових порід, так і процесами хімічного розчинення - для порід хемогенного і біогенного типів.

2.2 Схеми отримання пустот

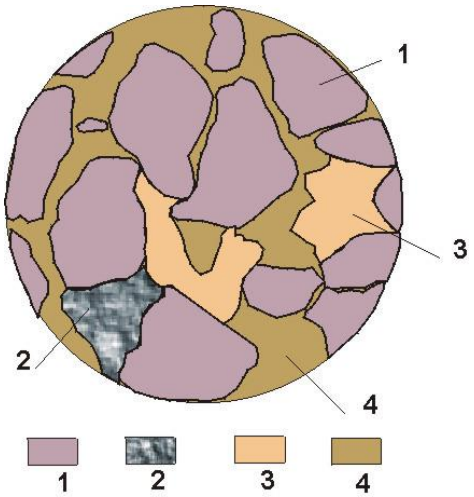


Рисунок 5 - формування пустотності в процесі седиментації – аналогія з грою «Тетріс»; 1 – частинки, 2 – кальцит, 3 – глина, 4 – поровий простір.

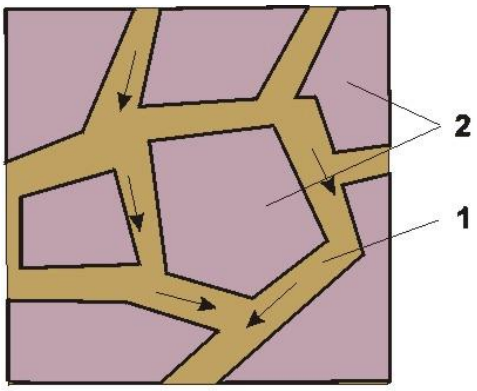


Рисунок 6 - формування пустотності в процесі розчинення – бджолині стільники, з яких витік мед; 1 – тріщини, 2 – пори.

Так, зокрема, утворення пустот в карбонатних породах, а це, в основному, вапняки, що складаються більш ніж на 50% з кальциту або карбонату кальцію - $CaCO_3$ і доломіт, що складаються більш ніж на 50% з однойменного мінералу - $CaMg\ (CO_3)_2$, відбувається за рахунок розчинення кальциту пластовими водами, що містять розчинену вуглекислоту (CO_2). З точки зору хімії цей процес відбувається наступним чином: вуглекислота, вступаючи в реакцію з водою, утворює вугільну кислоту:

$$CO_2 + H_2O = H_2CO_3,$$

яка вступаючи в реакцію з кальцитом, розщеплює його на іони кальцію і бікарбонату:

$$CaCO_3 + H_2CO_3 = Ca^{2+} + 2HCO_3.$$

2.3 Типи пустот

Зазвичай в породах виділяють три типи порожнеч: пори, каверни і тріщини. Відповідно до цього колектори нафти і газу характеризуються пористістю, кавернозністю і тріщиноватістю.

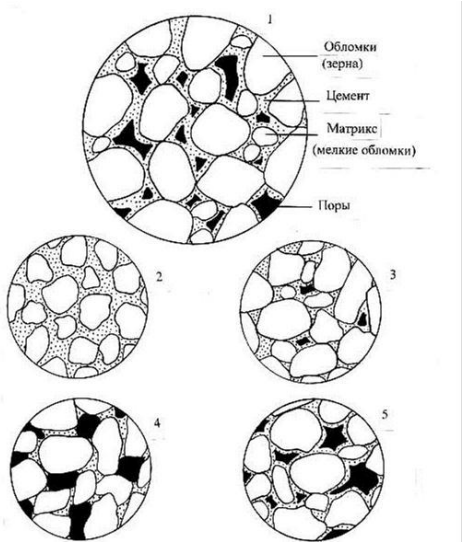


Рисунок 7 - схема отримання пір

Чим відрізняються один від одного ці три типи порожнеч? Тріщини відрізняються від пір і каверн виключно геометрією, так як тріщини, в основному, двомірні, тобто планарні об’єкти, в той час як пори і каверни - тривимірні (об'ємні).

Тріщину можна вважати планарним об’єктом, оскільки один з її розмірів - ширина зневажливо малий у порівнянні з довжиною і глибиною.

Рисунок 8 – приклад тріщини гірської породи

Відмінність пір від каверн обумовлено розмірним фактором. І справа не тільки в тому, що пори набагато менше, ніж каверни як вважають деякі фахівці, відносячи до пор тривимірні порожнечі, розміри яких в трьох взаємно перпендикулярних напрямках менше 2-х мм. Насправді роль розмірного фактора, в даному випадку полягає в тому, що, починаючи з певного обсягу ємності, рідина з неї не виливається навіть у відсутності перешкоди. Тобто при досить малих розмірах резервуара, сили поверхневого натягу або капілярна сили, що діють на рідину, превалюють над силою гравітації або силою тяжіння. Саме такого роду порожнечі, відповідно до фізичної сутністю явища, слід відносити до **порам**. У тих же випадках, коли пластові флюїди (нафта або вода) не можуть утримуватися в пустотах капілярна силами, такі порожнечі слід відносити до **каверн**. Очевидно, що порожнечі однакових розмірів в одних породах будуть ставитися до порам, а в інших - до каверн, оскільки різні породи, відрізняючись і за хімічним складом, і за структурою мають різні рівні поверхневої енергії, а відповідно, і різні величини капілярних сил, що діють на пластові флюїди.

2.4 Пори

Коли йде мова про пористості порід, зазвичай розрізняють три основні види пористості:

1. повна пористість
2. відкрита пористість
3. ефективна або корисна пористість

Під **повною пористістю** породи розуміється загальна кількість всіх пір (як відкритих, так і закритих) НЕ заповнених твердою речовиною, незалежно від їх форми і взаємного розташування.

Дані про повну пористості нафтовмісних порід необхідні для характеристики нафтових покладів, оцінки абсолютних запасів нафти і газу, а також для порівняння різних пластів або ділянок одного пласта.

Повна пористість породи характеризується коефіцієнтом повної пористості m_n, який являє собою відношення сумарного обсягу всіх пір V_n до обсягу породи V_o тобто

$$m_n = \frac{V_n}{V_0}. \qquad (2.1)$$

З огляду на, що обсяг породи V_o складається з обсягу мінеральної матриці $V_м$ і обсягу пір V_n

$$V_o = V_м + V_n,$$

то вираз 2.1 приймає наступний вигляд:

$$m_n = \frac{V_n}{V_0} = \frac{V_0 - V_м}{V_0} = 1 - \frac{V_м}{V_0}, \qquad (2.2)$$

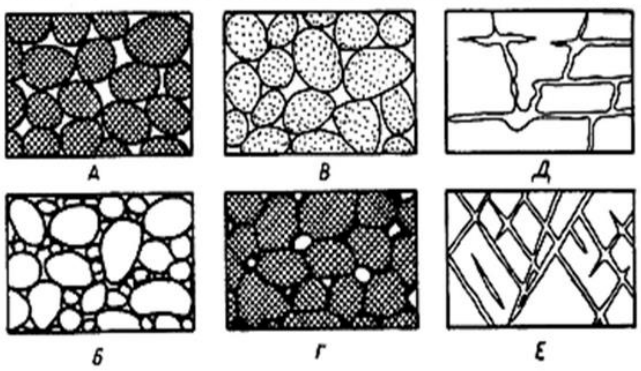
або з урахуванням того, що $V = m/\rho$, где m – маса, а ρ - щільність породи, ми отримуємо такий вираз:

$$m_n = 1 - \frac{\rho_0}{\rho_м}, \qquad (2.3)$$

де ρ_o – щільність породи, а $\rho_м$ – густина її мінеральної матриці.

З наведених формул видно, що коефіцієнт повної пористості можна визначити якщо відомі обсяг зразка породи і обсяг містяться в ньому пір або обсяг зразка і обсяг твердої фази (матриці), або щільність породи і складових її частинок. Таким чином, які б не були породи (пісковики, вапняки або глини), всі способи визначення повної пористості зводяться до визначення обсягу містяться в них пір або обсягу складають їх часток.

<u>Відкрита пористість</u> характеризує ємність пір, сполучених з поверхнею зразка породи.



Различные поровые пространства пород.

А — хорошо окатанный и отсортированный песок, имеющий высокую пористость; Б — плохо отсортированный песок, имеющий низкую пористость; В — хорошо отсортированная порода, зерна которой также пористы; Г — хорошо отсортированная порода, пористость которой уменьшена отложениями минерального вещества в пространстве между зернами; Д — поровое пространство трещиноватых известняков, частично расширенное растворением; Е — порода, ставшая пористой вследствие возникновения трещин.

Рисунок 9 – різні порові відстані

Приклад *закритої пористості - пінопласт, відкритої - поролон (губка).*

Рівень відкритої пористості, відповідно, характеризується коефіцієнтом відкритої пористості m_o, який дорівнює відношенню сумарного обсягу відкритих пір до обсягу зразка породи:

$$m_o = \frac{V_{оп}}{V_0}.$$

Поряд з повною і відкритою пористістю в нафтовій практиці існує таке поняття як **<u>ефективна пористість</u>**. Під ефективною пористістю нафтогазонасиченості порід розуміється обсяг проточних пір, через які можливий рух пластових флюїдів при градієнтах тиску, відповідних природним умовам. Поняття ефективної пористості виходить з того, що в породах в деякій частині відкритих пір при нормальних градієнтах тиску рідини або газ практично не рухаються. Непротічні пори складають тупикові ділянки сполучених між собою пор (порових каналів) і субкапілярні пори.

До субкапілярних відносяться такі пори, розмір яких настільки малий, що дія молекулярних сил матриці породи поширюється аж до центру пори, і таким чином,

весь обсяг флюїду, що заповнює пору, знаходиться під впливом тяжіння стінок пори і при природних умовах переміщатися не може. Виходячи з того, що відстань, на якому позначається вплив молекулярних сил, становить близько $5 \cdot 10^{-8}$ м, можна визначити діаметр субкапілярних пір як 10^{-7} м. або 0,1 мкм.

Іноді ефективна пористість, яка називається також **корисною**, співвідноситься зі здатністю породи накопичувати викопні вуглеводні, тобто з нафтогазонасиченістю породи, але це не вірно, оскільки частину (а іноді і значну) ефективного обсягу пір може займати похована вода. У зв'язку з цим нафтогазонасиченість порід зовсім не корелює з коефіцієнтом ефективної пористості.

Коефіцієнтом ефективної пористості m_e називається співвідношення ефективного обсягу пір V_e породи до її загального обсягу V_o:

$$m_e = \frac{V_e}{V_0}.$$

Іноді на практиці використовується четвертий вид пористості, так звана, **динамічна пористість**. Даний вид пористості незначно відрізняється від ефективної. Відмінність полягає в тому, що з ефективного обсягу виключається частина пір, через які не може рухатися конкретний флюїд через прояви поверхнево-молекулярних сил. Таким чином, динамічна пористість прив'язана до конкретної рідкої фази, що міститься в породі. При цьому коефіцієнт динамічної пористості - це відношення обсягу рухомої в породі рідини до об'єму породи:

$$m_Д = \frac{V_Д}{V_0}.$$

Визначення динамічної пористості представляє інтерес в тому відношенні, що її величина, певною мірою може характеризувати запаси нафти або газу.

Стосовно до колекторів нафти і газу під динамічним об'ємом пір слід розуміти еквівалентний йому обсяг речовини, які витісняють нафту або газ з пласта. При витісненні нафти такими речовинами можуть бути вода і газ, а при витісненні газу - вода.

Розглянемо варіант витіснення нафти водою. В цьому випадку, обсяг води $V_в$, який увійшов у породу дорівнює кінцевому її обсягу в породі $V_к$ мінус початковий обсяг $V_н$. Тоді коефіцієнт динамічної пористості визначається як:

$$m_Д = \frac{V_к - V_н}{V_0}. \qquad (2.4)$$

Співвідношення $V_к$ і $V_н$ до повного об’єму пір у породі $V_п$ являють собою коефіцієнти водонасиченості - кінцевий $\alpha_к$ і початковий $\alpha_н$. Помноживши і поділивши праву частину виразу 2.4 на $V_п$, отримаємо:

$$m_Д = \frac{(\alpha_к - \alpha_н)V_п}{V_0},$$

але як ми пам'ятаємо, $V_п$ / $V_о$ = $m_п$, тоді отримуємо зв'язок динамічної і повної пористістю породи:

$$m_Д = (\alpha_к - \alpha_н) m_п. \tag{2.5}$$

Обсяг води, який увійшов в породу можна виразити ще через залишкову нафтонасиченість $\beta_{он}$ і початкову водонасиченість $\alpha_н$:

$$m_Д = m_п (1 - \alpha_н - \beta_{он}). \tag{2.6}$$

Цей вираз, на відміну від попереднього, може бути використано і при витісненні нафти газом, але в цьому випадку величина коефіцієнта динамічної пористості буде відрізнятися від попереднього, тому що як зазначалося раніше $m_д$ залежить не тільки від властивостей породи, а й від фізико-хімічних властивостей нафти, газу і за аналогією з 2.6 можна написати:

$$m_Д = m_п (1 - \alpha_н - \beta_{ог}), \tag{2.7}$$

де $\beta_{ог}$ – залишкова газонасиченість породи.

Експериментально встановлено, що для більшості осадових порід (крім карбонатних, де $m_о/m_п$ = 0,65) повна пористість практично збігається з відкритою пористістю. Ефективна і динамічна пористості складають в середньому 95% і 62% повної пористості порід відповідно.

2.5 Каверни

Кавернозность порід і відповідно коефіцієнт кавернозності визначаються за аналогією з пористістю як відношення сумарного обсягу всіх каверн в породі до загального обсягу породи:

$$m_к = \frac{V_к}{V_0}, \text{ або}$$

$$m_к = \frac{V_0 - V_м}{V_0} = 1 - \frac{V_м}{V_0}, \tag{2.8}$$

де $V_м$ – обсяг мінеральної частини породи. Якщо виразити $V_м$ та $V_о$ через відповідні густини, то отримаємо формулу аналогічну 2.3

$$m_к = 1 - \frac{\rho_0}{\rho_м}. \tag{2.9}$$

Таким чином, якщо порода цілком кавернозна, тобто містить тільки каверни, то для визначення $m_к$, як і в разі обчислення повної пористості, необхідно визначення щільності породи в цілому і щільності її мінеральної матриці.

Якщо в породі є і каверни і пори, тобто якщо порода кавернозно-пориста або пористо-кавернозна, то формула 2.4 набуває вигляду:

$$m_к = 1 - \frac{V_{пм}}{V_0}, \qquad (2.10)$$

де $V_{пм}$ - обсяг мінеральної речовини разом з порами, рівний частинному від ділення маси зразка породи на густину пористої частини породи: $V_{пм} = M/\rho_{пм}$, відповідно V_o – це обсяг усього зразка породи: $V_o = M/\rho_o$, де M – маса всього зразка а ρ_o – загальна густина породи. Очевидно, що формула 2.6 може бути записана у вигляді:

$$m_к = 1 - \frac{\rho_0}{\rho_{пм}}, \qquad (2.11)$$

Як видно, ця формула аналогічна формулі (2.3). Це означає, що для визначення кавернозності пористо-кавернозних порід необхідно знати загальну густину породи та густину її пористої частини $\rho_{пм}$, яку на практиці визначити буває досить складно, тому спробуємо її обійти.

Повертаючись до формули 2.6 зауважимо, що обсяг пористої частини матриці породи $V_{пм}$ складається з обсягу мінеральної частини матриці $V_м$ і обсягу пір $V_п$, тобто $V_{пм} = V_м + V_п$ і з урахуванням цього, формула 2.6 набуває вигляду:

$$m_к = 1 - \frac{V_п}{V_0} - \frac{V_м}{V_0}. \qquad (2.12)$$

У цьому виразі співідношення $V_п / V_o$ є ні що інше як $m_п$ – коефіцієнт повної пористості породи, а відношення $V_м / V_o$ можна виразити через відповідні густини. В результаті отримаємо:

$$m_к = 1 - m_п - \frac{\rho_0}{\rho_м} \qquad (2.13)$$

або

$$m_к + m_п = 1 - \frac{\rho_0}{\rho_м}. \qquad (2.14)$$

2.6 Приклад розв’язання практичного завдання

Визначити коефіцієнт відкритої пористості зразка породи за даними, наведеними в табл. 1.1 (дані вимірювань відкритої пористості отримані ваговим методом).

Дано:

Таблиця 1.1

Найменування	Значення
1. Вага сухого зразка на повітрі $\mathbf{P_c}$, г	26,8
2. Вага на повітрі зразка, насиченого гасом $\mathbf{P_к}$, г	28,1
3. Вага в гасі зразка, насиченого гасом $\mathbf{P_{к.к}}$, г	20,7
4. Густина гасу $\rho_к$, кг/м^3	716

Знайти: $\mathbf{m_o}$

Розв’язання:

1) Визначити об'єм відкритих взаємозв’язаних пір:

$$V_{пор} = \frac{P_к - P_c}{\rho_к}, \qquad (1.2)$$

$$V_{пор} = \frac{28{,}1 - 26{,}8}{0{,}716} = 1{,}82\ см^3.$$

2) Визначити об'єм зразка досліджуваної породи:

$$V_o = \frac{P_к - P_{к.к}}{\rho_к}, \qquad (1.3)$$

$$V_o = \frac{28{,}1 - 20{,}7}{0{,}716} = 10{,}34\ см^3.$$

3) Визначити коефіцієнт відкритої пористості:

$$m_0 = \frac{V_{пор}}{V_o}, \qquad (1.4)$$

$$m_0 = \frac{1{,}82}{10{,}34} = 0{,}176 \quad \text{або } 17{,}6\% \ .$$

2.7 Завдання для самостійного розв’язання

Визначити коефіцієнт відкритої пористості зразка породи за даними, наведеними в табл.1.1 (дані вимірювань відкритої пористості отримані ваговим методом).

Умовні позначення:

$\mathbf{P_c}$ – вага сухого зразка на повітрі, г;

$\mathbf{P_к}$ – вага на повітрі зразка, насиченого гасом, г;

$\mathbf{P_{к.к}}$ – вага в гасі зразка, насиченого гасом, г;

$\rho_к$ – густина гасу, кг/м^3.

1, ... 55 – номер варіанта.

Таблиця 1.2

В	***1***	***2***	***3***	***4***	***5***	***6***	***7***	***8***	***9***	***10***	***11***
P_c	27,4	19,3	25,3	23,3	20	19,5	18,7	20,1	19	21,6	23,5
$P_к$	29,2	20,7	27,7	25,3	22,4	22,1	21,2	23,4	21,9	23,7	26,1
$P_{к.к}$	20,7	13,2	15,4	15,8	12,3	10,8	11	11,6	12,2	13,5	16,2
$\rho_к$	716	716	716	716	716	684	686	705	705	734	715
В	***12***	***13***	***14***	***15***	***16***	***17***	***18***	***19***	***20***	***21***	***22***
P_c	19,5	20,4	25,5	27,2	19,5	25,3	22,3	20,5	19,7	19,7	20,1
$P_к$	21,2	23,2	28,1	29,5	20,7	28,7	24,3	22,4	22,1	22,2	22,4
$P_{к.к}$	14,5	14,5	17,2	21,2	13,2	15,4	15,8	12,3	10,8	12,1	11,6
$\rho_к$	695	695	684	695	716	716	716	705	684	686	705
В	***23***	***24***	***25***	***26***	***27***	***28***	***29***	***30***	***31***	***32***	***33***
P_c	19,5	21,6	23,5	19,8	20,4	25,5	26,2	27,4	27,2	19,1	25,1
$P_к$	21,9	23,7	26,1	22,2	22,2	27,1	27,5	29,7	29,5	21	28
$P_{к.к}$	12,2	13,5	16,2	14,5	14,5	17,2	21,2	20,7	21,1	13,6	15,8
$\rho_к$	705	734	715	715	695	695	684	716	712	716	705
В	***34***	***35***	***36***	***37***	***38***	***39***	***40***	***41***	***42***	***43***	***44***
P_c	23,1	19,8	19,3	18,5	19,9	18,8	21,4	23,3	19,3	20,2	25,3
$P_к$	25,6	22,7	22,4	21,5	22,7	21,2	24	25,8	21	22,1	28,4
$P_{к.к}$	16,2	12,7	11,2	11,4	12	12,6	13,9	16,6	14,9	14,9	17,6
$\rho_к$	704	674	681	700	700	698	715	712	710	695	700
В	***45***	***46***	***47***	***48***	***49***	***50***	***51***	***52***	***53***	***54***	***55***
P_c	27	19,3	25,1	22,1	20,3	19,5	19,5	19,9	19,3	21,4	23,5
$P_к$	28,8	21	29	24,6	22,7	22,4	22,5	22,7	22	24	26,4
$P_{к.к}$	21,6	13,6	15,8	16,2	12,7	11,2	12,5	12	12,6	13,9	16,6
$\rho_к$	702	714	708	712	711	711	705	701	698	695	708

Питання для самопідготовки

1. Причини утворення пустотності в осадових породах.
2. Типи пустот і відмінності між ними.
3. Види пористості, їх характеристики і коефіцієнти.
4. Співвідношення обсягів пір різних видів в породі.
5. Коефіцієнт кавернозному кавернозно-пористих порід.

3 СТРУКТУРА МАТЕРІАЛУ ЙОГО ФІЗИЧНІ ВЛАСТИВОСТІ. ДЕФЕКТИ КРИСТАЛІЧНОЇ РЕШІТКИ. ЕЛЕМЕНТИ ФІЗИКИ МІЦНОСТІ.

Тепер, знаючи що таке елементарна кристалічна решітка ми можемо дати нове визначення далекому порядку. Далекий порядок - це трансформування (переміщення паралельно самій собі) елементарної кристалічної решітки в напрямках певних векторами *a, b,* с на відстані, кратні параметрам кристалічної решітки. Таким чином, вибудовується тривимірний кристал скільки завгодно великих розмірів у якого відстань між атомами, які знаходяться в вузлах кристалічної решітки, в різних напрямках різна.

А те, що в кристалах в різних напрямках сусідні атоми знаходяться на різних відстанях один від одного призводить до того, що фізичні властивості кристала в різних напрямках різні. Це явище називається анізотропією та проявляється по відношенню до всіх властивостей кристалів: механічних (міцність, пластичність), термодинамічних (теплопровідність, термічне розширення), електричних (електропровідність, діелектрична проникність), магнітних (магнітна проникність, індукція), оптичних (прозорість, коефіцієнт заломлення) і т.ін. Таким чином, кристали являють собою вид анізотропних матеріалів, на відміну від матеріалів ізотропних у яких фізичні властивості різних напрямках однакові. Очевидно, що до ізотропним матеріалів відносяться матеріали в структурі яких відсутня дальній порядок. Зрозуміло, що це матеріали склоподібне (аморфної) структурою. З іншого боку, з практики нам відомо, що багато свідомо кристалічні матеріали не виявляють властивості анізотропії. Наприклад, шматок металевого дроту (а всі метали мають кристалічну будову) має одне і теж значення питомої електричного опору в якому напрямку його не вимірюються. В "спрямують", наприклад, ніколи не враховується анізотропія механічних властивостей металевих балок та інших конструкцій. Справа в тому, що практично всі кристалічні матеріали, що використовуються в техніці, являють собою не один суцільний кристал (монокристал), а є полікристалів тобто є з'єднанням великої кількості кристаликів (зерен) більшого або меншого розміру, орієнтованих довільним чином. Таким чином, виявляючи анизотропию властивостей в межах одного зерна, полікрісталли в цілому є матеріалами анізотропними.

Якщо побудувати залежність $n = f(\varphi)$, де n – кількість зерен, φ – кут, що визначає орієнтацію, то для ідеального полікристала графік буде мати вигляд прямої, тобто розподіл орієнтацій в усіх напрямках рівномірно.

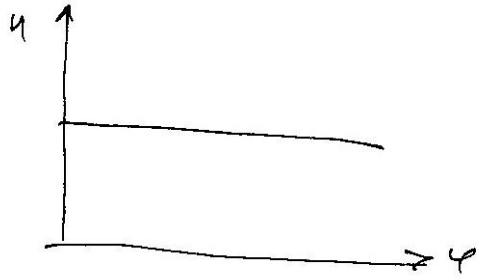


Рисунок 10

Якщо ж є деякий переважний напрямок орієнтації зерен кристала, то вид графіка буде таким:

Рисунок 11

Ступінь гостроти піку цієї залежності характеризує ступінь текстурування. Граничний випадок текстури - монокристал.

Очевидно, що анізотропія текстурованих кристалів залежить від ступеня текстурування.

3.1 Дефекти кристалічної решітки

До цього моменту ми розглядали, так звані, ідеальні кристали, де кожен займав своє певне місце. Кристалічна решітка у всьому обсязі монокристала була однакова.

Насправді ідеальних кристалів не існує. Реальні кристали відрізняються наявністю дефектів кристалічної решітки. І оскільки, як ми вже знаємо всі фізичні властивості кристалів дуже сильно залежать від особливостей кристалічної будови, очевидно, що дефекти кристалічної решітки дуже впливають на ці властивості.

З точки зору геометрії, а точніше розмірності, всі дефекти кристалічної решітки можна розділити на 4 групи:

- точкові (нульмірні);
- лінійні (одномірні);
- поверхневі (двомірні);
- об'ємні (тривимірні).

Розглянемо їх.

1) Точкові дефекти кристалічної решітки. Це вакансії і домішки, причому домішки можуть бути двох типів: домішки впровадження і домішки заміщення.

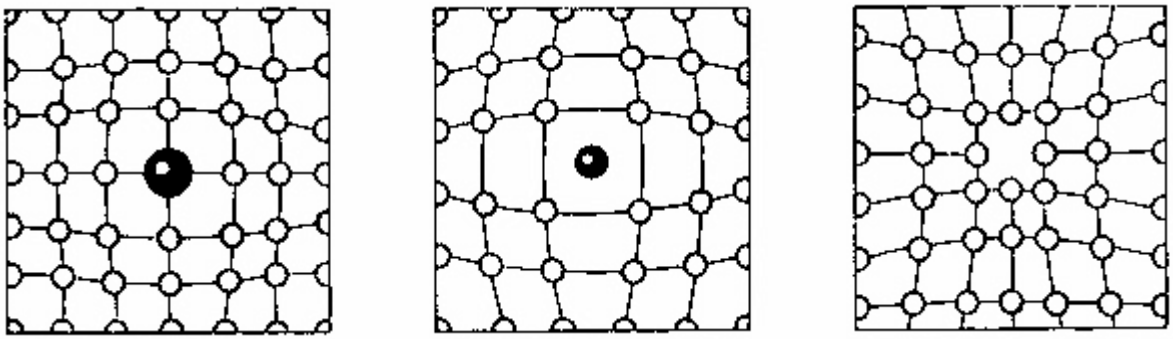


Рисунок 12 – точкові дефекти

2) Лінійні дефекти кристалічної решітки – дислокації крайові і гвинтові.

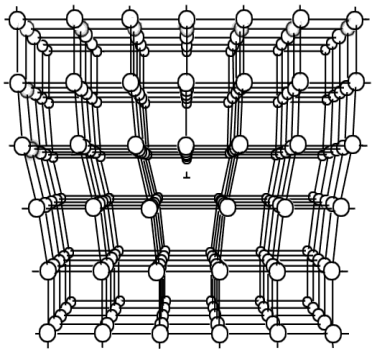


Рисунок 13 – лінійні дефекти

3) Поверхневі дефекти кристалічної решітки – границі зерен і інші поверхні розділу

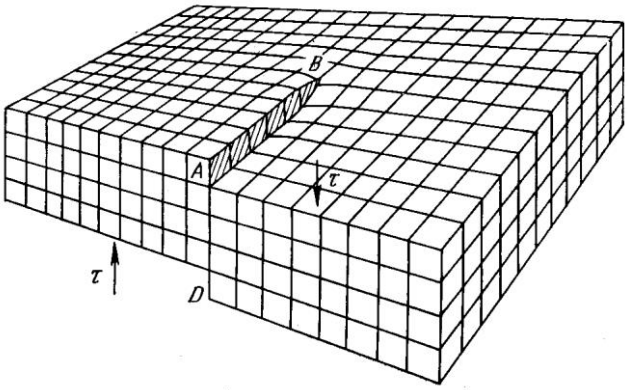


Рисунок 14 – поверхневі дефекти

4) Об’ємні дефекти кристалічної решітки – пори, каверни, великі включення.

Рисунок 15 – об’ємні дефекти

Кожен з перелічених видів дефектів кристалічної решітки по різному впливає на фізичні властивості кристалів.

Нас цікавить механічні властивості кристалічних матеріалів і саме в зв'язку з ними розглянемо роль тих чи інших дефектів кристалічної решітки.

3.2 Елементи фізики міцності і пластичності кристалів

Всім матеріалами без винятку властива зміна своєї форми під дією зовнішніх сил - **деформація**. Зрозуміло, що чим більше прикладена сила, тим більше повинна бути деформація. Але в міру збільшення сили тіло не може деформуватися нескінченно. Настає момент руйнування, який називається **міцність** матеріалу.

При цьому для оцінки доданої до тіла сили і відповідної деформації прийнято користуватися не просто силою F і зміною розміру *Δl*, а величинами: відносним напругою $\sigma = \frac{F}{S}$ і відносною деформацією $\varepsilon = \frac{\Delta l}{l}$.

Це введено для того, щоб зразкам різного розміру, але одного і того ж матеріалу ми мали однакові значення навантаження і відповідної деформації.

Зрозуміло, що здатність кристалів до деформування залежить від типу кристалічної решітки, від сорту атомів, що знаходяться в її вузлах і від типу зв'язку між атомами

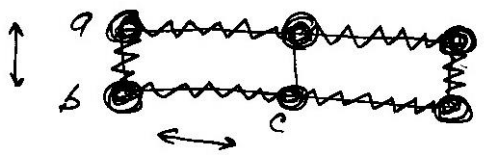


Рисунок 16 -

Очевидно, що сила зв'язку між атомами b і c менше, ніж між a і b. Значить і розтягувати кристал в напрямку b - c легше, ніж в напрямку a - b. Пружинки в цій моделі грають роль міжатомних зв'язків. Якщо такій системі прикласти силу в одному напрямку, то пружинки розтягнуться в цьому ж напрямку. Якщо навантаження зняти – система прийме вихідну форму. Така деформація називається пружною і описується законом Гука - $\sigma = \varepsilon \cdot E$ або $tg\alpha = \frac{\sigma}{\varepsilon} = E$ - модуль Юнга.

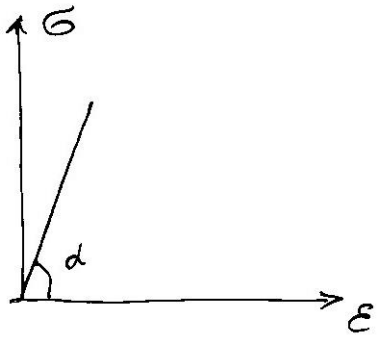


Рисунок 17 –

Залежно від виду деформації розрізняють три модуля пружності: розтягування - стиснення (Юнга), зсуву, кручення. Виходячи з цього дамо визначення модуля Юнга - напруга, яке потрібно прикласти до матеріалу, щоб його довжина збільшилася в 2 рази.

При збільшенні напруги пружини будуть розтягуватися до повного випрямлення. При подальшому збільшенні σ пружини порвуться, причому всі

одночасно, оскільки вони абсолютно однакові. Уявіть, яких зусиль потрібно докласти, щоб відразу розірвати мільярди «пружинок» (міжатомних зв'язків). Для прикладу, в зразку 1 см^2 таких зв'язків 10^{16}. Проте, практика показує, що і пружна деформація і руйнування матеріалів відбуваються при значно менших напругах, ніж це можна було б очікувати виходячи з пружинного моделі деформації. Ось тут і проявляється роль дефектів кристалічної решітки і найважливішу роль тут відіграють лінійні дефекти - дислокації.

При наявності σ дислокації рухаються по так званим «площинах ковзання» - найбільш щільноупакованих площинах кристала, тому що відстані між цими площинами найбільші, і розірвати міжатомні зв'язку між ними найлегше.

Якщо подивитися на дислокацію не збоку, а зверху, то ми побачимо лінію, яка зміщується під дією прикладеної напруги. Але на шляху руху дислокаційної лінії в площині ковзання зустрічаються і інші дефекти, які цей рух затримують. Цими дефектами можуть бути і точкові дефекти, і інші дислокації.

Розглянемо реальну залежність $\sigma = f(\varepsilon)$

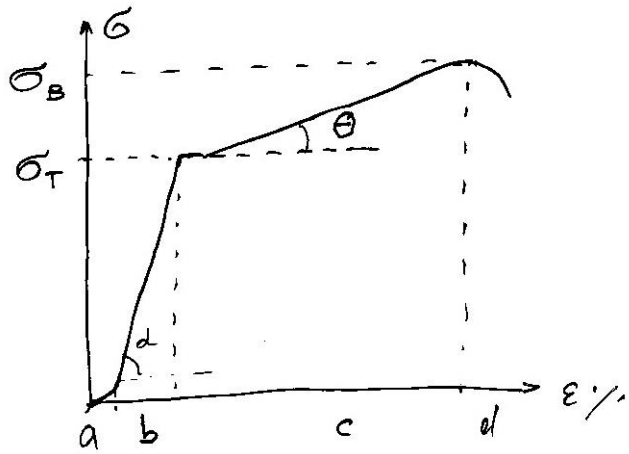


Рисунок 18 – діаграма розтягування

Область b - область пружних деформацій, де дислокації працюють як пружні струни. Після зняття напруги дислокації випрямляються і тіло набуває первісну форму (ділянка a - дуже малий). На початку ділянки з відбувається прорив шляхом розмноження дислокацій. Ця межа відповідає межі плинності σ_T. Починаючи з цього моменту, в тілі залишається залишкова деформація, тобто після зняття вбрані тіло не повертається до колишніх розмірів. Ця область деформації (ділянка c) називається пластичною деформацією. А пластична деформація при збільшенні ті напруги σ називається плинністю матеріалу. При цьому виникає питання - чому при перебігу матеріалу для збільшення деформації потрібно весь час збільшувати напругу? Тобто чому кут $\theta = 0$? Здавалося б, при досягненні дислокації долають стопори і деформація (ковзання дислокацій) повинна розвиватися далі при цьому напрузі. Ця ситуації дійсно реалізується, але на досить малій ділянці, званому **майданчиком плинності**. Але дуже скоро дислокації, що з'явилися при розмноженні, в процесі подолання стопорів починають заважати руху сусідів. Крім того, рух дислокацій починається в пересічних площинах ковзання, що призводить до появи все нових і нових перешкод на шляху руху дислокацій. І для їх подолання

потрібно знову і знову збільшувати напругу. Таким чином, в процесі пластичної деформації кристали стають міцнішими.

$tg\theta = k$ - коефіцієнт зміцнення. Найпростіший приклад деформаційного зміцнення - кування.

І, нарешті, остання ділянка *d* – область руйнування. Не всі перешкоди, що зустрічаються на шляху руху дислокацій є переборними. До непереборною перешкодам слід віднести пори, включення, межі зерен. Біля них дислокації накопичуються, утворюючи, в кінцевому підсумку, мікротріщини, які під дією напруги починають рости (розкриватися) будучи в своїх вершинах найпотужнішими концентраторами напружень, що в кінцевому підсумку призводить до руйнування матеріалу. Початок цього процесу характеризується межею міцності σ_B. Ми розглянули процес пластичної деформації кристалічних матеріалів в режимі плинності, тобто при зростаючому напруженні.

При пластичної деформації в кожній площині ковзання переміщається безліч дислокацій. Виходячи на поверхню кристала, вони утворюють сходинки. Видима під мікроскопом сходинка, утворена безліччю дислокацій, називається лінією ковзання. Група близько розташованих лінією ковзання утворює смугу ковзання. Її можна побачити вже неозброєним оком. Існування ліній і смуг ковзання є непрямим доказом наявності в металі дислокацій.

Спочатку ковзання йде легко, але з ростом ступеня деформації дислокації, які рухаються в пересічних площинах, починають заважати один одному. Виникає складна дислокаційна структура («ліс дислокацій»). Здавалося б, при виході дислокації на поверхню кристала вона зникає, тому щільність дислокацій повинна зменшуватися, але насправді вона зростає! Це відбувається тому, що в процесі ковзання весь час з'являються нові дислокації. Їх щільність підвищується з 106 см-2 до 1012 см-2. Поява нових дислокацій можливо різними способами, але найважливішим з них є джерело Франка-Ріда (рис. 9).

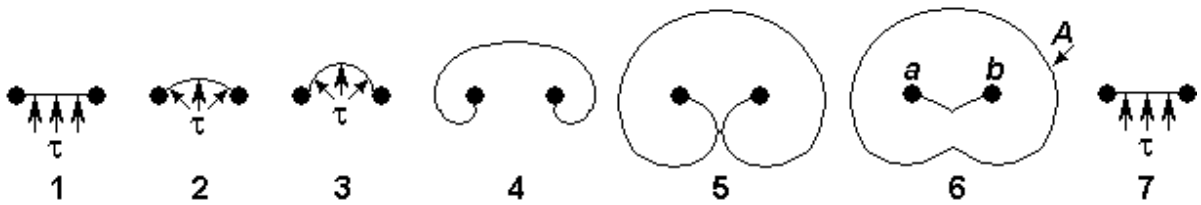


Рисунок 19. Схема дій джерела Франка-Ріда

Закріплена якимось перешкодами ділянка дислокації (1) вигинається під дією дотичних напружень τ (2), поки не прийме форму півкола (3). Далі - мимовільне поширення у вигляді двох спіралей (4, 5). При їх зустрічі виникає петля А і відрізок дислокації *ab* (6). Відрізок займає вихідне положення і може повторювати цикл (7). Від одного джерела Франка-Ріда поширюються сотні нових дислокацій.

Існує, однак, ще один вид пластичної деформації, який особливо актуальний при вивченні перетворення гірських порід. Це деформація матеріалу під дією постійної напруги. Такий вид деформації називається повзучестю. Очевидно, що відбуватиметься він може тільки при напружених $\sigma < \sigma_T$. Особливість механізму повзучості полягає в тому, що перешкоди долаються дислокаціями не шляхом

розмноження, а шляхом «переповзання» через перешкоду. Звідси і назва "повзучість".

Переповзання дислокацій, тобто перехід в сусідню площину ковзання, вільну від даного стопора здійснюються дифузійним шляхом поатомно.

З цього випливає, що процес повзучості надзвичайно повільний і його швидкість сильно залежить від температури і від наявності таких точкових дефектів як вакансії, тому що саме рух вакансій забезпечує реалізацію дифузійних процесів.

4 ЕЛЕМЕНТИ ФІЗИКИ КОНДЕНСОВАНОГО СТАНУ

4.1 Рідкий стан

Агрегатні стани речовини та їх атрибути:

1. тверде тіло - маса, обсяг, форма;
2. рідина - маса, обсяг;
3. газ - маса;
4. плазма - маса.

Як видно, рідина займає проміжне положення між твердим тілом і газом. Це проміжне положення рідини відбивається і на молекулярному рівні.

По-перше, це відбивається в структурі речовини, тобто характері взаємного розташування молекул (атомів). Якщо тверді тіла (за винятком аморфних) мають далекий порядок, а саме транслювання конфігурації розташування найближчих сусідів на відстані, що в багато разів перевищують розміри самої конфігурації, а в газах у молекул взагалі немає фіксованого положення, то відносно рідин говорять про наявність ближнього порядку. В даному випадку, це означає, що положення молекул рідини в кожен конкретний момент фіксоване, але розташовані вони відносно один одного досить хаотично, тобто не існує будь-якої стійкою в просторі і часі конфігурації їх взаємного розташування.

По-друге, це відбивається в динаміці молекул речовини. Якщо атоми в твердих тілах здійснюють коливальні рухи навколо стабільності рівноваги, а в газах - хаотичний рух, то в рідинах атоми так само коливаються, але навколо метастабильного (тимчасового) положення рівноваги. При цьому, чим довше в середньому знаходяться атоми рідини в положенні тимчасового рівноваги, тим більш вузький є рідина. Природно, що цей параметр сильно залежить від температури, тобто, чим вище температура, тим частіше молекули рідини здійснюють стрибки, змінюючи положення рівноваги, тим менш в'язкою стає рідина. І навпаки, при зниженні температури рідина ставати все більш в'язкою, аж до повного затвердіння - це варіант аморфних тіл (бітум, скло, деякі пластмаси), які можна вважати переохолодженими рідинами.

4.2 Поверхневий натяг

У разі конденсованого стану, молекули речовини розташовані досить близько одне до одного - на відстанях порівнянних з їх власними розмірами (близько 10^{-10} м), Тому сили тяжіння між найближчими сусідами досить великі. Взаємодія молекул відбувається на відстані r, яке називається радіусом молекулярного дії.

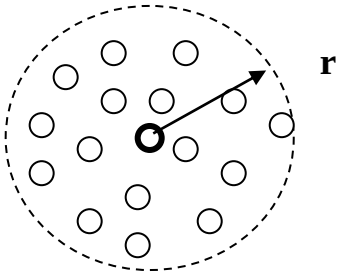


Рисунок 20

Кожна молекула відчуває тяжіння збоку своїх сусідів. Рівнодіюча цих сил дорівнює нулю. Це в тому випадку, якщо дана молекула знаходиться далеко від поверхні тіла. Якщо ж молекула знаходиться на відстані *l* від поверхні тіла (за умови що ***h*** < **r)**, то рівнодіюча сил тяжіння вже буде відрізнятися від нуля і буде мати напрямок вглиб тіла перпендикулярно до його поверхні.

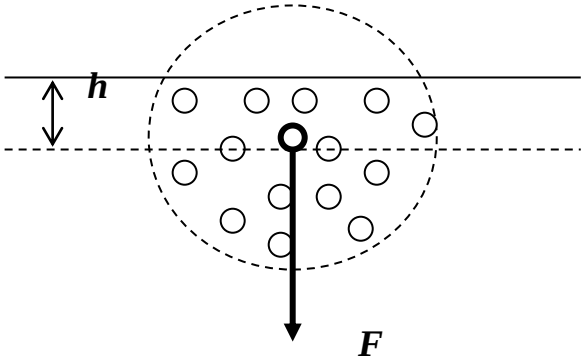


Рисунок 21

Таким чином, всі молекули, що знаходяться в поверхневому шарі володіють додатковою потенційною енергією, тобто можна сказати, що вся поверхня тіла (точніше приповерхневих шар товщиною **r**) має додаткової по відношенню до всього тіла енергією. Однак відомо, що будь-яка фізична тіло прагнути мінімізувати власну енергію, тому рідина в вільному стані (невагомість) приймає форму з найменшою можливою поверхнею для даного обсягу. Такою формою є куля.

В умовах гравітації, за умови балансу енергій, поверхневої, яка пропорційна квадрату лінійних розмірів тіла і потенційної (гравітаційної), яка пропорційна масі тіла, а отже його обсягу та кубу лінійних розмірів, рідина, в залежності від її кількості приймає різні форми. Маленька крапля - сфера, велика крапля - еліпсоїд, великі об'єми рідини приймають форму посудини з утворенням плоскої поверхні.

Рисунок 22

Прагнення тіла зменшити поверхневу енергію, тобто зменшити свою поверхню веде до виникнення **<u>сил поверхневого натягу</u>**. Якщо на поверхні тіла подумки виділити якийсь замкнутий контур довжиною **l**, то на нього буде діяти сила поверхневого натягу **F**, спрямована до центру площі, обмеженою контуром.

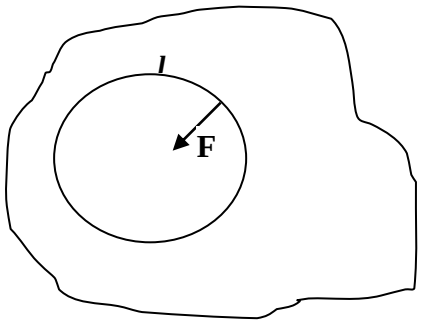


Рисунок 23

Сила поверхневого натягу ***F***, що діє на одиницю довжини контуру ***l*** називається коефіцієнтом поверхневого натягу **α**:

$$\alpha = F / l \,. \qquad (3.1)$$

4.3. Тиск під вигнутою поверхнею рідини.

Уявімо собі рідину, що заповнює циліндр, перегороджений рухомою пружною - мембраною:

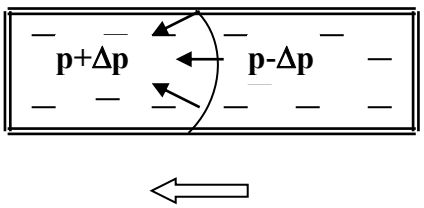


Рисунок 24

Якщо рухливу мембрану зрушити вліво, то вона вигнеться і зліва від неї утворюється область підвищеного тиску, а праворуч – зниженого **Δp** можна легко розрахувати, якщо сферичну краплю рідини радіусом ***R*** подумки розрізати навпіл.

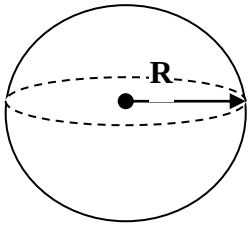


Рисунок 25

В цьому випадку півсфери будуть притягатися один до одного з силою $\mathbf{F} = \alpha\, l$, де $l = 2\pi R$, тоді

$\mathbf{F} = 2\pi R\, \alpha$, але поверхня контакту півсфер – площа діаметрального перерізу кулі:

$\mathbf{S} = \pi R^2$.

Таким чином, тиск на поверхню контакту

$$\Delta p = F/S = 2\pi R\alpha/\pi R^2 = \underline{2\alpha/R}. \qquad (3.2)$$

4.4 Явища на межі рідина - тверде тіло.

Насправді рідина завжди знаходиться в контакті з іншими тілами - твердими, рідкими або газоподібними, і тому рідина завжди приймає таку форму, яка відповідає мінімуму поверхневої енергії всіх взаємодіючих тіл. Розглянемо краплю рідини, розташовану на поверхні твердого тіла в оточенні газу. Таким чином ми маємо три прикордонних поверхні: рідина - тверде тіло, рідина - газ і тверде тіло - газ. Відповідно є і три сили поверхневого натягу, прикладених до контуру, що обмежує площу контакту рідина - тверде тіло.

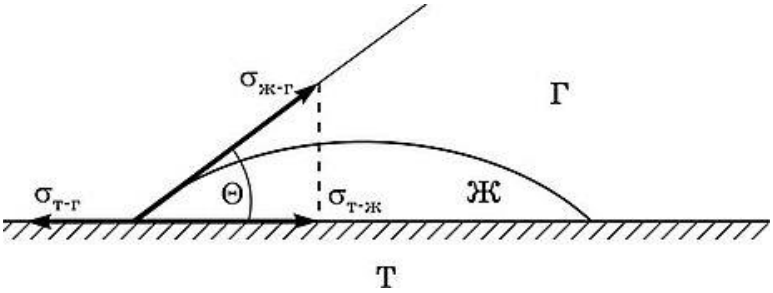


Рисунок 26

$\mathbf{F_{тг} = F_{тж} + F_{жг}}\, Cos\, \varphi$, і т.к. $\mathbf{F} = \alpha\, l$, то $l\alpha_{тг} = l\alpha_{тж} + l\alpha_{жг}\, Cos\, \varphi$ або $\alpha_{тг} = \alpha_{тж} + \alpha_{жг}\, Cos\, \varphi$,

де φ - крайової кут. Звідси отримуємо:

$$cos\, \varphi = (\alpha_{тг} - \alpha_{тж})/\alpha_{жг}, \qquad (3.3)$$

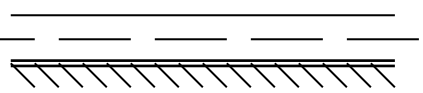
а оскільки $cos\, \varphi <= 1$, отримуємо умову рівноваги:

$$(\alpha_{тг} - \alpha_{тж})/\alpha_{жг} <= 1, \text{ або}$$

$$\alpha_{жг} >= \alpha_{тг} - \alpha_{тж}. \qquad (3.4)$$

Якщо ця умова не виконується, то можливі два випадка:

1. <u>Повне змочування</u> – це коли $\alpha_{тг} > \alpha_{жг} + \alpha_{тж}$



В цьому випадку рідина повністю розтікається по поверхні твердого тіла.

2. <u>Повне незмочування</u> – $\alpha_{т\,ж} > \alpha_{т\,г} + \alpha_{ж\,г}$

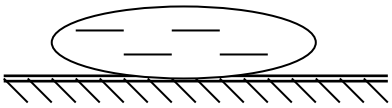


Рисунок 27

в цьому віпадку площа контакту рідина - тверде тіло стягується в точку.

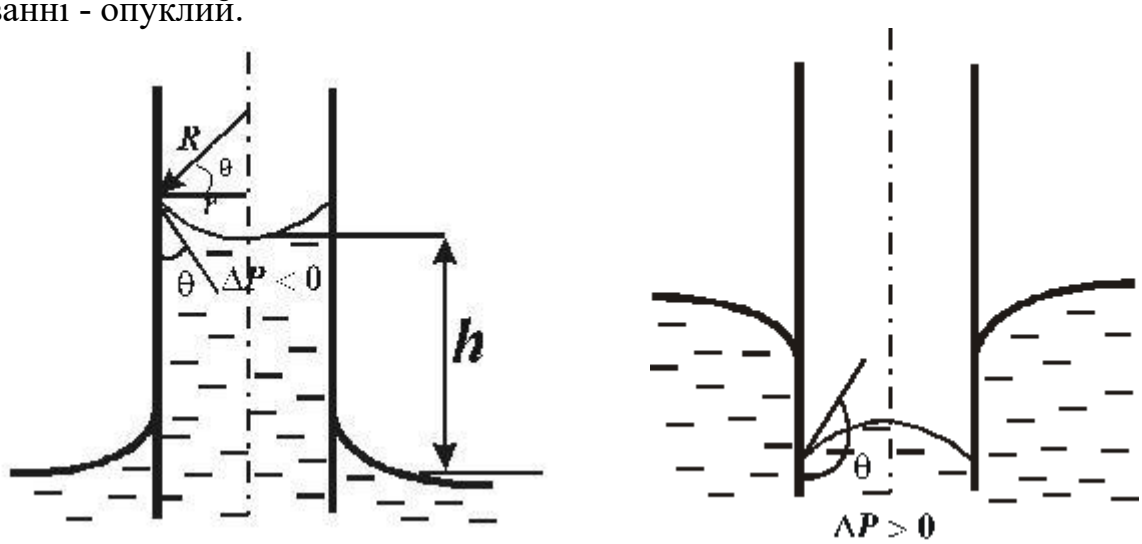
При дотриманні умови рівноваги 3.4, крайовий кут **φ** може бути гострим або тупим в залежності від співвідношення коефіцієнтів поверхневого натягу $\alpha_{т\,ж}$ и $\alpha_{т\,г}$.

Якщо $\alpha_{т\,ж} > \alpha_{т\,г}$ **,** то відповідно до 3.3 ***Cos* φ < 0** і отже кут **φ > π/2,** т.е. – тупий. Це випадок поганого, слабкого змочування.

Якщо $\alpha_{т\,ж} < \alpha_{т\,г}$, то ***Cos* φ > 0** і кут **φ < π/2,** т.е. – гострий. А це - варіант хорошого змочування.

4.5 Капілярні явища

Капіляр - вузька трубка, від латинського слова capillus - волосся. Явище змочування, а отже і наявність крайового кута призводять до того, що поблизу стінок посудини поверхню рідини викривляється. У вузьких каналах - капілярах і щілинах - поверхня рідини викривляється повністю, утворюючи, так званий, **меніск**. У разі змочування стінок посудини рідиною, меніск буде увігнутий, а при незмочуванні - опуклий.



а б

Рисунок 28 – змочування (а) та незмочування (б)

Якщо капіляр занурити одним кінцем в посудину з рідиною, то під меніском в капілярі утворюється додатковий тиск +/- **Δp** , причому «+» або буде в залежності від того якою буде меніск опуклий або увігнутий. У зв'язку з додатковим тиском під меніском, рівень рідини в капілярі буде відрізнятися від рівня в основному посудині на висоту **h**. Рівновага в системі капіляр – посудину досягається тоді, коли гідростатичний тиск стовпа рідини **ρgh** врівноважується додатковим тиском **Δp**:

$$\rho gh = 2\alpha/R,$$

звідки $h = 2\alpha/R\rho g$ а враховуючи, що $R = r/\cos\theta$, отримуємо рівноважний рівень рідини під меніском:

$$\mathbf{h = 2\alpha \cos \theta / \rho g r}, \qquad (3.5)$$

де ρ– густина рідини, r – радіус капіляра, α– коефіцієнт поверхневого натягу рідина - газ ($\alpha_{ж\,г}$), звідки $\alpha_{ж\,г} \cos \theta = \alpha_{т\,г} - \alpha_{т\,ж}$, формула 3.5 може бути записана як:

$$\mathbf{h = 2(\alpha_{т\,г} - \alpha_{т\,ж})/ \rho g r} \qquad (3.6)$$

5 ТВЕРДЕ ТІЛО. КРИСТАЛІЧНИЙ СТАН.

5.1. Особливості кристалічної будови.

Абсолютна більшість твердих тіл в природі (в тому числі практично всі мінерали) мають кристалічну будову.

Основною особливістю кристалічної будови речовини є, як уже зазначалося, наявність далекого порядку, тобто, впорядковане розташування атомів, яке поширюється (транслюється) на відстані, що багаторазово перевищують відстань між сусідніми атомами.

Впорядкованість розташування атомів кристала полягає в тому, що атоми розташовуються у вузлах геометрично правильної просторової решітки. Весь кристал можна отримати шляхом багаторазового повторення (трансляції) одного і того ж структурного елементу. Цей елемент називається елементарною кристалічною коміркою.

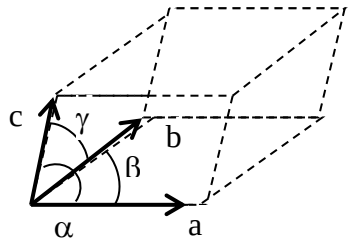


Рисунок 29

Величини a,b,c та α,β,γ називаються параметрами кристалічної решітки і визначають вид кристалічної решітки.

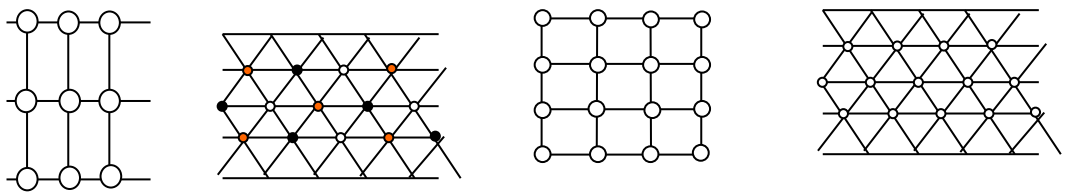
5.2 Класифікація кристалів

Одним з найважливіших властивостей кристалів, яке випливає з особливостей їх будови, є властивість симетрії. Під симетрією решітки, та й будь-якого тіла, розуміється властивість збігатися з самою собою в результаті деяких просторових переміщень, таких, наприклад, як трансляція, обертання навколо будь-якої осі, відображення щодо будь-якої площини, інверсія та ін. Звідси, види симетрії - це види просторових переміщень в результаті, яких відбувається збіг решітки з самою собою. **Елементи симетрії** - це геометричні об'єкти, щодо яких здійснюються дані переміщення. Наприклад: для обертання - вісь, для відображення - площину, для інверсії - точка (вісь).

Якщо грати збігається сама з собою при повороті навколо якої-небудь осі на кут $2\pi/n$, то така вісь називається **віссю симетрії n-го порядку** даного кристала.

Очевидно, що віссю симетрії 1-го порядку мають взагалі все тіла (це поворот на 360°, тобто повернення в початкове положення). Осей більш високих порядків може бути всього чотири: 2-го, 3-го, 4-го і 6-го порядків.

Приклади:



n=2 n=3 n=4 n=6

Рисунок 30

Як правило, решітка має одночасно декількома видами симетрії. Однак, далеко не всяке поєднання елементів симетрії виявляється можливим. Можливо всього 320 різних комбінацій елементів симетрії. Ці комбінації називаються **просторовими групами**.

За формою елементарного осередку все кристали діляться на сім кристалографічних сістем - **сингоній**.

В порядку зростання симетрії сингонії розташовуються в такий спосіб:

1. **Триклинной сингонія**.

a # b #c і α # β # γ.

Елементарна комірка має форму косокутного паралелепіпеда.

2. **Моноклінна сингонія**.

a # b #c і $\alpha = \gamma = 90^o$, β # 90°.

Елементарна комірка має форму прямого паралелепіпеда, тобто прямої призми, в основі якої лежить паралелограм.

3. **Ромбическая сингонія**. Всі кути - прямі, все ребра - різні.

a # b #c і $\alpha = \beta = \gamma = 90^o$.

Елементарна комірка має форму прямокутного паралелепіпеда.

4. **Тетрагональна сингонія.** Всі кути прямі, два ребра однакові.

a = b #c і $\alpha = \beta = \gamma = 90^o$.

Елементарна комірка має форму прямої призми, в основі якої лежить квадрат.

5. **Ромбоедричних (тригональна) сингонія.** Всі ребра однакові і всі кути однакові, але не рівні 90°.

a = b = c і $\alpha = \gamma = \beta$ # 90°.

Элементарная ячейка имеет форму куба, растянутого вдоль большой диагонали.

6. **Гексагональна сингония**

a = b #c и $\alpha = \beta = 90^o$, $\gamma = 120^o$.

Елементарна комірка має форму прямої шестигранної призми.

7. **Кубічна сингонія**. Всі ребра - однакові, всі кути - прямі.

a = b = c і $\alpha = \gamma = \beta = 90^o$.

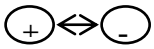
Елементарна комірка має форму куба.

4.3. Фізичні типи кристалів.

Залежно від характеру взаємодії (типу сил) між частинками, що знаходяться у вузлах кристалічної решітки розрізняють чотири типи кристалів: іонні, атомні (ковалентні), металеві та молекулярні.

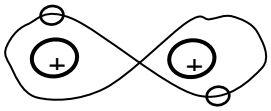
1. Іонні кристали.

У вузлах решітки іонних кристалів поміщаються іони з зарядами різних знаків. Природа сил зв'язку - електростатика. Приклад– NaCl.



2. Атомні (ковалентні) кристали..

Зв'язок здійснюється за рахунок об'єднання пар валентних електронів у сусідніх атомів. Приклад - алмаз.



3. Металеві кристали.

Зв'язок між вузлами решітки здійснюється електронним газом - усуспільненими електронами верхніх електронних оболонок. Ще ці електрони називаються електронами провідності. Всі метали мають, в основному, одну з трьох типів кристалічних решіток: ОЦК (Fe), ГЦК (Cu), ГПУ (Zn).

4. Молекулярні кристали..

У цих кристалів в вузлах решітки знаходяться не атоми (іони), а цілі молекули і природа зв'язку у них та ж що і у молекул газу або рідини - сили Ван-дер-Ваальса. Приклади - сухий лід(CO_2) і лід звичайний (H_2O).

Питання для самопідготовки

1. Що таке дальній порядок?
2. Елементарна кристалічна решітка і її параметри.
3. Що таке симетрія?
4. Види і елементи симетрії.
5. Осі симетрії.
6. Класифікація кристалів за формою елементарного осередку.
7. Класифікація кристалів за типом міжатомних зв'язків. Фізичні типи кристалів.

ЗМІСТОВИЙ МОДУЛЬ 2.
6 ПРОНИКНІСТЬ ГІРСЬКИХ ПОРІД

Проникність - фільтраційний параметр гірської породи, що характеризує її здатність пропускати до вибоїв свердловин пластові флюїди**.**

Абсолютно непроникних порід і тіл взагалі в природі не існує. Насправді, однак, багато порід через дуже малого розміру пор є, практично, непроникні для нафт і газів. Такими породами, в основному, є глини і сланці. На практиці

прийнято вважати породи з коефіцієнтом проникності менше 5 мДарсі НЕ проникними.

Велика частина ОП має досить високою проникністю. Експериментальні дослідження зразків порід НГП показують, що середній розмір пор нафтовмісних колекторів більше 1 мкм.

6.1 Коефіцієнти проникності

Для характеристики проникності НГП введені поняття абсолютної ефективної (фазової) і відносної проникності. Абсолютна проникність (АП) - властивість породи, що не залежить від властивостей фільтруючого флюїду тобто при відсутності взаємодія флюїду з породою НГП. Для оцінки абсолютної проникності і зазвичай використовують повітря або інший досить інертний газ. **Ефективною або фазової** проникністю називається проникність породи для даного флюїду при наявності в НГП багатофазних систем. Фазова проникність залежить не тільки від фізичних властивостей породи, а й від ступеня насиченості пір флюїдами і від фізико-хімічних властивостей флюїдів

Відносна проникність ВП = ФП/АП. Для оцінки проникності гірських порід зазвичай користуються лінійним законом фільтрації Дарсі.

$$\upsilon = \frac{Q}{S}, \text{где } \upsilon = k\frac{\Delta p}{\eta L}$$

υ - швидкість фільтрації, яка визначається як об'ємний витрата рідини Q в одиницю часу поділений на площу фільтрації S.

η - динамічна в'язкість рідини, Δp - перепад тиску, L - довжина зразка (товщина шару, що фільтрує).

$$k = \frac{Q\eta L}{S\Delta p}$$

У разі фільтрації газу замість Q потрібно підставляти середня витрата газу в умовах даного зразка $\overline{Q}_Г$.

$$k = \frac{\overline{Q}_Г \eta L}{S\Delta p}$$

$\overline{Q}_Г$ - це об'ємний витрата газу при середньому тиску і середній температурі в зразку. Середній тиск по довжині зразка

$$\overline{p} = \frac{p_1 + p_2}{2}$$

З огляду на $pv = const$ ((при ізотермічному розширенні газу)

Маємо $\overline{Q}_Г = \dfrac{2Q_0 p_0}{p_1 + p_2}$, Q_0, p_0 - обсяг газу при атмосферному тиску p_0.

Коефіцієнт проникності породи для газу

$$k = \frac{2Q_0 p_0 \eta_Г L}{(p_1 - p_2)S}, \ [\eta_Г] = \text{Па} \cdot \text{с}.$$

Розмірність k в системі СИ

$$[k] = \frac{\frac{м^3}{с} \cdot Па \cdot Па \cdot с \cdot м}{Па^2 \cdot м^2} = м^2$$

Фізичний сенс цієї розмірності полягає в тому, що проникність характеризує площа перетину каналів породи, за якими йде фільтрація. 1 дарсі = 10^{-12} м^2.

6.2 Залежність проникності від пористості і розміру пір

Якщо пористе середовище представити у вигляді системи прямих трубок однакового перетину з довжиною L, тоді за законом Пуайзеля витрата рідини:

$$Q = \frac{n\pi R^4 \Delta p}{8\eta L},$$

де n – число каналів (трубок), R – радіус каналів зразка, Δp – перепад тиску, η – динамічна в'язкість, L – довжина каналів (товщина фіксуючого шару або товщина зразка).

При цьому коефіцієнт пористості в цьому випадку буде

$$m = \frac{V_{пор}}{V_{обр}} = \frac{n\pi R^2 L}{SL} = \frac{n\pi R^2}{S}$$

S – площа зразка або площа фільтрації.

Тоды

$$Q = \frac{mR^2 S\Delta p}{8\eta L},$$

Але за законом Дарсі

$$Q = \frac{kS\Delta p}{\eta L}$$

Зіставляємо і отримуємо

$$k = \frac{mR^2}{8} \Rightarrow R = \sqrt{\frac{8k}{m}} = 2{,}86\sqrt{\frac{k}{m}}$$

Це співвідношення радіуса пор і коефіцієнтів пористості і проникності для ідеальної пористого середовища.

Для опису реальних пористих тіл в цю формулу вносяться додаткові емпіричні (отримані на підставі досвіду) коефіцієнти:

$$R = \frac{2}{7 \cdot 10^5}\sqrt{\frac{k\varphi}{m}}$$

φ – структурний коефіцієнт для різних видів порід, який може коливатися від 1,7 до 2,6.

6.3 Питома поверхня гірських порід

Питома поверхня породи - сумарна поверхня частинок або порові каналів, що містяться в одиниці об'єму породи. Рівень питомої поверхні породи визначає рівень поверхневого взаємодії (змішування) при фільтрації флюїдів через породу і тому дуже впливає на проникність породи.

Якщо припустити, що всі частинки, що становлять ОП, мають сферичну форму і однакові розміри d, то питома поверхня такої породи, тобто поверхню всіх кульок буде

$$S_{уд} = \frac{NS_{ш}}{V_0},$$

(Рисунок кульки)

де N – число кульок, а $S_{ш}$ - поверхня однієї частки.

Проте,

$$S_{уд} = \frac{NS_{ш}}{V_0},$$

$$N = \frac{V_M}{V_{ш}} = \frac{V_0 - V_n}{V_{ш}},$$

де V_M - обсяг кристалічної матриці, V_0- обсяг всього обр.. (??),V_n- обсяг пір,, $V_{ш}$ - обсяг частки.

$$V_{ш} = \frac{1}{6}\pi d^3,\ S_{ш} = \pi d^2$$

$$S_{уд} = 6\frac{(V_0 - V_n)\pi d^2}{\pi d^3 V_0} = \frac{6}{d}\cdot\frac{V_0 - V_n}{V_0} = \frac{6}{d}(1-m)$$

Гідравлічний радіус порових каналів можна виразити як

$$\delta = \frac{V_n}{S_n},$$

де V_n - обсяг пір, S_n- площа пір.

Якщо і чисельник і знаменник розділити на обсяг зразка V_0, отримаємо

$$\delta = \frac{V_n/V_0}{S_n/V_0} = \frac{m}{S_{уд.}} = \frac{md}{6(1-m)}$$

або

$$S_{уд} = \frac{m}{\delta}$$

Але якщо поровий канал має форму циліндра, то можна записати::

$$\delta = \frac{\pi R^2}{2\pi R} = \frac{R}{2}$$

де R – радіус канала. Тоді

$$S_{уд} = \frac{2m}{R}$$

або підставляючи значення R з формули для проникності отримаємо:

$$S_{уд} = \frac{m\sqrt{m}}{\sqrt{2k}} \text{ або } k = \frac{m^3}{2S_{уд}}$$

Це окремий випадок формули Козені - Кармана.

У загальному вигляді ця формула має вигляд:

$$k = \frac{m^3}{\varphi \cdot 2S_{уд} \cdot Z^2},$$

де φ - структурний коефіцієнт, k - коефіцієнт проникності, m - коефіцієнт пористості, $S_{уд}$ - питома поверхня, Z - звивистість порові каналів.

$$Z \sim l/L,$$

де l – середньостатистична довжина каналу, L - довжина зразка.

6.4 Колекторські властивості трещіноватих порід

У багатьох покладах колекторські властивості НГП визначаються не тільки пористістю, а й значною мірою трещіноватістю порід. А іноді ємність колектора і промислові запаси нафти визначаються саме обсягом тріщини. Колекторські властивості тріщинуватих порід, а це пустотність і проникність визначаються густотою і розкриттям тріщин. Розкриття тріщин - це середньостатистична відстань між стінками тріщини в проміжках між контактами стінок.

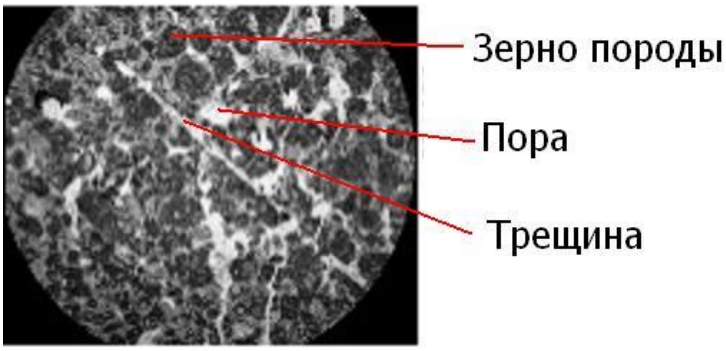


Рисунок 31 -

На великих глибинах із-за гірського тиску суцільні відкриті тріщини існувати не можуть, тому має місце велика кількість контактів між стінками тріщин. Але площа цих контактів мала в порівнянні із загальною площею поверхні тріщин і, таким чином, мало впливає на пропускну здатність тріщини. Розкриття тріщин залежить від літологічного складу порід і їх походження. Для різних порід вона коливається від 14 до 80 мкм. Інтенсивність тріщинуватості порід характеризується об'ємною T_V і поверхневої T_S щільністю тріщин.

$$T_V = \frac{S_T}{V};\ T_S = \frac{l}{S},$$

де S_T - половина всієї площі стінок тріщин;

V - обсяг породи;

l - довжина виходів тріщин на поверхні зразка;

S - площа поверхні зразка.

Очевидно, що розмірність T_V и T_S - $м^{-1}$.

Ще один параметр, що характеризує трещиноватость породи - густота тріщин.

$$\Gamma = \frac{\Delta n}{\Delta L},$$

де Δn - число трещін, ΔL - елемент довжини цієї лінії.

Для однорідної трещиноватости, тобто якщо тріщини знаходиться на однаковій відстані одна від одної:

$$\Gamma = \frac{1}{L},$$

де L - відстань між тріщинами. Так само як і T_V і T_S, $[\Gamma] = \frac{1}{м}$.

Очевидно, що об'ємна щільність тріщин арактеризує загальну трещиноватость, а поверхнева щільність T_S і густота трещін Γ залежать від орієнтації площі вимірювання.

Рисунок (лінія, штрих з альфа і відстань між тріщинами)

Між T_V, T_S і Γ існує зв'язок:

$$T_V = \sum_{i=1}^{N} \Gamma_i \,;\; T_V = \sum_{i=1}^{N} \frac{T_S}{\cos\alpha_i};\; T_S = \sum_{i=1}^{N} \Gamma_i \cos\alpha_i$$

де N - кількість систем тріщин, α_i - кут між поверхнею зразка і перпендикуляром до площини тріщин $\boldsymbol{i}$-й системи.

Очевидно, що коефіцієнт тріщинуватості для однієї системи тріщин буде

$$m_{T_i} = b_i \Gamma_i,$$

де b_i - розкриття тріщин.

Або для зразка в цілому:

$$m_T = \sum_{i=1}^{N} m_{T_i} = \sum_{i=1}^{N} b_i \Gamma_i$$

У разі якщо $b_i = const = b$ маємо:

$$m_T = bT_V$$

Або при виході тріщини перпендикулярно до поверхні зразка ($\cos 90^0 = 1$) маємо:

$$m_T = bT_S$$

Відповідно до рівняння Буссінеска, витрата рідини, що припадає на одиницю довжини щілини

$$q = \frac{b^3}{12\eta} \cdot \frac{dp}{dx},$$

де b - розкрита тріщина, η - динамічна в'язкість, $\frac{dp}{dx}$ - градієнт тиску.

Помноживши цей вислів на l - довжину виходу тріщин на поверхню зразка, отримаємо загальну витрату рідини, що проходить через поверхню зразка S:

$$Q = lq = l\frac{b^3}{12\eta}\frac{dp}{dx}, \text{ але } m_T = bT_S \text{ або } b\frac{l}{S} = m_T, \text{ тоді}$$

$$Q = l\frac{m_T S b^2}{12\eta}\frac{dp}{dx}, \text{ але по Дарсі}$$

$$Q = \frac{k_T \cdot S}{12\eta}\frac{dp}{dx},$$

де k_T - проникність тріщинуватої породи.

Тоді $\frac{k_T \cdot S}{12\eta}\frac{dp}{dx} = \frac{m_T S b^2}{12\eta}\frac{dp}{dx}$.

Скорочуючи, отримаємо

$k_T = \frac{m_T b^2}{12}$ - в разі, якщо тріщини перпендикулярні поверхні зразка. У загальному випадку довільного розташування *N* систем тріщин:

$$k_T = \frac{1}{12}\sum_{i=1}^{N} b_i^3 \Gamma_i (\sin\omega_i \cos^2\varphi_i + \cos^2\omega_i),$$

де ω_i - кут падіння тріщин ***i***-й системи, φ_i - кут між напрямком фільтрації і напрямком поширення тріщин даної системи.

Приклад розв'язання практичного завдання

Розрахувати середню проникність пласта за таких умов:

Дано:

№ ділянки	L_i, м	k_i, мД
1	75	25
2	75	50
3	150	100
4	300	200

Знайти: $\bar{k}_{пр}$

Розв'язання:

$$\bar{k}_{пр} = \frac{\sum_{i=1}^{4} L_i}{\sum_{i=1}^{4} \frac{L_i}{k_i}},$$

$$\bar{k}_{пр} = \frac{75+75+150+300}{\frac{75}{25}+\frac{75}{50}+\frac{150}{100}+\frac{300}{200}} = \frac{600}{7{,}5} = 80 \text{ мД}.$$

Завдання для самостійного розв'язання

Розрахувати середню проникність $\bar{k}_{пр}$ неоднорідного пласта, що має ***i*** - пропластків, довжиною L_i, , з проникністю k_i для випадку горизонтальної фільтрації:

L_i – довжина і-го пропластка, м;

k_i – проникність ***i***-го пропластка, мД;

N_i – номер пропластків;

1, ..., 120 – номер варіанта.

Вихідні дані наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1

B	***1***		***2***		***3***		***4***		***5***		***6***	
N_i	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**
1	25	60	48	100	180	58	15	280	280	150	316	80
2	150	150	60	150	140	46	185	100	120	100	130	110
3	65	200	120	45	95	120	49	120	90	80	160	140
4	180	15	320	300	220	300	120	240	115	300	42	320
B	***7***		***8***		***9***		***10***		***11***		***12***	
N_i	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**
1	98	40	145	150	25	60	180	150	65	150	115	80
2	122	50	280	80	48	100	150	80	120	150	42	110
3	130	300	46	260	180	50	260	280	220	46	240	80
4	240	250	38	185	15	280	150	300	49	100	38	300
B	***13***		***14***		***15***		***16***		***17***		***18***	
N_i	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**
1	49	140	120	150	42	60	145	300	15	300	25	140
2	90	95	65	140	240	85	300	140	150	120	65	240
3	160	120	180	160	115	300	212	120	48	140	115	180
4	130	180	160	80	39	250	55	215	34	90	220	212
B	***19***		***20***		***21***		***22***		***23***		***24***	
N_i	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**
1	120	319	128	300	130	200	120	200	82	95	142	140
2	220	300	143	140	160	400	42	350	34	115	25	160
3	48	205	240	30	39	150	65	180	35	280	48	80
4	50	140	160	220	55	80	240	190	49	330	160	320
B	***25***		***26***		***27***		***28***		***29***		***30***	
N_i	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**
1	25	150	25	100	32	80	34	80	49	80	130	30
2	45	100	19	150	64	120	64	120	54	120	160	300
3	65	120	105	180	90	180	80	150	90	150	30	90
4	70	140	110	230	110	240	110	185	100	240	65	220
B	***31***		***32***		***33***		***34***		***35***		***36***	
N_i	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**
1	80	200	80	140	40	35	25	100	35	80	40	120
2	50	115	120	160	60	300	50	150	62	60	80	150
3	35	35	42	80	90	150	60	180	39	60	90	185
4	42	330	50	90	120	220	110	230	100	150	35	190
B	***37***		***38***		***39***		***40***		***41***		***42***	
N_i	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**
1	49	120	150	80	70	110	40	150	40	300	40	160
2	35	150	160	65	90	150	65	170	20	200	140	220

3	60	60	70	35	35	90	75	180	150	140	180	85
4	70	140	95	160	140	220	90	90	220	180	200	30
В	***43***		***44***		***45***		***46***		***47***		***48***	
N_i	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**
1	25	160	48	300	180	150	15	110	280	80	316	120
2	150	220	60	200	140	170	185	150	120	65	130	150
3	65	85	120	140	95	180	49	90	90	35	160	60
4	180	30	320	180	220	90	120	220	115	160	42	140
В	***49***		***50***		***51***		***52***		***53***		***54***	
N_i	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**
1	98	120	145	80	25	100	180	35	65	140	115	200
2	122	150	280	60	48	150	150	300	120	160	42	115
3	130	185	46	90	180	180	260	150	220	80	240	35
4	240	190	38	150	15	230	150	220	49	90	38	330
В	***55***		***56***		***57***		***58***		***59***		***60***	
N_i	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**	**L_i**	**k_i**
1	49	30	120	80	42	80	145	80	15	100	25	150
2	90	300	65	120	240	120	300	120	150	150	65	100
3	160	90	180	150	115	150	212	180	48	180	115	120
4	130	220	160	240	39	185	55	240	34	230	220	140

Приклад розв’язання практичного завдання

Розрахувати середню проникність пласта за умов:

Дано:

№ ділянки	h_i, м	k_i, мД
1	6,0	100
2	4,5	200
3	3,0	300
4	1,5	400

Знайти: $\bar{k}_{пр}$

Розв’язання:

$$\bar{k}_{пр} = \frac{\sum_{i=1}^{n}(k_i \cdot h_i)}{\sum_{i=1}^{n} h_i} \quad ,$$

$$\bar{k}_{пр} = \frac{100 \cdot 6 + 200 \cdot 4{,}5 + 300 \cdot 3 + 400 \cdot 1{,}5}{6 + 4{,}5 + 3 + 1{,}5} = 200 \text{ мД}.$$

Завдання для самостійного розв'язання

Розрахувати середню проникність $\bar{k}_{пр}$ неоднорідного пласта, що має *i*-ізольованих пропластків, потужністю (висотою) h_i, з проникністю k_i для горизонтально-лінійної фільтрації:

h_i - потужність і-го пропластка, м;

k_i - проникність і-го пропластка, мД;

N_i - кількість пропластків;

1, ..., 120 - номер варіанта.

Вихідні дані наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2

В	***1***		***2***		***3***		***4***		***5***		***6***		***7***	
N_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i
1	1,0	50	2,0	80	3,0	200	1,2	400	3,8	140	6,0	280	5,0	100
2	6,0	100	3,3	90	4,5	100	1,8	140	3,6	250	5,0	140	1,2	200
3	3,0	120	2,8	140	1,5	300	1,4	150	4,0	380	0,8	400	1,6	420
4	1,2	400	1,2	400	6,0	120	6,0	220	1,2	120	1,4	190	3,8	140
В	***8***		***9***		***10***		***11***		***12***		***13***		***14***	
N_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i
1	1,8	220	1,3	140	1,5	300	8,2	200	5,0	280	8,0	280	1,3	320
2	1,6	140	4,2	380	4,2	150	1,2	400	4,5	140	6,0	150	2,4	400
3	3,2	180	6,0	300	6,2	120	1,4	140	1,2	300	1,2	300	3,2	120
4	4,8	150	1,8	180	1,4	90	6,0	120	1,5	120	1,4	140	3,8	100
В	***15***		***16***		***17***		***18***		***19***		***20***		***21***	
N_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i
1	4,2	250	1,4	220	1,2	120	6,0	400	1,5	120	1,2	380	1,0	150
2	4,8	140	1,6	100	0,8	180	5,0	420	4,2	140	3,8	380	3,3	140
3	2,6	400	3,6	420	1,4	300	1,8	130	1,6	300	6,0	420	4,5	200
4	5,3	190	5,0	300	3,8	220	1,3	150	4,8	150	3,6	180	6,0	300
В	***22***		***23***		***24***		***25***		***26***		***27***		***28***	
N_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i
1	2,0	180	5,0	120	8,0	140	4,8	160	8,0	170	1,2	240	1,4	150
2	1,2	200	1,2	400	2,0	200	2,4	240	0,5	180	2,2	130	6,0	360
3	1,8	300	1,4	120	1,2	80	1,2	30	0,9	120	1,4	140	1,8	140
4	6,0	150	3,8	300	0,9	140	1,4	240	2,7	90	3,8	120	1,4	220
В	***29***		***30***		***31***		***32***		***33***		***34***		***35***	
N_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i	h_i	k_i
1	1,5	120	1,2	120	1,2	140	1,4	80	2,0	60	4,2	380	4,8	220
2	4,0	240	1,6	140	1,4	150	6,8	120	5,0	120	5,0	100	2,4	140
3	4,2	150	6,0	80	6,0	240	3,2	310	1,8	140	1,4	80	1,2	450
4	1,6	405	3,6	215	4,5	80	4,1	110	1,2	280	2,9	115	1,4	120

Продовження табл. 2.2

В	***36***		***37***		***38***		***39***		***40***		***41***		***42***	
N_i	**h_i**	**k_i**	**h_i**	**k_i**	**h_i**	**k_i**	**h_i**	**k_i**	**h_i**	**k_i**	**h_i**	**k_i**	**h_i**	**k_i**
1	8,0	140	4,2	140	2,8	90	1,5	180	1,8	130	1,6	60	4,6	300
2	0,5	60	4,8	260	3,6	40	1,6	150	1,9	160	1,7	120	1,7	95
3	0,9	180	1,6	170	1,5	180	1,4	400	3,6	240	1,8	140	2,9	150
4	1,1	320	1,7	80	1,6	220	1,7	120	3,4	320	2,9	280	4,2	210
В	***43***		***44***		***45***		***46***		***47***		***48***		***49***	
N_i	**h_i**	**k_i**	**h_i**	**k_i**	**h_i**	**k_i**	**h_i**	**k_i**	**h_i**	**k_i**	**h_i**	**k_i**	**h_i**	**k_i**
1	1,0	300	2,0	60	3,0	130	1,2	180	3,8	90	6,0	140	5,0	140
2	6,0	95	3,3	120	4,5	160	1,8	150	3,6	40	5,0	260	1,2	60
3	3,0	150	2,8	140	1,5	240	1,4	400	4,0	180	0,8	170	1,6	180
4	1,2	210	1,2	280	6,0	320	6,0	120	1,2	220	1,4	80	3,8	320
В	***50***		***51***		***52***		***53***		***54***		***55***		***56***	
N_i	**h_i**	**k_i**	**h_i**	**k_i**	**h_i**	**k_i**	**h_i**	**k_i**	**h_i**	**k_i**	**h_i**	**k_i**	**h_i**	**k_i**
1	1,4	220	8,0	380	5,0	60	8,2	80	1,5	140	1,3	120	1,8	120
2	2,4	140	6,0	100	4,5	120	1,2	120	4,2	150	4,2	140	1,6	240
3	3,2	450	1,2	80	1,2	140	1,4	310	6,2	240	6,0	80	3,2	150
4	3,8	120	1,4	115	1,5	280	6,0	110	1,4	80	1,8	215	4,8	405

Приклад розв’язання практичного завдання

Розрахувати середню проникність пласта за умов:

Дано:

№ ділянки	**r_i, м**	**k_i, мД**	
1	75	25	**r_c** = 15 см = 0,15 м **r_k** = 600 м
2	150	50	
3	300	100	
4	600	200	

Знайти: $\bar{k}_{пр}$

Розв’язання:

$$\bar{k}_{пр} = \frac{\ln\left(\frac{r_k}{r_c}\right)}{\sum_{i=1}^{n} \frac{\ln\left(\frac{r_i}{r_{i-1}}\right)}{k_i}},$$

$$\bar{k}_{пр} = \frac{\ln\left(\frac{600}{0{,}15}\right)}{\frac{\ln\left(\frac{75}{0{,}15}\right)}{25} + \frac{\ln\left(\frac{150}{75}\right)}{50} + \frac{\ln\left(\frac{300}{150}\right)}{100} + \frac{\ln\left(\frac{600}{300}\right)}{200}} = 30{,}4\ мД\ .$$

Завдання для самостійного розв'язання

Розрахувати середню проникність неоднорідного пласта, що складається з ***i*** – циліндричних, ізольованих між собою зон, що дренуються якщо радіус свердловини – $\mathbf{r_c}$, радіус контуру живлення – $\mathbf{r_к}$; радіуси зон, що дренуються – $\mathbf{r_i}$; з проникністю $\mathbf{k_i}$, мД:

$\mathbf{r_i}$ – радіуси зон, що дренуються, м;

$\mathbf{k_i}$ проникність зон, що дренуються, мД;

$\mathbf{r_c}$ – радіус свердловини, см;

$\mathbf{r_к}$ – радіус контуру живлення, м;

1, ..., 120 – номер варіанта.

Вихідні дані наведені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3

B	***1***			***2***			***3***			***4***		
N_i	**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**	
1	60	45	r_c=	140	35	r_c=	80	45	r_c=	70	54	r_c=
2	300	80	18	180	90	20	180	60	15	210	80	15
3	400	120	r_k=	300	180	r_k=	400	120	r_k=	315	120	r_k=
4	650	220	650	550	300	550	600	200	600	450	220	450
B	***5***			***6***			***7***			***8***		
N_i	**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**	
1	120	40	r_c=	90	60	r_c=	100	90	r_c=	90	85	r_c=
2	180	200	14	220	120	18	180	130	20	120	130	15
3	400	210	r_k=	420	200	r_k=	220	140	r_k=	400	230	r_k=
4	500	240	500	650	220	650	320	280	320	480	300	480
B	***9***			***10***			***11***			***12***		
N_i	**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**	
1	40	60	r_c=	60	80	r_c=	52	100	r_c=	45	40	r_c=
2	120	120	20	120	200	25	100	120	25	128	150	24
3	410	200	r_k=	320	400	r_k=	280	320	r_k=	340	300	r_k=
4	620	220	620	500	180	500	450	100	450	520	250	520

Продовження табл. 2.3

B	***13***			***14***			***15***			***16***		
N_i	**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**	
1	70	140	**r_c=**	50	120	**r_c=**	100	140	**r_c=**	120	320	**r_c=**
2	85	200	18	120	300	20	160	250	25	160	400	18
3	280	300	**r_k=**	240	150	**r_k=**	320	160	**r_k=**	420	200	**r_k=**
4	540	240	540	600	200	600	480	100	480	560	110	560
B	***17***			***18***			***19***			***20***		
N_i	**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**	
1	80	150	**r_c=**	40	100	**r_c=**	70	300	**r_c=**	60	400	**r_c=**
2	140	100	15	140	150	17	140	100	25	140	140	24
3	380	320	**r_k=**	240	160	**r_k=**	180	200	**r_k=**	280	150	**r_k=**
4	420	400	420	400	200	400	510	180	510	610	250	610
B	***21***			***22***			***23***			***24***		
N_i	**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**	
1	40	100	**r_c=**	60	200	**r_c=**	70	180	**r_c=**	40	40	**r_c=**
2	140	400	19	200	100	38	90	200	20	80	180	24
3	280	200	**r_k=**	310	220	**r_k=**	280	300	**r_k=**	315	200	**r_k=**
4	315	130	315	400	120	400	520	350	520	480	160	480
B	***25***			***26***			***27***			***28***		
N_i	**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**	
1	60	180	**r_c=**	70	400	**r_c=**	70	100	**r_c=**	90	100	**r_c=**
2	140	200	24	220	150	28	230	200	22	115	120	18
3	280	300	**r_k=**	415	220	**r_k=**	480	300	**r_k=**	410	140	**r_k=**
4	520	400	520	610	400	610	710	350	710	510	400	510
B	***29***			***30***			***31***			***32***		
N_i	**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**	
1	70	200	**r_c=**	110	180	**r_c=**	90	120	**r_c=**	70	150	**r_c=**
2	140	220	28	280	140	24	140	140	26	110	200	20
3	520	400	**r_k=**	315	300	**r_k=**	315	200	**r_k=**	450	140	**r_k=**
4	720	180	720	550	400	550	450	400	450	550	180	550

Продовження табл. 2.3

B	***33***			***34***			***35***			***36***		
N_i	**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**	
1	70	220	**r_c=**	40	320	**r_c=**	80	420	**r_c=**	60	320	**r_c=**
2	185	250	25	220	380	20	180	100	18	140	300	24
3	380	400	**r_k=**	315	100	**r_k=**	280	120	**r_k=**	220	400	**r_k=**
4	700	180	700	800	140	800	420	190	420	320	100	320
B	***37***			***38***			***39***			***40***		
N_i	**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**	
1	60	110	**r_c=**	60	140	**r_c=**	90	120	**r_c=**	40	140	**r_c=**
2	180	140	25	140	180	18	120	140	24	140	160	19
3	420	180	**r_k=**	540	200	**r_k=**	320	180	**r_k=**	480	180	**r_k=**
4	480	300	480	720	320	720	420	250	420	780	400	780
B	***41***			***42***			***43***			***44***		
N_i	**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**	
1	30	100	**r_c=**	60	120	**r_c=**	80	120	**r_c=**	90	120	**r_c=**
2	180	140	18	140	215	25	140	140	22	180	150	20
3	410	180	**r_k=**	420	280	**r_k=**	320	220	**r_k=**	250	220	**r_k=**
4	620	220	620	520	310	520	480	400	480	560	260	560
B	***45***			***46***			***47***			***48***		
N_i	**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**	
1	60	120	**r_c=**	60	120	**r_c=**	80	120	**r_c=**	70	100	**r_c=**
2	300	150	18	300	140	24	180	215	25	210	140	19
3	400	220	**r_k=**	400	220	**r_k=**	400	280	**r_k=**	315	180	**r_k=**
4	650	260	650	650	400	650	600	310	600	450	220	450
B	***49***			***50***			***51***			***52***		
N_i	**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**		**r_i**	**k_i**	
1	120	140	**r_c=**	90	120	**r_c=**	100	140	**r_c=**	90	110	**r_c=**
2	180	160	15	220	140	20	180	180	18	120	140	14
3	400	180	**r_k=**	420	180	**r_k=**	220	200	**r_k=**	400	180	**r_k=**
4	500	400	500	650	250	650	520	320	520	480	300	480

7 МЕХАНІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

7.1 Напружений стан порід в умовах залягання в масиві.

Породи, що залягають в надрах землі, знаходяться під впливом гірського тиску, яке обумовлюється вагою порід, тектонічними силами, пластовим тиском і термічними напруженнями.

Напружений стан породи можна описати за допомогою компонентів напружень, що діють на елемент (кубик) породи, виділений з масиву.

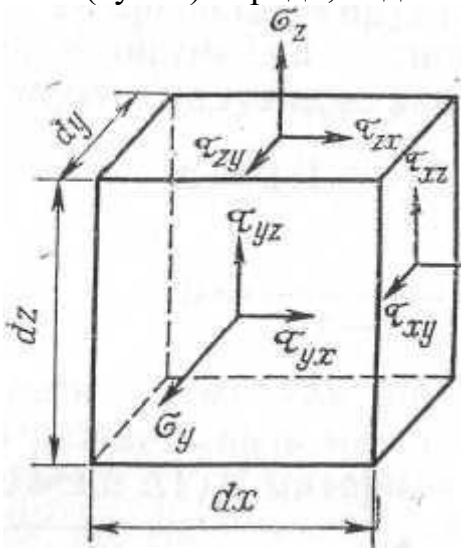


Рисунок 32

Тобто будь-яка напруга, що діє на елемент кубик можна розкласти по напрямках ортогональних осей x,y,z.

Причому компоненти перпендикулярні гранях кубика (σ) - напруга розтягування, а паралельні гранях (τ) - напруга зсуву.

У разі повністю ізотропного тіла зв'язок між напруженнями і деформаціями можна виразити наступними рівняннями відповідно до закону Гука

$$\varepsilon_x = \frac{1}{E}\left[\sigma_x - \nu(\sigma_y + \sigma_Z)\right] \quad (7.1)$$

$$\varepsilon_y = \frac{1}{E}\left[\sigma_y - \nu(\sigma_Z + \sigma_x)\right] \quad (7.2)$$

$$\varepsilon_Z = \frac{1}{E}\left[\sigma_Z - \nu(\sigma_x + \sigma_y)\right] \quad (7.3)$$

$$\gamma_{xy} = \frac{1}{G}\tau_{xy}$$

$$\gamma_{yz} = \frac{1}{G}\tau_{yz}$$

$$\gamma_{zx} = \frac{1}{G}\tau_{zx}$$

де:

ε - модуль поздовжньої пружності (модуль Юнга)

G - модуль зсуву

ν - коефіцієнт Пуассона

$\nu = -\frac{E_{\perp}}{E_{II}}$ де $E_{\perp}$ - поперечна , а E_{II} - поздовжня деформація

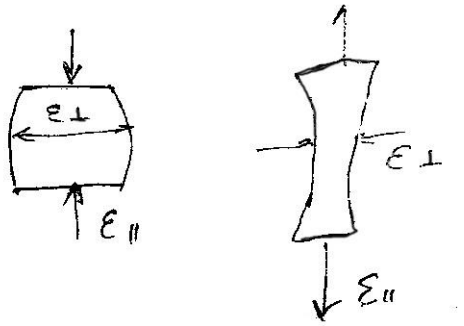


Рисунок 32

В межах пружних деформацій, т.е.

$$0 < E < E_y$$

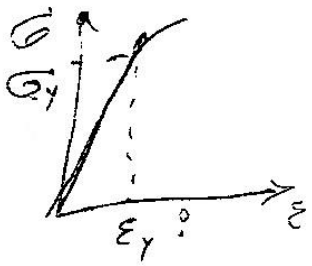


Рисунок 33

Між пружними характеристиками однорідних ізотропних матеріалів існують наступні залежності:

$$E = 2(1+\nu)\cdot G, \Rightarrow \nu = \frac{E}{2G-1} \quad \text{и} \quad G = \frac{E}{2(1+\nu)}$$

Існує також параметр (коефіцієнт) відображає зв'язок між тиском і матеріалом і зміною його обсягу $\Delta\nu/\nu$. Цей параметр називається модулем об'ємним всебічного стиснення β

$$\beta = \frac{E}{3(1-2\nu)} = \frac{2}{3}\cdot\frac{1+\nu}{1-\nu}G$$

Величина модуля Юнга E для більшості гірських порід знаходиться в інтервалі: $10^9 - 10^{11}$, а коефіцієнт Пуассона ν от 0 до 0,5.

Величина головних (нормальних) напруг $\sigma_x, \sigma_{y,} \sigma_z$ в гірському масиві до порушення умов залягання порід свердловиною або виробленням можна оцінити з наступних виразів:

По вертикалі:

Гірський тиск $\sigma_z = \rho g H$ (7.4)

де:

σ_z - вертикальна складова напруги

ρ - густина проби

g - прискорення вільного падіння

H - глибина залягання пласта

По горизонталі:

$$\sigma_x = \sigma_y = n\rho g H \qquad (7.5)$$

де: n – коефіцієнт бічного розпору

Для пластичних, текучих порід типу пливунів n=1 , а для щільних і тендітних порід значення *n* можуть коливатися від от 0,3 до 0,7.

Висловимо n через коефіцієнт Пуассона, з рівнянь 7.4 и 7.5 слід:

$\sigma_x = \sigma_y = n\sigma_z$, тоді підставляємо це в формулу 7.1 отримуємо

$$\mathrm{E}_x = \frac{1}{\mathrm{E}}\left[n\sigma_z - \nu\left(n\sigma_z + \sigma_z\right)\right]$$

Припустимо, ніж деформація в напрямку *x* дуже мала: $\mathrm{E}_x = 0$, тоді

$$n\sigma_z = \nu\left(n\sigma_z + \sigma_z\right)$$

$$n = \nu n + \nu$$

або

$$n = \frac{\nu}{1-\nu}$$

7.2 Напруга стан порід в районі гірничих виробок

Привибійні зони свердловин представляє собою область пласта від характеристик якої залежить продуктивність свердловин.

В процесі буріння свердловини змінюється початковий напружений стан порід. Якщо в походному стані або далеко від свердловини породи всебічно стиснуті, то в міру наближення до свердловини напружений стан порід наближатиметься до одноосьового стиску.

Встановлено, що зона аномалій, що мають практичне значення, лише в кілька разів перевершує розміри свердловини, але в цій області суттєво змінюються умови залягання гірських порід, що може сильно вплинути на фільтраційні властивості порід в цій зоні.

Схематично зона аномалій поблизу свердловини може бути представлена так:

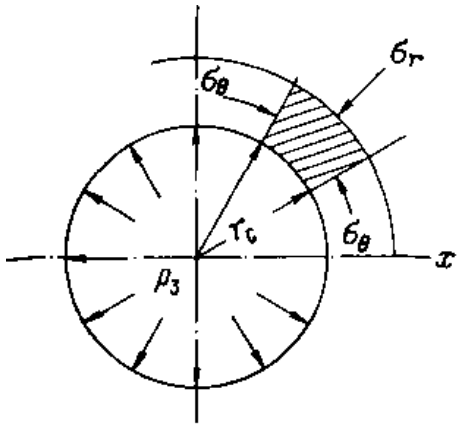


Рисунок 34

$p_з$ - забійний тиск
σ_r - радіальна компонента нормальної напруги
σ_θ - тангенціальна компонента нормальної напруги

У привибійної зоні на породу діє нормальні напруги осі свердловини. Ця напруга розкладається на 2 компоненти: σ_θ, σ_r

Виходячи з наведеної схеми, компоненти нормальних напружень для випадку пружного ізотропного масиву можуть бути описані формулами:

$$\sigma_r = \frac{\nu}{1-\nu}\rho g H\left(1-\frac{r_c^2}{r^2}\right)+\rho_3\frac{r_c^2}{r^2}$$

$$\sigma_\theta = \frac{\nu}{1-\nu}\rho g H\left(1+\frac{r_c^2}{r^2}\right)-\rho_3\frac{r_c^2}{r^2}$$

Звідси випливає, що далеко від свердловини, тобто при $r = \infty$
$\sigma_\theta = \sigma_r = n\rho g H$ а на поверхні стінок свердловини, тобто при $r = r_c$
$\sigma_r = \rho_3$ і $\sigma_\theta = 2\rho g H - \rho_3$

Звідси видно, що на стінки свердловини можуть діяти оточені стискають напруги, що досягають при $\rho_3 = 0$ подвійного гірського тиску. Це означає, що при наявності в призабутої зоні поровим недостатньою міцності можливе руйнування стінок свердловини.

Умова стійкості стінок свердловини: $\sigma_\theta = \dfrac{2\nu}{1-\nu}\rho g H < \sigma_{сж}$,

де $\sigma_{сж}$ - межа міцності породи при стисканні.

8 РЕАЛОГІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

До сих пір ми говорили про вбрані стані гірських порід без урахування факторі часу і розглядаючи тільки пружне стан, тобто область пружних деформацій. Однак з цих позицій зовсім незрозуміло звідки береться складки і плавні вигини (без видимих тріщин) в залягання зовсім пластичних гірських порід. Чому через деякий час після буріння свердловини напруги в привибійній зоні вже зовсім не такі як ми розраховували раніше?

Справа в тому, що всі гірські породи мають певний геологічними властивостями, тобто здатністю до релаксації діючих на них напружень. З часом це призводить до утворення з плином часу залишкової деформації навіть при напружених нижче меж плинності, тобто в пружній області напруг.

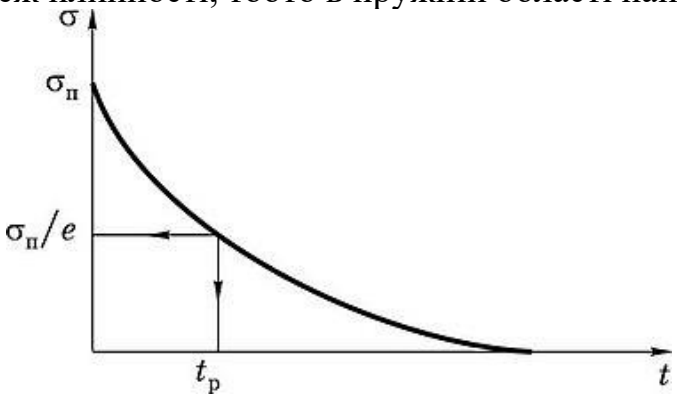


Рисунок 35 – релаксація напружень

Явище пластичної деформації твердих тіл при постійних напругах що не перевищують межу плинності називається повзучестю.

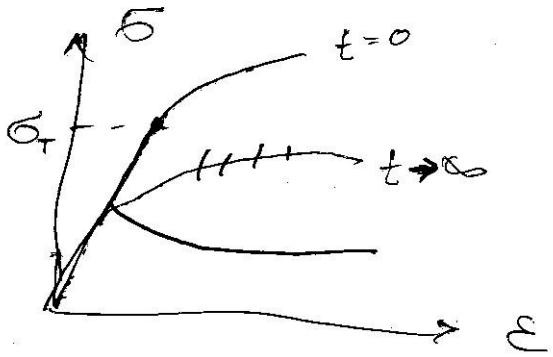


Рисунок 36 - пластична деформація

Механізми повзучості гірських порід можуть бути різними в залежності від їх структури і умов залягання: це або міжзерне прослизання

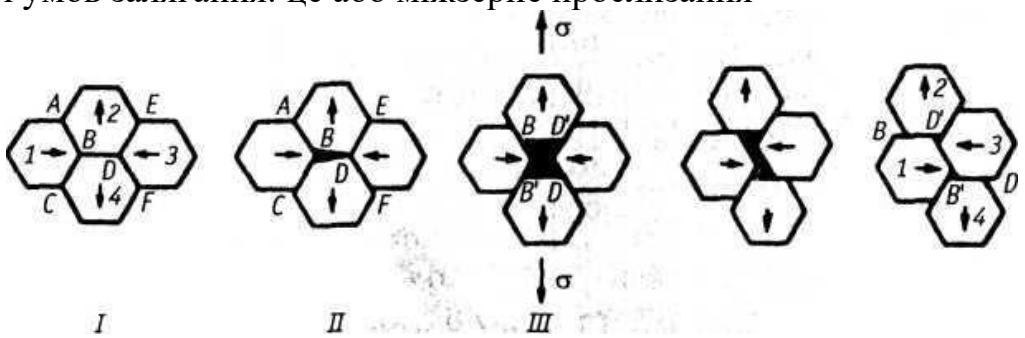


Рисунок 37 – міжзерене прослизання

або дифузійна повзучість - майже ті ж що і міжзернне прослизання, але не атомним рівнем і реалізується за рахунок дифузії:

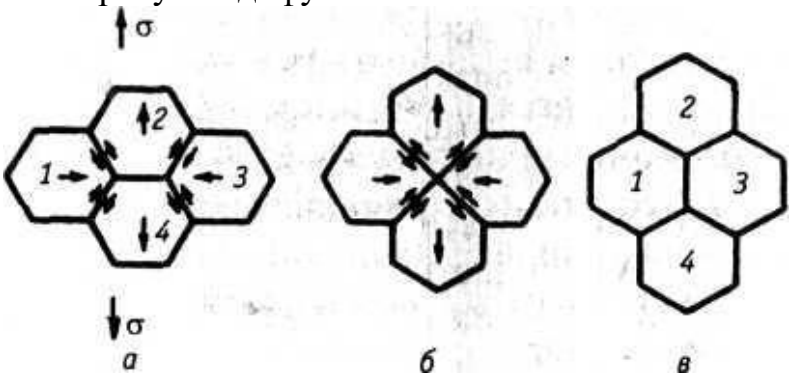


Рисунок 38 – диффузійна повзучість

або дислокаційним механізмом з переповзанням перешкод.

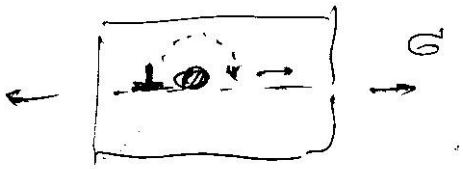


Рисунок 39 – «переповзання перешкод»

8.1 Пружні властивості НГП.

Раніше ми розглянули пружний стан і властивості суцільних гірських порід. Але колектори нафти і газу, тобто НГП складаються не тільки з породи. НГП - пористий матеріал, більш того пори заповнені різними флюїдами. Очевидно, що пружні властивості такого матеріалу відрізняються від властивостей суцільної породи.

Розглянемо модель НГП:

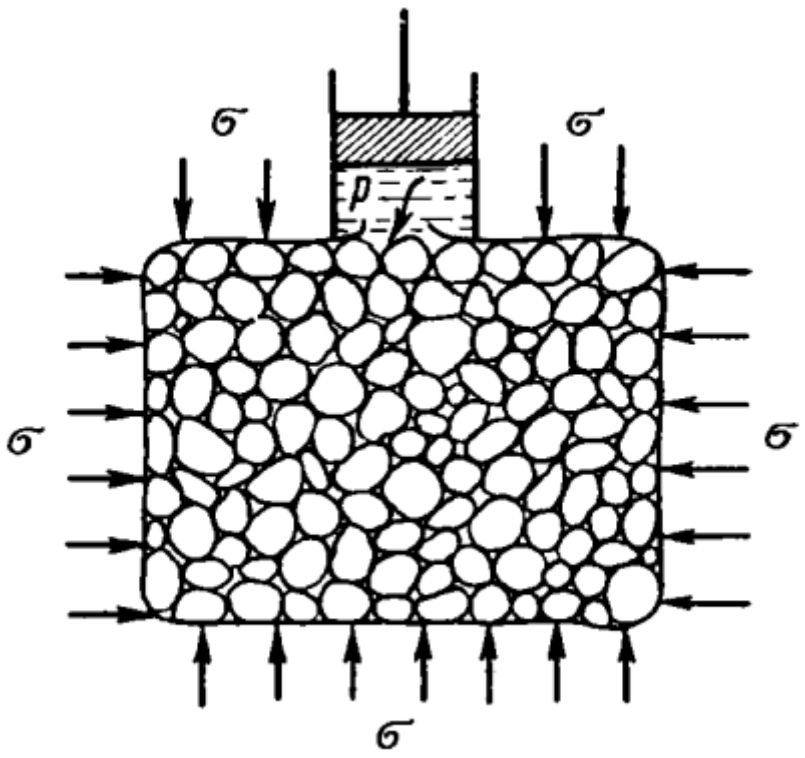


Рисунок 40 – модель НГП

$$\sigma_{эф.} = \sigma_{-p}$$

Тиск на скелет породи $\sigma_{эф.}$. P - пластовий тиск.

Об'єм пористого середовища (НГП)

$$V = V_{i} + V_{i}$$

де $V_{м}$ - об'єм твердої (мінеральної) пори,

$V_{п}$ - обсяг пір.

Об'ємна деформація породи при всебічному стиску описуватися трьома коефіцієнтами стисливості:

$\beta_{пп} = \frac{1}{V}\left[\frac{\vartheta V}{\vartheta(\sigma - p)}\right]_{p}$ - коефіцієнт стисливості простої породи.

$\beta_{п} = \frac{1}{V_{п}}\left[\frac{\vartheta V_{п}}{\vartheta(\sigma - p)}\right]_{p}$ - коефіцієнт стисливості пір.

$\beta_{пп} = \frac{1}{V_{i}}\left[\frac{\vartheta V_{i}}{\vartheta(\sigma - p)}\right]_{(\sigma - p)}$ - коефіцієнт стисливості твердої фази (матриці).

при цьому між цими коефіцієнтами існує такий зв'язок:

$$\beta_{пп} = m_{0}\beta_{п} + \beta_{i} \ ,$$

де m_{0} - відкрита пористість.

Велике значення в процесі експлуатації нафтогазоносних родовищ має коефіцієнт об'ємної пружності пласта $\beta_{п}$.

$$\beta_{\tilde{n}} = m_0\beta_n\left(1-\frac{d\sigma}{dp}\right)+m_0\beta_i$$

$\frac{d\sigma}{dp}$ - характер зміни напруженого стану порід в пласті при зміні пластового тиску.

$$\frac{d\sigma}{dp}=\frac{2}{3}\left(\frac{1-2\nu}{1-\nu}\right)\left(1-\frac{\frac{\beta_{nn}}{m_0\beta_n}}{1+\frac{\beta_{nn}}{m_0\beta_i}}\right).$$

можна порахувати, що при коефіцієнті Пуассона $\nu = 0{,}2$ значення $\frac{d\sigma}{dp}$ = 0,25 – 0,5,

$\frac{\beta_{nn}}{m_0\beta_i}$ - перебувати в межах 0 – 1.

8.2 Вплив тиску на колекторські властивості порід

Очевидно, що зміна тиску на НГП, змінює його колекторські властивості такі як пористість і проникність.

Приблизно зміна пористості порід при зміні пластового тиску от ρ до ρ_1 можна описати таким виразом:

$$\frac{m}{m_1}\approx\left(\frac{\sigma'_{эф}}{\sigma_{эф}}\right)\beta_n\sigma'_{эф}$$

$$\frac{m}{m_1}\approx\left(\frac{\sigma-p}{\sigma-p}\right)\beta_n(\sigma-p_1)$$

$\sigma_{эф}=(\sigma-p)$ - ефективна навантаження, тобто тиск на мінеральну матрицю.

Практика показує, що при тисках $\sigma_{эф}=15$ мПа пористість пісковиків зменшується на 20%, а щільність Аргентов на 6%.

Аналогічним чином тиск впливає і на проникливість:

$$\frac{K}{K_1}\approx\left(\frac{\sigma-p_1}{\sigma-p}\right)^n$$

Показник ступеня в цій формулі

$$n=2\frac{3+\alpha}{2+\alpha}\beta_n(\sigma-p_1)$$

α - коефіцієнт, що характеризує структуру порових каналів. Наприклад, для зцементованих пісковиків α = (-1,25) – (-1,8).

Практичне дослідження показують, ця проникливість піщано-глинистих порід на глибині 1300-2000 м менше ніж у поверхні на 10-40%.

8.3 Пружні коливання в породах і їх акустичні властивості

Нафтогазовидобування дуже часто супроводжується застосуванням акустичних методів, пов'язаних з порушенням в породі пружних (акустичних) коливань. Причому такі методи застосовуються не тільки на стадії розвідки родовищ, а й в процесі їх експлуатації. Порушення в колекторі пружних хвиль сприяє виникненню нових або розкриттю старих, але якимось чином схлопнувшіхся пір і тріщин що забезпечує збільшення проницаемого пласта, а отже і нафтогазодобування.

У промисловій практиці, пружні коливання в привибійній зоні порушується вібраторами різних конструкцій (механічні, гідравлічні, електромеханічні і ін.) В широкому діапазоні частот від інфразвуку 1 - 20 Гц, звуки 20 - 20000 Гц до ультразвуку 20 Гц і більше. Впливом вібраторів в пласті розростаються поздовжні і поперечні пружні хвилі. Поздовжні хвилі - одновісні деформації розтягу - стиску, а поперечна деформація - зсуву. Швидкість цих хвиль:

$$v_{пр} = \sqrt{\frac{E}{\rho}}$$

$$v_{пр} = \sqrt{\frac{G}{\rho}}.$$

Швидкість поширення пружних хвиль не залежить від частоти і визначається виключно пружними характеристиками породи.

Очевидно, що з ростом E швидкості $v_{пр}$ і $v_{пр}$ збільшується, а з ростом коефіцієнта Пуассона швидкість поздовжніх хвиль зростає, і $v_{пр}$ - зменшується. Тому швидкість пружних хвиль в пористих значно менше, ніж в щільних, монолітних. Крім того, чим менше зцементувати уламкові породи, тим менше в них швидкість поперечних хвиль, зокрема в сипучих породах (пісок) поперечні хвилі так само як в гидкості взагалі відсутні.

До речі, оскільки НГП - це не тільки порода, але і флюїди, в яких теж несуть поширюються пружні хвилі, потрібно враховувати і ці хвилі. Так швидкості пружних (поздовжніх) хвиль в рідині і газі:

$$v_{æ} = \sqrt{\frac{\beta_{æ}}{\rho}};$$

$\beta_{ж}$ - модуль об'ємного стиснення рідини.

$$v_{газ} = \sqrt{\frac{\gamma RT}{M}};$$

$$\gamma = \frac{C_p}{C_V}.$$

8.4 Приклад розв’язання практичного завдання

Є частка породи розміром 10х10х10 см, що має проникність 10 мДарсі, через який фільтрується рідина в'язкістю 1 спз при градієнті тиску (**ΔP/L**), що дорівнює

0,25 атм/м. У цій частці буде існувати один тріщина шириною 10 см, заввишки 0,2 мм. На скільки збільшиться сумарний дебіт при інших рівних параметрах **μ** і **ΔP/L**?

Дано:
$\mathbf{h_{тр}}$ = 0,2 мм = 0,02 см;
ΔP/L = 0,25 атм/м =0,0025 атм/см;
μ = 1 спз;
$\mathbf{L_{тр}}$ = 10 см;
$\mathbf{M_{тр}}$ **=** 1.

Знайти: $\mathbf{Q_4}$ - дебіт при фільтрації через тріщину;
$\mathbf{Q_5}$ - сумарний дебіт рідини за рахунок субкапілярної і тріщинуватої фільтрації.

Розв'язання:

$$Q_4 = M_{тр} \cdot k_{пр.тр} \cdot F \cdot \frac{\Delta P}{\mu \cdot L},$$

$$k_{пр.тр} = 84{,}4 \cdot 10^5 \cdot h^2,$$

$$F = h \cdot L_{тр}.$$

$$Q_4 = 1 \cdot 84{,}4 \cdot 10^5 \cdot 0{,}02^2 \cdot 0{,}02 \cdot 10 \cdot \frac{0{,}0025}{1} = 1{,}688 \ см^3 / с \ ,$$

а сумарний дебіт з урахуванням субкапілярної фільтрації:

$$Q_5 = Q_4 + Q_1 = 1{,}688 + 0{,}0025 = 1{,}6905 \ см^3 / с.$$

Порівнюючи дебіти Q_4 і Q_1, отримаємо, що наявність загальної тріщини призводить до збільшення дебіту в **675** разів **(1,688 / 0,0025).**

8.5 Завдання для самостійного розв'язання

Дана частка породи розміром 10х10х10 см. Визначити дебіти (Q1), (Q2), (Q3), (Q4), (Q5) при:
1. рівномірній субкапілярній і нерівномірно-проникній фільтрації;
2. рівномірній субкапілярній і тріщинуватій фільтрації і порівняти їх для умов, представлених у таблиці 3.1, що мають наступні позначення:
$\mathbf{k_{пр}}$ - проникність при субкапілярній фільтрації, мД;
μ - в'язкість рідини, спз;
ΔP/L - перепад тиску, атм / м;
$\mathbf{N_к}$ - число капілярів;
$\mathbf{D_к}$ - діаметр капіляра, мм;
$\mathbf{L_{тр}}$ - довжина тріщин, см;
$\mathbf{h_{тр}}$ - висота тріщини, мм;
$\mathbf{M_{тр}}$ - число тріщин;
1, ..., 120 - номер варіанта.

Таблиця 3.1

В	***1***	***2***	***3***	***4***	***5***	***6***	***7***	***8***	***9***	***10***	***11***
$k_{пр}$	8	12	10	11	15	9	18	13	14	10	11
μ	2,0	1,3	3,0	2,5	3,0	1,5	2,0	1,3	3,0	1,2	1,4
ΔP/L	0,3	0,26	0,31	0,32	0,33	0,35	0,3	0,36	0,31	0,28	0,26
N_k	1	2	1	2	3	2	1	3	2	1	3
D_k	0,18	0,2	0,22	0,24	0,25	0,16	0,3	0,27	0,28	0,24	0,16
$L_{тр}$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
$h_{тр}$	0,15	0,16	0,18	0,17	0,19	0,22	0,21	0,28	0,27	0,28	0,23
$M_{тр}$	2	1	2	1	1	2	2	1	2	2	1
В	***12***	***13***	***14***	***15***	***16***	***17***	***18***	***19***	***20***	***21***	***22***
$k_{пр}$	13	17	20	12	13	11	9	13	16	17	8
μ	1,8	2,0	2,2	2,5	3,0	2,8	2,2	1,1	1,3	1,1	1,8
ΔP/L	0,3	0,24	0,22	0,23	0,26	0,25	0,3	0,36	0,26	0,27	0,24
N_k	2	1	1	2	1	2	1	2	1	2	1
D_k	0,15	0,22	0,23	0,24	0,33	0,28	0,26	0,3	0,18	0,19	0,21
$L_{тр}$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
$h_{тр}$	0,22	0,21	0,23	0,19	0,22	0,23	0,25	0,26	0,27	0,28	0,22
$M_{тр}$	1	2	2	1	2	1	2	1	2	1	2
В	***23***	***24***	***25***	***26***	***27***	***28***	***29***	***30***	***31***	***32***	***33***
$k_{пр}$	9	12	13	10	11	9	15	14	16	11	17
μ	1,6	1,9	2,0	3,0	1,4	1,8	1,6	2,2	2,0	2,1	1,3
ΔP/L	0,2	0,22	0,24	0,25	0,31	0,32	0,28	0,24	0,25	0,28	0,31
N_k	2	1	2	1	2	3	2	1	1	2	3
D_k	0,22	0,23	0,25	0,26	0,27	0,28	0,3	0,31	0,29	0,28	0,18
$L_{тр}$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
$h_{тр}$	0,24	0,26	0,28	0,16	0,25	0,26	0,27	0,18	0,23	0,24	0,22
$M_{тр}$	1	2	1	2	1	1	1	2	2	1	1

Продовження табл. 3.1

В	***34***	***35***	***36***	***37***	***38***	***39***	***40***	***41***	***42***	***43***	***44***
$k_{пр}$	9	20	13	17	9	16	18	19	15	12	13
μ	1,6	1,7	3,0	1,6	1,8	1,9	2,8	3,0	2,0	2,0	1,3
ΔP/L	0,4	0,28	0,35	0,37	0,39	0,4	0,22	0,28	0,3	0,28	0,24
N_k	2	1	2	1	2	3	2	1	1	1	2
D_k	0,22	0,26	0,3	0,31	0,28	0,29	0,26	0,2	0,25	0,18	0,2
$L_{тр}$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
$h_{тр}$	0,2	0,26	0,26	0,28	0,29	0,3	0,18	0,26	0,24	0,27	0,18
$M_{тр}$	1	2	1	2	1	1	1	2	2	1	2
В	***45***	***46***	***47***	***48***	***49***	***50***	***51***	***52***	***53***	***54***	***55***

$k_{пр}$	11	9	13	16	17	8	9	12	13	10	11
μ	3,0	2,5	3,0	1,5	2	1,3	3,0	1,2	1,4	1,8	2,0
ΔP/L	0,25	0,28	0,31	0,4	0,28	0,35	0,37	0,39	0,4	0,22	0,28
N_k	1	2	3	2	1	3	2	1	3	2	1
D_k	0,22	0,24	0,25	0,16	0,3	0,27	0,28	0,24	0,16	0,15	0,22
$L_{тр}$	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
$h_{тр}$	0,23	0,24	0,22	0,2	0,26	0,26	0,28	0,29	0,3	0,18	0,26
$M_{тр}$	2	1	1	1	2	1	2	1	1	1	2

Навчальне видання

ЧЕРЕДНІК Димитрій Леонідович
ДАНЬШЕВА Світлана Олегівна
ЧЕРНЕЦЬ Ігор Валерійович

«ФІЗИКА ПЛАСТА»

Навчально-методичний посібник

Роботу до видання рекомендував

Редактор

План 2018 р., поз	Формат 60х84 1/16.	Папір друк. №2.
Підп. до друку	Обл. -вид. арк.	Безкоштовно.
Надруковано на ризографі.	Ум. друк. арк.	
Тираж 50 прим.	Зам. №	

ХНУБА, Україна, 61002, Харків, вул. Сумська, 40

Підготовлено та надруковано РВВ Харківського національного університету будівництва та архітектури