

Казанский федеральный
университет
Институт геологии и нефтегазовых
технологий



КАФЕДРА
разработки и
эксплуатации
месторождений
трудноизвлекаем
ых углеводородов

ФИЗИКА ПЛАСТА

Презентация учебного
курса

Физика пласта — наука, изучающая:

1. физические свойства пород нефтяных и газовых коллекторов;
2. свойства пластовых жидкостей, газов, газоконденсатных смесей и методы их анализа;
3. физические основы увеличения нефтегазоотдачи пластов.

ФИЗИКА ПЛАСТА: основные разделы курса

1. ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРЫ, ИХ ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА

2. СОСТАВ И ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗА И НЕФТИ

3. СОСТАВ И ФИЗИКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ВОД

4. ФАЗОВЫЕ СОСТОЯНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

5. МОЛЕКУЛЯРНО-ПОВЕРХНОСТНЫЕ СВОЙСТВА СИСТЕМЫ НЕФТЬ–ГАЗ–ВОДА–ПОРОДА

6. ЗАКОН ДАРСИ ДЛЯ МНОГОФАЗНОГО ПОТОКА

ФИЗИКА ПЛАСТА: Литература

- 1. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. Учебник для вузов М. Недра, 1982, 311 с.**
- 2. Гафаров Ш. А. Физика нефтяного пласта (типовые расчеты): Учебное пособие.**
- 3. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. Учебник. Изд. 2, перераб. и доп. М., «Недра», 1971, 312 с.**
- 4. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. — Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004, 606 стр. (NEW YORK TORONTO LONDON MCGRAW-HILL BOOK COMPANY INC 1949)**
- 5. Желтов Ю. П. Механика нефтегазоносного пласта. М., «Недра», 1975, 216 с.**
- 6. Котяхов Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М., «Недра», 1977, 287 с.**
- 7. Сваровская Н. А. Физика пласта: Учебное пособие. – Томск: ТПУ, 2003. – 156 с.**
- 8. Салимов В. Г. Лабораторный практикум по курсу «Физика пласта»: Уфа, из-во УНИ, 1993. – 34 с.**
- 9. Оркин К. Г., Кучинский П.К. Лабораторные работы по курсу «Физика нефтяного пласта»: М., Гостоптехиздат, 1953. – 290 с.**
- 10. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки/ Андриасов Р.С., Мищенко И.Т., Петров А.И. и др. Под общей ред. Гиматудинова Ш.К.- М., Недра, 1983.**
- 11. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде: М.-Л.: Гостоптехиздат, 1949. – 628 с.**
- 12. Амикс Д., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта: М.-Л.: Гостоптехиздат, 1962. – 571 с.**
- 13. Бурлин Ю.К. Природные резервуары нефти и газа: изд. МГУ, 1976. – 134 с.**

1 ТЕМА:

ПОРОДЫ - КОЛЛЕКТОРЫ, ИХ ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД - КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

Для определения характеристики нефтяного и газового пласта необходимо знать:

- 1) гранулометрический (механический) состав пород;
- 2) пористость;
- 3) проницаемость;
- 4) капиллярные свойства;
- 5) удельную поверхность;
- 6) механические свойства (упругость, пластичность, сопротивление разрыву, сжатию и другим видам деформаций);
- 7) тепловые свойства (теплоемкость, теплопроводность);
- 8) насыщенность пород водой, нефтью и газом в различных условиях.

ПРИРОДНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА

Коллектором называется горная порода (пласт, массив), обладающая способностью **аккумулировать** (накапливать) углеводороды и **отдавать** (фильтровать) пластовые флюиды: *нефть, газ и воду.*

Горные породы по происхождению (генезису) разделяются на **осадочные** (пески, песчаники, доломиты, алевролиты, известняки), **магматические** (изверженные) и **метаморфические**.

ПРИРОДНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА

Подавляющая часть месторождений нефти и газа приурочена к **осадочным породам**, являющимся хорошими коллекторами нефти. **60% запасов нефти в мире**

Многие залежи нефти и газа приурочены к коллекторам, сложенным в основном **карбонатными породами** — известняками, доломитами и др. **39% мировых запасов**

Метаморфические и изверженные породы - 1%

ОСАДОЧНЫЕ ПОРОДЫ

ТЕРРИГЕННЫЕ

пески,
песчаники,
алевриты,
алевролиты,
глины,
аргиллиты
и другие осадки
обломочного
материала

ХЕМОГЕННЫЕ

каменная соль,
гипсы, ангидриты,
доломиты,
некоторые
известняки и др.
(химические,
биохимические,
термохимические
реакции)

ОРГАНОГЕННЫЕ

мел, известняки
органогенного
происхождения
и другие
окаменелые
останки
животных и
растительных
организмов

ВИДЫ КОЛЛЕКТОРОВ

ГРАНУЛЯРНЫЕ (терригенные, обломочные)

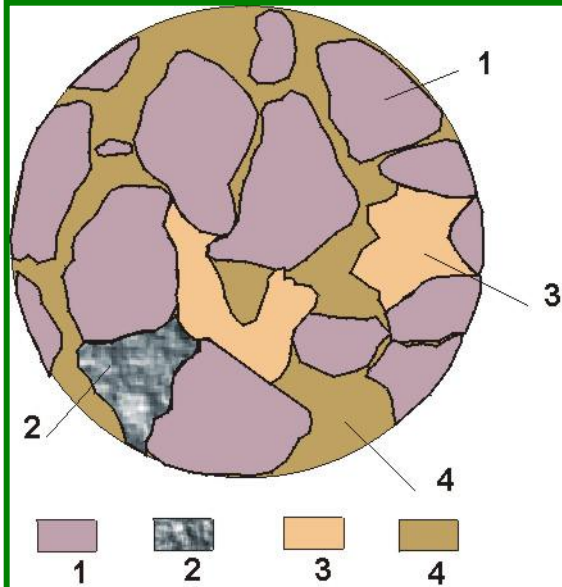


Рис.1. Шлиф пористого коллектора
1-зерна (частицы); 2-цемент (кальцит); 3-глина; 4-поровое пространство

коллекторы, сложенные песчано-алевритовыми породами, состоящие из песчаников, песка, алевролитов, реже известняков, доломитов

ТРЕЩИННЫЕ

СМЕШАННЫЕ

Трещинные коллекторы смешанного типа в зависимости от наличия в них пустот различного вида подразделяются на подтипы:

**трещинно-пористые,
трещинно-каверновые,
трещинно-карстовые.**

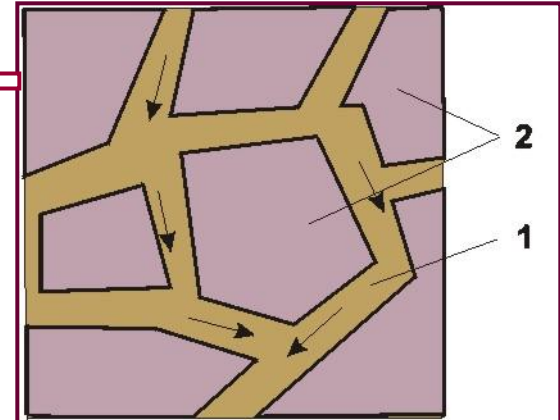
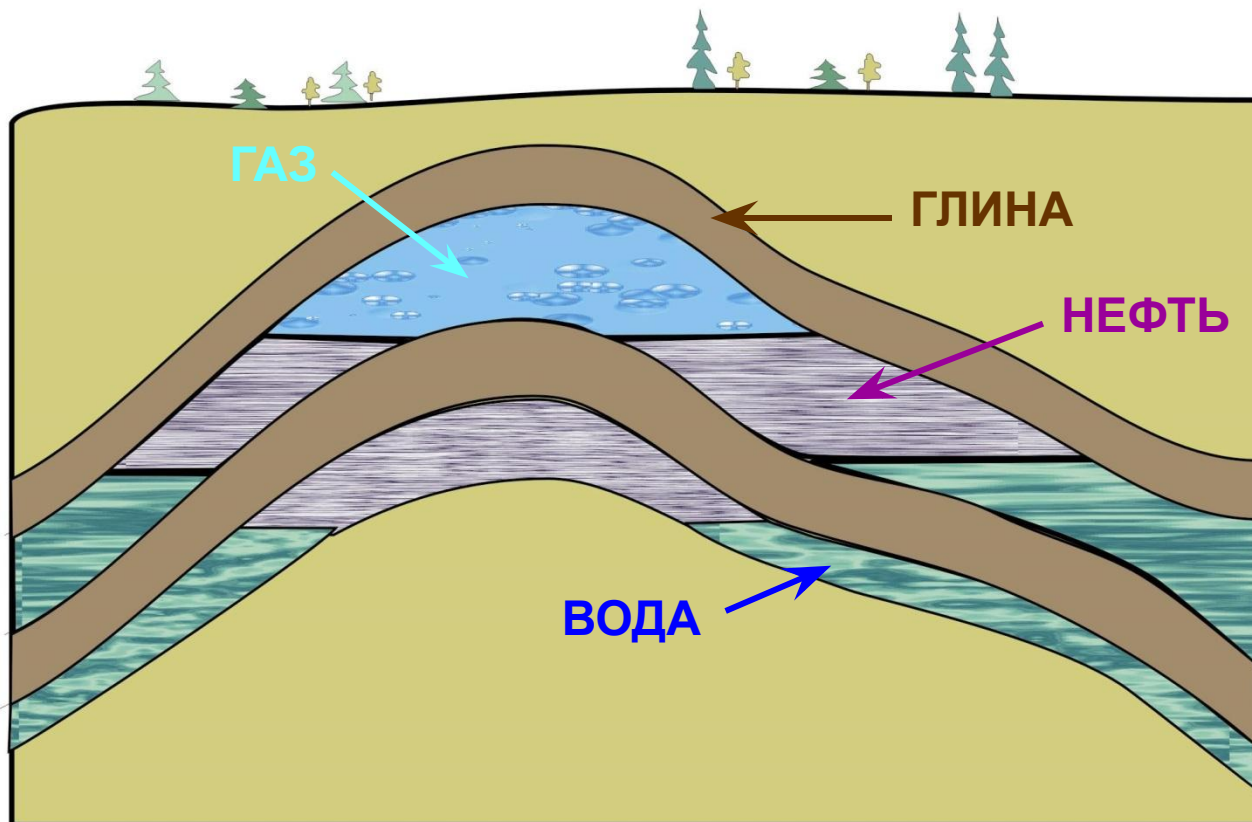


Рис. 2. Схема трещиновато-пористой среды
1 - трещины; 2 - пористые блоки

Коллекторы трещинного типа сложены преимущественно карбонатами, поровое пространство которых состоит из микро- и макротрещин.

ПРИРОДНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА



Промышленные запасы нефти и газа приурочены к тем коллекторам, которые совместно с окружающими их породами образуют **ловушки** различных форм: **антиклинальные складки, моноклинали,** ограниченные сбросами или другими нарушениями складчатости.

Условия формирования нефтеносных толщ включают наличие коллекторов с надежными покрышками практически непроницаемых пород.

Основные коллекторские свойства горных пород, определяющие их способность вмещать и пропускать через себя жидкости и газы при перепаде давления, называются *фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС)*.

ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПОРОДЫ

Гранулометрический состав – содержание в горной породе зерен различной крупности, выраженное в % от массы или количества зерен исследуемого образца.

Диапазон размеров частиц в нефтесодержащих породах **0,01 – 1 мм**
Исследуемый диапазон размеров: **0,001- 5 мм**

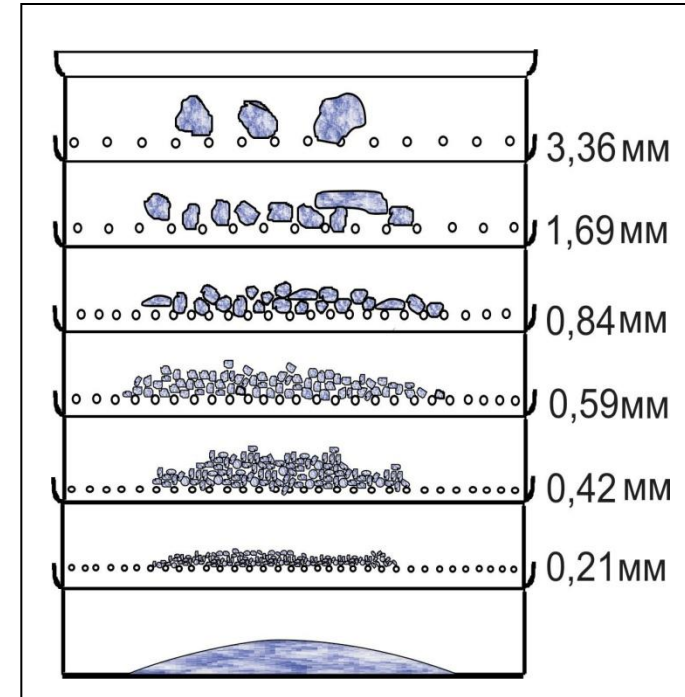
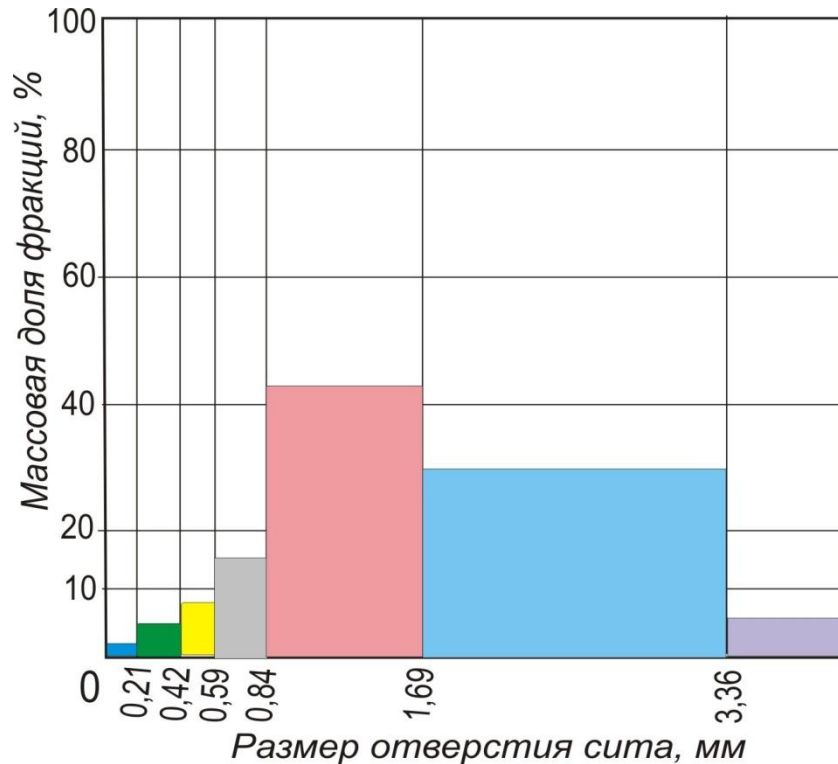
Методы анализа гранулометрического состава горных пород

Ситовой анализ
 $d > 0,05 \text{ мм}$

Седиментационный анализ
 $0,01 < d < 0,1 \text{ мм}$

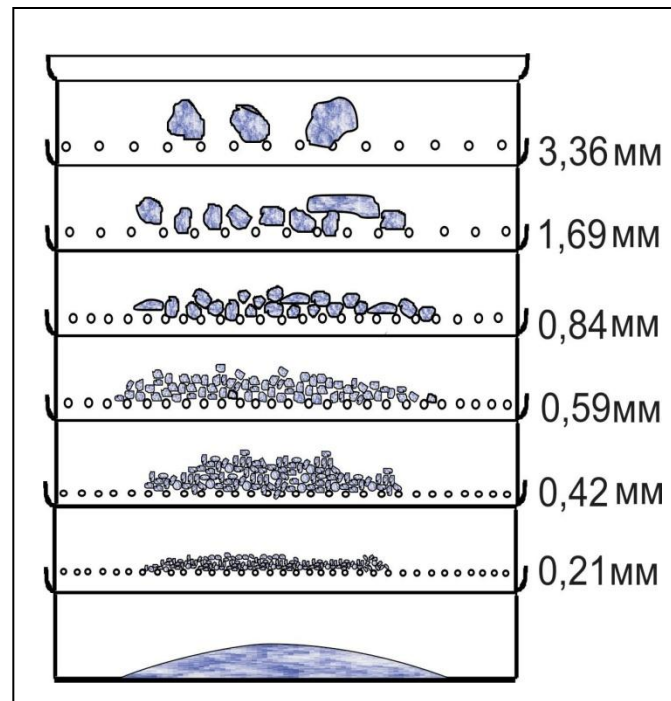
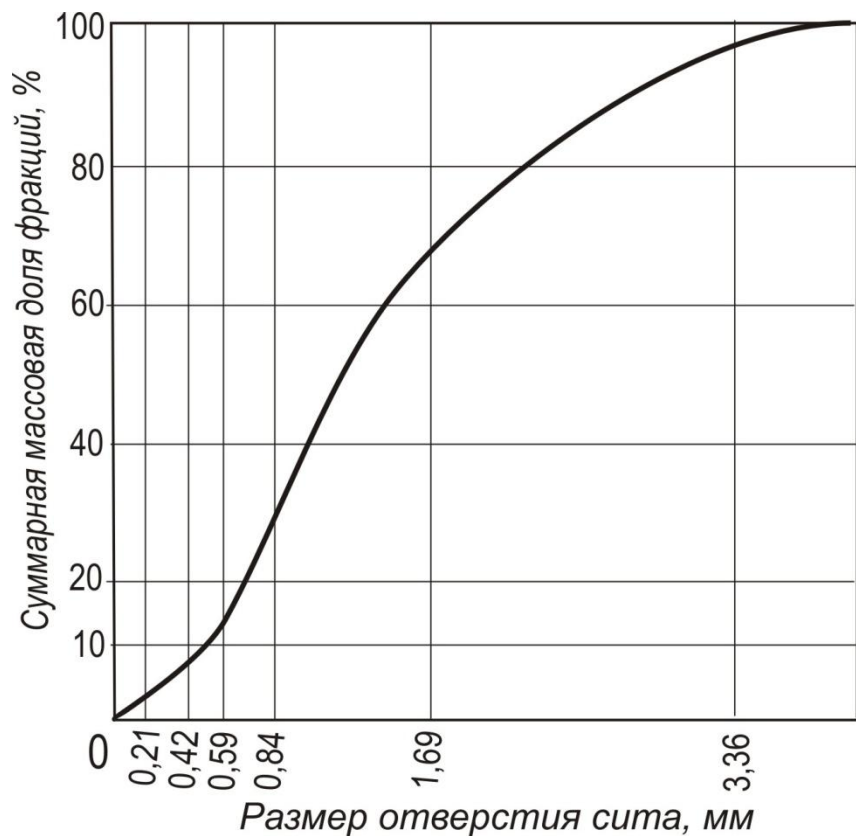
Микроскопический анализ шлифов
 $0,002 < d < 0,1 \text{ мм}$

СИТОВОЙ АНАЛИЗ



Ситовой анализ сыпучих горных пород применяют для определения содержания фракций частиц размером от 0,05 до 6 - 7 мм, а иногда и до 100 мм. В лабораторных условиях обычно пользуются набором проволочных или шелковых сит с размерами отверстий (размер стороны квадратного отверстия) 0,053; 0,074; 0,105; 0,149; 0,210; 0,227; 0,42; 0,59; 0,84; 1,69 и 3,36 мм.

СИТОВОЙ АНАЛИЗ



Интегральное распределение частиц по размерам

Седиментационный анализ

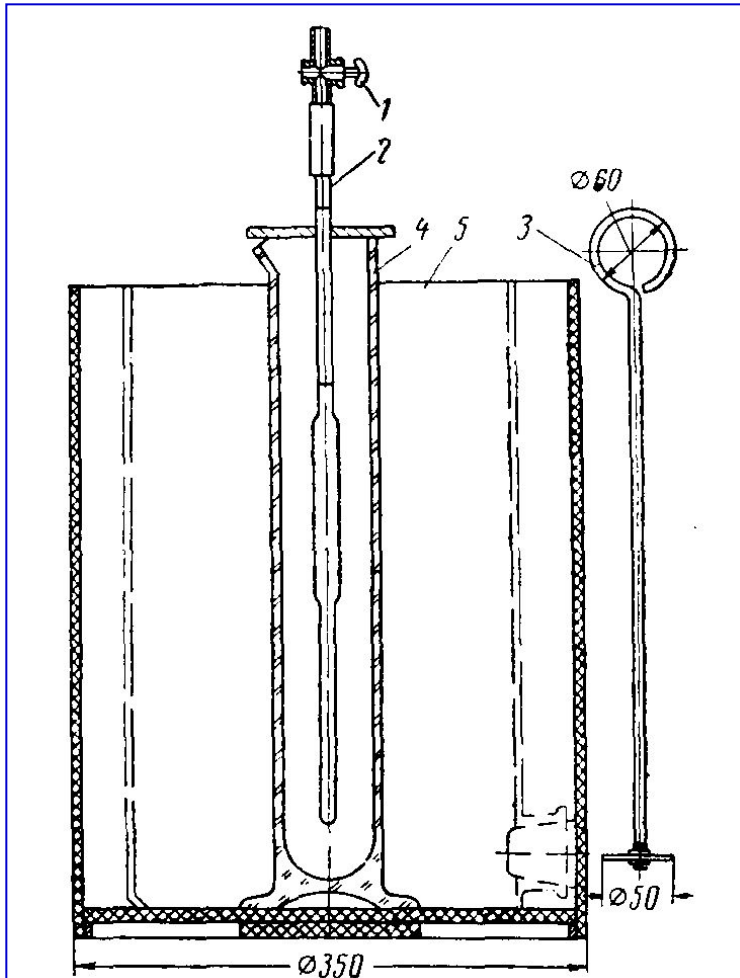


Рис. 1.1. Сидиментометр.

1 — стеклянный кран; 2 — пипетка; 3 — мешалка; 4 — градуированный цилиндр; 5 — стеклянный термостат.

Седиментационное разделение частиц по фракциям происходит вследствие различия скоростей оседания зерен неодинакового размера в вязкой жидкости. По формуле Стокса скорость осаждения в жидкости частиц сферической формы

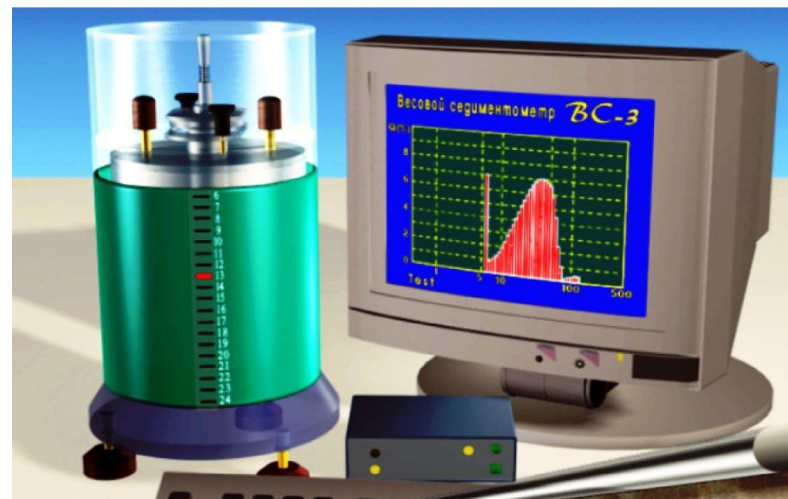
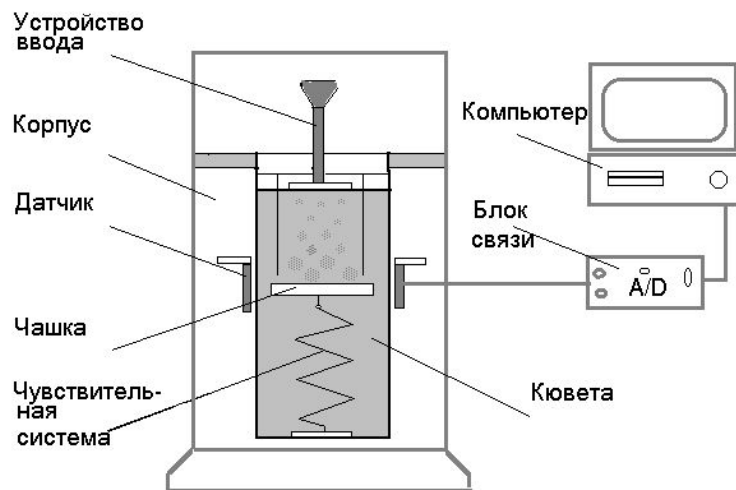
$$v = \frac{gd^2}{18} \cdot \left(\frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{ж}}} - 1 \right)$$

С глубины h через время t_x в пипетку проникнут только те частицы, диаметр которых меньше d_1 так как к этому времени после начала их осаждения более крупные зерна расположатся ниже кончика пипетки.

$$a = \frac{V_1 G}{V G_1}$$

ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПОРОДЫ

**Весовой седиментометр ВС - 3
для автоматизированного
анализа гранулометрического
состава порошков металлов,
сплавов, органических и
неорганических соединений**



ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Диапазон измеряемых размеров частиц..2 – 300 мкм

Время анализа одной пробы..10 – 120 мин

Вес анализируемой пробы.....20 – 40 мГ

**Количество анализируемых проб ...до 20
(без смены седиментационной жидкости)**

Чувствительность системы измерений 0,1 мГ

**Объем седиментационной жидкости...2 Л
(дистиллированная вода)**

Вес прибора (без компьютера)... до 6 кг

ПОРИСТОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Под пористостью горной породы понимают наличие в ней пустот (пор, каверн, трещин).

В зависимости от происхождения различают следующие виды пор

1. Первичные поры, образовавшиеся одновременно с формированием породы. Величина **первичной** пористости обусловлена особенностями осадконакопления. Она постепенно уменьшается в процессе погружения и цементации осадочных пород.

Вторичные поры

2. Поры растворения, образовавшиеся в результате циркуляции подземных вод. В карбонатных породах в результате процессов карстообразования образуются **поры выщелачивания**, вплоть до образования **карста**.

ПОРИСТОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

3.Поры и трещины, возникшие под влиянием химических процессов, приводящие к сокращению объёма породы. При **доломитизации** (превращение известняка в доломит) идет сокращение объемов породы приблизительно на 12 %, что приводит к увеличению объема пор. Аналогично протекает и процесс **каолинизации** – образование каолинита.

4.Пустоты и трещины, образованные за счет эрозионных процессов: **выветривания, кристаллизации, перекристаллизации**.

5.Пустоты и трещины, образованные за счет **тектонических процессов**, напряжений в земной коре.

ПОРИСТОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Различают **физическую** или **абсолютную** пористость, которые не зависят от формы пустот, **открытую**, а также **динамическую** или **эффективную** пористость, зависящих от формы пустот.

Коэффициент пористости – отношение объема пор в породе к видимому объему образца V

$$m = v_{пор} / V$$

Коэффициентом **полной** (или **абсолютной**) пористости m_p называется отношение **суммарного** объема пор $V_{пор}$ в образце породы к видимому его объему $V_{обр}$

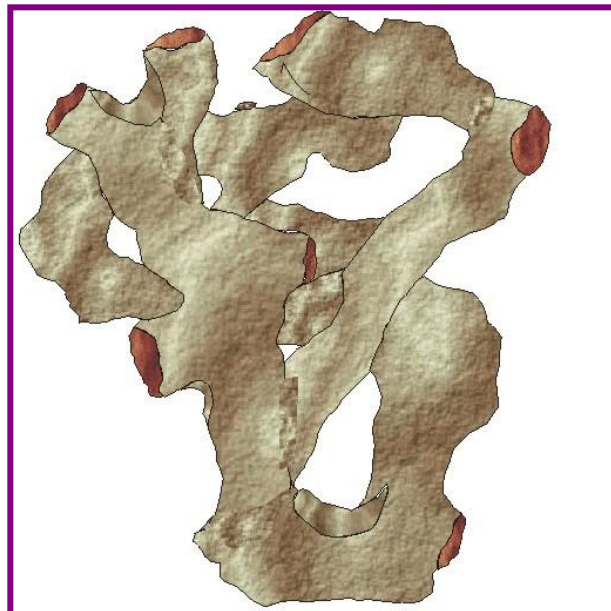


Рис.5. Слепок поровых каналов цементированного песчаника

ПОРИСТОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Открытую пористость характеризует отношение объема порового пространства, включающего сообщающиеся между собой поры, к общему объему образца.

Часть этого порового пространства занята связанной водой.

ПОРИСТОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Динамическую или эффективную пористость характеризует только объем тех поровых пространств, через которые возможно движение жидкости (воды, нефти) или газа под воздействием сил, **соизмеримых с силами, возникающими при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.**

ПОРИСТОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

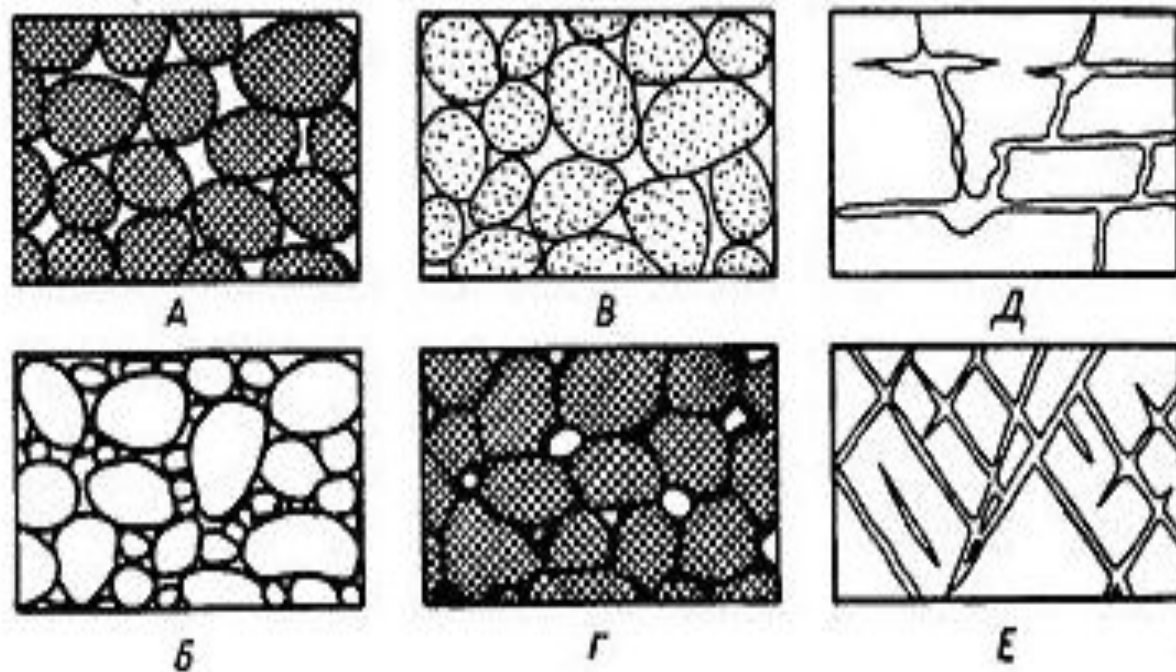


Рис. 4. Различные поровые пространства пород.

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.

ПОРИСТОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Коэффициенты пористости некоторых осадочных пород

Горная порода	Пористость, %
Глинистые сланцы	0,54–1,4
Глины	6,0–50,0
Пески	6,0–52
Песчаники	13–29,0
Известняки	до 33
Доломиты	до 39
Известняки и доломиты как покрышки	0,65–2,5

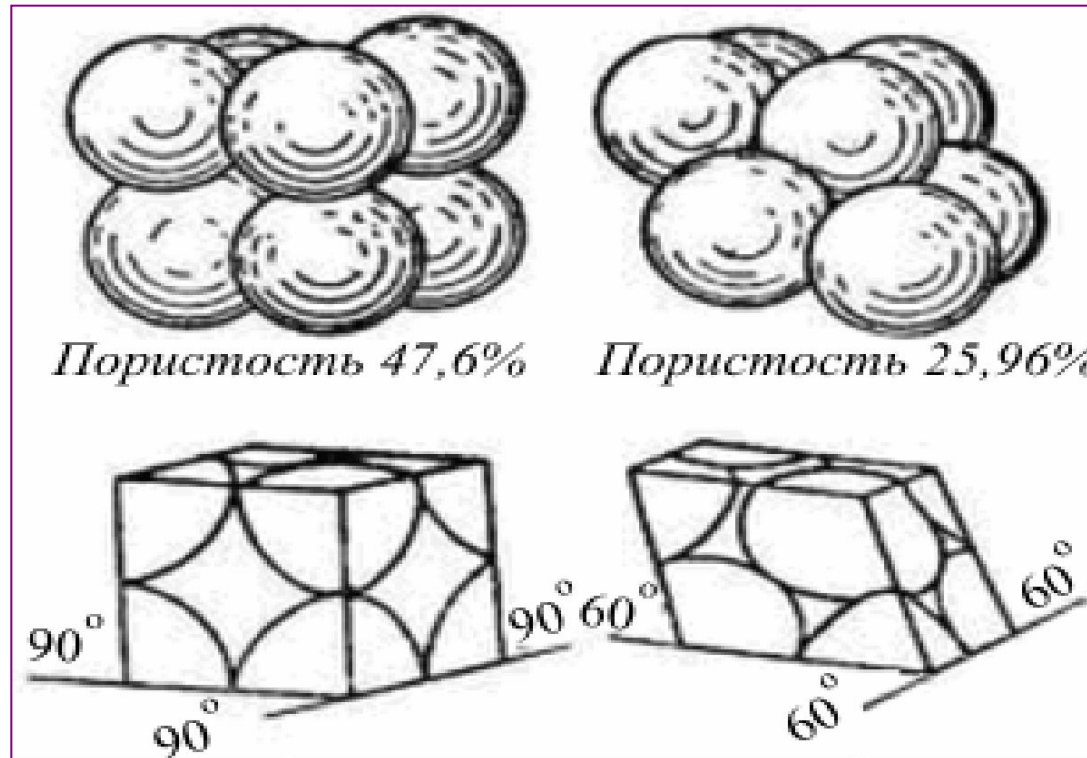
По величине поровые каналы нефтяных пластов условно разделяют на три группы:

- 1) **сверхкапиллярные** — размеры больше 0,5 мм;
- 2) **капиллярные** — от 0,5 до 0,0002 мм (0,2 мкм)
- 3) **субкапиллярные** — меньше 0,2 мкм (0,0002 мм).

ПОРИСТОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Фиктивный грунт

воображаемый грунт, состоящий из шарообразных частиц одного и того же размера.



$$m = 1 - \frac{\pi}{6(1 - \cos \alpha) \sqrt{1 + \cos \alpha}},$$

УДЕЛЬНАЯ ПОВЕРХНОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Удельной поверхностью пород называется суммарная поверхность частиц или поровых каналов, содержащихся в единице объема образца.

Поверхность одной песчинки равна

$$F = 4\pi r^2$$

Объем

$$\omega = \frac{4}{3}\pi r^3$$

Для фиктивного грунта число песчинок в единице объема породы равно

$$N = \frac{1-m}{\omega} = \frac{3}{4} \cdot \frac{1-m}{\pi r^3}$$

Суммарная поверхность всех песчинок в единице объема породы равна

$$S = \frac{3(1-m)}{r}$$

Для песчинок радиусом $r = 0,1$ мм, удельная поверхность будет равна (если пористость $m = 0,26$)

$$S = \frac{3}{r}(1-m) = \frac{3(1-0.26)}{10^{-4}} = 2.2 \cdot 10^4 \frac{\text{м}^2}{\text{м}^3}$$

В 1 м^3 песка общая поверхность частиц с радиусом $0,1$ мм составит 22000 м^2 .

Удельная поверхность частиц с радиусом $0,05$ мм составит уже $44\,000 \text{ м}^2/\text{м}^3$

ПРОНИЦАЕМОСТЬ

Проницаемость коллектора — параметр, характеризующий его способность пропускать жидкость или газ. Как и пористость проницаемость не постоянная величина и изменяется по площади пласта и по пластованию.

Абсолютной называется проницаемость при фильтрации через породу одной какой-либо жидкости (нефти, воды) или газа при полном насыщении пор этой жидкостью или газом. Абсолютная проницаемость характеризует физические свойства породы, т. е. природу самой среды.

Фазовой или **эффективной** называется проницаемость, определенная для какого-либо одного из компонентов при содержании в порах других сред.

Отношение фазовой проницаемости к абсолютной называется **относительной проницаемостью**.

Проницаемость

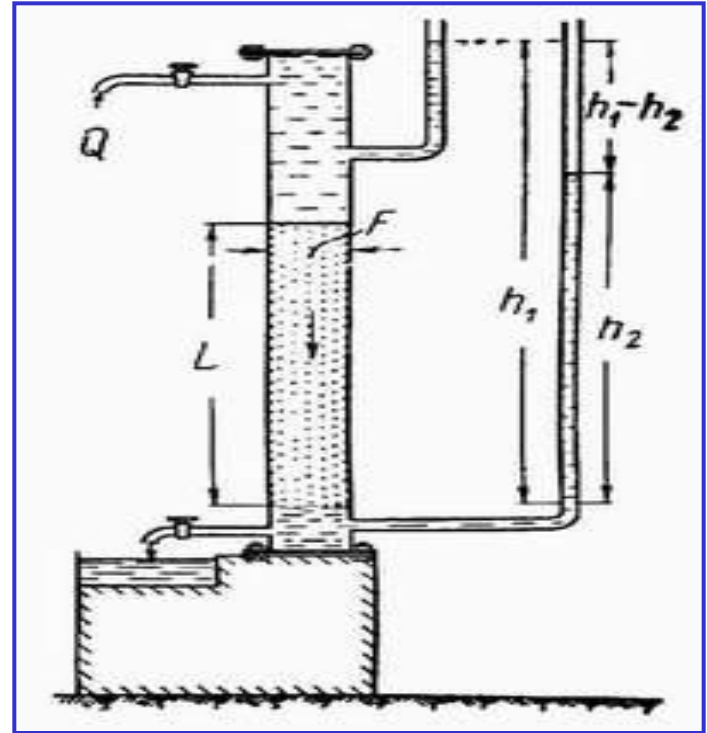
Количественной характеристикой проницаемости служит **коэффициент проницаемости**, являющийся коэффициентом пропорциональности в линейном законе фильтрации – **законе Дарси**.

Закон Дарси:

скорость фильтрации v прямо пропорциональна градиенту $\Delta p / \Delta l$ давления (перепаду давления, действующему на единицу длины) в пористой среде и обратно пропорциональна динамической вязкости μ фильтрующегося газа или жидкости

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{\Delta l}$$

Q - объемный расход жидкости или газа,
 F - площадь фильтрации.



Проницаемость

Физический смысл размерности коэффициента проницаемости – это **величина площади сечения** каналов пористой среды горной породы, по которым происходит фильтрация флюидов.

$$K = \frac{Q \cdot \mu \cdot \Delta l}{F \cdot \Delta p}$$

За единицу проницаемости в 1 м^2 принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м^2 , длиной 1 м и перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью $1 \text{ Па} \cdot \text{с}$ составляет $1 \text{ м}^3 / \text{с}$.

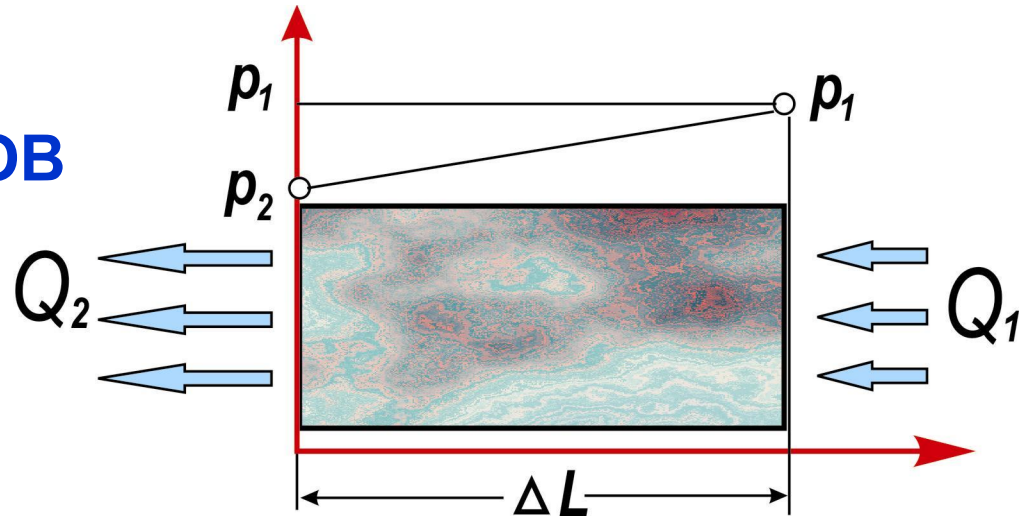
За единицу проницаемости в 1 дарси (1 Д) принимают проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 см^2 и длиной 1 см при перепаде давления 1 кг/см^2 расход жидкости вязкостью 1 спз (сантипуаз) составляет $1 \text{ см}^3 / \text{сек}$. Величина, равная $0,001 \text{ Д}$, называется миллидарси (мД). Учитывая, что $1 \text{ кг/см}^2 = \sim 10^5 \text{ Па}$, $1 \text{ см}^3 = 10^{-6} \text{ м}^3$, $1 \text{ см}^2 = 10^{-4} \text{ м}^2$, $1 \text{ спз} = 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{сек}$, получим следующее соотношение:

$$1 \text{ Д} = \frac{10^{-6} (\text{м}^3 / \text{с}) \cdot 10^{-3} (\text{Па} \cdot \text{с}) \cdot 10^2 (\text{м})}{10^{-4} (\text{м}^2) \cdot 10^5 (\text{Па})} = 10^{-12} \text{ м}^2 = 1 \text{ мкм}^2$$

Проницаемость

ФИЛЬТРАЦИЯ ГАЗОВ

Газ – сжимаемая система и при уменьшении давления по длине образца **объёмный расход газа непостоянный**.



$$k = \frac{\bar{Q}_r \cdot \mu \cdot \Delta l}{F \cdot \Delta p}$$

$$\Delta p = p_1 - p_2$$

Закон Бойля-Мариотта \Rightarrow при $T = const, pV = const$

$$p_{ср} V_{ср} = p_0 V_0 = p_1 V_1 = p_2 V_2 \quad p_{ср} = \frac{p_1 + p_2}{2}, \quad \bar{Q}_r = \frac{V_{ср}}{t}$$

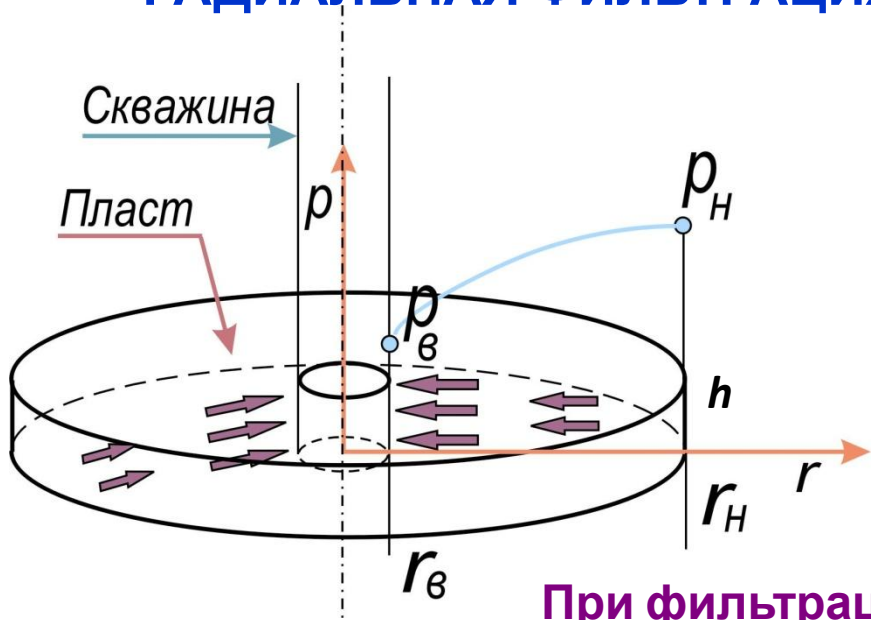
$$\bar{Q}_r = \frac{2Q_0 p_0}{p_1 + p_2}$$

Q_0 – расход газа при атмосферном давлении p_0 .

$$k = \frac{2Q_0 p_0 \mu L}{(p_1^2 - p_2^2) F}$$

Проницаемость

РАДИАЛЬНАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ



$$Q = \frac{2\pi h k_{i\delta} (D_i - D_a)}{\mu \ln \frac{r_i}{r_a}}$$

При фильтрации жидкости

$$k_{np} = \frac{Q_{ж} \mu_{ж} \ln \frac{r_H}{r_v}}{2\pi h (P_H - P_v)}$$

$$\frac{Q}{F} = \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot h} = \frac{k_{i\delta} \cdot \Delta P}{\mu \cdot \Delta r} \Rightarrow \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \int_{r_a}^{r_i} \frac{dr}{r} = \frac{k_{i\delta}}{\mu} \int_{P_a}^{D_i} dP$$

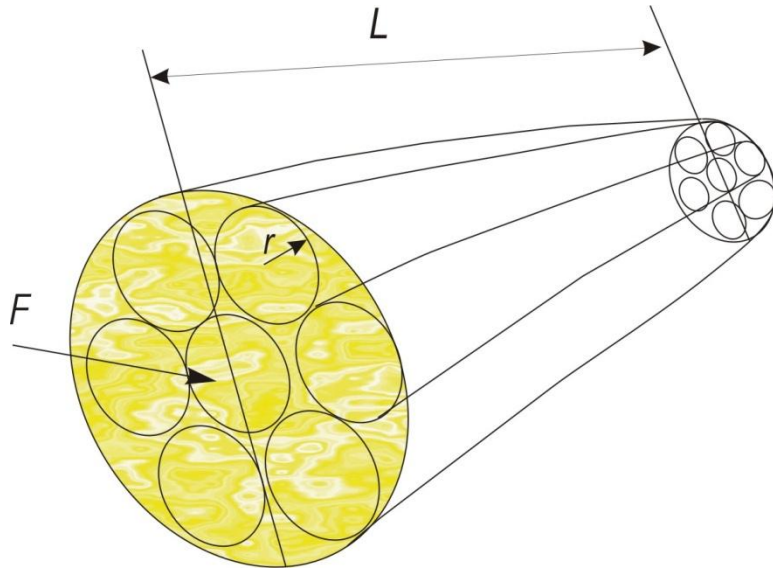
При фильтрации газа

$$k_{np} = \frac{\mu_{г} \bar{Q}_{г} \ln \frac{r_H}{r_B}}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot (p_H - p_B)} = \frac{\mu_{г} Q_0 \ln \frac{r_H}{r_B}}{\pi \cdot h \cdot (p_H^2 - p_B^2)}$$

Проницаемость

Зависимость проницаемости от пористости

Закон Пуазейля для пористой среды из трубок одинакового сечения



$$Q = \frac{n \pi r^4 F \Delta P}{8 \mu L}$$

где n – число пор на единицу площади фильтрации;
 r – радиус порового канала;
 F – площадь фильтрации; ΔP – перепад давления;
 L – длина порового канала; μ – вязкость жидкости.

Проницаемость

Зависимость проницаемости от пористости

Закон Пуазейля

$$Q = \frac{n \pi r^4 F \Delta P}{8 \mu L}$$

Пористость

$$m = \frac{V_{\text{порова}}}{V_{\text{общая}}} = \frac{n F \pi r^2 L}{F L} = n \pi r^2$$

$$Q = F \frac{m r^2 \Delta P}{8 \mu L}$$

Закон Дарси

$$Q = F \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\Delta p}{\Delta l}$$

$$k_{\text{пр}} = \frac{m \cdot r^2}{8}$$

$$r = \sqrt{\frac{8 \cdot k_{\text{пр}}}{m}}$$

$$r = \frac{2}{7 \cdot 10^5} \sqrt{\frac{k_{\text{пр}} \cdot \phi}{m}}$$

ϕ – структурный коэффициент, учитывающий извилистость порового пространства (1,7 – 2,6)

Насыщенность

Водонасыщенность (S_B) характеризует отношение объёма открытых пор, заполненных водой, к общему объёму пор горной породы

$$S_B = \frac{V_B}{V_{\text{пор}}} \times 100, \%; \quad S_H = \frac{V_H}{V_{\text{пор}}} \times 100, \%; \quad S_G = \frac{V_G}{V_{\text{пор}}} \times 100, \%$$

Нефтенасыщенность

Газонасыщенность

$$S_B + S_H + S_G = 1,$$

Для сформированных нефтяных месторождений остаточная **водонасыщенность** изменяется в диапазоне от **6 до 35 %**.

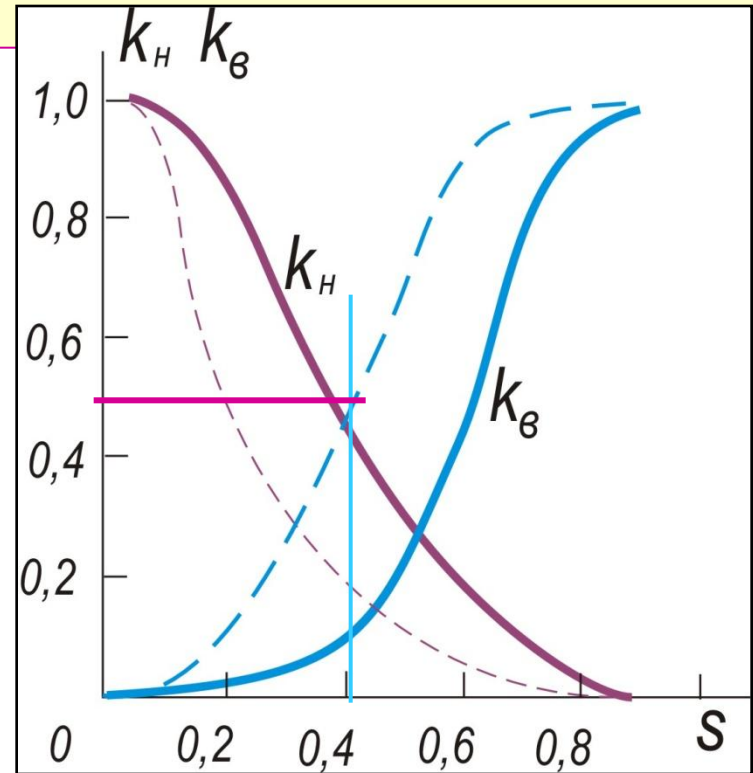
Нефтенасыщенность (S_H), равная **65 %** и выше (**до 90 %**) пласта считается хорошим показателем залежи.

Проницаемость

Эффективная и относительные проницаемости для различных фаз находятся в тесной зависимости от **нефте-, газо- и водонасыщенности** порового пространства породы и физико-химических свойств жидкостей.

При содержании воды в нецементированном песке до 26–28 % относительная проницаемость для неё остается равной нулю. Для других пород: песчаников, известняков, доломитов, процент остаточной водонасыщенности, как неподвижной фазы, еще выше.

При возрастании водонасыщенности до 40 % относительная проницаемость для нефти резко снижается, почти в два раза. При достижении величины водонасыщенности песка около 80 %, относительная фазовая проницаемость для нефти будет стремиться к нулю

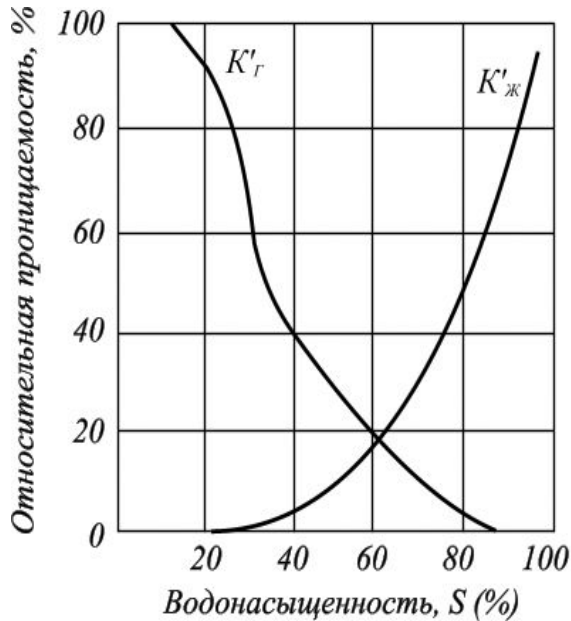


$$k_H = \frac{k_{H\phi}}{k}$$

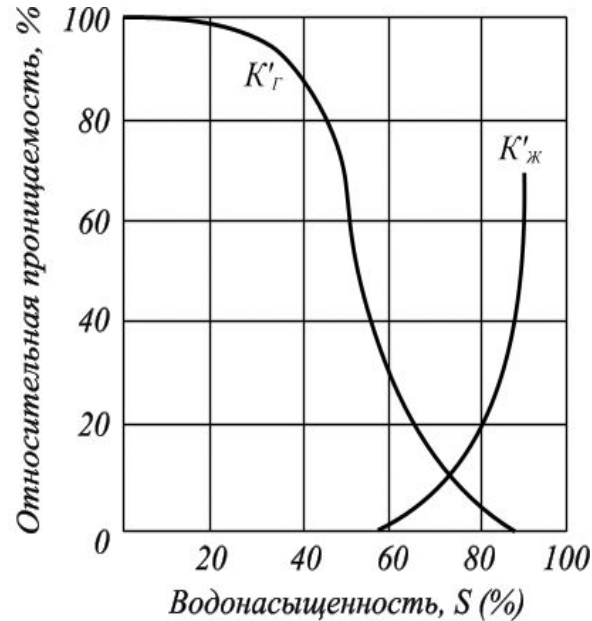
$$k_B = \frac{k_{B\phi}}{k}$$

Проницаемость

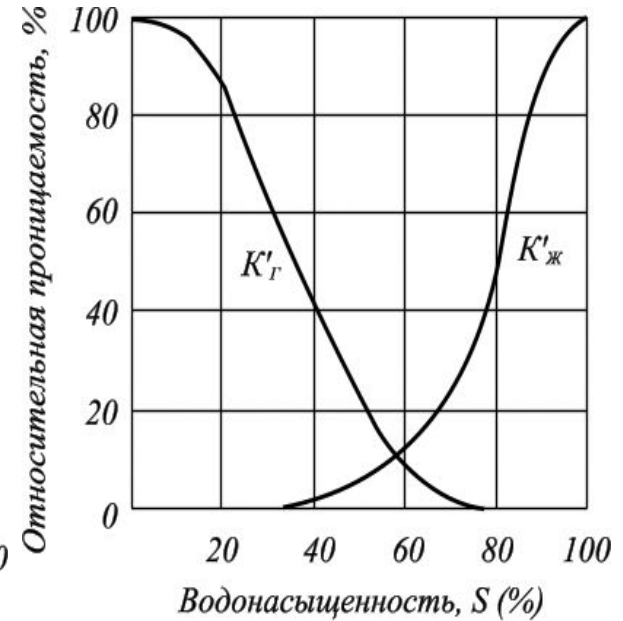
ФИЛЬТРАЦИЯ СМЕСИ ЖИДКОСТИ И ГАЗА



песок



песчаник



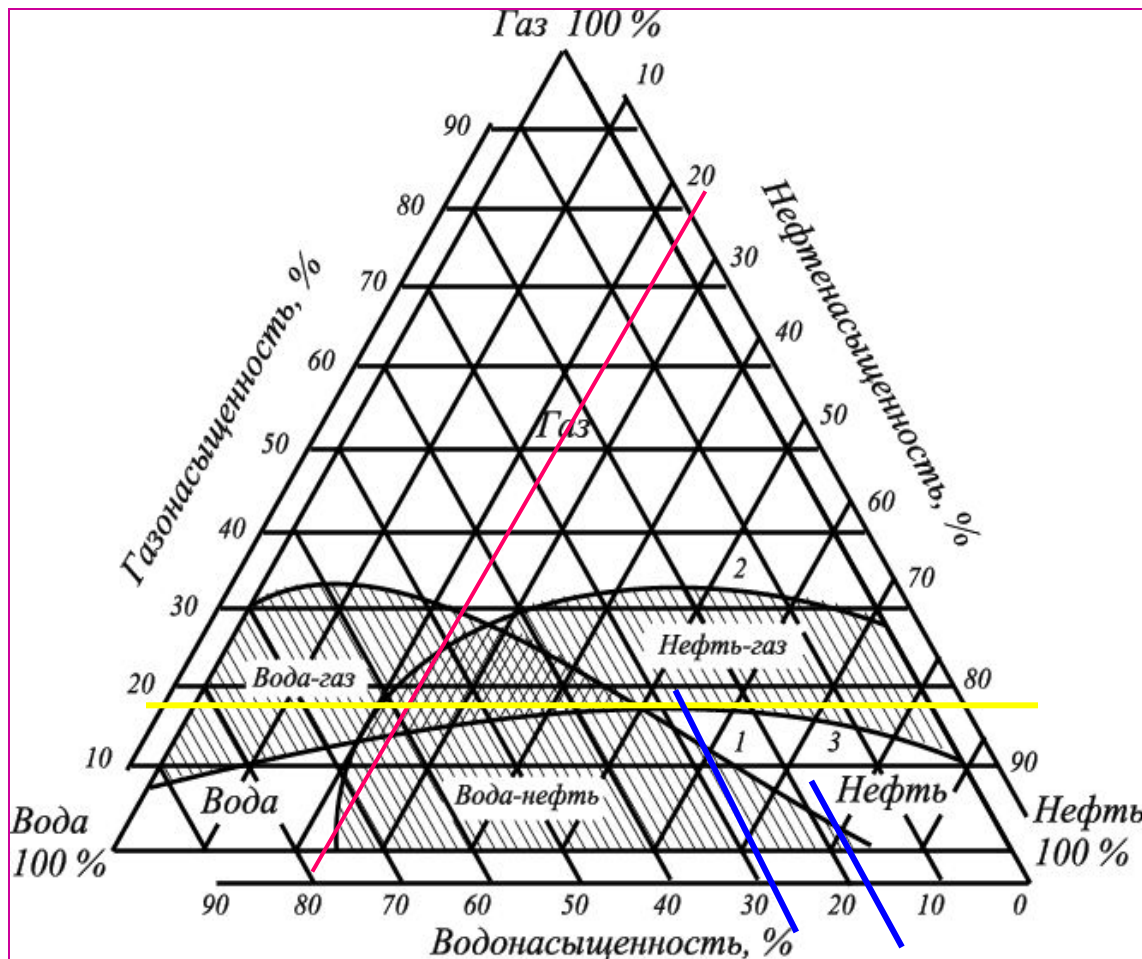
известняки и
доломиты

Вода с увеличением её содержания в пористой среде приблизительно от 30 до 60 % не влияет на фильтрацию газа.

При водонасыщенности до 60 % из пласта можно добывать чистый газ.

Проницаемость

При газонасыщенности меньше 10 % и нефтенасыщенности меньше 23 % в потоке будет практически одна вода. При газонасыщенности меньше 10 % движение газа не будет происходить. При содержании в породе газа свыше 33–35 % фильтроваться будет один газ.



При нефтенасыщенности меньше **23 %** движение нефти не будет происходить. При содержании воды от **20 до 30 %** и газа от **10 до 18 %** фильтроваться может только одна нефть.

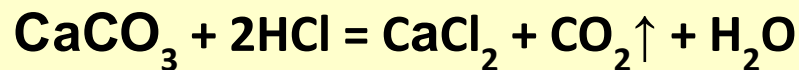
Область существования трёхфазного потока (совместного движения в потоке всех трёх систем) для несцементированных песков находится в пределах насыщенности: нефтью от 23 до 50 %, водой от 33 до 64 %, газом от 14 до 33 %.

Карбонатность горных пород

Под **карбонатностью** породы понимается содержание в ней солей угольной кислоты: **известняка** – CaCO_3 , **доломита** – $\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$, **соды** – Na_2CO_3 , **поташа** – K_2CO_3 , **сидерита** – FeCO_3 и других.

Определение карбонатности пород проводят для выяснения возможности проведения солянокислотной обработки скважин с целью увеличения вторичной пористости и проницаемости призабойной зоны, а также для определения химического состава горных пород, слагающих нефтяной пласт.

Карбонатность пород продуктивных пластов определяют в лабораторных условиях по керновому материалу газометрическим методом.



По объёму выделившегося газа (CO_2) вычисляют весовое (%) содержание карбонатов в породе в пересчёте на известняк (CaCO_3).

Механические свойства горных пород

Упругость, прочность на сжатие и разрыв, пластичность – наиболее важные механические свойства горных пород, влияющие на ряд процессов, происходящих в пласте в период разработки и эксплуатации месторождений.

Упругие свойства горных пород и влияют на перераспределения давления в пласте в процессе эксплуатации месторождения. Давление в пласте, благодаря упругим свойствам пород, перераспределяется не мгновенно, а постепенно после изменения режима работы скважины.

Упругость – свойство горных пород сопротивляться изменению их объёма и формы под действием приложенных сил. Абсолютно упругое тело восстанавливает первоначальную форму мгновенно после снятия напряжения. Если тело не восстанавливает первоначальную форму или восстанавливает её в течение длительного времени, то оно называется пластичным.

ФИЗИКА ПЛАСТА

1 ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА

1.1 НАПРЯЖЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПОРОД

Параметры деформируемого состояния:

E – модуль Юнга, ν – коэффициент Пуассона;

G – модуль сдвига; β – модуль объёмной упругости.

$$10^9 \leq E \leq 10^{11} \text{ Па}, \quad 0 \leq \nu \leq 0,5.$$

СОСТАВЛЯЮЩИЕ НОРМАЛЬНОГО ПОЛЯ НАПРЯЖЕНИЙ

ПО ВЕРТИКАЛИ

$$\sigma_z = \rho g H$$

ПО ГОРИЗОНТАЛИ

$$\sigma_y = \sigma_x = n \rho g H$$

Коэффициент бокового
распора

$$n = \frac{\nu}{1 - \nu}, \quad 0 \leq n \leq 0,5$$

ФИЗИКА ПЛАСТА

1 ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД

1.2 НАПРЯЖЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПОРОД В РАЙОНЕ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК

**АНОМАЛЬНЫЕ
НАПРЯЖЕНИЯ**

**РАЗГРУЗКА АНОМАЛЬНЫХ
НАПРЯЖЕНИЙ ПРИ
ПЛАСТИЧЕСКОЙ
ДЕФОРМАЦИИ**

**РАДИУС ОБЛАСТИ РАЗГРУЗКИ ГОРНОГО
ДАВЛЕНИЯ**

$$r_p = 0,61r_c \exp\left[\frac{(\rho_{\Pi} - \rho_{В})gH}{2K_{\Pi}}\right]$$

ФИЗИКА ПЛАСТА

1 ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА Пород 1.3 ДЕФОРМАЦИОННЫЕ И ПРОЧНОСТНЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

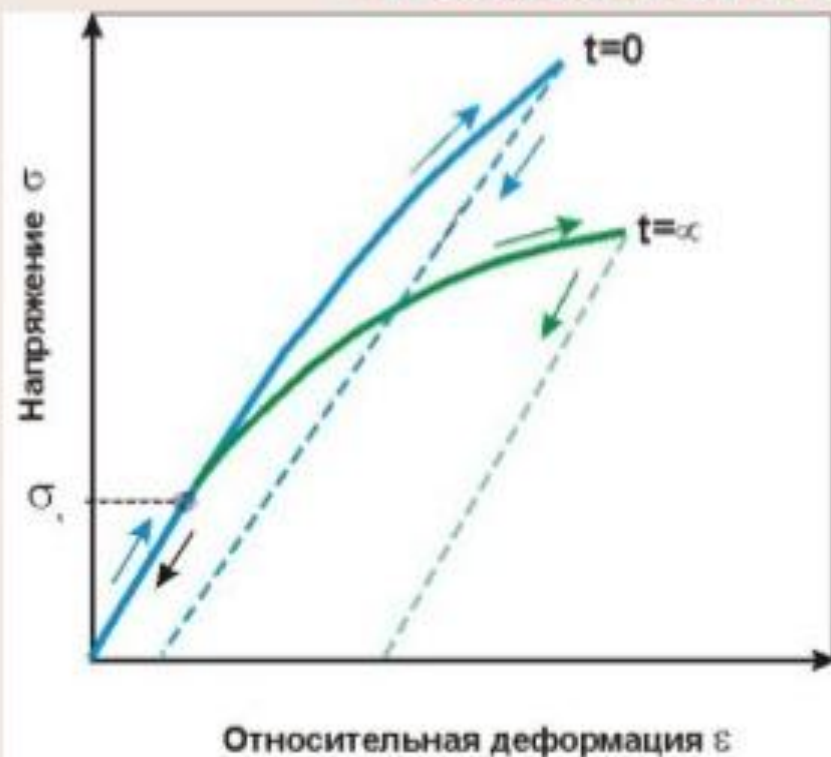


Рис.6. Схематическая зависимость деформации от напряжения для глинистого сланца

ДЕФОРМАЦИЯ:

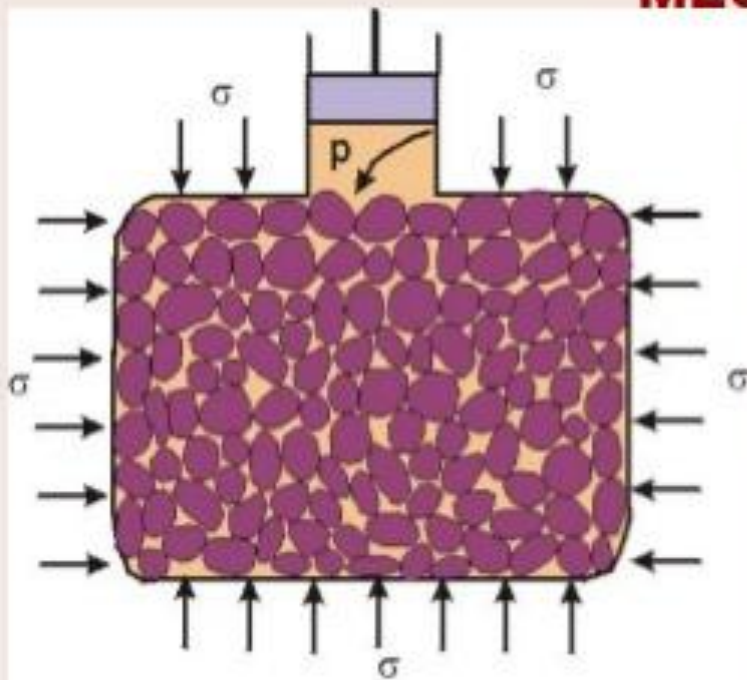
1. УПРУГАЯ ($\sigma \leq \sigma_s$);
2. ПЛАСТИЧЕСКАЯ ($\sigma \geq \sigma_s$);
3. КРИП (ПОЛЗУЧЕСТЬ);
4. ХРУПКАЯ

ФИЗИКА ПЛАСТА

1 ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА

ПОРОД

1.4 УПРУГИЕ ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ



**ЭФФЕКТИВНОЕ
НАПРЯЖЕНИЕ**

$$\sigma_{\text{эф}} = \sigma - p$$

**КОЭФФИЦИЕНТ
СЖИМАЕМОСТИ ПОРОДЫ**

[1/Па]

$$\beta = m\beta_{\text{п}} + \beta_{\text{т}}$$

**КОЭФФИЦИЕНТ
ОБЪЁМНОЙ УПРУГОСТИ
ПЛАСТА**

$$\beta_{\text{с}} = m\beta_{\text{п}}$$

Рис.7. Схема проявления горного и эффективного давлений в породе

ФИЗИКА ПЛАСТА

1 ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД

1.5 ВЛИЯНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД

ПОРИСТОСТЬ $m = m_0 \exp[-\beta_{\text{п}}(\sigma - \sigma_0)]$

ПРОНИЦАЕМОСТЬ $k = k_0 \exp[-n(\sigma - \sigma_0)]$

ГДЕ
$$n = 2 \frac{(3 + \alpha)}{(2 + \alpha)} \beta_{\text{п}0} (\sigma - p)_0$$

Для цементированных песчаников структурный коэффициент α находится в интервале $-1,25 + -1,8$.

ФИЗИКА ПЛАСТА

2 ТЕПЛОВЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ

УДЕЛЬНАЯ ТЕПЛОЁМКОСТЬ

$$C = 0,4-2 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}$$

$$1,5 \cdot 10^3 \leq c_p \leq 3 \cdot 10^3 \text{ кДж/м}^3 \cdot \text{К}$$

УДЕЛЬНОЕ ТЕПЛОВОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ

$$\Sigma 1/\lambda$$

КОЭФФИЦИЕНТ ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ

$$dQ = \lambda \frac{\Delta T}{\Delta x} S dt$$

КОЭФФИЦИЕНТ ТЕМПЕРАТУРОВОДНОСТИ

$$a = \frac{\lambda}{c_p} \quad \alpha_L = \frac{dL}{LdT} \quad \alpha_V = \frac{dV}{VdT}$$

ФИЗИКА ПЛАСТА

Контрольные вопросы:

- 1 Что такое трехосное напряженное состояние породы?**
- 2 Что определяет деформация горных пород?**
- 3 Насколько изменится поровый объем песчаного пласта при снижении пластового давления на 1 МПа?**
- 4 Используя выражения для сжимаемости пор собственно материала и среды в целом**
- 5 Что такое термоупругие напряжения в породе?**
- 6 Как определить начальную температуру пласта?**
- 7 Оцените количество теплоты, необходимое для нагрева 1 м³ известняка, насыщенного водой, на 1 °С.**

Тепловые свойства горных пород

Коэффициент теплопроводности λ определяется из уравнения Фурье, которое гласит: плотность теплового потока q прямо пропорциональна градиенту температуры ($\text{grad } T$), т.е.

$$\bar{q} = \lambda \cdot \overline{\text{grad}} \cdot T$$

где λ - коэффициент пропорциональности, получивший название коэффициента теплопроводности, или просто теплопроводности.

Плотность теплового потока q — это количество теплоты, передаваемое через единицу изотермической поверхности в единицу времени от более нагретой части тела к менее нагретой. Размерность q кал/м²ч или Вт/м², с учётом этого размерность λ Вт/(м·К).

Удельная теплоёмкость C - количество теплоты, поглощаемое единицей массы вещества (кг), при нагревании тела на один градус, размерность C — Дж/кг·К.

Коэффициент температуропроводности (α) - параметр, характеризующий скорость изменения температуры вещества в нестационарных тепловых процессах. Он определяется как отношение теплопроводности λ к произведению удельной теплоёмкости C на плотность вещества σ , выражается в м²/с.

Коэффициенты теплового линейного (α) **и объёмного** (β) **расширения** определяются, соответственно, формулами:

$$\Delta L/L = \alpha \cdot \Delta T, \quad \Delta V/V = \beta \cdot \Delta T$$

здесь L — длина тела, V — объём тела.

Тепловые свойства горных пород

Коэффициент теплопроводности λ определяется из уравнения Фурье, которое гласит: плотность теплового потока q прямо пропорциональна градиенту температуры ($\text{grad } T$), т.е.

$$\bar{q} = \lambda \cdot \overline{\text{grad}} \cdot T$$

где λ - коэффициент пропорциональности, получивший название коэффициента теплопроводности, или просто теплопроводности.

Плотность теплового потока q — это количество теплоты, передаваемое через единицу изотермической поверхности в единицу времени от более нагретой части тела к менее нагретой. Размерность q кал/м²ч или Вт/м², с учётом этого размерность λ Вт/(м·К).

Удельная теплоёмкость C - количество теплоты, поглощаемое единицей массы вещества (кг), при нагревании тела на один градус, размерность C — Дж/кг·К.

Коэффициент температуропроводности (α) - параметр, характеризующий скорость изменения температуры вещества в нестационарных тепловых процессах. Он определяется как отношение теплопроводности λ к произведению удельной теплоёмкости C на плотность вещества σ , выражается в м²/с.

Коэффициенты теплового линейного (α) **и объёмного** (β) **расширения** определяются, соответственно, формулами:

$$\Delta L/L = \alpha \cdot \Delta T, \quad \Delta V/V = \beta \cdot \Delta T$$

здесь L — длина тела, V — объём тела.

Механизмы теплопередачи

- **кондуктивный перенос** (непосредственная передача теплового движения молекул и атомов соседним частицам вещества)
- **конвективный перенос** (перенос за счет перемещения макроскопических элементов среды)
- **радиационный теплообмен** (теплообмен излучением, т.е. испускание энергии излучения телом, распространения ее в пространстве и поглощения ее другими телами)

Механизмы теплопередачи

- **кондуктивный перенос** (непосредственная передача теплового движения молекул и атомов соседним частицам вещества)
- **конвективный перенос** (перенос за счет перемещения макроскопических элементов среды)
- **радиационный теплообмен** (теплообмен излучением, т.е. испускание энергии излучения телом, распространения ее в пространстве и поглощения ее другими телами)

Теплофизические явления в горных породах

Горная порода представляет собой сложную термодинамическую систему, обладающую внутренней энергией теплового (хаотического) движения молекул, атомов, электронов, ядер, фотонов и т.п. и энергией их взаимодействия.

В твёрдом скелете породы изменение температуры у электропроводящих минералов увеличивает или уменьшает кинетическую энергию электронов. При повышении температуры породы частота колебания узлов решётки минералов возрастает относительно плавно до некоторого предела - до **температуры Дебая**, выше которой наступает агармоничность в колебательном процессе, что влечёт за собой изменение тепловых свойств.