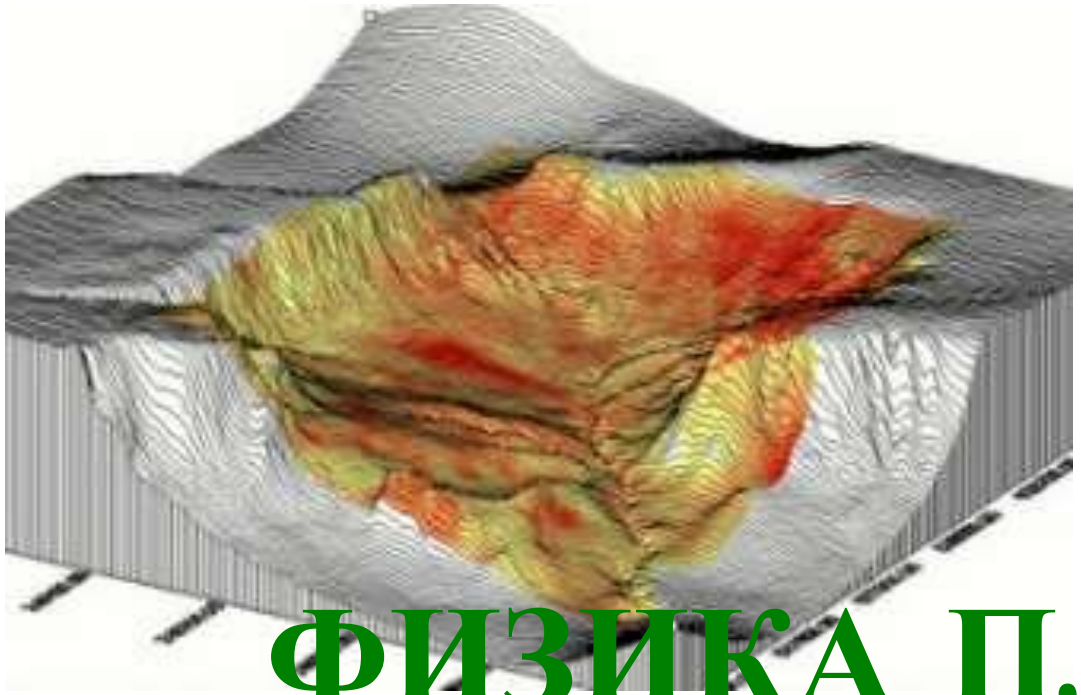
Томский политехнический университет

Институт геологии и нефтегазового дела



КАФЕДРА геологии и разработки нефтяных месторождений

ФИЗИКА ПЛАСТА

Презентация учебного курса для студентов направления 130500 «Нефтегазовое дело»

Проф. Росляк Александр Тихонович

ФИЗИКА ПЛАСТА

Физика пласта — наука, изучающая физические свойства пород нефтяных и газовых коллекторов; свойства пластовых жидкостей, газов и газоконденсатных смесей;
методы их анализа, а также физические основы увеличения нефте- и газоотдачи пластов.

ФИЗИКА ПЛАСТА

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ И ТЕПЛОВЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

ФИЗИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ НЕФТИ И ГАЗА ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ В ЗАЛЕЖИ

СОСТАВ И ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ

СОСТАВ И СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

ФАЗОВЫЕ СОСТОЯНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

СОСТАВ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ВОД

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

ФИЗИКА ПЛАСТА

Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. Учебник. Изд. 2, перераб. и доп. М., «Недра», 1971, 312 с.

Котяхов Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М., «Недра», 1977, 287 с.

Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. Учебник для вузовМ. Недра, 1982, 311 с.

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)**

Желтов Ю. П. Механика нефтегазоносного пласта. М., «Недра», 1975, 216 с.

Сваровская Н. А. Физика пласта: Учебное пособие. – Томск: ТПУ, 2003. – 156 с.

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 **карбонатньми породами** — известняками, доломитами и др. **39% мировых запасов**

Метаморфические и изверженные породы - 1%

ПРИРОДНЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ И ГАЗА

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)

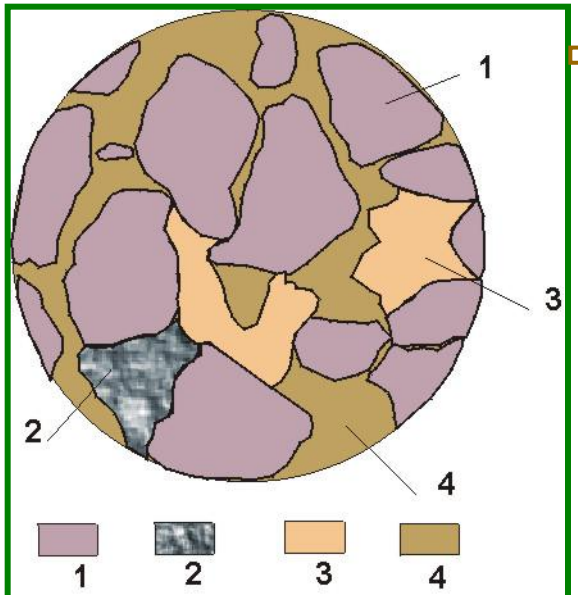


Рис.1. Шлиф пористого коллектора
1-зерна (частицы); 2-цемент (кальцит); 3-глина; 4-поровое пространство

СМЕШАННЫЕ

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

трещинно-пористые,

трещинно-каверновые,

трещинно-карстовые.

ТРЕЩИННЫЕ

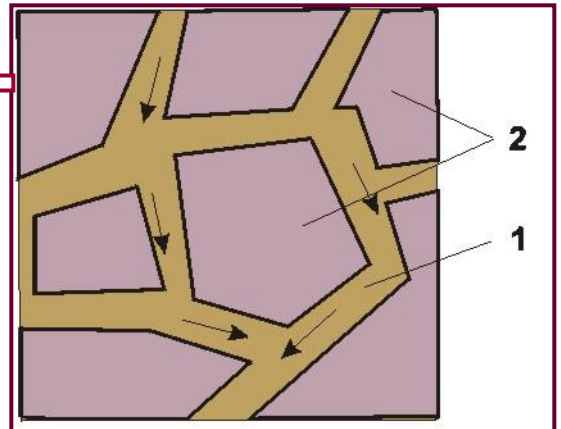
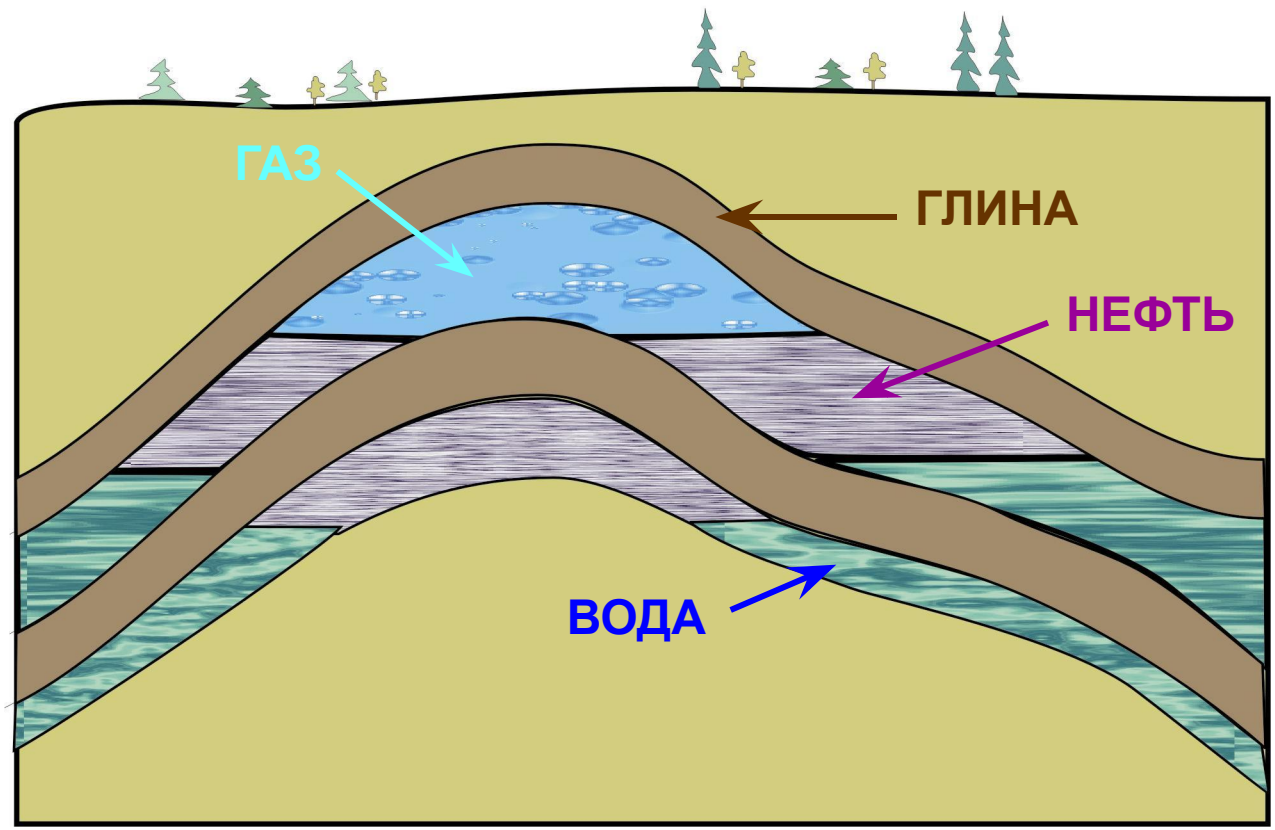


Рис. 2. Схема трещиновато-пористой среды
1 - трещины; 2 - пористые блоки

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

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

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**

Изучаемый диапазон размеров: **0,001- 5 мм**

Методы анализа гранулометрического состава горных пород

Ситовой анализ

d > 0,05 мм

Седиментационный анализ

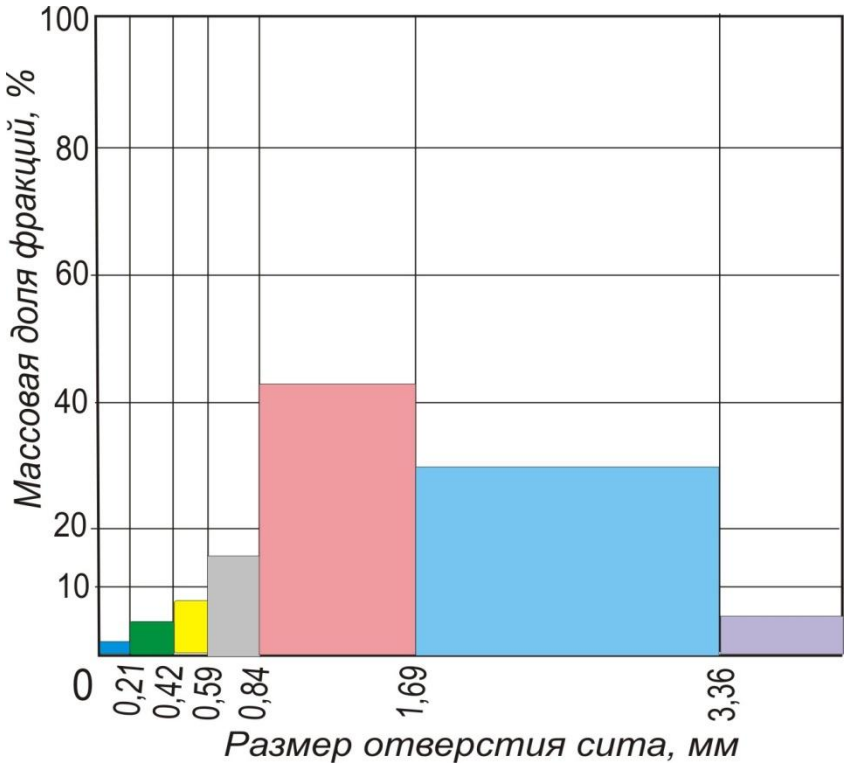
0,01< d < 0,1 мм

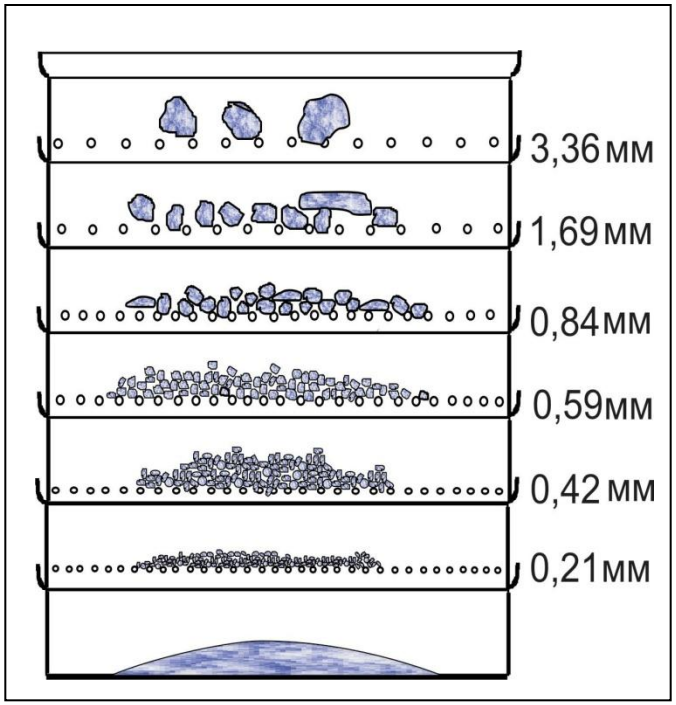
Микроскопический анализ шлифов

0,002 < d < 0,1 мм

ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПОРОДЫ

СИТОВОЙ АНАЛИЗ

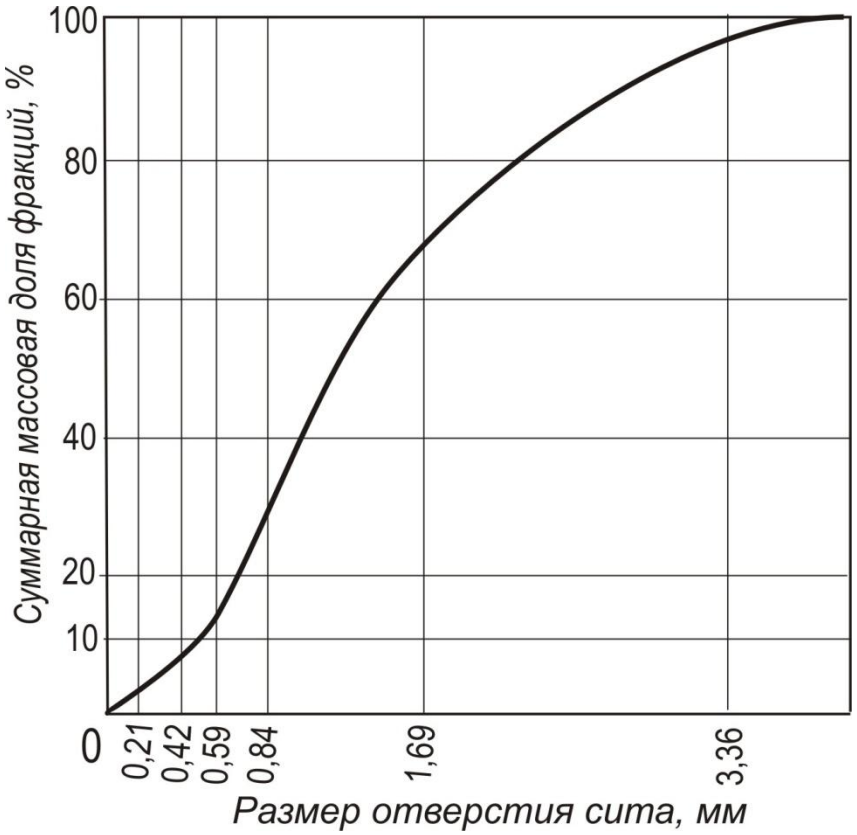


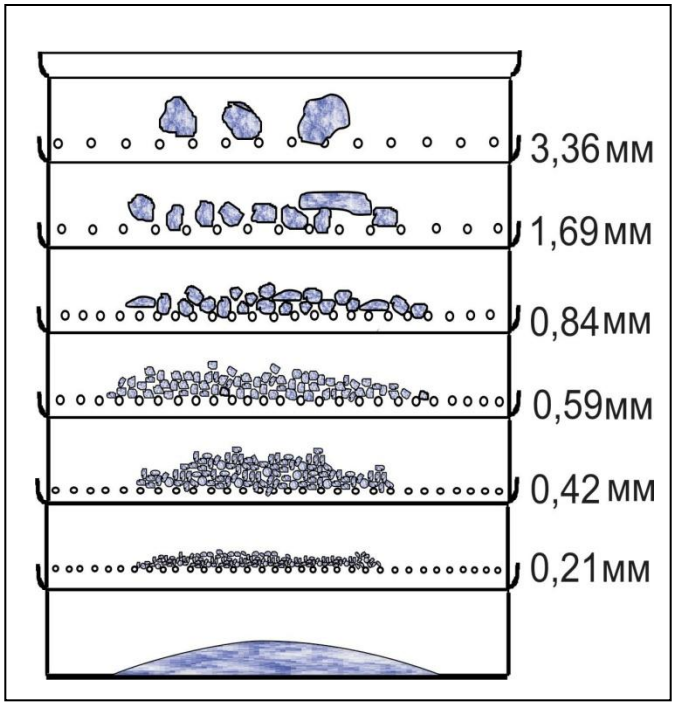


Ситовой анализ сыпучих горных пород применяют для определения содержания фракций частиц размером от 0,05 до 6 - 7 мм, а иногда и до 100 мм. В лабораторных условиях обычно пользуются набором проволочных или шелковых сит с размерами отверстий (размер стороны квадратного отверстия) 0,053; 0,074; 0,105;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

ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ СОСТАВ ПОРОДЫ

СИТОВОЙ АНАЛИЗ





Интегральное распределение частиц по размерам

Седиментационный анализ

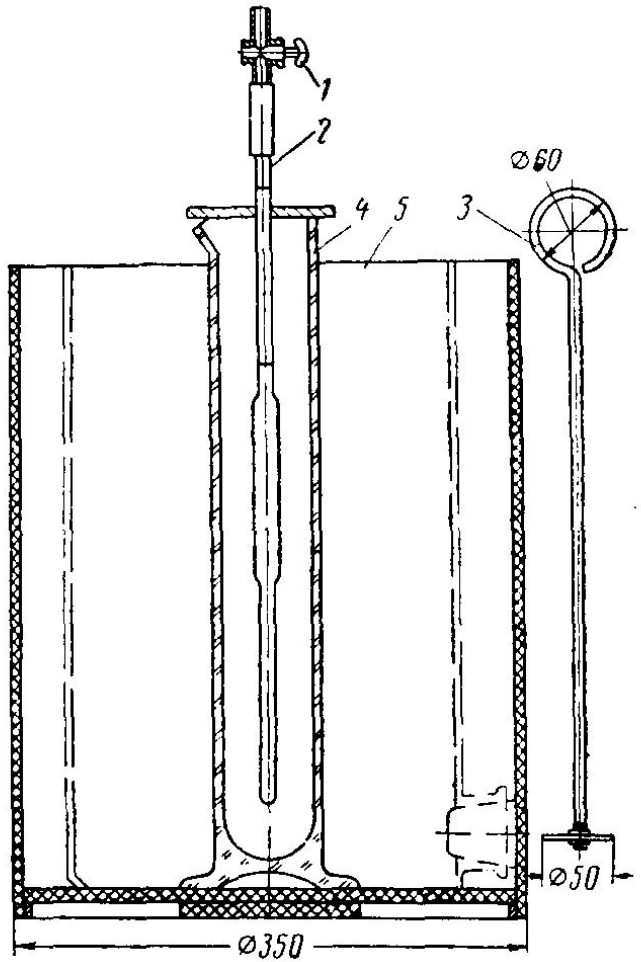


Рис. I.1. Седиментометр.

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

$$v = \frac{gd^2}{18\nu} \cdot \left(\frac{\rho_п}{\rho_ж} - 1 \right)$$

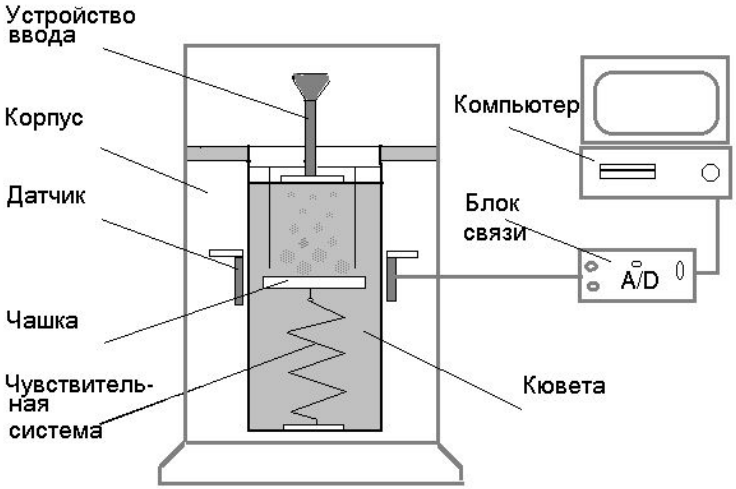
С глубины h через время tx в пипетку проникнут только те частицы, диаметр которых меньше d_1 так как к этому времени после начала их осаждения более крупные зерна расположатся ниже кончика пипетки.

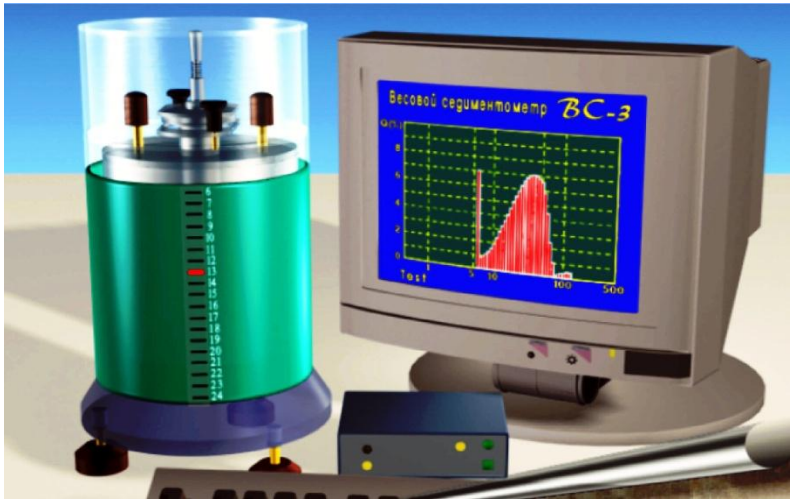
$$a = \frac{V_1 G}{V G_1}$$

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 осадконакопле-ния. 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, пере-кристаллизации.**

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 $m_п$ называется отношение **суммарного** объема пор $V_{пор}$ в образце породы к видимому его объему $V_{обр}$

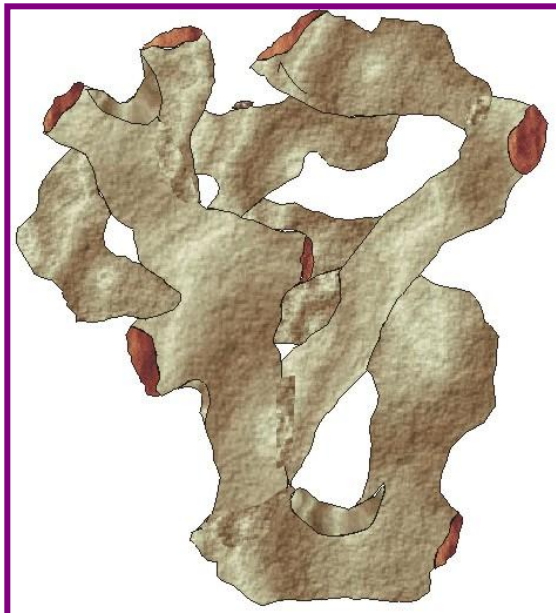


Рис.5. Слепок поровых каналов сцементированного песчаника

ПОРИСТОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Открытую пористость характеризует отношение объема порового пространства, включающего сообщающееся 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

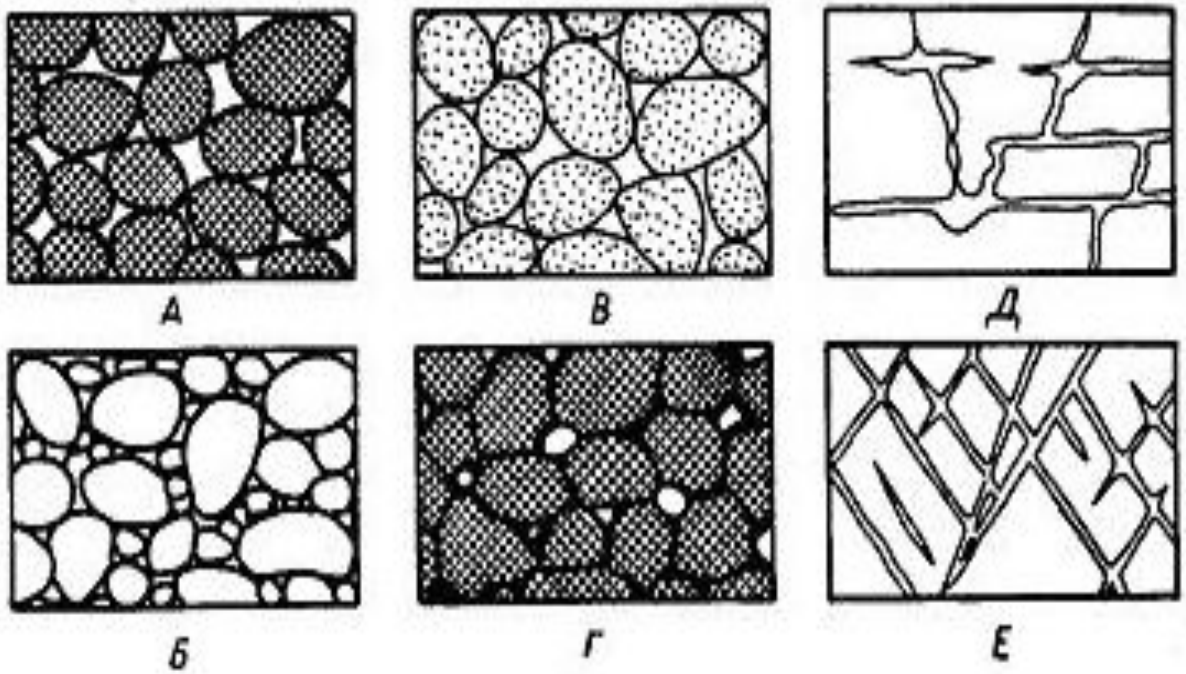


Рис. 4. Различные поровые пространства пород.

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;

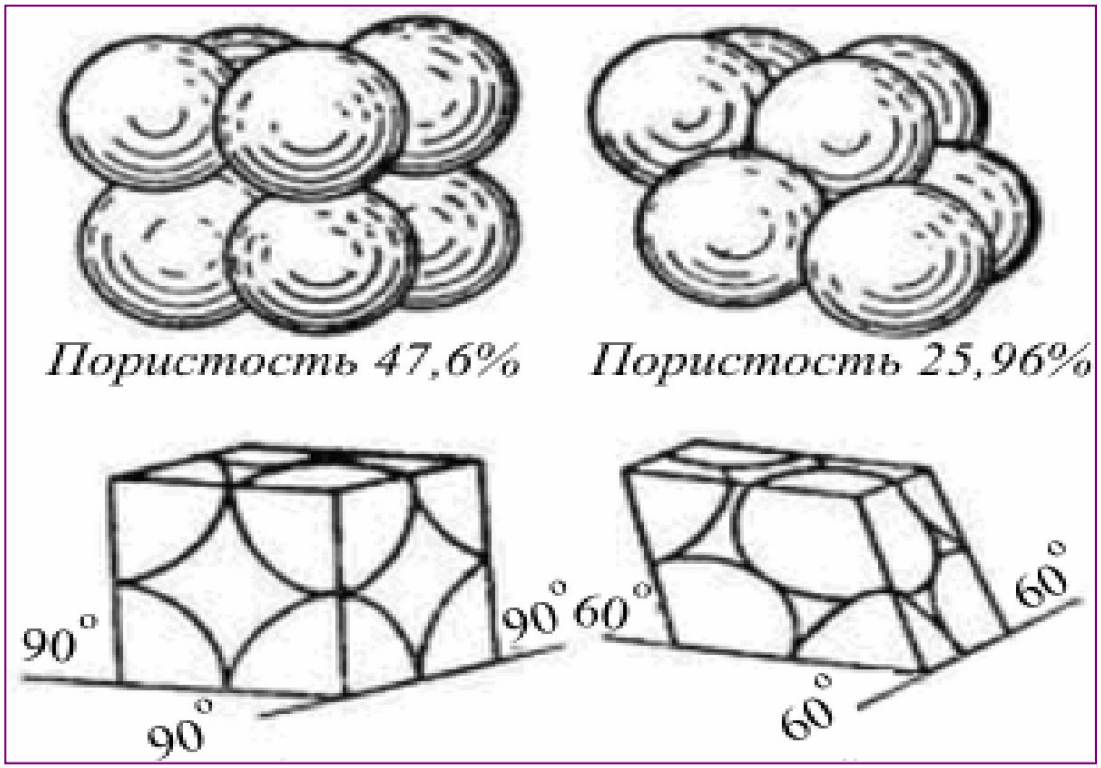
2) *капиллярные* — от 0,5 до 0,0002 мм (0,2 мкм)

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 г = 0,1 мм, удельная поверхность будет равна (если пористость m = 0,26)

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

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 м^2/м^3

ПРОНИЦАЕМОСТЬ

П р о н и ц а е м о с т ь 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.

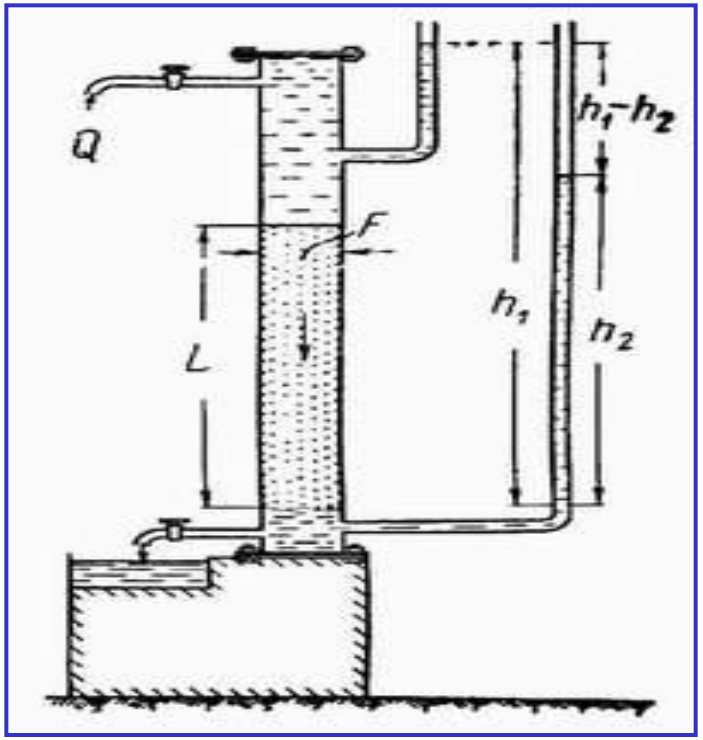
Отношение фазовой проницаемости к абсолютной называется относительной проницаемостью.

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.

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

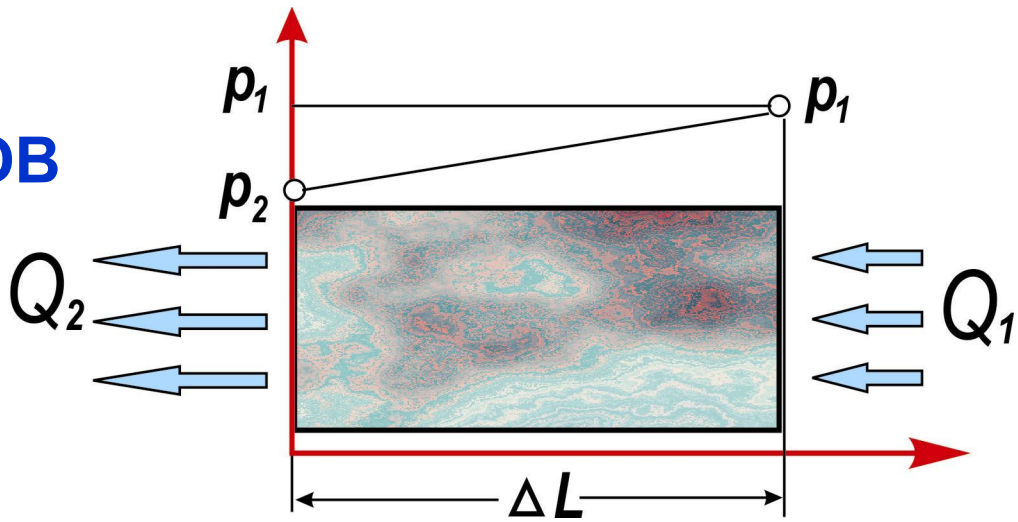
За единицу проницаемости в 1 м^2 принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м^2 , длиной 1 м и перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью 1 Па·с составляет 1 м^3 /с.

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 см^3/сек. Величина, равная 0,001 Д, называется миллидарси (мД). Учитывая, что 1 кГ/см^2 = ~10^5 Па, 1 см^3 = 10^{-6} м^3, 1 см^2 = 10^{-4} м^2, 1 спз = 10^{-3} Па • сек, получим следующее соотношение:

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

Проницаемость

ФИЛЬТРАЦИЯ ГАЗОВ



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

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

$$\Delta p = p_1 - p_2$$

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

$$p_{cp}V_{cp} = p_0V_0 = p_1V_1 = p_2V_2 \qquad p_{cp} = \frac{p_1 + p_2}{2}, \qquad \overline{Q}_Г = V_{cp}/t$$

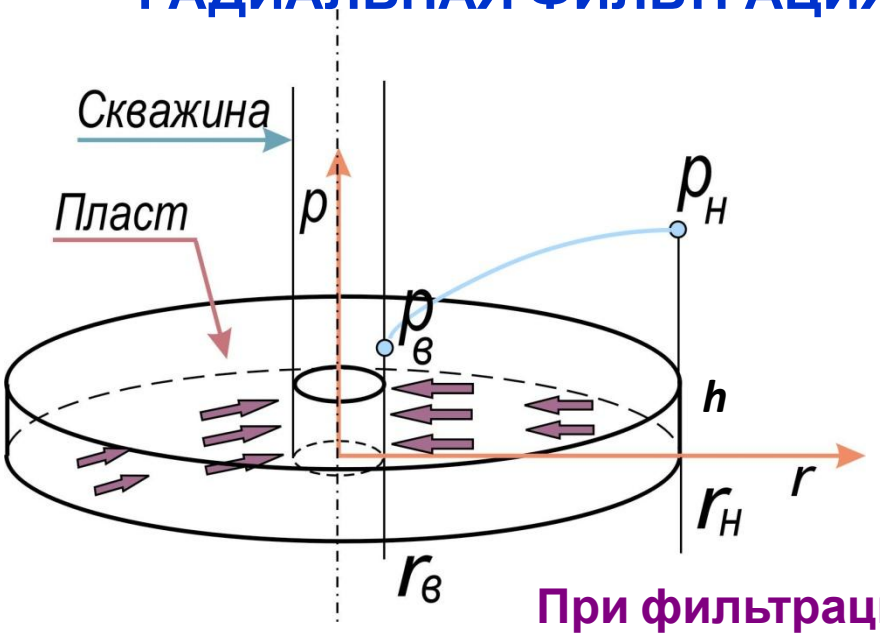
$$\overline{Q}_г = \frac{2Q_0 p_0}{p_1 + p_2}$$

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



$$Q = \frac{2\pi h k_{пр}(P_н - P_в)}{\mu \ln \frac{r_н}{r_в}}$$

При фильтрации жидкости

$$k_{пр} = \frac{Q_ж \mu_ж \ln \frac{r_н}{r_в}}{2\pi h (P_н - P_в)}$$

$$\frac{Q}{F} = \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot h} = \frac{k_{пр} \cdot \Delta P}{\mu \cdot \Delta r} \Rightarrow \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \int_{r_в}^{r_н} \frac{dr}{r} = \frac{k_{пр}}{\mu} \int_{P_в}^{P_н} dP$$

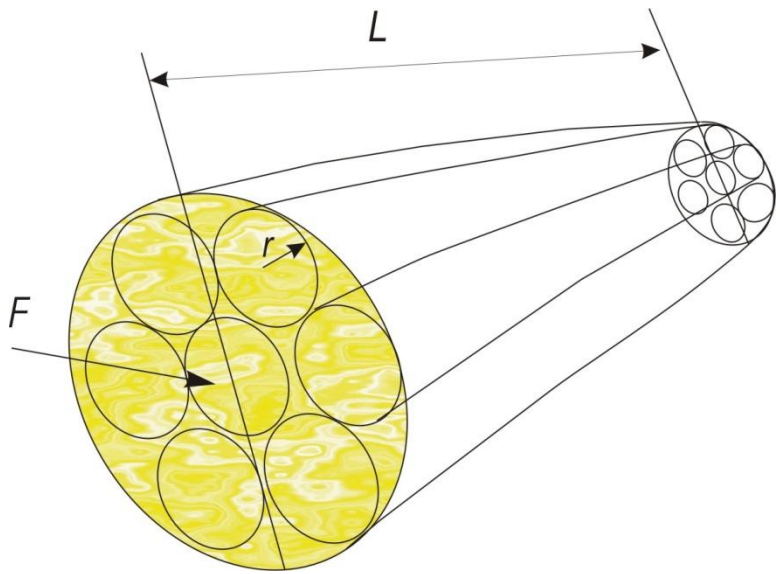
При фильтрации газа

$$k_{пр} = \frac{\mu_Г \overline{Q_Г} \ln \frac{r_н}{r_в}}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot (p_н - p_в)} = \frac{\mu_Г Q_0 \ln \frac{r_н}{r_в}}{\pi \cdot h \cdot (p_н^2 - p_в^2)}$$

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

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

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

Закон Дарси

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

$$k_{пр} = \frac{m \cdot r^2}{8}$$

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

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

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

Насыщенность

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

$$S_В = \frac{V_В}{V_{пор}} \times 100, \%; \quad S_Н = \frac{V_Н}{V_{пор}} \times 100, \%; \quad S_Г = \frac{V_Г}{V_{пор}} \times 100, \%$$

Нефтенасыщенность

Газонасыщенность

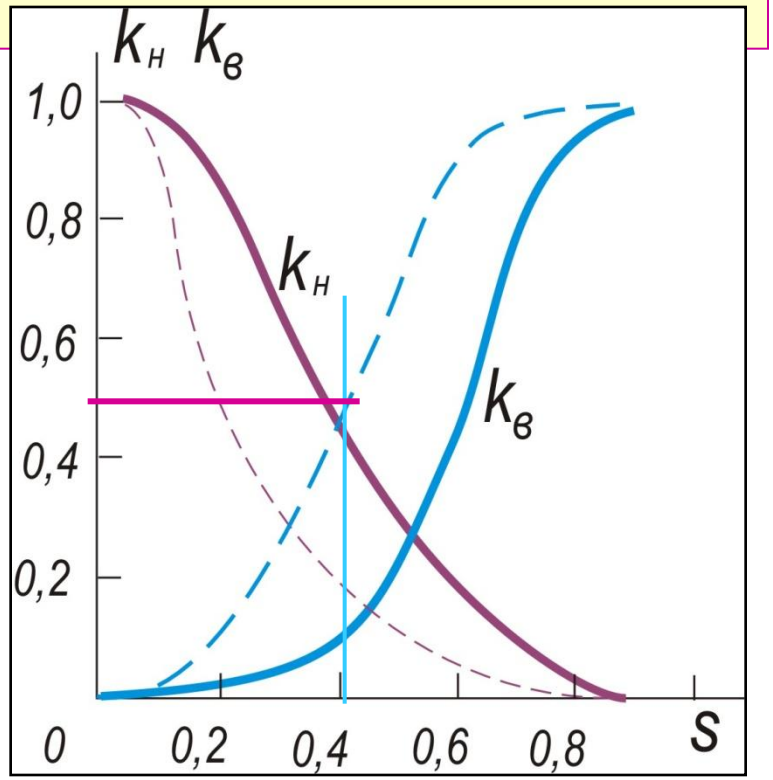
Sв + Sн + Sг = 1,

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

Нефтенасыщенность (Sн), 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 несцементированном 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.

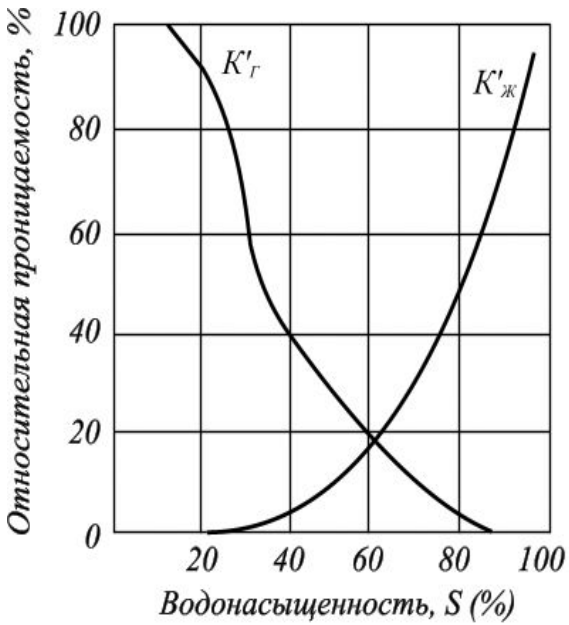
При возрастании водонасыщенности до 40 % относительная проницаемость для нефти резко снижается, почти в два раза. При достижении величины водонасыщенности песка около 80 % , относительная фазовая проницаемость для нефти будет стремиться к нулю

$$k_н = \frac{k_{нф}}{k}$$

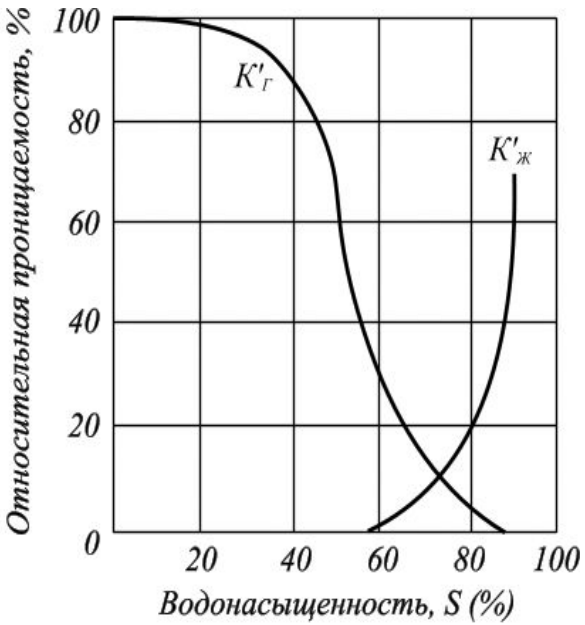
$$k_в = \frac{k_{вф}}{k}$$

Проницаемость

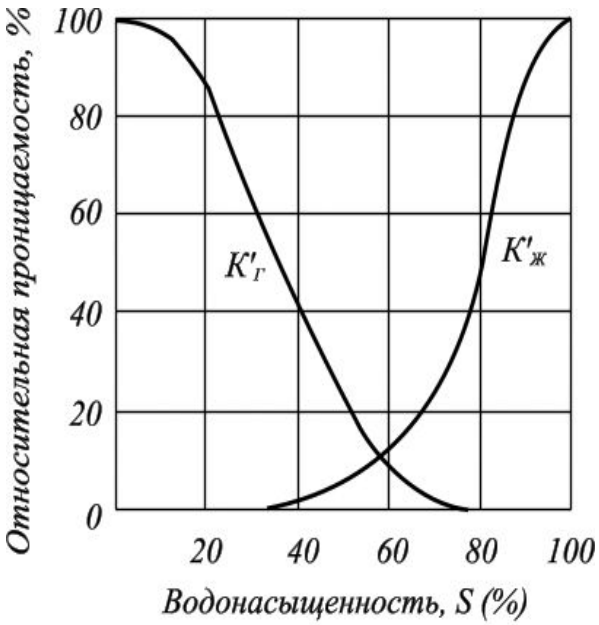
ФИЛЬТРАЦИЯ СМЕСИ ЖИДКОСТИ И ГАЗА



песок



песчаник



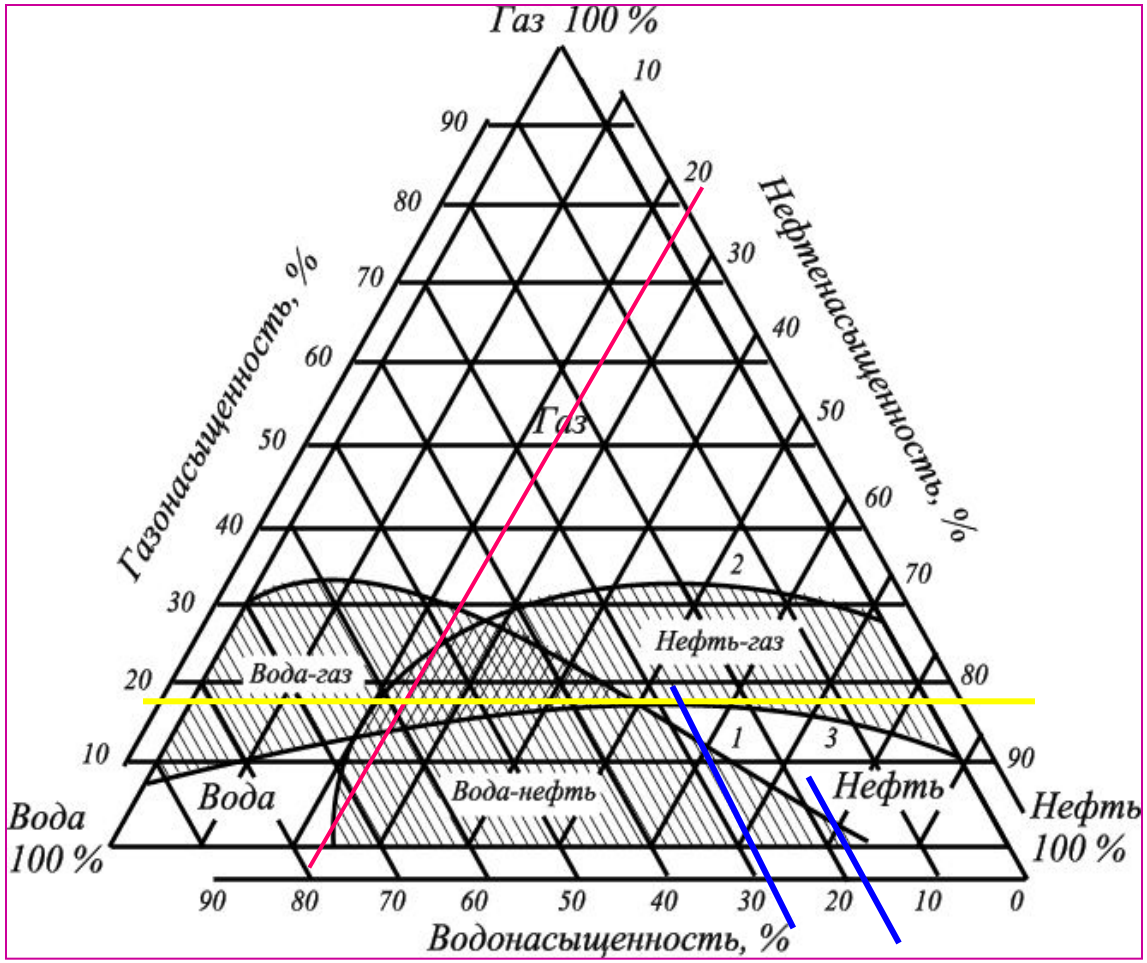
известняки и доломиты

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 – $CaCO_3 \cdot MgCO_3$, 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.

$$CaCO_3 + 2HCl = CaCl_2 + CO_2\uparrow + H_2O$$

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