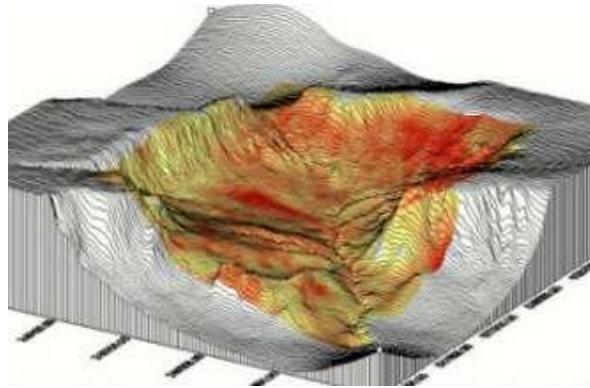


Институт Геологии и Нефтегазового Дела им. К.Турысова  
Кафедра Геофизики  
Геофизические методы поиска и разведки нефтяных и газовых  
месторождений



**Определение фильтрационно-емкостных свойств  
коллекторов нефти и газа по данным ГИС**

Выполнили: Асабай Е.

Канатулы М.

Проверила: Истекова С.А.

Доктор геолого-минералогических наук, и.о. профессор

# **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)

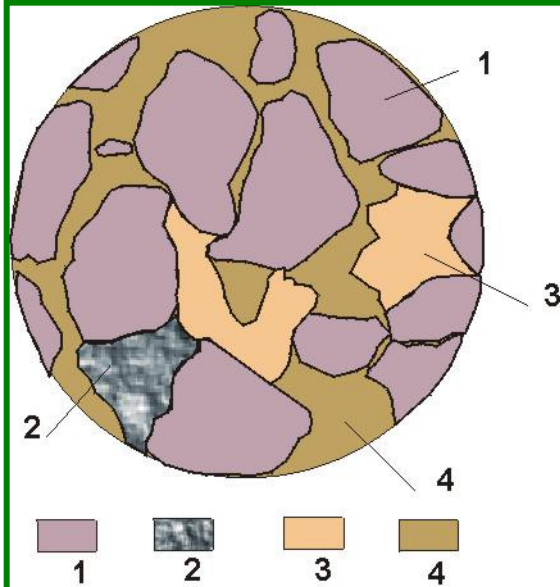


Рис.1. Шлиф пористого коллектора  
1-зерна (частицы); 2-цемент (кальцит); 3-глина; 4-поровое пространство

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

## СМЕШАННЫЕ

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

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

## ТРЕЩИННЫЕ

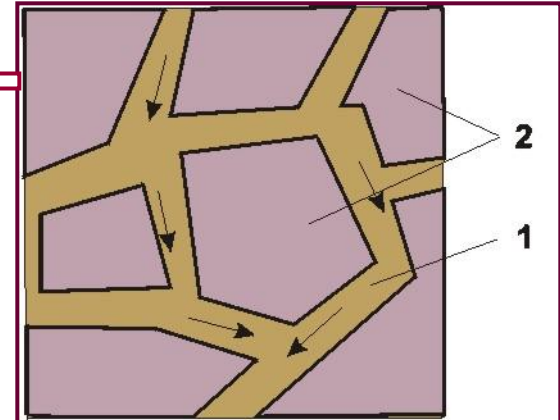
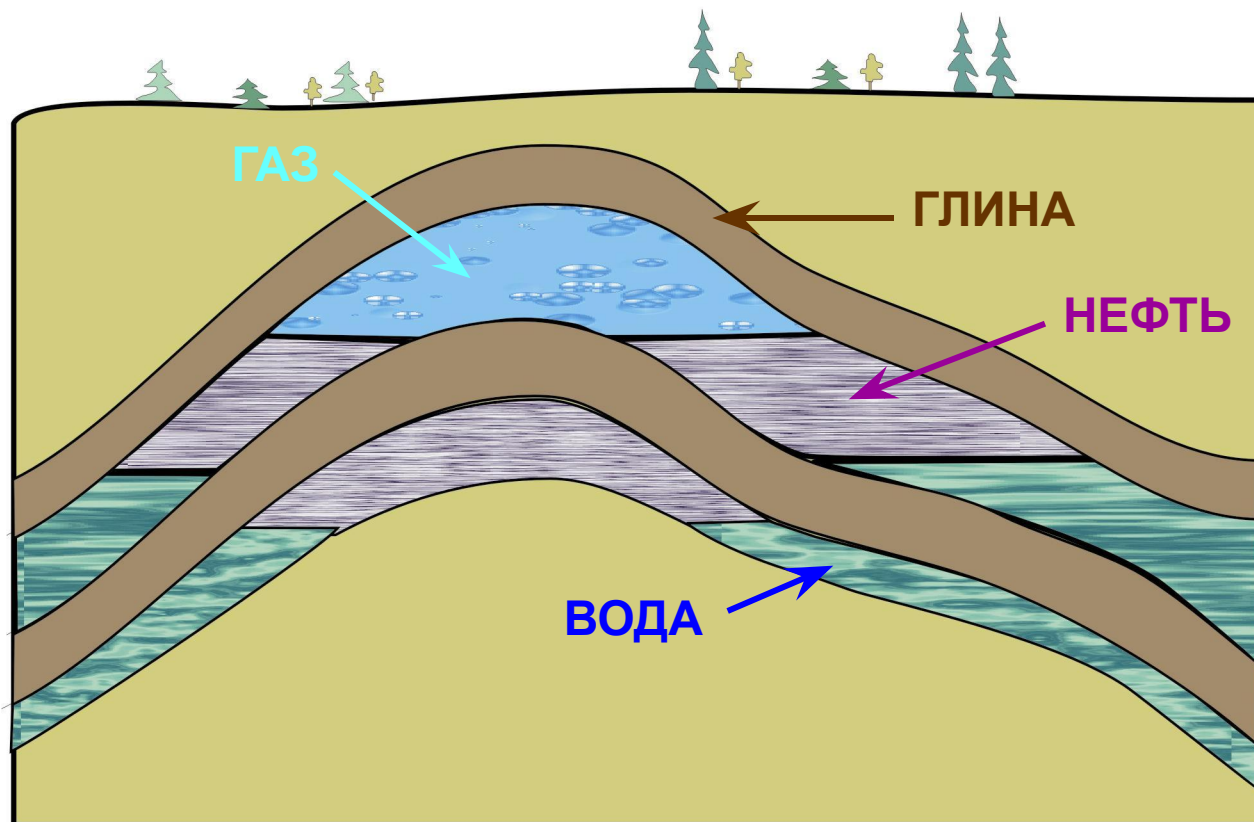


Рис. 2. Схема трещиновато-пористой среды  
1 - трещины; 2 - пористые блоки

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

## 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**

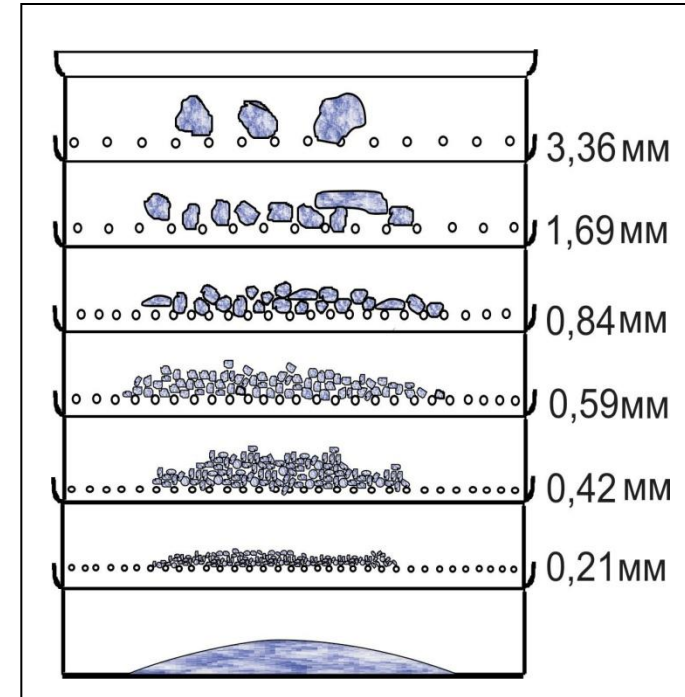
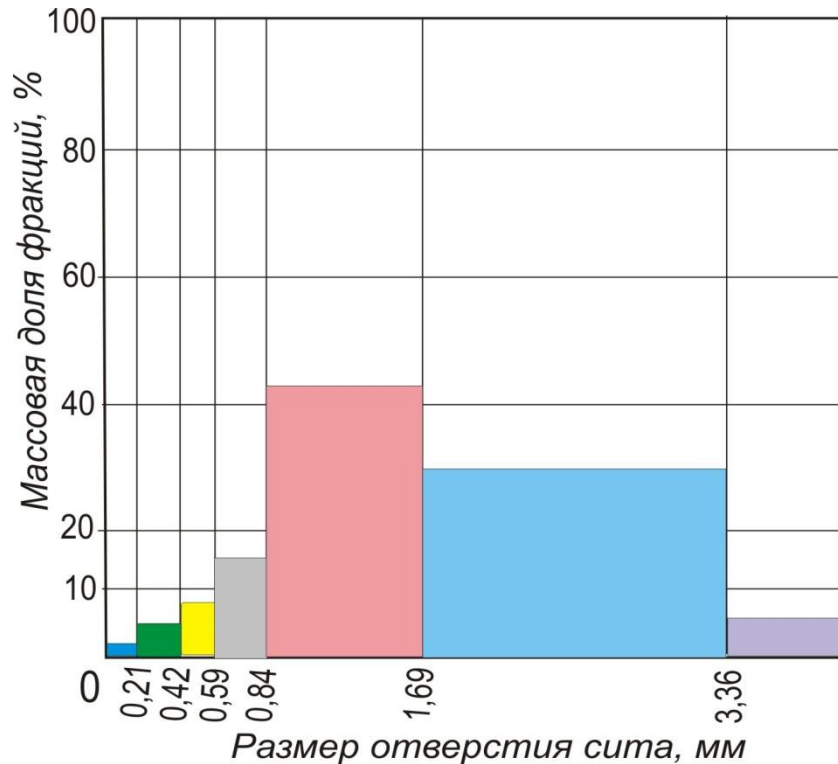
## Методы анализа гранулометрического состава горных пород

Ситовой анализ  
 $d > 0,05 \text{ мм}$

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

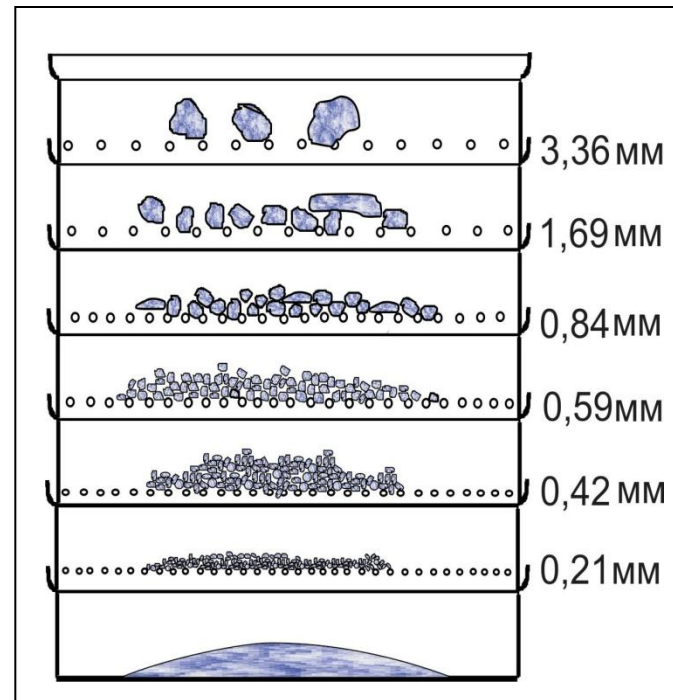
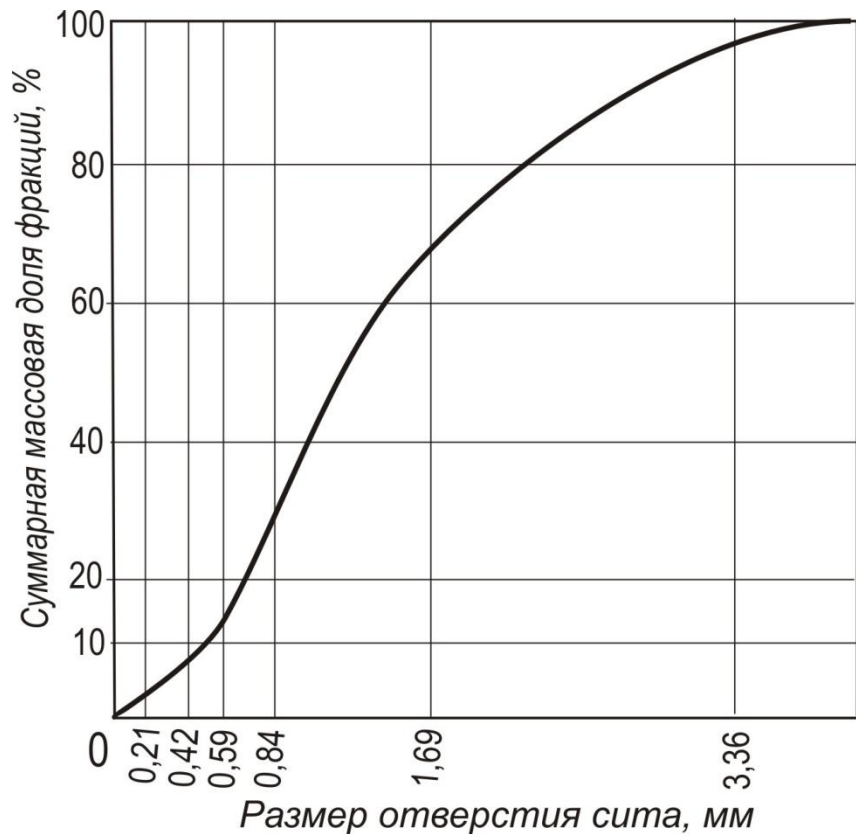
Микроскопический анализ шлифов  
 $0,002 < d < 0,1 \text{ мм}$

## 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

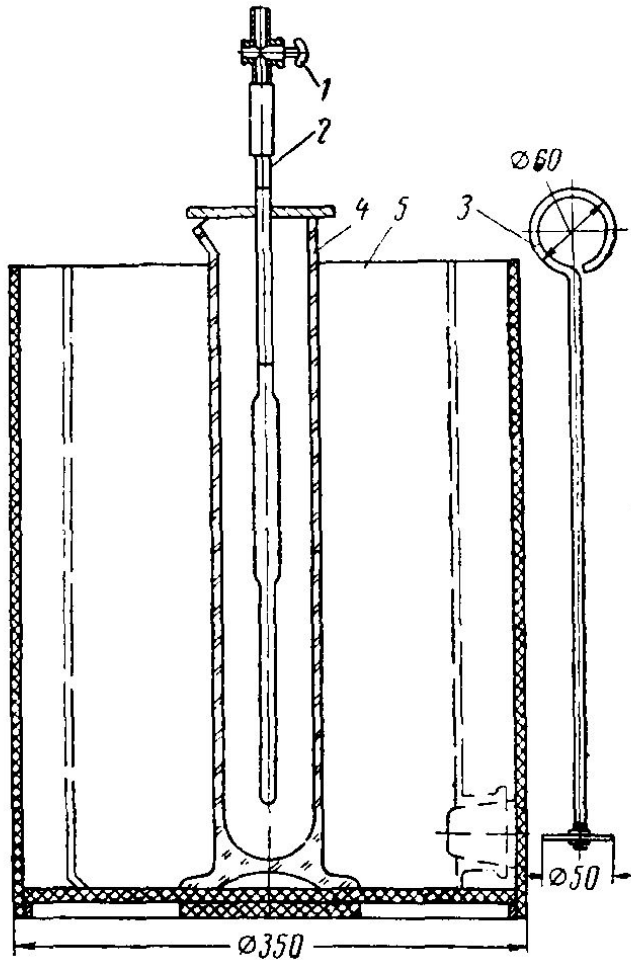


Рис. 1.1. Седиментометр.

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

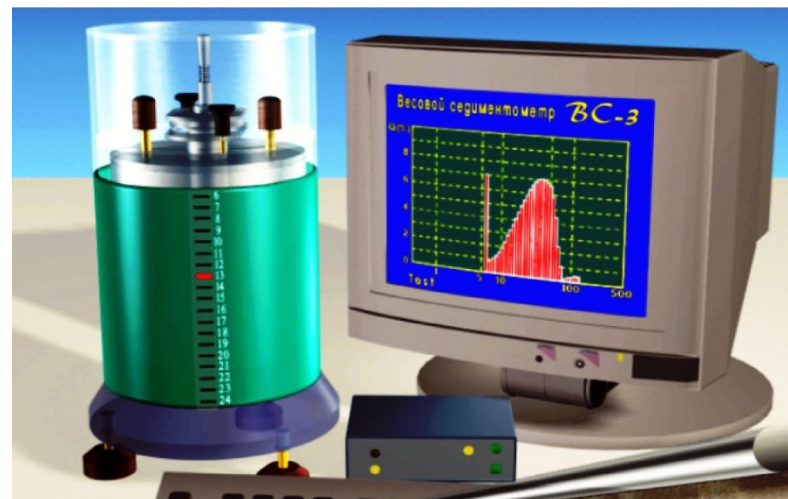
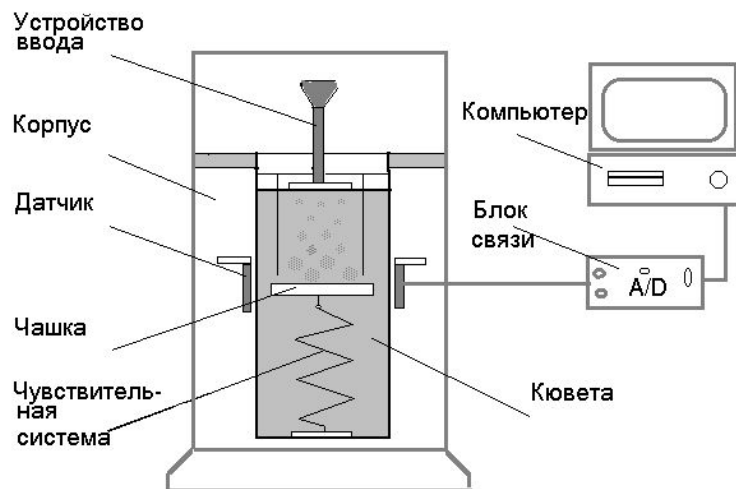
$$v = \frac{gd^2}{18\nu} \cdot \left( \frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{ж}}} - 1 \right)$$

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  $V_{обр}$

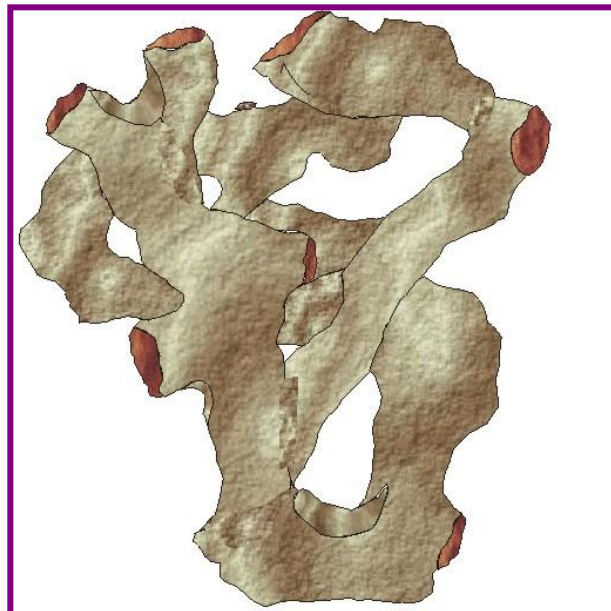


Рис.5. Слепок поровых каналов цементированного песчаника



## 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

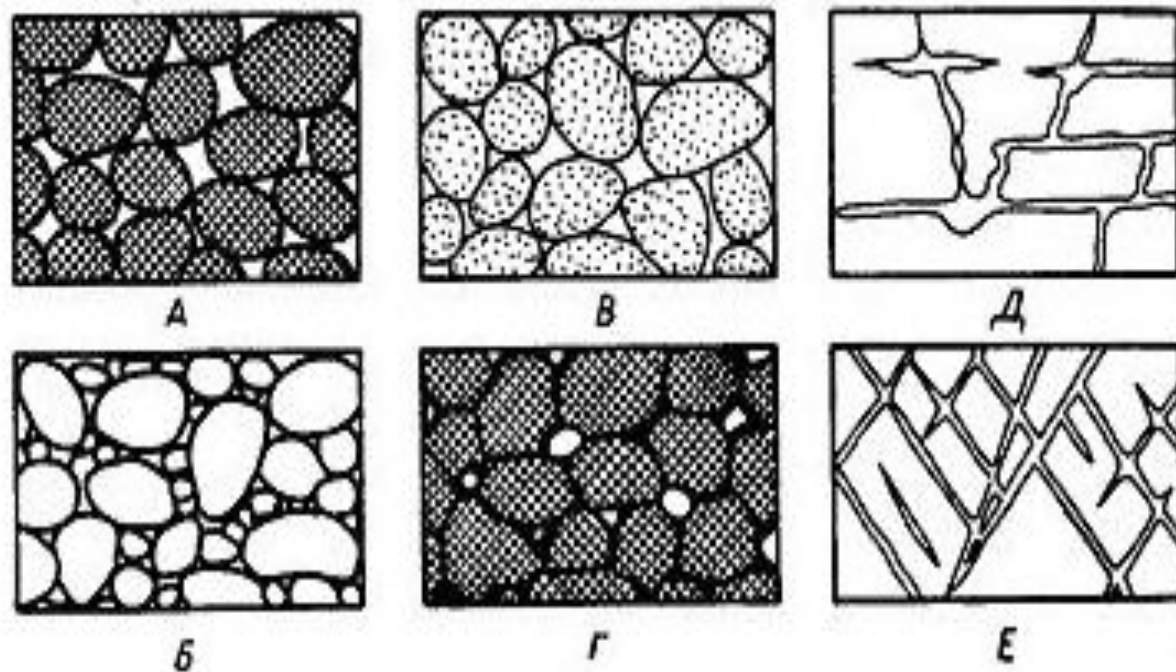


Рис. 4. Различные поровые пространства пород.

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 покрывающие	0,65–2,5

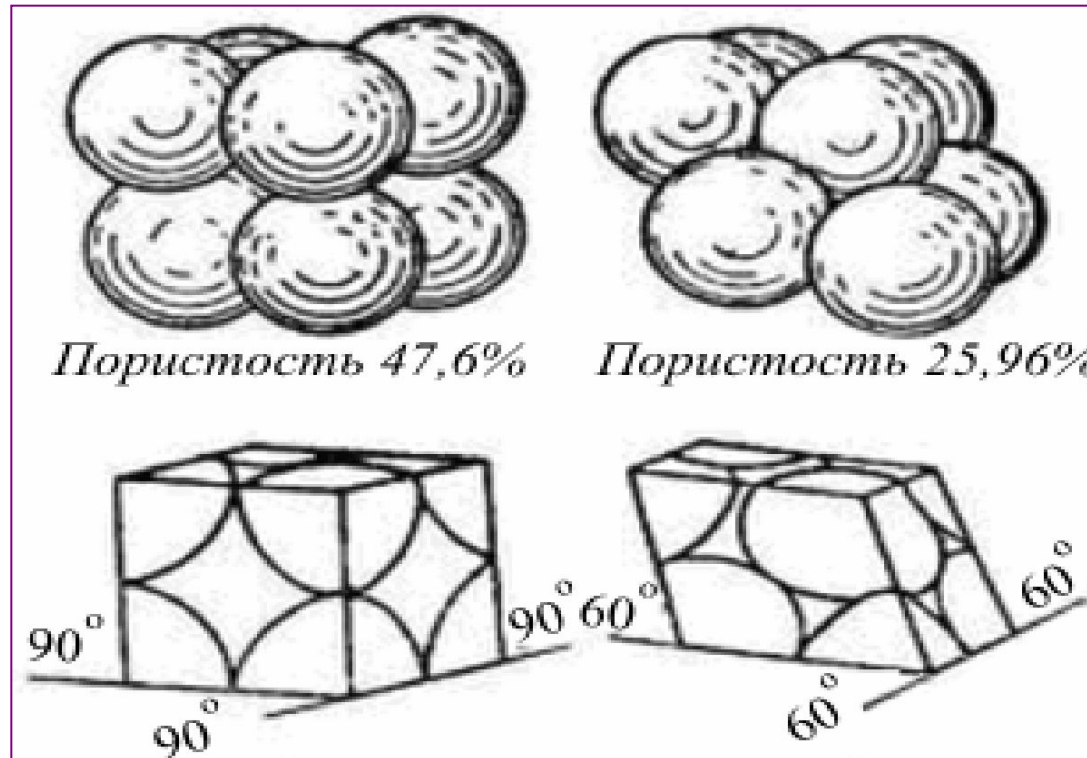
По величине поровые каналы нефтяных пластов условно разделяют на три группы:

- 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  $1 \text{ м}^3$  песка общая поверхность частиц с радиусом  $0,1$  мм составит  $22000 \text{ м}^2$ .

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

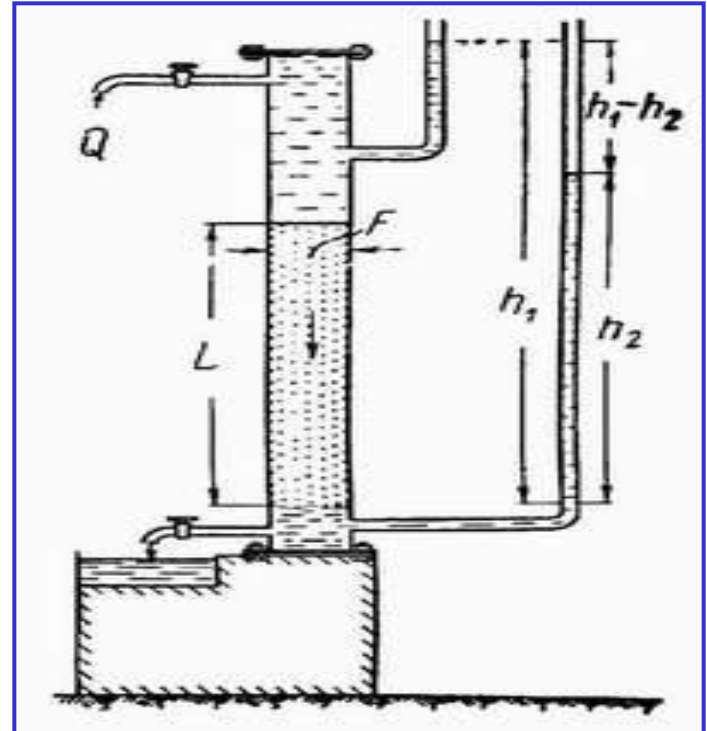
Количественной характеристикой проницаемости служит **коэффициент проницаемости**, являющийся коэффициентом пропорциональности в линейном законе фильтрации – **законе Дарси**.

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

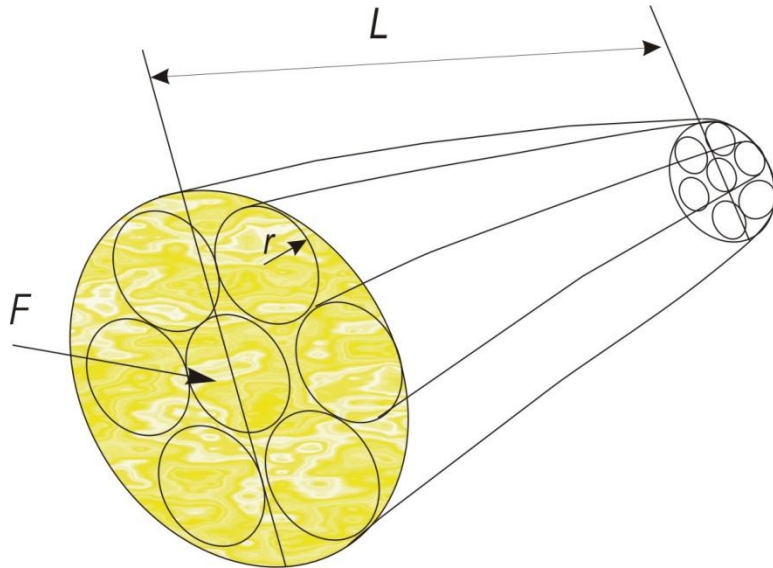
За единицу проницаемости в 1 дарси (1 Д) принимают проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью  $1 \text{ см}^2$  и длиной  $1 \text{ см}$  при перепаде давления  $1 \text{ кг/см}^2$  расход жидкости вязкостью  $1 \text{ спз}$  (сантипуаз) составляет  $1 \text{ см}^3 / \text{сек}$ . 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

## 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;  $\Delta P$  – перепад давления;  
 $L$  – длина порового канала;  $\mu$  – вязкость жидкости.

# 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 %**.

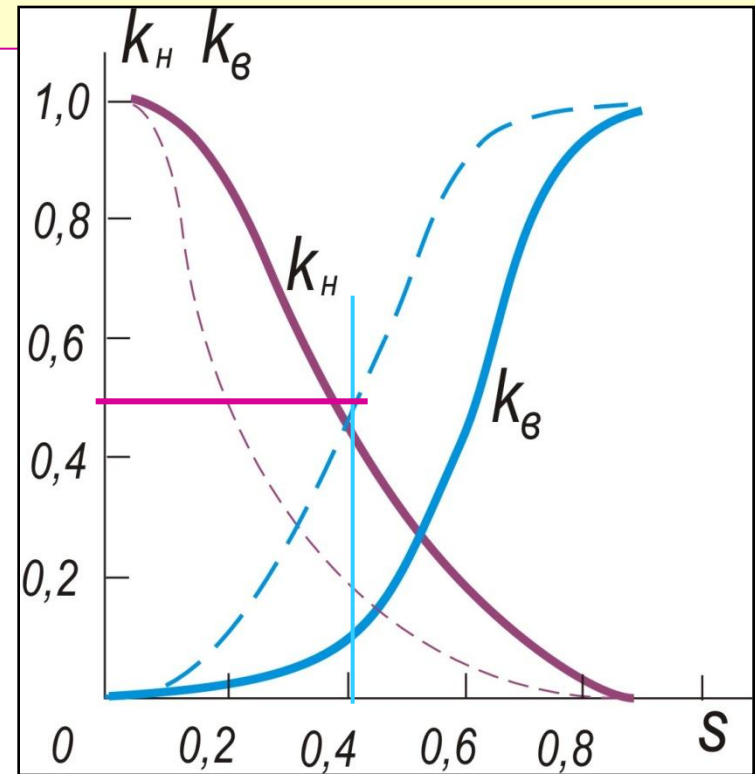
**Нефтенасыщенность ( $S_H$ )**, равная **65 %** и выше (**до 90 %**) пласта считается хорошим показателем залежи.

# 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

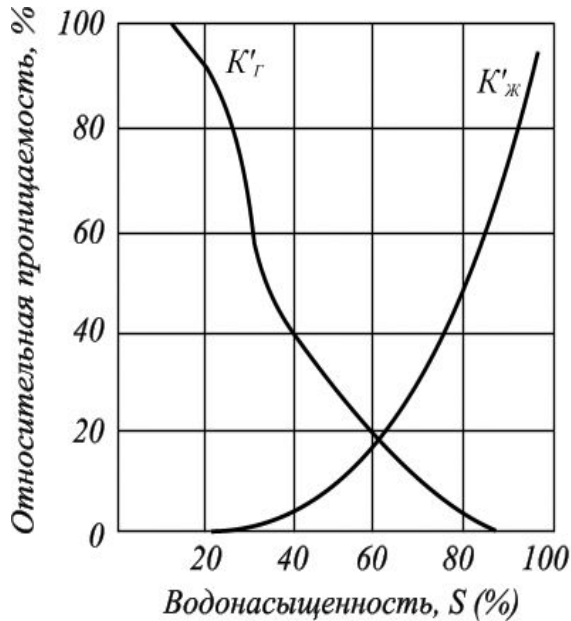


$$k_H = \frac{k_{Hф}}{k}$$

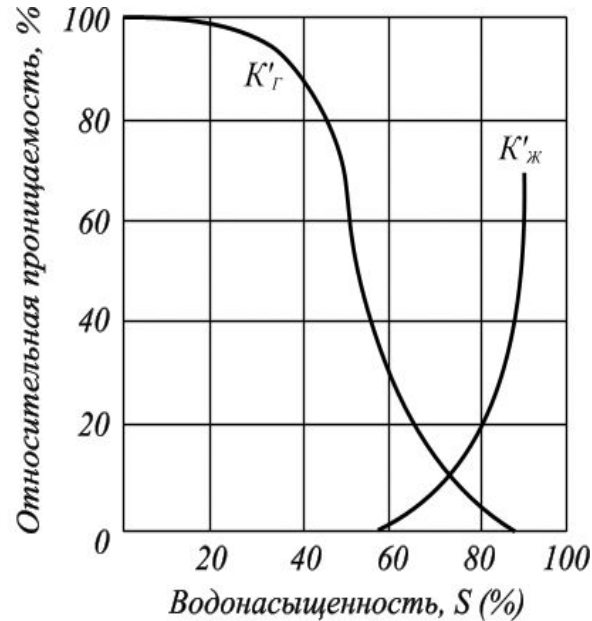
$$k_B = \frac{k_{Bф}}{k}$$

# Проницаемость

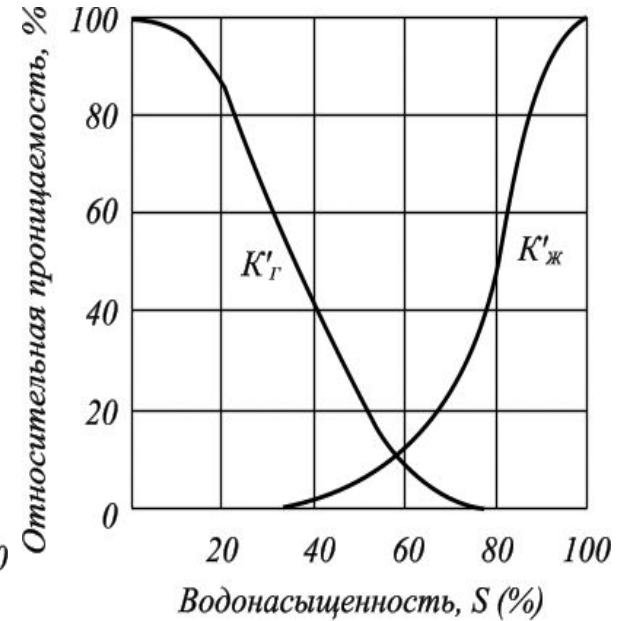
## ФИЛЬТРАЦИЯ СМЕСИ ЖИДКОСТИ И ГАЗА



песок



песчаник



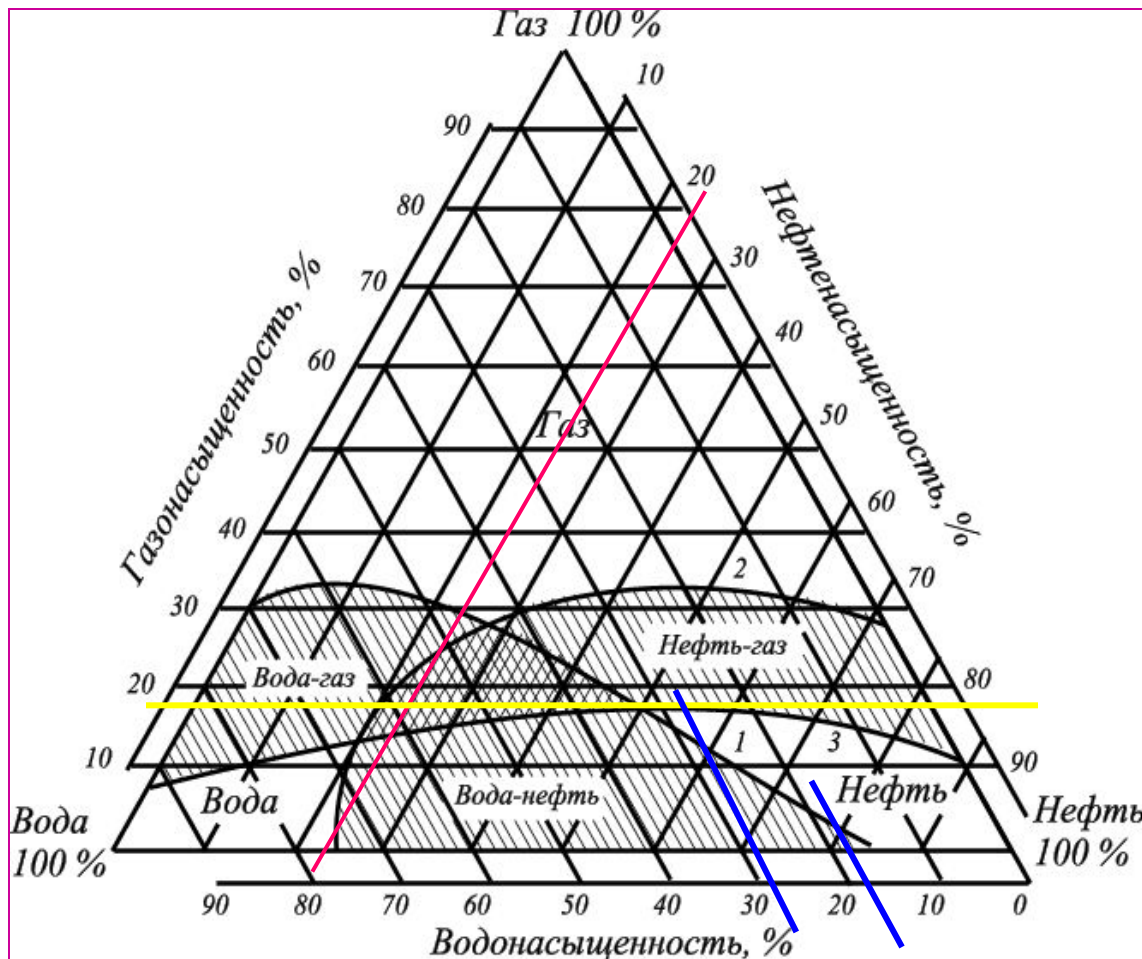
известняки и  
доломиты

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.

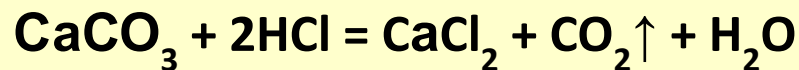
Область существования трёхфазного потока (совместного движения в потоке всех трёх систем) для нецементированных песков находится в пределах насыщенности: нефтью от 23 до 50 %, водой от 33 до 64 %, газом от 14 до 33 %.

# Карбонатность горных пород

Под **карбонатностью** породы понимается содержание в ней солей угольной кислоты: **известняка** –  $\text{CaCO}_3$ , **доломита** –  $\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$ , **соды** –  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ , **поташа** –  $\text{K}_2\text{CO}_3$ , **сидерита** –  $\text{FeCO}_3$  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 ( $\text{CO}_2$ ) вычисляют весовое (%) содержание карбонатов в породе в пересчёте на известняк ( $\text{CaCO}_3$ ).