



Petroleum Learning Centre

центр профессиональной переподготовки
специалистов нефтегазового дела

MSc Programs

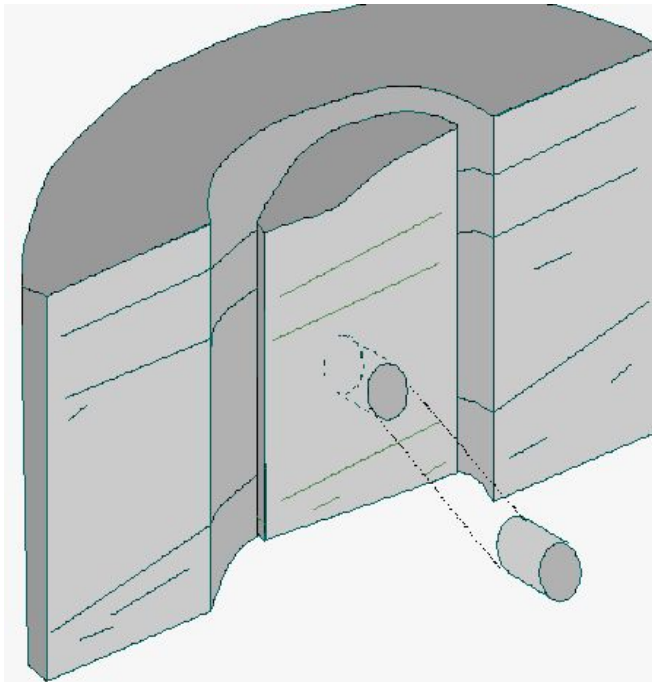
Магистерские программы



ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД И ФЛЮИДОВ



Свойства горных пород



Геологическая характеристика

Литолого-минералогический состав
Структура и текстура
Условия осадконакопления
Вторичные изменения

Фильтрационно-емкостные свойства

Пористость
Проницаемость
Флюидонасыщенность
Капиллярное давление

Физические свойства

Плотность
Естественная радиоактивность
Акустические свойства
Электрические свойства



Petroleum Learning Centre

центр профессиональной переподготовки
специалистов нефтегазового дела

MSc Programs

Магистерские программы



Геологическая характеристика горных пород и ее влияние на физические свойства



Геологическая характеристика

Clastic Rocks

- Consist Primarily of Silicate Minerals SiO_2
- Are Classified on the Basis of:
 - Grain Size
 - Mineral Composition

Carbonate Rocks

- Consist Primarily of Carbonate Minerals
(i.e. Minerals With a CO_3^{-2} Anion Group)

Limestone - Predominately Calcite (Calcium Carbonate, CaCO_3)

Dolomite - Predominately Dolostone (Calcium Magnesium Carbonate, $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$)

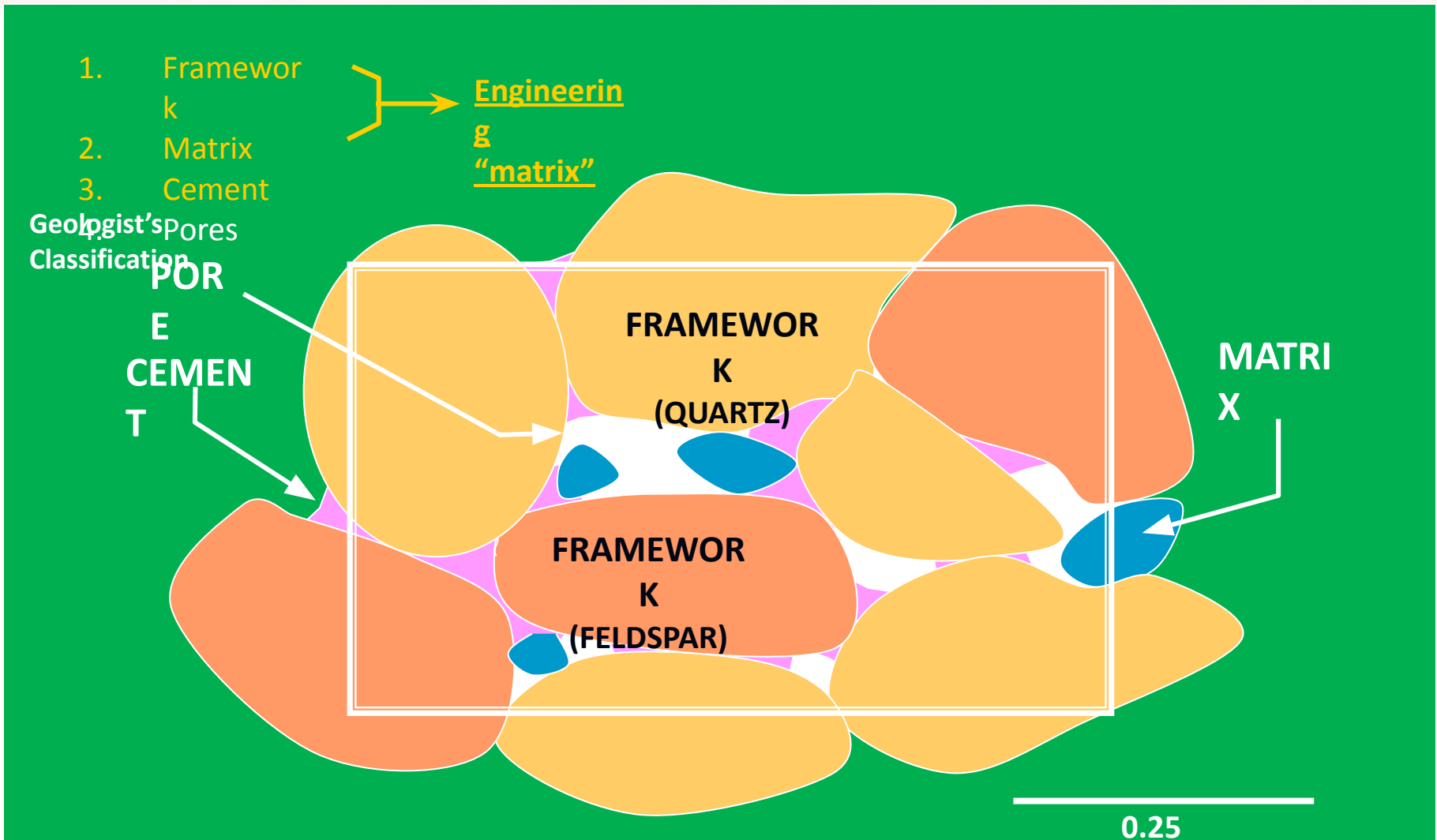


Геологическая характеристика Главные компоненты песчаника

- **Framework**
Sand (and Silt) Size Detrital Grains
- **Matrix**
Silt and Clay Size Detrital Material
- **Cement**
Material Precipitated Post-Depositionally,
During Burial. Cements Fill Pores and
Replace Framework Grains
- **Pores**
Voids Among the Above Components



Геологическая характеристика





Химический, минералогический состав и плотность матрицы горных пород

Плотность, г/см ³	Минерал	Состав
2.65	Кварц	SiO ₂
2.55 - 2.63	Полевой шпат	(K, Na)(AlSi ₃ O ₈)
2.71 – 3.96	Карбонаты	(Fe)/(Ca, Mg)CO ₃
2.30 - 2.96	Сульфаты (гипс, ангидрит)	(Ca)SO ₄ (2H ₂ O)
2.40 – 2.77 – 3.30	Слюда	K ₂ Al ₄ [Si ₆ Al ₂ O ₂₀](OH,F) ₄



Геологическая характеристика

Типы пор в

коллекторах

Intergranular (Primary)

Interstitial Void Space Between Framework Grains

Micropores

Small Pores Mainly Between Detrital Framework Grains or Cement

Dissolution

Partial or Complete Dissolution of Authigenic Grains (Can Also Occur Within Grains)

Fractures

Breakage Due to Earth Stresses



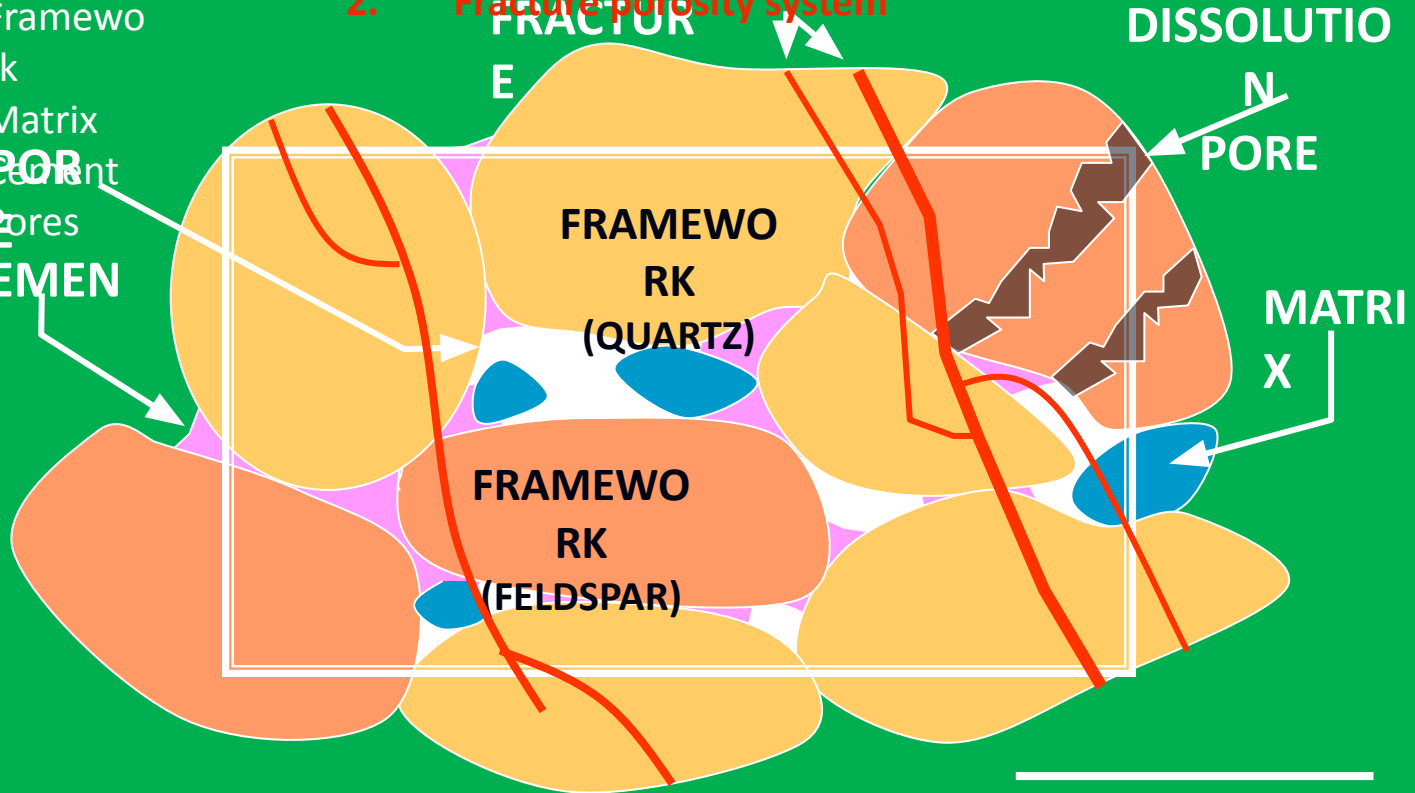
Геологическая характеристика

Sandstone

- Comp.
- Framework
 - Matrix
 - Cement
 - Pores
- CEMENT**
- T**

1. Primary and secondary "matrix" porosity system

2. Fracture porosity system



0.25



Химический, минералогический состав и плотность флюидов порового пространства

Плотность, г/см³	Флюид	Состав
1.0	Вода пресная	H ₂ O
1.0 -1.2	Вода соленая	H ₂ O
0.7 – 0.9	Нефть	C _n H _k
0.001 – 0.004	Газ	CH ₄



Геологическая характеристика

Структура межзернового порового пространства зависит от:

- Сортировки частиц, слагающих горную породу
- Упаковки зерен и формы межзерновых контактов
- Формы и окатанности зерен скелета
- Условий осадконакопления
- Наличия и количества глинистого



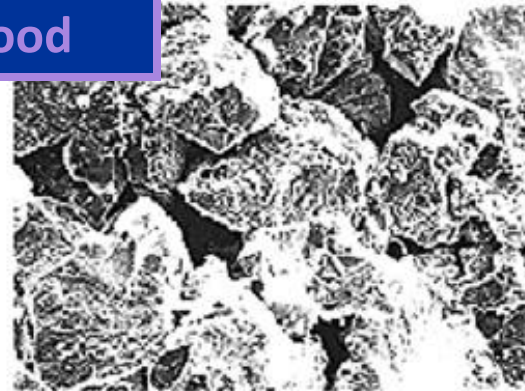
Геологическая характеристика

Влияние глинистости на пористость и

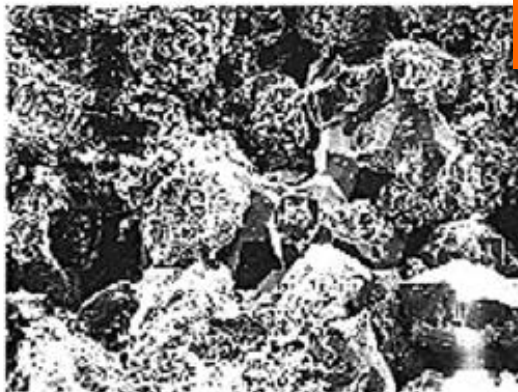


IA Porosity = 12.6%
Permeability = 127 md

The Good



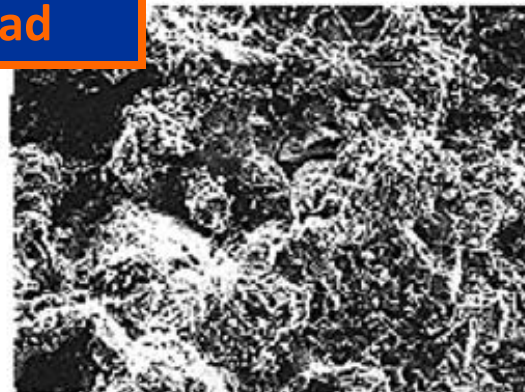
IB Porosity = 11.0%
Permeability = 41.3 md



IC Porosity = 12.4%
Permeability = 9.7 md

The Bad

100
MICRONS



ID Porosity = 9.9%
Permeability = 0.9 md

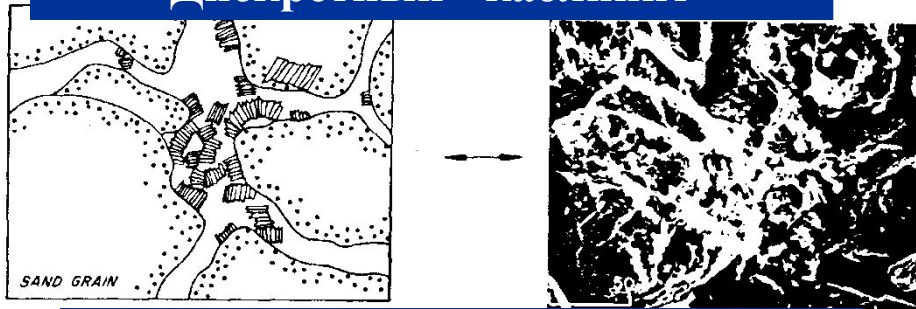


Химический, минералогический состав и физические свойства глинистых минералов

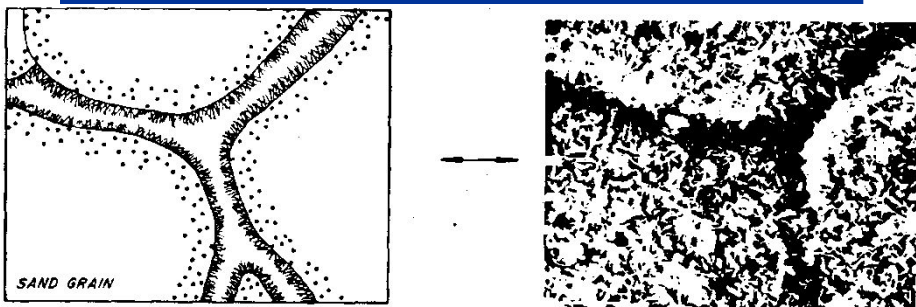
Плотность, г/см ³	Минерал	Состав	СЕС, meg/100g
2.60 - 2.68	Каолинит	$\text{Al}_4[\text{Si}_4\text{O}_{10}](\text{OH})_8$	3-15
2.60 - 3.30	Хлорит	$(\text{Mg}, \text{Fe}^{+2}, \text{Fe}^{+3}, \text{Mn}, \text{Al})_{12}[(\text{Si}, \text{Al})_8 \text{O}_{20}](\text{OH})_{16}$	<10
2.60 - 2.90	Иллит	$\text{K}_{1.5-1.0}\text{Al}_4[\text{Si}_{6.5-7.0}\text{Al}_{1.5-1.0}\text{O}_{20}](\text{OH})_4$	10-40
2.00 – 3.00	Смектит	$(1/2\text{Ca}, \text{Na})_{0.7}(\text{Al}, \text{Mg}, \text{Fe})_4[(\text{Si}, \text{Al})_8 \text{O}_{20}](\text{OH})_4 n\text{H}_2\text{O}$	80-150



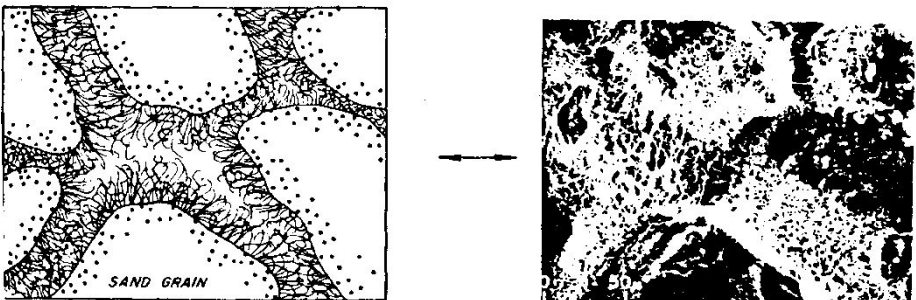
Дискретный - каолинит



Линейчатый - хлорит



Волокнистый - иллит



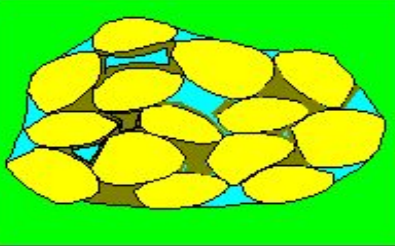
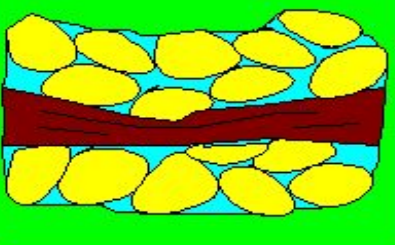
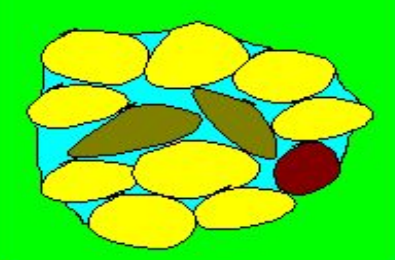
Агрегаты различных типов глин в поровом пространстве

В зависимости от типа глин
заполнение порового
пространства происходит по-
разному.
Наиболее благоприятен
дискретный тип **(каолинит)** в
отличие от волокнистого
(иллит), заполняющего поры в
виде перемычек между
песчаными зёрнами.



Модели глинистого песчаника

Influence Of Clay-Mineral Distribution On Effective Porosity

	Dispersed Clay	ϕ_e	ϕ_{cl}	Clay Minerals
		Detrital Quartz Grains		
	Clay Lamination	ϕ_e		ϕ_{cl}
		Quartz		Clay
	Structural Clay (Rock Fragments, Rip-Up Clasts, Clay-Replaced Grains)	ϕ_e		
		Quartz	Clay	ϕ_{cl}



Геологическая характеристика

Глинистость

Глинистость

Массовая

Объемная

Относительна
я

$$C_{sh} = M_{sh}/M$$

$$V_{sh} = V_{sh}/(V_{ma} + V_{sh} + V_p)$$

$$N_{sh} = V_{sh}/(V_{sh} + \emptyset)$$



Пористость

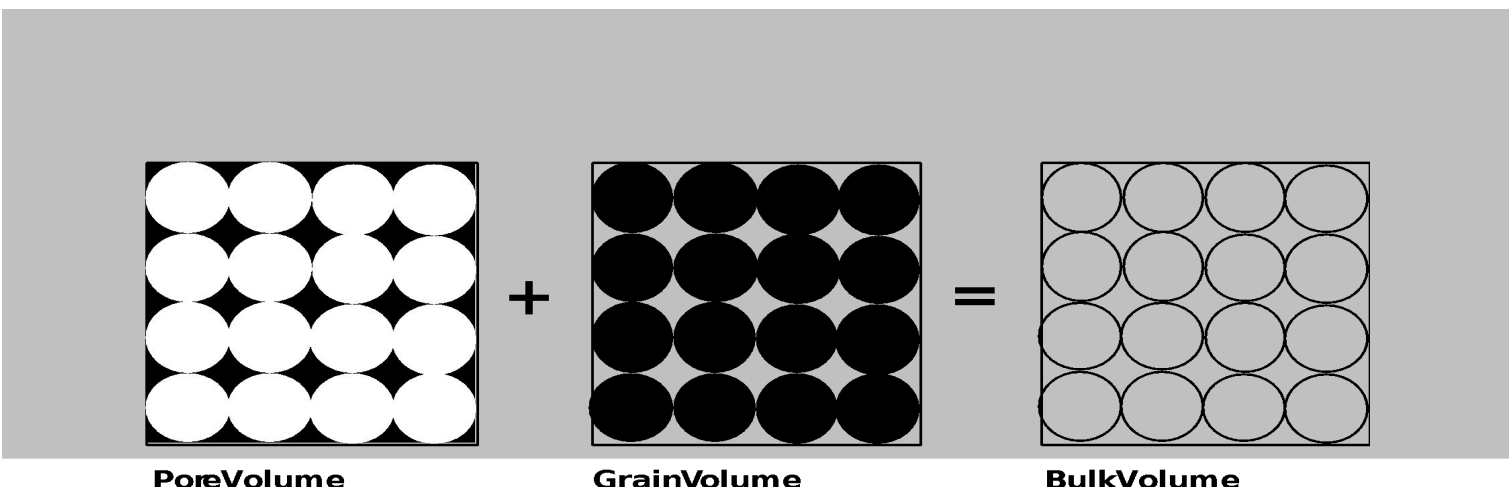
**Проницае-
мость**

**Фильтрационно-
емкостные
свойства
горных пород**

Насыщение

Фильтрационно-емкостные свойства

пористость



$$\text{Porosity, } \varphi\% = \frac{\text{Pore Volume}}{\text{Bulk Volume}} \times 100$$

$$\text{Porosity, } \varphi\% = \frac{\text{Bulk Volume} - \text{Grain Volume}}{\text{Bulk Volume}} \times 100$$

$$\text{Porosity, } \varphi\% = \frac{\text{Pore Volume}}{\text{Pore Volume} + \text{Grain Volume}} \times 100$$



Фильтрационно-емкостные свойства пористость

PORE-SPACE CLASSIFICATION

- Total porosity, $\varphi_t = \frac{\text{Total Pore Volume}}{\text{Bulk Volume}}$
- Effective porosity, $\varphi_e = \frac{\text{Interconnected Pore Space}}{\text{Bulk Volume}}$
- **Effective porosity** — of great importance; contains the mobile fluid



Фильтрационно-емкостные свойства пористость


COMPARISON OF TOTAL AND EFFECTIVE POROSITIES

- Very clean sandstones : $\varphi_e \rightarrow \varphi_t$
- Poorly to moderately well -cemented intergranular materials: $\varphi_t \approx \varphi_e$
- Highly cemented materials and most carbonates: $\varphi_e < \varphi_t$



Фильтрационно-емкостные свойства факторы, влияющие на пористость

Первичные факторы

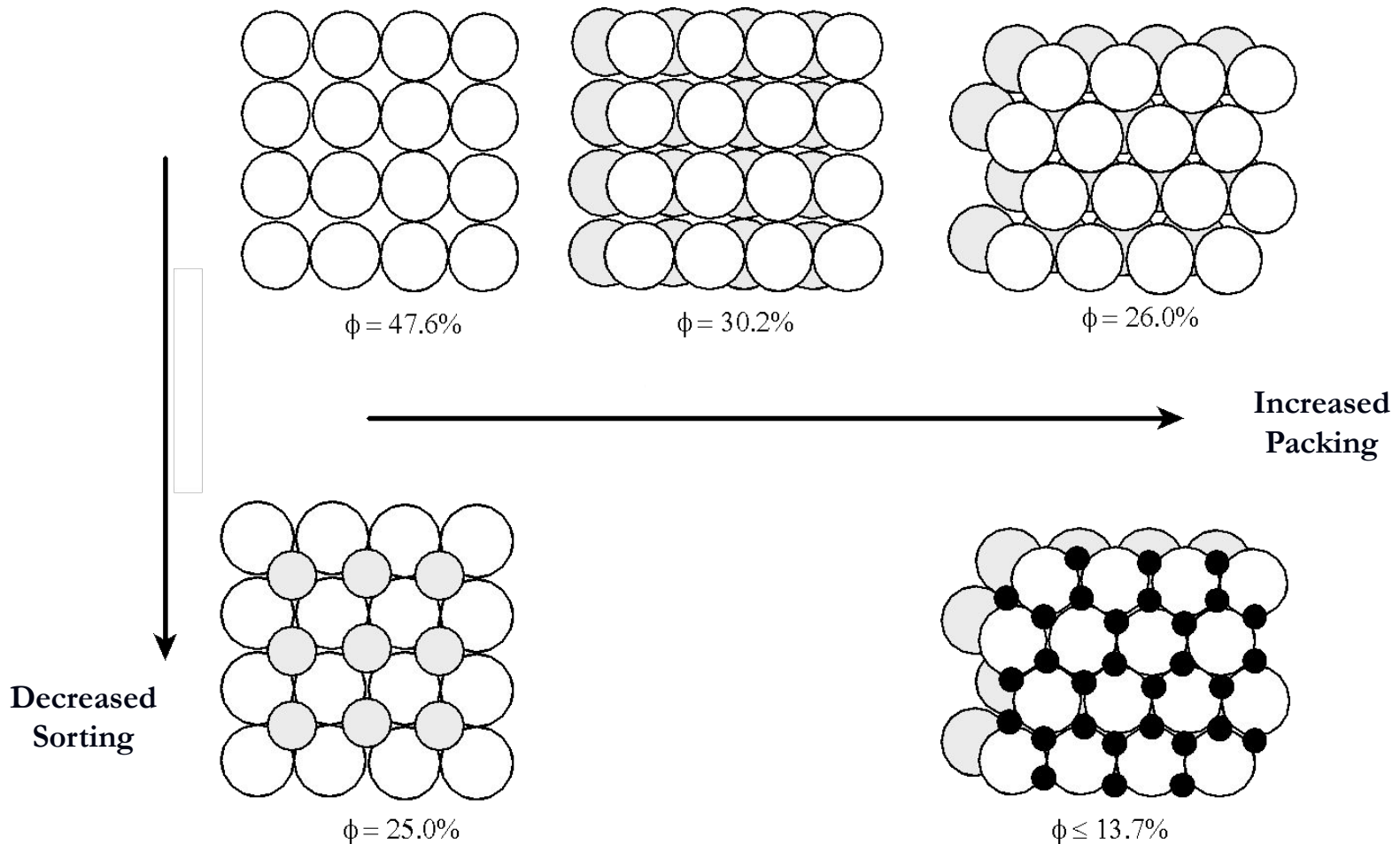
- 
- Упаковка
 - Сортировка
 - Размер зерен
 - Форма зерен

Вторичные факторы

- Механические (деформация, трещины,...)
- Геохимические (изменение состава, растворение,...)



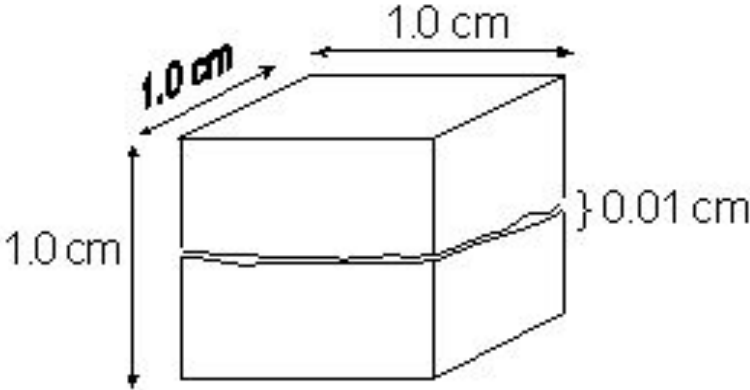
Фильтрационно-емкостные свойства сортировка и упаковка





Фильтрационно-емкостные свойства пористость

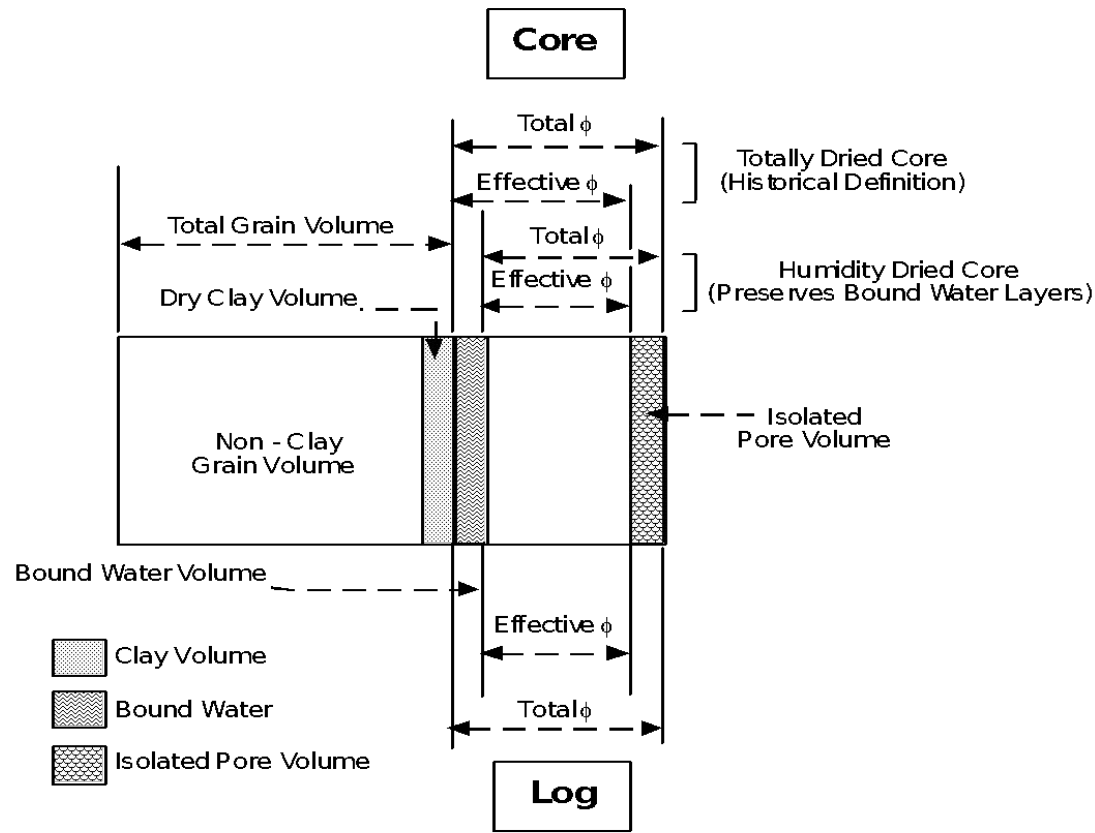
Fracture Porosity: Magnitude and Development



$\phi = PV/BV$
 $= \frac{(0.01 \times 1 \times 1)}{(1 \times 1 \times 1)}$
 $= 0.01$
or 1.0%



Фильтрационно-емкостные свойства пористость



Total and Effective Pore Volumes
Defined in Core and Log Analysis



Фильтрационно-емкостные свойства пористость

Примеры эффективной пористости разных пород

Песчаник в пластовых условиях - 15-35%

Глины - 0-45%

Карбонаты - 5-10%

Кавернозные карбонаты - 10-40%

Доломит - 10-30%

Гранит - <1%



Petroleum Learning Centre

центр профессиональной переподготовки
специалистов нефтегазового дела

MSc Programs

Магистерские программы



Пористость

**Проницаемос
ть**

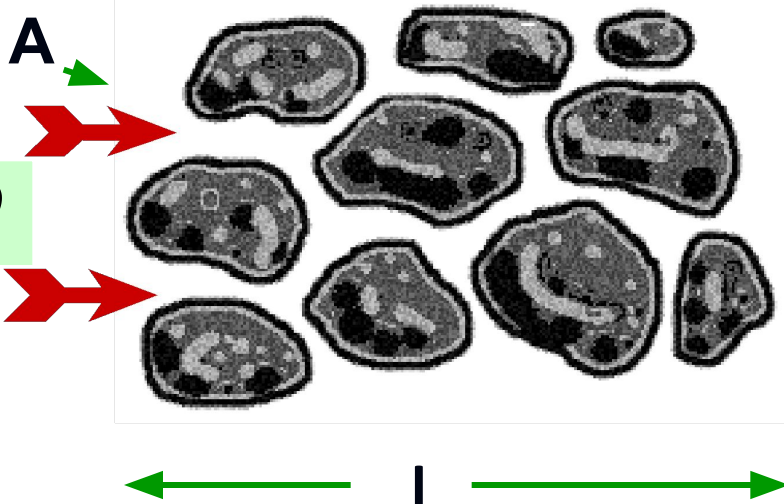
**Фильтрационно-
емкостные
свойства
горных пород**



Фильтрационно-емкостные свойства

проницаемость - permeability

Проницаемость (K) свойство пород пропускать через себя жидкости, газы и их смеси при перепаде давлений (мера фильтрационной проводимости)



Закон
Дарси

$$Q = \frac{k \cdot A \cdot \Delta P}{l \cdot \mu}$$

Q	Объемный расход жидкости
ΔP	Перепад давления
A	Площадь сечения
l	Длина пористой среды
μ	Динамическая вязкость

$$Q \propto A$$

ΔP
и

$$Q \propto \Delta P$$



Фильтрационно-емкостные свойства проницаемость - permeability

Условия применимости закона

Дарси

- Ламинарный поток через пористую среду
- Отсутствие химических реакций между средой и фильтрующимся реагентом
- Однофазное насыщение среды
- Несжимаемая жидкость

[K] = m^2 , m^2 , дарси,

миллидарси



Фильтрационно-емкостные свойства проницаемость - permeability

Влияющие факторы

- Пористость (больше P_{HI} – больше k)
- Размер зерен (маленькие поры – меньше k)
- Удельная поверхность (большая площадь – больше трение – меньше k)
- Наличие более, чем одной фазы

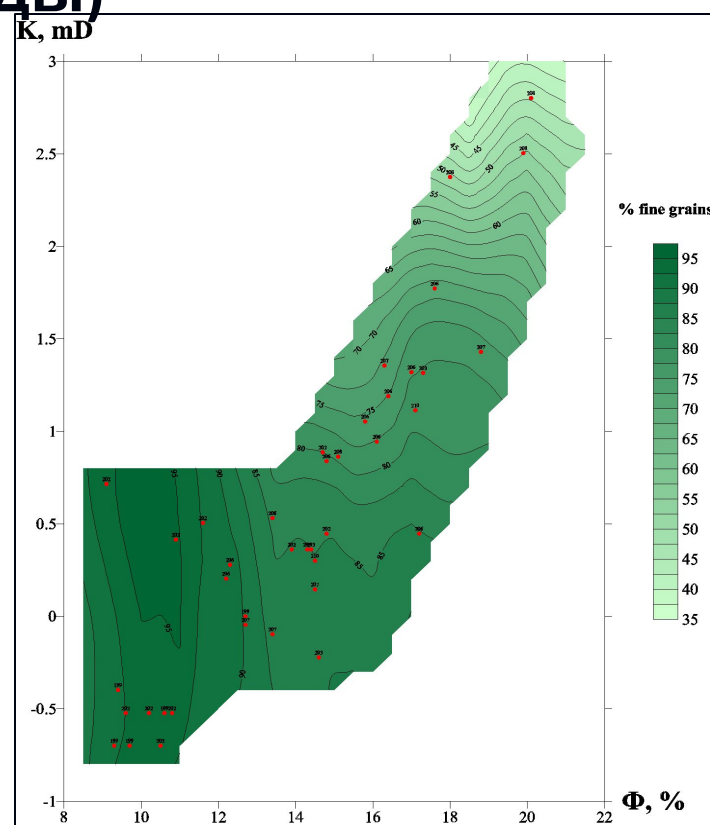
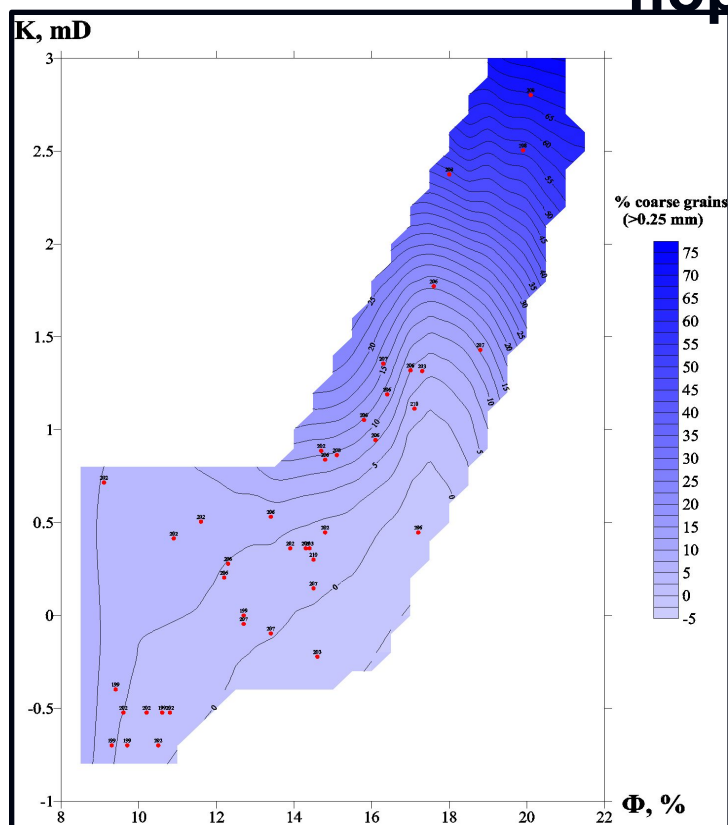


Фильтрационно-емкостные свойства

пористость - проницаемость -

корреляция

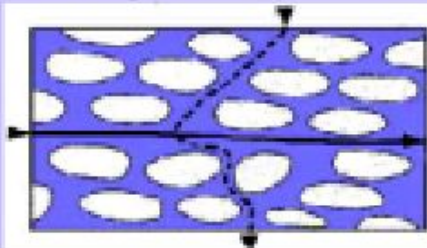
(+Зависимость от гранулометрического состава породы)





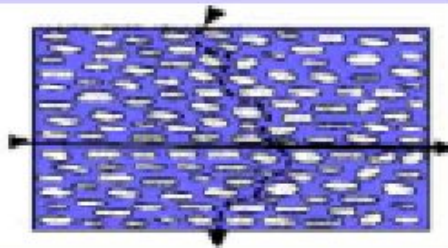
Влияние размера и формы зерен на проницаемость

большие вытянутые зерна



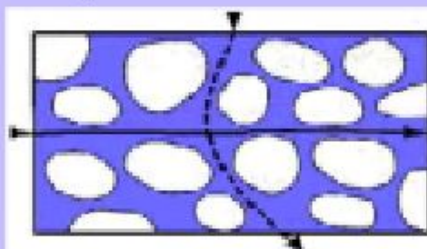
гориз. прон. 2000 мД
верт. прон. 800 мД

маленькие вытянутые зерна



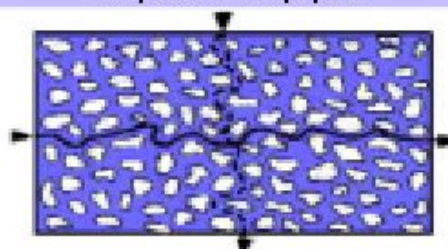
гориз. прон. 800 мД
верт. прон. 50 мД

большие округлые зерна



гориз. прон. 2000 мД
верт. прон. 1500 мД

очень маленькие зерна
неправильной формы



гориз. прон. 150 мД
верт. прон. 15 мД

Величина проницаемости связана с формой и размерами частиц скелета и упаковкой их в породе. Проницаемость является ориентированным в пространстве параметром, который можно описать вектором или, более правильно, тензором 2-ого порядка



Фильтрационно-емкостные свойства проницаемость - permeability

Примеры значений проницаемости

- 0.001 мД - неколлектор (глины, граниты)
- 1-10 мД - средняя
- 10-100 мД - высокая
- 100-1000 мД - очень высокая
- 3 Д - суперколлекторы



Фильтрационно-емкостные свойства факторы, влияющие на проницаемость

Первичные факторы

- Размер зерен
- Форма зерен
- Упаковка
- Сортировка

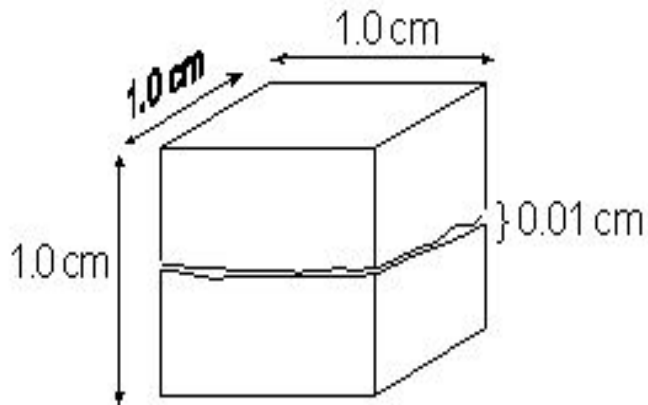
Вторичные факторы

- Механические (деформация, трещины,...)
- Геохимические (изменение состава,
растворение ...)



Фильтрационно-емкостные свойства проницаемость - permeability

Fracture Permeability: Magnitude



$$k = \frac{84.4 \times 1 \times 10^5 \times h^2}{H/h}$$
$$= 84.4 \times 10^5 \times 10^{-4} \times 10^{-2}$$
$$= 8.44 \text{ Darcies}$$
$$\text{or } 8,440 \text{ mD}$$

**Влияние трещин на проницаемость
горной породы**



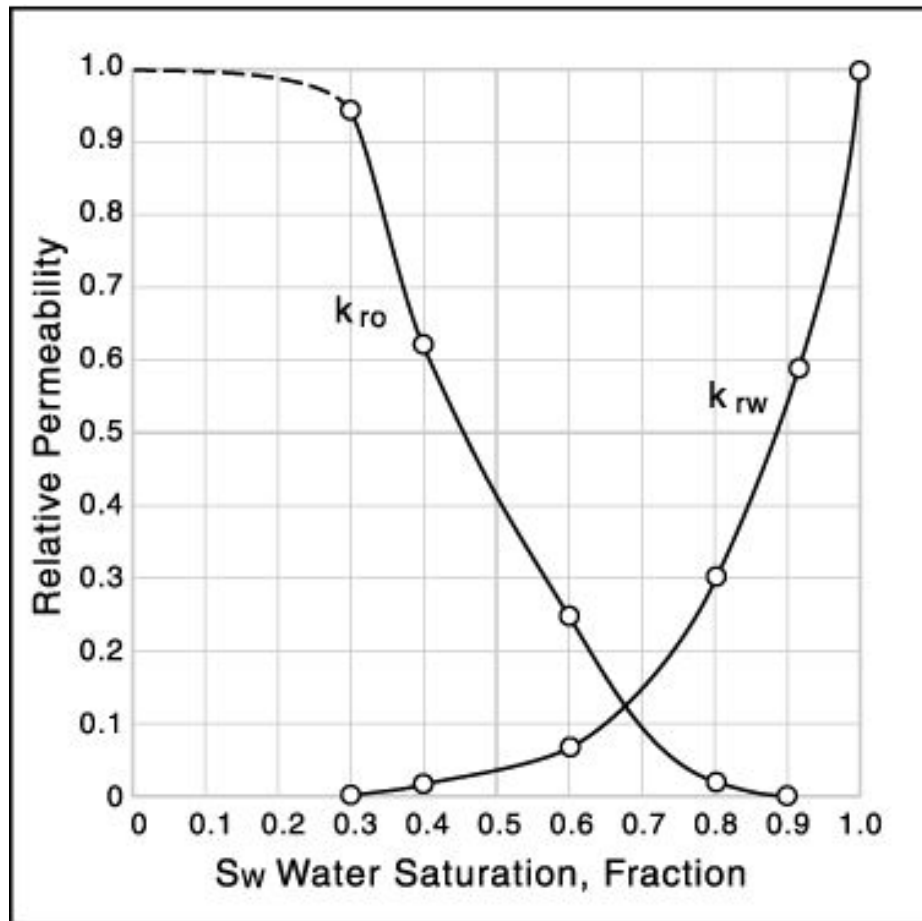
Виды проницаемости

- **Абсолютная проницаемость** – мера проницаемости, не зависящая от типа флюида (максимальная)
- **Эффективная (фазовая) проницаемость** - проницаемость одного флюида в присутствии одного или большего количества других флюидов (< абсолютной)
- **Относительная проницаемость** - отношение эффективной проницаемости при насыщении одним флюидом к абсолютной проницаемости при 100 % насыщении



Фильтрационно-емкостные свойства

относительная проницаемость – relative permeability





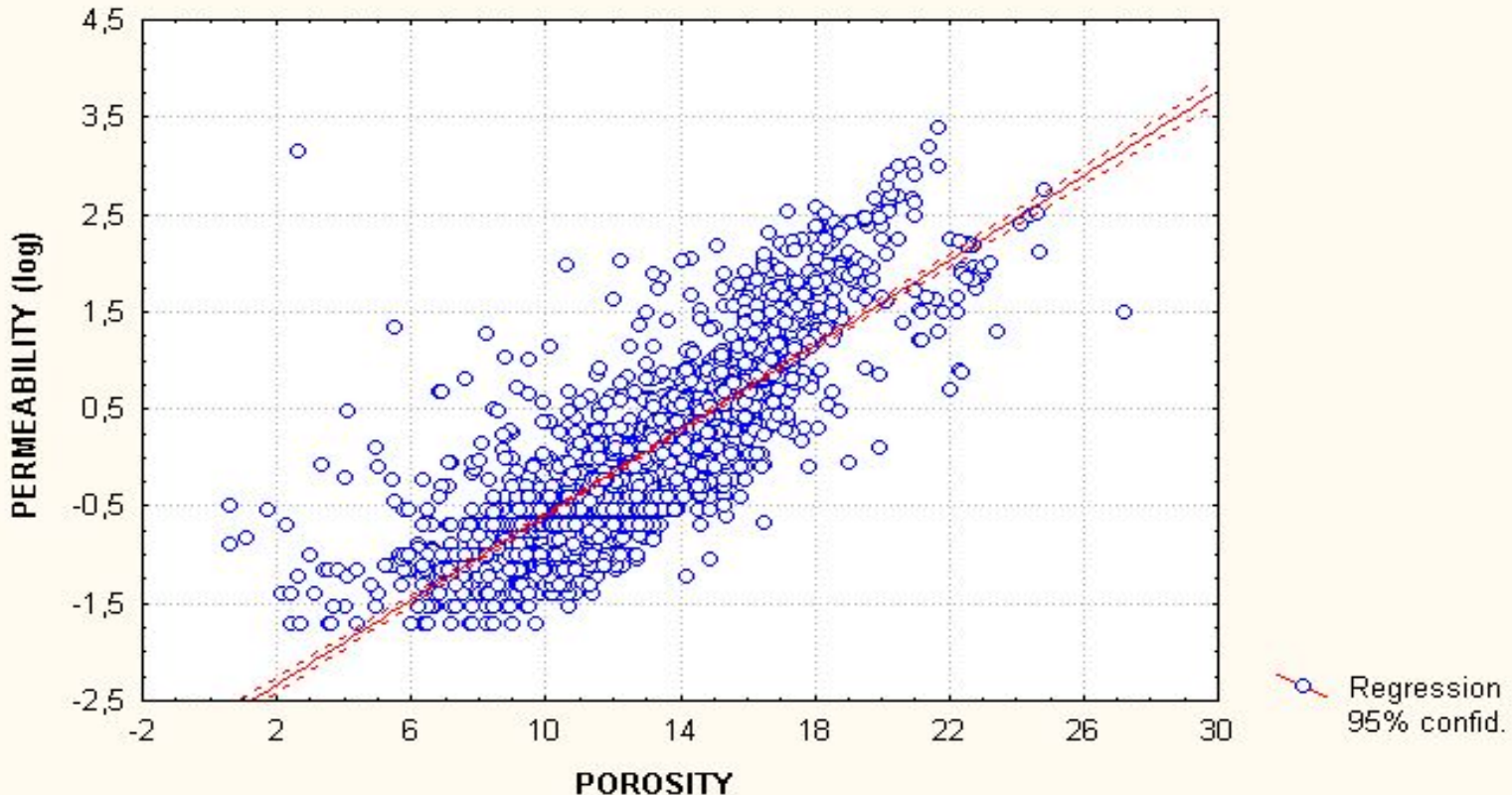
Фильтрационно-емкостные свойства

пористость - проницаемость -

корреляция

$$\text{PERM}(\log) = -2,770 + ,21800 * \text{POR}$$

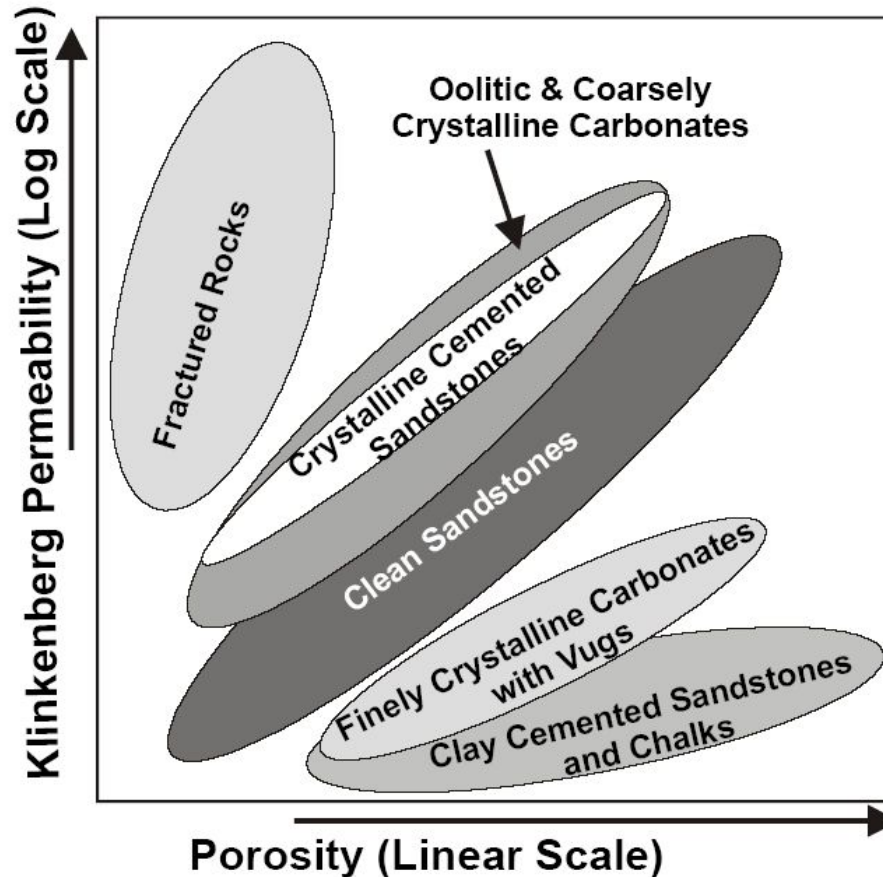
Correlation: $r = ,81499$





Фильтрационно-емкостные свойства

пористость - проницаемость - корреляция





Пористость

**Проницае-
мость**

**Фильтрационно-
емкостные
свойства
горных пород**

Насыщение



Фильтрационно-емкостные свойства

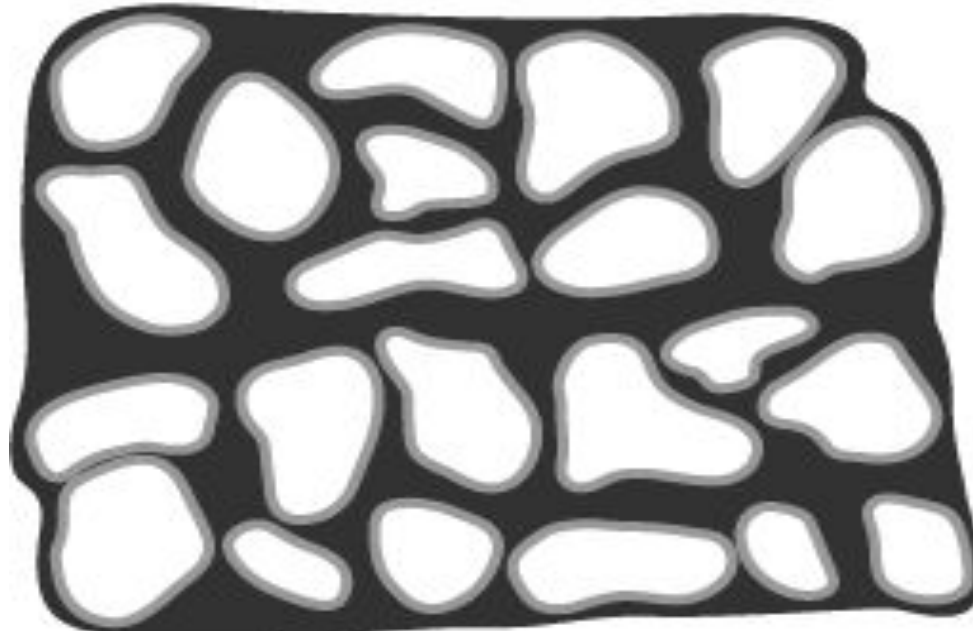
насыщение
Reservoir rock saturation with fluids
(oil and water)



Oil

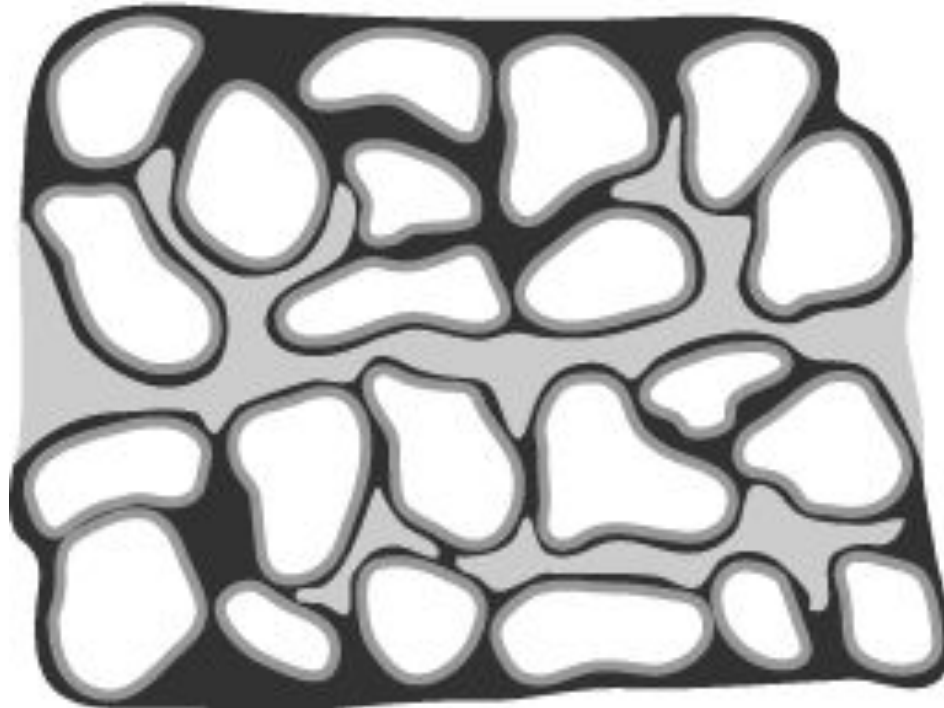


Water





Reservoir rock - saturation with fluids (oil, water and gas)





Фильтрационно-емкостные свойства флюидонасыщенность - saturation

Флюидонасыщенность

$$S_o = V_o / V_p$$

Водонасыщенность

Нефтенасыщенность

Газонасыщенность

Связанная

Свободная

$$V_p = V_w + V_o + V_g$$

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

Горные породы могут быть гидрофильными и гидрофобными



Фильтрационно-емкостные свойства флюидонасыщенность - saturation

Initial Fluid Saturations in Reservoir

Methods for determination of reservoir fluid saturations

Direct Measurement

Core Analysis

Indirect Measurement

Capillary Pressure Measurement

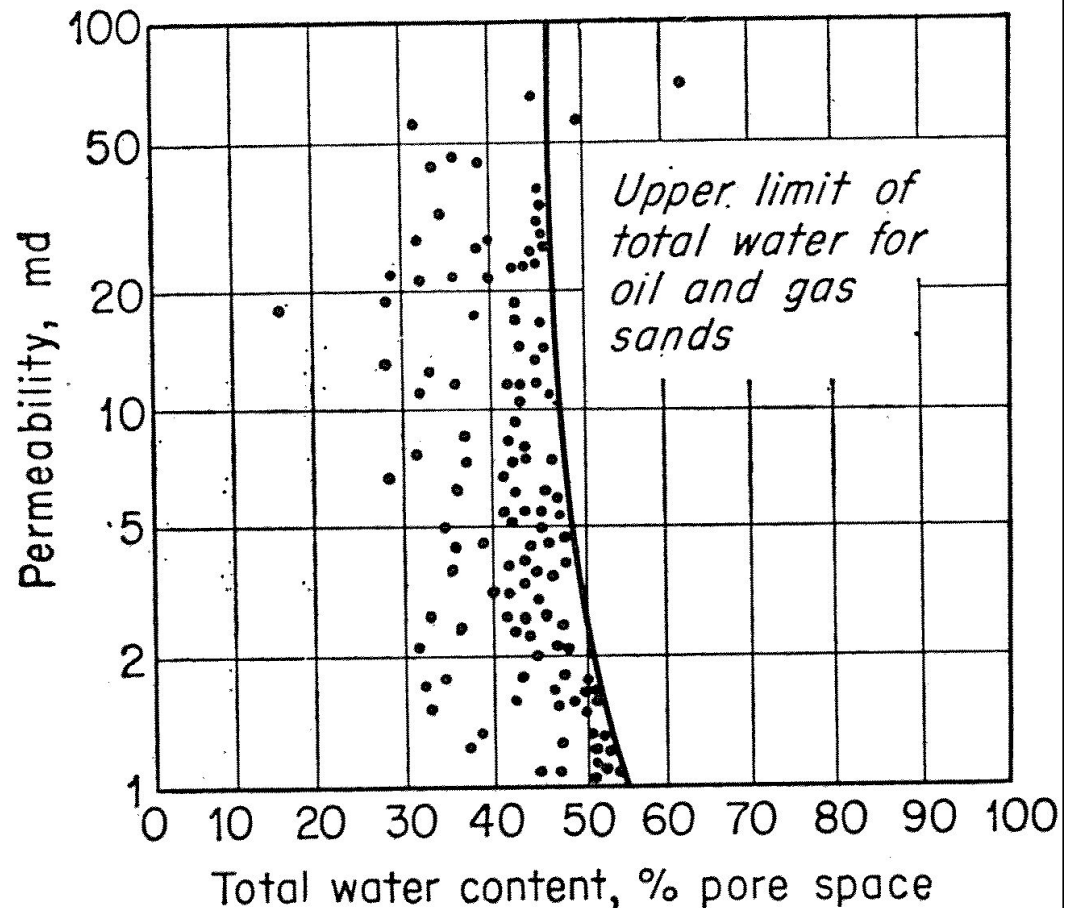
Well Log Analysis

**electrical conductivity depends primarily on water
saturation**



Фильтрационно-емкостные свойства флюидонасыщенность - saturation

Максимальное
водонасыщение в
нефтяных и газовых
резервуарах





Фильтрационно-емкостные свойства

капиллярное давление – capillary pressure

Капиллярное давление в горных породах обусловлено следующими факторами:

- Наличием гидрофильной или гидрофобной пористой среды, пронизанной капиллярами
- Наличием флюида
- Силами поверхностного натяжения между твердой фазой и флюидом (флюидами)

Поверхностное натяжение – энергия на единицу площади (сила на единицу расстояния), действующая на поверхности между фазами

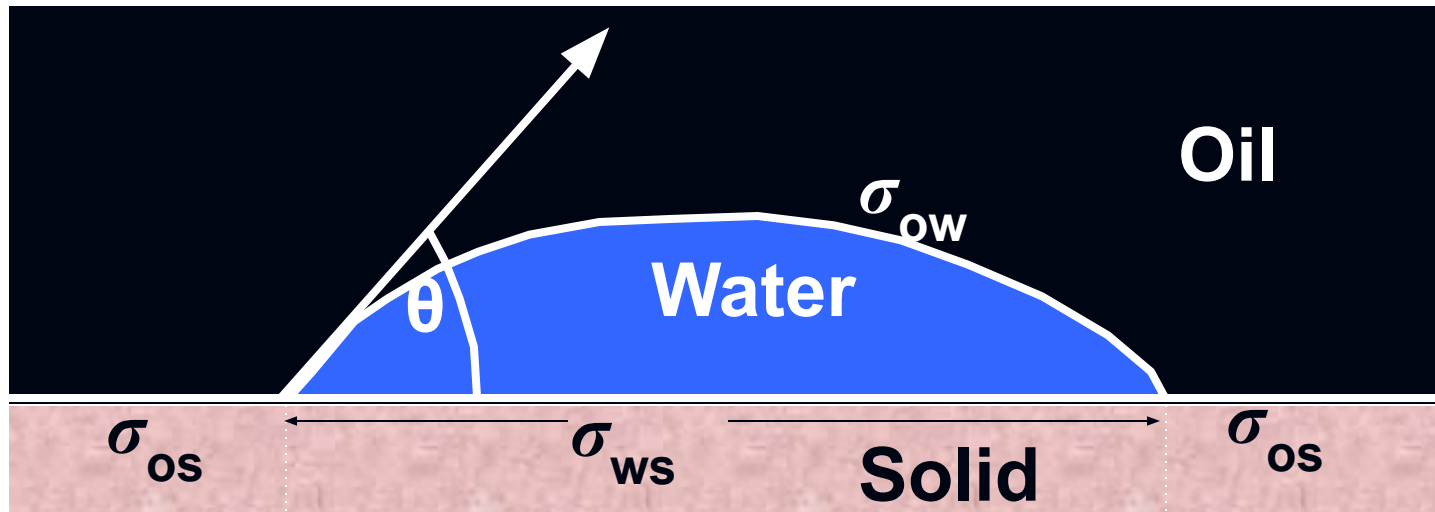
Горные породы – твердые фазы.

Вода, нефть и/или газ – флюиды.



Фильтрационно-емкостные свойства

капиллярное давление – capillary pressure



- $0^\circ \leq \theta \leq 90^\circ$
 - Adhesive tension between water and the rock surface exceeds that between oil and the rock surface.
 - **WATER-WET ROCK**



Фильтрационно-емкостные свойства

капиллярное давление – capillary pressure

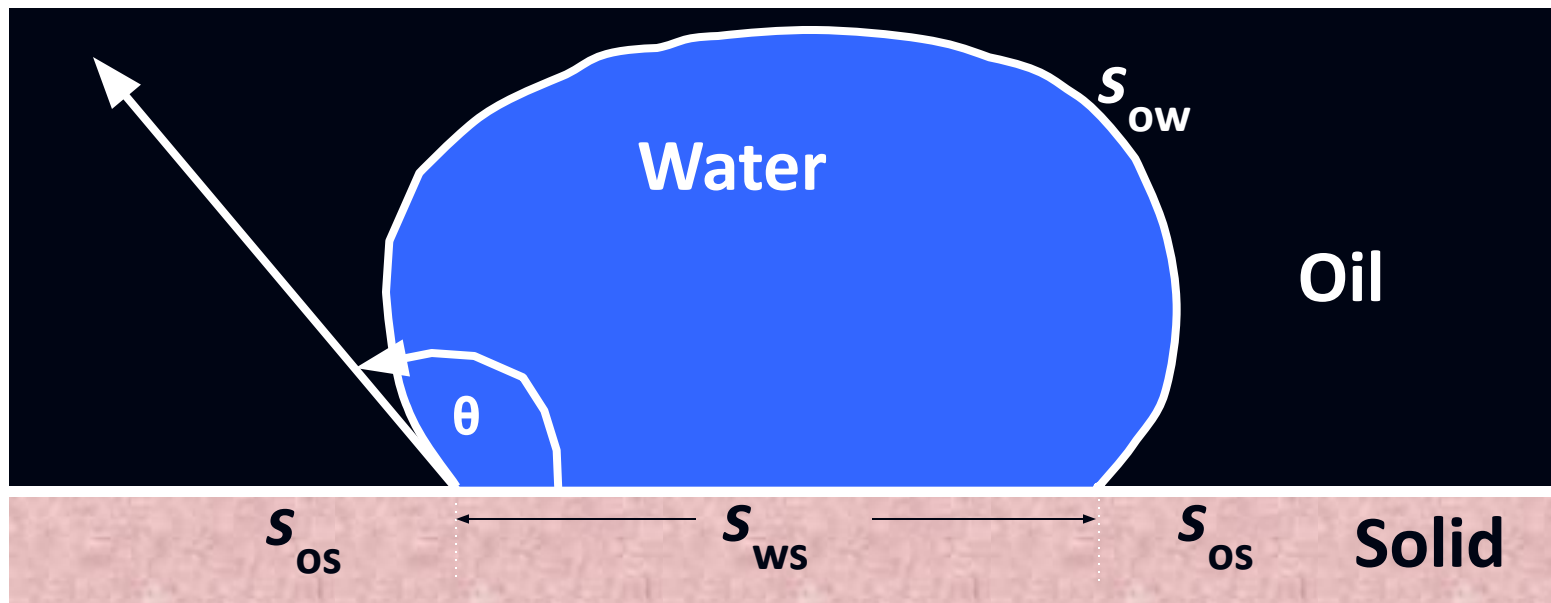
- Adhesion tension is expressed as the difference between two solid-fluid interfacial tensions.

$$A_T = \sigma_{os} - \sigma_{ws} = -|\sigma_{ow}| \cos \theta$$

- A negative adhesion tension indicates that the denser phase (water) preferentially wets the solid surface.
- An adhesion tension of “0” indicates that both phases have equal affinity for the solid surface



Фильтрационно-емкостные свойства капиллярное давление – capillary pressure



- $90^\circ \leq \theta \leq 180^\circ$

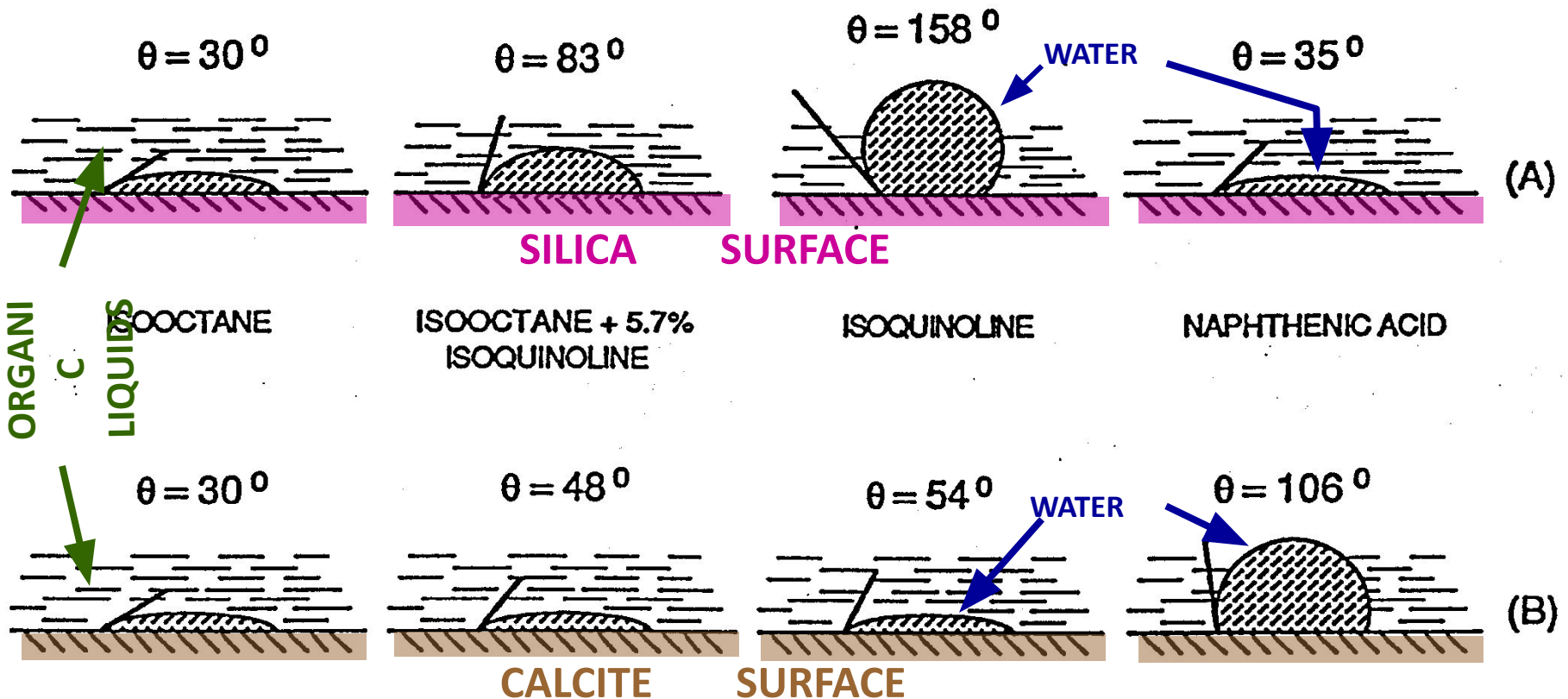
The adhesion tension between water and the rock surface is less than that between oil and the rock surface.

- **OIL-WET ROCK**



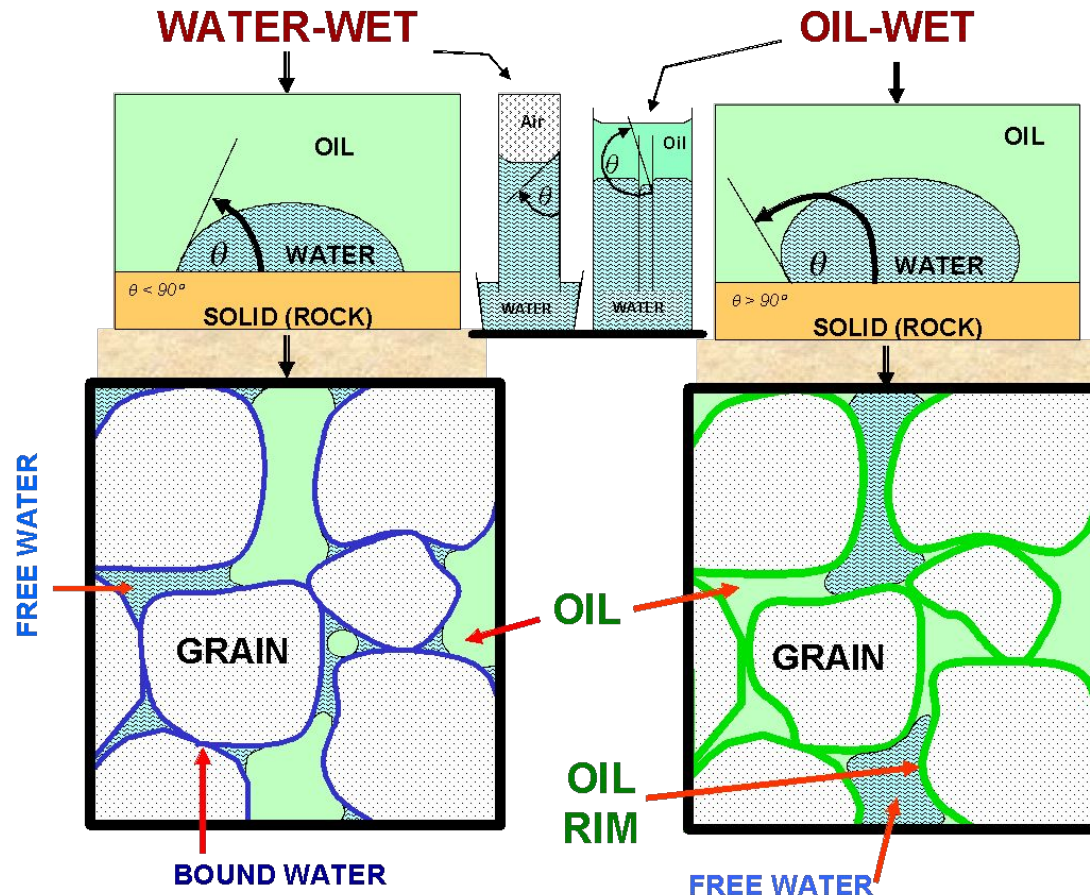
Фильтрационно-емкостные свойства капиллярное давление – capillary pressure

INTERFACIAL CONTACT ANGLES, VARIOUS ORGANIC LIQUID IN
CONTACT WITH SILICA AND CALCITE





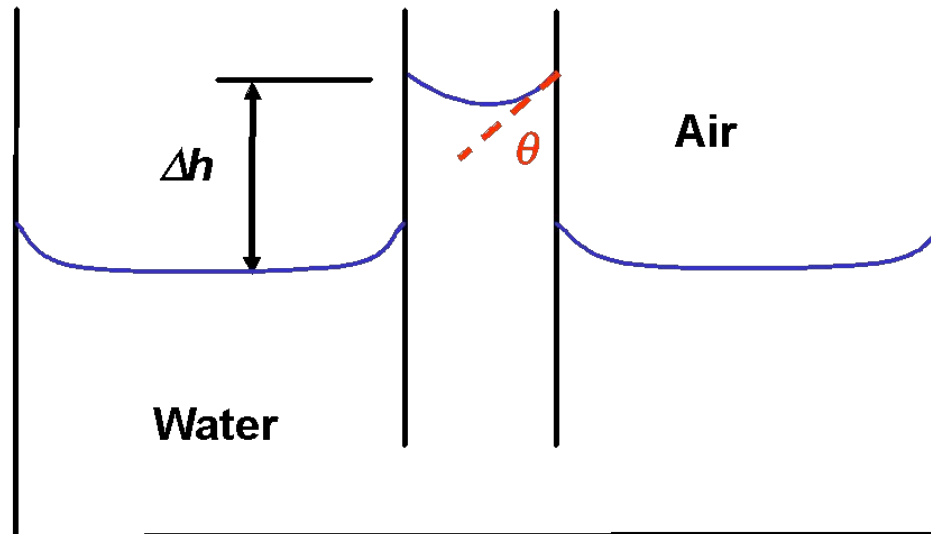
Фильтрационно-емкостные свойства капиллярное давление – capillary pressure





Фильтрационно-емкостные свойства капиллярное давление – capillary pressure

Capillary Tube - Conceptual Model Air-Water System



- Considering the porous media as a collection of capillary tubes provides useful insights into how fluids behave in the reservoir pore spaces.
- Water rises in a capillary tube placed in a beaker of water, similar to water (the wetting phase) filling small pores leaving larger pores to non-wetting phases of reservoir rock.



Фильтрационно-емкостные свойства капиллярное давление – capillary pressure

CAPILLARY TUBE MODEL AIR / WATER SYSTEM

- The height of water in a capillary tube is a function of:

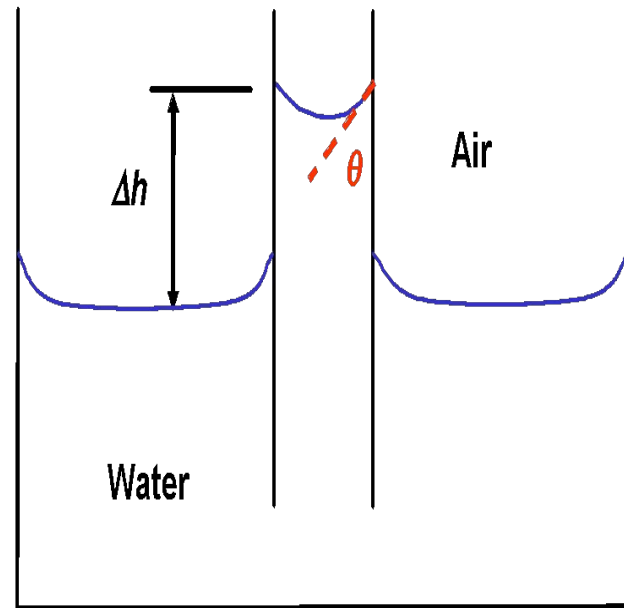
- Adhesion tension between the air and water
- Radius of the tube
- Density difference between fluids

$$\Delta h = \frac{2 \sigma_{aw} \cos \theta}{r g \Delta \rho_{aw}}$$

This relation can be derived from balancing the upward force due to adhesion tension and downward forces due to the weight of the fluid (see ABW pg 135). The wetting phase (water) rise will be larger in small capillaries.

- Δh = Height of water rise in capillary tube, cm
- σ_{aw} = Interfacial tension between air and water, dynes/cm
- θ = Air/water contact angle, degrees
- r = Radius of capillary tube, cm
- g = Acceleration due to gravity, 980 cm/sec²
- $\Delta \rho_{aw}$ = Density difference between water and air, gm/cm³

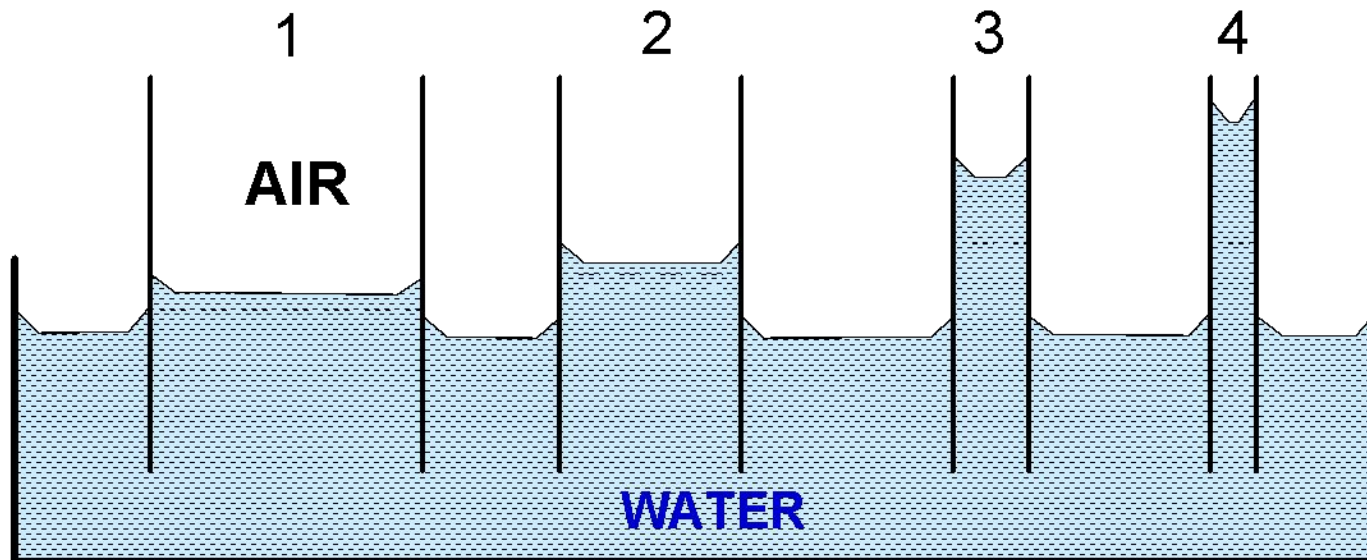
Contact angle, θ , is measured through the more dense phase (water in this case).





Фильтрационно-емкостные свойства капиллярное давление – capillary pressure

Rise of Wetting Phase Varies with Capillary Radius





Фильтрационно-емкостные свойства капиллярное давление – capillary pressure

CAPILLARY PRESSURE – AIR / WATER SYSTEM

- Combining the two relations results in the following expression for capillary tubes:

$$P_c = \frac{2 \sigma_{aw} \cos \theta}{r}$$



Фильтрационно-емкостные свойства капиллярное давление – capillary pressure

CAPILLARY PRESSURE – OIL / WATER SYSTEM

- From a similar derivation, the equation for capillary pressure for an oil/water system is

$$P_c = \frac{2 \sigma_{ow} \cos \theta}{r}$$

P_c = Capillary pressure between oil and water
 σ_{ow} = Interfacial tension between oil and water, dyne/cm
 θ = Oil/water contact angle, degrees
 r = Radius of capillary tube, cm



Фильтрационно-емкостные свойства капиллярное давление – capillary pressure

CAPILLARY PRESSURE - DEFINITION -

- The pressure difference existing across the interface separating two immiscible fluids in capillaries (e.g. porous media).
- Calculated as:

$$P_c = p_{nwt} - p_{wt}$$

Where:

P_c = capillary pressure

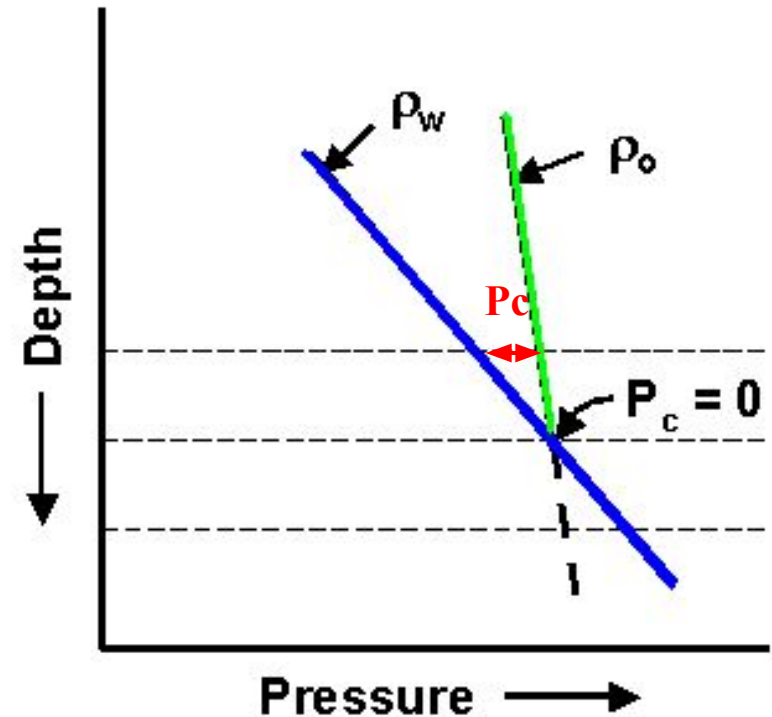
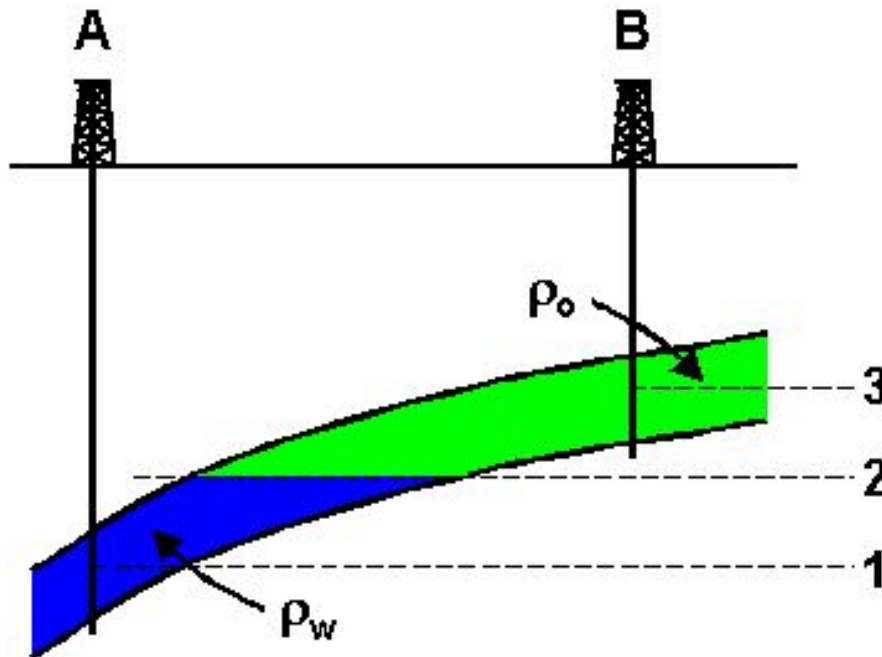
P_{nwt} = pressure in nonwetting phase

p_{wt} = pressure in wetting phase

- One fluid wets the surfaces of the formation rock (wetting phase) in preference to the other (non-wetting phase).
- Gas is always the non-wetting phase in both oil-gas and water-gas systems.
- Oil is often the non-wetting phase in water-oil systems.



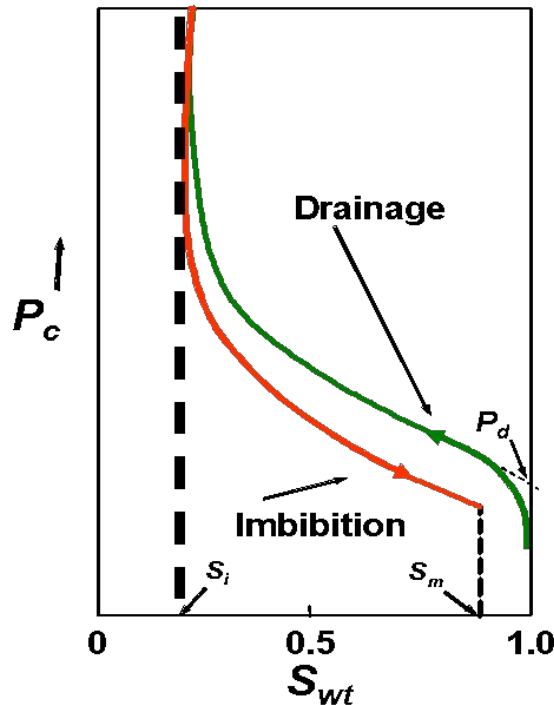
Capillary Pressure Concept





Фильтрационно-емкостные свойства капиллярное давление – capillary pressure

DRAINAGE AND IMBIBITION CAPILLARY PRESSURE CURVES



DRAINAGE

- Fluid flow process in which the saturation of the nonwetting phase increases
- Mobility of nonwetting fluid phase increases as nonwetting phase saturation increases

IMBIBITION

- Fluid flow process in which the saturation of the wetting phase increases
- Mobility of wetting phase increases as wetting phase saturation increases

Four Primary Parameters

S_i = irreducible wetting phase saturation

$S_m = 1$ - residual non-wetting phase saturation

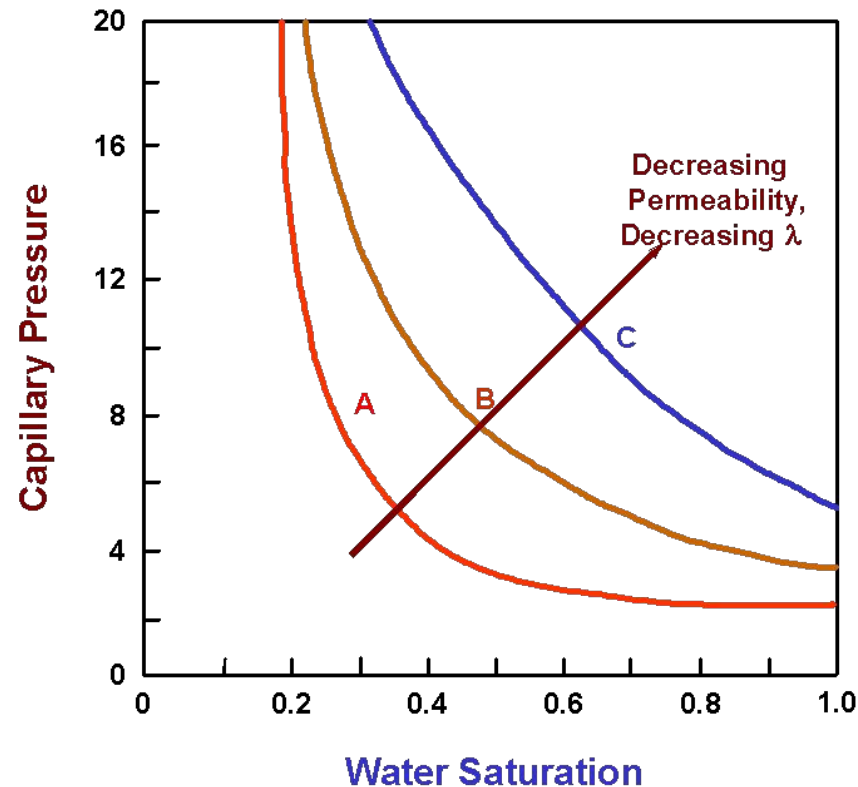
P_d = displacement pressure, the pressure required to force non-wetting fluid into largest pores

λ = pore size distribution index; determines shape



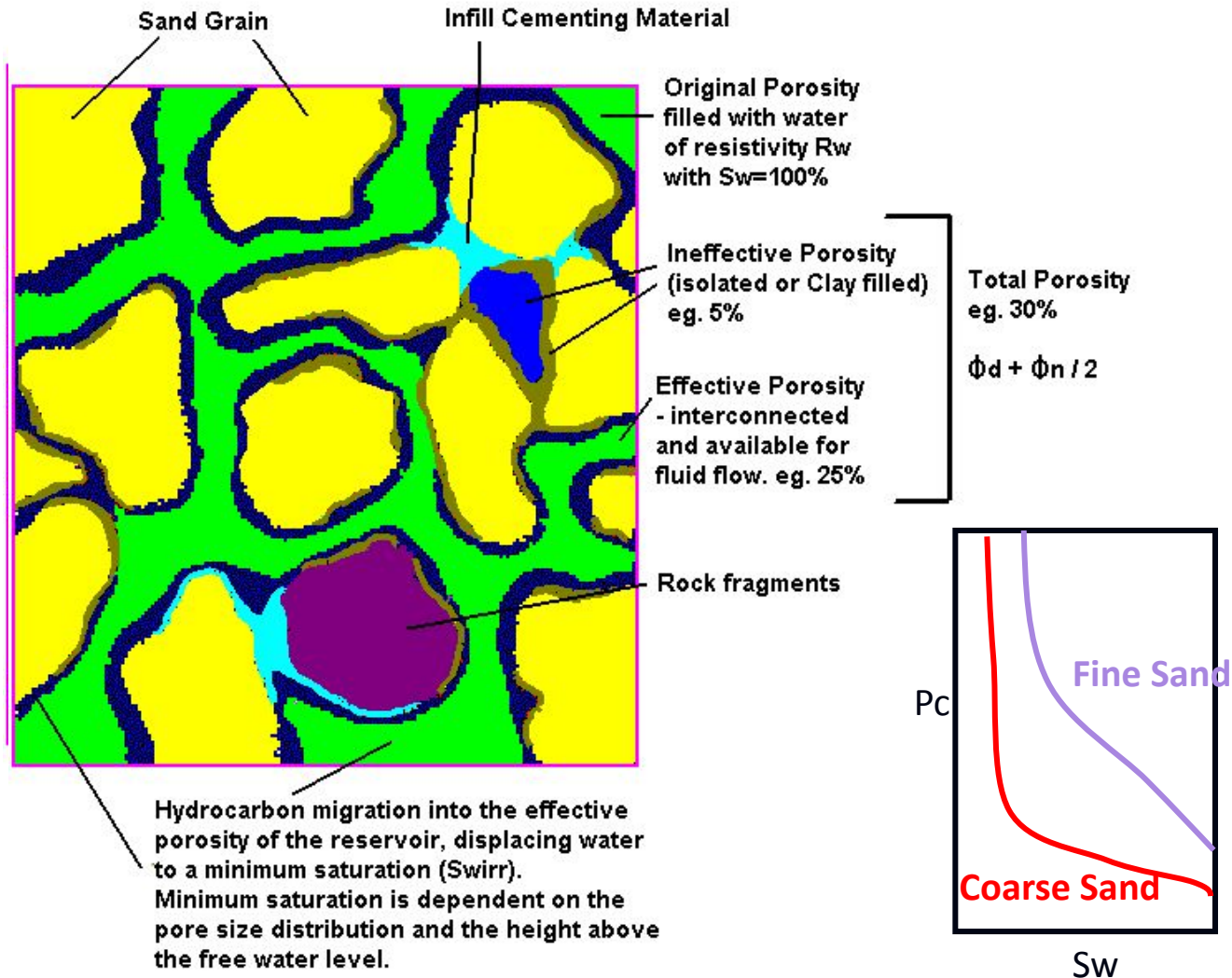
Фильтрационно-емкостные свойства капиллярное давление – capillary pressure

Effect of Permeability on Shape





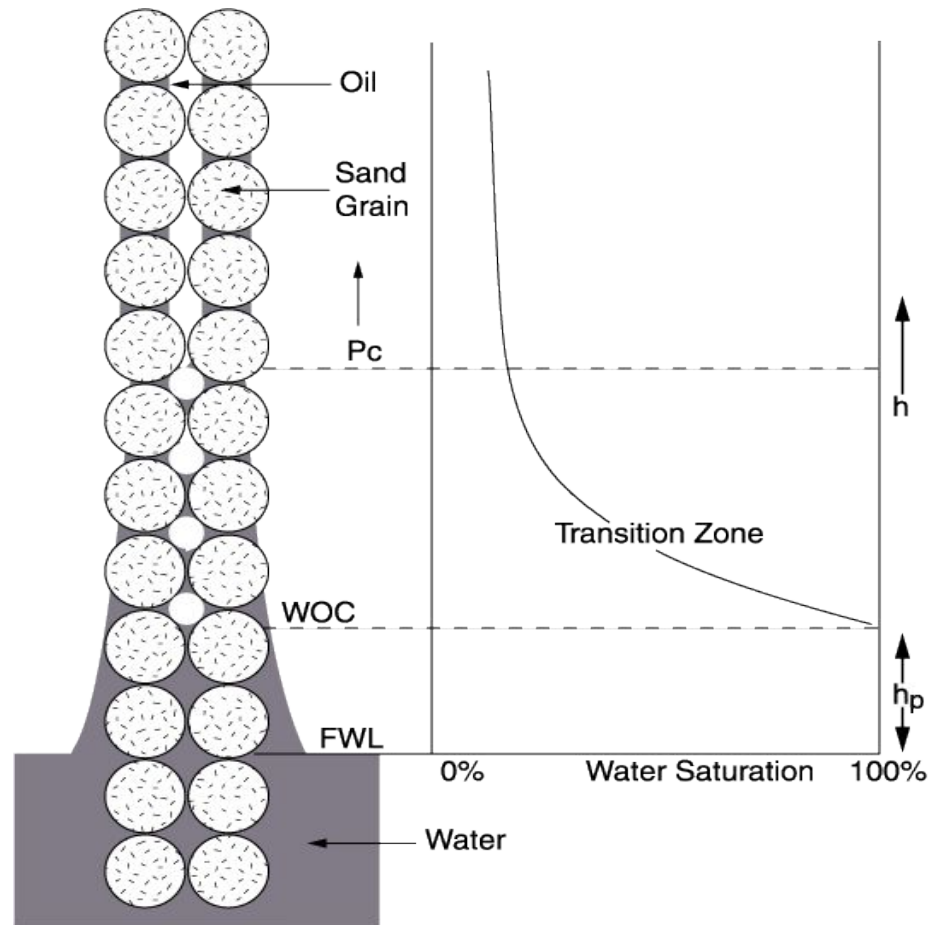
Reservoir Saturations & Contacts





Фильтрационно-емкостные свойства

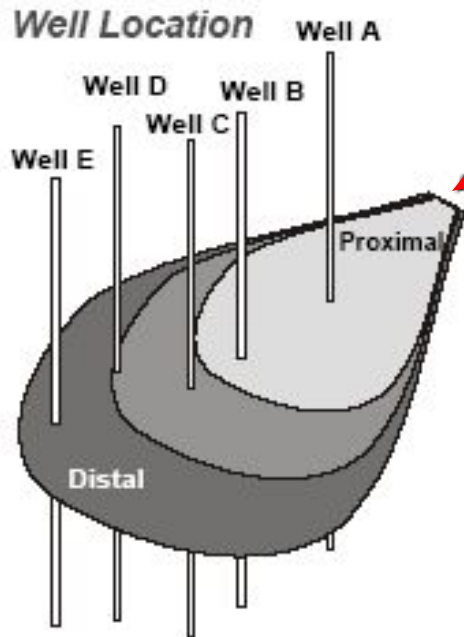
Capillary Pressure and Saturation





Фильтрационно-емкостные свойства

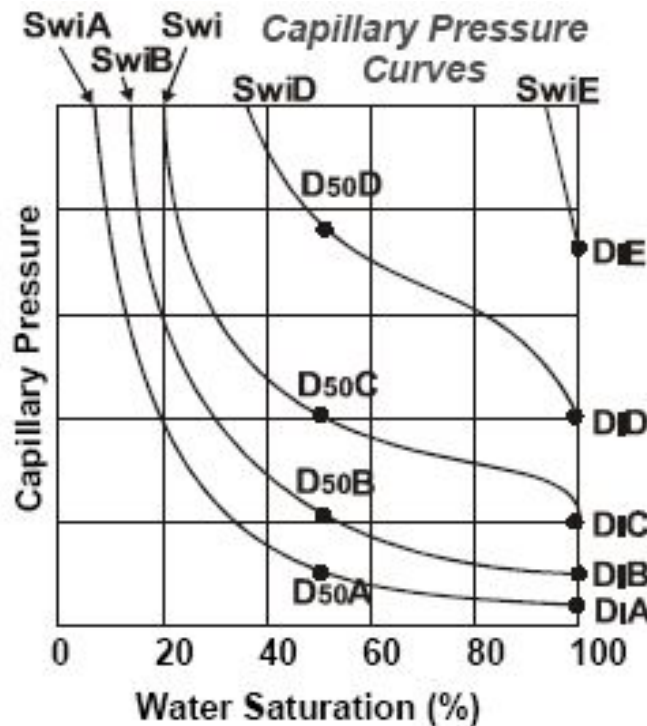
Capillary Pressure



Снос осадков

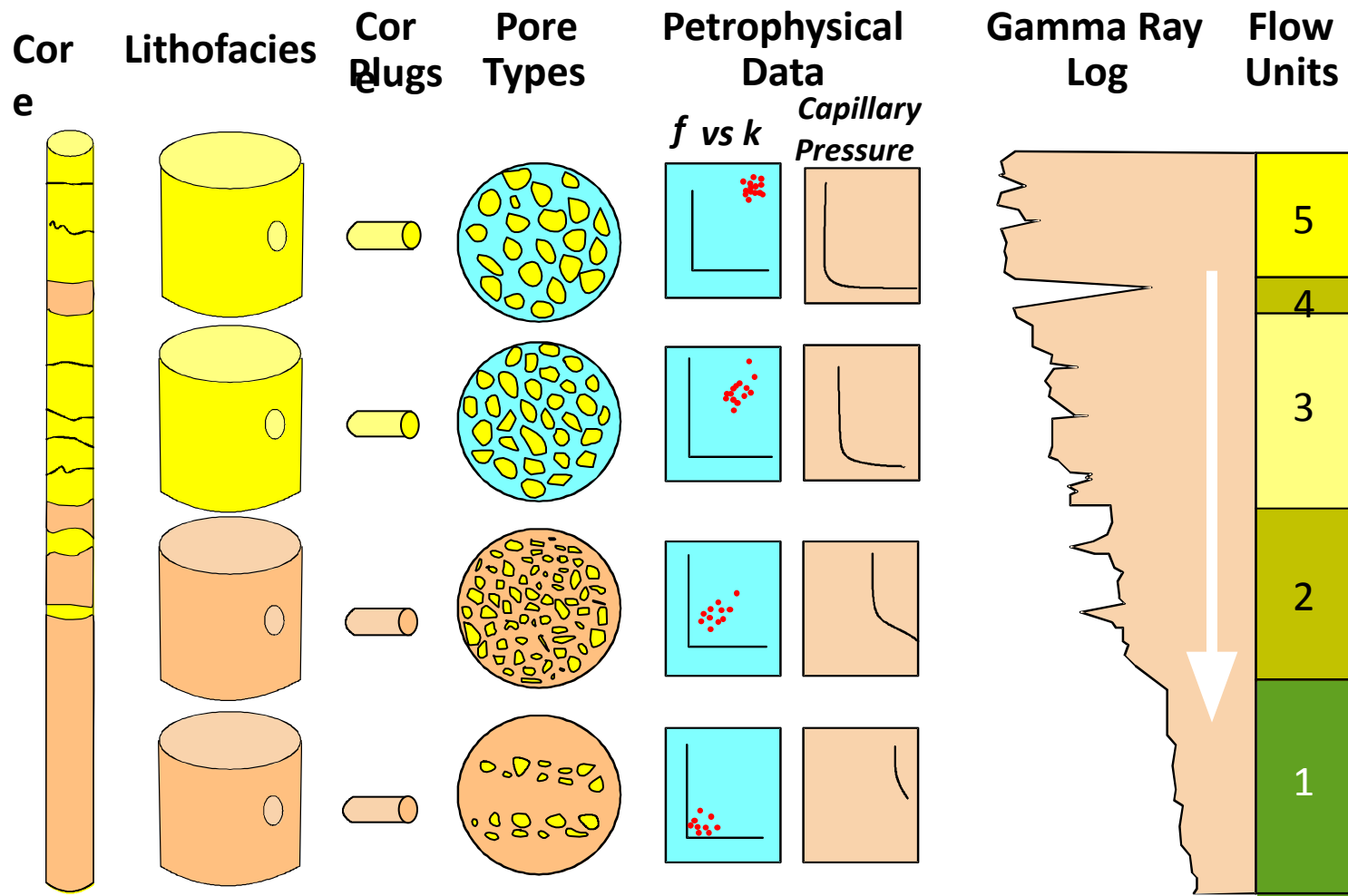
Well Sample Data

Well	A	B	C	D	E	
Swi	10	15	20	37	95	%
Porosity	21.1	18.8	13.9	12.2	4.6	%
Permeability	430	116	13.4	1.2	0.1	mD





Фильтрационно-емкостные свойства взаимодействие параметров





Гидравлическая единица коллектора

Гидравлическая единица коллектора - «представительный элементарный объем породы, внутри которого геологические и петрофизические свойства, влияющие на течение жидкости, взаимно согласованы и предсказуемо отличны от других пород» (Amaefule и др. SPE 26436)



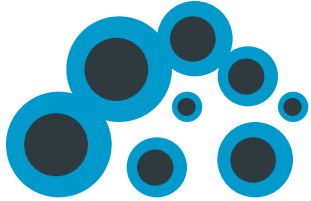
Теория

Модель идеального
грунта

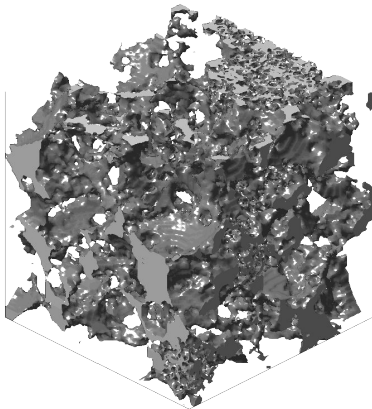
закон Дарси + закон Пуазейля



$$k = \frac{r^2}{8} \phi_e$$



Реальная пористая
среда



параметр
формы

$$F_s$$

Извилистос
ть

$$\tau$$

удельная
Поверхнос
ть

$$S_{gv}$$



$$k = \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2}$$

уравнение Кармена-Козени



FZI (Flow Zone Indicator) – индикатор гидравлического типа

коллектора

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gv}}}$$

характеризует структуру порового пространства и включает:

параметр
формы

$$F_s$$

извилистость

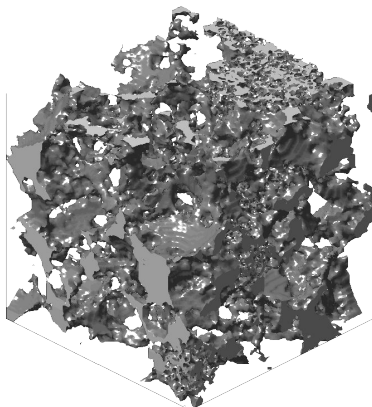
$$\tau$$

удельная
поверхность

$$S_{gv}$$



$$k = \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} FZI^2$$



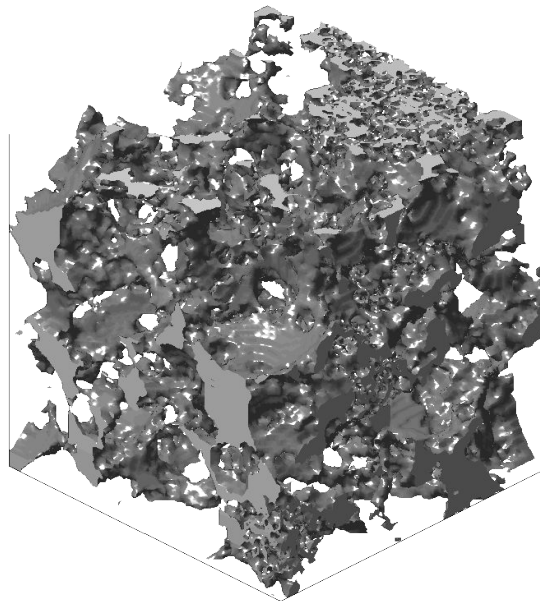
основное уравнение для оценки проницаемости



RQI (Reservoir Quality Index) – индекс качества коллектора

$$RQI = \sqrt{\frac{k}{\phi_e}}$$

характеризует средний гидравлический радиус пор





Petroleum Learning Centre

центр профессиональной переподготовки
специалистов нефтегазового дела

MSc Programs

Магистерские программы



Физические свойства горных пород



Физические свойства

ПЛОТНОСТЬ

Bulk density, grain density, pore fluid density, and porosity are related in the following manner:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

WHERE:

ρ_{ma} = Grain density

ρ_b = Bulk density

ρ_f = Fluid density



Petroleum Learning Centre

центр профессиональной переподготовки
специалистов нефтегазового дела

MSc Programs

Магистерские программы

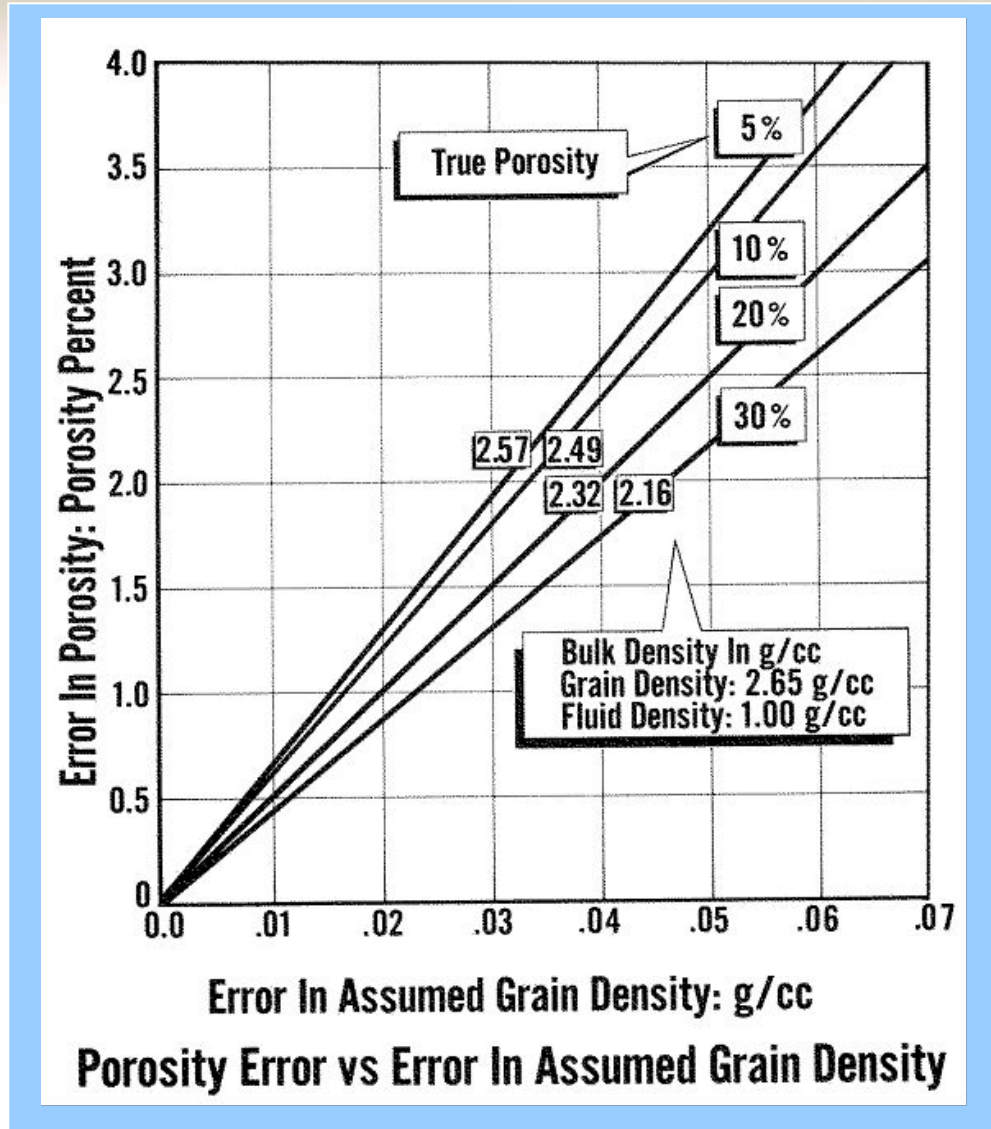


Физические свойства

ПЛОТНОСТЬ

Поле корреляции объемной
плотности и пористости
юрских песчаников

Гистограмма распределения
плотности скелета юрских
песчаников





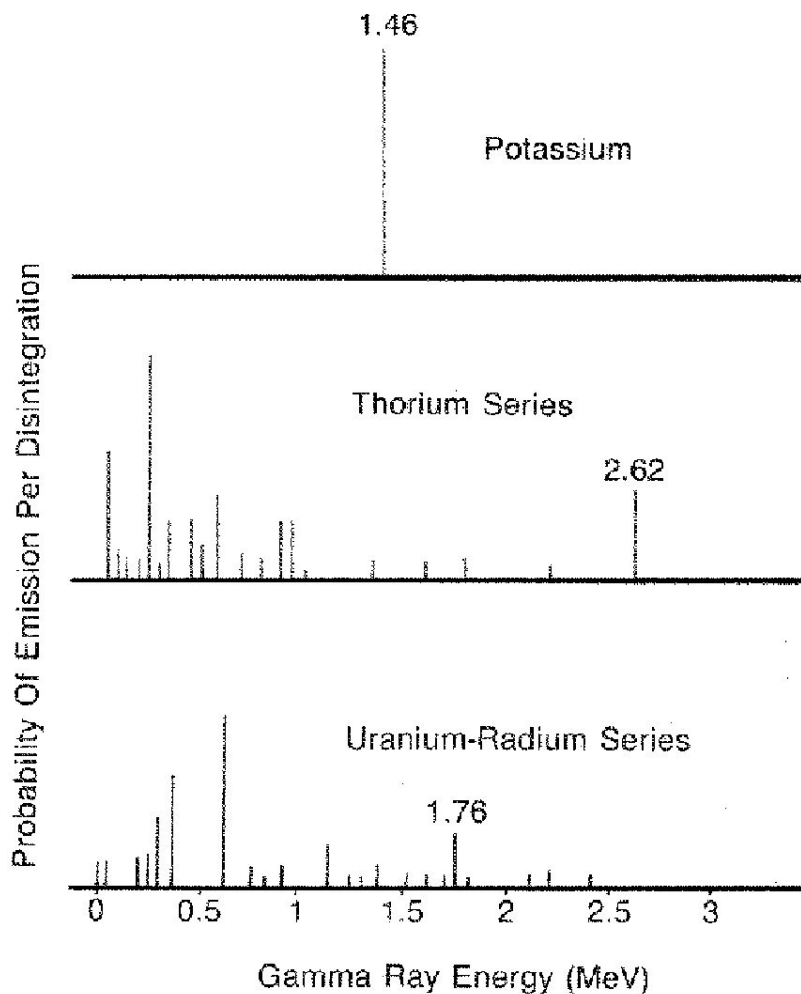
Физические свойства

естественная радиоактивность

- **Естественная радиоактивность** – способность горных пород к самопроизвольному испусканию гамма-квантов различной энергии за счет превращения одного изотопа в другой – радиоактивного распада
- Радиоактивность горных пород обусловлена преимущественно содержанием в них радиоактивных изотопов K^{40} , U^{238} , Th^{232}
- Единицы измерения радиоактивности – грамм-эквивалент радия на 1 грамм породы – концентрация радиоактивных элементов в горной породе, при которой возникает гамма-излучение такой же интенсивности, как при распаде 1 г Ra (г-экв Ra/г, или пг-экв Ra/г). $1 \text{ пг-экв Ra/г} = 10^{-12} \text{ г-экв Ra/г} = 16.5 \text{ API}$
- Измерение интегральной радиоактивности – радиометрия, гамма-каротаж, измерение концентраций основных радиоактивных элементов – гамма-спектрометрия



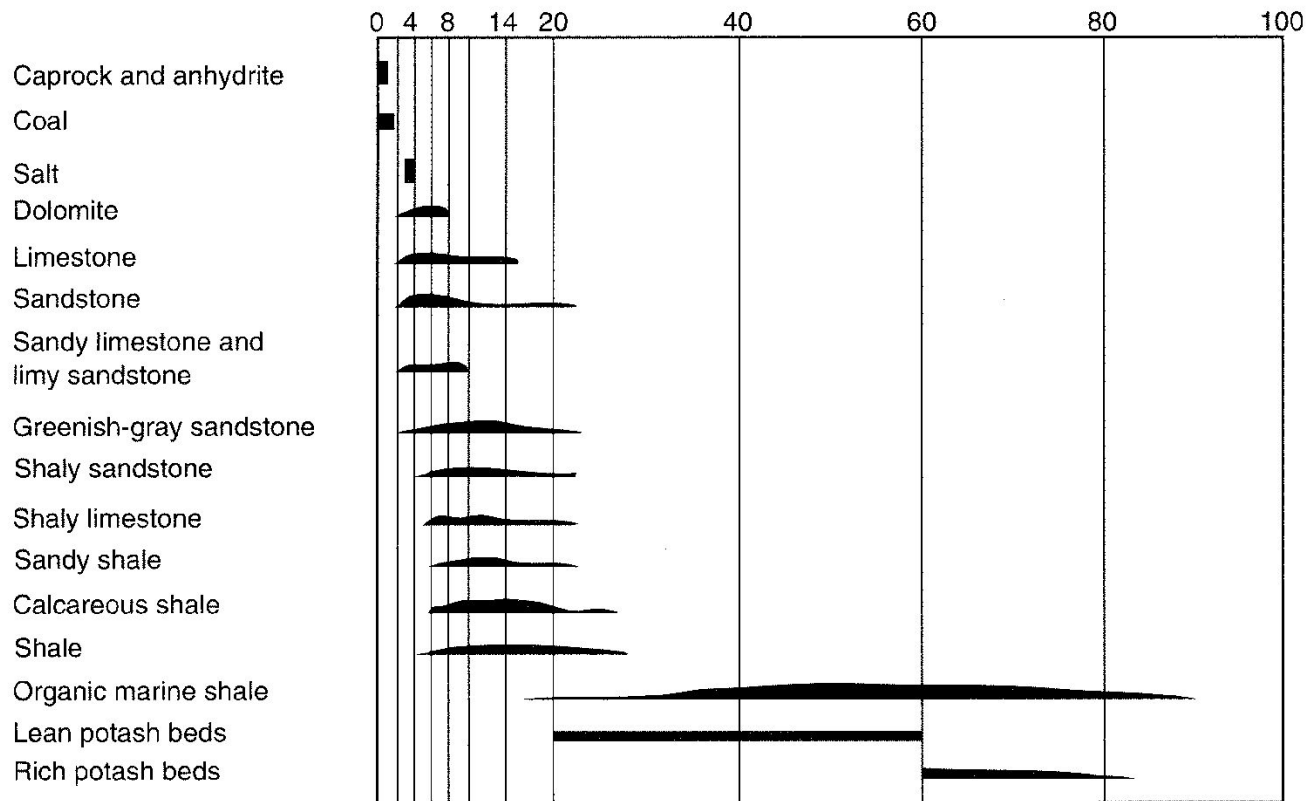
Физические свойства естественная радиоактивность



Natural Gamma Ray Spectra



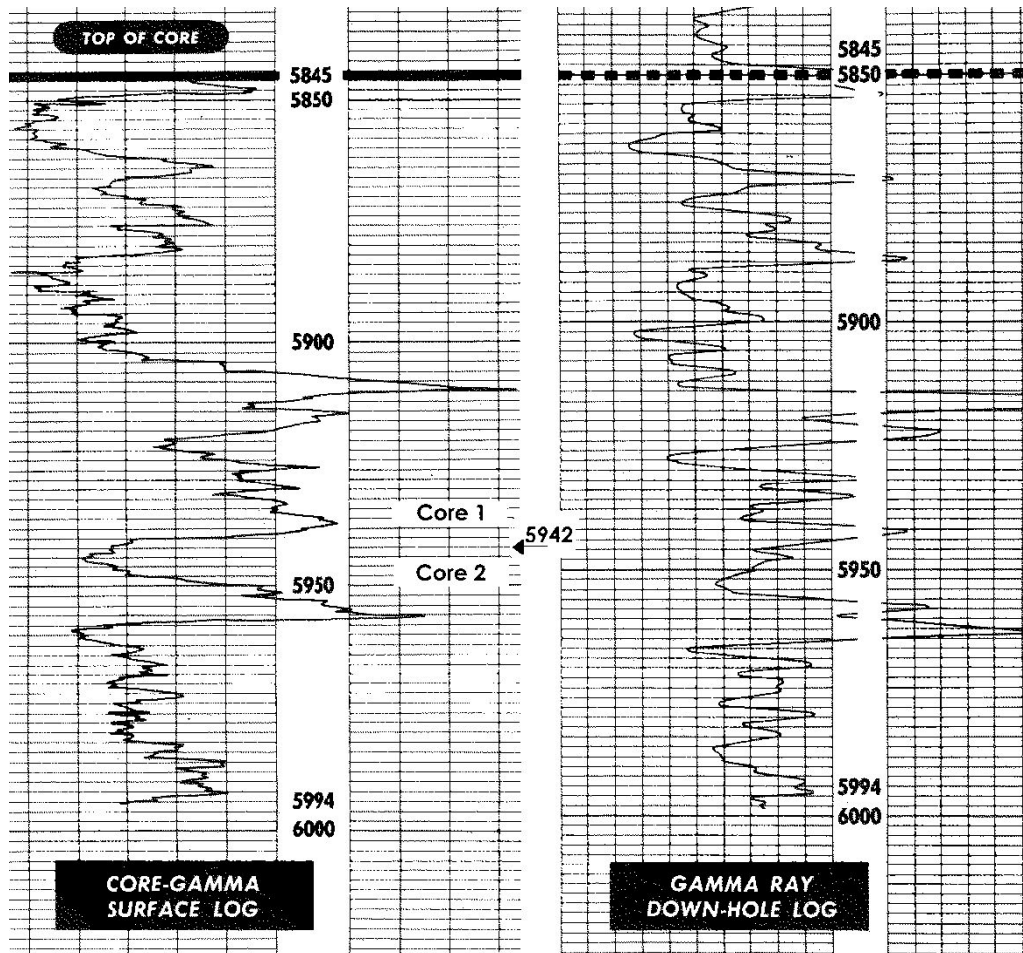
Физические свойства естественная радиоактивность



Gamma Ray Responses of Sedimentary Rocks



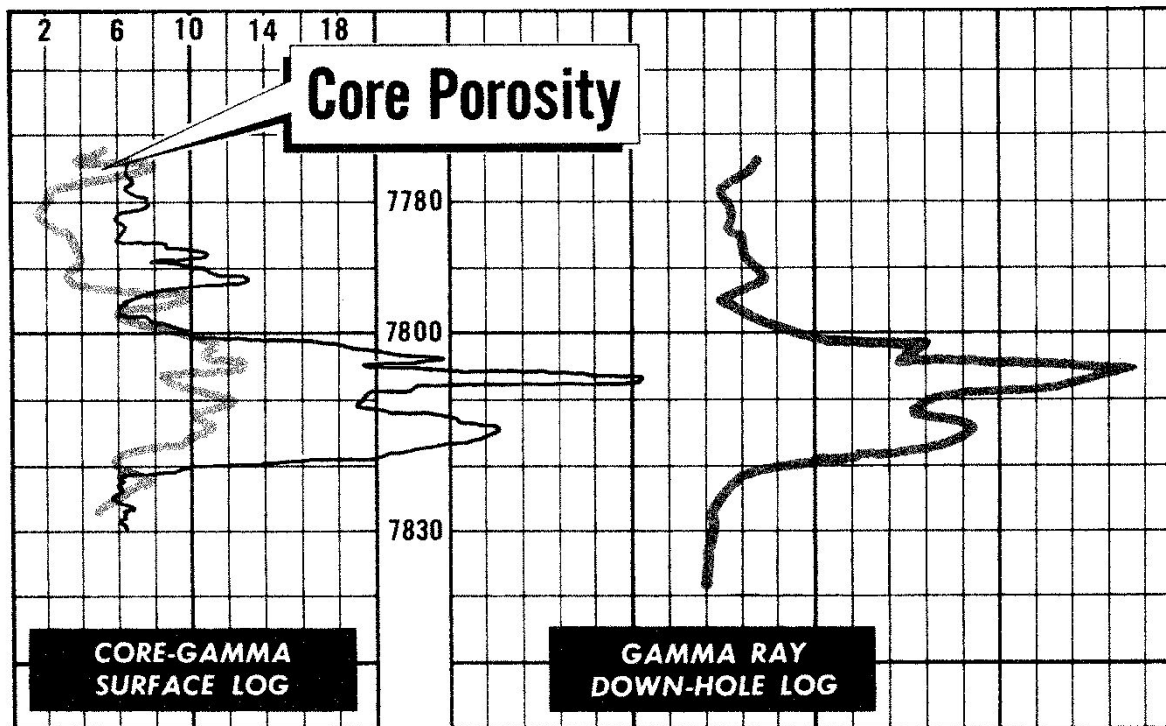
Физические свойства естественная радиоактивность



Увязка данных керна
и геофизических
исследований
скважин с помощью
данных по
радиоактивности



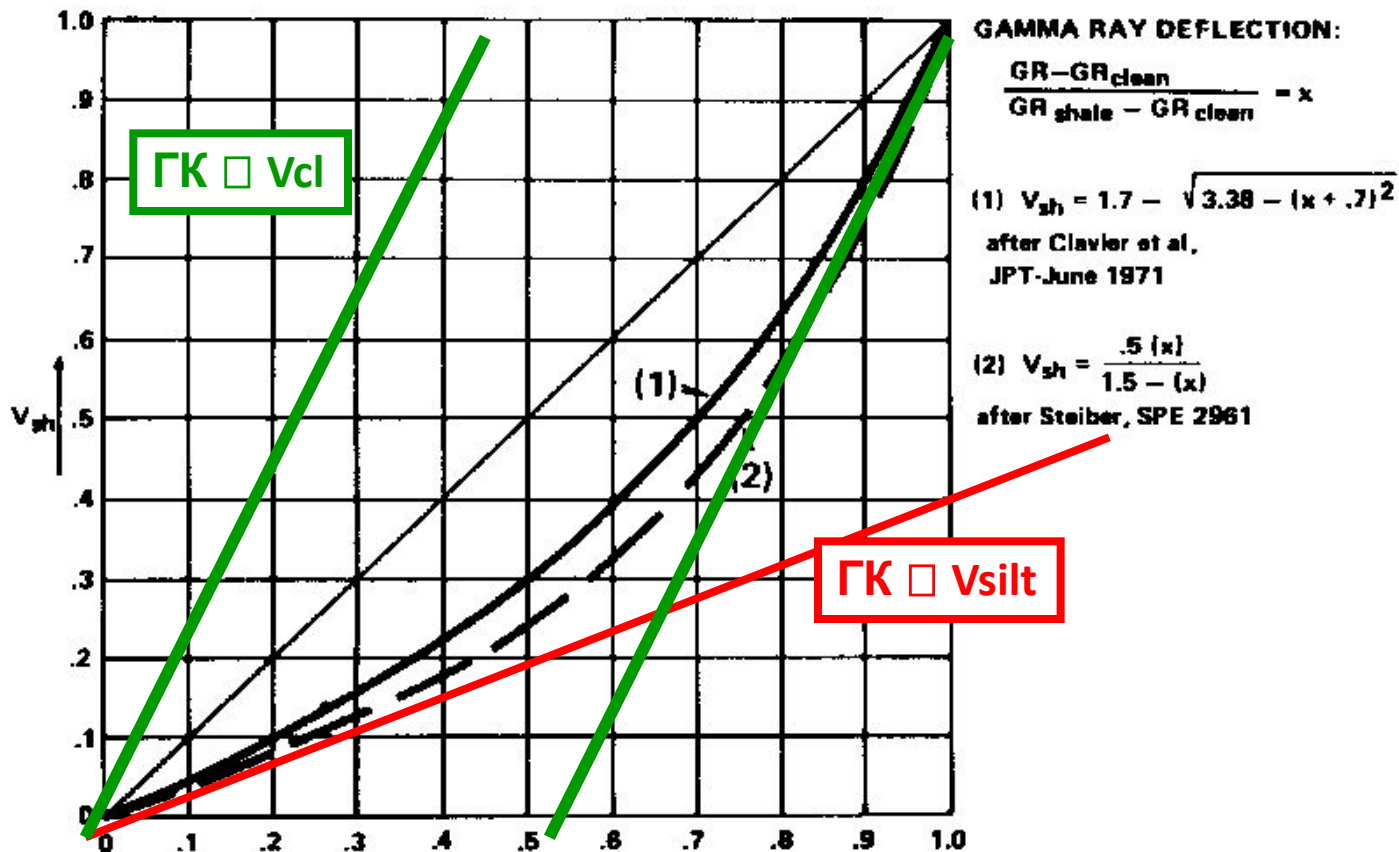
Физические свойства естественная радиоактивность



Уточнение природы
радиоактивности
пористых пород



Гамма активность и глинистость



15 Пример
 отклонения ГК 115



Физические свойства упругие свойства

Acoustic Properties Of Rocks

$$V_b = \sqrt{\frac{E}{\rho} \cdot \frac{(1 - \mu)}{(1 + \mu)(1 - 2\mu)}}$$

$$V_s = \sqrt{\frac{E}{\rho} \cdot \frac{1}{2(1 + \mu)}}$$

Where:

V_b = Velocity of bulk compressional waves

V_s = Velocity of shear wave

ρ = Density

E = Young's Modulus

μ = Poisson's Ratio



Физические свойства

упругие свойства

Elastic Wave Velocities in Porous Media

The velocity of elastic waves in a porous medium is a complex function of many of the characteristics of the medium, including:

1. Rock composition
2. Porosity
3. Grain size, type and distribution
4. Type and degree of cementation and lithification
5. Pore sizes and distribution
6. Pore fluid densities, viscosity, and saturations
7. Rock skeleton pressure and pore pressure
8. Bulk compressibility and other elastic properties



Физические свойства упругие свойства

Relationship of Porosity and Acoustic Velocity

The Wyllie “time-average equation” for compressional waves, has been popular in the industry over many years.

$$\Delta t = \Delta t_f \cdot \phi + \Delta t_m (1 - \phi)$$

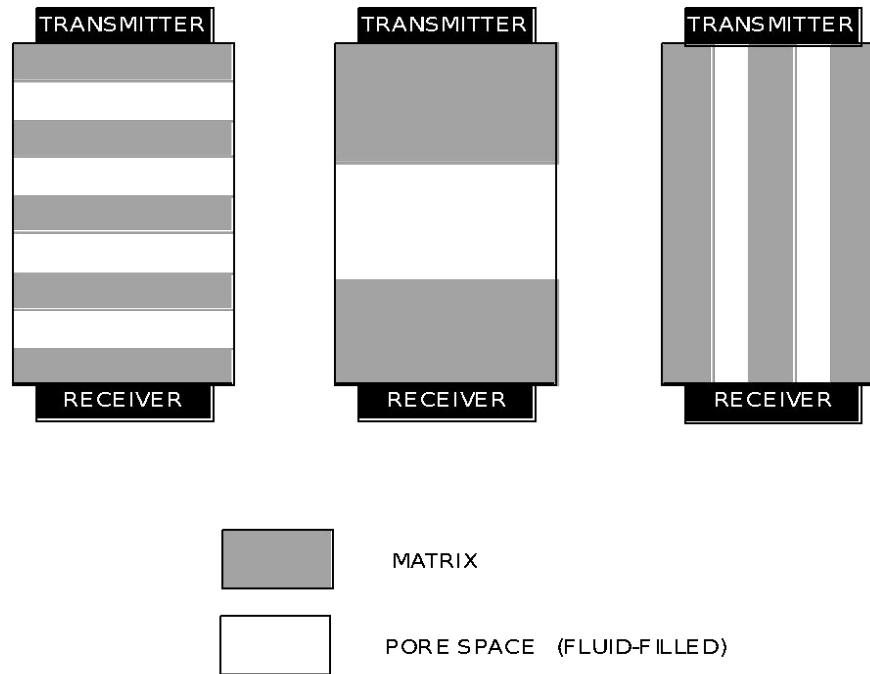
or,

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m}$$



Физические свойства

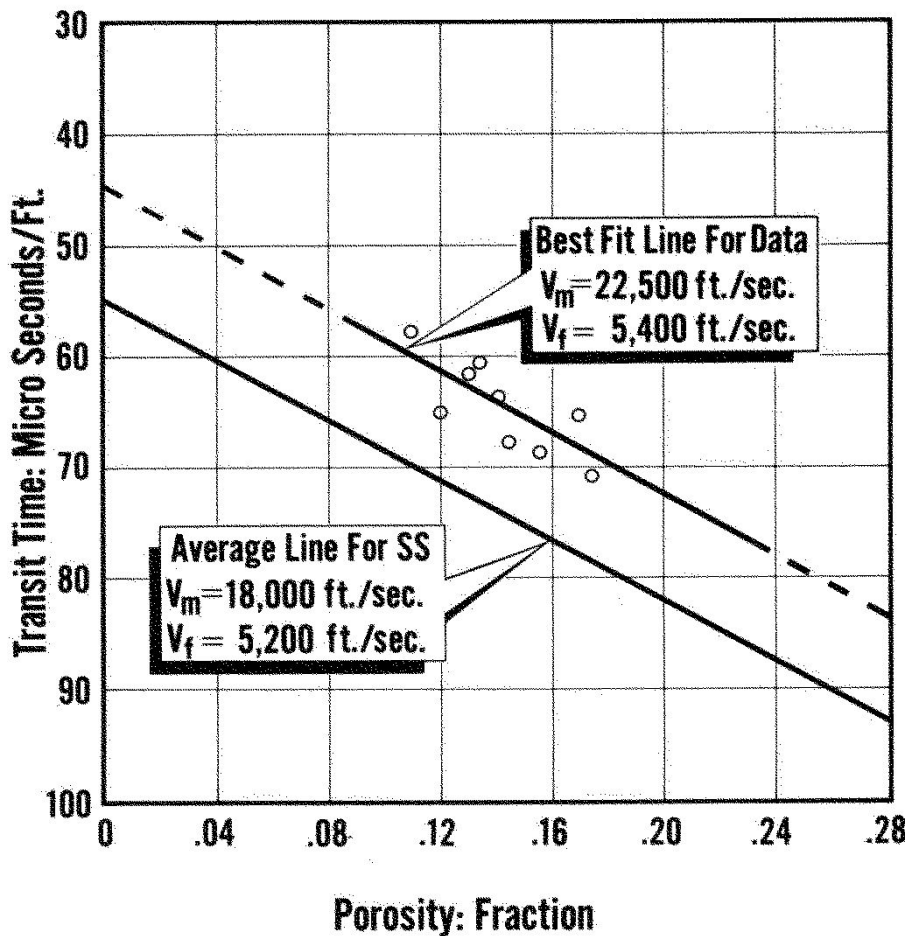
упругие свойства



**Theoretical Models Relating Porosity
And Transit Time**



Физические свойства упругие свойства



Поле корреляции
времени пробега
упругих волн с
пористостью для
песчаников



Физические свойства электрические свойства

Electrical Properties

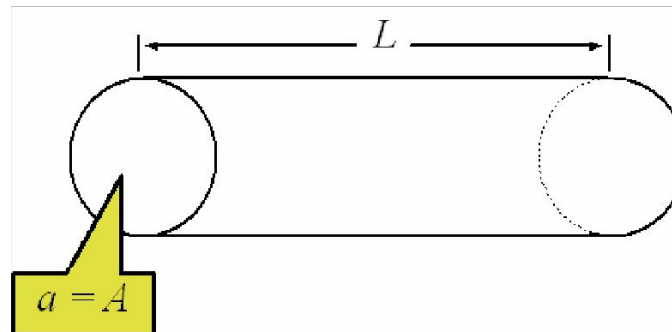
$$r \propto \frac{L}{A},$$

$$r = R \cdot \frac{L}{A},$$

$$R = r \cdot \frac{A}{L}.$$

Where:

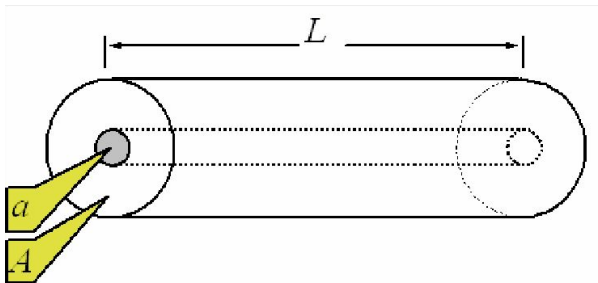
- r = Resistance of element of any material of dimension A and L, ohm
- R = Resistivity of any element, ohm-length





Физические свойства электрические свойства

In a capillary tube model the equations are:



$$r_o = R_w \cdot \frac{L}{a},$$

$$R_o = r_o \cdot \frac{A}{L} = \frac{R_w \cdot \frac{L}{a} \cdot A}{L}$$

$$= \frac{R_w}{\frac{a}{A}} = \frac{R_w}{\phi}$$

R_w = Resistivity of brine,
ohm-length

r_o = Resistance of brine
saturated capillary or porous
media model, ohm

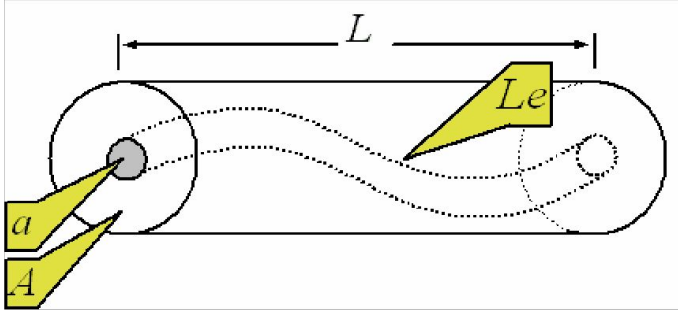
R_o = Resistivity of brine
saturated capillary or porous
media model, ohm-length



Физические свойства

электрические свойства

In a porous media model the equations become:



$$r_o = R_w \cdot \frac{L_e}{a}$$

$$R_o = r_o \cdot \frac{A}{L} = \frac{R_w \cdot \frac{L_e}{a} \cdot A}{L},$$

$$R_o = \frac{R_w \cdot \frac{L_e}{L}}{\frac{a}{A}} \cdot \frac{L_e}{L} = \frac{R_w \left(\frac{L_e}{L}\right)^2}{\phi}$$

Variables That Influence Resistivity Of Natural Porous Media

Salinity of water

Temperature

Porosity

Pore geometry

Formation stress

Composition of rock



Физические свойства электрические свойства

Formation Factor

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \frac{R_w \left(\frac{Le}{L}\right)^2}{\phi} = \frac{\left(\frac{Le}{L}\right)^2}{\phi}$$

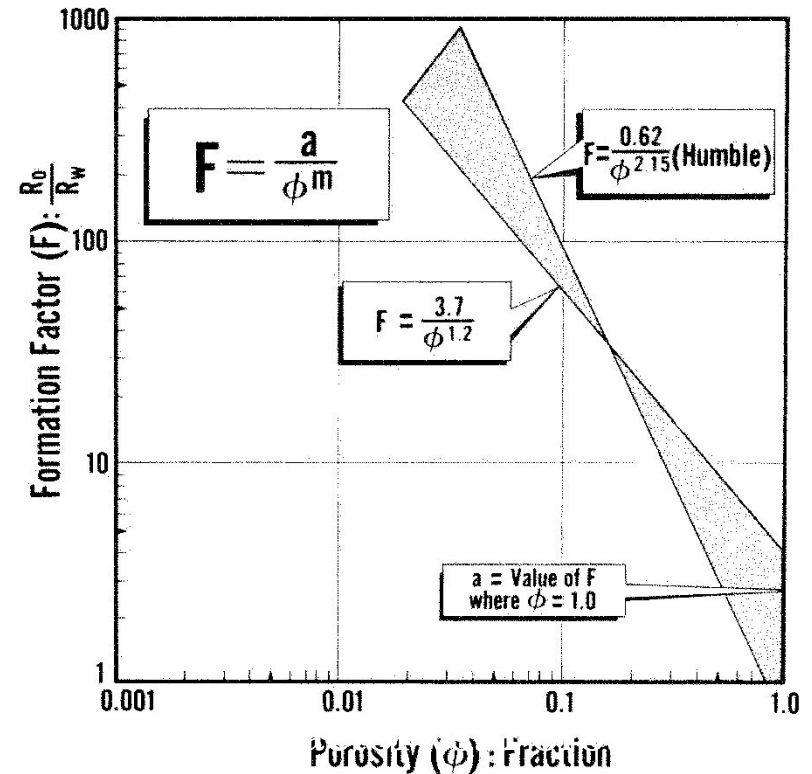
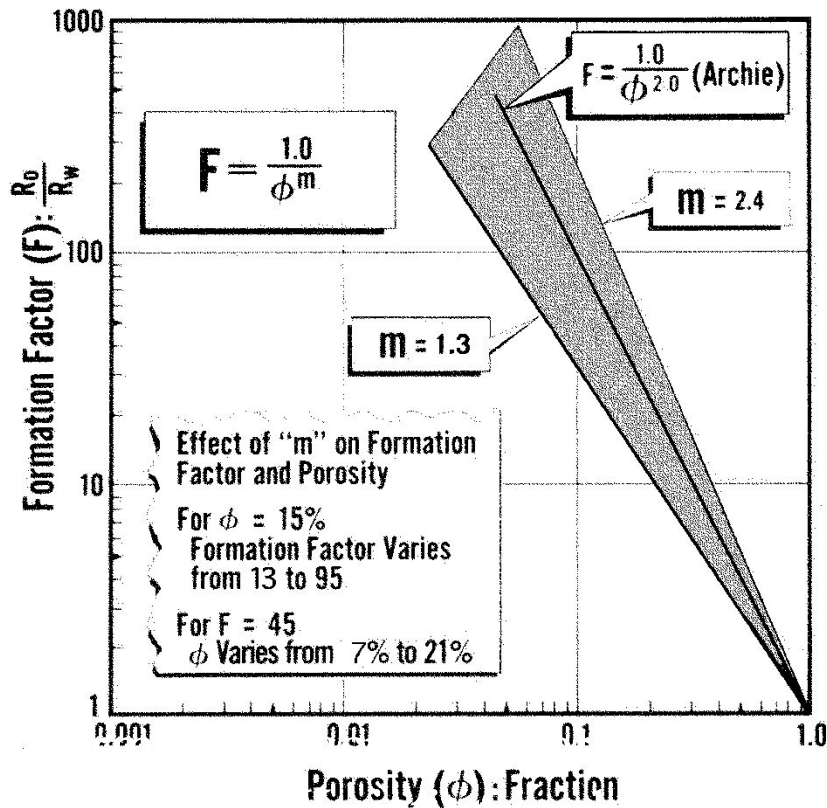
$$F \approx \frac{1}{\phi} = \frac{1}{\phi^2} = \phi^{-2}$$

$$F = a\phi^{-m}$$

where 'a' and 'm' are unique properties of the rock.

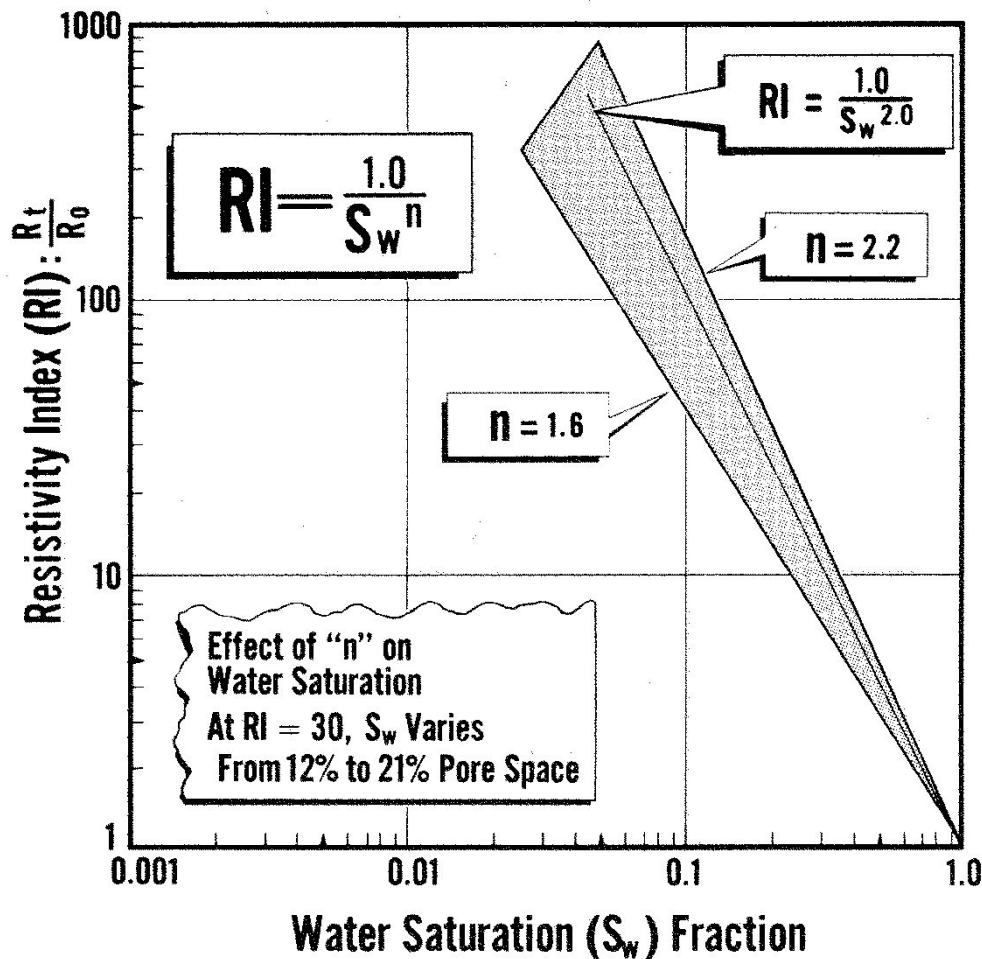


Физические свойства электрические свойства





Физические свойства электрические свойства



Resistivity Index

$$RI = \frac{R_t}{R_0} = S_w^{-n}, \text{ or } \frac{1}{S_w^n}$$

**Resistivity Index vs.
Water Saturation
For Range of Measured
Saturation Exponents**



Физические свойства электрические свойства

$$R_t = F \cdot R_w \cdot R_I,$$

$$F = a\phi^{-m}, \text{ or } \frac{1}{\phi^m},$$

$$R_I = \frac{R_t}{R_o} = S_w^{-n}, \text{ or } \frac{1}{S_w^n},$$

$$\text{So, } S_w = \sqrt[n]{\frac{F \cdot R_w}{R_t}}, \text{ and } \sqrt[n]{\frac{R_o}{R_t}},$$

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\phi^m} \cdot R_w \cdot \frac{1}{R_t}},$$

The General Form of the Archie Equation.

Archie Relationship

- a** - is the intercept of the F versus ϕ plot and is related to tortuosity,
- m** - is the Cementation exponent and is also tortuosity dependent,
- n** - is the saturation exponent and is saturation history, wettability and pore geometry dependent,
- ϕ** - is the measured porosity



Свойства пластовых флюидов

1. Пластовая вода

- **СОЛЕННОСТЬ**
- **ПЛОТНОСТЬ**
- **ВЯЗКОСТЬ**
- **удельное электрическое сопротивление**

2. Углеводороды

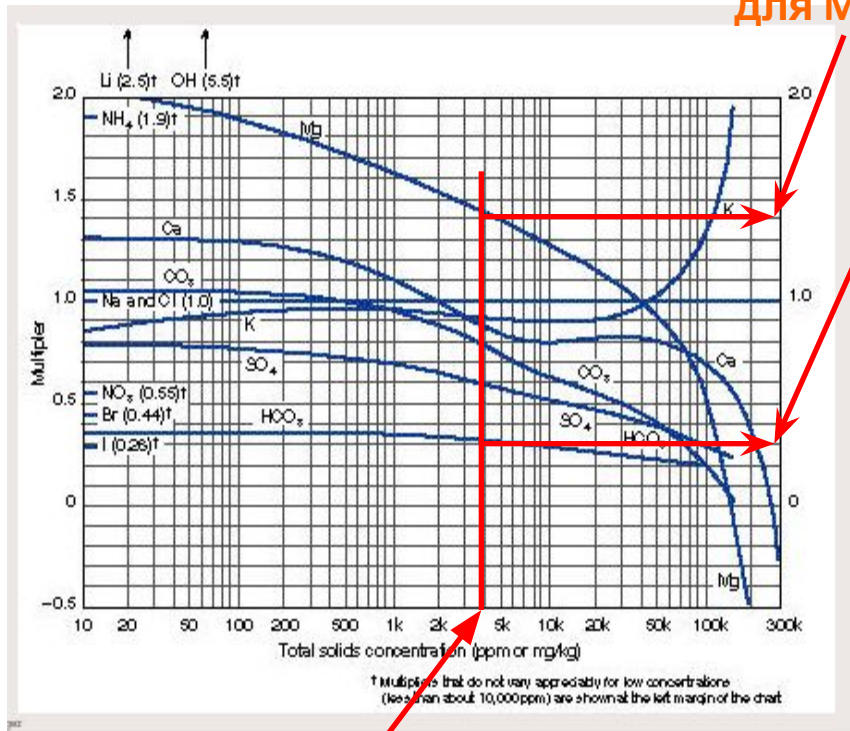
- **состав и молекулярная структура**
- **ПЛОТНОСТЬ**
- **ВЯЗКОСТЬ**



Оценка сопротивления пластовых вод по химическому составу

Весовые
коэффициенты
для Mg и HCO_3

Вычисление суммарной
концентрации солей различных
ионов в пластовых водах в
пересчете на NaCl:



Суммарная концентрация
ионов

1. Имея данные по концентрациям ионов, – вычислить суммарную концентрацию
2. Отложить на номограмме полученную суммарную концентрацию и определить весовые коэффициенты пересчета по каждому виду ионов
3. Вычислить средневзвешенную суммарную концентрацию с учетом весовых коэффициентов
4. Полученный результат – соленость пластовой воды в пересчете на NaCl



Оценка сопротивления пластовых вод по химическому составу

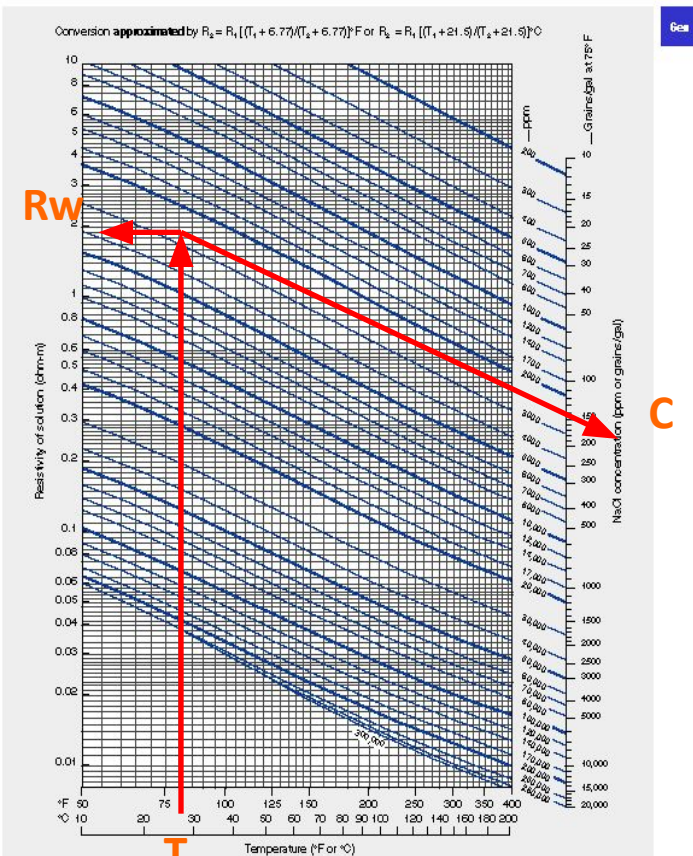
Basic Material

Resistivity of NaCl Solutions

Schlumberger

Geo 9

Geo



Зная температуру **T**, при которой определен химический состав вод и общую концентрацию солей **C**, по номограмме определяем сопротивление пластовых вод **Rw**



Вопросы:

Перечислите основные петрофизические параметры пласта.

От каких факторов условий образования пород они зависят и почему ?

Виды пористости?

Что такое проницаемость горных пород?

Что такое флюидонасыщенность пород ?

Что такое капиллярное давление и от чего оно зависит ?

Как влияет капиллярное давление на распределение флюидов в коллекторе ?

Как связаны плотность горных пород и пористость пород ?

Какие параметры пород и флюидов необходимо знать для расчета пористости через плотность ?

Как связаны пористость и акустическая скорость ?

Какие параметры пород и флюидов необходимо знать для расчета пористости через время пробега упругих волн ?

Что такое параметр пористости ?

Что такое параметр насыщенности ?

В чем состоит уравнение Арчи-Дахнова?

Какие параметры необходимо определить по данным изучения керна для использования этого уравнения ?

Какие сопротивления используются в формуле Арчи – Дахнова ?