

Фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов

Пористость пород-коллекторов

✓ **Пористость** (пустотность) – наличие в горной породе пустот и пор

Коэффициент полной пористости: $m = V_{\text{пор}}/V_{\text{обр}}$, – отношение суммарного объема пор ($V_{\text{пор}}$) в образце к видимому объему образца, измеряется в долях единицы или процентах

По происхождению поры (пустоты) делятся на:

- ✓ Первичные – образующиеся в процессе осадконакопления и формирования породы
- ✓ Вторичные – образующиеся в результате последующих процессов растворения, разломов и возникновения трещин

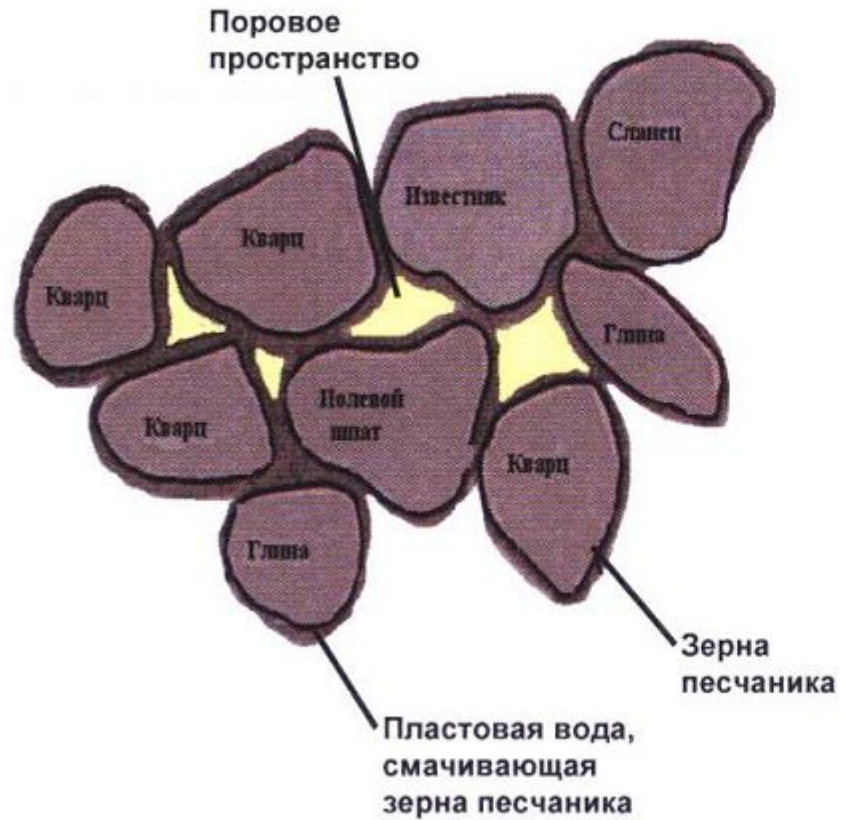
Коэффициент открытой пористости:

$$m_0 = (\text{Объем сообщающихся (открытых) пор}) / (\text{объем образца})$$

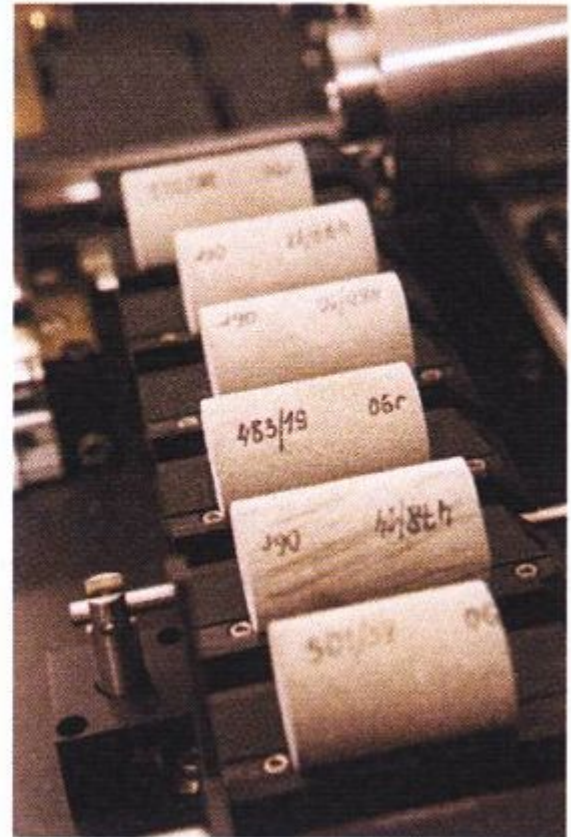
Методы определения пористости:

- метод насыщения
- газовольюметрический метод

Схема пористой среды



Образцы горной породы, высверленные в виде цилиндров для изучения их свойств

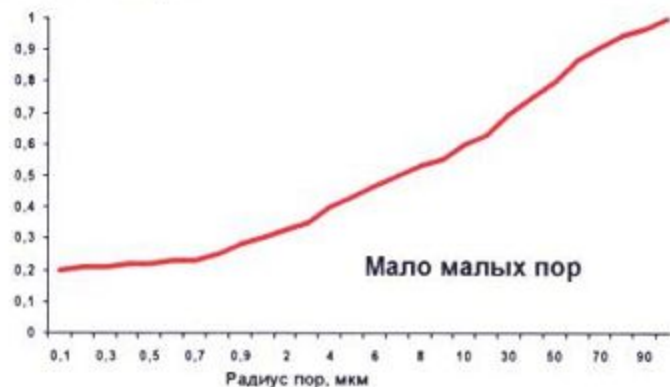
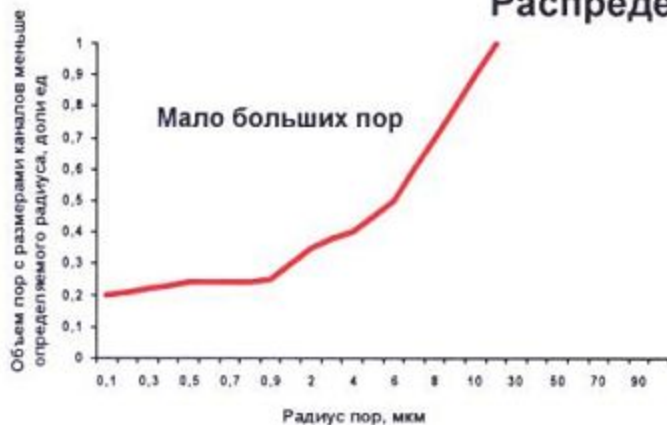


Виды поровых каналов

Система связанных пор образует поровые каналы, которые делятся на:

- ✓ Сверхкапиллярные – d_{cp} больше 0,5 мм – (движение газа, нефти и воды свободное)
- ✓ Капиллярные – d_{cp} от 0,0002 до 0,5 мм – (фильтрация с участием капиллярных сил)
- ✓ Субкапиллярные – d_{cp} меньше 0,0002 мм – (жидкости перемещаться не могут, преобладают силы молекулярного взаимодействия)

Распределение пор по размерам



- ✓ Пористость нефтяных и газовых коллекторов изменяется в пределах **5 – 50 %**, преимущественно находится в диапазоне **10 – 25 %**

Удельная поверхность пор

✓ **Удельная поверхность пор** – суммарная поверхность пор и поровых каналов, содержащихся в единице объема образца

Единицы измерения: $\text{м}^2/\text{м}^3$, $\text{м}^2/\text{см}^3$ порового пространства, или $\text{м}^2/\text{г}$ породы

Примеры величин определения $S_{\text{уд}}$:

№	№ образца	Пористость, т, %	Проницаемость, К, $\text{мкм}^2 \times 10^{-3}$	Удельная поверхность $S_{\text{уд}}$, $\text{м}^2/\text{см}^3$
1	1315	27.8	76.4	13.2
2	1766	24.3	11.2	54.6
3	2031	26.1	536.0	26.2

Проницаемость пород-коллекторов

- ✓ **Проницаемость** – способность породы фильтровать (пропускать) через поры и поровые каналы жидкость и газ при наличии перепада давления
- ✓ **Абсолютная проницаемость** – проницаемость породы при наличии в ней лишь одного флюида
- ✓ **Фазовая (эффективная) проницаемость** – проницаемость для какого-либо флюида (нефть, газ, вода) при наличии в породе другого флюида
- ✓ **Относительная проницаемость** – отношение фазовой проницаемости к абсолютной проницаемости



Закон Дарси



Генри Дарси
(Henry Philibert Gaspard
Darcy)
(1803-1858)
французский гидролог

Генри Дарси исследовал течение воды через пористую среду для питьевых фонтанов г. Дижона. В 1856 году сформулировал закон: «Расход воды прямо пропорционален площади и градиенту давления и обратно пропорционален длине участка»

$$Q = \frac{K}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L} \cdot F$$

Q – расход жидкости, м³/с

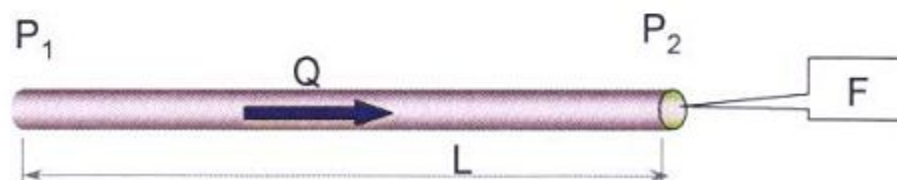
k – проницаемость, м²

μ – динамическая вязкость, Па·с

F – площадь сечения, перпендикулярного потоку, м²

L – длина участка, м

$\Delta P = P_1 - P_2$ – изменение напора по длине участка L , Па



Физический смысл и размерность проницаемости

Единицы измерения проницаемости

$$K = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{\Delta P \cdot F} \quad [\text{м}^2]$$

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

Физический смысл размерности проницаемости – заключается в том, что проницаемость характеризует величину площади сечения каналов пористой среды, по которым происходит фильтрация

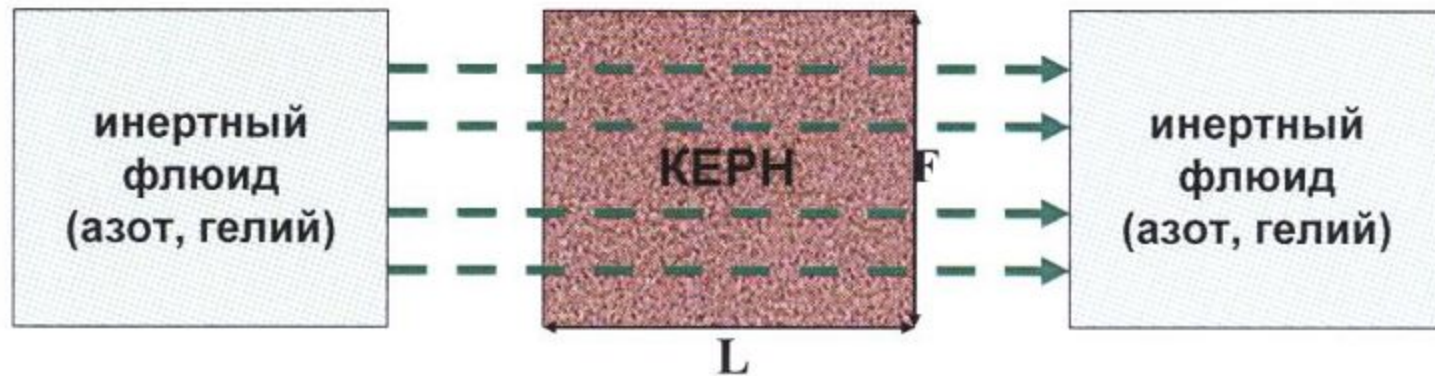
В нефтяной практике пользуются единицей 1Д (Дарси) и 1мД

$$1\text{Д} = 10^{-12} \text{ м}^2 = 1 \text{ мкм}^2$$

$$1\text{мД} = 10^{-3}\text{Д}$$

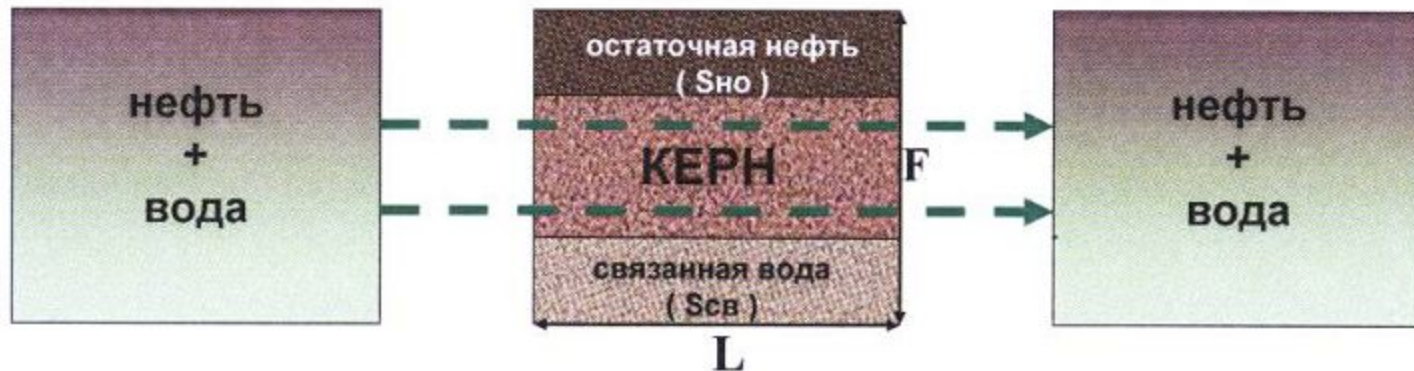
Абсолютная проницаемость

Для определения абсолютной проницаемости через экстрагированный (в породе отсутствуют связанные флюиды) керн фильтруется газ, инертный к породе (азот, гелий)



Фазовая проницаемость

Для определения ФАЗОВОЙ проницаемости через керн совместно фильтруются нефть и вода. Определение фазовых проницаемостей проводится на нескольких режимах, но не менее пяти (0%,25%,50%,75%,100% воды в потоке)



Величины фазовых проницаемостей рассчитываются по формулам:

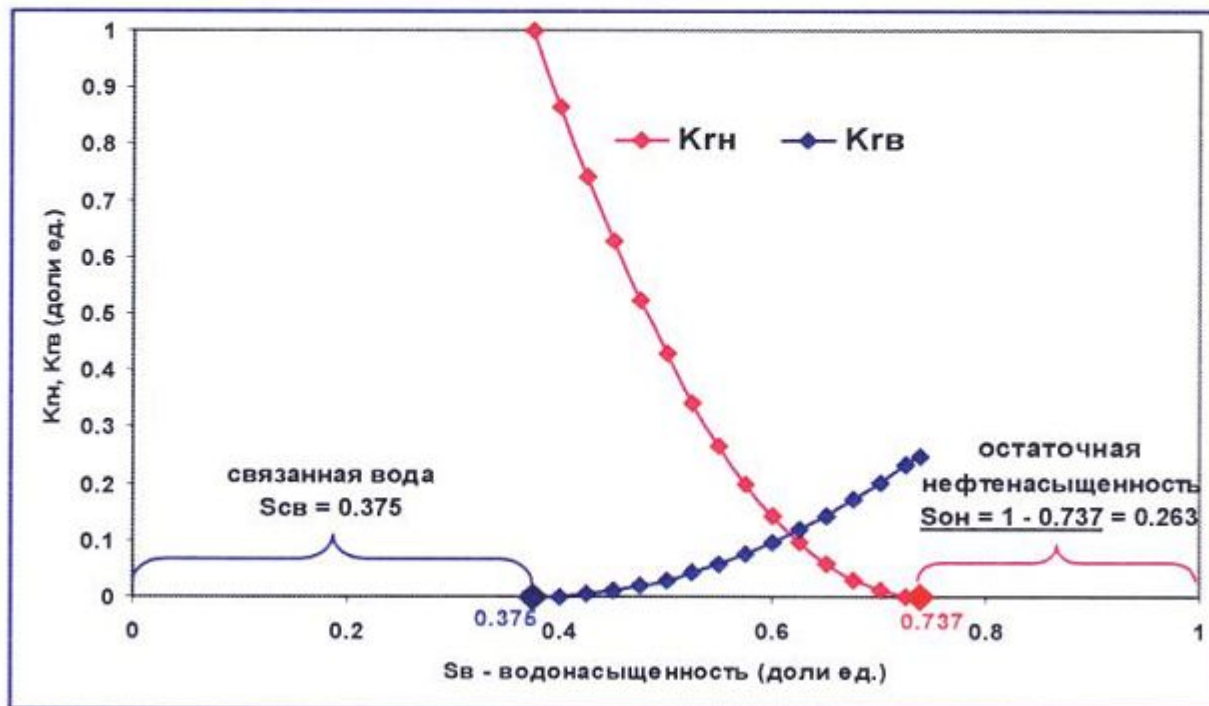
$$K_H = Q_H \mu_H L / \Delta P F \quad K_B = Q_B \mu_B L / \Delta P F ,$$

где индекс «н» - нефть, «в» - вода

Зависимости относительной проницаемости от насыщенности

Поскольку фазовая проницаемость зависит от флюидонасыщения, относительная проницаемость также является функцией насыщенности

Кривые относительной проницаемости



Коэффициент вытеснения

Коэффициент вытеснения $K_{\text{выт}}$ – отношение объема вытесненной нефти из определенного объема среды к объему первоначально содержащейся нефти

$$K_{\text{выт}} = \frac{S_{\text{нн}} - S_{\text{но}}}{S_{\text{нн}}} = \frac{1 - S_{\text{во}} - S_{\text{но}}}{1 - S_{\text{во}}}$$

Коэффициент извлечения нефти (КИН):

$$КИН = \frac{Q_{\text{извл}}}{Q_{\text{геол}}} = K_{\text{выт}} \cdot K_{\text{охв}}$$