

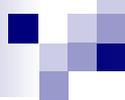


# Петрофизика

проницаемость

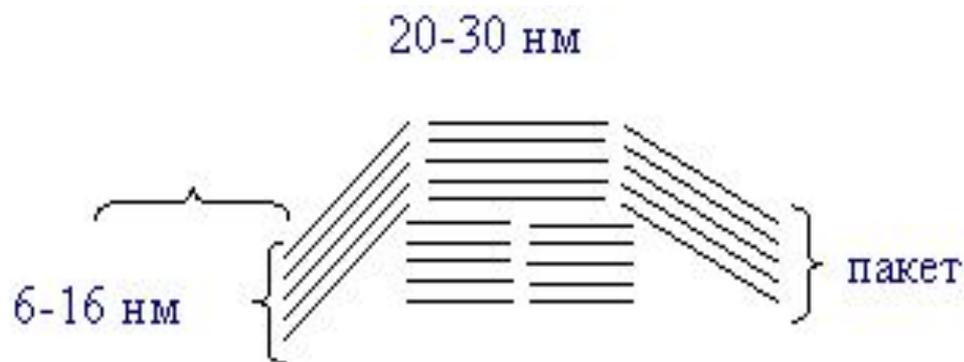
## Проницаемость

- Проницаемость — это свойство горных пород-коллекторов пропускать (фильтровать) через себя флюиды (жидкости или газы) при наличии градиента давления.
- Почти все осадочные породы с первичной пористостью обладают проницаемостью. Лучшую проницаемость имеют грубообломочные породы (пески, песчаники, алевролиты). Тонкодисперсные породы (глины, аргиллиты, тонкокристаллические известняки и т. п.) имеют весьма тонкие капилляры и поэтому практически непроницаемы. Такие породы часто служат экранами нефти и газа. Однако при появлении трещиноватости проницаемость этих пород значительно возрастает.
- Магматические и метаморфические породы с низкой первичной пористостью также обладают очень низкой проницаемостью, не имеющей практического значения. Исключение составляют вулканогенно-обломочные (эффузивные) породы. Однако в массивах, сложенных магматическими и метаморфическими породами, в зонах развития трещиноватости и в коре выветривания могут встречаться также проницаемые разности, в которых наблюдается интенсивная фильтрация природных флюидов. Эти породы —наименее изученные в настоящее время, фактические данные по ним практически отсутствуют.



**Абсолютно непроницаемых тел в природе нет. При сверхвысоких давлениях все горные породы проницаемы. Однако при сравнительно небольших перепадах давления в нефтяных пластах многие породы в результате незначительных размеров пор оказываются практически непроницаемыми для жидкостей и газов (глины, сланцы и т.д.).**

Хорошо проницаемыми породами являются: песок, песчаники, доломиты, доломитизированные известняки, алевролиты, а также глины, имеющие массивную пакетную упаковку (рис. 1).



*Рис. 1. Пример массивной пакетной упаковки глин – фильтрация происходит через каналы между пакетами*

К плохо проницаемым относятся: глины, с упорядоченной пакетной упаковкой (рис. 2), глинистые сланцы, мергели, песчаники, с обильной глинистой цементацией. Для существующих типов каналов (субкапиллярные, капиллярные, трещины), фильтрация идет, в основном, через капилляры, каналы и трещины.



*Рис. 2. Пример упорядоченной пакетной упаковки глин – фильтрация практически не происходит*

# ЛИНЕЙНАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ НЕФТИ И ГАЗА В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Для оценки проницаемости горных пород обычно пользуются линейным законом фильтрации Дарси.

Дарси в 1856 году, изучая течение воды через песчаный фильтр (рис. 3), установил зависимость скорости фильтрации жидкости от градиента давления.

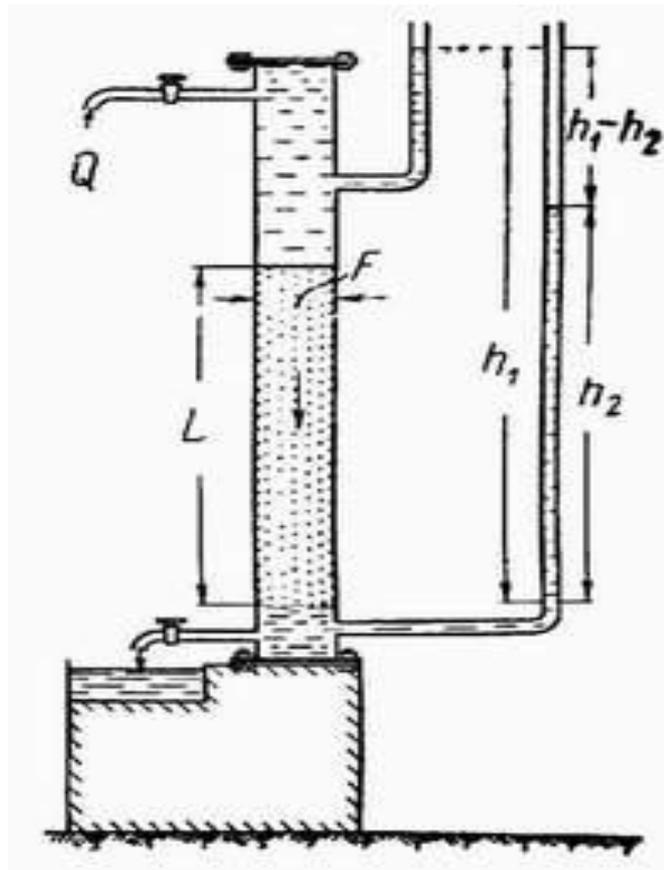


Рис. 3. Схема экспериментальной установки Дарси для изучения течения воды через песок

- Для количественного определения проницаемости горных пород обычно пользуются линейным законом фильтрации Дарси: линейная скорость фильтрации жидкости в породе пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости. Коэффициент пропорциональности  $k$  в этом уравнении называют коэффициентом проницаемости породы:
- (6.1)

$$v = \frac{Q}{F} = k_{\text{пр}} \frac{1}{\mu} \frac{\Delta p_{\text{пл}}}{\Delta L}$$

- где  $v$  — линейная скорость фильтрации;  $Q$  — объемный расход жидкости;  $F$  — площадь фильтрации;  $\mu$  — динамическая вязкость жидкости;  $\Delta p_{\text{пл}}$  — перепад давления;  $\Delta L$  — длина фильтрующей пористой среды.
- Откуда
- (6.2)

$$k_{\text{пр}} = \frac{Q\mu\Delta L}{\Delta p_{\text{пл}}F}$$

Нефть – **неидеальная система**.

С точки зрения химии компоненты такой системы взаимодействуют между собой. Поэтому уравнение, описывающее линейный закон фильтрации нефти, содержит параметр **вязкость**, учитывающий взаимодействие компонентов внутри нефтяной системы:

$$(6.3) \quad Q = k \cdot F \cdot \frac{\Delta P}{L \cdot \mu}$$

где  $\mu$  – вязкость нефти

В этом уравнении способность породы пропускать жидкости и газы характеризуется коэффициентом пропорциональности  $k$  (1.6), который называется **коэффициентом проницаемости** (кпр).

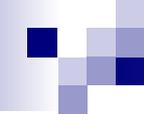
- При измерении проницаемости по газу для учета сжимаемости последнего в формулу (6.2) подставляют объемный расход газа через породу  $Q_r$ , **приведенный к среднему давлению  $p_{пл} = (p_1 + p_2)/2$** , где  $p_1$  и  $p_2$  — соответственно давление газа на входе и выходе из образца породы. По закону Бойля-Мариотта для идеальных газов

$$(6.5) \quad \text{При } T = \text{const}, \quad P \cdot V = \text{const}$$

Средняя скорость фильтрации газа ( $V_{ср}$ ) при линейной фильтрации оценивается:

$$(6.6) \quad V_{ср} \cdot P_{ср} = V_0 \cdot P_0 = V_1 \cdot P_1 = V_2 \cdot P_2,$$

$$(6.7) \quad P_{ср} = (P_1 + P_2) / 2,$$


$$(6.8) \quad V_{cp} = V_o \cdot P_o / P_{cp} = 2 \cdot V_o \cdot P_o / (P_1 + P_2).$$

Тогда, средний объёмный расход газа будет равен отношению объема газа ( $V_{cp}$ ) за время ( $t$ ):

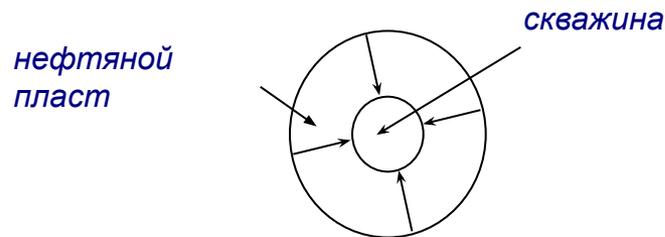
$$(6.9) \quad \bar{Q}_{cp} = \frac{V_{cp}}{t} = \frac{2 \cdot V_o \cdot P_o}{P_1 + P_2}$$

Уравнение для оценки коэффициента проницаемости при линейной фильтрации газа запишется с учетом выражений 6.4 – 6.9

$$(6.10) \quad k_{\text{пр}} = \frac{2 \cdot V_o \cdot P_o \cdot \mu \cdot L}{F \cdot (P_1^2 - P_2^2) \cdot t}$$

## РАДИАЛЬНАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ НЕФТИ И ГАЗА В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Процесс притока пластовых флюидов из пласта в скважину описывается моделью радиальной фильтрации. В этом случае образец породы представляется в виде цилиндрического кольца с проводящими каналами в осевом направлении (рис. 4).



**Рис. 4. Схема радиального притока жидкости в скважину**

Площадь боковой поверхности цилиндра обозначим через (F) и она оценивается как:  $F=2\pi rh$ . Таким образом, уравнение Дарси для радиальной фильтрации нефти (пластовой воды) будет иметь следующий вид:

$$(6.11) \quad \frac{Q}{F} = \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot h} = \frac{k_{\text{пр}} \cdot \Delta P}{\mu \cdot \Delta r} = \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot h} \cdot \int_{r_B}^{r_H} \frac{dr}{r} = \frac{k_{\text{пр}}}{\mu} \int_{P_B}^{P_H} dP$$

Отсюда, дебит при радиальной фильтрации жидкости:

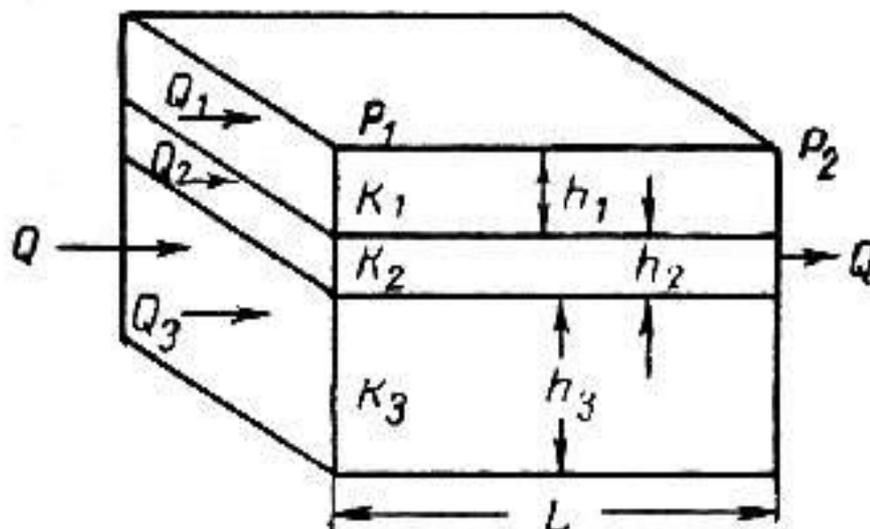
$$(6.12) \quad Q = \frac{2\pi r h k_{\text{пр}} (P_H - P_B)}{\mu \ln \frac{r_H}{r_B}}$$

Таким образом, оценить коэффициент проницаемости при радиальной фильтрации жидкости можно по уравнению

$$(6.13) \quad k_{\text{пр}} = \frac{Q\mu \ln \frac{r_{\text{H}}}{r_{\text{B}}}}{2\pi r h (P_{\text{H}} - P_{\text{B}})}$$

## ОЦЕНКА ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТА, СОСТОЯЩЕГО ИЗ НЕСКОЛЬКИХ ПРОПЛАСТКОВ РАЗЛИЧНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Пласт состоит, как правило, из отдельных пропластков, поэтому общая проницаемость пласта ( $k_{пр}$ ) оценивается с учетом проницаемости пропластков и направления фильтрации.



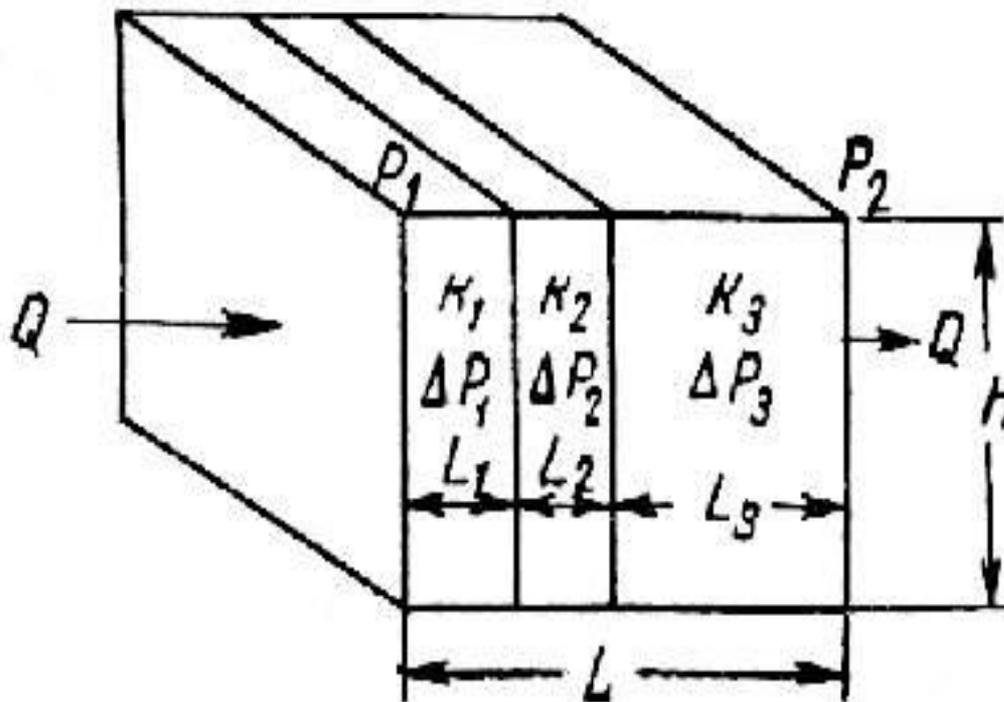
*Рис. 5. Линейная фильтрация в пласте, состоящем из нескольких изолированных пропластков различной мощности и проницаемости.*

При линейной фильтрации жидкости в пласте, состоящем из нескольких изолированных пропластков различной мощности и проницаемости (рис. 5), средняя проницаемость пласта рассчитывается следующим образом:

$$(6.14) \quad k_{\text{пр}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_i \cdot h_i}{\sum_{i=1}^n h_i}$$

где  $h_i$  – мощность  $i$ -го пропластка;  $k_i$  – проницаемость  $i$ -го пропластка.

При линейной фильтрации жидкости через пласт, имеющий несколько последовательно расположенных зон различной проницаемости (рис. 6)



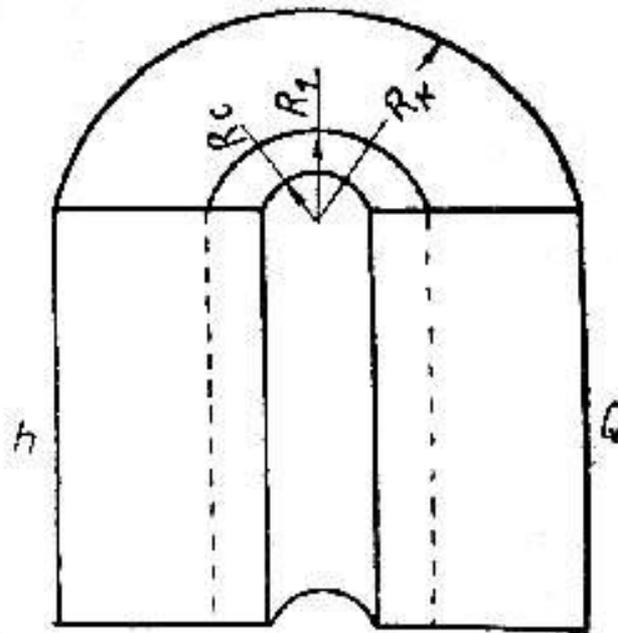
*Рис. 6. Линейная фильтрация через пласт, имеющий несколько последовательно расположенных зон различной проницаемости.*

**Коэффициент проницаемости пласта рассчитывается следующим образом:**

$$(6.15) \quad k_{\text{ср}} = \frac{L_{\text{общ}}}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{k_i}}$$

**где  $L_i$  – длина  $i$ -го пропластка;  $k_i$  – проницаемость  $i$ -го пропластка.**

При радиальной фильтрации жидкости через пласт, имеющий несколько concentrically расположенных зон различной проницаемости (рис. 7),



*Рис. 7. Радиальная фильтрация через пласт, имеющий несколько concentrically расположенных зон различной проницаемости.*

Средняя проницаемость пласта оценивается следующим образом:

$$(6.16) \quad k_{пр} = \frac{\lg\left(\frac{r_k}{r_{ск}}\right)}{\sum_{i=1}^n \lg\left(\frac{r_i}{r_{i-1}}\right) / k_i}$$

где  $r_k$  – радиус контура;  $r_c$  – радиус скважины;  
 $r_i$  – радиус  $i$ -го пропластка;  $k_i$  – проницаемость  $i$ -го пропластка.

## КЛАССИФИКАЦИЯ ПРОНИЦАЕМЫХ ПОРОД

По характеру проницаемости (классификация Теодоровича Г. И.) различают следующие виды коллекторов:

- 1. равномерно проницаемые;**
- 2. неравномерно проницаемые;**
- 3. трещиноватые.**

По величине проницаемости ( $\text{мкм}^2$ ) для нефти выделяют 5 классов коллекторов:

- 1. очень хорошо проницаемые ( $>1$ );**
- 2. хорошо проницаемые ( $0,1 - 1$ );**
- 3. средне проницаемые ( $0,01 - 0,1$ );**
- 4. слабопроницаемые ( $0,001 - 0,01$ );**
- 5. плохопроницаемые ( $<0,001$ ).**

Классификация коллекторов газовых месторождений включает 1–4 классы.

## ЗАВИСИМОСТЬ ПРОНИЦАЕМОСТИ ОТ ПОРИСТОСТИ

Теоретически, для хорошо отсортированного материала (песок мономиктовый) проницаемость не зависит от пористости. Для реальных коллекторов в общем случае более пористые породы являются и более проницаемыми.

Зависимость проницаемости от размера пор для фильтрации через капиллярные поры идеальной пористой среды оценивается из соотношений уравнений Пуазейля и Дарси. В этом случае пористая среда представляется в виде системы прямых трубок одинакового сечения длиной  $L$ , равной длине пористой среды.

Уравнение Пуазейля описывает объёмную скорость течения жидкости через такую пористую среду:

$$(6.17) \quad Q = \frac{n \pi r^4 F \Delta P}{8 \mu L}$$

где  $r$  – радиус порового канала;  $L$  – длина порового канала;

$n$  – число пор, приходящихся на единицу площади фильтрации;

$F$  – площадь фильтрации;  $\mu$  – вязкость жидкости;

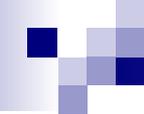
$\Delta P$  – перепад давлений.

Коэффициент пористости среды, через которую проходит фильтрация:

$$(6.18) \quad m = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{образца}}} = \frac{n F \pi r^2 L}{F L} = n \pi r^2$$

Следовательно, уравнение (6.17) можно переписать следующим образом:

$$(6.19) \quad Q = F \frac{m r^2 \Delta P}{8 \mu L}$$


$$(6.19) \quad Q = F \frac{m r^2 \Delta P}{8 \mu L}$$

И сравнить с уравнением Дарси:

$$(6.20) \quad Q = F k \frac{\Delta P}{L \mu}$$

Приравняв правые части уравнений (6.19) и (6.20) получим выражение для взаимосвязи пористости, проницаемости и радиуса порового канала:

$$(6.21) \quad k_{пр} = \frac{m \cdot r^2}{8}$$

Из чего следует, что размер порового канала можно оценить:

(6.22)

$$r = \sqrt{\frac{8k_{пр}}{m}}$$

Если выразить проницаемость в  $\text{мкм}^2$ , то радиус поровых каналов (в  $\text{мкм}$ ) будет рассчитываться:

(6.23)

$$r = 2,86 \sqrt{\frac{k_{пр}}{m}}$$

Уравнения (6.21) – (6.23) характеризуют взаимосвязь между пористостью, проницаемостью и радиусом порового канала. Соотношения (6.21) - (6.23) справедливы только для идеальной пористой среды, например, для кварцевой песка.

Для реальных коллекторов оценка радиуса порового канала производится с учетом структурных особенностей пород. Обобщенным выражением для этих целей является эмпирическое уравнение Ф.И. Котякова:

$$(6.24) \quad r = \frac{2}{7 \cdot 10^5} \sqrt{\frac{k_{пр} \varphi}{m}}$$

где  $r$  – радиус пор;  $\varphi$  – структурный коэффициент, учитывающий извилистость порового пространства.

Значение  $\phi$  можно оценить путём измерения электрического сопротивления пород. Для керамических пористых сред при изменении пористости от 0,39 до 0,28, по экспериментальным данным,  $\phi$  изменяется от 1,7 до 2,6. Структурный коэффициент для зернистых пород можно приблизительно оценить по эмпирической формуле:

$$(6.25) \quad \phi = \frac{0,5035}{m^{1,1}}$$

Для оценки **взаимосвязи коэффициента проницаемости от радиуса порового канала** (при фильтрации жидкости только через каналы, капилляры) используются соотношения уравнений Пуазейля и Дарси.

$$(6.26) \quad Q = \frac{\pi r^4 \Delta P}{8 \mu L} \quad \text{и} \quad Q = Fk \frac{\Delta P}{L \mu}$$

Причем, пористая среда представляет собой систему трубок. Общая площадь пор через которые происходит фильтрация равна:  $F = \pi \cdot r^2$ , откуда  $\pi = F / r^2$ .

Подставив эту величину в уравнение Пуазейля и сократив одинаковые параметры в выражениях (6.26) получим:

$$(6.27) \quad k_{np} = \frac{r^2}{8}$$

Если  $r$  измеряется в [см], а коэффициент проницаемости в [Д] ( $1\text{Д} = 10^{-8}\text{см}$ ). то вводится соответствующий коэффициент пересчета  $= 9,869 \cdot 10^{-9}$ . Тогда, коэффициент проницаемости при фильтрации жидкости через капилляр оценивается эмпирическим выражением:

$$(6.28) \quad K_{np} = r^2 / (8 \cdot 9,869 \cdot 10^{-9}) = 12,5 \cdot 10^6 r^2.$$

Оценка взаимосвязи коэффициента проницаемости от высоты поровой трещины (для фильтрации жидкости только через трещиноватые поры) оценивается из соотношений уравнений Букингема и Дарси. Потери давления при течении жидкости через щель очень малой высоты оцениваются уравнением Букингема:

$$(6.29) \quad \Delta P = \frac{12\mu v L}{h^2}$$

где  $h$  – высота трещины;  $v$  – линейная скорость фильтрации.

Подставив это выражение в уравнение Дарси (6.20) и сократив подобные члены, получим:

$$(6.30) \quad k_{np} = \frac{h^2}{12}$$

С учетом того, что  $g$  измеряется в [см], а коэффициент проницаемости в [Д], вводим соответствующий коэффициент пересчета =  $9,869 \cdot 10^{-9}$ . Тогда, коэффициент проницаемости при фильтрации жидкости через трещину оценивается:

$$(6.31) \quad K_{пр} = h^2 / (12 \cdot 9,869 \cdot 10^{-9}) = 84,4 \cdot 10^5 h^2$$

Уравнения (6.28) и (6.31) используется для теоретической оценки коэффициентов проницаемости для конкретного вида пор. На практике проницаемость породы определяют в лабораторных условиях по керновому материалу.

## ВИДЫ ПРОНИЦАЕМОСТИ

**Проницаемость абсолютная** (физическая) – это проницаемость пористой среды для газа или однородной жидкости при выполнении следующих условиях:

Отсутствие физико-химического взаимодействия между пористой средой и этим газом или жидкостью.

Полное заполнение всех пор среды этим газом или жидкостью.

Для продуктивных нефтяных пластов эти условия не выполняются.

**Проницаемость фазовая** (эффективная) – это проницаемость пористой среды для данного газа или жидкости при одновременном наличии в порах другой фазы (жидкости или газа) или системы (газ-нефть, нефть-вода, вода-газ, газ-нефть-вода).

При фильтрации смесей коэффициент фазовой проницаемости намного меньше абсолютной проницаемости и неодинаков для пласта в целом.



**Относительная проницаемость** – отношение фазовой проницаемости к абсолютной.

Проницаемость горной породы зависит от степени насыщения породы флюидами, соотношения фаз, физико-химических свойств породы и флюидов.

Фазовая и относительная проницаемости для различных фаз зависят от нефте-, газо- и водонасыщенности порового пространства породы, градиента давления, физико-химических свойств жидкостей и поровых фаз.



