

ЕДИНИЦА ИЗМЕРЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ

В Международной системе (СИ)

за единицу проницаемости в 1 м^2 принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м^2 и длиной 1 м при перепаде давления 1 н/м^2 расход жидкости вязкостью $1 \text{ н} \cdot \text{сек/м}^2$ составляет $1 \text{ м}^3/\text{сек}$. Единицей измерения проницаемости является квадратный метр (м^2).

Чаще всего для обозначения проницаемости пород используют микрометр (мкм^2).

Обычно для оценки проницаемости пользуются практической единицей Дарси, которая приблизительно в 10^{12} раз меньше, чем проницаемость в 1 м^2 , или миллидарси (мД).

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 $1 \text{ см}^3/\text{сек}$.

$$1 \text{ мД} = 0,001 \text{ Д},$$
$$1 \text{ мД} = 10^{-3} \text{ мкм}^2$$

ВИДЫ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Проницаемость пористой среды зависит также от типа пластового флюида и характера его движения. Поэтому для характеристики проницаемости нефтесодержащих пород введены понятия абсолютной (физической, удельной), эффективной (фазовой) и относительной проницаемости.

Под абсолютной проницаемостью понимают проницаемость пористой среды, которая определена при движении в ней лишь одной какой-либо фазы (газа или однородной жидкости), химически инертной по отношению к породе, при условии полного заполнения порового пространства газом или жидкостью

В случае, когда поровое пространство породы содержит в себе более одного флюида, проницаемость по конкретному флюиду называется эффективной.

Относительная проницаемость определяется как отношение эффективной проницаемости для флюида при данной насыщенности к абсолютной проницаемости

ДРУГИЕ СВОЙСТВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

При характеристике коллектора, а также при миграции углеводородов и их отдаче в процессе разработки большое влияние оказывают остаточная водонасыщенность, плотность и карбонатность пород.

Водонасыщенность

Водонасыщенность = объем пор, занятых водой/общий объем пор (проценты)

$$S_v = \frac{V_v}{V_{\text{общ}}}$$

Остаточная вода – вода, оставшаяся в пласте при формировании залежи нефти и газа.

Остаточная вода удерживается в коллекторе силами молекулярного притяжения – адсорбционными и капиллярными. Иногда в пластах присутствует свободная вода, не связанная с коллектором молекулярными силами и передвигающаяся вместе с нефтью и газом.

$$S_e = \frac{V_B}{V_{ПОР}} \times 100\%; \quad S_H = \frac{V_H}{V_{ПОР}} \times 100\%; \quad S_r = \frac{V_r}{V_{ПОР}} \times 100\%. \quad (1.33)$$

Обычно для нефтяных месторождений: $S_B = 6 - 35\%$; $S_H = 65 - 94\%$ в зависимости от созревания пласта.

Для нефтяных месторождений справедливо следующее соотношение:

$$S_B + S_H = 1 \quad (1.34)$$

Для газонефтяных месторождений:

$$S_B + S_H + S_r = 1 \quad (1.35)$$

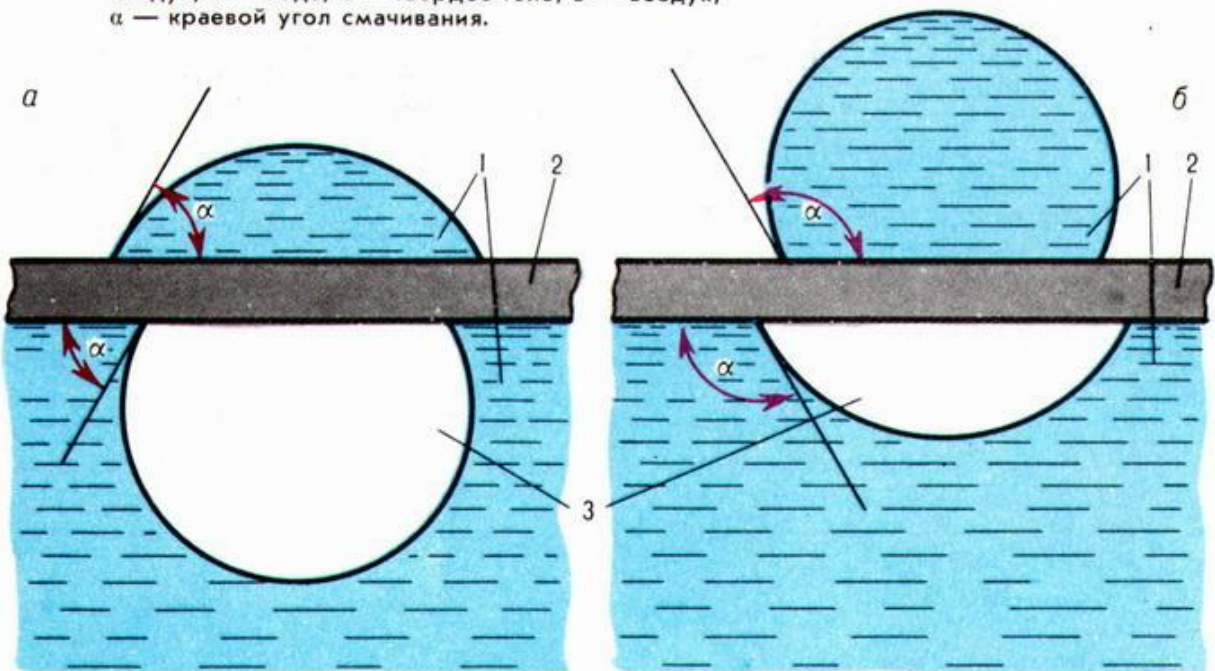
Пласт считается созревшим для разработки, если остаточная водонасыщенность $S_B < 25\%$.

Остаточная водонасыщенность, обусловленная капиллярными силами, не влияют на основную фильтрацию нефти и газа.

При водонасыщенности до 25% нефте- и газонасыщенность пород максимальная: 45-77%, а относительная фазовая проницаемость для воды равна нулю.

При увеличении водонасыщенности до 40%, фазовая проницаемость для нефти и газа уменьшается в 2-2,5 раза. При увеличении водонасыщенности до 80% фильтрация газа и нефти в пласте стремится к нулю.

Гидрофильная (а) и гидрофобная (б) поверхности в трёхфазной системе вода — твёрдое тело — воздух; 1 — вода; 2 — твёрдое тело; 3 — воздух; α — краевой угол смачивания.



Гидрофильны все тела, в которых интенсивность молекулярных (атомных, ионных) взаимодействий достаточно велика.

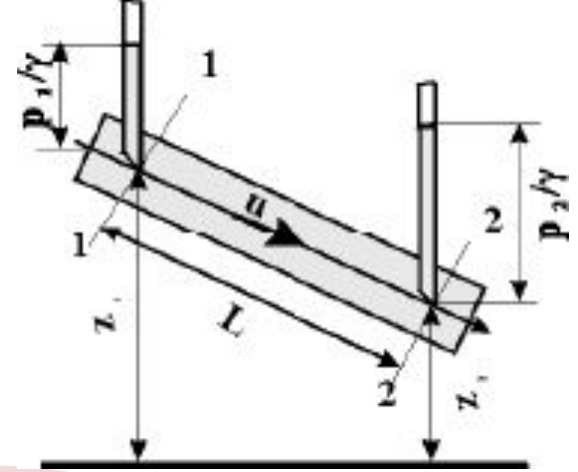
Особенно резко выражена гидрофильность [минералов](#) с ионными кристаллическими решётками (например, [карбонатов](#), [силикатов](#), [сульфатов](#), [глин](#) и др.), а также силикатных стёкол.

Гидрофобны металлы, лишённые оксидных плёнок, органические соединения с преобладанием углеводородных групп в молекуле (например, парафины, жиры, воски, некоторые пластмассы), [графит](#), [сера](#) и другие вещества со слабым межмолекулярным взаимодействием

Повышение
добычи нефти

- Проницаемость
- Градиент давления

Закон Дарси



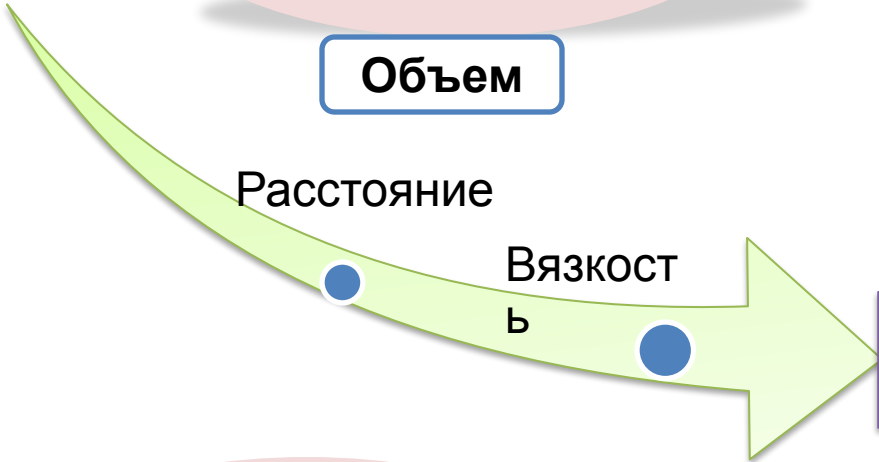
$$Q = k \frac{\rho g}{\mu} \frac{\Delta H}{L} F$$

Объем



$$v = \frac{Q}{F} = \frac{k}{\mu} \frac{\Delta P}{L}$$

Скорость



Понижение
добычи нефти

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

Коэффициент проницаемости

Абсолютной проницаемостью называют проницаемость при фильтрации одной фазы, физически и химически инертной к породе.

Абсолютная проницаемость - это свойство породы, она **не зависит** от свойства флюида.

Ее определяют на экстрагированных, **сухих** образцах.

В качестве флюида используют инертный газ: **азот** или **воздух**.

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

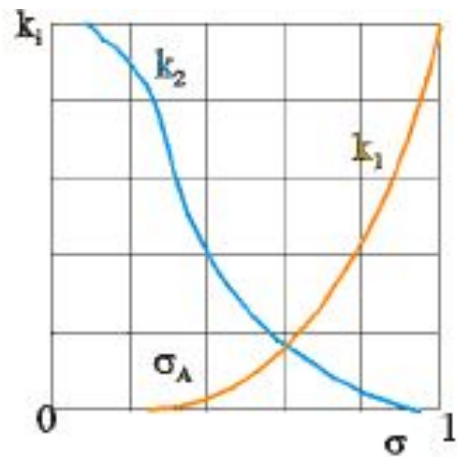


Рис.11. Зависимость относительных проницаемостей от насыщенности σ
 k_1 - нефть, k_2 - вода

$$v_H = k_H^{\phi} \cdot S_H \cdot \frac{\Delta P}{L}$$

Скорость для нефти

$$v_e = k_e^{\phi} \cdot S_e \cdot \frac{\Delta P}{L}$$

Скорость для воды

Фазовой называют проницаемость для данного **газа** или **жидкости** при наличии в порах одной или **нескольких фаз** или при наличии физико-химических взаимодействий.

Ее значение зависит не только от физических свойств породы, но и от **степени насыщенности** порового пространства жидкостями или газом и от их физико-химических свойств.

Поскольку в природных условиях поры породы заполнены водой, нефтью, газом, то проницаемость для фильтрации **любой из фаз** будет **ниже** абсолютной проницаемости.

Экспериментально изучался поток при одновременном содержании в пористой среде нефти, воды и газа.

Опытами установлено, что в зависимости от **объемного насыщения** порового пространства различными компонентами возможно одно, двух и трехфазное движение.

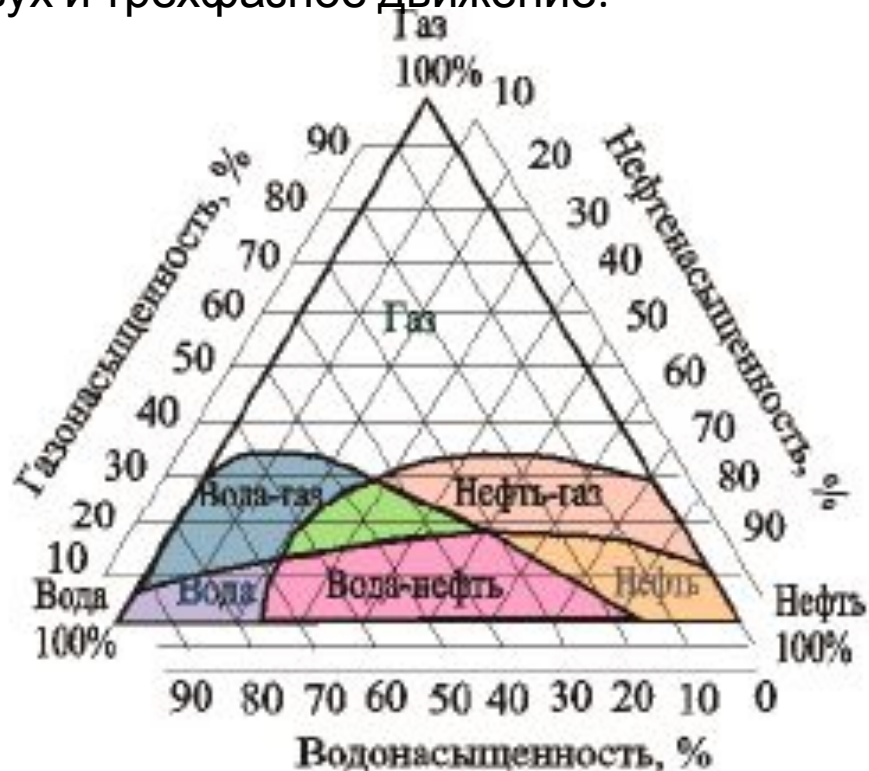


Рис. 12. Диаграмма для определения границ преобладания потоков различных фаз при трёхфазном движении

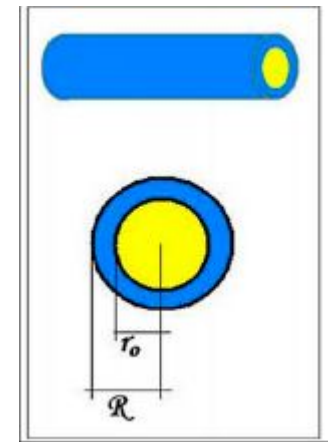
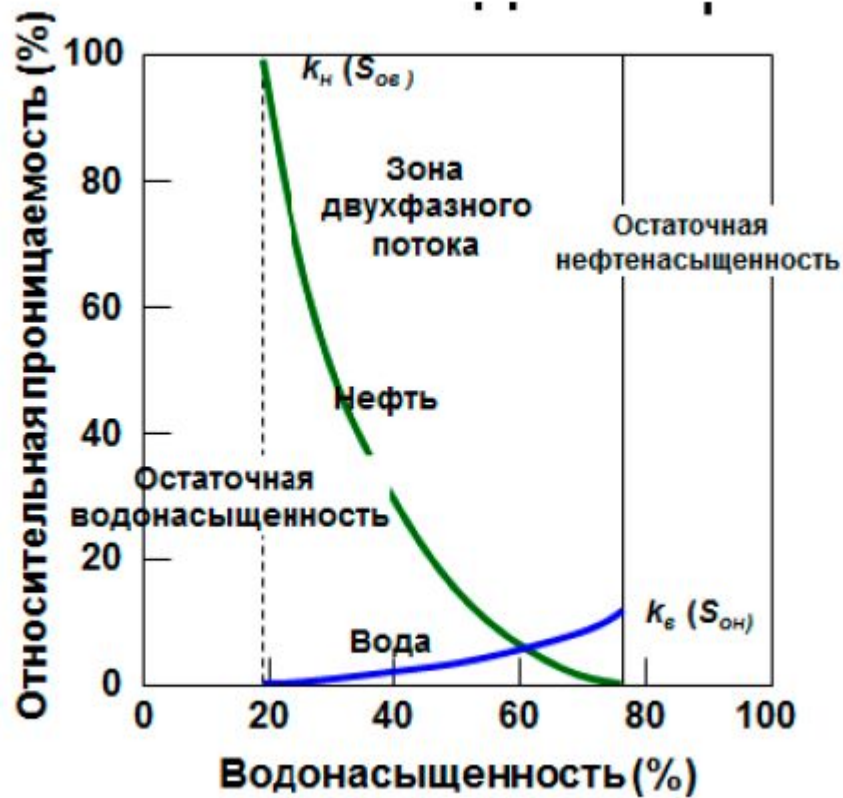
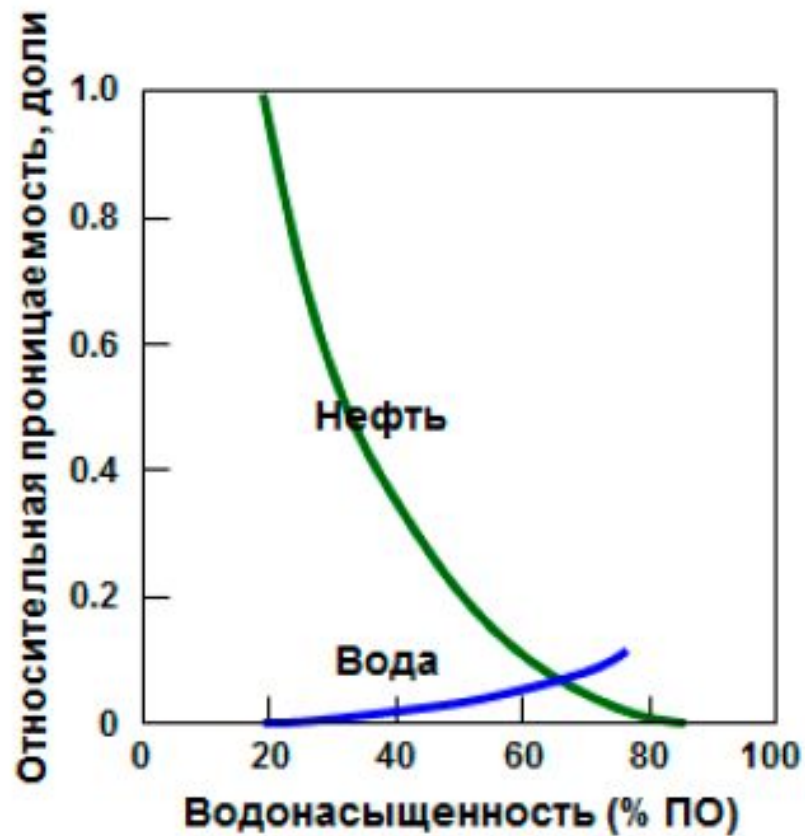


Рисунок 2 – Кривые относительной фазовой проницаемости (ОФП)

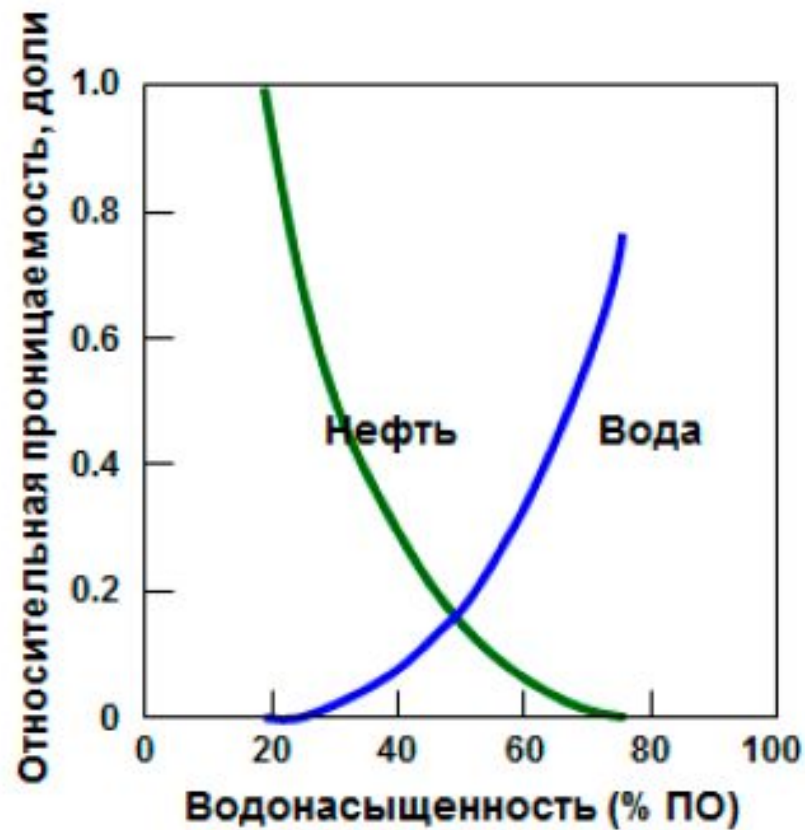
Остаточное нефтенасыщение характеризует коэффициент $S_{он}$.

$S_{он}$ даже в лучших коллекторах равна 0,2-0,3.

В плохих она может составлять 0,5 и выше.

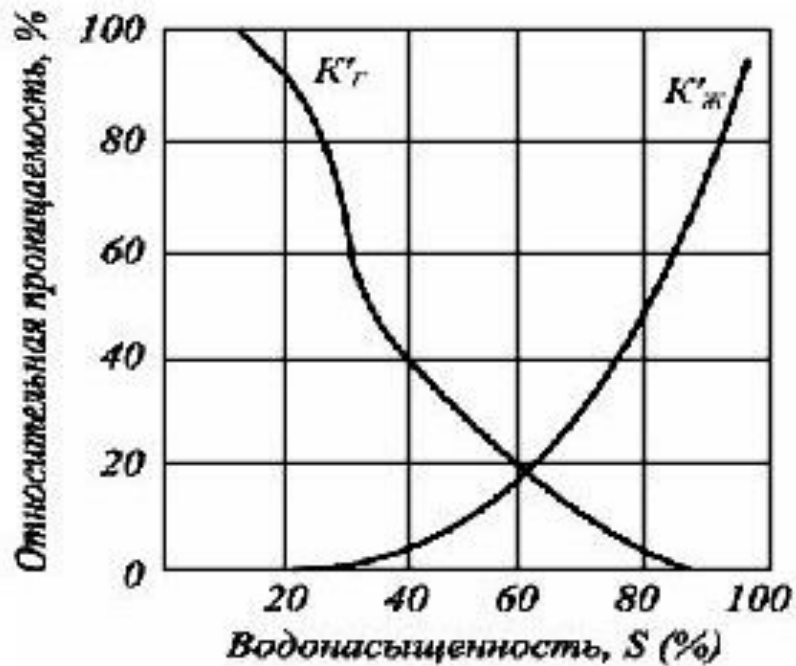


Гидрофильная порода

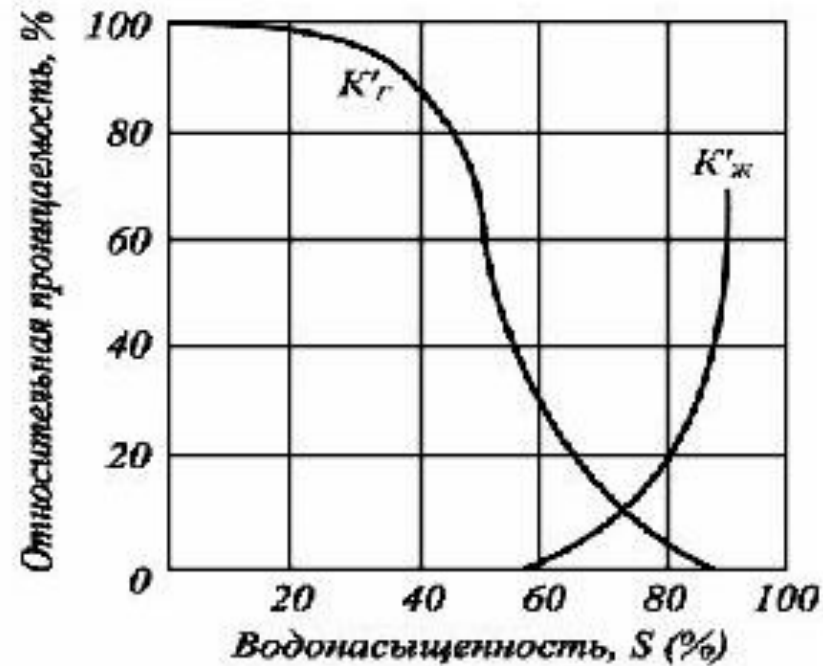


Гидрофобная порода

Рисунок 9 – Влияние смачиваемости на относительные фазовые проницаемости



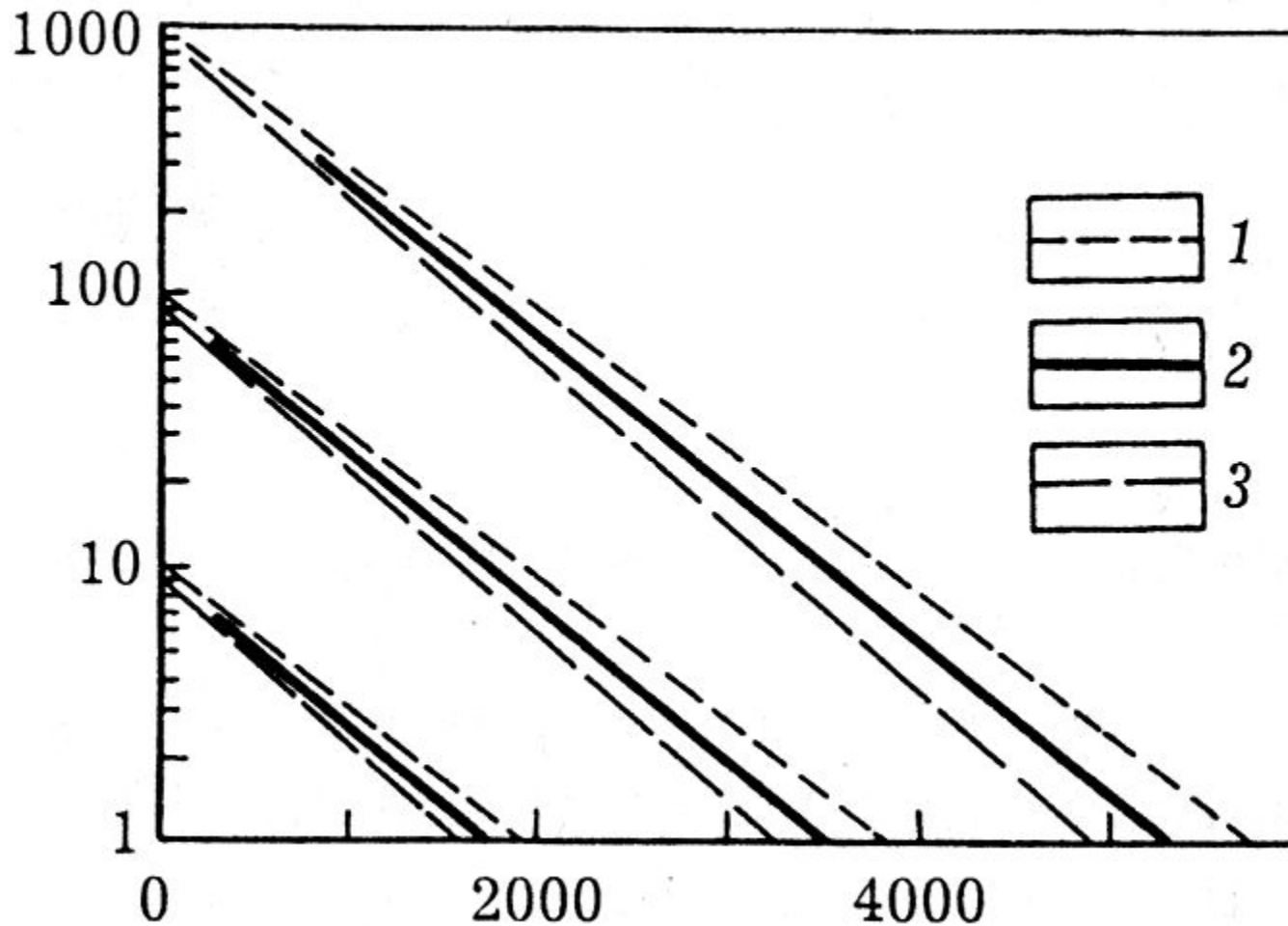
а)



б)

Зависимость относительной проницаемости **песка** (а) и **песчаника** (б) для газа и жидкости от водонасыщенности

$k_{прh}, \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$



Изменение проницаемости коллекторов с глубиной залегания
Кп коллектора до погружения: 1 - 40%; 2 - 30%, 3 - 20%

Область существования трёхфазного потока (совместного движения в потоке всех трёх систем) выделена зеленым.

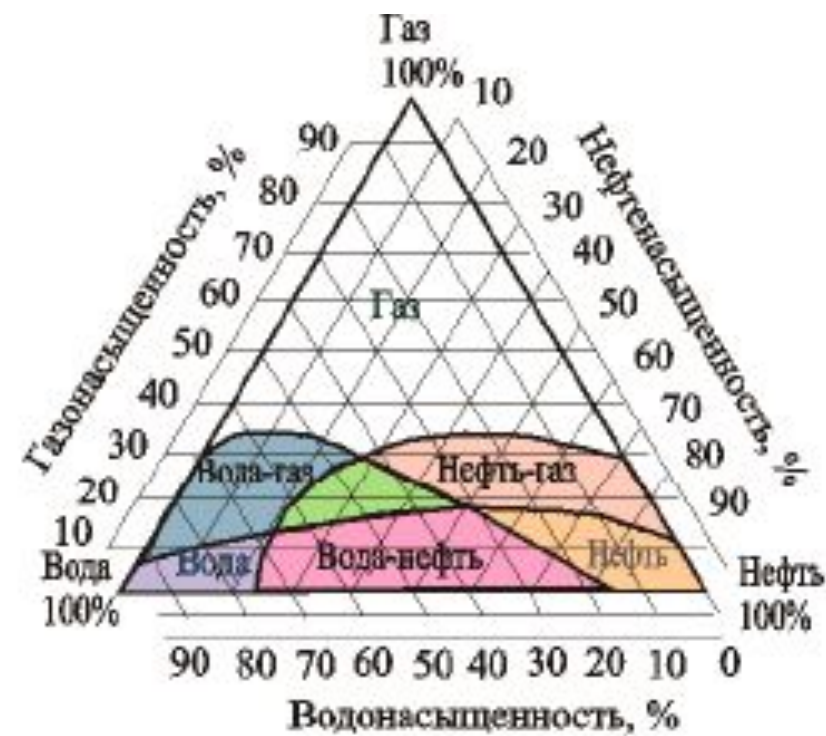
Для несцементированных песков она находится в пределах насыщенности: нефтью от 23 до 50 %, водой от 33 до 64 %, газом от 14 до 33 %.

Трёхфазное насыщение представляет **неблагоприятную** обстановку для разработки месторождения.

Если в процессе фильтрации выделяется **третья фаза**, то она **мешает** первым двум фазам двигаться по поровому пространству, вследствие чего **ухудшается** фазовая **проницаемость**.

Поэтому **не рекомендуется** при разработке нефтяных месторождений достигать **давлений**, при которых из нефти начинает **выделяться газ**,

а при разработке газовых месторождений достигать **давлений**, при которых из газа



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.

