

Стандартные исследования образцов горных пород (продолжение)

- методы получения значений ФЕС образцов горных пород;
- физические основы методов.

Основные коллекторские свойства горных пород, определяющие их способность вмещать и пропускать через себя жидкости и газы при перепаде давления, называются *фильтрационно-ёмкостными свойствами (ФЕС)*.

Насыщенность

Насыщенность – доля порового пространства, занимаемого конкретным флюидом

$$s_{\text{в}} = V_{\text{в}} / V_{\text{пор}}, s_{\text{н}} = V_{\text{н}} / V_{\text{пор}}, s_{\text{г}} = V_{\text{г}} / V_{\text{пор}}$$

где: s – насыщенность, $V_{\text{пор}}$ – объем пор, $V_{\text{в}}$, $V_{\text{н}}$, $V_{\text{г}}$ – объемы, занимаемые водой, нефтью, газом соответственно.

$$s_{\text{в}} + s_{\text{н}} + s_{\text{г}} = 1,$$

Для двухфазных систем (вода-нефть или вода-газ):

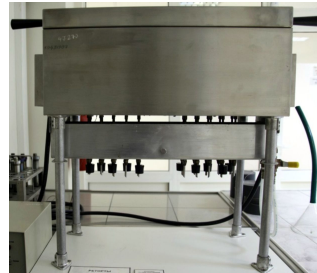
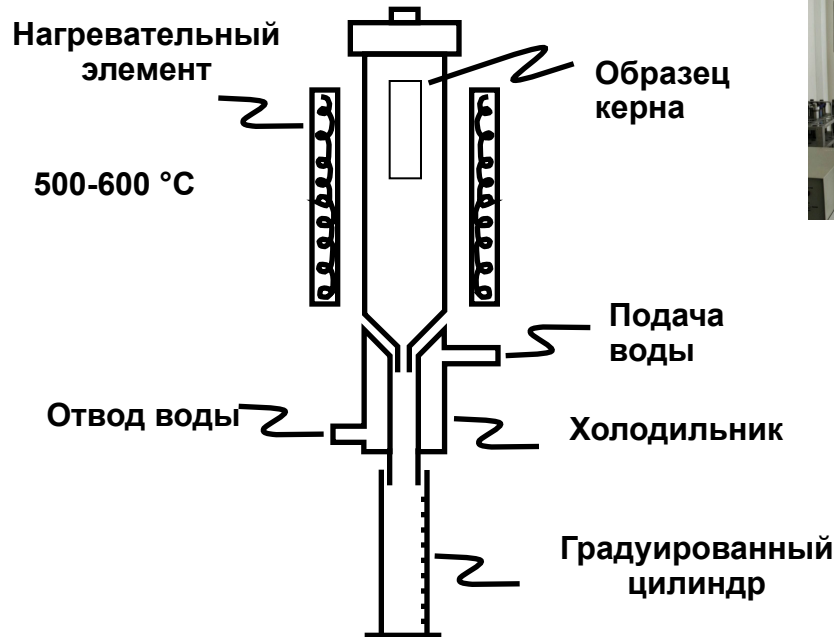
$$s = s_{\text{в}}, 1 - s = s_{\text{н}}$$

После формирования коллектора наряду с углеводородами содержат и некоторое количество воды (связанная вода).

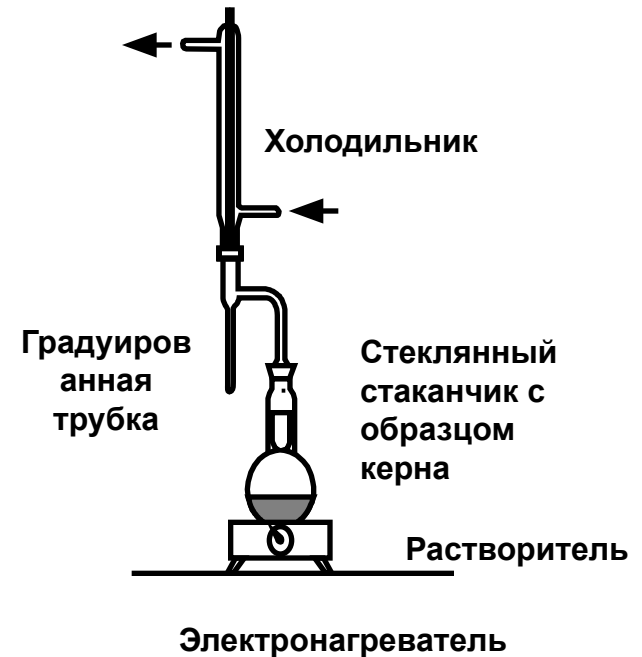
Для определения количества углеводородов в коллекторах необходимо знать начальные насыщенности водой, нефтью и газом.

Прямые методы измерения водонасыщенности

Ретортный способ



Аппарат Закса



- «+»
 - Быстрота измерения
 - Прямые измерения как водо- так и нефтенасыщенности
 - Приемлемая точность
- «-»
 - Высокие температуры
 - Образец не пригоден к другим исследованиям
 - Вода кристаллизованная в глинах может испаряться. Необходимы методы учета кристаллизованной воды
 - Коксование нефти

- «+»
 - Точное измерение водонасыщенности
 - Образец остается целым
- «-»
 - Медленный (до нескольких дней)
 - Объем нефти определяется косвенно

Измерение коэффициента водоудерживающей способности (КВС)

$$M_{\text{сух}} = \rho_{\text{зерен}} \cdot V_{\text{зерен}},$$

$$M_{\text{нас}} = \rho_{\text{зерен}} \cdot V_{\text{зерен}} + \rho_{\text{ж}} \cdot V_{\text{пор}},$$

$$M_{\text{взв}} = \rho_{\text{зерен}} \cdot V_{\text{зерен}} + \rho_{\text{ж}} \cdot V_{\text{пор}} - \rho_{\text{ж}} \cdot V_{\text{обр}},$$

$$M_{\text{ост}} = \rho_{\text{зерен}} \cdot V_{\text{зерен}} + \rho_{\text{ж}} \cdot V_{\text{ж}},$$

Взвешивание после откручивания на центрифуге в течение 40 мин со скоростью вращения 5000 об/мин

$$S_{\text{квс}} = \frac{M_{\text{ост}} - M_{\text{сух}}}{M_{\text{нас}} - M_{\text{сух}}} = \frac{\rho_{\text{ж}} \cdot V_{\text{ж}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot V_{\text{пор}}}$$



Электропроводность насыщенных пород

$$\delta = \frac{RF}{L}$$

δ – удельное электрическое сопротивление

R – сопротивление

F - площадь поперечного сечения проводника

L – длина проводника

$$P_n = \frac{\delta_n}{\delta_v}$$

P_n – параметр пористости

δ_n - удельное сопротивление породы, насыщенной водой, имеющей удельное сопротивление δ_v

Электрические свойства пород зависят от геометрии порового пространства и свойств жидкостей.

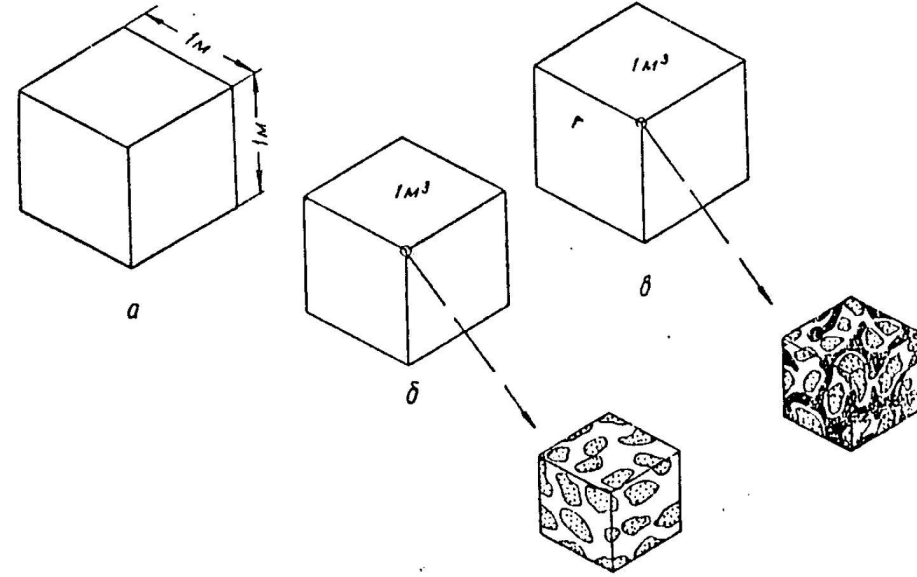
Нефть, газ, дистиллированная вода, порода (за исключением некоторых глинистых минералов) не проводят электрический ток.

Проводником является минерализованная вода при этом удельное электрическое сопротивление воды зависит от степени минерализации и термобарических условий

$$R_1 = \frac{\delta_v L}{F} \quad R_2 = \frac{\delta_v L_a}{F_a}$$

$$\delta_n = \frac{R_2 F}{L} \quad \delta_n = \frac{\delta_v L_a F}{L F_a}$$

$$P_n = \frac{\delta_n}{\delta_v} = \frac{\delta_v L_a F}{L F_a \delta_v} = \frac{L_a}{F_a} = \frac{\sqrt{\tau}}{F_a}$$



P_n – параметр пористости,

F_a – эффективная площадь поровых каналов в поперечном сечении образца, m^2

L_a – путь который, проходит ион при своем движении в поровых каналах, m

τ – извилистость поровых каналов,

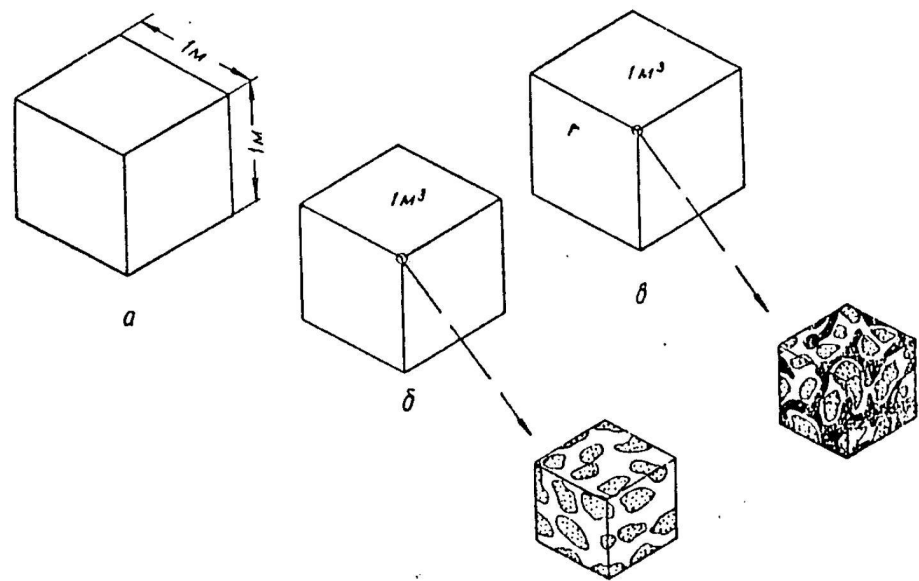
R_1, R_2 – сопротивления воды, насыщенного водой образца

$$\tau = \left(\frac{L_a}{L} \right)^2$$

$$P_H = \frac{\delta_{нас}}{\delta_n} \quad \delta_{нас} = \frac{R_3 F}{L}$$

$$R_3 = \frac{\delta_v L_H}{F_H}$$

$$\delta_{нас} = \frac{\delta_v L_H F}{F_H L} \quad P_H = \frac{\frac{F_a}{F_H}}{\frac{L_a}{L_H}}$$



P_H – параметр насыщения,
 F_H – эффективная площадь поровых каналов в поперечном сечении частично насыщенного образца, m^2

L_H – путь который, проходит ион при своем движении в частично насыщенных водой поровых каналах, m

R_3 – сопротивление частично насыщенного водой образца.

Модель идеального грунта (Вилли с соавт.)

$$F_a = F_1 + F_2 = k_n F \quad F_H = k_n s_\theta F$$

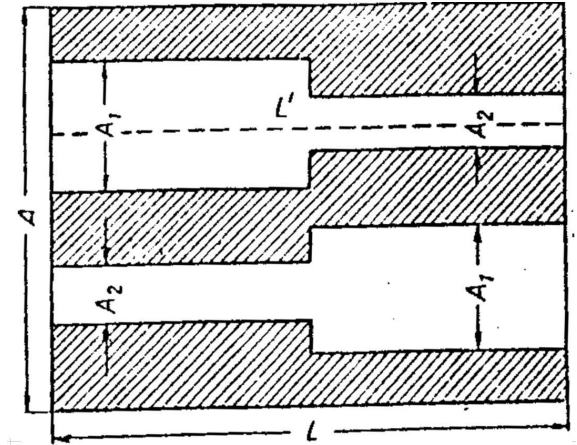
$$P_n = \frac{\frac{L_a}{L} \cdot \frac{1}{k_n F}}{\frac{1}{F}} = \frac{L_a}{L} \cdot \frac{1}{k_n} \quad P_H = \frac{\frac{k_n F}{k_n s_\theta F}}{\frac{L_a}{L_H}} = \frac{L_H}{L_a} \cdot \frac{1}{s_\theta}$$

$$P_n = C(k_n)^{-\varphi}$$

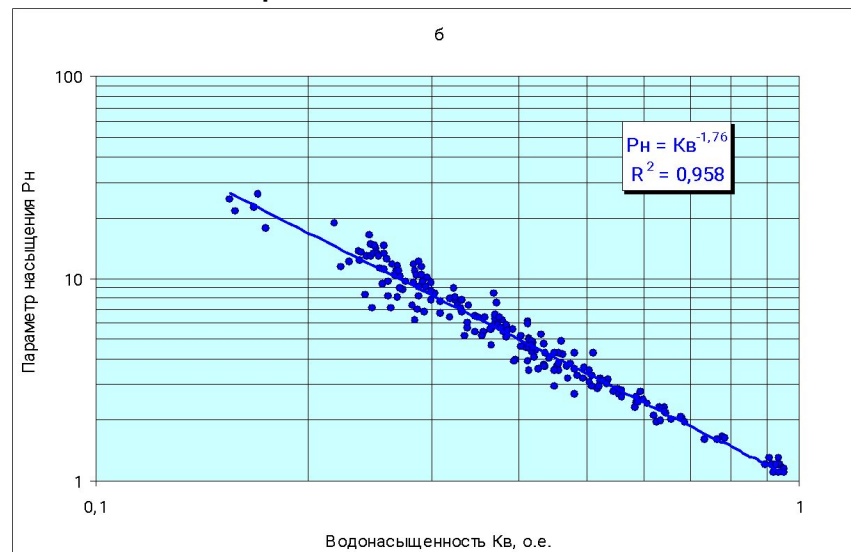
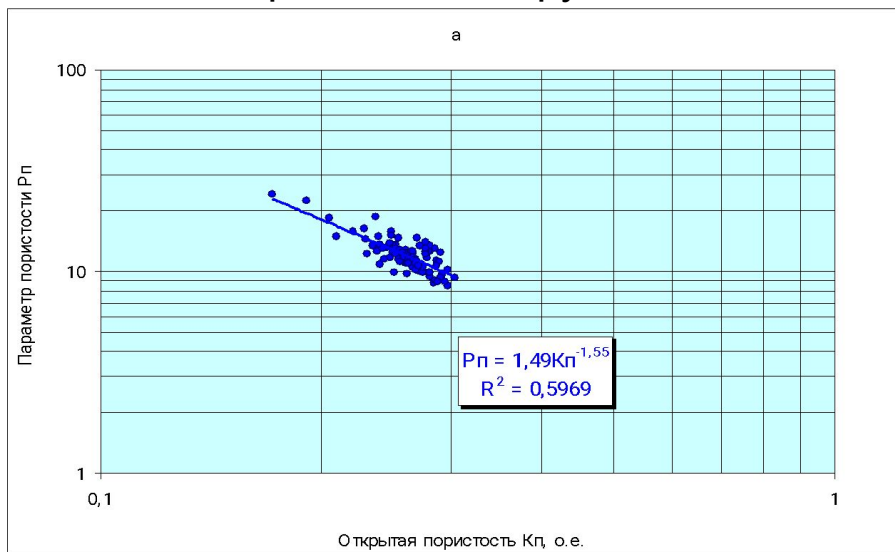
$$P_H = C'(s_\theta)^{-n}$$

C и C' - некоторые функции извилистости,

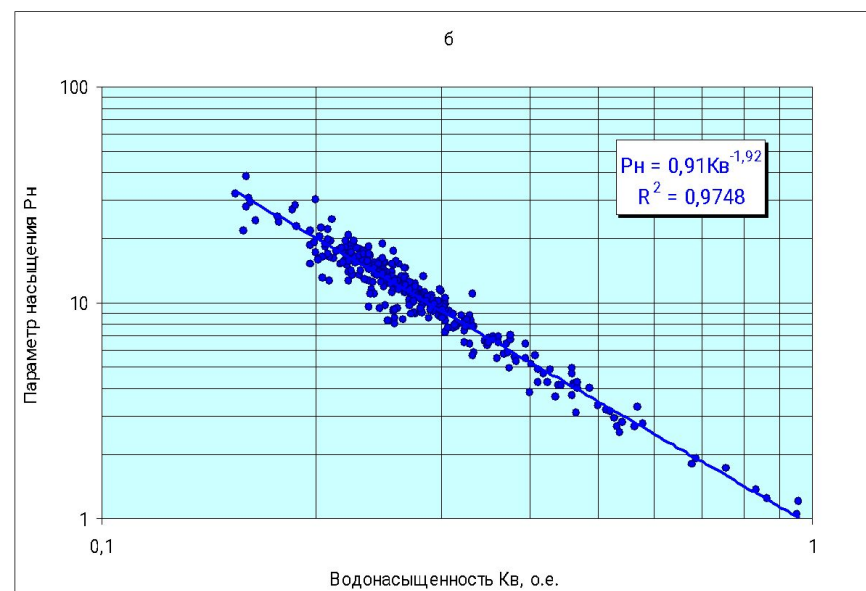
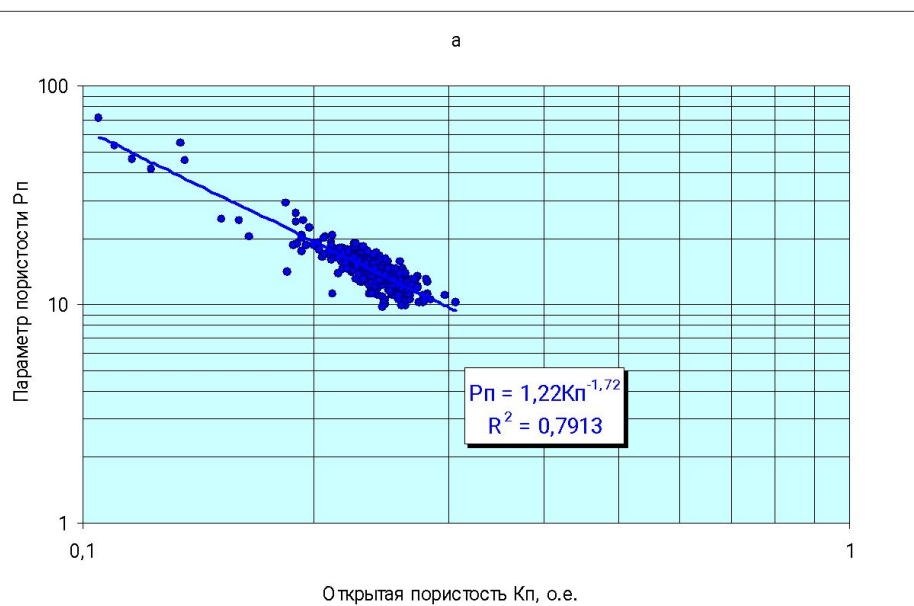
φ и n - показатели степени, зависящие от геометрии порового пространства.



Зависимости параметра пористости P_n от величины открытой пористости K_n (а) и параметра насыщения P_H от водонасыщенности K_B (б) для пород пластов группы АС2-5 Фёдоровского месторождения



для пород пластов группы БС1-11 Фёдоровского месторождения



Капиллярное давление.

$\sigma_{вн}$ – силы межфазного натяжения (Н / м)

$$P_k = P_{нефти} - P_{воды} = (\rho_{воды} - \rho_{нефти}) \times g \times h$$

P_k – капиллярное давление (Па)

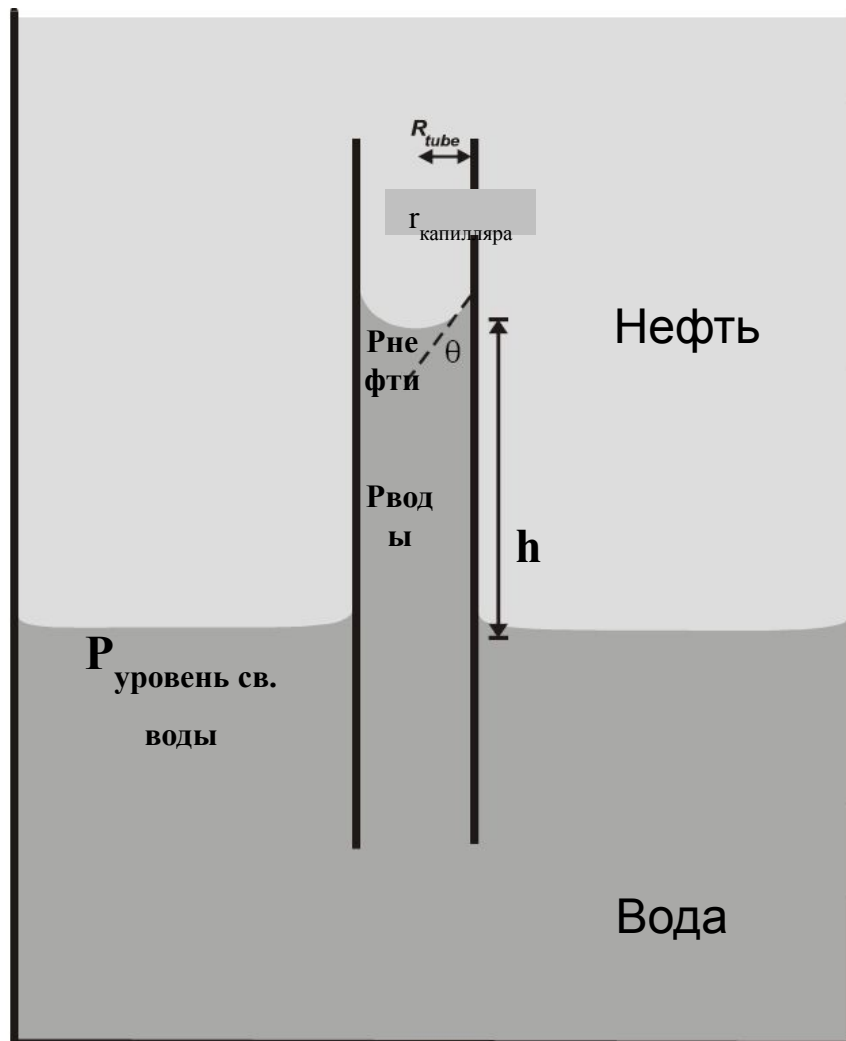
$\rho_{воды}, \rho_{нефти}$ – плотности воды и нефти, соответственно (кг / м³)

g – ускорение свободного падения (м / с²)

h – высота над уровнем свободной воды (м)

$$P_k = \frac{2\sigma_{вн} \cos \theta}{r_{капилляра}}$$

В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ СМАЧИВАЮЩАЯ ФАЗА НАХОДИТСЯ ПОД МЕНЬШИМ ДАВЛЕНИЕМ, ЧЕМ НЕСМАЧИВАЮЩАЯ

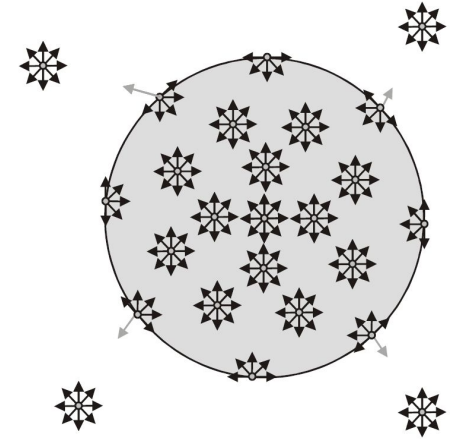


Силы межфазного натяжения

Возникают на границе раздела между жидкостями или жидкостью и газом.

“ФАЗА” — ЭТО “ОПРЕДЕЛЕННАЯ ЧАСТЬ СИСТЕМЫ, КОТОРАЯ ЯВЛЯЕТСЯ ГОМОГЕННОЙ И ФИЗИЧЕСКИ ОТДЕЛЕНА ОТ ДРУГИХ ФАЗ ОТЧЕТЛИВЫМИ ГРАНИЦАМИ”.

Силы на границах фаз несбалансированны



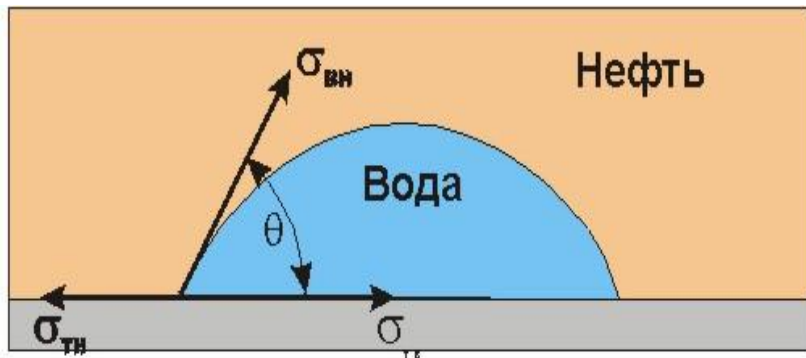
ПОВЕРХНОСТНОЕ НАТЯЖЕНИЕ — ЭТО СИЛА НА ЕДИНИЦУ ДЛИНЫ, НЕОБХОДИМАЯ ДЛЯ ОБРАЗОВАНИЯ НОВОЙ ПОВЕРХНОСТИ, ВЫРАЖАЕМАЯ В *Н/м* И ЧИСЛЕННО РАВНАЯ ВЕЛИЧИНЕ ПОВЕРХНОСТНОЙ ЭНЕРГИИ В *Дж/м²*

СВОБОДНАЯ ПОВЕРХНОСТНАЯ ЭНЕРГИЯ - РАБОТА, НЕОБХОДИМАЯ ДЛЯ ОБРАЗОВАНИЯ ЕДИНИЦЫ ПЛОЩАДИ НОВОЙ ПОВЕРХНОСТИ

Граница раздела	Силы межфазного натяжения при T=°20C	
	Н/м	дин/см
Вода - воздух	0.0726	72.6
Вода - нефть	~ 0.0350	~ 35
Ртуть - Воздух	0.3680	368

Смачиваемость

- **Смачиваемость** - это способность одного флюида распространяться по поверхности твердого тела в присутствии другого флюида. Флюиды несмешивающиеся
- Смачиваемость характеризует взаимодействие между флюидами и твердым телом
- **Контактный угол θ .**



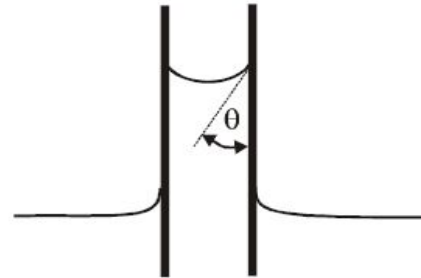
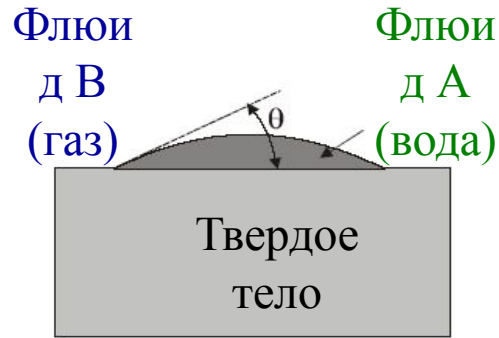
$$\cos \theta = (\sigma_{тн} - \sigma_{тв}) / \sigma_{вн}$$

Равновесие сил на границе раздела трёх фаз: вода - нефть - твердое тело

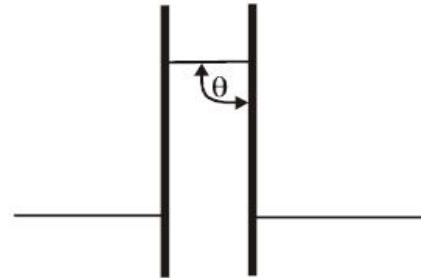
Уравнение Юнга

$$\sigma_{тн} - \sigma_{тв} = \sigma_{вн} \cos \theta_{вн}$$

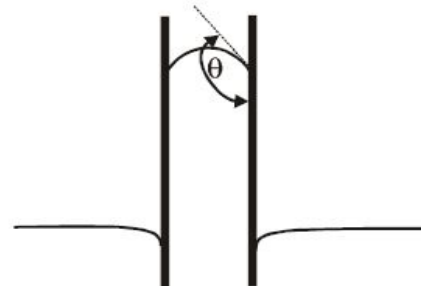
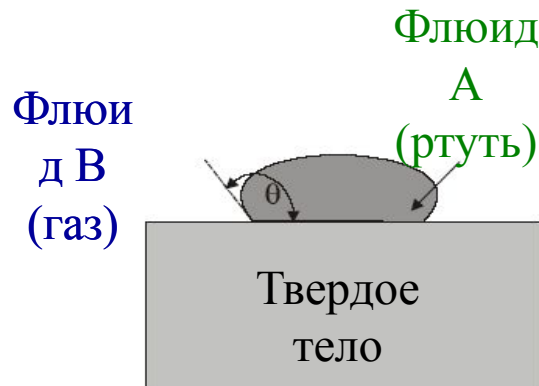
Смачиваемость



Смачивается водой
Поверхность гидрофильная
 $(90^\circ > \theta > 0^\circ)$



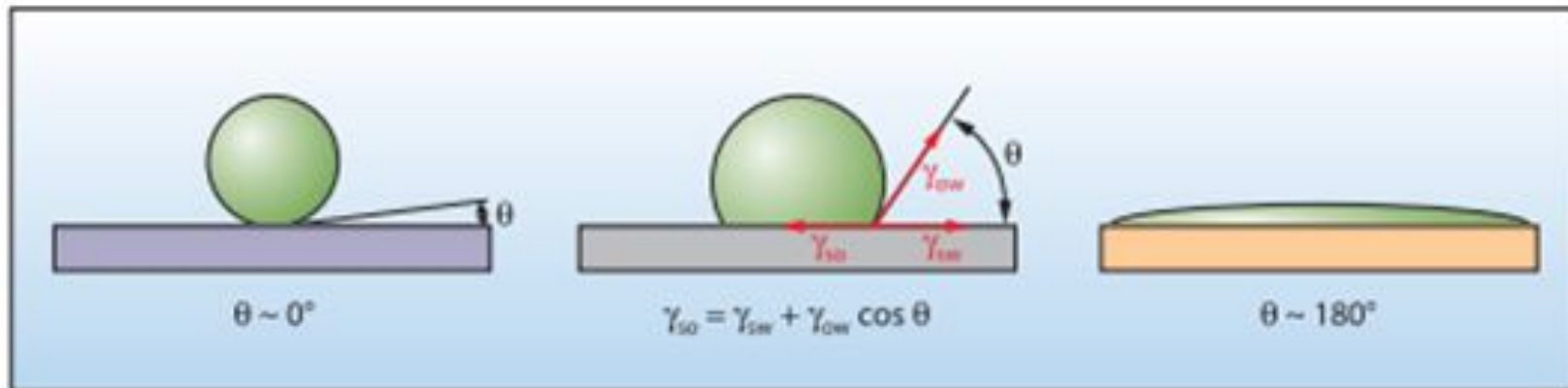
Смачивается обеими жидкостями
(псевдосмачивание)
 $(\theta = 90^\circ)$



Не смачивается водой
Поверхность гидрофобная
 $(\theta > 90^\circ)$

Полное смачивание **$(\theta = 0^\circ)$**

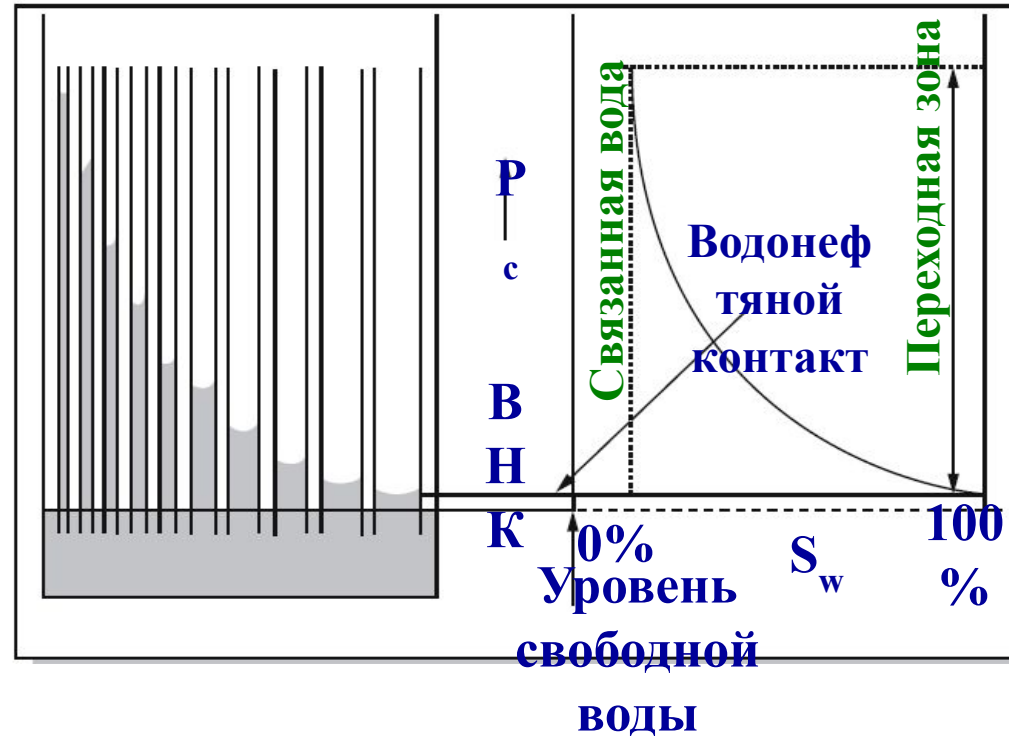
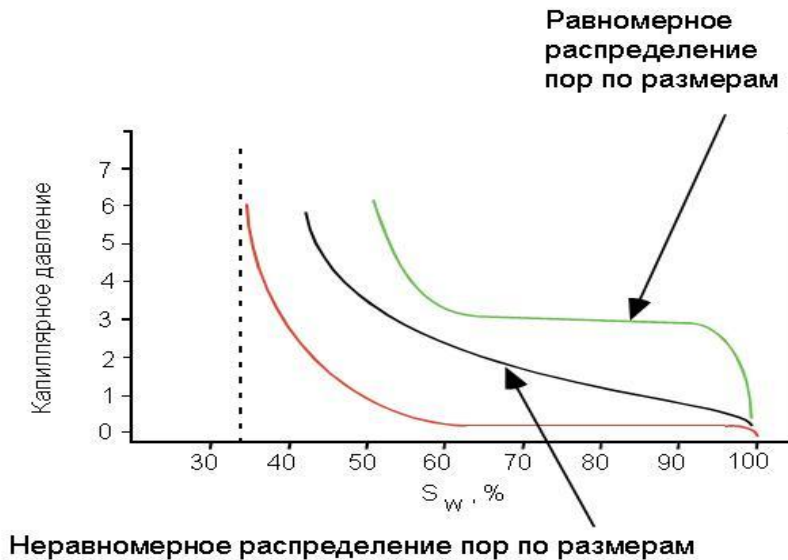
Трехфазная система «нефть-вода-порода»

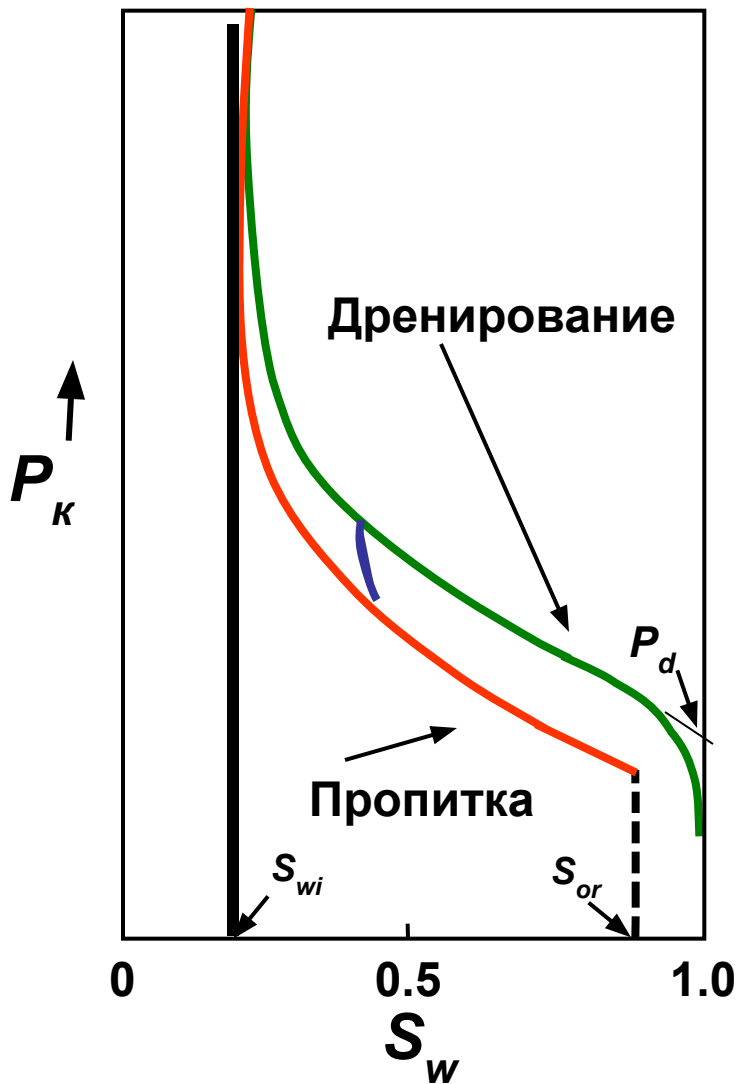


Краевой угол смачивания. Нефть (зеленый цвет), окруженная водой (синий цвет) на гидрофильной поверхности, образует каплю (а). Краевой угол смачивания θ практически равен нулю. Если поверхность смачивается нефтью (в), капля растекается, и краевой угол приближается к 180° . На поверхности с промежуточной смачиваемостью (б) также образуется капля, но краевой угол зависит от баланса сил поверхностного натяжения (для границ «поверхность/нефть», «поверхность/вода» и «нефть/вода» соответственно).

Для чего нужна информация о капиллярном давлении?

- Определение начальной насыщенности пласта
- Расчет объемов подвижной нефти при использовании воды в качестве вытесняющего агента
- Входные данные для программ по гидродинамическому моделированию разработки месторождений





Дренаживание

- Насыщенность несмачивающей фазы возрастает

Пропитка

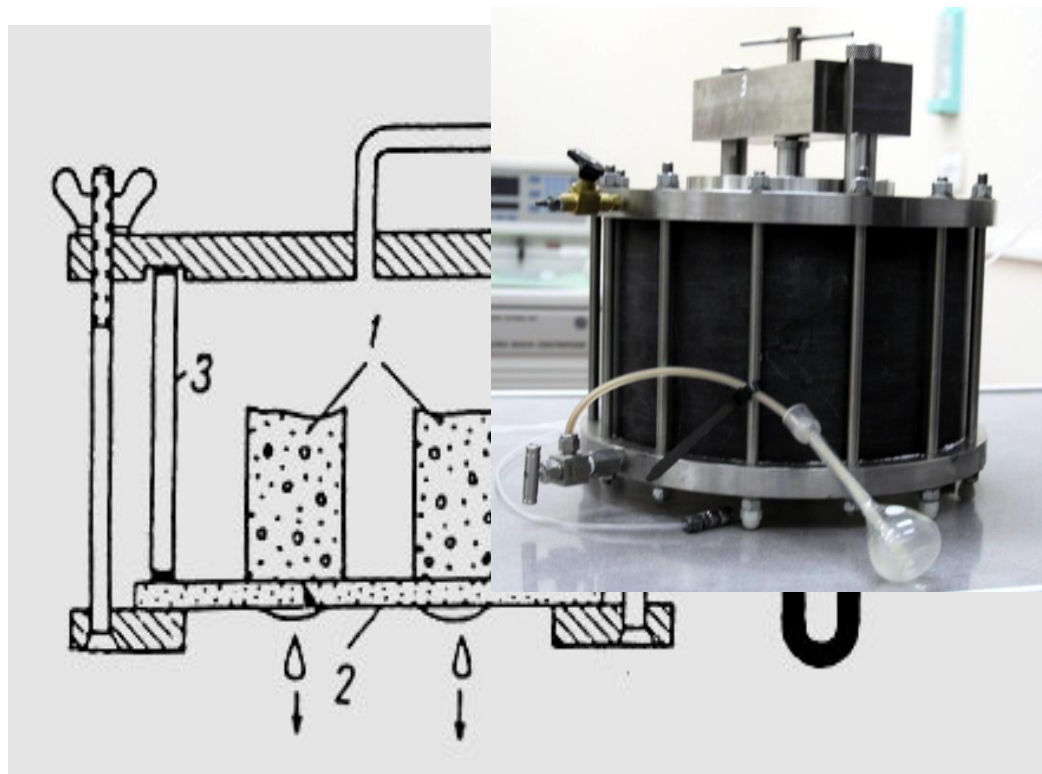
- Насыщенность смачивающей фазы возрастает

1.8. J Функция Леверетта

- Безразмерное капиллярное давление
- Предположение – одинаковая кривизна в любой точке порового пространства

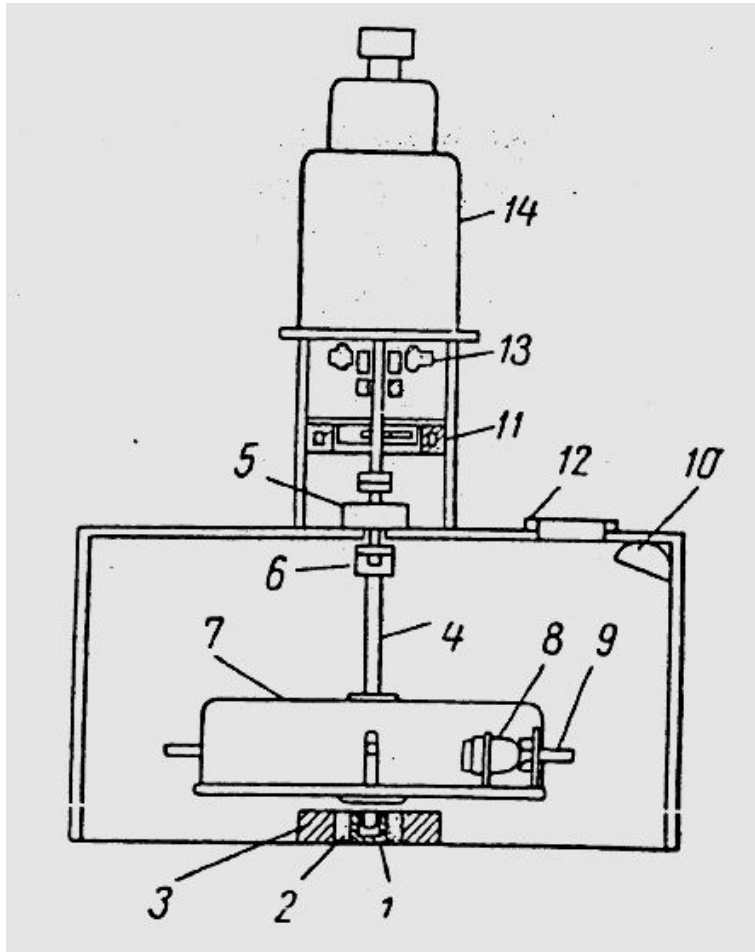
$$J = P_c \frac{\sqrt{K/\phi}}{\sigma \cos \theta}$$

Метод полупроницаемой мембраны



- 1 – образцы кернов;
- 2 – пористая перегородка;
- 3 – стойки из люцита;
- 4 – сжатый воздух;
- 5 – редуктор;
- 6 – ртутный манометр.

Метод центрифугирования



- 1 – металлическая чаша;
- 2 – кольцо из губчатой резины;
- 3 – стальное кольцо;
- 4 – вал;
- 5 – шариковый подшипник;
- 6 – универсальный шарнир;
- 7 – кожух ротора;
- 8 – кернодержатель;
- 9 – пробирка;
- 10 – стробоскопическая лампа;
- 11 – контактор;
- 12 – окошко;
- 13 – генератор постоянного тока;
- 14 – электродвигатель переменного тока

Нет однозначной связи давления, необходимого для моделирования остаточной водонасыщенности, с фильтрационно-емкостными свойствами образца и техническими параметрами центрифуги. Поэтому существует несколько формул, определяющих эту связь

