

# **ФИЗИКА ПЛАСТА**

**Т.А. Деева**

# Цель курса

- **Свойства горной породы: проницаемость, сжимаемость, силы межфазного натяжения и т.д.**
- **Физико-химические свойства пластовых флюидов.**
- **Теория несмешивающегося вытеснения.**
- **Теория материального баланса и его применение.**
- **Приток из законтурной области.**

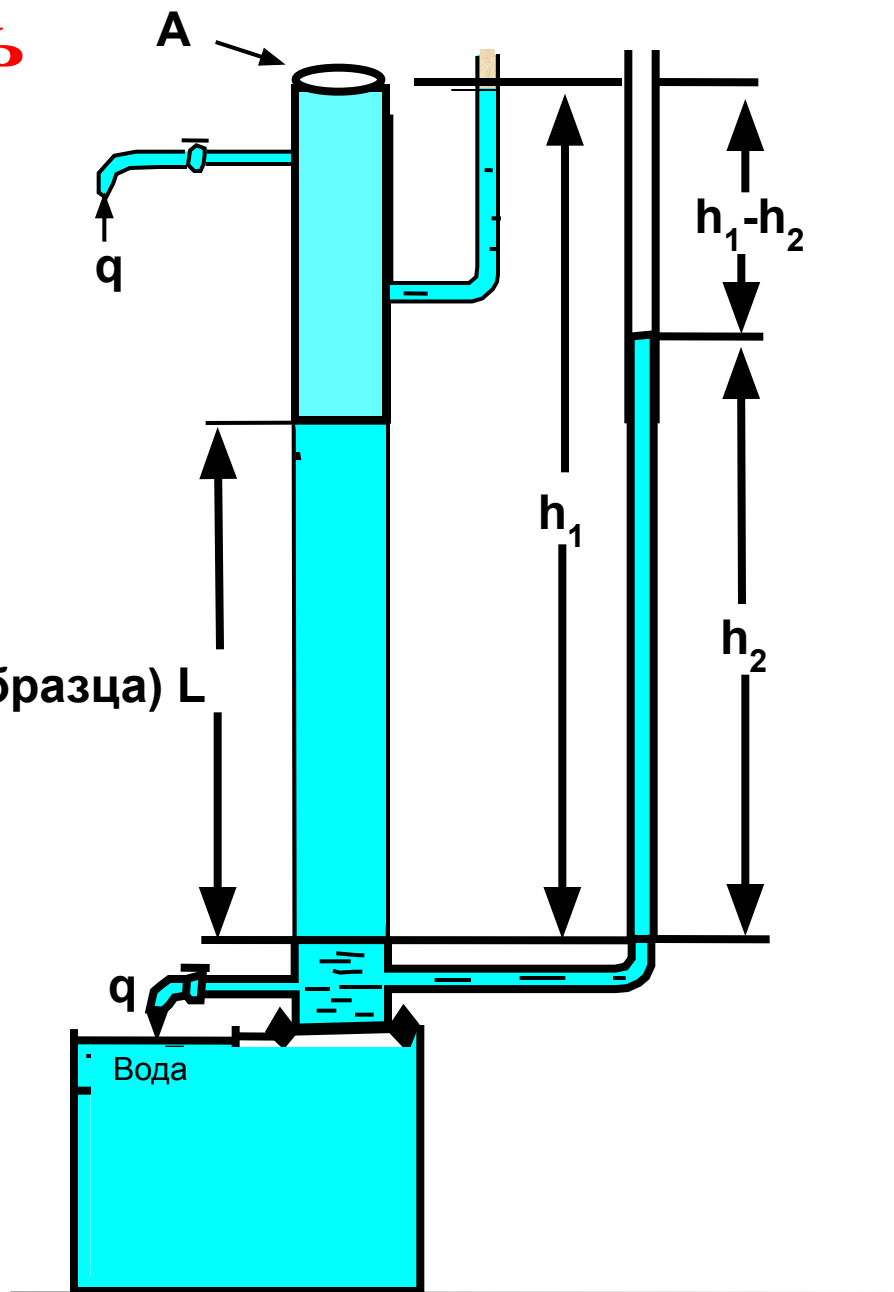
# **1. СВОЙСТВА ГОРНОЙ ПОРОДЫ**

# 1.1. Проницаемость

- $q = KA (h_1 - h_2) / L$

- $K$  – константа пропорциональности

(Длина образца)  $L$

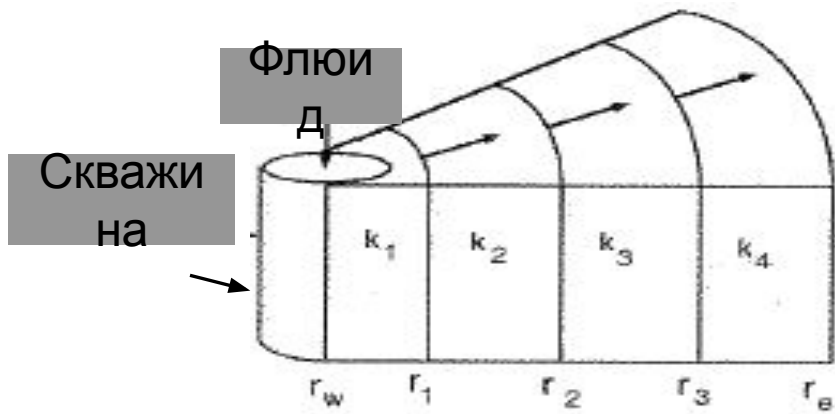


## 1.1. Проницаемость

$$k = \frac{q\mu L}{A \Delta p}; \left[ \frac{L^3}{T} \cdot \frac{P \cdot T}{1} \cdot \frac{L}{1} \cdot \frac{1}{L^2} \cdot \frac{1}{P} \right] = [L^2]$$

Единица измерения проницаемости – мд (md)

# 1.2. Методы вычисления средней проницаемости (гармоническое среднее)



$$\bar{k} = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\sum_{i=1}^n \frac{\ln\left(\frac{r_i}{r_{i-1}}\right)}{k_i}} \quad (1)$$

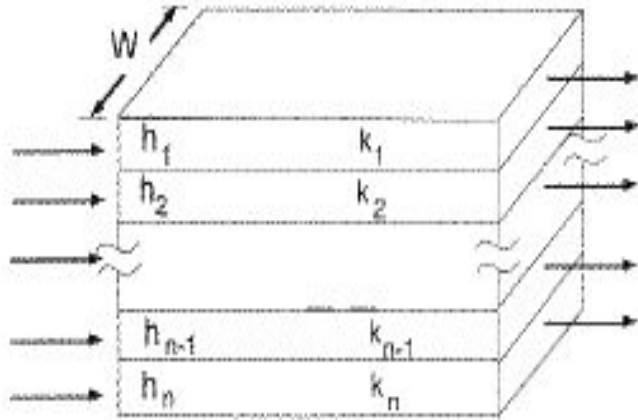
$r_e$  – радиус дренирования (см)

$r_w$  – радиус скважины (см)

$r_i$  – радиус  $i$ -го сегмента коллектора (см)

$k_i$  – проницаемость  $i$ -го сегмента коллектора

## 1.2. Методы вычисления средней проницаемости (арифметическое среднее)



$$\bar{k} = \frac{\sum_{i=1}^n h_i \times k_i}{\sum_{i=1}^n h_i}$$

$h_i$  – мощность  $i$ -го пропластка коллектора

$k_i$  – проницаемость  $i$ -го пропластка коллектора

## 1.2. Методы вычисления средней проницаемости (геометрическое среднее)

$$\bar{k} = \exp \left[ \frac{\sum_{i=1}^n (h_i \times \ln(k_i))}{\sum_{i=1}^n h_i} \right]$$

$k_i$  – проницаемость  $i$  – го образца керна

$h_i$  – длина  $i$  – го образца керна



# Упражнение 1

- Проницаемость коллектора -50 мд.
- Толщина поврежденной зоны вокруг скважины – 20 см.
- Проницаемость поврежденной зоны – 10 мд.
- Радиус скважины – 8 см.
- Радиус дренирования – 250 м
- **Вычислить среднюю проницаемость коллектора.**

# Решение (упражнение 1)

- Согласно формуле (1):

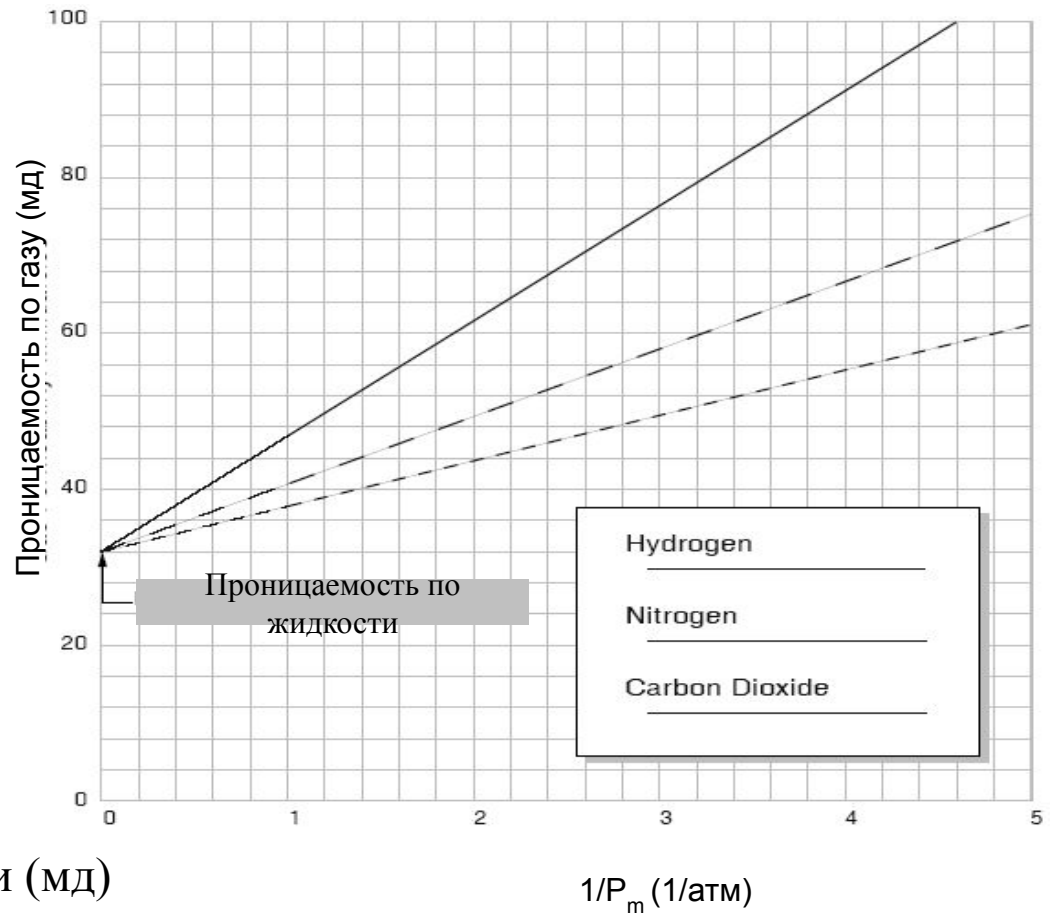
$$\bar{k} = \frac{\ln\left(\frac{250 \times 100}{8}\right)}{\frac{\ln\left(\frac{28}{8}\right)}{10} + \frac{\ln\left(\frac{250 \times 100}{28}\right)}{50}} = 30.8 \text{ мд}$$

## 1.3. Эффект Клинкенберга

- Проницаемость по газу больше чем проницаемость по жидкости.
- Причина - проскальзывание молекул газа по поверхности зерен породы.
- Коллектор с низкой проницаемостью или малые значения среднего давления эксперимента.

# 1.3. Эффект Клинкенберга

$$k_L = \frac{k_G}{1 + \frac{b}{P_m}}$$



$K_1$  – проницаемость по жидкости (мд)

$K_g$  – проницаемость по газу (мд)

$b$  – постоянная Клинкенберга (зависит от газа и породы коллектора)

$P_m = (P_1 + P_2)/2$  – среднее давление эксперимента

$P_1$  – давление на входе образца (атм)

$P_2$  – давление на выходе образца (атм)

## 1.3. Эффект Клинкенберга

- Значения постоянной Клинкенберга для различных газов:
- $b = 0.5$  для азота
- $b = 0.7$  для воздуха
- $b = 0.9$  для гелия
- Также можно использовать следующее уравнение:

$$0.47 \times k_l^{0.64} + P_m \times k_l - P_m k_g = 0$$

# Упражнение 2

- Дано:

Проницаемость по азоту (мд)	Среднее давление (атм)
4.98	1.075
4.88	1.146
4.72	1.289
4.48	1.575
4.2	2.139
3.92	3.282

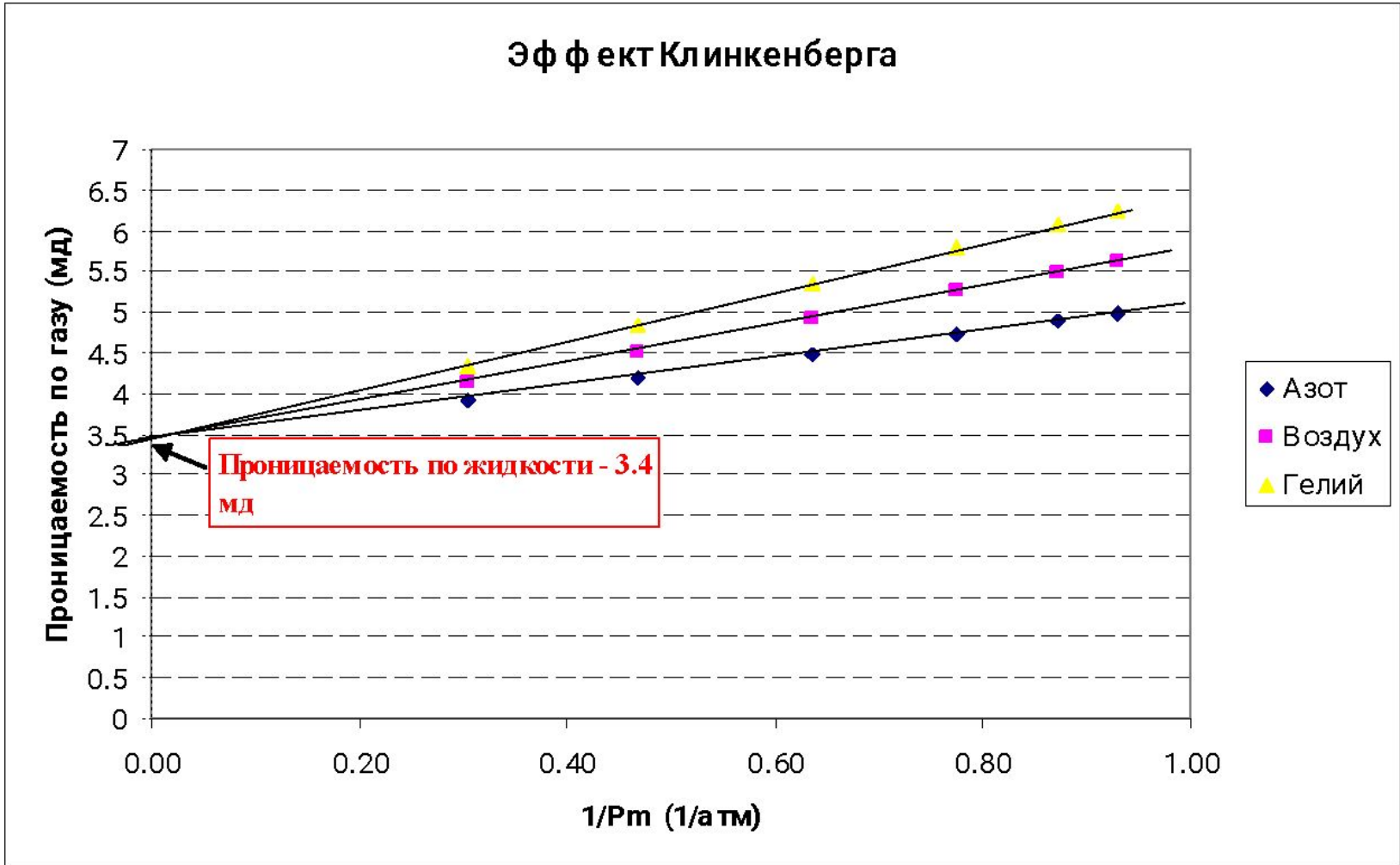
Проницаемость по воздуху (мд)	Среднее давление (атм)
5.62	1.075
5.48	1.146
5.25	1.289
4.91	1.575
4.51	2.139
4.13	3.282

Проницаемость по гелию (мд)	Среднее давление (атм)
6.25	1.075
6.07	1.146
5.78	1.289
5.35	1.575
4.83	2.139
4.33	3.282

- Найти проницаемость по жидкости ?

# Упражнение 2

Эффект Клинкенберга



## 1.4. Сжимаемость горной породы

- Сжимаемость матрицы горной породы.
- Сжимаемость общего объема горной породы.
- **Сжимаемость объема порового пространства ( $c_f$ ) – наиболее значительная величина.**
- $c_f$  изменяется от  $4.41 \times 10^{-5}$  до  $3.675 \times 10^{-4}$  1/атм.
- **Эмпирические корреляции:**

$$c_f = \frac{2.62 \times 10^{-5}}{\phi^{0.438}} \quad \text{Hall}$$

$$c_f = \frac{1.43 \times 10^{-3}}{(1 + 55.8721 \times \phi)^{1.42859}} \quad \text{Newman}$$

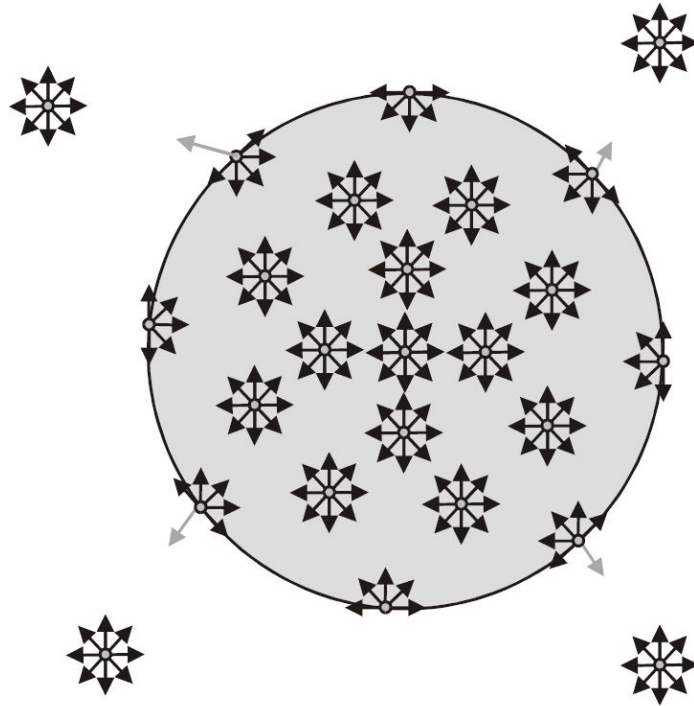
$\phi$  – пористость

$c_f$  – 1/ атм



# 1.5. Силы межфазного натяжения

- Возникают на границе раздела между жидкостями или жидкостью и газом .



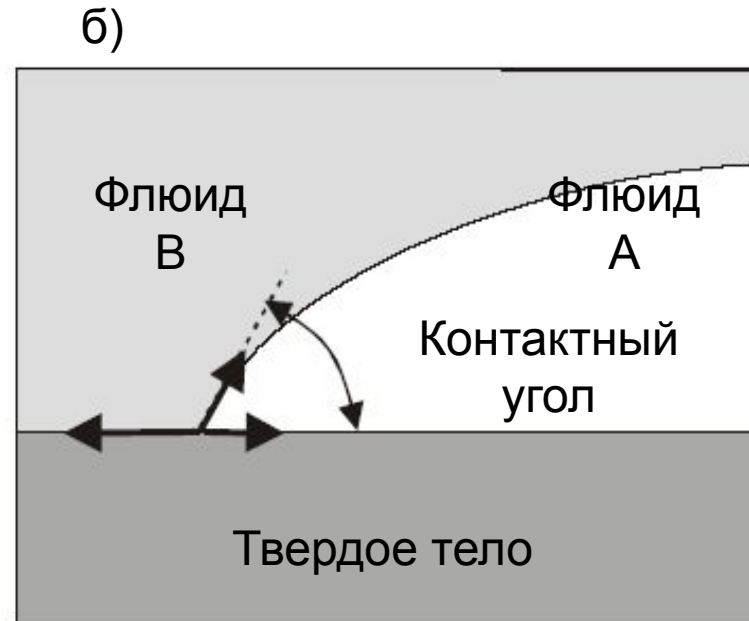
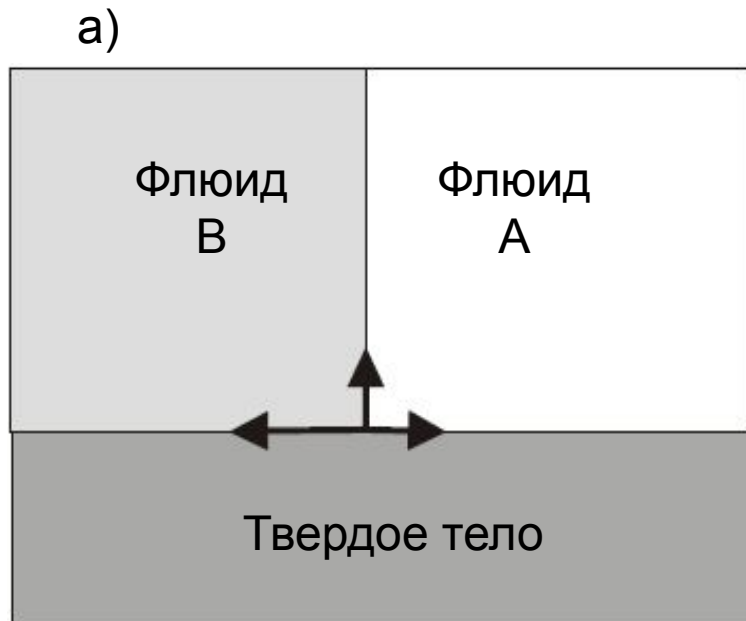
- Единицы измерения – dynes/cm или N/m

# 1.5. Силы межфазного натяжения

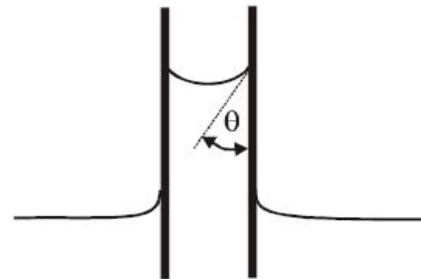
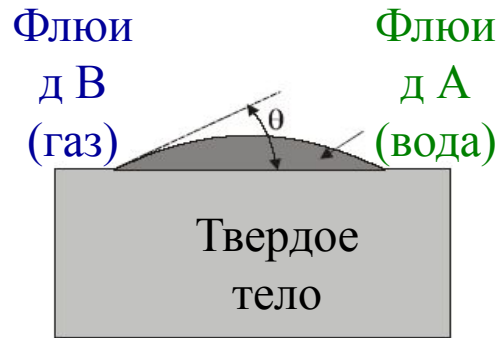
Граница раздела	Силы межфазного натяжения @ °20С	
	Н/м	Дина/см
Вода - воздух	<b>0.0726</b>	<b>72.6</b>
Вода - нефть	<b>~ 0.0350</b>	<b>~ 35</b>
Ртуть - Воздух	<b>0.3680</b>	<b>368</b>

# 1.6. Смачиваемость

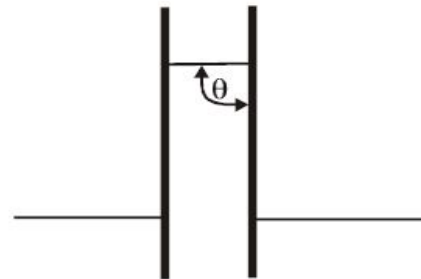
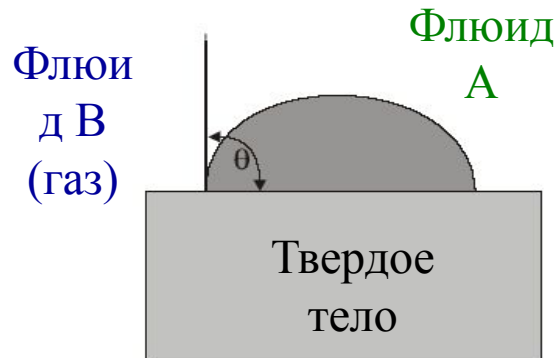
- **Смачиваемость** - взаимодействие флюида и твердого тела.
- **Контактный угол  $\theta$** .



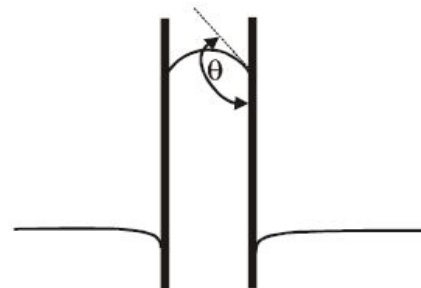
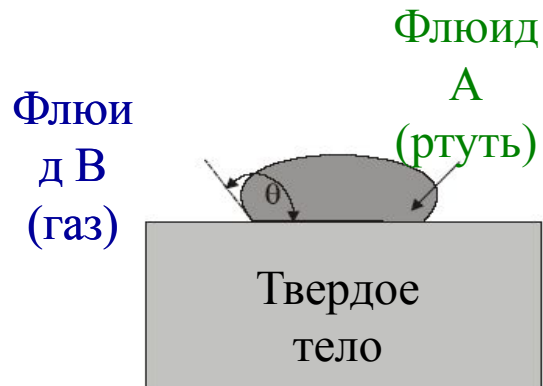
# 1.6. Смачиваемость



Смачивается флюидом А



Смачивается флюидом А и флюидом В



Смачивается флюидом В

# 1.7. Капиллярное давление.

$$P_{cap} = \frac{2\sigma_{wo} \cos \theta}{R_{капилляра}}$$

$\sigma_{wo}$  – силы межфазного натяжения (N / м)

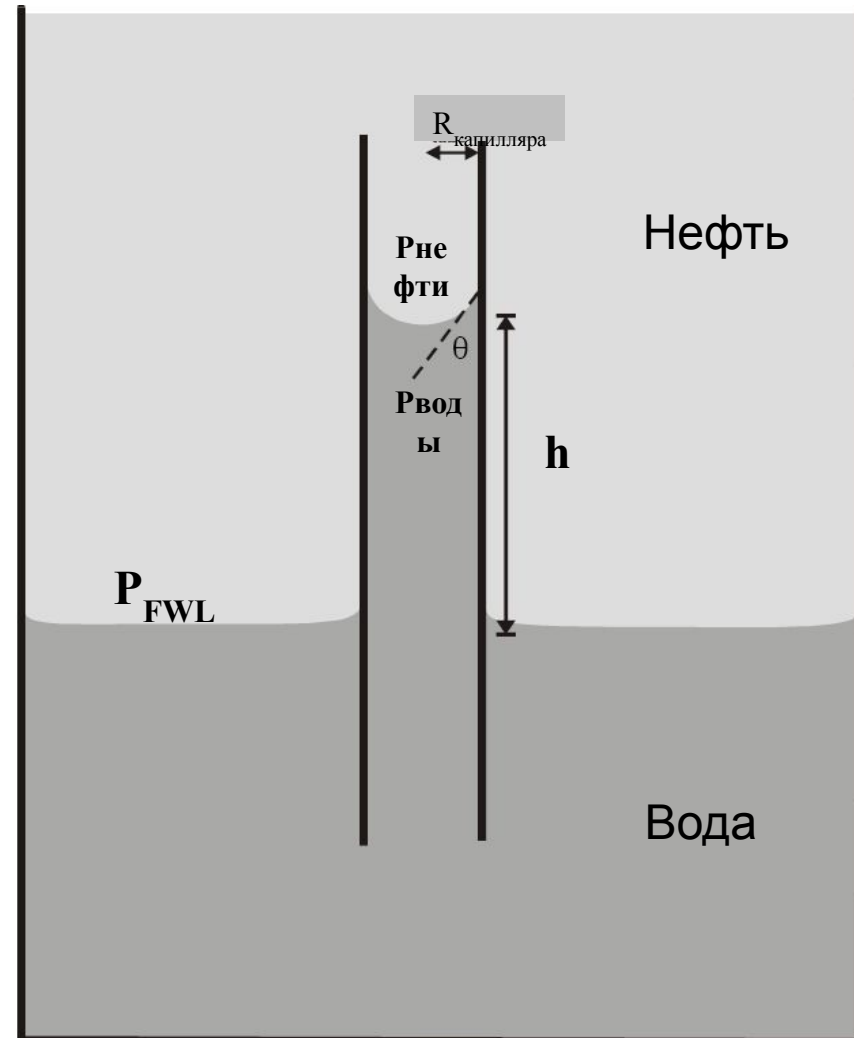
$$P_{cap} = P_{нефти} - P_{воды} = (\rho_{воды} - \rho_{нефти}) \times g \times h$$

$P_{cap}$  – капиллярное давление (Па)

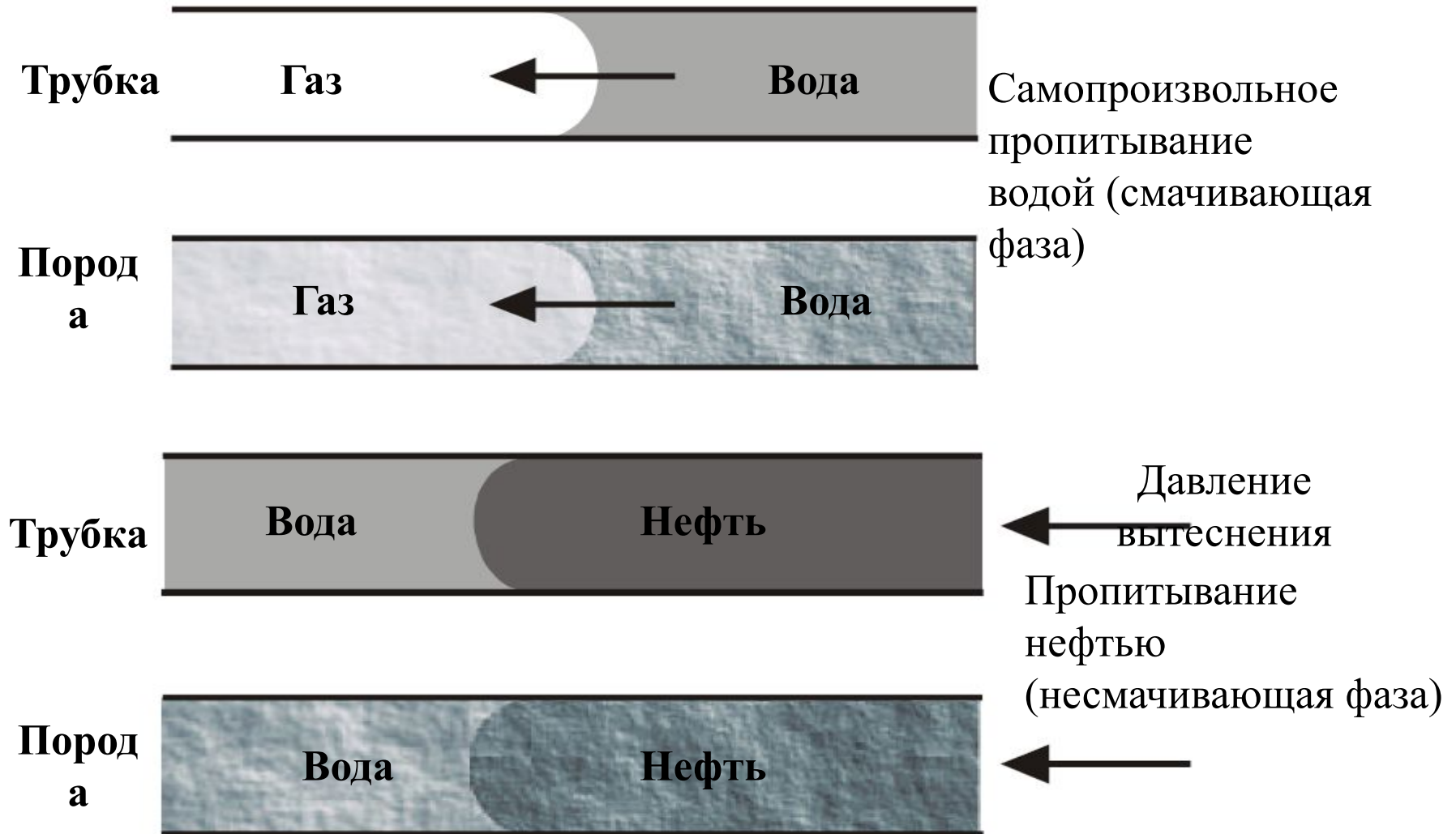
$\rho_{воды}, \rho_{нефти}$  – плотности воды и нефти,  
соответственно (кг / м<sup>3</sup>)

$g$  – ускорение свободного падения (м / с<sup>2</sup>)

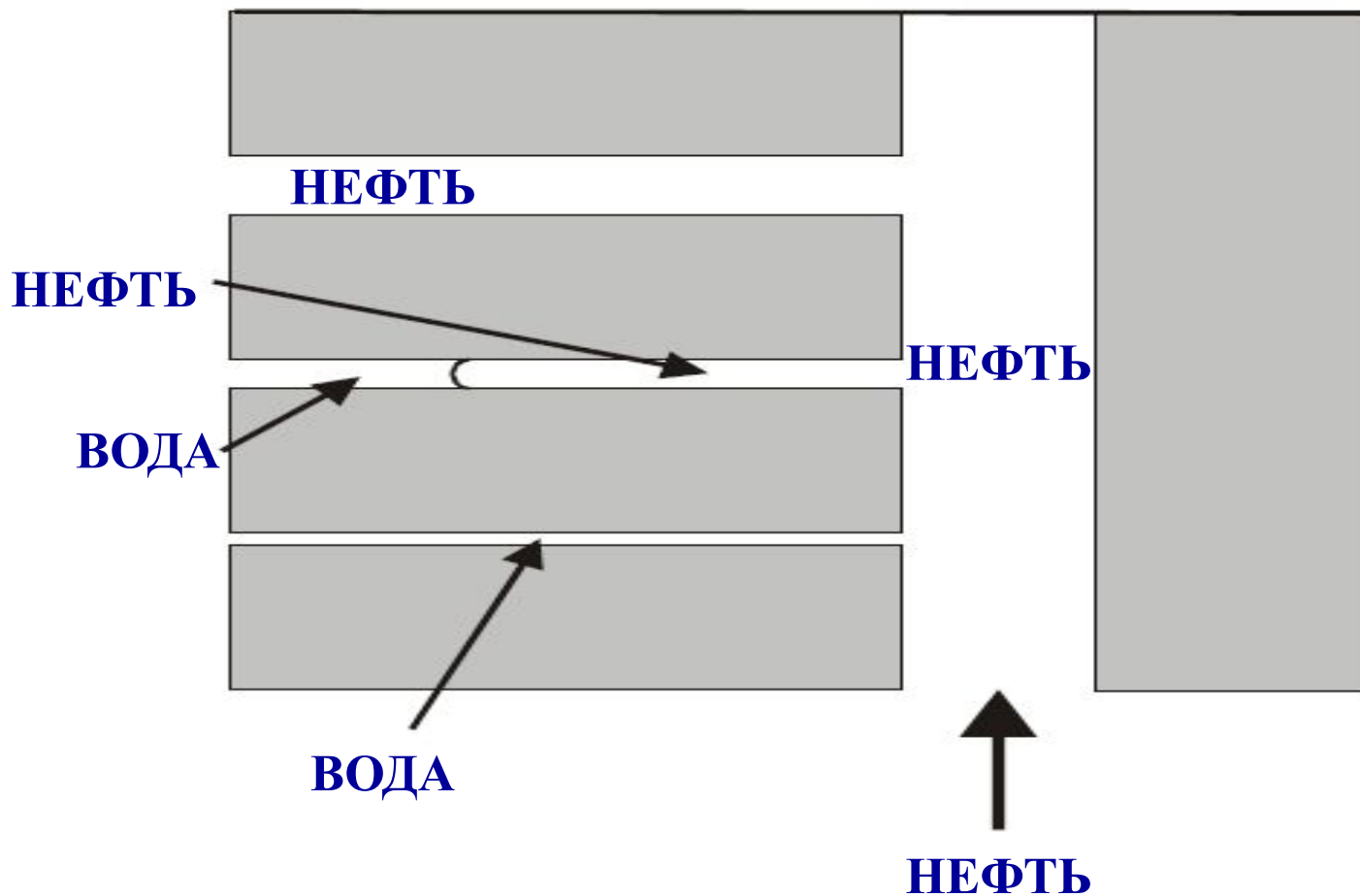
$h$  – высота над уровнем  
свободной воды (м)



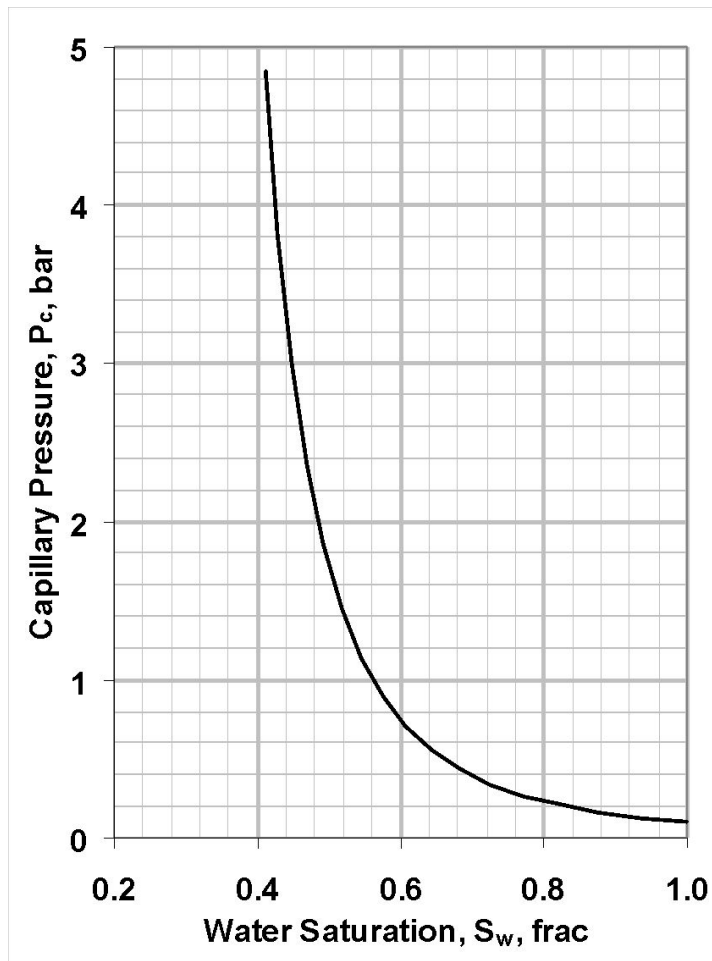
# 1.7. Капиллярное давление.



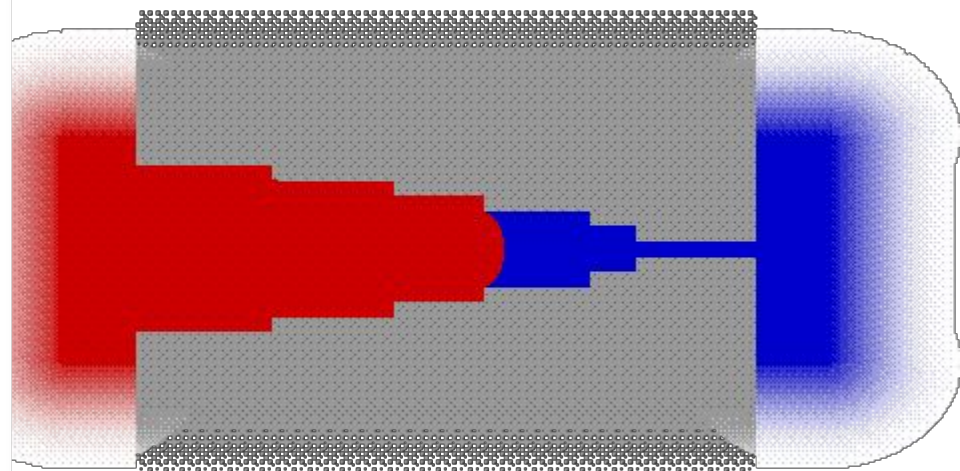
# 1.7. Капиллярное давление.



# 1.7. Капиллярное давление.



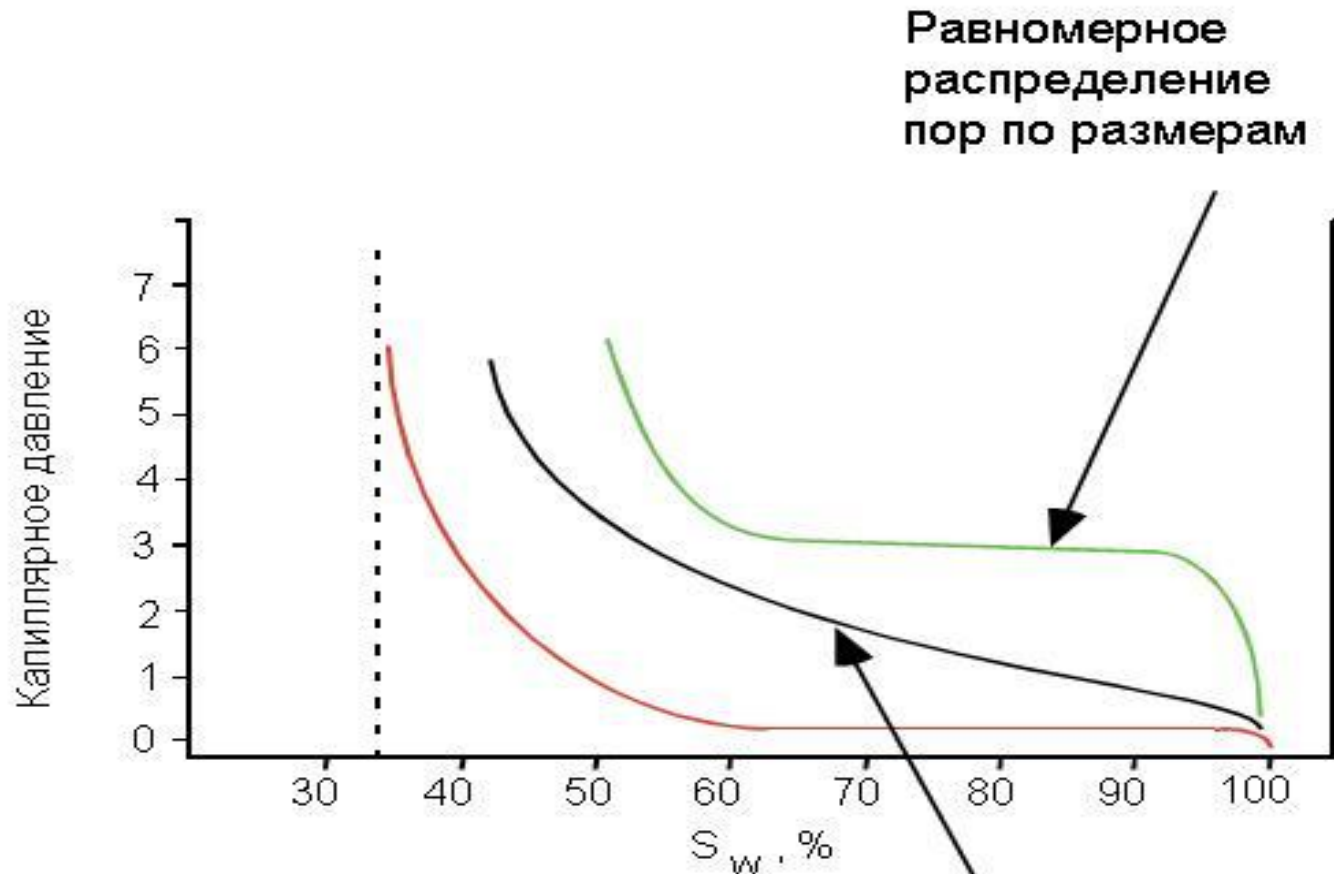
$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{R}$$



- Стенки породы
- Нефть
- Вода

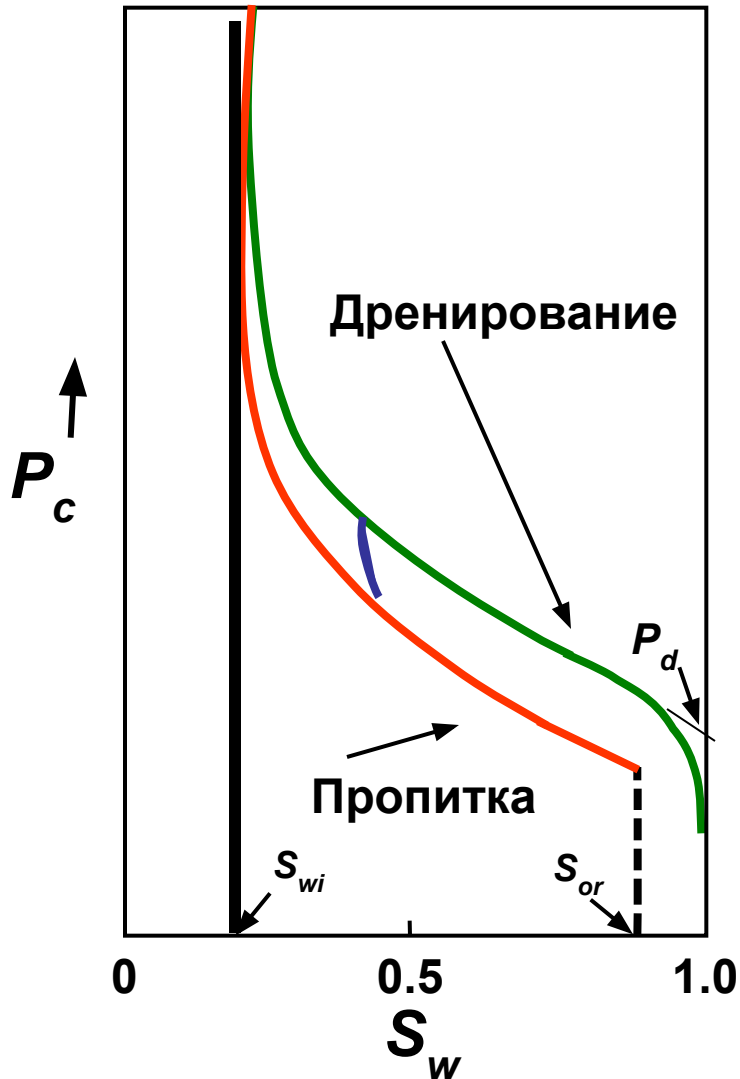


# 1.7. Капиллярное давление.



Неравномерное распределение пор по размерам

# 1.7. Капиллярное давление.



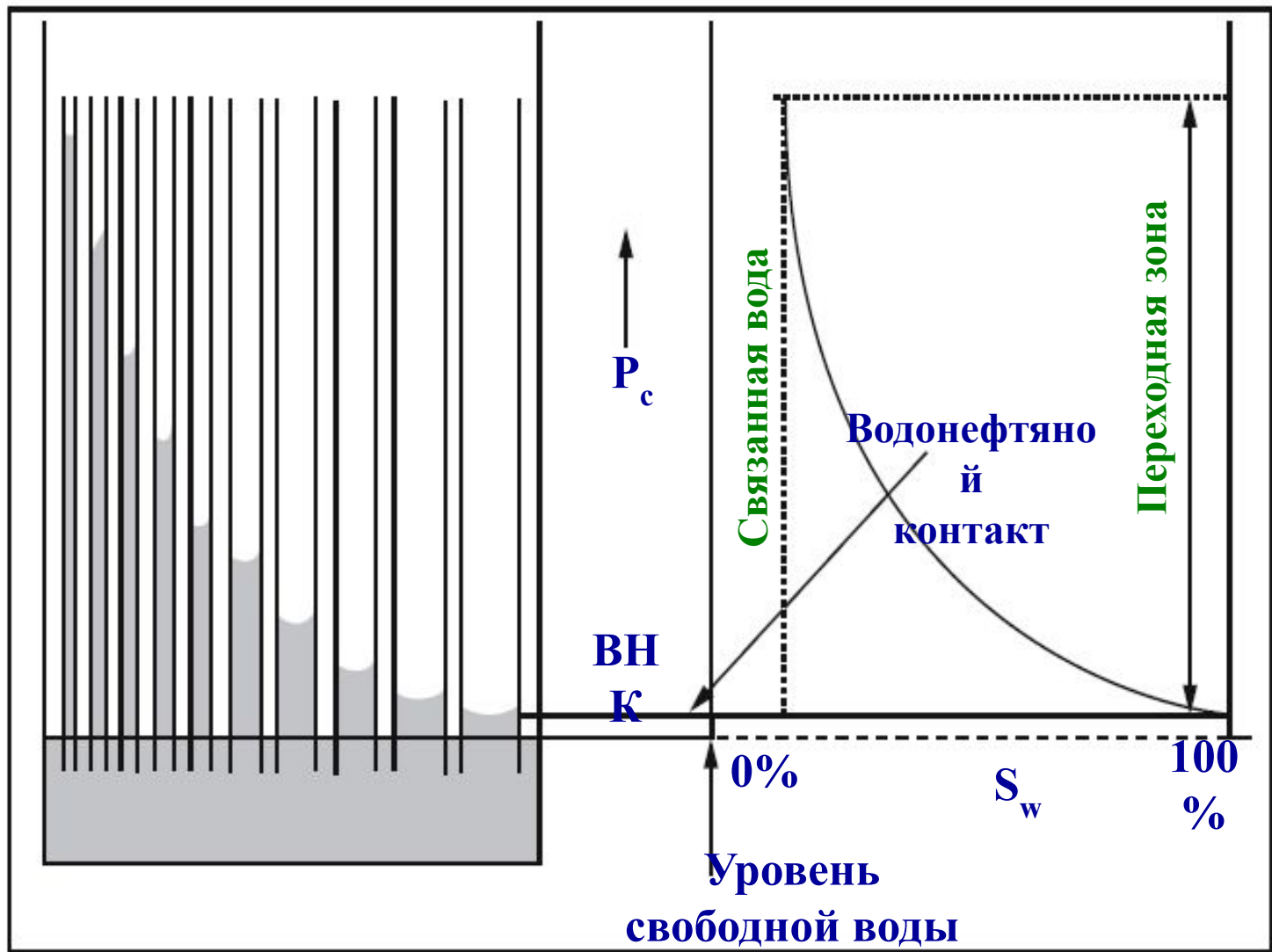
## Дренаживание

- Насыщенность несмачивающей фазы возрастает

## Пропитка

- Насыщенность смачивающей фазы возрастает

# 1.7. Капиллярное давление.



## 1.8. J Функция Леверетта

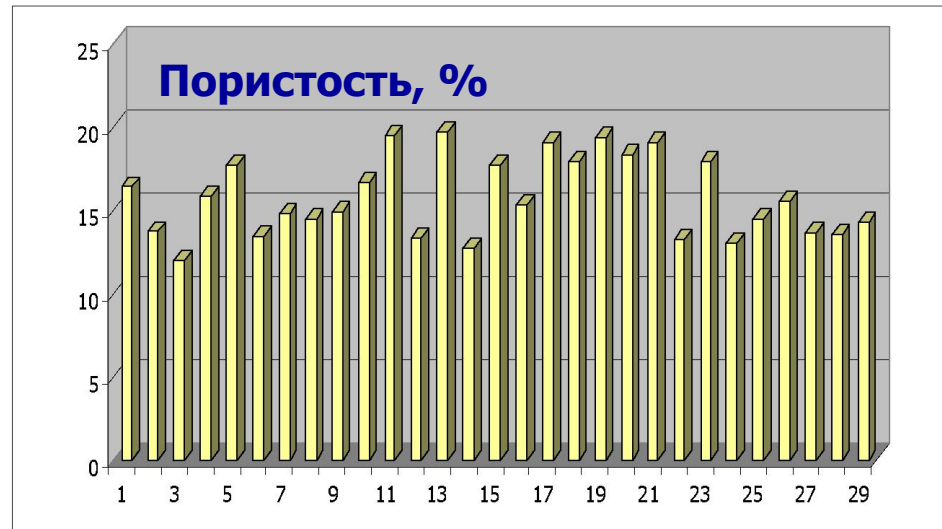
- Безразмерное капиллярное давление
- Предположение – одинаковая кривизна в любой точке порового пространства

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

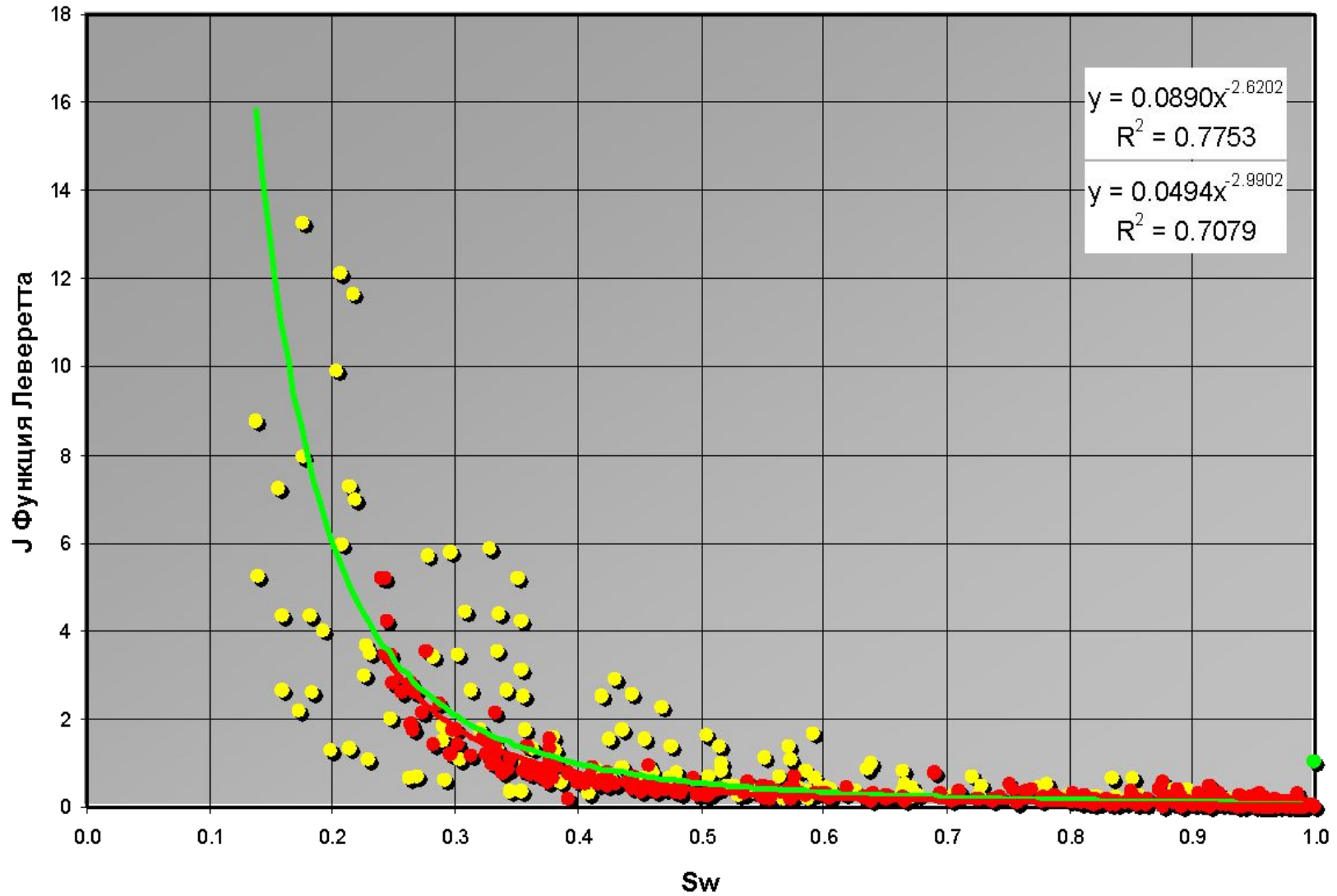
# 1.8. J Функция Леверетта

№ п/п	№ скваж.	Лабор. номер	Интервал отбора, м	Место взятия, м	Кпо, %	Кпр, мД	Остаточная водонасыщенность Кво, %						
							Давление вытеснения, МПа						
							0.014	0.028	0.055	0.103	0.207	0.414	0.690
1	59	651-98//	2897,4-2904,4	2,00нк	16.4	14.0	0.9888	0.9867	0.8231	0.6033	0.4601	0.4366	0.4305
2		654-98//	- " -	2,90нк	13.7	2.6	0.9821	0.9794	0.9780	0.9464	0.6726	0.5860	0.5722
3		660-98//	2904,4-2909,6	3,90нк	12.0	0.5	0.9852	0.9827	0.9802	0.9765	0.9444	0.8962	0.8517
4	102	437-97//	2867,0-2874,0	нк	15.8	43.8	0.9600	0.8389	0.5987	0.4813	0.3803	0.3549	0.3521
5		441-97//	- " -	0,70нк	17.7	35.2	0.9862	0.8182	0.5436	0.4270	0.3352	0.3140	0.3095
6		442-97//	- " -	0,85нк	13.4	7.0	0.9877	0.9865	0.8406	0.6655	0.5062	0.4759	0.4691
7		467-97//	2874,0-2881,0	4,20нк	14.8	2.8	0.9864	0.9843	0.9822	0.8962	0.5797	0.5168	0.5157
8		475-97//	2881,0-2886,0	3,60нк	14.5	0.7	0.9871	0.9849	0.9838	0.9784	0.8847	0.7748	0.7220
9	104	533-97//	2982,0-2988,0	5,00нк	14.9	4.2	0.9828	0.9794	0.9737	0.8935	0.7824	0.6392	0.5922
10	156	40-99//	2892,0-2897,0	0,10нк	16.7	10.9	0.9852	0.9677	0.8211	0.6065	0.4616	0.4258	0.4206
11		46-99//	- " -	0,80нк	19.5	65.1	0.9846	0.6718	0.4668	0.3768	0.2990	0.2828	0.2788
12		54-99//	- " -	1,70нк	13.3	1.7	0.9856	0.9830	0.9817	0.9305	0.6265	0.5649	0.5518
13		56-99//	- " -	1,95нк	19.7	67.4	0.9837	0.7793	0.5277	0.4153	0.3217	0.3029	0.2964
14		80-99//	2897,0-2904,0	5,05нк	12.7	0.6	0.9830	0.9806	0.9782	0.9745	0.9442	0.8861	0.8352
15	187	171-99//	2762,0-2769,0	1,80нк	17.7	34.8	0.9779	0.7412	0.5457	0.4528	0.3643	0.3429	0.3370
16		175-99//	- " -	2,60нк	15.3	10.1	0.9824	0.9753	0.7884	0.6041	0.4815	0.4550	0.4444
17		179-99//	- " -	3,30нк	19.1	67.0	0.9758	0.6769	0.5214	0.4367	0.3578	0.3344	0.3288
18		184-99//	- " -	4,10нк	17.9	180.8	0.6495	0.4517	0.3574	0.2906	0.2270	0.2086	0.2040
19		187-99//	- " -	4,60нк	19.4	292.4	0.6055	0.4478	0.3572	0.2902	0.2285	0.2140	0.2072
20		188-99//	- " -	4,80нк	18.3	330.9	0.5305	0.3871	0.3039	0.2481	0.1940	0.1768	0.1760
21		192-99//	- " -	5,45нк	19.1	265.9	0.7066	0.4601	0.3584	0.2942	0.2316	0.2199	0.2183
22		194-99//	- " -	5,70нк	13.2	3.5	0.9835	0.9813	0.9316	0.7277	0.5766	0.5182	0.5050
23		200-99//	- " -	6,85нк	17.9	32.5	0.9839	0.9115	0.5873	0.4755	0.3821	0.3564	0.3548
24		207-99//	2769,0-2776,0	1,60нк	13.0	1.5	0.9792	0.9769	0.9641	0.8137	0.6667	0.5938	0.5741
25		232-99//	2776,0-2783,0	2,20нк	14.5	1.1	0.9838	0.9795	0.9762	0.9686	0.8000	0.6659	0.6357
26		243-99//	- " -	7,00нк	15.5	1.0	0.9864	0.9835	0.9806	0.9757	0.8571	0.7289	0.6657
27	188	105-99//	2748,0-2753,0	1,05нк	13.6	26.0	0.9747	0.5684	0.3456	0.2633	0.2000	0.1835	0.1823
28		106-99//	- " -	1,30нк	13.5	72.0	0.8971	0.4093	0.2929	0.2304	0.1740	0.1593	0.1569
29		107-99//	- " -	1,45нк	14.3	112.3	0.5880	0.3541	0.2690	0.2145	0.1600	0.1407	0.1385

# 1.8. J Функция Леверетта

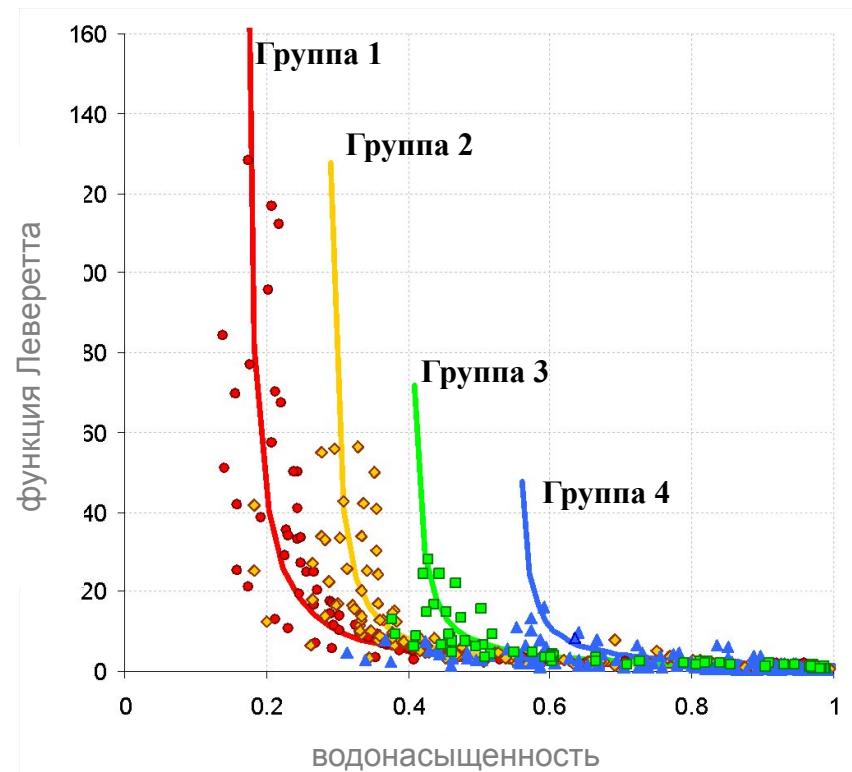
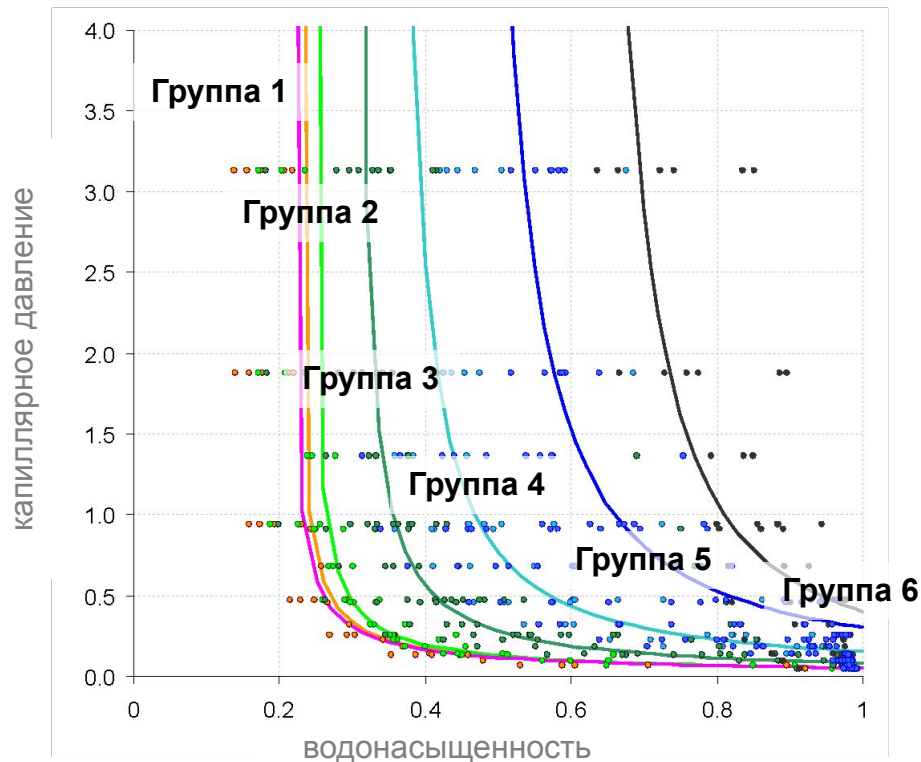


# 1.8. J Функция Лаверетта



# 1.8. J Функция Леверетта

Обобщенные зависимости кап. давления и функции Леверетта

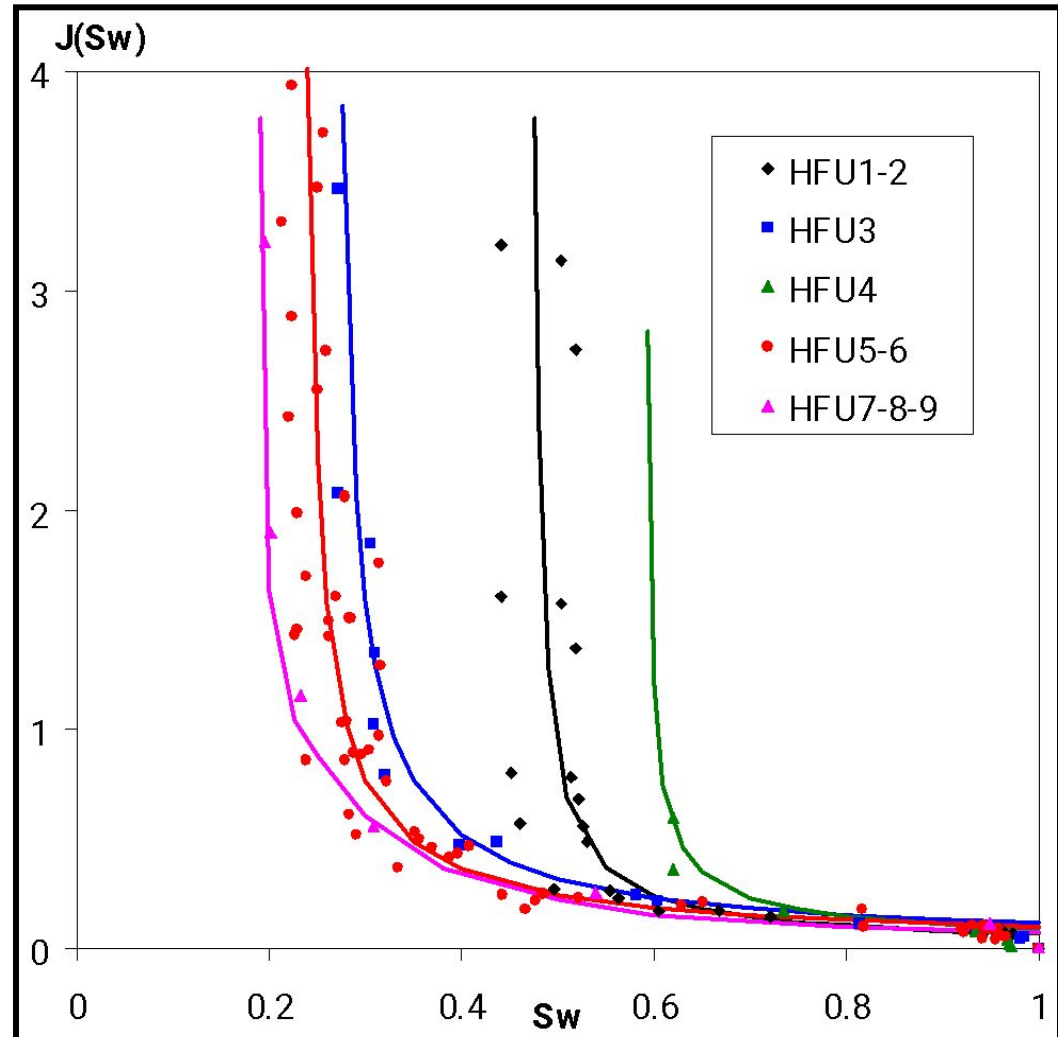




# 1.8. J Функция Леверетта

- Вычисляем J функцию Леверетта

$$J = \frac{P_c(S_w) \sqrt{\frac{k}{\phi}}}{\sigma(S_w)}$$

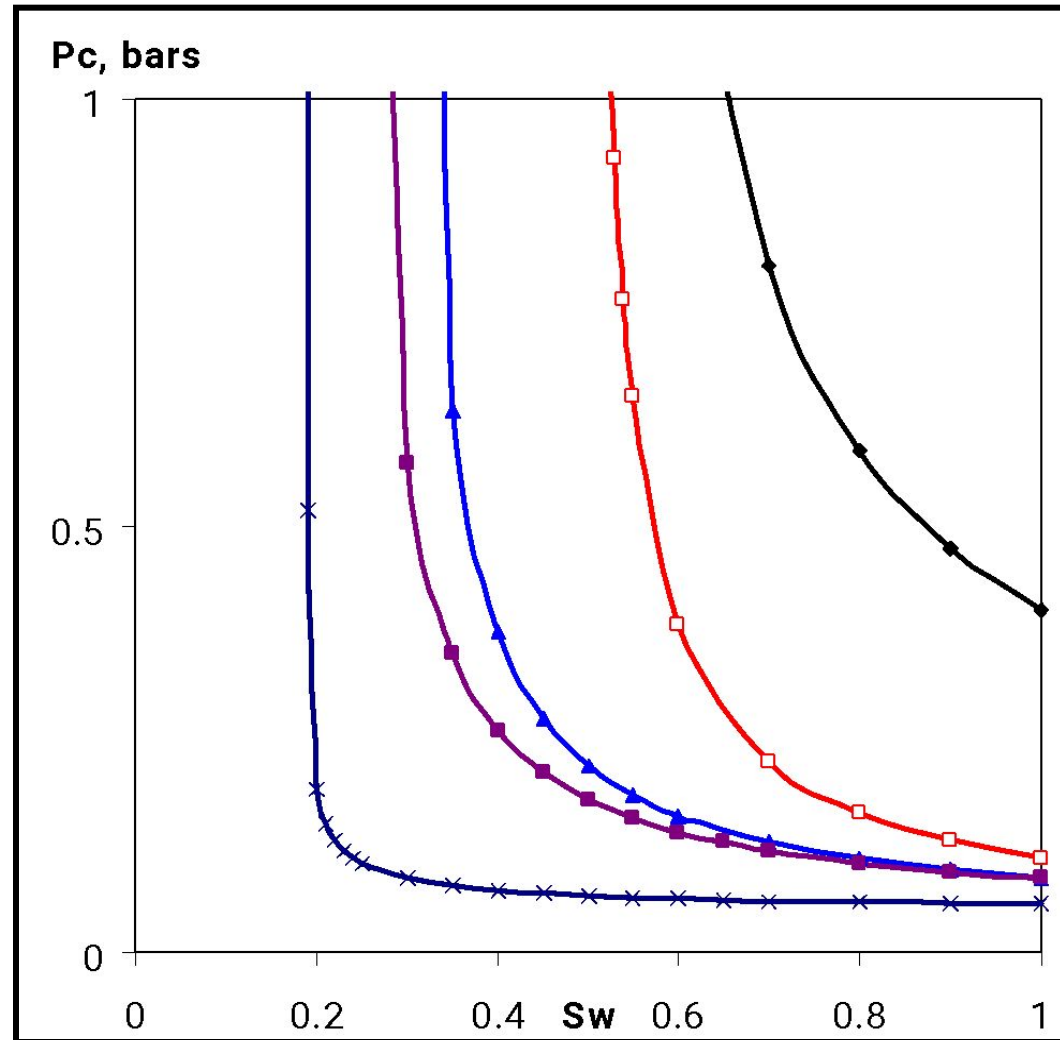


# 1.8. J Функция Лаверетта

- Аппроксимируем J-функцию с помощью следующего уравнения

$$J = J_0 \left( \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^{-m}$$

- Вычисляем капиллярное давление, используя среднюю проницаемость и пористость



## Упражнение 3.

Данные капиллярного давления:

Керн имеет пористость 16%,  
проницаемость равна 80 мд.

Сила межфазного натяжения равна  
0.05 Н/м.

Требуется найти капиллярное  
давление для образца, имеющего  
пористость 19%, проницаемость 120 мд.

Для данных единиц измерения функция Леверетта имеет вид:

$$J(S_w) = \frac{3.162 \times 10^{-8} \times P_c \times \sqrt{\frac{k}{\phi}}}{\sigma_{wo}}$$

$S_w$	$P_c$ (Па)
1.0	3440
0.8	4135
0.6	5170
0.4	7240
0.2	12060

## Решение упражнения 3.

- Шаг 1. Вычисление функции Леверетта.

$$J(S_w) = 3.162 \times 10^{-8} \times (P_c / 0.05) \times 22.36 = 1.41 \times 10^{-5} P_c$$

$S_w$	$J(S_w)$
1.0	0.0485
0.8	0.0583
0.6	0.0729
0.4	0.1021
0.2	0.17

- Шаг 2. Используя полученные значения функции

# Решение упражнения 3.

- $P_c = J(S_w) \times 62920.8$

$S_w$	$P_c$ (Па)
1.0	3052
0.8	3669
0.6	4587
0.4	6423
0.2	10699

# 1.8. Капиллярное давление.

Исходные данные	Требуемые данные	Множитель
Ртуть/Воздух/Порода	Нефть/Вода/Порода	0.09524
Ртуть/Воздух/Порода	Газ/Вода/Порода	0.19608
Нефть/Вода/Порода	Ртуть/Воздух/Порода	10.5
Нефть/Вода/Порода	Газ/Вода/Порода	2.057
Газ/Вода/Порода	Ртуть/Воздух/Порода	5.1
Газ/Вода/Порода	Нефть/Вода/Порода	0.4861

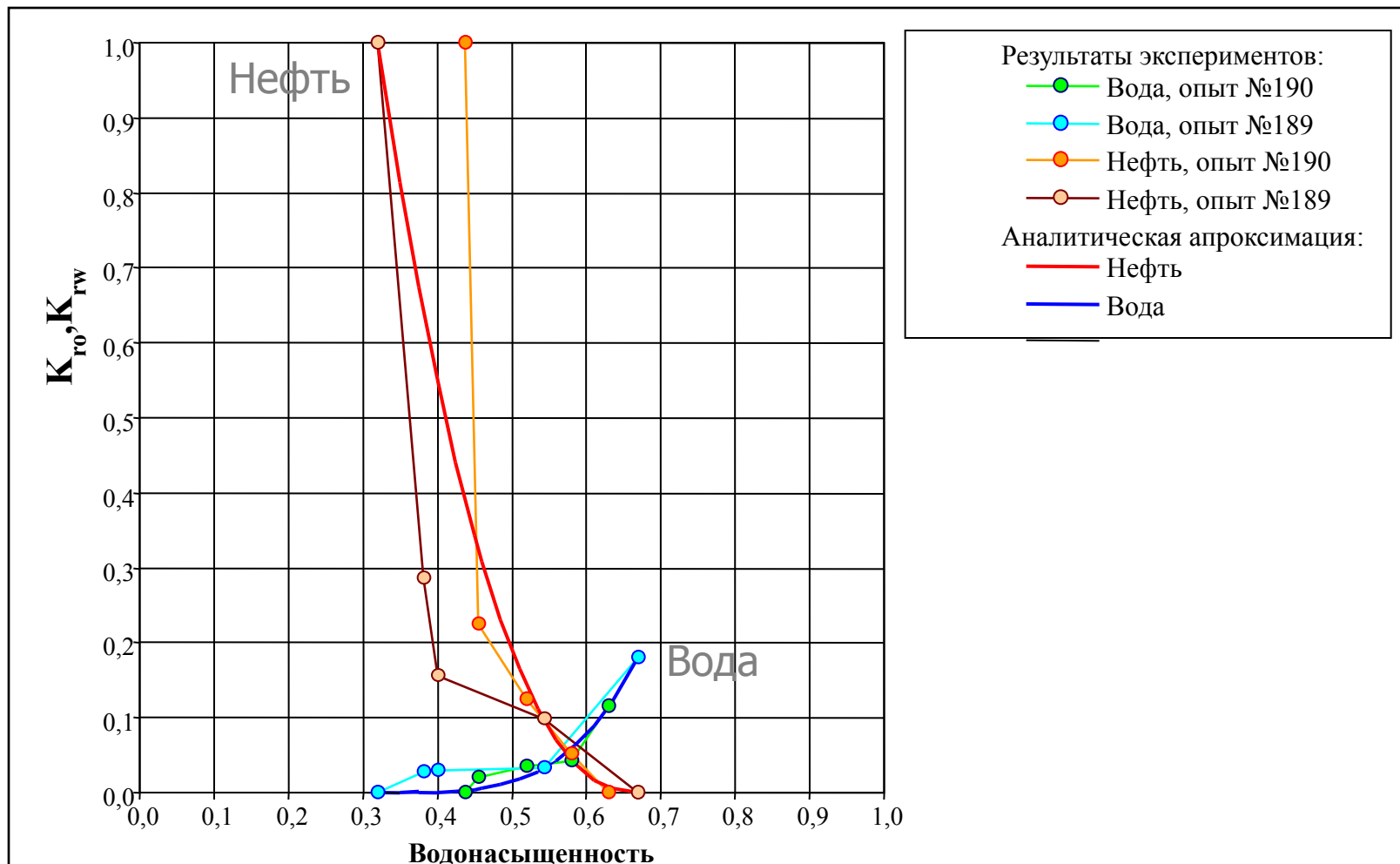
Действительно только для 20°C

# 1.9. Относительная проницаемость

- Проницаемость пористой среды для однородной фазы, полностью насыщающей поровое пространство, является характеристикой самой породы. При этом следует сделать допущение – жидкость не взаимодействует с пористой средой.
- При двухфазном течении проницаемость можно использовать относительно каждой фазы в отдельности. При этом проницаемость для каждой фазы зависит от ее насыщенности.
- Относительная проницаемость определяется отношением фазовой проницаемости при определенном распределении фаз к абсолютной проницаемости.

$$k_{\text{относительная}} = \frac{k_{\text{фазовая}}}{k_{\text{абсолютная}}}$$

# 1.9. Функции относительных фазовых проницаемостей





# 1.9. Лабораторные методы определения проницаемости

Проницаемость породы определяется при фильтрации флюидов через керн. Для оценки проницаемости пользуются линейным законом фильтрации Дарси, по которому скорость фильтрации флюида в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна вязкости:

$$V = Q / F = K \Delta P / \mu L$$

$$K = Q \mu L / \Delta P F$$

$V$  – скорость линейной фильтрации, (см/с)

$Q$  – объемный расход флюида в единицу времени, (см<sup>3</sup>/с)

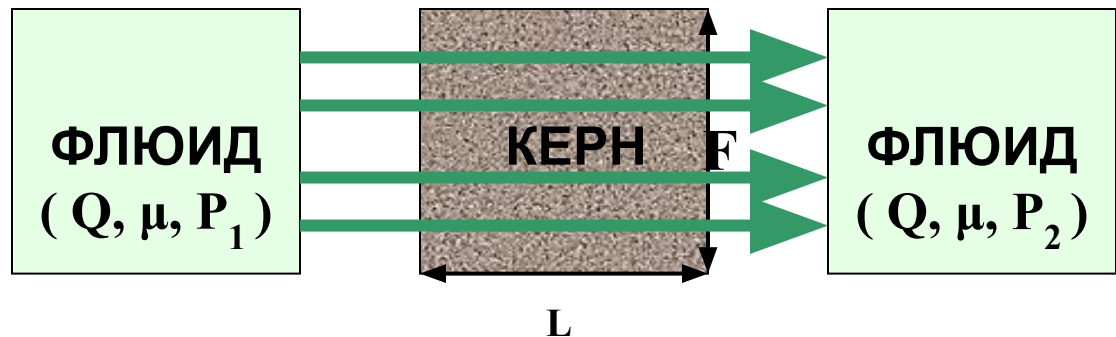
$\mu$  – вязкость флюида, (сП)

$\Delta P$  – перепад давления, (атм)

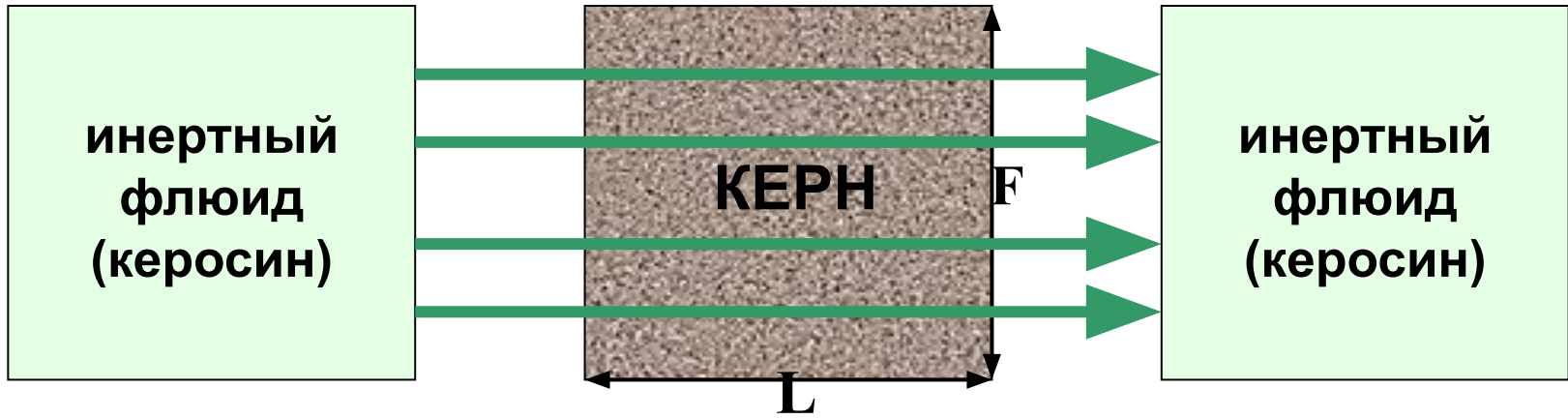
$F$  – площадь фильтрации, (см<sup>2</sup>)

$L$  – длина образца, (см)

$K$  – проницаемость, (мД).



Для определения **АБСОЛЮТНОЙ** проницаемости через экстрагированный (в породе отсутствуют связанные флюиды) керн фильтруется жидкость, инертная к породе (керосин).



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



Величины эффективных проницаемостей рассчитываются по формулам:

$$K_o = Q_o \mu_o L / \Delta P F \quad K_w = Q_w \mu_w L / \Delta P F ,$$

где индекс «o» - нефть (oil), «w» - вода (water).

**Эффективная проницаемость для каждой отдельной фазы, и сумма эффективных проницаемостей меньше, чем абсолютная проницаемость.**

**Пример: Определение абсолютной и эффективной проницаемостей.**

*Предположим керн насыщен на 100% и промывается водой. Данные по керну следующие:*

$$F = 2.5 \text{ см}^2; L = 3.0 \text{ см}; Q_w = 0.6 \text{ см}^3/\text{с}; p = 2 \text{ кгс/см}^2; \mu_w = 1.0 \text{ сП}$$

$$K = Q \mu L / \Delta P F = 0.6 * 1 * 3 / 2 * 2.5 = 360 \text{ мД}$$

*Тот же керн насыщен 100% нефтью:*

$$\mu_o = 2.7 \text{ сП}; Q_o = 0.222 \text{ см}^3/\text{с};$$

$$K = Q \mu L / \Delta P F = 0.222 * 2.7 * 3 / 2 * 2.5 = 360 \text{ мД}$$

*Тот же керн с водонасыщенностью 70 % и нефтенасыщенностью 30 %*

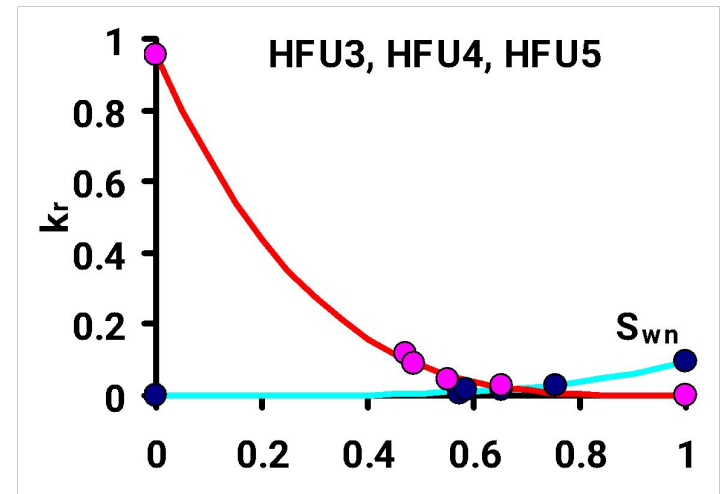
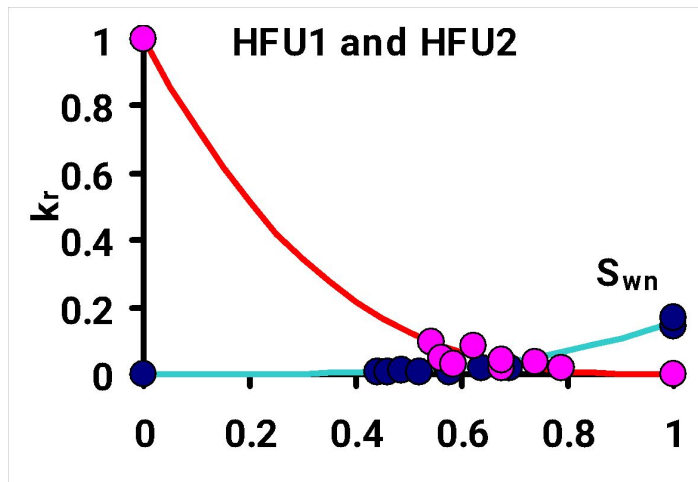
$$Q_o = 0.027 \text{ см}^3/\text{с}; Q_w = 0.48 \text{ см}^3/\text{с};$$

$$K_o = Q_o \mu_o L / \Delta P F = 0.027 * 2.7 * 3 / 2 * 2.5 = 44 \text{ мД}$$

$$K_w = Q_w \mu_w L / \Delta P F = 0.48 * 1 * 3 / 2 * 2.5 = 288 \text{ мД}$$

$$44 + 288 < 360$$

# 1.9. Функции относительных фазовых проницаемостей

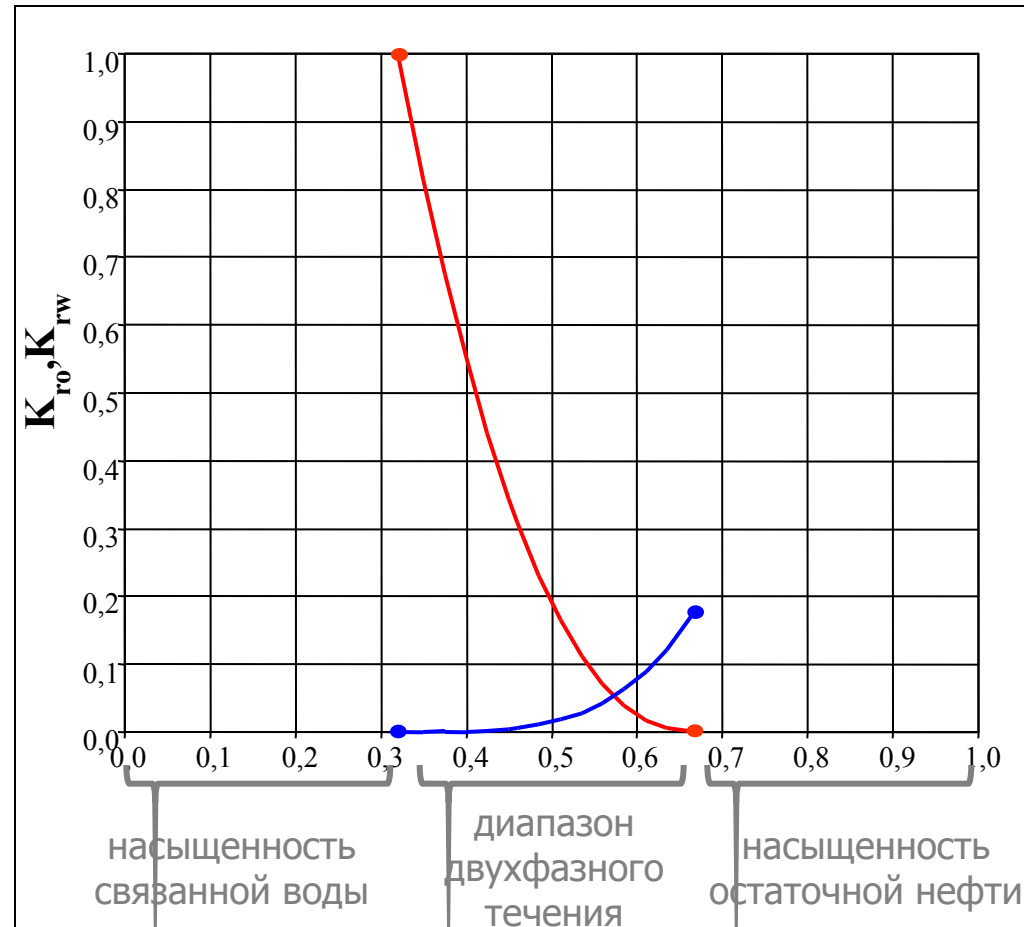


Функции Кори

$$\begin{cases} k_{ro} = (k_{ro})_{Swc} \left[ \frac{1 - Sw - Sor}{1 - Swc - Sor} \right]^{n_o} \\ k_{rw} = (k_{rw})_{Sor} \left[ \frac{Sw - Swc}{1 - Swc - Sorw} \right]^{n_w} \end{cases}$$

# 1.9. Коэффициент вытеснения

- Используя критические значения насыщенностей воды и нефти можно вычислить значение коэффициента вытеснения.
- Коэффициент вытеснения показывает какая доля запасов нефти может быть вытеснена при помощи заводнения.



$$K_{\text{выт}} = E_D = \frac{1 - S_{or} - S_{wc}}{1 - S_{wc}} = \frac{1 - 0,33 - 0,31}{1 - 0,31} = \frac{0,36}{0,69} = 0,52$$

## Упражнение 4.

*На месторождении планируется пробурить новую скважину.*

*По данному месторождению известно (лабораторные исследования и т.д.):*

$$S_{wir} = 0.3 \quad K_{o(Swir)} = 10 \quad n_o = 2$$

$$S_{or} = 0.2 \quad K_{w(Sor)} = 3 \quad n_w = 2.5$$

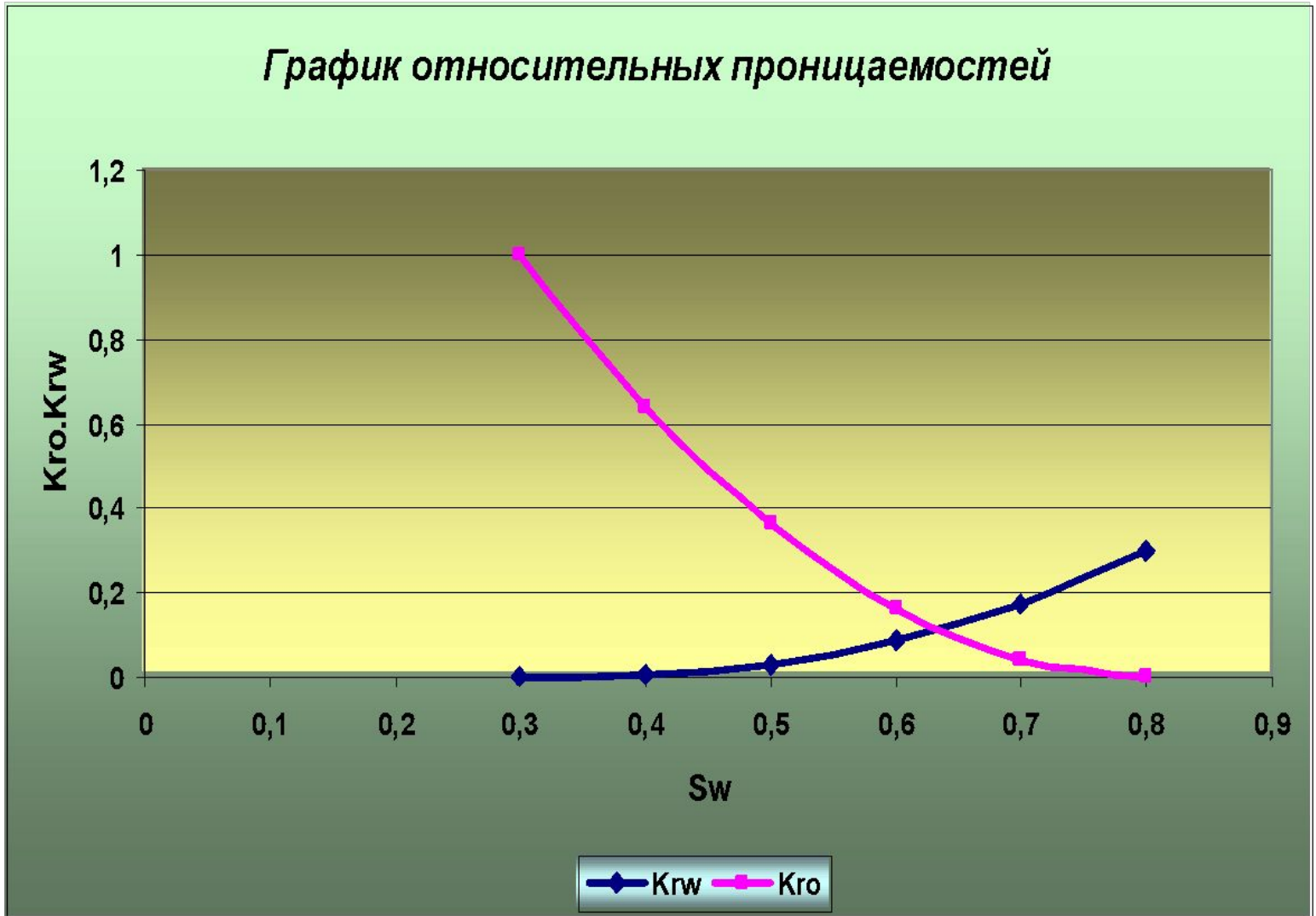
*Построить кривые относительных проницаемостей (интервал по оси водонасыщенности = 0,1).*

# Решение.

			Krw	Kro
Sw	Kw	Ko	Kw/Ko(Swir)	Ko/Ko(Swir)
0,3	0	10	0	1
0,4	0,053666	6,4	0,005366563	0,64
0,5	0,303579	3,6	0,030357866	0,36
0,6	0,836564	1,6	0,08365644	0,16
0,7	1,7173	0,4	0,171730021	0,04
0,8	3	0	0,3	0



# Решение.

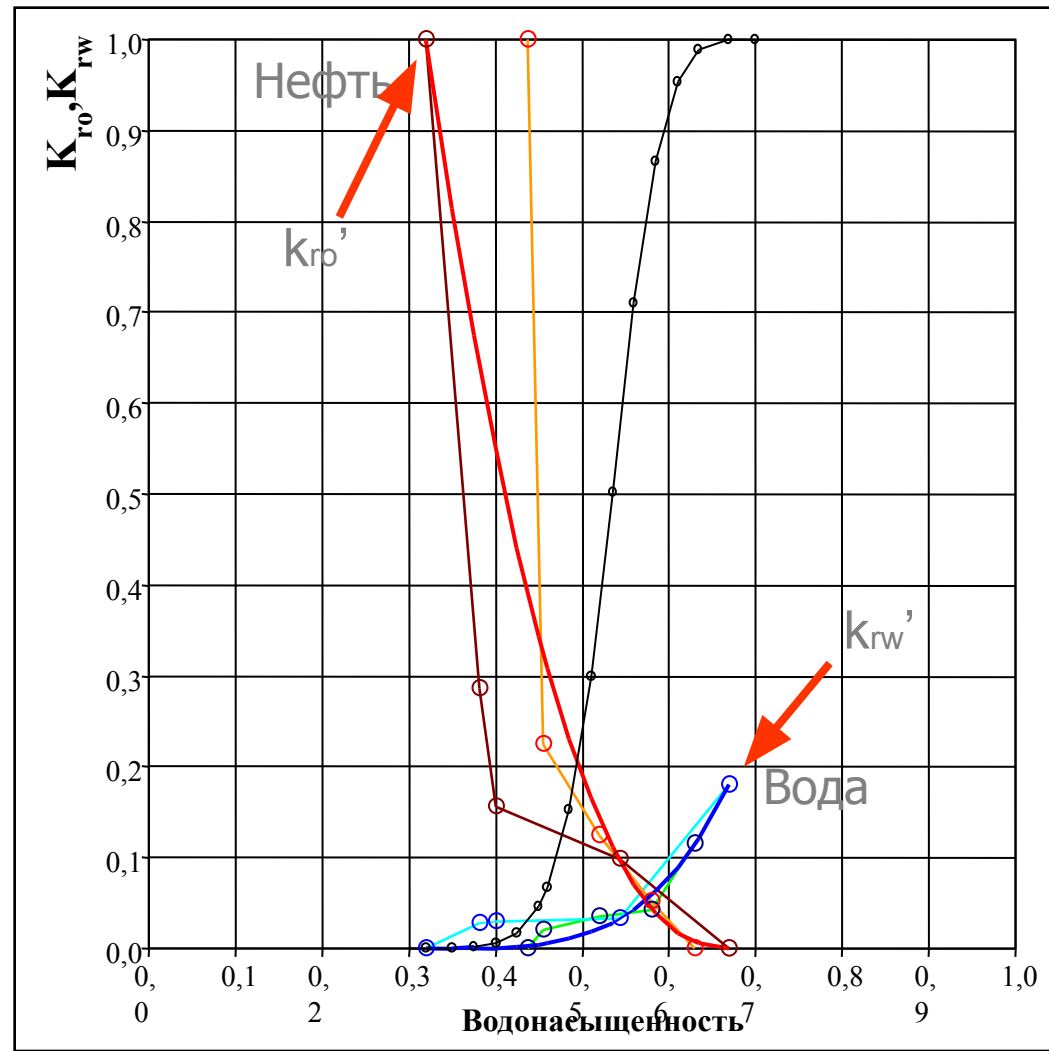


# 1.9. Отношение подвижностей $M$

- Показатель устойчивости фронта вытеснения

Соотношение подвижностей,  $M = \frac{k'_{rw} / \mu_w}{k'_{ro} / \mu_o}$

$$M = \frac{0,18 / 0,5}{1,0 / 1,8} = \frac{0,36}{0,55} = 0,65$$



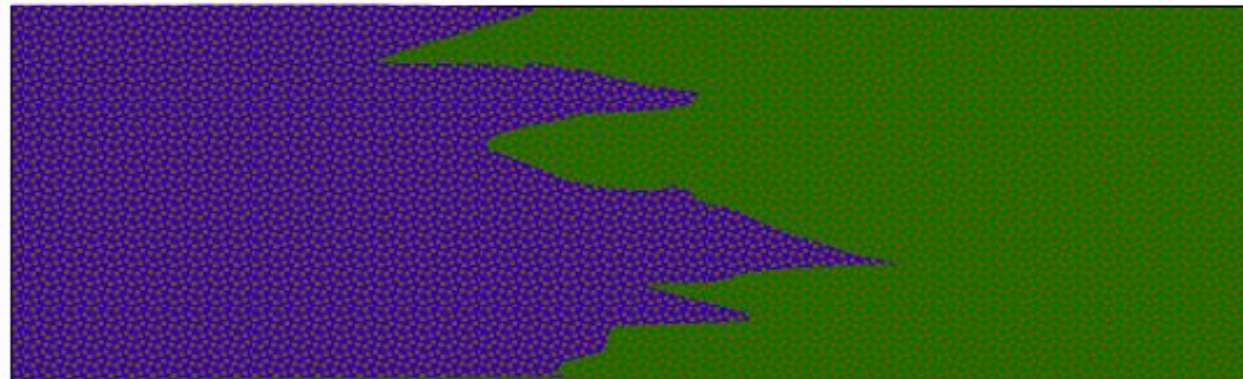
# 1.9. Отношение подвижностей $M$

(a)



$$M < 1$$

(b)



$$M > 1$$

## **2. Физико-химические свойства пластовых флюидов**

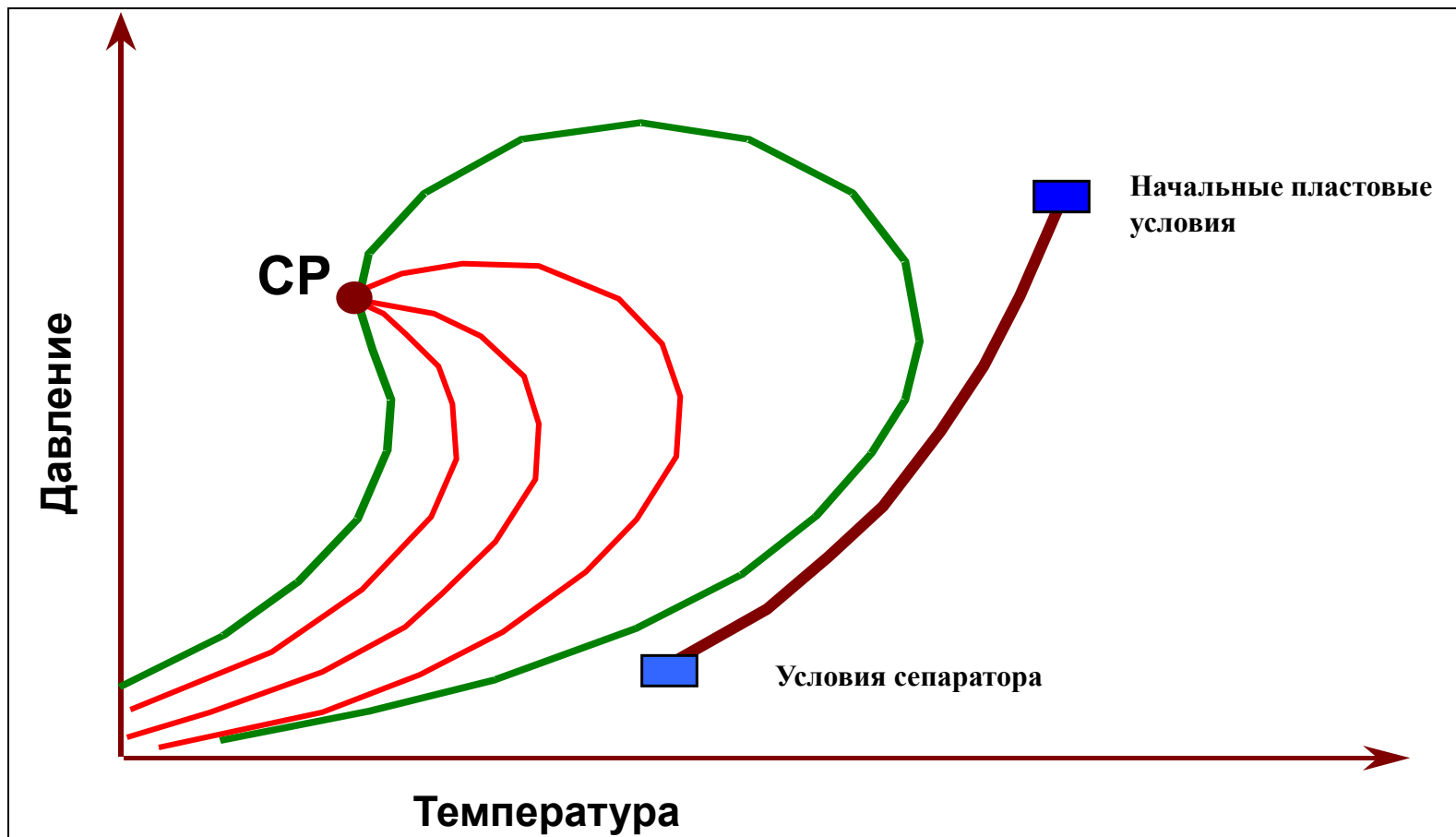
# 2.1. Физико-химические свойства пластовых флюидов

Таблица 1. Пластовые флюиды и их характеристики.

Характеристика	Битуминозная нефть	Тяжелая нефть	Средняя нефть	Легкая нефть	Газоконденсат	Сухой и жирный газ
Начальная молекулярная масса	150+	80-150	60-80	40-60	40-23	<23
Доля C7+ (% мол.)	>50	30-50	25-35	10-30	12-1	0-1
Газовый фактор (м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> )	0-35	35-124	124-213	213-623	623-5345	3550+
Объемный коэффициент нефти (м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> )	1.0-1.1	1.1-1.3	1.3-1.7	1.7-3.0	3.0-20.0	20.0+
Давление насыщения (атм)	34	20-340	135-340	200-500	200-610	-
Относительная плотность в градусах API	5-15	15-40	34-45	42-55	45-60	45+

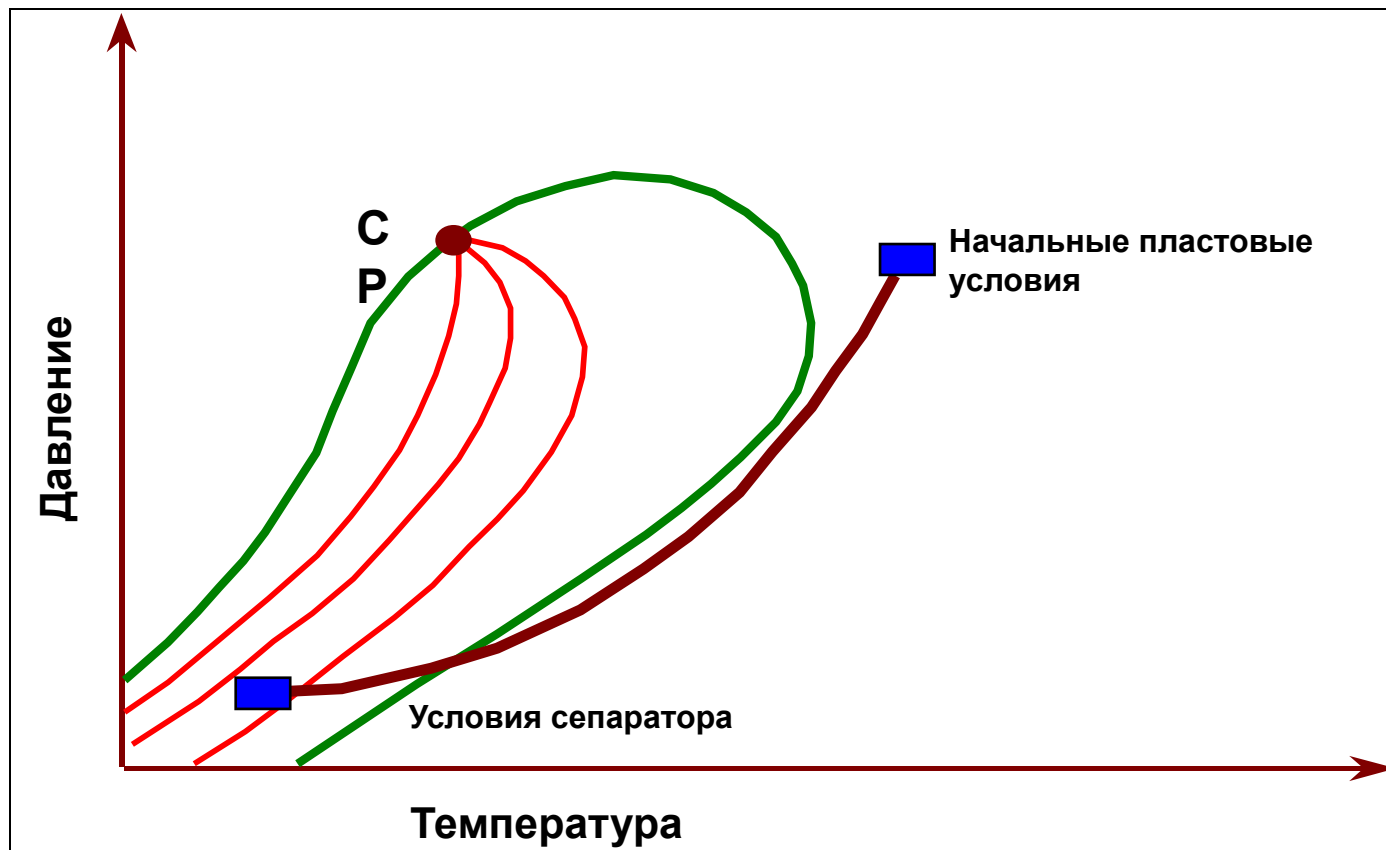
## 2.2. Фазовые диаграммы

- Диаграмма «давление-температура»
- Сухой газ



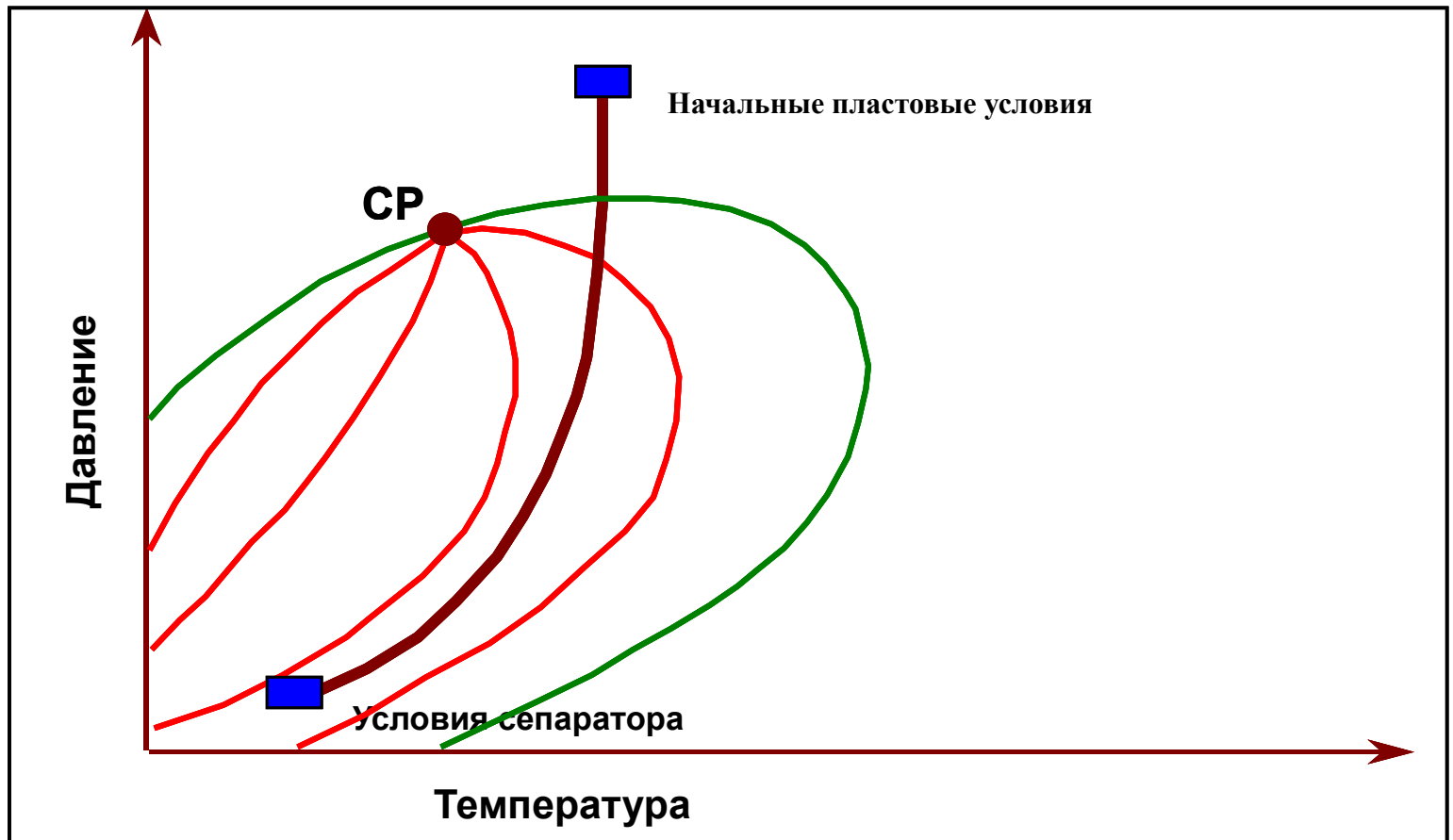
## 2.2. Фазовые диаграммы

- Диаграмма «давление-температура»
- Жирный газ



## 2.2. Фазовые диаграммы

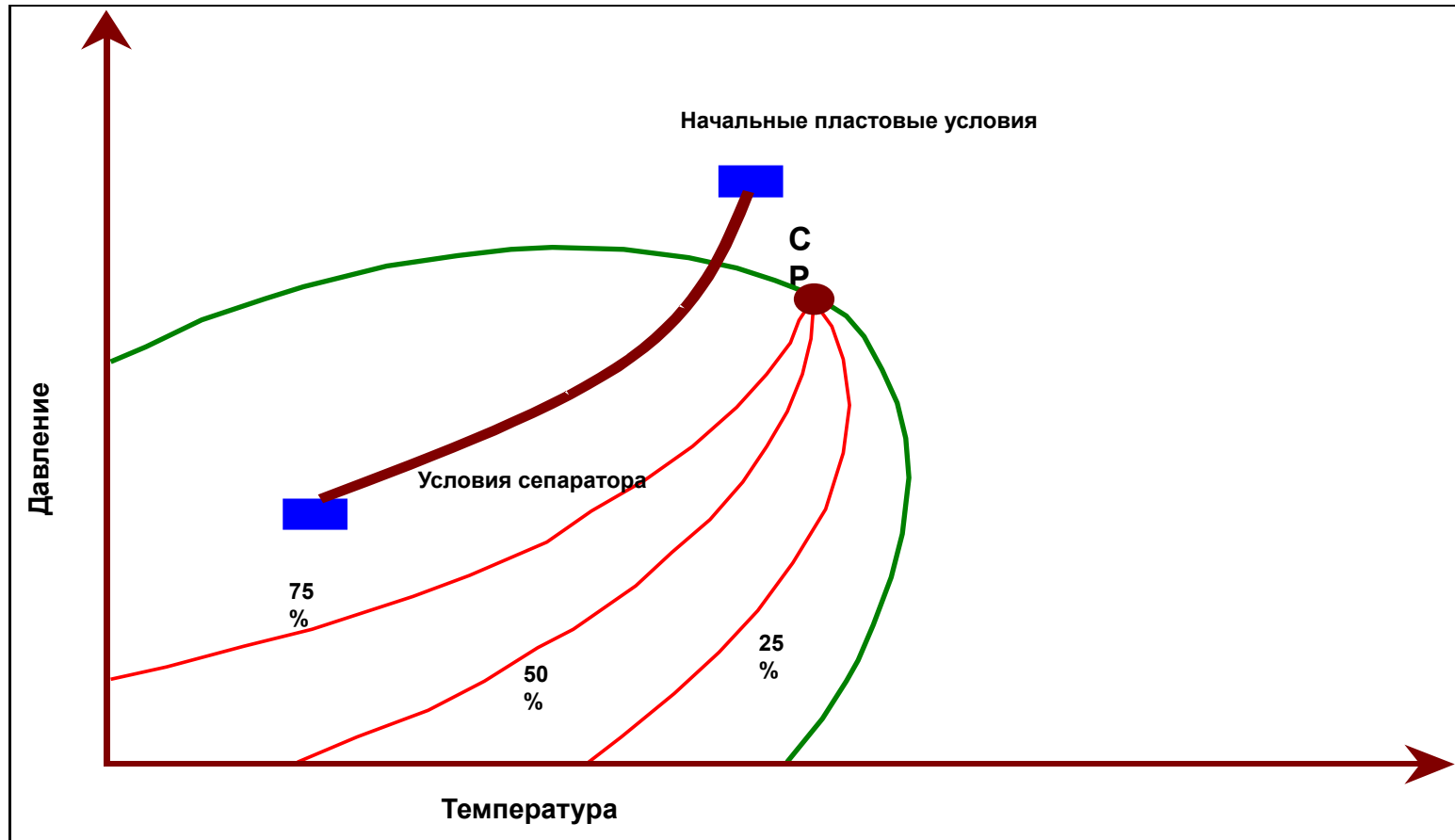
- Диаграмма «давление-температура»
- Газоконденсат





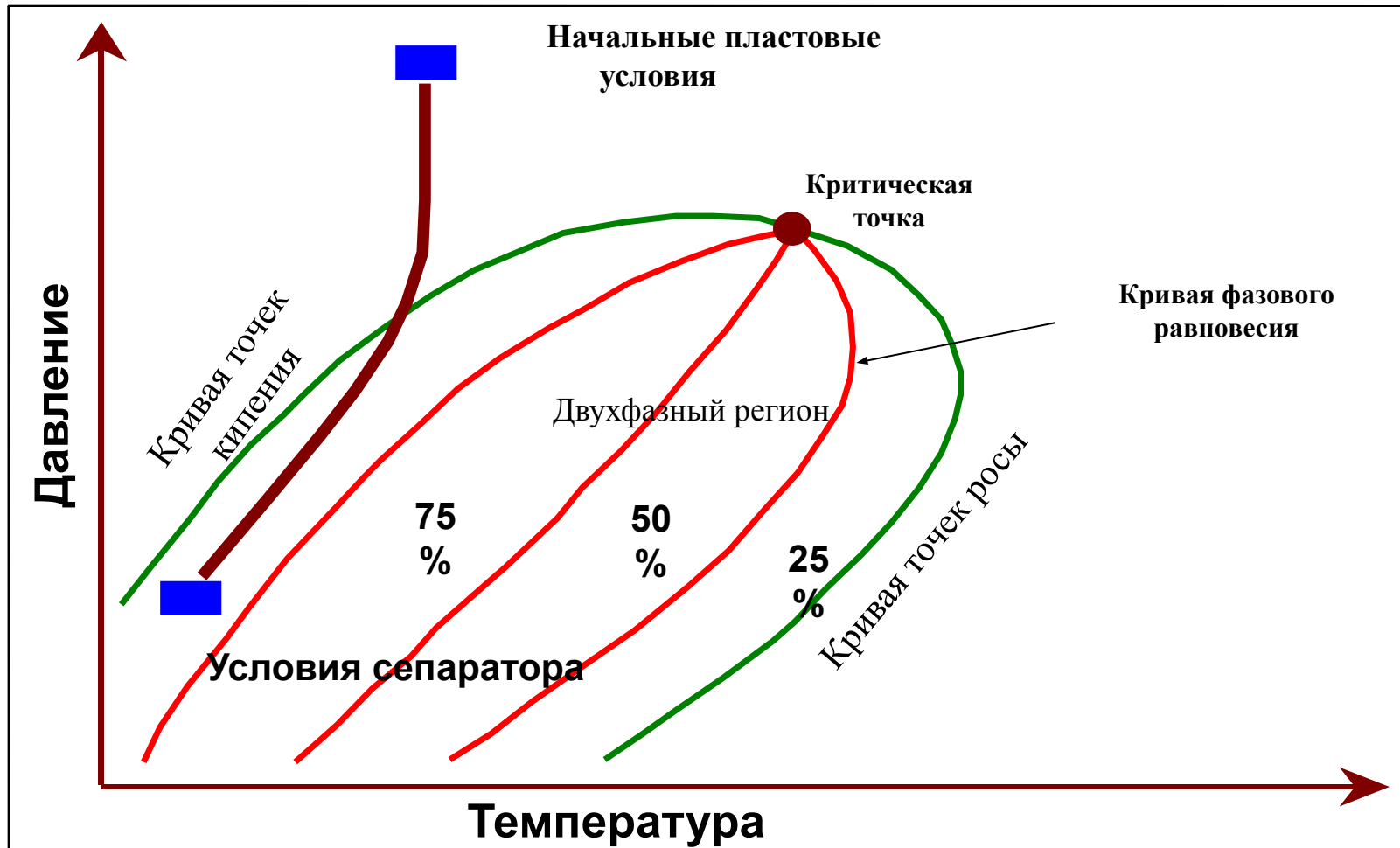
## 2.2. Фазовые диаграммы

- Диаграмма «давление-температура»
- Летучая нефть

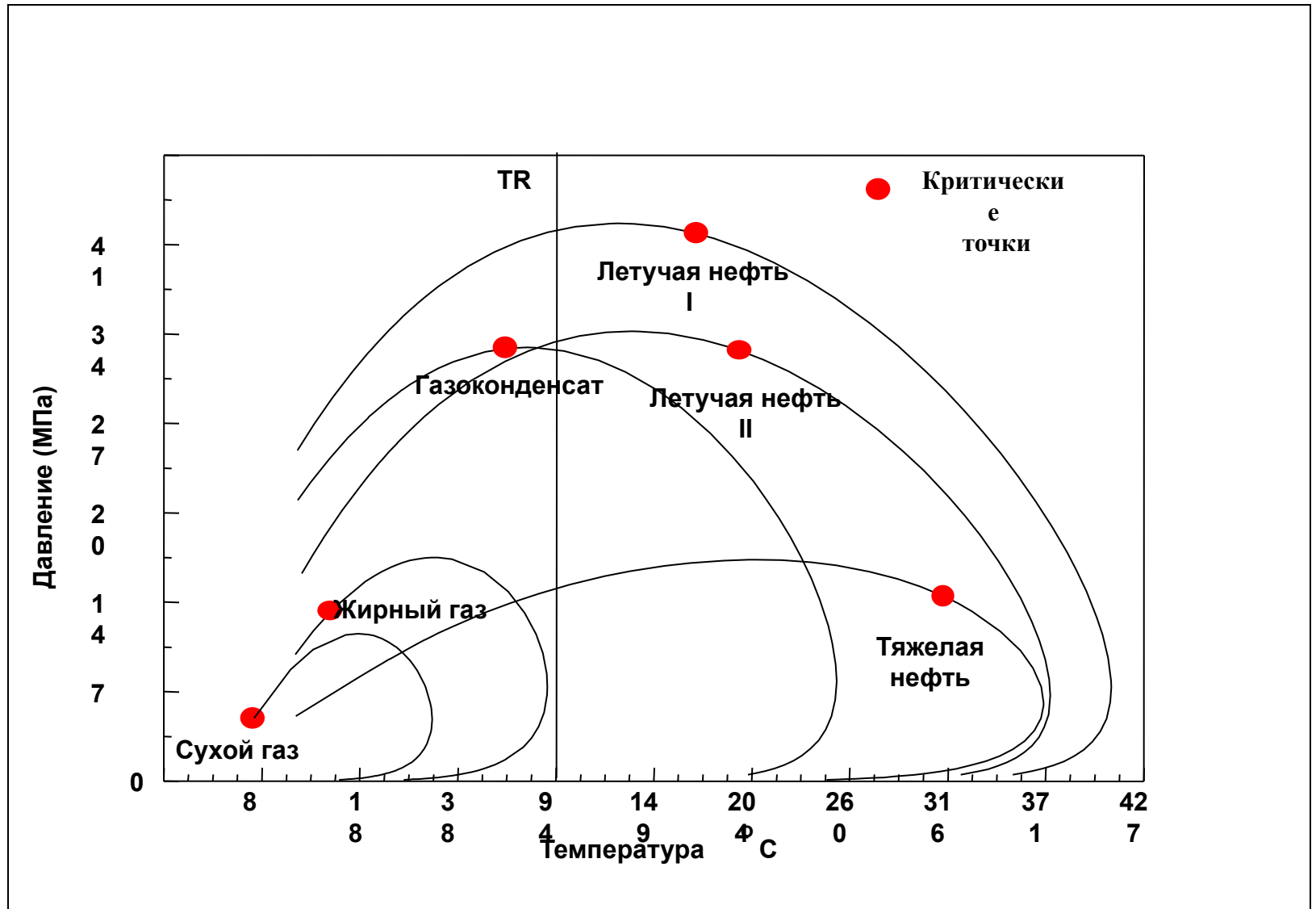


## 2.2. Фазовые диаграммы

- Диаграмма «давление-температура»
- Тяжелая нефть



## 2.2. Фазовые диаграммы

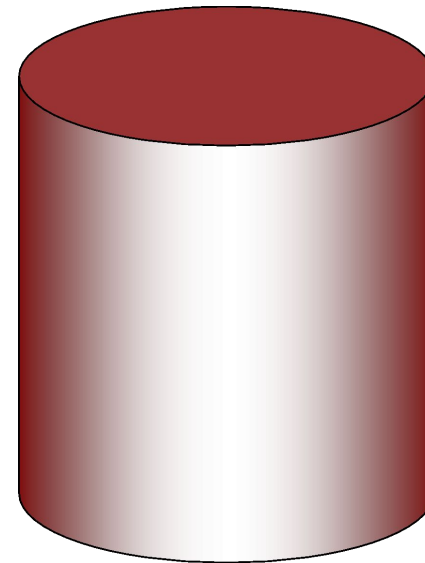
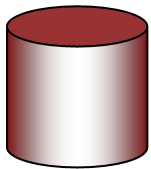


## 2.3. Стандартные условия

- 0,101325 МПа (1 атм) и 20° С
- 14,7 psi и 60 °F
- Товарная нефть

## 2.4. Свойства газов

### ОБЪЕМНЫЙ КОЭФИЦИЕНТ ГАЗА



**Пластовые условия**

**Стандартные  
условия**

## 2.4. ОБЪЕМНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ ГАЗА

Объем, занимаемый произвольным количеством газа  
при пластовом P&T

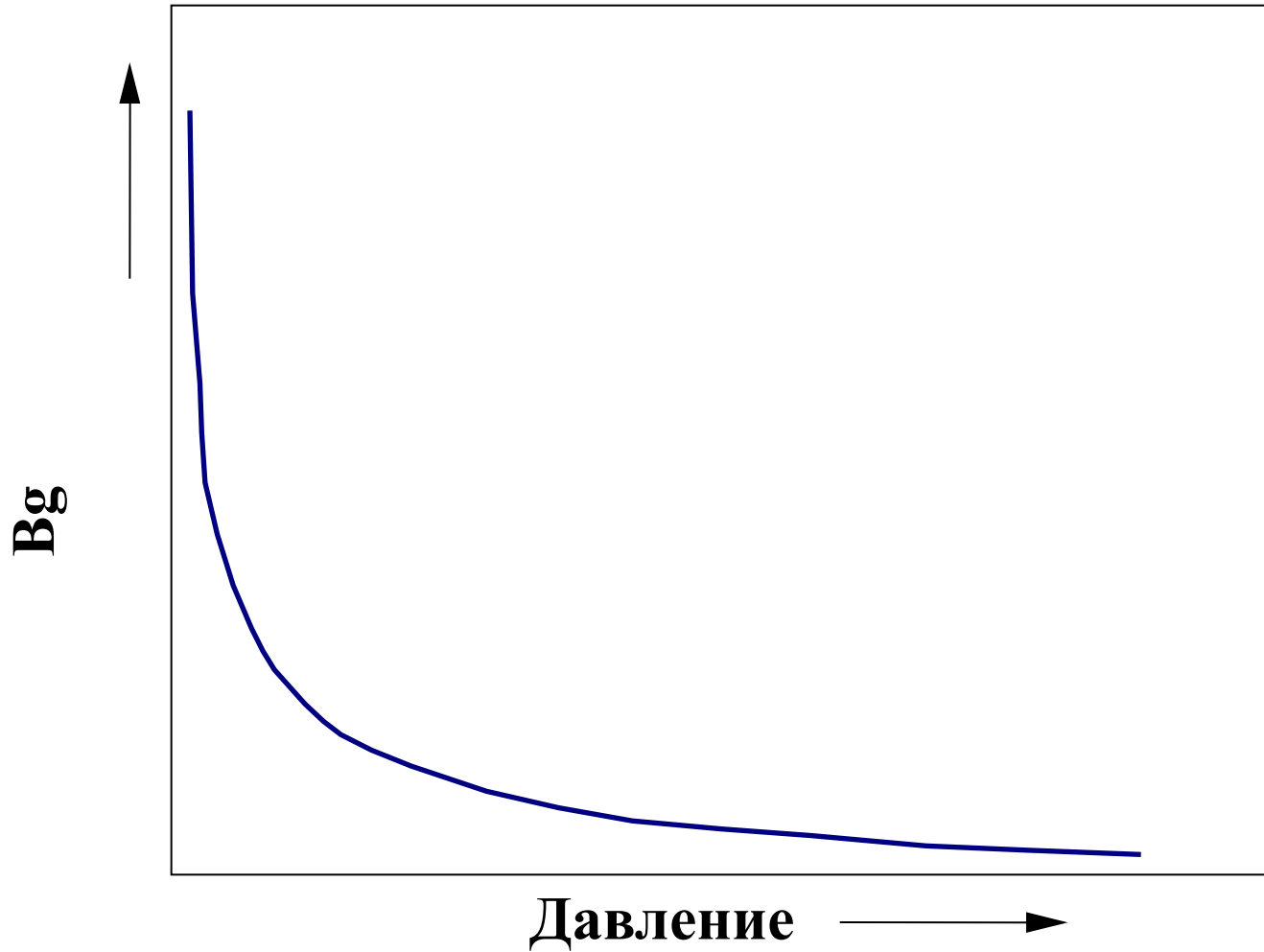
---

Объем, занимаемый тем же количеством  
газа  
при стандартных P&T

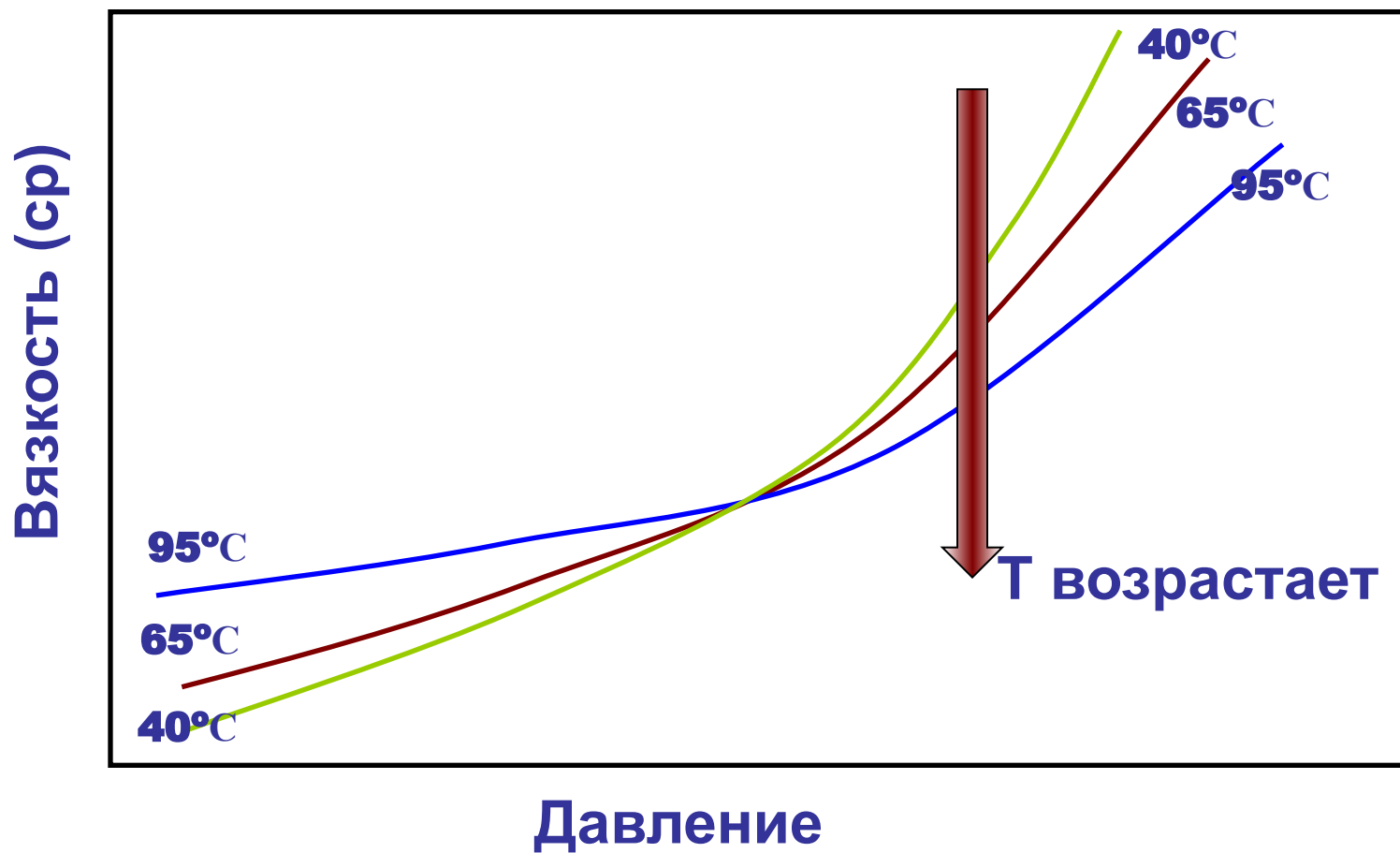
Единицы измерения –  $\text{м}^3/\text{м}^3$

$$B_g = \frac{V_R}{V_{SC}}$$

## 2.4. ОБЪЕМНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ ГАЗА



## 2.4. Вязкость газа





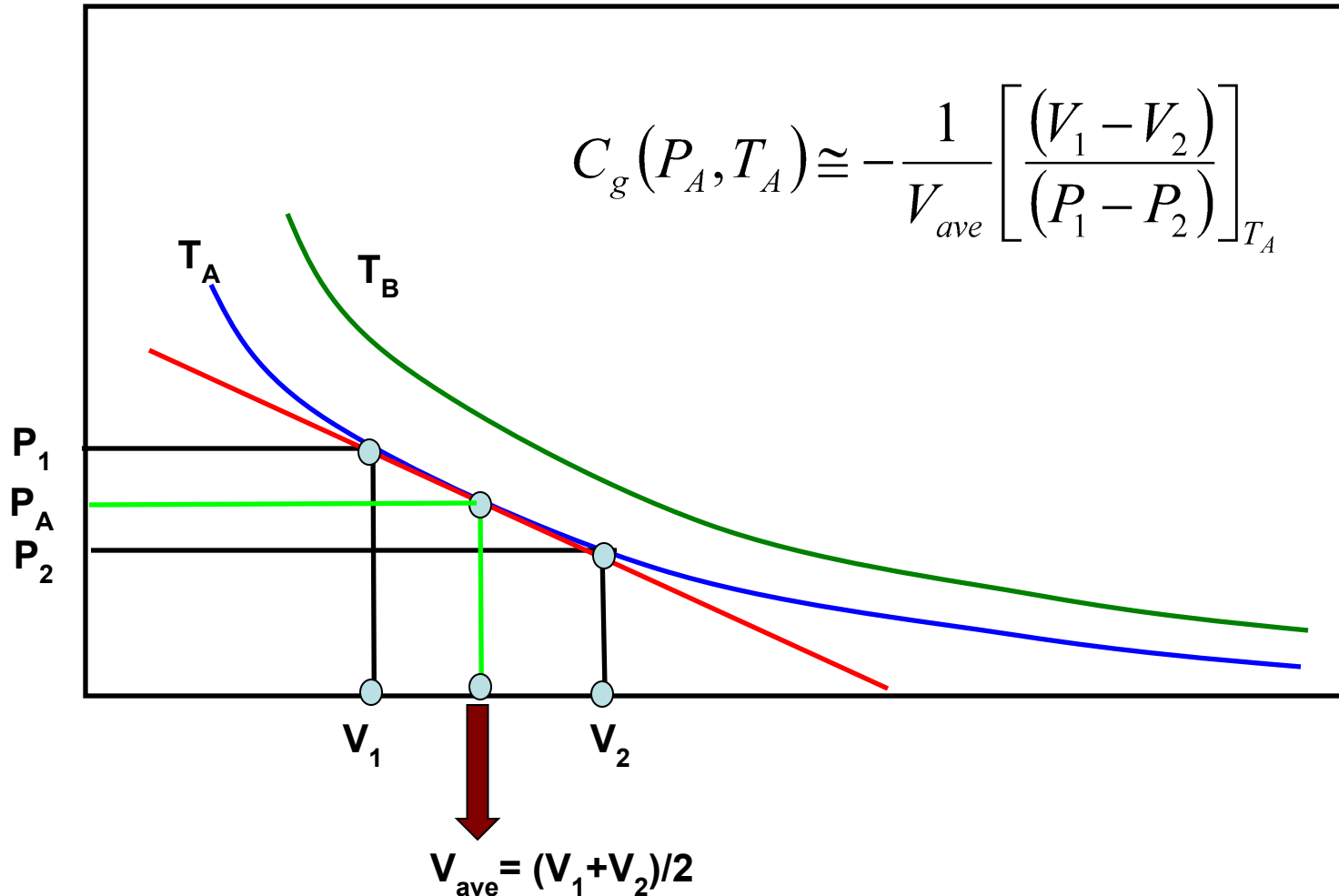
## 2.4. Коэффициент изотермической сжимаемости газа

$$C_g(P_A, T_A) = -\frac{1}{V} \left[ \frac{\partial V}{\partial P} \right]_{T_A}$$

Частная производная вычисляется для постоянного значения температуры  $T_A$ .

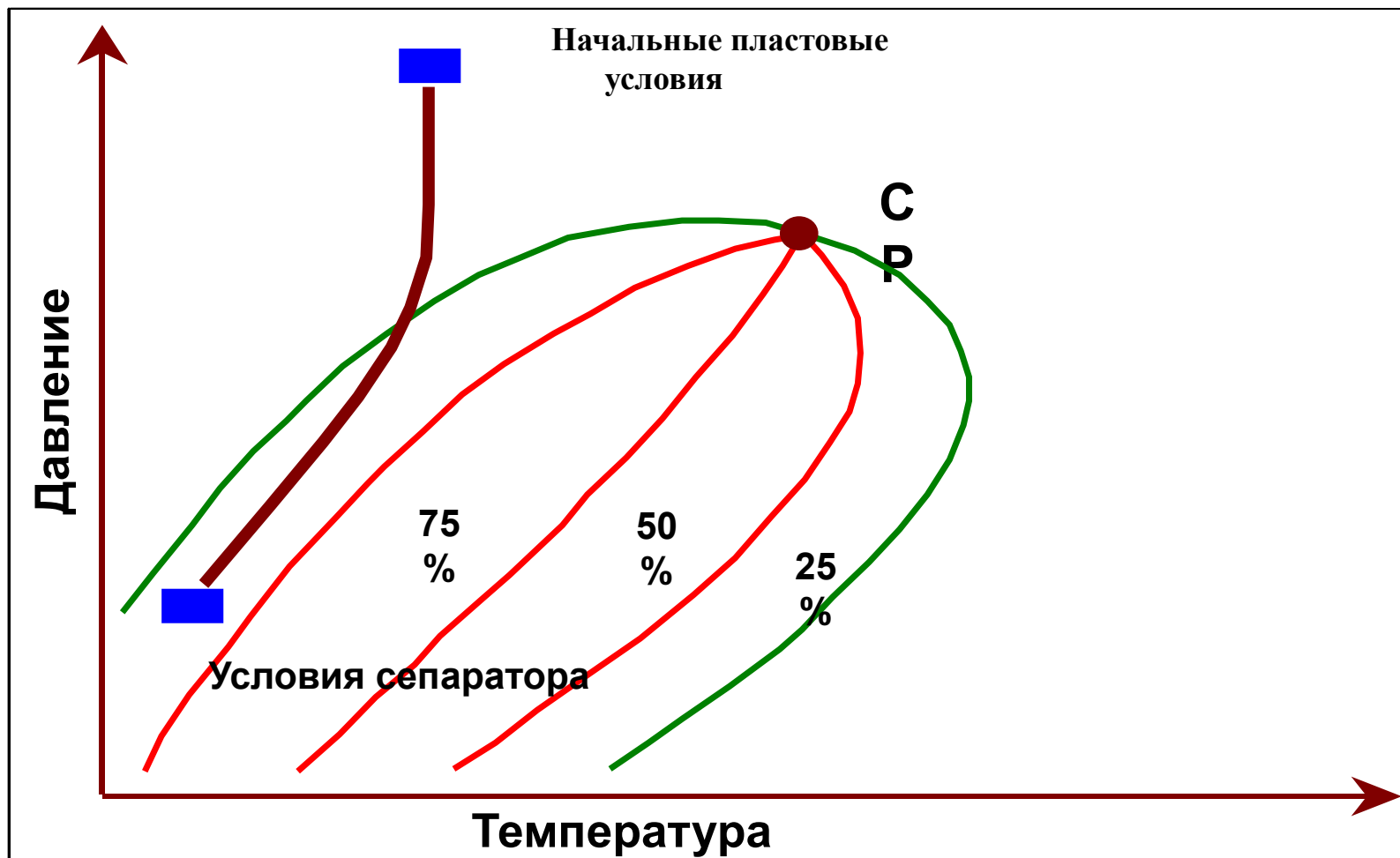
Единицы измерения – 1/атм

## 2.4. Коэффициент изотермической сжимаемости газа.



## 2.5. Свойства тяжелой нефти.

- Диаграмма «давление-температура»
- Тяжелая нефть



## 2.5. Свойства тяжелой нефти.

- Объемный коэффициент нефти -  $V_o$
- Общий объемный коэффициент -  $V_t$
- Газосодержание нефти (газовый фактор) –  $R_s$
- Вязкость нефти -  $\mu$
- Силы межфазного натяжения -  $\sigma$
- Коэффициент изотермической сжимаемости нефти –  $C_o$
- Плотность нефти -  $\rho_o$

## 2.5. Удельная плотность нефти

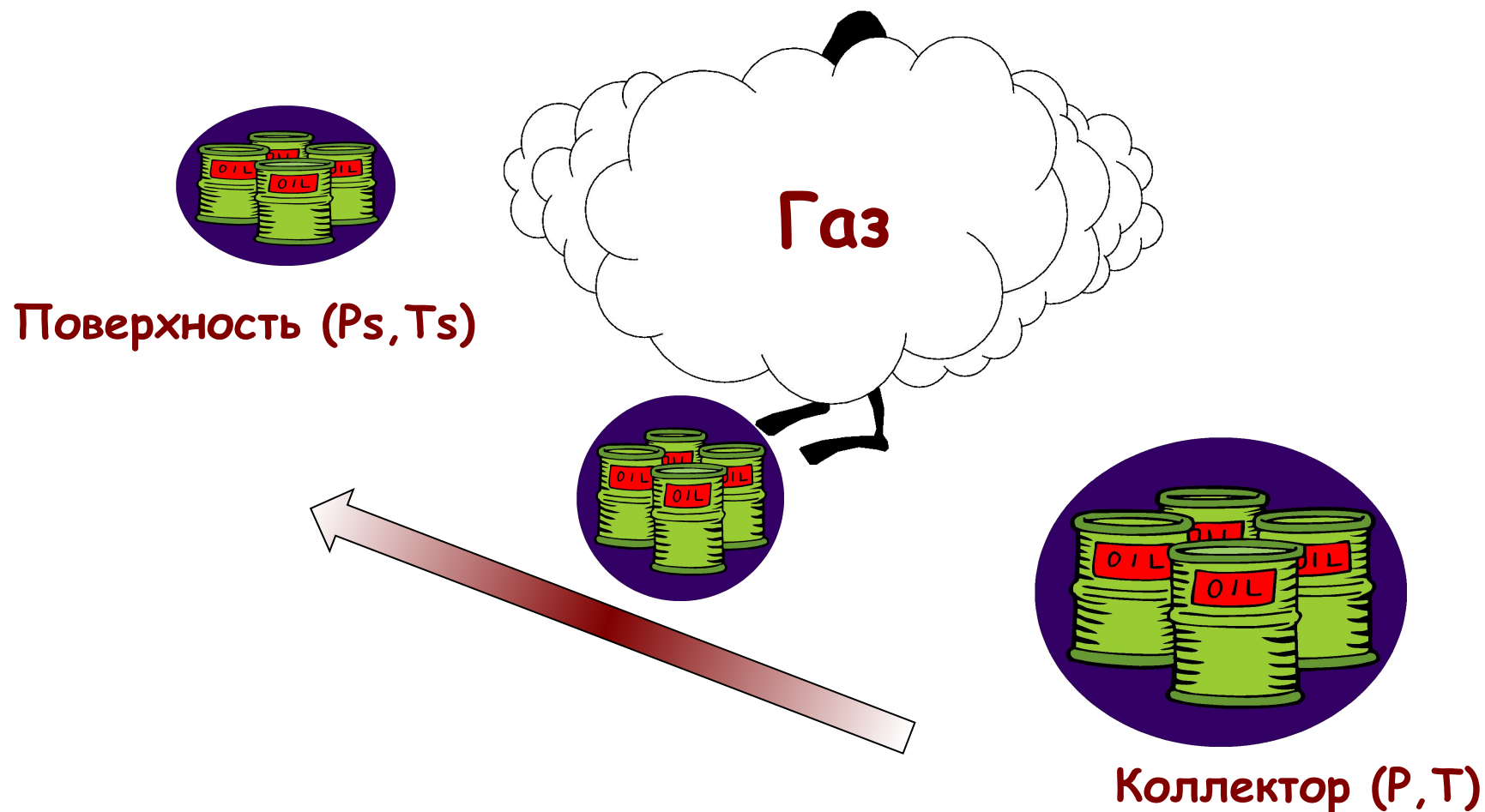
$$\gamma_o = \frac{\rho_o(P_1, T_1)}{\rho_w(P_1, T_1)}$$

Единицы API

$$^{\circ} API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

$\gamma_o$ -относительная плотность нефти при 20°C

## 2.5. Объемный коэффициент нефти

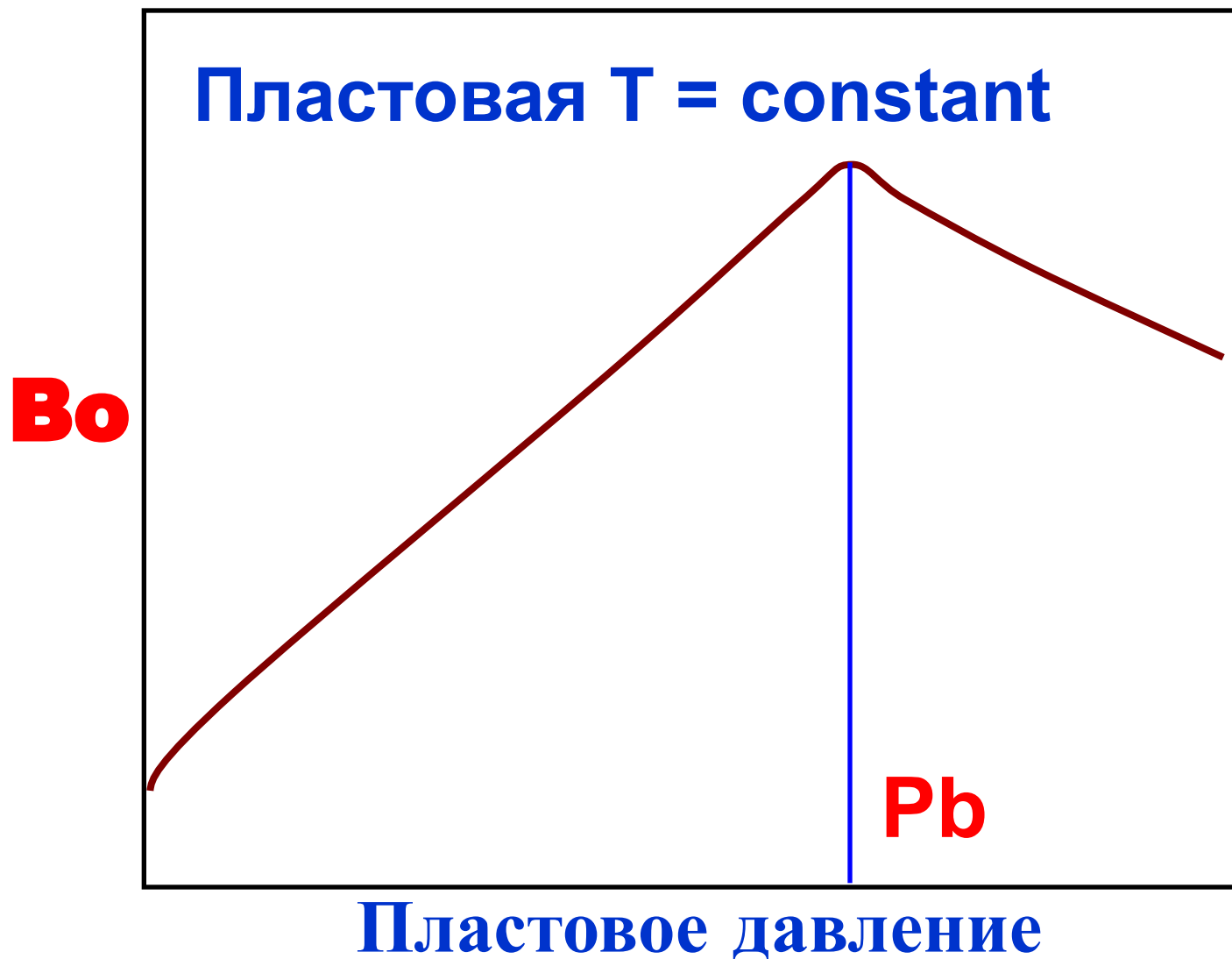


## 2.5. Объемный коэффициент нефти

$$B_0 = \frac{\text{Объем нефти и растворенного в ней газа при пластовых условиях}}{\text{Объем нефти при стандартных условиях}}$$

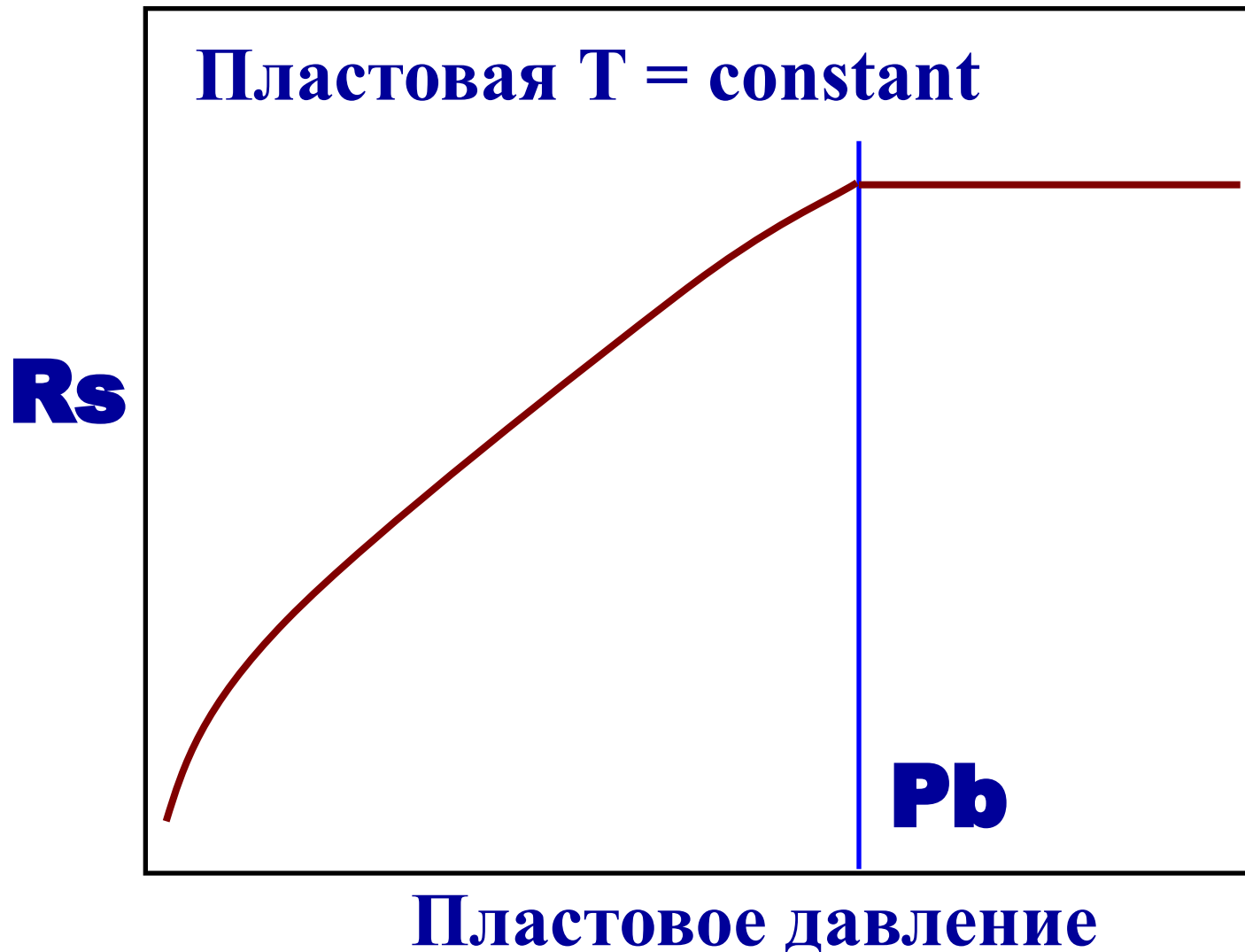
Единицы измерения – куб.м./куб.м.

## 2.5. Объемный коэффициент нефти

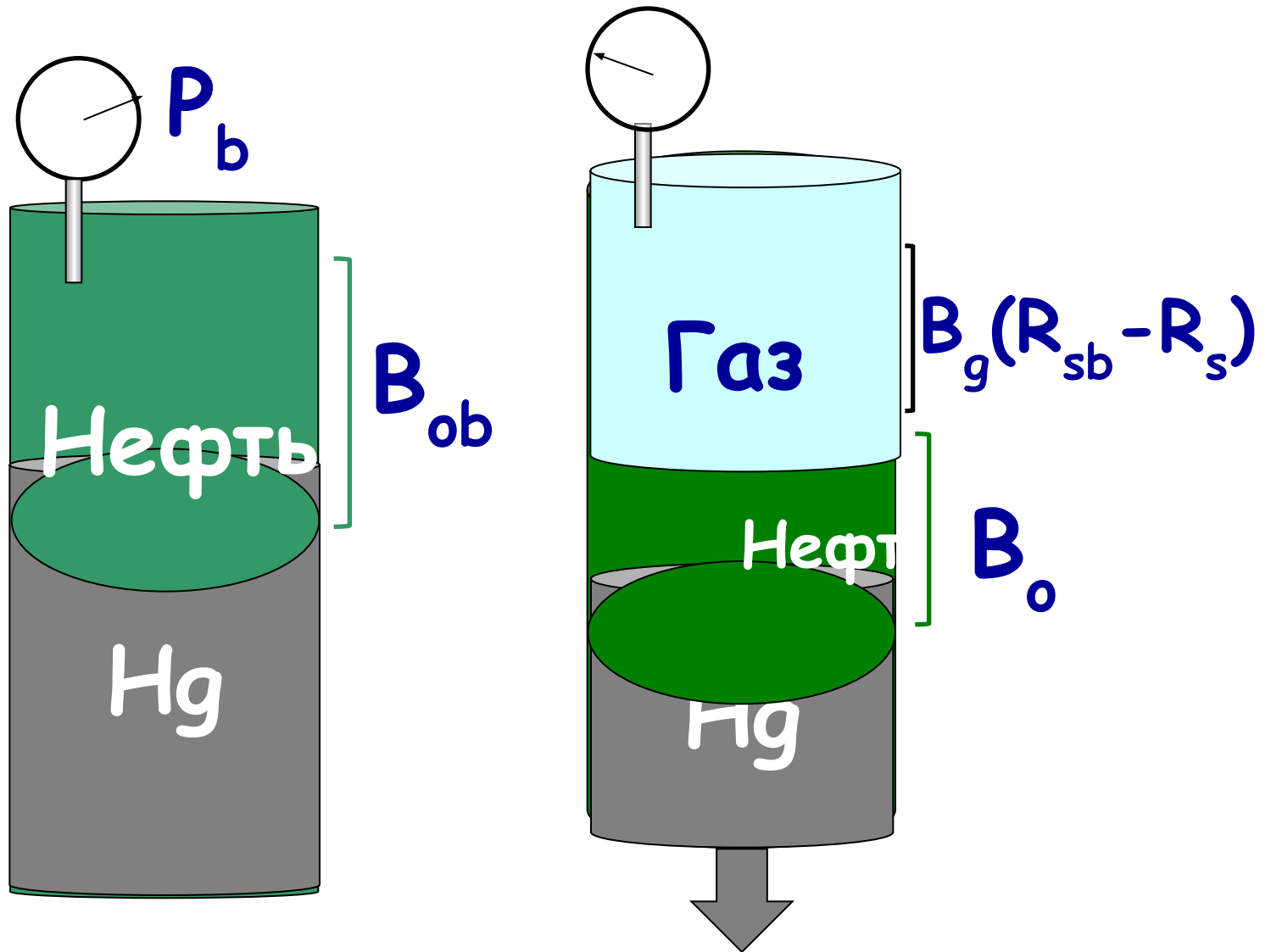




## 2.5. Газосодержание нефти



## 2.5. Общий объемный коэффициент



## 2.5. Общий объемный коэффициент

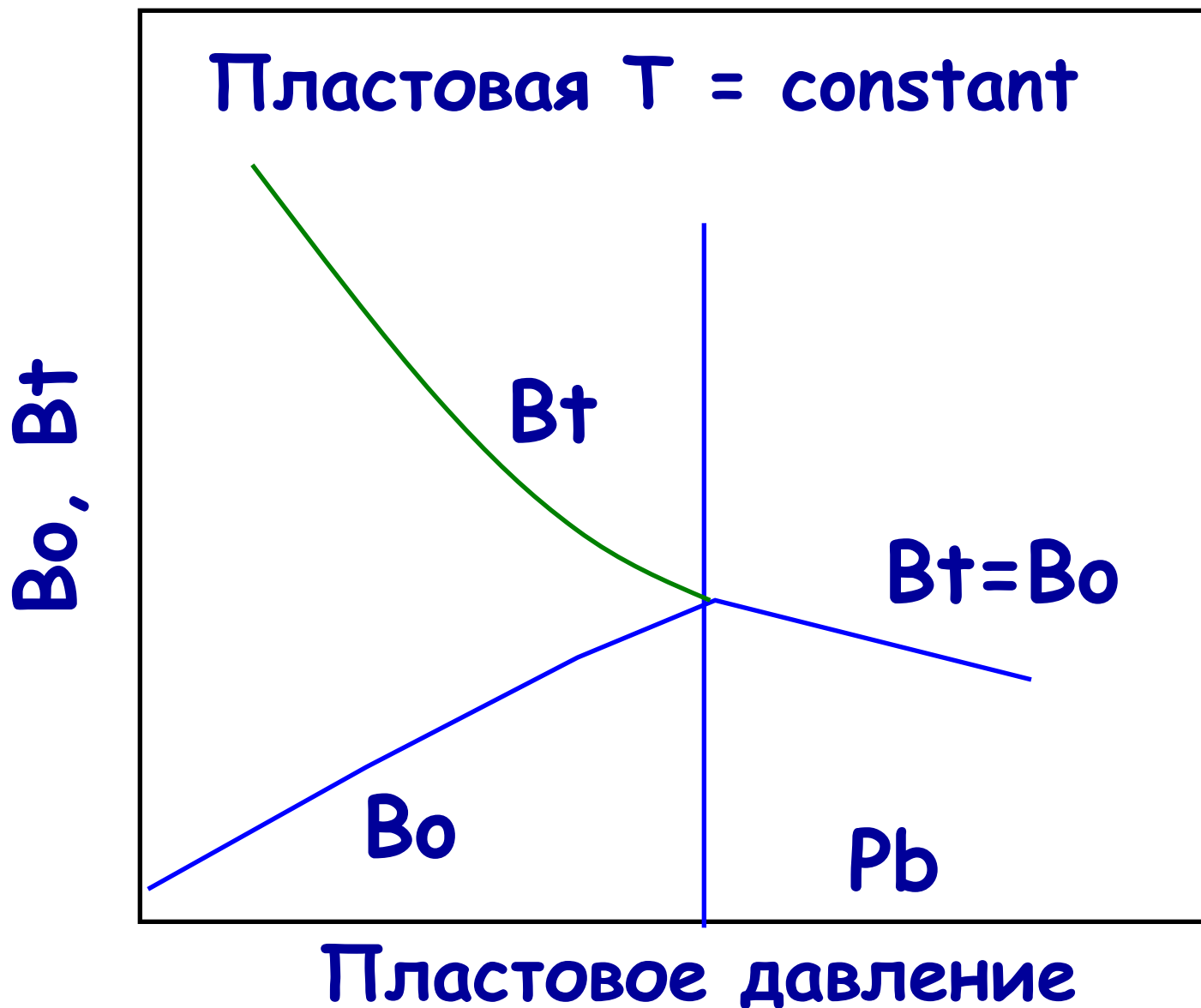
- Также двухфазный объемный коэффициент.

$$B_t = B_o + B_g (R_{sb} - R_s)$$

Единицы...

Куб.м./куб.м.

## 2.5.Общий объемный коэффициент

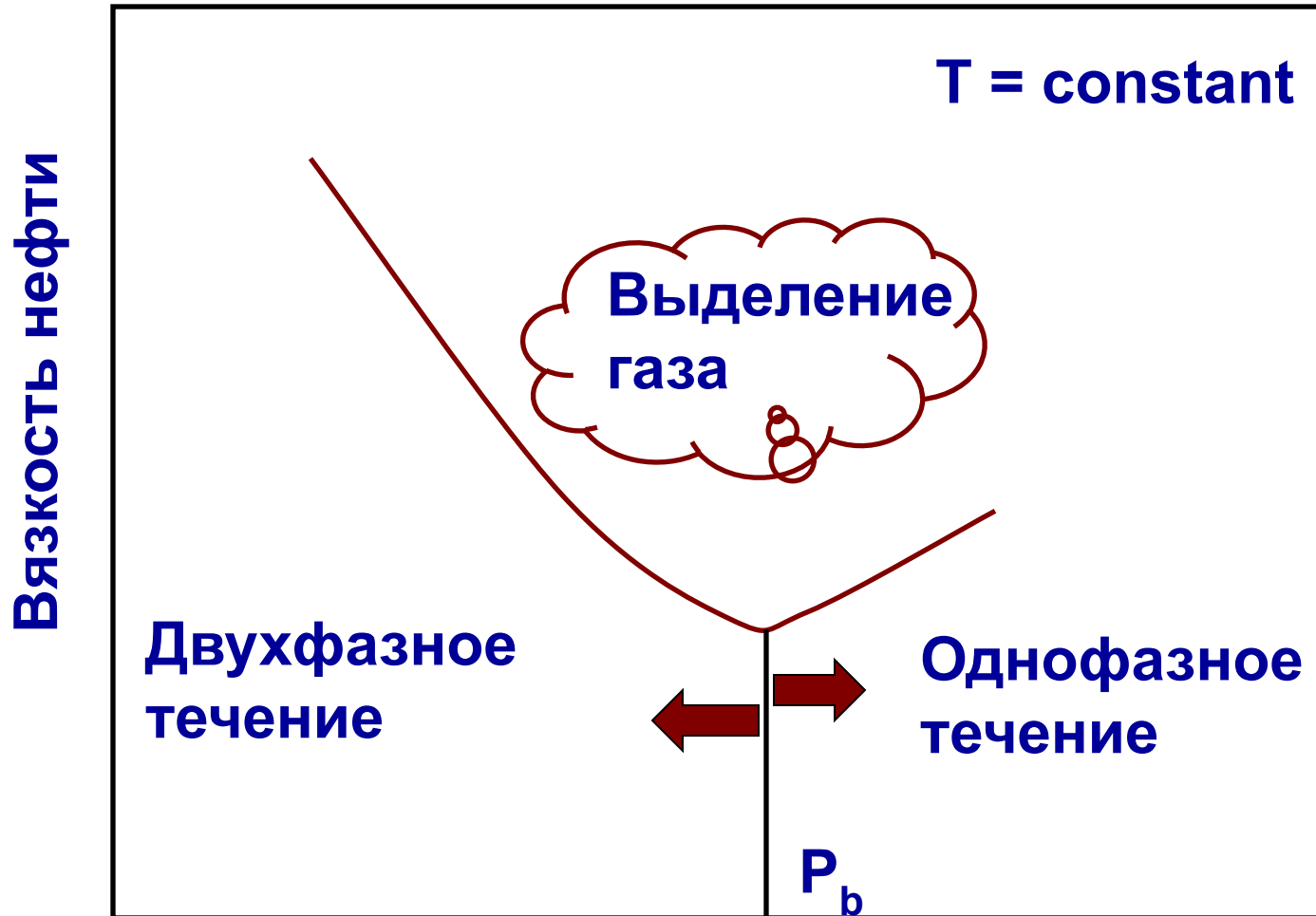


## 2.5. Коэффициент изотермической сжимаемости нефти

$$C_o(P_A, T_A) = -\frac{1}{V} \left[ \frac{\partial V}{\partial P} \right]_{T_A}$$

Частная производная вычисляется для постоянного значения температуры  $T_A$ .

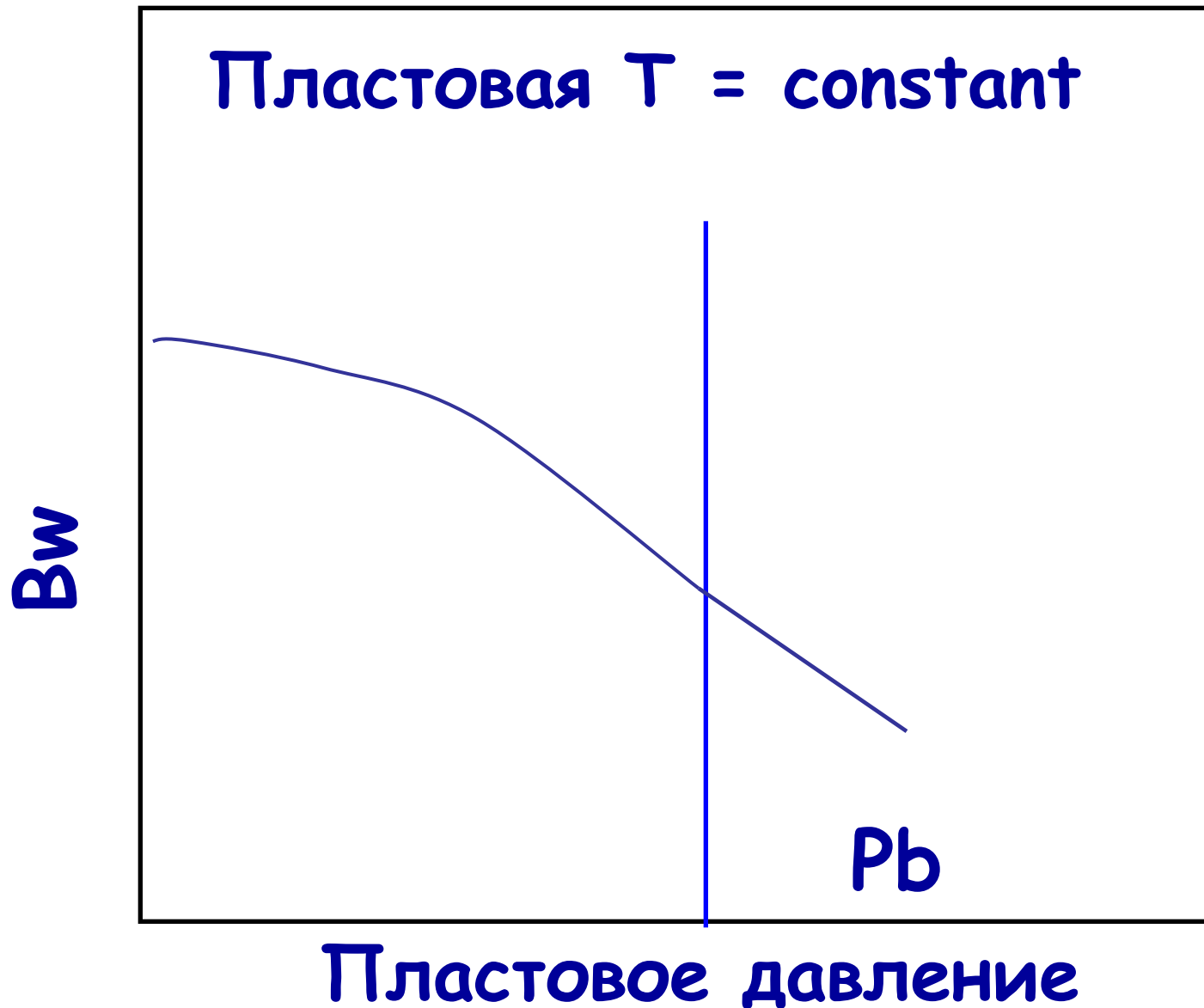
## 2.5. Вязкость нефти



## 2.6. Свойства пластовой воды

- Объемный коэффициент воды –  $B_w$
- Вязкость воды-  $\mu_w$
- Растворимость газа в воде -  $R_{sw}$
- Изотермическая сжимаемость воды -  $C_w$

## 2.6. Объемный коэффициент воды





## 2.6. Объемный коэффициент воды

$$B_w = A_1 + 14.7 \times A_2 \times p + 216 \times p^2$$

$$A_i = a_1 + a_2 \times (1.8 \times T + 32) + a_3 \times (1.8 \times T + 32)^2$$

$p$  – давление – (атм)

$T$  – температура – ( $^{\circ}\text{C}$ )

<b>A<sub>i</sub></b>	<b>a<sub>1</sub></b>	<b>a<sub>2</sub></b>	<b>a<sub>3</sub></b>
<b>A1</b>	0.9911	$6.35 \times 10^{-5}$	$8.5 \times 10^{-7}$
<b>A2</b>	$-1.093 \times 10^{-6}$	$-3.497 \times 10^{-9}$	$4.57 \times 10^{-12}$
<b>A3</b>	$-5 \times 10^{-11}$	$6.429 \times 10^{-13}$	$-1.43 \times 10^{-15}$

## 2.6. Газосодержание воды

- Форма кривой газосодержания воды **совпадает** с формой кривой газосодержания нефти.
- Значения газосодержания воды значительно меньше, чем газосодержание нефти.

$$R_{sw} = A + 14.7 \times B \times p + 216 \times C \times p^2$$

$$A = 2.12 + 3.45 \times 10^{-3} \times (1.8 \times T + 32) - 3.59 \times 10^{-5} \times (1.8 \times T + 32)^2$$

$$B = 0.0107 - 5.26 \times 10^{-5} \times (1.8 \times T + 32) + 1.48 \times 10^{-7} \times (1.8 \times T + 32)^2$$

$$C = 8.75 \times 10^{-7} + 3.9 \times 10^{-9} \times (1.8 \times T + 32) - 1.02 \times 10^{-11} \times (1.8 \times T + 32)^2$$

$p$  – давление – (атм)

$T$  – температура – ( $^{\circ}\text{C}$ )

## 2.6. Вязкость воды

- Корреляция Михана (Meehan).

$$\mu_w = \mu_{wD} \left[ 1 + 7.56 \times p^2 \times (1.8 \times T - 8) \right]$$

$$\mu_{wD} = A + B / (1.8 \times T + 32)$$

$$A = 4.518 \times 10^{-2} + 9.313 \times 10^{-7} \times Y - 3.93 \times 10^{-12} \times Y^2$$

$$B = 70.634 + 9.576 \times 10^{-10} \times Y^2$$

$\mu_w$  – вязкость воды при  $p$  и  $T$

$\mu_{wD}$  – вязкость воды при 1 атм и  $T$

$p$  – давление (атм)

$T$  – температура ( $^{\circ}\text{C}$ )

$Y$  – соленость воды (ppm)

## 2.6. Коэффициент изотермической сжимаемости воды.

$$c_w = \left( C_1 + C_2 \times (1.8 \times T + 32) + C_3 \times (1.8 \times T + 32)^2 \right) \times 10^{-6}$$

$$C_1 = 3.8546 - 1.97 \times 10^{-3} \times p$$

$$C_2 = -0.01052 + 7.01 \times 10^{-6} \times p$$

$$C_3 = 3.9267 \times 10^{-5} - 1.3 \times 10^{-8} \times p$$

$c_w$  – сжимаемость воды (1/атм)

$p$  – давление (атм)

$T$  – температура ( $^{\circ}\text{C}$ )

## 2.7. Эмпирические корреляции

### Давление насыщения

$$P_b = f(R_s, \gamma_g, \gamma_o, T)$$

$R_s$  – газосодержание нефти

$\gamma_o$  – относительная плотность нефти

$\gamma_g$  – относительная плотность нефти

$T$  - температура

## 2.7. Давление насыщения

- **Standing**
- 105 значений давления насыщения на 22 нефтяных месторождениях Калифорнии.

$$P_b = 0.5197 \left( \frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.83} \times 10^{Y_g}$$

$$Y_g = 1.225 + 0.00164T - \frac{1.769}{\gamma_o}$$

$P_b$  – давление насыщения (МПа)

$T$  – пластовая температура (°К)

$R_{sb}$  – газосодержание нефти при давлении насыщения (м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>)

$\gamma_o$  – относительная плотность нефти

$\gamma_g$  – относительная плотность газа

## 2.7. Давление насыщения

- **Lasater**
- 158 значений давления насыщения на 137 нефтяных месторождениях Канады и США.

$$1. \begin{cases} M_o = 1945 - \frac{1451}{\gamma_o}, & \text{if } \gamma_o \leq 0.825 \\ M_o = \left(\frac{0.109}{\gamma_o} - 0.101\right)^{-1.562}, & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$2. Y_g = \frac{0.0148R_{sb}}{0.0148R_{sb} + \frac{1000\gamma_o}{M_o}}$$

$$3. \begin{cases} \frac{P_b\gamma_g}{T} = 8.247 \exp(2.78Y_g) - 4.01, & \text{if } Y_g \leq 0.60 \\ \frac{P_b\gamma_g}{T} = 102.51Y_g^{3.56} + 24.20, & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$4. P_b = \left[ \frac{P_b\gamma_g}{T} \right] \frac{1.8T}{1000\gamma_g}$$

## 2.7. Давление насыщения

- Vasquez and Beggs
- 6004 значений давления насыщения

$$P_b = 0.001 \left[ \frac{R_{sb}}{C_1 \gamma_g \exp\left(\frac{C_3}{\gamma_o T} - \frac{C_4}{T}\right)} \right]^{C_2}$$

where:

	$\gamma_o < 0.876$	$\gamma_o \geq 0.876$
C1	$3.204 \cdot 10^{-4}$	$7.803 \cdot 10^{-4}$
C2	0.8425	0.9143
C3	1881.24	2022.19
C4	1748.29	1879.28



## 2.7. Давление насыщения

- **Glaso**
- 45 значений давления насыщения

$$\log(P_b) = -0.3946 + 1.7447 \log(P_p^*) - 0.30218 (\log(P_p^*))^2$$

$$P_b^* = 4.087 \left( \frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.816} \frac{(1.8T - 460)^{0.172}}{\left( \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \right)^{0.989}}$$

## 2.7. Газосодержание нефти

$$R_s = f(P_b, \gamma_g, \gamma_o, T)$$

## 2.7. Газосодержание нефти

- Standing

$$R_s = \gamma_g \left( \frac{1.92 P_b}{10^{Y_g}} \right)^{1.204}$$

$$Y_g = 1.225 + 0.00164T - \frac{1.769}{\gamma_o}$$

## 2.7. Газосодержание нефти

- Lasater

$$1. \begin{cases} M_o = 1945 - \frac{1451}{\gamma_o}, & \text{if } \gamma_o \leq 0.825 \\ M_o = \left(\frac{0.109}{\gamma_o} - 0.101\right)^{-1.562}, & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$2. \begin{cases} Y_g = 0.359 \ln\left(\frac{118.7P\gamma_g}{1.8T} + 0.476\right), & \text{if } \frac{P_b\gamma_g}{T} < 40.7 \\ Y_g = \left(\frac{9.8P\gamma_g}{1.8T} - 0.236\right)^{0.281}, & \text{otherwise} \end{cases}$$

$$3. R_s = \frac{23643\gamma_o Y_g}{M_o(1 - Y_g)}$$

## 2.7. Газосодержание нефти

- Vasquez and Beggs

$$R_s = C_1 \gamma_g (1000 P_b)^{C_2} \exp\left(\frac{C_3}{\gamma_o T} - \frac{C_4}{T}\right)$$

where:

	$\gamma_o < 0.876$	$\gamma_o \geq 0.876$
C1	$3.204 \cdot 10^{-4}$	$7.803 \cdot 10^{-4}$
C2	1.1870	1.0937
C3	1881.24	2022.19
C4	1748.29	1879.28

## 2.7. Газосодержание нефти

- Petrosky & Farshad

$$R_s = 0.1781 \gamma_g^{1.46156} 10^X (1.2867 P_b + 12.340)^{1.7319}$$

$$X = 2.9232 \times 10^{-4} \left( \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \right)^{1.5410} - 1.6843 \times 10^{-5} (1.8T - 460)^{1.3911}$$

## 2.7. Объемный коэффициент нефти

$$B_o = f(R_s, \gamma_g, \gamma_o, T)$$

## 2.7. Объемный коэффициент нефти

### Standing

$$\begin{cases} B_o = 0.972 + 0.000147F^{1.175}, & \text{if } P_r \leq P_b \quad (*) \\ B_o = B_{ob} \exp(c_o(P_b - P)), & \text{if } P_r > P_b \quad B_{ob} = B_o \text{ from } (*) \end{cases}$$

$$F = 5.615R_s \left( \frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 2.25T - 575$$

$B_o$  – объемный коэффициент нефти ( $\text{м}^3/\text{м}^3$ )

$B_{ob}$  – объемный коэффициент нефти при давлении насыщения ( $\text{м}^3/\text{м}^3$ )

$R_s$  – газосодержание ( $\text{м}^3/\text{м}^3$ )



## 2.7. Объемный коэффициент нефти

- Vasquez and Beggs

$$B_o = 1 + C_1 R_s + F(C_2 + C_3 R_s)$$

where:

	$\gamma_o < 0.876$	$\gamma_o \geq 0.876$
C1	$2.622 \cdot 10^{-3}$	$2.626 \cdot 10^{-3}$
C2	$1.100 \cdot 10^{-5}$	$1.751 \cdot 10^{-5}$
C3	$1.337 \cdot 10^{-9}$	$-1.811 \cdot 10^{-8}$

$$F = \frac{254.7T}{\gamma_o} - 236.7T - \frac{73580}{\gamma_o} + 68380$$

## 2.7. Объемный коэффициент нефти

- Shilov

$$\ln(B_o) = 0.0516 + 0.00241R_s - 0.000860P + 0.000474T - 0.000267(\rho_o)_{sc} + \\ + 0.0557(\rho_g)_{sc}$$

$R_s$  – газосодержание нефти ( $\text{м}^3/\text{т}$ )

$(\rho_o)_{sc}$  – плотность разгазированной нефти в стандартных условиях ( $\text{кг}/\text{м}^3$ )

$(\rho_g)_{sc}$  – плотность газа в стандартных условиях ( $\text{кг}/\text{м}^3$ )

## 2.7. Сжимаемость нефти

- Vasquez and Beggs

$$C_o = \frac{2.81R_s + 30.6T - 1180\gamma_g + \frac{1784}{\gamma_o} - 10910}{P \cdot 10^5}$$

- Petrosky & Farshad

$$C_o = 3.45105 \cdot 10^{-7} \times R_s \cdot 10^{0.69357} \times \gamma_g^{0.1885} \left( \frac{141500}{\gamma_o} - 131.5 \right)^{0.3271} \times \\ \times (1.8T - 459.4)^{0.6729} \times P^{-0.5906}$$

## 2.7. Плотность нефти

- **Standing**

$$\begin{cases} \rho_o = \frac{1000\gamma_o + 1.224\gamma_g R_s}{B_o}, & \text{if } P \leq P_b \\ \rho_o = \rho_{ob} \exp(c_o(P - P_b)), & \text{if } P > P_b \end{cases} \quad (*)$$

$\rho_{ob}$  = плотность нефти при давлении насыщения, вычисленная с помощью (\*) где  $R_s = R_{sb}$  и  $B_o = B_{ob}$  [кг/м<sup>3</sup>]

- **Shilov**

$$\begin{aligned} \ln(\rho_o) = & 4.12 - 0.4299B_o - 2.581 \cdot 10^{-6} R_s + 3.649 \cdot 10^{-4} P - 7.141 \cdot 10^{-4} T + \\ & + 0.4904 \ln(\rho_o)_{sc} - 1.346 \cdot 10^{-2} \ln(\rho_g)_{sc} \end{aligned}$$

## 2.7. Вязкость нефти.

- Вязкость разгазированной нефти.
- Вязкость насыщенной нефти – вязкость нефти при давлении насыщения и пластовой температуре.
- Вязкость недонасыщенной нефти – вязкость нефти при давлениях выше давления насыщения и пластовой температуре.

## 2.7. Вязкость нефти.

- Standing

$$\mu_{od} = 2.7 \left( 0.32 + \frac{1.8 \cdot 10^7}{\left( \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \right)^{4.53}} \right) \left( \frac{360}{1.8T - 260} \right)^a$$

$$a = \text{anti lg} \left( 0.43 + \frac{8.33}{\frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5} \right)$$

- $\mu_{od}$  - вязкость разгазированной нефти
- T – пластовая температура

## 2.7. Вязкость нефти.

- Standing

$$\mu_{ob} = 10^a \mu_{od}^b$$

$$a = 5.6148 R_s (0.1235 \cdot 10^{-5} R_s - 7.4 \cdot 10^{-4})$$

$$b = \frac{0.68}{10^{4.84 \cdot 10^{-4} R_s}} + \frac{0.25}{10^{6.176 \cdot 10^{-3} R_s}} + \frac{0.062}{10^{2.1 \cdot 10^{-2} R_s}}$$

- $\mu_{ob}$  – вязкость нефти при давлении ниже или равном, давлению насыщения (ср)

## 2.7. Вязкость нефти.

- Standing

$$\mu_o = \mu_{ob} + 0.14504(P - P_b)(0.024\mu_{ob}^{1.6} + 0.038\mu_{ob}^{0.56})$$

- $\mu_o$  -вязкость нефти при давлении, выше давления насыщения (ср).



## 2.7. Вязкость нефти.

- Beggs & Robinson

$$\mu_{od} = 2.8(10^X - 1)$$

$$X = (1.8T - 460)^{-1.163} \exp(13.108 - 6.591/\gamma_o)$$

$$\mu_o = A\mu_{od}^B$$

$$A = 10.715(5.615R_s + 100)^{-0.515}$$

$$B = 5.44(5.615R_s + 150)^{-0.338}$$

## 2.7. Вязкость нефти.

•Beal

$$\mu_o = \mu_{ob} + \delta(P - P_b)$$

$$\delta = \begin{cases} 0.0114\mu_{ob}, & \mu_{ob} < 5 \text{ ил} \grave{a} \cdot \tilde{n}\acute{a}\hat{e} \\ 0.057 + 0.023(\mu_{ob} - 5), & 5 \leq \mu_{ob} < 10 \text{ ил} \grave{a} \cdot \tilde{n}\acute{a}\hat{e} \\ 0.171 + 0.031(\mu_{ob} - 10), & 10 \leq \mu_{ob} < 25 \text{ ил} \grave{a} \cdot \tilde{n}\acute{a}\hat{e} \\ 0.643 + 0.045(\mu_{ob} - 25), & 25 \leq \mu_{ob} < 45 \text{ ил} \grave{a} \cdot \tilde{n}\acute{a}\hat{e} \\ 1.539 + 0.058(\mu_{ob} - 45), & 45 \leq \mu_{ob} < 75 \text{ ил} \grave{a} \cdot \tilde{n}\acute{a}\hat{e} \\ 3.286 + 0.100(\mu_{ob} - 75), & 75 \leq \mu_{ob} < 85 \text{ ил} \grave{a} \cdot \tilde{n}\acute{a}\hat{e} \end{cases}$$