

PVT

Свойства пластовых флюидов – отношения PVT

(*PVT* – *Pressure* – Давление

Volume – Объем

Temperature – Температура)

Для чего нужны PVT?

- Закон Дарси

$$q_o = \frac{Kh\Delta P}{18.41\mu_0 B_0 \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S \right]}$$

- **Продуктивность скважины невозможно рассчитать правильно, не зная свойств флюидов**

Для чего нужны РVT?

- В разных месторождениях залегают разные типы нефти. Они отличаются друг от друга по цвету, плотности, газосодержанию и т.д. Газы могут иметь различную удельную плотность и содержать различные объемы примесей.
- Необходим лабораторный анализ полученных надлежащим образом образцов флюидов с каждого месторождения.
- Более простой метод: определить хотя бы некоторые ключевые параметры и использовать корреляции.

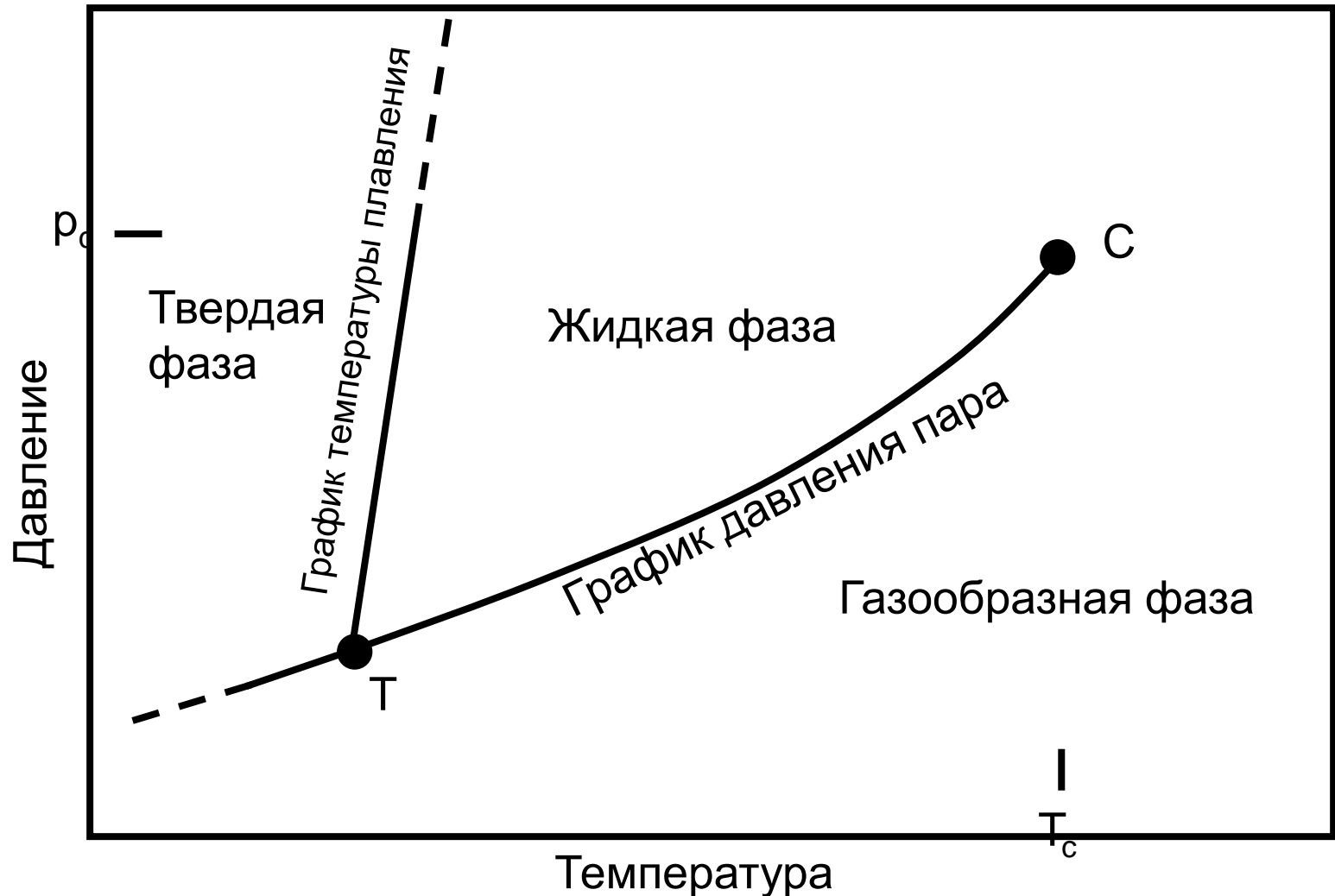
Коэффициенты для пересчета в метрическую систему

- $^{\circ}\text{API}: 141.5/(131.5+^{\circ}\text{API}) = \text{г/см}^3$
- $1 \text{ bbl} \times 0.1589 = 1 \text{ м}^3$
- $^{\circ}\text{F}: (^{\circ}\text{F}-32)/1.8 = ^{\circ}\text{C}$
- $1 \text{ ft} \times 0.3048 = 1 \text{ м}$
- $1 \text{ psi} \times 6.895 = 1 \text{ кПа}$
- $1 \text{ atm} = 14.7 \text{ psi}$
- $1 \text{ scf/d} \times 0.02832 = 1 \text{ std м}^3/\text{d}$
- $1 \text{ scf/STBO} \times 0.1801 = 1 \text{ std м}^3/\text{std м}^3$

PVT - Определения

- **Фаза (состояние)** описывает агрегатное состояние системы (газообразное, жидкое, твердое);
- **Компонент** относится к отдельным составным частям независимо от состояния системы;
- **Моль** – грамм-молекулярный вес;
- **Мольная доля** – отношение количества молей компонента к общему количеству молей в смеси;
- **Массовая доля** – отношение массы компонента к общей массе смеси

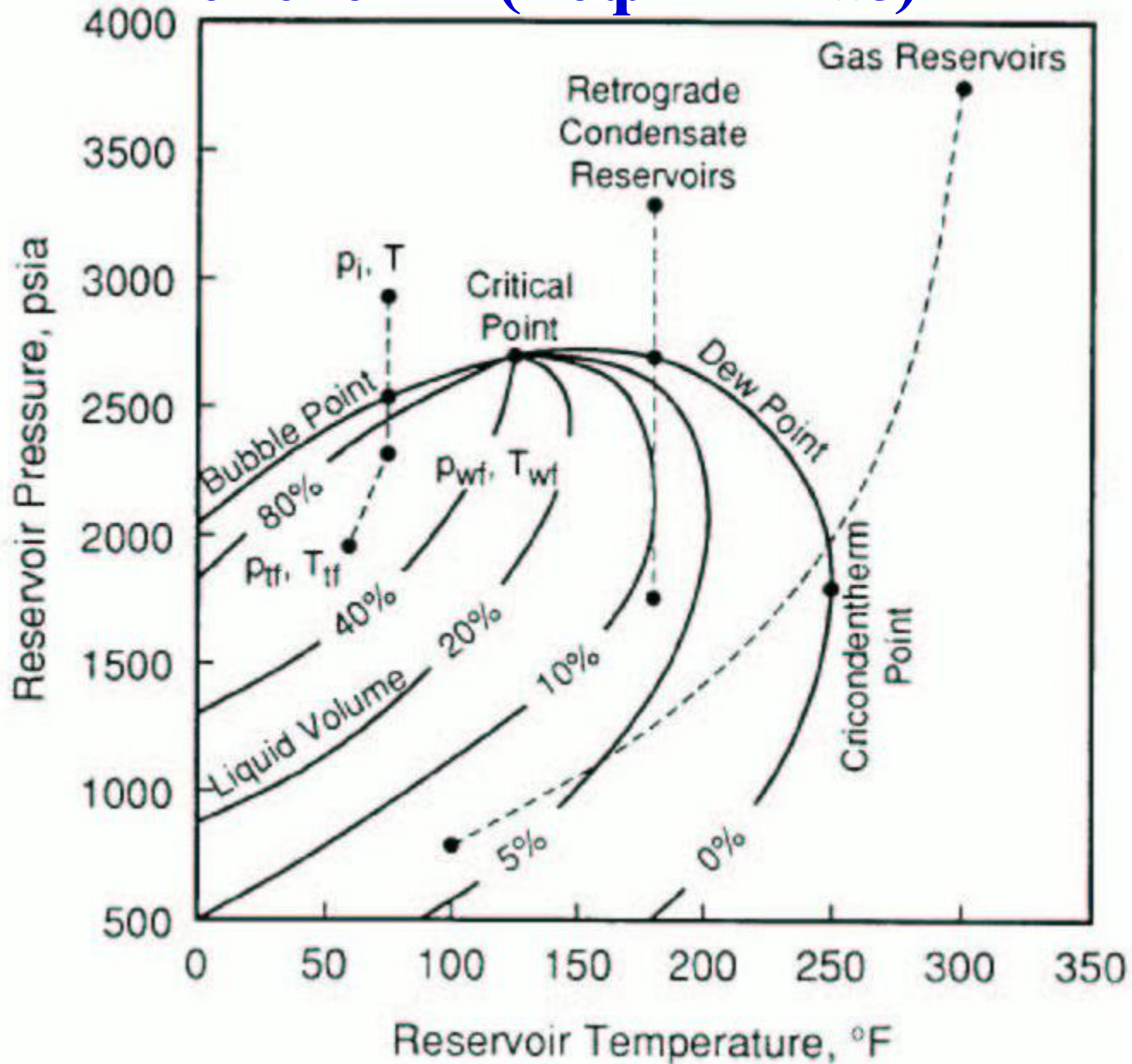
Фазовая диаграмма – Чистое вещество



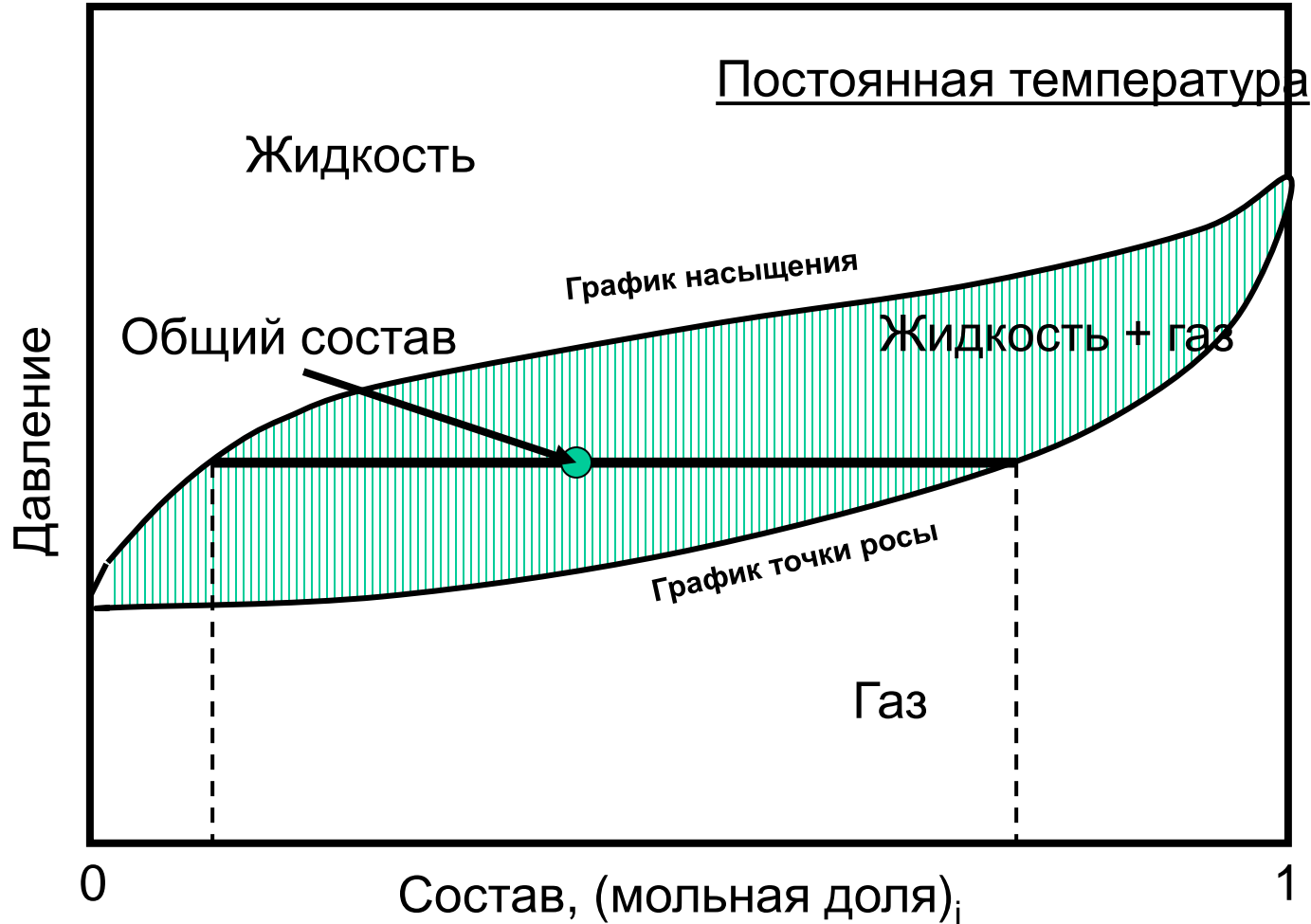
Фазовые превращения - определение

- Критическое давление – давление, выше которого жидкость и газ не могут сосуществовать, какова бы ни была температура;
- Критическая температура – температура, выше которой газ не может конденсироваться, каково бы ни было давление;
- Тройная (инвариантная) точка – точка, в которой твердая, жидкая и газообразная фазы сосуществуют в условиях равновесия.

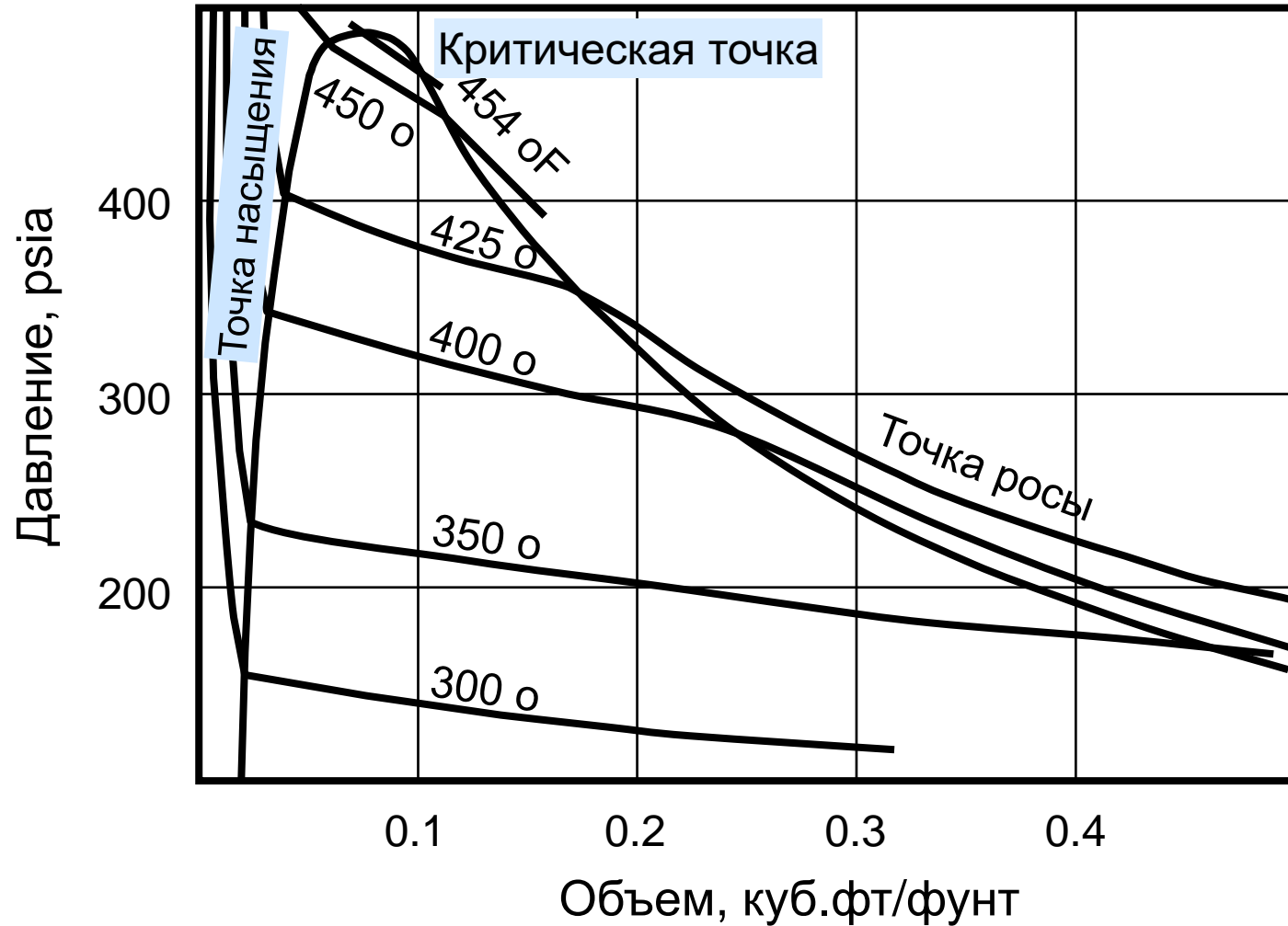
Диаграмма фазового состояния двухфазной системы (нефть – газ)



Фазовая диаграмма – двухкомпонентная система

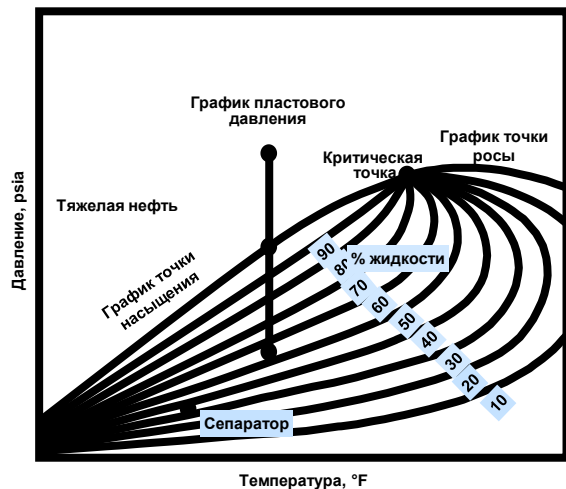


Фазовая диаграмма - смесь

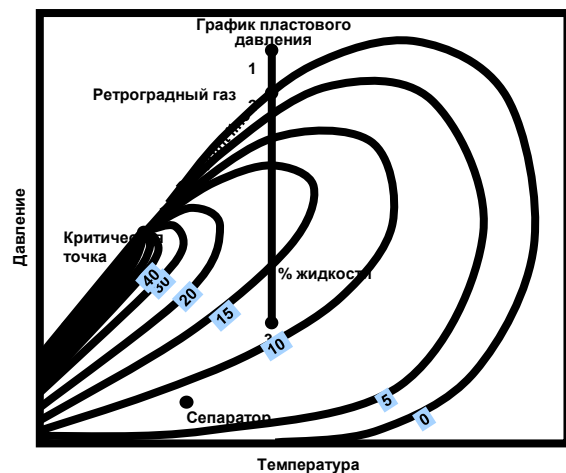
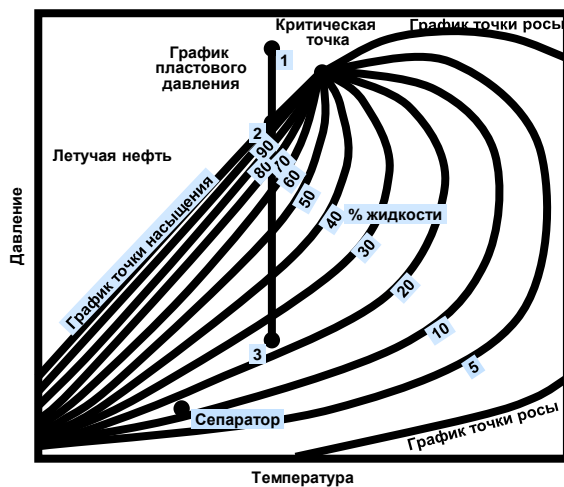


Пять пластовых флюидов

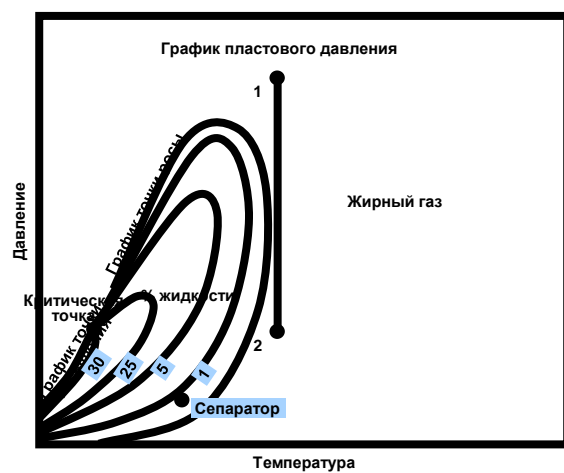
Нелетучая нефть



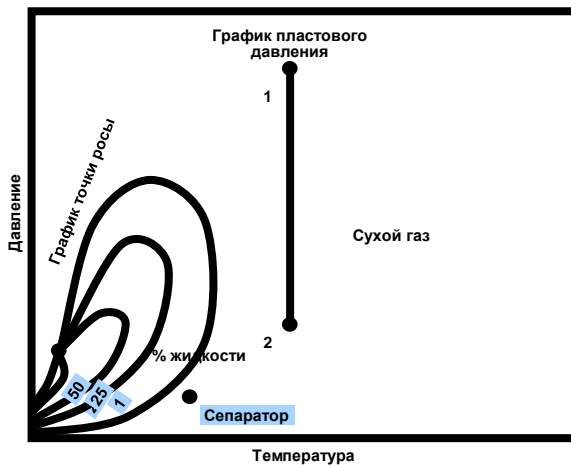
Летучая нефть



Ретроградный газ



Жирный газ



Сухой газ

Компоненты природных нефтесодержащих жидкостей

Компонент	Состав, молекулярный процент
Сероводород	4.91
Углекислый газ	11.01
Азот	0.51
Метан	57.70
Этан	7.22
Пропан	4.45
i-бутан	0.96
n-бутан	1.95
i-пентан	0.78
n-пентан	0.71
Гексаны	1.45
Гептаны+	8.35
	100.00
Свойства гептанов+	
Удельная плотность	0.807
Молекулярная масса	142 фунт./фунт. моль

Разница между тремя видами газов

- **Сухой газ** – одинаковый газ при пластовых и поверхностных условиях
- **Жирный газ** – пластовый газ представляет собой комбинацию конденсата и газа в поверхностных условиях
- **Ретроградный газ** – газ в пластовых условиях объединяет газ в поверхностных условиях и конденсат, но часть конденсата (ретроградный конденсат) остается в пласте

Идентификация месторождений

	Нелетучая нефть	Летучая нефть	Ретроградный газ	Жирный газ	Сухой газ
Первоначальное газосодержание, scf/STB	<1750	от 1750 до 3200	> 3200	> 15,000*	100,000*
Первоначальная плотность товарной жидкости, °API	< 45	> 40	> 40	до 70	Жидкости нет
Цвет товарной жидкости	Темный	Цветной	Слегка окрашенный	Бесцветный	Жидкости нет

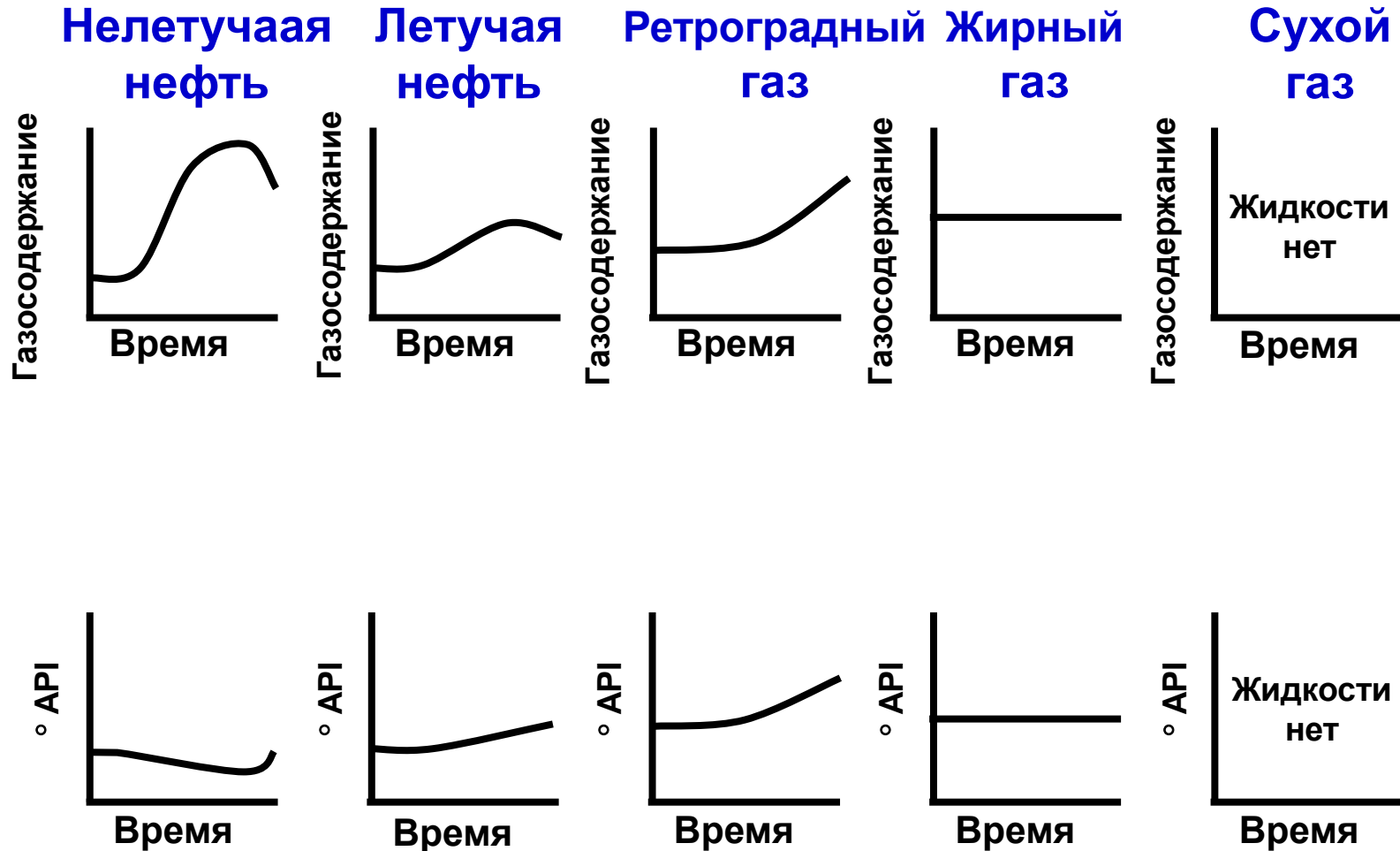
***для технологических целей**

Лабораторный анализ

	Нелетучая нефть	Летучая нефть	Ретроградный газ	Жирный газ	Сухой газ
Смена фазы в пласте	В точке насыщения	В точке насыщения	В точке росы	Не меняется	Не меняется
Гептаны+, молекулярный процент	> 20%	20 to 12.5	< 12.5	< 4*	< 0.8*
Объемный коэфф-т в точке насыщения	< 2.0	> 2.0	-	-	-

***для технологических целей**

Основные тенденции добычи



Свойства сухого газа

Уравнение состояния идеального газа

$$pV_M = RT$$

другие формы: $pV = nRT$

$$pV = \frac{m}{M} RT$$

$$pv = \frac{RT}{M}$$

Свойства идеального газа

- Объем, занятый молекулами, незначителен в сравнении с объемом газа
- Между молекулами не действуют силы притягивания или отталкивания
- Все столкновения полностью упруги

Смеси идеальных газов

- Вероятная молекулярная масса

$$M_a = \sum y_j M_j$$

Физические константы

Вещество	Формула	Молярная масса, молекулярная масса	Критические константы	
			Давление, psia	Температура, °F
Метан	CH ₄	16.043	666.4	-116.67
Этан	C ₂ H ₆	30.070	706.5	89.92
Пропан	C ₃ H ₈	44.097	616.0	206.06
Изобутан	C ₄ H ₁₀	58.123	527.9	274.46
n-бутан	C ₄ H ₁₀	58.123	500.6	305.62
Изопентан	C ₅ H ₁₂	72.150	490.4	369.10
n-пентан	C ₅ H ₁₂	72.150	488.6	385.8
Неопентан	C ₅ H ₁₂	72.150	464.0	321.13
n-гексан	C ₆ H ₁₄	86.177	436.9	453.6
2-метилпентан	C ₆ H ₁₄	86.177	436.6	435.83
3-метилпентан	C ₆ H ₁₄	86.177	453.1	448.4
<i>Неорhехане</i>	C ₆ H ₁₄	86.177	446.8	420.13
2,3-диметилбутан	C ₆ H ₁₄	86.177	453.5	440.29
Сероводород	H ₂ S	34.08	1300.	212.45
Углекислый газ	CO ₂	44.010	1071.	87.91
Азот	N ₂	28.0134	493.1	-232.51
Аргон	A	39.944	704.2	-188.53
Кислород	O ₂	31.999	731.4	-181.43

Удельная плотность газа

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{air}} = \frac{\frac{p M_g}{R T}}{\frac{p M_{air}}{R T}}$$

$$\gamma_g = \frac{M_g}{29}$$

- Обе плотности измерены при одинаковой температуре и одинаковом давлении, обычно при температуре 60°F и атмосферном давлении
- Иногда называется γ_g (воздух = 1)

Уравнение состояния реального газа

$$p V_M = z R T$$

другие формы: $p V = z n R T$

$$p V = z \frac{m}{M} R T$$

$$p v = \frac{z R T}{M}$$

Коэффициент сжимаемости

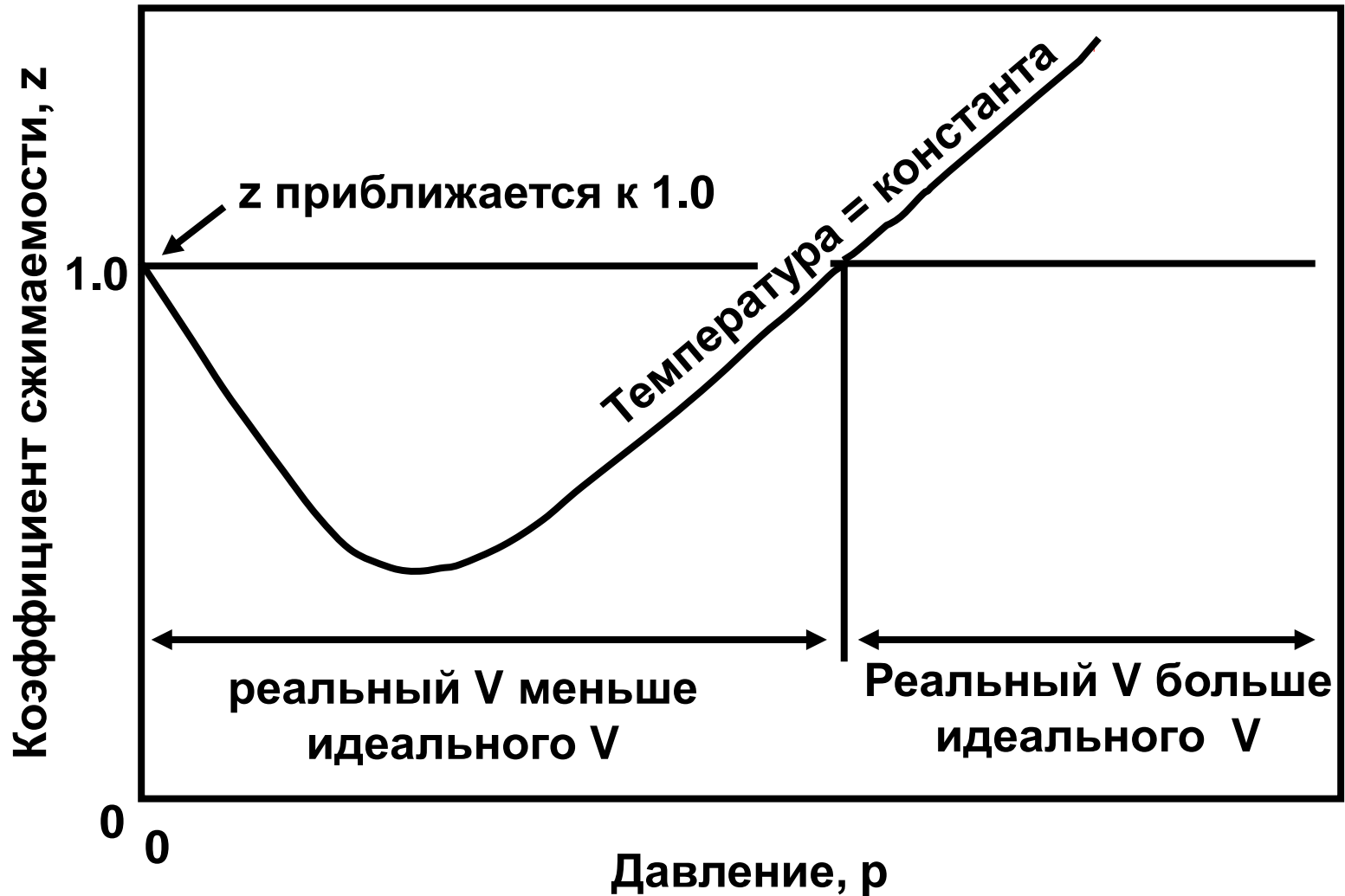
- **Z** называется коэффициентом сжимаемости
- Также называется коэффициентом отклонения газа, сверхсжимаемостью или z-коэффициентом

- Определение:
$$z = \frac{V_{\text{real}}}{V_{\text{ideal}}}$$

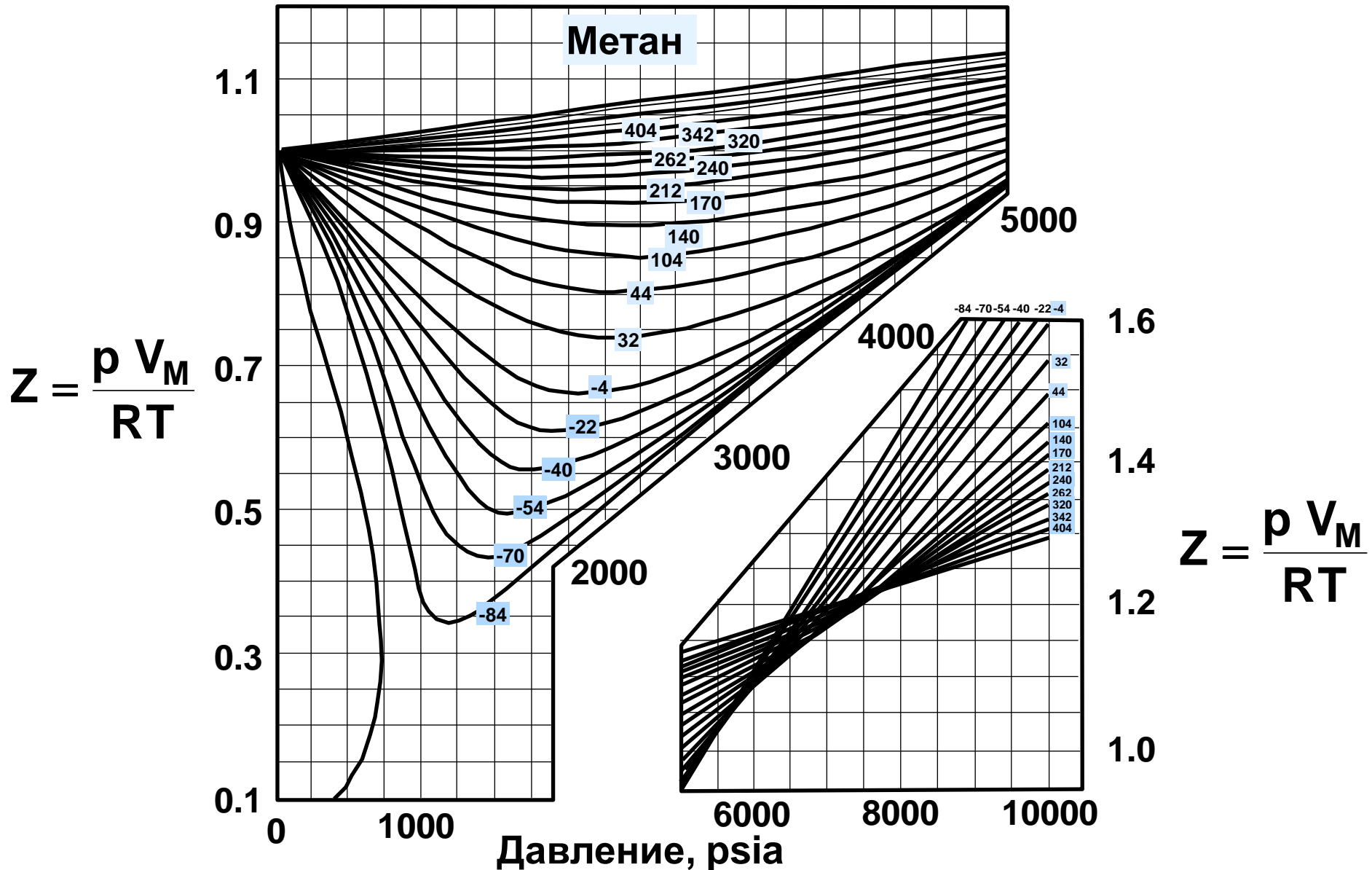
- То есть:
$$V_{\text{ideal}} = \frac{n R T}{p}$$

$$V_{\text{real}} = \frac{z n R T}{p} = z V_{\text{ideal}}$$

Типичный график z-коэффициента



Z-коэффициенты для метана



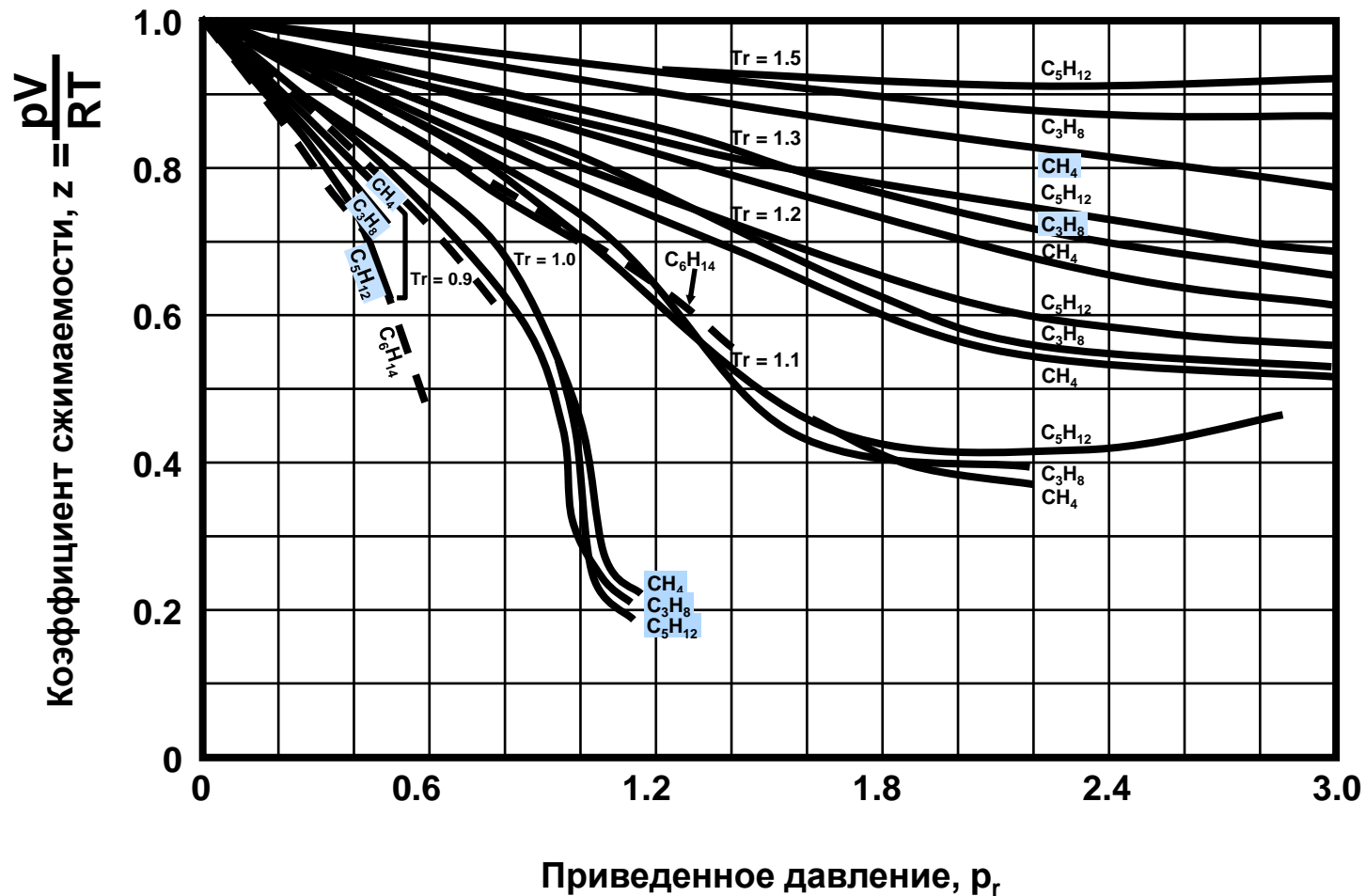
Приведенное давление

$$P_r = \frac{P}{P_c} \frac{\text{psia}}{\text{psia}}$$

Приведенная температура

$$T_r = \frac{T}{T_c} \frac{^{\circ}\text{R}}{^{\circ}\text{R}}$$

Z-коэффициенты при приведенном давлении и приведенной температуре



Псевдокритические значения

- Данные о критической температуре и критическом давлении не всегда имеются
- Определите псевдокритическую температуру и псевдокритическое давление, T_{pc} and p_{pc}
- Изначально (правила Кея):
$$T_{pc} = \sum y_j T_{cj}$$
$$p_{pc} = \sum y_j p_{cj}$$
- Свяжите z-коэффициент с:
$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \frac{^{\circ}R}{^{\circ}R}$$
$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} \frac{psia}{psia}$$

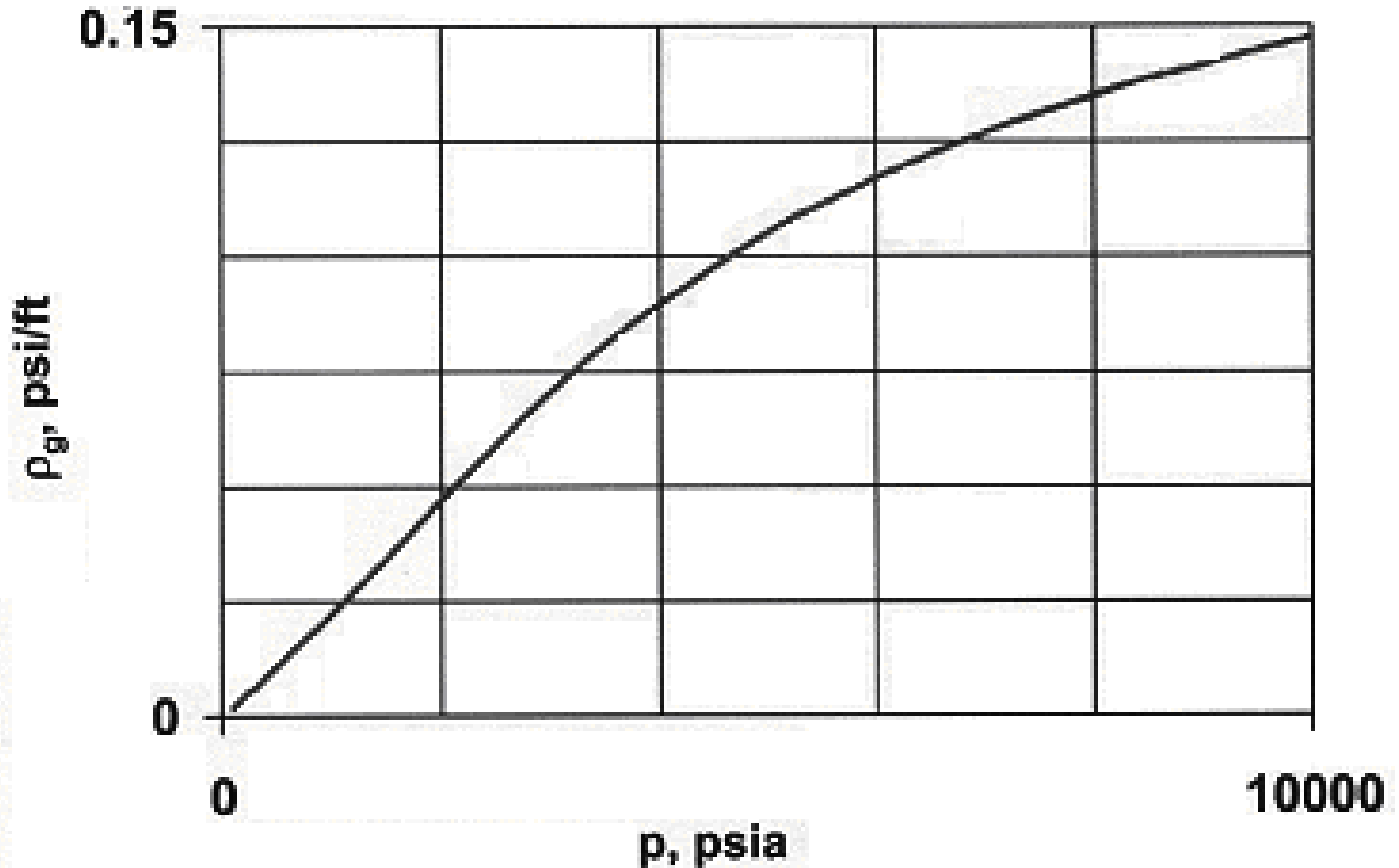
Плотность газа

- Уравнение:
$$\rho_g = \frac{p M}{z R T}$$

- Единицы - фунтов/кубические футы

или
$$\frac{\rho_g \text{ lb/cu ft}}{144 \text{ sq in/sq ft}} = \frac{\text{psi}}{\text{ft}}$$

Типичный график – плотность газа



Объемный коэффициент газа (B_g)

- Определение – отношение объема газа в пластовых условиях к объему газа в поверхностных условиях

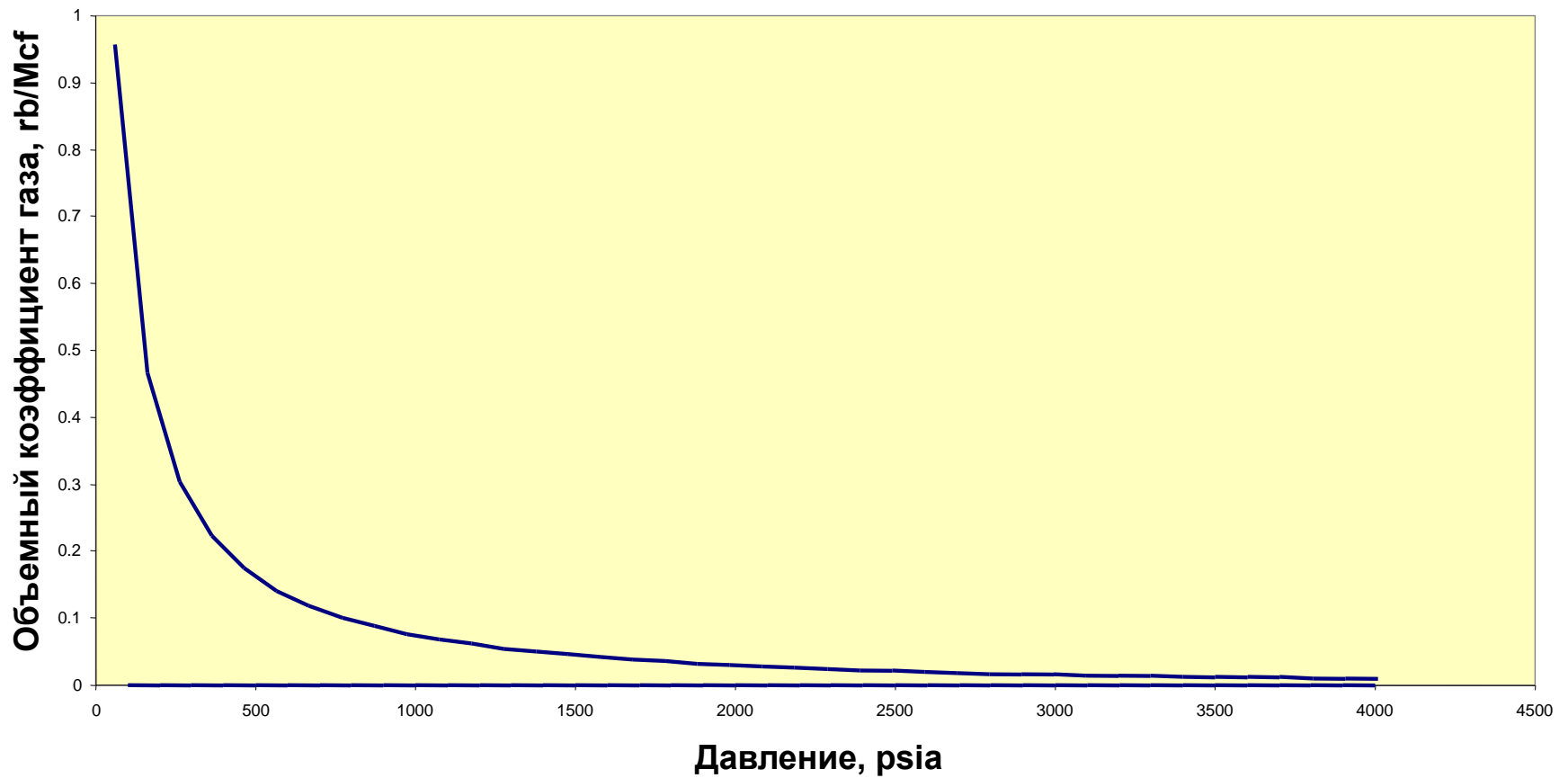
- Единицы- res cu ft/scf, res bbl/scf, res bbl/Mscf

- Уравнение –
$$B_g = \frac{V_R}{V_{sc}}$$

$$B_g = \frac{p_{sc}}{T_{sc}} \frac{z T}{p} \frac{\text{res cu ft}}{\text{scf}}$$

- Или -
$$B_g = \left(\frac{1000}{M} \right) \left(\frac{\text{bbl}}{5.615 \text{ cu ft}} \right) \frac{p_{sc}}{T_{sc}} \frac{z T}{p} \frac{\text{res bbl}}{\text{Mscf}}$$

Объемный коэффициент газа (B_g)



Вязкость газа (μ_g)

- Определение – сопротивление потоку жидкости, т.е. большие значения вязкости = низкому дебиту
- Единицы – сантипуаз или сантистокс
- Корреляция уравнения

$$\mu_g = A (10^{-4}) \text{EXP} (B \rho_g^C)$$

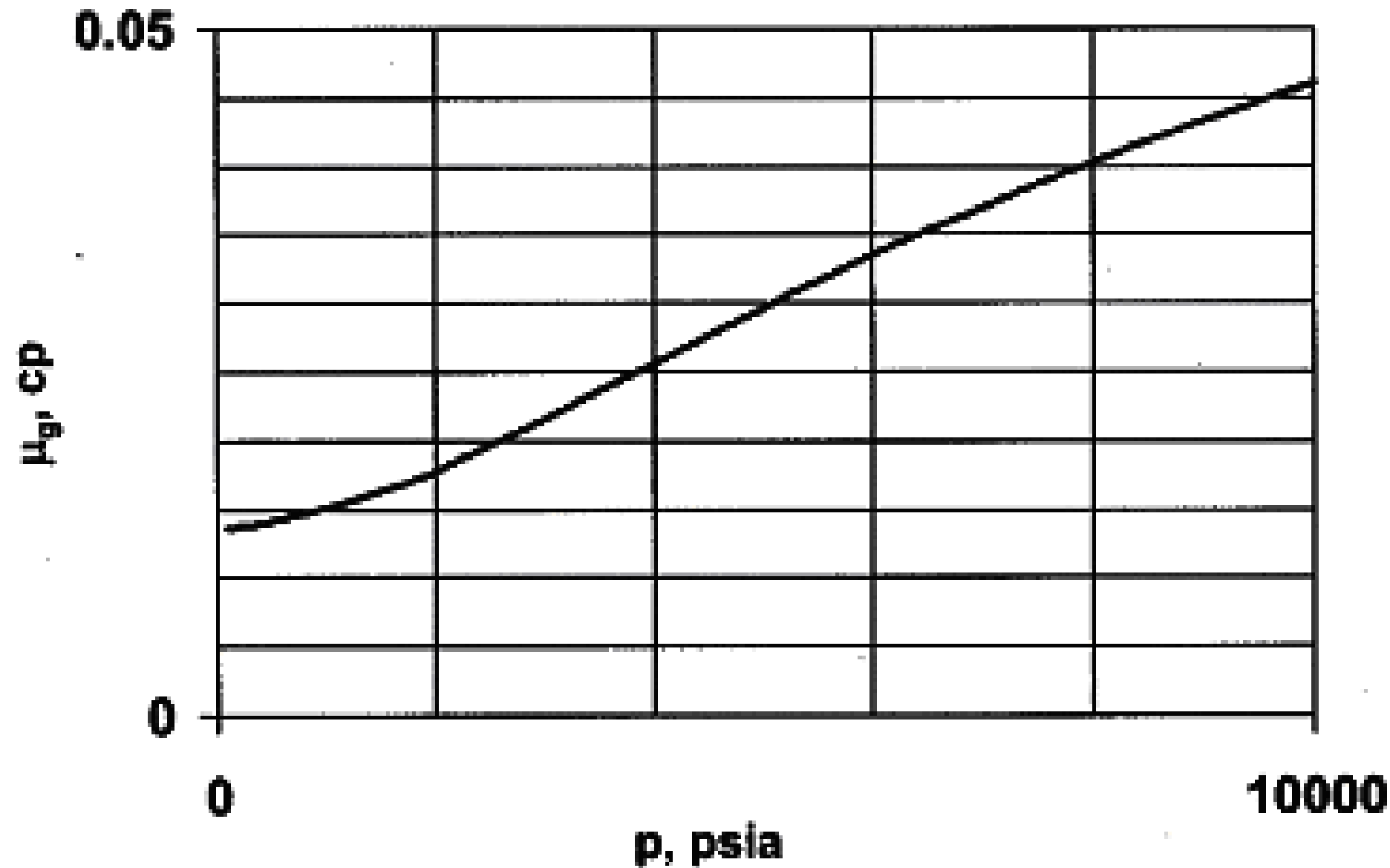
Где: $A = f(M_a, T)$

$B = f(M_a, T)$

$C = f(M_a, T)$

- Таким образом $\mu_g = f(\rho_g, M_a, T)$ or $\mu_g = f(z, M_a, T)$

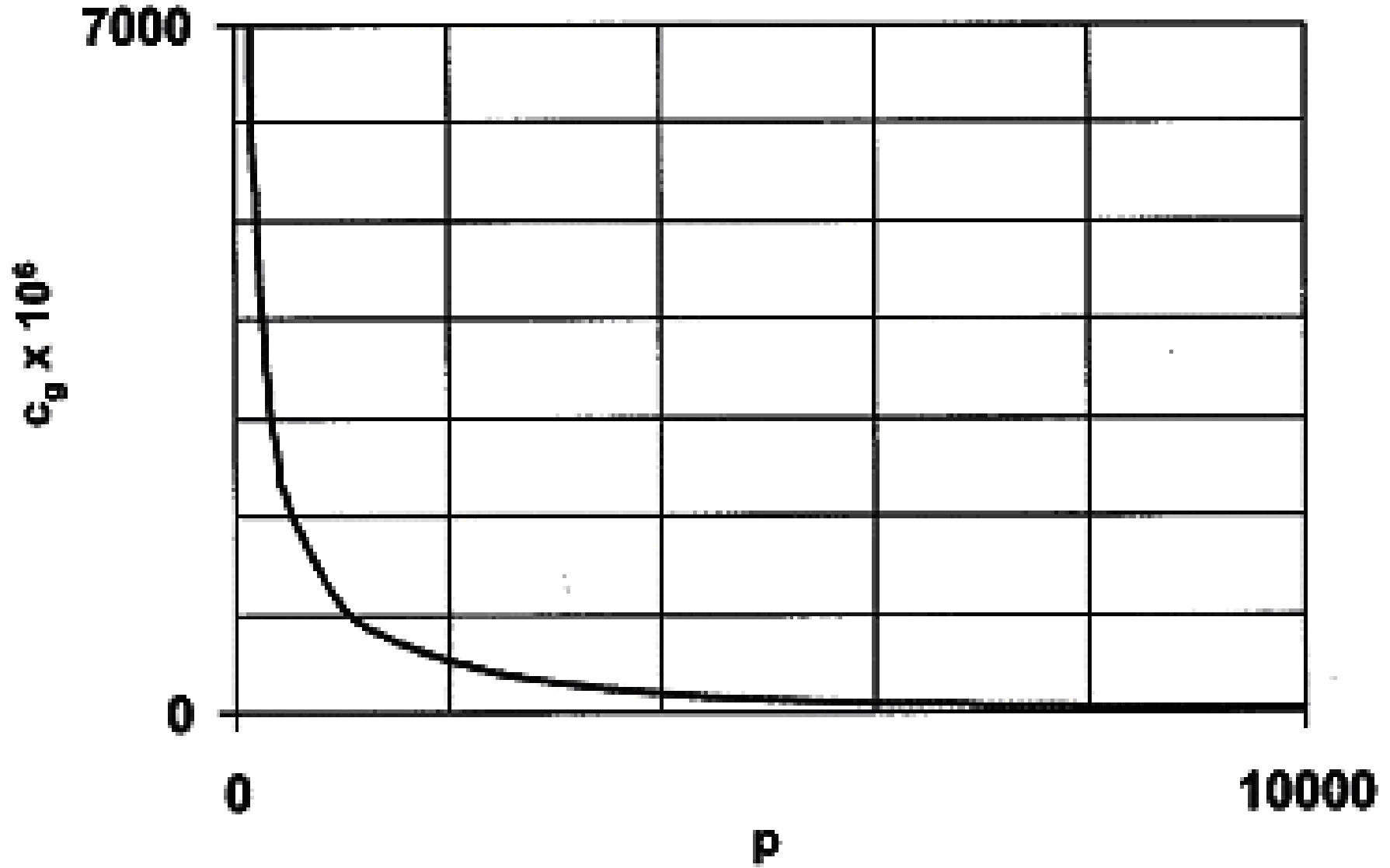
Типичный график – вязкость газа



Коэффициент изотермической сжимаемости газа (сжимаемость газа)

- **Определение**
$$c_g = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T$$
- **Идеальный газ**
$$c_g = \frac{1}{p}$$
- **Реальный газ**
$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p} \right)_T$$
$$c_g = f(\rho_g, z, p, T) \text{ или}$$
- **Корреляция**
$$c_g = f(M_a, z, p, T)$$

Типичный график коэффициента изотермической сжимаемости газа



Свойства газа

- $\rho_g = \frac{P M_a}{z R T}$, $M_a = 29 \gamma_g$
- $V_g = \frac{p_{sc}}{T_{sc}} \frac{z T}{p}$
- $\mu_g = f(M_a, \rho_g, T)$
- $c_g = f(\rho_g, z, p, T)$
- т.е., необходимы z и M_a
- т.е., необходимы T_{pc} , p_{pc}
- т.е., необходим γ_g

Таким образом, единственное свойство газа, необходимое для определения всех газовых корреляций – либо состав газа, либо удельная масса газа.

**Свойства
нелетучей
нефти**

Удельная плотность нефти

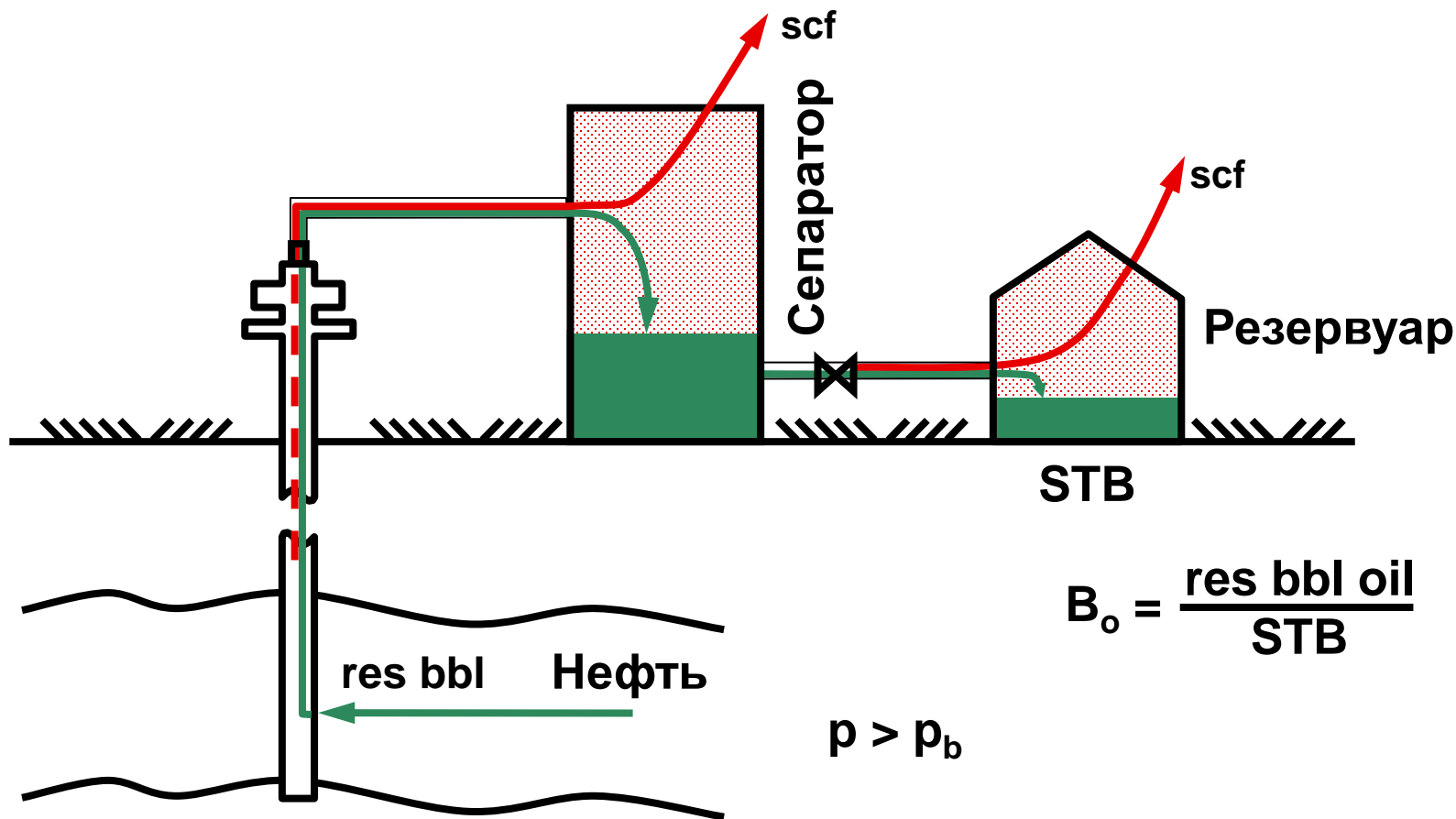
$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}$$

- Обе плотности измерены при одинаковой температуре и одинаковом давлении, обычно при температуре 60°F и атмосферном давлении
- Иногда называется γ_o (60/60)

API плотность нефти

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

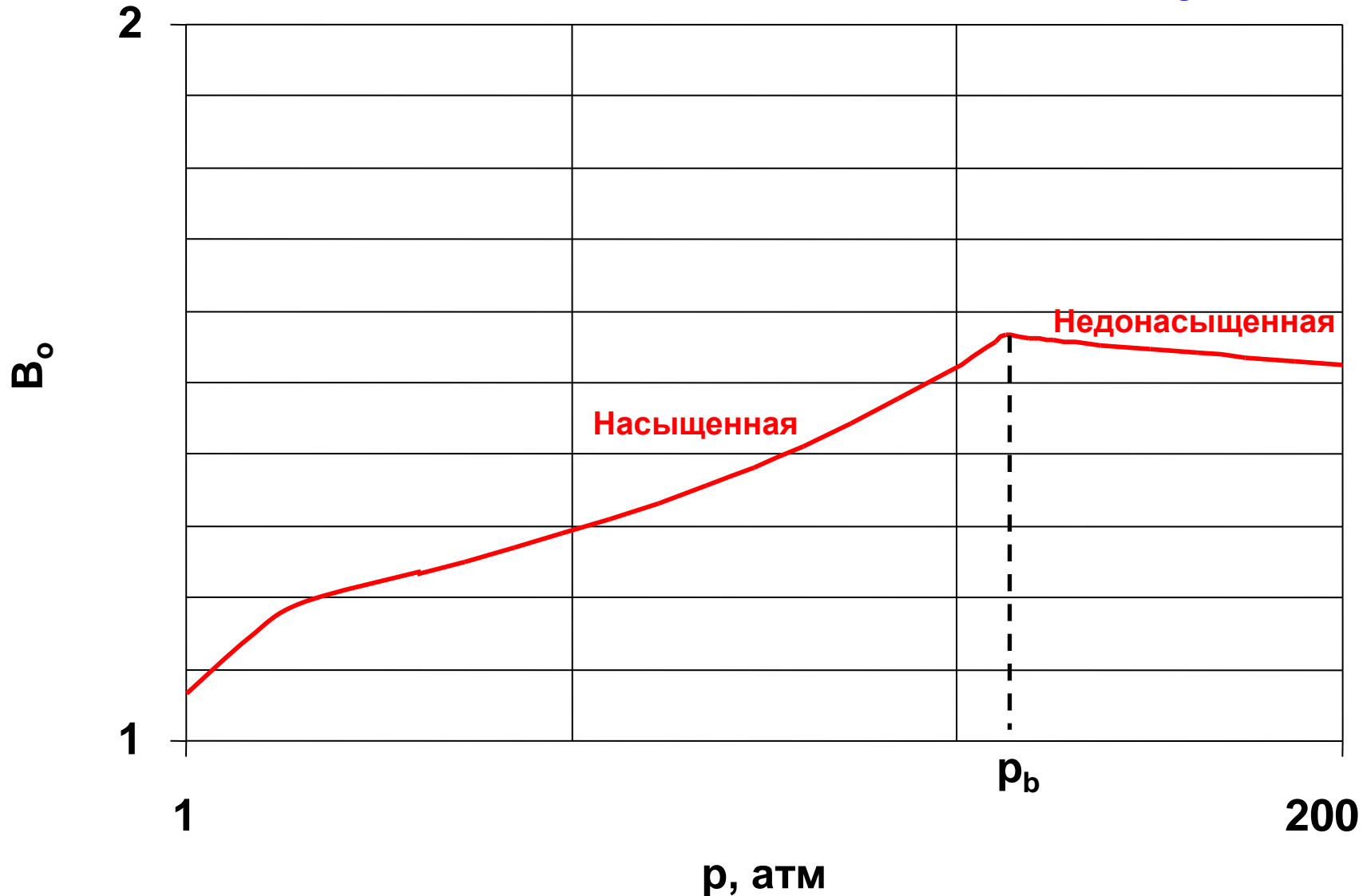
Пластовое давление > давления насыщения для нефти



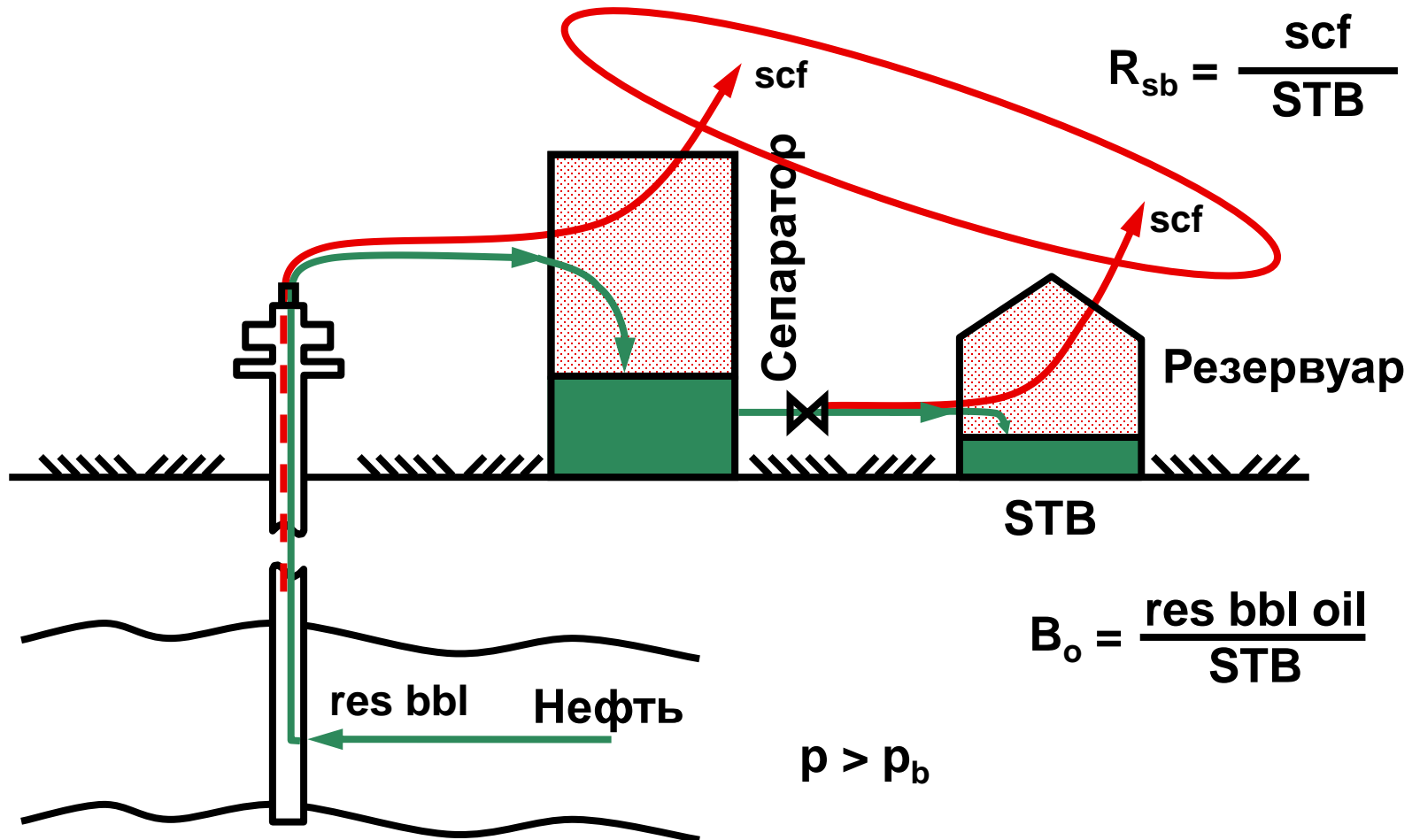
Объемный коэффициент нефти (B_o)

- **Определение – отношение объема нефти в пластовых условиях к объему товарной нефти**
- **Единицы - res bbl/STB**
- **Когда нефть попадает на поверхность, происходит следующее:**
 1. **Потеря массы – газ переходит из растворенного состояния в свободное**
 2. **Снижение температуры – от пластовой температуры до 60°F**
 3. **Расширения – давление падает от пластового до атмосферного**

Типичный график – объемный коэффициент нефти (V_o)



Пластовое давление > давления насыщения для нефти

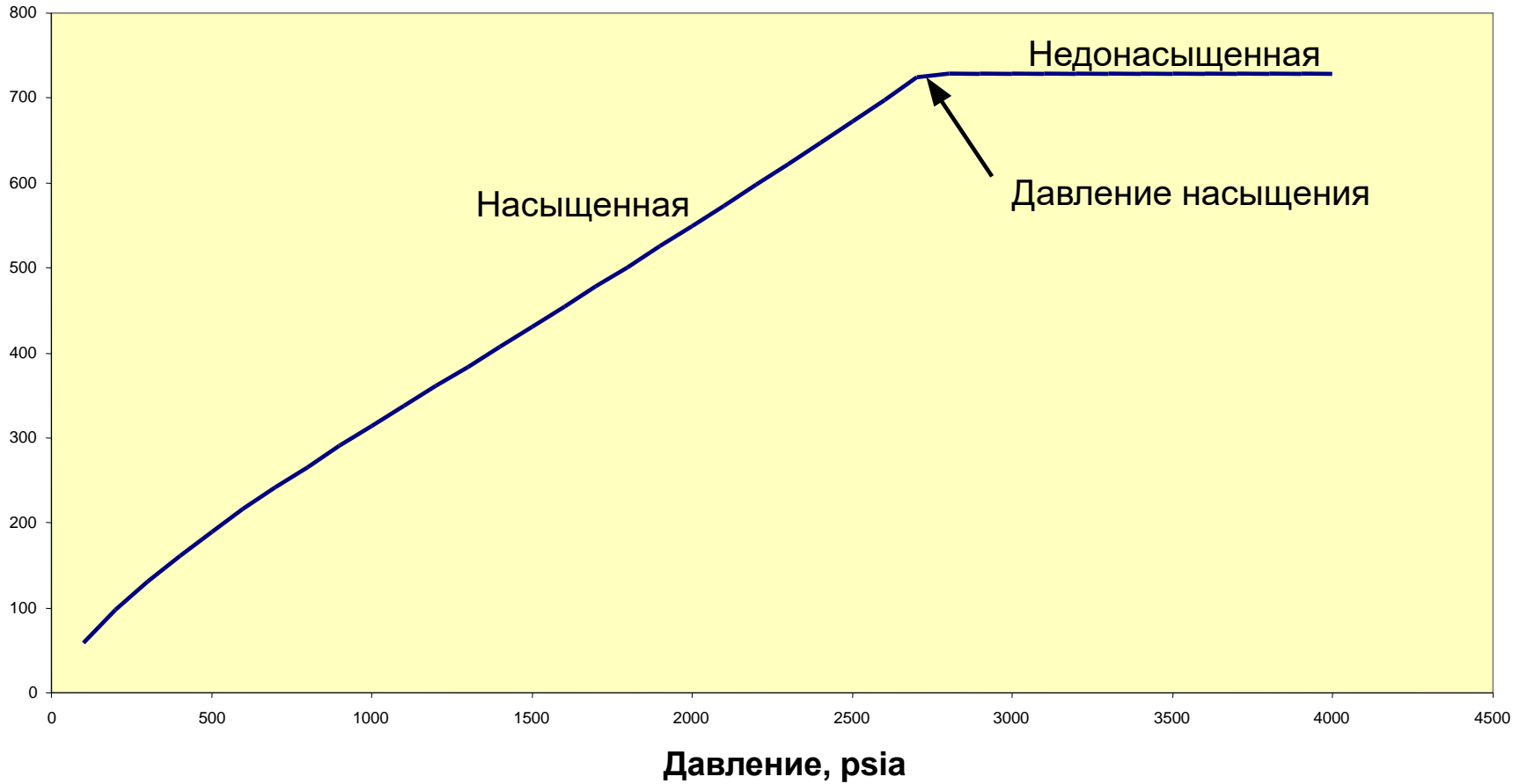


Содержание растворенного газа в нефти (R_s)

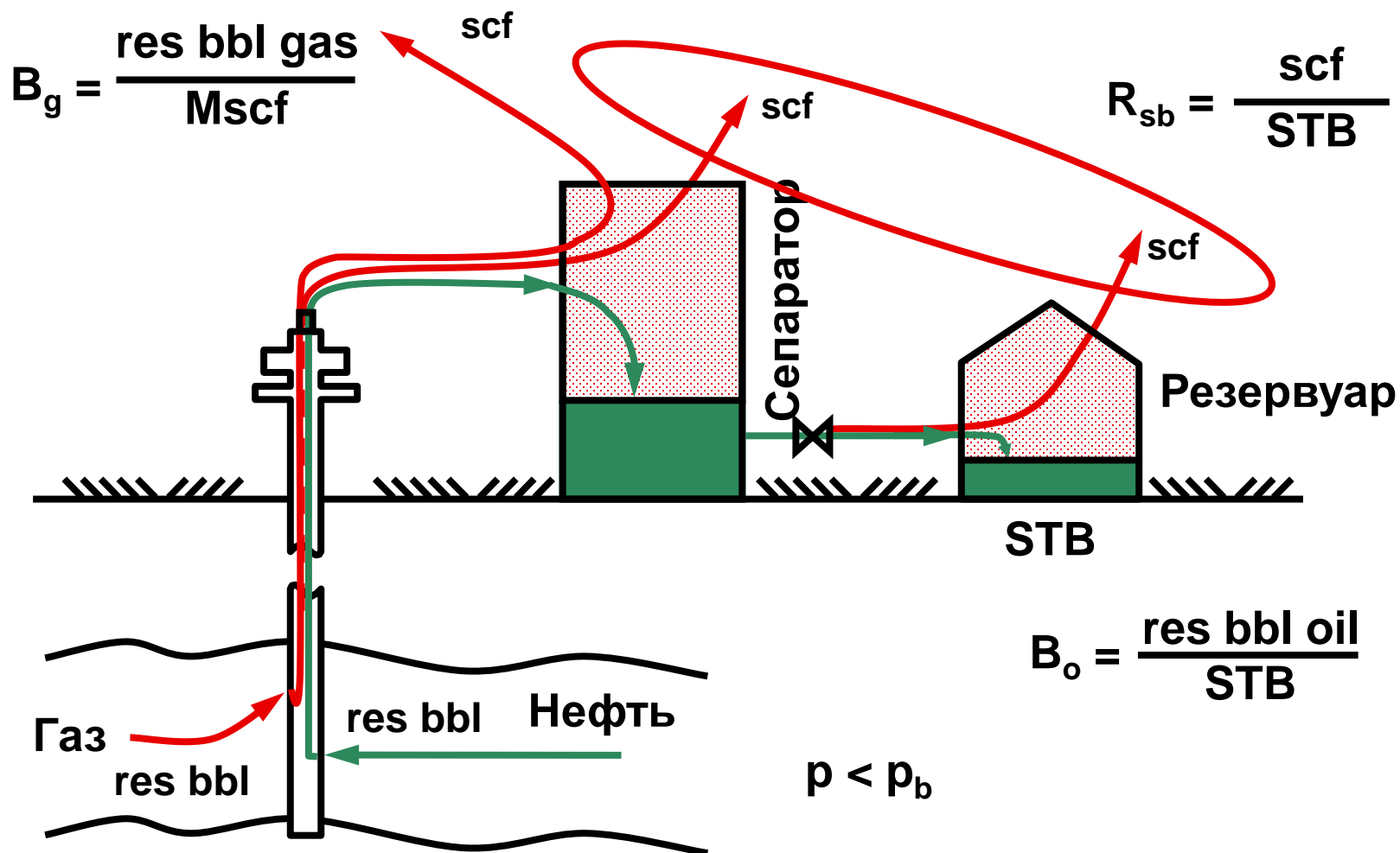
- **Определение – объем газа, высвобождающегося из нефти при переходе от пластовой температуры и давления к поверхностным**
- **Единицы – газ в кубических футах в стандартных условиях к баррелю нефти в стандартных условиях, scf/STB**

Типичный график - Содержание растворенного газа в нефти (R_s)

Содержание газа, растворенного в нефти, scf/stb

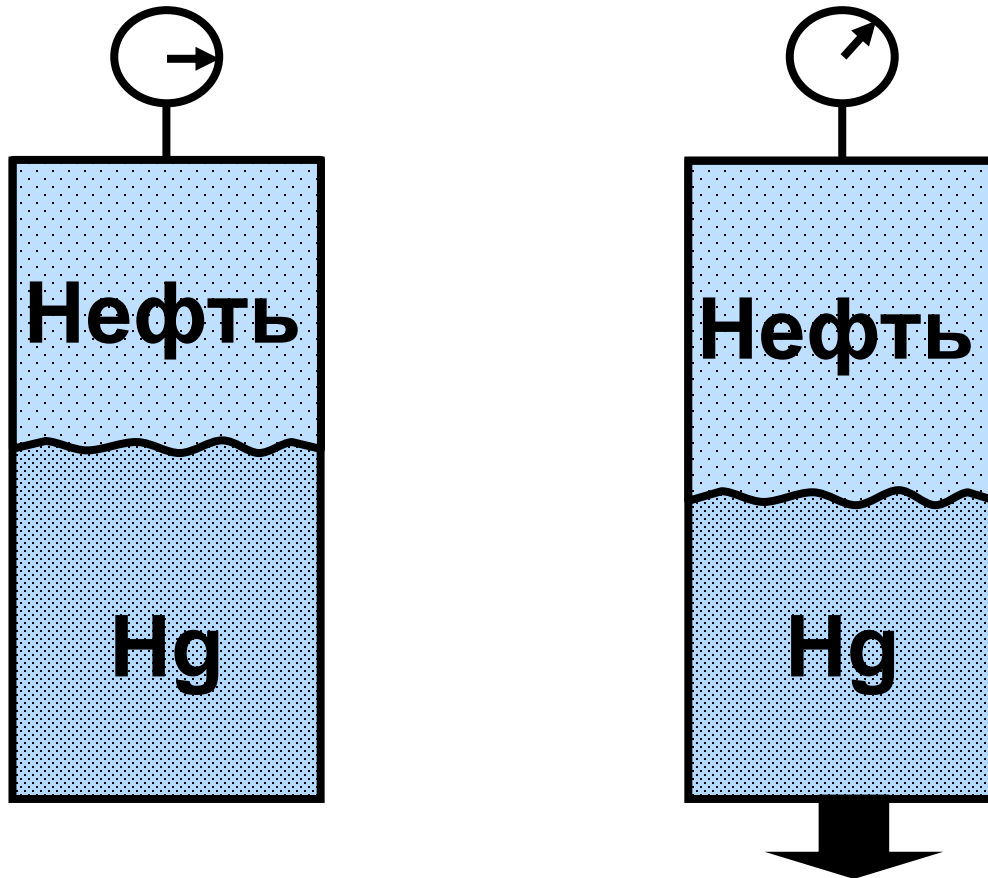


Пластовое давление < давления насыщения для нефти



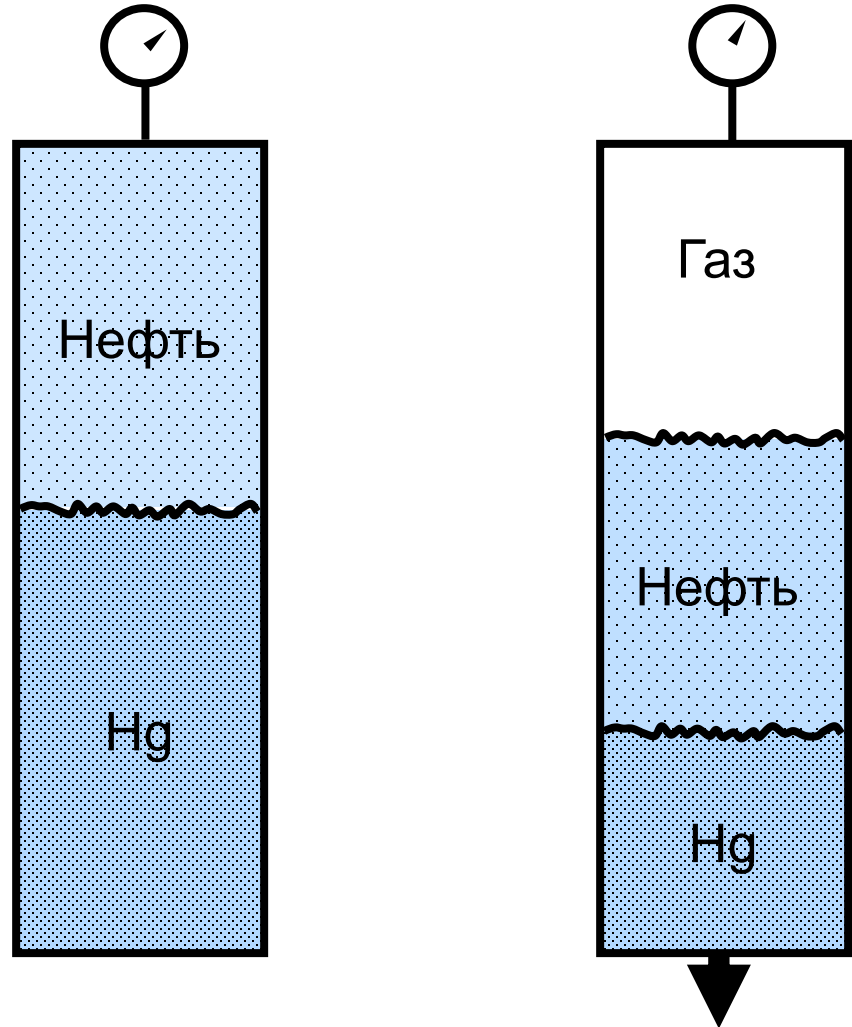
Коэффициент изотермической сжимаемости нефти - $\rho > \rho_b$

Определение $c_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T$ или $c_o = -\frac{1}{V_o} \left(\frac{\partial V_o}{\partial p} \right)_T$

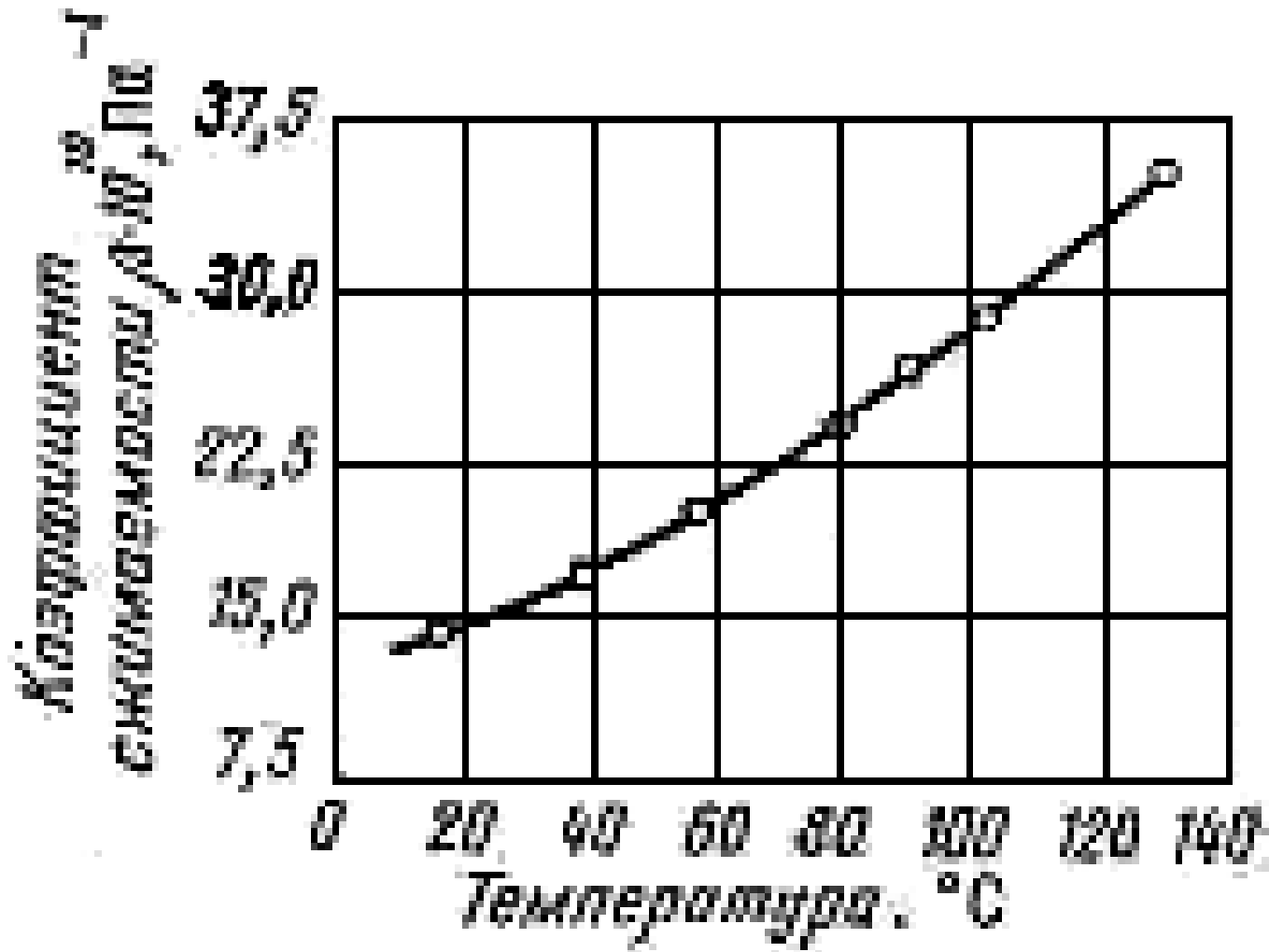


Коэффициент изотермической сжимаемости нефти - $\rho > \rho_b$

$$c_o = -\frac{1}{V_o} \left(\frac{\partial V_o}{\partial p} \right)_T + \frac{V_g}{V_o} \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T$$

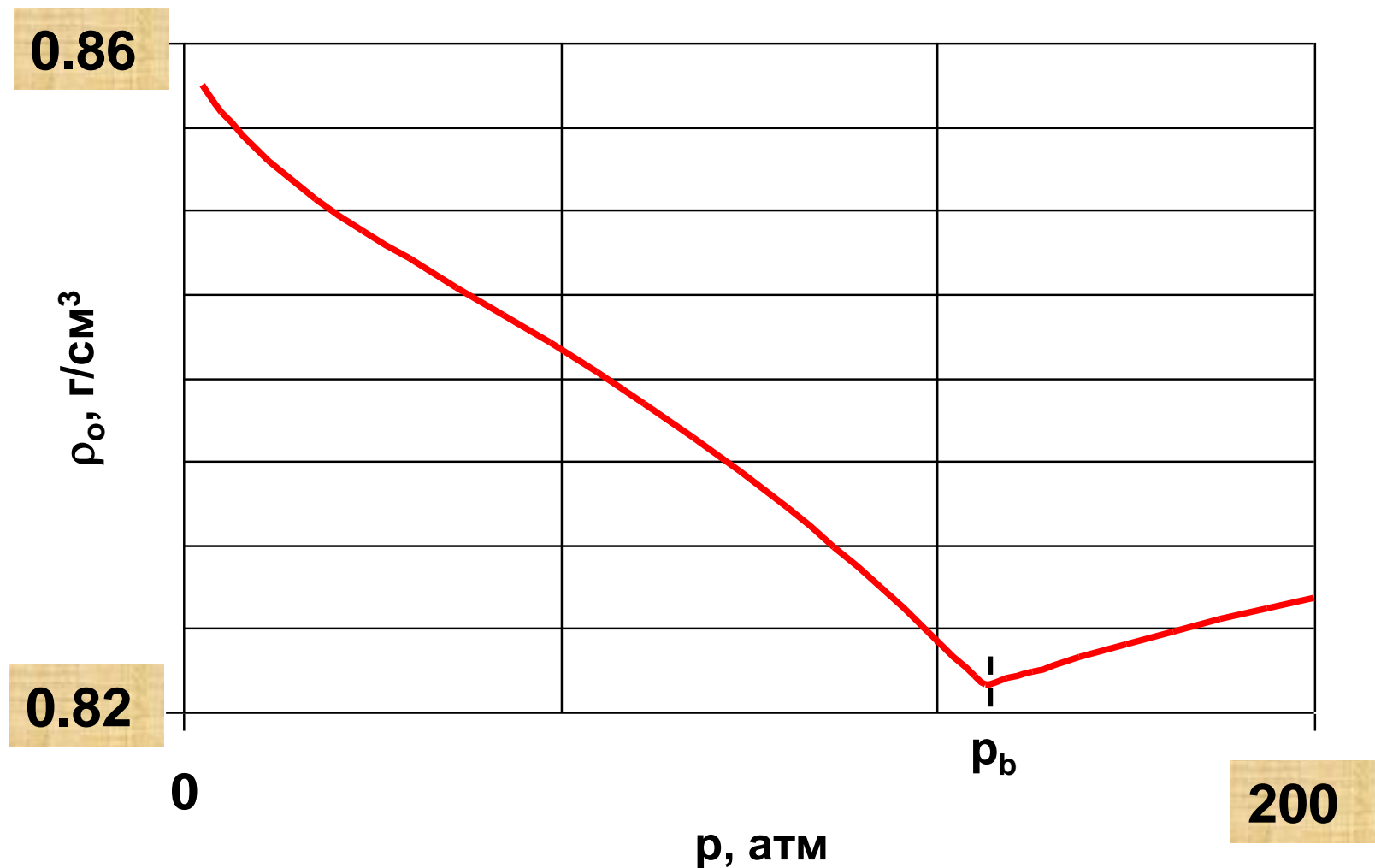


Типичный график – сжимаемость нефти



Плотность нефти (ρ_o)

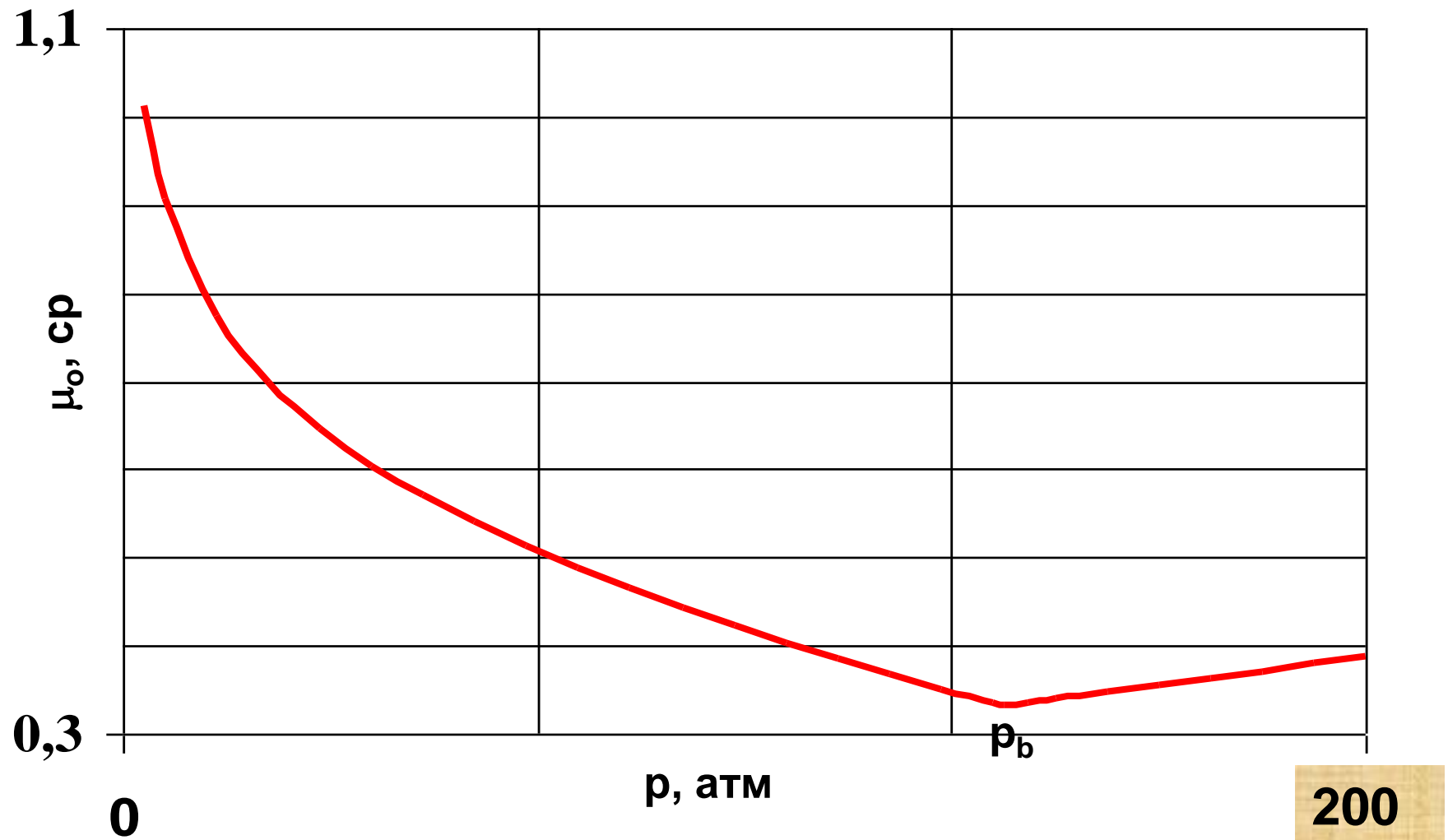
Единицы – г/см³, т/м³, кг/м³



Вязкость нефти (μ_o)

- **Определение – сопротивление потоку жидкости, т.е. большие значения вязкости = низкому дебиту**
- **Единицы: Сантипуаз = (сантистокс)(плотность g/сс)**

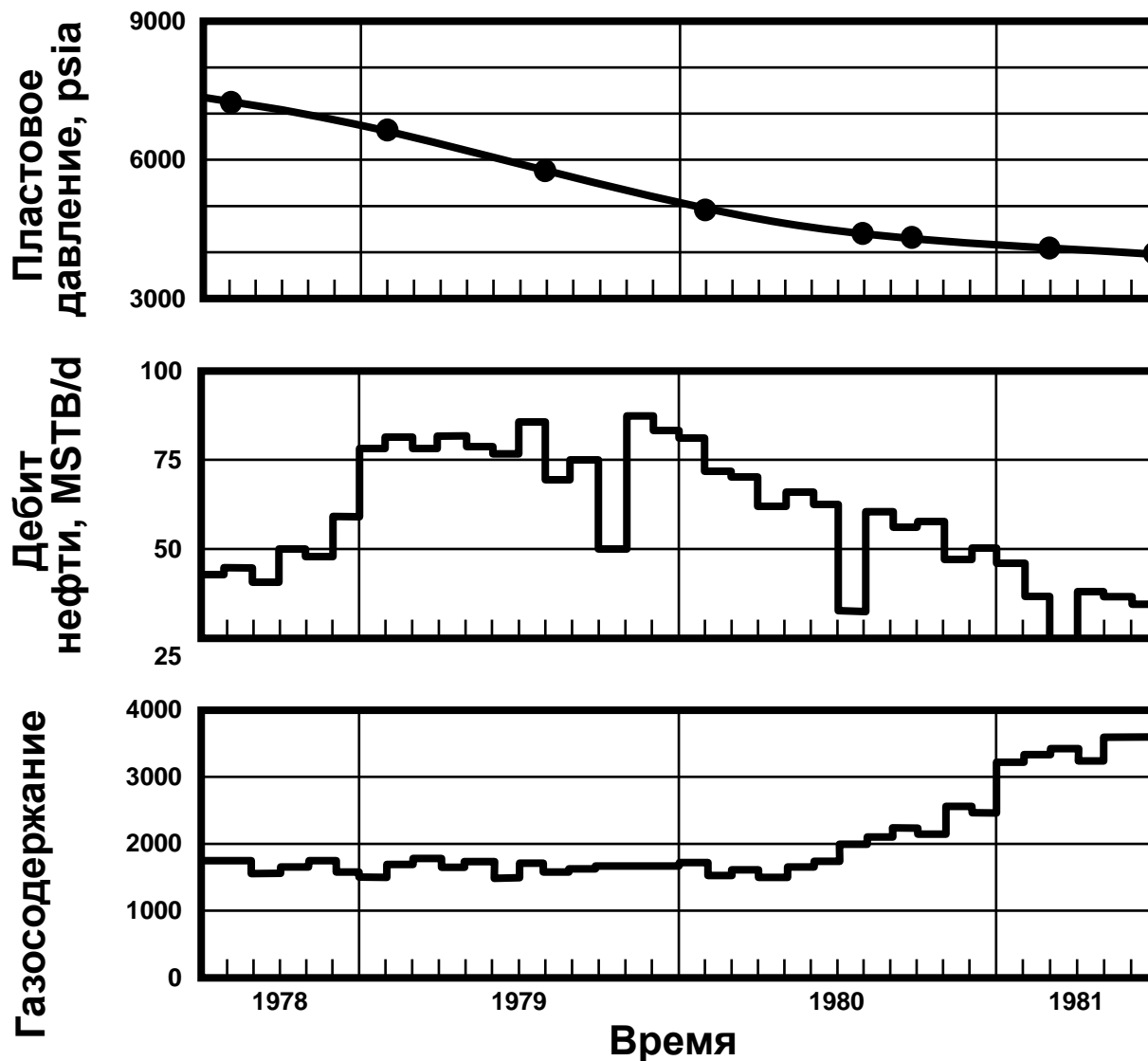
Типичный график – вязкость нефти (μ_o)



Промысловые данные для корреляций

- Точное значение p_b поможет увеличить точность результатов всех корреляций – в противном случае используйте корреляцию для p_b
- R_{sb} требуется во всех корреляциях – выводится из данных добычи
- $^{\circ}API$ товарной нефти требуется во всех корреляциях – выводится из данных продаж нефти
- γ_{gSP} газа на сепараторе. Требуется в большинстве корреляций - выводится из данных продаж газа

Динамика добычи/давления для типичной нелетучей нефти



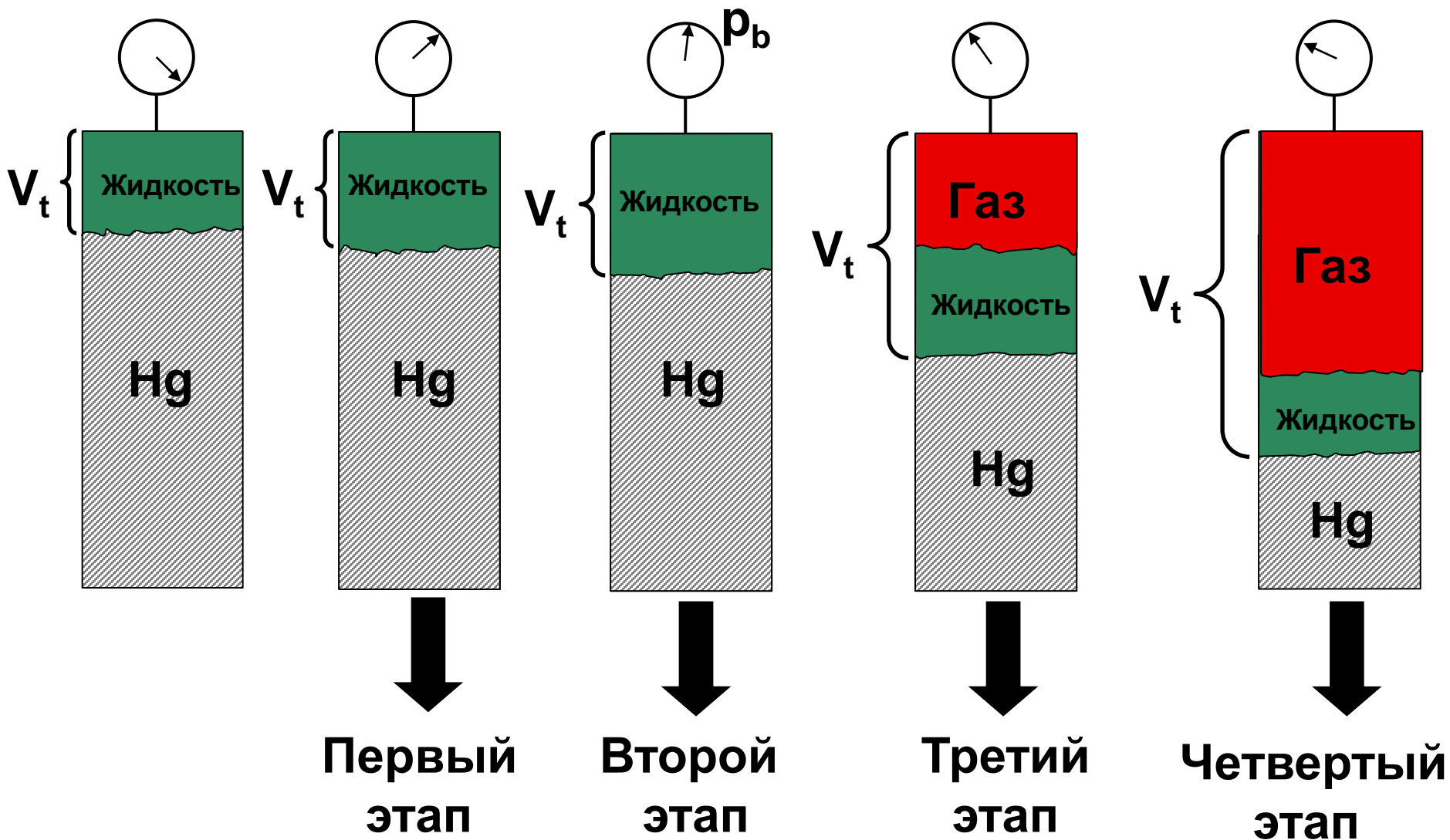
Промысловые данные для корреляций

- Постройте график отношения газосодержания к накопленной добыче
- Постройте график отношения измеренных средних пластовых давлений к накопленной нефтедобыче
- R_{sb} – начальное газосодержание
- p_b - давление, при котором кривая давления выпрямляется – как раз перед тем, как начинает возрастать газосодержание
- Если газосодержание рассчитывается с использованием товарного газа (что обычно и происходит), для получения R_{sb} необходимо добавить величину количества газа в резервуаре, т.е., $R_{sb} = R_{SP} + R_{ST}$
- Корреляция $R_{ST} = f (API, \gamma_{gSP}, p_{SP}, T_{SP})$

Пять основных процедур:

- **Определение состава**
- **Однократное дегазирование**
- **Многократное дегазирование**
- **Испытания на сепараторе**
- **Измерение вязкости нефти**

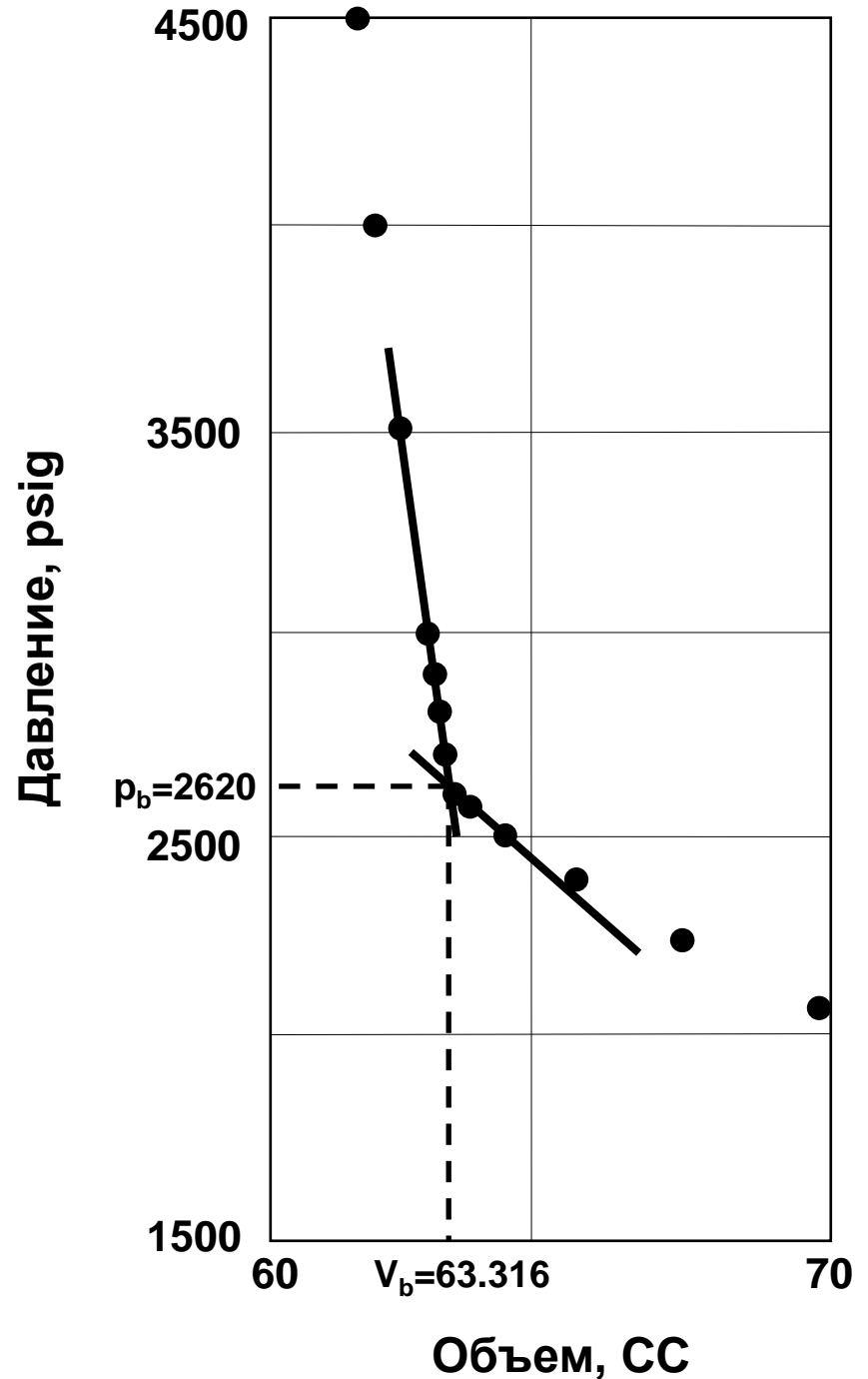
Лабораторное измерение однократного дегазирования



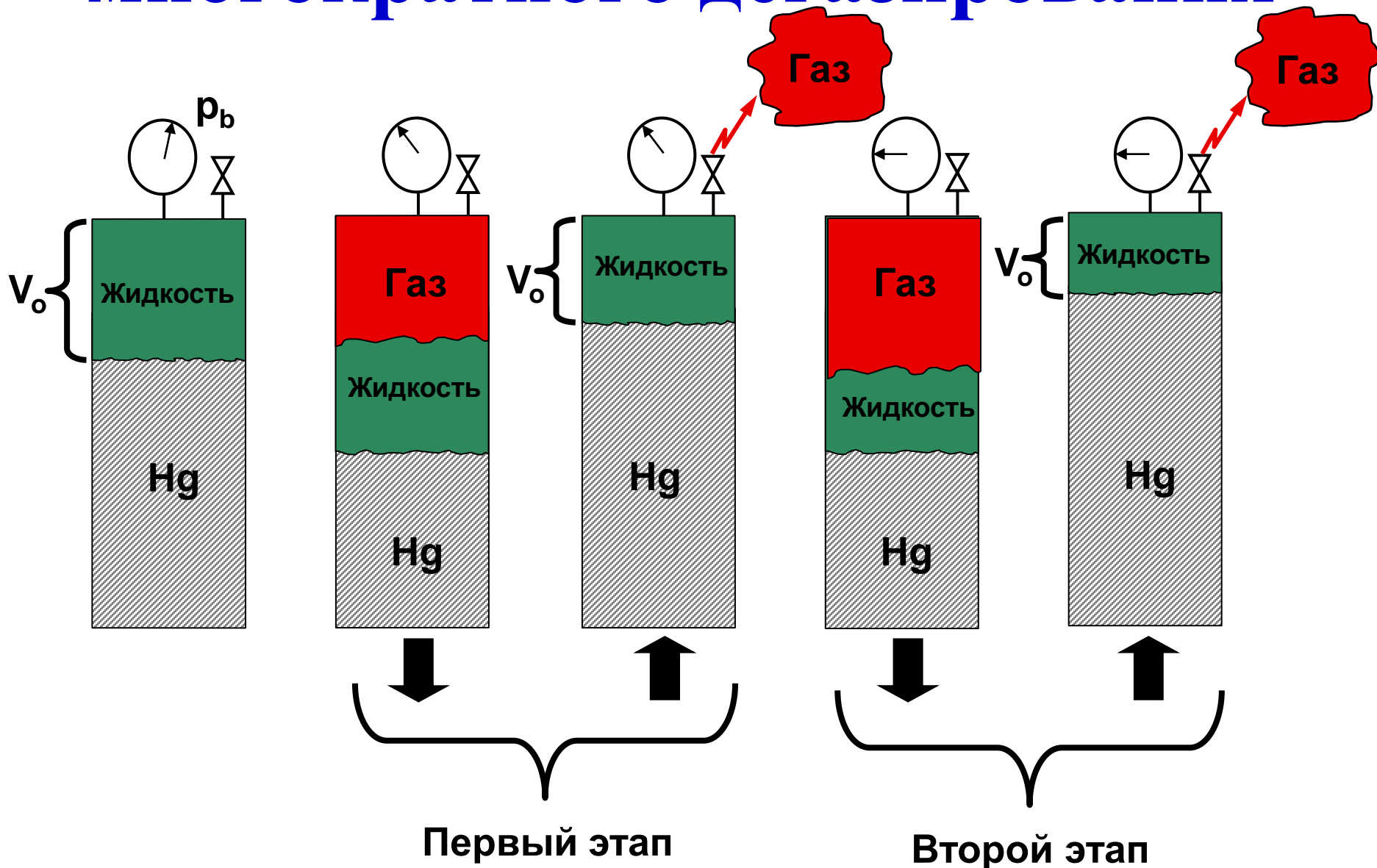
**Данные,
полученные на
основе
однократного
дегазирования**

p Давление, psig	V_t Общий объем, сс
5000	61.030
4500	61.435
4000	61.866
3500	62.341
3000	62.866
2900	62.974
2800	63.088
2700	63.208
2605	63.455
2591	63.576
2516	64.291
2401	65.532
2253	67.400
2090	69.901
1897	73.655
1698	78.676
1477	86.224
1292	95.050
1040	112.715
830	136.908
640	174.201
472	235.700

Определение давления насыщения по данным однократного дегазирования



Лабораторное определение многократного дегазирования



Данные многократного дегазирования

р Давление, psig	Удаленный газ,* сс	Удаленный газ,** scf	V _o Объем нефти, сс	Возрастающая плотность газа
2620	-	-	63.316	-
2350	4.396	0.02265	61.496	0.825
2100	4.292	0.01966	59.952	0.818
1850	4.478	0.01792	58.528	0.797
1600	4.960	0.01693	57.182	0.791
1350	5.705	0.01618	55.876	0.794
1100	6.891	0.01568	54.689	0.809
850	8.925	0.01543	53.462	0.831
600	12.814	0.01543	52.236	0.881
350	24.646	0.01717	50.771	0.988
159	50.492	0.01643	49.228	1.213
0		0.03908	42.540	2.039
0			39.572	
			при 60°F	

*при 220°F и давлении камеры

**при 60°F и 14.65 psia

p Давление, psig	Удаленный газ,* сс	Удаленный газ,** scf	V_o Объем нефти, сс	Возрастающая плотность газа	V_g Растворен ный газ scf
2620	-	-	63.316	-	0.21256
2350	4.396	0.02265	61.496	0.825	0.18991
2100	4.292	0.01966	59.952	0.818	0.17025
1850	4.478	0.01792	58.528	0.797	0.15233
1600	4.960	0.01693	57.182	0.791	0.13540
1350	5.705	0.01618	55.876	0.794	0.11922
1100	6.891	0.01568	54.689	0.809	0.10354
850	8.925	0.01543	53.462	0.831	0.08811
600	12.814	0.01543	52.236	0.881	0.07268
350	24.646	0.01717	50.771	0.988	0.05551
159	50.492	0.01643	49.228	1.213	0.03908
0		0.03908	42.540	2.039	0.0
0			39.572 при 60°F		

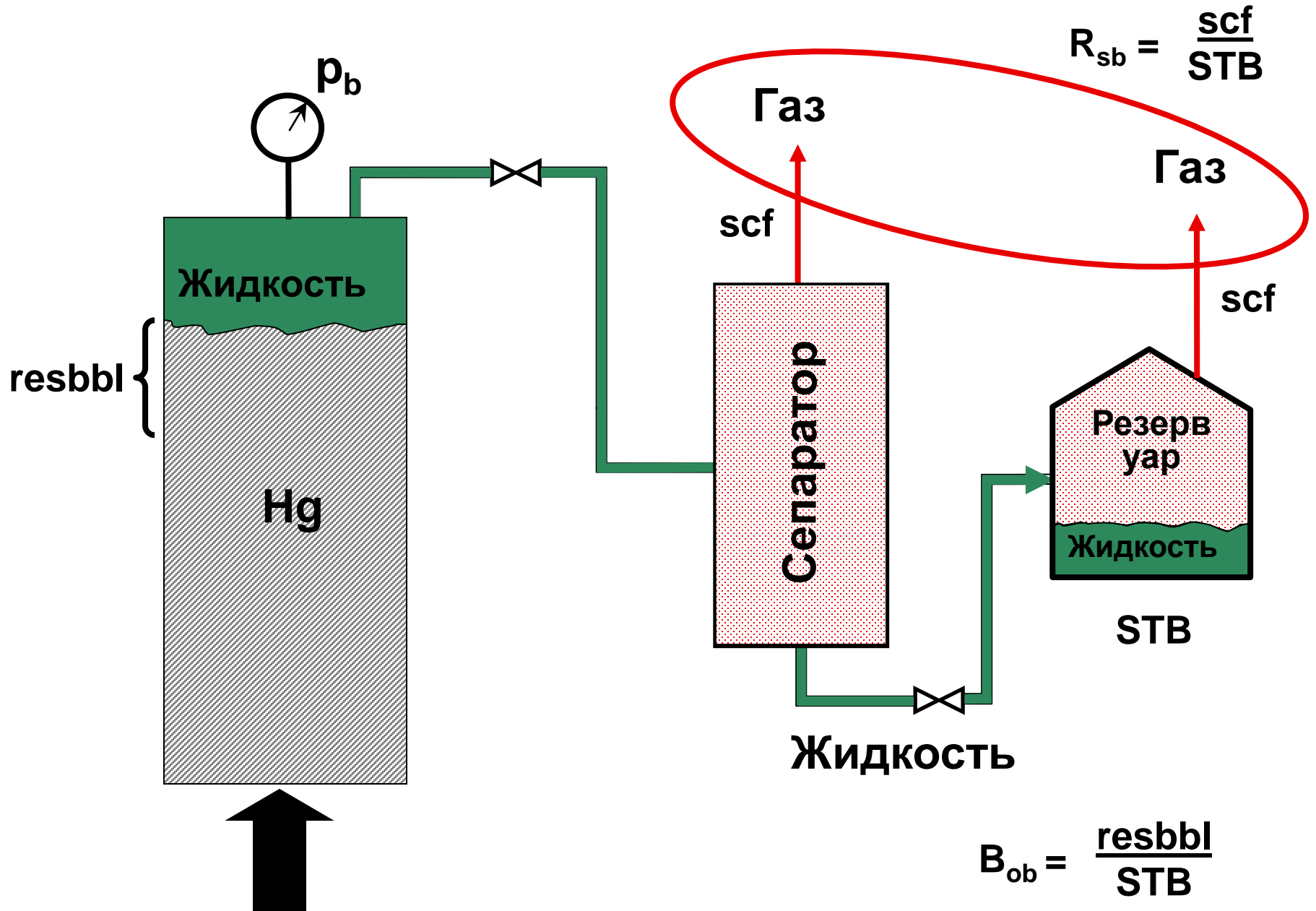
*при 220°F и давлении камеры

**при 60°F и 14.65 psia

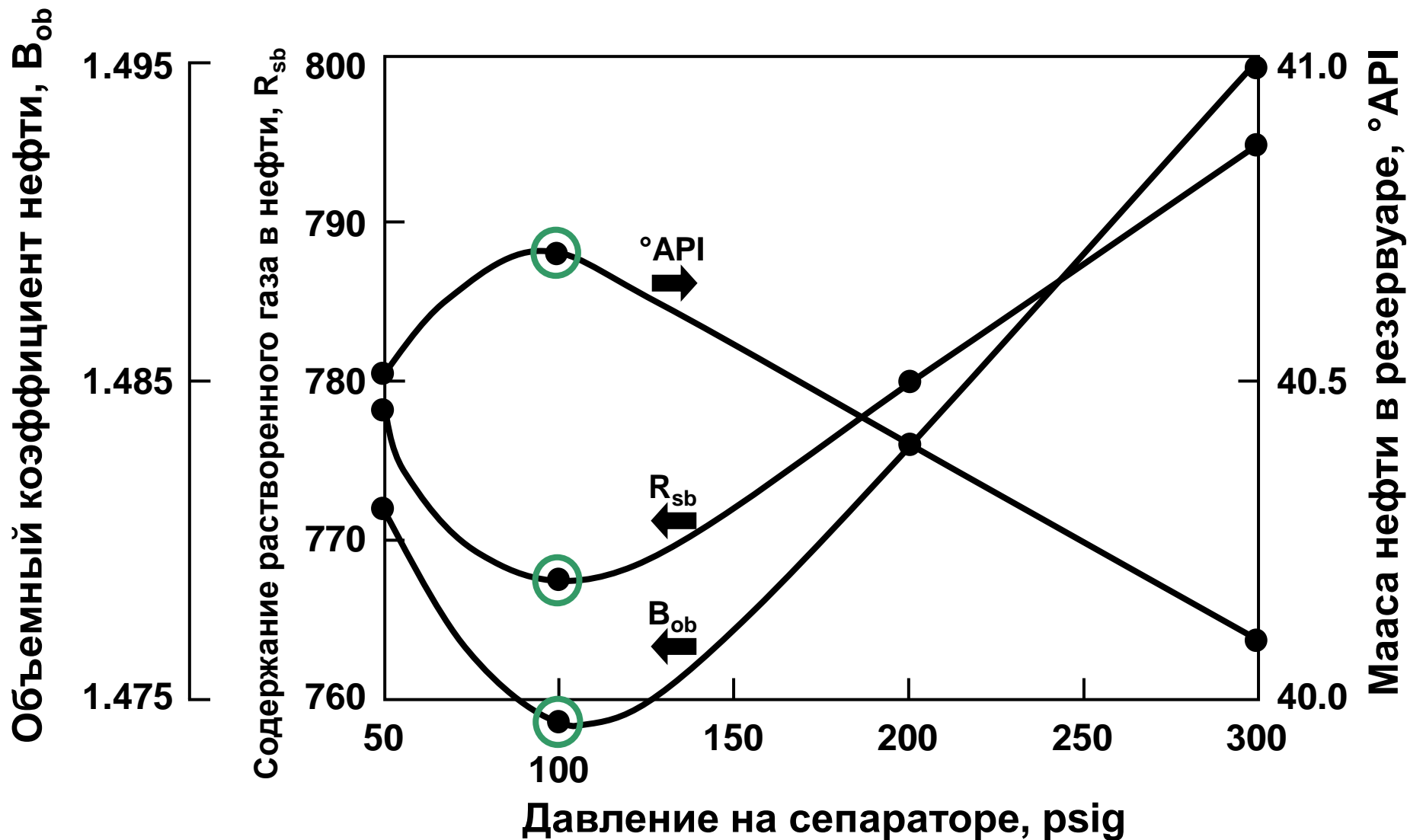
0.21256

V_r = 39.572 сс = 0.00024890 bbl

Лабораторные испытания на сепараторе



Результаты испытаний на сепараторе для Good Oil Co. № 4



Свойства флюидов и пород

- **Содержание растворенного газа в нефти (R_s)**
- **Объемный коэффициент нефти (B_o)**
- **Объемный коэффициент газа (B_g)**
- **Общий объемный коэффициент (B_t)**
- **Сжимаемость пласта (c_f)**
- **Сжимаемость воды (c_w)**

Сжимаемость

- Коэффициент изотермической сжимаемости (с)

$$c = - \frac{1}{v_i} \frac{dv}{dp}$$

$$c = - \frac{1}{v_i} \frac{\Delta v}{\Delta p}$$

$$\Delta v = -v_i c \Delta p$$

Базовые физические свойства нефти и газа

- Объемный фактор нефти (B_o) [м³/м³]
- Газосодержание (R_g) [м³/м³]
- Плотность нефти (ρ_o) [кг/м³]
- Давление (P) [МПа]
- Молекулярная масса нефти (M_o) [кг/кг х моль]
- Вязкость нефти (μ_o) [сПз]
- Температура (T) [°К]

- Относительная плотность нефти по воде (γ_o)

$$\gamma_o = \frac{(\rho_o)_{sc}}{(\rho_w)_{sc}}$$

$(\rho_o)_{sc}$ – плотность нефти в поверхностных условиях

$(\rho_w)_{sc}$ – плотность воды ($\rho \approx 1000$ кг/м³)

- 9. Относительная плотность газа по воздуху

$$\gamma_g = \frac{M_g}{M_{возд.}}$$

$M_{возд.} = 28,97$

Газосодержание нефти по корреляции Vasquez and Beggs

$$R_s = C_1 \gamma_{gc} \cdot P^{C_2} \cdot \exp\left(\frac{C_3}{\gamma_o T} - \frac{C_4}{T}\right)$$

где

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left(1 + 5,912 \cdot 10^{-5} \left(\frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5\right) (1,8T_s - 460) \cdot \log\left(\frac{P_s}{0,790}\right)\right)$$

P_s, T_s — давление и температура в сепараторе

	$\gamma_o < 0,876$	$\gamma_o \geq 0,876$
C_1	1,166	1,491
C_2	1,187	1,0937
C_3	1881,24	2022,19
C_4	1748,29	1879,28

Вязкость нефти по корреляции Beggs and Robinson

•

1) Вязкость разгазированной нефти

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

где $X = (1,8 \cdot T - 460)^{-1,163} \cdot 10^{\left(5,6926 - \frac{2,862545}{\gamma_o}\right)}$

2) Поправка вязкости нефти на содержание газа

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

где $A = 10,715 (5,552R_s + 100)^{-0,515}$

$$B = 5,44 (5,552R_s + 150)^{-0,338}$$

3) Для $P > P_b$

$$\mu_o = \mu_{ob} \cdot \left(\frac{P}{P_b}\right)^m$$

где $m = 972 \cdot P^{1,187} \cdot \exp(-11,513 - 0,0132 \cdot P)$

Объемный фактор по корреляция Vasquez and Beggs

•

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

где

$$F = \left(\frac{254,7 \cdot T}{\gamma_o} - 236,7 \cdot T - \frac{73580}{\gamma_o} + 68380 \right) \frac{1}{\gamma_{gc}}$$

	$\gamma_o < 0,876$	$\gamma_o \geq 0,876$
C_1	$2,6 \cdot 10^{-3}$	$2,6 \cdot 10^{-3}$
C_2	$1,100 \cdot 10^{-5}$	$1,751 \cdot 10^{-5}$
C_3	$0,742 \cdot 10^{-8}$	$1,005 \cdot 10^{-7}$

Сжимаемость нефти по корреляции Vasquez and Beggs

$$C_o = \frac{27,76R_s + 31 \cdot T - 1180\gamma_{gc} + \frac{1784,3}{\gamma_o} - 11003}{10^8 \cdot P}$$

Плотность нефти по корреляции Standing

1) $P < P_b$

$$\rho_o = \frac{1000\gamma_o + 1,21\gamma_{gd} \cdot R_s}{B_o}$$

2) $P \geq P_b$

$$\rho_o = \rho_{ob} \cdot \exp(C_o (P - P_b))$$

C_o -сжимаемость нефти

ρ_{ob} – плотность нефти при давлении насыщения
(рассчитывается по 1) при R_{sb} и B_{ob}

Свойства пластовой воды

Состав воды в нефтяном месторождении

- Все пластовые воды содержат растворенные твердые тела, прежде всего хлорид натрия
- Типичные катионы - Na^+ , Ca^{++} , Mg^{++} иногда K^+ , Ba^{++} , Li^+ , Fe^{++} , Sr^{++}
- Типичные анионы - Cl^- , SO_4^{--} , HCO_3^- иногда CO_3^{--} , NO_3^- , Br^- , I^- , BO_3^{--} , S^-
- Также другие попутные ионы от 30 до 40

Минерализация воды – типичные единицы

<u>Значение</u>	<u>Символ</u>	<u>Определение</u>
Масса твердых веществ в процентах	C_w	$\frac{g \text{ solid}}{100 g \text{ brine}}$
Частицы на миллион	C_{ppm}	$\frac{g \text{ solid}}{10^6 g \text{ brine}}$
Миллиграммы на литр	$C_{mg/l}$	$\frac{g \text{ solid}}{10^6 ml \text{ brine}}$
Частицы на галлон	$C_{gr/gal}$	$\frac{grains \text{ solid}}{gallon \text{ brine}}$

- Может быть, начиная с 200 ppm, до давления насыщения, при давлении насыщения этот показатель может превышать 300,000 ppm
- Для справки: содержание твердых веществ в морской воде 35,000 ppm

Удельная плотность пластовой воды

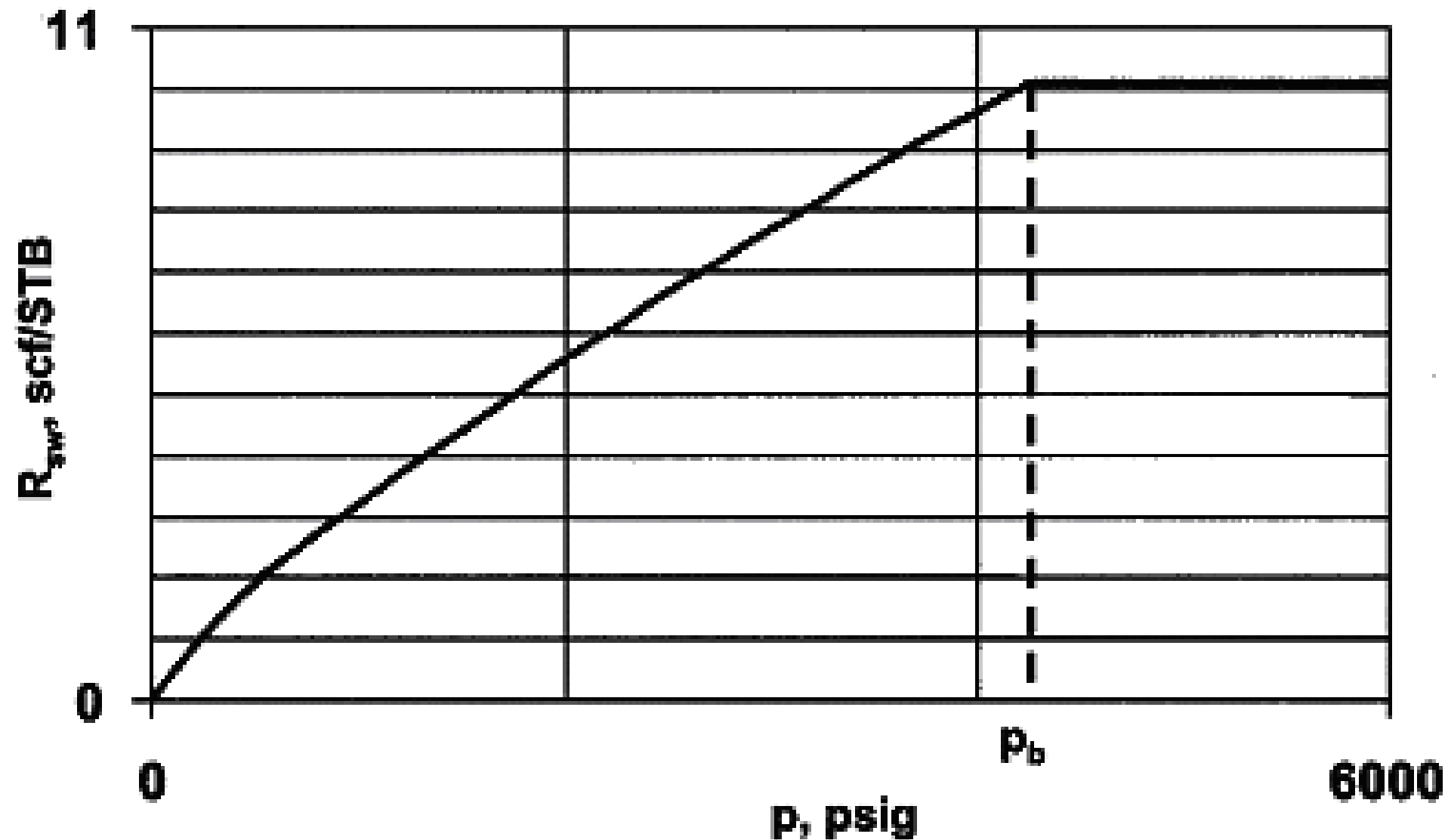
$$\gamma_w = \frac{\rho_{brine}}{\rho_{pure\ water}}$$

Обе плотности измеряются при одинаковой температуре и давлении, обычно при 60°F и атмосферном давлении

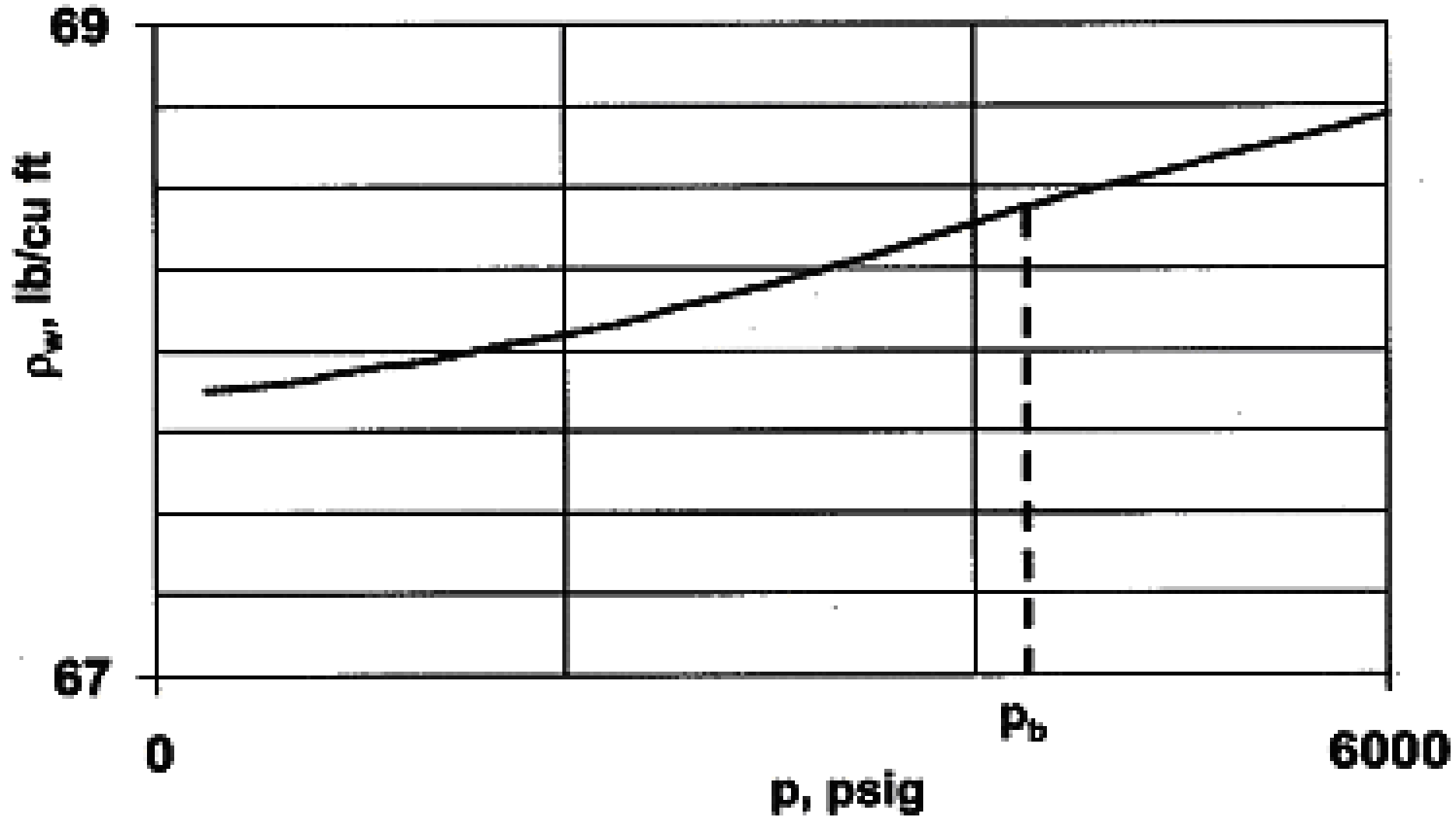
Давление насыщения для пластовой воды

- Нефтяной пласт – давление насыщения для воды равно давлению насыщения для нефти
- Газовая залежь – давление насыщения для воды равно начальному пластовому давлению

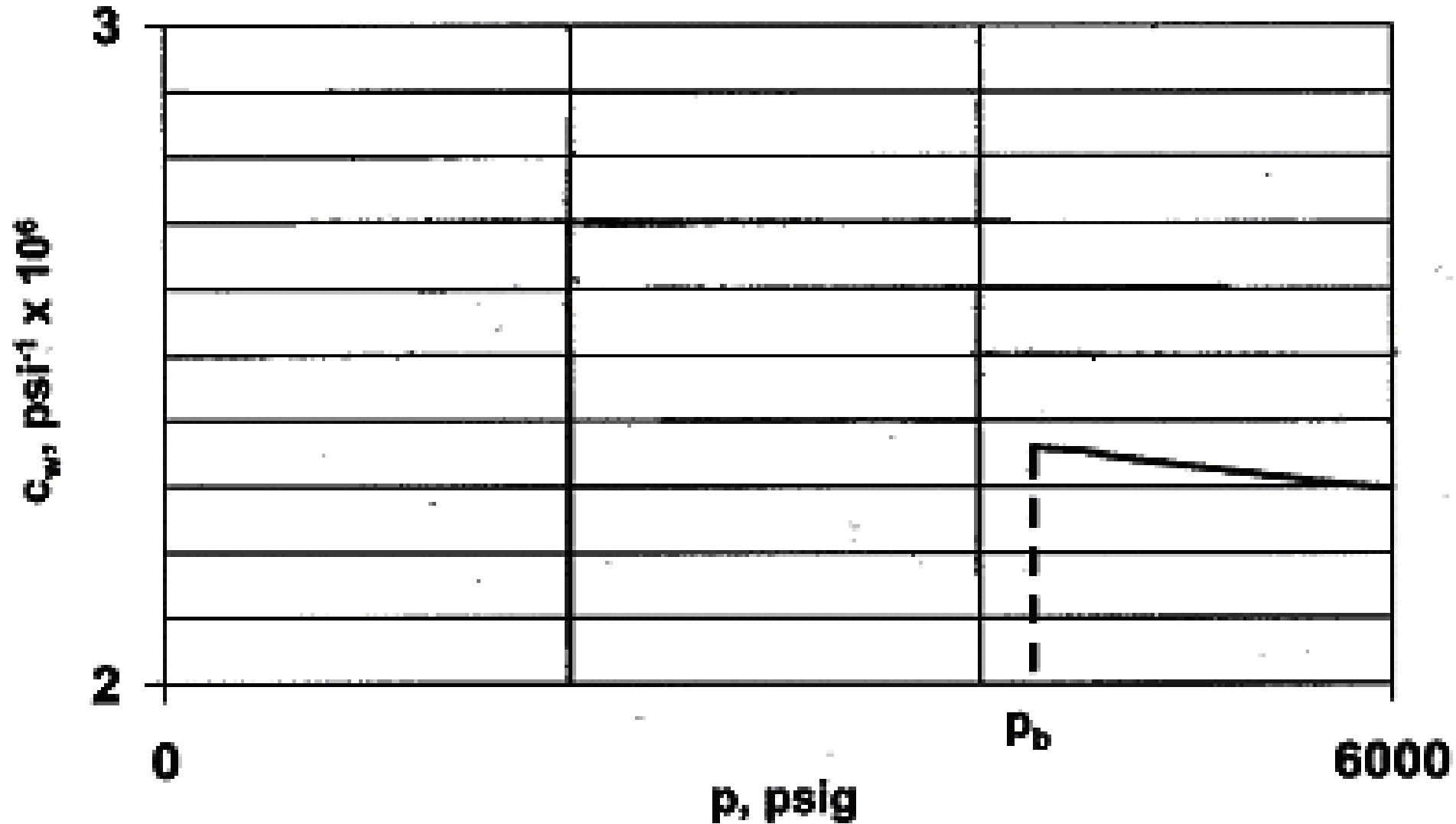
Типичный график – содержание газа, растворенного в воде



Типичный график – плотность ВОДЫ

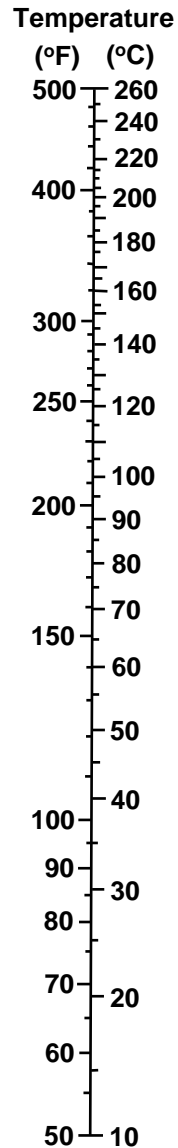


Типичный график – сжимаемость ВОДЫ



Минерализация пластовой воды

- Получение точных образцов пластовой воды является сложной задачей
- Аналитик по каротажу должен иметь данные о сопротивлении воды при пластовой температуре
- Существует связь между минерализацией и сопротивлением воды



Сопротивление эквивалентных NaCl растворов

Equivalent NaCl
Concentration
(ppm or mg/kg) (grains/gal @ 24°C or 75°F)

