



**Escola Politécnica da Universidade de São Paulo  
Departamento de Engenharia de Minas e de Petróleo**

# **“PROPRIEDADES DOS FLUIDOS DE RESERVATÓRIO”**

**PMI 1673 - Mecânica de Fluidos Aplicada a Reservatórios**

**Prof. Eduardo César Sansone**



**O conhecimento da composição, de propriedades físico-químicas e do comportamento de fase são necessários para a determinação de:**

- Quanto de óleo está presente.**
- Quanto de óleo pode ser recuperado.**
- Qual a taxa de recuperação.**
- Estudo do fluxo no reservatório.**
- Condições para o gerenciamento do reservatório e implementação de estratégias de produção.**



**Abordagens diferentes no estudo do fluxo no reservatório:**

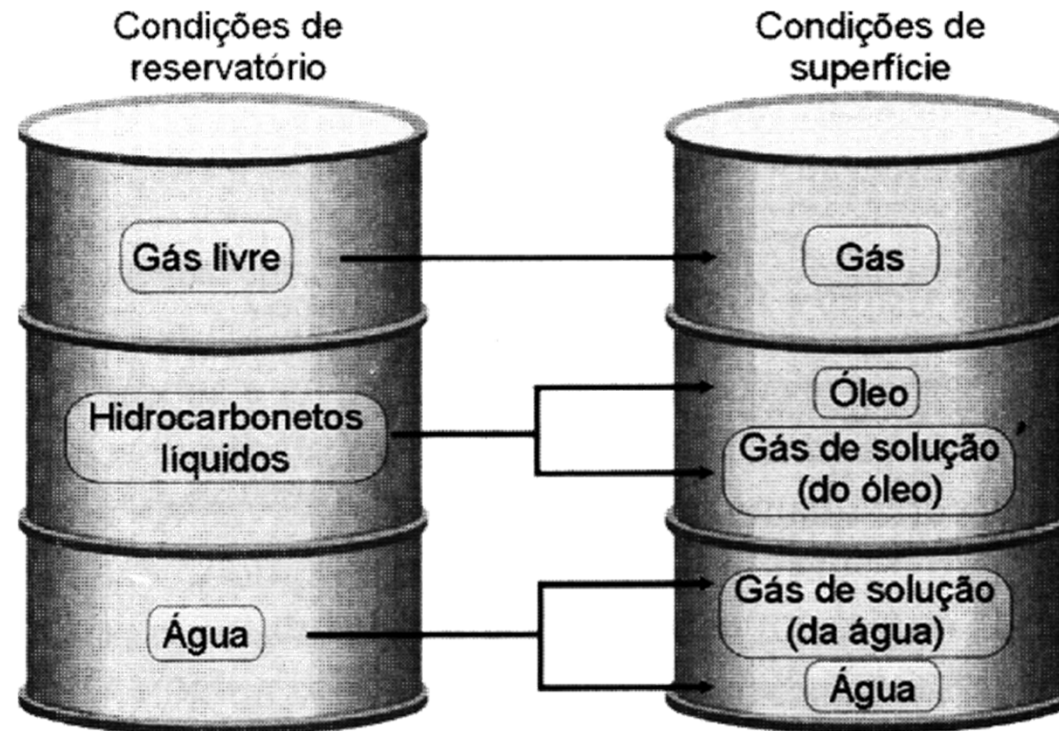
- Métodos baseados no comportamento de cada substância presente na mistura, por exemplo, os “Simuladores Composicionais”.
- Métodos baseados nas propriedades gerais da mistura, por exemplo, os “Simuladores Black Oil”.

# PRINCIPAIS PROPRIEDADES DOS FLUIDOS DE RESERVATÓRIO



## Propriedades de gases, óleos e água:

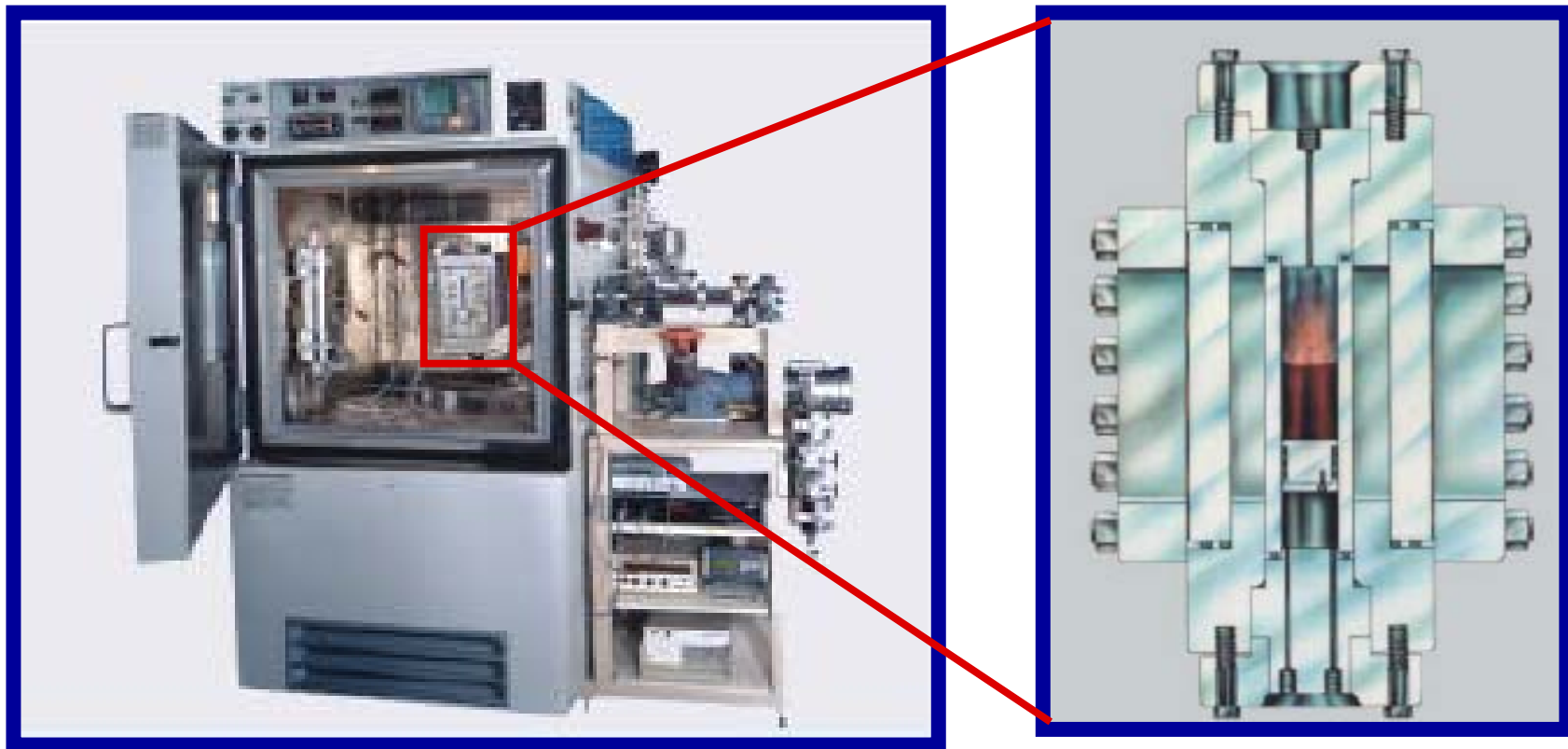
- Densidade,  $\rho$
- Peso Específico,  $\gamma$
- Densidade API,  $^{\circ}$
- Fator Volume de Formação, B
- Razão de Solubilidade Óleo-Gás,  $R_s$
- Coeficiente de Compressibilidade Isotérmica, c
- Coeficiente de Viscosidade,  $\mu$



## DETERMINAÇÃO DAS PROPRIEDADES



As propriedades tecnológicas dos fluidos presentes nos reservatórios são obtidas a partir de análises PVT em laboratório (pois são dependentes destas variáveis).



Análise PVT em Laboratório



## **PROPRIEDADES DOS GASES DE RESERVATÓRIO**



# PRINCIPAIS PROPRIEDADES DOS GASES DE RESERVATÓRIO



- Densidade,  $\rho$
- Peso Específico,  $\gamma$
- Fator Volume de Formação,  $B$
- Coeficiente de Compressibilidade Isotérmica,  $c$
- Coeficiente de Viscosidade,  $\mu$



**DENSIDADE**







A partir da Lei dos Gases:

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{pM}{RT}$$

$\rho_g$  = density of the gas, lb/ft<sup>3</sup>

Exemplo: Cálculo da densidade do n-butano a 120°F e 60 psi.

Da tabela de propriedades físicas de substâncias puras:

$$M = 58,123$$

Assim:

$$\rho_g = \frac{pM}{RT} = \frac{(60)(58.123)}{(10.73)(580)} = 0.56 \text{ lb/ft}^3 = 8.97 \text{ kg/m}^3$$



**PESO ESPECÍFICO**





O peso específico é uma relação entre as densidades do gás e do ar:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{\text{air}}}$$

Ou

$$\gamma_g = \frac{\frac{p_{\text{sc}} M_a}{RT_{\text{sc}}}}{\frac{p_{\text{sc}} M_{\text{air}}}{RT_{\text{sc}}}} \quad \left( \rho_g = \frac{m}{V} = \frac{pM}{RT} \right)$$

Assim:

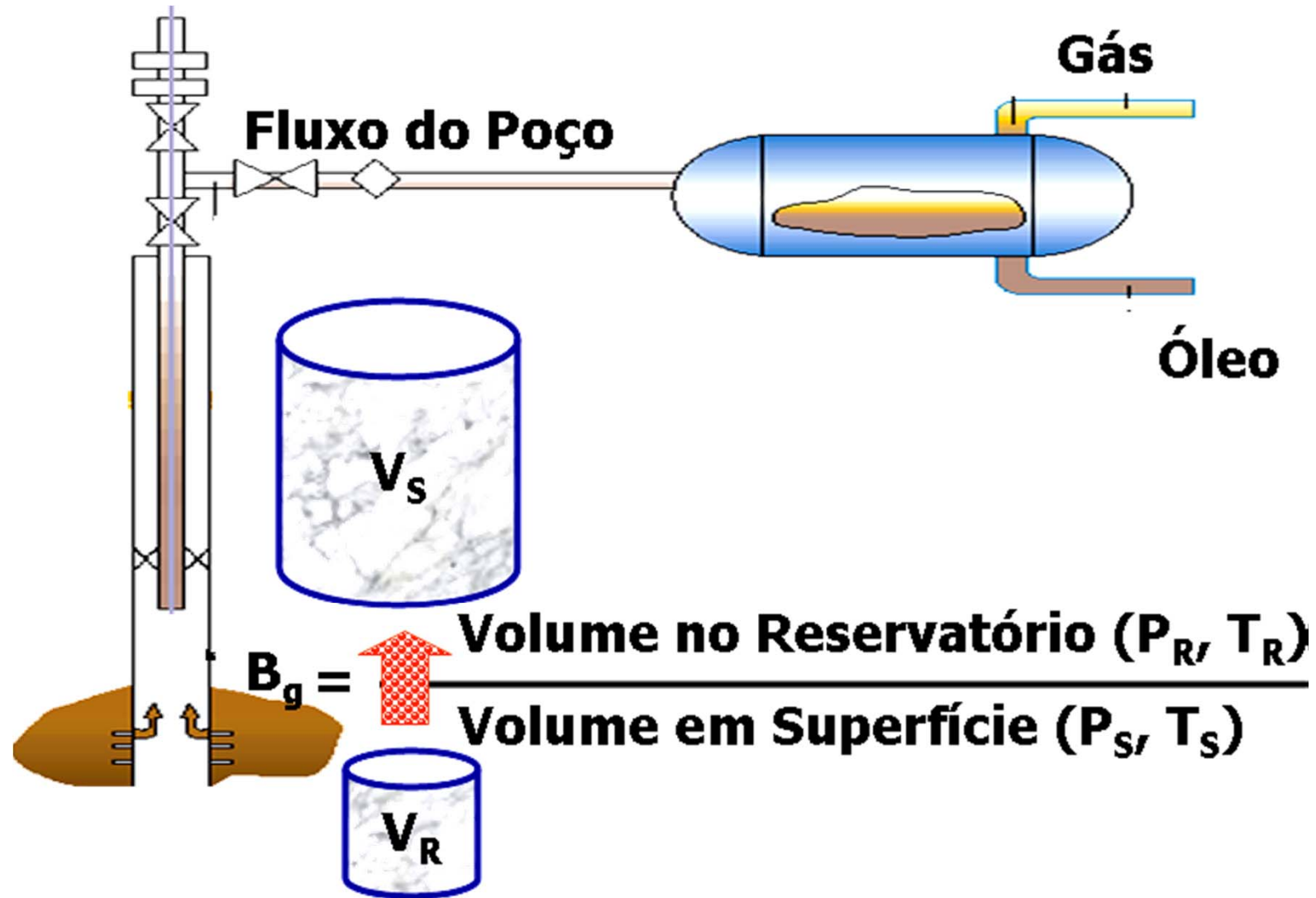
$$\gamma_g = \frac{M_a}{M_{\text{air}}} = \frac{M_a}{28.96}$$



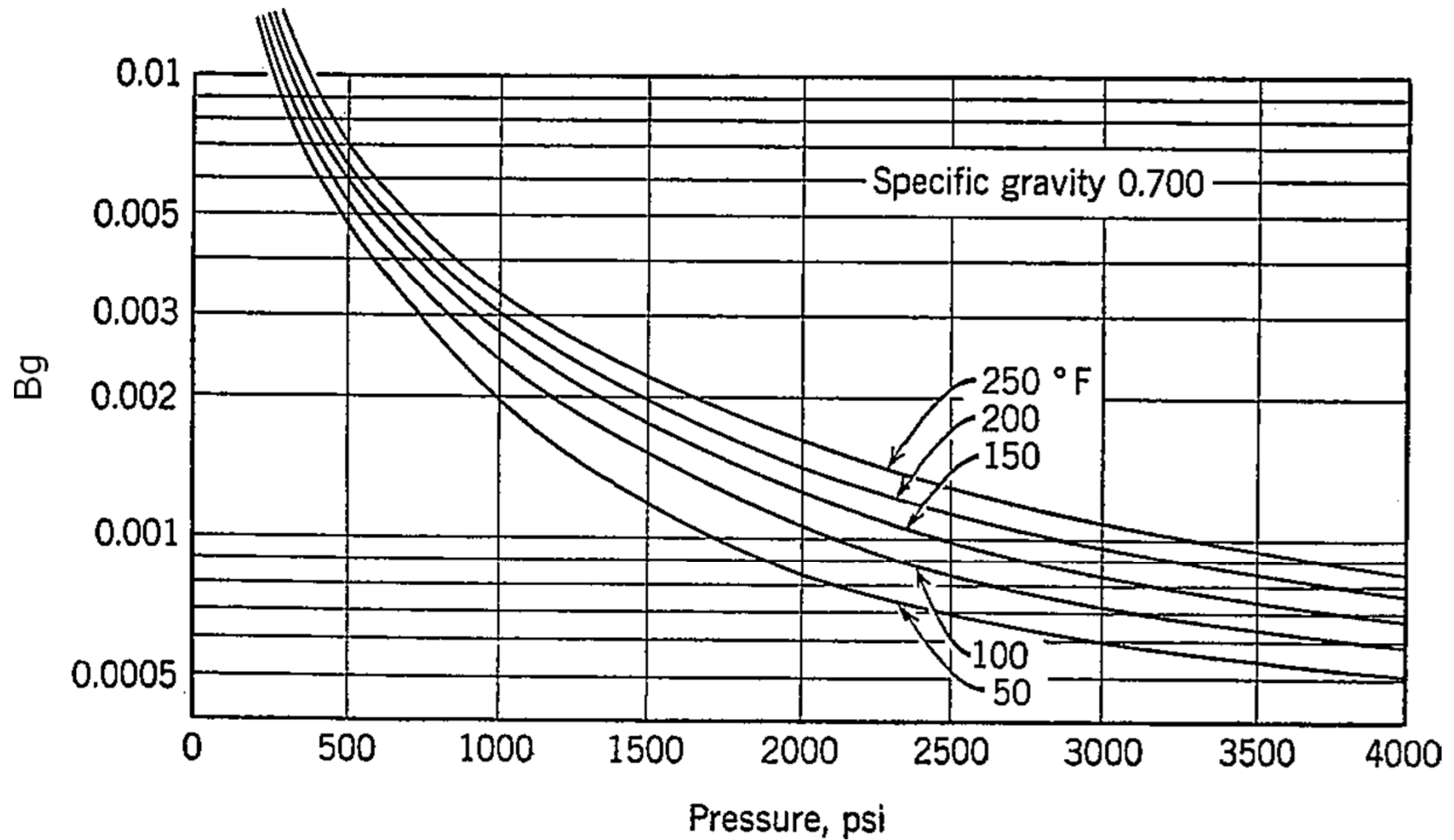
## **FATOR VOLUME DE FORMAÇÃO**



# FATOR VOLUME DE FORMAÇÃO DO GÁS



# FATOR VOLUME DE FORMAÇÃO DO GÁS



Fator Volume de Formação

## FATOR VOLUME DE FORMAÇÃO DO GÁS



Cálculo do fator volume de formação de um gás real:

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

Os volumes nas condições de reservatório e de superfície (standard conditions) serão:

$$V_R = \frac{znRT}{p} \quad \text{e} \quad V_{sc} = \frac{z_{sc}nRT_{sc}}{p_{sc}}$$

Assim:

$$B_g = \frac{V_R}{V_{sc}} = \frac{\frac{znRT}{p}}{\frac{z_{sc}nRT_{sc}}{p_{sc}}} = \frac{zTp_{sc}}{z_{sc}T_{sc}p}$$

Considerando para as condições de superfície  $T = 520^\circ\text{R}$  ( $15,7^\circ\text{C}$ ),  $p = 14,65$  psi (1 atm) e  $z_{sc} = 1$ , temos:

$$B_g = \frac{zT(14,65)}{(1,0)(520)p} = 0,0282 \frac{zT}{p} \frac{\text{cu ft}}{\text{scf}} = 0,00502 \frac{zT}{p} \frac{\text{res bbl}}{\text{scf}}$$



A relação entre a densidade do gás nas condições de superfície e nas condições de reservatório pode ser dada por:

Densidade do Gás no Reservatório:  $\rho_{gR} = \frac{\rho_{gS}}{B_g}$





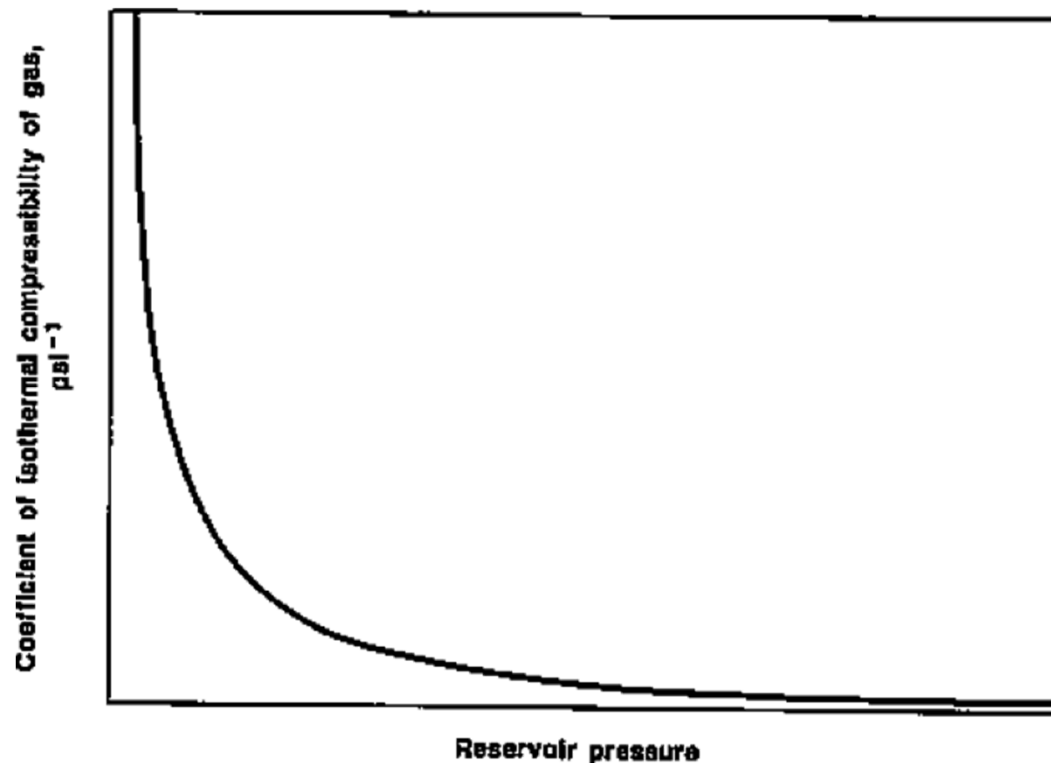
## **COEFICIENTE DE COMPRESSIBILIDADE ISOTÉRMICA**

# COEFICIENTE DE COMPRESSIBILIDADE ISOTÉRMICA DO GÁS



O coeficiente de compressibilidade isotérmica é o índice que caracteriza a variação relativa de volume sofrida pelo gás segundo variações de pressão a uma temperatura constante. Assim caracteriza a expansão ou contração do gás no reservatório:

$$c_g = - \frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial p} \right)_T$$



# COEFICIENTE DE COMPRESSIBILIDADE ISOTÉRMICA DO GÁS



## COEFICIENTE DE COMPRESSIBILIDADE ISOTÉRMICA PARA UM GÁS REAL

Na lei dos gases reais  $z$  depende da pressão:

$$V = nRT \frac{z}{p}$$

Derivando temos:

$$\left( \frac{\partial V}{\partial p} \right)_T = nRT \frac{p \left( \frac{\partial z}{\partial p} \right)_T - z}{p^2} \quad \left( \left( \frac{f}{g} \right)' = \frac{gf' - fg'}{g^2} \right)$$

Assim:

$$c_g = - \frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial p} \right)_T$$

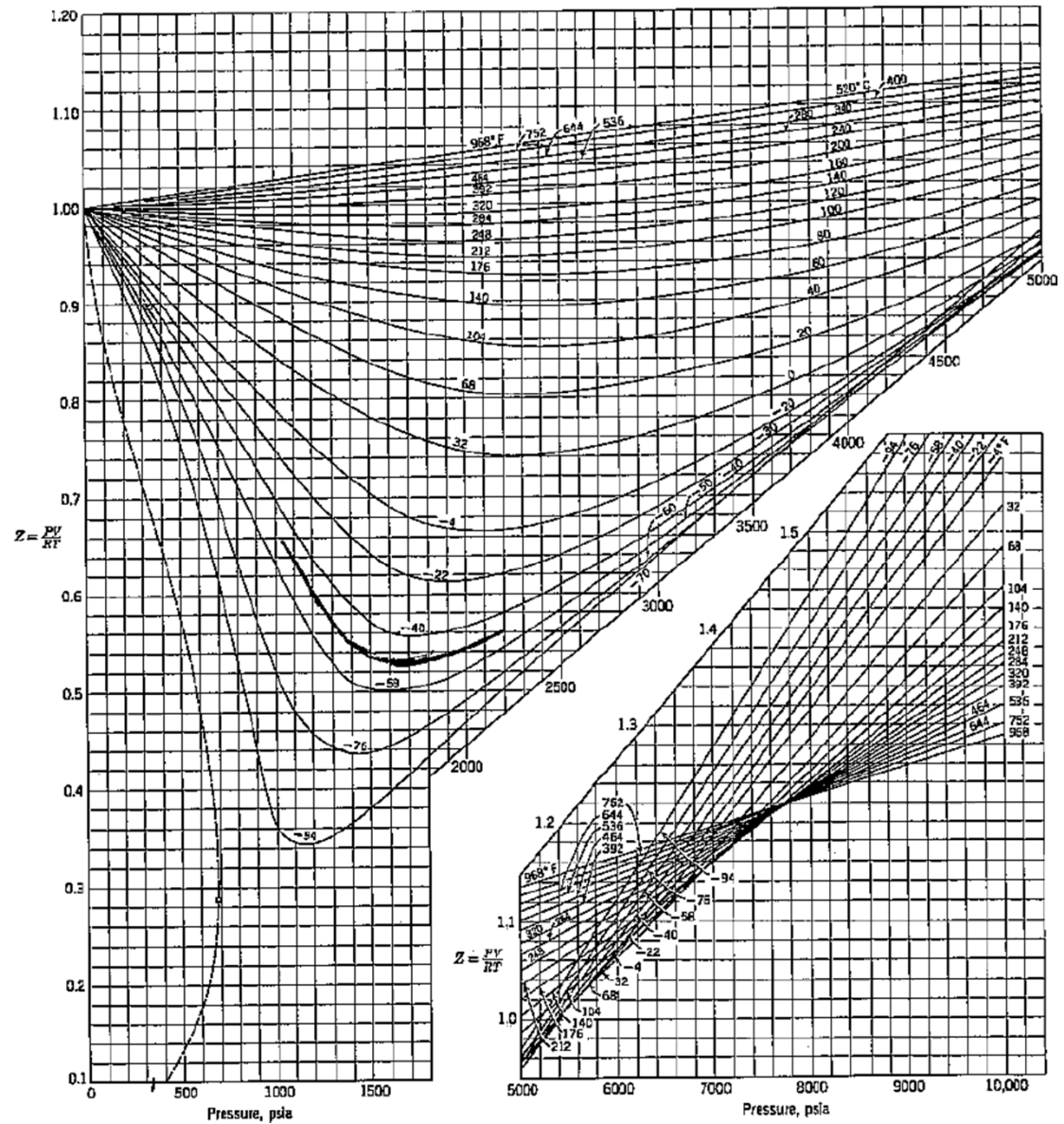
$$c_g = \left[ - \frac{p}{znRT} \right] \left\{ \frac{nRT}{p^2} \left[ p \left( \frac{\partial z}{\partial p} \right)_T - z \right] \right\}$$

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left( \frac{\partial z}{\partial p} \right)_T$$

# COEFICIENTE DE COMPRESSIBILIDADE ISOTÉRMICA DO GÁS



Fator de compressibilidade para misturas de gases



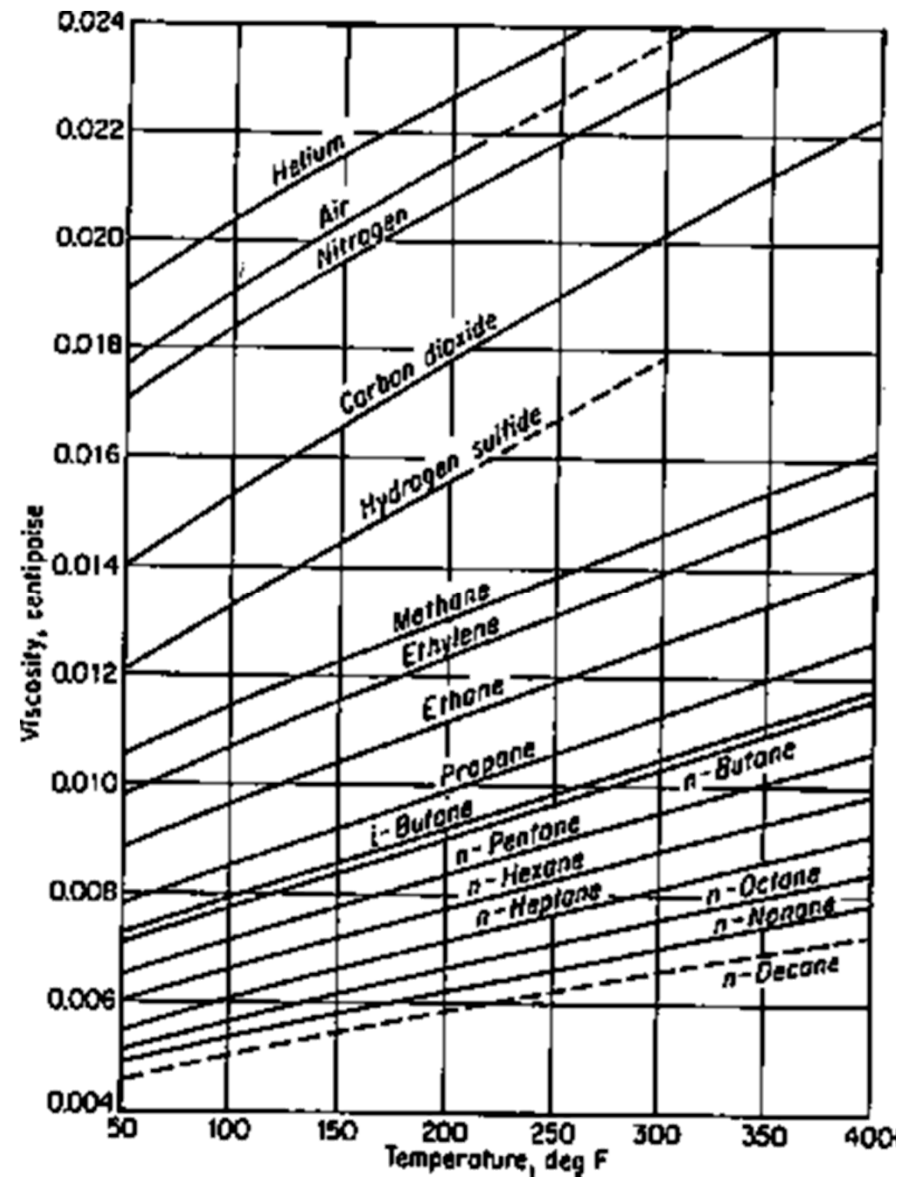


**COEFICIENTE DE VISCOSIDADE**

# COEFICIENTE DE VISCOSIDADE DO GÁS



Viscosidade é uma medida da resistência ao fluxo exercida pelo atrito interno em um fluido.



Viscosidade de alguns gases a pressão atmosférica



**Coeficiente de viscosidade de uma mistura de gases:**

$$\mu_g = \frac{\sum_i \mu_{gi} y_i \sqrt{M_i}}{\sum_i y_i \sqrt{M_i}}$$

**Onde:**

$\mu_{gi}$  = viscosidade do gás i

$M_i$  = massa molecular do gás i

$y_i$  = fração molar do gás i



## PROPRIEDADES DOS ÓLEOS DE RESERVATÓRIO





# PRINCIPAIS PROPRIEDADES DOS ÓLEOS DE RESERVATÓRIO



- **Peso Específico,  $\gamma$**
- **API,  $^{\circ}$**
- **Fator Volume de Formação, B**
- **Razão de Solubilidade Óleo-Gás, Rs**
- **Coeficiente de Compressibilidade Isotérmica, c**
- **Viscosidade,  $\mu$**



**PESO ESPECÍFICO**





O peso específico é uma relação entre as densidades do óleo e da água calculadas a 60°F (15°C):

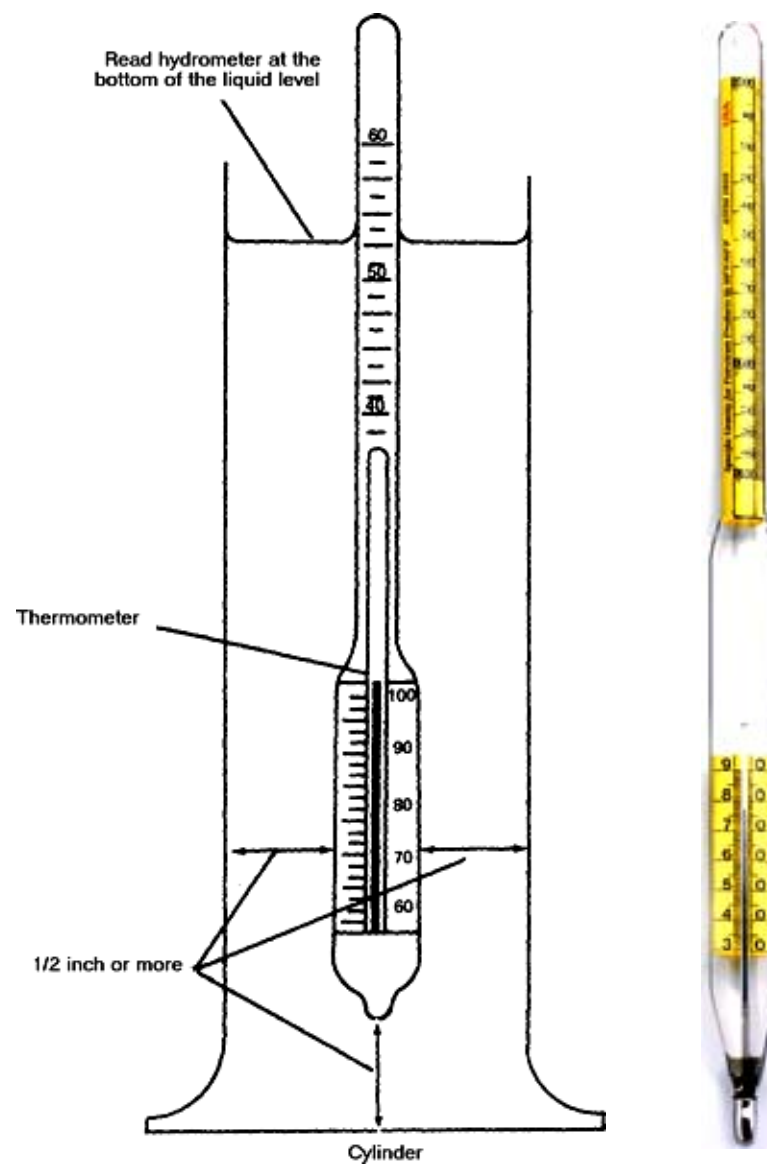
$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} = \frac{\rho_o}{62.37} = \frac{\text{lb oil/cu ft oil}}{\text{lb water/cu ft water}}$$

O grau API é dado pela relação:

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

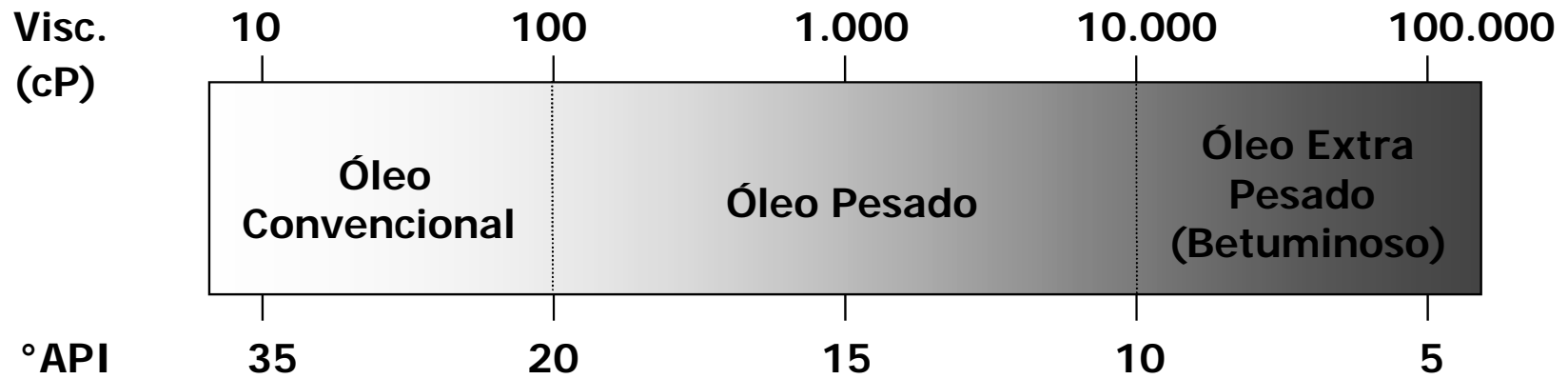
Nesta escala a água apresenta API = 10 e a graduação aumenta com a diminuição da densidade do óleo.

# PESO ESPECÍFICO DO ÓLEO



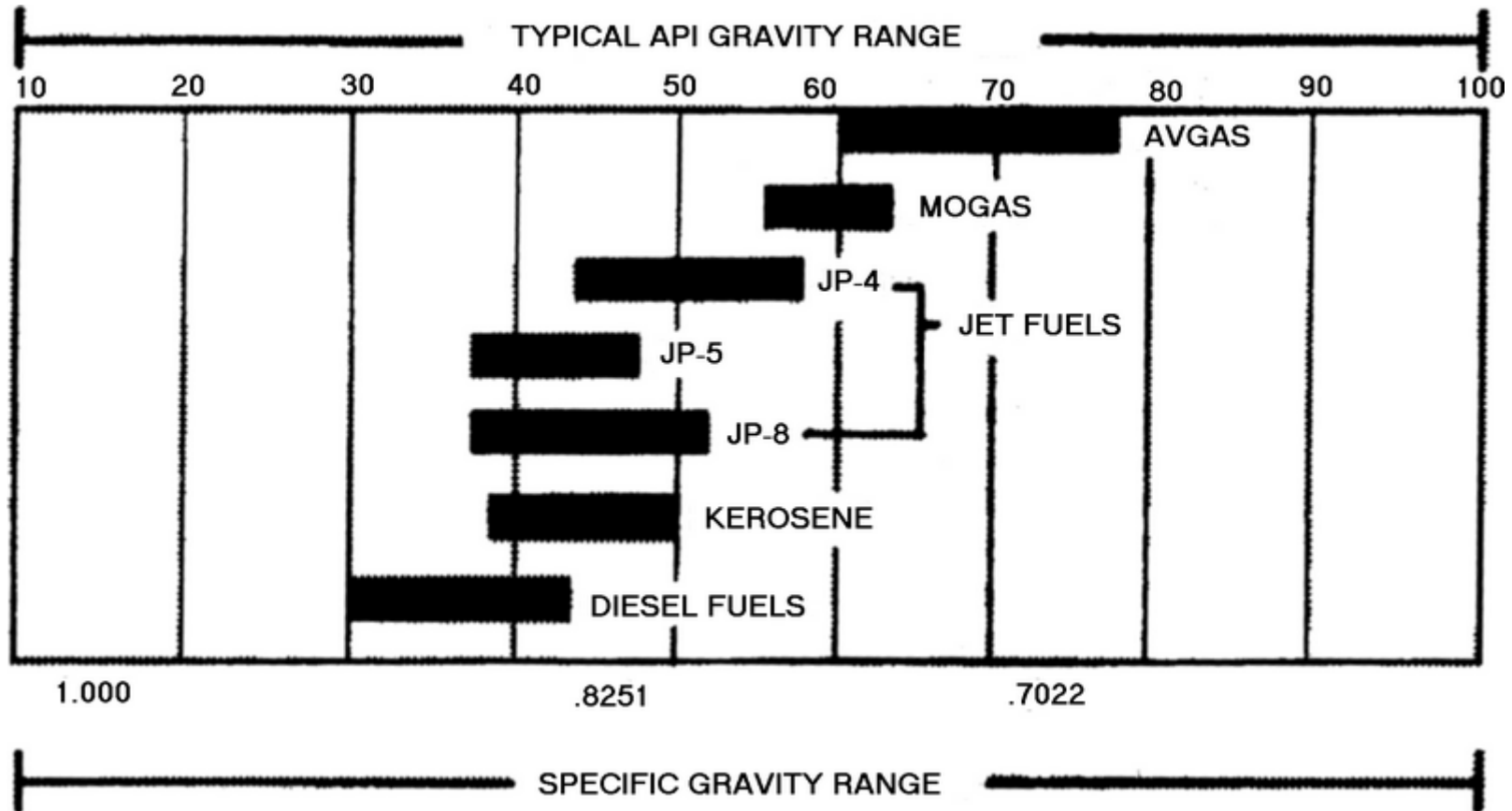
Hidrômetro API

# PESO ESPECÍFICO DO ÓLEO



Variação do peso específico e da viscosidade para óleos

# PESO ESPECÍFICO DO ÓLEO



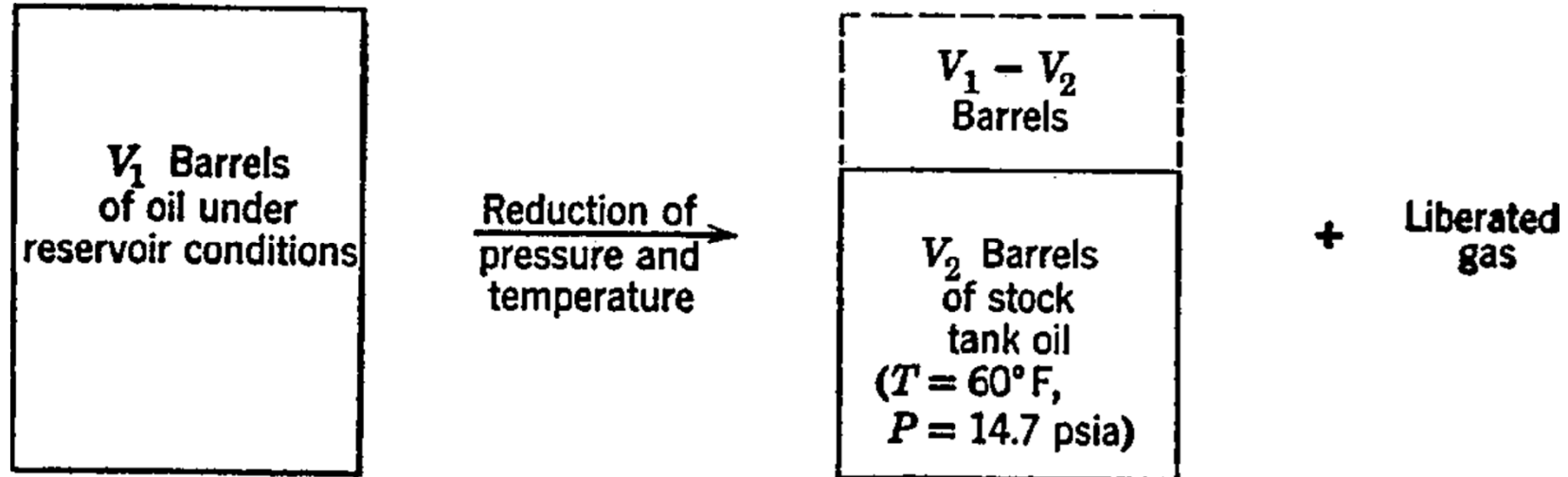
Peso específico de produtos do petróleo



## **FATOR VOLUME DE FORMAÇÃO**



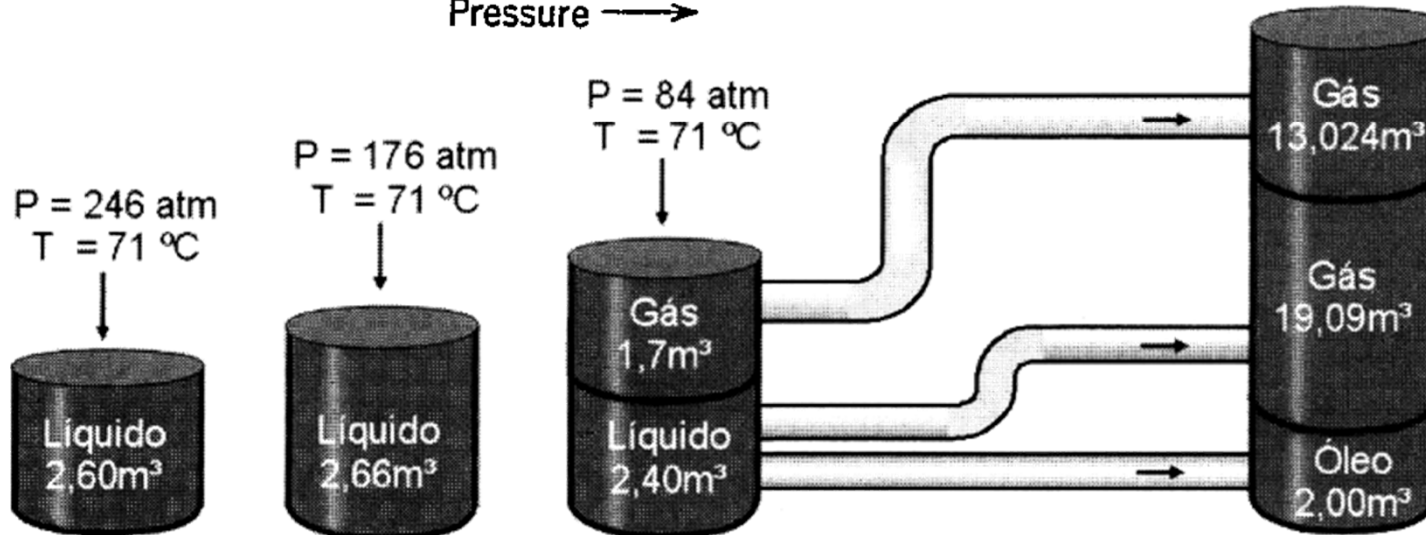
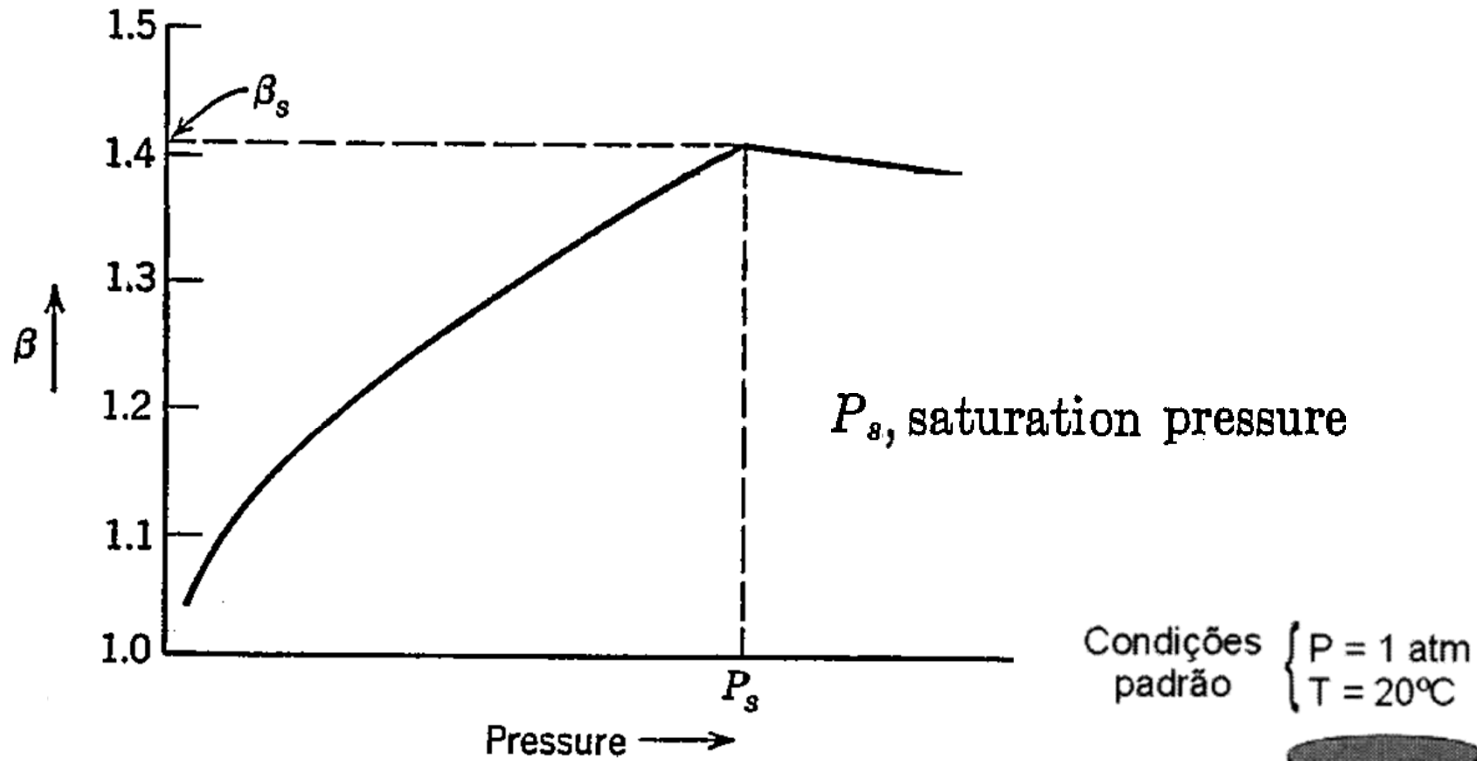
# FATOR VOLUME DE FORMAÇÃO DO ÓLEO



$$B_o = \frac{\text{Volume no Reservatório } (P_R, T_R)}{\text{Volume em Superfície } (P_S, T_S)}$$



# FATOR VOLUME DE FORMAÇÃO DO ÓLEO



# FATOR VOLUME DE FORMAÇÃO DO ÓLEO



Comparação entre quatro reservatórios de mesmo volume e óleo com mesma composição, mas partindo de pressões diferentes.

$$B = \frac{V_{Res}}{V_{Sup}} \Rightarrow V_{Sup} = \frac{V_{Res}}{B}$$

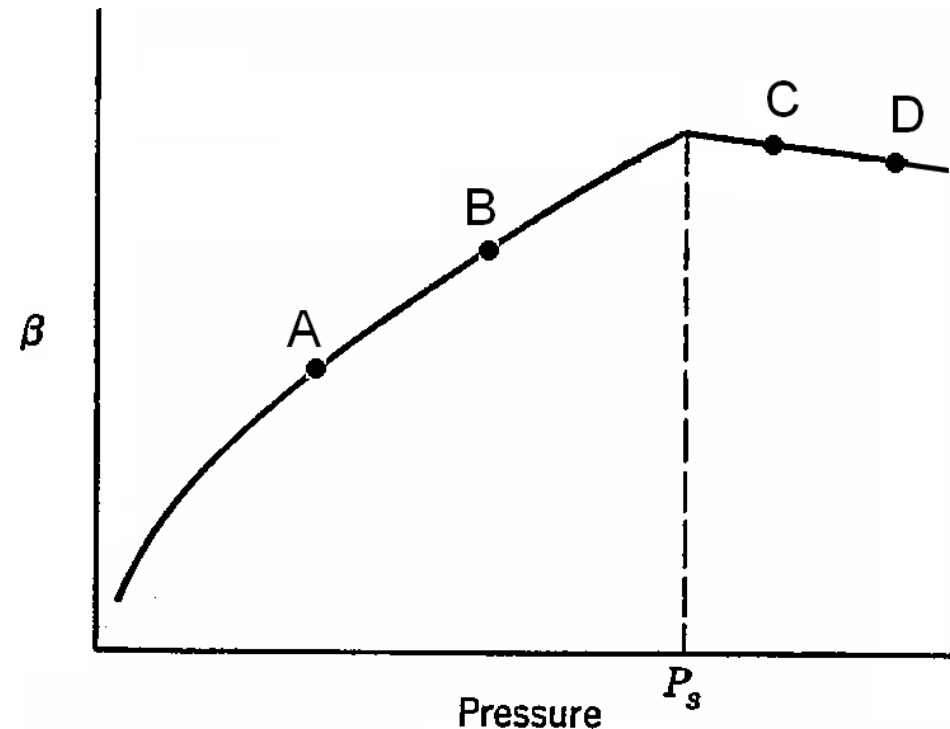
Conclusões:

$$V_{Sup}^A > V_{Sup}^B$$

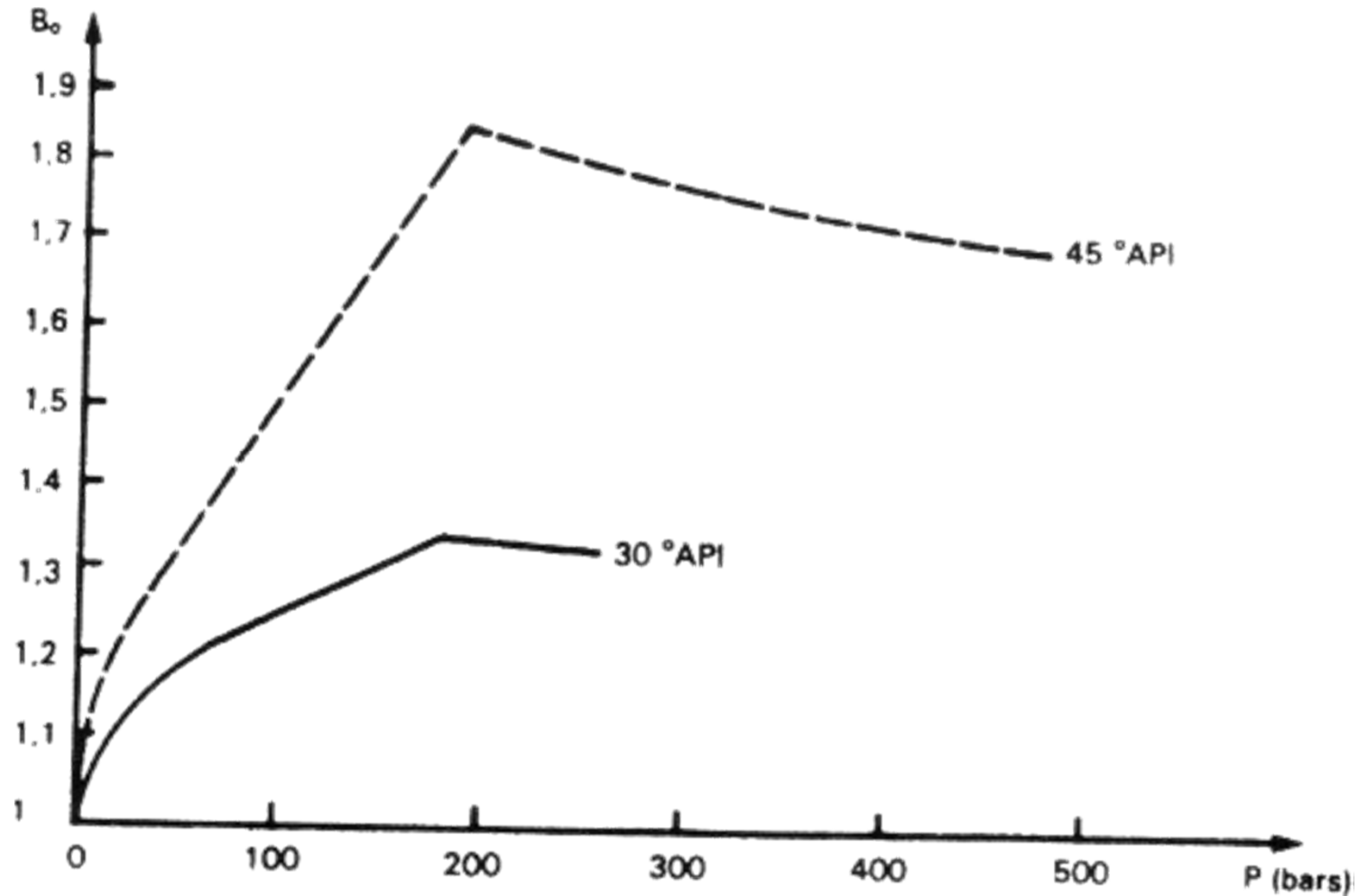
B possui mais gás em solução.

$$V_{Sup}^C < V_{Sup}^D$$

C e D possuem a mesma quantidade de gás em solução, a diferença advém da compressibilidade do óleo.



# FATOR VOLUME DE FORMAÇÃO DO ÓLEO



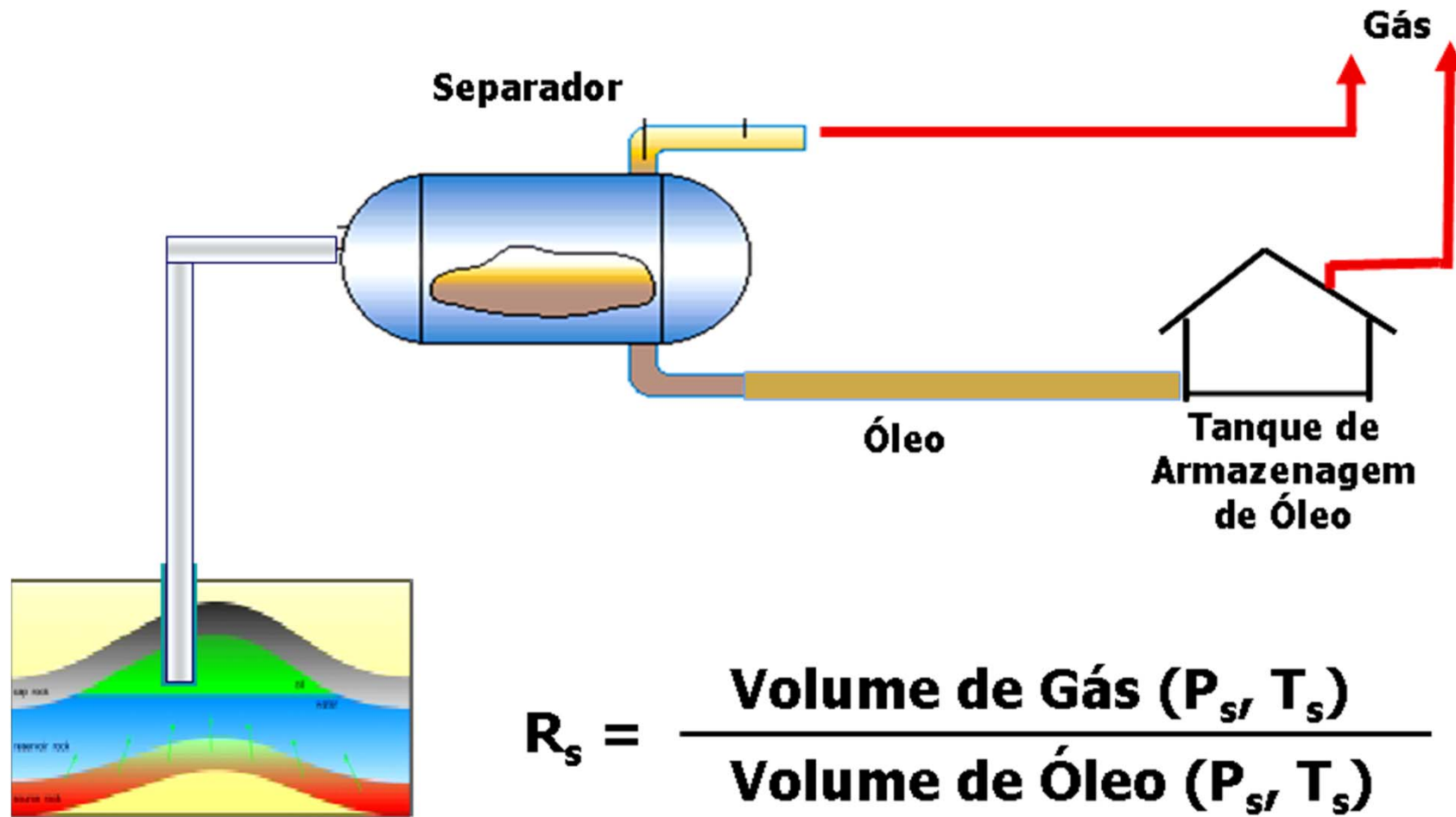
Fator volume de formação para óleos com densidades diferentes

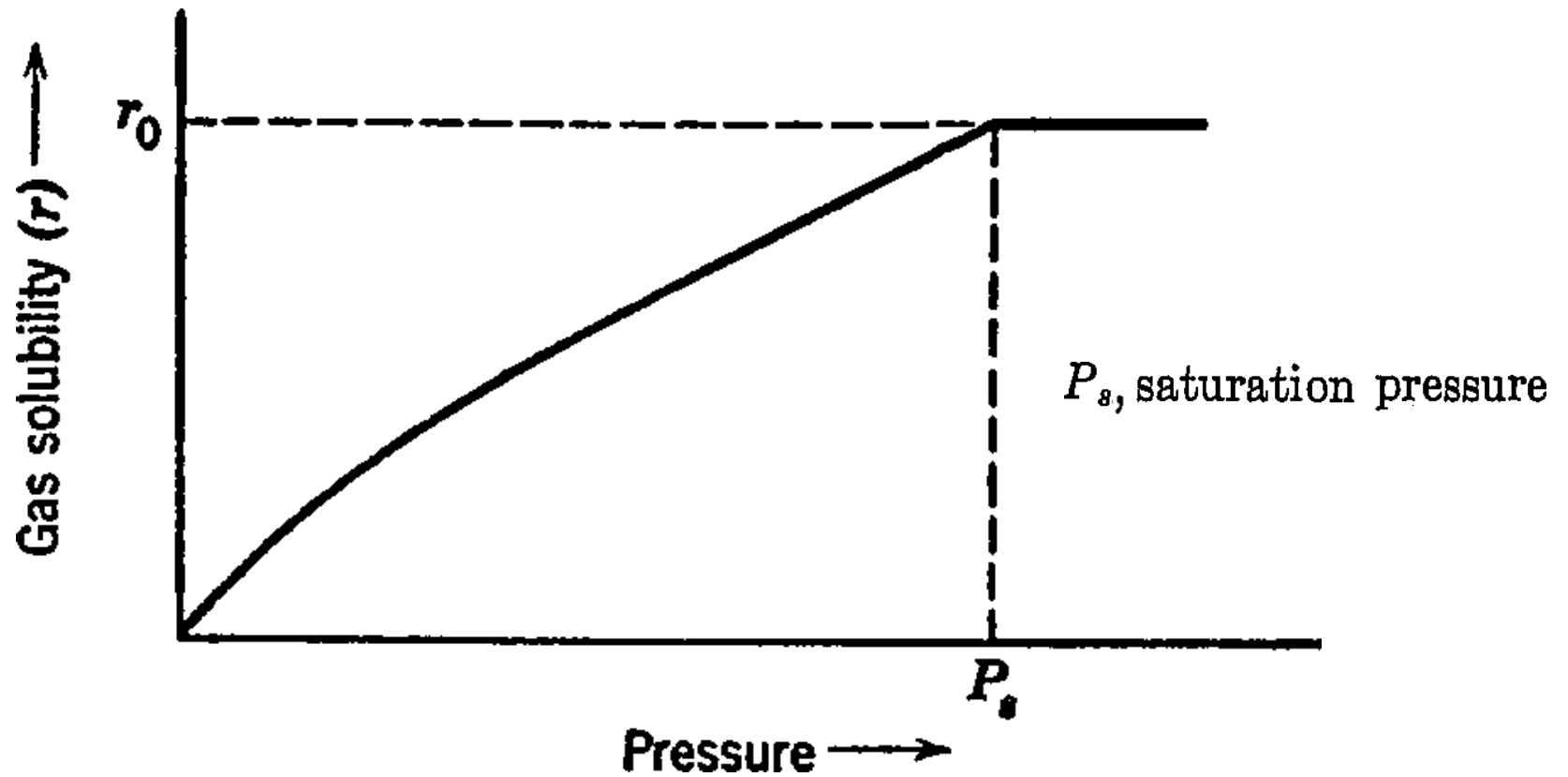


## **RAZÃO DE SOLUBILIDADE ÓLEO-GÁS**



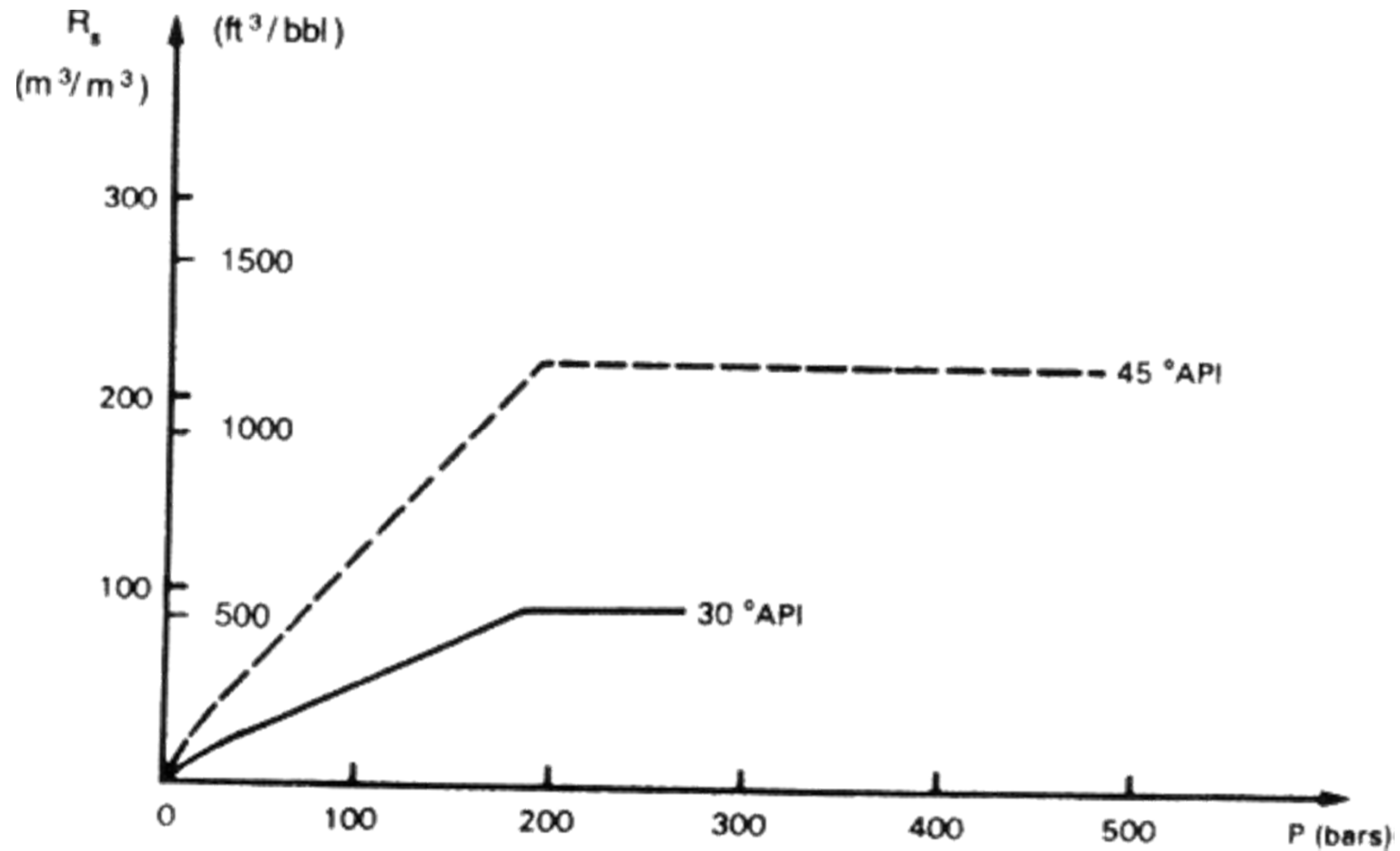
# RAZÃO DE SOLUBILIDADE ÓLEO-GÁS





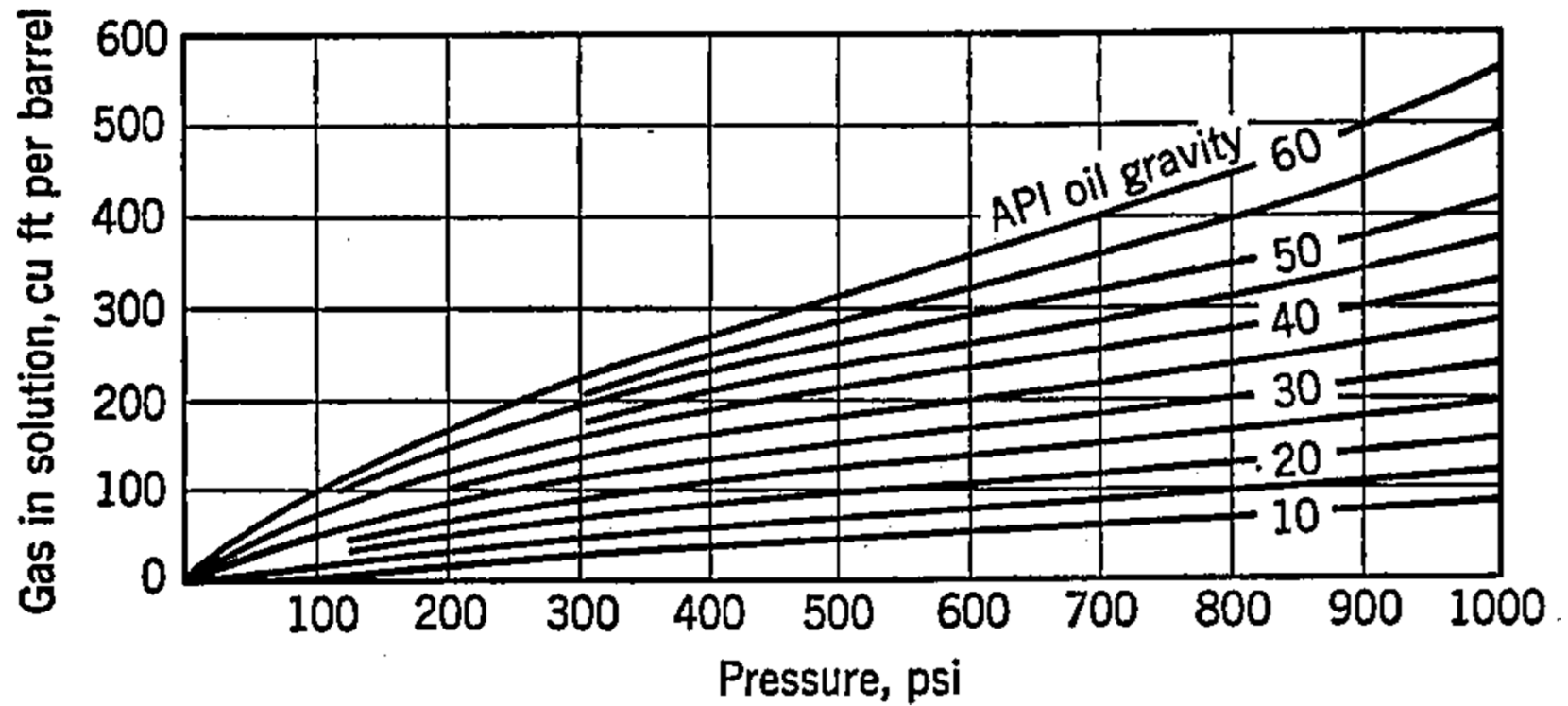
Razão de solubilidade em função da pressão do reservatório

# RAZÃO DE SOLUBILIDADE ÓLEO-GÁS



Razão de solubilidade para óleos com densidades diferentes

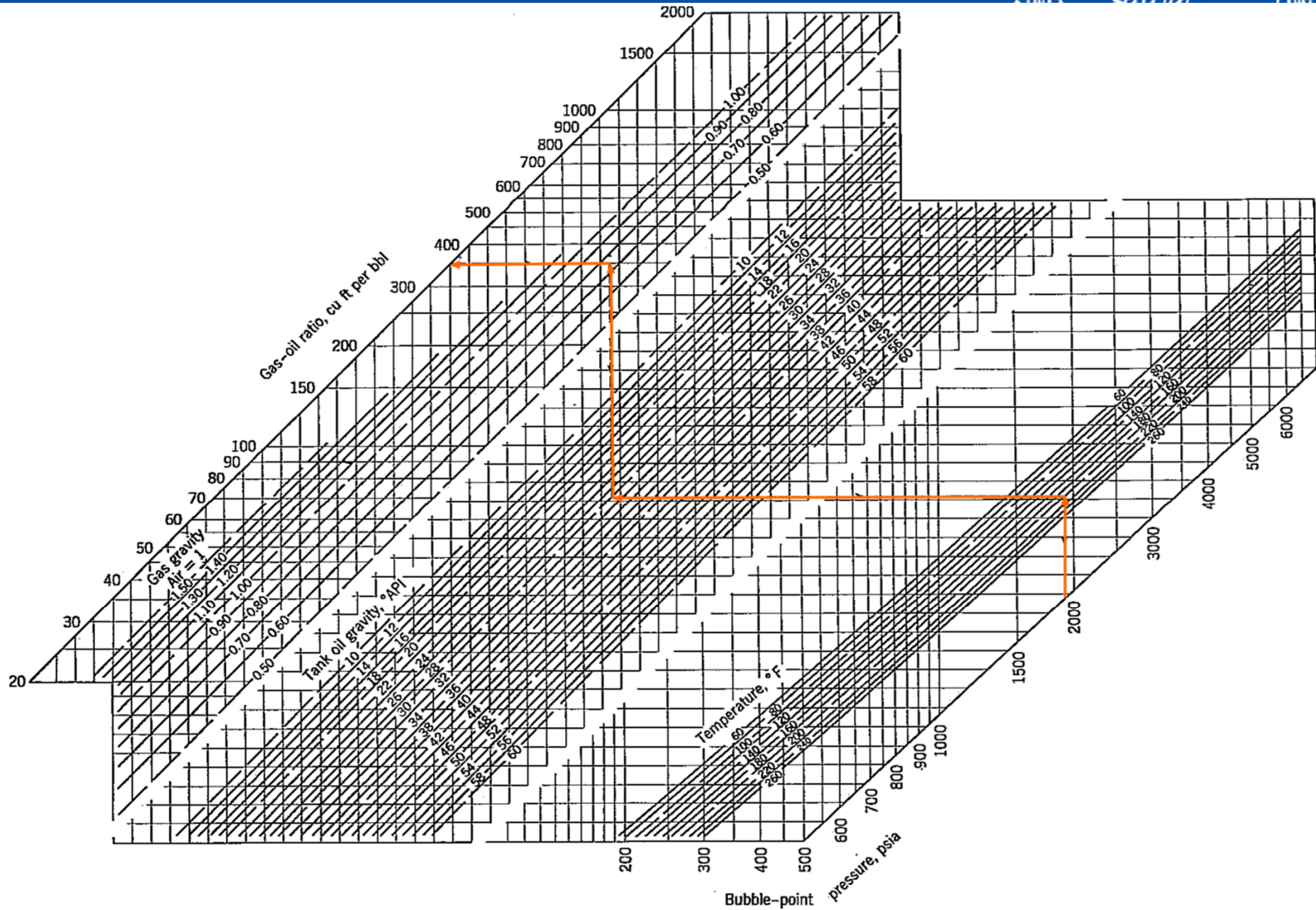
# RAZÃO DE SOLUBILIDADE ÓLEO-GÁS



Razão de solubilidade em função da pressão e do API



# RAZÃO DE SOLUBILIDADE ÓLEO-GÁS





A densidade do óleo no reservatório pode ser determinada a partir das densidades do óleo e do gás em superfície, do fator volume de formação do óleo e da razão de solubilidade óleo-gás.

Densidade do Óleo no Reservatório: 
$$\rho_{oR} = \frac{\rho_{oS} + \rho_{gS} R_{so}}{B_o}$$



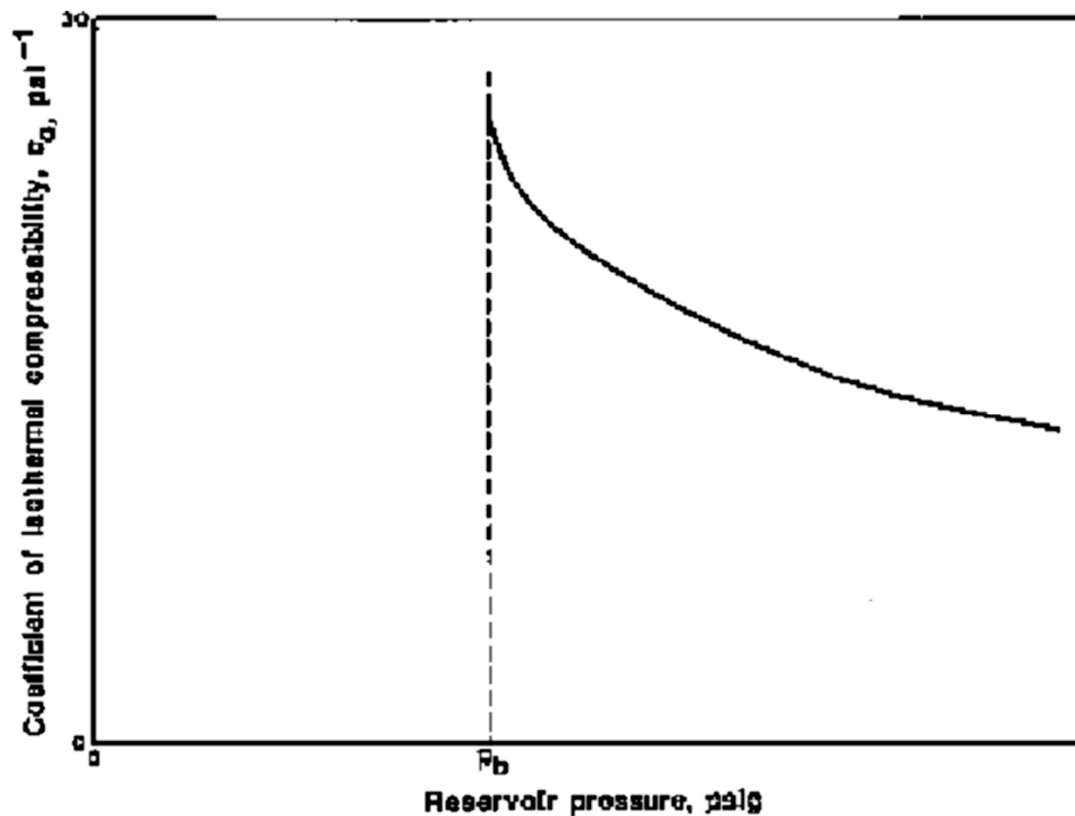
## **COEFICIENTE DE COMPRESSIBILIDADE ISOTÉRMICA**

# COEFICIENTE DE COMPRESSIBILIDADE ISOTÉRMICA DO ÓLEO

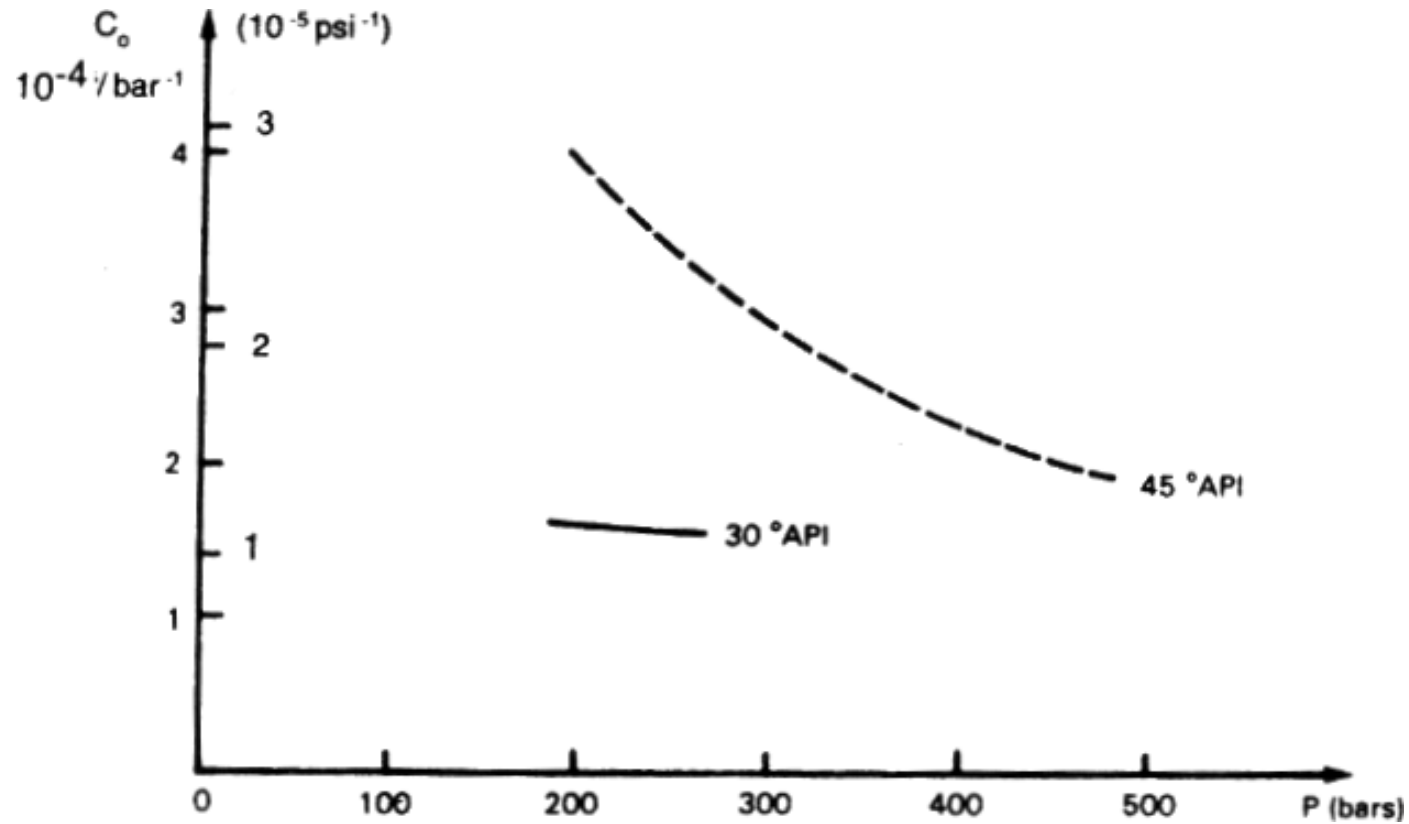


A pressões acima do ponto de bolha (pressão de saturação), o coeficiente de compressibilidade isotérmica do óleo é definido da mesma maneira que o coeficiente de compressibilidade isotérmica do gás:

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



# COEFICIENTE DE COMPRESSIBILIDADE ISOTÉRMICA DO ÓLEO



Coeficiente de compressibilidade para óleos com densidades diferentes

# COEFICIENTE DE COMPRESSIBILIDADE ISOTÉRMICA DO ÓLEO



Separando as variáveis, integrando e considerando uma variação próxima da linear após o ponto de bolha, fica:

$$c_o \int_{p_1}^{p_2} dp = - \int_{V_1}^{V_2} \frac{\partial v}{v}$$

Assim:

$$c_o (p_2 - p_1) = - \ln \frac{V_2}{V_1}$$

E o Coeficiente de Compressibilidade poderá ser determinado em ensaios por:

$$c_o = - \frac{\ln \frac{V_2}{V_1}}{p_2 - p_1}$$



## **COEFICIENTE DE VISCOSIDADE**





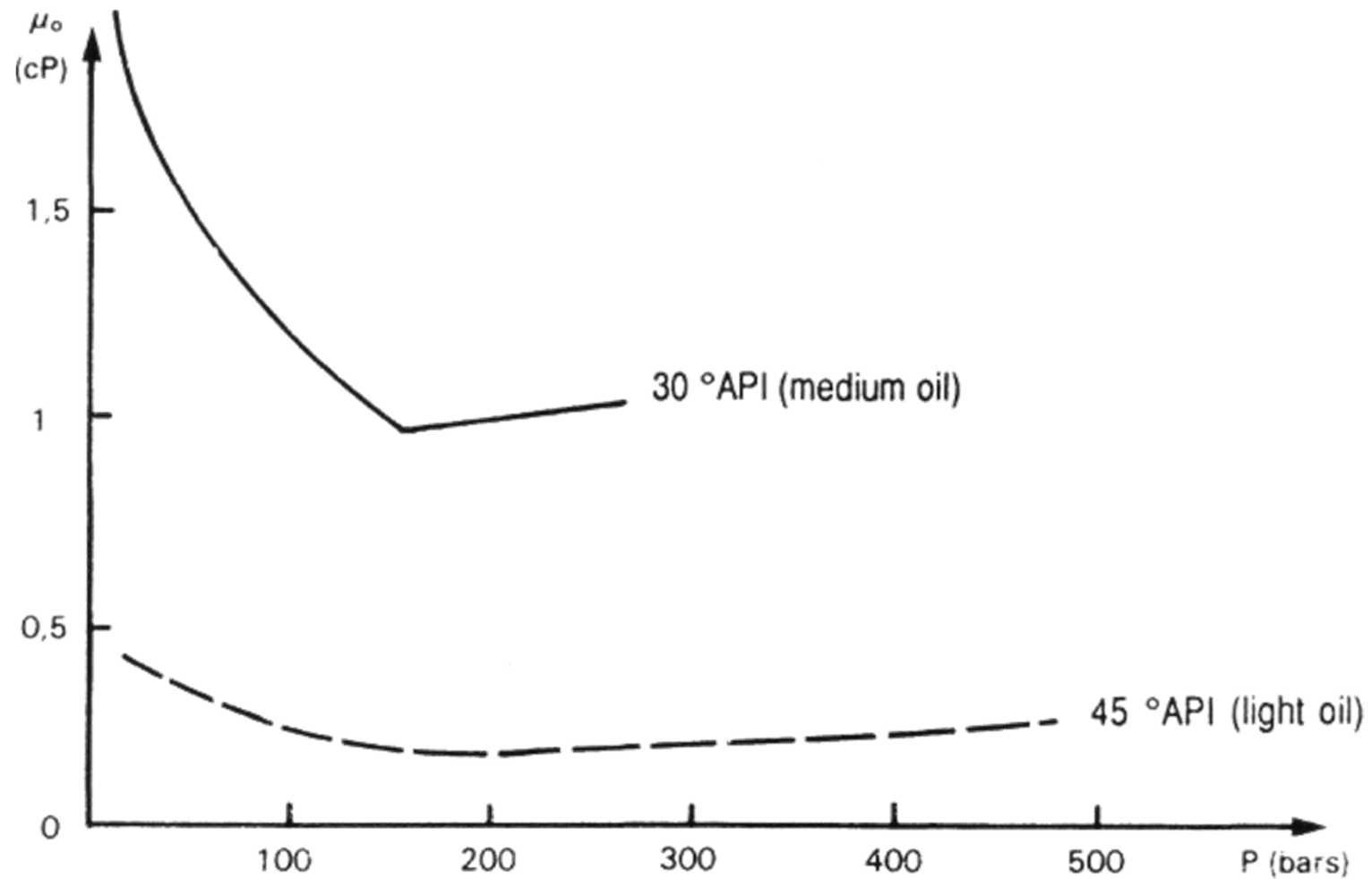
**A viscosidade do óleo é um fator muito importante para seu fluxo no reservatório.**

**A viscosidade é função dos seguintes fatores:**

- Temperatura.**
- Pressão.**
- Densidade do óleo.**
- Razão de solubilidade do gás.**
- Densidade do gás em solução.**



# COEFICIENTE DE VISCOSIDADE DO ÓLEO



Coeficiente de viscosidade para óleos com densidades diferentes

# COEFICIENTE DE VISCOSIDADE DO ÓLEO



**Viscosímetro rotacional**



Em relação à pressão, a viscosidade do óleo pode ser classificada como:

**Viscosidade do "Dead-Oil":**

Viscosidade do óleo a pressão atmosférica sem gás em solução e na temperatura do sistema.

**Viscosidade do Óleo Saturado:**

Viscosidade do óleo na pressão do "ponto de bolha" e na temperatura do reservatório.

**Viscosidade do Óleo após a Saturação:**

Viscosidade do óleo a pressões acima do "ponto de bolha" e temperatura do reservatório.



## Correlação de Beggs-Robinson (1975):

Determinada a partir da realização de 460 determinações de viscosidade de óleos sob diferentes condições.

$$\mu_{o,d} = 10^{\frac{10^{3,0324 - 0,02023 \text{ API}}}{T^{1,163}}} - 1$$

Onde:

T = °F

$\mu$  = cp



## Correlação de Beggs-Robinson (1975):

Determinada a partir da realização de 2.073 determinações de viscosidade de óleos sob diferentes condições.

$$\mu_{o,s} = 10,715(Rs + 100)^{-0,515} \mu_{o,d}^{5,44(Rs+150)^{-0,338}}$$

Onde:

$Rs = ft^3/bbl$

$\mu = cp$



## Correlação de Vasquez-Beggs (1980):

Determinada a partir da realização de 3.593 determinações de viscosidade de óleos sob diferentes condições.

$$\mu_{o,ps} = \mu_{o,s} \left( \frac{P}{P_b} \right)^{2,6 P^{1,187} 10^{-0,000039 P-5}}$$

Onde:

$p$  = psi

$\mu$  = cp

# VISCOSIDADE DO ÓLEO DE RESERVATÓRIO



## Exemplo:

Cálculo da viscosidade para as condições “dead-oil”, saturada e após a saturação a partir dos seguintes resultados de determinações PVT de óleos de reservatórios:

Oil #	T	$p_b$	$R_s$	$B_o$	$\rho_o$	$c_o$ at $p > p_b$	$p_{sep}$	$T_{sep}$	API	$\gamma_g$
1	250	2377	751	1.528	38.13	$22.14 \times 10^{-6}$ at 2689	150	60	47.1	0.851
2	220	2620	768	1.474	40.95	$18.75 \times 10^{-6}$ at 2810	100	75	40.7	0.855
3	260	2051	693	1.529	37.37	$22.69 \times 10^{-6}$ at 2526	100	72	48.6	0.911
4	237	2884	968	1.619	38.92	$21.51 \times 10^{-6}$ at 2942	60	120	40.5	0.898
5	218	3065	943	1.570	37.70	$24.16 \times 10^{-6}$ at 3273	200	60	44.2	0.781
6	180	4239	807	1.385	46.79	$11.65 \times 10^{-6}$ at 4370	85	173	27.3	0.848

Onde:

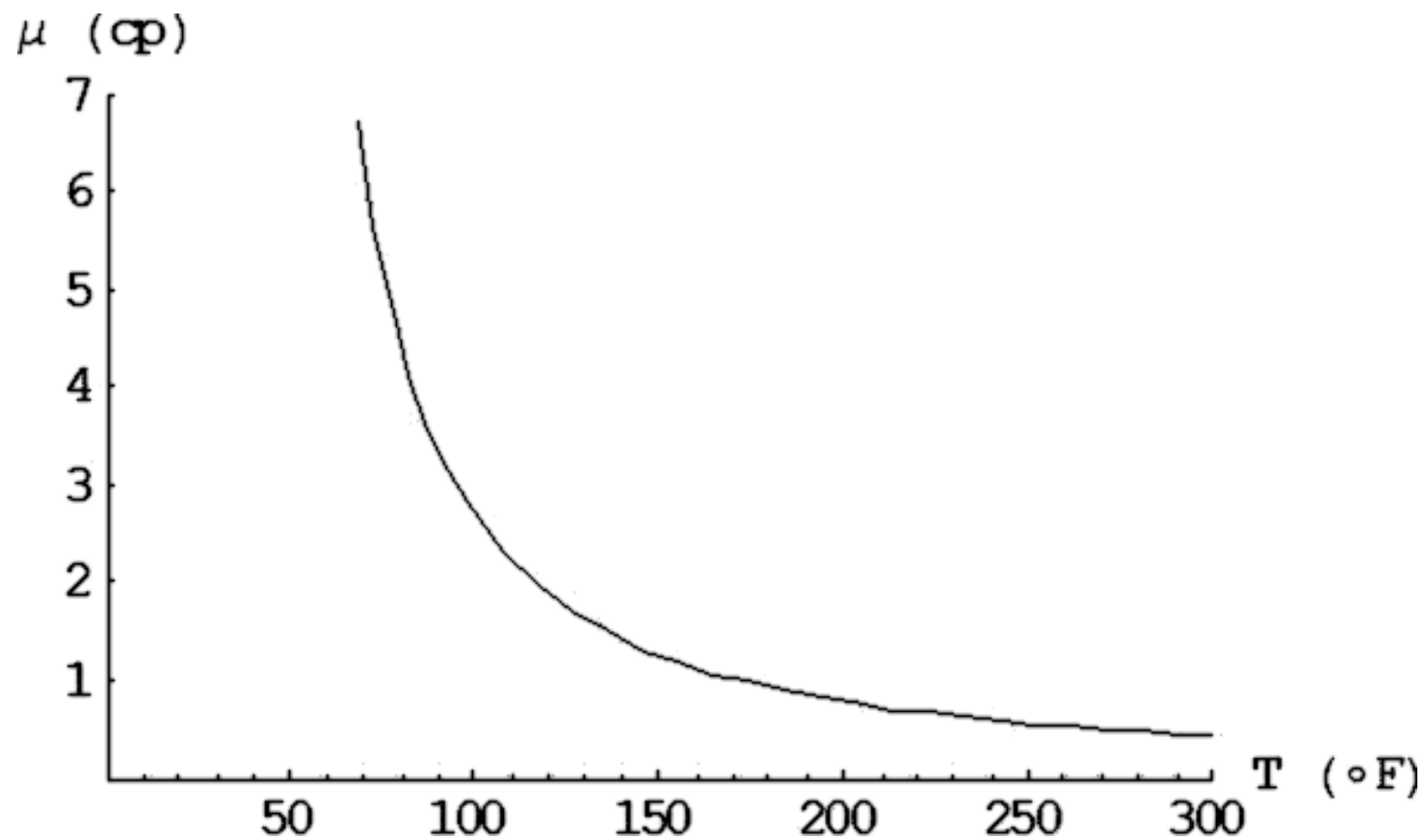
T= °F

$R_s$  = ft<sup>3</sup>/bbl

p = psi



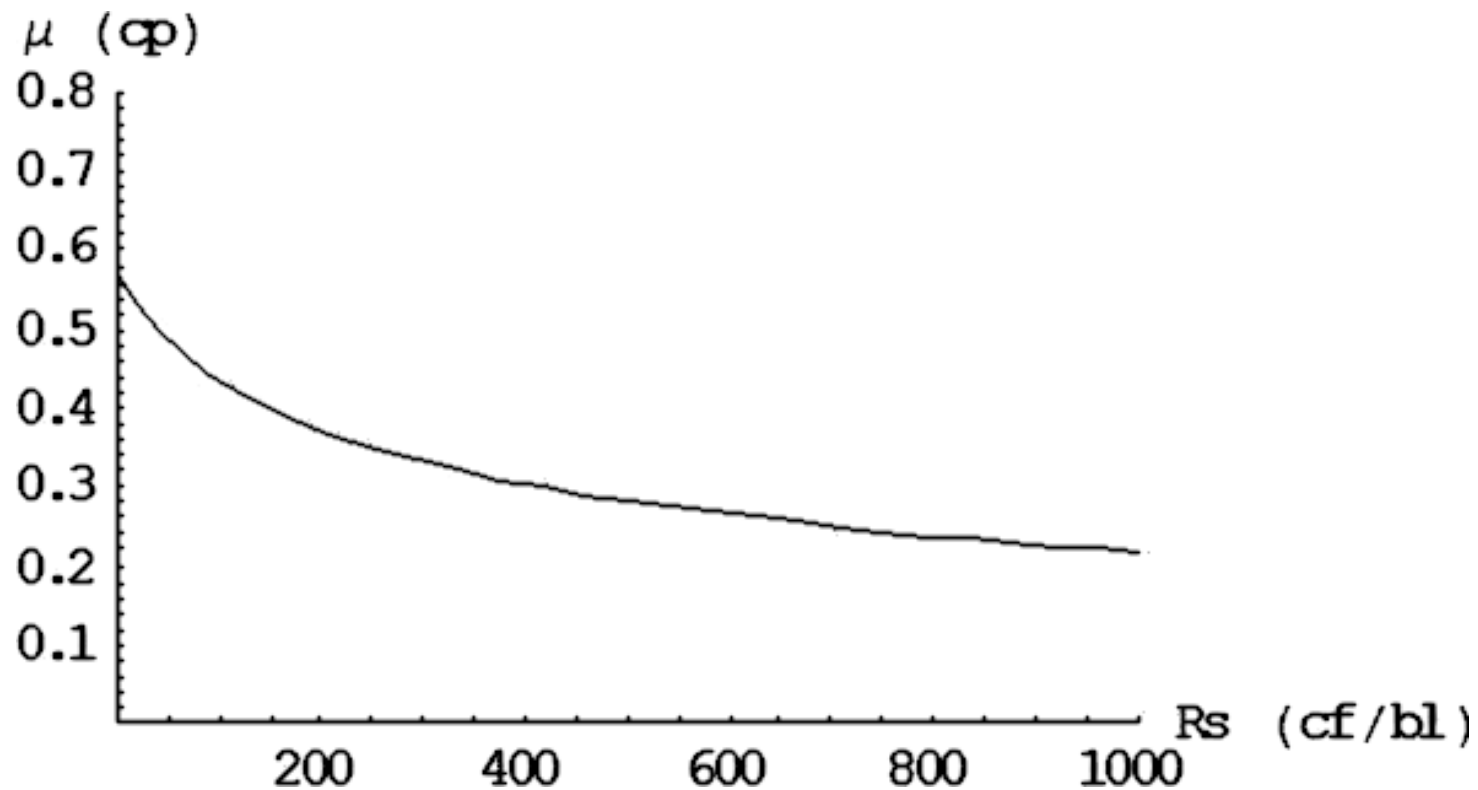
Variação da viscosidade “dead-oil” para o óleo 1 em função da temperatura:





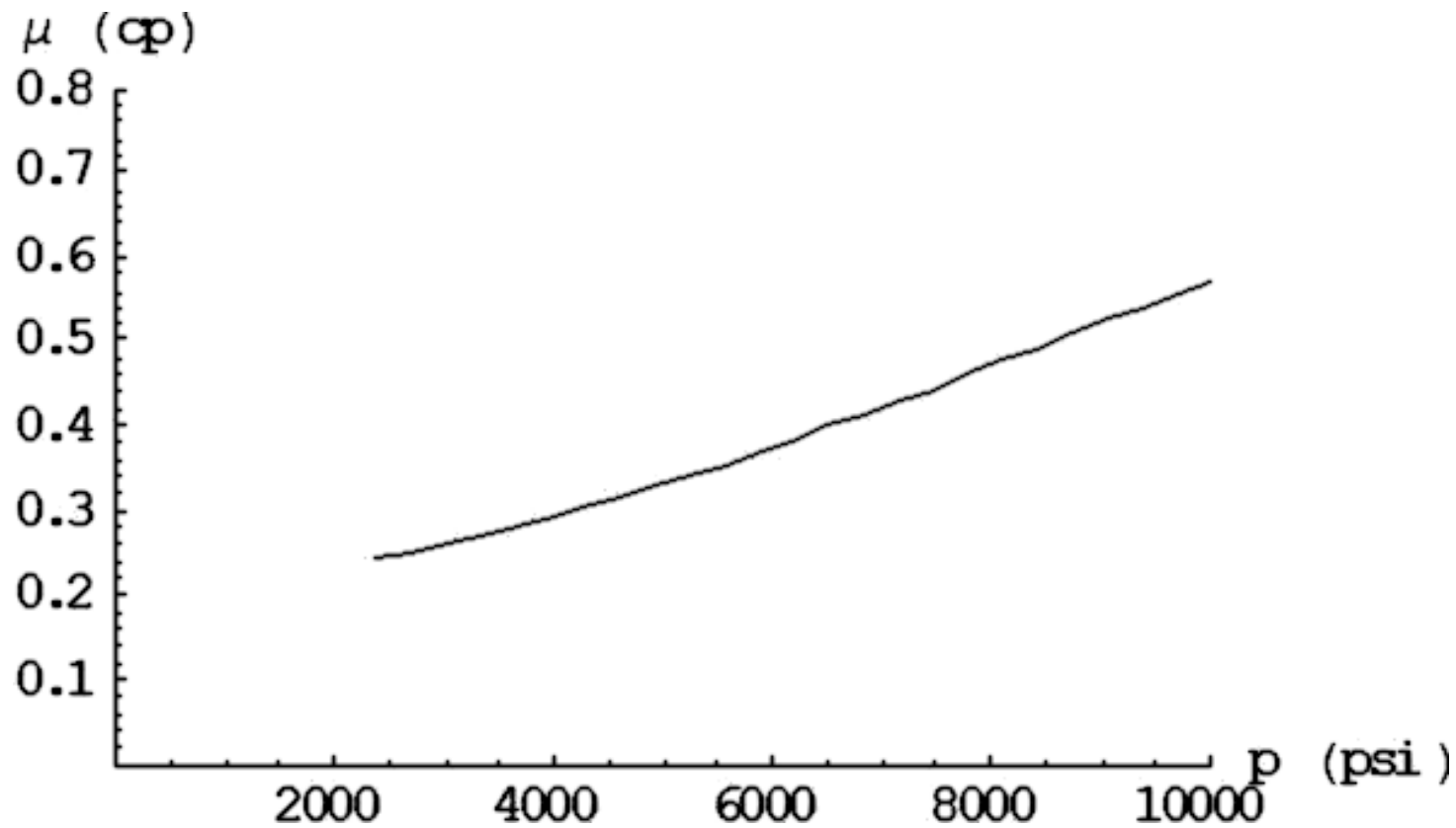


Variação da viscosidade saturada para o óleo 1 em função da razão de solubilidade:





Variação da viscosidade após a saturação para o óleo 1 em função da pressão:





## **APLICAÇÕES DAS PROPRIEDADES DOS FLUIDOS**

### **PRINCIPAIS PROPRIEDADES DOS GASES DE RESERVATÓRIO**

- Densidade.
- Peso Específico.
- Fator Volume de Formação.
- Coeficiente de Compressibilidade Isotérmica.
- Coeficiente de Viscosidade.

### **PRINCIPAIS PROPRIEDADES DOS ÓLEOS DE RESERVATÓRIO**

- Peso Específico.
- API.
- Fator Volume de Formação.
- Razão de Solubilidade Óleo-Gás.
- Coeficiente de Compressibilidade Isotérmica.
- Viscosidade.



**AHMED, T. Reservoir engineering. Gulf Professional Publishing: Houston, 2001.**

**BRADLEY, H. B. Petroleum engineering handbook. Society of Petroleum Engineers: Richardson, 2005.**

**MCCAIN, W. D. The properties of petroleum fluids. PennWell Books: Tulsa, 1990.**

**ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. Engenharia de reservatórios de petróleo. Interciência: Rio de Janeiro, 2006.**