

USP



# *Propriedades das rochas*

## *Aula 3*

**PMI-1712**

Engenharia de  
Reservatórios I

Ricardo Cabral de Azevedo



Departamento de Engenharia  
de Minas e de Petróleo  
POLI - USP

PMI PMI PMI PMI PMI

# Sumário da Aula

- Relação com aulas anteriores
- Introdução
- Propriedades das rochas
- Conclusões
- Referências sobre essa aula

# Relação com aulas anteriores

- Engenheiro de reservatórios
- Tópicos de engenharia de reservatórios
- Análise de fluidos

# Introdução

- Importância

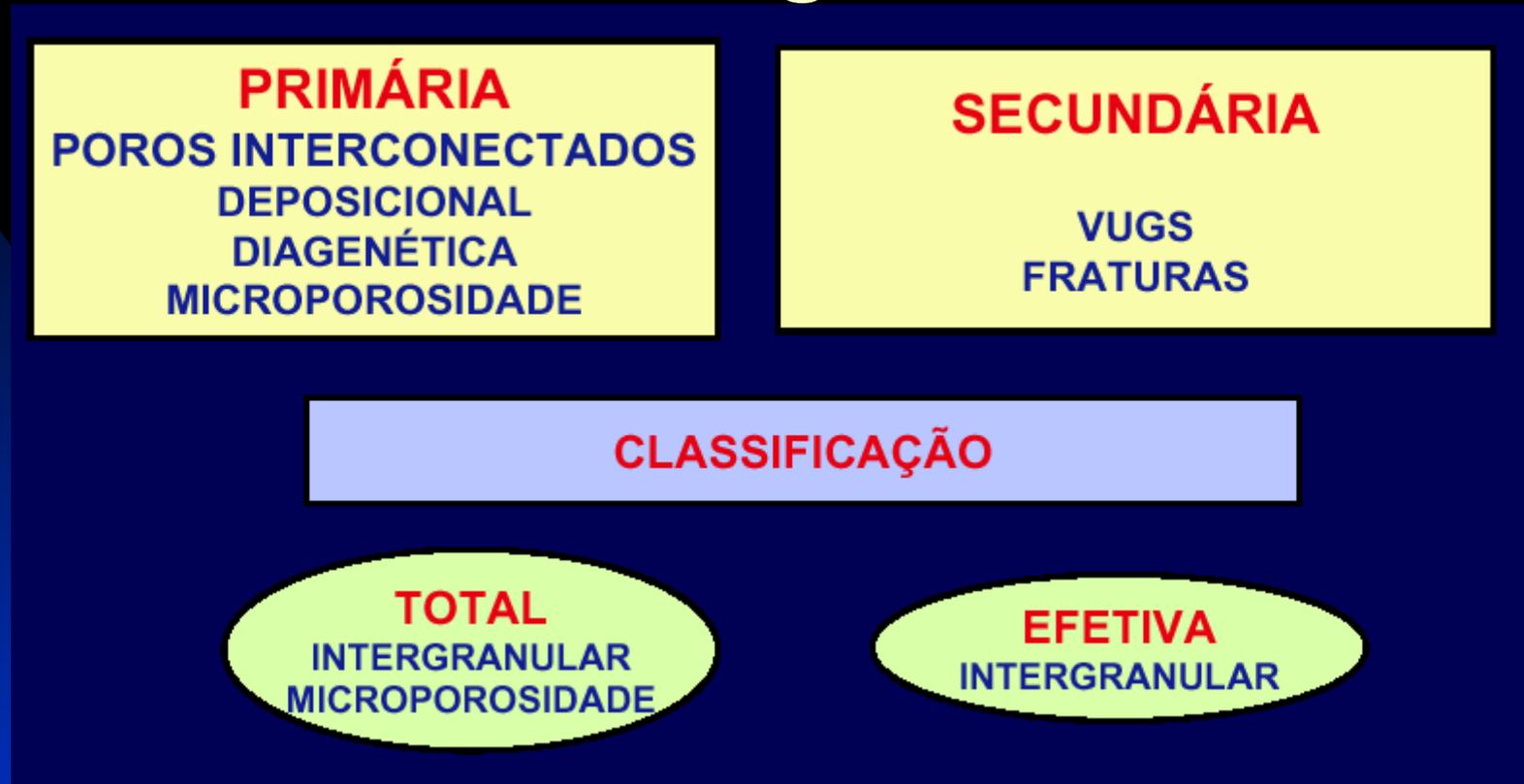
# Propriedades das rochas

- Importância de suas diferentes propriedades **físicas**
- A quantidade de fluidos que poderá ser extraída (além de depender das propriedades dos próprios fluidos) depende em grande parte das propriedades básicas da rocha, como
  - Dimensões
  - Porosidade (efetiva)
  - Saturação
  - Permeabilidade (absoluta, efetiva e relativa)
  - Compressibilidade
  - Capilaridade

# Porosidade

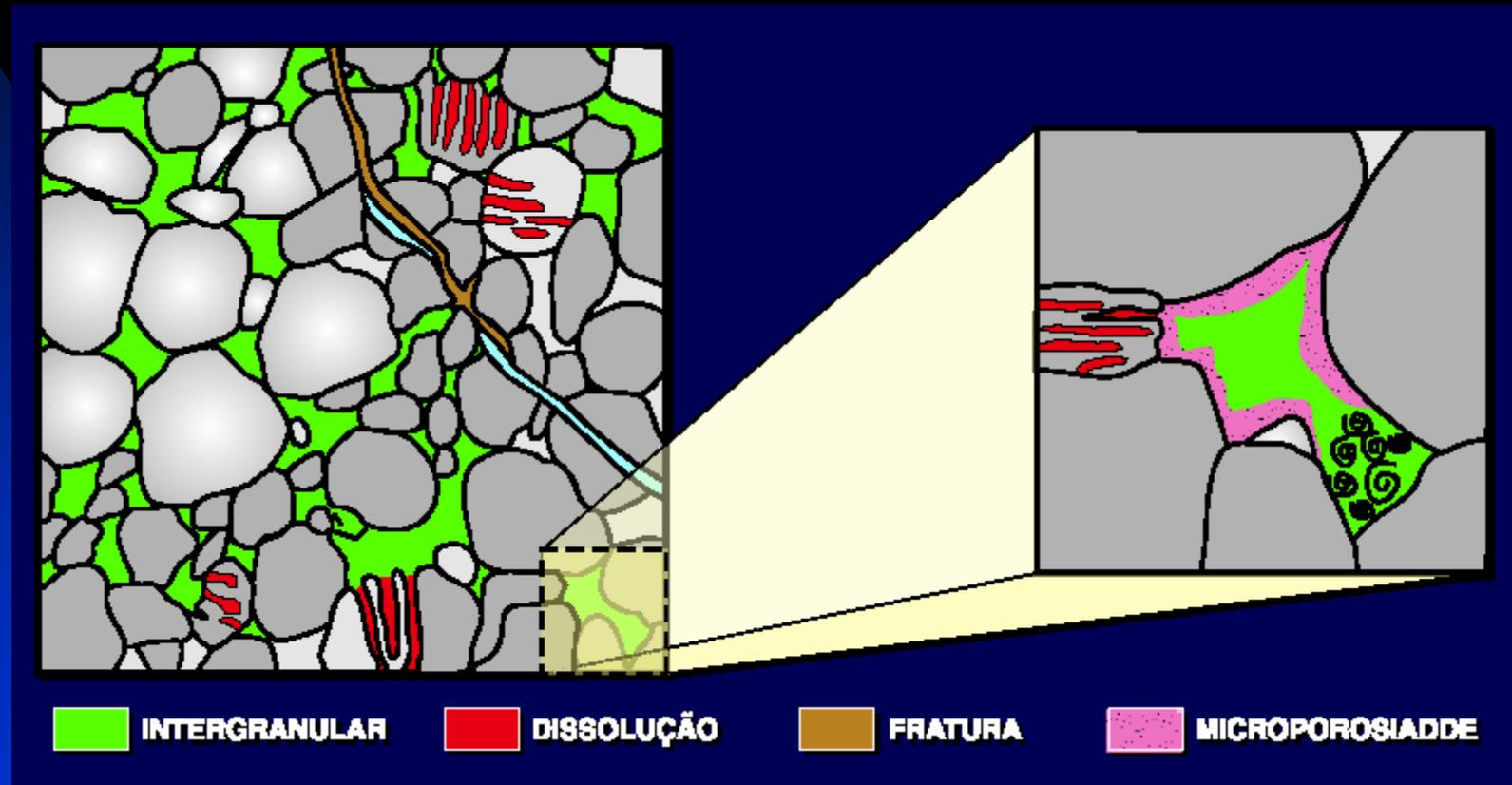
- Fundamentos (válidos para rochas sedimentares, em exploração de petróleo)
  - ◆ Matriz: toda a parte sólida da rocha, independente de sua origem (diferente do conceito geológico de matriz)
  - ◆ Poros: “vazios” na rocha, que podem ser preenchidos por fluidos
    - ★ De origem primária: poros formados durante a deposição
    - ★ De origem secundária ou subsequente: fraturas e dissoluções de parte da matriz
  - ◆ Porosidade ( $\Phi$ ): volume poroso/volume total

# Porosidade: diagrama resumido



- Lembrando ainda a dissolução, e outras classificações, de acordo com o tipo de rocha
- A presença de outros materiais, como argila, nos poros, pode reduzir a porosidade efetiva

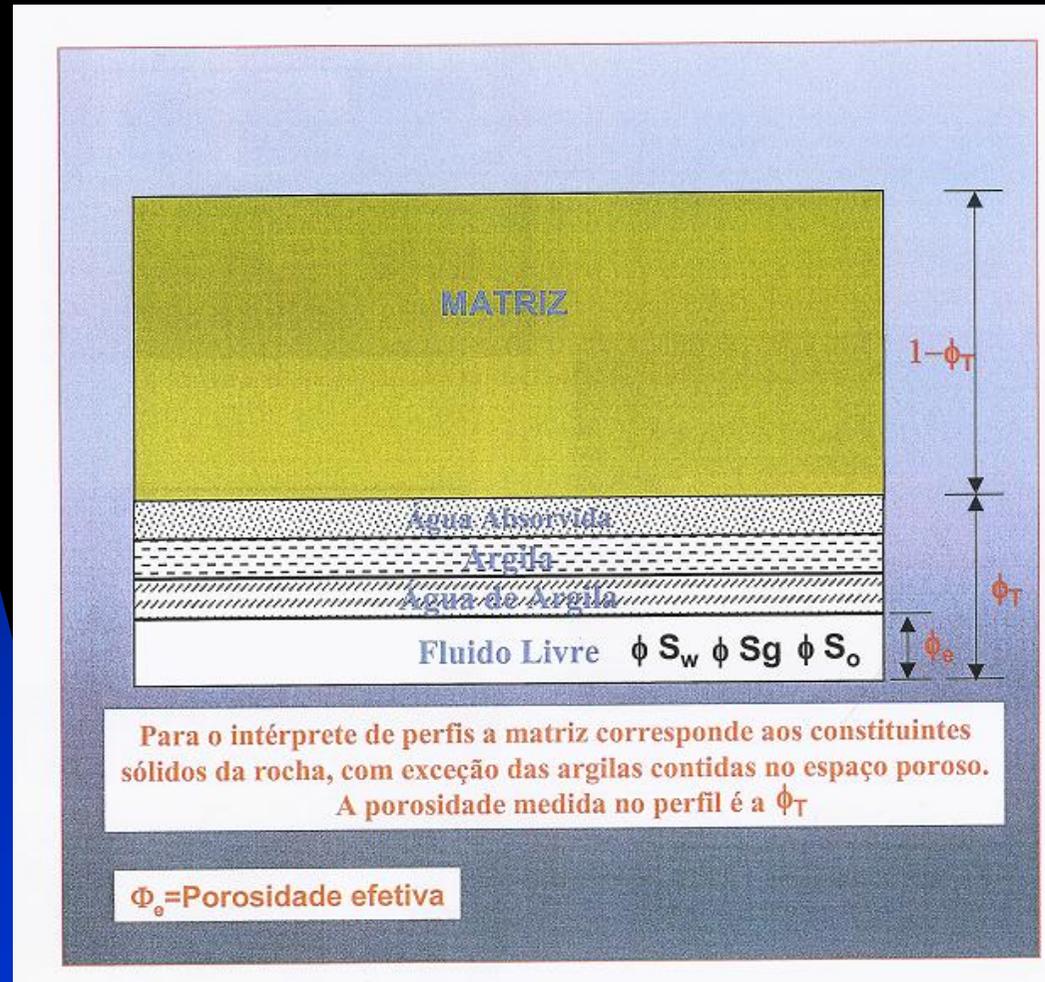
# Porosidade – tipos básicos



# Porosidade

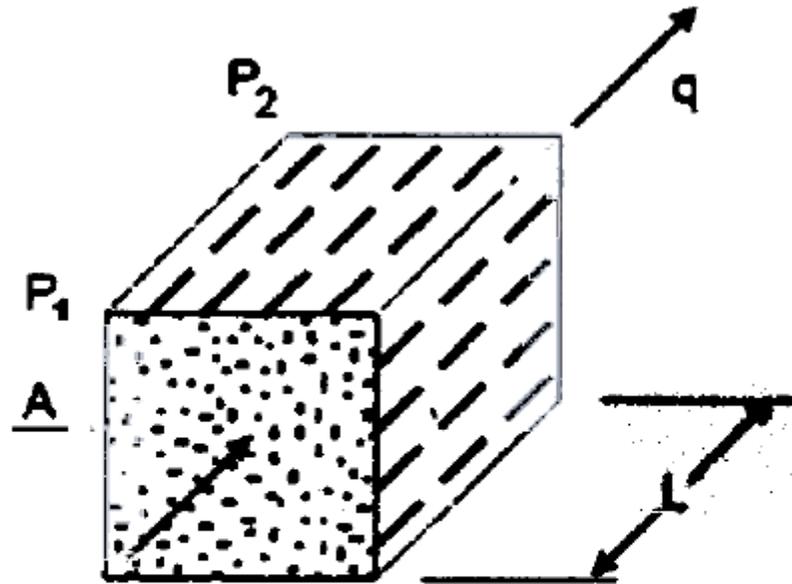
<b>constituintes</b>	<b>tipo de porosidade</b>	
matriz	NA (1-porosidade total)	
água absorvida		porosidade total (medida no perfil)
argila		
água de argila		
fluido livre	porosidade efetiva	

# Porosidade



# Permeabilidade

- Medida da capacidade da rocha permitir fluxo
- Constante de proporcionalidade característica do meio poroso



$$k = \frac{q \cdot \mu \cdot L}{A(P_1 - P_2)}$$

$$q = 1 \text{ cm}^3/\text{s}, \mu = 1 \text{ cp}, L = 1 \text{ cm}, A = 1 \text{ cm}^2$$

$$(P_1 - P_2) = 1 \text{ atm} \longrightarrow \boxed{k = 1 \text{ Darcy}}$$

# Permeabilidade absoluta (k)

- É característica exclusiva da rocha (e não do fluido!)
- Unidade: Darcy (mais comumente o mD)
- $k = q\mu L/[A(P_1 - P_2)]$ 
  - ◆ q: vazão através do meio poroso ( $\text{cm}^3/\text{s}$ )
  - ◆  $\mu$ : viscosidade (cp)
    - ★  $1 \text{ cp} = 1 \cdot 10^{-3} \text{ dina-segundo/cm}^2$
  - ◆ L: comprimento do meio poroso (cm)
  - ◆ A: área da secção transversal aberta ao fluxo ( $\text{cm}^2$ )
  - ◆  $P_1 - P_2$ : diferencial de pressão (atm)

# Permeabilidade absoluta (k)

- Canais porosos
  - ◆ Quando há + estrangulamentos, + estreitos e + tortuosos:
    - ★ Há maior dificuldade de movimento do fluido (< permeabilidade)
  - ◆ Quando há poros maiores e mais conectados:
    - ★ Há menor dificuldade de movimento (> permeabilidade)

# Permeabilidade absoluta (k)

- Em um poço
  - ◆ Deslocamento radial (meio poroso de forma cilíndrica)
  - ◆ Fórmula adaptada (inclui B, para condições de superfície)

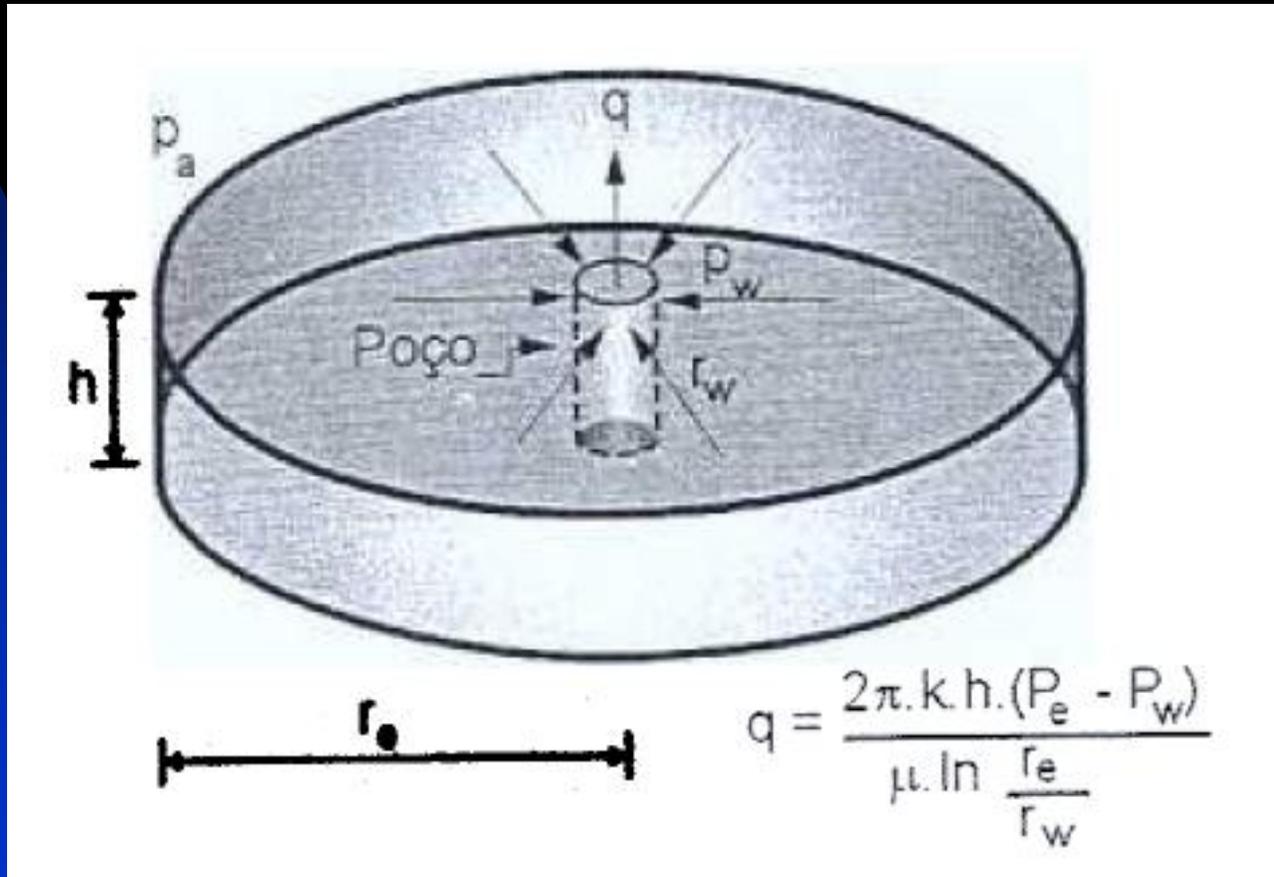
★ De:

$$k = \frac{q\mu L}{A^*(P_1 - P_2)}$$

★ Para:

$$k = \frac{q\mu B \ln(r_e / r_w)}{2\pi h(p_e - p_w)}$$

# Permeabilidade absoluta (k)

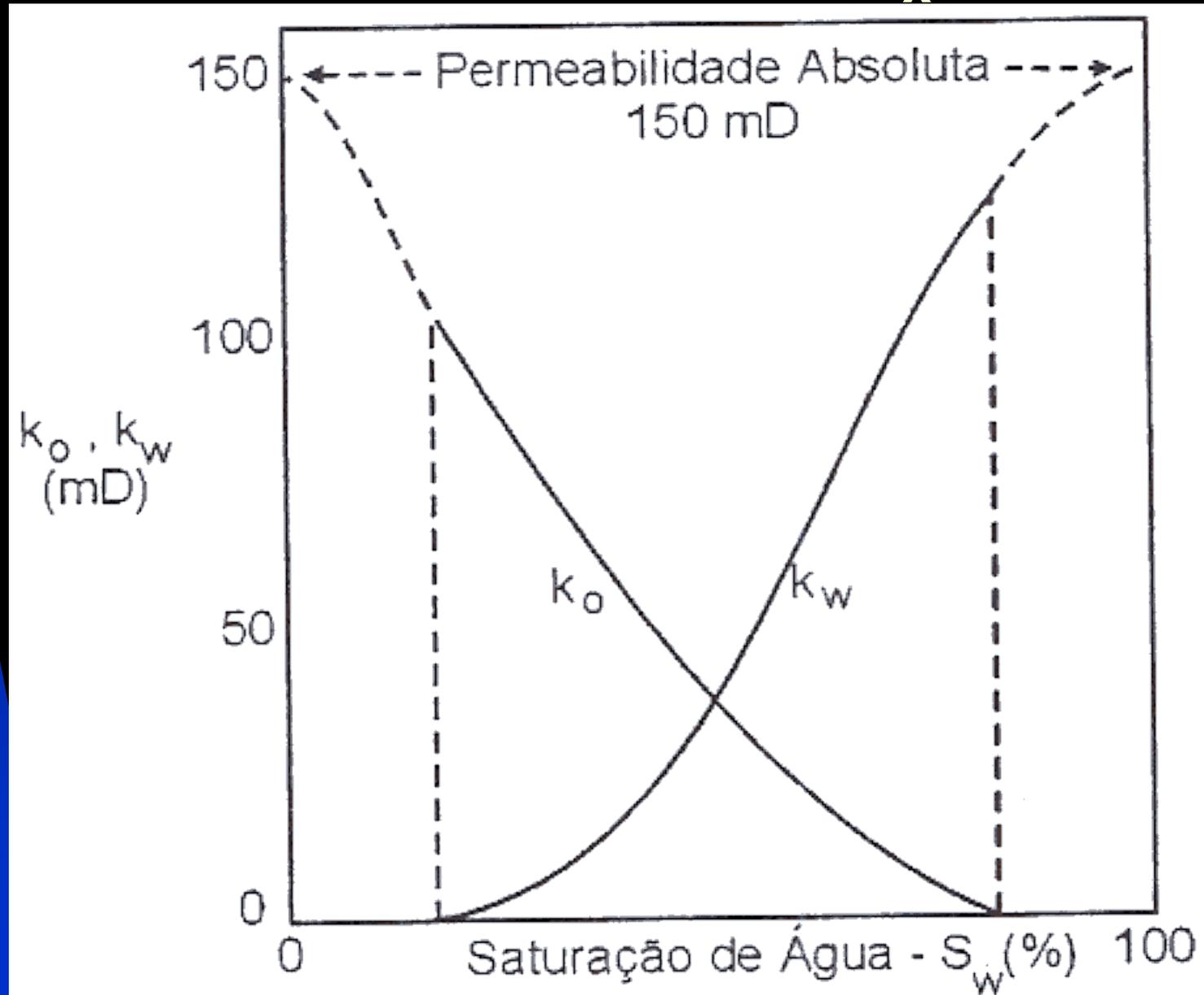


# Permeabilidade efetiva ( $k_x$ )

- Efetiva ao fluido considerado:  $k_o$ ,  $k_g$  e  $k_a$  (efetiva ao óleo, ao gás e à água, respectivamente)
  - ◆ Facilidade com que cada fluido se move na presença de outro(s)
  - ◆ Aparece em reservatórios com 2 ou mais fluidos
  - ◆ Depende da molhabilidade dos fluidos
    - ★ Quando o fluido molha preferencialmente a rocha, sua  $k_x$  tende a ser menor
  - ◆ Depende da saturação de cada fluido no meio poroso
    - ★ Conforme curva de permeabilidade efetiva (obtida de ensaios em laboratório)
- Quando um único fluido satura a rocha, torna-se igual à permeabilidade absoluta

# Permeabilidade efetiva ( $k_x$ )

- Curva de permeabilidade efetiva (obtida de ensaios em laboratório)
- Pode variar muito em cada caso, podendo até inverter a concavidade



# Permeabilidade efetiva ( $k_x$ )

- Experiências de injeção contínua de óleo (ou água) em meio poroso cilíndrico 100% saturado de água (ou óleo)
  - ◆ Injeção se processa em uma base do cilindro
  - ◆ Fluidos produzidos na face oposta (óleo e água)
- São ensaios bem lentos (podem levar meses), mas são muito importantes e frequentes, para se analisar  $k_x$  em cada reservatório

# Permeabilidade efetiva ( $k_x$ )

- Experiência A: injeção contínua de óleo em meio poroso cilíndrico 100% saturado de água
  - ◆ 1: Enquanto o volume de óleo injetado é pequeno, ele não forma fase contínua e não consegue fluir ( $k_o$  nula; teoria do movimento do óleo na presença de areia)
    - ★ Nesse momento só água é produzida
  - ◆ 2: Saturação de óleo aumenta até  $S_o$  crítica
    - ★ Óleo começa a fluir (fluxo bifásico)
  - ◆ 3: Saturação de água cai até  $S_a$  irreduzível ( $k_a = 0$ )

# Permeabilidade efetiva ( $k_x$ )

- Experiência B - Processo inverso:  $S_o$  inicial = 100%
  - ◆ 1: Injeção contínua de água
    - ★ Nesse momento só óleo é produzido
  - ◆ 2: Atinge-se  $S_a$  irreduzível
    - ★ Água começa a fluir
  - ◆ 3:  $S_o$  decresce até parar de fluir ( $k_o = 0$ ,  $S_{or}$ )

# Permeabilidade relativa ( $k_{rx}$ )

- É uma permeabilidade normalizada
  - ◆ Em estudos de reservatórios, utiliza-se permeabilidades normalizadas (divisão por um valor base): adimensionais
  - ◆ Valor base mais comum: permeabilidade absoluta
    - ★  $k_{rx} = k_x/k$
  - ◆ Varia de 0 a 1
    - ★ Desde inexistência de fluxo ( $S = 0$ ) até permeabilidade absoluta ( $S = 100\%$ )

# Saturação (S)

- % do volume poroso ocupado por cada fluido (supondo, nesse caso, que haja apenas fluidos)
- $S_x = V_x / V_p$ 
  - ◆ x: o (óleo), g (gás) ou a (água)
- $S_o + S_g + S_a = 1$  (seria diferente havendo argila)
- $S_{ao}$ : saturação de água original (água que já havia no reservatório, antes do óleo ter migrado; é também chamada de água conata)
- $S_{or}$ : saturação de óleo residual (óleo restante no reservatório, que não se consegue produzir)

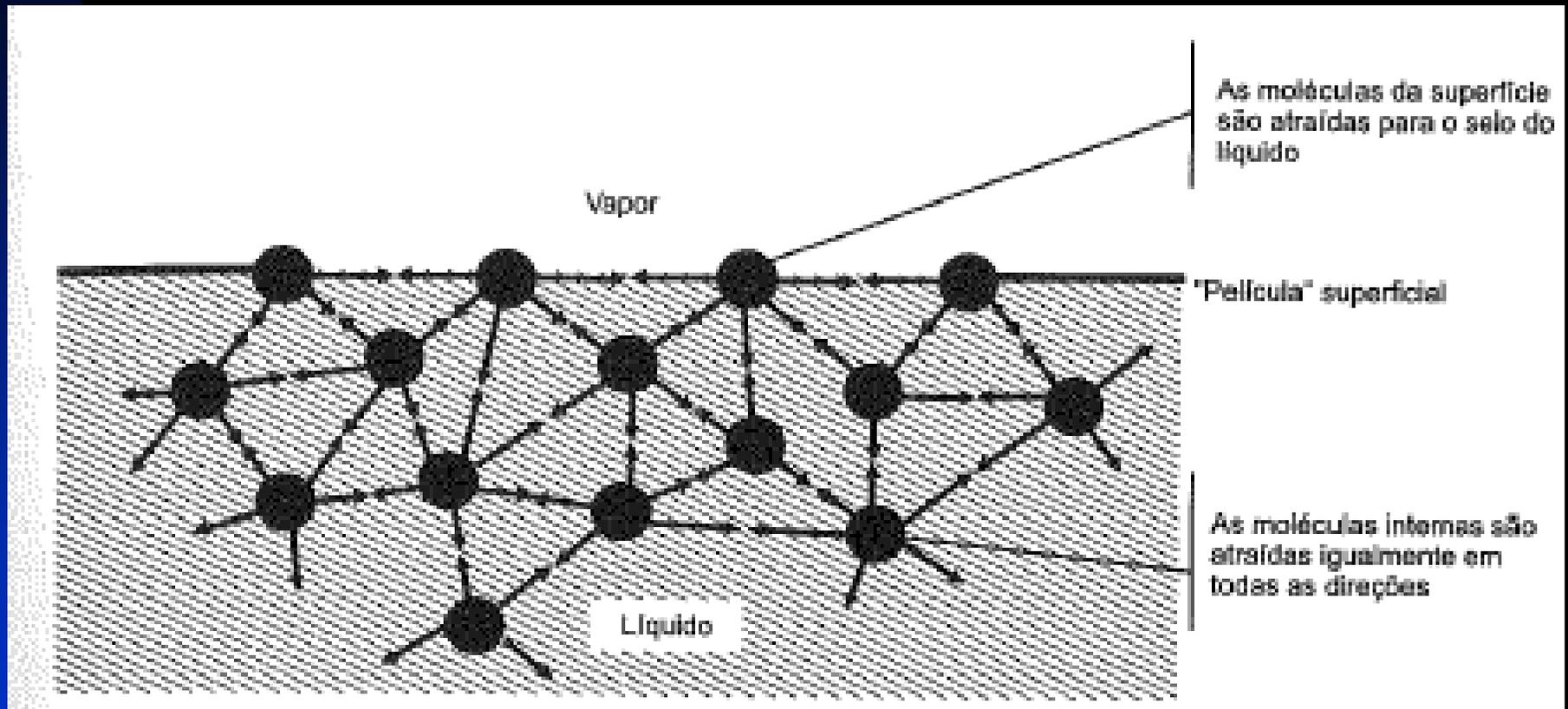
# Compressibilidade (C)

- $C = (\Delta V / V) / \Delta P$ 
  - ◆  $\Delta V / V$ : Variação fracional em volume
- Compressibilidade efetiva ( $C_e$ )
  - ◆ Poros cheios de fluidos: o fluido gera pressão sobre as paredes dos poros (ou seja, sobre os grãos)
  - ◆ Volume dos poros é função dessa pressão (pressão interna)
  - ◆ Quanto menos fluido, menos pressão e menor volume de poros
  - ◆  $C_e = (\Delta V_p / V_p) / \Delta P$ 
    - ★ p: poros
  - ◆ Tem papel importante na produção do reservatório

# Capilaridade

- Ocorre no interior dos meios porosos dos reservatórios de petróleo
- Ocorre porque em geral as jazidas contêm 2 ou mais fluidos imiscíveis (água, gás e óleo), ou seja:
  - ◆ Não formam mistura homogênea
  - ◆ Há uma superfície de separação
- Observação: a miscibilidade depende das composições e condições de temperatura e pressão dos fluidos

# Capilaridade

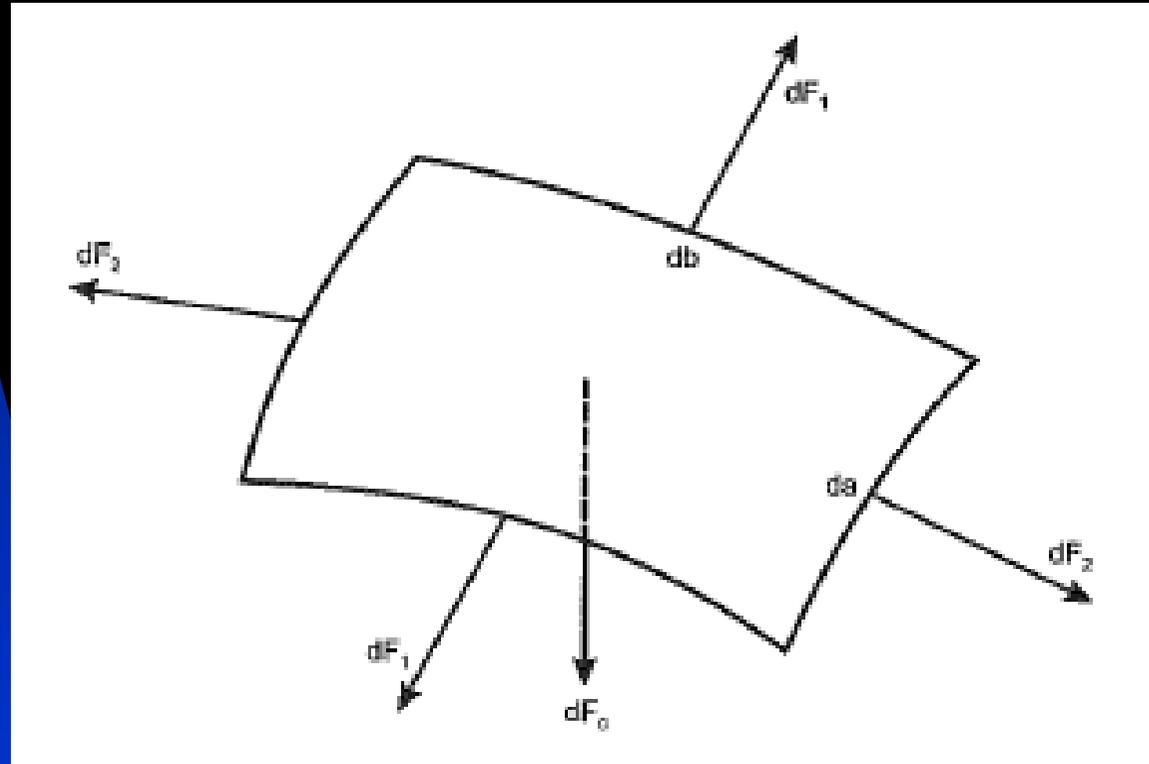


# Capilaridade

- Tensão superficial , ou interfacial ( $\sigma$ ): força que impede o rompimento da superfície, por unidade de comprimento
- Pressão capilar ( $p_c$ ): força (chamada de força capilar) que tende a puxar uma superfície para o centro ( $F_c$ ), dividida pela área da superfície
  - ◆ É também a diferença de pressão entre 2 fluidos imiscíveis em contato (ou seja, na interface)

# Capilaridade

- Força capilar X Tensão superficial

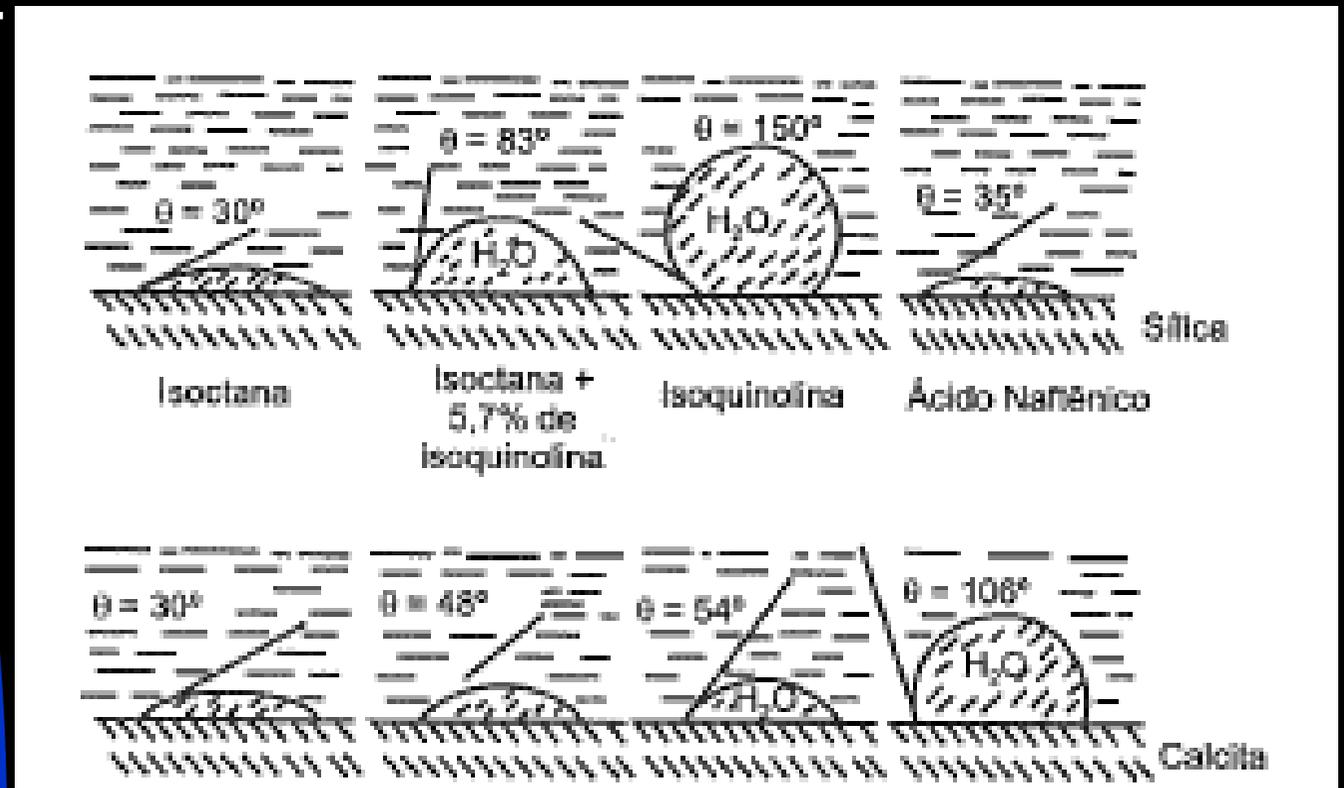


# Capilaridade

- Força capilar X Tensão superficial
  - ◆ Demonstra-se que, para uma superfície esférica:
  - ◆  $p_c = 2\sigma/R$ , sendo R o raio da esfera

# Molhabilidade

- Ângulo de contato ( $\theta$ ): é o ângulo (de 0 a 180°) medido no líquido mais denso, como na figura abaixo:

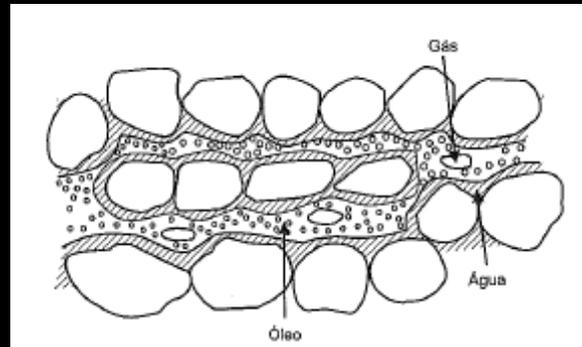


# Molhabilidade

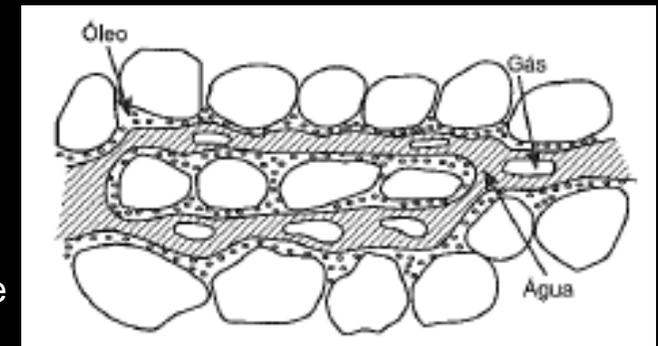
- Quando  $\theta < 90^\circ$ : líquido mais denso molha preferencialmente o sólido
- Quando  $\theta > 90^\circ$ : líquido menos denso molha preferencialmente o sólido
- Relação entre  $\theta$  e  $\sigma$ :  $\cos\theta_{wo} = (\sigma_{so} - \sigma_{sw}) / \sigma_{wo}$

# Molhabilidade

- Reservatório molhado pela água (mais comum):



- Reservatório molhado pelo óleo:



# Relação entre propriedades das rochas e dos fluidos – Mobilidade ( $\lambda$ )

- Relação entre permeabilidade efetiva e viscosidade
  - ◆  $\lambda_x = k_x/\mu_x$
- Depende da saturação (pois  $k_x$  depende de  $S$ )
- Razão de mobilidades:  $R = \lambda_a/\lambda_o$
- Quanto maior o  $R$ , menor a eficiência de deslocamento de óleo (fluido injetado tende a “furar” o banco de óleo, criando caminhos preferenciais entre poços injetores e produtores)

# Fluxo de líquidos e gases em meios porosos

- As propriedades vistas até aqui são fundamentais para a geração de **Modelos Estáticos** do reservatório, para refletir sua situação inicial
- Entretanto, na Engenharia de Reservatórios, também é necessária a geração de **Modelos Dinâmicos**, para se analisar o fluxo dos fluidos ao longo do tempo

# Fluxo de líquidos e gases em meios porosos

- $q$ : Vazão de produção ( $\text{m}^3/\text{dia}$ )
  - ◆ Nas condições de temperatura e pressão do reservatório:
  - ◆  $q = 2\pi k h (p_e - p_w) / [\mu B \ln(r_e/r_w)]$ , ou
  - ◆  $q = 52,54 k h (p_e - p_w) / [\mu B \ln(r_e/r_w)]$  nas unidades abaixo
    - ★  $k$  (darcy)
    - ★  $h$  (m)
    - ★  $p$  ( $\text{kgf}/\text{cm}^2$ )
    - ★  $\mu$  (cp)
    - ★  $B$  (fator volume de formação; adimensional)
    - ★  $r_e/r_w$  (adimensional)

$$IP = q / \Delta p = \frac{52,54 \times k \times h}{\mu \times B \times \ln(r_e/r_w)}$$

# Fluxo de líquidos e gases em meios porosos: indicadores

- Histórico de produção: registro, acompanhamento e análise de
  - ◆ Pressões
  - ◆ Vazões
  - ◆ RGO (razão gás / óleo)
  - ◆ RAO (razão água / óleo)
  - ◆ Corte (*cut*) de água: água / (óleo+água)
  - ◆ BSW (*basic sediments and water*)
    - ★  $BSW = q_{\text{sed+água}} / q_{\text{total}}$
  - ◆ Produções acumuladas de cada fluido

# Fluxo de líquidos e gases em meios porosos: indicadores

- Histórico de produção
  - ◆ Usado para o acompanhamento e verificação do acerto das decisões tomadas no desenvolvimento do reservatório
  - ◆ Sua maior importância, entretanto, está em fornecer os melhores subsídios para a previsão do comportamento do reservatório

# Exercício 3: porosidade

- Ler páginas 91 a 95 do livro-texto:
  - ◆ ROSA, A.; CARVALHO, R.; XAVIER, D. Engenharia de Reservatórios de Petróleo. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2006.
- Resolver o exercício do exemplo 2.1 (página 95)
- Resolver o seguinte exercício:
  - ◆ Nesse exemplo, se a segunda câmara não tivesse sido completamente evacuada, mas tivesse permanecido com uma pressão de 11,2 mm de Hg, qual seria a porosidade obtida?
- Prazo de entrega: conforme orientação em sala

# Conclusões

- Considerações finais

# Referências sobre essa aula

- COSSÉ, R. *Basics of Reservoir Engineering*, Gulf Publishing Company, Houston, 1993.
- FANCHI, J.R. *Principles of Applied Reservoir Simulation*, Gulf Publishing Company, Houston, 1997.
- ROSA, A.; CARVALHO, R.; XAVIER, D. *Engenharia de Reservatórios de Petróleo*. Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2006. (livro-texto)
- THOMAS, J.E. *Fundamentos de Engenharia de Petróleo*, Editora Interciência, Rio de Janeiro, 2001.

# Sumário da aula

- Relação com aulas anteriores
- Introdução
- Propriedades das rochas
- Conclusões
- Referências sobre essa aula

Dúvidas: [rcazevedo@usp.br](mailto:rcazevedo@usp.br)

# Próxima Aula

- Geoestatística