

PROPRIEDADES DE ROCHA E ROCHA-FLUIDO

POROSIDADE

PERMEABILIDADE

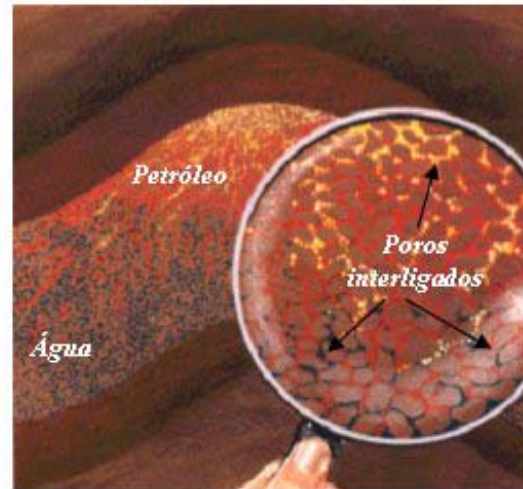
SATURAÇÃO

PERMEABILIDADE RELATIVA

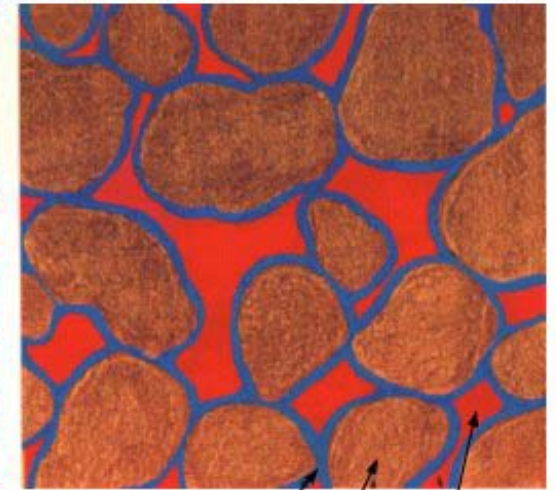
PRESSÃO CAPILAR

POROSIDADE

$$\phi = \frac{V_{poroso}}{V_{total}}$$



Migração dos hidrocarbonetos, através dos poros, para o topo da rocha reservatório.



Retenção dos hidrocarbonetos e água nos poros das rochas.

- POROSIDADE ABSOLUTA
- POROSIDADE EFETIVA
- POROSIDADE PRIMÁRIA
- POROSIDADE SECUNDÁRIA

POROSIDADE

FATORES QUE AFETAM A POROSIDADE

- ARRANJO DOS GRÃOS
- FORMA DOS GRÃOS
- TAMANHO DOS GRÃOS
- SELEÇÃO
- MATERIAIS CIMENTANTES

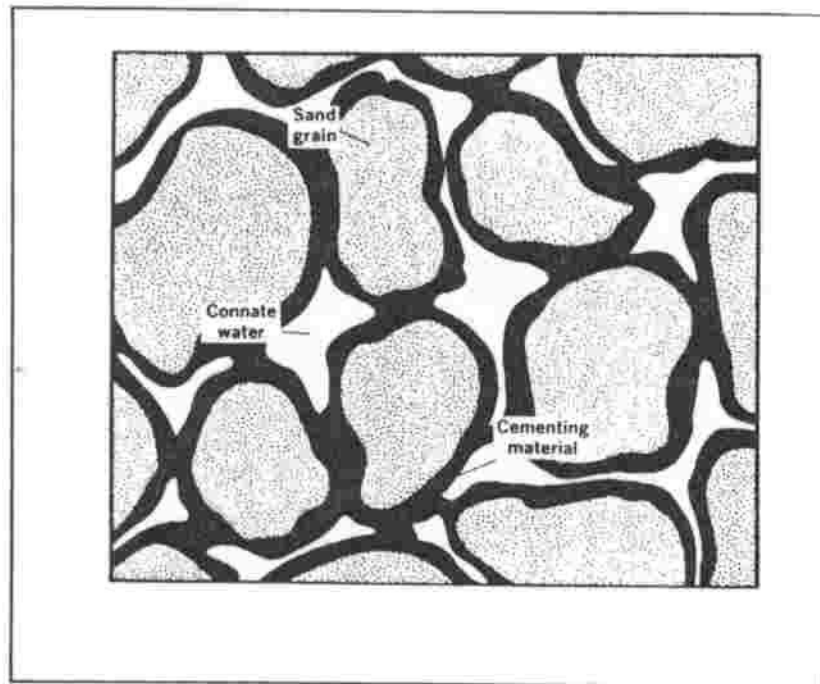
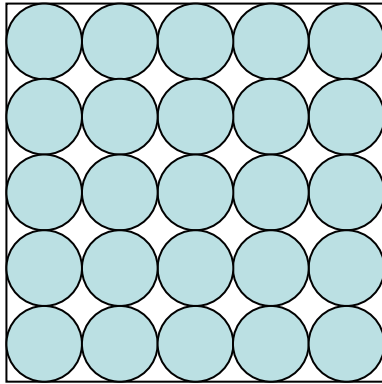


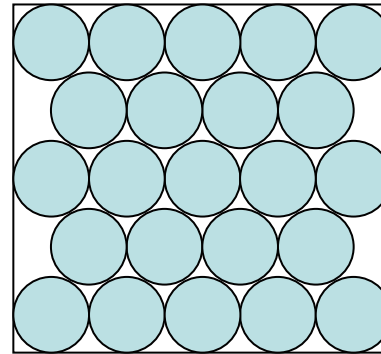
FIG. 2-11—Consolidated sandstones. Elements of Petroleum Reservoirs. Permission to publish by The Society of Petroleum Engineers.

POROSIDADE

ARRANJO DOS GRÃOS



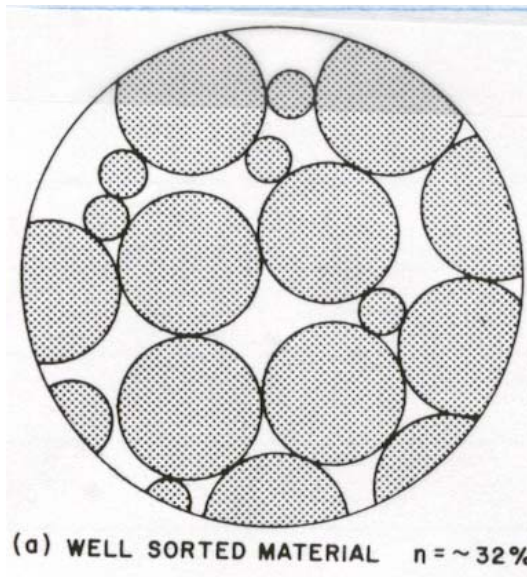
CÚBICO: 48%



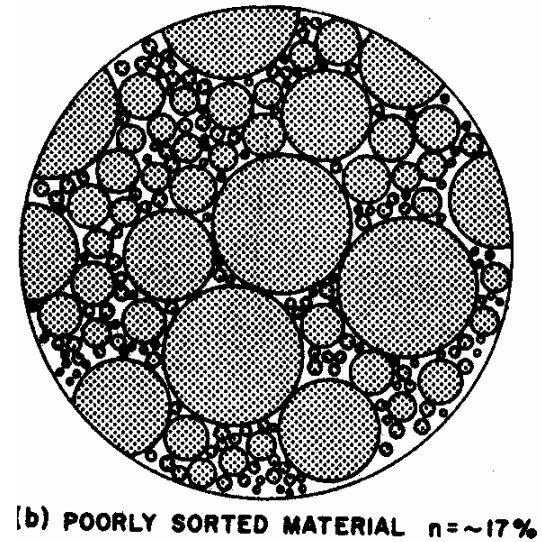
ROMBOÉDRICO: 26%

POROSIDADE

SELEÇÃO DOS GRÃOS



Well sorted : $\phi = 32\%$



Poorly sorted : $\phi = 17\%$

POROSIDADE

DETERMINAÇÃO DE POROSIDADE

- PLUGS (TESTEMUNHOS)
- LÂMINAS
- PERFILAGEM

PERMEABILIDADE

Lei de Darcy $q = -A(k/\mu)dP/dx$

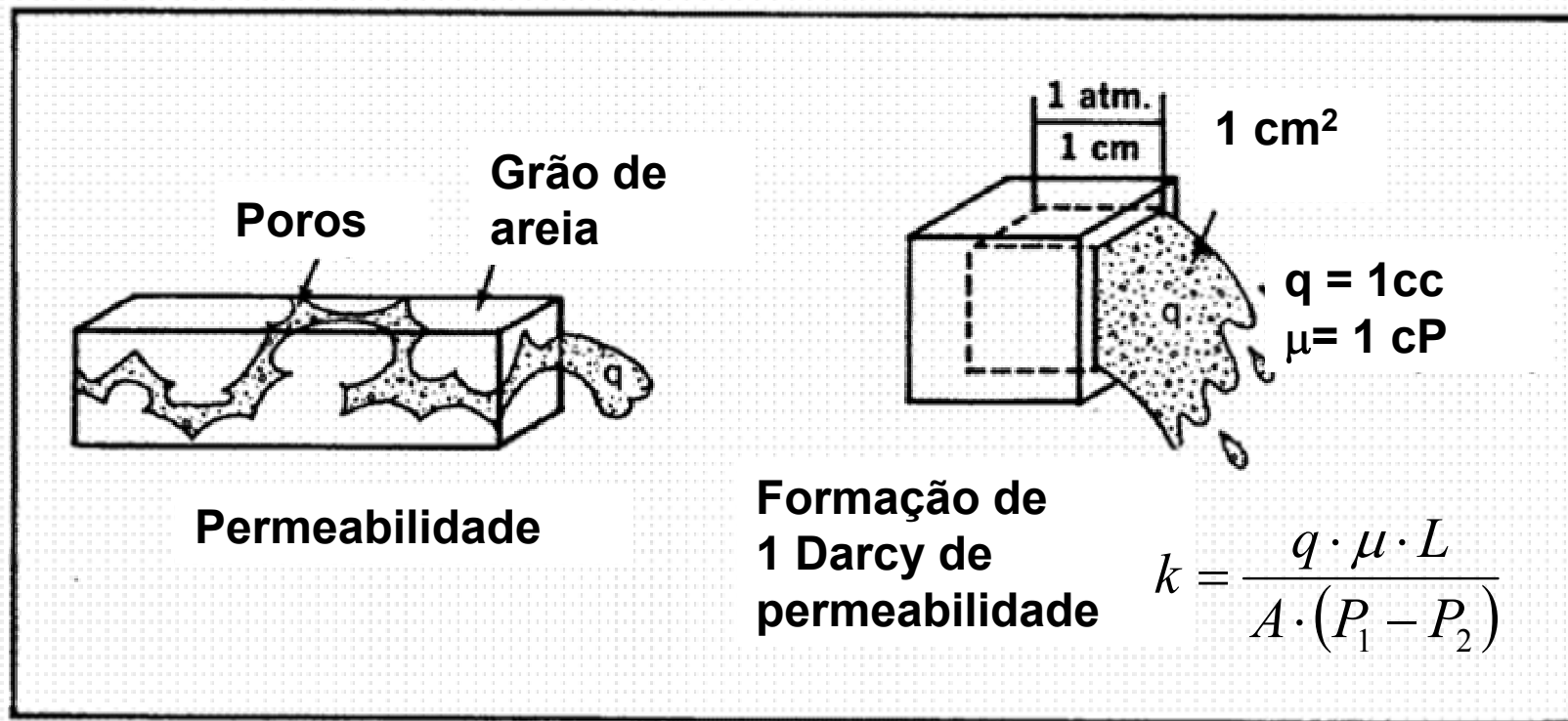


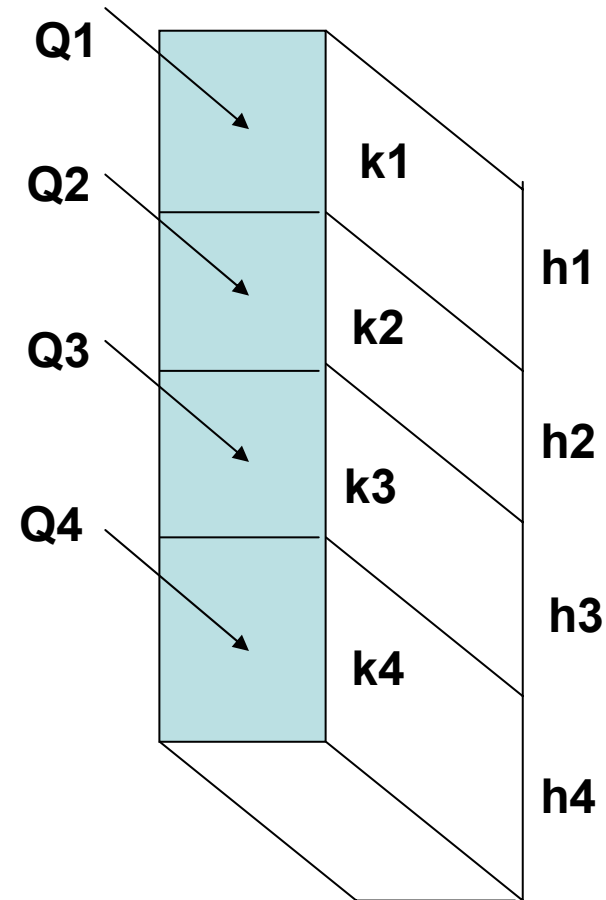
FIG. 2-13—Fluid flow in permeable sand. Elements of Petroleum Reservoirs. Permission to publish by The Society of Petroleum Engineers.

PERMEABILIDADE

FLUXO LINEAR EM PARALELO

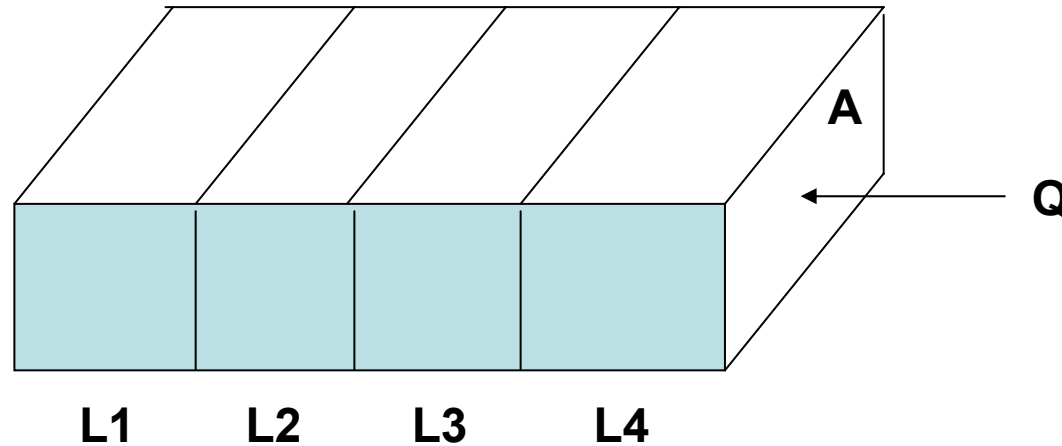
$$k_m = \frac{k_1 h_1 + k_2 h_2 + k_3 h_3 + k_4 h_4}{h_1 + h_2 + h_3 + h_4}$$

$$k_m = \frac{\sum k_i h_i}{\sum h_i}$$



PERMEABILIDADE

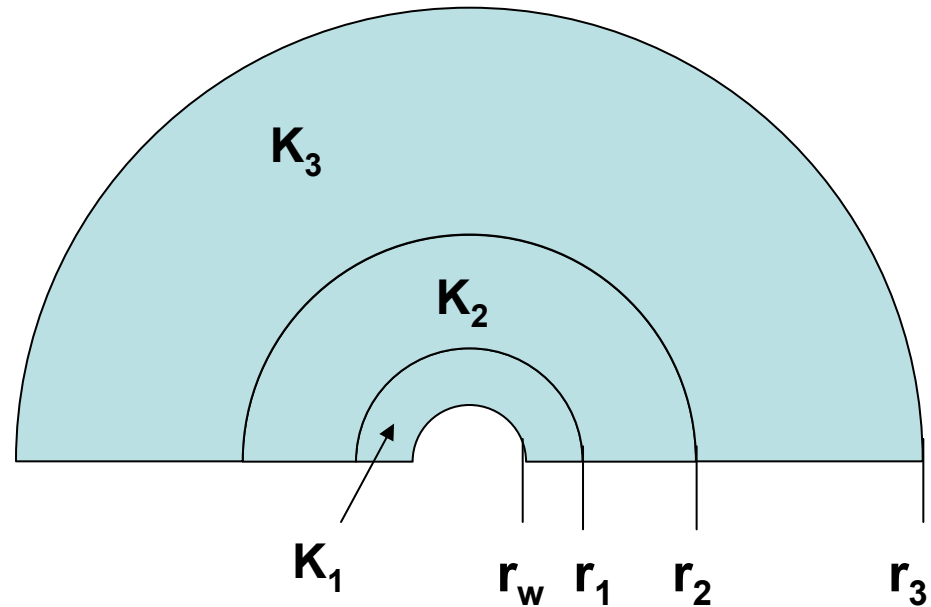
FLUXO LINEAR EM SÉRIE



$$k_m = \frac{L_1 + L_2 + L_3 + L_4}{\frac{L_1}{k_1} + \frac{L_2}{k_2} + \frac{L_3}{k_3} + \frac{L_4}{k_4}} = \frac{\sum L_i}{\sum \frac{L_i}{k_i}}$$

PERMEABILIDADE

FLUXO RADIAL EM SÉRIE



$$k_m = \frac{\ln(r_3 / r_w)}{\frac{\ln(r_1 / r_w)}{k_1} + \frac{\ln(r_2 / r_1)}{k_2} + \frac{\ln(r_3 / r_2)}{k_3}}$$

SATURAÇÃO de FLUIDOS

FRAÇÃO DO VOLUME POROSO OCUPADO POR DETERMINADO FLUIDO

ÓLEO: $S_o = V_o / V_p$

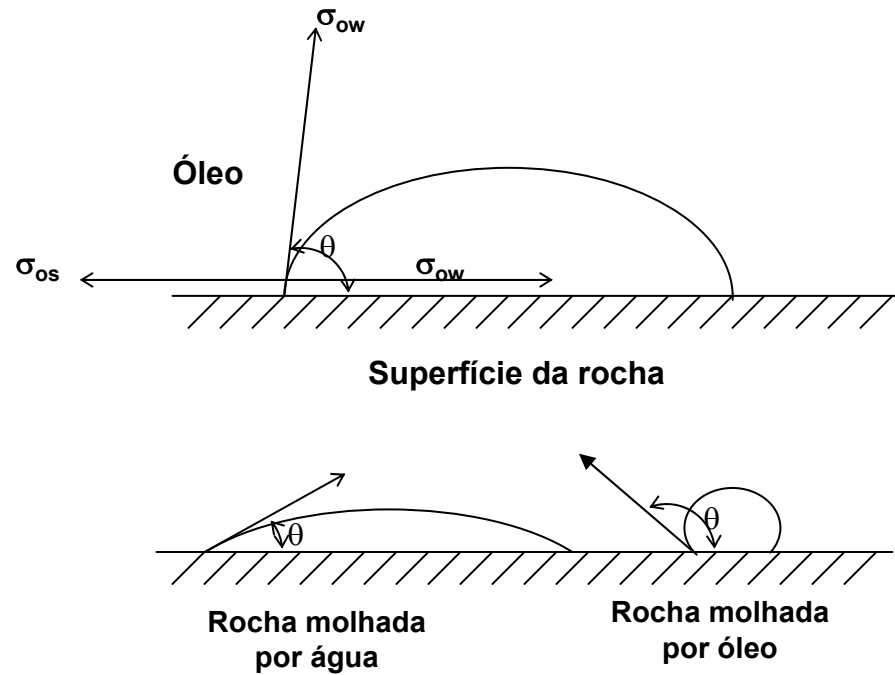
ÁGUA: $S_w = V_w / V_p$

GÁS: $S_g = V_g / V_p$

$$S_o + S_w + S_g = 1$$

OBS: CONDIÇÕES DE RESERVATÓRIO

MOLHABILIDADE



SATURAÇÃO

DISTRIBUIÇÃO dos FLUIDOS no MEIO POROSO



PERMEABILIDADE RELATIVA

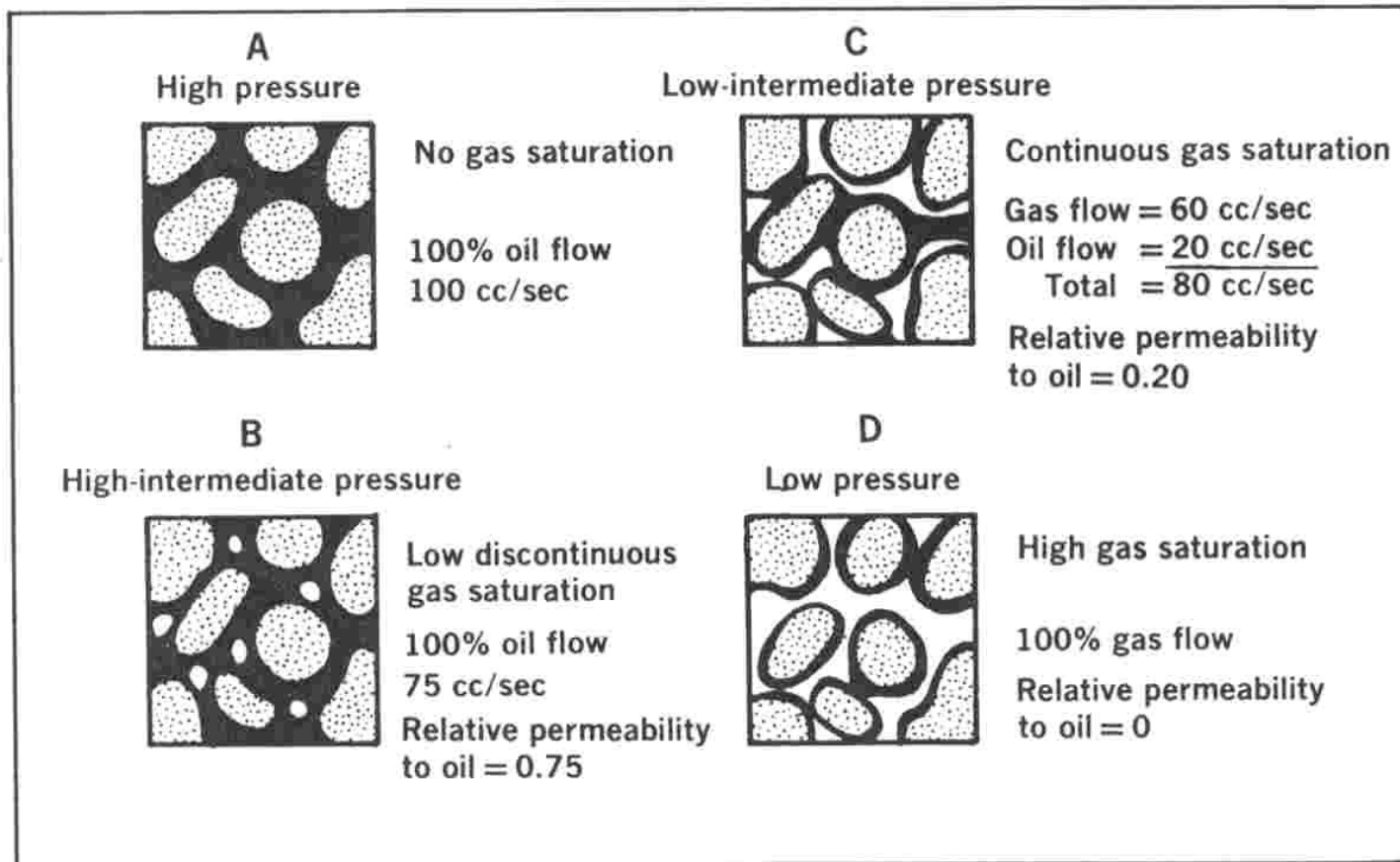


FIG. 2-14—Gas-oil relative permeability concept. Elements of Petroleum Reservoirs. Permission to publish by The Society of Petroleum Engineers.

PERMEABILIDADE RELATIVA

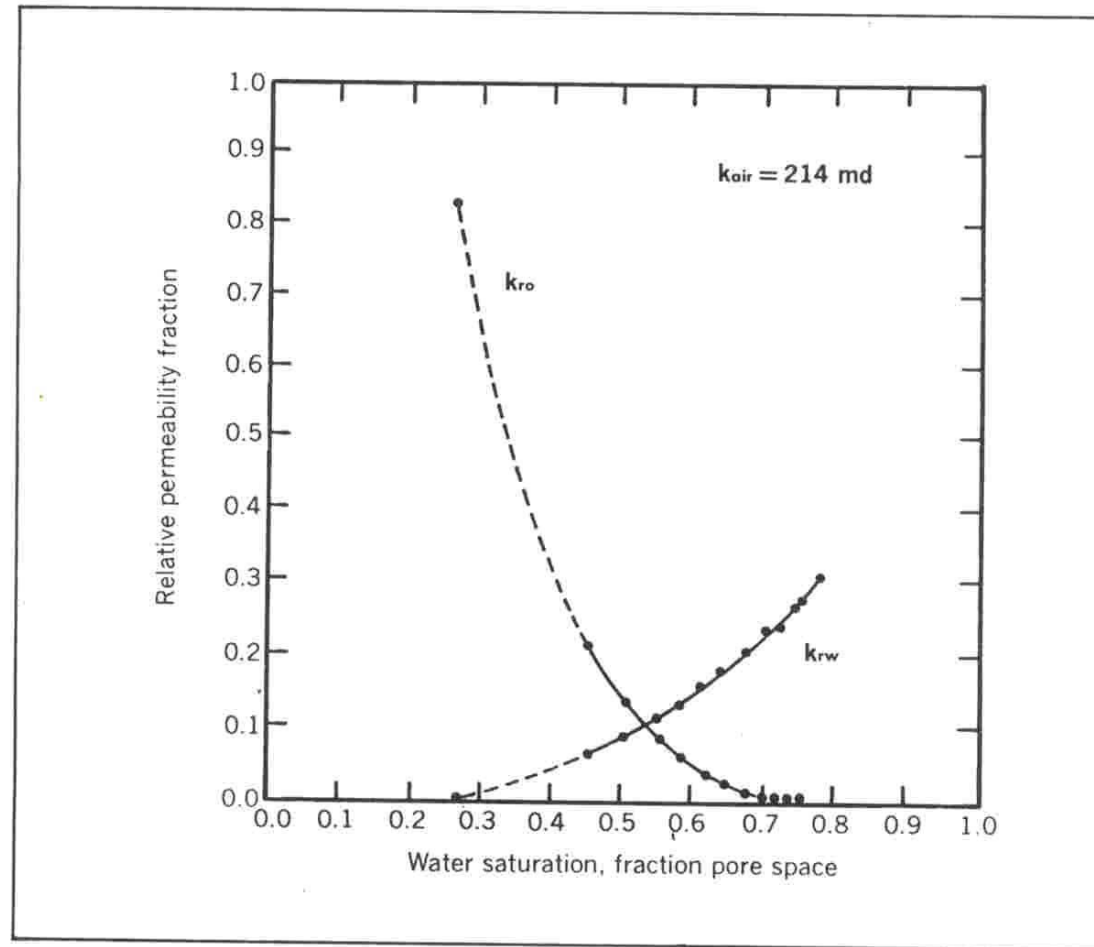
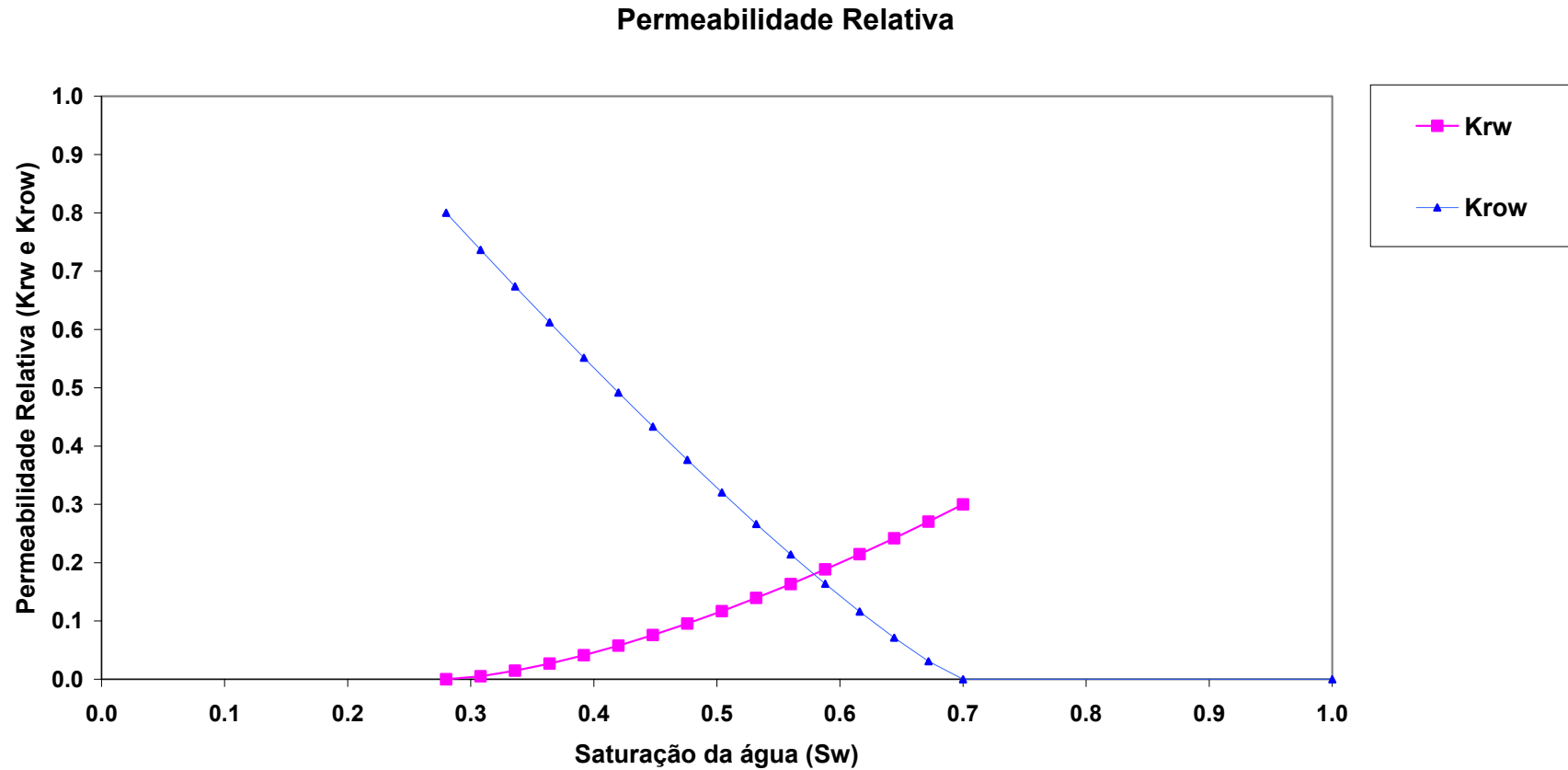
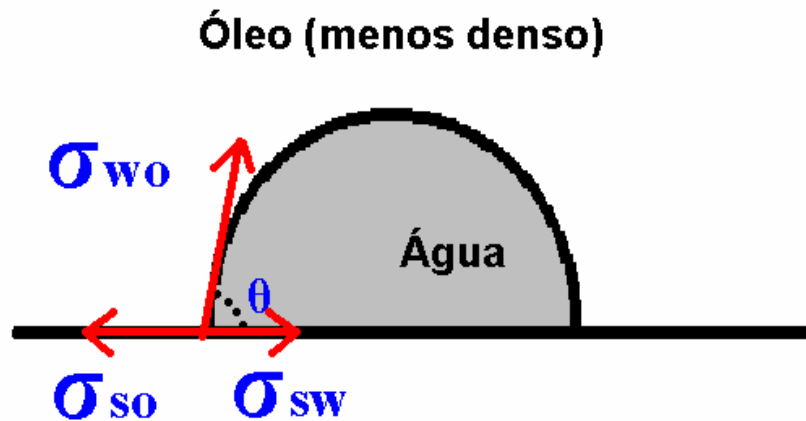
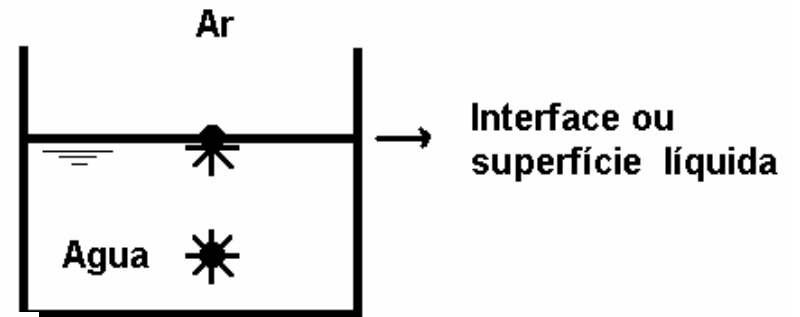


FIG. 2-15—Oil-water relative permeability (water-wet core).⁷ Permission to publish by The Society of Petroleum Engineers.

PERMEABILIDADE RELATIVA

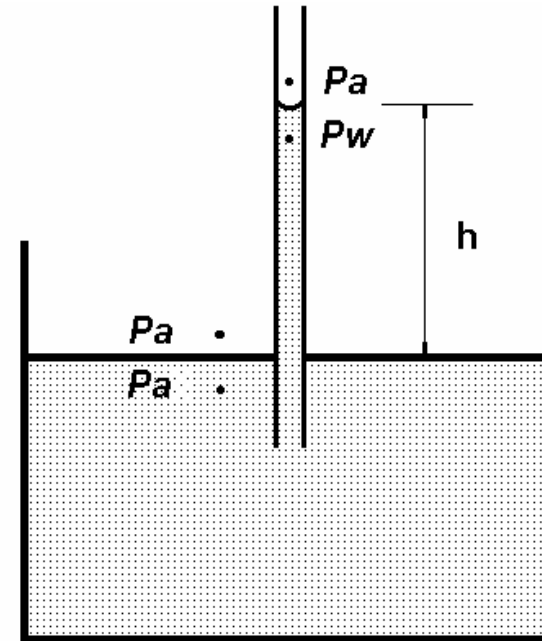


PRESSÃO CAPILAR



PRESSÃO CAPILAR

Ascensão Capilar

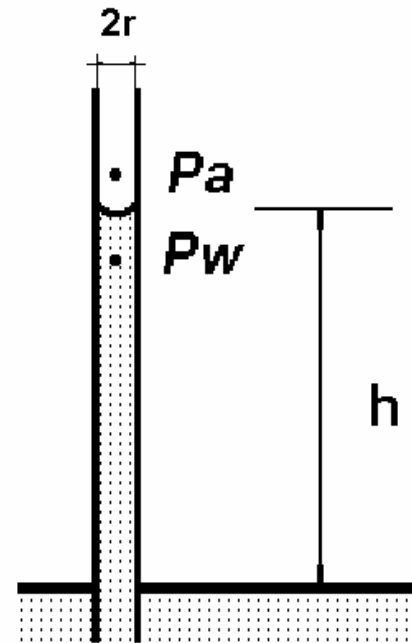


Definição: $P_{\text{capilar}} P_c = P_a - P_w = P_{\text{não-molhante}} - P_{\text{molhante}}$

$P_c = P_a - P_w = \rho g h$ (ou $\Delta \rho g h$ se não desprezarmos a densidade do fluido não molhante)

PRESSÃO CAPILAR

Ascensão Capilar



Forças para cima: $AT * 2 \pi r$ = Forças para baixo $\pi * r^2 * \Delta \rho g h$

Explicitando em h : $h = 2 AT / \Delta \rho g r$

Lembrando que $P_c = \Delta \rho g h$

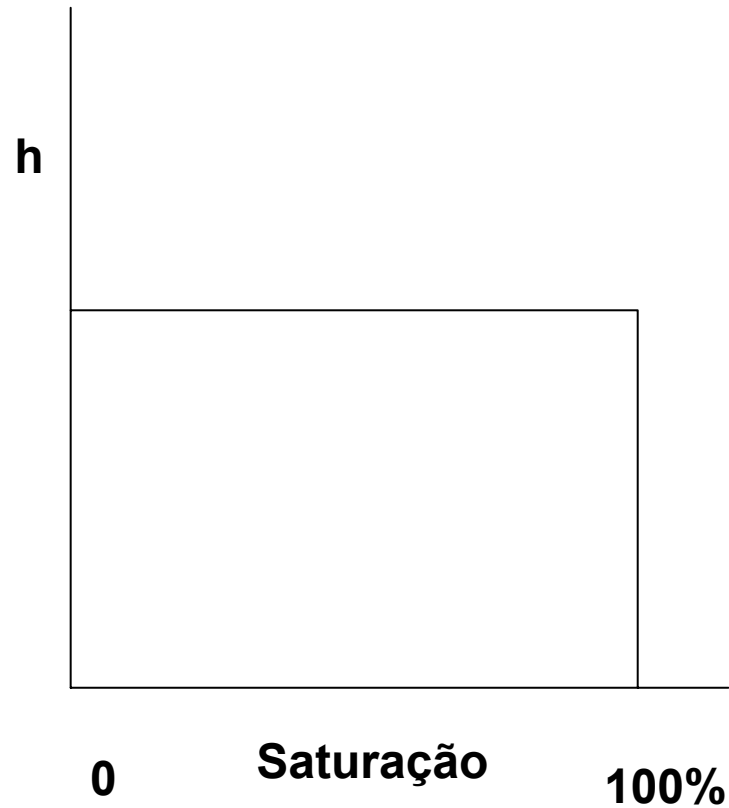
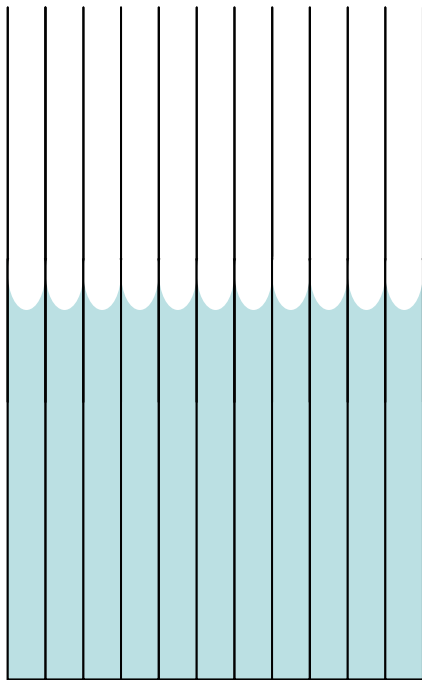
temos: $P_c = 2 AT / r$

ou ainda... $P_c = (2 \sigma_{ws} * \cos \theta) / R$

$[P_c = (2 \sigma_{wo} * \cos \theta) / R]$

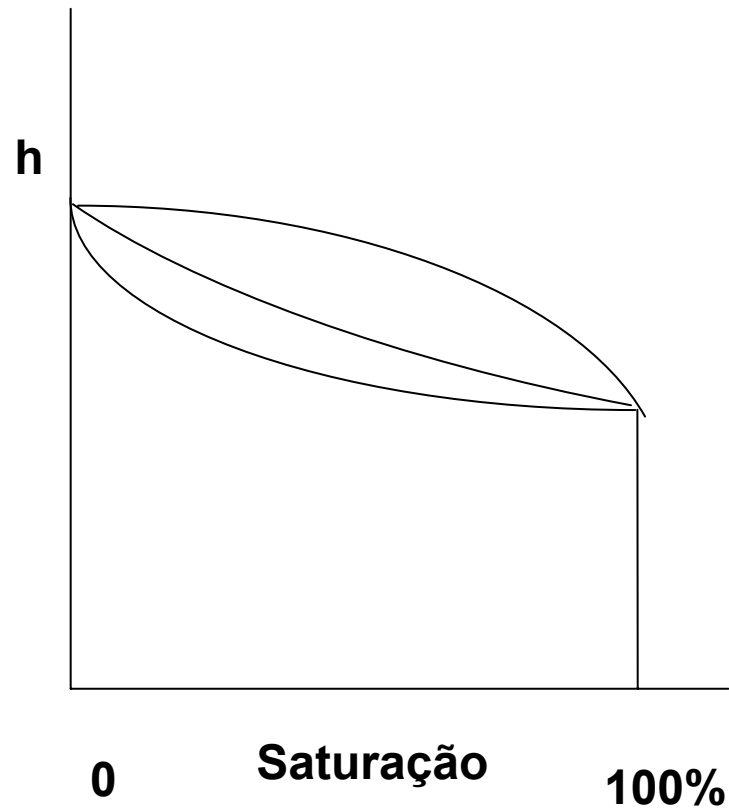
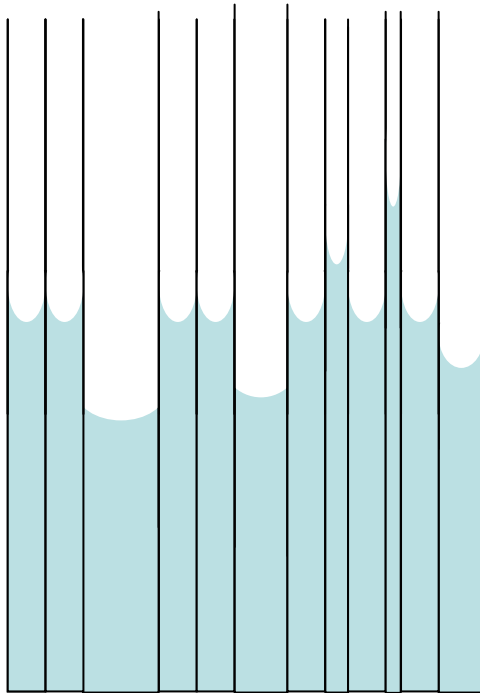
PRESSÃO CAPILAR

Diâmetros Uniformes e Iguais

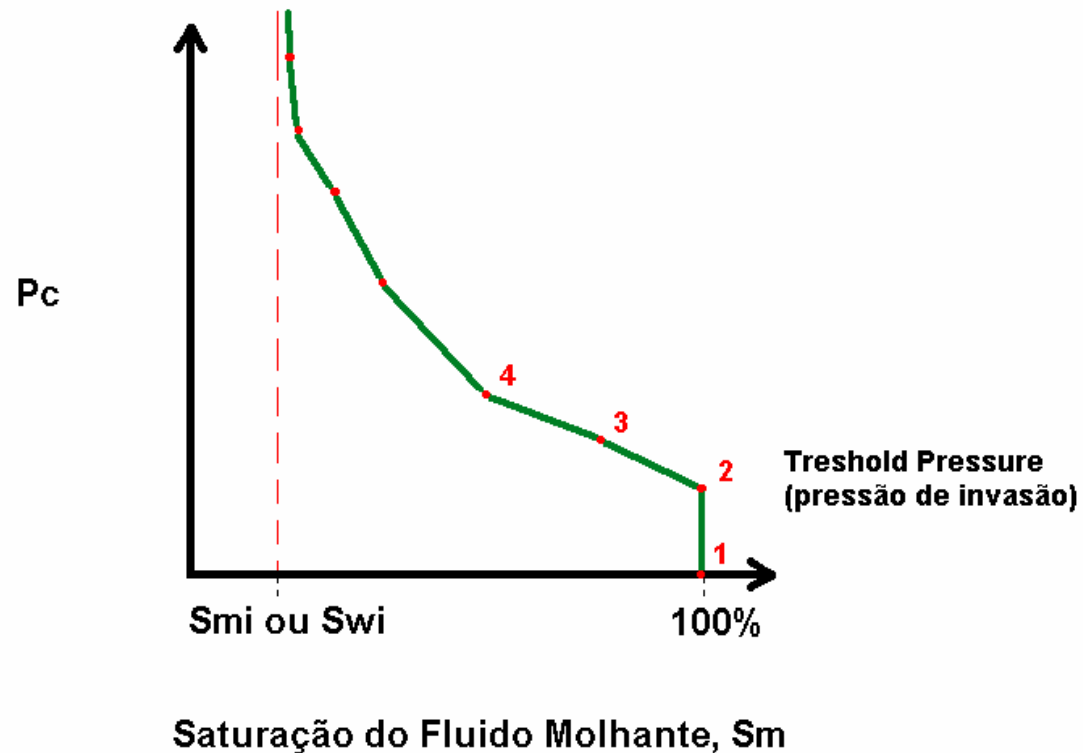


PRESSÃO CAPILAR

Diâmetros Diferentes



PRESSÃO CAPILAR

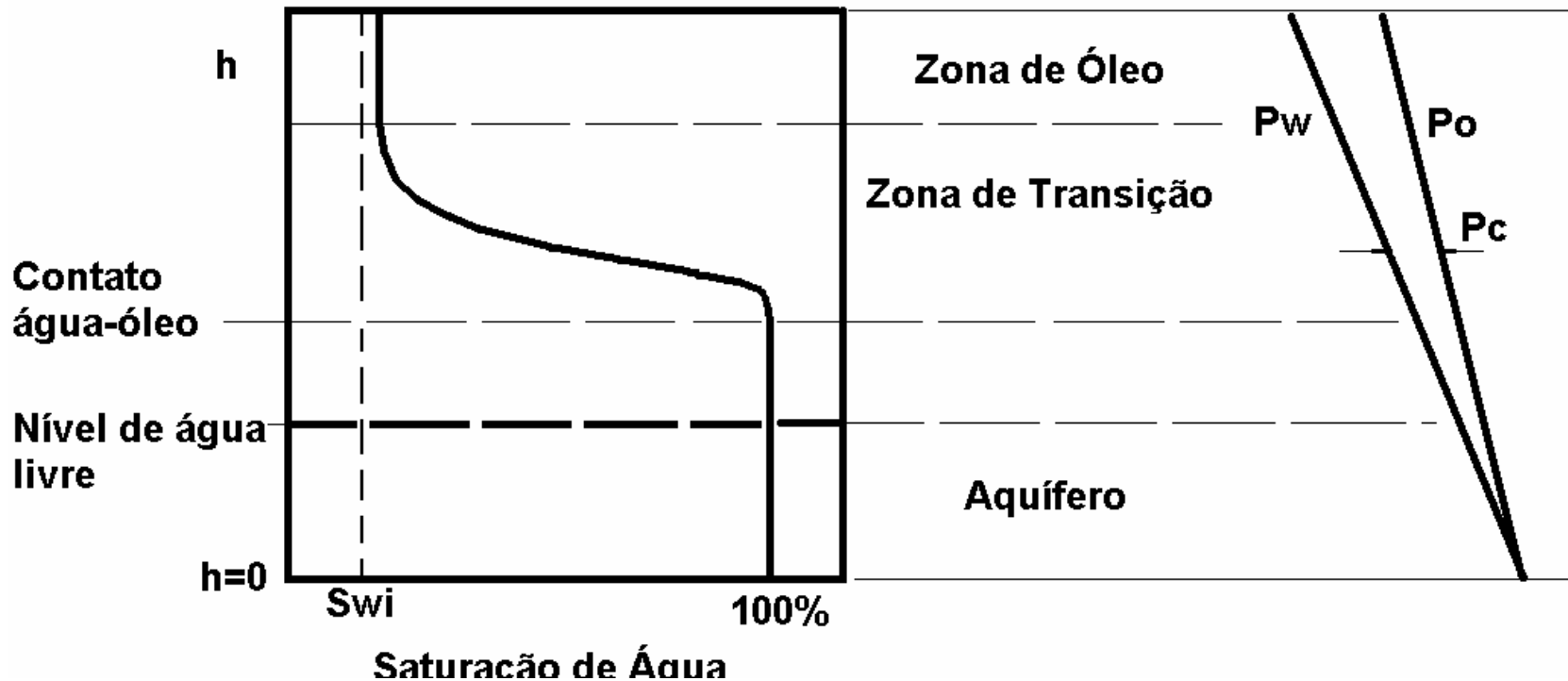


Curva de Pressão Capilar em Processo de Drenagem

PRESSÃO CAPILAR

Lembrando que: $P_c = P_{nm} - P_m = \Delta \rho g h$

$$h = P_c / \Delta \rho g$$



Pressão Capilar x Saturações de Fluidos em Reservatórios

PRESSÃO CAPILAR

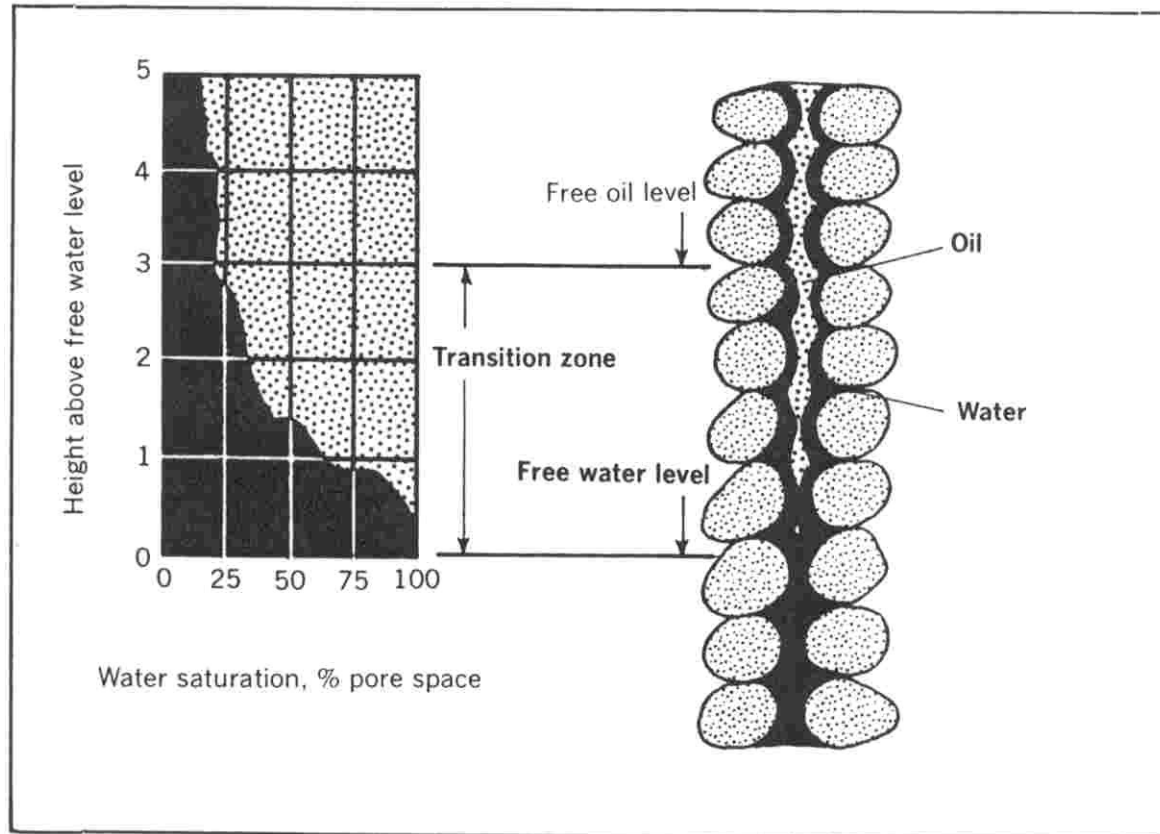


FIG. 2-16—Effects of height above free water level on connate-water content in oil sand. Elements of Petroleum Reservoirs. Permission to publish by The Society of Petroleum Engineers.

PRESSÃO CAPILAR

EQUILÍBRIO GRAVITACIONAL

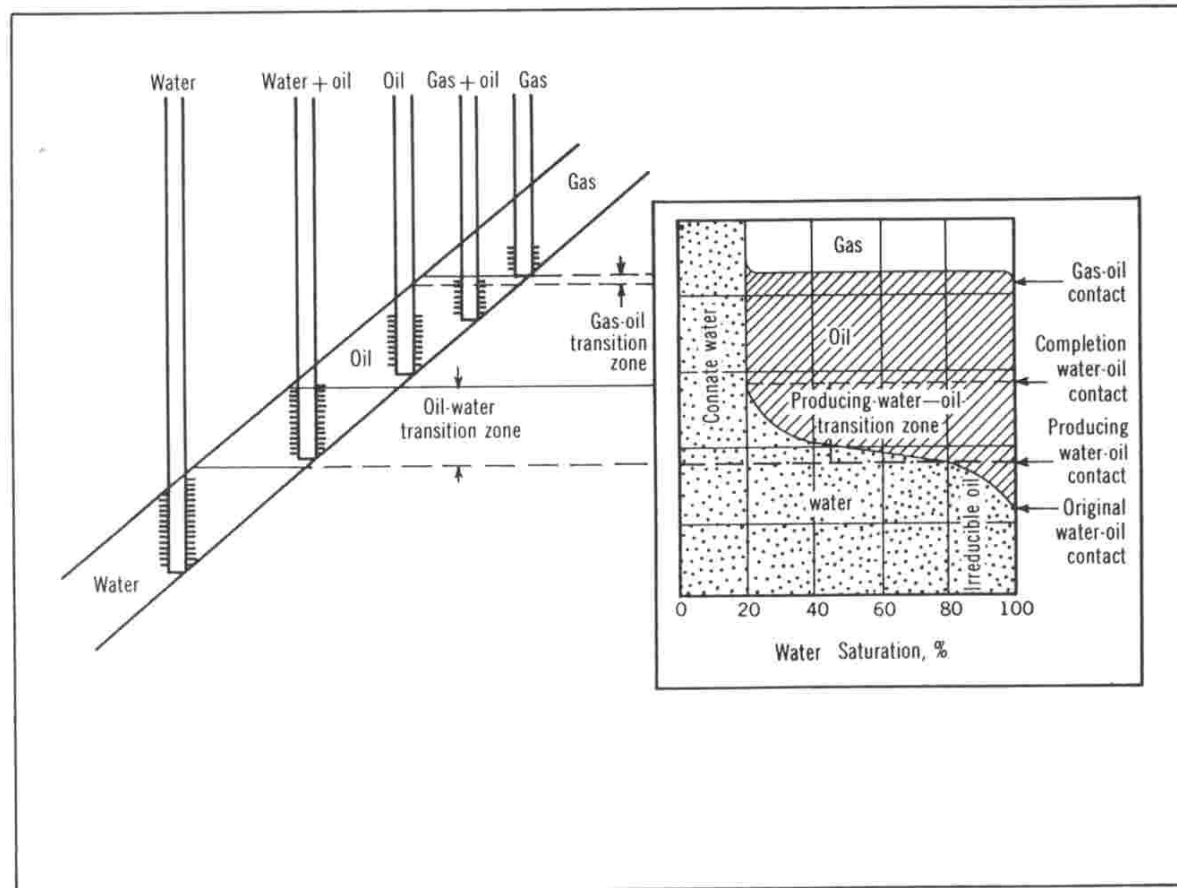


FIG. 2-18—Fluid distribution in a uniform-sand reservoir containing connate water, oil, and a gas cap.