

Geologia do Petróleo -- GSA0463

Reservatórios

Prof. André Marconato

Definição

O que é um reservatório?

- Porosidade
- Permeabilidade

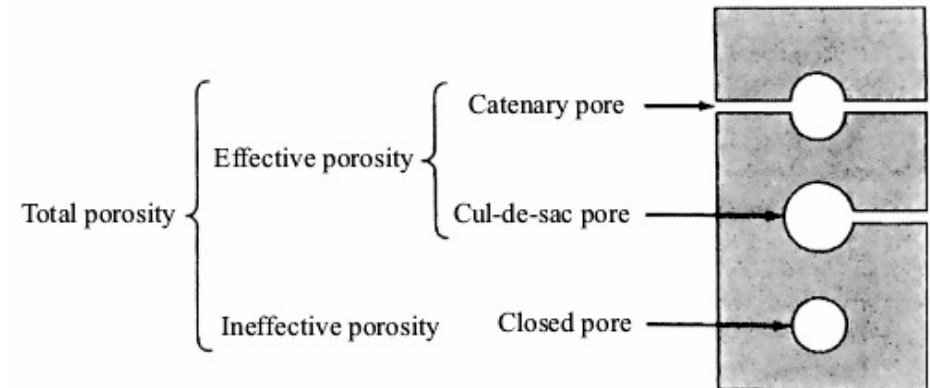
Então: *“É uma rocha que possui poros que possam conter óleo ou gás, e que também permite o fluxo dos fluídos; deve ser permeável”*

Principais rochas reservatório:

- Arenitos
- Carbonatos

Porosidade

Porosidade (Φ): mede o potencial do volume de estocagem de hidrocarbonetos. Expresso em %



$$\text{Porosidade Absoluta } (\Phi_a) = \left(\frac{V_b - V_s}{V_b} \right) \times 100$$

onde V_b = volume total e V_s = volume sólidos

Em estudos de reservatório:
representa o volume máximo recuperável da rocha →

$$\text{Porosidade Efetiva } (\Phi_e) = \left(\frac{V_i}{V_b} \right) \times 100$$

onde V_i = volume de poros interconectados

Porosidade

Time of formation	Type	Origin
Primary or depositional	Intergranular, or interparticle Intragranular, or intraparticle	Sedimentation
	Intercrystalline Fenestral	Cementation
Secondary or postdepositional	Vuggy Moldic	Solution
	Fracture	Tectonics, compaction, dehydration, diagenesis

Porosidade em arenitos

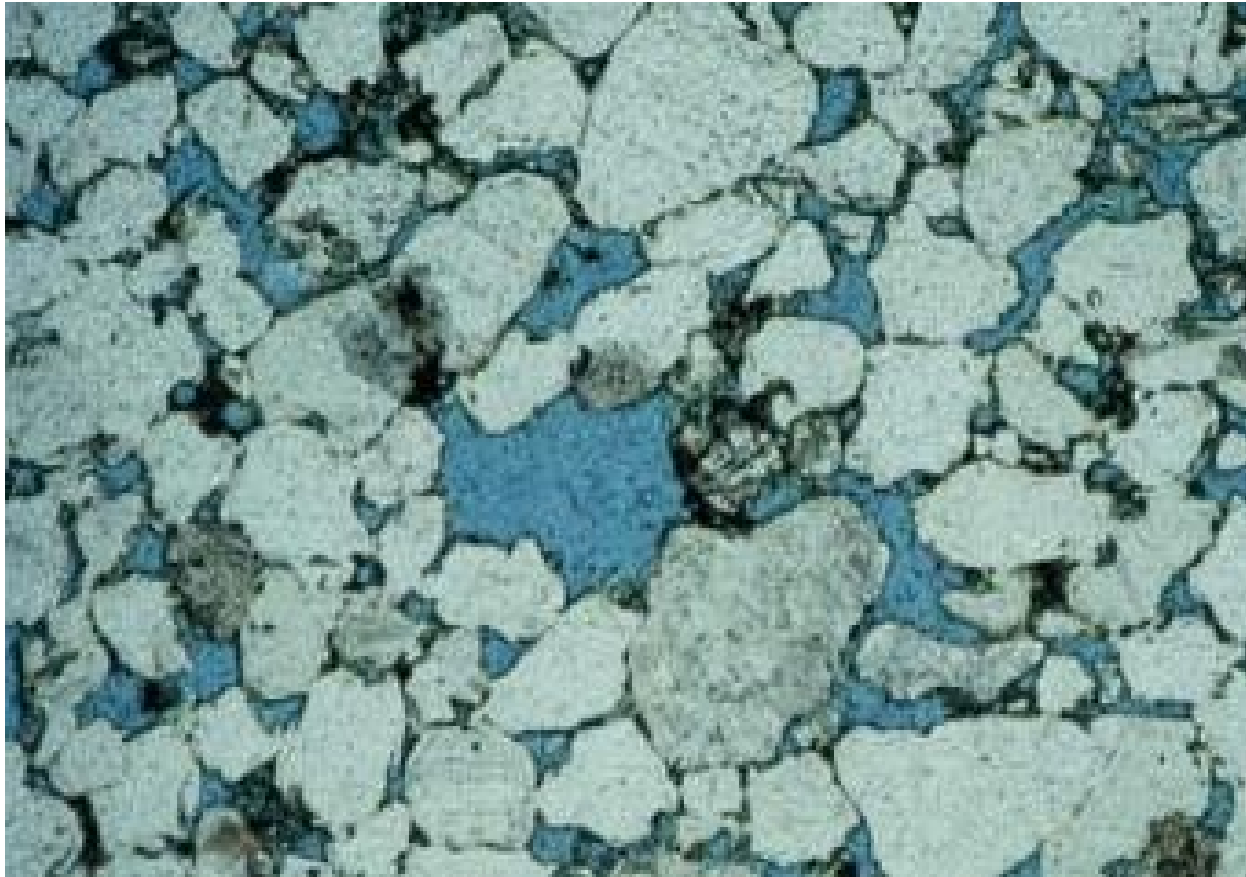
Porosidade primária



(Fonte: Selley, 2000)

Porosidade em arenitos

Porosidade secundária



(Fonte: Selley, 2000)

Porosidade em arenitos

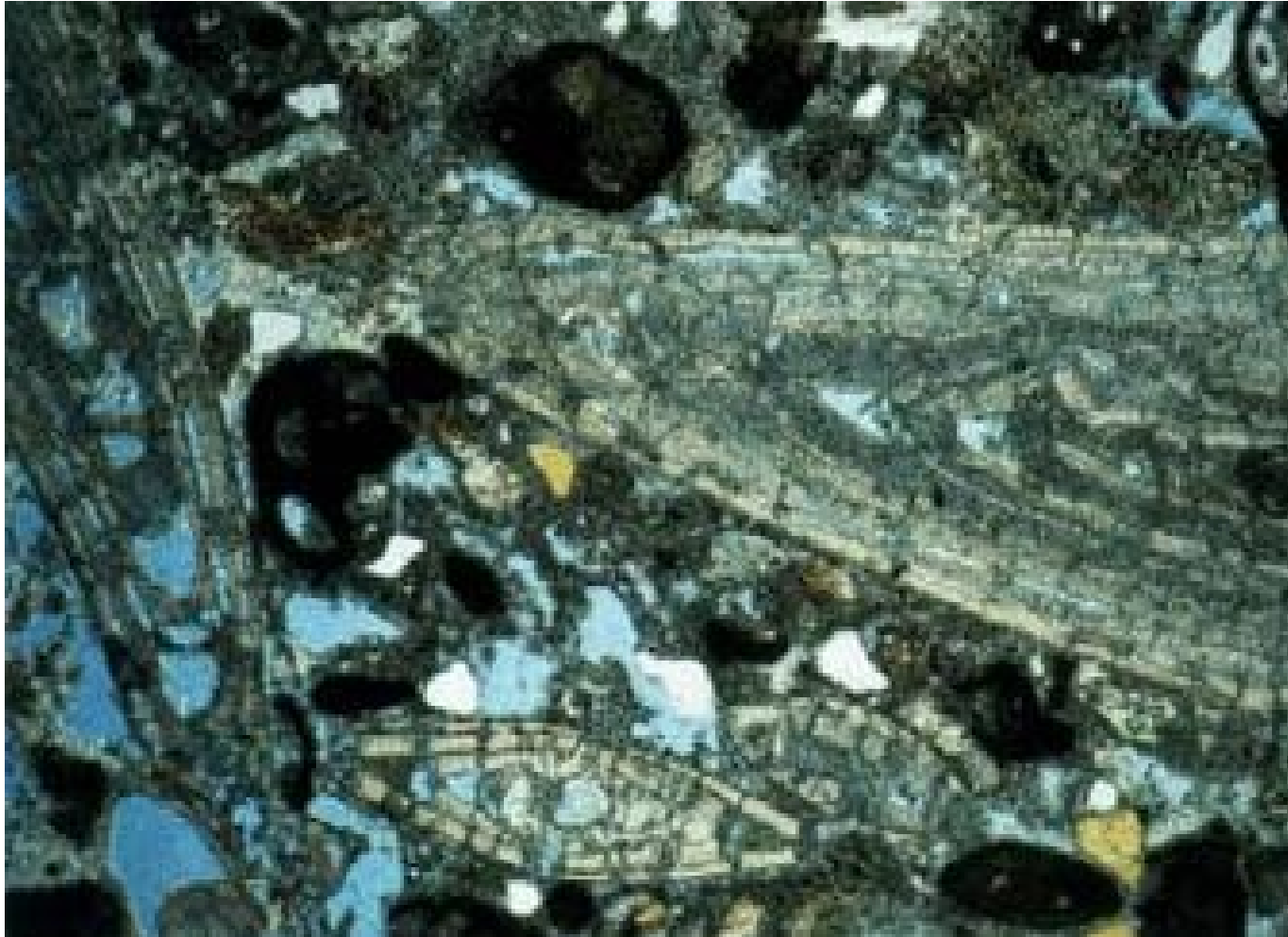
Porosidade secundária



(Fonte: Selley, 2000)

Porosidade em carbonatos

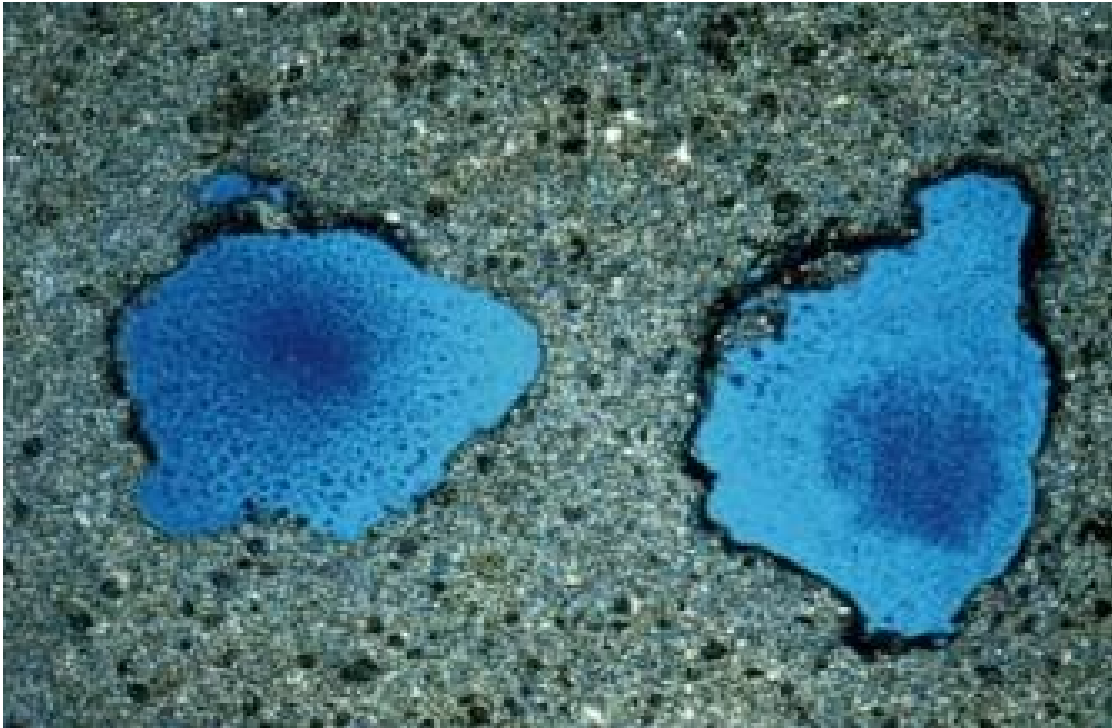
Porosidade primária



Calcário esquelético com porosidade intragranular primária (Fonte: Selley, 2000)

Porosidade em carbonatos

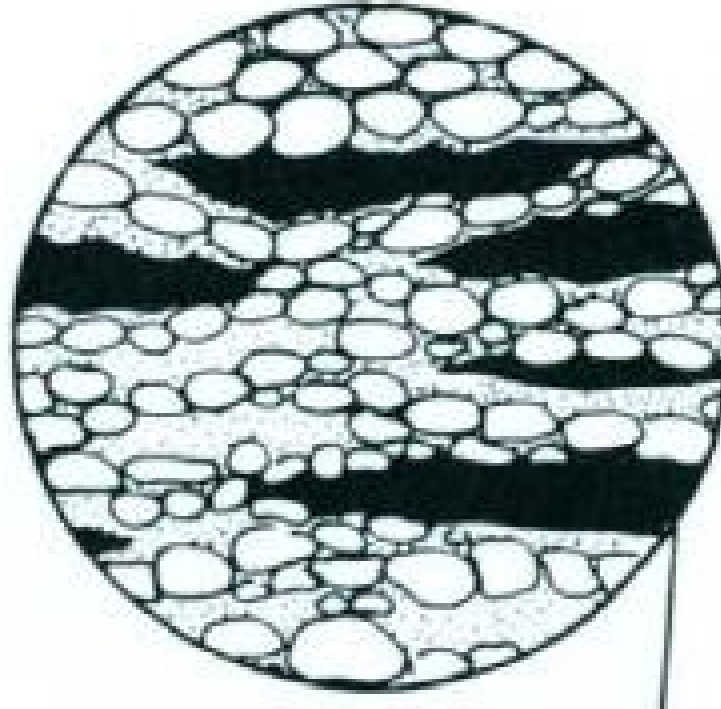
Porosidade secundária



(Fonte: Selley, 2000)

Porosidade em carbonatos

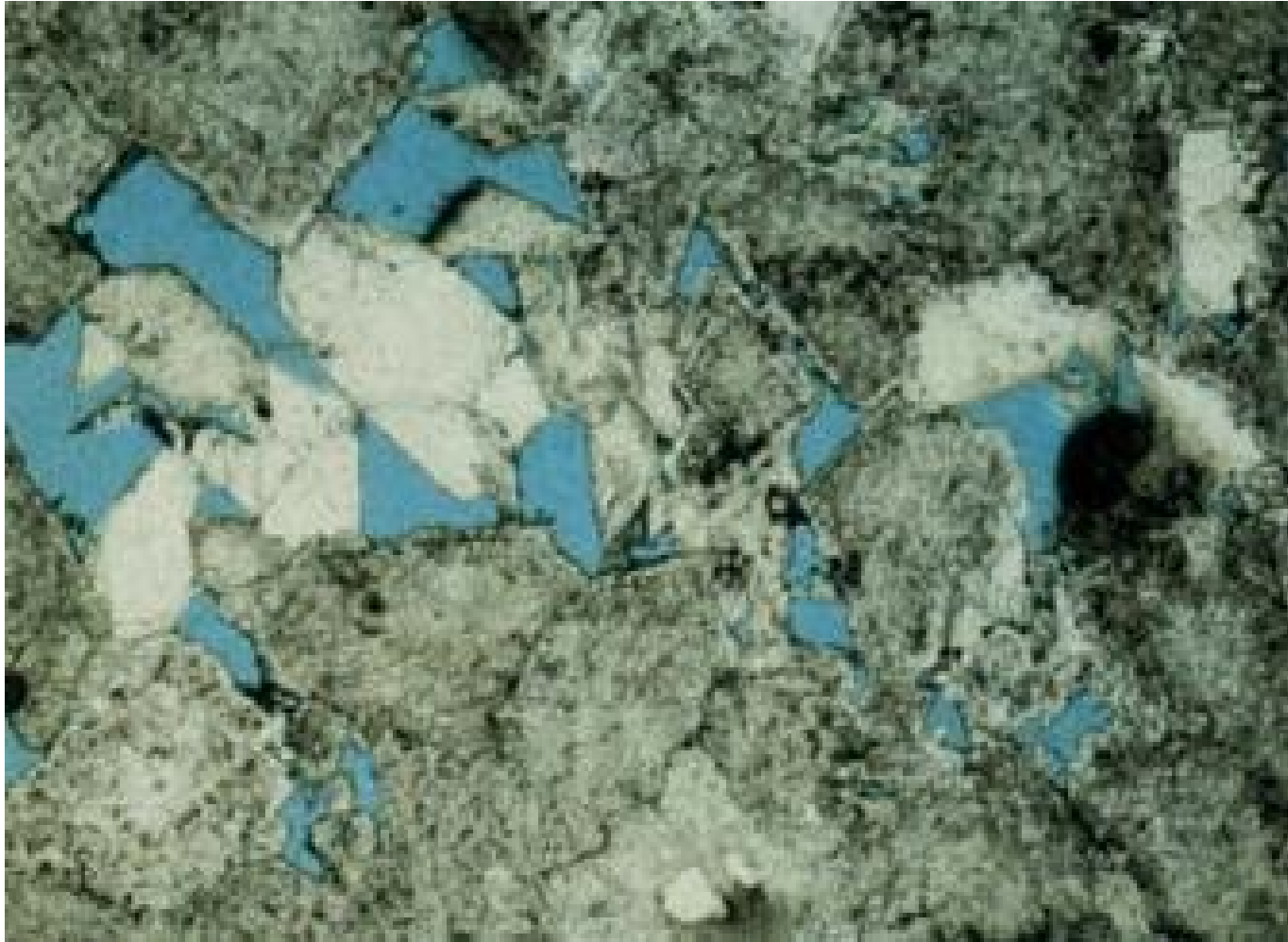
Porosidade secundária



(Fonte: Selley, 2000)

Porosidade em carbonatos

Porosidade secundária



(Fonte: Selley, 2000)

Diagênese

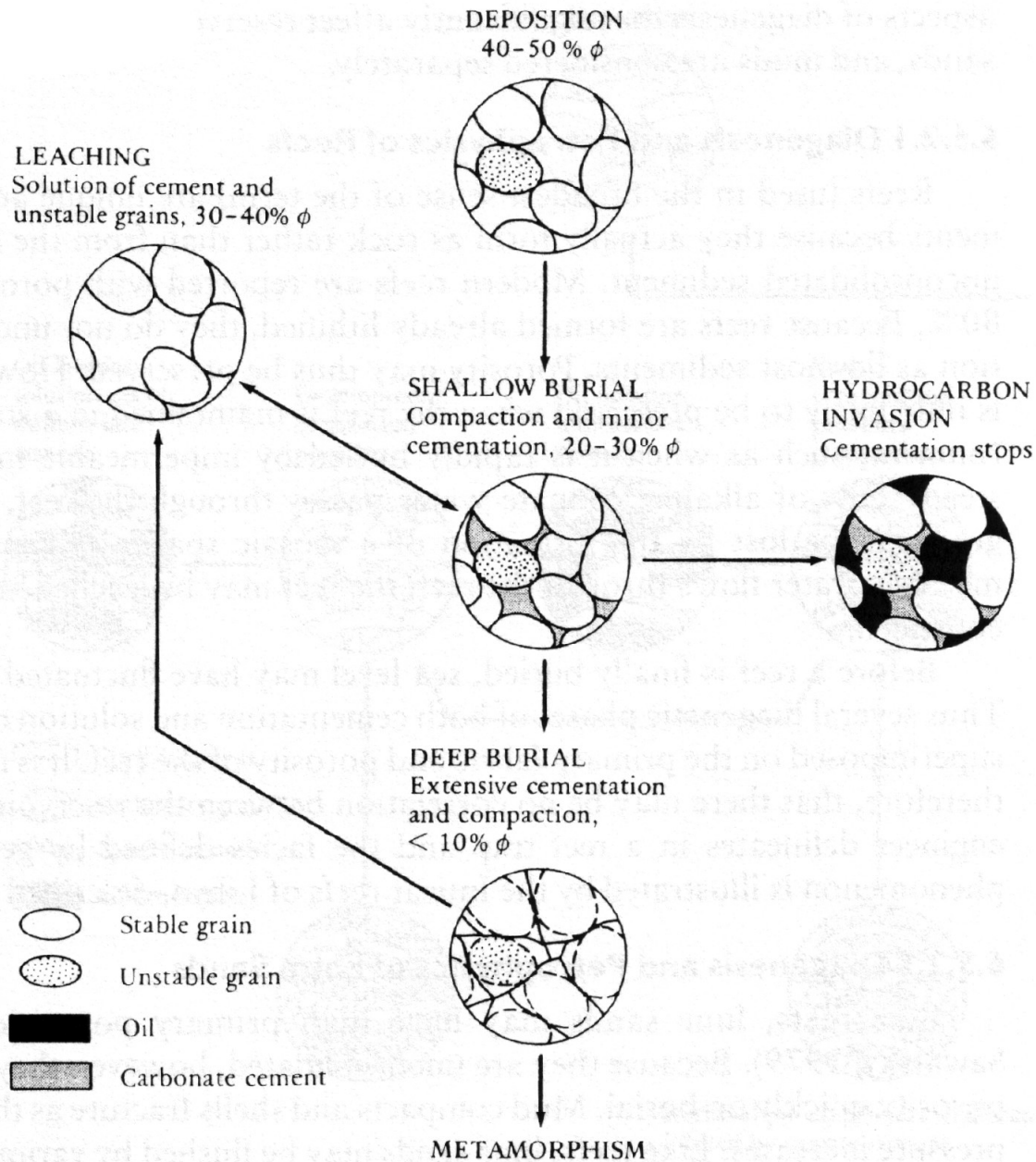
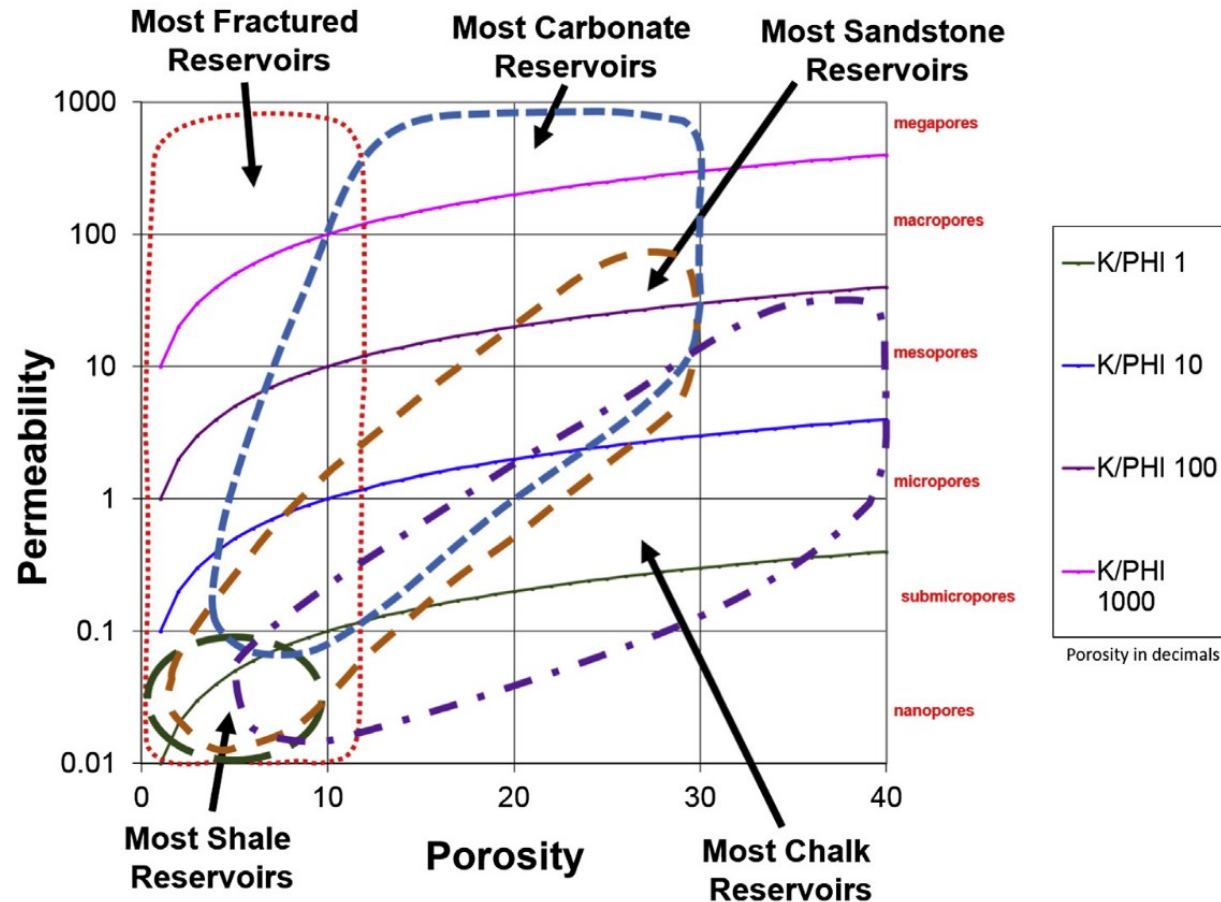


FIGURE 6.33 Simplified flowchart of the diagenetic pathways of sandstones.

(fonte: Selley, 1998)

Tipos de poros

Relação entre porosidade e permeabilidade entre os diferentes tipos de poros.



Note que o fraturamento irá aumentar a permeabilidade dramaticamente em qualquer tipo de reservatório

Valores de referência

0-5%	Insignificante
5-10%	Ruim
10-15%	Razoável
15-20%	Bom
>20%	Excelente

cut-off: 8~10%

Permeabilidade

É a medida da capacidade de uma rocha permitir o fluxo de fluidos, sendo definida pela equação de Darcy:

$$K = \frac{Q \mu L}{A (P_1 - P_2)}$$

onde:

K = permeabilidade

Q = vazão do fluxo

L = comprimento do meio poroso

μ = viscosidade do fluido

A = área cross-sectional

P1-P2 = diferencial de pressão

A unidade é o Darcy, definida como permeabilidade (K) que permite um fluido de 1 centipoise (cP) fluir a 1 cm/s em um gradiente de pressão de 1 atm/cm

Para maioria dos reservatórios é expressa em *milidarcy* (mD)

Propriedades da permeabilidade

- a) **teste de formação** - é a medição da taxa de fluxo de um fluido do reservatório para o poço. Promove uma medida média da permeabilidade através de um certo intervalo de reservatório.
- b) **perfilagens de poços** – medição qualitativa, através dos perfis de porosidade.
- c) **análises de testemunhos** – amostragem da parede do poço, plugs do testemunho e todo o testemunho, que permite uma medição direta da porosidade e permeabilidade com análises em laboratório.

Propriedades da permeabilidade

A Lei de Darcy é válida para 3 casos:

- se há somente a presença de um tipo de fluido
- se o sistema de poros é homogêneo
- não há reação entre o fluido e a rocha

Propriedades da permeabilidade

Em reservatórios pode haver presença de mais de um tipo de fluido, como óleo (k_o), gás (k_g) e água (k_w)

Aqui a lei de Darcy não é suficiente para se medir a facilidade com que cada fluido se move no meio poroso, pois cada fluido apresentará viscosidade e taxas de fluxos diferentes

As permeabilidades aos fluidos dependem das saturações de cada um dos fluidos no meio poroso

A cada valor de saturação de um fluido corresponde um valor de permeabilidade efetiva àquele fluido

Propriedades da permeabilidade

Saturação o percentual do volume poroso ocupado por cada fluido: ex-
óleo, gás e água

Saturação de Óleo: **$S_o = V_o/V_p$**

Saturação de Gás: **$S_g = V_g/V_p$**

Saturação de Água (Água Conata): **$S_w = V_w/V_p$**

$$S_o + S_g + S_w = 1$$

As permeabilidades aos fluidos dependem das saturações de cada um
dos fluido no meio poroso

A cada valor de saturação de um fluido corresponde um valor de
permeabilidade efetiva àquele fluido

Curva de permeabilidade efetiva

São os valores de saturação com os seus correspondentes valores de permeabilidade, obtidas através de ensaios de laboratório

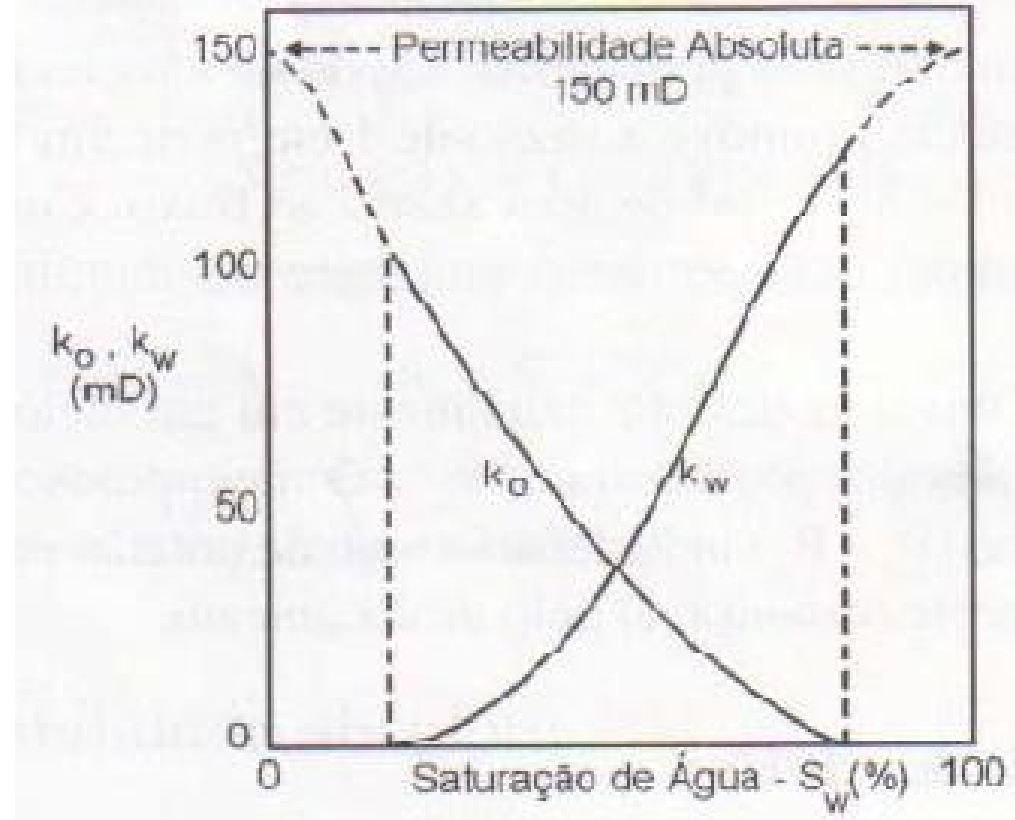
1- Em uma das extremidades de um cilindro poroso, com 100% saturado em água, injeta-se óleo continuamente.

2- E, na outra extremidade, coleta-se os fluidos produzidos (óleo e água)

3- Enquanto a quantidade de óleo é suficientemente pq, o óleo não forma uma fase contínua e não consegue fluir (a Perm Efetiva é nula e nesta fase apenas a água é produzida)

4- A partir de uma certa saturação de óleo (Saturação Crítica) o óleo começa a fluir, iniciando o fluxo bifásico de óleo e água.

5- Com o aumento da saturação do óleo (k_o) diminui a saturação da água (k_w). O experimento acaba qdo a água para de fluir (saturação irreduzível $k_w=0$) e, assim, a partir deste ponto, somente o óleo flui



Curvas de permeabilidade efetiva ao óleo e à água versus a saturação da água (Fonte: Thomas, 2001)

O inverso: injetamos água continua num meio com 100% saturado em óleo. A água começa a fluir somente qdo sua saturação irreduzível for atingida. Quanto ao óleo, a sua saturação vai decrescendo até atingir a chamada “Saturação de Óleo residual – Sor”, quando então para de fluir

Curva de permeabilidade relativa

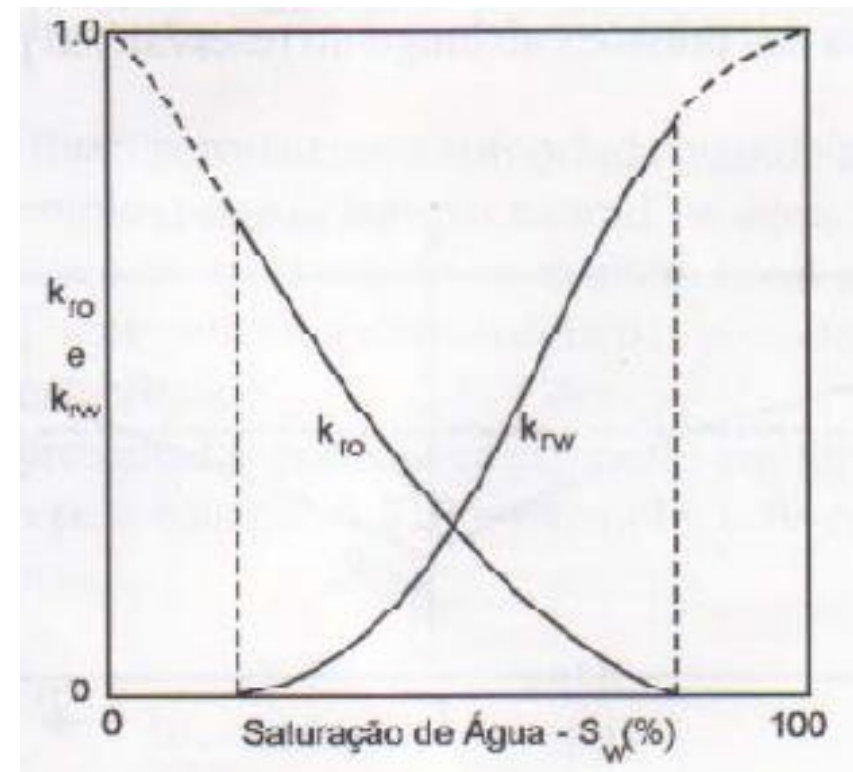
Em estudos de reservatórios, os valores de permeabilidades são utilizados após submetê-los a um processo de normalização ou seja, divide-se todos os valores de permeabilidade efetiva por um mesmo valor de permeabilidade escolhido como base (geralmente é o valor da permeabilidade absoluta). Assim obtemos a Permeabilidade Relativa

Permeabilidade Relativa ao Óleo: $K_{ro} = K_o/K$

Permeabilidade Relativa ao Gás: $K_{rg} = K_g/K$

Permeabilidade Relativa à Água: $K_{rw} = K_w/K$

A permeabilidade relativa varia de zero (inexistência de fluxo) a 1 (meio poroso 100% saturado)



Curvas de permeabilidade relativa ao óleo e à água versus a saturação da água (Fonte: Thomas, 2001)

Propriedades da permeabilidade

A maioria dos reservatórios são do tipo *water-wet* (com água), onde há uma película de água separando o óleo dos limites dos poros.

Reservatórios *oil-wet* (sem qualquer película de água conata) são menos comuns

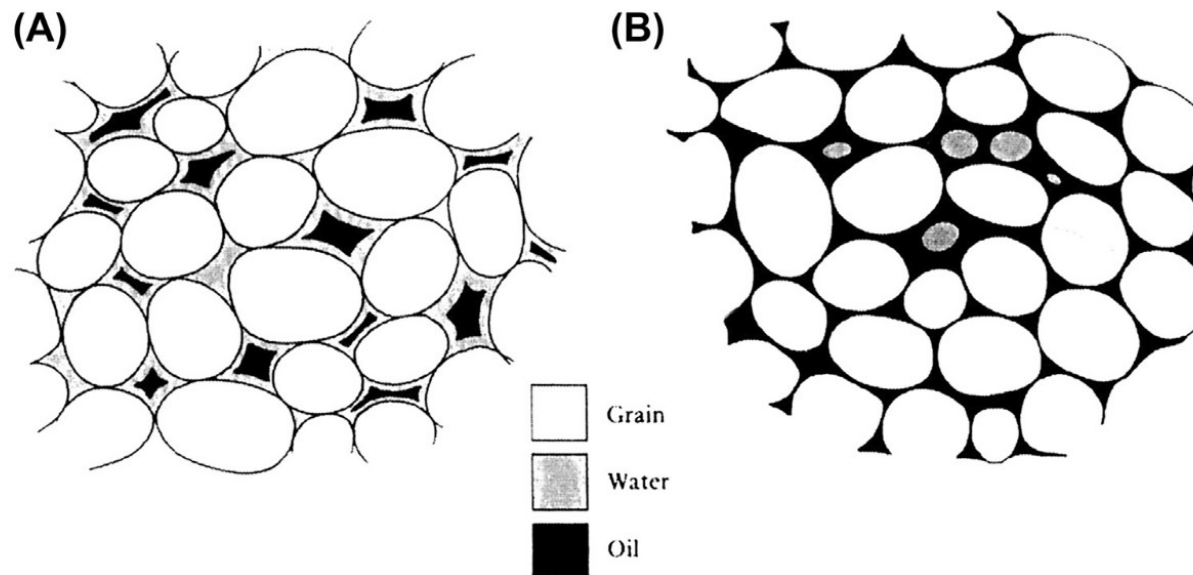


FIGURE 6.14 The concept of wettability in reservoirs. (A) A water-wet reservoir (common). (B) An oil-wet reservoir (rare).

Valores de referência (permeabilidade)

1-10 mD	Ruim
10-100 mD	Bom
100-1000 mD	Excelente

Textura de rochas X Permeabilidade

Em rochas siliciclásticas, a permeabilidade é relacionada ao tamanho das gargantas de poros e ao número de poros interconectados.

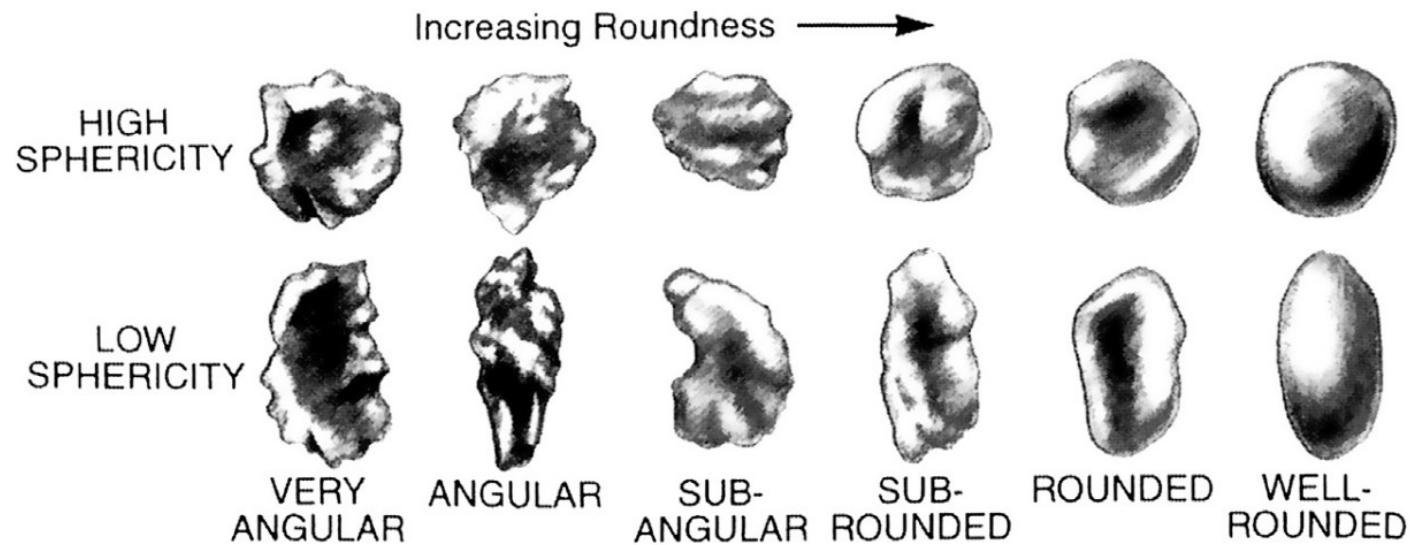
A permeabilidade varia com o tamanho dos grãos, e grãos maiores resultam em maiores gargantas de poros

Em rochas siliciclásticas e carbonáticas, a permeabilidade é relacionada à diagênese

Os estudos de reservatórios envolvem também as relações da Porosidade e da Permeabilidade com a textura: forma, tamanho e orientação dos grão, seleção, empacotamento e processos deposicionais

Forma dos grãos

A porosidade pode diminuir com a esfericidade, pois grãos esféricos podem ter empacotamento mais fechado do que grãos subesféricos.



Sand grains showing the difference between shape and sphericity.

Tamanho dos grãos

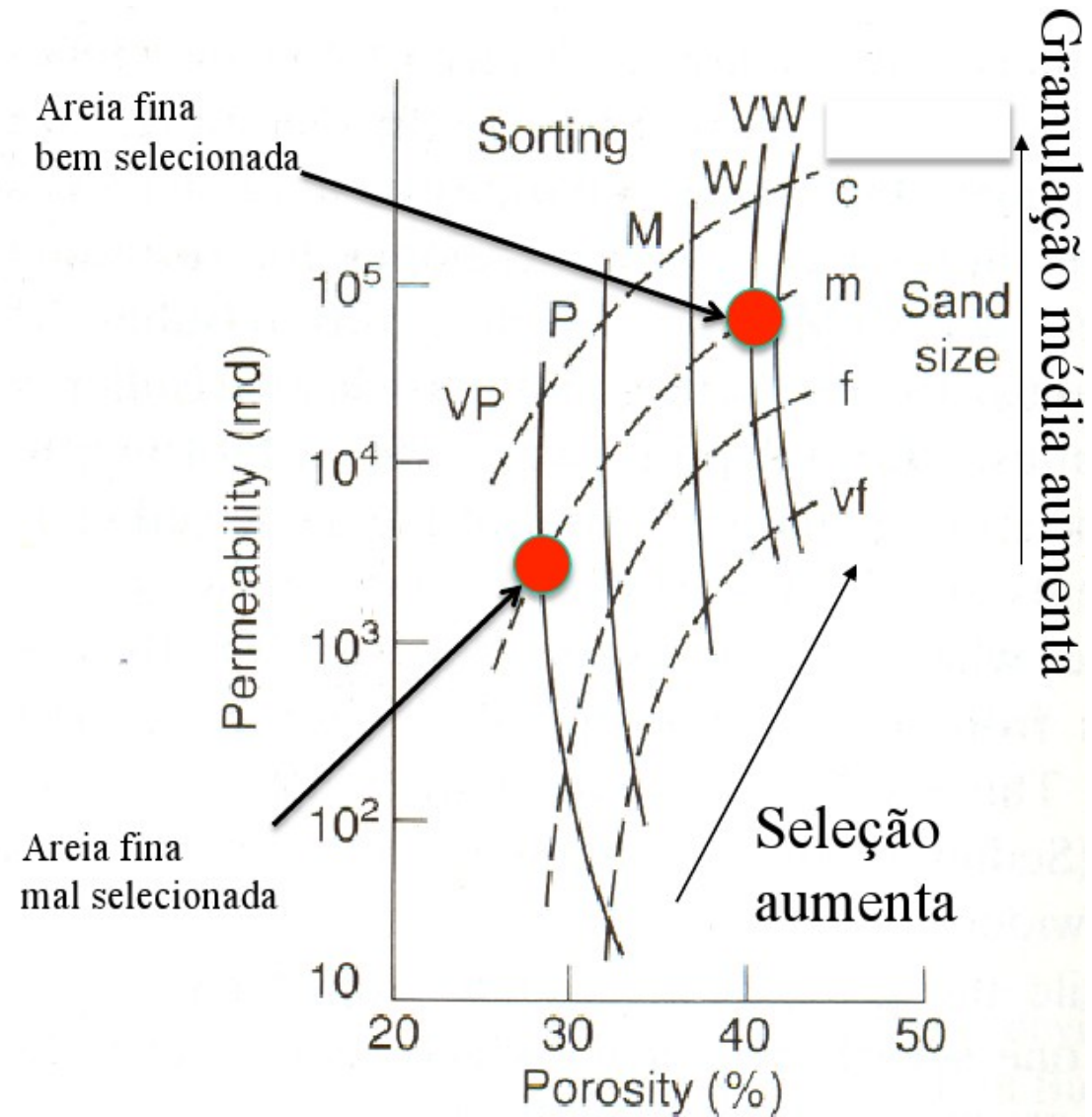
Teoricamente, a porosidade independe do tamanho dos grãos mas, na prática, arenitos mais grossos possuem maiores porosidades.

A permeabilidade diminui com a diminuição dos tamanhos dos grãos, pois o tamanho de poros diminui e, assim, a pressão de capilaridade aumenta.

Assim, um arenito e um folhelho podem ter 10% de porosidade, sendo o primeiro um reservatório permeável e, o segundo, um selo impermeável

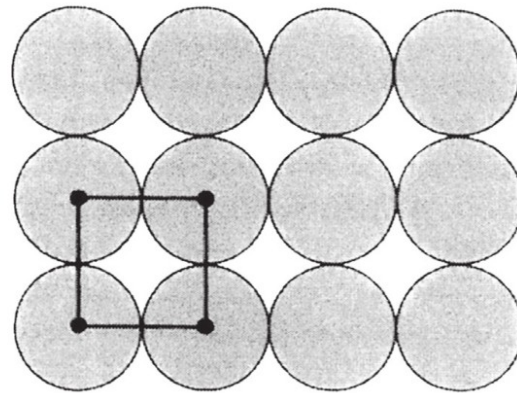
Seleção dos grãos

A figura mostra os efeitos da seleção e do tamanho do grão na permeabilidade e porosidade de um arenito inconsolidado e sem cimento (fonte: Selley, 1998)

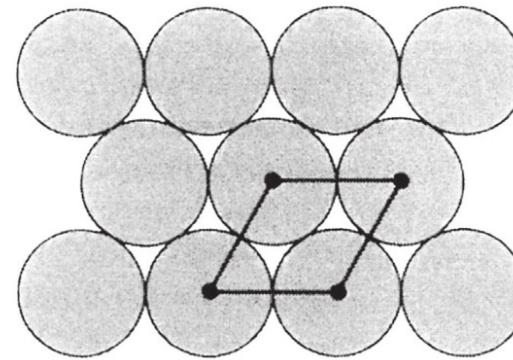


Empacotamento dos grãos

Em areias com grãos esféricos e de mesmo tamanho, a porosidade, independente do tamanho dos grãos, pode variar de ~47% a ~23% (empacotamento artificial)



Cubic packing
(48% porosity)



Rhombohedral packing
(26% porosity)

The loosest and tightest theoretical packings for spheres of uniform diameter.

- O empacotamento influencia fortemente a porosidade e é relacionado diretamente aos processos deposicionais
- Depósitos gravitacionais (fluxos fluidizados e turbiditos) exibem empacotamento mais aberto que depósitos de correntes trativas
- Compactação pós-deposicional provavelmente causa rápido ajuste do empacotamento e perda de porosidade durante o início do soterramento

Orientação dos grãos

Nem sempre os reservatórios possuem grãos esféricos e bem selecionados (com exceção dos oólitos).

A orientação dos grãos pode ter uma pequena influência na porosidade, mas a permeabilidade é grandemente influenciada.

Sedimentos estratificados possuem uma permeabilidade vertical menor do que a horizontal. A razão entre permeabilidade vertical e horizontal em um reservatório é importante parâmetro na produção de hidrocarbonetos, por influenciar a drenagem do reservatório para o poço.

Também há variação da permeabilidade paralela ao acamamento.

O tamanho e a orientação dos grãos estão relacionados aos processos deposicionais (devido às estruturas sedimentares), que influenciam fortemente na variação da permeabilidade.

Assim, a geometria das camadas e sua(s) continuidade(s) lateral e vertical interferem na permeabilidade.

Orientação dos grãos

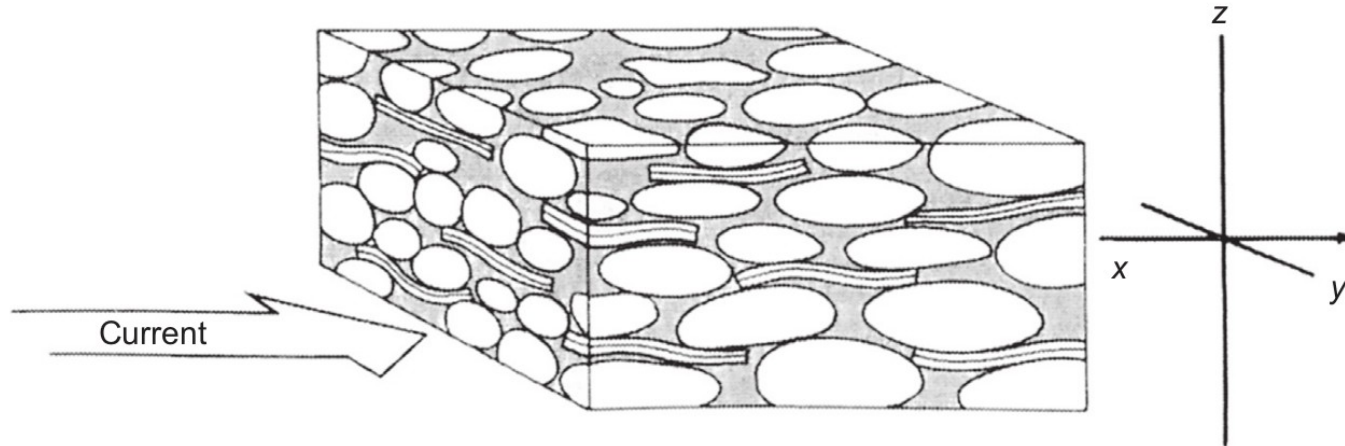


FIGURE 6.22 Block diagram of sand showing layered fabric with grains oriented parallel to current. Generally, $K_x > K_y > K_z$.

Exemplos:

Em camadas horizontais, os grãos são alongados paralelos à direção da corrente. Neste caso, a permeabilidade será maior paralela à orientação do grão (Selley & Sonnenberg, 2015)

Orientação dos grãos

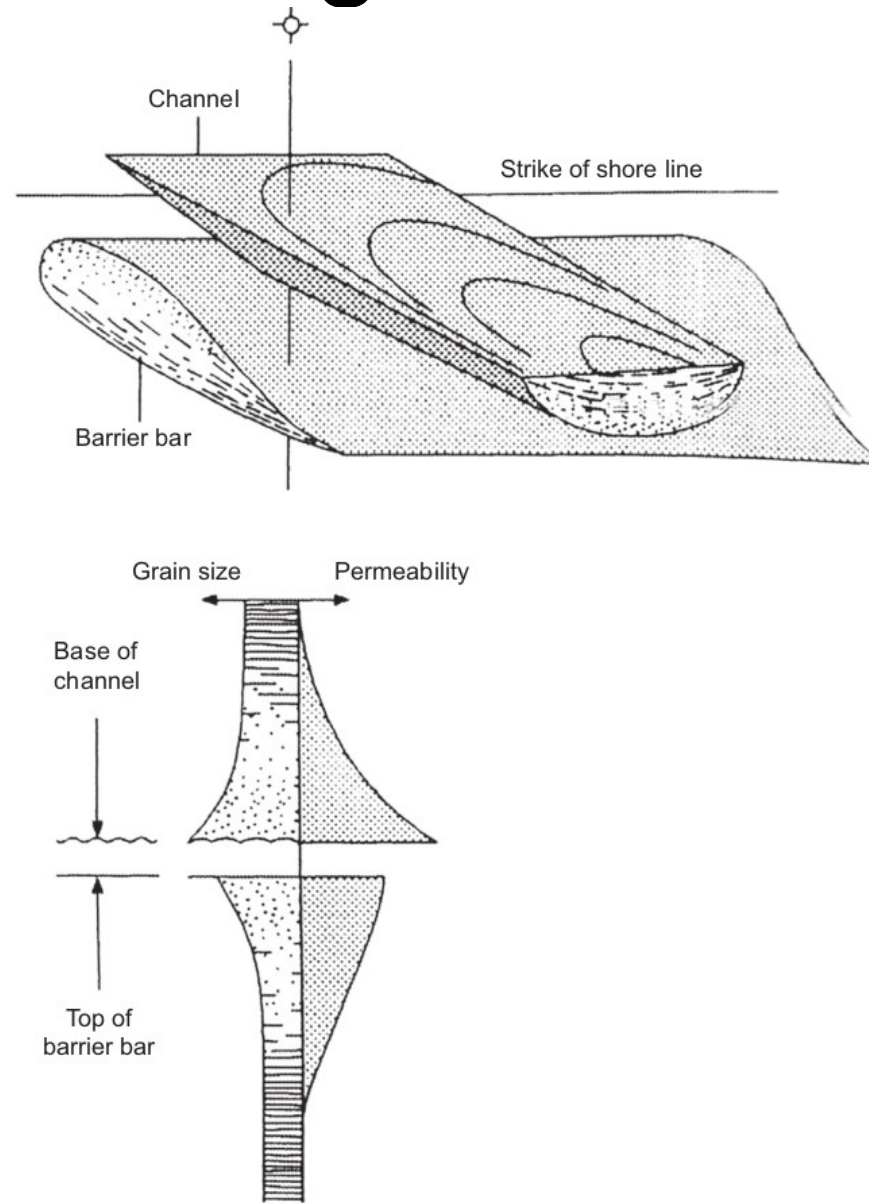


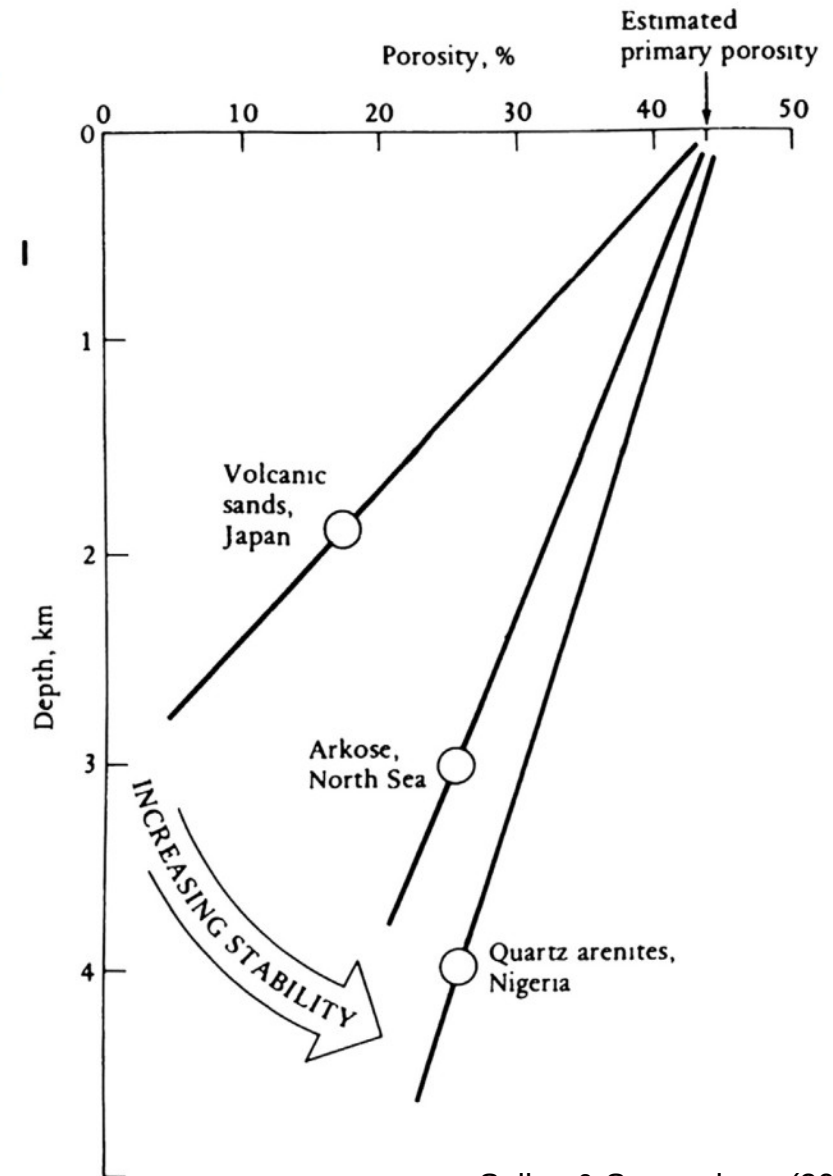
FIGURE 6.24 Diagram to show the permeability variations and trends in sand bodies. Channels often have upward-fining grain-size profiles, so permeability may decline upward within a channel. Barrier sands often have upward-coarsening grain-size profiles, so they often show an upward-increasing permeability. On a regional scale channels tend to trend down the paleoslope, whereas barrier bar sands will parallel it. This hierarchy of permeability variations effects the flow of fluids within petroleum reservoirs. From Selley (1988).

Impacto da diagênese em Reservatórios em arenitos

A pouca quantidade ou ausência de cimentação (geralmente de calcita ou de sílica) em uma rocha arenítica gera um dos melhores reservatório de hidrocarbonetos dentre os tipos de arenitos

Quanto maior é a maturidade mineralógica da rocha, durante a compactação, melhor será sua habilidade de reter a porosidade

Arenitos pouco selecionados e com muita argila perdem porosidade mais rapidamente do que os arenitos mais maduros



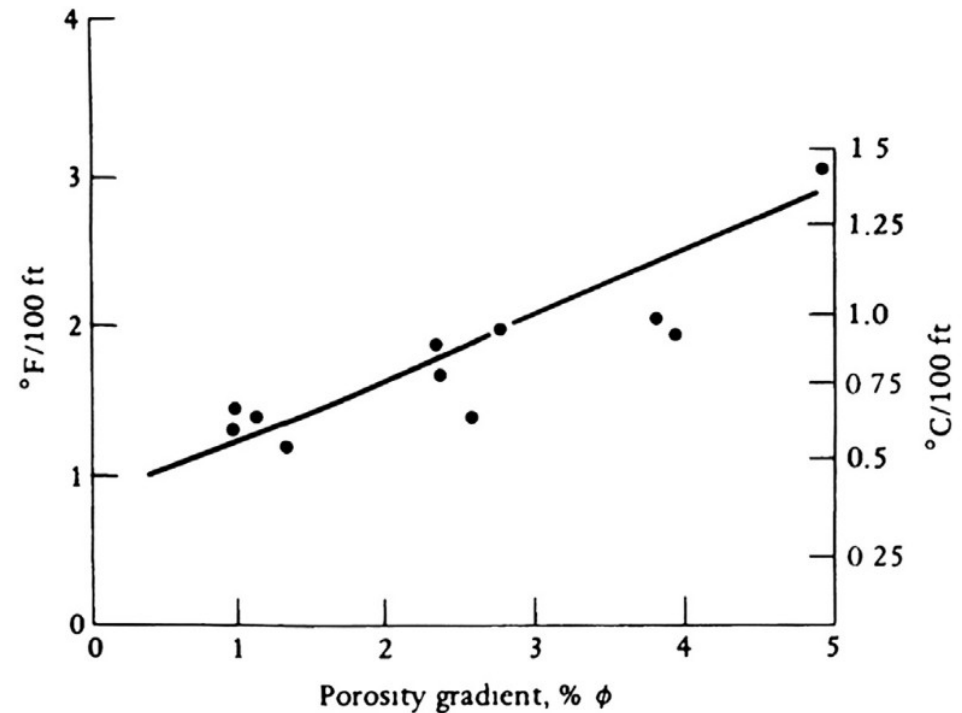
Impacto da diagênese em Reservatórios em arenitos

A pouca quantidade ou ausência de cimentação (geralmente de calcita ou de sílica) em uma rocha arenítica gera um dos melhores reservatório de hidrocarbonetos dentre os tipos de arenitos

Quanto maior é a maturidade mineralógica da rocha, durante a compactação, melhor será sua habilidade de reter a porosidade

Arenitos pouco selecionados e com muita argila perdem porosidade mais rapidamente do que os arenitos mais maduros

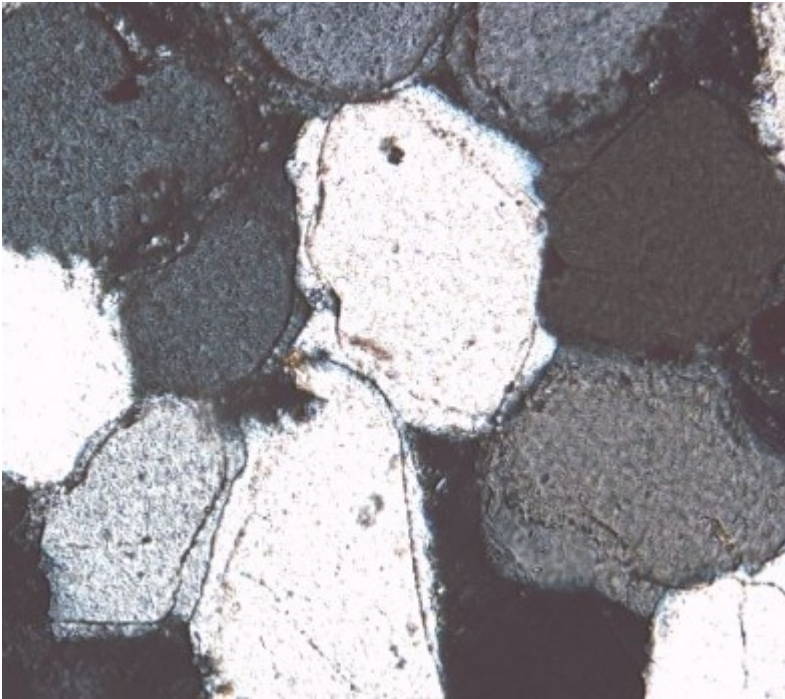
Gradientes geotermiais também afetam o gradiente de porosidade pois as reações químicas aumentam com a temperatura.



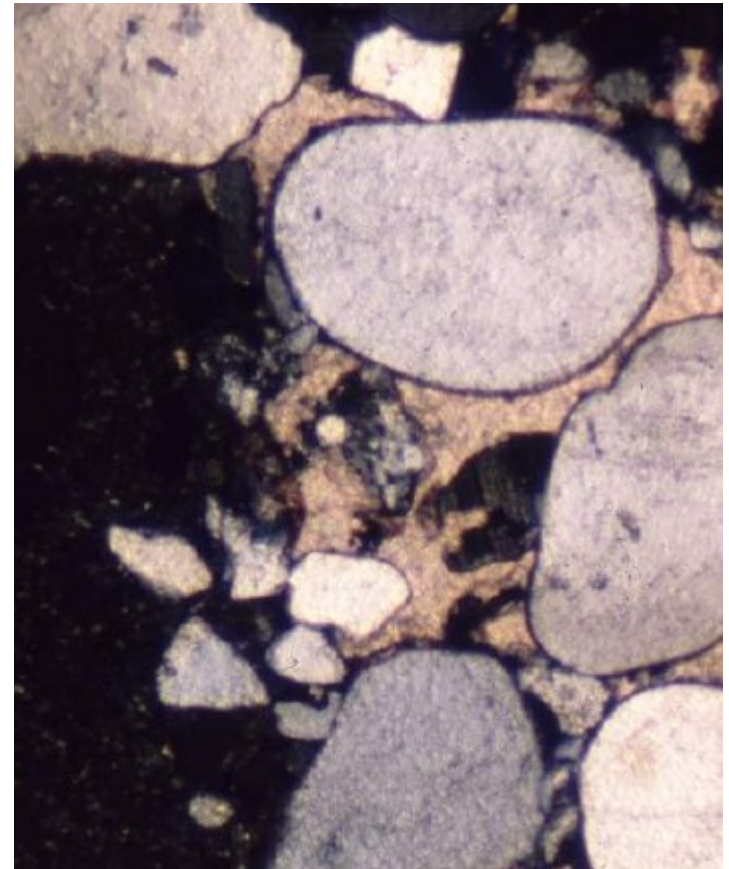
Perda de porosidade por cimentação

Ocorre por cimentação (sin ou pós-deposicional)

cimentação sintaxial de quartzo



cimentação de carbonato



Perda de porosidade por cimentação

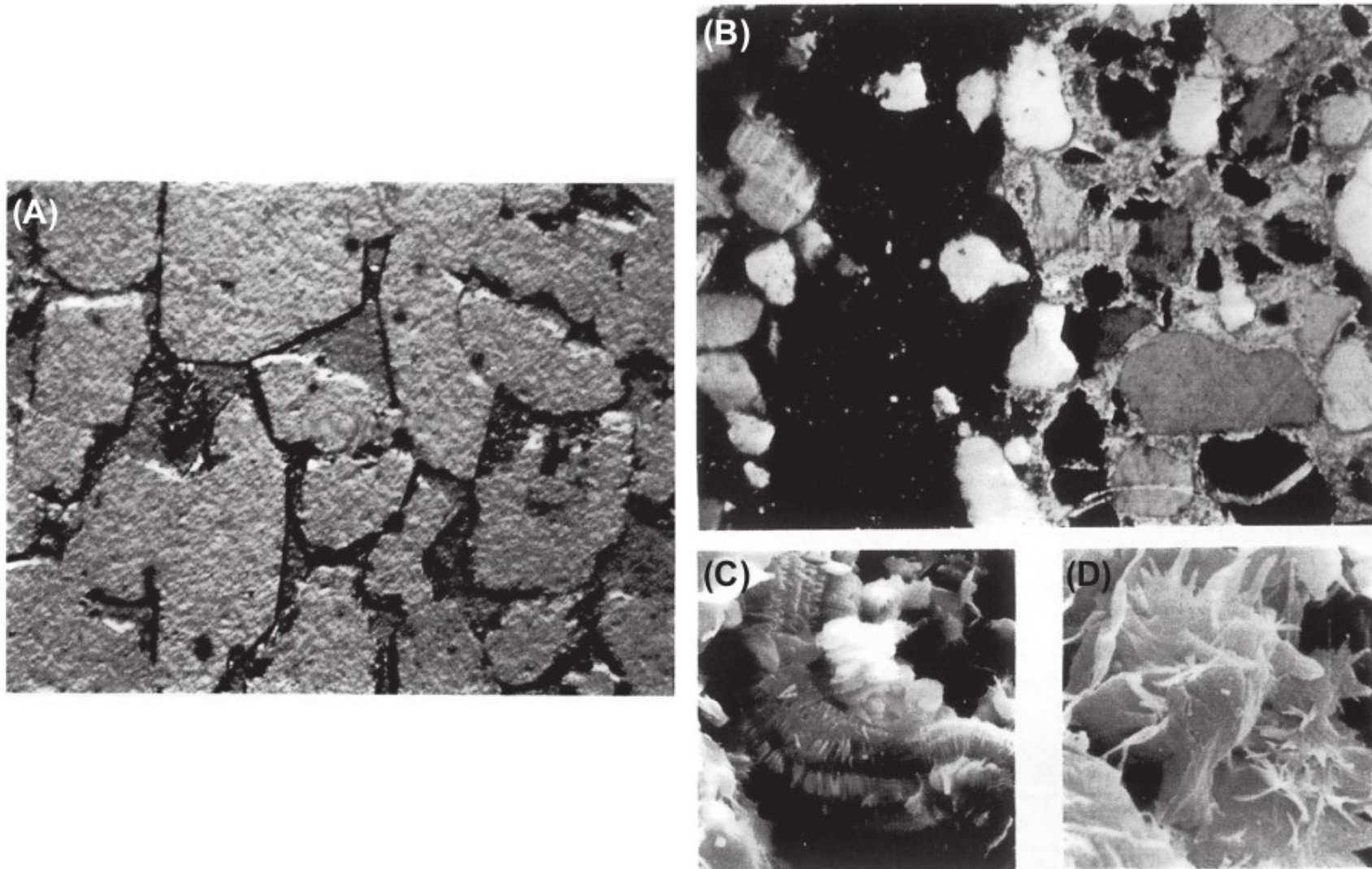


FIGURE 6.29 Photomicrographs of various types of sandstone cement: (A) silica cement in optical continuity on detrital quartz grains, (B) calcite cement with poikilitic fabric of large crystals enclosing corroded quartz grains. (C) authigenic kaolin crystals within pores, and (D) authigenic illite showing fibrous habit. (A) and (B) are thin sections photographed in ordinary and polarizing light, respectively. (C) and (D) are scanning electron micrographs.

Perda de porosidade por cimentação

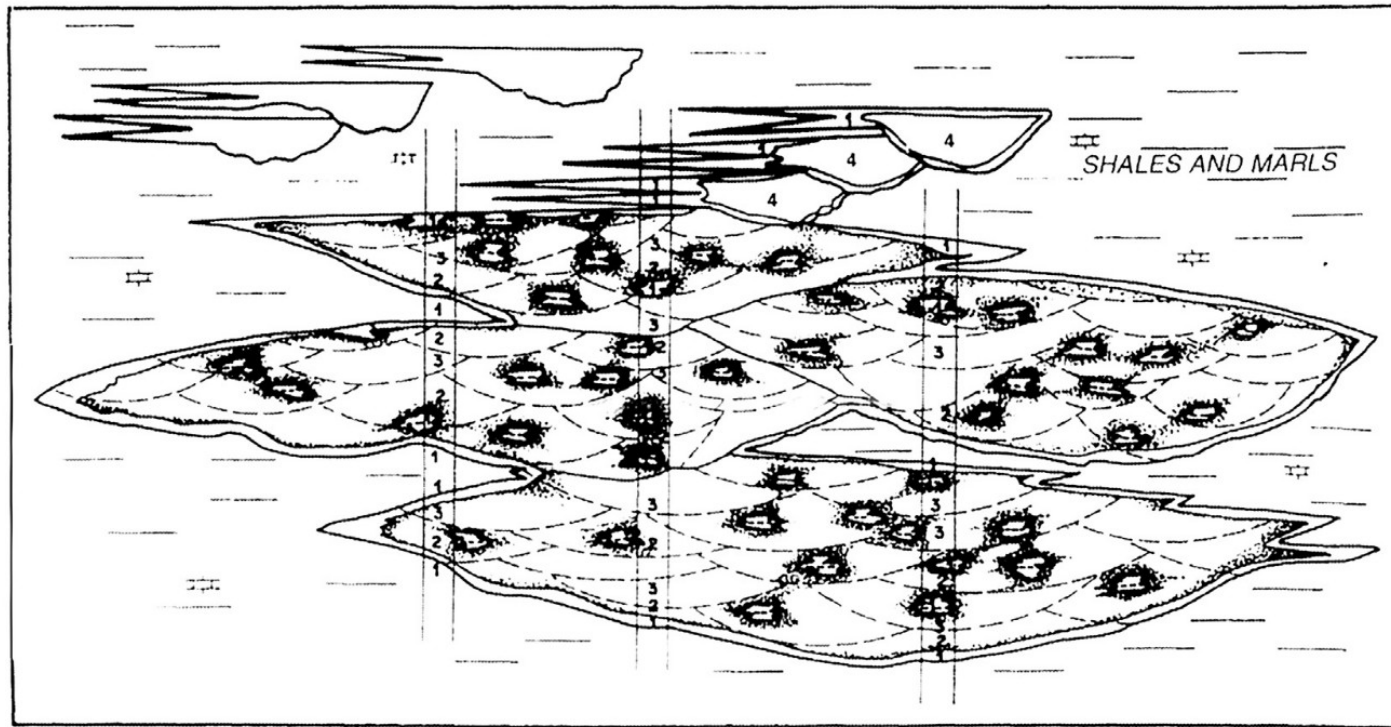
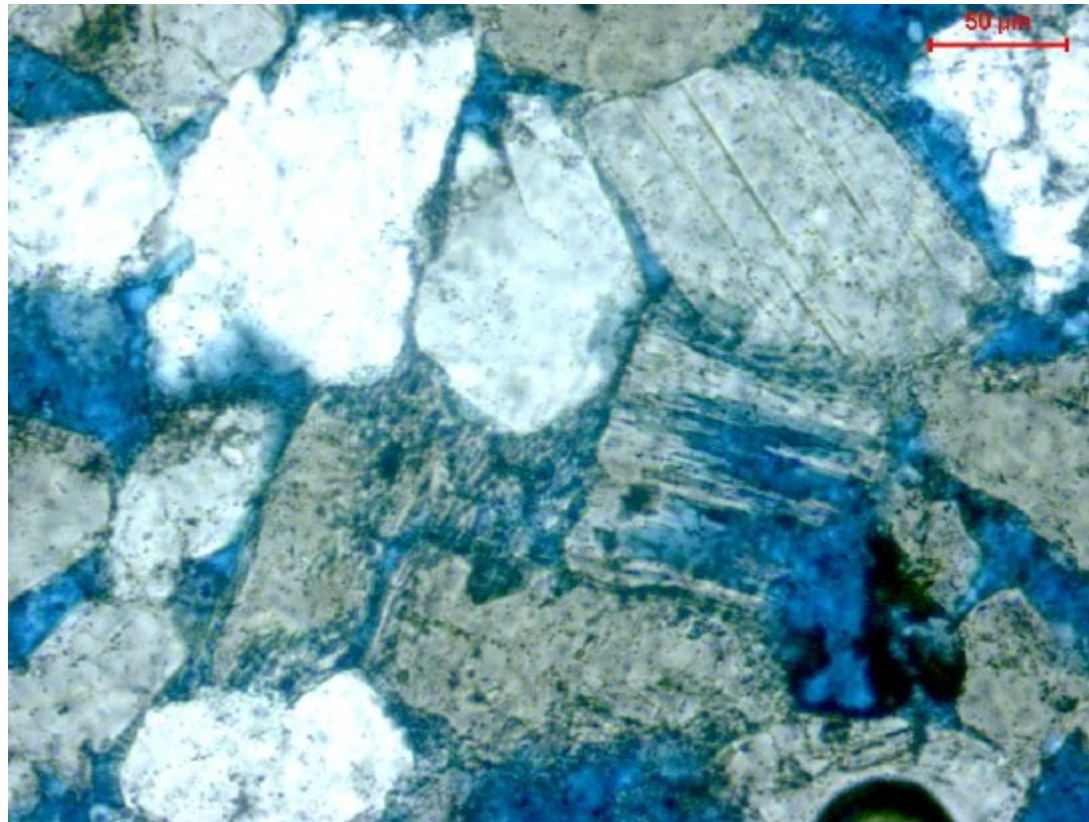


FIGURE 6.31 Diagram to show the distribution of cemented envelopes in Campos basin (Cretaceous) turbidite reservoirs, offshore Brazil. Reprinted from *Carvalho et al. (1995)*; pp. 226–244, with kind permission from Elsevier Science Ltd.

Aumento de porosidade por solução



Impacto da diagênese em Reservatórios em arenitos

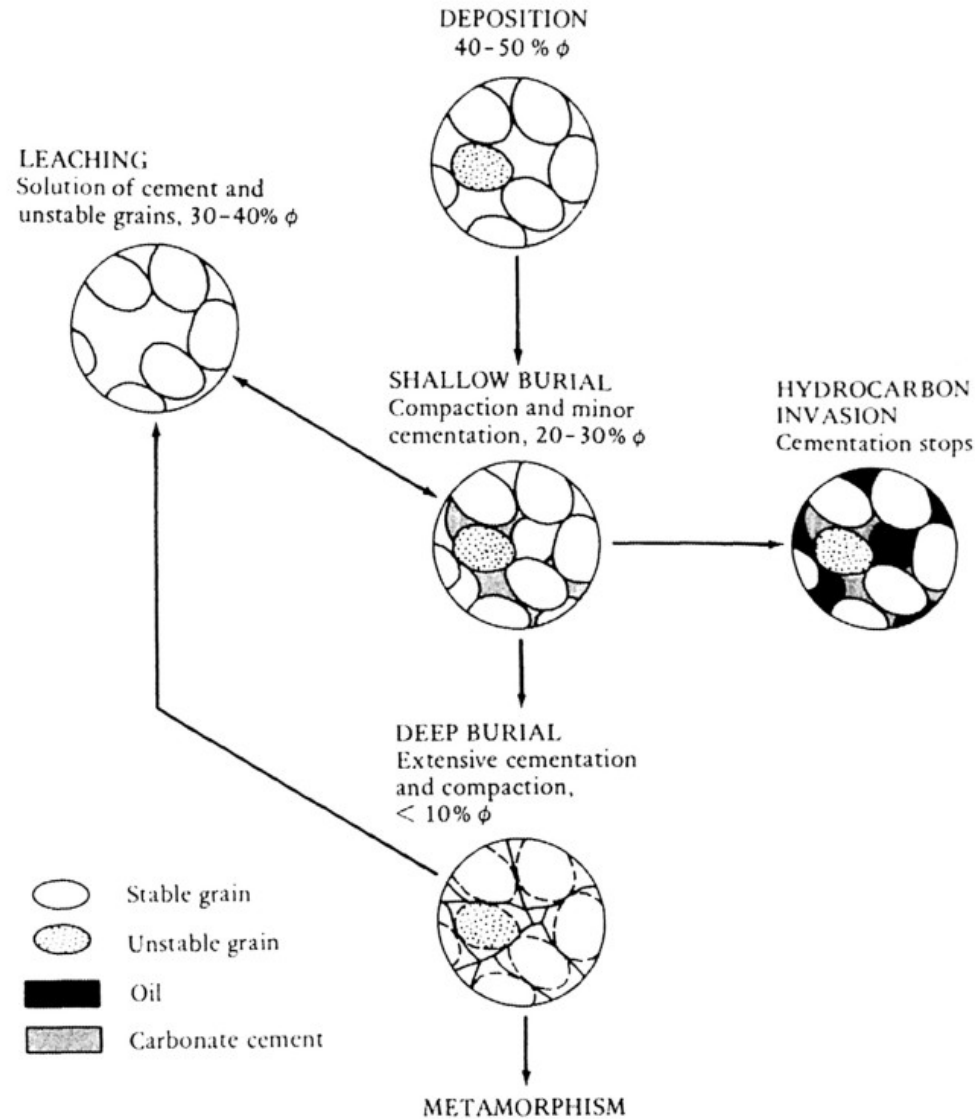


FIGURE 6.33 Simplified flowchart of the diagenetic pathways of sandstones.

Impacto da diagênese em Reservatórios carbonáticos

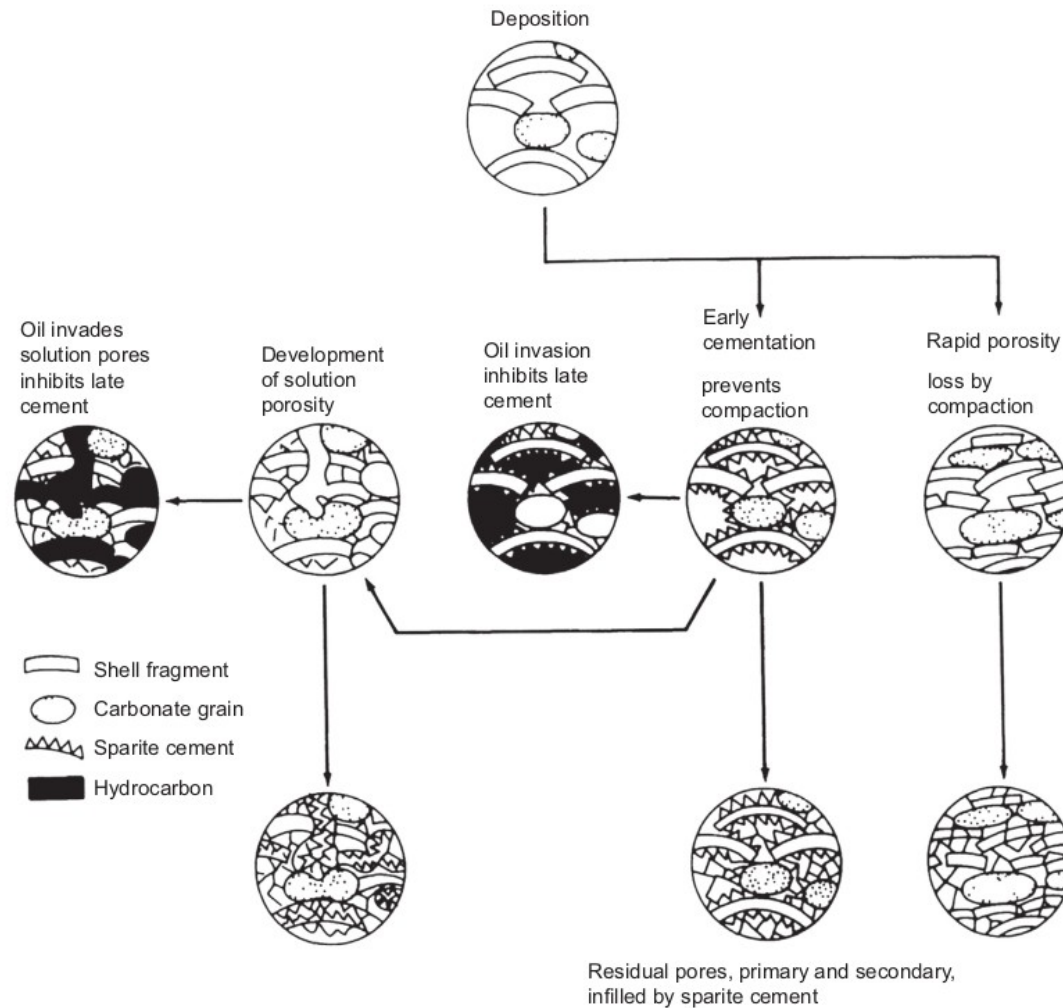
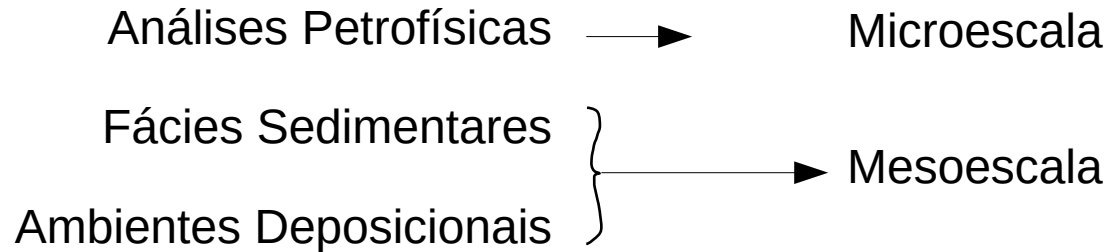


FIGURE 6.34 Simplified flowchart of the diagenetic pathways of lime sand.

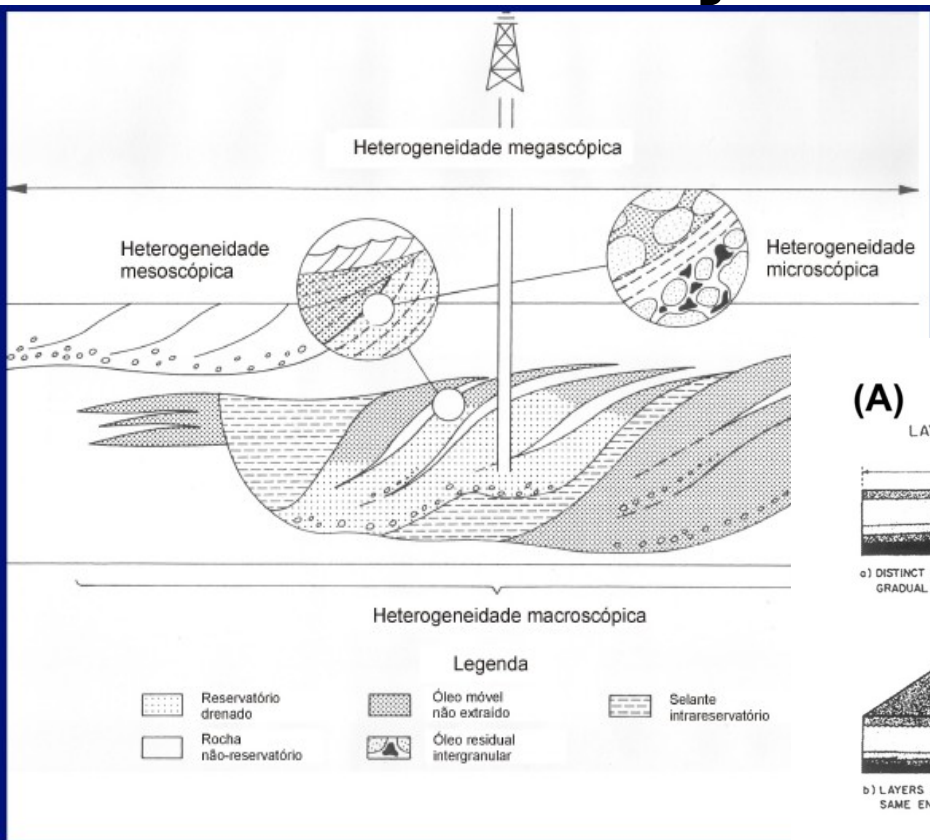
Caracterização de reservatórios



A heterogeneidade de um reservatório pode variar de escalas quilométricas (nível estratigráfico) até escalas microscópicas de grão

Estas descrições têm grande importância nos modelos de simulação numérica dos fluxos de fluidos nos reservatórios

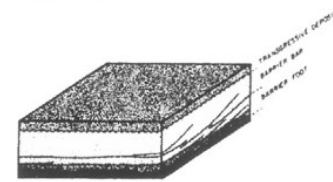
Caracterização de reservatórios



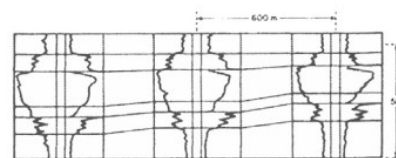
(A) LAYER-CAKE RESERVOIR TYPE



a) DISTINCT LAYERING WITH MARKED CONTINUITY AND GRADUAL THICKNESS VARIATION

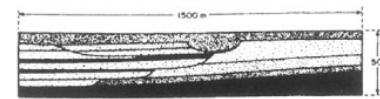


b) LAYERS REPRESENT SANDS DEPOSITED IN SAME ENVIRONMENT OF DEPOSITION

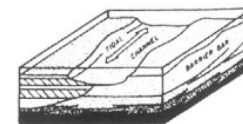


c) EXCELLENT LOG CORRELATION SHOWING GRADUAL LATERAL CHANGES IN THICKNESS AND PROPERTIES

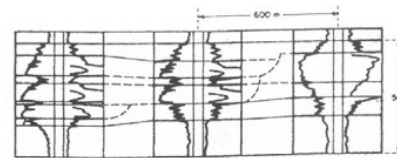
(B) JIGSAW PUZZLE RESERVOIR TYPE



d) DIFFERENT SAND BODIES FITTING TOGETHER WITHOUT MAJOR GAPS. OCCASIONAL LOW PERMEABLE ZONES CAN OCCUR LOCALLY BETWEEN ADJACENT OR SUPERIMPOSED SAND BODIES

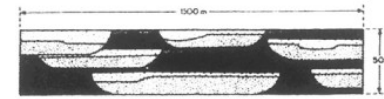


b) RESERVOIR ARCHITECTURE DETERMINATION REQUIRES DETAILED SEDIMENTOLOGICAL ANALYSIS

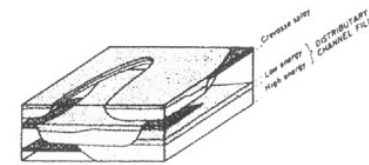


c) ALTHOUGH THE SAND/SHALE RATIO IS HIGH, CORRELATION MAY BE DIFFICULT WITHOUT DETAILED FACIES INTERPRETATION

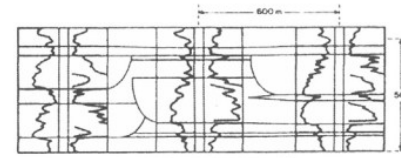
(C) LABYRINTH RESERVOIR TYPE



e) COMPLEX ARRANGEMENTS OF SAND POOLS AND LENSES OFTEN APPEARING DISCONTINUOUS IN SECTIONS



b) IN 3D INTERCONNECTIONS EXIST LOCALLY BUT IN PART ONLY VIA THIN LOW PERMEABLE SHEET SANDS



c) DIFFICULT LOG CORRELATION EVEN WHEN WELL SPACING IS 400 TO 600 m

APPROXIMATE AVERAGE DATA DENSITY REQUIRED FOR DETERMINISTIC CORRELATION OF MAJOR SAND UNITS

WELL PATTERN	SPACING, m	WELLS/km ²
RECTANGULAR	1000	1
TRIANGULAR	1200	0.8
RANDOM		1.3

WELL PATTERN	SPACING, m	WELLS/km ²
RECTANGULAR	600	3
TRIANGULAR	800	2
RANDOM		4

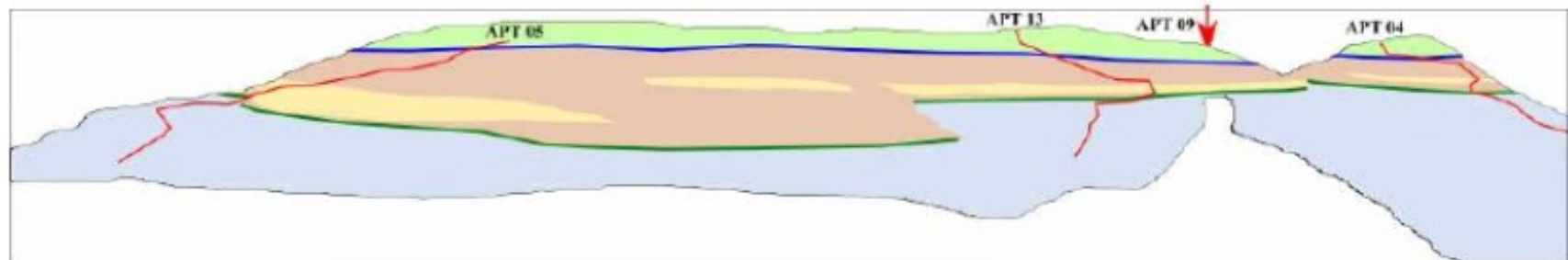
WELL PATTERN	SPACING, m	WELLS/km ²
RECTANGULAR	200	25
TRIANGULAR	300	13
RANDOM		32

FIGURE 6.46 Illustrations showing the spectrum of reservoir types that may be encountered ranging from the simplest layer-cake via jigsaw, to labyrinthine types. The simpler varieties can be modeled deterministically using geology, but the more complex types can only be modeled probabilistically using statistics. From Weber and van Guens (1990).

Caracterização de reservatórios



10m

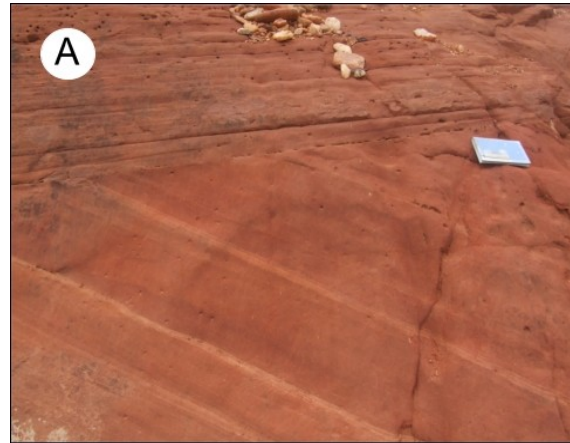


- Depósitos fluviais de rios entrelaçados (Formação Serra do Apertado)
- Depósitos de dunas eólicas (Formação Pedra Pintada)
- Depósitos de interdunas (Formação Pedra Pintada)
- Depósitos leques aluviais (Formação Pedra das Torrinhas)

Superfícies limitantes

- SS2 - Contato entre as formações Pedra Pintada e Serra do Apertado
- SS1 - Contato entre as formações Pedra das Torrinhas e Pedra Pintada

Caracterização de reservatórios

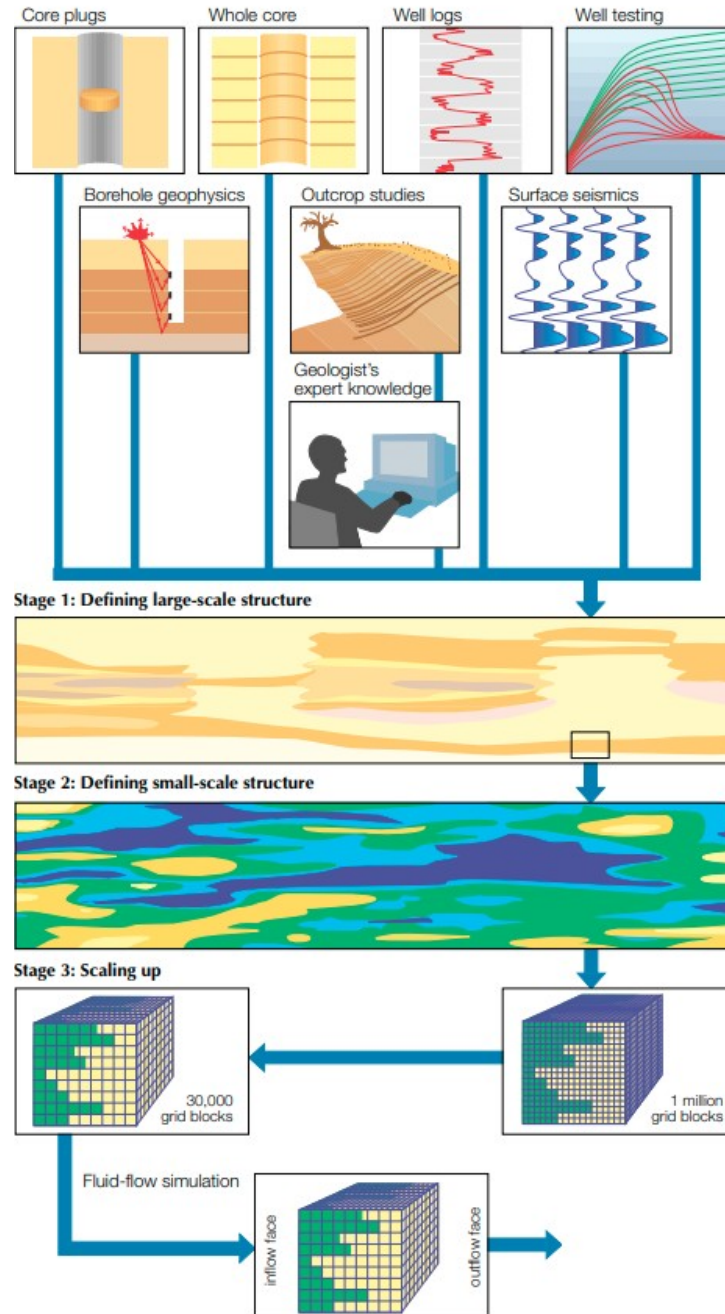


Fácies do elemento Eólico (A) Arenito muito a fino com estratificação cruzada acanalada de grande porte; (B) Detalhe da laminação cruzada da fácies de arenito eólico.



Fácies identificadas dentro do elemento de Preenchimento de canal (A) Séries de arenito fino a médio com estratificação cruzada tabular, localmente convolutas; (B) Arenito fino com laminação plano-paralela.

Caracterização de reservatórios



Caracterização de reservatórios

Fator de recuperação de reservatórios brasileiros (FR)

Tipo de reservatório	FR	FR médio
Leques aluviais	12 a 29%	20,5%
Fluviais	16 a 27%	21,5%
Turbiditos	19 a 63%	35%
Deltaicos	19 a 62%	41%
Eólicos	49 a 76%	61%

Menezes *et al.* (1996)

Referências

Allen, P. A. & Allen, J. R. 2005. Basin analysis – principles and applications, 2 ed . Blackwell Publishing, 549 pp.

Hunt, J. M. 1996. Petroleum Geochemistry and Geology, 2 ed. H. H. Freeman and Company, 743 pp.

Selley, R. C. 1998. Elements of Petroleum Geology, 2nd ed. Academic Press. 470 pp.

Selley, R.C. & Sonnenberg, S.A. 2015. Elements of Petroleum Geology, 3rd ed. Academic Press. 507 pp.

Thomas, J. E. 2001. Fundamentos de Geologia do Petróleo. Editora Interciências, Rio de Janeiro, Petrobás, 271 pp.

Questões baseadas em Chang et al. 2008:

1. Nomeie as unidades estratigráficas que apresentam rochas reservatórios na Bacia de Santos, e compare os reservatórios em termos de: tipos de rochas; idades; porosidades e; permeabilidades.
2. Qual a hipótese levantada para a grande variação de porosidade dos reservatórios da Fm. Guarujá? Esse comportamento se repete nos reservatórios da Fm. Itajaí-Açu (e por quê)?