

Propriedades Físicas de Rochas

- Densidade
- Porosidade
- Composição e radiação natural
- Resistividade

Densidade

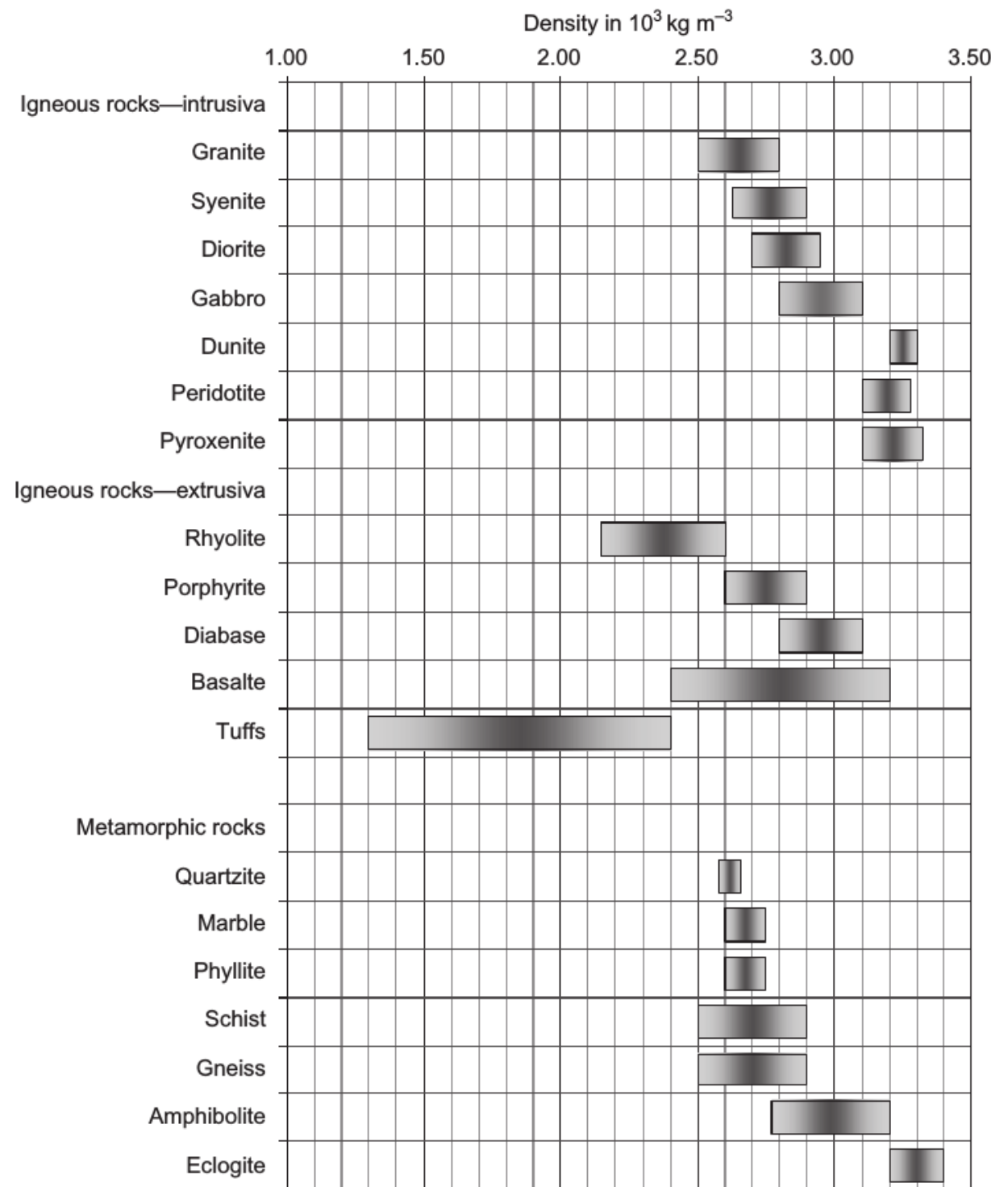


FIGURE 4.3 Mean range of density for igneous and metamorphic rocks.

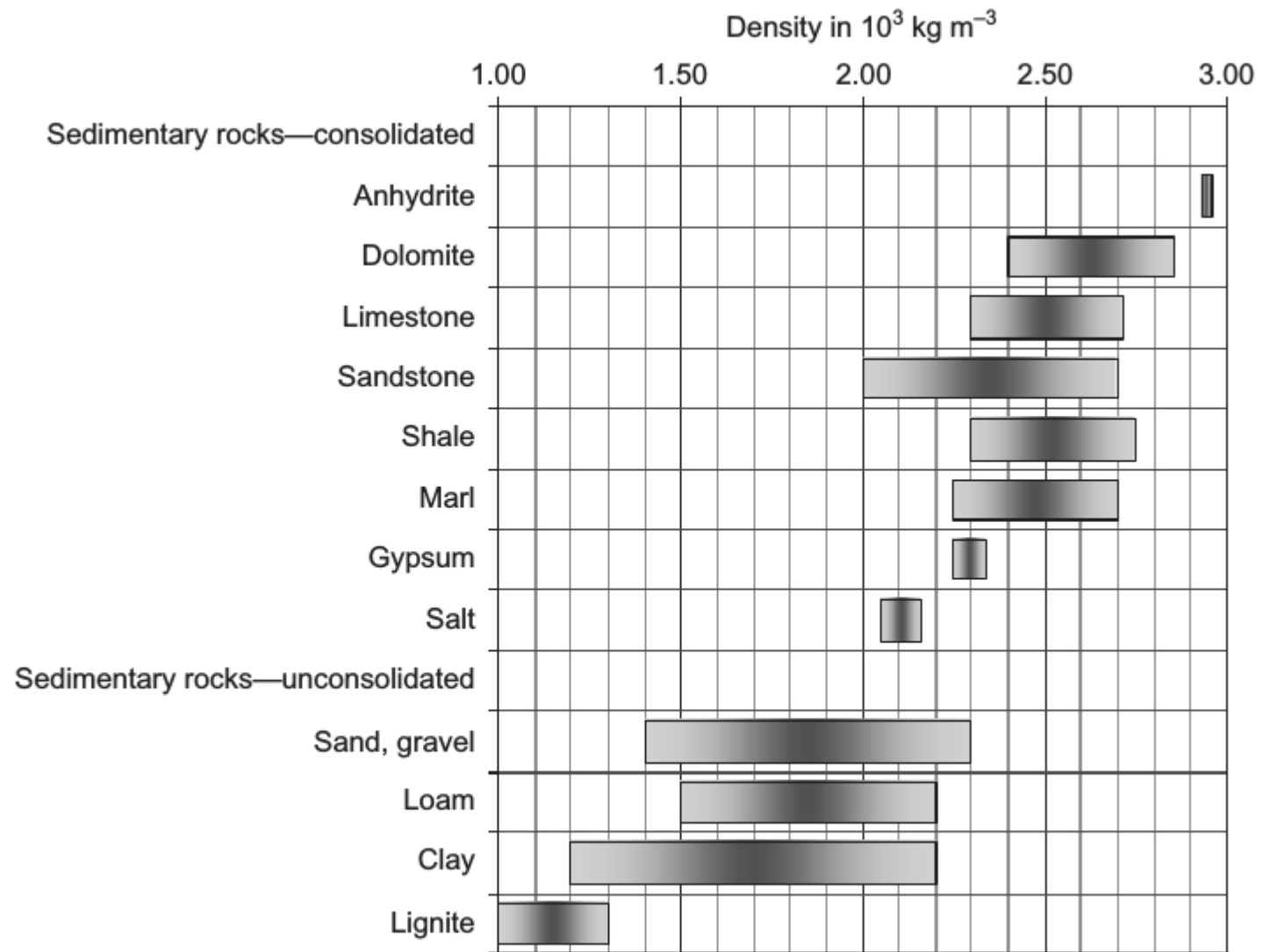


FIGURE 4.5 Mean range of density for sedimentary rocks.

TABLE 4.1 Mineral Densities

Mineral	ρ (10^3 kg m^{-3})	Mineral	ρ (10^3 kg m^{-3})	Mineral	ρ (10^3 kg m^{-3})
Actinolite	3.200	Fluorite	3.179	Montmorillonite	2.608
Albite	2.620	Forsterite	3.213	Muscovite	2.831
Almandine	4.318	Galena	7.598	Natrolite	2.245
Andalusite	3.145	Glaucconite	2.300	Nepheline	2.623
Anhydrite	2.963	Graphite	2.267	Orthoclase	2.570
Anorthite	2.760	Gypsum	2.305	Phlogopite	2.784
Apatite	3.180	Glaucophane	3.200	Polyhalite	2.780
Aragonite	2.931	Halite	2.163	Pseudobrookite	4.390
Arsenopyrite	6.162	Hedenbergite	3.632	Pyrite	5.011
Augite	3.300	Hematite	5.275	CaAl-pyroxene	3.360
Barite	4.480	Hornblende	3.080	Pyrrhotite	4.610
Beryl	2.641	Illite	2.660	Quartz	2.648
Biotite	2.900	Ilmenite	4.788	Realgar	3.590
Calcite	2.710	Jacobsite	4.990	Rutile	4.245
Cassiterite	6.993	Kainite	2.130	Serpentine	2.600
Chalcopyrite	4.200	Kaolinite	2.594	Siderite	3.944
Chlorite	2.800	Kieserite	2.573	Sillimanite	3.241

Continued

TABLE 4.1 Mineral Densities—Cont'd

Mineral	ρ (10^3 kg m^{-3})	Mineral	ρ (10^3 kg m^{-3})	Mineral	ρ (10^3 kg m^{-3})
Chromite	5.086	Kyanite	3.675	Sphalerite	4.089
Cordierite	2.508	Labradorite	2.710	Spinel	3.583
Danburite	3.000	Langbeinite	2.830	Sylvite	1.987
Diamond	3.515	Leucite	2.469	Talc	2.784
Diaspore	3.378	Maghemite	4.880	Titanomagnetite	4.776
Diopside	3.277	Magnesite	3.010	Tremolite	2.977
Dolomite	2.866	Magnetite	5.200	Trona	2.170
Enstatite	3.209	Malachite	4.031	Vermiculite	2.300
Epidote	3.587	Marcasite	4.870	Wollastonite	2.909
Fayalite	4.393	Microcline	2.560	Wustite	5.722

Selected data from [Olhoeft and Johnson \(1989\)](#).

TABLE 4.2 Fluid Densities

Fluid	Density (10 ³ kg m ⁻³)	Fluid	Density (10 ³ kg m ⁻³)
<i>Water</i>		<i>Oil</i>	
Pure, distilled	1.000	10° API, STP	1.00
30,000 ppm NaCl	1.022	30° API, STP	0.88
50,000 ppm NaCl	1.037	50° API, STP	0.78
100,000 ppm NaCl	1.073	70° API, STP	0.70
200,000 ppm NaCl	1.146	Gas	
300,000 ppm NaCl	1.219	Average natural gas, STP	0.000773
		93 °C (200 °F); 48 MPa (7000 psi)	0.252

Gearhart Industries (1978).

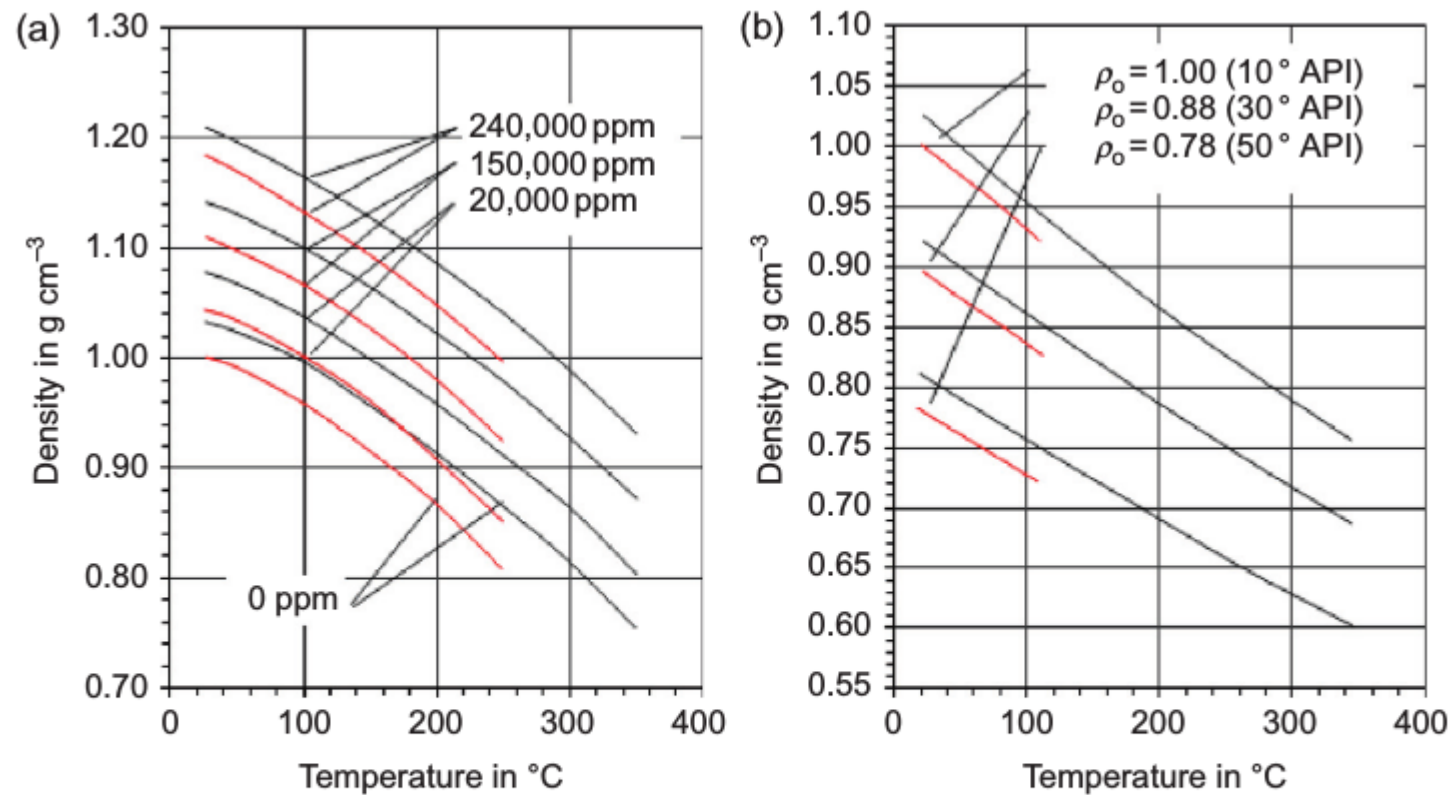


FIGURE 4.1 Fluid density as a function of temperature and pressure: (a) brine density as a function of temperature, pressure, and salinity; the upper (black) curve is for 98.1 MPa = 14,228 psi, the lower (red) curve for 9.81 MPa = 1423 psi; (b) oil density as a function of temperature, pressure, and composition; the upper (black) curve is for 50 MPa = 7252 psi, the lower (red) curve for 0.1 MPa = 14.5 psi. *Plotted after figures from Batzle and Wang (1992).*

Porosidade

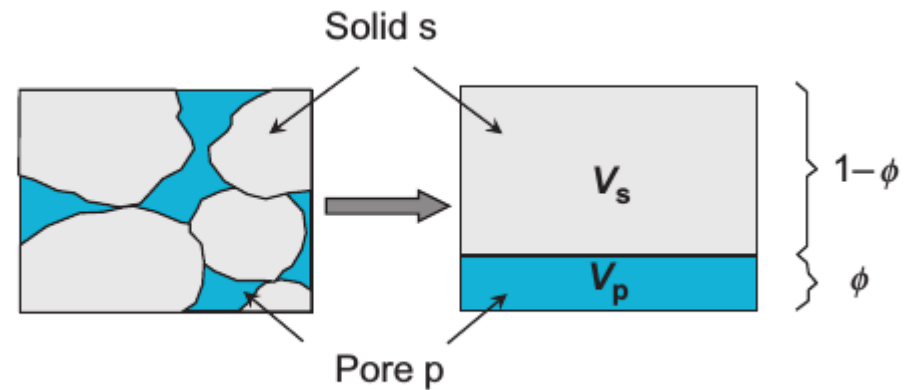
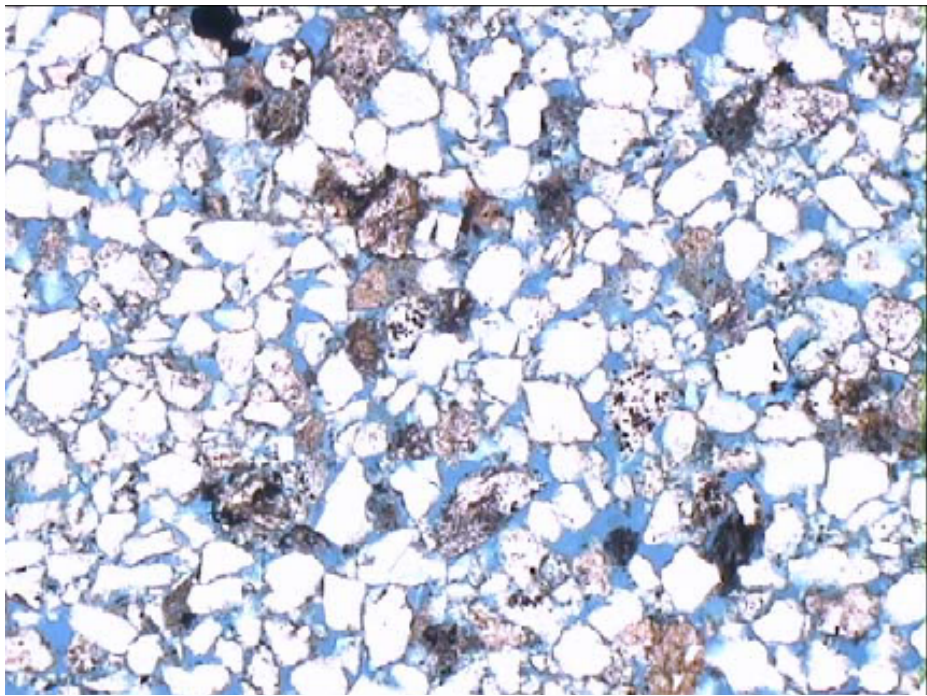


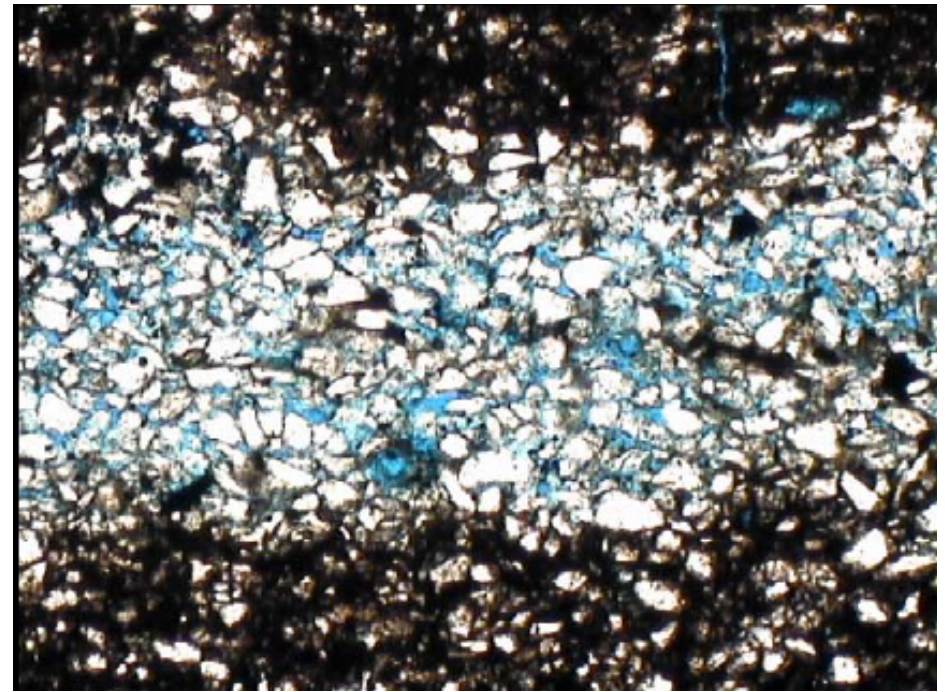
FIGURE 2.1 Definition of porosity.

TABLE 2.2 Pore-Size Classification After a Compilation of [Mann et al. \(1977\)](#)

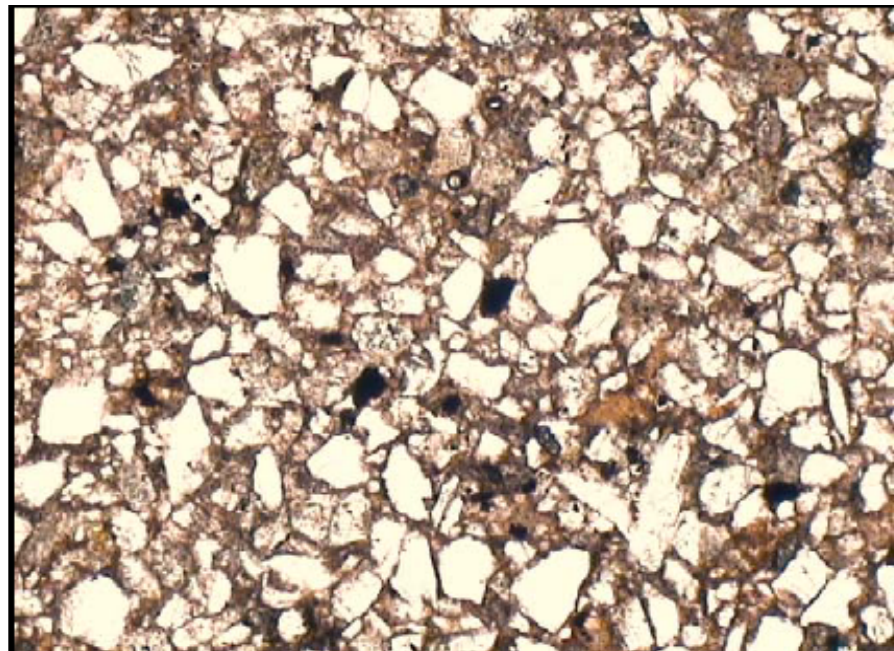
Type of Pore	Size (Diameter) d	Type of Pore	Size (Diameter) d
Rough pore	$d > 2 \text{ mm}$	Macropore	$50 \text{ nm} > d > 2 \text{ nm}$
Macrocapillary	$2 \text{ mm} > d > 50 \text{ }\mu\text{m}$	Mesopore	$2 \text{ nm} > d > 0.8 \text{ nm}$
Capillary	$50 \text{ }\mu\text{m} > d > 2 \text{ }\mu\text{m}$	Micropore	$0.8 \text{ nm} > d$
Microcapillary	$2 \text{ }\mu\text{m} > d > 50 \text{ nm}$		



TIPO 1



TIPO 2



TIPO 3

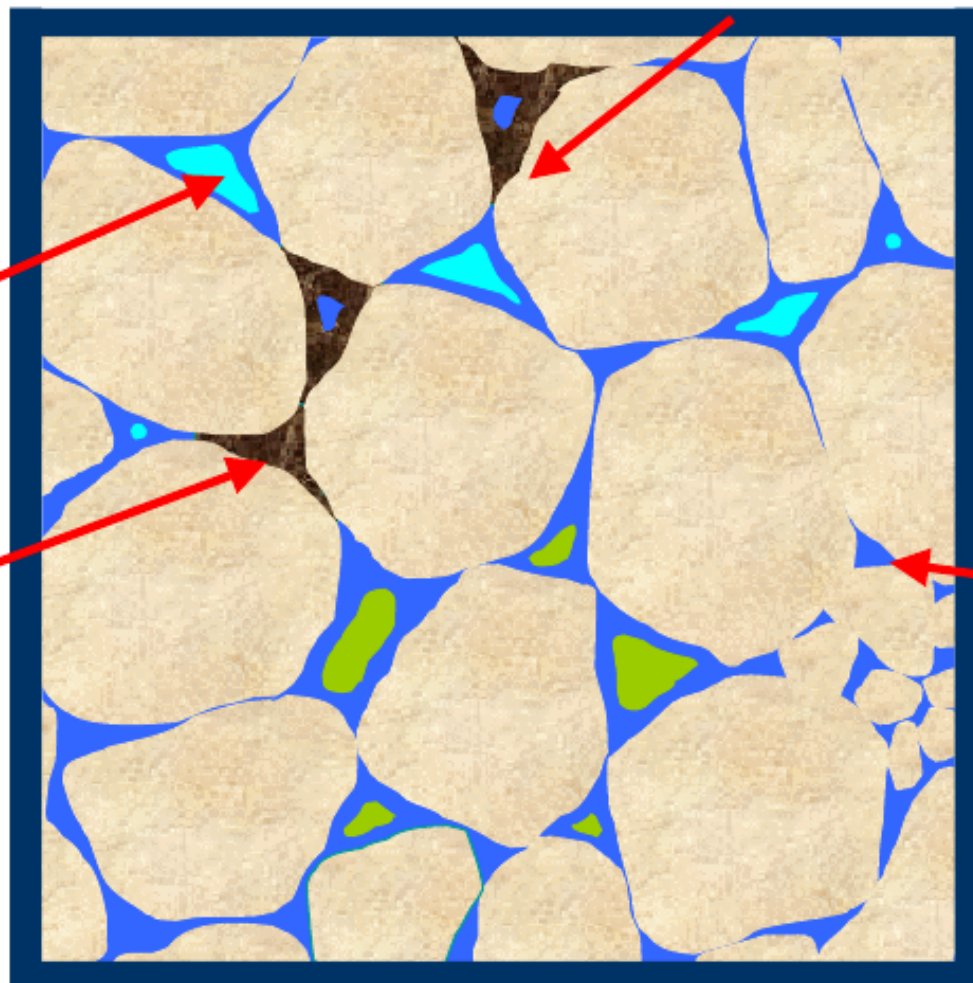
Porosity NMR

Free water
(long T_2)

Hydrocarbon (long T_2
related to viscosity)

Clay bound
water (very short T_2)

Capillary bound
water (short T_2)



Carrasquilla (2014)

DISTRIBUIÇÃO DE T2

Fundamentals of NMR Measurement

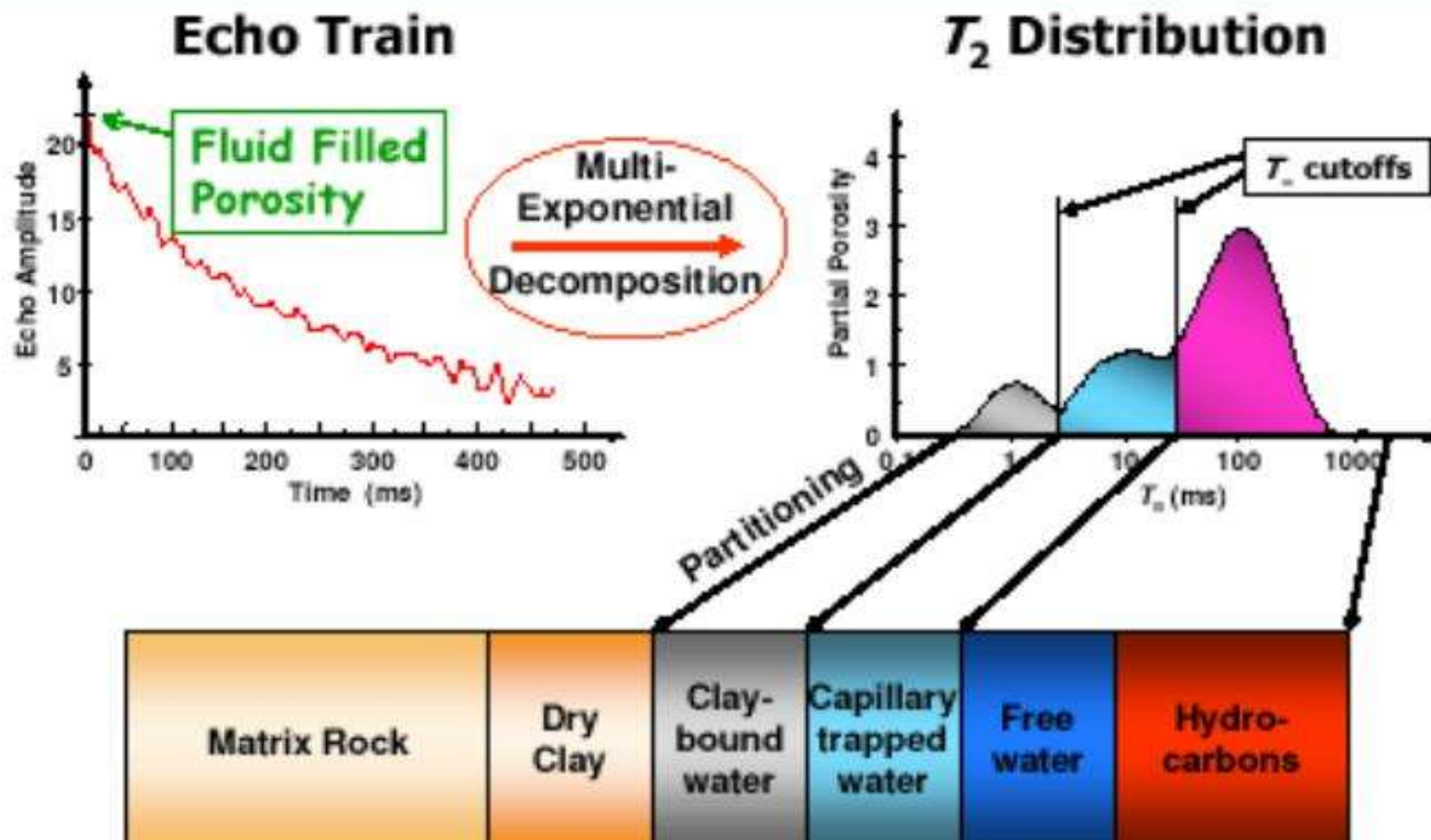


TABLE 2.4 Porosity of Artificially Mixed Wet-Packed Unconsolidated Sand

Sorting	Average Porosity	Standard Deviation
Extremely well	0.424	0.008
Very well	0.408	0.006
Well	0.390	0.008
Moderately	0.340	0.010
Poorly	0.307	0.018
Very poorly	0.279	0.028

Data from [Beard and Weyl \(1973\)](#).

TABLE 2.5 Porosity ϕ and Coordination Number C of Regular Sphere Packings

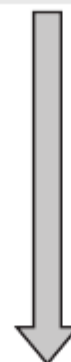
Geometry	Porosity ϕ	Coordination Number C
Cubic	0.48	6
Orthorhombic (simple hexagonal)	0.40	8
Compact hexagonal, rhombohedral	0.26	12

TABLE 2.1 Summary of Porosity Terms ([Hook, 2003](#))

Porosity Type	Pore Volume	Measurement Technique
Primary porosity	Void volume of a sediment when it was deposited	
Secondary porosity	Void volume that is created by diagenetic processes	
Total porosity (not necessarily connected)	Total void volume. Clay-bound water is included in pore volume	Core analysis (disaggregated sample) Density, neutron, NMR logs if dry clay parameters used to derive porosity
Effective porosity (connected)	Void volume contactable by fluids (connected). Clay-bound water is included in pore volume	Core analysis (competent sample) Possibly acoustic/sonic log
Effective porosity (log analysis)	Void volume available for storage of hydrocarbons. Clay-bound water is excluded from pore volume Unconnected pore volume not necessarily excluded from pore volume. Depends on measurement technique	Porosity logging tools if wet clay parameters used to derive porosity
Effective porosity (usually in reservoir simulations)	Void volume available for storage of producible fluids. Clay-bound water is excluded from pore volume Capillary-bound water is also excluded from pore volume	No direct technique to measure this. This definition implies that the effective porosity of a rock is a function of its location within a reservoir

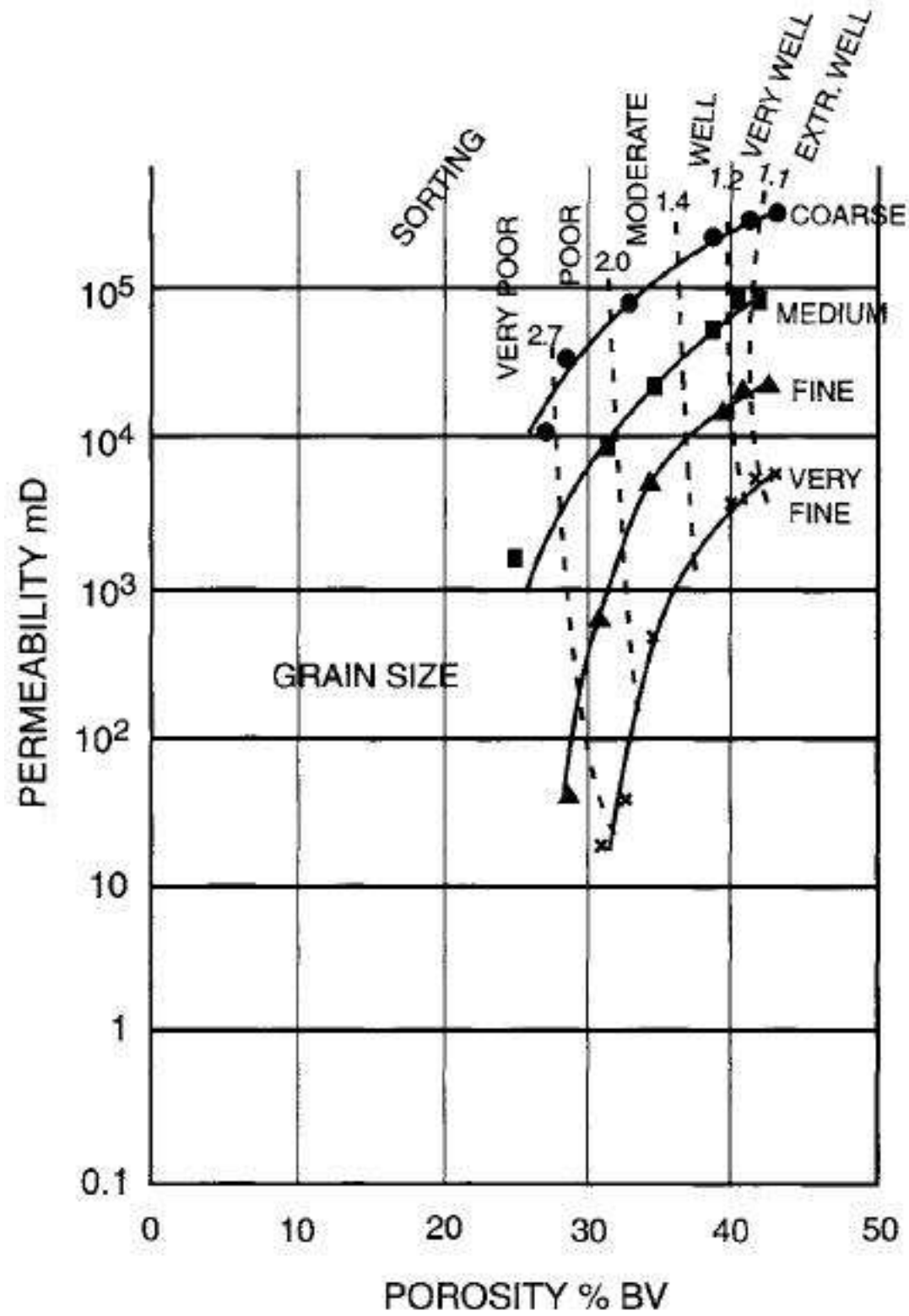
TABLE 2.3 Mean Porosity (in %) for Selected Clastic Rocks

Rock Type		Minimum Porosity	Maximum Porosity
St. Peter sandstone		3.6	14.1
Berea sandstone (depth 439–458 m)		4.7	17.1
Bunter sandstone		7.7	26.4
Fontainebleau sandstone		6.8	22.4
Shale, Venezuela			
<i>Depth</i>	89–281 m	31.3	35.8
	619–913 m	22.9	28.9
	919–1211 m	17.8	25.6
	1526–1677 m	12.8	14.6
	2362–2437 m	10.3	10.4

Data from [Schopper \(1982\)](#)Decreasing
porosity

High porosity marine sediments,
unconsolidated sediments,
sandstone,
carbonate (limestone — dolomite),
anhydrite, fractured igneous and
other initially "dense" rock types

FIGURE 2.3 Tendency of decreasing porosity related to a series of rocks.

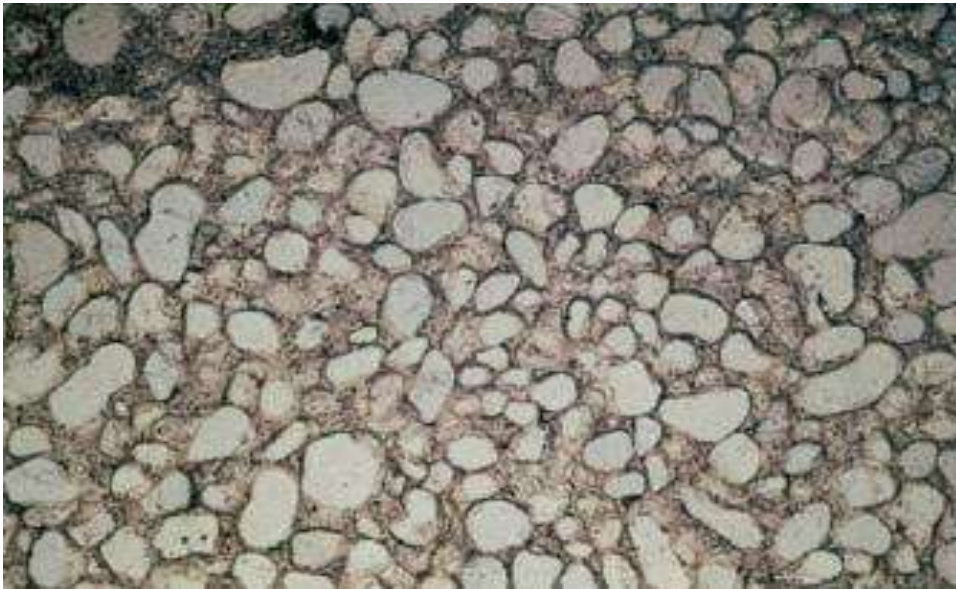


Selley (1998)

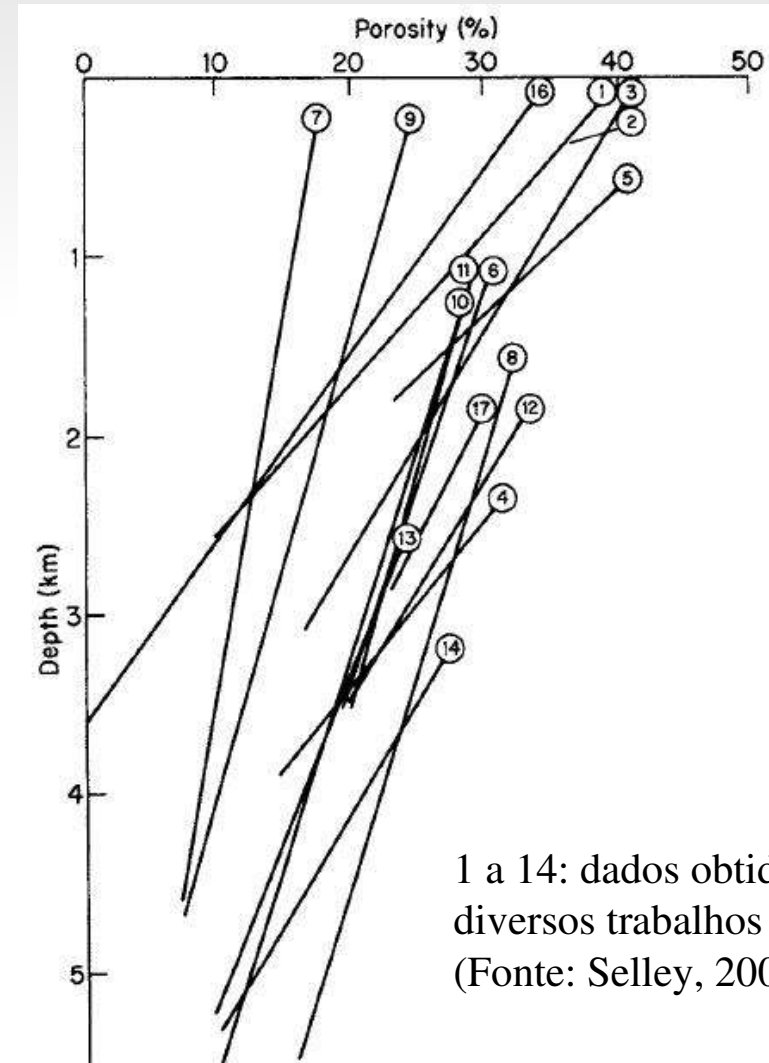
Porosidade X Compactação

ARENITOS QUARTZOSOS

- Arenitos com tamanhos uniformes de grãos e baixa quantidade de argila possuem alta porosidade e permeabilidade na época de sua deposição (40%-50%)
- Reservatórios de arenitos chegam a apresentar 10% a 20% de porosidade.
- Em geral, a porosidade em arenitos diminui com o aumento da profundidade (sem considerar o soterramento de argilas)



Arenitos hipermaturos, sem cimentação, apresentando porosidade primária e grãos com películas de óleo (Simpson Group – Ordoviciano) – Fonte: Selley, 2000



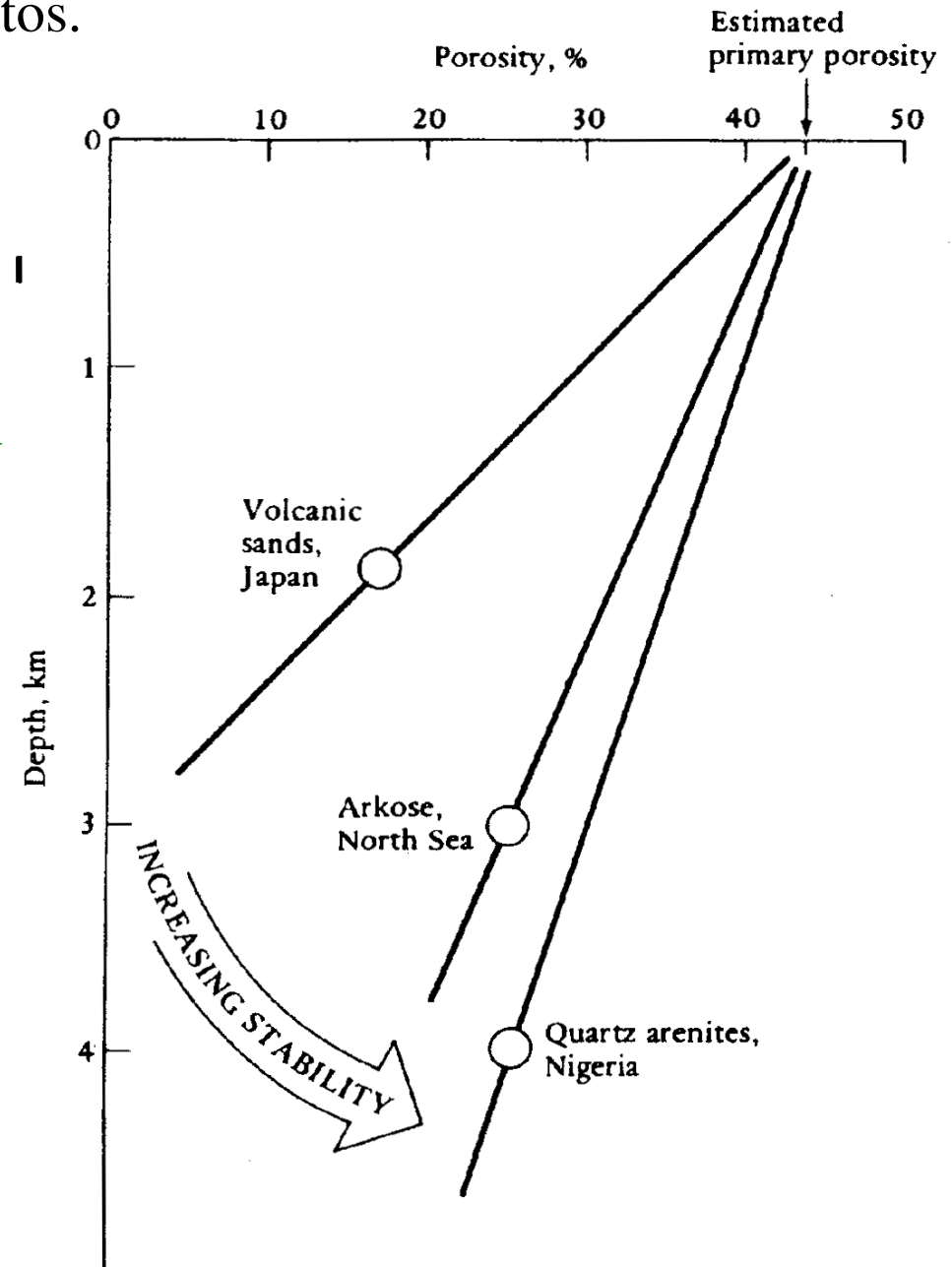
1 a 14: dados obtidos em diversos trabalhos (Fonte: Selley, 2000)

- 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, melhor será sua habilidade de reter a porosidade.

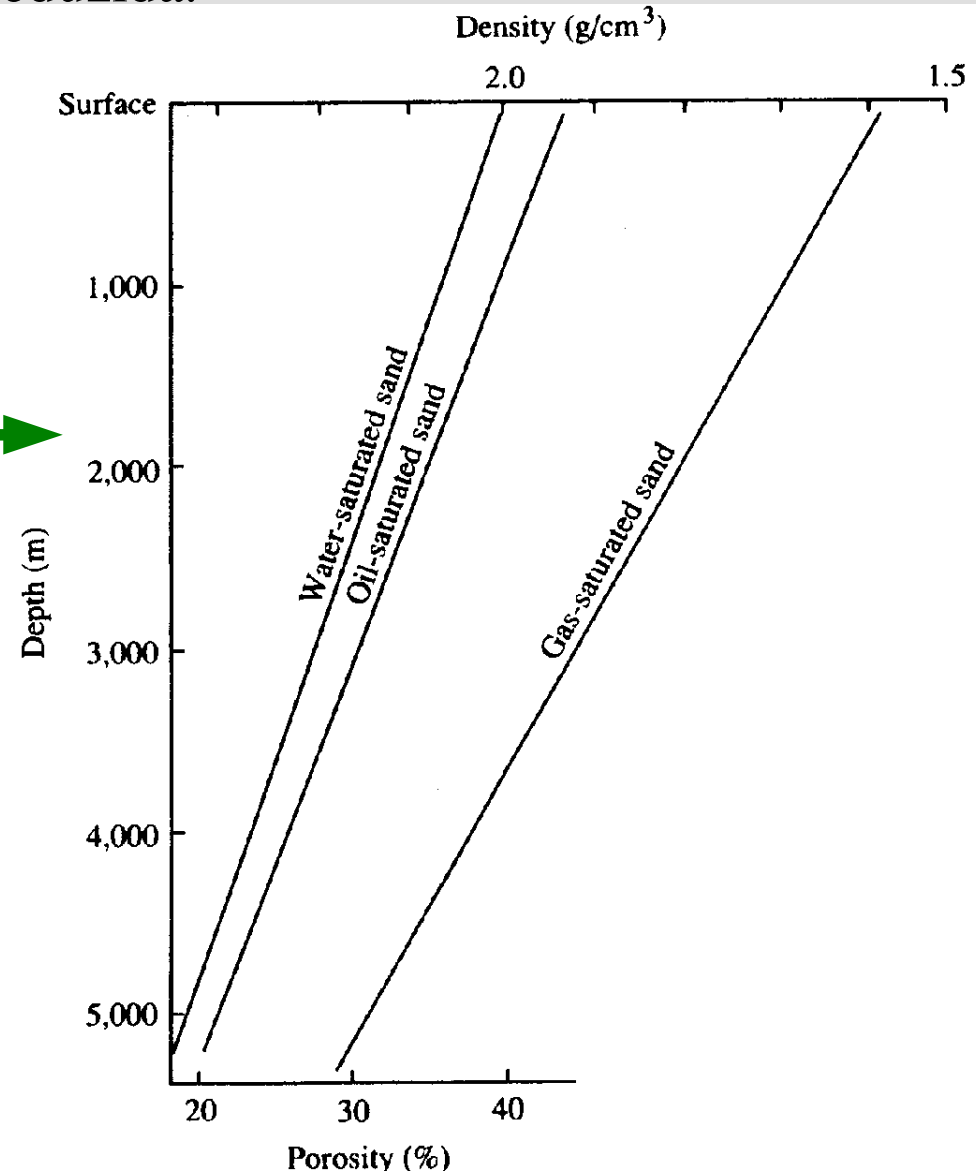


- Arenitos pouco selecionados e com muita argila perdem porosidade mais rapidamente do que os arenitos mais maduros.



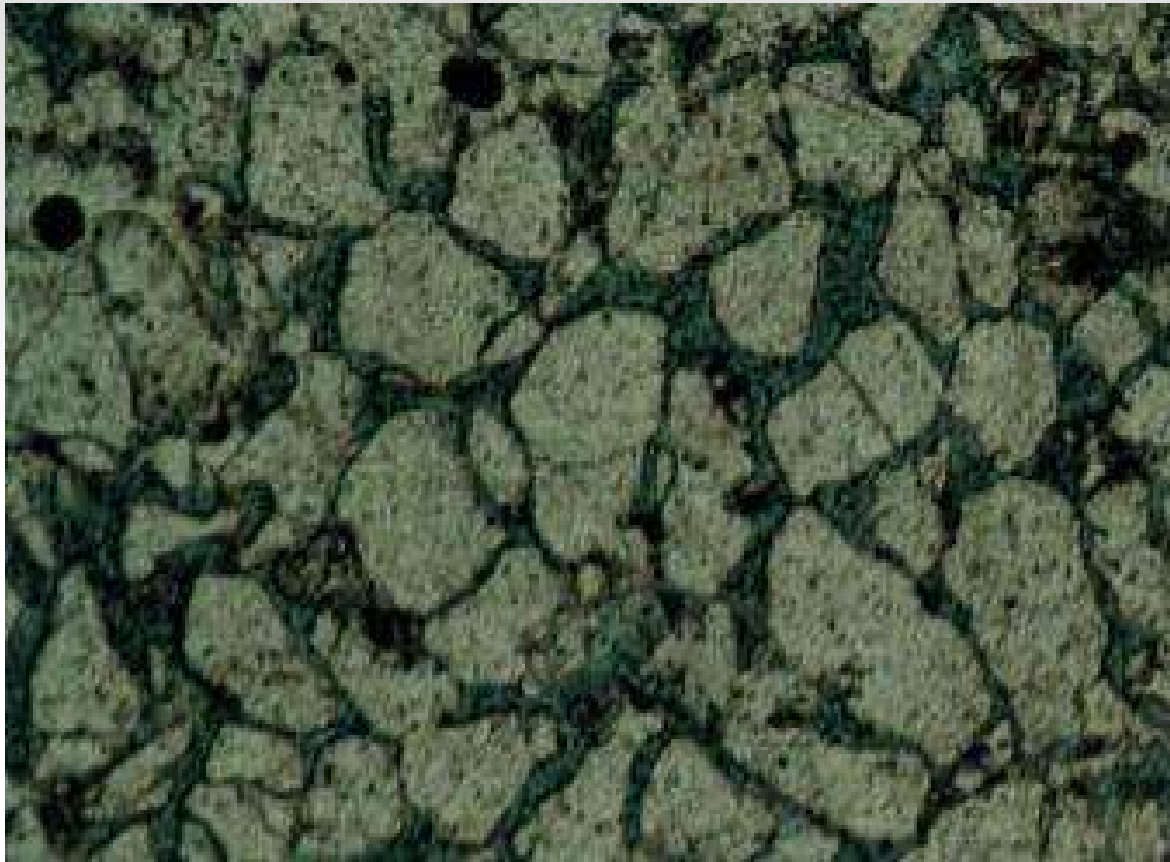
- A presença de óleo e gás em arenitos preserva a porosidade, pois a circulação da água conata é diminuída e, assim, uma cimentação futura é inibida ou (o que é mais comum) ocorre a uma taxa reduzida.

- Assim, a uma mesma profundidade, uma rocha saturada em água possui menos porosidade do que outra saturada em óleo. E o gás, preserva mais porosidade do que o óleo.



Tipos de Porosidade em Arenitos

A) Porosidade Primária: gerada durante a sedimentação

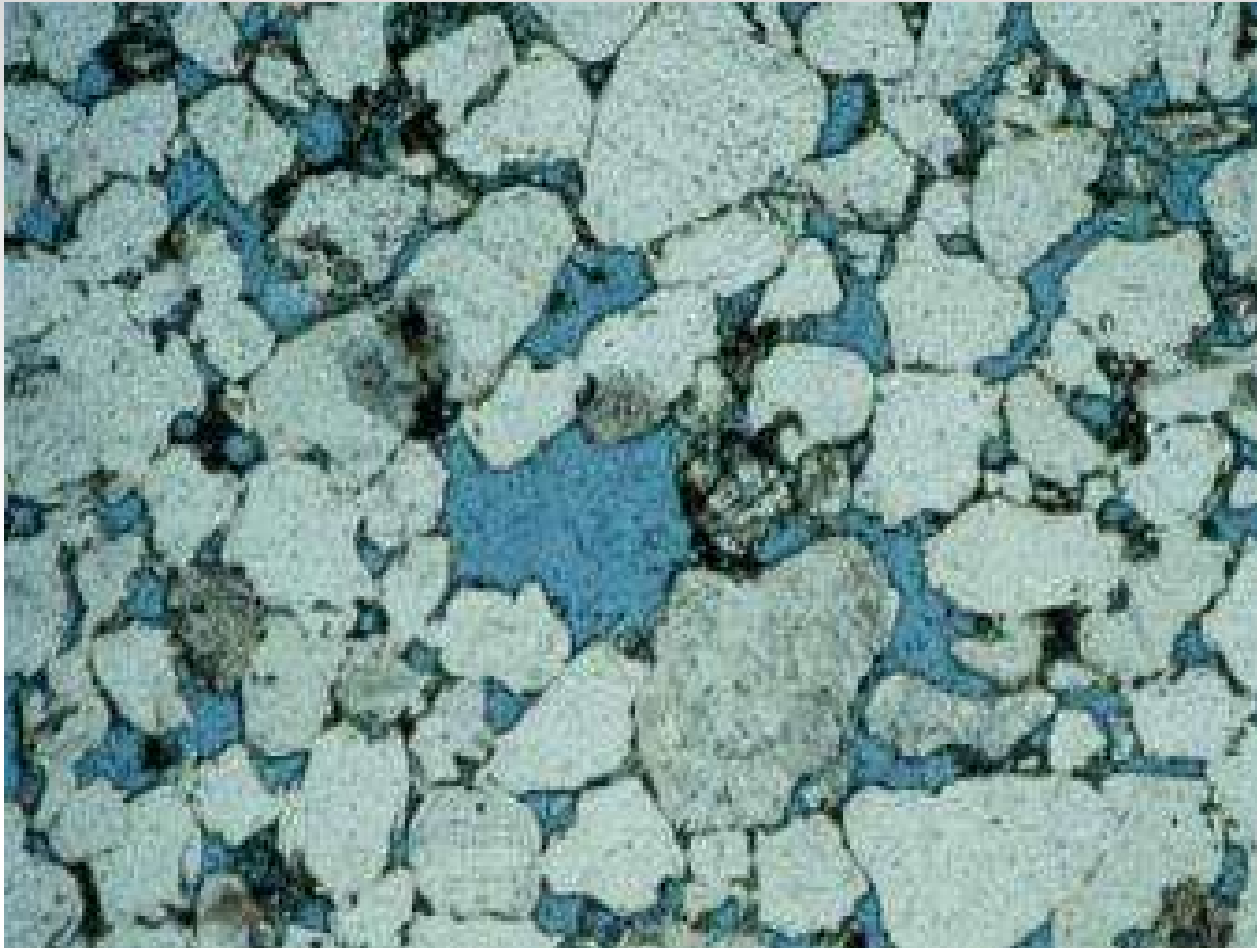


(Fonte: Selley, 2000)

Intergranular ou Interpartícula (entre grãos detríticos), é o tipo de porosidade predominante em arenitos

- Os poros logo são eliminados em arenitos com argilas e carbonatos pelos efeitos da compactação e cimentação
- comuns em reservatórios carbonáticos

B) Porosidade Secundária – Pode ocorrer pela lixiviação de grãos instáveis ou de cimento carbonáticos, e também pela compactação (que provoca fraturamento)



(Fonte: Selley, 2000)

Lixiviação - Geralmente a lixiviação é causada por passagem de soluções ácidas na rocha e ocorre em cimentos carbonáticos e em grãos instáveis (ex: conchas).

-Na foto, a porosidade parece ser muito grande para ser primária, sendo provavelmente de dissolução de algum grão.

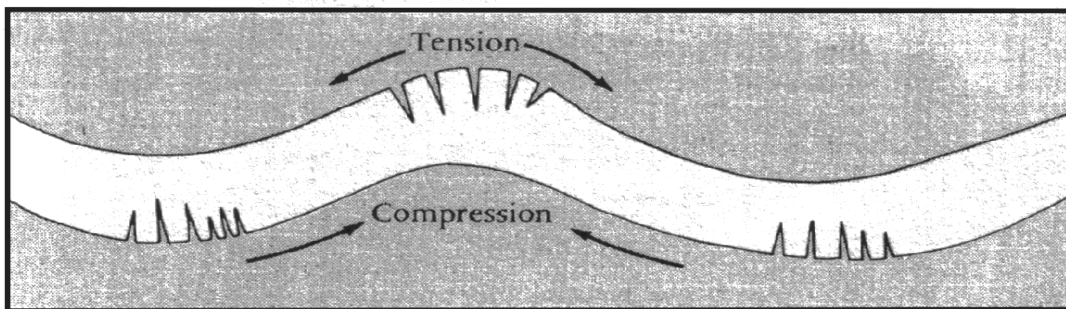
C) Compactação, tectonismo e falhamento - É mais comum em rochas carbonáticas, pela grande instabilidade dos minerais carbonáticos em subsuperfície, que são dissolvidos em função da pressão da compactação.



Fratura – é muito importante pois aumenta a capacidade de estocagem de um reservatório, além da permeabilidade

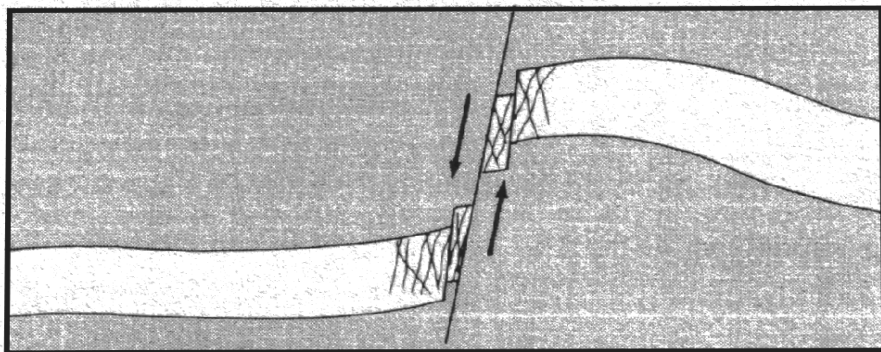
Fraturas ocorrem também em arenitos, folhelhos e rochas ígneas e metamorizadas
- cuidado: o processo de perfuração pode gerar fraturas

Principais locais de geração de porosidade de fratura:



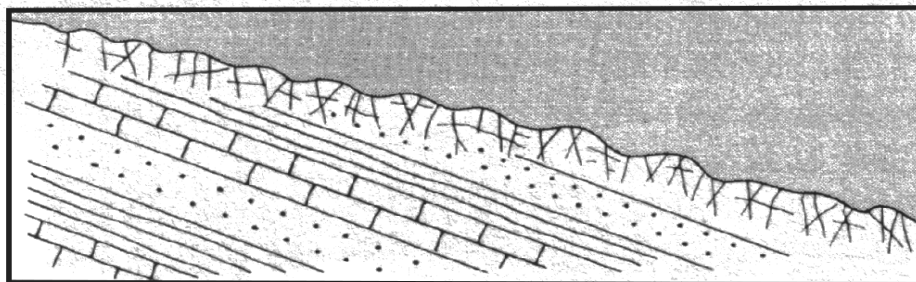
A

Regiões de dilatação em anticlinais e sinclinais



B

Próximo a zonas de falhas



C

Entre inconformidades

- em carbonatos: ampliadas pela dissolução cárstica
- em arenitos

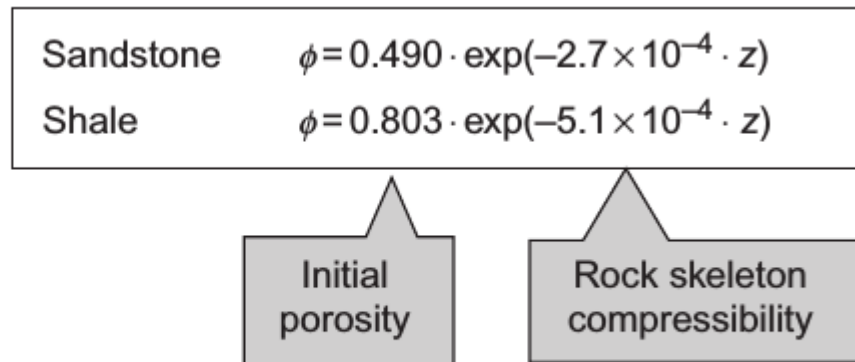


FIGURE 2.5 Porosity as a function of depth and initial porosity.

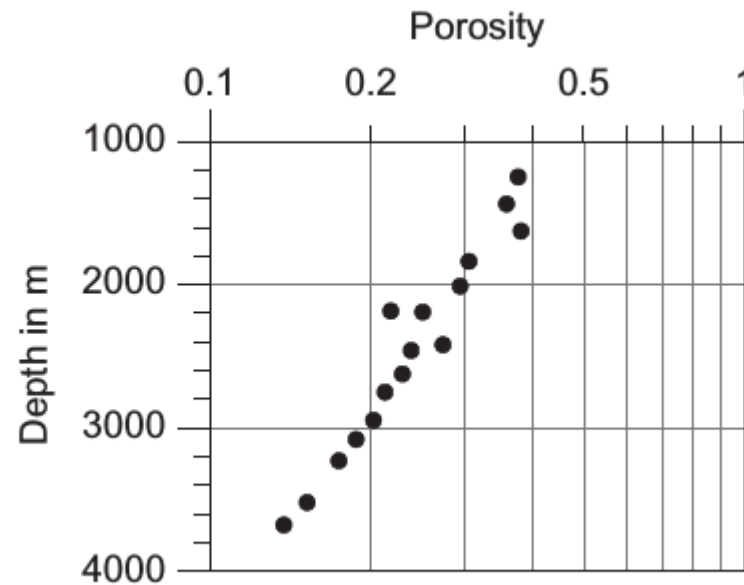
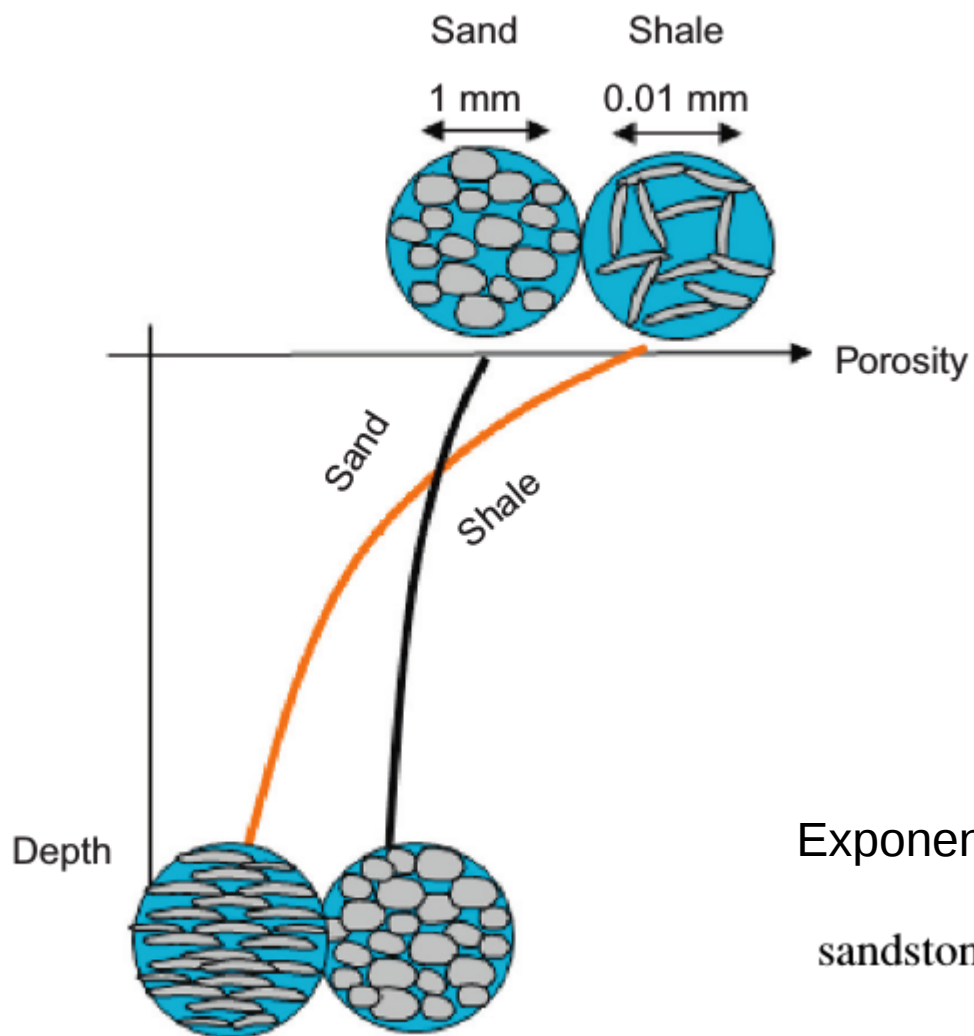


FIGURE 2.4 Plot $\log \phi$ versus z for sandstone. Data from [Nagumo \(1965\)](#).



Compaction process for sand and shale.

Exponential ou polinomial:

sandstone:

$$\phi = 0.49 \cdot \exp(-2.7 \times 10^{-4} \cdot z)$$

$$\phi = 0.728 - 2.72 \times 10^{-4} \cdot z + 2.604 \times 10^{-8} \cdot z^2$$

shale:

$$\phi = 0.803 \cdot \exp(-5.1 \times 10^{-4} \cdot z)$$

$$\phi = 0.803 - 2.34 \times 10^{-4} \cdot z + 2.604 \times 10^{-8} \cdot z^2$$

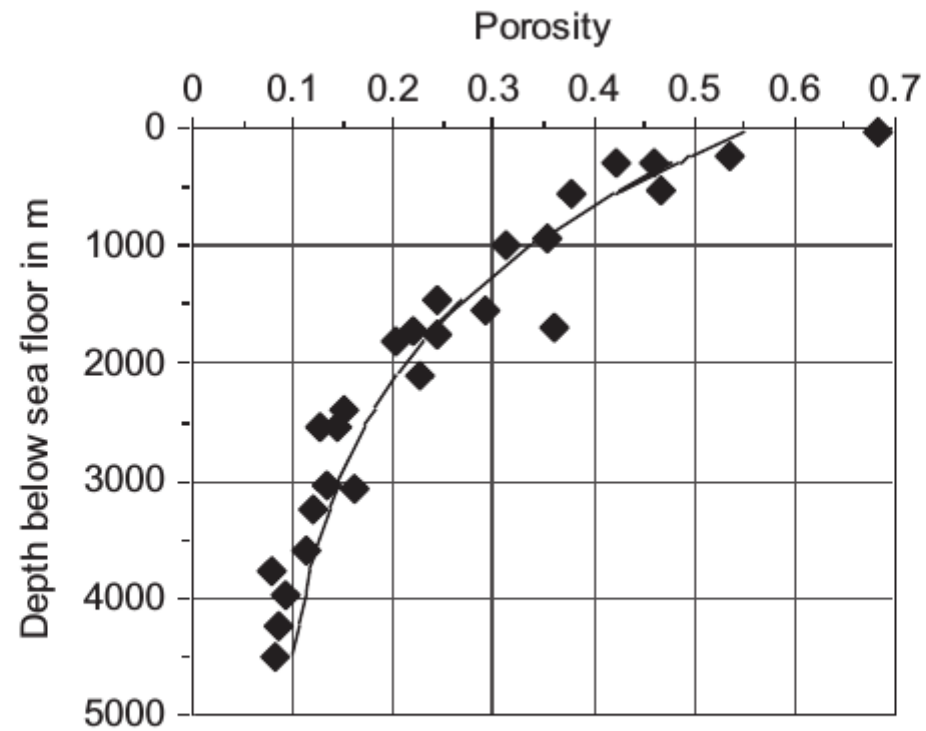


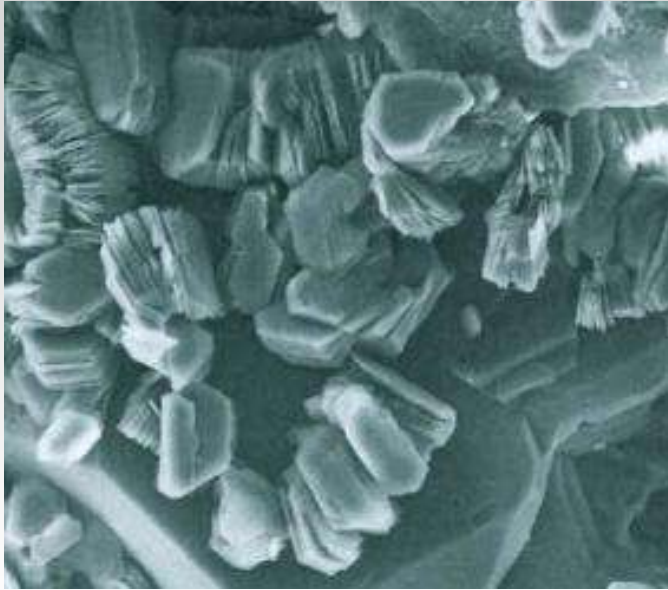
FIGURE 2.7 Compaction of shale. Redrawn after *Revil et al. (2002)*. Field data are from *Fowler et al. (1985)*.

Porosidade X Minerais de Argila

Minerais de Argila – sensíveis ao PH (como o quartzo e a calcita) e também ao EH.

- Pequenas quantidades de argilas autigênicas (geradas no início da diagênese da rocha) no sedimento inibem a precipitação dos cimentos de sílica e de carbonato. Mas se estiverem em grandes quantidades, preenchem mais poros e diminuem a permeabilidade.

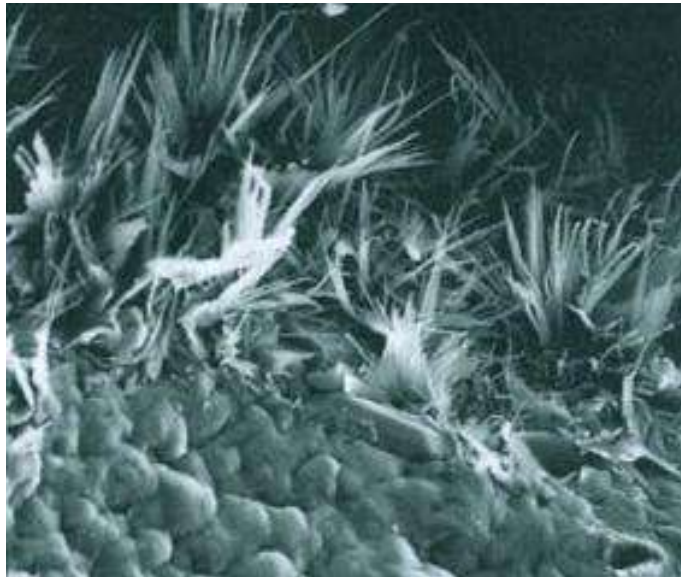
Em reservatórios de arenitos, existem 4 principais tipos de argilas:



Caolinita: formam-se em fluidos ácidos.

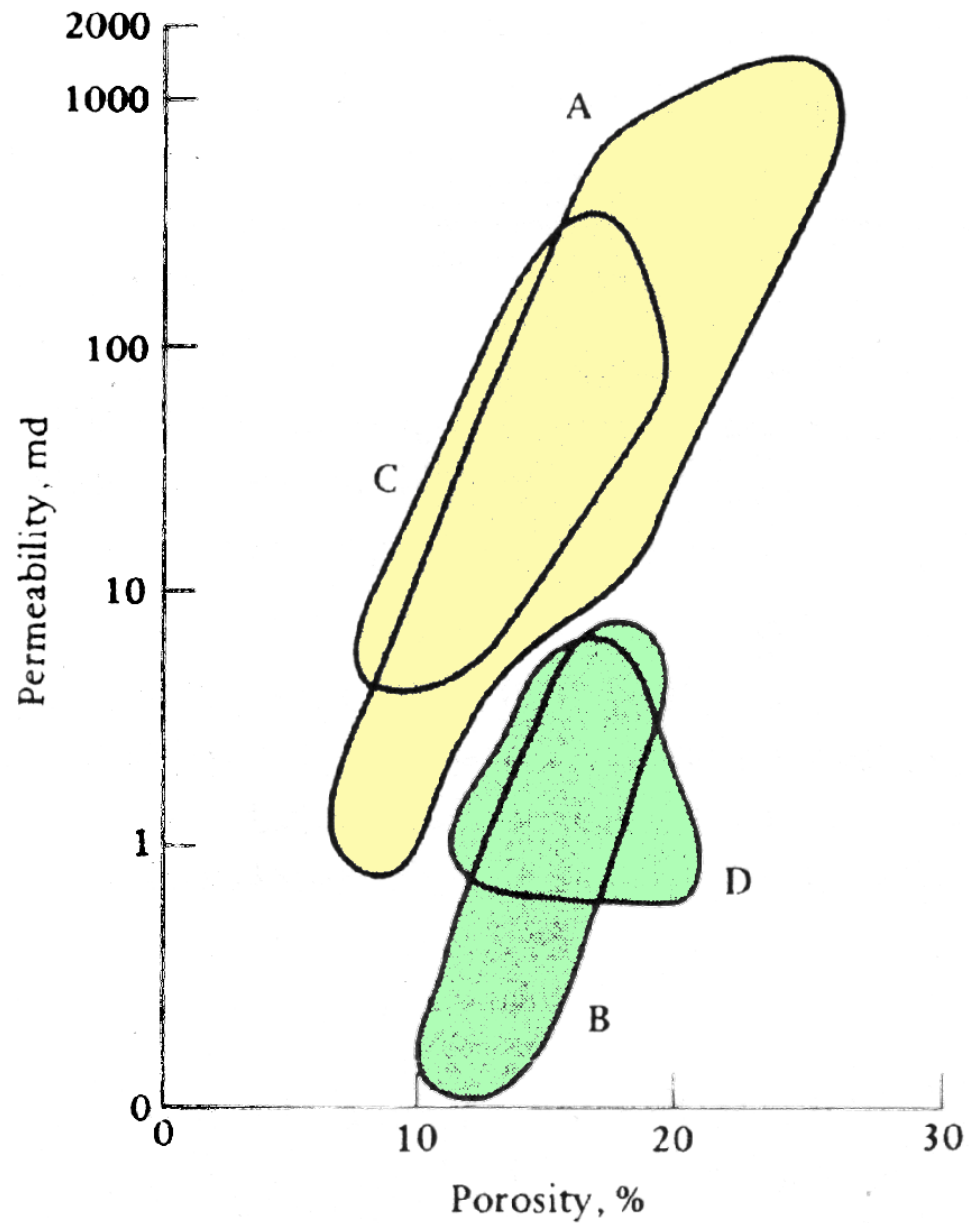
O hábito deste cristal pode diminuir a porosidade do reservatório, mas tem pouco efeito na permeabilidade.

Ocorrem também como minerais detríticos em depósitos continentais.

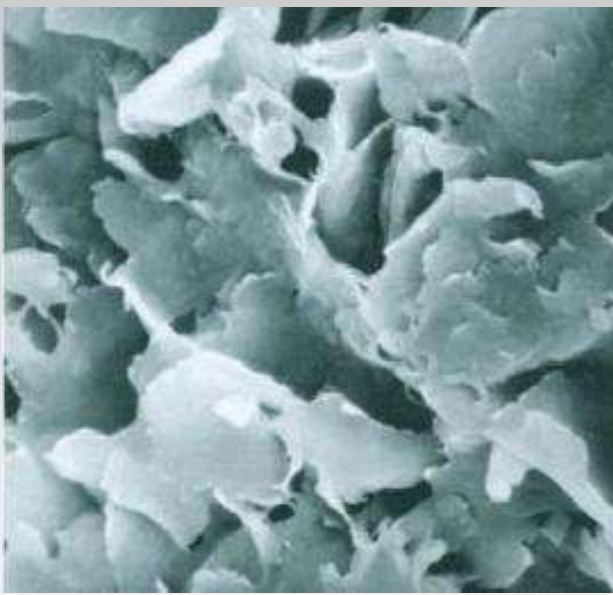


Ilita: em ambientes alcalinos. Constituem a argila detrítica dominante na maioria dos sedimentos marinhos

Cristais fibrosos que geralmente crescem nas gargantas entre os poros, de forma compacta, tendo um efeito muito prejudicial na permeabilidade de um reservatório



Dados de Porosidade e Permeabilidade para arenitos cimentados com caolinita (A e C) e ilita (B e D) – Reservatório Rotliegende – Mar do Norte (Selley, 1998)



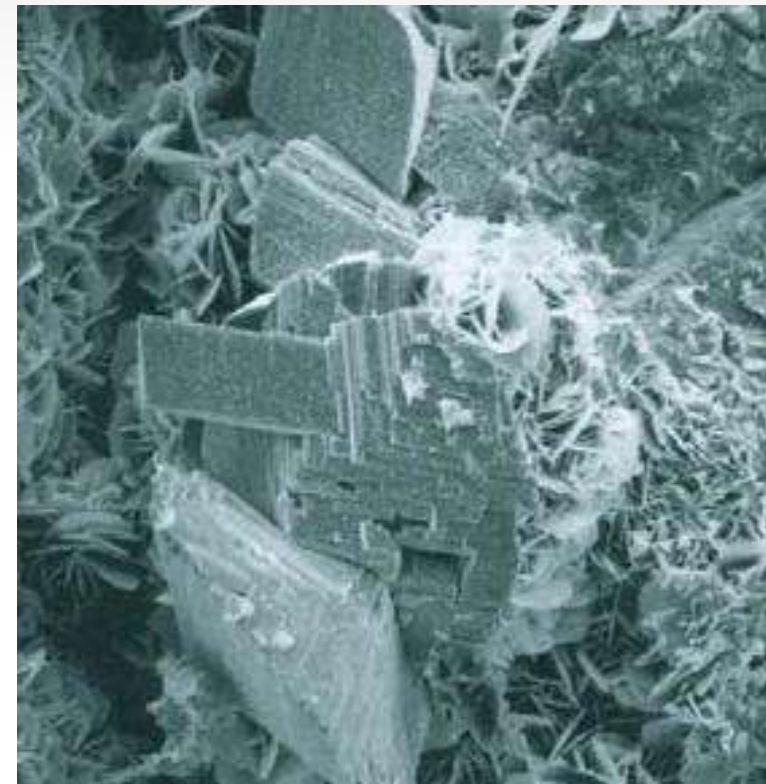
Montmorilonita (esmectita): alteração de vidros vulcânicos, em depósitos continentais e marinhos.

- São expansivas na presença de água e, portanto, são susceptíveis a danos no poço se forem perfuradas com lama de perfuração convencional à base de água, devendo ser usado lama de perfuração à base de óleo.

- Além disso, com o início da produção, a água pode destruir a permeabilidade desta parte inferior do reservatório

Clorita: alteração de rochas ígneas básicas (gabro e basalto). É estável em fluidos alcalinos redutores e susceptível à oxidação. Clorita autigênica possui hábito placóide.

- Recobrimento de clorita em grãos pode inibir cimentação posterior de quartzo e dissolução por pressão.



Dolomita autigênica romboédrica, com cimento de clorita

Rochas carbonáticas

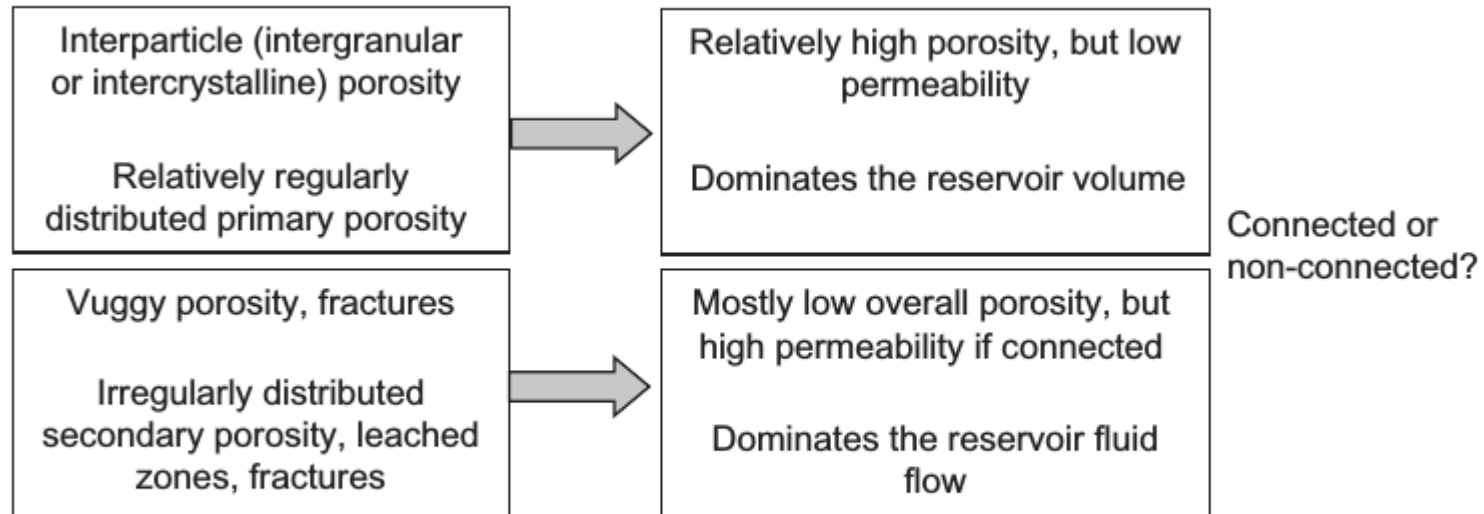


FIGURE 2.9 The two pore networks of carbonates.

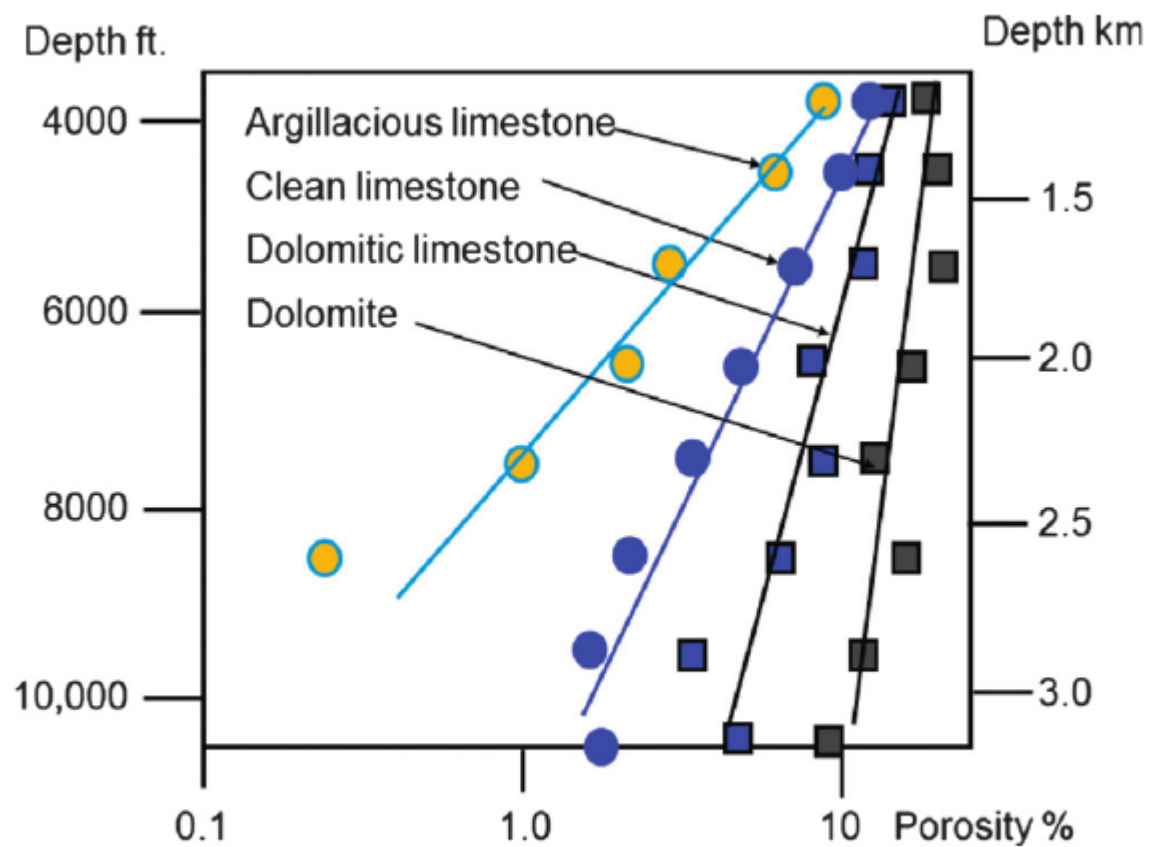


FIGURE 2.10 Porosity versus depth; trends for different lithologies. *Data from a figure after Brown (1997).*

Porosidade Primária

a) Intergranular ou Interpartícula (entre grãos), comuns em sedimentos siliciclásticos. Em carbonatos, esta porosidade diminui com a progressão da diagênese

b) Intragranular ou Intrapartícula (dentro grãos)



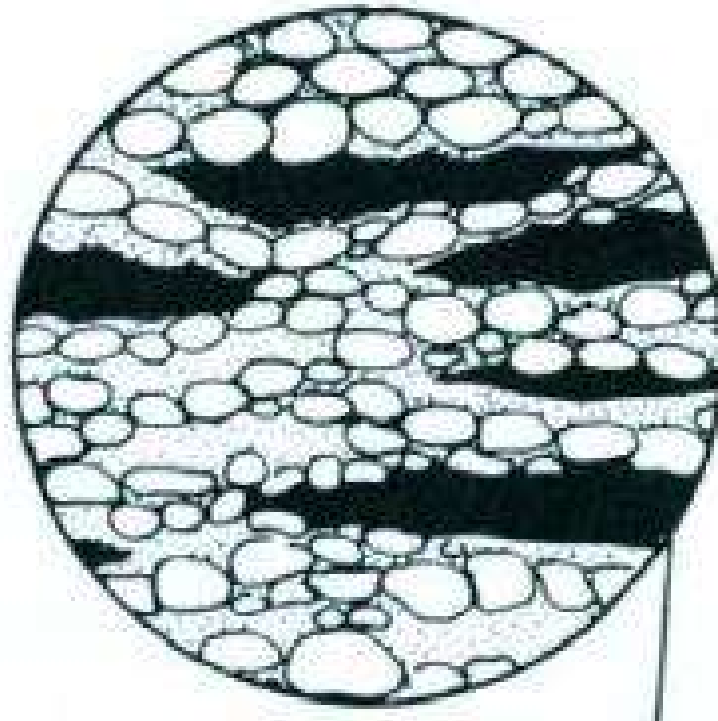
- Comuns em areias carbonáticas (ppalm esqueletais) antes do soterramento e diagênese – cavidades de moluscos, amonites, corais, etc.
- A infiltração de matriz micrítica diminui a quantidade de poros.
- em função da compactação, a porosidade primária geralmente está ausente em reservatórios carbonáticos.

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

Porosidade Secundária –

a) Fenestral – porosidade típica de carbonatos

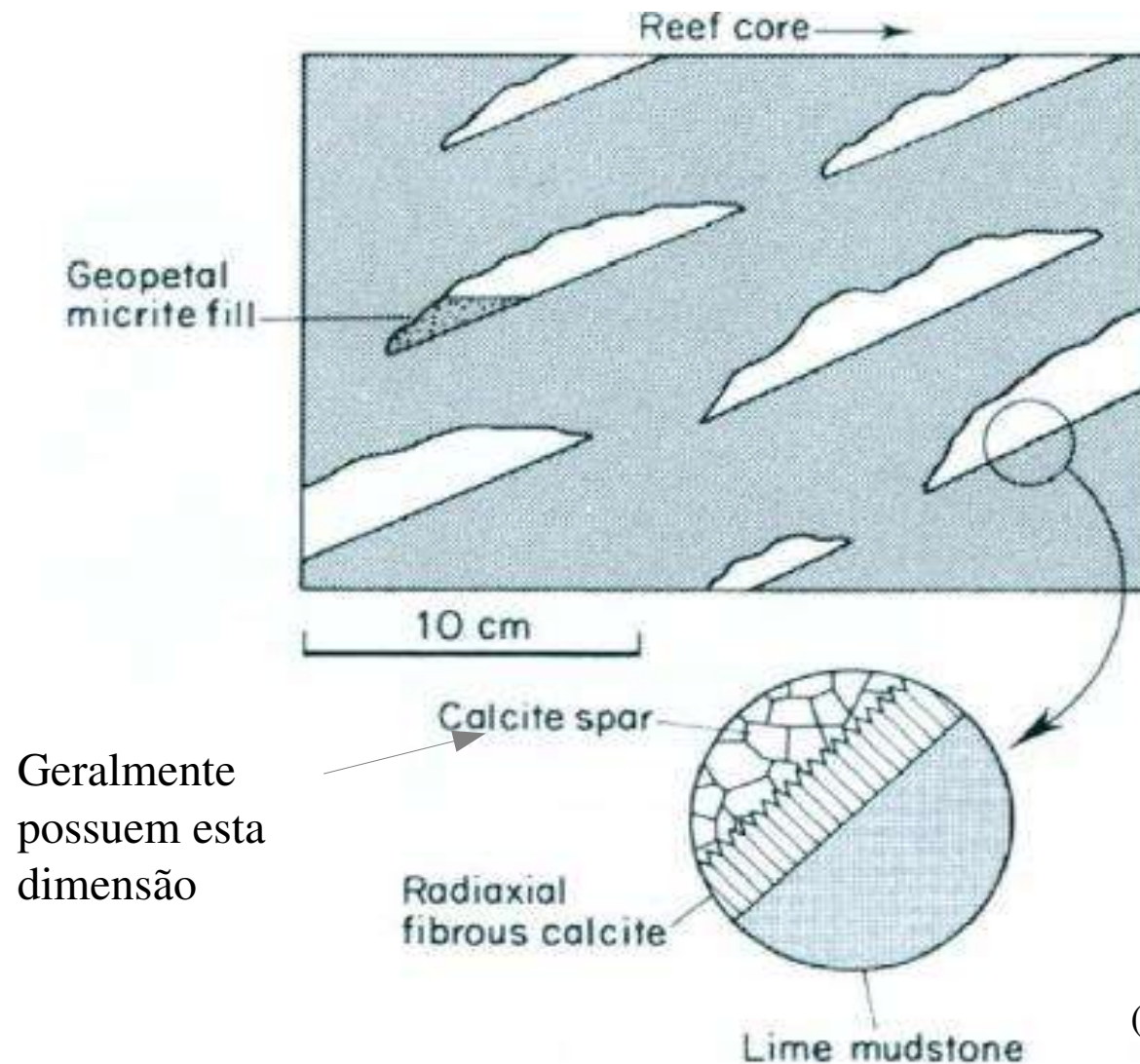
- Característicos em rochas formadas por pellets, laminitos algais e argilas homogêneas de ambientes lagunal e de intermaré.
- Ocorre a desidratação penecontemporânea (exposição subaérea) do carbonato, apodrecimento de matéria orgânica e geração de gás biogênico, causando deformação da laminação e abaulamento, e geração poros fenestrais sub-horizontais.



(Fonte: Selley, 2000)

Geração da Porosidade Secundária durante a diagênese por cimentação

ex: Stromatactis – fenômeno relacionado ao sistema de poros fenestrais. Alguns poros possuem preenchimento parcial de lama carbonática em sua porção inferior.

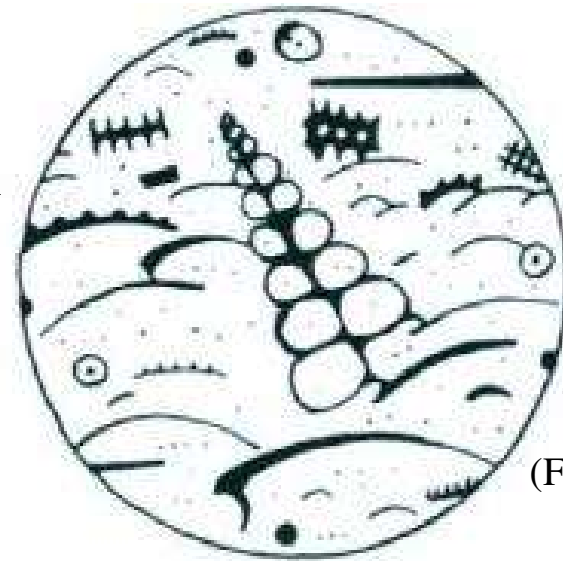


(Fonte: Selley, 2000)

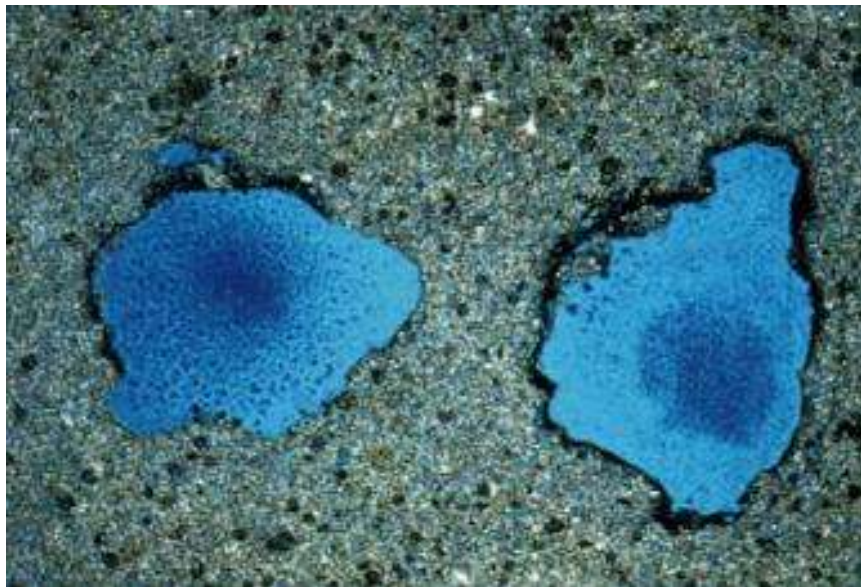
Geração da Porosidade Secundária gerada pela Dissolução

É mais comum em rochas carbonáticas, pela grande instabilidade dos minerais carbonáticos em subsuperfície. Pode afetar grãos, matriz ou cimento.

a) Mórdica – quando temos a dissolução dos grãos (bioclastos) ou da matriz



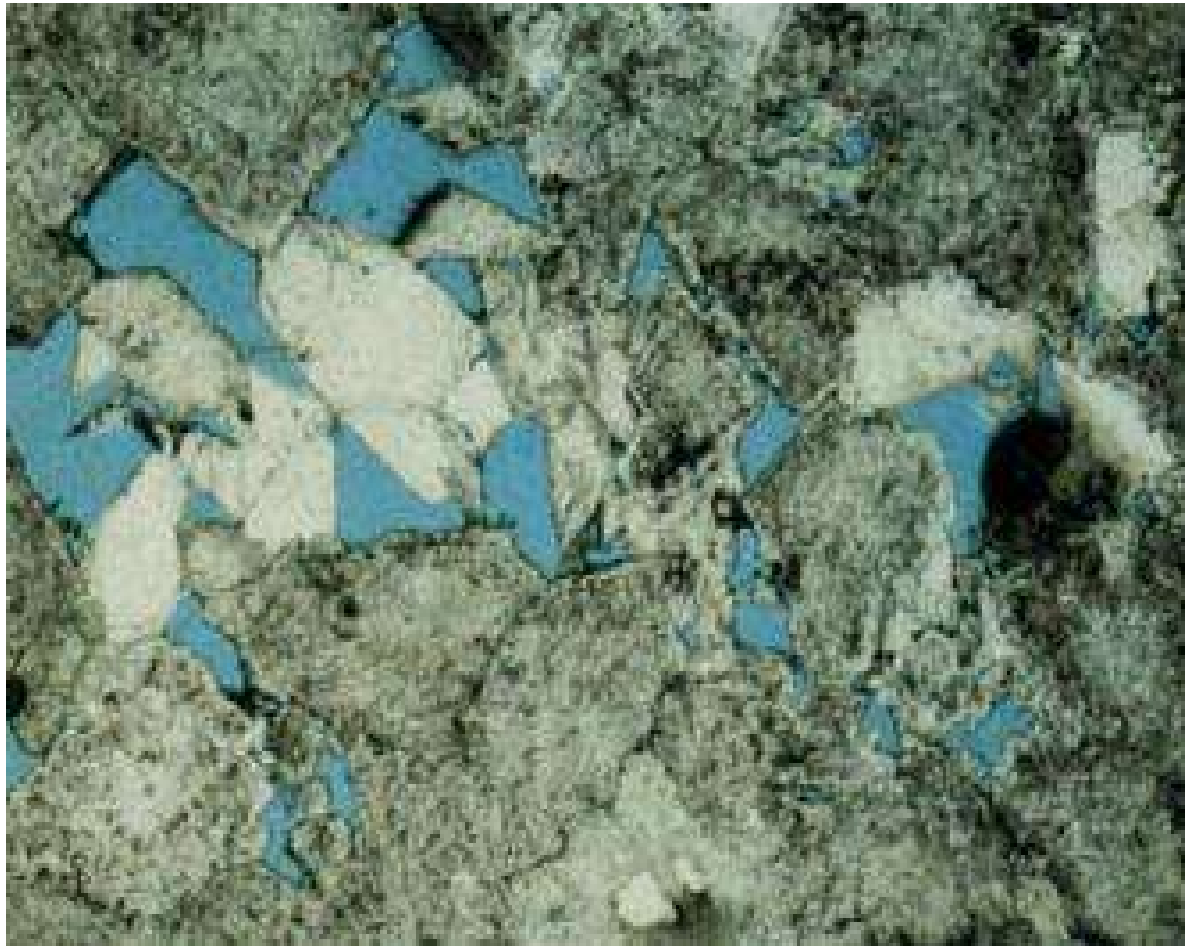
(Fonte: Selley, 2000)



b) Vuggy – são poros cujos limites atravessam grãos, matriz, e ou cimentos precoces. Tendem a ser maiores do que os poros mórdicos.

(Fonte: Selley, 2000)

Porosidade Secundária gerada por Substituição



(Fonte: Selley, 2000)

Ex: Porosidade Intercristalina –

- ocorre quando dolomitos secundários são gerados, substituindo a calcita
- Dolomitização causa uma diminuição do volume da rocha em ~13%, ao que está ligado o aumento da porosidade.

e) *Diagênese – Compactação de Grão, Litificação e Soterramento*

Porosidade Secundária gerada pela Compactação, Tectonismo e Falhamento

- De um modo geral, a compactação aumenta o empacotamento, diminuindo a porosidade (e geralmente a permeabilidade), podendo culminar em dissolução por pressão.
- Litificação: teremos preenchimento dos poros pelo cimento.
- Mas pode gerar fraturamento: aumento de porosidade



(Fonte: Selley, 2000)

Caminhos da diagênese de argilas carbonáticas aragoníticas e calcíticas, mostrando o importante controle exercido pela mineralogia inicial na porosidade e permeabilidade, além do efeito benéfico do fraturamento

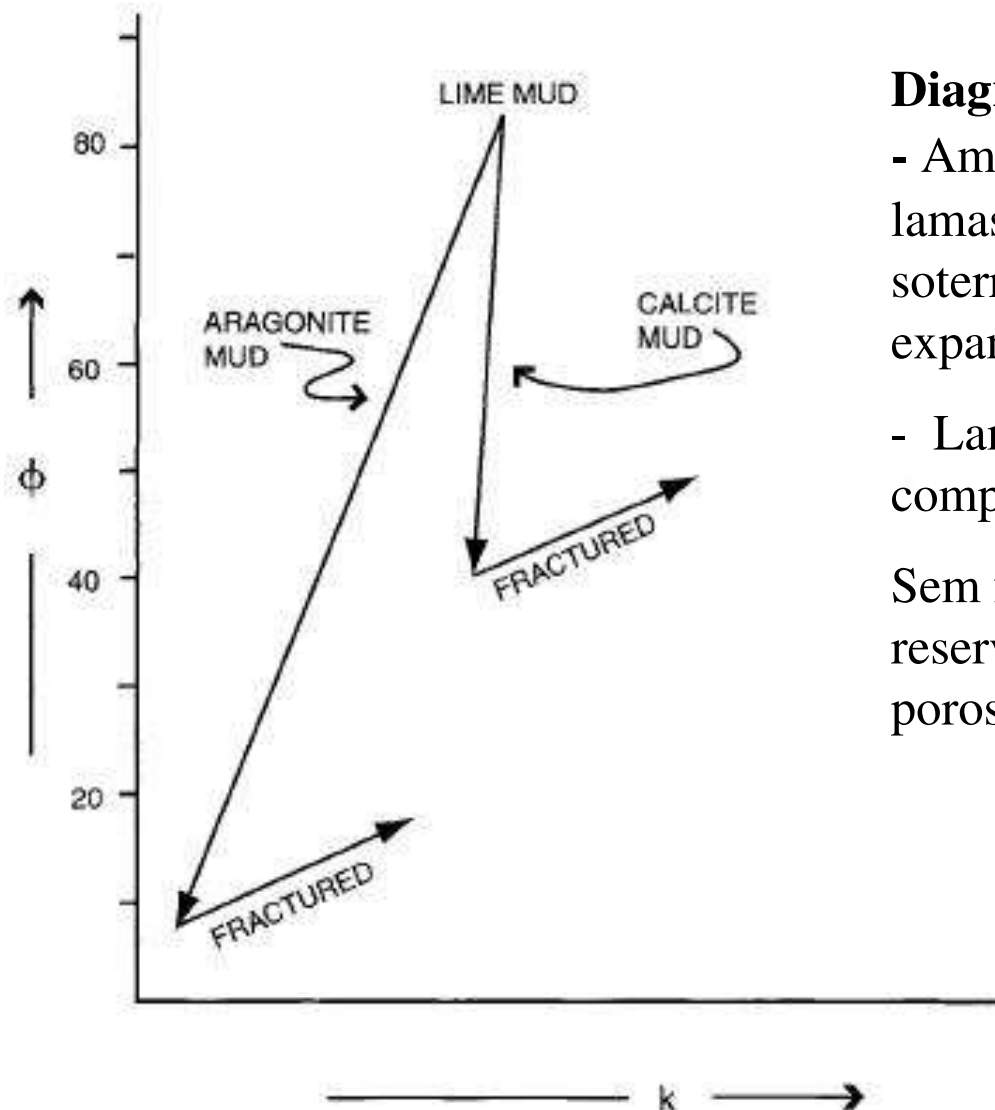


Diagrama: porosidade (Φ) X Permeabilidade (k)

- Ambas se iniciam com a mesma porosidade alta, mas lamas aragoníticas perdem porosidade rapidamente pelo soterramento assim que mudam para calcita (com 8% de expansão volumétrica).
- Lama de calcita perde alguma porosidade pela compactação de soterramento.

Sem fraturamento, nenhuma possui potencial de reservatório em subsuperfície, mas se preservarem a porosidade podem servir como reservatório.

Fonte: Selley (2000)

Permeabilidade e litologia

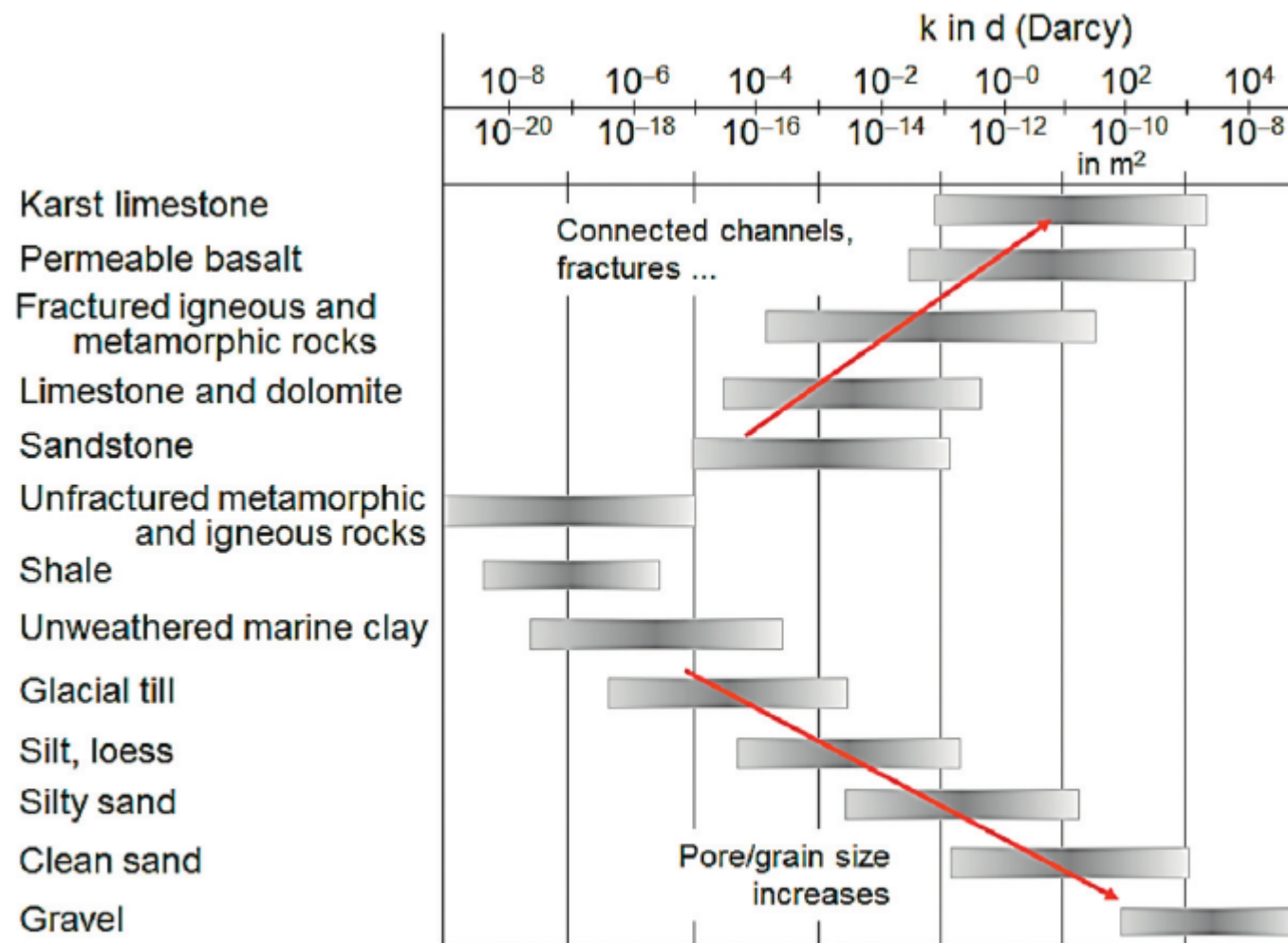


FIGURE 2.14 Permeability—mean magnitude ranges and tendencies. *After a figure from Hearst et al. (2000).*

Permeabilidade e granulação

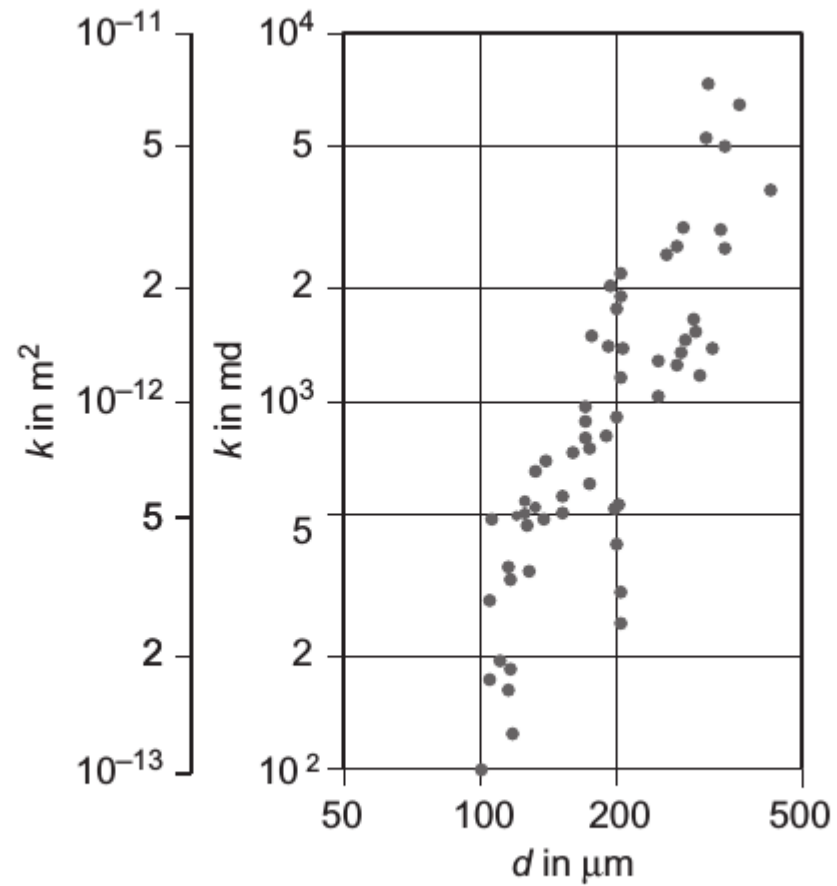


FIGURE 2.17 Permeability versus grain size; Bentheim sandstone. After *Engelhardt (1960)* and *Schopper (1982)*.

Permeabilidade e porosidade

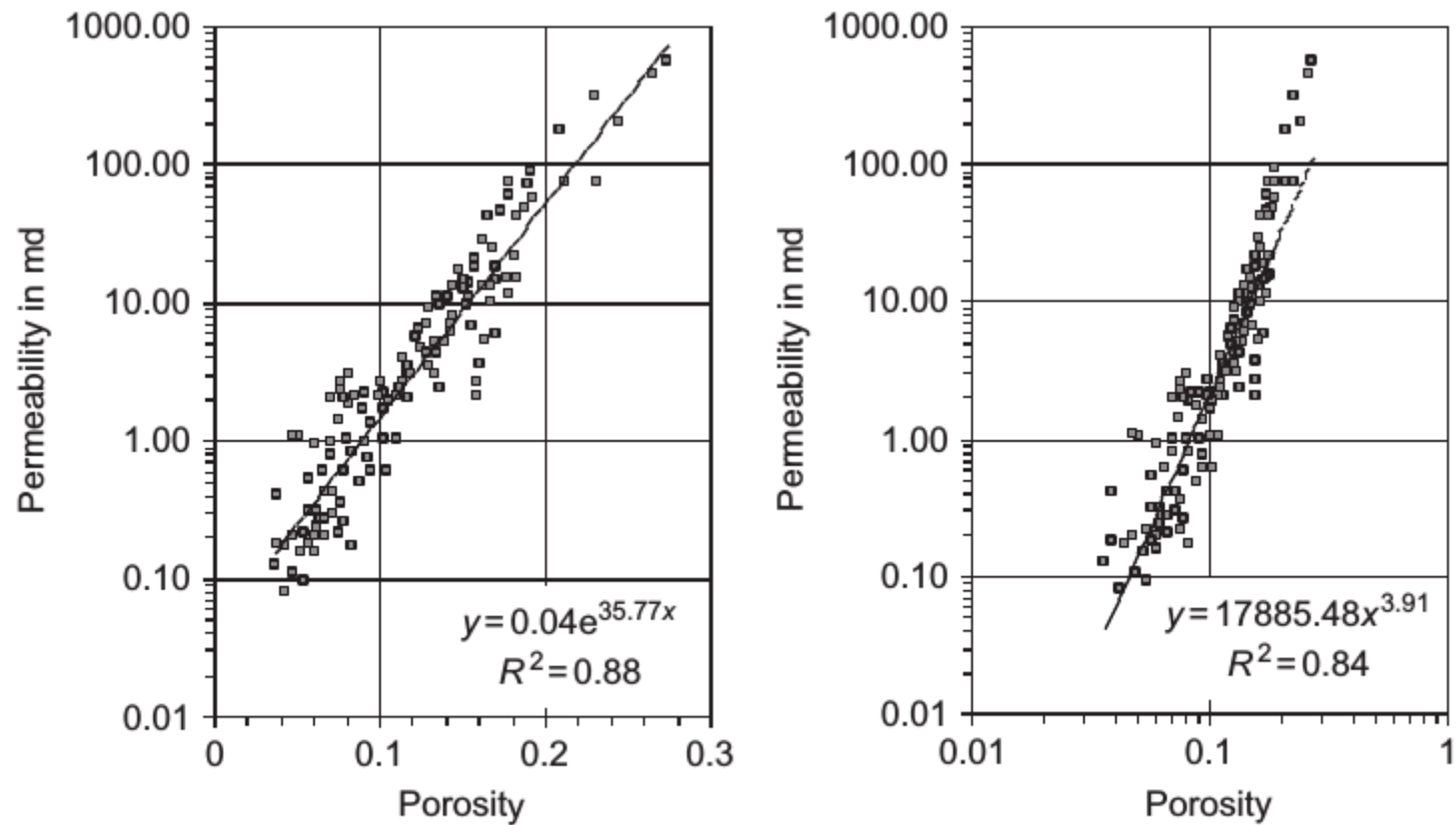


FIGURE 2.15 Permeability versus porosity (Sandstone, Rotliegend) in two different plots.

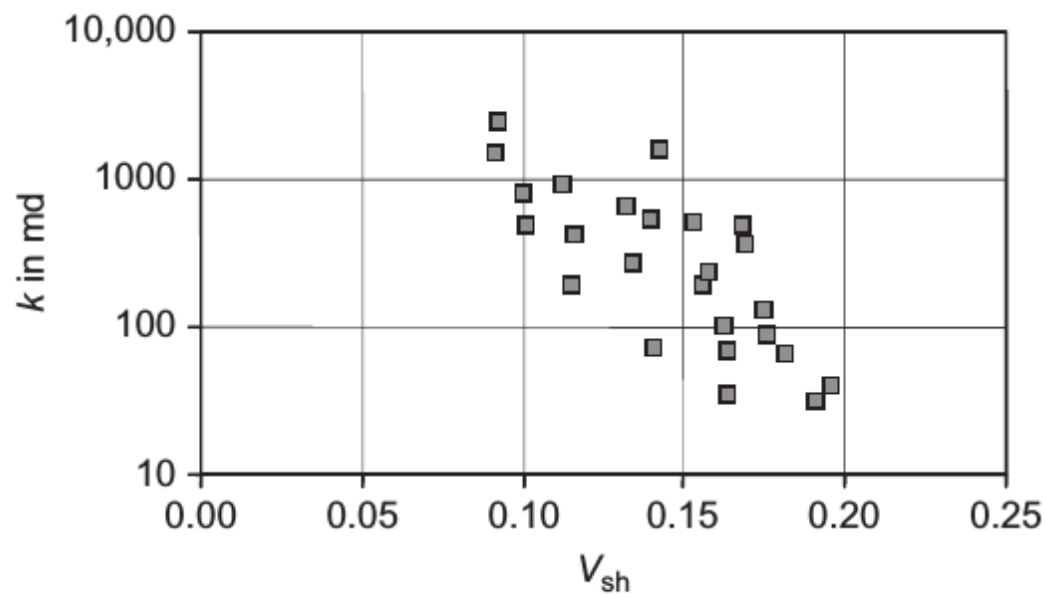


FIGURE 2.18 Permeability as a function of shale content (West Sak Reservoir). *Data from Vernik (2000).*

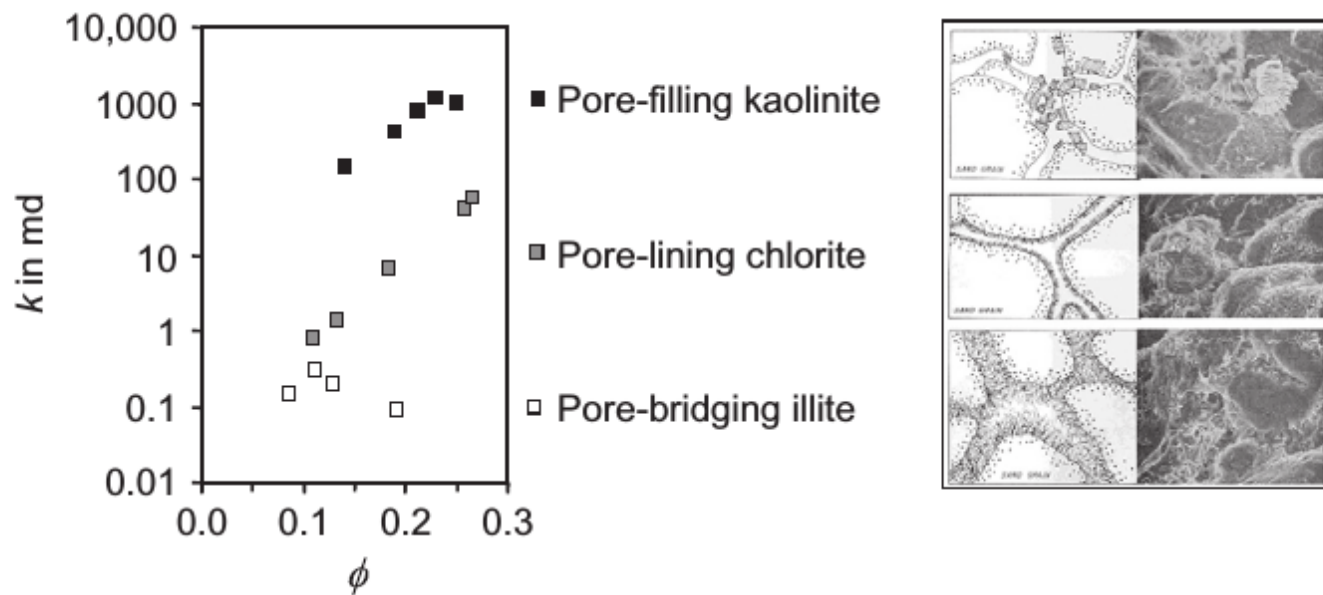
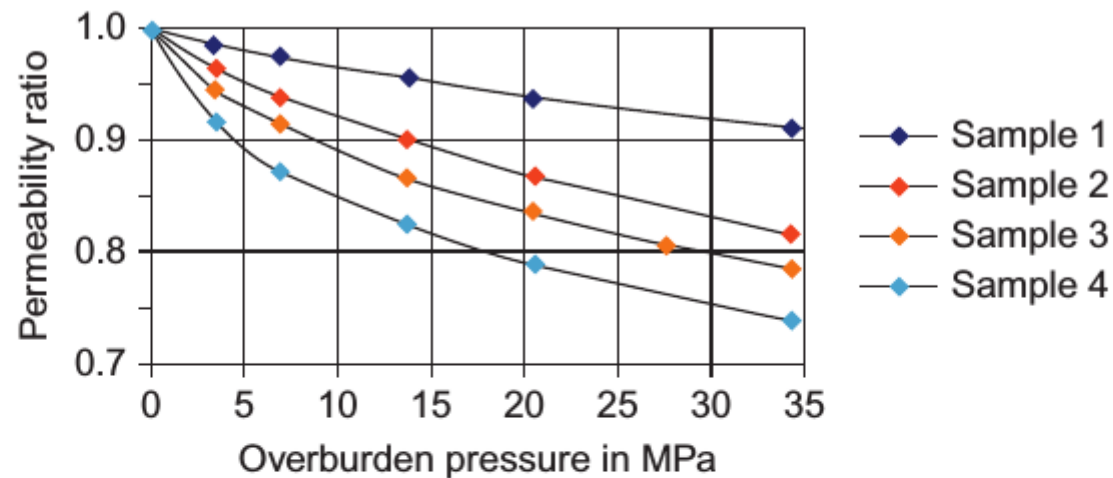


FIGURE 2.19 Permeability versus porosity plot for shaly sands with three different clay types: pore-filling kaolinite, pore-lining chlorite, and pore-bridging illite. *Redrawn after Neasham (1977).*



Sample	Description	Permeability at Zero Overpressure	Porosity at Zero Overpressure
1	Basal Tuscaloosa, Mississippi	249 md	0.15
2	Basal Tuscaloosa, Mississippi	163 md	0.24
3	Southern California Coast	335 md	0.25
4	Los Angeles BASin California	110 md	0.22

FIGURE 2.25 Permeability ratio (permeability at considered pressure divided by permeability at zero overburden pressure) versus overburden pressure; sandstone. Data from *Fatt (1953)*.

Radioatividade

- (1) Potassium: micas, feldspars (K), micaceous clays (illite), radioactive evaporates,
- (2) Thorium: shales, heavy minerals and
- (3) Uranium: phosphates, organic matter.

TABLE 5.2 K, U and Th Content of Some Minerals; Values in [] Are Averages

Mineral	K (%)	U (ppm)	Th (ppm)	References
Plagioclase	0.54	0.02–5.0	0.01–3.0	BA
	0.54	0.2–5.0	0.5–3.0	Sch
Orthoclase	11.8–14.0	0.2–3.0	0.01–7.0	BA
	11.8 ^a (14 ideal)	0.2–3.0	3–7	Sch
Microcline	10.9	0.2–3.0	0.01–7.0	BA
	10.9 ^a (16 ideal)			Sch
Biotite	6.2–10	1–40	0.5–50	Hu
	6.2–10.1 [8.5]	1–40	0.5–50	Sch
	6.7–8.3		<0.01	BA
Muscovite	7.8–9.8	2–8	0–25	Hu
	7.9–9.8		<0.01	BA
	7.9 (9.8 ideal)	2–8	10–25 ^b	Sch

Illite	3.5–8.3	1–5	10–25	Hu
	4.5	1.5	<2.0	BA
	3.5–8.3 [6.1]	1.5	10–25	Sch
Kaolinite	0–0.6	1–12	6–47	Hu
	0.42	1.5–3	6–19	BA
	0–0.6 ^c [0.35]	1.5–9	6–42	Sch
Chlorite	0–0.3		3–5	Hu
	0–0.35 [0.1]			Sch
Smectite	0–1.5	1–21	6–44	Hu
	0–0.6 [0.22]		10–24	Ri
Montmorillonite	0.16	2–5	14–24	BA
	0–4.9 ^d [1.6]	2–5	10–24	Sch
Bauxite		3–30 [8.0]	8–132 [42]	BA
		3–30	10–132	Sch
Bentonite	<0.5	1–21 [5.0]	6–50	BA
		1–36	4–55	Sch

TABLE 5.2 K, U and Th Content of Some Minerals; Values in [] Are Averages—Cont'd

Mineral	K (%)	U (ppm)	Th (ppm)	References
Glauconite	5.08–5.30			BA
	3.2–5.8 [4.5]		<10	Sch
	3.2–5.8 [4.5]		2–8	Ri
Phosphate		1000–350	1–5	BA
Zircon		300–3000	100–2500	BA
Sphene		100–700	100–600	BA
Epidote		20–50	50–500	BA
Apatite		5–150	20–150	BA
Monazite		500–3000	$(2.5–20) \times 10^4$	BA
Sylvite	52.4			Sch
Langbeinite	18.8			Sch
Kainite	15.7			Sch
Carnallite	14.1			Sch

Reference key: BA, [Baker Atlas \(1985\)](#); Ri, [Rider \(1986\)](#); Sch, [Schlumberger \(1982\)](#); Hu, [Hurst \(1990\)](#).

^aCorresponds to beginning alteration.

^bPure muscovite has no Th content. In sedimentary rocks, however, the deposition of muscovite (or micas) is generally accompanied by deposition of finer heavy minerals which are Th- and U-bearing.

^cKaolinite sometimes contains more K due to imperfectly degraded feldspars. Authigenic kaolinite does not contain K and Th ([Schlumberger, 1982](#)).

^dSome montmorillonites might correspond to imperfectly degraded muscovite or to an incomplete transform in illite by diagenesis.

Sedimentos

Sediments				
Carbonate	0.0–2.0 [0.3]	2.8–2.5 [2.2]	0.1–7.0 [1.7]	BA
Limestone	0.3	1.6	1.8	D
	0.3	2.0	1.5	R
Dolomite	0.4	3.7	2.8	D
	0.7	1.0	0.8	R
Marl	0.8	2.8	2.5	D
Anhydrite	0.4	0.1	0.3	R
Salt	0.1	0.02	0.3	R
Sandstone (range, mean)	0.7–3.8 [1.1]	0.2–0.6 [0.5]	0.7–2.0 [1.7]	BA
Graywacke	1.3	2.0	7.0	R
Shale (200 samples)	2.0	6.0	12.0	BA
Common shales	1.6–4.2 [2.7]	2–13	3–47	BA
Shale	2.7	3.7	12	R
Oil shale (Colorado)	<4.0	Up to 500	1–30	BA
Black shale	2.6	20.2	10.9	R
North American Shale Composite (NASC) standard	3.2	2.66	12.3	KGS
Clay, N-Atlantic, Caribbean	2.5	2.1	11	KaHa
Clay, Pleistocene	1.9–2.5	1.1–3.8	5.7–10.2	
Clay/silt, Tertiary	1.3–3.1	1.2–4.3	1.4–9.3	
Reference Key: BA, Baker Atlas (1985) ; Sch, Schlumberger (1982) ; Do, Dortman (1976) ; RyCe, Rybach and Cermak (1982) ; B, Bücker et al. (1989) ; KaHa, Kappelmeyer and Haenel (1974) ; D, Dobrynin et al. (2004) ; R, Rybach (1976) ; KGS, Kansas Geological Survey (2010) Values in [] are averages.				

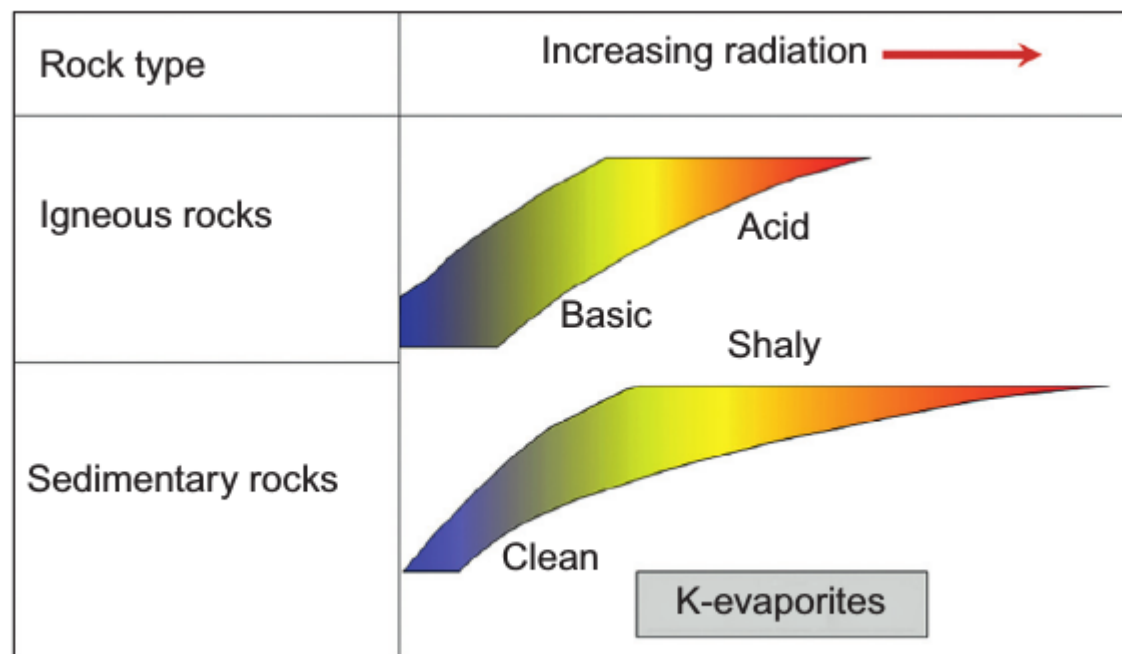
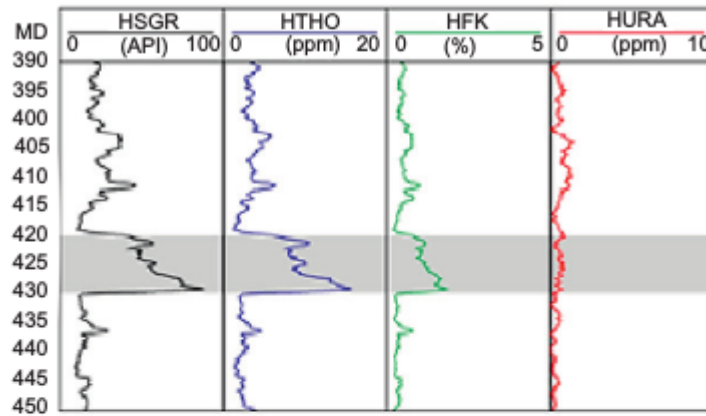
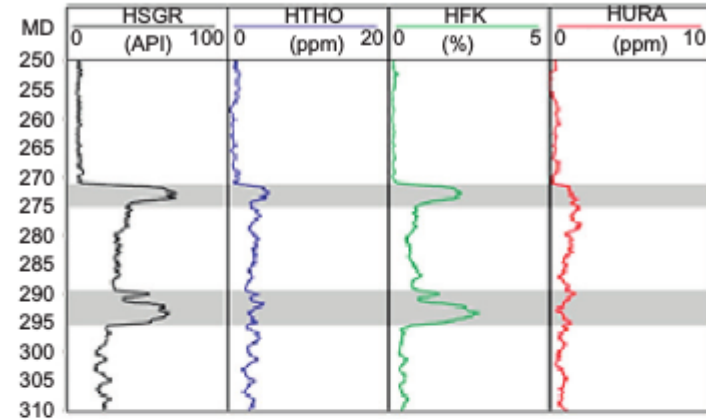


FIGURE 5.2 Natural radioactivity of rocks—general tendencies.

High Th values due to an increase in terrigenous clay



High K values due to glauconite



High U values associated with increased total organic carbon

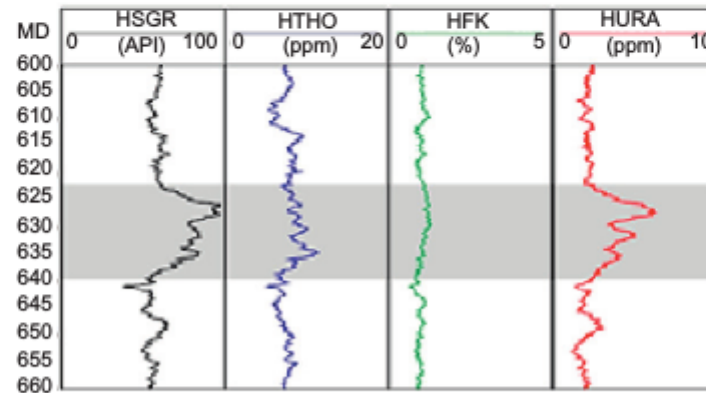


FIGURE 5.4 Three typical indications from a spectral gamma measurement; holes were drilled and logged during the Ocean Drilling Program Expedition 181 and 189 (ODP, 2004); curves are from left to right: (integral) gamma in API, thorium in ppm, potassium in %, uranium in ppm.

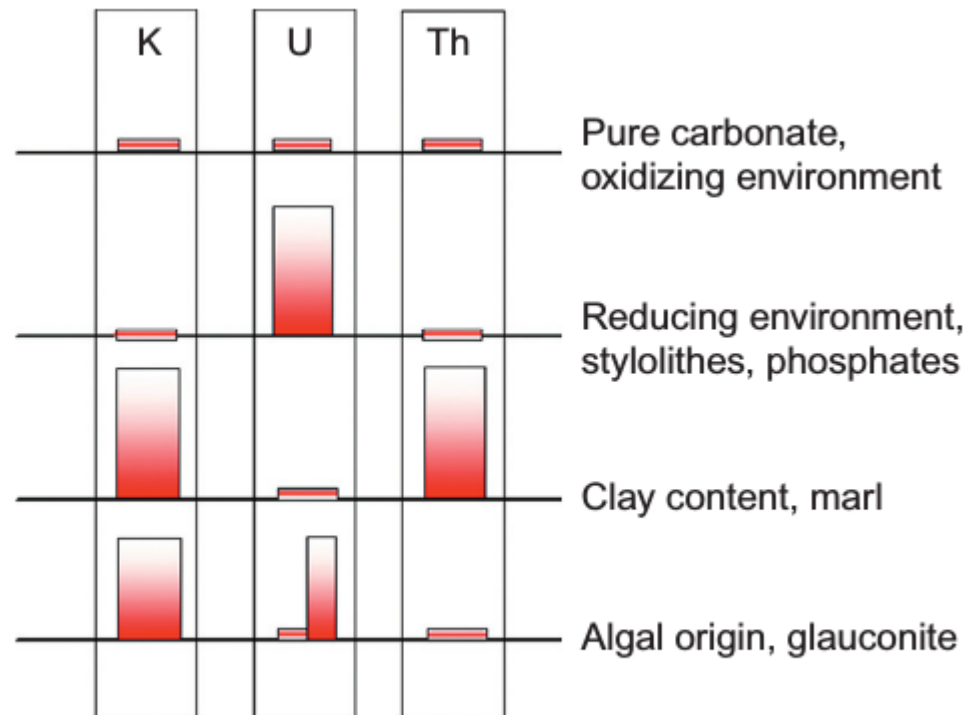


FIGURE 5.5 Gamma ray in carbonates—some indications and tendencies.

TABLE 5.8 Mean API Values for Gamma Activity

Material	Gamma in API
Quartz, calcite, dolomite (clean)	0
Plagioclase (albite, anorthite)	0
Alkali feldspar (orthoclase, anorthoclase, microcline)	≈ 220
Muscovite	≈ 270
Biotite	≈ 275
Kaolinite	80–130
Illite	250–300
Chlorite	180–250
Montmorillonite	150–200
Sylvite	500+
Carnallite	≈ 220

Data from [Schlumberger \(2000\)](#).

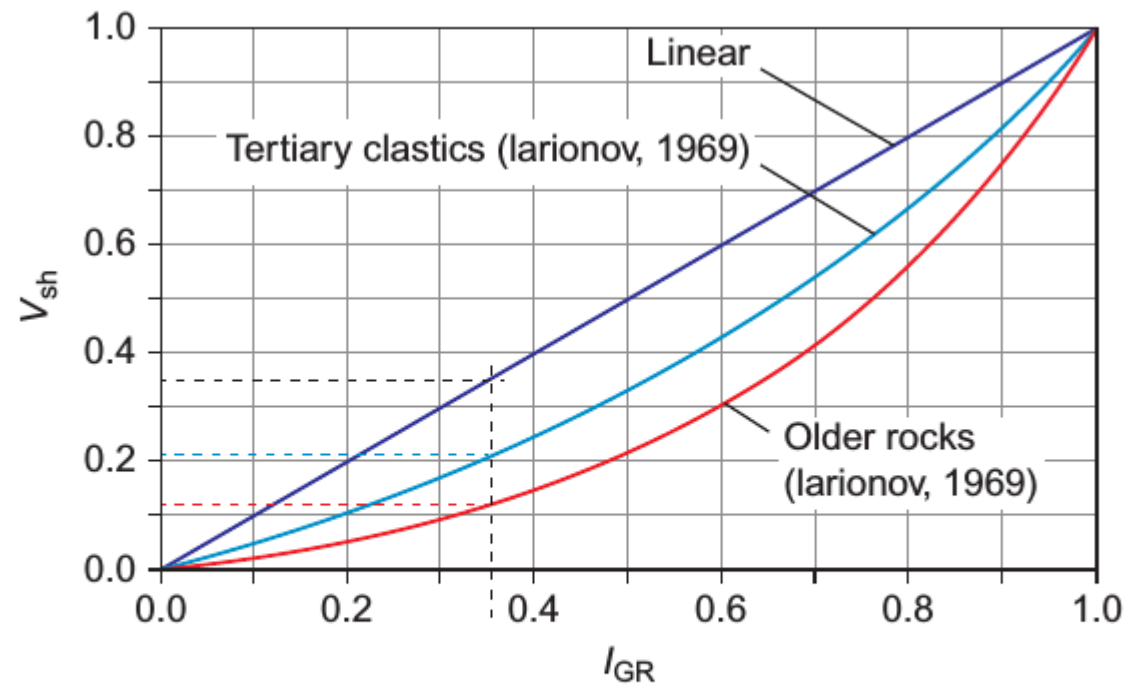


FIGURE 5.7 Relationships between gamma-ray index I_{GR} and shale content V_{sh} . As example $I_{GR}=0.35$ (dotted line) results in $V_{sh}=0.35$ for the linear equation, $V_{sh}=0.21$ for the Larionov equation/Tertiary clastics, $V_{sh}=0.12$ for the Larionov equation/Mesozoic and older clastics.

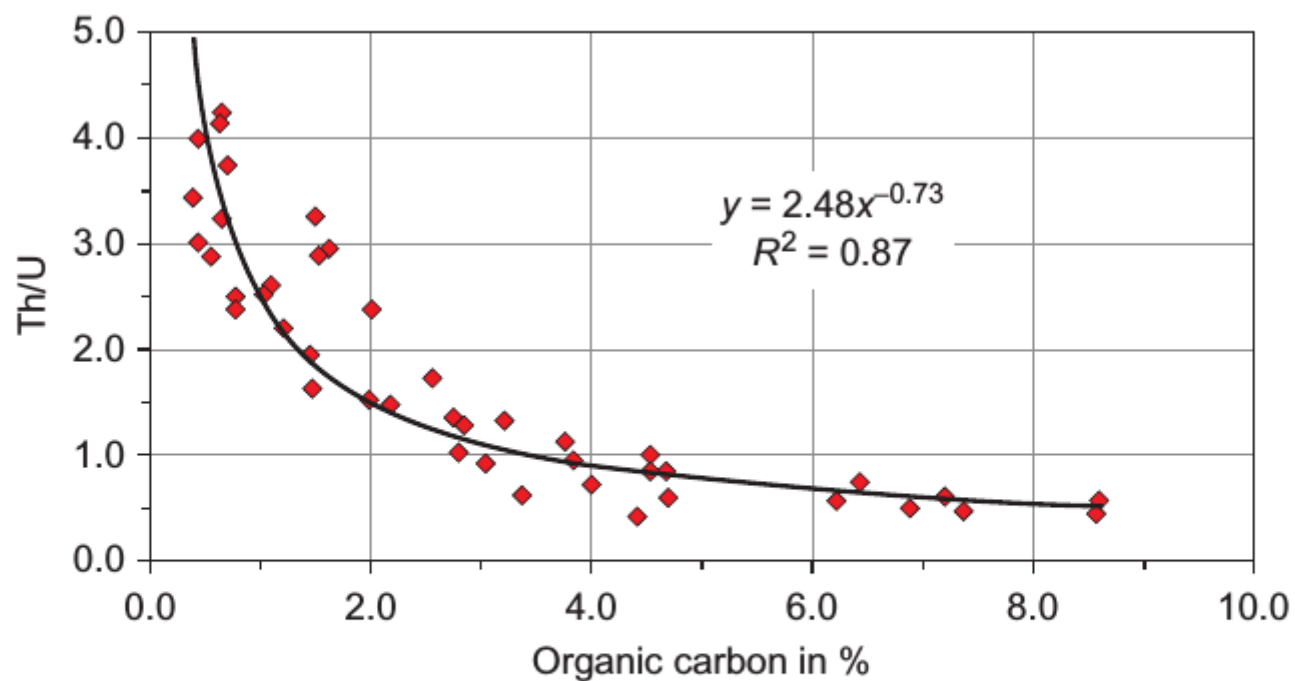


FIGURE 5.9 Th/U ratio versus the organic carbon content for the Devonian black shales (Virginia and Kentucky). Data from *Fertl (1983)*.

Resistividade

TABLE 8.1 Specific Electrical Resistivity R and Relative Permittivity ϵ_r (at Radiofrequencies) of Selected Minerals

Mineral	R (Ω m) (O)	ϵ_r (O)	ϵ_r (K)	Mineral	R (Ω m) (O)	ϵ_r (O)	ϵ_r (K)
<i>Silicates</i>				<i>Sulphates</i>			
Quartz	2.0×10^{14}	4.5	4.2–5.9	Anhydrite	1.0×10^9	6.5	
Amphibole, Hornblende	4.8×10^{10}	8.0		Gypsum	1.05×10^{11}	6.4	5.0–11.5
Microcline	1.8×10^{11}	5.48		Apatite	8.3×10^{11}	11.7	7.4–10.5
Orthoclase	1.4×10^{12}	5.6		Barite	1.2×10^7	10.0	7.0–12.2
Albite	4.8×10^8	6.95	5.3–5.5	Halides			
Anorthite	7.7×10^9	6.9	7.0–7.2	Halite	5.0×10^{13}	5.9	5.7–6.2
Labradorite	6.3×10^8	5.87		Sylvite			4.4–6.2
Muscovite	2.2×10^{12}	7.6	6.2–8.0	Fluorite	7.7×10^{13}	6.76	6.79
Biotite	8.3×10^{10}	6.3	6.2–9.3	<i>Oxides, sulphides</i>			
Chlorite	1.6×10^9	9.0		Hematite	1.0×10^2	25.0	25.0
Kaolinite	3.2×10^7	11.8		Magnetite	1.0×10^{-4}		
<i>Carbonates</i>				Pyrite	1.0×10^{-3}		33.7–81.0
Calcite	9.0×10^{13}	6.35	7.8–8.5	Galena	1.0×10^{-3}		17.9
Dolomite	4.3×10^{13}	7.46	6.8–8.0	Sphalerite	2.6×10^{11}	7.5	
Aragonite	3.4×10^{12}	8.67					
Siderite	8.3×10^9	9.3		Graphite	1.4×10^{-5}		

Reference key: O: [Olhoeft \(1981\)](#) (converted data from conductivity); K: [Keller \(1989\)](#); [Hearst and Nelson \(1985\)](#).

TABLE 8.2 Range of Resistivity and Conductivity of Natural Water

Water Type	R_w (Ω m) Range and Mean ()	C_w ($S\ m^{-1}$)
Rainwater	300–2000	0.0005–0.003 (Hö)
Groundwater (fresh)	5–300	0.003–0.2 (Hö)
Seawater	0.18–0.22	4.5–5.5 (Hö)
Mineral/health water	0.5–1.0	1.0–2.0 (Hö)
Tertiary sediments (Europe)	0.7–3.5 (1.4) (K)	0.3–1.4 (0.7)
Mesozoic sediments (Europe)	0.31–47 (2.5) (K)	0.02–3.2 (0.4)
Palaeozoic sediments (Europe)	0.29–7.1 (0.93) (K)	0.14–3.4 (1.1)
Oilfield water		
Chloride waters from oilfields (20 °C)	0.049–0.95 (0.16) (K)	1–20 (6.3)
Sulphate waters from oilfields (20 °C)	0.43–5.0 (1.20) (K)	0.2–2.3 (0.83)
Bicarbonate waters from oilfields (20 °C)	0.24–10 (0.98) (K)	0.1–4 (1.0)
Formation water Arab-D (89 °C)	0.018 (S)	55
Formation water Endicott/Alaska (100 °C)	0.16 (S)	6.2
Formation water Niger Delta (54.4 °C)	0.19 (S)	5.3
Formation water Daqing/China (45 °C)	0.55–0.74 (S)	1.4–1.8

Reference key: Hö: [Hölting \(1989\)](#); K: [Keller \(1989\)](#); S: [Salako et al. \(2015\)](#).

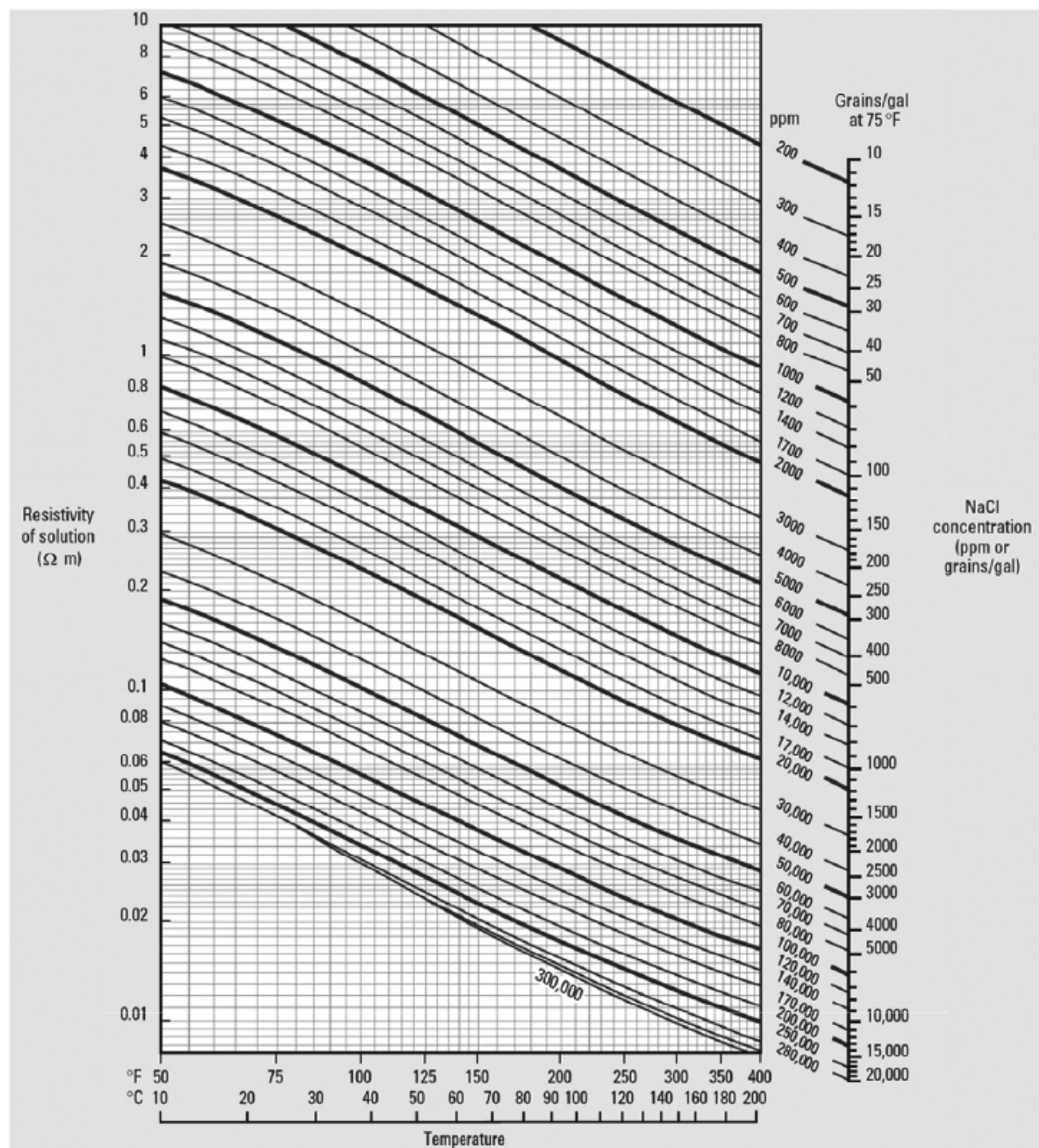


FIGURE 8.2 Correlation between specific electrical resistivity, concentration, and temperature for a NaCl solution [Schlumberger \(2000, 2013\)](#), Courtesy of Schlumberger.

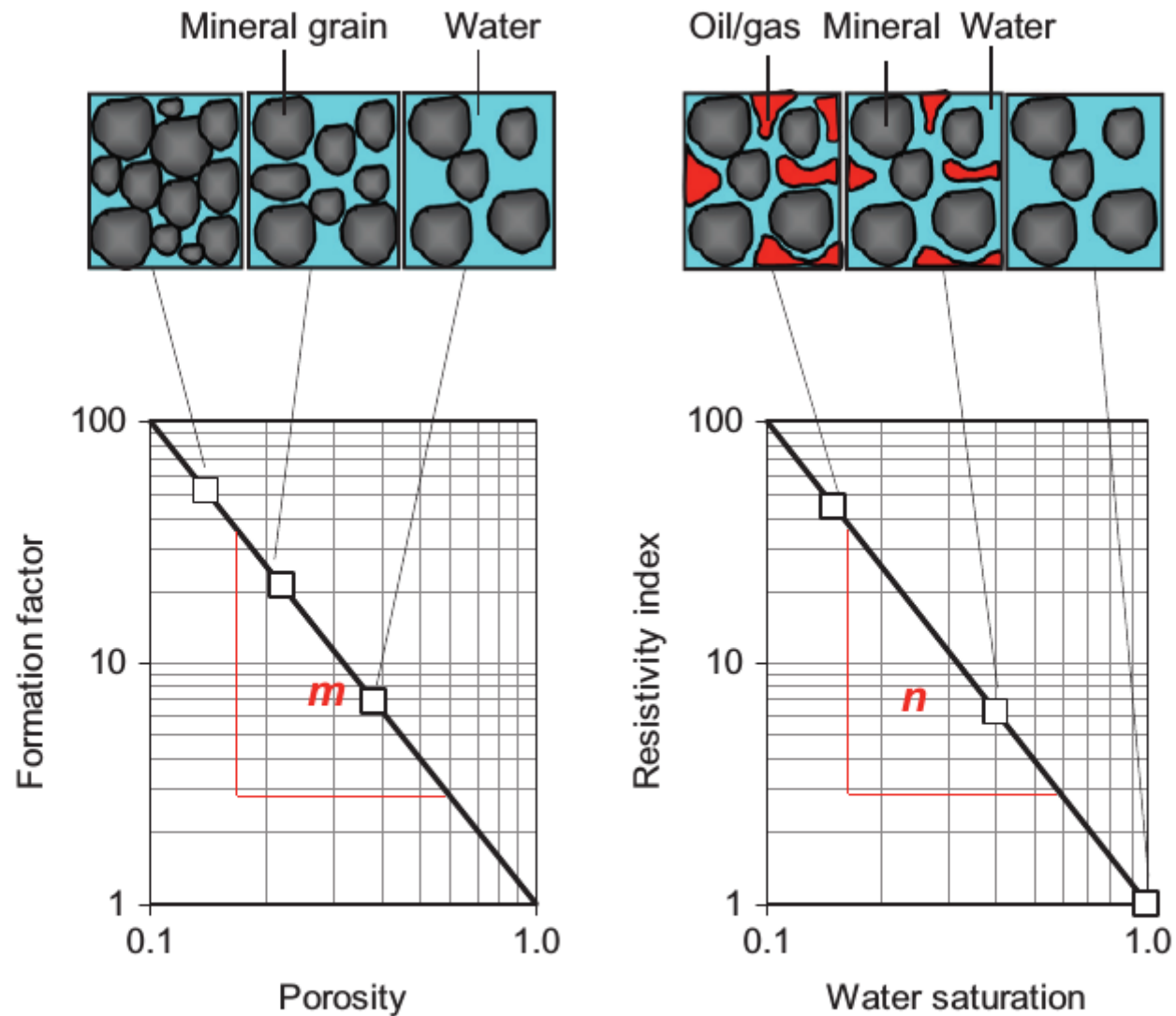


FIGURE 8.9 Archie's equations—a schematic picture. The left figure demonstrates the increase of the formation factor with decreasing porosity for a water-saturated rock. The right figure demonstrates the increase of the resistivity index with decreasing water saturation in a partially water-saturated rock.