



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

“DETERMINAÇÃO DA POROSIDADE DAS ROCHAS”

PMI 1673 - Mecânica de Fluidos Aplicada a Reservatórios

Prof. Eduardo César Sansone



PRINCIPAIS PROCEDIMENTOS

- Testes em testemunhos de sondagem.
- Perfilagem de poços.



TESTES EM TESTEMUNHOS DE SONDAGEM



INFORMAÇÕES OBTIDAS A PARTIR DE TESTEMUNHOS DE SONDAJEM

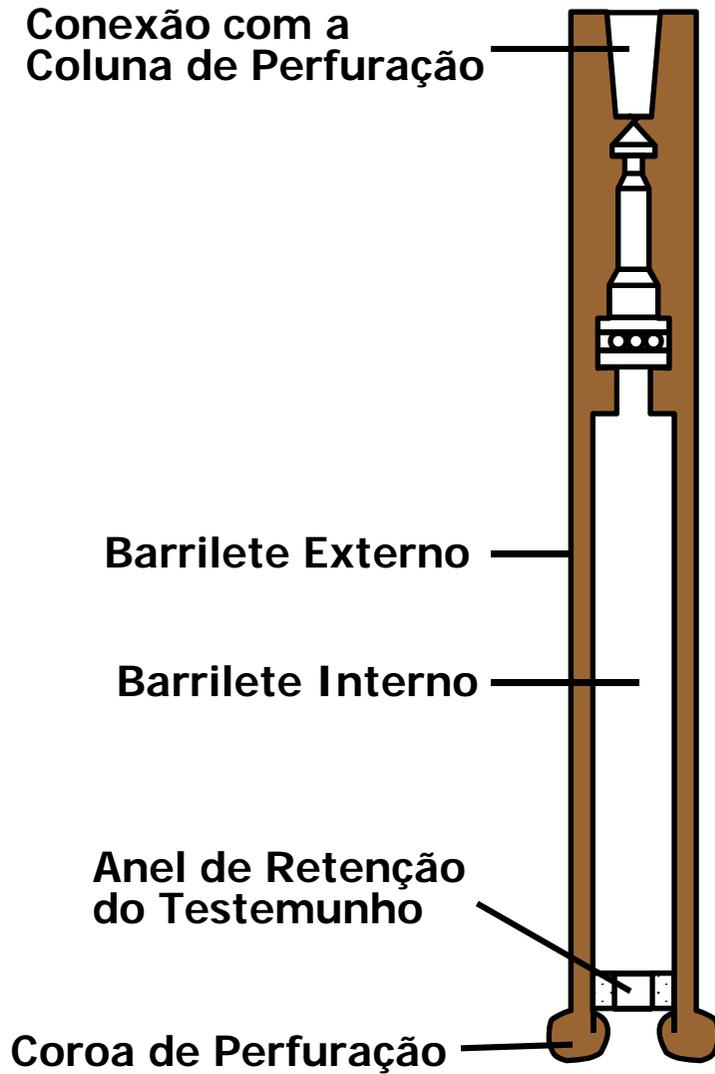
Análises comuns:

- Análise da litologia.
- Análise de fluidos.
- Porosidade.
- Permeabilidade.
- Densidade de grão.

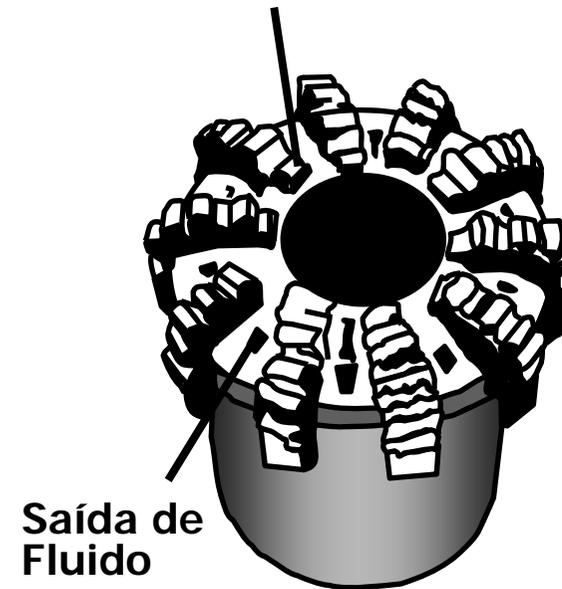
Análises especiais:

- Permeabilidade relativa.
- Pressão capilar.
- Parâmetros de cimentação e saturação.

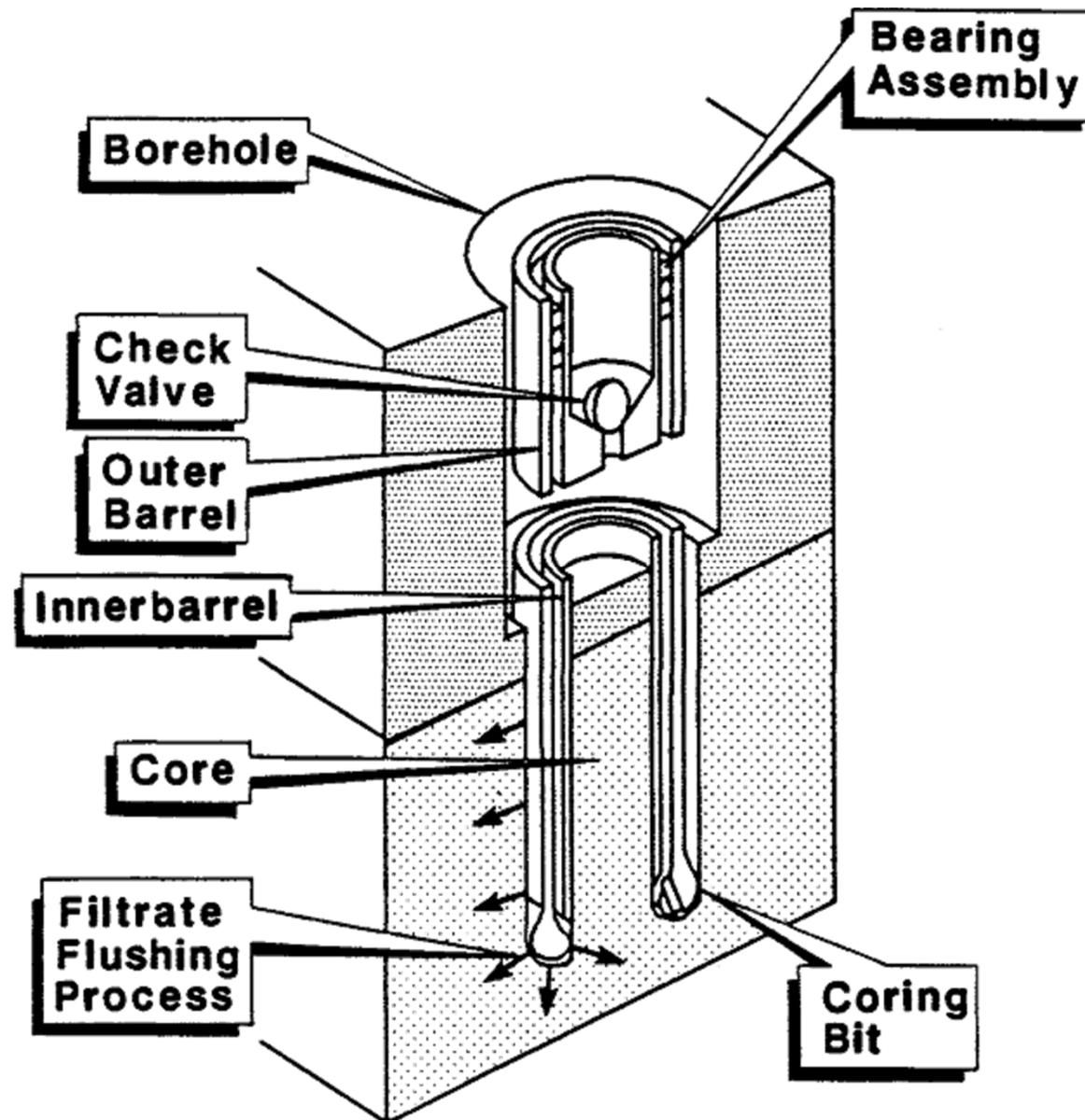
OBTENÇÃO DE TESTEMUNHOS DE SONDAGEM

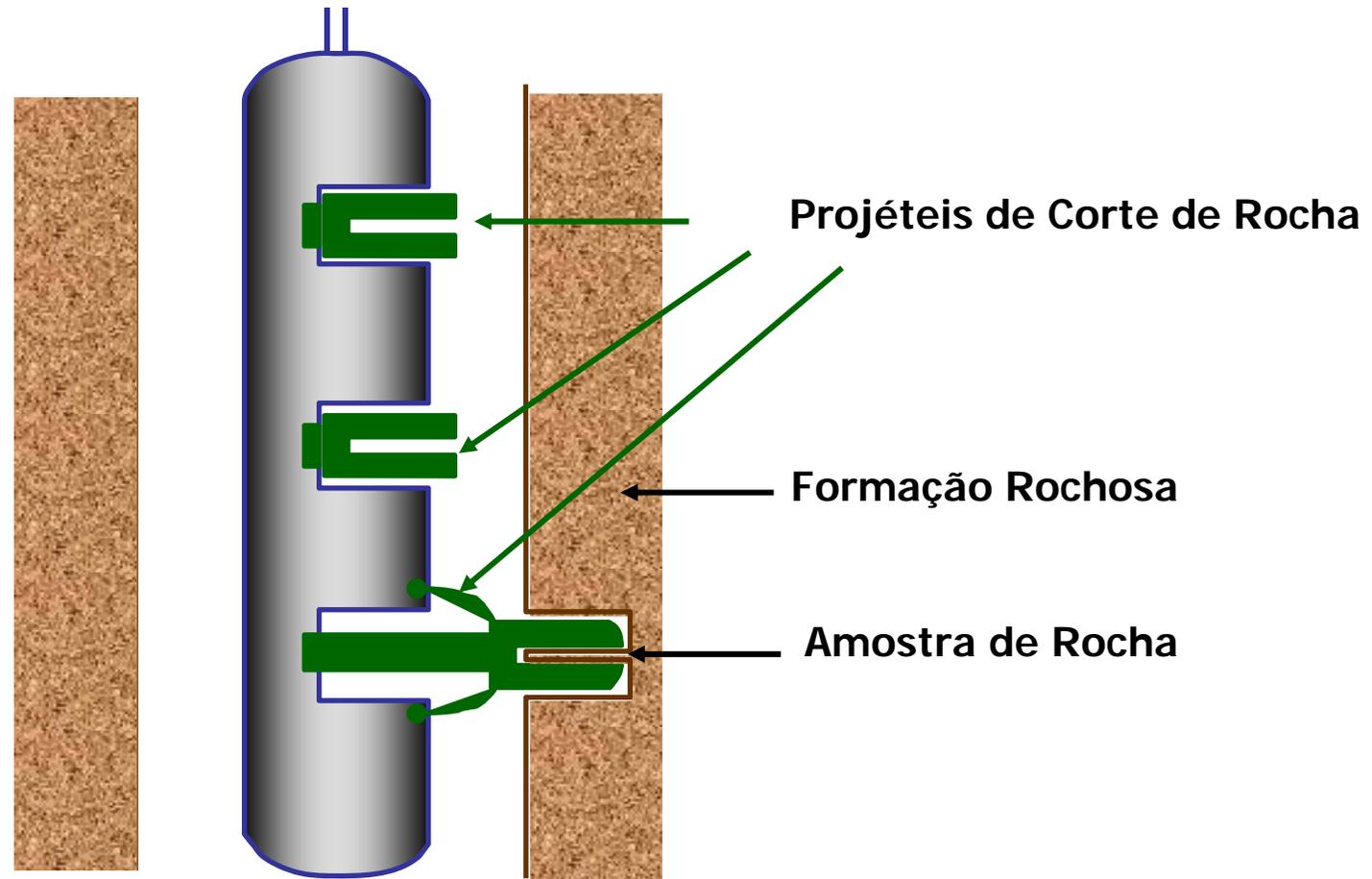


Metal Duro ou Metal com Diamantes Impregnados

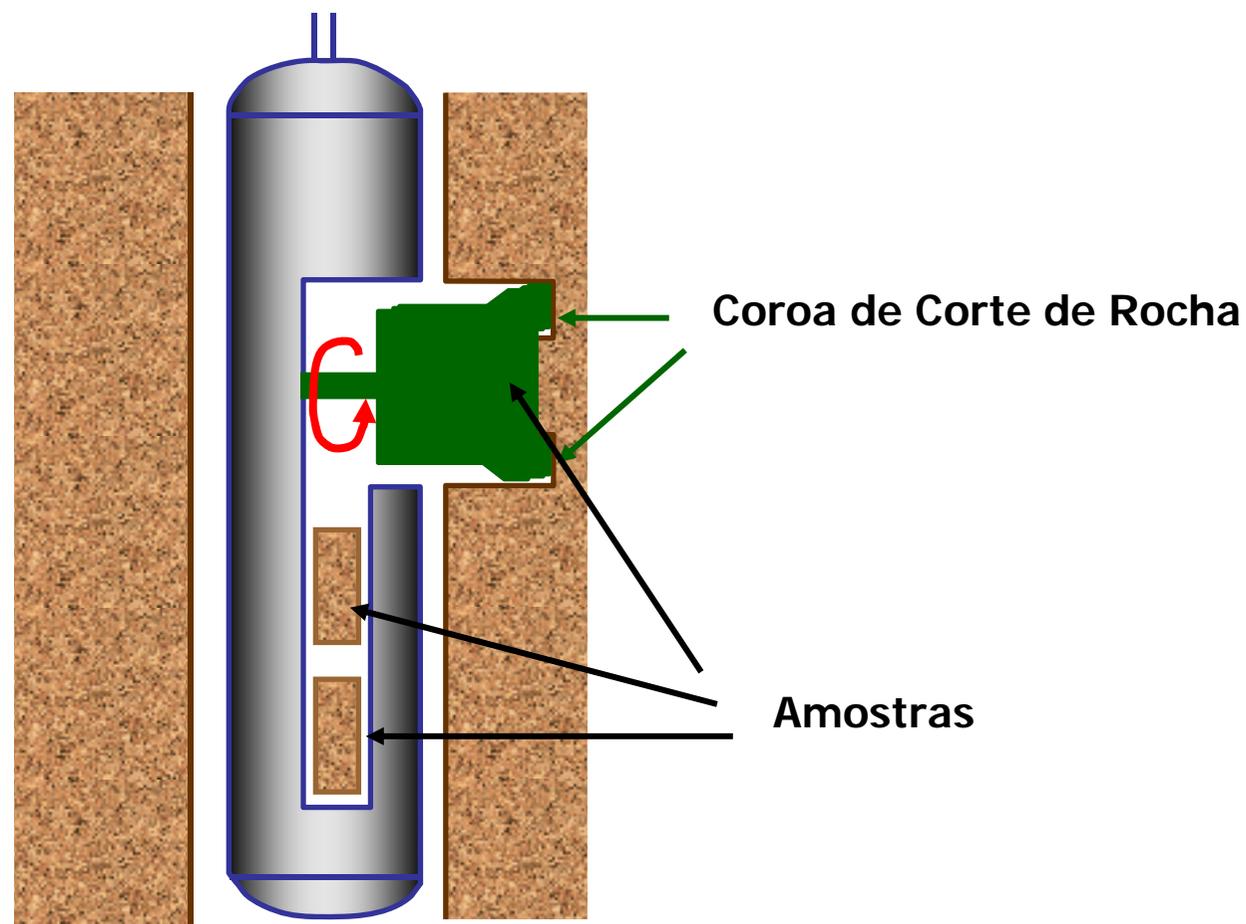


OBTENÇÃO DE TESTEMUNHOS DE SONDAGEM

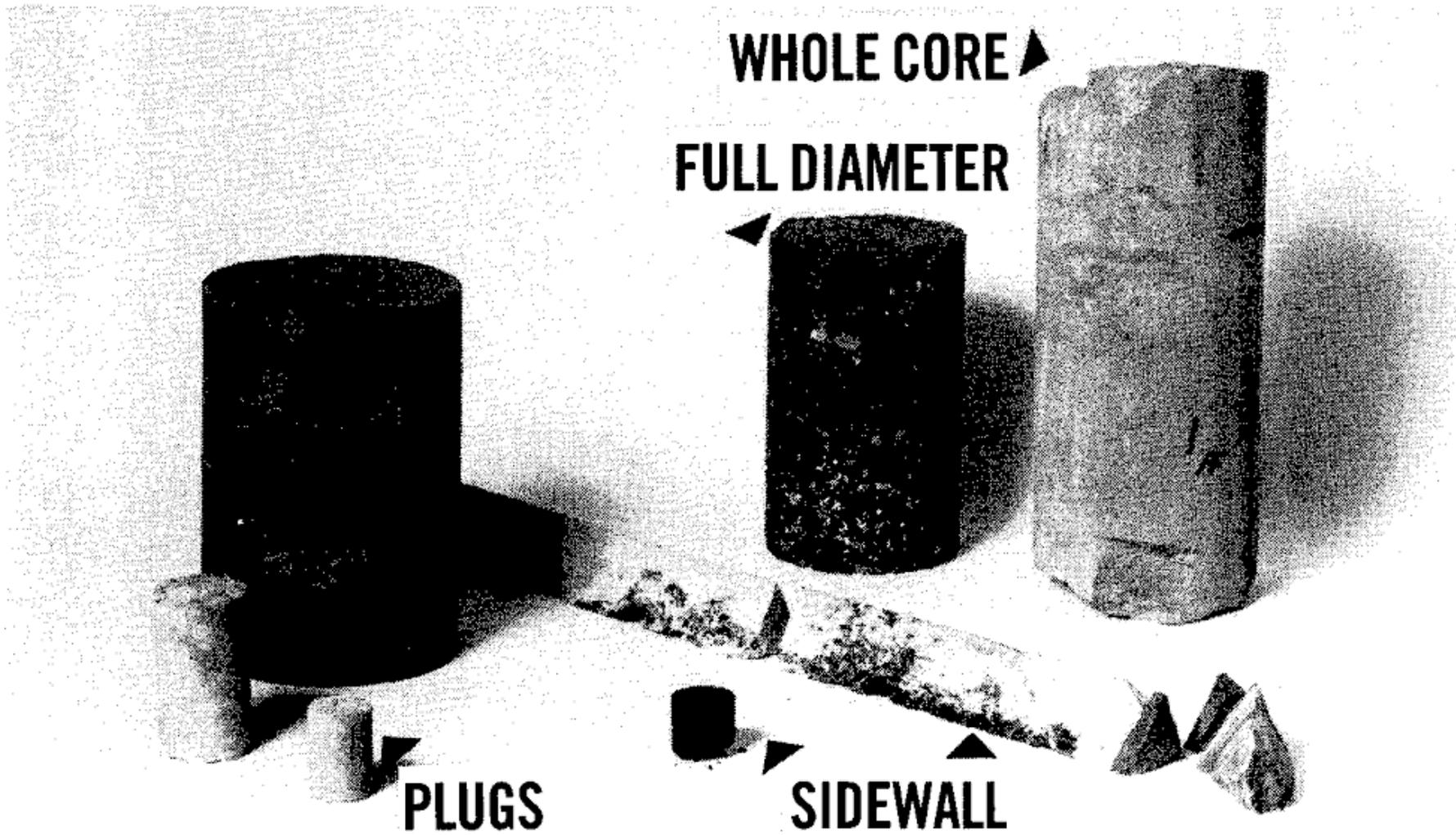




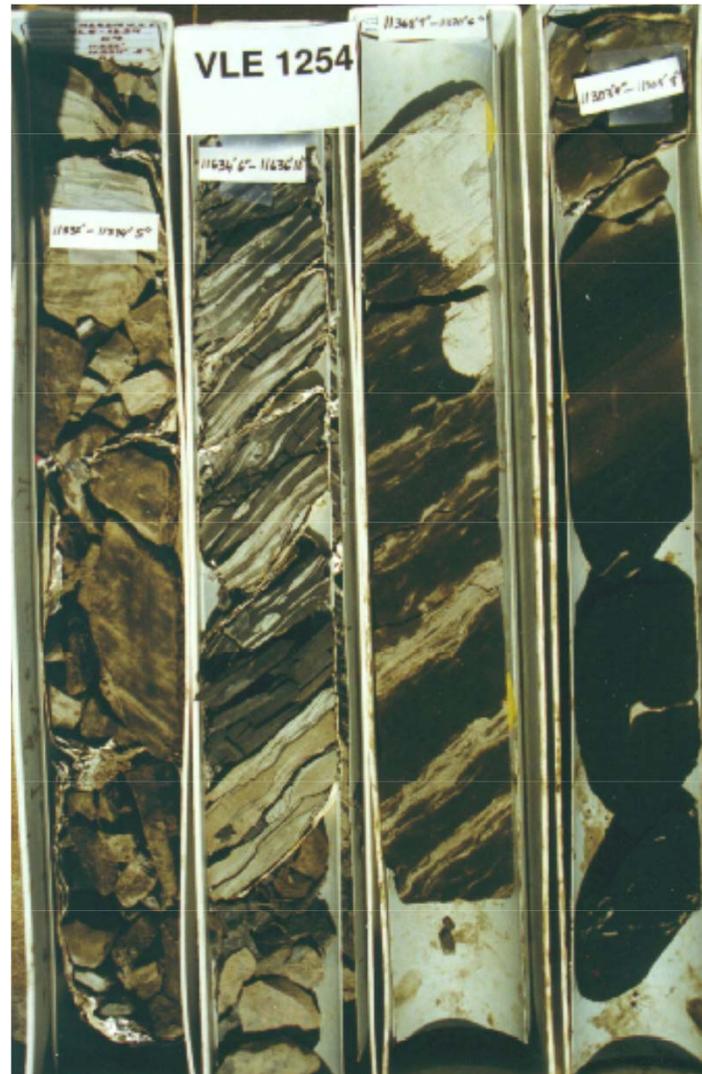
Amostragem especial na parede do furo



Amostragem especial na parede do furo



Tipos de Testemunhos



Acondicionamento de testemunhos



DETERMINAÇÃO DA POROSIDADE EM LABORATÓRIO



PRINCIPAIS MÉTODOS

- Método gravimétrico de Arquimedes.
- Método a partir da Lei de Boyle (expansão de gás).



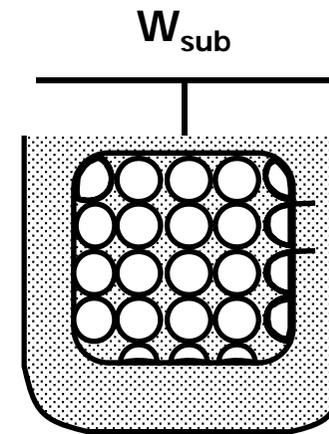
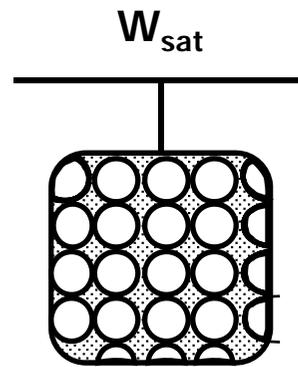
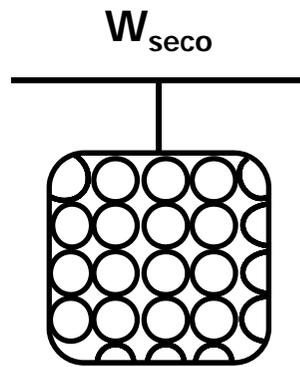
PESAGEM DA AMOSTRA

- Peso seco.
- Peso saturado.
- Peso submerso.



Balança para o método gravimétrico de Arquimedes

MÉTODO GRAVIMÉTRICO DE ARQUIMEDES



$$V_p = \frac{W_{\text{sat}} - W_{\text{seco}}}{\rho_f}$$

$$V_{\text{mat}} = \frac{W_{\text{seco}} - W_{\text{sub}}}{\rho_f}$$

$$V_t = \frac{W_{\text{sat}} - W_{\text{sub}}}{\rho_f}$$



$$\phi = \frac{W_{\text{sat}} - W_{\text{seco}}}{W_{\text{sat}} - W_{\text{sub}}}$$



CARACTERÍSTICAS

- Método baseado na expansão e compressão de gases a temperatura constante.
- O cálculo considera o preenchimento dos poros da rocha por um gás.

Lei de Boyle:

$$p_1 V_1 = p_2 V_2$$



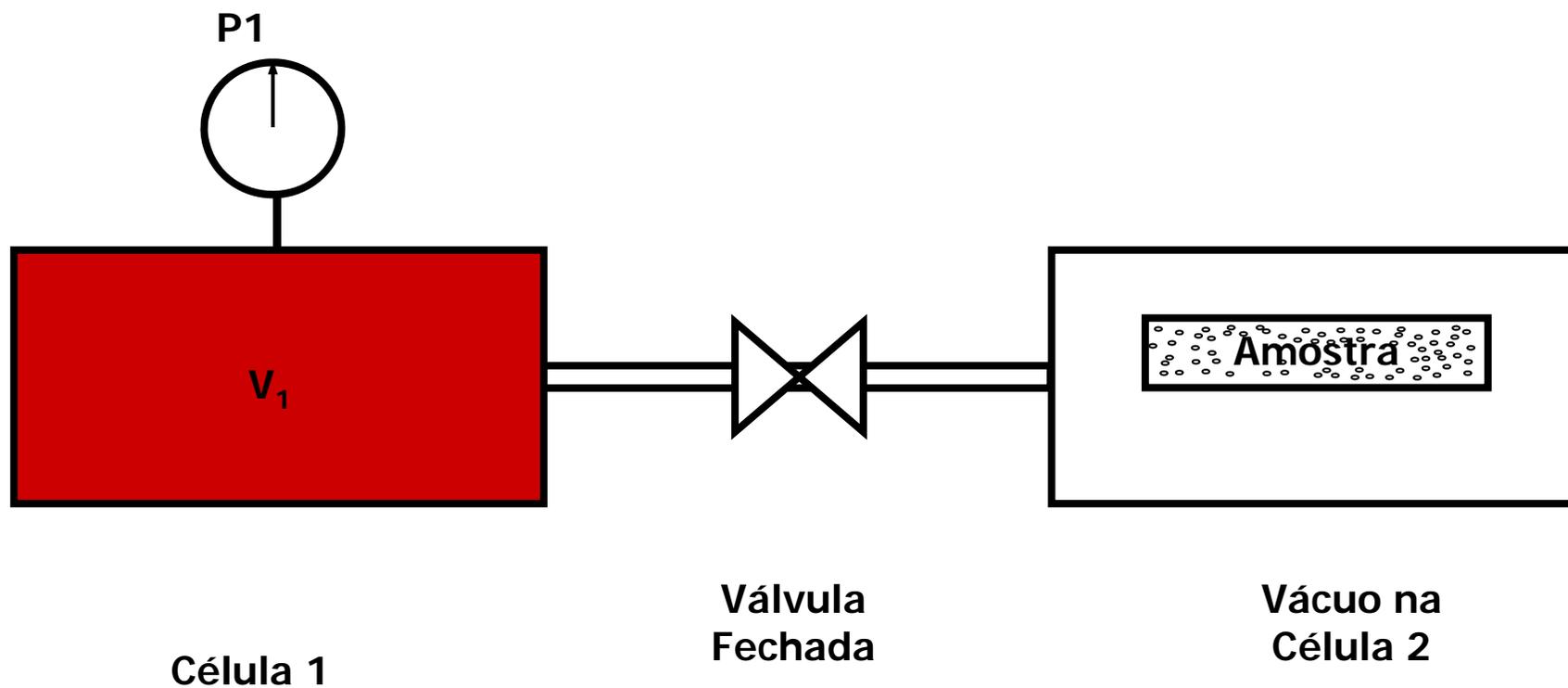
PROCEDIMENTO

- **Condição inicial com os volumes de 2 células conhecidos.**
- **A amostra é colocada em uma das células e todo o ar é expulso.**
- **A válvula de comunicação entre as células é aberta e o gás expande de modo a ocupar o volume das duas células (com exceção do volume ocupado pela matriz da amostra).**

MÉTODO A PARTIR DA LEI DE BOYLE



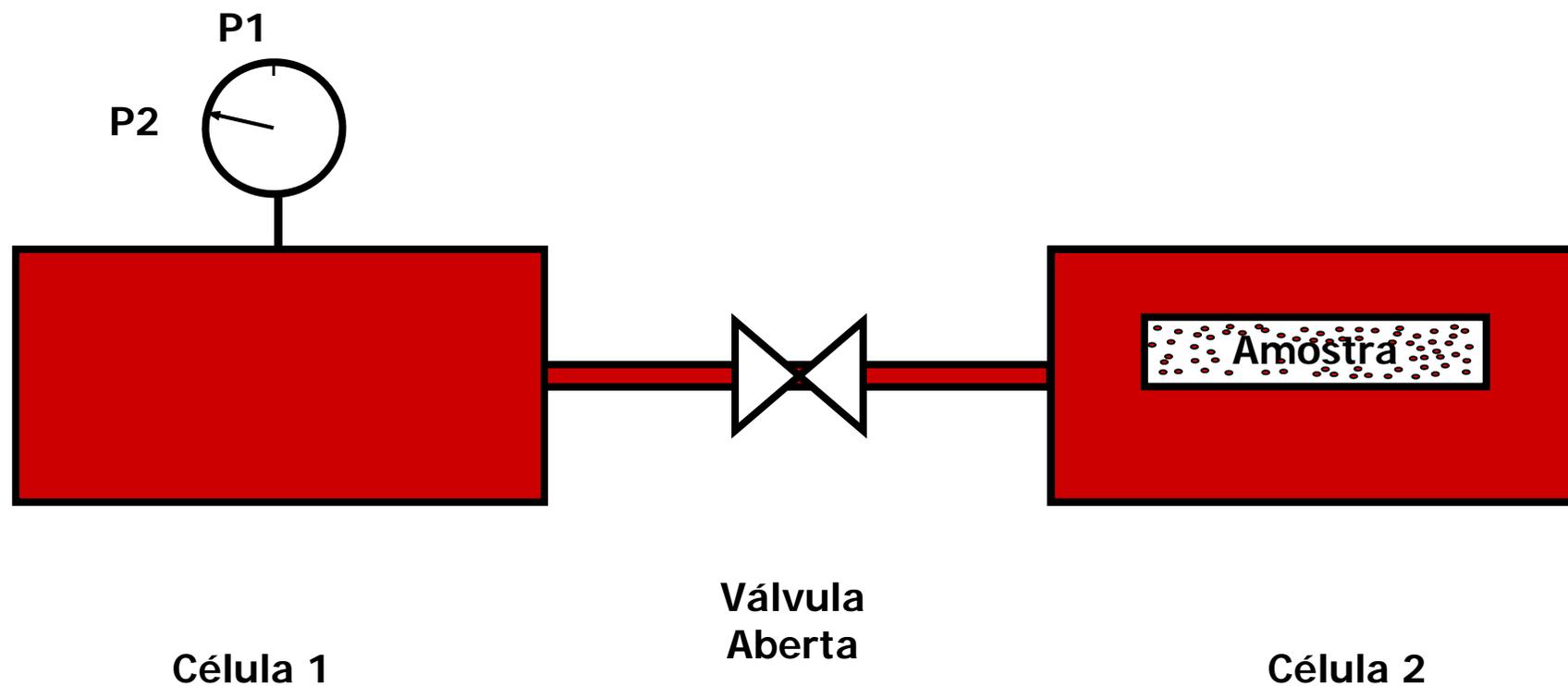
CONDIÇÃO INICIAL



MÉTODO A PARTIR DA LEI DE BOYLE



CONDIÇÃO FINAL



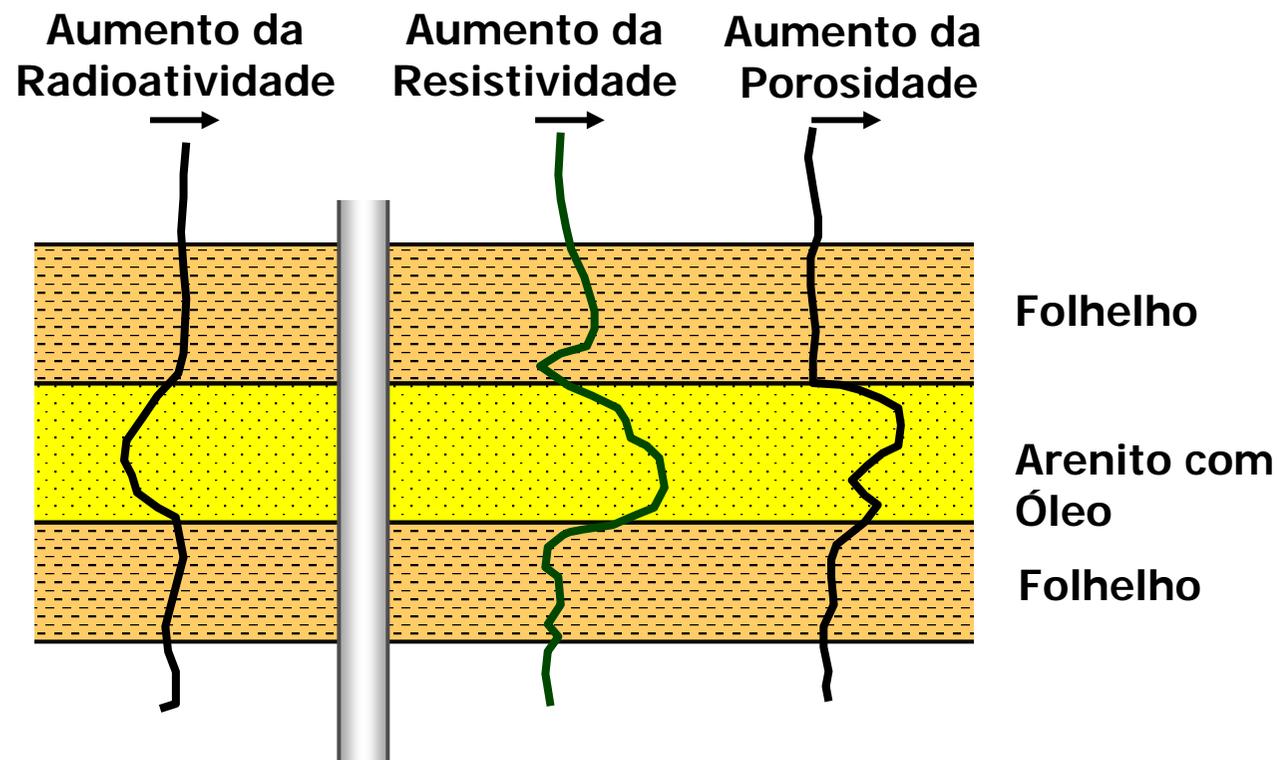


PERFILAGEM DE POÇOS



EXEMPLO

- Diminuição da radioatividade indicando a presença de arenito.
- Aumento da resistividade indicando a presença de hidrocarbonetos.
- Aumento da porosidade indicando permeabilidade da formação.





DETERMINAÇÃO DA POROSIDADE A PARTIR DE PERFILAGEM

Tipos de perfis utilizados:

- Densidade (RHOB).
- Neutrônico (NPHI).
- Acústico (DT).

Estes perfis não medem a porosidade diretamente. Para um cálculo preciso da porosidade o analista deve ainda conhecer:

- A litologia da formação.
- Os fluidos que ocupam os poros da rocha do reservatório e sua distribuição.

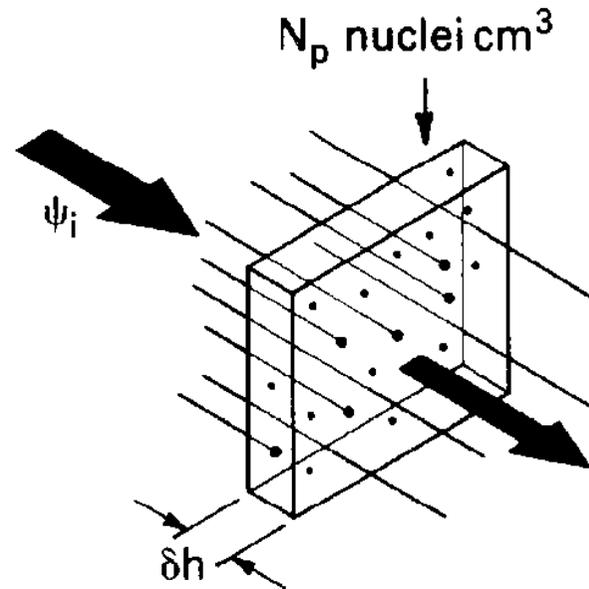


PERFIL DE DENSIDADE - RHOB

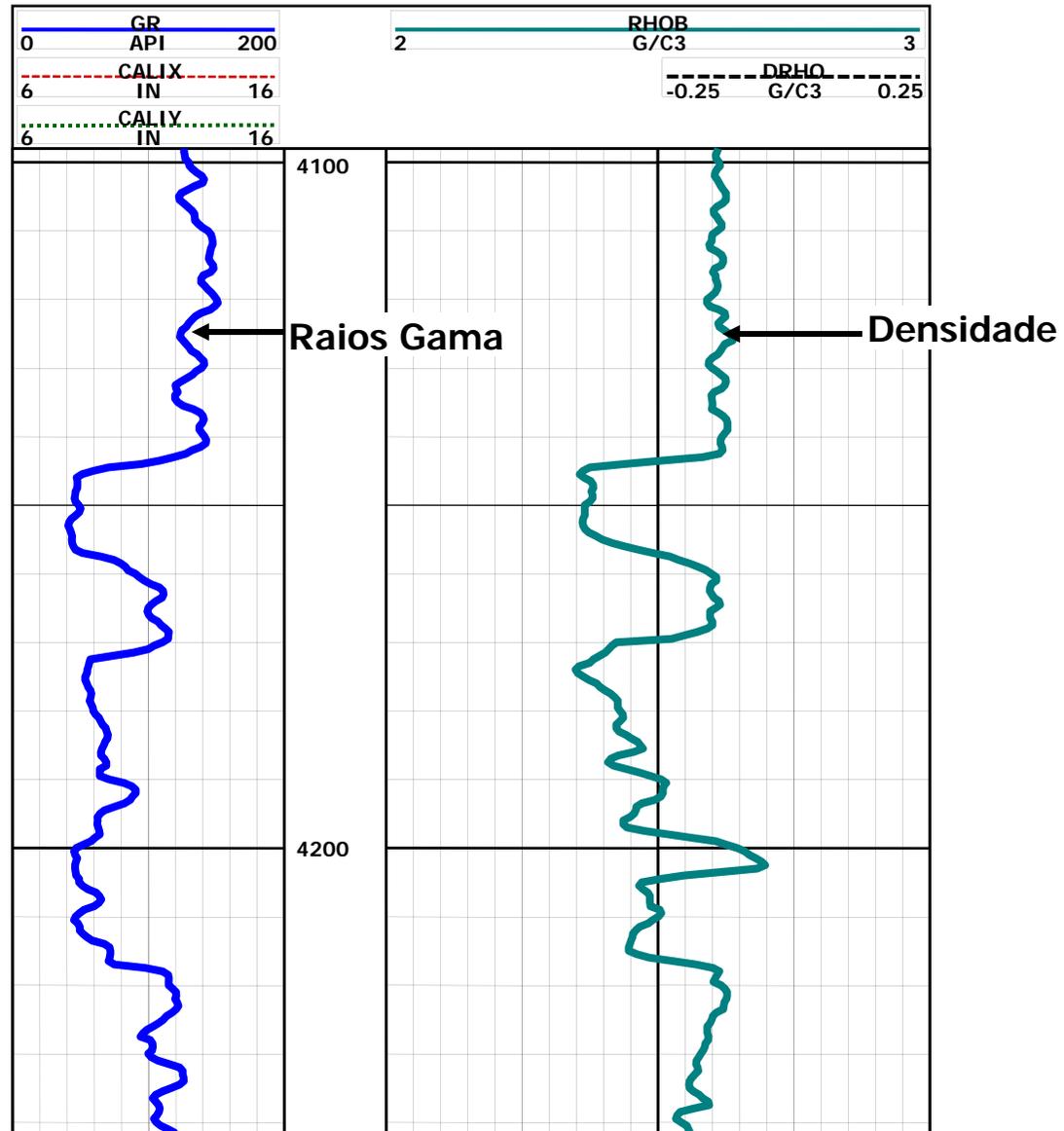


CARACTERÍSTICAS

- Utiliza fontes radioativas para gerar raios gama (Ce^{137} e Co^{60}).
- Os raios gama colidem com os elétrons da formação rochosa, perdendo energia.
- Detectores medem a intensidade dos raios gama espalhados, a qual está relacionada à densidade de elétrons na formação rochosa.
- A densidade de elétrons é uma medida da densidade da rocha.



PERFIL DE DENSIDADE - RHOB



DETERMINAÇÃO DA POROSIDADE



A densidade total é dada por:

$$\rho_t = \underbrace{\rho_{ma} (1 - \phi)}_{\text{Matriz}} + \underbrace{\rho_f \phi}_{\text{Fluidos}}$$

Assim a porosidade será:

$$\phi = \frac{\rho_t - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}$$

Onde:

ρ_t = Densidade total

ρ_{ma} = Densidade da matriz

ρ_f = Densidade média dos fluidos

ϕ = Porosidade

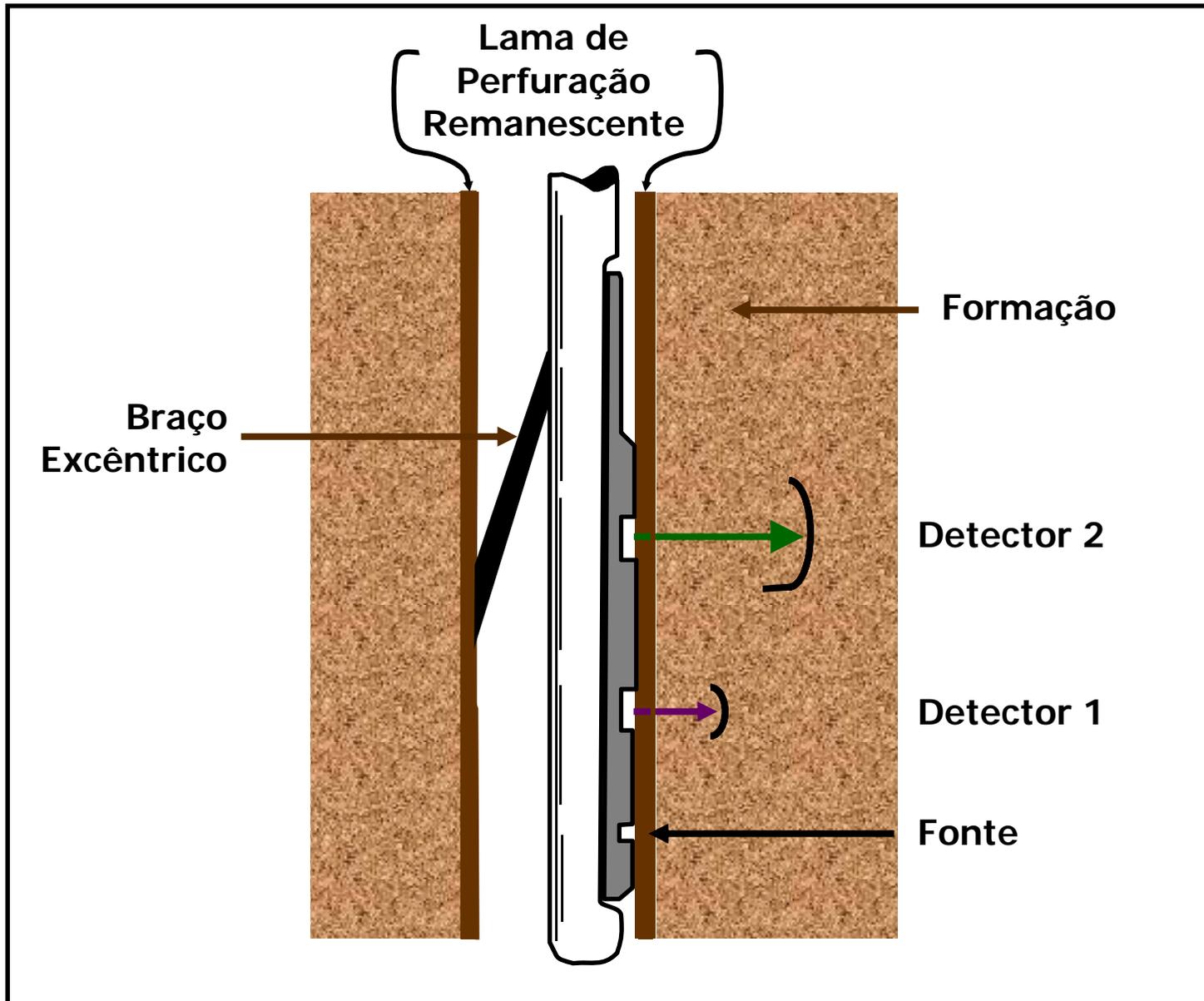


OBSERVAÇÕES

O sensor de densidade é um dispositivo que funciona por acoplamento, assim o sensor deve ser mantido em contato constante com a parede do poço.

Quando o sensor perde contato com a formação em razão da rugosidade ou desmoronamentos da parede do poço, a leitura da densidade é afetada, levando a resultados muito baixos que conduzem ao cálculo de porosidades elevadas.

PERFIL DE DENSIDADE - RHOB





PERFIL NEUTRÔNICO - NPHI



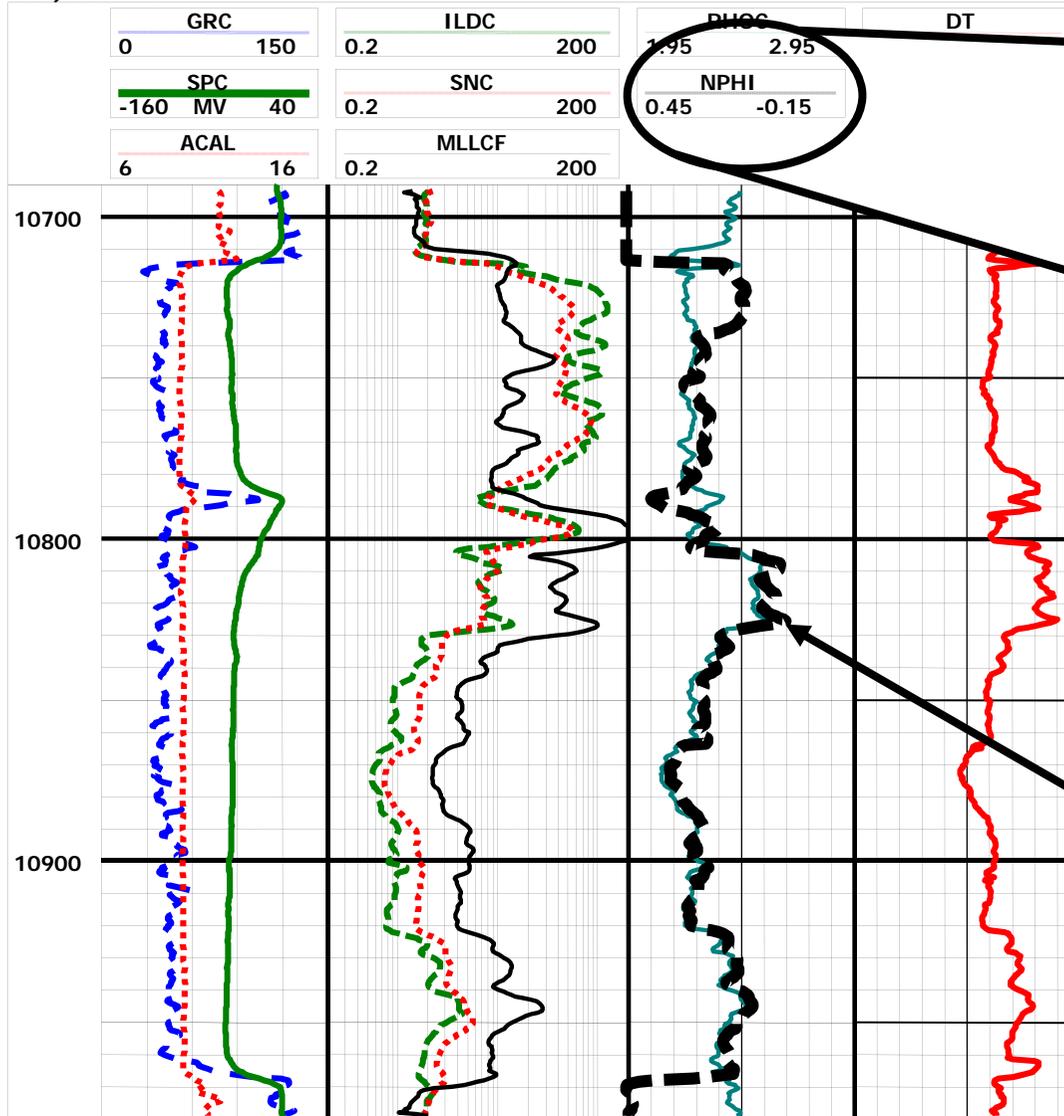
CARACTERÍSTICAS

- Realiza-se a emissão de nêutrons de alta energia em direção à formação (mistura de Amerício e Berilo).
- Os nêutrons colidem com o núcleo dos átomos da formação, perdendo energia (velocidade) a cada colisão.
- Os nêutrons são desacelerados o suficiente para serem capturados pelos núcleos de hidrogênio presentes na água ou nos hidrocarbonetos (massas comparáveis).
- Os nêutrons capturados sofrem excitação e emitem raios gama.
- O perfil quantifica a presença de fluidos ocupando os poros da rocha.

PERFIL DE NÊUTRONS - NPHI



001) BONANZA 1



Perfil do Sensor Neutrônico



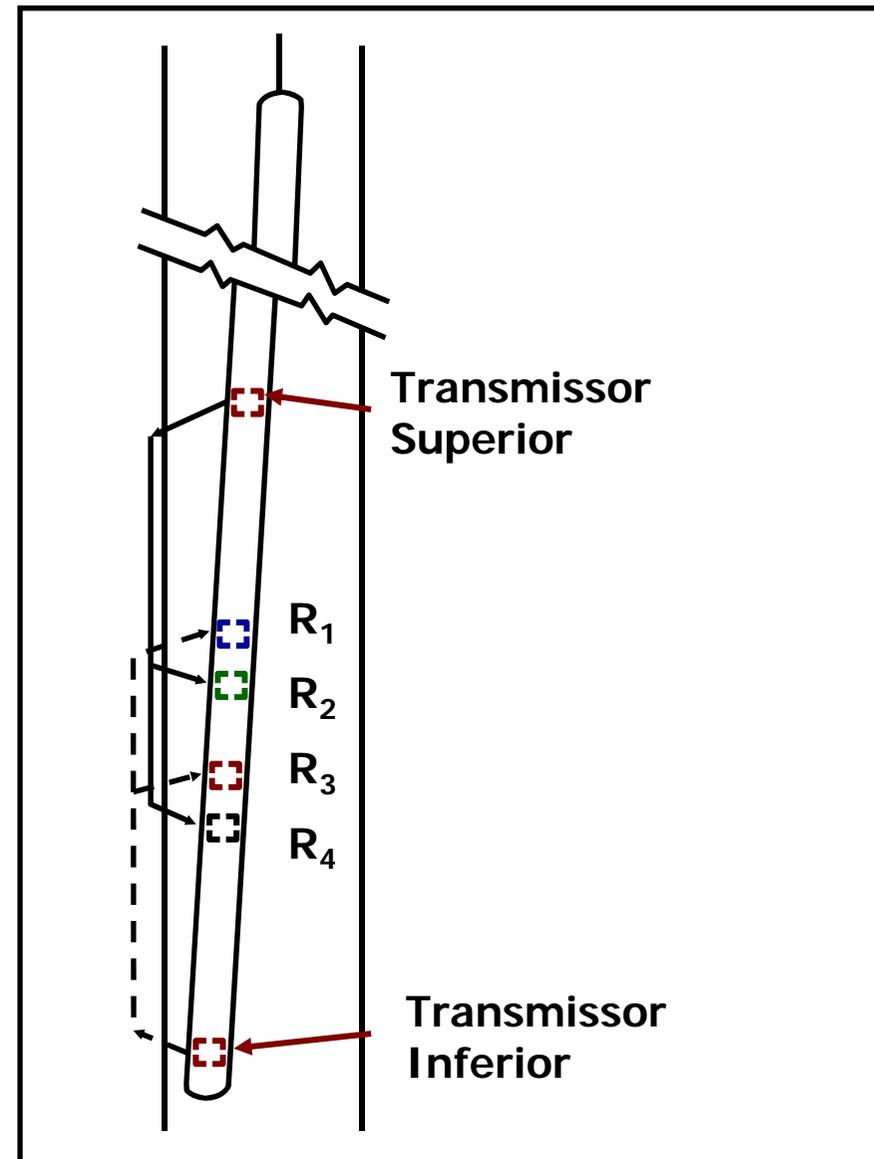
PERFIL ACÚSTICO - DT





CARACTERÍSTICAS

- O equipamento consiste de transmissores (superior ou inferior) e receptores.
- O som é gerado alternadamente (para compensar possíveis inclinações do sensor) pelos transmissores e atravessa a formação.
- O intervalo de tempo entre a passagem da onda sonora pelos receptores depende da densidade do meio pelo qual o som viaja.



VELOCIDADES TÍPICAS DE ONDAS



<u>Material</u>	<u>v_p (ft/sec)</u>	<u>v_s (ft/sec)</u>
<u>Nonporous solids</u>		
anhydrite	20,000	11,400
calcite	20,100	—
cement (cured)	12,000	—
dolomite	23,000	12,700
granite	19,700	11,200
gypsum	19,000	—
limestone	21,000	11,100
quartz	18,900	12,000
salt	15,000	8,000
steel	20,000	9,500
<u>Water-saturated porous rocks in situ</u>		
dolomites	20,000 to 15,000	11,000 to 7,500
limestones	18,500 to 13,000	9,500 to 7,000
sandstones	16,000 to 11,500	9,500 to 6,000
sands (unconsolidated)	11,500 to 9,000	—
shales	7,000 to 17,000	—
<u>Liquids</u>		
water (pure)	4,800	
water (100,000 mg NaCl/L)	5,200	
water (200,000 mg NaCl/L)	5,500	
drilling mud	6,000	
petroleum	4,200	
<u>Gases</u>		
air (dry or moist)	1,100	
hydrogen	4,250	
methane	1,500	



O tempo de trânsito total é dado por:

$$\Delta t_t = \underbrace{\Delta t_{ma} (1 - \phi)}_{\text{Matriz}} + \underbrace{\Delta t_f \phi}_{\text{Fluidos}}$$

Assim a porosidade será:

$$\phi = \frac{\Delta t_t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Onde:

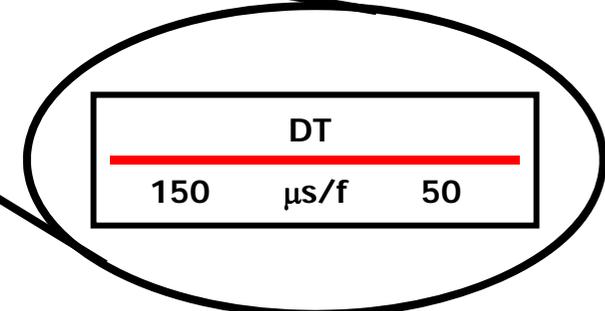
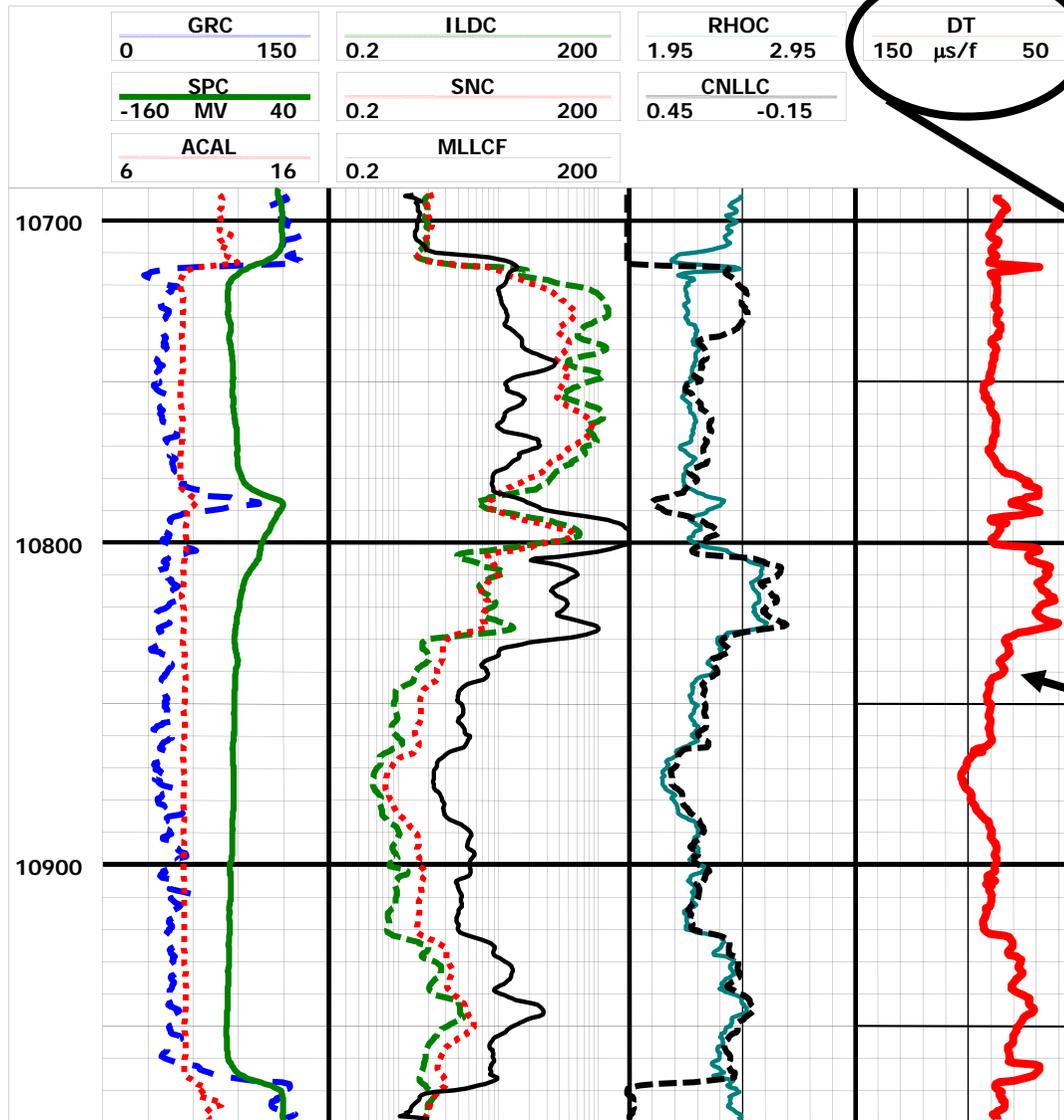
Δt_t = Tempo de trânsito total

Δt_{ma} = Tempo de trânsito na matriz

Δt_f = Tempo de trânsito médio nos fluidos

ϕ = Porosidade

PERFIL ACÚSTICO - DT



Perfil Acústico



COMPARAÇÃO ENTRE OS TIPOS DE PERFIS





OS 3 TIPOS DE PERFIS

- Respondem de maneira diferente de acordo com a composição da matriz.
- Respondem de maneira diferente à presença de gás ou óleos leves.

COMBINAÇÕES DOS 3 TIPOS DE PERFIS PODEM

- Identificar a composição da matriz.
- Indicar o tipo de hidrocarboneto nos poros.



EFEITO DA PRESENÇA DE GÁS

Perfil de Densidade: valores altos de ϕ .
(a densidade do gás é menor do que a esperada)

Perfil Neutrônico: valores baixos de ϕ .
(baixa presença de hidrogênio no gás)

Perfil Acústico: ϕ não é afetada de maneira significativa.
(a presença do gás não modifica sensivelmente o tempo de deslocamento da onda)



DEFINIÇÃO

CÁLCULO DA POROSIDADE

TESTES EM TESTEMUNHOS DE SONDAGEM

- Obtenção de testemunhos de sondagem.
- Método gravimétrico de Arquimedes.
- Método a partir da Lei de Boyle (expansão de gás).

PERFILAGEM DE POÇOS

- Densidade (RHOB).
- Neutrônico (NPHI).
- Acústico (DT).

COMPARAÇÃO ENTRE OS TIPOS DE PERFIS

- Efeito da presença de gás.



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

MONICARD, R. P. Properties of reservoir rocks: core analysis. Éditions Technip: Paris, 1980.

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