

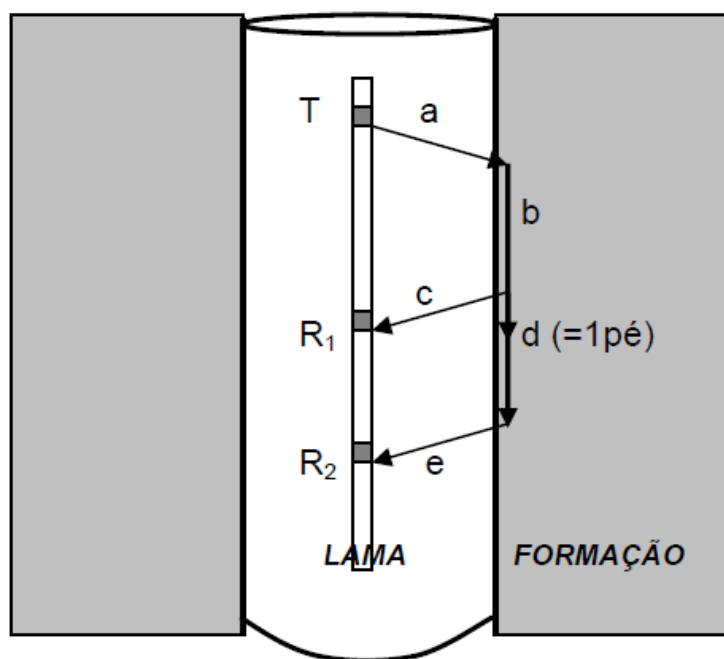
# PERFIL SÔNICO

Neste tipo de perfil, o parâmetro é a elasticidade do meio, ou suas propriedades acústicas. Mede-se o tempo gasto pelo som para percorrer um determinado espaço da formação. A velocidade do som varia dependendo do meio que propaga, sendo maior nos sólidos e menores nos líquidos e gases.

Ao se considerar duas rochas semelhantes, a que possuir maior porosidade e, conseqüentemente, maior quantidade de fluidos dentro dela, apresentará um tempo de trânsito maior que a que tiver porosidade menor. Conseqüentemente, o perfil sônico mostra uma relação direta entre o tempo de propagação do som e a porosidade.

# Princípio Ferramental

Um transmissor de frequência constante emite um impulso sonoro que se propaga nas camadas até atingir dois receptores em distâncias fixas e pré-determinadas. O equipamento mede a diferença de tempo gasto pelo som para atingir os dois receptores, isto é, o inverso da velocidade de propagação entre os mesmos.



$$TR_1 = \frac{a}{VLama} + \frac{b}{VFm} + \frac{c}{VLama}$$

$$TR_2 = \frac{a}{VLama} + \frac{b}{VFm} + \frac{d}{VFm} + \frac{e}{VLama}$$

caso :  $a = c = e$  , então,

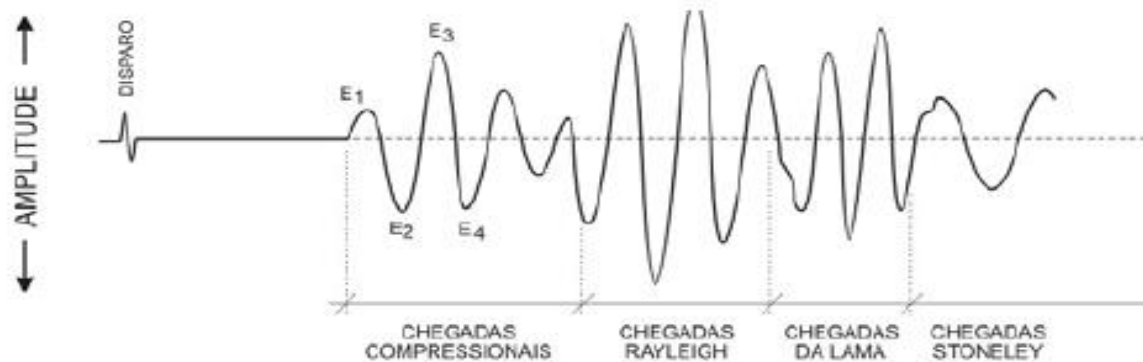
$$\Delta T = TR_2 - TR_1 = \frac{d}{VFm}$$

Para minimizar os efeitos de desmoronamento e/ou rugosidades que possam afetar a centralização ( $a = c = e$ ), as ferramentas são constituídas de dois transmissores (um superior e outro inferior) e 4 receptores, que operam alternadamente na obtenção de  $2 \Delta T$ , cuja média aritmética é o valor registrado. O tempo é registrado em  $\mu\text{s}/\text{pé}$  ou  $\mu\text{s}/\text{m}$ .

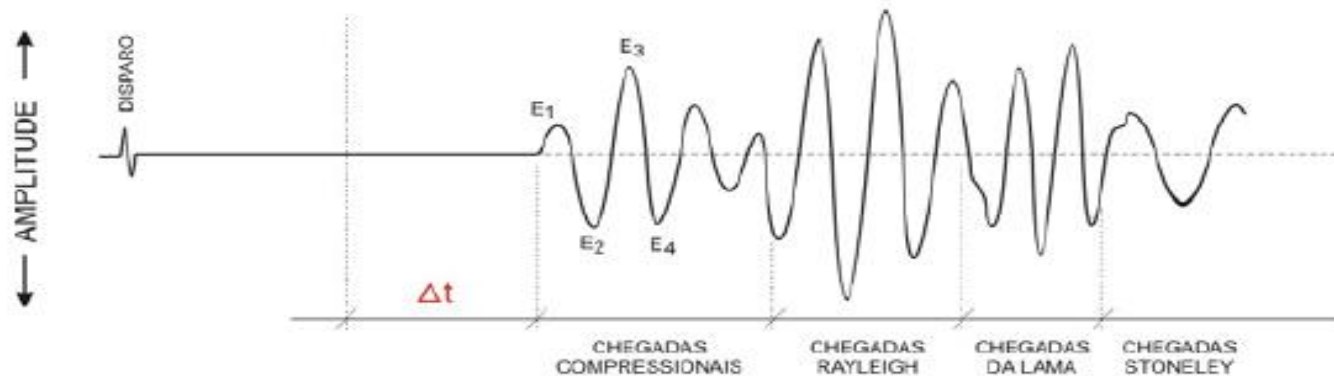
Os quatro principais parâmetros de um sinal acústico são:

1. Tempo de chegada, pelo qual se pode determinar a velocidade de propagação do meio. (parâmetro utilizado pelo perfil sônico)
2. Amplitude, que apresenta um decréscimo exponencial à medida que se afasta do transmissor.
3. Atenuação, que é a medida do decréscimo da amplitude com a distância do transmissor.
4. Frequência (ou sua recíproca, período), que fornece o número de oscilações por unidade de tempo.

## Receptor Superior



## Receptor Inferior



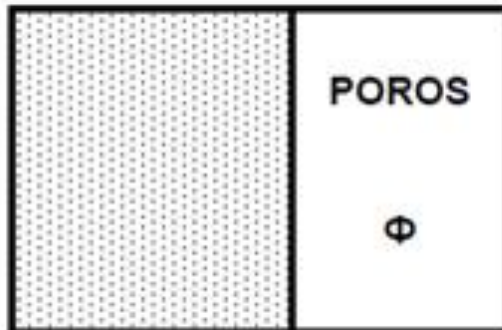
O trem de ondas contém todos os dados possíveis de serem analisados, os quais, muito embora sem uso prático para o cálculo da porosidade, são de grande valia para a definição das constantes elásticas e escolha de brocas para a perfuração.

# Cálculo da Porosidade

- Segundo Wyllie (1949), o tempo de trânsito  $\Delta t$  e a porosidade da rocha são calculados segundo o modelo mostrado abaixo, na figura 3. O respectivo cálculo é mostrado nas equações ao lado.

$$\Delta t = \Phi \cdot \Delta t_f + (1 - \Phi) \cdot \Delta t_m$$

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m}$$



$\Delta t_m$  = tempo de trânsito na matriz (sólidos)

$\Delta t_f$  = tempo de trânsito na mistura de fluidos

$\Delta t$  = tempo de trânsito em 1 pé de rocha (sólidos+fluidos)

$\Phi$  = porosidade total da rocha

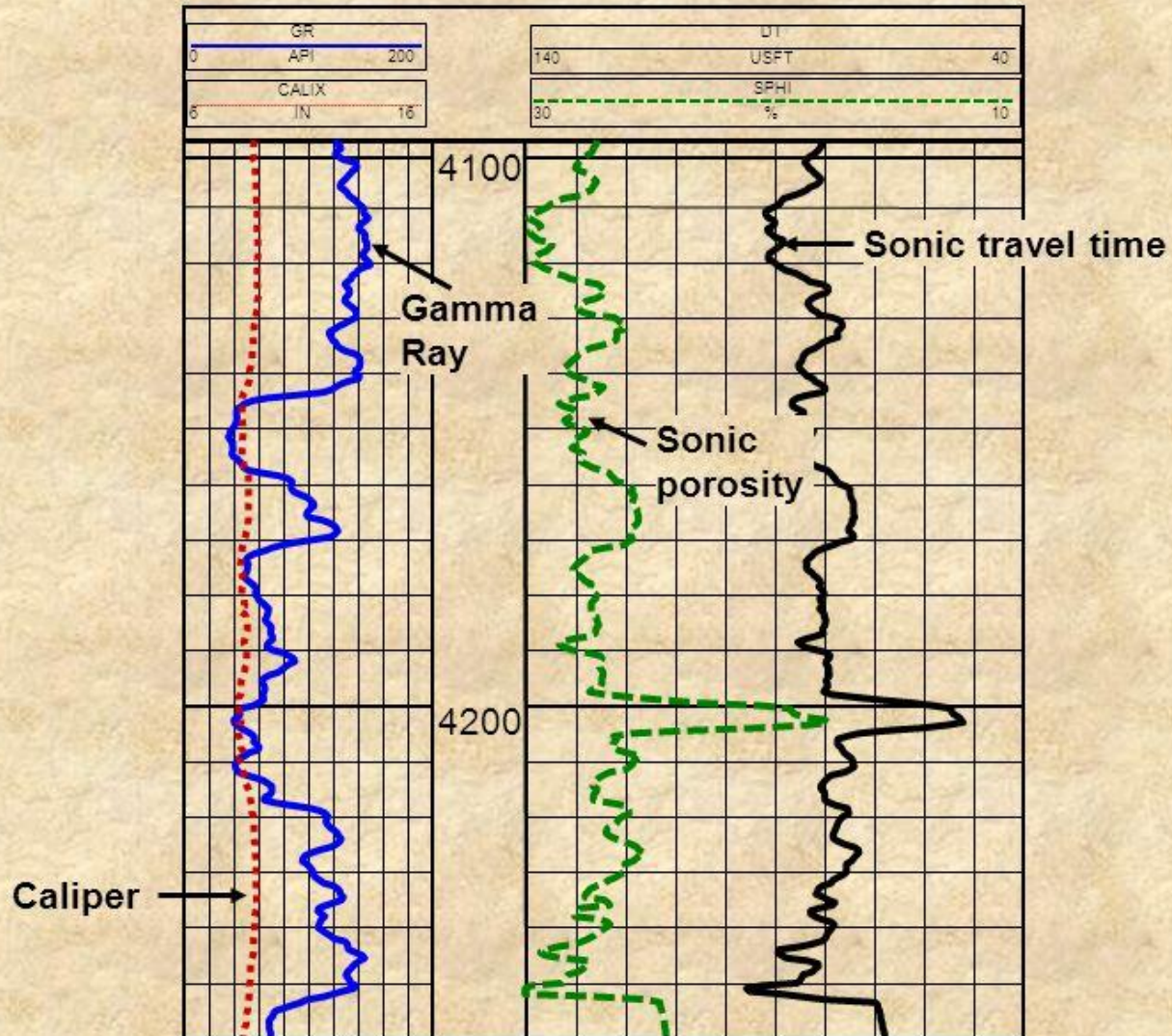
A equação abaixo, denominada do tempo médio de Wyllie, somente calcula porosidades realistas das rochas quando elas estiverem saturadas com água ( $S_w = 1$ ), compactadas, com porosidade intergranular e isentas de argila ( $V_{SH} = 0$ ). Condições estas estabelecidas experimentalmente pelo seu autor.

Na prática, como ignoramos inicialmente quanto de óleo/gás/água tem a rocha, calculamos sempre  $\Phi_s$  com o  $\Delta t_f$  igual ao da água, como veremos a seguir. Entretanto, fazemos isso consciente que cometemos erro com tal procedimento, e aprenderemos a corrigi-los.

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m}$$



# ACOUSTIC (SONIC) LOG





# *Efeito da Ausência da Compactação sobre a Porosidade*

Uma camada permoporosa é considerada compactada quando o tempo médio de trânsito dos folhelhos sobre e sotopostos estiverem na ordem de  $\Delta t_{sh} \leq 100 \mu s/pé$ . Caso a camada em questão não seja compactada, deve-se efetuar uma correção. A correção na porosidade de Wyllie é dada por

$$\phi_{S \text{ corrigida}} = \phi_{S \text{ Wyllie}} \times \frac{100}{c \cdot \Delta t_{sh}}$$

- O fator “c” é ambiental, verificado experimentalmente, cujos valores variam entre 0,8 e 1,2. OCORRENDO FOLHELHOS COM TEMPO DE TRÂNSITO INFERIOR ÀQUELE LIMITE NÃO SE DEVE EFETUAR A CORREÇÃO. Vejamos um exemplo.
- Arenito 1 ( $\Delta t_m = 55,5 \mu s/pé$ ), compactado ( $\Delta t_{sh} = 100 \mu s/pé$ ), saturado com água salgada ( $\Delta t_f = 189 \mu s/pé$ ) e  $\Phi = 25,84 \%$ , tem um  $\Delta t$  igual a (equação 1) :  

$$\Delta t = 0,2584 \times (189) + (1 - 0,2584) \times 55,5 \cong 90 \mu s/pé.$$
- Arenito 2 ( $\Delta t_m = 55,5 \mu s/pé$ ), não compactado ( $\Delta t_{sh} = 120 \mu s/pé$ ), saturado com água salgada ( $\Delta t_f = 189 \mu s/pé$ ) e  $\Phi = 25,84\%$  (admitindo-se o “c” = 1,0), terá um  $\Delta t = ?$

- O fator “c” é ambiental, verificado experimentalmente, cujos valores variam entre 0,8 e 1,2. OCORRENDO FOLHELHOS COM TEMPO DE TRÂNSITO INFERIOR ÀQUELE LIMITE NÃO SE DEVE EFETUAR A CORREÇÃO. Vejamos um exemplo.
- Arenito 1 ( $\Delta t_m = 55,5 \mu s/pé$ ), compactado ( $\Delta t_{sh} = 100 \mu s/pé$ ), saturado com água salgada ( $\Delta t_f = 189 \mu s/pé$ ) e  $\Phi = 25,84 \%$ , tem um  $\Delta t$  igual a (equação 1) :  

$$\Delta t = 0,2584 \times (189) + (1 - 0,2584) \times 55,5 \cong 90 \mu s/pé.$$
- Arenito 2 ( $\Delta t_m = 55,5 \mu s/pé$ ), não compactado ( $\Delta t_{sh} = 120 \mu s/pé$ ), saturado com água salgada ( $\Delta t_f = 189 \mu s/pé$ ) e  $\Phi = 25,84\%$  (admitindo-se o “c” = 1,0), terá um  $\Delta t = ?$

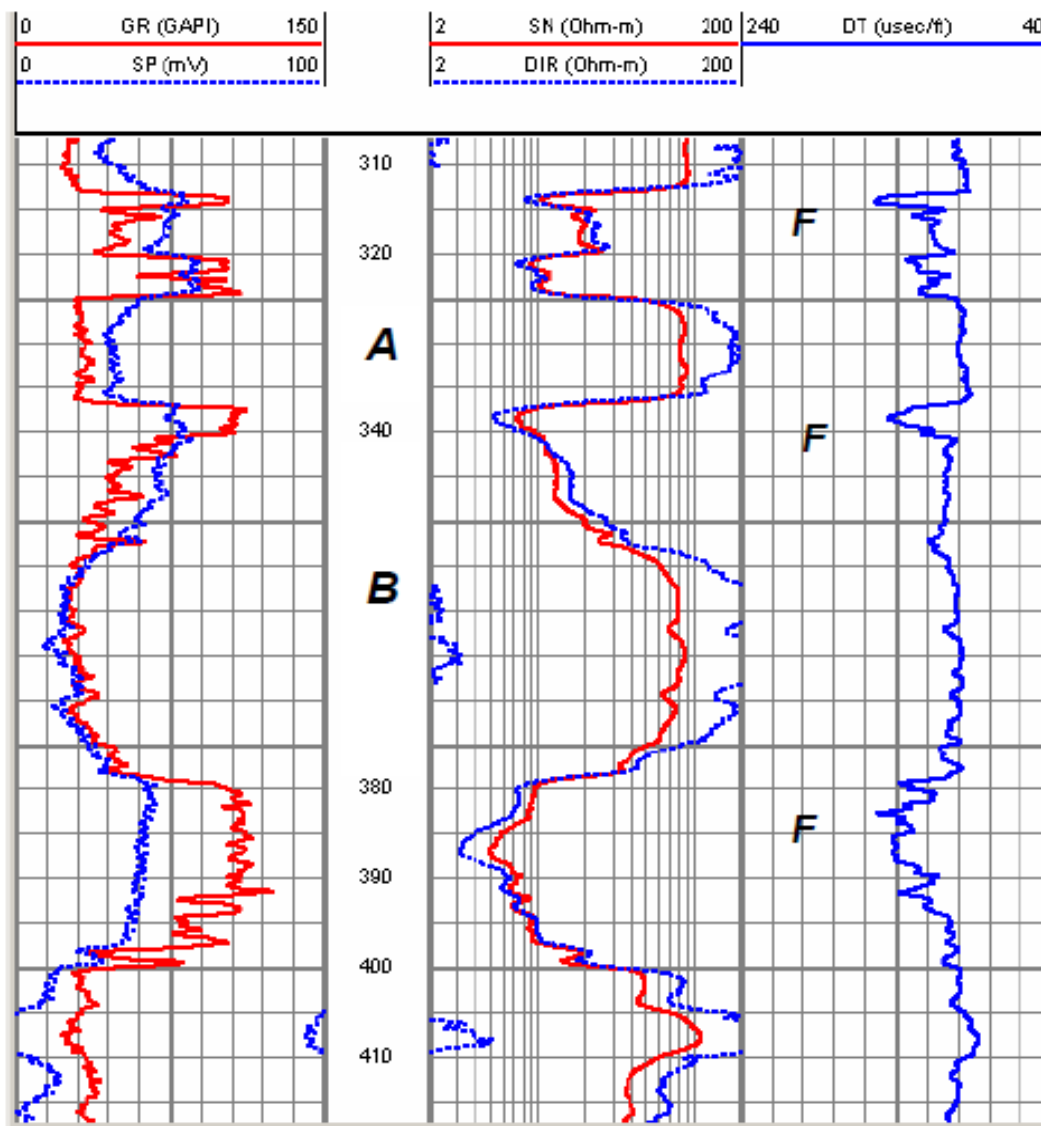
$$0,2584 = \frac{\Delta t - 55,5}{189 + 55,5} \times \frac{100}{120} \Leftrightarrow \Delta t \cong 97 \mu s/pé$$

- O arenito 2, por não ser compactado, mostrará sua primeira amplitude compressional um pouco atenuada, e seu tempo será 7  $\mu$ s/pé a mais do que os 90  $\mu$ s/pé observado no arenito 1, compactado. Caso a correção não seja realizada, se incorrerá em erro para mais (otimista) no valor da porosidade, na ordem de 20%. Vejamos:

$$\phi_s = \frac{97 - 55,5}{189 - 55,5} = 0,3109 = 31,09\%$$

isto é, um erro de  $31,09 / 25,84 = 1,2032$ , ou seja, 20 %

- Convém lembrar que as rochas endógenas (calcários e dolomitos) não apresentam este tipo de problema (ausência de compactação), as quais, por serem produtos de precipitações químicas e/ou crescimento orgânico, são naturalmente compactadas.

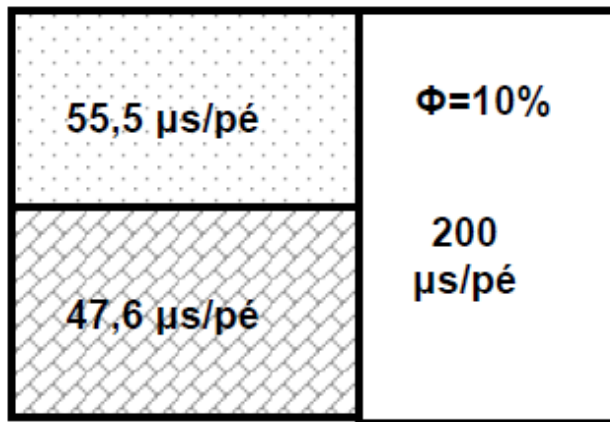


- Definição do parâmetro  $\Delta t_{sh}$  para uso na equação 3. Os arenitos A e B devem ser corrigidos pela falta de compactação vez que estão entre folhelhos (F) com  $\Delta t_{sh}$  da ordem de 140  $\mu s/pé$ , isto é:

$$\Phi_{\text{scorrigido}} = \Phi_s \times 100/140$$

# *Efeito da Matriz da Rocha*

- Considere o modelo abaixo, de rocha compactada com 50 % de cada litologia e  $f = 10\%$



Modelo geológico para uma mistura  
pura de carbonato e sílica

A Lei das Misturas dará o tempo da matriz :

$$\Delta t_m = 0,5 (55,5) + 0,5 (47,6) = \underline{51,55 \mu\text{s/pé}}$$

bem como o valor que a ferramenta registrará :

$$\Delta t = 0,9 (51,55) + 0,1 (200) = \underline{66,395 \mu\text{s/pé}}$$

- Ao se usar os 66,395  $\mu\text{s}/\text{pé}$  na equação de Wyllie (equação 2), três situações podem ser encontradas.
1. Caso se considere a camada como um arenito puro ( $\Delta t_m = 55,5 \mu\text{s}/\text{pé}$ ):  

$$\phi_{\text{SW}} = \frac{66,395 - 55,5}{200 - 55,5} = 0,0754 = 7,54\%$$
  2. Caso se considere a camada como um calcário puro ( $\Delta t_m = 47,6 \mu\text{s}/\text{pé}$ ):  

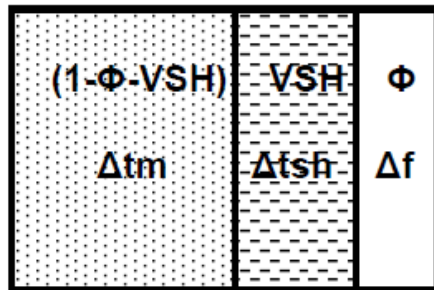
$$\phi_{\text{SW}} = \frac{66,395 - 47,6}{200 - 47,6} = 0,1036 = 10,36\%$$
  3. Caso se tenha conhecimentos precisos acerca da litologia da camada (testemunhos, formação, ambiente, etc), os erros acima serão evitados, uma vez que se usará o  $\Delta t_m$  real da rocha, i.é., 51,55  $\mu\text{s}/\text{pé}$ :  

$$\phi_{\text{SW}} = \frac{66,395 - 51,55}{200 - 51,55} = 0,1000 = 10,00\%$$
- A primeira situação estimou-se um valor de porosidade abaixo do real, na segunda estimou-se um acima do real, enquanto na terceira obteve-se o valor real.



# *Efeito da Argilosidade*

- A presença de argila nas camadas permoporosas aumenta a quantidade de água intersticial (comparadas àquelas limpas ou sem argila), atenua a velocidade do som e aumenta o  $\Delta t$  registrado. Para se estudar este tipo de efeito, adota-se o modelo abaixo.



Fazendo-se um balanço dos tempos e materiais, segundo Wyllie, obtém-se :

$$\Delta t = \Delta t_m \cdot (1 - \phi - VSH) + VSH \cdot \Delta t_{sh} + \phi \cdot \Delta t_f$$

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} - VSH \left( \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \right) \quad (4)$$

- Denominando-se os termos  $(\Delta t - \Delta t_m)/(\Delta t_f - \Delta t_m)$  de porosidade sônica ( $\Phi_{sw}$ ) e  $(\Delta t_{sh} - \Delta t_m)/(\Delta t_f - \Delta t_m)$  de porosidade aparente dos folhelhos adjacentes ( $\Phi_{SSH}$ ), tem-se:

$$\Phi_{sc} = \Phi_{sw} - VSH \cdot \Phi_{SSH}$$

$$\Phi_{sc} = \Phi_{sw} - VSH \cdot \Phi_{SSH}$$

na qual  $\Phi_{sw}$  é a porosidade sônica calculada, segundo Wyllie, como se a rocha fosse limpa (sem argilosidade) e VSH é a argilosidade calculada pelos Raios Gama etc.

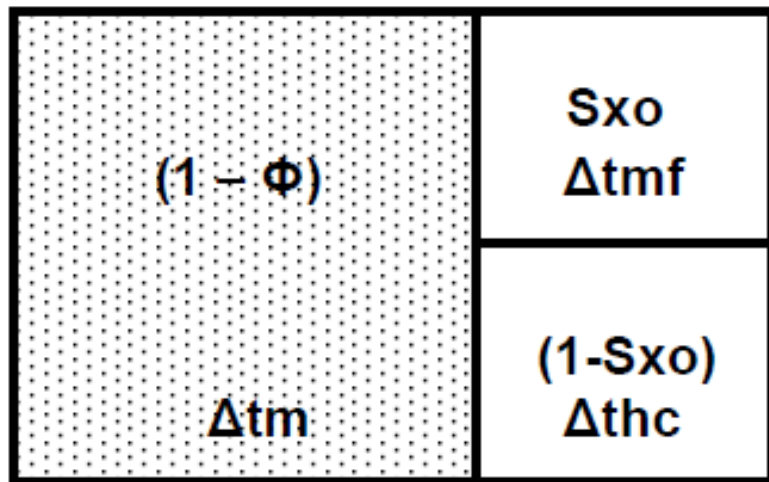
Observar que na dedução da equação acima, o  $\Delta tm$  usado é o mesmo, tanto para a areia como para o folhelho, considerando-se portanto, como ambos tendo o mesmo  $\Delta tm$ .

Assim, o conceito de  $\Phi_{SSH}$  é o de uma porosidade “aparente” média, calculada (ainda segundo Wyllie), a partir dos folhelhos adjacentes (sobre e sotopostos), admitindo-se que eles tenham o mesmo  $\Delta tm$  da camada analisada.

# *Efeito da Presença de Hidrocarbonetos sobre o Perfil Sônico*

- O tempo de trânsito na água é da ordem de 189 ou 200  $\mu\text{s}/\text{pé}$  (água salgada ou doce, respectivamente). No óleo, 236  $\mu\text{s}/\text{pé}$  e, no gás, 600  $\mu\text{s}/\text{pé}$ .
- Conseqüentemente, camadas portadoras de hidrocarbonetos fazem com que o tempo de trânsito aumente.
- Um aumento no tempo de trânsito nos faz pensar em aumento de porosidade, o que não é necessariamente verdade, pois uma rocha que têm 10 % de porosidade terá os mesmos 10 % independentemente do que preenche seus poros. O que muda é o tempo registrado pelo perfil sônico ( $\Delta t$ ), uma função do tempo de trânsito dos fluidos ( $\Delta t_f$ ).

- Analisemos tal fato usando a equação de Wyllie, e o modelo abaixo ( $V_{SH}=0$ ), admitindo-se três casos, onde o tempo do fluido será dado pelo balanço entre as duas saturações presentes na zona de investigação da ferramenta, i.é, a lavada.



O tempo da mistura fluida será :

$$\Delta t_f = (1 - S_{xo}) \Delta t_{hc} + S_{xo} \cdot \Delta t_{mf}$$

e por sua vez o tempo no perfil será :

$$\Delta t = (1 - \phi) \Delta t_m + \phi \cdot \Delta t_f$$

- 1º caso: Arenito saturado somente com água salgada ( $S_w = 100\%$ ) e  $\Phi = 10\%$

$$\Delta t_f = \Delta t_{mf} = \Delta t_w = \underline{189 \mu s/pé}$$

$$\Delta t = 0,9 (55,5) + 0,1 (189) = \underline{68,85 \mu s/pé} \text{ (leitura do perfil)}$$

$$\Phi_s = \frac{68,85 - 55,5}{189 - 55,5} = 0,10 = 10\%$$

O cálculo foi realizado em rocha contendo efetivamente só água, portanto, sem erro.

- 2º caso: Arenito portador de óleo com as seguintes características:  $\Phi = 10\%$ ,  $\Delta t_{hc} = 236 \mu s/pé$ ,  $\Delta t_m = 55,5 \mu s/pé$ ,  $\Delta t_{mf} = 189 \mu s/pé$  e  $S_{xo} = 50\%$ .

$$\Delta t_f = 0,5 (236) + 0,5 (189) = \underline{212,5 \mu s/pé}$$

$$\Delta t = 0,9 (55,5) + 0,1 (212,5) = \underline{71,2 \mu s/pé} \text{ (leitura do perfil)}$$

$$\Phi_s = \frac{71,2 - 55,5}{189 - 55,5} = 0,1176 \text{ ou } 11,76\%$$

Ao se admitir a rocha com água (189) e não com a mistura água e óleo (212,5) a porosidade calculada foi quase 20% maior que a real.

- 3º caso: Arenito portador de gás com as seguintes características:  $\Phi = 10\%$ ,  $\Delta t_{hc} = 666 \mu s/pé$ ,  $\Delta t_m = 55,5 \mu s/pé$ ,  $\Delta t_{mf} = 189 \mu s/pé$  e  $S_{xo} = 50\%$

$$\Delta t_f = 0,5 (666) + 0,5 (189) = \underline{427,5 \mu s/pé}$$

$$\Delta t = 0,9 (55,5) + 0,1 (427,5) = \underline{92,7 \mu s/pé} \text{ (leitura do perfil)}$$

$$\Phi_s = \frac{92,7 - 55,5}{189 - 55,5} = 0,2786 \text{ ou } 27,86\%$$

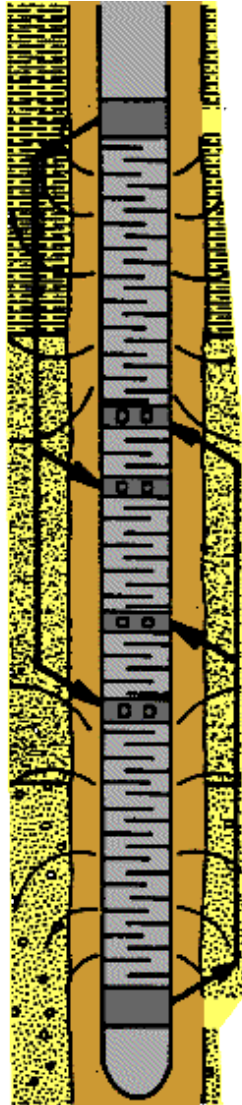
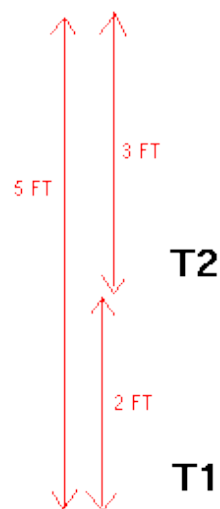
- Ao se admitir a rocha com água (189) e não com uma mistura de gás e água (427,5) a porosidade calculada foi quase 3 vezes maior que a real.

- Pelo demonstrado, um mesmo tipo de rocha com  $\Phi=10\%$ , pode apresentar tempos diferenciados, 68,85, 71,2 e 92,7 $\mu$ s/pé (somente água, e misturas de óleo/água e gás/água, respectivamente), sem que isto tenha implicado em aumentos de porosidade, mas sim na influência do tipo do fluido interporoso.
- Na prática, caso se deseje calcular a  $\Phi_s$ , em cada um dos arenitos acima, pelo fato de se desconhecer, ainda no estágio exploratório de uma área, qual o percentual de hidrocarboneto e água dentro deles, convencionou-se calcular  $\Phi_{sw}$  como se tivesse somente água, conscientes de que estaremos cometendo um erro, mas que é a primeira aproximação que se faz da porosidade. Assim procedendo, é comum ouvir-se dizer que em zonas com hidrocarbonetos a porosidade sônica "aumenta".
- A porosidade "in situ" de uma rocha é imutável. O intérprete conscientemente erra em seus cálculos, admitindo em uma primeira etapa, que o fluido seja água, para mais adiante, com dados e perfis mais realistas, corrigir este erro. Eventualmente, o erro pode decorrer por total desconhecimento ou falta de dados da área.

# Problemas Operacionais

- Poços desmoronados ou rugosos, ou quando a ferramenta perde simetria. Para solucionar tal problema, a segunda geração de ferramentas sônicas foi denominada *Bore Hole Compensated* (BHC), e dispõe de 2 transmissores e 4 receptores. Obtém-se 4 medidas de Dt e registra-se a média.
- Aparecimento de saltos de ciclo (“*cycle skipping*”), que se caracteriza pelo não acionamento de um dos detectores (gás, fraturas, altas porosidades).

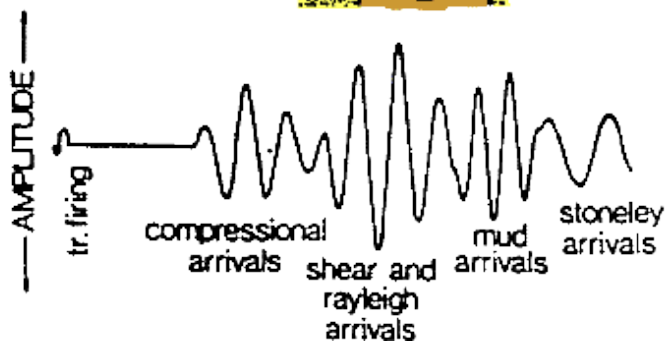




- O transmissor emite ondas acústicas na formação e mede o tempo gasto para detectar em receptores a distâncias conhecidas. A ferramenta sônica opera a 20 ciclos/segundo.
- A primeira chegada são as ondas compressoriais ou ondas P, que viajam adjacente ao poço, como mostrado na figura ao lado. É a primeira chegada em cada receptor usada para medir os tempos de propagação T1, T2, T3 e T4.
- Dois receptores para cada transmissor eliminam o sinal gerado pelo poço, deixando apenas a contribuição da formação.
- O tempo de trânsito  $\Delta T$  é calculado a partir desses tempos de chegada como mostrado na equação abaixo.

$$DT_{LOG} = [(T1 - T2) + (T3 - T4)] / 2$$

- Esse arranjo particular da ferramenta sônica é conhecido como BHC Sonic Tool (BoreHole Compensating Sonic Tool) e compensa a parte 'lavada' e inclinação da ferramenta em tempo real enquanto mede.
- Os tempos de chegada T1 e T3 tem um espaçamento de 5 pés e T2 e T4 de 3 pés, o que proporciona uma resolução vertical de 2 pés ao equipamento.
- O sinal cisalhante que chega após a onda P geralmente tem uma amplitude um pouco maior que a primeira.
- Após, há a chegada da lama e então a chegada Stoneley. Essa última é utilizada para interpretar a existência de fraturas.
- Ondas Stoneley são ondas guiadas geradas por uma fonte monopolar que chegam logo após as ondas cisalhantes. O guia de ondas é o espaço anelar entre a ferramenta e a parede do poço. Também são conhecidas por ondas tubulares.
- Mud wave é uma onda compressional (ou longitudinal) que viaja através da lama diretamente para os receptores sônicos. Viajam com velocidade constante e relativamente alta energia.



# Equação de Raymer, Hunt & Gardner

- Esses autores definiram uma equação diferente da de Wyllie, que se aplicam em rochas com porosidades variando entre 0 e 37 % e que não necessita de correções. É dada por:

$$\text{Wyllie : } \Delta t = (1 - \phi) \cdot \Delta t_m + \phi \cdot \Delta t_f$$

$$\text{Raymer et al. : } \frac{1}{\Delta t} = \frac{(1 - \phi)^2}{\Delta t_m} + \frac{\phi}{\Delta t_f} \quad (5)$$

- Os mesmos estabeleceram também, a seguinte equação prática, usando  $\Delta t_m = 58$  (arenitos), 49 (calcários) e  $44 \mu\text{s/pé}$  (dolomitos):

$$\phi_{SR} = c \cdot \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t} \quad (6)$$

na qual “c” é uma constante empírica que varia de acordo com a área, etc. Geralmente, recomenda-se  $c = 0,625$ .