



## Fator de Mobilidade aplicado em Bacias Brasileiras.

Anderson Luiz Pimentel, Adelson Santos de Oliveira, Adelino Alves Da Silva Junior & Daniel Thomé de Paula, PETROBRAS S.A.

Copyright 2009, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 11<sup>th</sup> International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Salvador, Brazil, August 24-28, 2009.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 11<sup>th</sup> International Congress of the Brazilian Geophysical Society and do not necessarily represent any position of the SBGf, its officers or members. Electronic reproduction or storage of any part of this paper for commercial purposes without the written consent of the Brazilian Geophysical Society is prohibited.

### Abstract

An implementation of a recently proposed technique using seismic attribute for the inference of fluid mobility was tested in two Brazilian reservoirs. Results have shown good agreement with predictions based on well log information. Here we also present a discussion of this tests based on reservoir characteristics.

### Introdução

A indústria do petróleo busca com intensidade obter informações sobre a mobilidade de fluidos nos espaços porosos das rochas nas bacias sedimentares. Este tipo de informação amplia a capacidade de interpretação exploratória e de reservatório, identificando regiões onde a produtividade pode ser maior, identificar camadas carreadoras e camadas portadoras de óleo e gás.

Como a sismica é uma ferramenta importante no estudo de rochas portadoras de hidrocarbonetos, torna-se importante relacionar a propagação das ondas sísmicas com o movimento de fluidos no espaço poroso.

Biot em uma série de artigos clássicos nas décadas de 40 a 60 propôs um modelo fenomenológico que combina conservação de massa de fluidos com a lei de Darcy para fluxo laminar e as equações de movimento e a Lei de Hooke para deformação elástica. (Biot, 1956a), sendo um dos precursores da poroelasticidade.

A poroelasticidade é uma teoria do contínuo que consiste em uma análise de um meio poroso composto de uma matriz elástica contendo poros interconectados com fluidos. Em termos físicos, esta teoria postula que quando um material poroso é sujeito a uma tensão, a deformação da matriz leva a uma mudança volumétrica no espaço poroso. Como os poros são preenchido por fluidos, o fluido atua tanto com um elemento rígido, mas flui no espaço poroso (difusão) entre regiões alta para baixa pressão.

Há um acoplamento entre a tensão da matriz sólida e a pressão do fluido. A magnitude do acoplamento sólido-fluido depende da compressibilidade do esqueleto da rocha, compressibilidade dos poros, compressibilidade dos grãos, compressibilidade do fluido e da porosidade.

Estudos recentes de mostram claramente que os modos de baixa frequência do campo de onda sísmica são bastante informativos durante estudos de um meio saturado de fluido. Medidas de campo e de laboratórios indicam refletividades anormalmente altas em reservatórios saturados de fluidos em intervalos de baixa frequência. É também observado que a refletividade do sinal é dependente da frequência e fortemente influenciada pelas propriedades do reservatório. (Silin et al., 2004, Goloshubin, 2006).

### Metodologia

Silin et al. (2004) obteve uma representação assintótica dos coeficientes de reflexão para um meio poroso saturado de fluido no domínio da baixa frequência. Considerando a reflexão de uma onda com frequência angular  $\omega$  a partir de uma interface plana entre um meio elástico seco e saturado de fluido, então a expressão assintótica do coeficiente de reflexão tem a seguinte fórmula:

$$R = R_0 + R_1(1+i)\sqrt{\frac{\omega\rho_f\kappa}{\eta}} \quad (1)$$

Aonde  $R_0$  e  $R_1$  são funções adimensionais de propriedades mecânicas das rochas e dos fluidos,  $\omega$  é a frequência,  $\rho_f$  é a densidade do fluido,  $\kappa$  é a permeabilidade intrínseca e  $\eta$  é a viscosidade do fluido. Em  $\omega\kappa/\eta=0$  o valor absoluto dos coeficientes de reflexão chegam no seu máximo de baixa frequência.

A viscosidade é a resistência interna do fluido para fluir e pode ser entendida como a medida da fricção do fluido. A permeabilidade é a medida da magnitude do fluxo de fluidos por unidade de gradiente hidráulico. Depende de maneira complexa das propriedades do espaço poroso. A razão  $\frac{\rho_f\kappa}{\eta}$  é a mobilidade dos fluidos no meio poroso, também chamada de condutividade hidráulica.

Goloshubin (2006) definiu um atributo sísmico que é proporcional a primeira derivada em relação a frequência da amplitude de reflexão em um frequência fixa. A frequência considerada está ligada à espessura do reservatório. Em um artigo recente, Goloshubin (2008) relaciona o efeito de ganho de amplitude como um fenômeno de interferência entre as ondas P rápidas que

se refletem diretamente no topo do reservatório e aquelas geradas pela transformação das ondas P lentas, que viajaram dentro do reservatório, em ondas P rápidas durante a transmissão para o meio acima do reservatório. Este efeito é conhecido na literatura como *skin depth effect*.

Levando em consideração a equação 1, isto implica na seguinte relação:

$$Fm = C \left( \frac{\partial R}{\partial \omega} \right)^2 \omega = \frac{\kappa \rho_f}{\eta} \quad (2)$$

Este atributo sísmico (fator de mobilidade) é proporcional a mobilidade dos fluidos em um reservatório e C é um constante de calibração. A mobilidade dos fluidos determinam a distribuição de pressão de poros quando uma rocha saturada se deforma durante a passagem de uma onda.

As propriedades sísmicas são influenciadas não somente pelo tipo de poro mas também pela sua habilidade de se mover pela rocha. Como este tipo de atributo consiste em um cálculo da derivada do coeficiente de reflexão em relação à frequência, necessita-se, portanto, obter o espectro de frequência do traço sísmico, que é feito utilizando a Transformada S (Stockwell et al. (1996)).

O fluxo de computação do fator de mobilidade consiste no uso de duas funções da Tecnologia Geofísica: a Transformada S e o Fator de Mobilidade ambas presentes no pacote Websintesi.

No computo da Transformada S, que é aplicada a traço a traço, deve-se limitar uma região de interesse tanto no espaço como no tempo. Dentro dos parâmetros da função escolhe-se a frequência mínima e máxima em Hz de saída, o intervalo de amostragem na frequência, a largura das janelas gaussianas.

O Fator de Mobilidade é calculado a partir do espectro de amplitude da decomposição tempo-frequência de seções sísmicas, sendo possível estimar a derivada parcial na expressão (1) e efetuar o cálculo do Fator de Mobilidade.

O valor da frequência mínima e máxima onde o cálculo é feito é escolhido dentro de um intervalo fornecido a priori pelo usuário de modo que o fator de mobilidade calculado seja máximo. Frequências de estudo ao redor de 10 Hz são as utilizadas por Goloshubin. Intervalo de cálculo da derivada (a derivada é estimada pela inclinação do espectro no intervalo de frequência fornecido) figura 1.

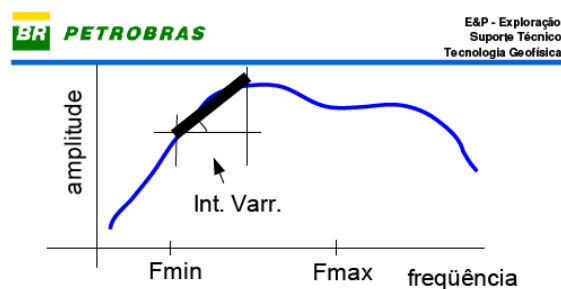


Figura 1: Descrição do cálculo do Fator de Mobilidade. A derivada é estimada pela declividade (linha forte) do espectro dentro de um intervalo de varredura em torno de uma frequência central que varia de Fmin a Fmax.

### Exemplos

O primeiro teste foi feito no campo de gás e óleo condensado em arenitos turbidíticos do santonianocampaniano do Campo de Uruguá na Bacia de Santos, pertencendo à uma seqüência de arenitos e folhelhos de água profunda intercalados com vulcânicas. Este arenitos tem baixa permeabilidade intrínseca e a mobilidade de fluidos ocorre devido a baixa viscosidade do gás que está nos poros das rochas.

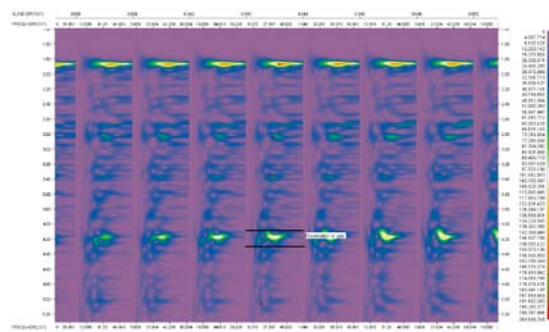


Figura 2: Traços sísmicos e seus respectivos espectros de frequência na linha do campo de gás de Uruguá (Bacia de Santos). Nota-se a queda da frequência dominante com o tempo de trânsito devido ao efeito de atenuação. Na região do reservatório a frequência dominante cai.

A figura 2 mostra o espectro de frequência de cada traço obtido pela transformada S. Existe uma mudança no espectro de amplitude para cada reflexão, em termos da frequência dominante e da forma da distribuição. O reservatório de gás está marcado na figura 2. A figura 3 mostra o espectro de frequência de uma refletividade no topo do reservatório de gás (verde) e fora do reservatório (azul). Nota-se a maior inclinação da curva (maior derivada) de 4 a 10 hertz (baixas frequências) do espectro correspondente a reflexão do topo do reservatório.

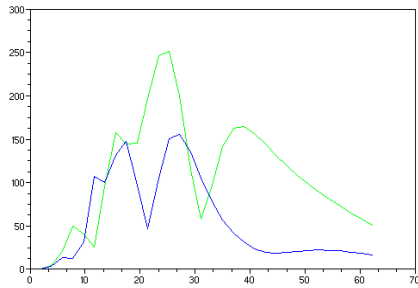


Figura 3: Espectros de frequência das reflexões no topo do reservatório de gás (verde) e e numa reflexão (azul) logo abaixo da camada portadora de hidrocarboneto.

A figura 4 mostra à esquerda a secção do atributo Fator de Mobilidade e à direita está a secção sísmica normal. Observando os resultados, nota-se a pequena proporção de rochas com mobilidade de fluidos. Nesta figura, o poço RJS-587 está marcado como uma linha preta e as cores azul, amarela e laranja, que representam valores de mobilidade alta e estão na posição do reservatório arenoso com gás (4,1 a 4,3 s twt).

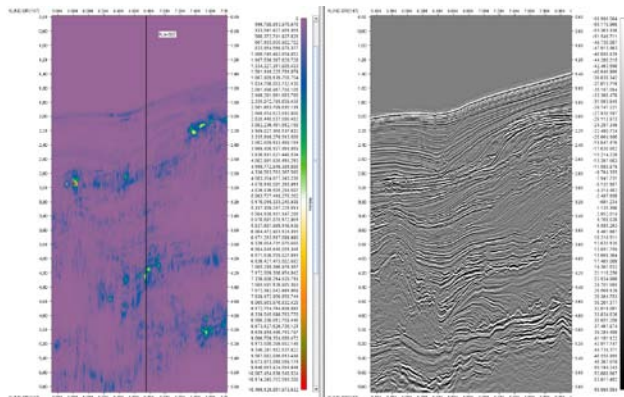


Figura 4: Seções sísmicas da linha 4200 que passa pelo poço descobridor do campo de Uruguá (Bacia de Santos) RJS-587 (linha preta). A seção da esquerda corresponde ao atributo Fator de Mobilidade e a da direita à sísmica convencional.

O segundo teste foi feito na Bacia da Foz do Amazonas, na linha do poço BP-1. Consistindo de uma seqüência sedimentar plio-pleistocênica caracterizada por intercalação de folhelhos e folhelhos siltosos com alguns arenitos finos, sendo estes últimos originados de sistemas de canais. São arenitos de alta qualidade, com permeabilidade medida bastante altas (em torno de 1 Darcy). Neste poço, os corpos arenosos apresentam indícios, porém com baixa saturação em gás e óleo. Na figura 5, a secção do atributo Fator de Mobilidade mostra bem estes canais arenosos de alta mobilidade de fluidos em relação aos folhelhos circundantes.

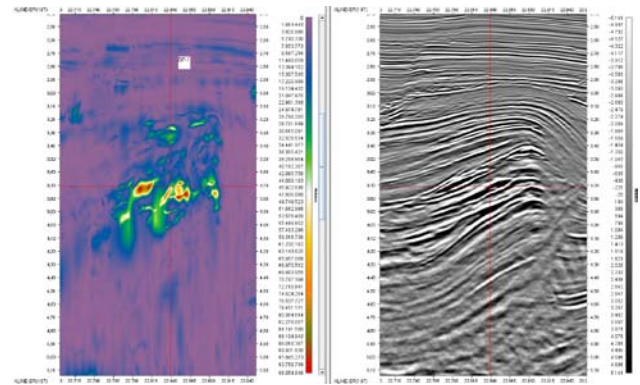


Figura 5: Seções sísmicas da linha 16822 que passa pelo poço BP-1 (linha vermelha) do bloco exploratório BFZ-2, na Bacia da Foz do Amazonas. A seção da esquerda corresponde ao atributo Fator de Mobilidade e a da direita à sísmica convencional.

### Conclusões

Os dois experimentos feitos com a obtenção do atributo sísmico Fator de Mobilidade mostram com sucesso a correspondência entre a mobilidade de fluidos calculada e a medida em amostra de poço. Estes resultados indicam um caminho para obter informações mais confiáveis de permeabilidade das rochas e de viscosidade das fluidos no espaço poroso.

### Agradecimentos

Agradecemos à geofísica Mauren Paola Ruthner pela implementação do programa de Transformada S, ao geofísico José Eduardo Ferrer Pinheiro pelas discussões sobre os resultados na Bacia da Foz do Amazonas e à geofísica Maria Cristina Vito Nunes pelas discussões sobre os resultados na Bacia de Santos.

### Referências Bibliográficas

- Biot, M. A., 1956a, Theory of propagation of elastic waves in a fluid saturated porous solid. I. Low-frequency range: Journal of the Acoustical Society of America, 28, 168–178.
- Silin, D.B., Korneev, V.A., Goloshubin, G.M., Patzek, T. W., 2004, A hydrologic view on Biot's Theory of Poroelasticity, Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Stockwell, R.G., Mansinha, L.; Lowe, R.P., 1996. Localization of the Complex Spectrum: The S Transform, IEEE Trans. On Sig. Pro., vol.44, No.4, 998-1001.
- Goloshubin, G., Schuyver, C., Korneev, V., Silin, D., Vingalov, V., 2006, Reservoir imaging using low frequencies of seismic reflections, The Leading Edge, 25, 527,
- Goloshubin, G., Silin, D., Vingalov, V., Takkand, G., Latfulin, M., 2008, Reservoir permeability from seismic attribute analyses, The Leading Edge, 27, 376.