



EXPERIMENTOS COM O FATOR DE MOBILIDADE

Anderson L. Pimentel, Adelson S. de Oliveira Adelino A. da Silva Junior e Daniel T. de Paula, PETROBRAS S/A, Brazil

Copyright 2013, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica.

This paper was prepared for presentation at the 13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, held in Rio de Janeiro, Brazil, August 26-29, 2013.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 13th 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

Low frequency phenomena associated with the presence of hydrocarbons have attracted the attention of researchers for at least a decade. Based on Biot's theory, a description of these phenomena uses the so-called mobility factor directly related to rock matrix properties and interstitial fluid to accommodate laboratory observations to the seismic data. This paper presents initial results with the application of these concepts on a well known set of seismic data. It also brings a discussion of the opportunity and validity of their predictions based on the prior knowledge of the geological sites under study. This aims at understanding its importance as an auxiliary tool in the exploration and production management.

Introdução

Dentre a grande variedade de atributos sísmicos com base teórica mais sólida, virtualmente todos baseiam-se na teoria elastodinâmica elástica. A presença de fenômenos não elásticos é tratada de modo a reduzir a distância entre os dados observados e a teoria elástica, via de regra, de modo limitado. As relações entre deformação e tensões em um meio multifásico (rocha + fluidos) são melhor descritas através das equações de Biot(1962). Fenômenos como a presença de conversões de ondas P para as chamadas ondas P lentas e coeficientes de reflexão complexos são naturalmente previstos e estão associados a propagação inelástica de energia no meio em estudo.

Diversos autores têm estudado manifestações de baixa frequência em áreas produtoras de hidrocarbonetos sob diferentes pontos de vista e modelos. Korneev et al. (2004) deduziram expressões que descrevem as observações experimentais com base no coeficiente de reflexão complexo,

$$R = R_0 + i R_1 ,$$

e da relação/interferência entre topo e base de um reservatório, chegando a uma expressão da forma,

$$\frac{\kappa\rho}{\eta} = f \frac{\partial a^2(f)}{\partial f} .$$

Mais recentemente, Silin et al. (2010) derivou expressões

para os coeficientes de reflexão e transmissão em afastamento nulo, considerando conversões do tipo *ondas P* \Rightarrow *ondas P lentas*, que permitiram expressar a amplitude máxima e a frequência correspondente para interferências de topo e base de onde se pode obter o fator de mobilidade como,

$$\frac{\kappa\rho}{\eta} = \frac{a^2(f)}{f} .$$

onde, $f = f_{\max}$

METODOLOGIA

Este método permite a detecção de hidrocarbonetos baseada na característica e morfologia do espectro de frequência do dado sísmico. É baseado na equação difusa e viscosa da onda e leva em consideração os efeitos da atenuação e da dispersão das velocidades em meios poro-elásticos contendo fluidos móveis.

Este atributo sísmico (fator de mobilidade) é proporcional a mobilidade dos fluidos em um reservatório. A mobilidade dos fluidos determina 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 na razão da Amplitude da frequência de pico e a frequências de pico 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 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 o fator estimar a derivada parcial na expressão 1 ou calcular o atributo pela razão entre a Amplitude e frequência de pico expressão 3 e efetuar o cálculo do Fator de Mobilidade.

APLICAÇÕES

Esta metodologia de cálculo do Fator de Mobilidade foi empregada em duas bacias brasileiras. O método

de estudo consiste em calcular o Fator de Mobilidade e comparar com os resultados de três poços

(permeabilidade), através de visualizações em seções, mapas e fatias em tempo.

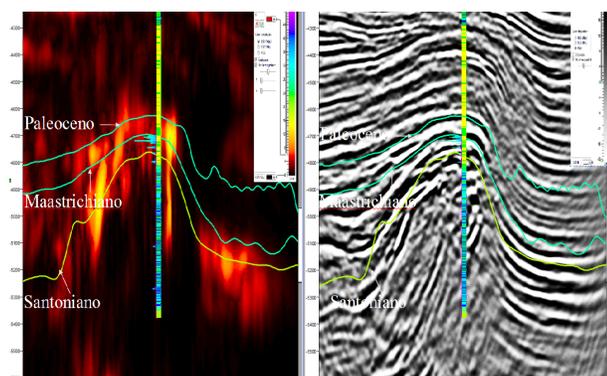


Figure 1: Mostra o resultado do Fator de Mobilidade (esquerda) para seção que passa pelo primeiro dos três poços e pode-se comparar com a seção sísmica normal (direita). O perfil de litologia e o de permeabilidade estão plotados para comparação.

Na primeira das áreas estudadas foram reportadas várias descobertas de óleo e gás. Estas descobertas ficam em corpos de arenitos do Paleoceno até o Santoniano. A figura 1 mostra o resultado do Fator de Mobilidade para uma seção de fator de mobilidade que passa por um poço com óleo (esquerda) e a seção sísmica normal (direita). O perfil de litologia e o de permeabilidade estão plotados para comparação. Nota-se que as cores quentes (fator de Mobilidade maior) coincidem com altos valores no perfil de permeabilidade e com os principais corpos de arenitos

A figura 2 mostra uma fatia em tempo (oligo-mioceno) do Fator de Mobilidade (esquerda) e mesma fatia sísmica normal (direita). As cores quentes identificam maiores valores de permeabilidade (mobilidade de fluidos) e nota-se claramente as feições de canal arenoso sinuoso, típico de sistemas turbidíticos de água profunda. Se compararmos com a mesma fatia em tempo da sísmica, o Fator de Mobilidade realça estas feições estratigráficas destes canais arenosos permeáveis aos fluidos.

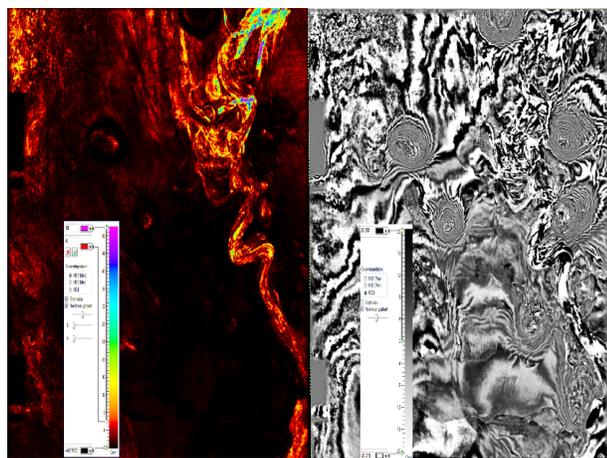


Figure 2: Mostra uma fatia em tempo (oligo-mioceno) do Fator de Mobilidade (esquerda) e mesma fatia da sísmica normal (direita).

Na segunda área estudada existem 2 campos produtores de gás. Estas acumulações de gás estão em corpos de arenitos turbidíticos do Maastrichiano ao Campaniano, imaturos, pouco selecionados e de permeabilidade baixa de idade Paleoceno até o Santoniano.

A figura 3 mostra o resultado do Fator de Mobilidade para seção que passa pelo poço descobridor deste campo de gás à esquerda, e pode-se comparar com a seção sísmica normal à direita. O perfil de litologia e o de permeabilidade estão plotados para comparação. Nota-se que as cores quentes (fator de Mobilidade maior) coincidem com altos valores no perfil de permeabilidade e também com as camadas de arenitos permáveis aos fluidos).

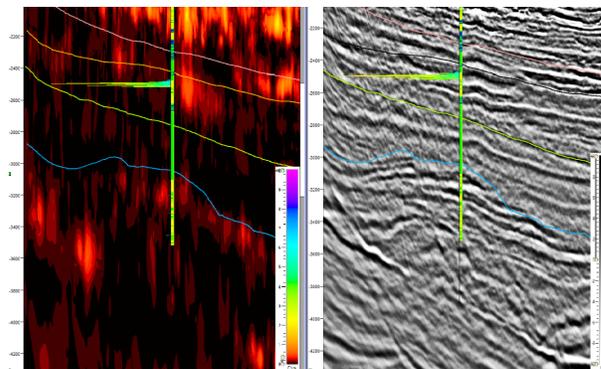


Figure 3: Resultado do Fator de Mobilidade para seção que passa pelo poço descobridor. Para comparação, a seção sísmica normal fica à direita. O perfil de litologia e o de permeabilidade estão plotados.

A figura 4 mostra uma fatia extraída em um janela de 100ms ao longo do horizonte Maastrichiano-Campaniano do Fator de Mobilidade (esquerda) e mesma fatia sísmica normal (direita). As cores quentes identificam maiores valores de permeabilidade (mobilidade de fluidos). O campo de gás torna-se mais ressaltado no mapa de Fator de Mobilidade. Algumas feições de canal mostram-se visíveis tanto no mapa de Fator de Mobilidade como no mapa de amplitude normal.

A figura 5 mostra o resultado do Fator de Mobilidade para a seção que passa pelo poço (à esquerda) que mostra a seção carbonática albiana e a seção sísmica normal (à direita). O perfil de litologia e o de permeabilidade estão plotados para comparação. Nota-se que as cores quentes (fator de Mobilidade maior) coincidem com altos valores no perfil de permeabilidade dentro das rochas carbonáticas desta seção albiana.

A figura 6 mostra uma fatia extraída em um janela de 100ms abaixo do horizonte Albiano do Fator de Mobilidade (esquerda) e da sísmica normal (direita). As cores quentes identificam maiores valores de permeabilidade (mobilidade de fluidos). As feições típicas de plataforma carbonáticas de tornam mais evidentes no mapa de Fator de Mobilidade.

CONCLUSÕES

Os resultados são promissores na identificação das oportunidades de uso desta metodologia. De uma maneira geral, identificaram-se as principais camadas permoporosas em diversos ambientes sedimentares (siliciclásticos e carbonáticos), em diferentes idades e

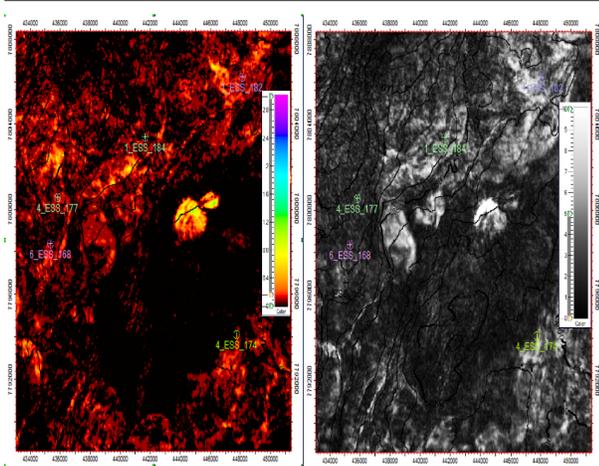


Figure 4: Mostra uma fatia extraída em uma janela de 100ms abaixo do horizonte Maastrichiano-Campaniano do Fator de Mobilidade (esquerda) e da sísmica normal (direita).

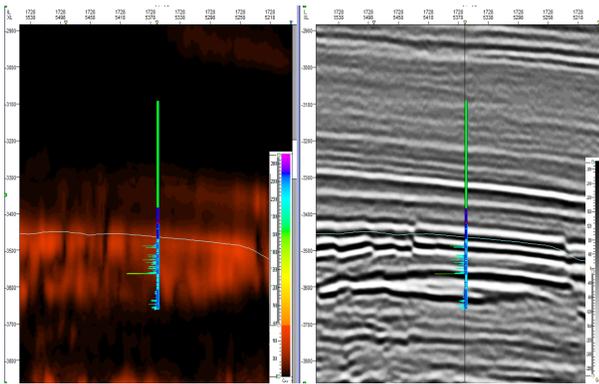


Figure 5: Mostra o resultado do Fator de Mobilidade para seção que passa pelo poço que mostra seção albiana e pode-se comparar com a seção sísmica normal à direita. O perfil de litologia e o de permeabilidade estão plotados para comparação.

compactações e bacias diferentes.

A teoria não está fechada. Restringe-se a afastamento nulo e traz diversas hipóteses sobre o comportamento hidrodinâmico do fluido no meio poroso. Se possível correlacionar o atributo com medidas de vazão, permeabilidade e etc.

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.
- Biot, M. A., 1962. Mechanics of deformation and acoustic propagation in porous media. *Journal of Applied Physics* 33, nº 4, 1482-1498.
- Korneev, V., Goloshubin, G., Daley, T. and Silin, D., 2004, Seismic low-frequency effects in monitoring of fluid-saturated reservoirs: *Geophysics*, Vol. 69, No 2, p. 522-532.

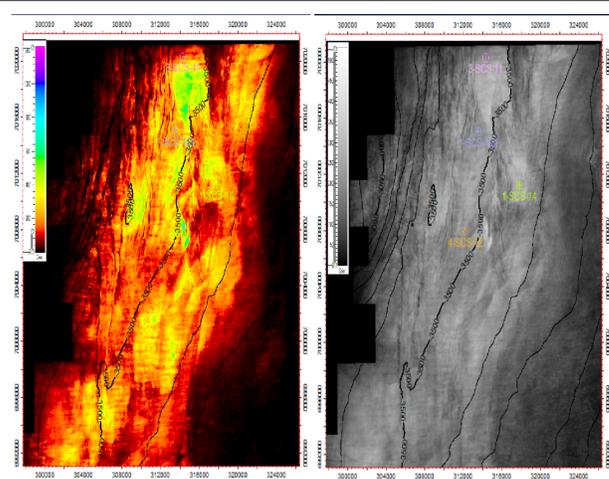


Figure 6: Mostra uma fatia rms extraída em um janela de 100ms ao longo do horizonte Albiano do Fator de Mobilidade (esquerda) e mesma fatia sísmica normal (direita).

Silin, D. and Goloshubin, G., 2010, An asymptotic model of seismic reflection from a permeable layer, *Transport in Porous Media*, Springerlink, p. 233-256.

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.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem aos Geofísicos Mauren Paola Ruthner, Fernando Barbosa da Silva e Ricardo Tarabini pela sugestões dadas ao projeto.