



# UTILIZAÇÃO DAS TÉCNICAS DE SUBSTITUIÇÃO DE FLUIDO NO MONITORAMENTO DE RESERVATÓRIOS

Odilon Keller Filho\* , Marco B. Botelho

(PETROBRAS)\* , (CPGG/UFBA)

## RESUMO

Neste trabalho é feito uma breve revisão teórica das técnicas de substituição de fluido comumente utilizadas na área de sismologia de reservatório. Os resultados dos testes realizados, utilizando os dados de fluidos e petrofísicos na área de um levantamento sísmico 4D, Bacia Potiguar - RN, são mostrados através do modelamento numérico utilizando as teorias de Biot (1956) e BISQ (Dvorkin et al, 1993, 1994).

## INTRODUÇÃO

Uma das questões básicas que mais cresce na área de sismologia de reservatório é a estimativa dos efeitos da substituição fluida de um fluido por outro (óleo, água, gás, etc). Dependendo da viscosidade do fluido, frequência da onda e tipo de rocha, três técnicas de substituição fluida são utilizadas: (1) as relações de Gasmann; (2) fluxo geral de Biot e (3) squirt flow. Gasmann (1951) mostrou, a partir de princípios básicos, que quando a pressão porosa é uniforme na rocha (em baixa frequência) o módulo de bulk da rocha é simplesmente relacionado com o módulo de bulk do fluido e que o módulo de cisalhamento é independente do fluido nos poros, ou seja:

$$\frac{k}{k_s - k} = \frac{k_o}{k_s - k_o} + \frac{k_f}{\phi(k_s - k_f)}$$

$$G = G_o$$

onde  $\phi$  é a porosidade,  $k_s$ ,  $k$ ,  $k_o$  e  $k_f$  são os módulos de bulk do mineral, da rocha saturada, da rocha seca e do fluido;  $G$  e  $G_o$  são os módulos de cisalhamento da rocha saturada e seca que por sua vez são relacionados com a velocidade da onda P e S através das expressões:

$$V_p = \sqrt{(k + 4/3G) / \rho} ;$$

$$V_s = \sqrt{G / \rho} ,$$

onde  $\rho$  é a densidade da rocha que é definida por:

$$\rho = \phi\rho_f + (1 - \phi)\rho_s$$

Mesmo considerando o domínio de baixa frequência, dois efeitos tem sido considerados: (1) fluxo diferencial devido a fricção viscosa entre o sólido e o fluido, os quais envolvem o movimento do fluido na direção do movimento da partícula da onda P; (2) "squirting" (expulsão) do fluido, provocado pela passagem da onda. Nesse caso o fluxo é induzido a mover-se na direção perpendicular ao movimento da partícula. Este efeito, em contraste com o efeito de Biot, diminui com o aumento da porosidade.

## TEORIA

A implementação matemática do modelo unificado do "squirt-flow" com o mecanismo de Biot (BISQ) é baseada na equação de interação dinâmica sólido/fluido (Biot, 1956), que considera o deslocamento do sólido, do fluido e a pressão fluida.

Para uma deformação uniaxial na direção x de um meio homogêneo e isotrópico, tem-se o seguinte sistema de equações dinâmicas associadas as componentes sólida ( $u$ ) e fluida ( $w$ ) de Biot:

$$\rho_{11} \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} + \rho_{12} \frac{\partial^2 w}{\partial t^2} + \frac{\mu \phi^2}{\kappa} \left( \frac{\partial u}{\partial t} - \frac{\partial w}{\partial t} \right) = \frac{\partial \sigma_x}{\partial x}$$

$$\rho_{12} \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} + \rho_{22} \frac{\partial^2 w}{\partial t^2} - \frac{\mu \phi^2}{\kappa} \left( \frac{\partial u}{\partial t} - \frac{\partial w}{\partial t} \right) = -\phi \frac{\partial P}{\partial x}$$

sendo:

$$\rho_{11} = \rho_s(1 - \phi) + \rho_a; \rho_{12} = -\rho_a \text{ e } \rho_{22} = \phi \rho_f + \rho_a$$

$\sigma_x$  e  $\phi P$  são as tensões atuantes na parte sólida e fluida, respectivamente,  $\rho_s$  é a densidade do sólido,  $\rho_f$  a densidade do fluido,  $\rho_a$  a densidade adicional para quantificar o acoplamento entre o sólido e fluido,  $\mu$  é a viscosidade do fluido e  $\kappa$  a permeabilidade da rocha.

No modelo BISQ a equação dinâmica é definida como:

$$(\phi \rho_f + \rho_a) \frac{\partial^2 v}{\partial t^2} + \frac{\mu \phi^2}{\kappa} \frac{\partial v}{\partial t} = -\phi \frac{\partial P}{\partial r}$$

onde  $v$  é o deslocamento do fluido na direção radial ( $r$ ) do cilindro representativo do fluxo de Biot e “squirt-flow”, e  $P$  é a pressão fluida.

Nesse modelo as velocidades das ondas de primeiro tipo ficam definidas por:

$$V_p = \frac{1}{\text{Re}(\sqrt{Y})}$$

onde o argumento complexo  $Y$  representa a solução do sistema de equações dinâmicas de Biot, considerando as soluções na forma de ondas planas para as partículas sólidas, fluidas e a pressão fluida.

Objetivando verificar o efeito desses modelos no monitoramento de reservatórios submetidos à injeção contínua de vapor, utilizamos os dados de parte da área onde foi realizado o levantamento sísmico 4D (Time-Lapse Seismic), cujas informações da petrofísica do reservatório principal, bem como os resultados dos testes realizados serão descritos nos próximos itens.

#### DADOS PETROFÍSICOS

Os dados petrofísicos do reservatório obtidos a partir de informações de poços e ensaios de laboratório, foram: velocidade compressional e cisalhante da rocha seca de 2182 e 1317 m/s, respectivamente; viscosidade média do óleo a 37.6 °C e 175 °C de 1500 e 10 cp, respectivamente; módulo de incompressibilidade da parte sólida e estrutura porosa de 32,63 GPa e 5.28 Gpa ; módulo de cisalhamento da rocha seca de 3.75 GPa, densidade do sólido 2640 Kg/m<sup>3</sup> e diâmetro médio dos poros de 0,25 mm. As propriedades dos fluidos em diferentes condições de pressão, temperatura e razão gás/óleo(RGO), encontram-se na **Tabela 1**.

Fluido	T= 37.6 °C		T=175 °C		T=210 °C	
	P =0.97 MPa		P =0.97 MPa		P =1.94 MPa	
	RGO=5 m <sup>3</sup> / m <sup>3</sup>		RGO=1.09 m <sup>3</sup> / m <sup>3</sup>		RGO=1.09 m <sup>3</sup> / m <sup>3</sup>	
	K (Gpa)	$\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )	K (Gpa)	$\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )	K (Gpa)	$\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )
Óleo	1.948	941	0.513	826	0.0369	784
Água	2..32	993	1.723	896	1.723	896
Gás					0.0019	107
Mix (óleo e água)	2.062	959	0.677	850		
Mix (óleo, água e gás)					0.015	786

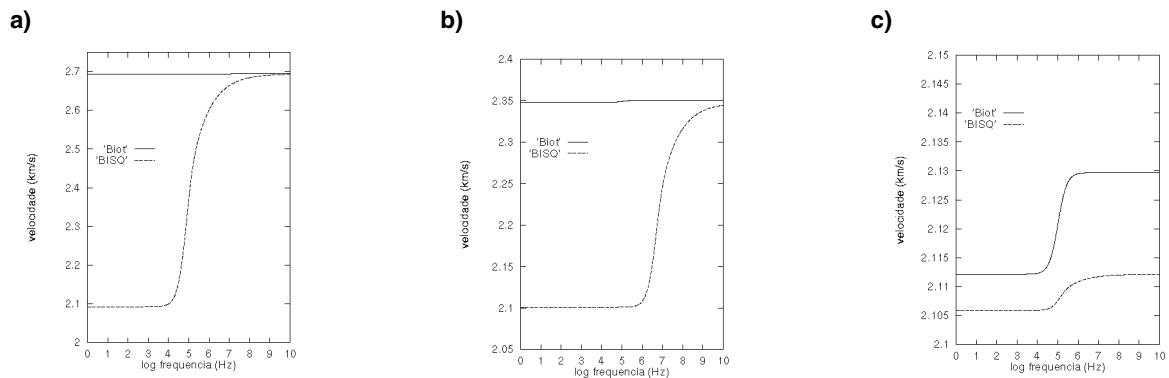
**Tabela 1** - Propriedades de fluidos sob diferentes condições de pressão de poros, temperatura e RGO.

Para o cálculo da compressibilidade do óleo, foi usada a equação de correlação de Vasquez e Beggs, em Brandley (1987), na qual a compressibilidade é calculada em função da temperatura, pressão de poros, gravidade do gás, grau API do óleo e razão gás/óleo. Os dados de porosidade e permeabilidade do reservatório foram obtidos através de informações de perfis de poços e medidas de laboratório.

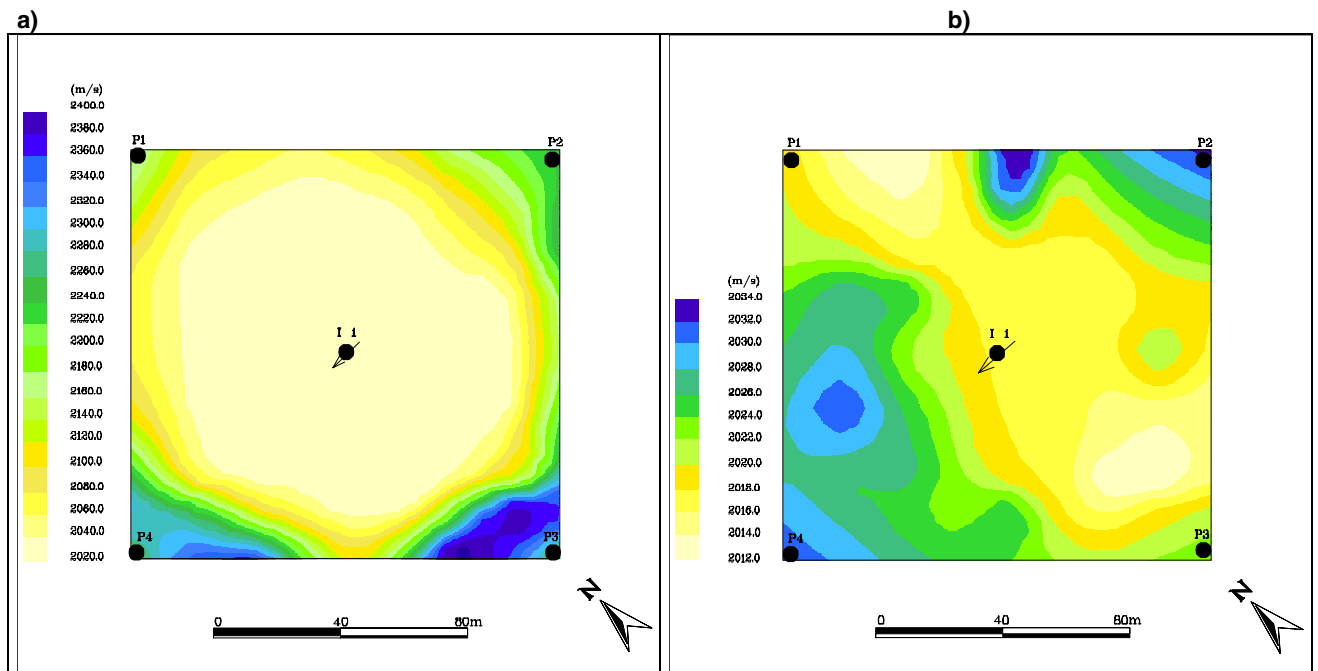
## RESULTADOS DO MONITORAMENTO

Para testar as técnicas de monitoramento com os modelos de Biot e BISQ, foi utilizado o principal reservatório de um campo de petróleo, o qual esta submetido ao processo de injeção contínua de vapor.

A **Figura 1** mostra a dependência da velocidade com a frequência nos modelos de Biot e BISQ, simulado com os parâmetros petrofísicos, considerando as condições dos fluidos da **Tabela 1**. Conforme pode ser observado, as velocidades limites (frequência zero) para os modelos testados são bastante distintas, onde o modelo BISQ apresenta valores menores que o modelo de Biot, **Figura 1a e 1b**, e com valores muito próximos no teste da **Figura 1c**, onde temos a situação do reservatório para o mês de agosto/98, com presença de gás e pressão de poros e temperatura mais altas. Esse tipo de modelagem é importante, pois além de permitir a verificação dos parâmetros petrofísicos, fornece uma idéia dos valores esperados de velocidades em cada fase de injeção de vapor.



**Figura 1:** Velocidade versus frequência para os modelos de Biot e BISQ considerando o efeito da mistura óleo e água (a e b), e o efeito da mistura óleo, gás e água (c). a) Resultados obtidos na temperatura de de  $37.6^{\circ}\text{C}$ , pressão de poros de  $0.97\text{ MPa}$  e RGO de  $5\text{ m}^3/\text{m}^3$ . b) Resultados obtidos na temperatura de  $175^{\circ}\text{C}$ , pressão de poros de  $0.97\text{ MPa}$  e RGO de  $1.09\text{ m}^3/\text{m}^3$ ; c) Resultados obtidos na temperatura de  $210^{\circ}\text{C}$ , pressão de poros de  $1.94\text{ MPa}$  e RGO de  $1.09\text{ m}^3/\text{m}^3$ .



**Figura 2.** Campos de velocidade (m/s), gerados na frequência de 60 Hz, considerando as heterogeneidades de porosidades, permeabilidades e saturações de fluidos do mês de agosto/98: a) modelo de Biot; b) modelo BISQ. “P” poço produtor, “I” poço injetor.

A **Figura 2** mostra os campos de velocidade gerados na frequência sísmica de 60 Hz para os dois modelos testados, considerando as heterogeneidade fornecidas pelo simulador de fluxo (agosto/98), de fluidos, pressão de poros e temperatura, e os dados de porosidade e permeabilidade do reservatório.

Conforme evidenciado, os campos de velocidade gerados com os dois modelos são bastantes distintos, apesar dos modelos fornecerem um decaimento de velocidade próximo ao poço injetor (I1) da ordem de 30% com relação ao

modelo antes da injeção (**figura 1a**), refletindo o efeito da difusão hidráulica no modelo BISQ e o efeito da frequência nos dois modelos. No modelo BISQ as curvas de contorno mostram uma forte deformação na direção N-S, que a princípio concorda com as informações geológicas de orientação dos paleocanais do reservatório, evidenciando melhor o efeito das heterogeneidades nessa direção.

## CONCLUSÕES

Os resultados mostraram que na faixa de baixa frequência o modelo BISQ fornece valores de velocidades mais baixas (**figura 1**), refletindo melhor a correção do efeito da dispersão da velocidade, geralmente pouco expressiva em fluido de alta viscosidade através do modelo de Biot. Nos exemplos mostrados, observou-se que a técnica de monitoramento com os métodos testados, integrando informações geológicas, petrofísicas e técnicas geoestatísticas de extrapolação, podem ser bastantes úteis no estudo de tendências e monitoramento das frentes de vapor.

Para o monitoramento através da sísmica 4D, observa-se que o método BISQ é mais recomendável, porque o reservatório em questão é constituído por um arenito saturado por água e óleo de alta viscosidade com pequena quantidade de gás (Dvorkin et al, 1995). Os testes evidenciaram que para a segunda imagem sísmica espera-se um decaimento de velocidade com os modelos testados da ordem de 30%, quando se considera a presença do gás e o efeito da temperatura no módulo de incompressibilidade dos fluidos.

Considerando que os modelos testados fornecem informações valiosas quanto ao "trend" de migração de fluidos no reservatório ou propagação das frentes de injeção, o planejamento da malha de injeção, envolvendo o número de poços, bem como aqueles que devem de fato participar do programa produtivo, pode ser bastante otimizado com as técnicas propostas. Nesse sentido, apesar dos modelos testados fornecerem um decaimento de velocidades muito parecido, as heterogeneidades apresentadas nas velocidades da **Figura 2b**, representam boas aproximações dos resultados obtidos no processamento do 4D (Gomes, et al).

## BIBLIOGRAFIA

- Biot, M. A., *Theory of propagation of elastic wave in a fluid- saturated porous solid: I - Low frequency range; II - Higher frequency range*, *J. of Acoust. Soc. America*, 28, p.168 - 191, 1956.
- Brandley, B., Howard, *Petroleum Engineering Handbook*, Society of Petroleum Engineers, 1987.
- Dillon, Lucia Duarte, et al, *Estudos de viabilidade de monitoramento sísmico*. Rio de Janeiro: Petrobrás /CENPES/SUPER/DIGER/SEGRES, 1988.
- Dvorkin, J., and Nur, A., *Dynamic poroelasticity: A unified model with the squirt and Biot mechanisms*, *Geophysics*, 58, p.524-533, 1993.
- Dvorkin, J., Nolen-Hoeksema, R., and Nur, A., *The squirt-flow mechanism, macroscopic description*, *Geophysics*, 59, p.428-438, 1994.
- Dvorkin, J., G. Mavko, and A Nur, *Squirt flow in fully saturated rocks*, *Geophysics*, 60, p.97-107, 1995.
- Gassmann, F., *Über die elastizität poroser medien: Vier. der Natur Gesellschaft*. 96, p.1-23, 1951.
- Gomes, F. A. F., et al, *1º Monitoramento de Injeção Contínua de Vapor Através de Sísmica 4D no Brasil, neste volume*.
- Keller, Filho, O., *Atenuação de dados sísmicos em meios bifásicos*, *Dissertação de Mestrado*, PPPG/UFBa, 1996.

## AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer A PETROBRAS por permitir a publicação desse trabalho. Também sou muito grato aos engenheiros de produção João Francisco Guadagnin e Vicente D. Spinelli, ao geofísico Heron Schots, aos Geólogos José Antônio dos Santos e Carlos Alberto Poletto e ao técnico de Geologia Pedro Militão Sobrinho.