

Modelagem Sísmica Poro-elástica em Meios Bifásicos Heterogêneos

Sergio Fichman¹, Djalma M. Soares Filho²

¹ Engenharia Civil, LAMCE, COPPE/UFRJ; Cidade Universitária, Centro de tecnologia,
Bloco I2000, I214, Ilha do Fundão; fichman@brfree.com.br

² CENPES, Petrobrás ; Cidade Universitária, Quadra 7, Ilha do Fundão ;
djalma@cenpes.petrobras.com.br

Resumo – Baseado na equação poro-elástica proposta por Biot (1962), foi desenvolvido um algoritmo para modelar a propagação de ondas sísmicas em Meios Bifásicos Heterogêneos. A equação de Biot (1962) trata o meio submetido à investigação sísmica, como sendo um sólido elástico poroso preenchido por fluido, aproximando-se muito mais da realidade do que a equação acústica, amplamente utilizada pela indústria petrolífera no processamento dos dados provenientes de investigação sísmica. A metodologia empregada para a solução do sistema de equações foi o método das diferenças finitas, com aproximações de segunda ordem no tempo e de quarta ordem no espaço, e a introdução dos parâmetros foi através de malhas intercaladas, generalizando assim a técnica introduzida por Virieux (1986). Foram utilizadas nos limites laterais e inferior do modelo, bordas de absorção A1 propostas por Clayton e Engquist (1977), somadas a bordas progressivamente atenuadoras segundo Cerjan, Kosloff *et al.* (1985), e na borda superior foi utilizada a formulação de superfície livre proposta por Zhu e McMechan (1991).

Palavras-Chave: modelagem; poro-elástica; sísmica.

Abstract – This work was based on porous-elastic equation proposed by Biot (1962). We developed an algorithm for modeling the seismic wave propagation in two phases heterogeneous media. At Biot equation the media is a porous elastic solid filled by fluid. The porous-elastic equation is closer to the geological reality than acoustic equation that is largely used for processing of seismic data in the petroleum industry. The methodology employed to solve the equations was the finite difference method, with second order approximations in time and fourth order approximations in space, and the introduction of parameters was through staggered grid generalizing then the technique introduced by Virieux (1986). An non-reflexive boundary condition was used at the sides and bottom of model, where were used absorbing borders A1 proposed by Clayton and Engquist (1977), added progressively attenuating borders proposed by Cerjan, Kosloff *et al.* (1985), and in upper border was used free-surface condition proposed by por Zhu and McMechan (1991).

Keywords: modeling; porous-elastic; seismic.

1. Introdução

O Petróleo têm sido intensivamente utilizado como a principal fonte de energia no século XX. Por tratar-se de um recurso mineral não renovável, as jazidas de maiores dimensões e de fácil localização já foram praticamente todas exauridas. Em busca de novas reservas para atender a sempre crescente demanda mundial, a Indústria Petrolífera investe cada vez mais pesado em novos métodos que as permitam encontrar novas jazidas para atender as necessidades do mercado.

Uma das principais ferramentas para a localização de novas acumulações é a investigação sísmica, e uma incessante busca pela melhora da qualidade dos dados sísmicos têm estado presente. Novas metodologias para a coleta dos dados, bem como no processamento destes dados tornam-se necessárias.

Uma importante ferramenta na pesquisa e desenvolvimento de novas técnicas é a modelagem sísmica. A modelagem sísmica é a base deste trabalho. Desenvolvemos um algoritmo para a simulação computacional de propagação da onda baseada na equação póro-elástica de Biot (1962). O método numérico utilizado foi o das diferenças finitas com aproximações de quarta ordem no espaço e de segunda ordem no tempo, com utilização de malhas intercaladas introduzidas por Virieux (1986).

Na equação póro-elástica da onda proposta por Biot (1962), são contemplados tanto parâmetros da matriz rochosa como também do fluido que preenche os poros. Os resultados obtidos permitem analisar a assinatura sísmica de reservatórios preenchidos por diferentes fluidos, como água, óleo e gás, como também a resposta proveniente na introdução de diferentes valores nos parâmetros de entrada da equação.

A equação poroelástica da onda:

$$\rho_f \frac{\partial^2 \mathbf{u}}{\partial t^2} + m \frac{\partial^2 \mathbf{w}}{\partial t^2} = \alpha M \nabla \nabla \cdot \mathbf{u} + \nabla \nabla \cdot \mathbf{w} - \frac{\eta}{k} \frac{\partial \mathbf{w}}{\partial t} \quad (1)$$

$$\rho \frac{\partial^2 \mathbf{u}}{\partial t^2} + \rho_f \frac{\partial^2 \mathbf{w}}{\partial t^2} = \left(K_c + \frac{\mu}{3} \right) \nabla \nabla \cdot \mathbf{u} + \partial \Delta^2 \mathbf{u} + \alpha M \nabla \nabla \cdot \mathbf{w} \quad (2)$$

Onde:

ϕ = porosidade;

ρ_f = densidade do fluido;

ρ_s = densidade do material sólido;

$\rho = \phi \rho_f + (1-\phi) \rho_s$, densidade média do meio poroso;

\mathbf{u} = vetor deslocamento do sólido;

\mathbf{U} = vetor deslocamento do fluido contido nos poros;

$\mathbf{w} = \phi(\mathbf{U} - \mathbf{u})$, vetor deslocamento do fluido relativo ao sólido;

$T = 1 - r(1-\phi)$, tortuosidade (obs: r =fator relativo a geometria dos grãos, para grãos esféricos $r=0,5$);

μ = módulo de cisalhamento da estrutura sólida;

$m = T(\rho_f/\phi)$, densidade efetiva do fluido;

η = viscosidade do fluido;

k = permeabilidade;

K_c = módulo de volume do meio saturado;

K_s = módulo de volume do material sólido;

K_f = módulo de volume do fluido;

K_b = módulo de volume da estrutura porosa seca;

$\alpha = 1 - (K_b/K_s)$;

$M = [\phi/K_f + (\alpha-\phi)/K_s]^{-1}$;

2. Metodologia

A partir da equação de Biot(1962) as equações foram reescritas, separando-se as componentes dos campos de velocidade dos tensores, tanto para as componentes verticais como horizontais. Foram obtidas assim dez equações, sendo quatro para os campos de velocidade e seis para os tensores. Estas dez equações foram reescritas substituindo-se os termos de derivadas parciais por termos de diferenças finitas de quarta ordem no caso de derivadas no espaço, e de segunda ordem no caso de derivadas no tempo. Os termos das equações de diferenças finitas foram posicionados em uma malha intercalada segundo a distribuição da figura 1.

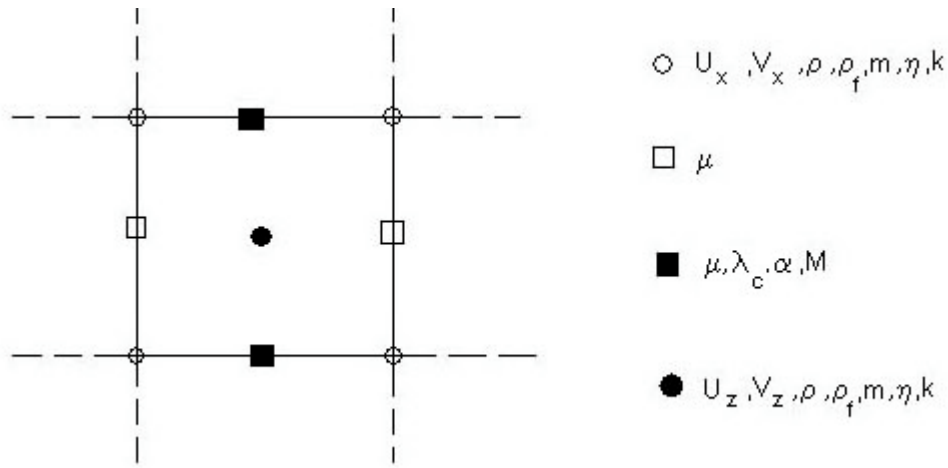


Figura 1. Distribuição dos termos da equação poroelástica na malha intercalada.

Na construção do algoritmo para a modelagem sísmica de propagação da onda, o modelo que representa o meio geológico investigado é discretizado em uma malha quadrangular, uma fonte sísmica simulando uma fonte explosiva é inserida próximo a borda superior, esta fonte é a segunda derivada da Gaussiana desenvolvida por Cunha (1997). A figura 2 mostra o gráfico desta função no domínio do tempo. Com o intuito de eliminar as reflexões existentes nas bordas laterais e inferior do modelo, foram utilizadas as equações A1 proposta por Clayton e Engquist (1977) somadas a bordas de absorção propostas por Cerjan, Kosloff *et al.* (1985). Na borda superior tentando se aproximar da realidade foi utilizada a condição de superfície livre proposta por Zhu e McMechan (1991).

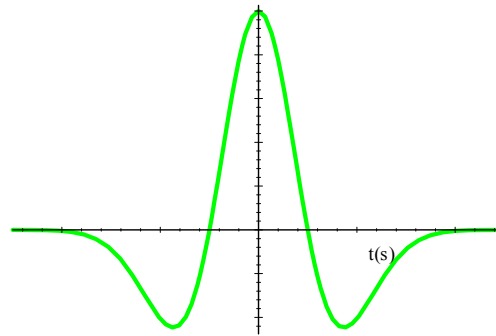


figura 2. Função fonte.

3. Resultados obtidos

Foi criado um modelo de um reservatório inclinado, este reservatório é de arenito e está sobreposto e subposto por camadas de folhelho. Dentro do reservatório encontram-se três fluidos distintos: gás, óleo e água. Na figura 3 encontra-se representado o modelo utilizado para a modelagem. Os parâmetros de entrada para o algoritmo simular a propagação de ondas neste modelo encontram-se nas tabelas 1, 2, 3 e 4. O sismograma da componente U_z (campo de velocidade do sólido na direção vertical) obtido após a modelagem encontra-se na figura 4.

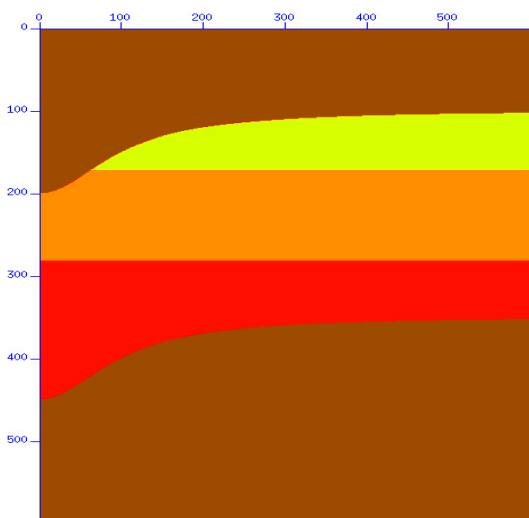


Figura 3. Modelo de reservatório inclinado contendo gás, óleo e água. A escala horizontal e vertical representam o número de células nas direções x e z respectivamente. Neste modelo a dimensão de cada célula é 3 metros.

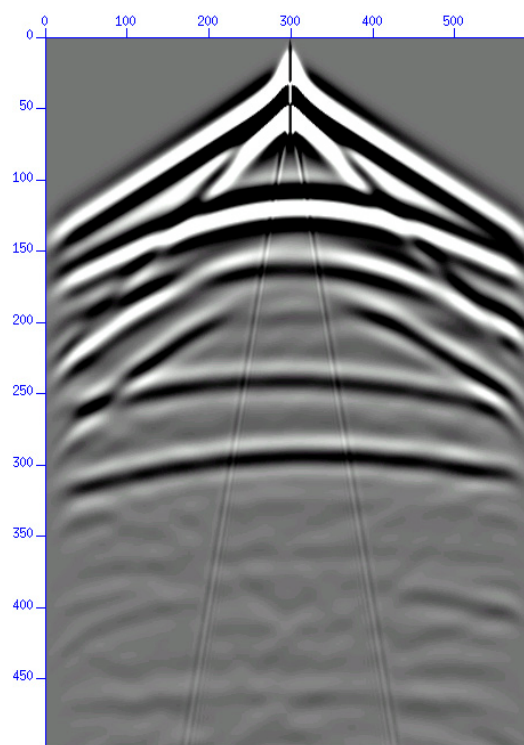


Figura 4. Sismograma da componente U_z obtido no reservatório inclinado com gás, óleo e água da figura 3. A escala horizontal representa o número de células na direção x, e a escala vertical representa o número de passos de tempo divididos por dez. Cada passo de tempo é de $220 \mu s$, assim tem-se um sismograma em tempo duplo de até 1,1 segundos.

Tabela 1. Propriedades do folhelho saturado de água salgada.

Propriedade	Folhelho + água salgada
Porosidade (ϕ)	3 %
Razão viscosidade/permeabilidade (η/k)	714,2857 cp/D
Densidade média (ρ)	2544,7 Kg/m ³
Densidade do fluido (ρ_f)	1080 Kg/m ³
Módulo de cisalhamento (μ)	1,1005504483 E+10 Pa
m	618000 Kg/m ³
M	1,0233333333 E+11 Pa
T	17,1666666666
Constante de Lamé (λ_c)	1,5453097012 E+10 Pa
α	0,03
a	7,71428 E+5 cp.Kg/m ³ .D
b	1,81764 E+6 cp.Kg/m ³ .D
Vp	3836,9 m/s
Vs	2079,6 m/s

Tabela 2. Propriedades do arenito saturado com gás.

Propriedade	Arenito + gás
Porosidade (ϕ)	23 %
Razão viscosidade/permeabilidade (η/k)	0,00022 cp/D
Densidade média (ρ)	2080 Kg/m ³
Densidade do fluido (ρ_f)	180 Kg/m ³
Módulo de cisalhamento (μ)	1,126 E+10 Pa
m	2092,627599 Kg/m ³
M	1,7391304348 E+8 Pa
T	2,673913
Constante de Lamé (λ_c)	7,2433333333 E+9 Pa
α	0,23
a	0,0396 cp.Kg/m ³ .D
b	0,4576 cp.Kg/m ³ .D
Vp	3782,8 m/s
Vs	2326,7 m/s

Tabela 3. Propriedades do arenito saturado com óleo.

Propriedade	Arenito + óleo
Porosidade (ϕ)	23 %
Razão viscosidade/permeabilidade (η/k)	18 cp/D
Densidade média (ρ)	2200 Kg/m ³
Densidade do fluido (ρ_f)	690 Kg/m ³
Módulo de cisalhamento (μ)	1,126 E+10 Pa
m	8021,73913 Kg/m ³
M	1,8695652174 E+9 Pa
T	2,673913
Constante de Lamé (λ_c)	9,163333333333 E+9 Pa
α	0,23
a	12420 cp.Kg/m ³ .D
b	39600 cp.Kg/m ³ .D
Vp	3794,9 m/s
Vs	2262,3 m/s

Tabela 4. Propriedades do arenito saturado com água salgada.

Propriedade	Arenito + água salgada
Porosidade (ϕ)	23 %
Razão viscosidade/permeabilidade (η/k)	0,01 cp/D
Densidade média (ρ)	2290 Kg/m ³
Densidade do fluido (ρ_f)	1080 Kg/m ³
Módulo de cisalhamento (μ)	1,126 E+10 Pa
m	12555,7656 Kg/m ³
M	1,3347826087 E+10 Pa
T	2,673913
Constante de Lamé (λ_c)	1,350333333333 E+10 Pa
α	0,23
a	10,8 cp.Kg/m ³ .D
b	22,9 cp.Kg/m ³ .D
Vp	4091,2 m/s
Vs	2217,4 m/s

4. Conclusões

Surgiram reflexões nas interfaces entre os diferentes fluidos na mesma camada litológica, mostrando-se que as equações de Biot podem ser de grande utilidade para a detecção de reservatórios preenchidos com fluidos, permitindo uma distinção entre eles e ajudando a reduzir o risco exploratório.

Pode-se observar o surgimento de uma onda compressional lenta na modelagem, esta onda surge devido a diferença de fase entre a parte fluida e sólida.

5. Agradecimentos

Agradeço a Agência Nacional de Petróleo (ANP) por custear o desenvolvimento deste trabalho, ao Djalma M. Soares Filho por me orientar no desenvolvimento deste trabalho, a equipe do Laboratório de Métodos Computacionais em Engenharia (LAMCE-UFRJ) e a todos que de alguma forma colaboraram com o desenvolvimento deste trabalho.

6. Referências

Biot, M.A., (1962), Mechanics of deformation and Acoustic Propagation in Porous Media, Journal of applied physics, 33, p.1482-1498.

Clayton, R., and Engquist, B., (1977), Absorbing boundary conditions for acoustic and elastic wave equations, Bulletin of the Seismological Society of America, 67, p.1529-1540

Virieux, J., (1986), P-SV wave propagation in heterogeneous media: Velocity-stress finite-difference method, Geophysics, 51, p.889-901.

Zhu, X., and McMechan, G. A., (1991), Numerical Simulation of Seismic Responses of poroelastic Reservoirs using Biot Theory, Geophysics, 56, p. 328-339.

Cerjan, C., Kosloff, D., Kosloff, R., and Reshef, M., (1985), A nonreflecting boundary condition for discrete acoustic and elastic wave equation, Geophysics, 50, 705-708.

Cunha, P. E. M., (1997), Estratégias eficientes para migração reversa no tempo pré-empilhamento 3-D em profundidade pelo método das diferenças finitas, CPGG/UFBA - Dissertação de Mestrado.