



SENSIBILIDADE À ALTERAÇÃO DE FLUIDO E PRESSÃO EM RESERVATÓRIOS SILICICLÁSTICOS A PARTIR DE DADOS DE POÇO E TESTEMUNHO

Thiago Caliman Ceschim, LENEP/UENF, Brasil

Irineu de Azevedo Lima Neto, LENEP/UENF, Brasil

Fernando Sérgio de Moraes, LENEP/UENF, Brasil

Copyright 2009, SBGF - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation during the 11th 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 11th 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

Siliciclastics reservoirs constitute most of sedimentary basins, of great importance to oil reservoirs. The rock physics modeling is an important step for characterization of these hydrocarbon reserves. The knowledge of the physical properties of the fluids and structure in subsurface, present it through these models, helps the recovery procedures. During production, the change of fluid and pressure in the reservoir induces changes in the physical characteristics of rocks, which influence the response of seismic waves P and S. Thus, knowledge of the dynamics can be important for forecasting and determination of politics for recovery of hydrocarbons in the reservoir under study. This work presents a methodology for calibration of rock physics models and verification of sensibility to changes of fluid and pressure in siliciclastics reservoir, sand-shale systems, using well logs and core. The proposed workflow was able to provide adjustments to the data coming observed, allowing estimate the seismic response to changes of fluid and pressure arising from the production process.

Introdução

Segundo Vernik & Nur (1992), o fator chave para o uso das velocidades sísmicas na exploração e caracterização de reservatórios de hidrocarbonetos é o entendimento dos parâmetros intrínsecos e extrínsecos da rocha. Desta forma, o conhecimento dos efeitos da composição mineralógica, saturação de fluidos e pressão das rochas *in situ* é fundamental para estes processos.

De acordo com Brock (1968), a onda sonora é influenciada pelo meio no qual se propaga. Para Palaz & Marfurt (1997), os fatores que mais influenciam na velocidade das ondas sísmicas são mineralogia, porosidade, propriedades de fluido e pressão.

Brock (1968), afirma que a medida da velocidade de propagação das ondas sísmicas em subsuperfície pode produzir informações úteis das propriedades da camada atravessada. O entendimento destas propriedades vem sendo alvo de estudo de diversos pesquisadores ao longo do tempo. Batzle & Wang (1992) combina relações termodinâmicas, empíricas e dados laboratoriais para modelar individualmente o comportamento elástico dos

fluidos em saturação nos poros da rocha. Wood (1955) propõe uma modelagem para a definição da incompressibilidade em uma mistura composta por diversos fluidos. Voigt (1928), Reuss (1929) e Hill (1952) estudam o comportamento dos módulos elásticos da matriz da rocha, de acordo com seus constituintes minerais. Nur *et al.* (1995) estuda este comportamento para a rocha drenada, baseado no conhecimento da porosidade crítica, e MacBeth (2004) define sua dependência da pressão. Gassmann (1951) descreve o comportamento elástico da rocha saturada em função da incompressibilidade da matriz, do arcabouço e dos fluidos intersticiais presentes nos poros da rocha.

Segundo Jack (1997), durante o processo de produção, mudanças na saturação de fluidos, pressão de poro, temperatura e porosidade, induzem alterações nas propriedades de compressibilidade e densidade do reservatório, desta forma o monitoramento destas propriedades pode ser uma importante ferramenta para um melhor aproveitamento do campo.

De acordo Walls & Dvorkin (2005), as alterações nas respostas sísmicas se devem principalmente à forte diferença nas respostas sísmicas entre a incompressibilidade da água, óleo e gás. Contudo, de acordo com Takahashi (2000), nem sempre a alteração de pressão no reservatório causa mudança suficientemente perceptível nestes atributos.

Conforme Palaz & Marfurt (1997), as rochas sedimentares representam cerca de 20% da crosta terrestre e 50% dessas rochas provêm reservas de hidrocarbonetos. Suguio (2003) confirma a importância das rochas sedimentares para a indústria petrolífera e ainda ratifica que os arenitos são as rochas reservatórios mais comuns na crosta terrestre. De fato, uma considerável fração da reserva de petróleo mundial está localizada em reservatórios marinhos turbidíticos, onde se destacam as bacias marginais brasileiras. Estes reservatórios são representados por campos gigantes como o Campo de Marlim.

Para Folk (1968), a organização do sedimento em reservatórios siliciclásticos está relacionada à quantidade e tipo de energia física, como ventos, ondas, direções de correntes e sua intensidade, que influenciam na textura do sedimento no local de deposição, alterando diretamente sua porosidade e sua capacidade de reter hidrocarbonetos em seus poros.

Desta maneira, o conhecimento da dinâmica das propriedades físicas de um reservatório siliciclástico, pode ser importante para determinar políticas de recuperação dos hidrocarbonetos presentes em um campo de produção. Entretanto, para isso é necessário a verificação da sensibilidade da resposta sísmica à alterações petrofísicas. Este trabalho apresenta uma

metodologia para a verificação da sensibilidade às alterações de pressão e fluido em reservatórios siliciclásticos, utilizando dados de poço e testemunho e apresentando também uma aplicação desta metodologia e posterior consideração sobre os resultados obtidos.

Metodologia

A metodologia proposta é composta por três etapas que devem ser seguidas seqüencialmente a fim de se obter uma possibilidade de verificação da sensibilidade às alterações de fluido e pressão em reservatórios siliciclásticos em um ambiente areia-folhelho. A Figura 1 apresenta um fluxograma representando as etapas deste processo.

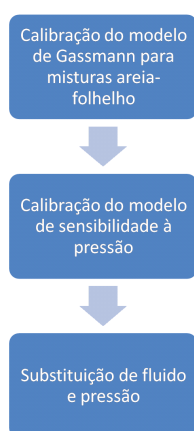


Figura 1: Fluxograma representativo das etapas do processo de calibração da sensibilidade às alterações de fluido e pressão em reservatórios siliciclásticos em um ambiente areia-folhelho.

Calibração do Modelo de Gassmann para misturas areia-folhelho

A função desta etapa é determinar os valores individuais dos módulos elásticos para o componente areia e para o componente folhelho da mistura com base na inversão direta da equação de Gassmann (1951).

O processo de calibração do modelo de Gassmann é dividido seqüencialmente em quatro partes. A primeira fase deste fluxo de trabalho é o cálculo das propriedades dos fluidos presentes nos poros da rocha. A densidade e a incompressibilidade destes fluidos são calculadas a partir da formulação proposta por Batzle & Wang (1992). A segunda etapa é a estimativa individual dos módulos elásticos da areia e do folhelho para cada fase da mistura. A etapa seguinte, o cálculo dos módulos elásticos ajustados, é responsável por calcular a incompressibilidade e o módulo de cisalhamento da rocha saturada, considerando os valores individuais destes módulos para a fase areia e folhelho. Na última etapa são feitos os cálculos das velocidades sísmicas considerando a densidade e a incompressibilidade da rocha calculadas na etapa anterior.

Calibração do Modelo de Sensibilidade à Pressão

A segunda etapa da metodologia proposta para calibração da sensibilidade à substituição de pressão e fluido é responsável por estimar os parâmetros da curva de sensibilidade à pressão, proposta por MacBeth (2004). Esta curva, conforme a Figura 2, relaciona a variação dos módulos elásticos minerais com a variação de pressão.

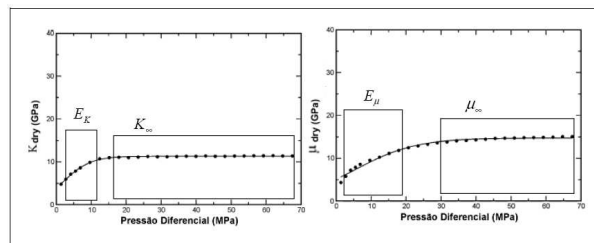


Figura 2: Curvas de sensibilidade à pressão para os módulos de compressão K_{dry} e cisalhamento μ_{dry} , propostas por MacBeth (2004), adaptado.

Desta forma, são geradas duas curvas de sensibilidade à pressão, uma para a incompressibilidade e outra para o módulo de cisalhamento. Ambas as curvas têm seus coeficientes δ , E e P , estimados através de otimização não linear. A próxima etapa da metodologia utiliza estas curvas para o cálculo da incompressibilidade e do módulo de cisalhamento da rocha saturada, também utilizando a equação de Gassmann (1951).

Substituição de Fluido e Pressão

A partir da modelagem do efeito de pressão sobre o arcabouço da rocha e também sobre o fluido, é possível simular substituições dos fluidos presentes nos poros da rocha, juntamente com a pressão, possibilitando desta maneira simular diversos cenários de produção. Esta etapa visa então verificar qual a variação acontece quando estes parâmetros são alterados e também até que ponto estas variações se tornam perceptíveis ou não. Os módulos elásticos da rocha seca podem ser calculados de acordo com as seguintes equações, baseadas nas relações de MacBeth (2004):

$$\frac{K_{dry}(P_1)}{K_{dry}(P_2)} = \frac{1 + E_K e^{-P_2/P_k}}{1 + E_K e^{-P_1/P_k}}, \quad (1)$$

$$\frac{\mu_{dry}(P_1)}{\mu_{dry}(P_2)} = \frac{1 + E_K e^{-P_2/P_k}}{1 + E_K e^{-P_1/P_k}}. \quad (2)$$

onde P_1 é a pressão inicial e P_2 a nova situação de pressão.

Aplicação da Metodologia e Resultados

Para a aplicação da metodologia proposta, foi elaborado um conjunto de dados para teste, que incluem dados de perfis de poço, testemunho, assim como dados de pressão e propriedades dos fluidos. Na primeira etapa da metodologia, os valores da incompressibilidade e densidade dos fluidos foram calculados a partir dos seguintes dados mostrados na Tabela 1.

Parâmetro	Valor
pressão de soterramento	49.94 Mpa
pressão de poro	21.14 Mpa
temperatura	89.0 °C
salinidade	110000 ppm
razão gás-óleo	80.0
grau API	29 UAPI
gravidade específica	0.75

Tabela 1: Parâmetros dos dados de teste utilizados para cálculo das propriedades dos fluidos.

A Tabela 2 mostra então os valores da incompressibilidade e da densidade encontrados nesta etapa, para cada fluido.

Propriedade	Água	Óleo	Gás
incompressibilidade	2.9589 (GPa)	0.8132 (GPa)	0.0455 (GPa)
densidade	1.0539 (g/cm ³)	0.7719 (g/cm ³)	0.1762 (g/cm ³)

Tabela 2: Incompressibilidade e densidade para cada fase de fluido.

Para a primeira etapa da metodologia, onde são considerados pressão e fluidos constantes, os módulos elásticos da rocha saturada são representados na Figura 3.

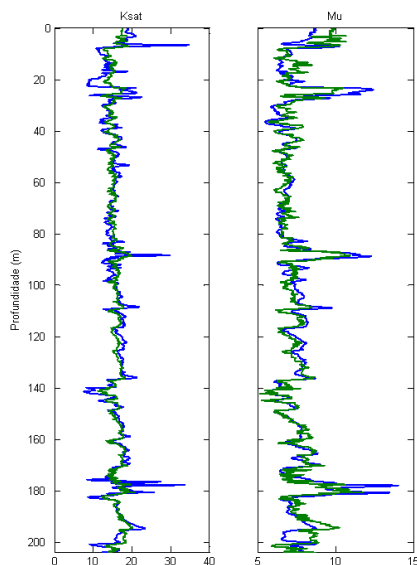


Figura 3: Módulos elásticos para a rocha saturada. As curvas em azul representam os dados calculados e as curvas em verde os dados observados.

As velocidades sísmicas obtidas na primeira etapa estão representadas na Figura 4.

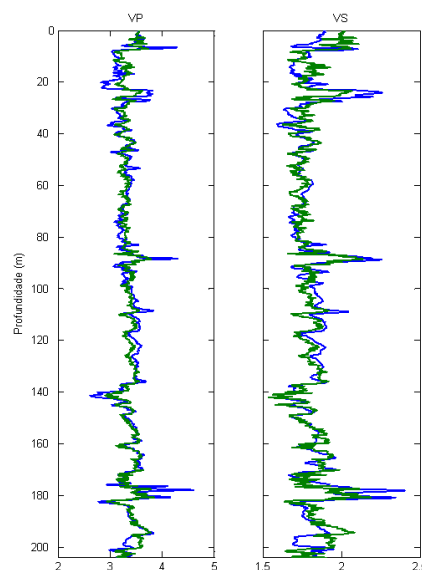


Figura 4: Velocidades sísmicas para as ondas P e S. As curvas em azul representam os dados calculados as curvas em verde os dados observados.

A segunda etapa da metodologia proposta é responsável por estimar os coeficientes δ , E e P da curva de sensibilidade à pressão. Esta curva mostra o comportamento da incompressibilidade e do módulo de cisalhamento em função da pressão. A Figura 5 mostra a curva de sensibilidade à pressão para a incompressibilidade.

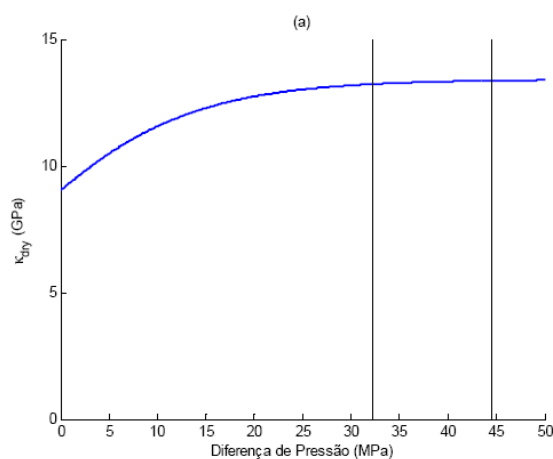


Figura 5: Curva de sensibilidade à pressão para a incompressibilidade.

A Figura 6 mostra a curva de sensibilidade à pressão para o módulo de cisalhamento.

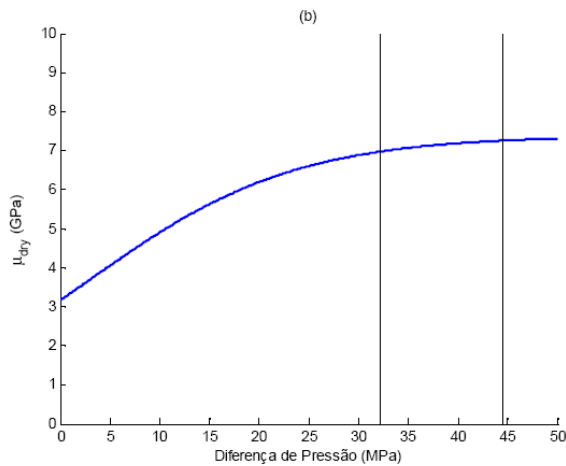


Figura 6: Curva de sensibilidade à pressão para o módulo de cisalhamento.

A Figura 7 ilustra os valores das velocidades sísmicas das ondas P e S, sob efeito de uma pressão variante ao longo do poço.

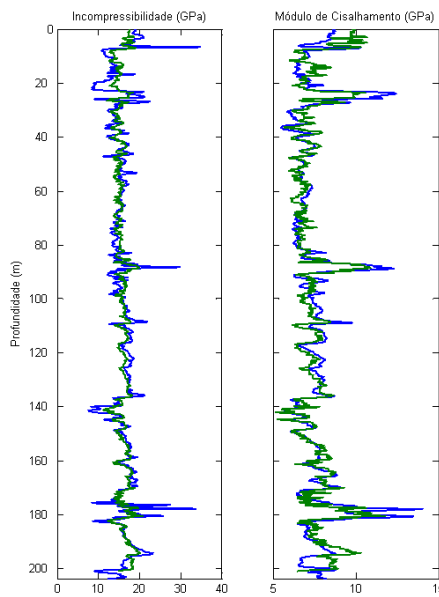


Figura 7: Módulos elásticos para a rocha saturada encontradas no processo de calibração do modelo de sensibilidade. As curvas em azul representam os dados calculados e as curvas em verde os dados observados.

A Figura 8 ilustra os valores dos módulos elásticos da rocha seca e dos fluidos, sob efeito de uma pressão variante ao longo do poço.

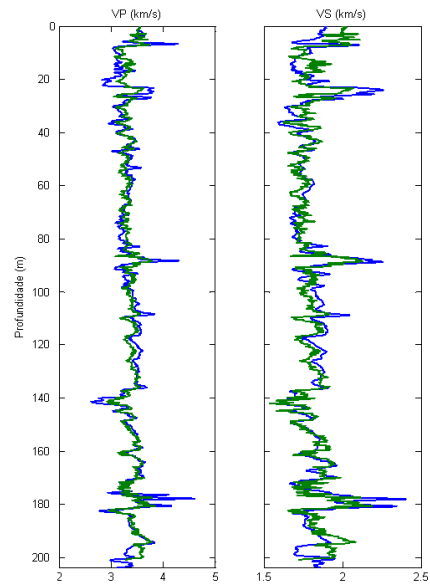


Figura 8: Velocidades sísmicas para as ondas P e S calculadas para a etapa de calibração do modelo de sensibilidade. As curvas em azul representam os dados calculados e as curvas em verde os dados observados.

Construídas as relações entre pressão e os módulos elásticos da rocha seca e dos fluidos em saturação, pode-se simular substituições de pressão e fluidos a fim de se avaliar a sensibilidade das ondas sísmicas P e S a essas alterações.

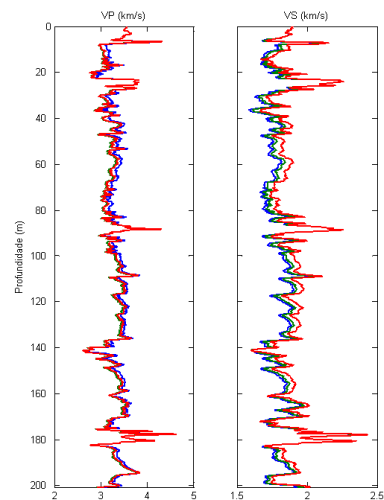


Figura 9: Velocidades sísmicas para as ondas P e S calculadas para cada situação de saturação. As curvas em azul representam a saturação por água, as curvas em verde a saturação por óleo e as curvas em vermelho a saturação por gás.

A Figura 9 mostra os resultados obtidos, comparando três diferentes situações de saturação. Na primeira situação, simula-se uma completa saturação dos poros da rocha por água, na segunda com óleo e finalmente na

terceira situação os poros da rocha são completamente saturados por gás.

Nesta aplicação da metodologia foram consideradas três situações de pressão. A Tabela 3 mostra a diferença de pressão para cada uma das três situações consideradas.

Situação	Diferença de pressão (MPa)
Situação 1	10,493116
Situação 2	0
Situação 3	0,2942

Tabela 3: Situações de pressão consideradas para o conjunto de testes.

Nas Figuras 5 e 6, o intervalo de pressão diferencial considerado nesta aplicação está delimitado pelas linhas verticais. A Figura 10 apresenta então o valor das velocidades sísmicas das ondas P e S para cada situação de pressão do conjunto de teste.

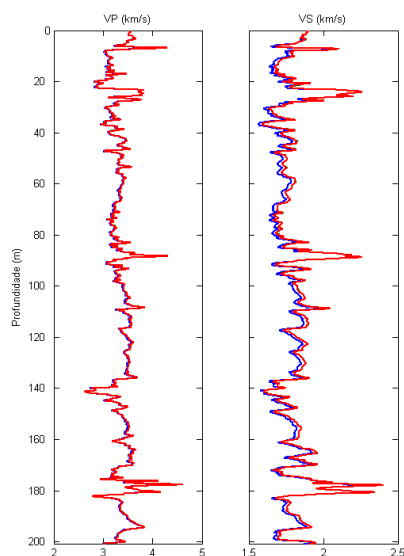


Figura 10: Velocidades sísmicas para cada situação do conjunto de teste. As curvas em azul representam a primeira situação de pressão, as curvas em verde representam a segunda situação de pressão e a terceira situação de pressão é representada pelas curvas vermelhas.

Conclusões

A metodologia proposta mostrou que, para o conjunto de dados de teste, a sensibilidade da resposta sísmica à alteração de fluidos foi maior para a fase gás. Da mesma maneira, o conjunto de dados de teste aplicados na implementação da metodologia não resultou em uma significativa alteração na velocidade da onda P para as condições de pressão experimentadas. Entretanto, para a velocidade sísmica da onda S, a variação de pressão se mostrou mais sensível.

Conforme pode-se notar na Figura 9, a variação das velocidades sísmicas da onda P para a saturação completa por água, por óleo e por gás é muito pequena. Entretanto, considerando a velocidade da onda S, essa

diferença continua pequena entre a saturação por água e por óleo, mas a diferença torna-se visível quando se considera a saturação por gás. De fato, Walls & Dvorkin (2005) observa que a pressão tem maior efeito sobre os gases.

De acordo com o apresentado na Figura 10, a pressão não exerceu efeito grande o suficiente de alteração no comportamento sísmico. A velocidade da onda P permaneceu praticamente inalterada com a variação de pressão, já a velocidade da onda S apresentou uma pequena variação, mas não o suficiente para se considerar a sensibilidade. De fato, Takahashi (2000) afirma que os efeitos da pressão no comportamento sísmico em alguns casos é muito pequeno comparado às variações causadas por outros fatores como saturação de fluido, porosidade e conteúdo de argila.

Agradecimentos

Ao LENEP/UENF pelo apoio fundamental em infraestrutura. Pelas considerações e orientações de Luiz Geraldo Loures, Abel Carrasquilla e Klédson Tomaso Pereira de Lima.

Referências

- Batzle, M. and Wang, Z., 1992:** Seismic properties of pore fluids: *Geophysics*, Vol. 57, No. 11, p. 1396-1408.
- Brock, J. G., 1986:** Applied Open Hole Log Analysis, V.2, Texas: Gulf Publishing Company.
- Folk, R.L., 1968:** Petrology of sedimentary rocks. Austin: Hemphill's.
- Gassmann, F., 1951:** Über die Elastizität poröser Medien. *Vier. Der Natur. Gesellschaft in Zürich*, 96, 1-23.
- Hill, R., 1952:** The Elastic behavior of crystalline aggregate. *Proc. Physical Soc., London*, A65, 349-354.
- Jack, I., 1997:** Time-lapse Seismic in Reservoir Management: Distinguished Instructor Series - Soc. Expl. Geophysicists.
- MacBeth, C., 2004:** A classification for the pressure-sensitivity properties of a sandstone rock frame: *Geophysics*, 69, 497-510.
- Nur, A., Mavko, G., Dvorkin, J., Galmudi, D., 1995:** Critical porosity: the key to relating physical properties to porosity in rocks: 65th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, pp. 878.
- Palaz, I., and Marfurt, K. J., 1997:** Carbonate Seismology, *Geophysical Developments*, 6, 1-8.
- Reus, A., 1929:** Berechnung der Fließgrenzen von Mischkristallen auf Grund der Plastizitätsbedingung für Einkristalle, *Zeitschrift für Angewandte Mathematik und Mechanik*, 9, 49-58.
- Takahashi, I., 2000:** Quantifying Information and Uncertainty of Rock Property Estimation From Seismic Data, Stanford University.
- Vernik, L., Nur, A., 1992:** Petrophysical Classification of Siliciclastics for Lithology and Porosity Prediction from Seismic Velocities, *AAPG Bulletin*, Vol. 76, Nº 9.
- Voigt, W., 1928:** Lehrbuch der Kristallphysik: Leipzig, B. G. Teubner.

Walls, J., Dvorkin, J., 2005: Effects of pore fluid properties at high pressure and temperature on seismic response. SEG, pp. 4.

Wood, A. W., 1995: A Textbook of Sound, The MacMillan Co., New York, 360 pp.