



Estimativa de porosidade e saturação a partir de dados sísmicos 4D

Emanuel Fonseca da Costa, LENEP/UENF e Petrobras, Brasil.
Fernando S. Moraes, Luiz Geraldo. C. L. Loures, LENEP/UENF, Brasil.

Copyright 2005, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

This paper was prepared for presentation at the 9th International Congress of the Brazilian Geophysical Society held in Salvador, Brazil, 11-14 September 2005.

Contents of this paper were reviewed by the Technical Committee of the 9th International Congress of the Brazilian Geophysical Society. Ideas and concepts of the text are authors' responsibility 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

We present a methodology for porosity and saturation estimation from a 4D P wave impedance data using bayesian probability theory. The proposed methodology is tested on synthetic data, considering two different states of knowledge about the reservoir at legacy data (pre production). We first assume that the initial saturation (S_{wi}) of reservoir is well known. In this case we can infer the porosity values from the legacy data and water saturation from the monitor data, assuming that porosity is not changed due to production. In the second case, we assume that exists some degree of uncertainty about the initial saturation. For this case, we introduce an attribute called "porosity perturbation", exploring the strong coupling which exists between porosity and saturation. Porosity perturbations can be computed using any reasonable reference state of initial saturation to yield an indirect measure of saturation changes over the reservoir. This approach is applicable to situations where both porosity and pressure do not vary significantly.

Introdução

O monitoramento sísmico de reservatório tem se tornado um das principais ferramentas de auxílio ao gerenciamento de reservatório, pois esta permite, sob condições favoráveis, ser relacionada à movimentação de fluidos e a identificação de áreas de óleo não drenada. Permitindo, entre outras ações, o controle da taxa de produção, o "breakthrough" de água prematura nos poços, a otimização no posicionamento de poços "infill" e suporte para a implementação de projetos de recuperação secundária.

O estudo de viabilidade realizado para implantação de projetos sísmicos 4D envolve um balanço entre o nível de variação gerado nos atributos sísmicos pela produção e a qualidade das sísmicas adquiridas a intervalos de tempo (repetibilidade). Porém, mesmo sendo satisfeitas as condições impostas pelos estudos de viabilidade, a interpretação dos projetos 4D continuam sendo um desafio, devido a natureza dos atributos 4D e a não-unicidade dos processos dinâmicos e as propriedades

dos reservatórios responsáveis pelas variações registradas nos dados sísmicos. Problema este não trivial devido ao fato de que um mesmo valor de amplitude sísmica pode ser obtido através de combinações entre as propriedades físicas da rocha e fluido dentro de uma zona de produção.

Usando a Inferência Bayesiana e o conceito de perturbação da porosidade, estamos propondo uma forma alternativa de interpretar dados de impedância sísmica 4D. O conceito de perturbação da porosidade pode ser estabelecido devido ao forte acoplamento que existe entre a porosidade e a saturação.

É facilmente observado que embora a estimativa de porosidade seja um processo estável a estimativa da saturação é extremamente instável e, portanto, fortemente dependente do nível de ruído presente nos dados e da incerteza no valor de porosidade previamente estimada.

Pequenas perturbações na porosidade podem gerar grandes perturbações na saturação. Por exemplo, resultados prévios obtidos na inversão de perfis de poços (da Costa et al. 2004) mostraram que perturbações da porosidade na ordem de pequenos valores percentuais são responsáveis por perturbações dez vezes maior na saturação, levando a uma identificação errada do conteúdo de fluido, isto é, identificação de óleo para água e vice-versa.

Por outro lado, quando o efeito da variação de saturação é visto como uma perturbação da porosidade, esta começa a se tornar um processo estável. O que nos motivou a desenvolver um procedimento para computar a perturbação da porosidade a partir de atributos 4D relacionando-o a variação de saturação ocorrido no reservatório. Na próxima seção, passamos a descrever a metodologia de inversão, a qual baseia-se na aplicação do Teorema de Bayes conjuntamente com modelos de física de rocha que relacionam a impedância das ondas P aos parâmetros de reservatórios.

Foi utilizado para ilustrar a aplicação da metodologia um conjunto de dados sintéticos 4D, que simulam a aquisição de dados adquiridos antes e após um período de 5 anos de produção.

Metodologia

A metodologia de inversão por Inferência Bayesiana utilizada neste trabalho foi previamente apresentada por da Costa et al. (2004). A formulação é derivada usando-se a Teoria de Bayes para obter a distribuição conjunta a *posteriori* das propriedades de porosidade e saturação para cada célula (*grid*) do reservatório. Os valores de

porosidade e saturação, em cada célula, é representado por ϕ and S_w , que podem ser inferidos a partir dos conjuntos de dados sísmicos invertidos (IP), aqui representados pelo vetor de dados $\mathbf{d} = (d_1, K, d_N)^T \in R^N$. A distribuição conjunta *a posteriori* para porosidade e saturação pode ser computada com a aplicação direta do Teorema de Bayes, conforme demonstrado pela equação (1).

$$p(\phi, S_w | \mathbf{d}) = \frac{q(\phi, S_w) l(\mathbf{d} | \phi, S_w)}{h(\mathbf{d})}, \quad (1)$$

onde, p e q são respectivamente as distribuições *a posteriori* e *a priori*, l é a função verossimilhança e h é a distribuição de normalização obtida a partir dos dados, que garante que a distribuição *a posteriori* seja integrada para unidade.

Como o conjunto de dados considerado neste trabalho consiste de impedância das ondas compressoriais (IP), a equação usada na modelagem foi obtida através da combinação entre as equações de Gassmann e densidade, o que fornece,

$$IP = \left\{ (1 - \phi) \rho_m + \phi \rho_f \right\} \left[\left(\kappa_d + \frac{4}{3} \mu_d \right) + \frac{\left(1 - \frac{\kappa_m}{\kappa_d} \right)^2}{\left(1 - \frac{\kappa_m}{\kappa_d} \right) \frac{1}{\kappa_m} + \phi \left(\frac{1}{\kappa_f} - \frac{1}{\kappa_m} \right)} \right]^{\frac{1}{2}}, \quad (2)$$

onde, κ e μ são, respectivamente, os módulos de bulk e cisalhamento, com os subscritos d , m and f significando rocha seca, parte sólida (matriz) e a mistura de fluidos respectivamente.

Após a definição dos modelos estatísticos usados na equação (1) e a aplicação de marginalização da variância, obtém-se como equação final utilizada para obter a distribuição conjunta *a posteriori* da porosidade e saturação, a expressão,

$$p(\phi, S_w | \mathbf{d}) \propto \left\{ [\mathbf{d} - \mathbf{f}(\phi, S_w)]^T [\mathbf{d} - \mathbf{f}(\phi, S_w)] \right\}^{-\frac{N}{2}} \quad (3)$$

Ver em, da costa et al. (2004) e da costa (2005) para mais detalhes e explanação a cerca da derivação e obtenção da equação (3).

Para a implementação e computação da distribuição *a posteriori* é utilizada uma janela móvel, conforme descrito por Loures & Moraes (2001).

Usando $\mathbf{d}_L \equiv IP_L$ e $\mathbf{d}_M \equiv IP_M$ para representar, respectivamente, os conjuntos de dados de impedâncias referentes aos volume sísmico inicial (antes da produção) e o monitor (após 5 anos de produção), foi investigado dois cenários a cerca do conhecimento da saturação inicial do reservatório, isto é, um cenário considerando

que o valor e a distribuição da saturação no reservatório é conhecido antes de se adquirir o primeiro volume de dados sísmico. No segundo cenário assume-se que existe incerteza a cerca da saturação inicial do reservatório quando da aquisição desse mesmo dado.

No primeiro caso, computamos inicialmente a inferência da porosidade a partir dos dados de impedância inicial (IP_L), assumindo como conhecimento prévio o valor de saturação inicial. A seguir, obtivemos a inferência da saturação a partir dos dados de impedância do monitor (pós-produção – IP_M) assumindo, para isso que não existam variações na porosidade devido a produção. Assim, as distribuições *a posteriori* obtidas em cada etapa podem ser expressa da seguinte forma.

- $p_\phi(\phi_1 | \mathbf{d}_L, S_{wi})$, saturação inicial S_{wi} conhecida
- $p_{S_w}(S_w | \mathbf{d}_M, \phi_1)$, usando porosidade estimada em a

Análise de sensibilidade do problema de inferência conjunta das propriedades de porosidade e saturação (da Costa, 2005) mostrou que as inferências são afetadas tanto por ruído quanto pela propagação do erro contido na estimativa de um parâmetro quando da estimativa do outro. Isso ocorre devido ao acoplamento existente entre as propriedades de porosidade e saturação, de tal forma que, erros existentes na saturação irão afetar a estimativa de porosidade e vice-versa.

Usando a equação de Gassmann, este acoplamento pode ser demonstrado através de um determinado par de perturbações de porosidade e saturação, representado por $(d\phi, d\kappa)$, que possibilitam expressar o módulo de bulk da rocha saturada κ_{sat} , através da expressão (5) (da Costa, 2005),

$$\kappa_{sat}(\phi + d\phi, \kappa_f) = \kappa_{sat}(\phi, \kappa_f + d\kappa_f). \quad (5)$$

Desta forma, ao realizarmos a estimativa de porosidade a partir dos respectivos dados de impedância inicial (IP_L) e monitor (IP_M), considerando o mesmo valor de saturação, estaremos inserindo um "erro" que será incorporado a porosidade estimada na forma de uma perturbação.

Seguindo este raciocínio, utilizamos o valor de saturação inicial S_{wi} para inversão da porosidade a partir dos dados inicial e monitor e subtraímos as porosidades estimadas. O resultado obtido irá refletir a variação de saturação sofrida pelo reservatório entre a aquisição dos referidos conjuntos de dados sísmicos (IP_L e IP_M). Esse processo pode ser representado, matematicamente, através das equações (6).

- $p_\phi(\phi_L | \mathbf{d}_L, S_{wr})$ saturação de referência S_{wr}
- $p_\phi(\phi_M | \mathbf{d}_M, S_{wr})$ saturação de referência S_{wr}
- $d\phi \equiv \phi_L - \phi_M$ perturbação da porosidade.

A perturbação da porosidade, definida acima, provou ser um método de aproximação mais estável na identificação e quantificação da variação de saturação ocorrida num reservatório. Esta metodologia está claramente descrita em da Costa (2005) e exemplificada no conjunto de dados sintéticos abaixo.

Os dados sintéticos

Para testar e validar a metodologia proposta foi utilizado um modelo de reservatório hipotético, saturado de óleo, composto de um arenito homogêneo canalizado, com 2100 metros de largura com 140 metros de espessura, no seu eixo. A porosidade, saturação de água e a permeabilidade são respectivamente, $\phi = 29\%$, $S_{wi} = 15\%$ e $k = 1000$ mD. Usando a composição mineralógica específica, as equações e valores das propriedades de física de rocha apropriadas, foram obtidos os seguintes valores referentes às propriedades elásticas referentes ao modelo do reservatório inicial (antes produção); densidade = 2.19 g/cm³, $VP = 2.934$ m/s e $VS = 1.720$ m/s.

Para o modelamento da resposta do reservatório à um período de produção de 5 anos, foi usado um simulador numérico de fluxo para simular o efeito da presença de um poço produtor, localizado em um dos flanco do canal, e de um poço injetor na parte central do canal. Uma falha foi imposta ao modelo para gerar um contraste lateral entre as áreas drenadas e a não drenada. Visando manter a pressão média do reservatório constante durante o período de produção, optou-se por uma taxa de vazão de injeção igual ao fator volume de formação multiplicado pela vazão do poço produtor ($Q_{inj} = B_o \cdot Q_{prod}$). Desta forma, a variação das propriedades elásticas do reservatório ficaram diretamente relacionadas a variação de saturação no reservatório, devido a produção.

Os dados sísmicos correspondentes ao modelo inicial e produzido foram modelados usando um programa de traçamento de raios e depois processados utilizando um algoritmo de migração pré-empilhamento em profundidade. Estes dados foram posteriormente invertidos para impedância P. Todos esses passos foram realizados utilizando pacotes de programas comerciais e os resultados estão mostrados na figura 1.

Aplicação da metodologia

O procedimento de inversão é implementado através da computação das distribuições *a posteriori* condicional e da perturbação da porosidade, conforme indicado nas equações (4) e (6).

Na figura 2 estão apresentados os modelos referentes aos resultados das distribuições condicionais de porosidade e saturação. A figura 2.a.1, mostra a seção de porosidade modal obtida da distribuição modal *a posteriori*, construída a partir do dado de impedância P referente a condição inicial do reservatório, quando da aplicação da equação (4.a).

Conforme pode ser verificado, na figura 1, as impedâncias de entrada estão contaminadas por artefatos criados no processamento, que interferem diretamente no resultado da porosidade estimada. Esses erros irão posteriormente se propagar para a seção de saturação estimada, figura 2.a.2, que é obtida com a aplicação da equação (4.b) no dado monitor (pós-produção).

A figura 2.b, mostra a seqüência utilizada na aplicação da perturbação da porosidade, conforme definida pelas equações (6). Primeiramente, faz-se a estimativa de porosidade da distribuição condicional a partir dos dados iniciais. A seguir, faz-se a estimativa de porosidade a partir do dado monitor (pós-produção). Em ambos os casos, foram considerados como valor de saturação de referência a saturação inicial (S_{wi}) de 15%. De fato, qualquer valor de saturação compreendido entre 0% a 20% poderá ser utilizado nesta etapa.

Desprezando-se qualquer alteração na porosidade que possa ocorrer devido a produção, como por exemplo colapso de poros e mudanças na pressão do reservatório, as variações na amplitude sísmica estarão diretamente relacionadas a variação de saturação. Portanto, a estimativa de porosidade a partir do dado monitor irá conter uma perturbação devido a consideração errônea à cerca do valor de saturação utilizado. A obtenção de uma seção de perturbação de porosidade, figura 2.b.3, obtida quando da subtração entre as porosidades estimadas a partir dos dados monitor e inicial, irá refletir a variação de saturação ocorrida no reservatório.

Quando comparado com a seção de saturação, figura 2.a.2, vemos que a seção de perturbação de porosidade apresenta um resultado mais limpo e portanto mais estável. Resultado este consistente com a estabilidade obtida na inferência da porosidade quando comparada com a instabilidade que ocorre da inferência da saturação (da costa, 2005).

Conclusão

A metodologia desenvolvida de estimativa das propriedades de porosidade e saturação proposta neste trabalho, permite a quantificação da variação de saturação num reservatório devido a produção, necessitando para tal, dados de impedância relativos a intervalos de tempo de produção e um conhecimento prévio a cerca da saturação inicial do reservatório.

A estimativa direta dos valores de saturação requer que os dados sejam de boa qualidade e contenham um baixo nível de ruído, bem como um bom conhecimento a cerca da porosidade.

A técnica da perturbação da porosidade permite a obtenção de um processo mais estável na determinação da variação de saturação ocorridas no reservatório.

Referencias bibliográficas

da Costa, E.F., Moraes, F.S. and Filho, N.P.F., 2004. Joint inference of porosity and saturation from multiple

well logs. EAGE 66th Conference & Exhibition, Paris, France, Expanded abstract, 4 pp.

da Costa, E.F., 2005. Inferência de porosidade e saturação aplicada no monitoramento sísmico de reservatório. Tese de doutorado, Universidade Estadual Norte Fluminense, Macaé, Brasil.

Loures, L.G.C.L. and Moraes, F. S., 2001. Local porosity inversion of multiple data sets: Part I: using rock physics and geostatistical modeling. 7th International Congress of the Brazilian Geophysical Society, Salvador. Expanded Abstracts, 4 pp.

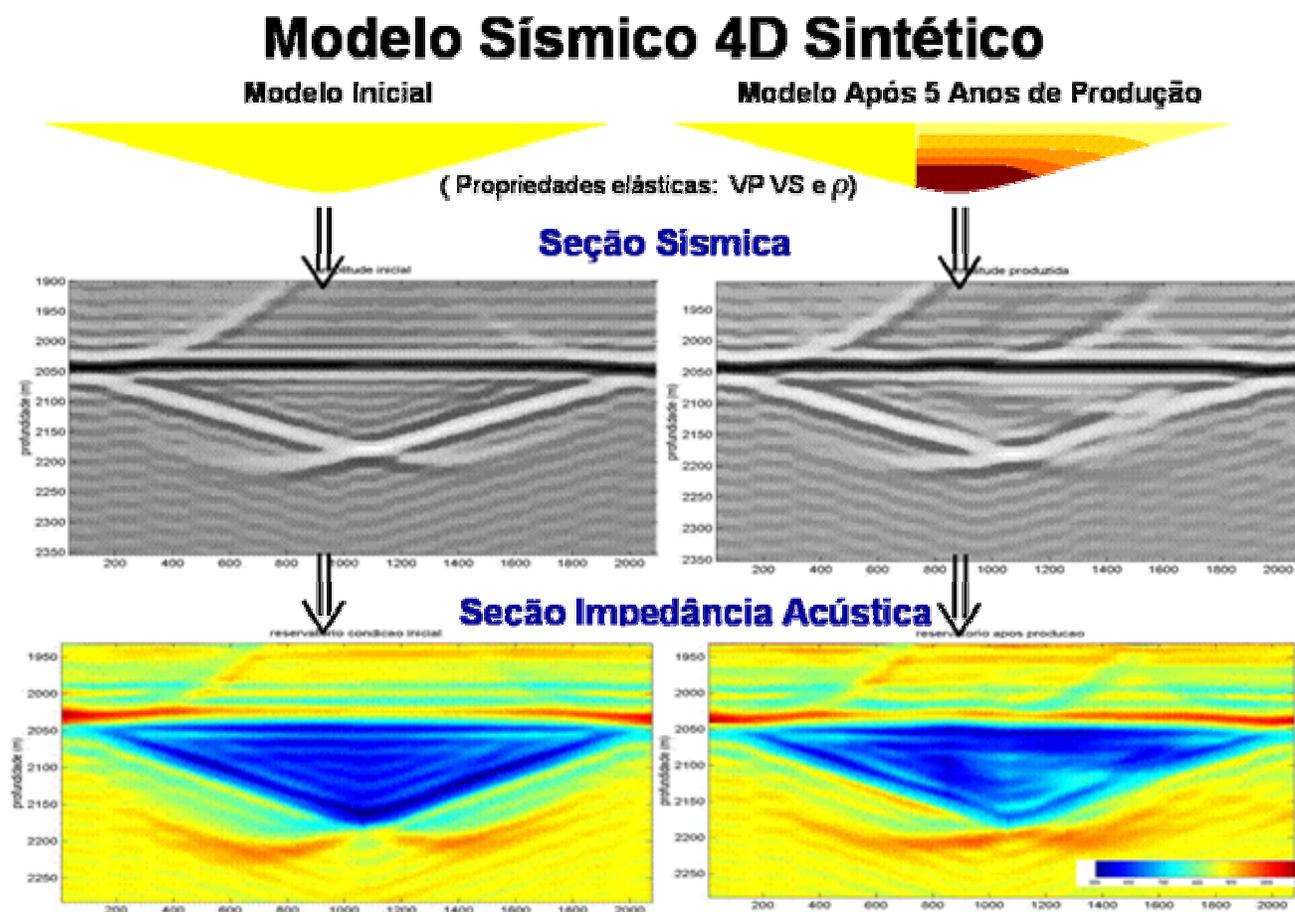


Figura 1: Conjunto de seções mostrando a sequência de geração dos dados sintéticos, incluindo os modelos de saturação inicial e final (topo), referente a um período de 5 anos de produção. As seções empilhadas e invertidas (impedância P) também estão mostradas no meio e no final, respectivamente.

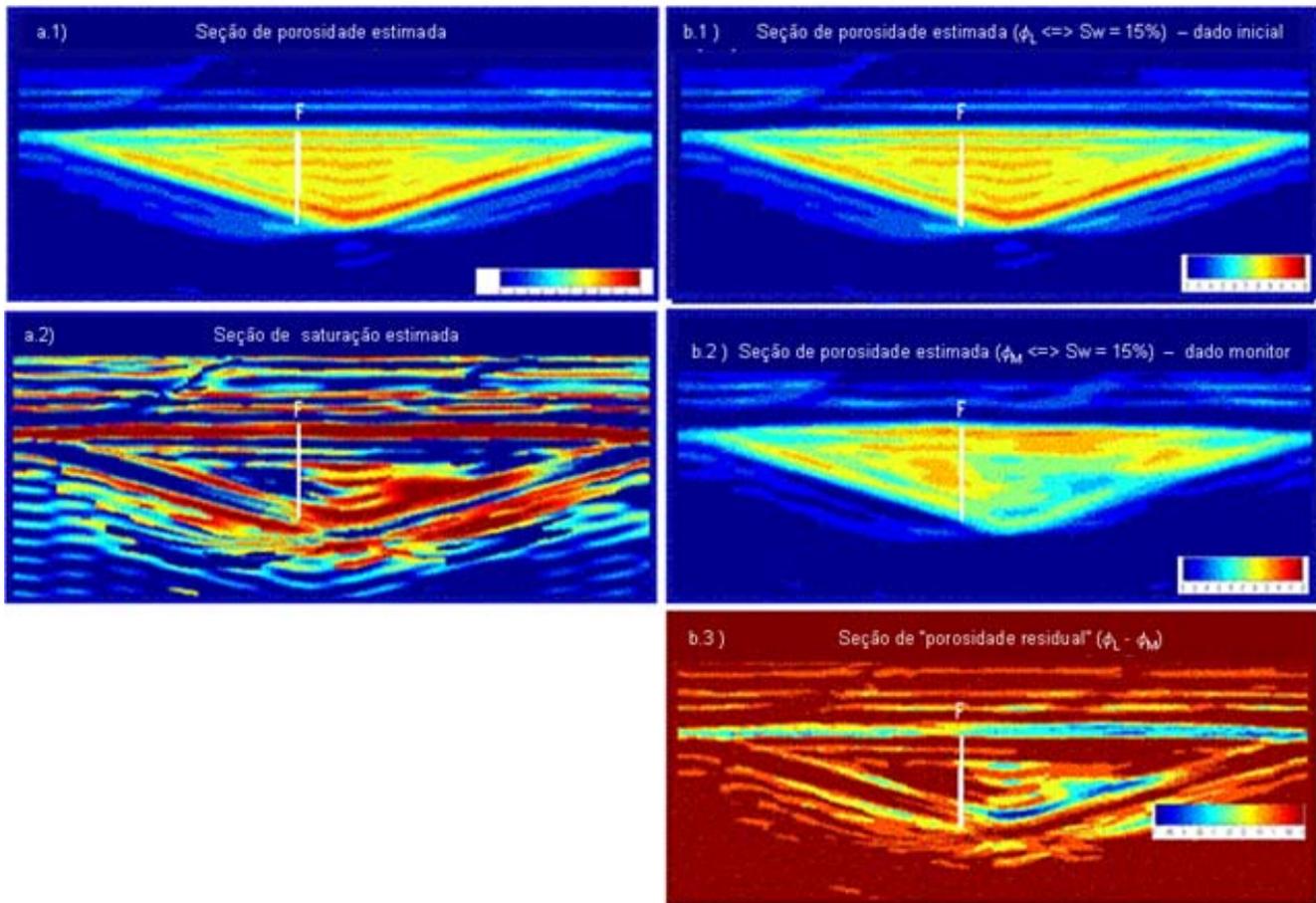


Figure 2: Seções de porosidade e saturação modal, computada considerando diferentes estados de conhecimento a cerca da saturação inicial do reservatório. Quando a saturação inicial é conhecida, a porosidade é obtida a partir dos dados iniciais (a.1) e a saturação é obtida a partir do dado monitor (a.2). Quando a saturação inicial é desconhecida, a seção de perturbação da porosidade ("porosidade residual") é obtida a partir da subtração entre as seções de porosidade obtidas a partir do dado inicial e monitor, considerando a mesma condição de saturação (b.1 e b.2). Desta forma, a perturbação da porosidade pode ser explicitamente computada (b.3) como uma medida da variação de saturação ocorrida no reservatório devido a produção..