



**Comparação dos Resultados das Inversões Acústicas
Determinística e Geoestatística de um Campo de Petróleo**

Comparison of Deterministic and Geostatistical Inversion Results from a Petroleum Field

Márcia Cristina Lohmann Filardi¹; Claudio Bettini² & Guenther Schwedersky Neto¹

¹*Centro de Pesquisas e Desenvolvimento (CENPES)*

Av. Horácio de Macedo, 950 – Cidade Universitária, Ilha do Fundão, 21941-915, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

²*Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Geociências, Departamento de Geologia.*

Av. Athos da Silveira Ramos, 274. Cidade Universitária, Ilha do Fundão, 21941-916, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

E-mails: mclfilardi@gmail.com; gsneto57@gmail.com; claudiobettini@uol.com.br

Recebido em: 10/11/2015 Aprovado em: 25/12/2015

DOI: http://dx.doi.org/10.11137/2015_2_145_157

Resumo

A maneira mais efetiva de se integrar o dado sísmico no processo de caracterização de reservatórios é por meio da geração de modelos de impedância derivados do processo de inversão sísmica. Neste trabalho foram comparados os resultados das inversões sísmicas determinística e geoestatística de um campo de petróleo, no intuito de melhorar a caracterização do campo e de gerar um modelo mais preciso, onde as previsões do comportamento do campo possam ser feitas de maneira mais efetiva. A inversão acústica determinística é uma técnica bastante utilizada, que gera um único resultado, invertendo o dado sísmico disponível para parâmetros acústicos (impedância P). Já a inversão acústica geoestatística gera múltiplos modelos de propriedades de reservatório (parâmetros acústicos, petrofísicos e litologia), todos equiprováveis, o que leva à possibilidade de se quantificar a incerteza em torno do modelo de reservatório que está sendo criado.

Palavras-chave: inversão; caracterização de reservatório; incerteza

Abstract

The most effective way to integrate seismic data in the reservoir characterization process is through the generation of impedance models derived from seismic inversion. In this work we compared the deterministic and geostatistical seismic inversion results of an oil field in order to improve the characterization of the field and generate a more accurate model, where the field behavior predictions could be done in a more effective way. The deterministic acoustic inversion is a widely used technique, which yields a single result, inverting the seismic data available for acoustic parameters (P-impedance). Geostatistical acoustic inversion generates multiple models of reservoir properties (elastic, lithology and petrophysical parameters), all of them equally probable, leading to the possibility of quantifying the uncertainty surrounding the reservoir model being created.

Keywords: inversion; reservoir characterization; uncertainty

1 Introdução

A qualidade de um modelo de reservatório depende em grande parte da quantidade de informações que se dispõe para sua construção. Normalmente, quanto maior e melhor o volume de informações, mais representatividade terá o modelo. Entretanto, incertezas ocorrem pela falta de informação ou conhecimento para se determinar de forma completa todos os aspectos relacionados à geração de um modelo. O conhecimento geológico disponível não é capaz de reconstruir perfeitamente todos os processos envolvidos na geração de um modelo e este, embora útil, ainda representa uma simplificada aproximação da realidade. Com isso, a ideia do presente trabalho foi comparar os resultados de dois diferentes métodos de inversão sísmica, no intuito de melhorar a caracterização e possibilitar um maior entendimento do comportamento de um reservatório. Os inúmeros modelos também gerados por um desses métodos permitem que se faça um estudo em torno da incerteza do modelo de reservatório que está sendo gerado.

2 Inversão Determinística

A crescente melhoria na qualidade dos dados sísmicos de reflexão, associada à disponibilização de algoritmos de inversão sísmica mais robustos, possibilitou que, nos últimos anos, em escala mundial, as informações de impedância sísmica assumissem um papel de destaque, tanto em estudos de reservatório, quanto em processos exploratórios. O algoritmo *Constrained Sparse Spike* da Jason (empresa responsável pelos softwares de inversão sísmica utilizados) tem por objetivo minimizar uma função objetivo que contém no mínimo dois termos: o primeiro minimiza a diferença entre o dado sísmico e o sintético, enquanto o outro controla a energia das refletividades (Debye & Van Riel, 1990). Este algoritmo gera um modelo de impedância acústica determinística a partir do dado sísmico de reflexão empilhado totalmente, onde a sísmica é modelada através da convolução de uma série de coeficientes de reflexão com uma *wavelet*. O processo é controlado por um conjunto de restrições que delimitam o universo de soluções àquelas que possuem sentido geológico. Essa metodologia foi utilizada no dado sísmico do campo em estudo, no

intuito de possibilitar uma caracterização inicial da geometria interna do reservatório, além de servir também como controle de qualidade para a inversão geoestatística, já que esta última depende de uma série de resultados obtidos a partir da inversão determinística (qualidade da sísmica, amarração sísmica-poço, *wavelet* média calculada a partir de todos os poços, etc...) para proceder a sua execução.

2.1 Inversão Determinística Acústica (Jason)

O dado sísmico PSDM de um campo de petróleo, processado em profundidade, foi disponibilizado neste trabalho pela PETROBRAS e apresenta *inlines* com direção NW-SE e *crosslines* com direção NE-SW. Foram disponibilizados também dados de 43 poços (Figura 1).

Este dado sísmico convertido para tempo e utilizado para a geração do modelo de impedância P foi considerado de boa qualidade (Figura 2).

Uma análise da amplitude RMS do dado em uma janela centrada no topo do reservatório mostrou que o dado não apresenta problemas relacionados à *footprint*, herdados das etapas de aquisição e processamento do dado (Figura 3).

A etapa de calibração sísmica-poço (Figura 4) se mostrou bastante consistente. A informação relativa ao *modelo a priori* (modelo geológico) foi obtida a partir da baixa frequência proveniente dos poços disponibilizados.

O processo de extração da *wavelet* é de fundamental importância. Ele permite que se extraia uma *wavelet* para cada poço a partir do cubo empilhado totalmente, para posteriormente fazer uma média, ou então fazer uma extração, considerando todos os poços simultaneamente (Figura 5). As *wavelets* apresentaram um comportamento muito consistente entre os poços utilizados.

Os horizontes utilizados para o processo de inversão determinística foram interpolados e suavizados de modo a prevenir distorções no processo de criação das camadas do modelo de baixa frequência. A janela de inversão engloba todo o intervalo de reservatório e a de extração das *wavelets* corresponde a, no mínimo, duas vezes o tamanho do comprimento das *wavelets*, que, no

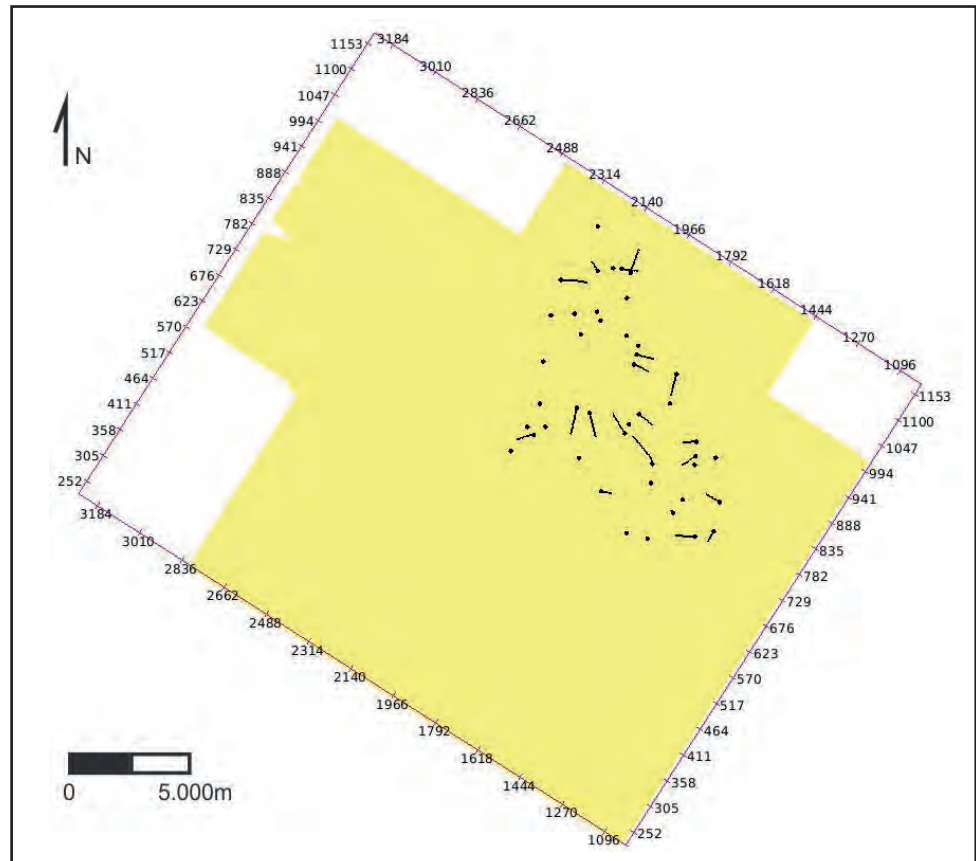


Figura 1 Mapa com a localização dos 43 poços utilizados na área de estudo.

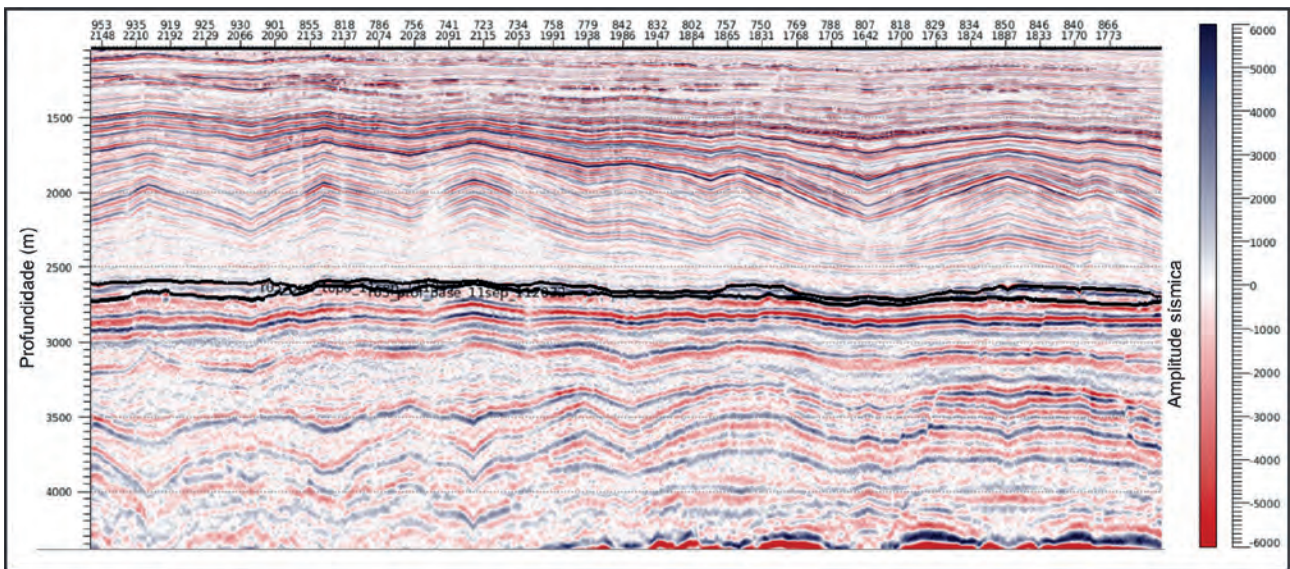


Figura 2 Dado sísmico em profundidade com empilhamento total, utilizado na área de estudo.

caso, apresentaram 120 ms. O resultado da inversão determinística acústica mostra uma boa correlação entre o resultado da inversão para impedância e a impedância P dos poços. Os arenitos do reservatório ficam bastante destacados, apresentando um valor

baixo de impedância P (Figura 6).

O cubo sintético gerado pela inversão reproduz muito bem o dado sísmico utilizado, gerando um baixo resíduo da inversão (Figura 7).

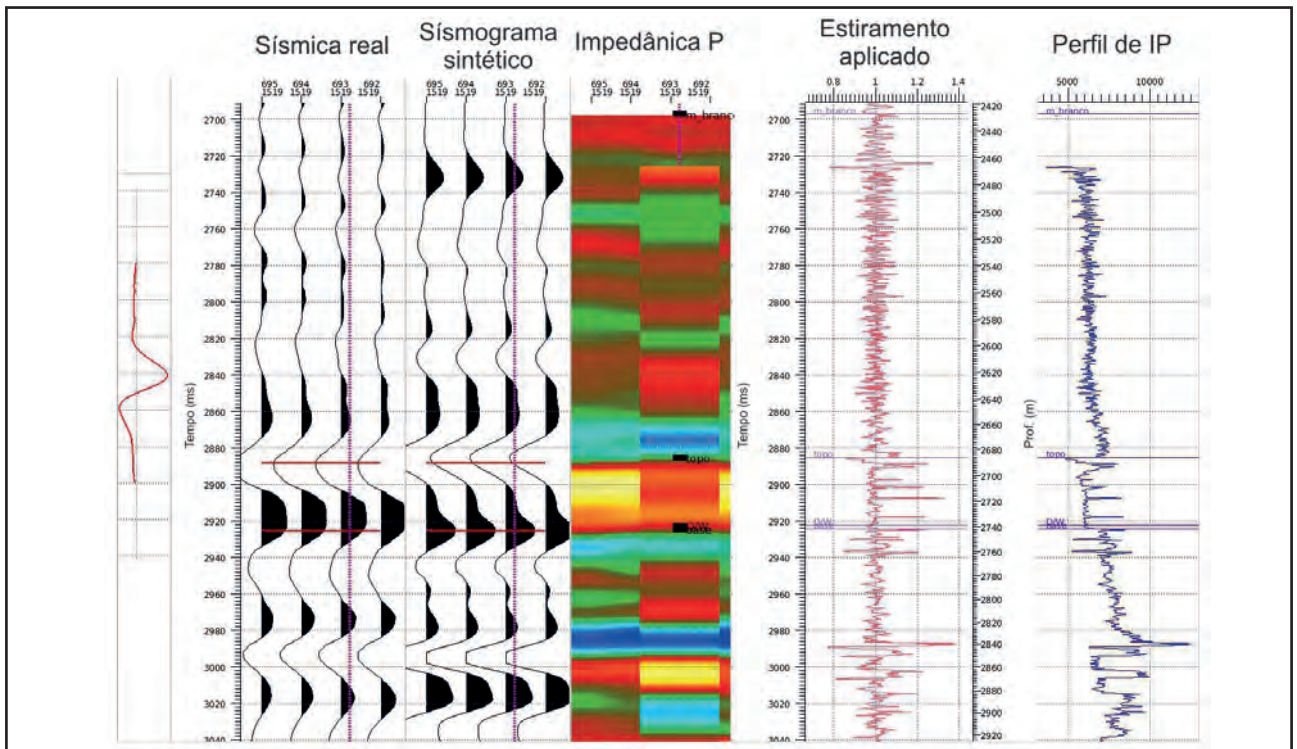
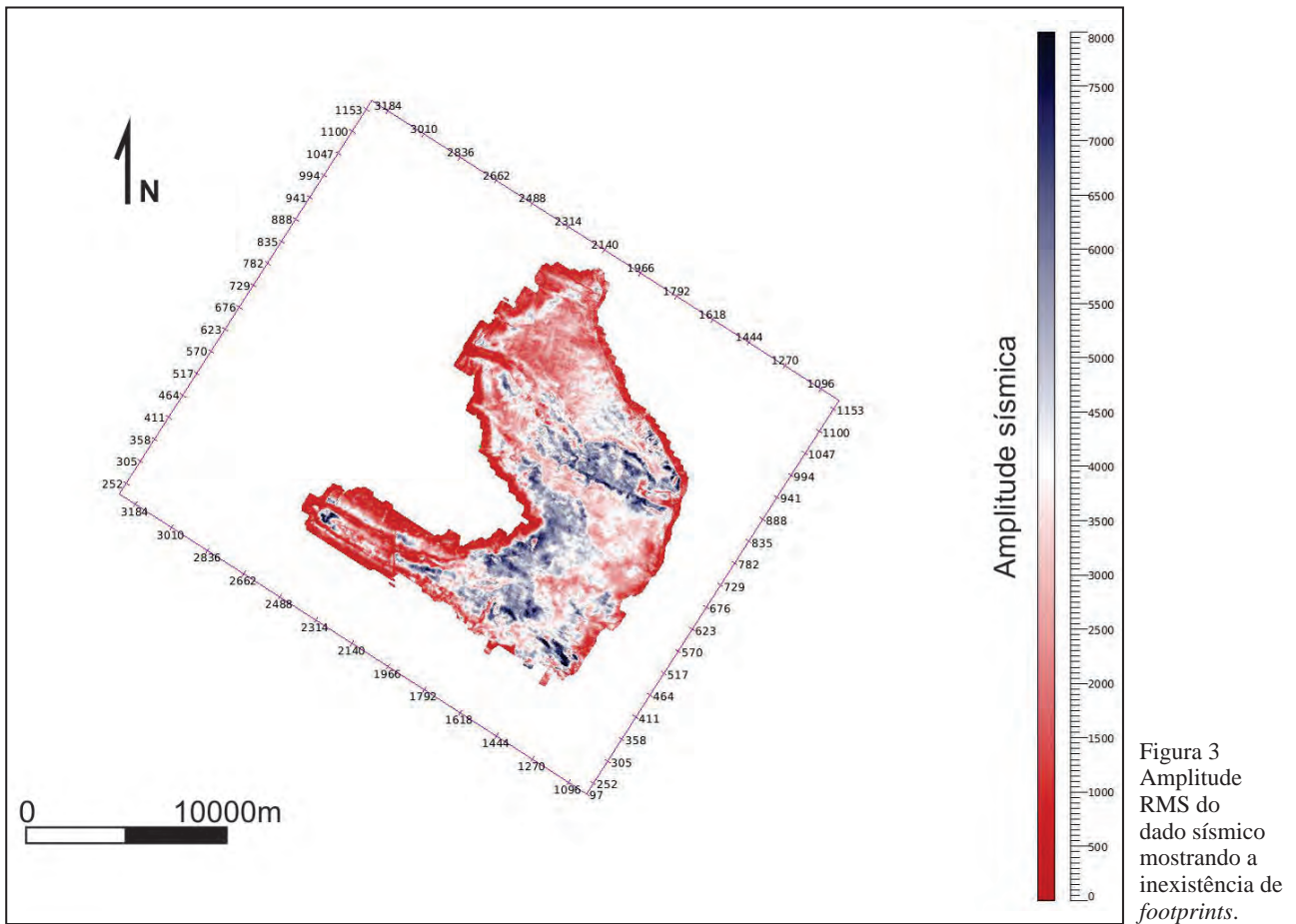


Figura 4 Exemplo de calibração sísmica-poço.

Figura 5 Comparação entre as wavelets média (vermelha) e otimizada (verde) extraídas de todos os poços.

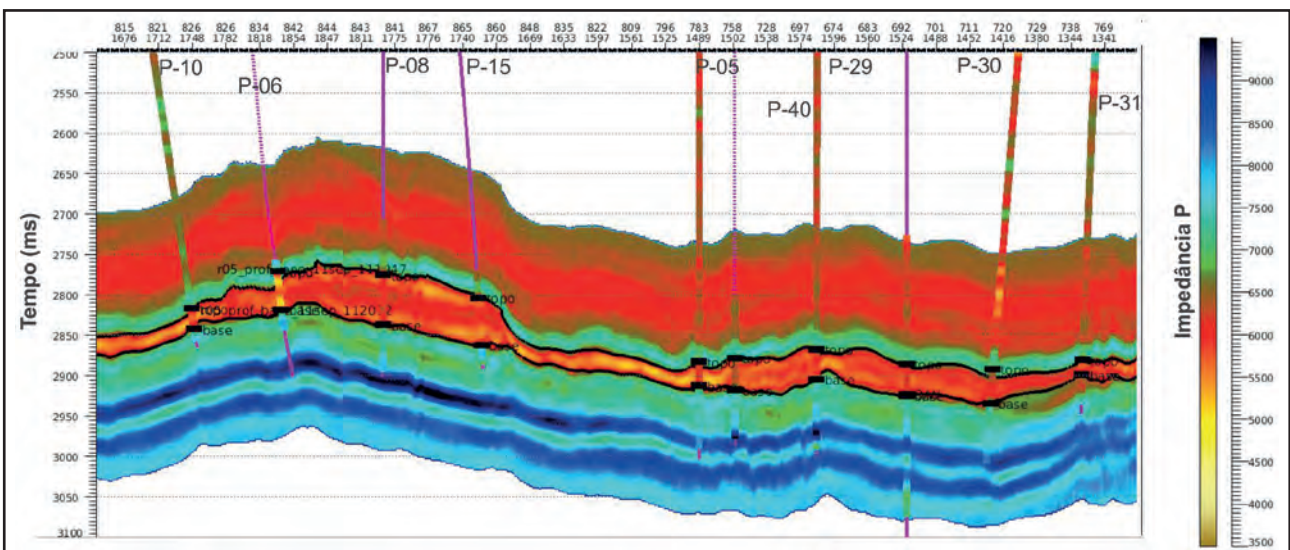
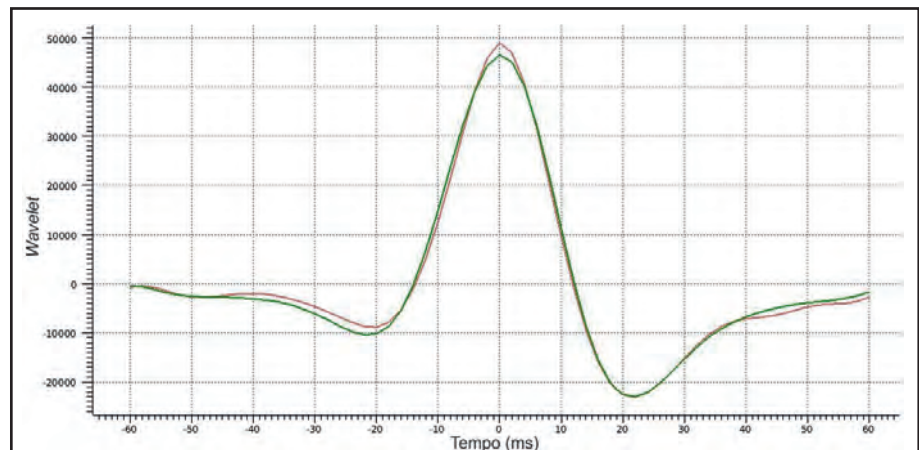


Figura 6 Resultado da inversão acústica determinística com modelo de baixa frequência.

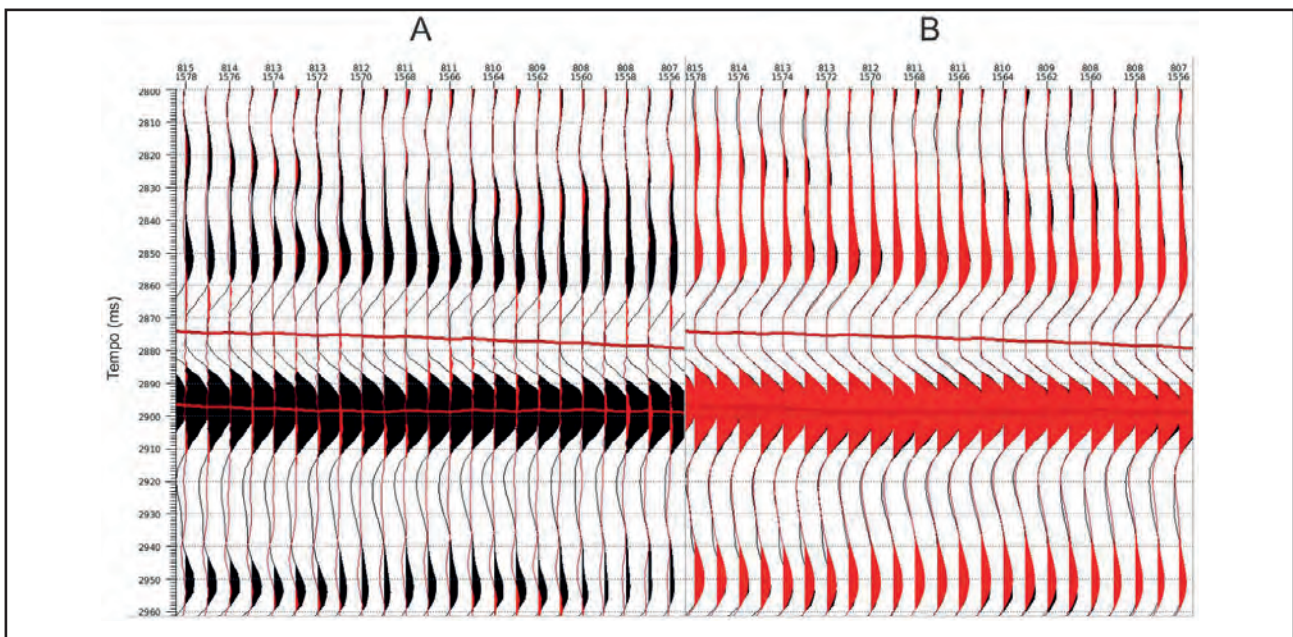


Figura 7 Cubo sísmico com o resíduo da inversão superposto ao dado sísmico (A) e cubo sintético superposto ao dado sísmico (B).

3 Inversão Geoestatística

A incorporação da informação sísmica junto aos modelos de reservatório através de metodologias geoestatísticas vem ganhando importância nos últimos anos. Neste trabalho foi testada a metodologia de inversão geoestatística da empresa Jason para o estudo da incerteza em torno do modelo que está sendo construído, melhorando a caracterização do reservatório em estudo. A incerteza espacial foi assim obtida através do conjunto de imagens consideradas equiprováveis ou igualmente representativas do reservatório em estudo.

3.1 Inversão Geoestatística Acústica (Jason)

A metodologia da empresa Jason para inversão geoestatística acústica apresenta um resultado de mais alta resolução, em comparação com o resultado da inversão determinística, além de possibilitar a inversão direta para parâmetros acústicos (impedância) e de reservatório (porosidade, fácies) e a construção de um modelo de incertezas. Ela combina o conceito da simulação geoestatística tradicional com o de Inferência Bayesiana e Cadeias de Markov Monte Carlo (MCMC) para produzir uma série de realizações de alta resolução das propriedades do reservatório. Este conjunto de realizações dá uma boa indicação a respeito das incertezas dentro do modelo, já que são produzidas diferentes simulações que levam em consideração todos os dados de entrada (sísmica, poços, variogramas, histogramas,

proporções litológicas). Também podem ser usadas para a caracterização de reservatórios delgados e como *input* para a simulação de fluxo, depois de uma etapa de *upscaling* para o *grid* do simulador. (Haas & Dubrule, 1994).

Diferentemente da inversão determinística vista anteriormente, que produz um único resultado, invertendo para impedância P, a inversão geoestatística produz simulações equiprováveis, invertendo simultaneamente para parâmetros acústicos (impedância P), parâmetros petrofísicos (porosidade, saturação) e litologia, para cada realização. Como já foi dito anteriormente, esta metodologia também utiliza os resultados da inversão determinística como controle de qualidade.

Uma preocupação muito importante, antes de se iniciar o processo de inversão geoestatística, é que os topos mapeados (horizontes topo e base do reservatório), tanto em tempo quanto em profundidade, coincidam com os marcadores topo e base dos poços, já que o processo envolve a construção de um modelo estratigráfico em profundidade, apesar de a sísmica ser incorporada ao processo em tempo (Figuras 8 e 9). É preciso utilizar um modelo de velocidades que garanta que estes topos mapeados estejam bem amarrados com as sísmicas e com os marcadores dos poços em tempo e em profundidade.

A maneira como o MCMC trabalha consiste nas seguintes etapas principais: primeiro, constrói-

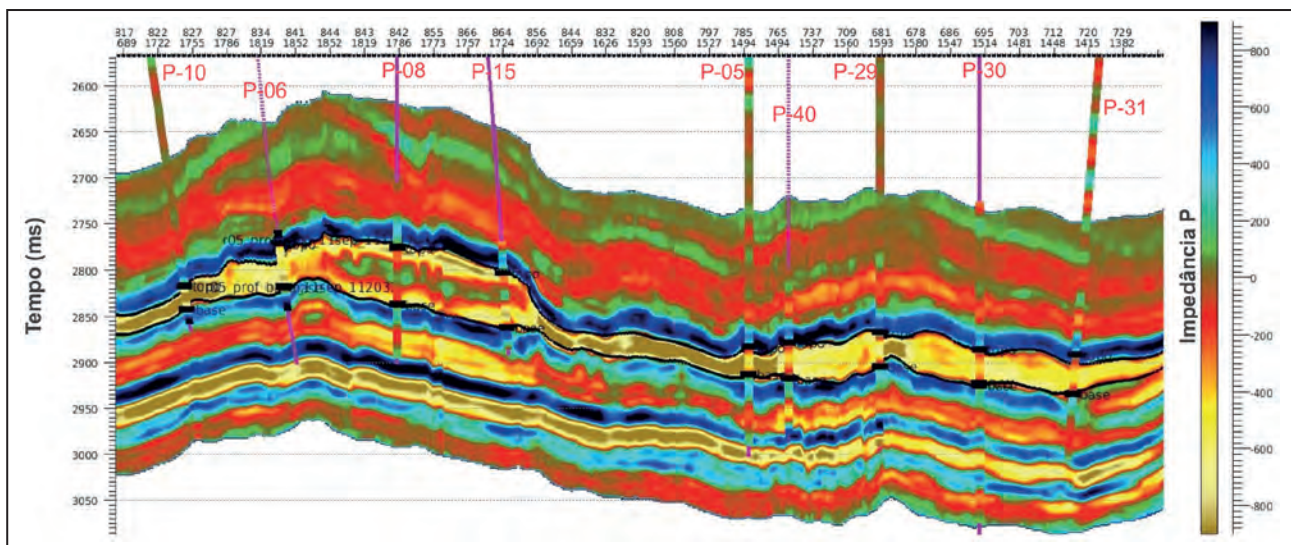


Figura 8 Resultado da inversão determinística em tempo, mostrando a boa amarração dos topos mapeados com os marcadores dos poços.

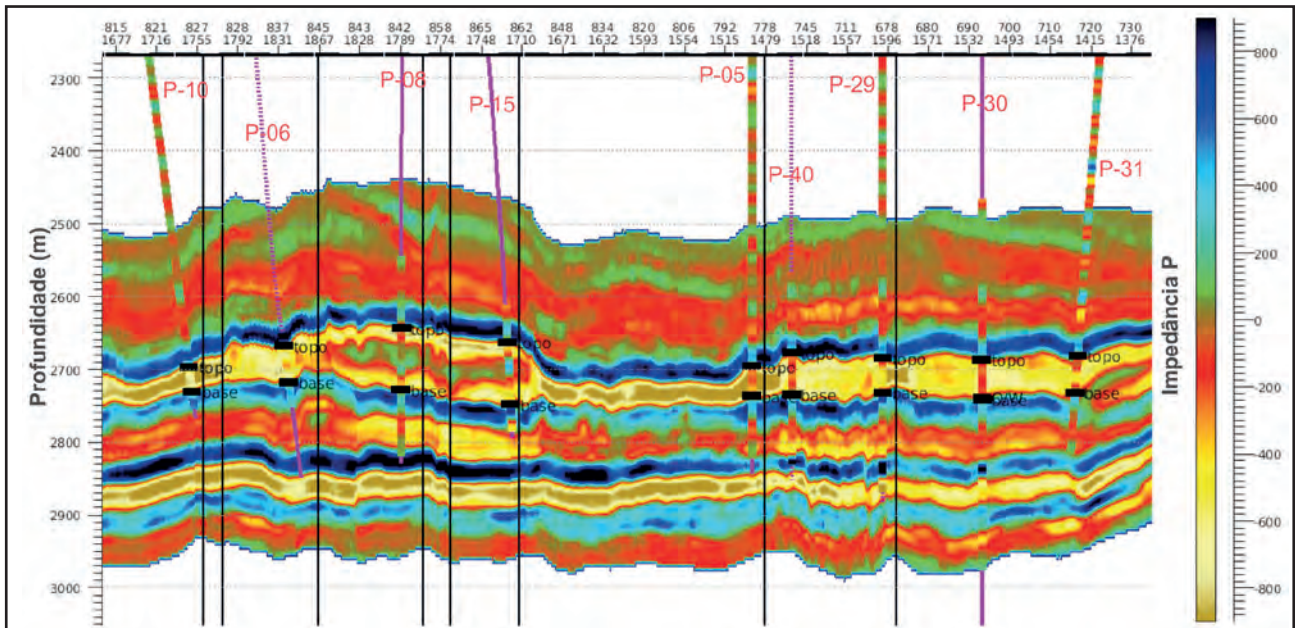


Figura 9 Resultado da inversão determinística em profundidade, mostrando a boa amarração dos topos mapeados com os marcadores dos poços.

se um modelo 3D estratigráfico em profundidade, que segue a mesma interpretação estratigráfica do modelo estrutural existente, cedido pelo geólogo do campo. Esta etapa foi realizada com o auxílio de uma ferramenta da Jason chamada EMFT (*Earth Model Fast Tracker*). Depois são definidas no grid propriedades contínuas acústicas (no caso, impedância P) e petrofísicas (no caso, porosidade efetiva) e propriedades discretas, todas obtidas a partir dos poços (no caso, os litotipos foram definidos a partir de uma classificação de eletrofácies, onde se incorporou também a informação permoporosa da rocha). Todos os perfis foram reamostrados para 0.5 metros, resolução definida para o reservatório no *grid* estratigráfico. Isto faz com que apenas os eventos mais significativos sejam levados em consideração no processo de inversão geoestatística (Figura 10).

O modelo litológico cedido pelo geólogo do campo apresenta cinco eletrofácies para o reservatório em estudo: arenito bom, arenito regular, arenito cimentado, folhelho e arenito conglomerático. As cinco classes foram reagrupadas em quatro, incorporando-se parte da classe do arenito regular ao arenito bom e a outra parte, ao arenito conglomerático, em função da coincidente resposta acústica da fácies arenito regular com as outras duas. Esta nova redefinição de fácies pode ser vista no *crossplot* e nos histogramas da figura 11 e na comparação entre os perfis de litologia da figura 12.

A proporção de cada fácies foi definida a partir dos poços, gerando-se mapas de proporção com os seguintes valores *a priori*: 65% de arenito bom, 13% de arenito conglomerático, 7% de arenito cimentado e 15% de folhelho. As proporções de saída obtidas podem ser vistas na figura 13.

Em seguida, todos os dados de entrada disponíveis foram representados como uma função de distribuição de probabilidade (PDF). Observa-se nas PDF's definidas uma grande superposição entre as fácies em termos de resposta acústica (impedância P), principalmente entre o arenito conglomerático e o folhelho, e em termos de porosidade efetiva, principalmente entre o arenito cimentado e o folhelho. Isto dificultou bastante a parametrização das fácies na inversão geoestatística (Figuras 14, 15, 16 e 17).

As PDF's individuais se juntam, segundo os seus domínios de distribuição, utilizando-se fundamentos de inferência bayesiana para a obtenção de uma PDF conjunta com toda a informação conhecida. Utilizou-se então o algoritmo de MCMC para a obtenção de volumes de propriedades de reservatório (impedância P, litologia e porosidade) a partir da PDF conjunta, num *grid* estratigráfico de alta resolução. Por último, estes passos são repetidos para geração de uma série de realizações que, em conjunto, fornecem informações a respeito

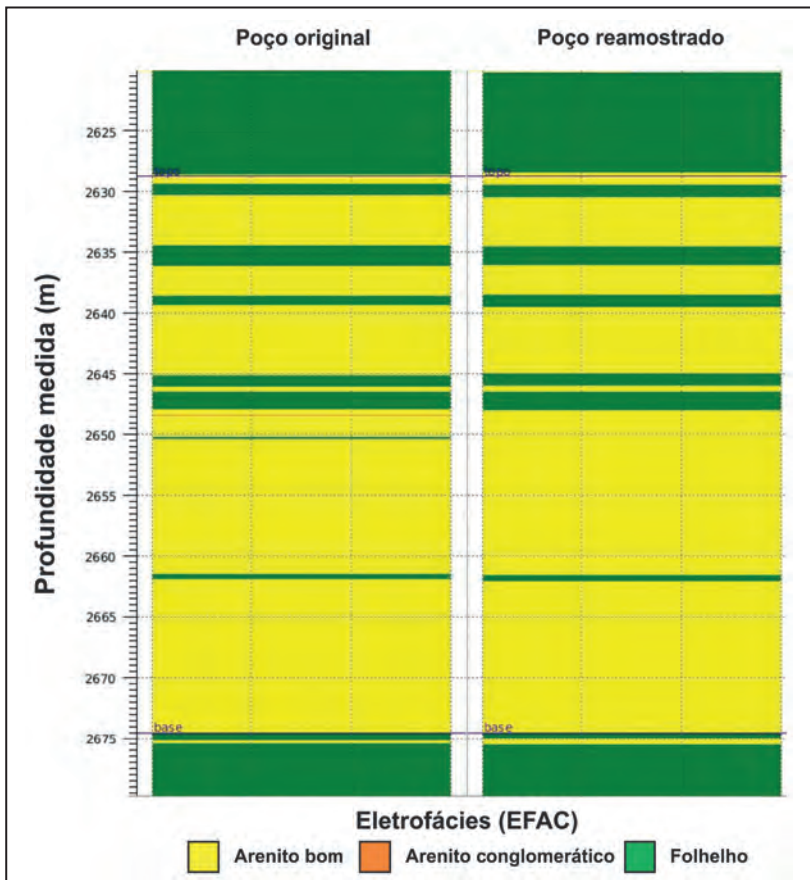


Figura 10 Perfil de litologia reamostrado para 0,5m, fazendo com que apenas os eventos mais significativos sejam levados em consideração.

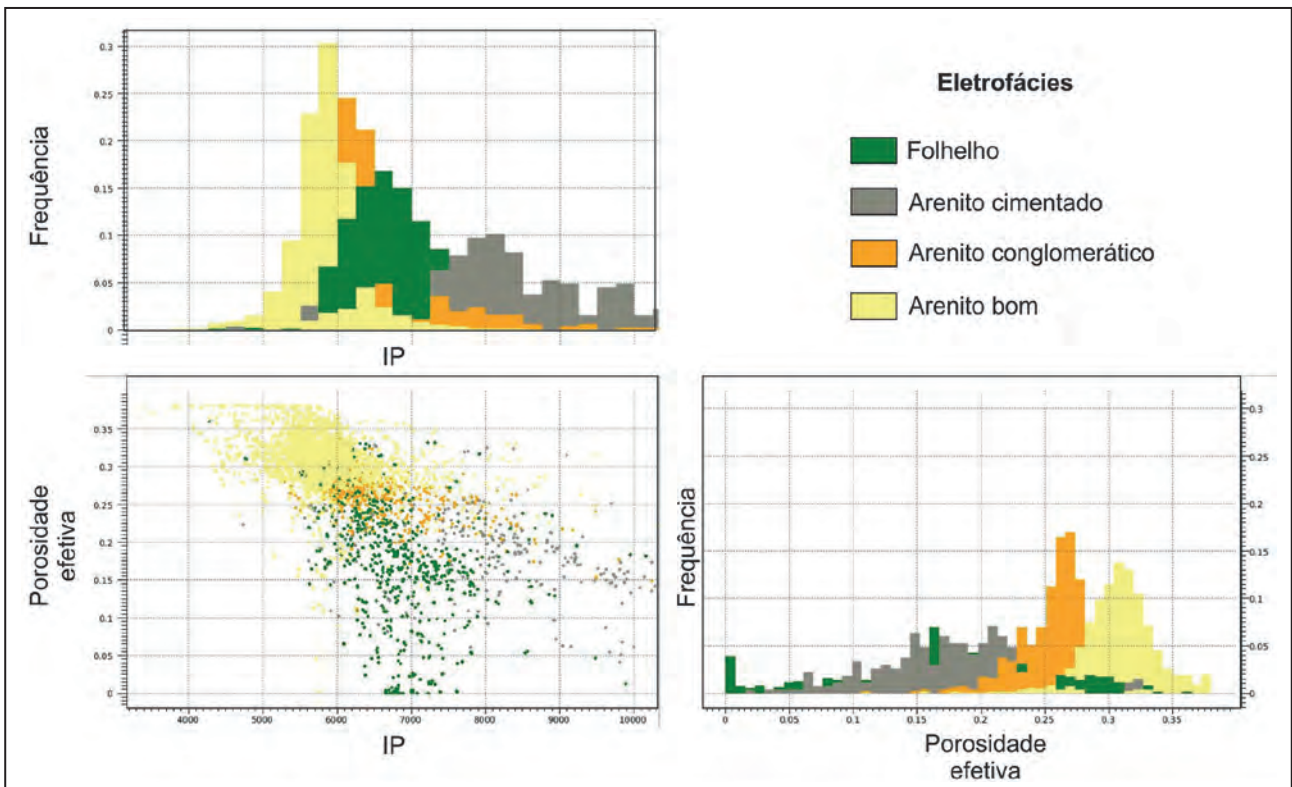


Figura 11 Reagrupamento das cinco classes definidas *a priori* em quatro classes: arenito bom (amarelo), arenito conglomerático (laranja), arenito cimentado (cinza) e folhelho (verde).

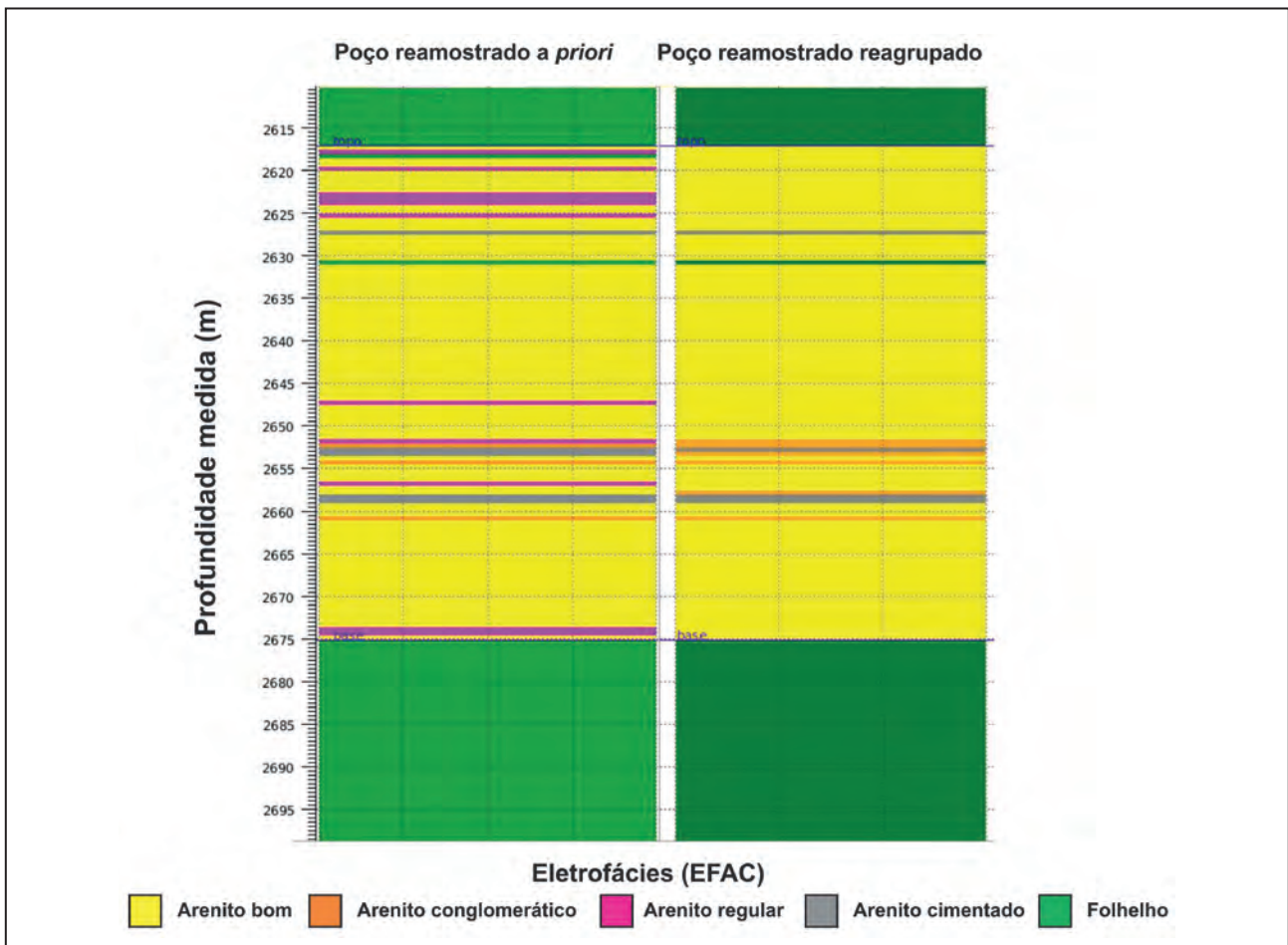


Figura 12 Comparação do perfil de litologia com as cinco classes definidas *a priori* (à esquerda) com as quatro classes definidas após o reagrupamento (à direita).

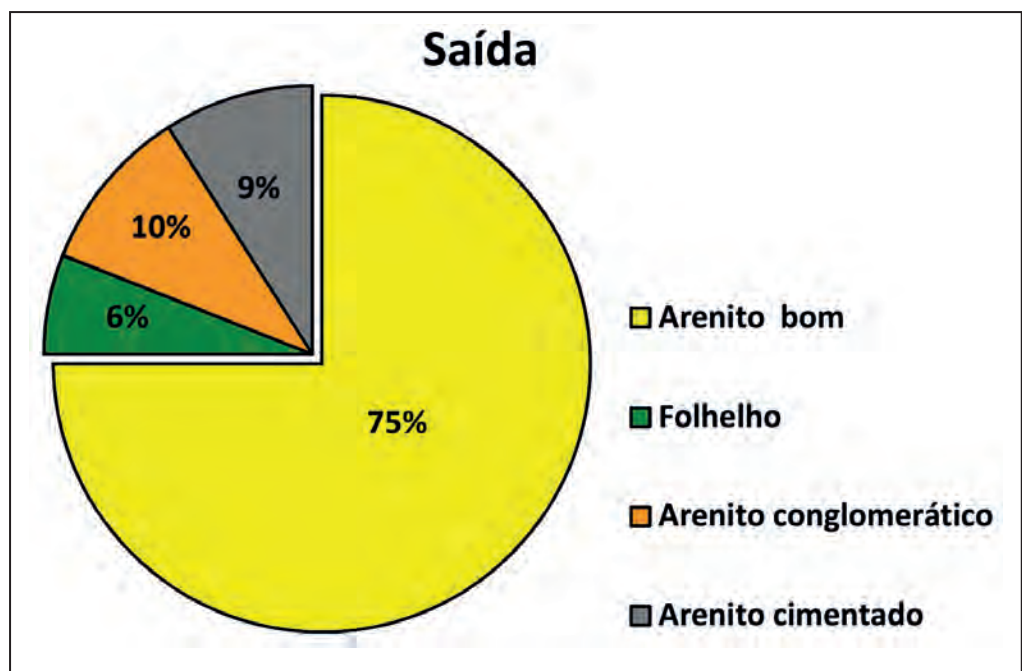


Figura 13 Proporções de saída obtidas para cada fácies a partir dos poços.

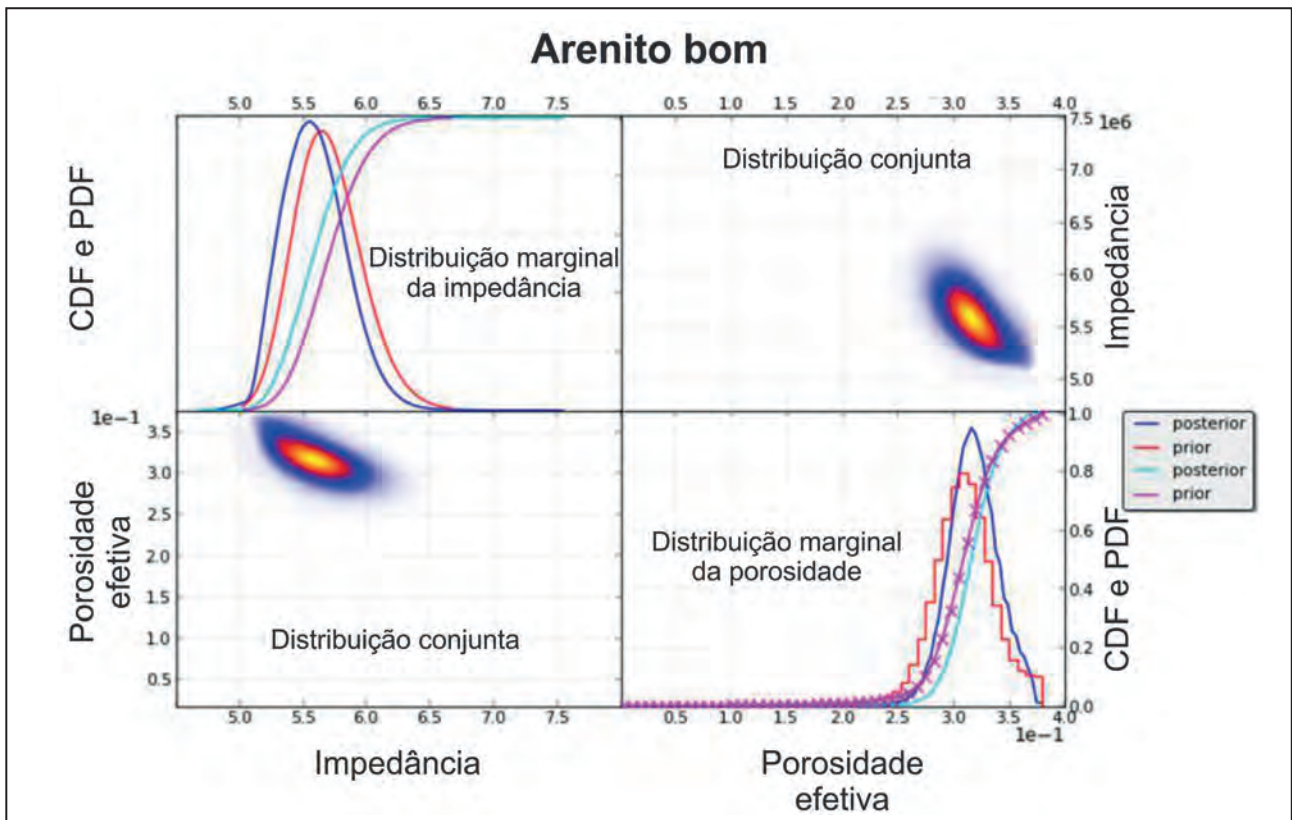


Figura 14 PDF de entrada superposta a de saída definida para o arenito bom.

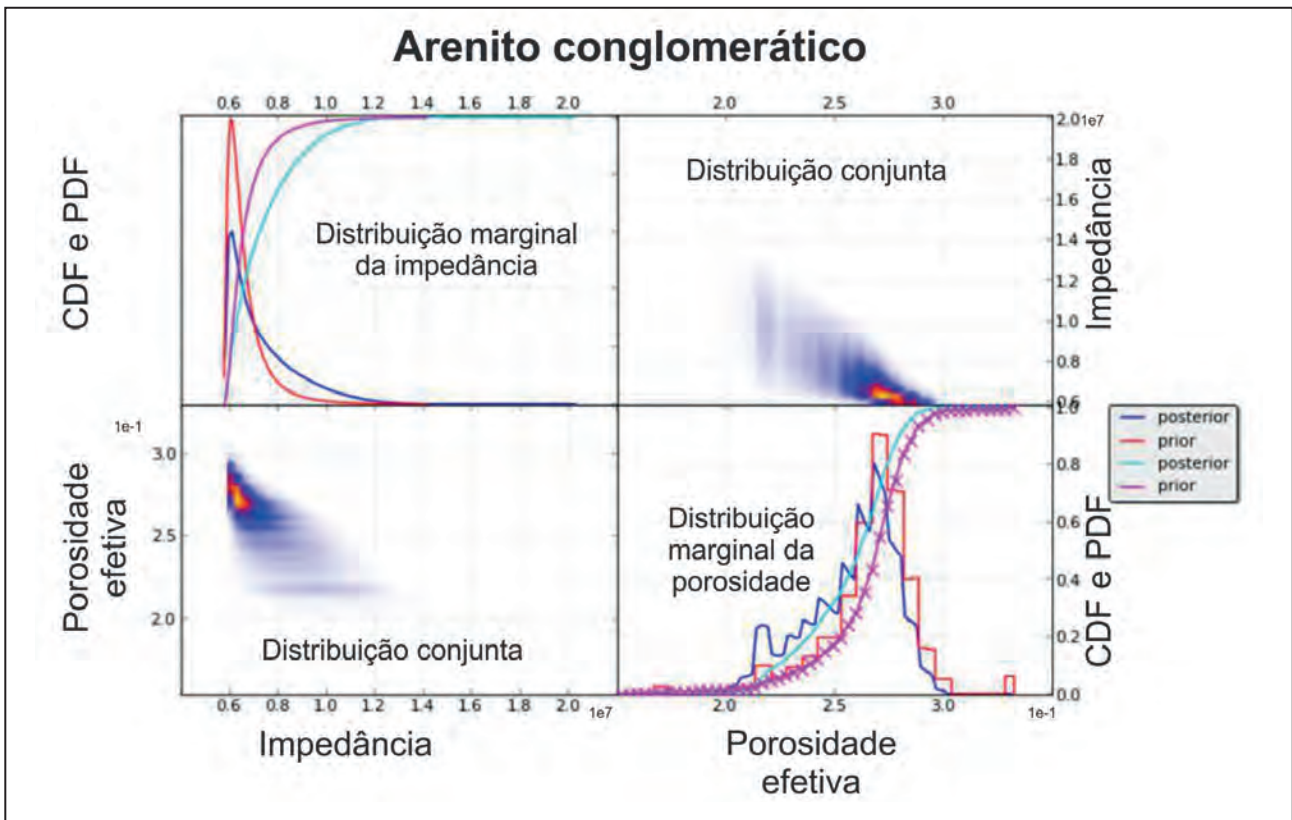


Figura 15 PDF de entrada superposta a de saída definida para o arenito conglomerático.

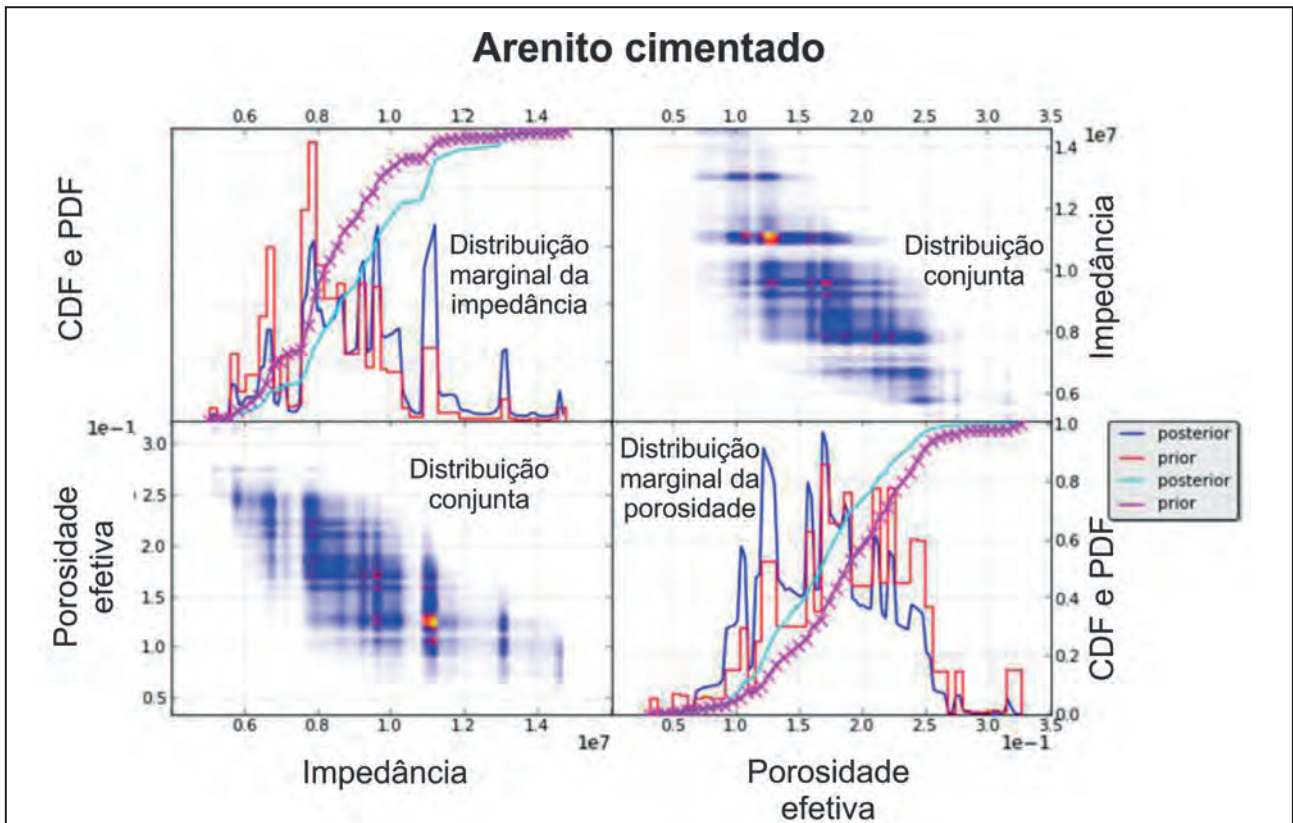


Figura 16 PDF de entrada superposta a de saída definida para o arenito cimentado.

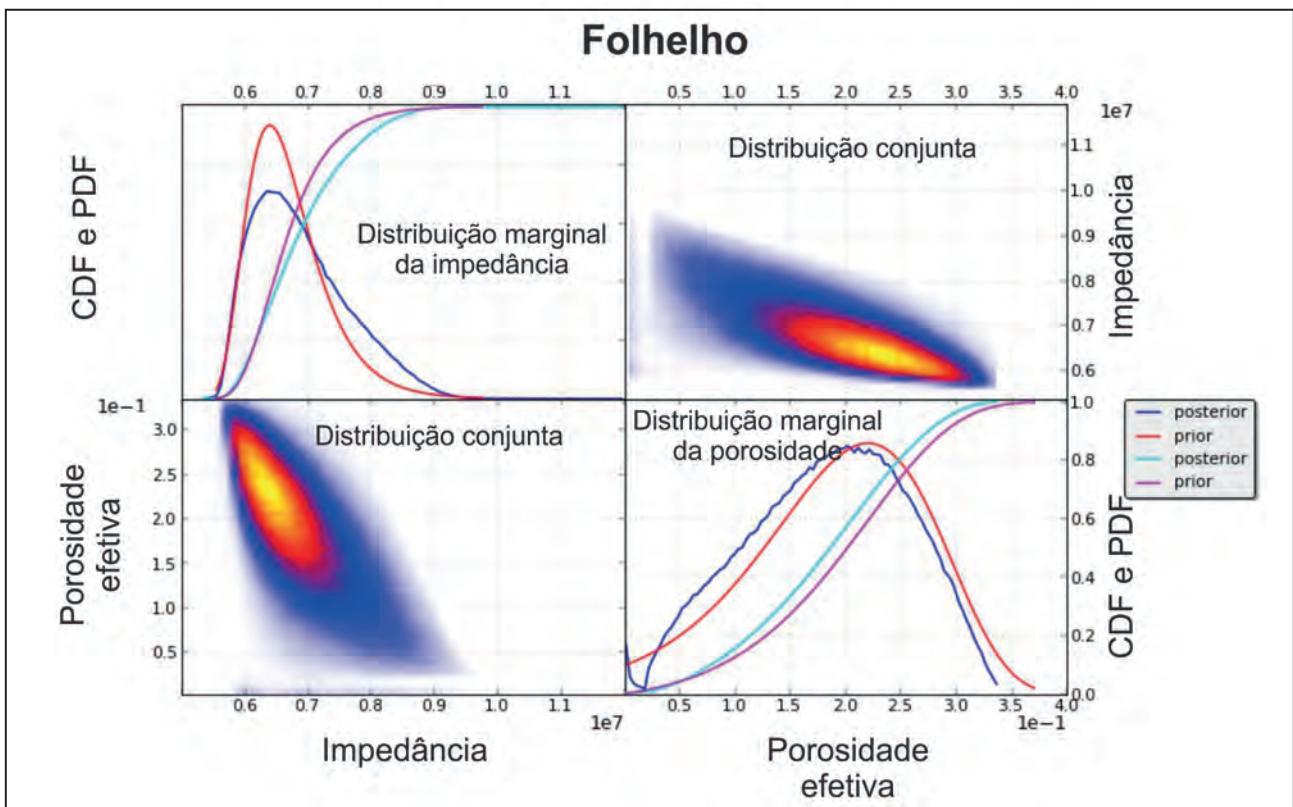


Figura 17 PDF de entrada superposta a de saída definida para o folhelho.

das incertezas do reservatório. A simulação MCMC considera ao mesmo tempo a informação vinda de variogramas e histogramas, junto com o modelo sísmico e os poços, para a geração de volumes de parâmetros acústicos, petrofísicos e litologias de alta resolução. Os histogramas e variogramas espaciais fornecem uma compreensão melhor do tamanho e da continuidade das feições geológicas e são utilizados para a obtenção de um maior controle lateral dos resultados fora da área de influência dos poços.

4 Resultados

A partir dos resultados da inversão determinística, foi possível determinar a distribuição lateral das litologias e fazer uma caracterização inicial da geometria interna dos reservatórios do campo petrolífero em estudo. A região do reservatório fica bastante evidenciada, limitada pelos horizontes topo e base mapeados da sísmica, apesar de o resultado parecer bastante suavizado. O resultado da inversão determinística também serviu como controle de qualidade para a inversão geoestatística, já que esta última depende dos resultados da primeira para proceder a sua execução.

Já os volumes dos parâmetros acústicos obtidos a partir da metodologia de inversão geoestatística mostraram uma maior resolução vertical, proveniente da integração dos diferentes dados disponíveis no campo (sísmica, poços, informação geológica a priori). Em consequência disso, a estimativa da distribuição das litologias pode ser feita com maior grau de confiabilidade, principalmente na discriminação de corpos mais delgados e de níveis de heterogeneidades que ocorrem dentro do reservatório (Figura 18). A análise dos diferentes cenários gerados a partir da inversão MCMC fornece também subsídio para a redução das incertezas na caracterização do reservatório.

5 Referências

- Bosch, M.; Mukerji, T. & Gonzalez, E. 2010. Seismic inversion for reservoir properties combining statistical rock physics and geostatistics: a review. *Geophysics*, 75(5): 75-165.
- Buland, A. & Omre, H. 2003. Joint AVO inversion, wavelet estimation and noise-level estimation using a spatially coupled hierarchical Bayesian model. *Geophysical Prospecting*, 51(6): 531-550.
- Contreras, A.; Torres-Verdin, C.; Chesters, W.; Kvien, K. & Globe, M. 2005. *Joint stochastic inversion of petrophysical*

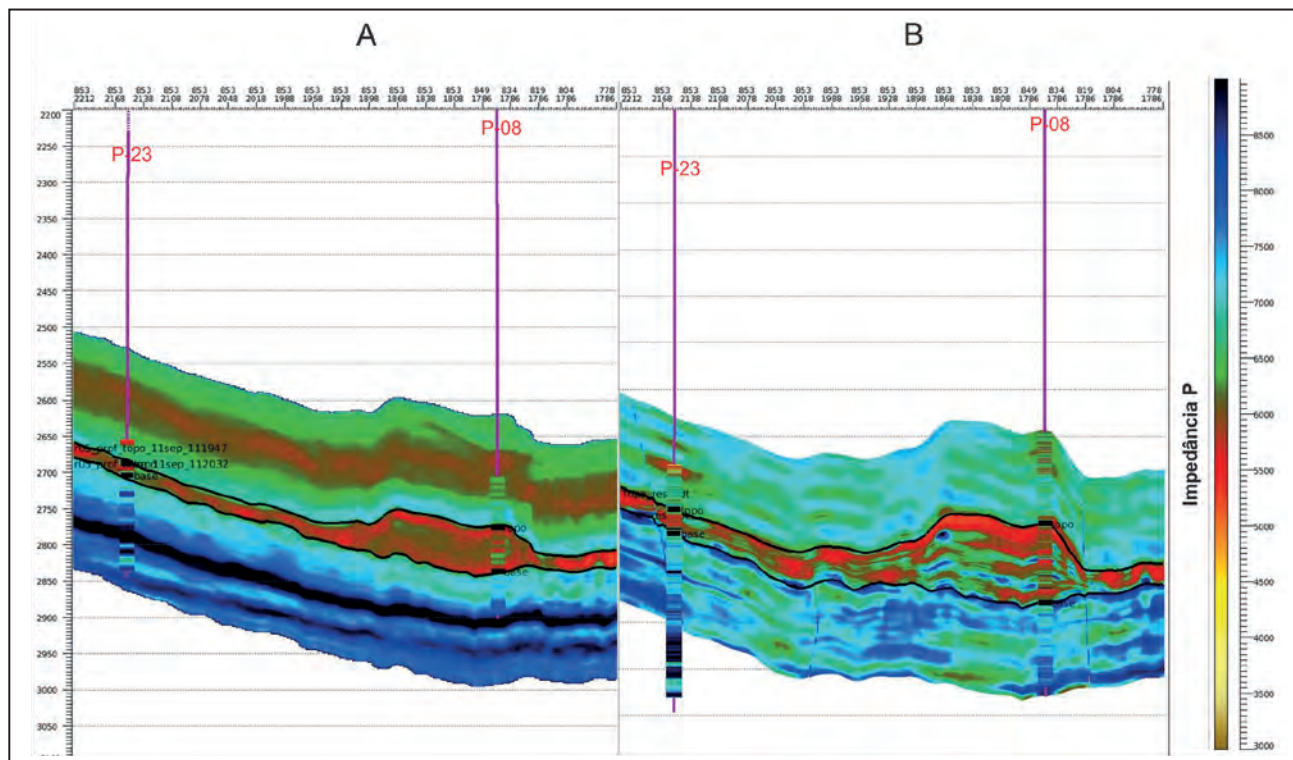


Figura 18 Comparação entre os resultados das inversões determinística (A) e geoestatística (B).

- logs and 3D pre-stack seismic data to assess the spatial continuity of fluid units away from Wells: application to a Gulf-of-Mexico deepwater hydrocarbon reservoir. In: SPWLA ANNUAL LOGGING SYMPOSIUM, 46, New Orleans, 2005, p.1-15.*
- Debye, H.W.J. & Van Riel, P. 1990. L_p -norm deconvolution. *Geophysical Prospecting*, 38: 381-403.
- Figueiredo, L.P. & Roisenberg, M. 2014. *Inversão simultânea Bayesiana de dados sísmicos pré-empilhados para estimativa de propriedades de reservatórios*. Florianópolis, Universidade Federal de Santa Catarina, p. 35. Relatório parcial de projeto UFSC/PETROBRAS.
- Gunning, J. & Glinsky, M.E. 2004. Delivery: an open-source model-based Bayesian seismic inversion program. *Computers & Geosciences*, 30(6): 619-636.
- Haas, A. & Dubrule, O. 1994. Geostatistical inversion – a sequential method for stochastic reservoir modeling constrained by seismic data. *First Break*, 12: 561-569.
- Monteiro, M.C. 2005. *Procedimentos geoestatísticos para quantificar a incerteza em modelos estáticos de reservatórios petrolíferos*. Programa de Pós-graduação em Geologia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Tese de Doutorado, 312p.
- Rimstad, K.; Avseth, P. & More, H. 2012. *Hierarchical Bayesian lithology/fluid prediction: a North Sea case study*. *Geophysics*, 77(2): 69-85.
- Soares, A. 2006. *Geoestatística para as ciências da terra e do ambiente*. Lisboa, IST Press, 214 p.