



2º CONGRESSO BRASILEIRO DE P&D EM PETRÓLEO & GÁS

UTILIZAÇÃO DA SÍSMICA COMO DERIVA EXTERNA NO CÁLCULO DO VOLUME DE ÓLEO DE UM RESERVATÓRIO DE PETRÓLEO

João Paulo Borges Gomes¹, Sérgio Sacani Sancevero², Armando Zaupa Remacre³

¹ UNICAMP, joao.gomes@ige.unicamp.br

² UNICAMP, sacani@ige.unicamp.br

³ UNICAMP, armando@ige.unicamp.br

Resumo – O nível de detalhe necessário para o desenvolvimento de reservatórios, excede o requerido para encontra-lo, devido a isso se tem observado um grande aumento na utilização pela indústria do petróleo dos dados sísmicos 3-D. O uso deste dado como deriva externa foi a solução encontrada para realizar a integração da informação sísmica com os dados de poços existentes num reservatório. Utilizando técnicas geoestatísticas de simulação seqüencial gaussiana e simulação com deriva externa, o objetivo deste trabalho é evidenciar as diferenças resultantes, quando se utiliza uma informação complementar no cálculo de volume de óleo de um reservatório de petróleo. O método geoestatístico de simulação foi aplicado para quantificar as relações entre dados de poços, com os dados de tempo duplo obtido da sísmica, nos intervalos interpoços. Foram geradas 100 imagens para o topo e 100 imagens para a base utilizando as técnicas mencionadas, obteve-se como resultado duas curvas de probabilidade acumulada, para o volume de óleo. Essas curvas foram comparadas e assim pode-se observar a influência da utilização de uma informação adicional, como a sísmica na obtenção de valores de volume de óleo para um campo de petróleo.

Palavras-Chave: sísmica, deriva externa, volume, simulação seqüencial gaussiana.

Abstract – Because the detail needed to develop reservoirs exceeds the detail required to find them, the petroleum industry increase the use of 3-D seismic data. The use of this data as external drift was the solution finds to make the integration between seismic and well data. Using geostatistical techniques of sequential simulation, the objective of this paper is show the differences when use complement information to obtain the oil volume of petroleum reservoir. The geostatistical simulation was used to quantify the relationship between well data and double travel time data from seismic in the interwell locations. We generate 100 images of the top and 100 images of the bottom, resulting in two risk curves for the oil volume. These curves were comparing and then the influence of the utilization of additional information can be realized.

Keywords: seismic, external drift, volume, sequential gaussian simulation.

1. Introdução

Atualmente os dados sísmicos têm sido usados para prever variações espaciais do reservatório através de uma abordagem geoestatística. Inferir as propriedades da rocha e a forma do reservatório a partir de atributos sísmicos como amplitude de reflexão e impedância acústica não é um problema único, pois mais de uma variável geológica está envolvida. As mudanças observadas nas propriedades acústicas ilustram o uso dos dados sísmicos para restringir modelos geológicos que posteriormente irão alimentar um simulador de fluxo. A amplitude sísmica de reflexão pode ser usada como deriva externa para estimar o volume de hidrocarboneto e por meio da simulação condicional pode se obter curvas de risco que são utilizadas no gerenciamento de um campo (Chambers et al., 1994).

O algoritmo da simulação estocástica condicional é um mecanismo que permite obter imagens equiprováveis da distribuição espacial de uma variável. Cada distribuição constitui uma imagem estocástica do mesmo fenômeno, como exemplo, o topo de um reservatório de petróleo.

Cada imagem gerada respeita a estatística dos dados de origem, como: histograma, covariância, variograma coeficiente de correlação, e aos próprios dados em suas localizações espaciais, sejam eles *hard* ou *soft*. Os dados *hard*, como os dados de poços, são reproduzidos exatamente enquanto que os dados *soft*, como o tempo duplo de trânsito proveniente da sísmica, são reproduzidos com um certo grau de tolerância. Na simulação não pode se dizer que uma das imagens geradas retrata o fenômeno de uma forma mais apropriada do que as outras. Contudo, as várias imagens estocásticas diferem na sua localização, respeitando os dados que influenciam diretamente. Esta diferença produz uma distribuição de valores que é apresentada na forma de um histograma acumulado onde se pode ter vários valores para uma mesma variável.

2. Metodologia

Foram utilizados os dados do topo de 55 poços e com a espessura dos mesmos foram calculados valores da base para cada ponto através da seguinte fórmula:

$$\text{base} = \text{topo} + \text{espessura} \quad (1).$$

Assim sendo, obteve-se o banco de dados completo para a realização do estudo. Como o método utilizado foi a simulação seqüencial gaussiana, fez-se a transformação dos dados condicionantes para o campo gaussiano. Foi realizado também o cálculo e o ajuste do semivariograma aos dados condicionantes transformados. A partir de então se passa à simulação propriamente dita. Numa primeira etapa é realizada a krigagem de um valor, em cada nó, considerando todos os outros valores existentes, ou seja, os dados condicionantes e os nós já simulados. Em cada nó, o valor krigado obtido a partir dos dados condicionantes e simulados e a variância de krigagem associada foram utilizados para especificar a distribuição gaussiana condicional e as realizações foram retiradas aleatoriamente desta distribuição. Este procedimento é repetido até que todos os nós sejam simulados. A etapa final da simulação consiste na transformação dos dados gaussianos para os valores iniciais (Journel, 1994).

Na simulação condicional o processo matemático faz um contorno no conjunto de dados (com ou sem uma variável secundária). O mapa de simulação condicional respeita os valores que são conhecidos sobre a superfície verdadeira e cada imagem gerada:

- Tem aproximadamente a mesma média (zero) e a variância (aproximadamente 1), como maneira de controlar os pontos;
- Tem aproximadamente o mesmo variograma de controle dos dados espacialmente;
- Aproxima e respeita os valores dos pontos controlados.

Foram utilizados dois métodos de simulação. No primeiro a simulação seqüencial gaussiana foi usada para realizar a obtenção de imagens para o topo e base. No segundo método agregou-se o conjunto de dados do tempo duplo de trânsito, como deriva externa, guiando e atribuindo pesos a cada nó da malha conforme a variação do dado secundário e, assim, foi realizada a simulação do topo com deriva externa, nos dados da base não foi utilizada nenhuma variável secundária.

Os resultados das imagens simuladas podem ser analisados estatisticamente. Neste trabalho o método de análise foi o cálculo de curvas de risco relativas ao volume de óleo no reservatório. Neste cálculo todas as imagens obtidas para o topo e para a base são combinadas, obtendo-se assim um histograma da probabilidade acumulada que apresenta intervalos de valores prováveis para cada volume.

3. Apresentação e Discussão dos Resultados

A primeira etapa do trabalho consiste em conhecer a localização dos poços, a Figura 1 mostra o mapa base com a localização dos 55 poços utilizados, referente ao banco de dados públicos do Estudo de Caso de Petróleo do software *Isatis*, da *Geovariances* (Chambers et al., 1994).

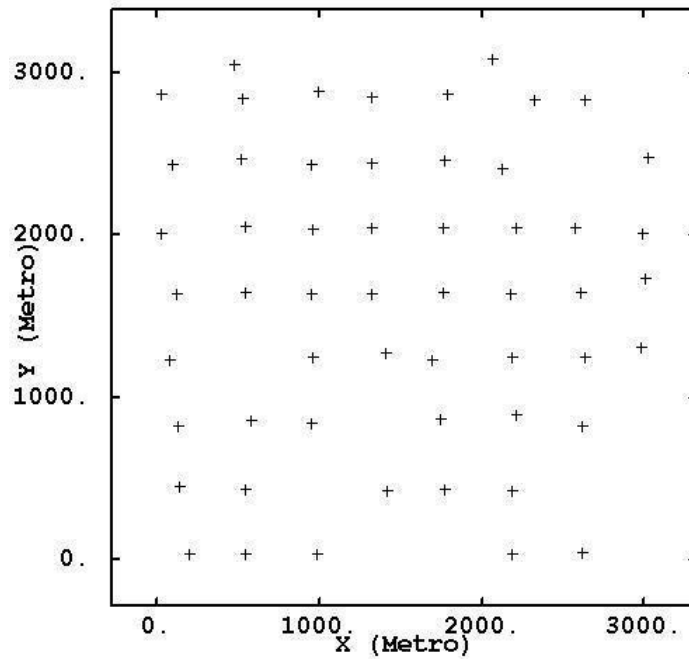


Figura 1: Mapa base s dos poços utilizados.

Segundo a metodologia já mencionada com respeito à simulação seqüencial gaussiana condicional, os dados originais do topo e da base dos 55 poços foram transformados para o espaço gaussiano, através do ajuste de um polinômio de Hermite com grau 30. Esses histogramas são mostrados na Figura 2A para a base e 2B para o topo. Pode-se perceber através dos histogramas que a transformação é aceitável, pois os valores estão variando entre -2 e 2 tanto para a base como para o topo.

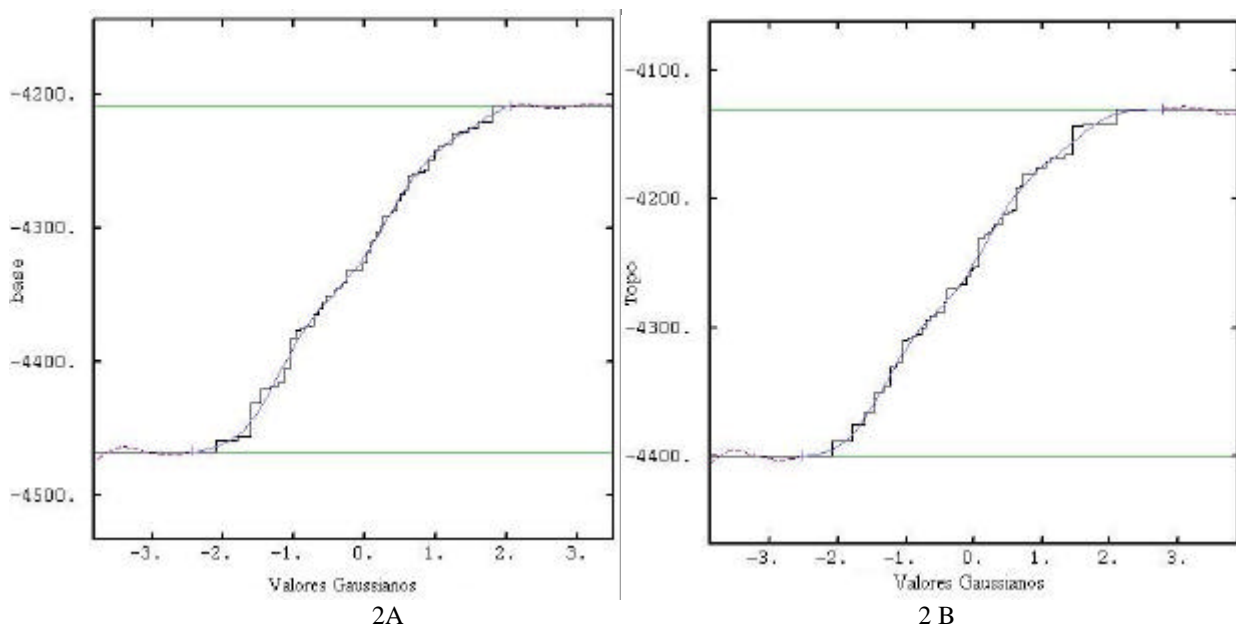


Figura 2: A, Histograma acumulado da base do reservatório e B, Histograma acumulado do topo do reservatório.

Após a transformação dos dados os variogramas precisam ser ajustados e modelados para que a simulação possa ser realizada. Na figura 3 são apresentados os variogramas relativos ao topo (vermelho) e a base (verde) do reservatório, juntamente com a modelagem efetuada.

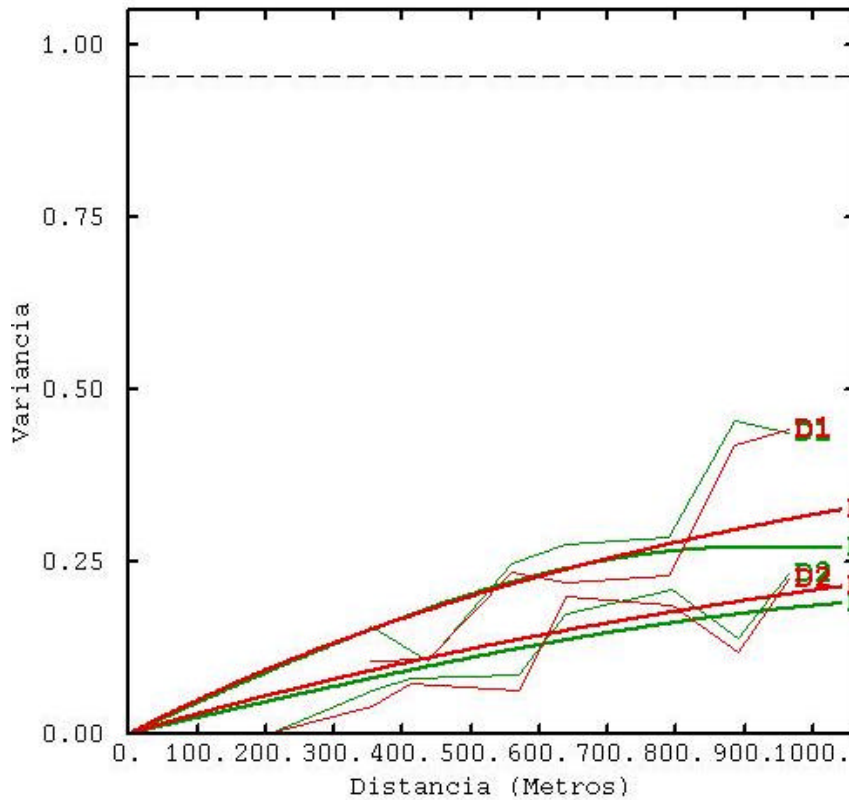


Figura 3: Variogramas experimentais e modelados para o topo (vermelho) e base (verde) do reservatório.

Com os dados já transformados e os variogramas ajustados foi então realizada a simulação sequencial gaussiana. Foram geradas 100 imagens para o topo e 100 imagens para a base do reservatório. A Figura 4A e 4B mostram uma realização referente ao topo e uma referente à base do reservatório. Pode-se observar de maneira geral, já que essa é apenas uma realização da simulação, que a parte nordeste da imagem 4A possui um topo mais profundo que a região sudoeste, e que a parte nordeste da imagem 4B possui uma base também mais profunda caracterizando a forma anticlinal do reservatório como proposto em Chambers et al. (1994).

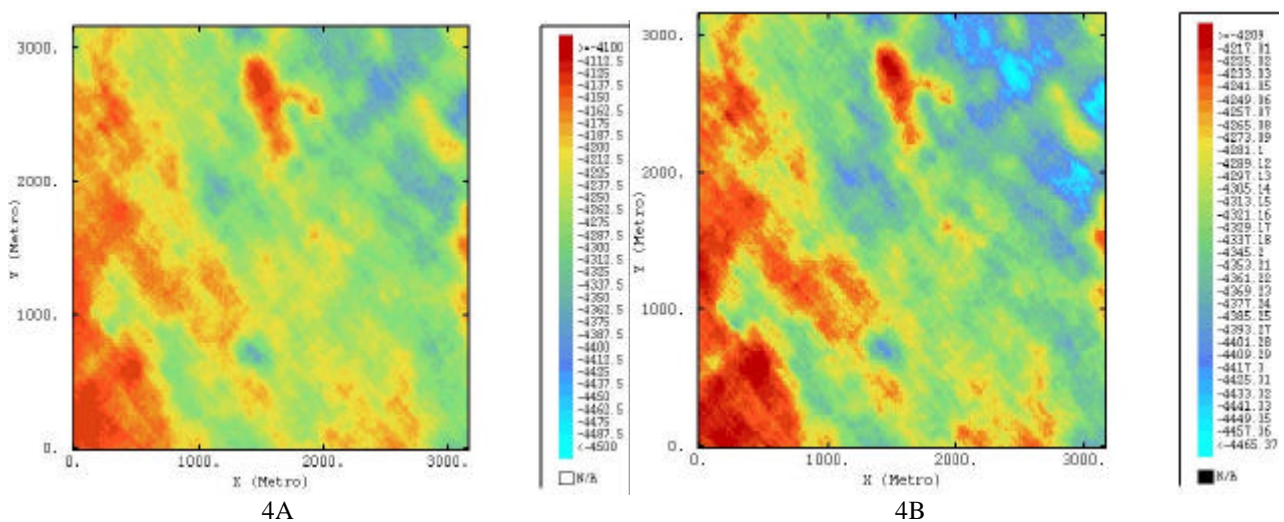


Figura 4: Imagens do topo (4A) e base (4B) simulados, realização número 50.

Com a obtenção das simulações tanto para o topo como para a base a primeira etapa proposta deste trabalho está realizada. Na segunda etapa, a informação sísmica referente ao tempo duplo de trânsito foi incorporada, com o objetivo de servir como deriva externa na simulação do topo do reservatório. Assim pode-se no final do trabalho observar o impacto causado com a utilização da sísmica no cálculo do volume de óleo do reservatório.

A Figura 5 mostra o mapa relativo ao tempo duplo de trânsito, mais uma vez a característica estrutural de uma anticlinal pode ser observada, pois os tempos menores de trânsito, relativos ao topo mais raso podem ser notados na parte sudoeste da imagem.

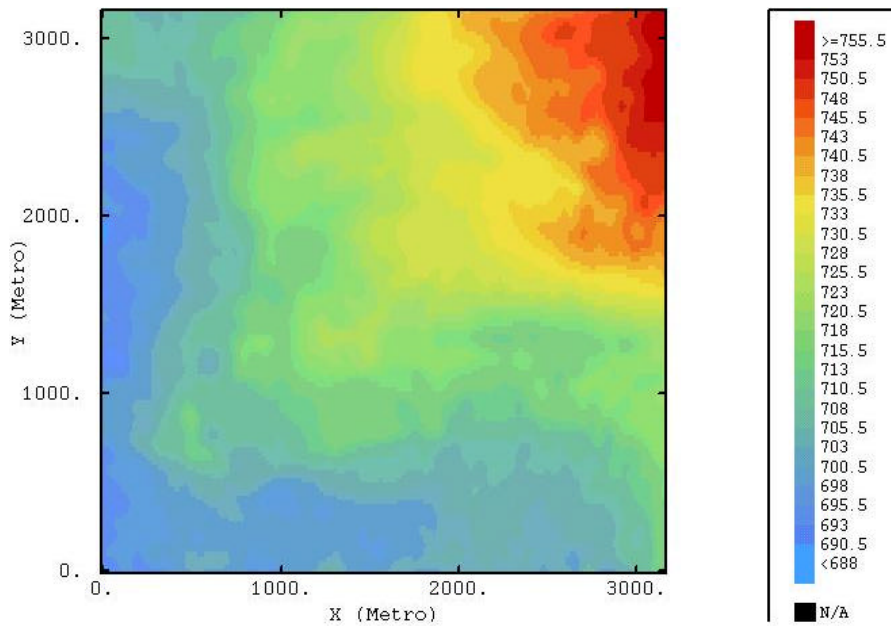


Figura 5: Mapa relativo ao tempo duplo de trânsito.

Na Figura 6 é mostrada a imagem do topo simulado com a informação proveniente da sísmica como deriva externa.

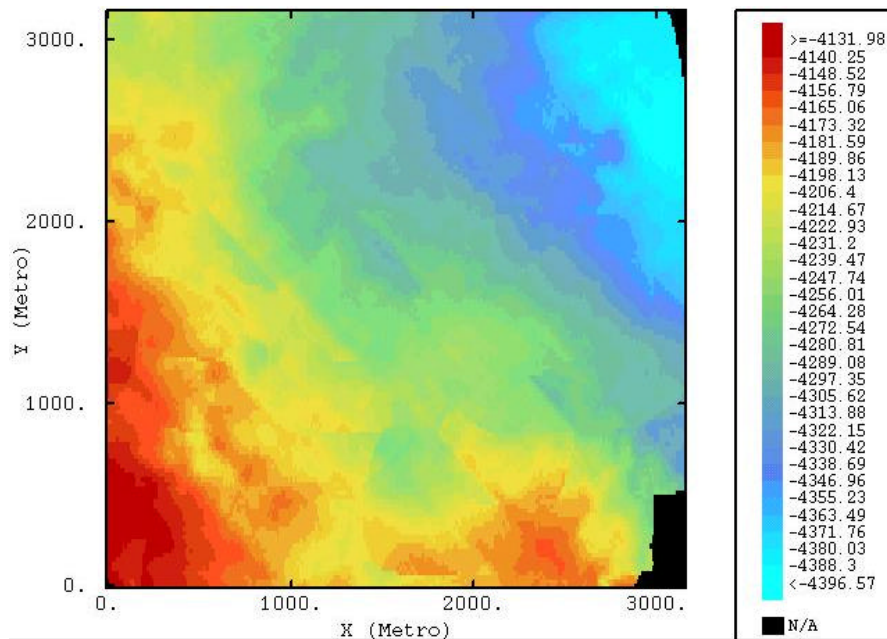


Figura 6: Topo simulado com sísmica como deriva externa.

Com a obtenção das simulações acima descritas, passa-se a etapa de cálculo do volume de óleo do reservatório. As simulações do topo e da base foram combinadas, nos dois casos propostos, ou seja, com e sem deriva externa, obtendo-se assim para cada um dos casos 10000 imagens, o que fornece um cálculo de volume aceitável, devido ao grande número de imagens. A Figura 7 mostra as curvas obtidas para o caso sem a utilização da sísmica (preto) e com a utilização da sísmica (vermelho). Analisando a Figura 7, pode-se observar num primeiro instante a diferença entre as variâncias das duas curvas, ou seja, a curva em vermelho, que tem a informação sísmica apresenta uma variância menor que a curva preta, sem a informação sísmica. Essa análise mostra que devido à variância ser menor a curva que utiliza a informação sísmica tem menor chance de estar errada. Realizando uma análise probabilística, tem-se que para um volume de óleo de $7,5e+08$ a probabilidade é de 32% na curva sem a informação sísmica e de 12% na curva que utiliza a informação sísmica, demonstrando uma grande diferença de óleo disponível na reserva e podendo alterar completamente o plano de exploração do campo, podendo torna-lo não econômico.

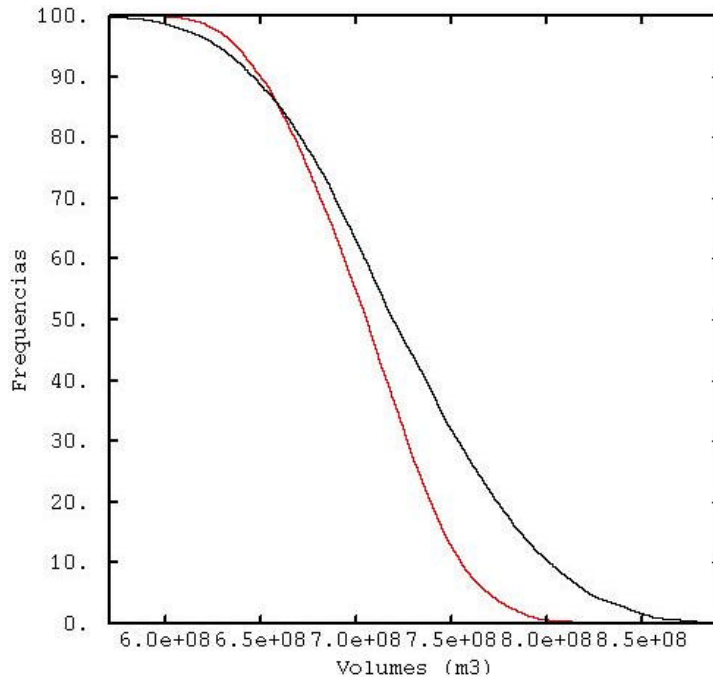


Figura 7: Curva de probabilidade acumulada para o cálculo do volume do reservatório, em vermelho o resultado com a informação sísmica e em preto sem a mesma.

4. Conclusões

Mostrou-se através do trabalho realizado uma metodologia de como se integrar uma informação de suma importância, como a sísmica na caracterização de um reservatório de petróleo. Essa integração pode ser realizada de inúmeras maneiras, mas como proposto foi usada uma abordagem estocástica. Nessa abordagem a informação sísmica funcionou como variável secundária na simulação do topo do reservatório, servindo posteriormente para o cálculo de volume de óleo que apresentou menor variância, em relação ao cálculo de volume realizado sem essa informação crucial. Dessa maneira pode-se concluir a importância da sísmica em projetos de caracterização de reservatório, bem como a importância da integração de todos os dados disponíveis no campo, de modo a tornar mais efetiva as etapas relativas à produção e desenvolvimento de um campo de petróleo.

5. Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer ao apoio da ANP, para a realização deste trabalho.

6. Referências

- JOUNEL, A., G. Geostatistics and Reservoir Geology. in *Stochastic Modeling and Geostatistics*, Edited by Jeffrey M. Yarus and Richard L. chambers, 1994.
- WOLF, D., J., Integration of Well and Seismic Data Using Geostatistics. in *Stochastic Modeling and Geostatistics*, Edited by Jeffrey M. Yarus and Richard L. chambers, 1994.
- CHAMBERS, R., L., ZINGER, M., A., KELLY, M., C., Constraining Geostatistical Reservoir Description with 3-D seismic Data to Reduce Uncertainty. in *Stochastic Modeling and Geostatistics*, Edited by Jeffrey M. Yarus and Richard L. chambers, 1994.
- MANUAIS DO ISATIS, Geovariances, 1988.