



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

REPRESENTAÇÃO DE RESERVATÓRIOS TURBIDÍTICOS GERADOS POR SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA BASEADA EM OBJETOS

Sérgio Sacani Sancevero¹, Armando Zaupa Remacre²

¹ Instituto de Geociências, UNICAMP, sacani@ige.unicamp.br

² Instituto de Geociências, UNICAMP, armando@ige.unicamp.br

Resumo — A modelagem de corpos geológicos com características realísticas é uma tarefa importante na atividade de exploração e produção de petróleo. A simulação baseada em objetos e a sequencial gaussiana são técnicas geoestatísticas que permitem modelar objetos criando modelos de referência sintéticos, porém com características geológicas satisfatórias, que num trabalho de caracterização de reservatórios, podem ser usados para testar algoritmos. Uma vantagem na utilização de dados sintéticos para esses estudos está na facilidade de interpretar os resultados gerando conclusões objetivas, uma vez que os fenômenos externos podem ser isolados. Outra característica dos dados sintéticos é que se tem um conjunto de referência para a validação dos resultados. Neste artigo propõe-se mostrar a criação de um modelo sintético para ser utilizado em estudos de caracterização de reservatórios, principalmente na modelagem sísmica. Numa primeira etapa, faz-se a modelagem litológica, através da simulação baseada em objetos onde são gerados corpos com características geológicas que representem as principais heterogeneidades de reservatórios turbidíticos. Na segunda etapa, esse modelo é preenchido com propriedades petrofísicas por meio da simulação gaussiana sequencial, gerando então um modelo final de referência. O resultado obtido por meio dessa pesquisa poderá ser utilizado para futuros estudos relacionados à caracterização de reservatórios.

Palavras-Chaves: simulação baseada em objetos; turbiditos; simulação gaussiana sequencial; petrofísica

Abstract — The modelling of geological bodies that have real characteristics close to the reality is a very important issue in the E&P petroleum activities. The object based and sequential gaussian simulations are geostatistical techniques used for modelling objects. They allow the use of synthetic reference models with geological characteristics that in the future work of reservoir characterization can be used for testing algorithms of interpretation and seismic inversion. The advantage in using synthetic data for studies in reservoir characterization is the facility of analysis of the results that reaches straight conclusions, once a lot of external phenomena can be isolated. Other very important characteristic of the synthetic data is that a reference dataset for validating the results. In this paper, We show the creation of a reference synthetic model for use in reservoir characterization studies. In the first step, is presented the litological modelling by object-based simulation where are generated bodies with geological characteristics of turbidite reservoirs. In the second step, the litological model is filled with petrophysical properties by sequential gaussian simulation, resulting then the final model. The final result of this work can be used to test the algorithm parameterization of seismic interpretation and inversion.

Keywords: object based simulation; turbidites; sequential gaussian simulation; petrophysics

1. Introdução

Os modelos de reservatórios são uma ferramenta necessária durante as atividades produção e desenvolvimento de um campo. Os reservatórios, que são caracterizados por uma complexa distribuição dos corpos de areia, exigem que se leve ao limite as atuais técnicas utilizadas para caracterizá-los. Devido a isso, modelos sintéticos que possuam heterogeneidades semelhantes à de reservatórios reais, são importantes, pois neles podem ser testados algoritmos relacionados com os mais diversos processos usados na caracterização de reservatórios. Assim, a parametrização obtida pode ser usada de maneira mais efetiva em situações reais.

Os reservatórios turbidíticos atualmente representam os maiores alvos de exploração de petróleo no Brasil e no mundo. Esses reservatórios precisam ter uma alta taxa de produção de modo a retornar os altos investimentos realizados com a perfuração e a produção. Portanto, suas heterogeneidades devem ser quantificadas com a maior precisão possível para que as incertezas envolvidas no processo de modelagem sejam medidas e assim o risco envolvido na exploração possa ser determinado. Devido à necessidade de se ter uma representação satisfatória destes reservatórios, o objetivo principal deste trabalho é apresentar uma metodologia para a geração de um modelo integrado onde as informações geológicas e petrofísicas possam representar as principais heterogeneidades encontradas em depósitos turbidíticos.

A primeira etapa dessa metodologia é a obtenção do chamado modelo litológico, ou seja, a criação de um modelo geológico de referência com dados que descrevam as características litológicas das rochas constituintes do reservatório e sua variabilidade espacial. Um modelo litológico razoável representa uma poderosa ferramenta para guiar a distribuição petrofísica, já que, na maioria dos casos, as fácies litológicas e as características petrofísicas estão intimamente relacionadas. Na maioria dos casos, o modelo litológico é construído integrando uma representação conceitual (o modelo sedimentológico, neste caso, reservatórios turbidíticos), uma definição de fácies (areia e folhelho) e uma abordagem probabilística da distribuição litológica (o modelo estocástico baseado em objetos).

Após a construção do modelo litológico, o mesmo precisa ser preenchido com propriedades petrofísicas. Neste trabalho, foram escolhidas as propriedades de densidade do meio e de velocidade da onda compressional. Esta escolha foi realizada por dois motivos principais. Primeiro, são propriedades necessárias para a geração de um futuro modelo sísmico sintético e, segundo, por estarem diretamente relacionadas com propriedades fundamentais para descrição do reservatório, como porosidade e permeabilidade. O modelo petrofísico do reservatório é definido numa fase de interpretação quantitativa de perfis de poços e pode ser estendido para todo o campo por meio de uma modelagem estocástica. Essa etapa pode ser realizada atribuindo-se valores petrofísicos médios ou através de funções de distribuição de probabilidade para cada fácies dentro do reservatório.

A metodologia proposta fornece como resultado um conjunto de dados 3-D para aplicações no desenvolvimento de estudos relacionados à caracterização de reservatórios, onde, numa etapa seguinte, dados provenientes da sísmica, bem como dados de perfis obtidos a partir do modelo gerado, podem ser incorporados. Assim sendo, parametrizações de algoritmos utilizados nos processos de interpretação e inversões sísmicas podem ser realizadas num modelo onde se tem total controle sobre as estruturas modeladas e sem qualquer efeito externo prejudicando as interpretações.

2. Metodologia

2.1. Elementos arquiteturais dos reservatórios turbidíticos

Normalmente, o tamanho, a geometria dos reservatórios turbidíticos e a distribuição interna das areias são as principais propriedades que controlam a recuperação final destes campos. Os maiores elementos arquiteturais, ou seja, a base geométrica que indica o trapeamento do petróleo e a definição dos limites externos de um reservatório, nos reservatórios turbidíticos, são: os canais, os lobos e os canais de transbordamento.

Existem dois tipos principais de membros finais de canais, que são os erosionais e os agradacionais. O preenchimento de ambos é diferente e essas diferenças mudam o processo deposicional e a acomodação de sedimentos dentro do canal. A maioria dos canais erosionais são preenchidos por grãos grossos, que formam camadas espessas descontínuas na base e por grãos relativamente finos e camadas mais finas e contínuas no topo. Os canais agradacionais são associados com depósitos de transbordamento sendo geralmente dominados ou por areia ou por folhelho. O tipo de canal que é representado neste trabalho está ligado aos membros erosionais. Alguns canais são sinuosos quando observados em planta e os corpos de areia podem ocorrer em agrupamentos descontínuos, como também em contínuos lençóis ou faixas, sendo esses dois últimos mais contínuos.

Os lobos turbidíticos são também identificados a dois tipos: amalgamados ou dispostos em camadas. Por definição, os lobos amalgamados exibem boa continuidade lateral e conectividade vertical, relacionada a grandes contatos de areia. Os lobos dispostos em camadas exibem boa continuidade lateral e pobre conectividade vertical relacionadas a contatos de corpos de areia intermediados por corpos de folhelhos. Ambos os tipos de lobos turbidíticos podem ser lateralmente extensos. Neste trabalho o tipo de lobo turbidítico que foi modelado é representativo de lobos amalgamados.

Os sedimentos localizados nas porções proximais dos canais de transbordamento possuem alta razão de *net to gross*, pobre continuidade lateral e melhor conectividade lateral do que os canais de transbordamento localizados nas porções distais. Embora as camadas sejam tipicamente muito finas, a porosidade e a permeabilidade altas, os canais de

transbordamento não possuem pressão ou comunicação do fluido, se é preenchido por folhelho. Esse tipo de elemento arquitetural não foi modelado neste trabalho (Slatt et. al).

2.2. Modelagem baseada em objetos

A primeira etapa na maioria dos projetos de modelagem de reservatórios, é a geração de um modelo de distribuição de litofácies ou de associações de fácies. Esse modelo de fácies é usado como base para controlar a distribuição das propriedades petrofísicas, neste trabalho, velocidade compressional e densidade de rocha (Patterson, et al, 2002).

Os algoritmos baseados em objetos geram a distribuição espacial dos corpos sedimentares, os quais são obtidos através da superposição de geometrias simplificadas, como discos, senóides, retângulos, etc., tipicamente simulados dentro de um fundo de folhelho. Os parâmetros que definem esses objetos, como a orientação, a sinuosidade, o comprimento, a largura, entre outros, podem ser estimados com base em modelos sedimentológicos, dados sísmicos, afloramentos análogos ou interpretações de poços (Cosentino, 2001). Os métodos baseados em objetos criam então objetos ou corpos geológicos, que são representados por inúmeras células que indicam elementos posicionais como canais, lobos, etc.. Todas as células que definem o objeto são colocadas agrupadas dentro do modelo, assim as litofácies ou suas associações são tratadas como entidades inteiras. O princípio fundamental deste método é honrar os conceitos posicionais e as relações estratigráficas, previamente interpretadas.

Essa etapa de modelagem baseada em objetos, foi realizada no *software Isatis* da Geovariances, que utiliza o método booleano. As informações dos dados e o resultado das simulações são variáveis categóricas que só podem ter dois valores, designados de grão (areia) e poro (folhelho). O método então consiste em colocar objetos aleatoriamente dentro de um volume. Um ponto deste volume irá pertencer a um grão se possuir no mínimo um objeto passando por ele, caso contrário irá pertencer a um poro.

O método é caracterizado por um processo de Poisson P com uma intensidade θ que representa o número médio de pontos numa unidade de volume. Geralmente falando, a intensidade é uma função da dimensão do espaço onde a simulação é realizada. No *Isatis*, a função θ só é considerada como função da coordenada vertical. O método é também caracterizado por uma família de conjuntos aleatórios independentes A_i que seguem uma mesma lei e são independentes do processo de Poisson P . A equação 1 representa a geração de um modelo booleano $Z(x)$. (Manuais do *Isatis*, 1998).

$$Z(x) = \bigcup_{x \in P} [1_{A_i(x_i)}(x)] \quad (1)$$

Onde $A_i(x_i)$ corresponde ao conjunto aleatório A_i deslocado para a posição x_i e a função $1_{A_i(x_i)}$ é uma indicatriz que retorna valor 1 se x pertencer a $A_i(x_i)$ e 0, caso contrário.

O procedimento usado para condicionar a simulação é dividido em duas etapas. A primeira etapa consiste em honrar os pontos condicionantes, ou seja, é gerado um conjunto de objetos, denominados de objetos primários que são necessários para honrar a informação dos grãos, enquanto que os espaços restantes são consistentes com a informação dos poros. Esses objetos primários não seguem um processo pontual de Poisson e desaparecem com o tempo durante a segunda etapa da condicionalização. Essa segunda etapa consiste em gerar objetos de acordo com um processo pontual de Poisson, ou seja, esse procedimento é baseado no processo de nascimento e morte que cria e apaga objetos de modo que a intensidade de Poisson seja respeitada. Em cada iteração um objeto pode ser adicionado ou apagado do sistema só se o sistema como um todo ainda estiver compatível com os pontos condicionantes.

2.3. Modelagem petrofísica

Após a geração do modelo litológico através da simulação baseada em objetos, as propriedades petrofísicas podem então ser modeladas dentro da litologia criada. As propriedades petrofísicas precisam ser fixadas de modo a reproduzirem um histograma e um variograma representativos. O preenchimento da litologia é feito através da modelagem estocástica, que refere à geração das distribuições das propriedades, condicionada pelas informações quantitativas disponíveis. Existem muitos métodos para realizar a simulação da distribuição espacial de variáveis regionalizadas. Contudo o formalismo gaussiano é a maneira mais simples de se criar uma relação que honra os dados locais, um histograma e um variograma. As grandes discontinuidades do reservatório não são capturadas por essa modelagem petrofísica, mas sim pelo modelo litológico, que foi o responsável pela criação da arquitetura do reservatório, ou seja, a base geométrica do campo. Neste trabalho, a modelagem das propriedades petrofísicas foi realizada através da simulação gaussiana não condicionada que utilizou um conjunto de poços característicos de reservatórios turbidíticos, para extrair os valores petrofísicos construindo assim os modelos de variograma que foram utilizados na simulação.

As propriedades modeladas neste trabalho são a velocidade compressional e a densidade da rocha. A velocidade da onda compressional é uma função da rigidez e da densidade do material, ou seja, quanto mais rígido o meio e menor sua densidade, maior será sua velocidade. A porosidade tende a diminuir com o aumento da rigidez da rocha e, portanto, é inversamente proporcional à velocidade. A velocidade é medida através do perfil sônico e é relacionada com a porosidade por meio da equação 2 (Cosentino, 2001).

$$\phi = \frac{(t - t_{ma})}{(t_f - t_{ma})} \quad (2)$$

Onde t é o tempo medido na rocha, t_f é o tempo medido no fluido e t_{ma} é o tempo medido na matriz.

A densidade da rocha que é a média das densidades dos constituintes da rocha é medida por meio do perfil de raios gama. Esse perfil mede a atenuação dos raios gama entre a fonte e o receptor. Os raios gama são dispersos e absorvidos na formação como uma função da densidade de elétrons que é fortemente relacionada com a densidade da rocha. A densidade se relaciona com a porosidade por meio da equação 3.

$$\phi = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b)}{(\rho_{ma} - \rho_f)} \quad (3)$$

Onde ρ_{ma} é a densidade da matriz, ρ_b é a densidade total da rocha e ρ_f é a densidade do fluido. Diferente do perfil sônico, o perfil de densidade permite a determinação da porosidade total, uma vez que, como já foi dito, essa densidade total é a média de todos os tipos de poros presentes na rocha.

3. Apresentação e discussão dos resultados

Para que se possa realizar a primeira fase do trabalho, ou seja, a geração do modelo litológico, é necessário a definição de uma malha onde será realizada a simulação baseada em objetos, bem como a definição dos pontos condicionantes. Esses pontos condicionantes são poços que possuem a informação litológica 1 para areia e 0 para folhelho. A Figura 1 mostra o mapa base com os poços utilizados para a realização da modelagem baseada em objetos. Os poços indicados em vermelho não possuem informação litológica enquanto que os poços indicados em verde possuem. Esse foi um artifício utilizado para guiar a distribuição dos corpos gerados.

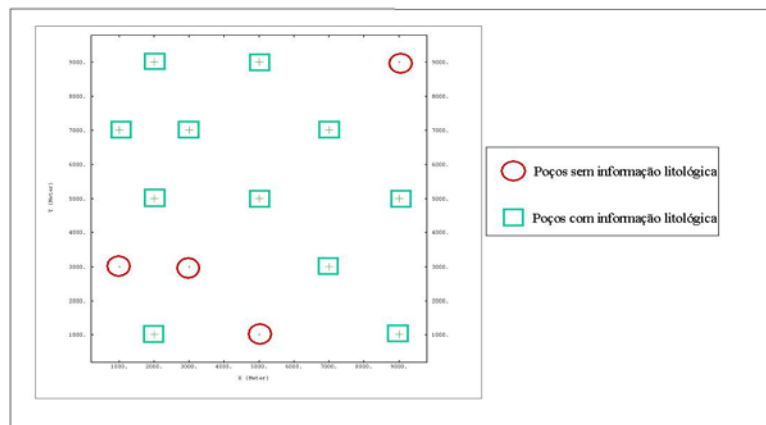


Figura 1: Mapa base com a localização dos poços condicionantes utilizados na modelagem baseada em objetos.

Após a definição das formas e dimensões dos objetos, foi realizada a simulação e o resultado obtido é mostrado na Figura 2 em seção e na Figura 3 em visualização tridimensional.

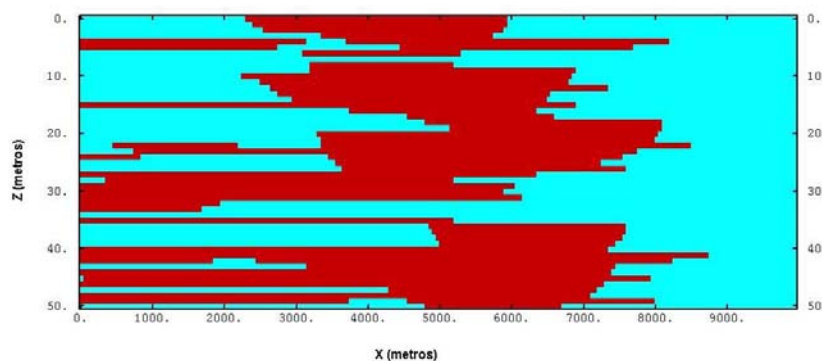


Figura 2: Seção ilustrando o resultado obtido pela simulação baseada em objetos.

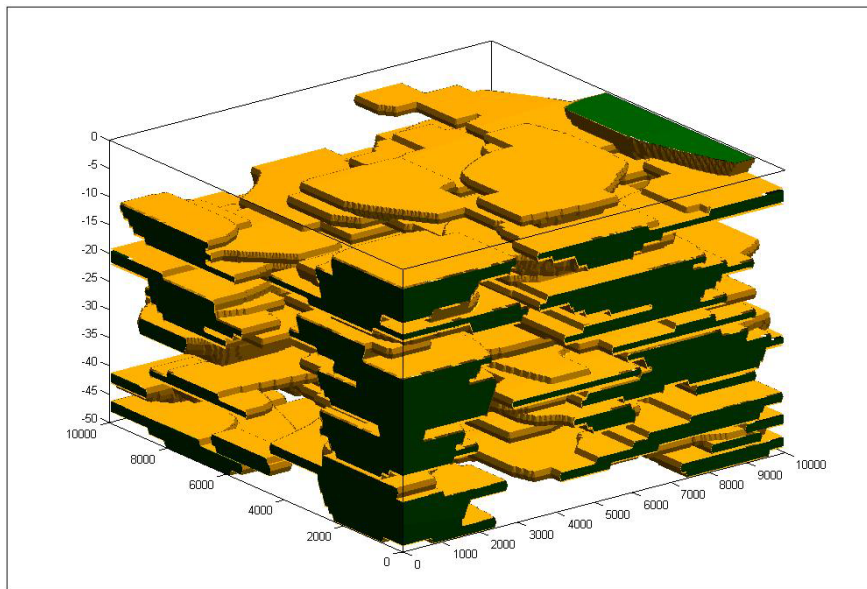


Figura 3: Visualização 3-D dos corpos gerados na simulação baseada em objetos.

A partir dos resultados obtidos da simulação, pode-se realizar uma análise comparativa com trabalhos realizados, onde são identificados os membros constituintes de reservatórios turbidíticos. A análise foi feita através de uma seção retirada de Pickering e Clark (2001), onde foram realizados estudos em reservatórios tipo turbidítico e foram identificados os membros relativos a canais, lobos e canais de transbordamento. A Figura 4 mostra essa análise comparando a seção da Figura 2, obtida com a simulação baseada em objetos com a figura retirada do trabalho mencionado.

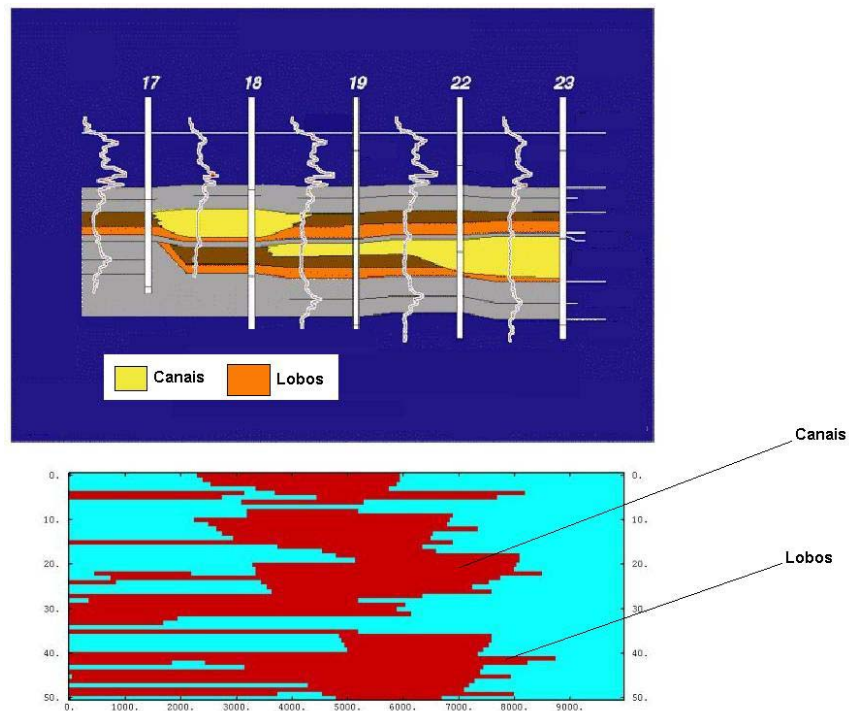


Figura 4: Comparação entre a seção do trabalho de Pickering e Clark (1996) e a seção obtida neste trabalho, identificando os membros de reservatórios turbidíticos.

Como seqüência do trabalho, aceitando o modelo litológico criado, o mesmo foi então preenchido com as propriedades já mencionadas, ou seja, velocidade da onda compressional e densidade da rocha. Esse preenchimento foi realizado utilizando-se a simulação gaussiana seqüencial não condicional onde a partir de um conjunto de poços foram extraídos dados para a construção de um variograma e então realizada a simulação. Após essa simulação, com o objetivo de tornar o modelo gerado mais realístico, foram adicionadas camadas com propriedades constantes, sendo duas acima do reservatório e uma camada abaixo. Essas camadas além de darem esse caráter mais realístico ao modelo

irão ter serventia numa etapa futura, ou seja, na interpretação sísmica, onde irão funcionar como marcadores guiando a interpretação e a inversão sísmica. A Figura 5 mostra os dois cubos geológicos gerados, preenchidos com densidade e velocidade.

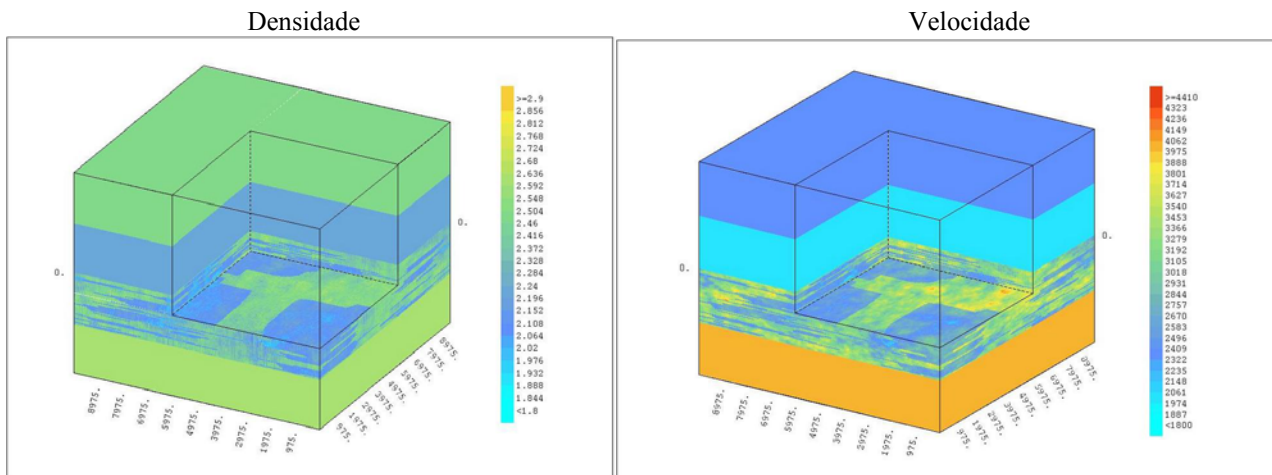


Figura 5: Modelos geológicos finais, preenchidos com as propriedades densidade e velocidade da onda compressional.

Assim chega-se ao final do trabalho proposto, onde o principal objetivo, ou seja, gerar de um modelo sintético com características geológicas satisfatórias foi alcançado. Esse modelo poderá ser então submetido ao processo de modelagem sísmica, auxiliando o processo de parametrização de algoritmos relacionados à interpretação e inversão sísmica.

4. Conclusões

Pode-se ter como uma primeira conclusão deste trabalho que o objetivo final proposto foi alcançado, ou seja, o modelo sintético gerado representa as principais características geológicas de reservatórios turbidíticos. Uma outra conclusão acerca do modelo litológico obtido é que esse modelo conta com 52,7% de proporção de areia, o que está de acordo com reservatórios que possuem seus corpos de areia localizados principalmente nas regiões dos lobos. A modelagem petrofísica através da simulação gaussiana seqüencial mostrou-se também satisfatória, visto que os corpos relacionados com areia e com folhelho tiveram suas propriedades reproduzidas. Desse modelo gerado pode-se partir para uma etapa seguinte da caracterização de reservatórios, que é a incorporação de dados sísmicos, por meio da modelagem sísmica convolucional, e então esse modelo poderá ser submetido aos processos de interpretação e inversão sísmica, onde algoritmos poderão ser testados sem a influência de fenômenos externos e a parametrização obtida poder ser levada a estudos em casos reais.

5. Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer ao apoio financeiro dado pela ANP.

6. Referências

- CLARK, J. D., AND PICKERING, K. T. *Submarine Channelform Hierarchy*, 2001.
- COSENTINO, L. *Integrated Reservoir Studies*, 2001, Institut Français du Pétrole Publications.
- GEOVARIANCES, *Manuais do Isatis*, Fontainebleu, France: Geovariances, 1998.
- PATTERSON, P. E., JONES, T. A., DONOFRIO, C. J., DONOVAN, A. D. AND OTTMANN, J.D., *Geologic Modelling of external and internal reservoir architecture of fluvial depositional systems* in Geostatistics Rio 2000, Kluwer Academic Publishers, 2002.
- SLATT, R.M., WEIMER, P., *Turbidite systems part2: Subseismic-scale-reservoir characteristics*, The Leading Edge, May 1999.