

QUANTIFICAÇÃO DE DADOS GEOLÓGICOS POR MEIO DE MODELAGEM ESTOCÁSTICA

QUANTIFYING GEOLOGICAL DATA THROUGH STOCHASTIC MODELLING

Paulo Roberto Baldissera¹ e Armando Zaupa Remacre²

RESUMO - A quantificação de dados geológicos por meio de técnicas geoestatísticas de modelagem estocástica é o objetivo deste trabalho. Inicialmente, é realizado estudo geológico em reservatório turbidítico, com a finalidade de fornecer os alicerces para a modelagem. O estudo começa com o reconhecimento e a correlação das fácies (lobos canalizados, lobos, franja de lobos e hemipelágica), em poço-tipo testemunhado, por perfis elétricos e radioativos para todo o sistema deposicional, nos 25 poços disponíveis. As fácies reconhecidas, pela íntima associação com unidades de fluxo, foram utilizadas como variáveis categóricas no tratamento geoestatístico. Todo o estudo variográfico, bem como as modelagens estocásticas, foram realizados em coordenadas estratigráficas. Para a simulação das fácies foi utilizada a metodologia dos componentes principais indicadores. Os resultados obtidos são comparados ao modelo geológico interpretado. A simulação das propriedades petrofísicas (porosidade e permeabilidade) é feita respeitando-se os resultados da modelagem de fácies. No caso da porosidade, foi utilizada a simulação gaussiana seqüencial; para a permeabilidade absoluta a metodologia de Monte Carlo, respeitando-se o resultado da modelagem de fácies.

(Originais recebidos em 27.08.93).

ABSTRACT – The genesis and properties of a depositional system can be understood by the use of facies models, allowing the prediction of their spatial distribution and reservoir qualities. The qualitative approach, supplemented by numerical data, permits the quantification of flow units. The purpose of the method presented herein is to translate geological data into numerical data by applying geostatistical techniques of stochastic modeling. Geological description of turbidite reservoirs was carried out in order to provide the basis for stochastic modeling. Four facies were initially recognized in well cores: channelized lobe, lobe, lobe fringe, and hemipelagic; then, these facies were correlated throughout the reservoir by using well log data collected in 25 wells. In this geostatistical treatment, facies were considered as categorical variables, due to their close relationship with flow units. The variographic study and stochastic modeling were performed in stratigraphic coordinates. Indicator principal components were used in the modeling of facies. The results were compared to the geological model. Conditioned to the results of facies modeling, a sequential Gaussian simulation was used for porosity simulation. Absolute permeability simulation was conditioned to the facies modeling results. In this situation, the Monte Carlo methodology was applied.

(Expanded abstract available at the end of the paper).

1 - INTRODUÇÃO

As descobertas de novos campos de petróleo têm-se tornado cada vez mais raras e, quando ocorrem, é fundamental um rápido entendimento das suas características principais para se tomar uma decisão, face aos investimentos a serem feitos. Desde o início até os estágios finais de produção de um campo, o conhecimento das características dos reservatórios, da microestrutura até a megaestrutura, é condição essencial para a máxima

recuperação de óleo móvel, respeitados os parâmetros econômicos. Nos últimos anos, devido à diminuição do número de novas descobertas e ao grande número de reservatórios em adiantado estágio de produção, que necessitam de técnicas cada vez mais sofisticadas de recuperação, as atenções têm-se voltado para a caracterização do reservatório, visando a otimizar e aumentar a recuperação final.

Novas técnicas tem sido desenvolvidas objetivando maior controle dos fatores envolvidos na produção de

1 - E&P-BC/GERET/GEREV-C - Avenida Elias Agostinho, 665, 27913-350, Macaé, RJ, Brasil.

2 - Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, Instituto de Geociências, Área de Geologia do Petróleo, Cx. Postal 6152, 13084-100, Campinas, SP, Brasil.

petróleo. Atualmente, estão em destaque: descrição e análise de afloramentos similares aos reservatórios, na tentativa de suprir a deficiência de informações nos campos de hidrocarbonetos; sísmica de detalhe, tanto para acompanhamento de recuperação secundária e terciária quanto para fornecer dados relativos às regiões interpoço, e a geoestatística que, além de modelagens estocásticas, objetivando transferir para os estudos de simulação de fluxo a variabilidade provável dos reservatórios, tem contribuído na sinergia entre a geologia e a engenharia de reservatório.

Para a modelagem dinâmica dos reservatórios é necessário conhecer um número crescente de parâmetros estáticos. Os parâmetros geológicos (estáticos) que influenciam na movimentação de fluidos nos reservatórios são genericamente denominados de heterogeneidades. As heterogeneidades de reservatórios podem ser classificadas em ordem crescente de escalas, desde a microescala até a gigaescala. As fácies deposicionais estão entre a macroescala e a megaescala, abrangendo, de acordo com a definição de Selley (1985), os parâmetros de geometria, litologia, estruturas sedimentares, paleontologia e padrões da paleocorrentes. Portanto, é nas fácies que se deve buscar a caracterização das unidades de fluxo.

Os resultados com modelos geoestatísticos podem ser obtidos basicamente de dois modos: estimativa (krigagem, cokrigagem) ou simulação (gaussiana, indicadora, booleana, marcoviana, fractal, etc). O objetivo da estimativa (método que busca a variância mínima dos erros) é obter o melhor estimador local, baseado nas medidas de correlação e nos dados condicionantes, gerando, portanto, modelos suavizados. Na simulação, além da reprodução das medidas de correlação e dos dados

condicionantes, objetiva-se reproduzir a variabilidade existente entre os dados. Assim sendo, ela pode ser uma ferramenta útil na geração de imagens de heterogeneidades, na tentativa de prover um modelo alternativo para representar o meio geológico. Enquanto na krigagem os resultados são suavizados e únicos, a simulação gera uma série de imagens equiprováveis da distribuição das propriedades. Um problema ainda em estudo é a seleção de imagens representativas para a simulação do comportamento de produção.

Neste trabalho foi realizado, primeiro, estudo geológico para a definição das fácies e do modelo deposicional

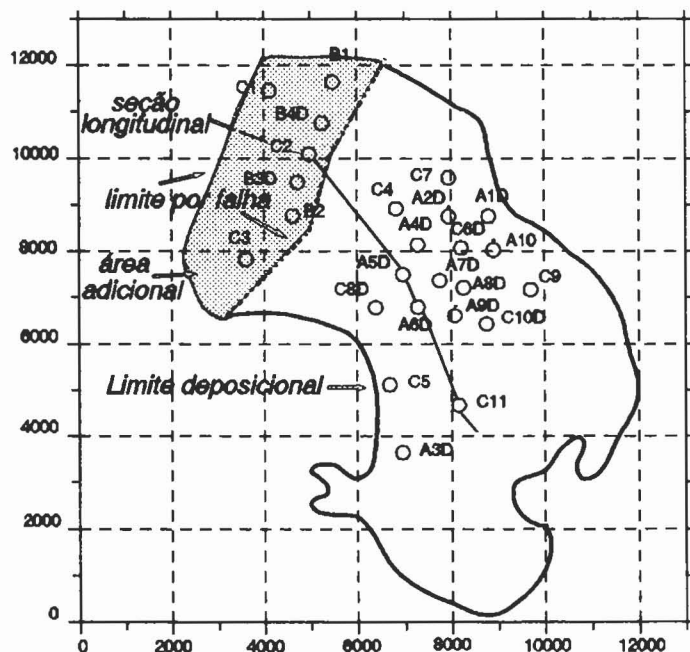


Fig. 2 - Mapa de localização dos poços.

Fig. 2 - Map with location of wells.

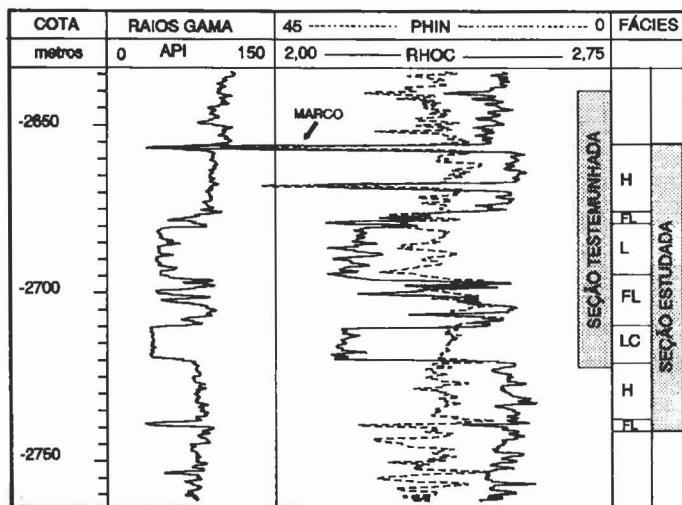


Fig. 1 - Interpretação faciológica do poço A2D a partir dos testemunhos. LC (Lobos canalizados), L (Lobos), FL (Franja de lobos) e H (Hemipelágica).

Fig. 1 - Well A2D facies interpretation from cores. LC (channelized lobe), L (lobe), FL (lobe fringe), and H (hemipelagic).

envolvido. Este estudo é realizado com os dados em coordenadas estratigráficas, buscando-se estar o mais próximo possível das características na época da deposição. Concluiu-se que as fácies que melhor representam este sistema deposicional são lobos canalizados, lobos, franja de lobos e hemipelágicas. Estas fácies representam a maior parte da heterogeneidade existente na megaescala. O modelo deposicional de turbiditos confinados é o que melhor representa a deposição sedimentar.

Os estudos variográficos foram direcionados de maneira a capturar as variações encontradas no modelo geológico. Tanto a variografia como as simulações estocásticas foram efetuadas em coordenadas estratigráficas. Busca-se, assim, trabalhar com unidades genéticas (fácies) e na correlação destas unidades poço a poço, na tentativa de minimizar as incertezas associadas às posições não amostradas.

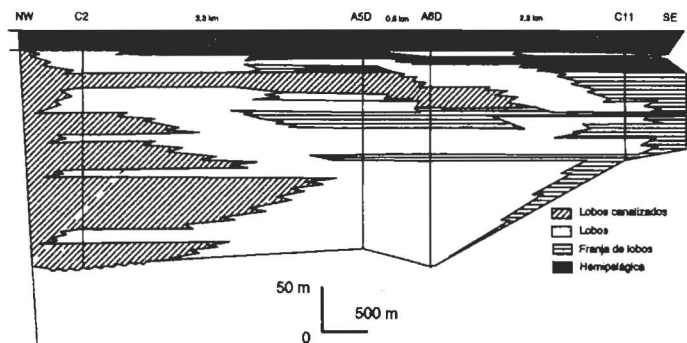


Fig. 3 - Seção estratigráfica longitudinal.
Fig. 3 - Longitudinal stratigraphic section.

Após a simulação das fácies, utilizando-se a simulação seqüencial das componentes principais indicadoras, procedeu-se à distribuição das propriedades petrofísicas em seu interior. A simulação seqüencial gaussiana foi utilizada para porosidade e a metodologia de Monte Carlo para permeabilidade.

2 - ANÁLISE GEOLÓGICA

A distribuição das fácies deve ser coerente com os modelos deposicionais conhecidos. A integração dos modelos deposicionais conceituais e dos dados reais permite posicionar a acumulação de hidrocarbonetos no sistema deposicional e, portanto, melhor avaliar as heterogeneidades presentes. Cada sistema deposicional tem uma distribuição de fácies peculiar, fazendo-se necessária uma interpretação estratigráfica para o posicionamento e distribuição destas fácies.

O estudo estratigráfico da área foi facilitado pela existência de um marco estratigráfico no topo da seqüência

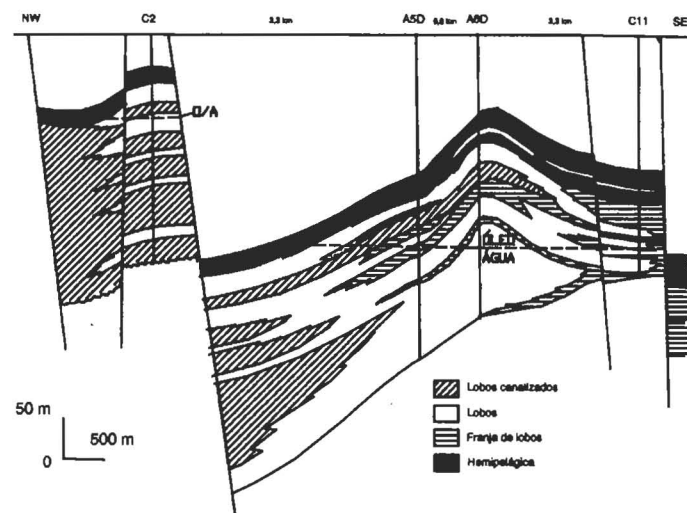


Fig. 4 - Seção estrutural longitudinal.
Fig. 4 - Longitudinal structural section.

Lobos canalizados

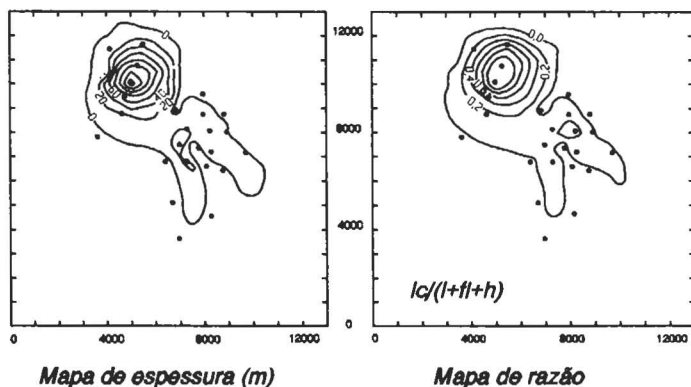


Fig. 5 - Mapas de espessura e razão da fácies de lobos canalizados.
Fig. 5 - Maps with thickness and ratio of the channelized lobe facies.

Lobos

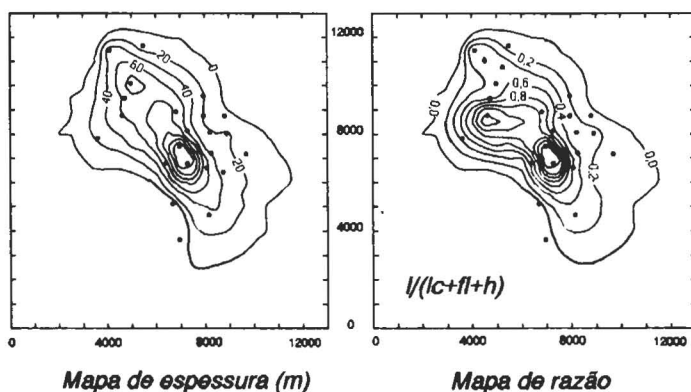


Fig. 6 - Mapas de espessura e razão da fácies de lobos.
Fig. 6 - Maps with thickness and ratio of the lobe facies.

estudada (fig. 1). Trata-se de camadas de bentonita relacionada a vulcanismo, sendo excelente marco de tempo dentro deste contexto deposicional.

O campo de petróleo que constitui o objetivo principal deste trabalho abrange praticamente 80% da área de um depocentro de turbiditos confinados (fig. 2). Para se atingir uma interpretação global e, conseqüentemente, com reflexos na área em estudo, foram incluídos poços adjacentes (sete) de outro campo de hidrocarbonetos, localizados na região proximal deste depocentro. A distribuição das fácies interpretadas partiu do estudo dos testemunhos do poço A2D e dos perfis elétricos e radioativos de 25 poços (figs. 1 e 2).

Por meio do estudo dos testemunhos, foram reconhecidas quatro fácies principais: lobos canalizados, lobos, franja de lobos e hemipelágica. A fácies de lobos canalizados é constituída de arenito de granulometria de fina a média, maciço devido a fluidizações, friável, porosidade média de 26% e distribuição homogênea, permeabilidade média de 970 mD, forma de caixote no perfil de raios gama

Franja de lobos

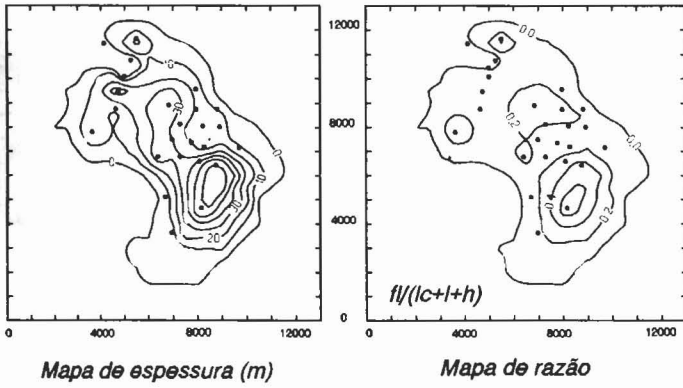


Fig. 7 - Mapas de espessura e razão da fácies de franja de lobos.
 Fig. 7 - Maps with thickness and ratio of the lobe fringe facies.

Hemipelágica

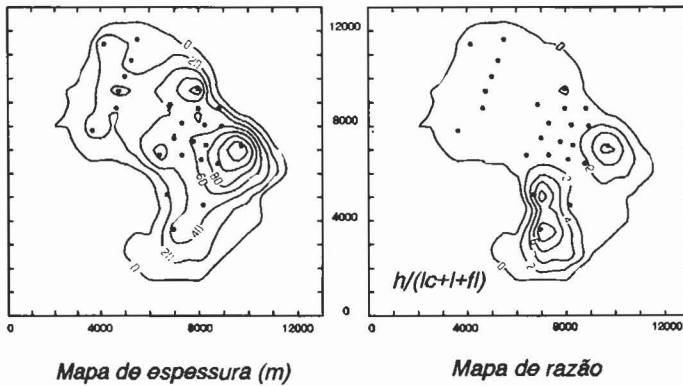


Fig. 8 - Mapas de espessura e razão da fácies hemipelágica.
 Fig. 8 - Maps with thickness and ratio of the hemipelagic facies.

e homogeneidade nos perfis de porosidade. Os lobos são formados por camadas amalgamadas de arenitos com contatos basais abruptos, e no interior de cada camada observa-se a ocorrência da Seqüência de Bouma com predominância de T_a e T_b . Nos perfis, esta fácies adquire padrão rugoso, relacionado às variações granulométricas. A porosidade é de 27% e a permeabilidade média de 880 mD. A fácies de franja de lobos é caracterizada por intercalação de rochas com permeabilidades bem distintas, tais como arenito da fácies de lobos com predominância dos intervalos T_c e T_d da Seqüência de Bouma, arenitos argilosos bioturbados, siltito arenoso bioturbado, folhelhos e siltitos bioturbados. Em perfis, apresenta feições bastante serrilhadas. Esta fácies caracteriza-se por apresentar permeabilidade essencialmente horizontal. A fácies hemipelágica constitui-se de folhelhos e siltitos bioturbados. Destaca-se nesta fácies, com ocorrência limitada ao topo da seqüência estudada, a existência de um lamito esverdeado de origem vulcânica, constituindo-se em excelente marco, o que facilitou os estudos estratigráficos

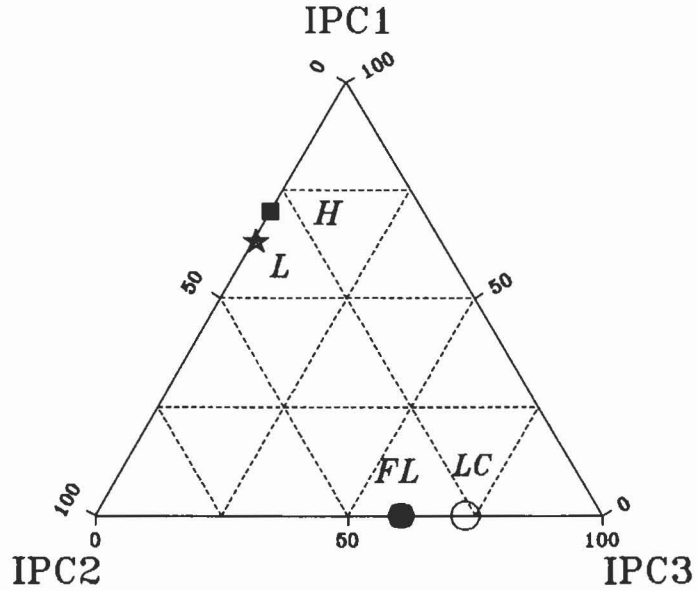


Fig. 9 - Diagrama triangular da importância relativa das fácies nos componentes principais indicadores.
 Fig. 9 - Relative importance of facies in the indicator principal components.

na área.

As maiores espessuras da fácies de lobos canalizados estão localizadas a Noroeste da área do sistema deposicional (figs. de 3 a 5) indicando, deste modo, a direção da área-fonte. Esta direção é corroborada pelo mapa de razão desta fácies com as outras (fig. 5). Pelas características de reservatório que esta fácies exhibe, espera-se que nesta área ocorram os reservatórios com melhores condições para o fluxo de hidrocarbonetos e a existência de poucas barreiras.

Na figura 6, mapas de espessura e razão da fácies de lobos, mostram ampla distribuição desta fácies, com maior concentração no centro da calha deposicional. Nestes mapas, pode-se notar que existe um deslocamento da concentração desta fácies na direção Sudoeste da área deposicional, tanto pela espessura como pela razão entre esta fácies e as outras. A fácies de lobos representa em torno de 34% do volume de fácies, enquanto que lobos canalizados representam 15%, franja de lobos 15% e a fácies hemipelágica 36%. Partindo deste resultado, pode-se concluir que a fácies lobos deve se constituir no principal reservatório, no campo em estudo, não apenas pelo seu volume mas pela sua ampla distribuição em todo o sistema deposicional (figs. 3, 4 e 6).

A fácies de franja de lobo também apresenta grande distribuição dentro do sistema deposicional, mas menos expressiva que a fácies anterior. Aqui, nota-se uma preferência de concentração na parte distal do sistema (figs. 3, 4 e 7). Sua energia deposicional é bem inferior à das fácies anteriores, sendo internamente muito heterogênea. Suas características internas (interestratificação de

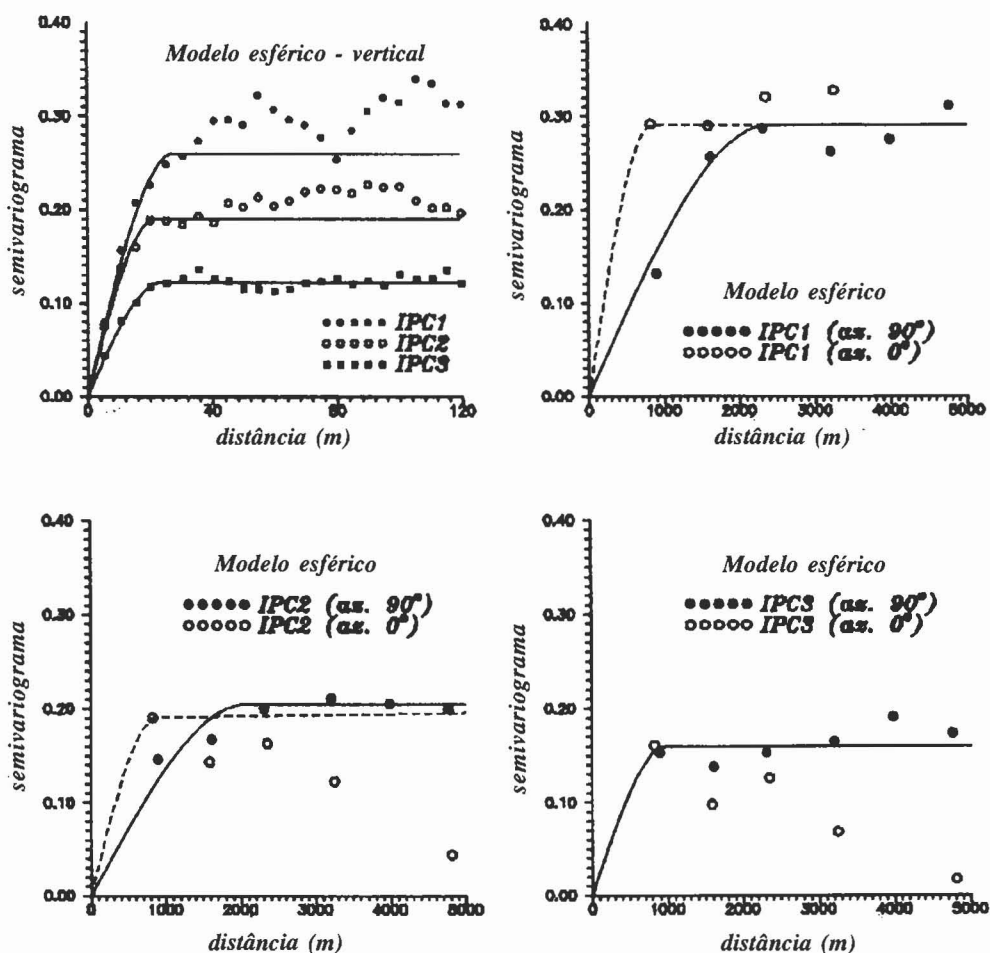


Fig. 10 - Ajuste do modelo esférico aos semivariogramas experimentais.
 Fig. 10 - Spherical model fitted to the experimental semivariogram.

litologias reservatório e não-reservatório) fazem com que seja formadora de grandes barreiras de fluxo, principalmente nas regiões intermediária e distal do sistema deposicional, onde tem sua maior concentração.

A fácies hemipelágica também apresenta ampla distribuição no reservatório, relacionada principalmente à sua ocorrência no topo da seqüência deposicional, com conseqüente inclusão nos estudos pela necessidade de um marco para análises estratigráficas deposicionais (figs. 1 e 3). Mesmo assim, apresenta maior expressão nas partes distais do sistema deposicional, podendo gerar também grandes barreiras ao fluxo (fig. 8).

3 - ANÁLISE VARIOGRÁFICA

A partir da análise geológica descrita anteriormente pode-se concluir que as direções de menor e maior continuidade situam-se em NE-SW e NW-SE, respectivamente. Com o objetivo de facilitar o manuseio da matriz de resultados da simulação, os dados foram

rotacionados de 45° no sentido anti-horário, ficando as direções de menor e maior continuidade nos sentidos Norte-Sul e Leste-Oeste, respectivamente. Assim, os variogramas dos componentes principais indicadores foram calculados nos azimutes 0° (menor continuidade) e 90° (maior continuidade).

O método proposto por Suro-Pérez e Journel (1990, 1991), componentes principais indicadores, tem o objetivo de reproduzir a proporção de fácies e sua variabilidade espacial relativa, considerando explicitamente as correlações cruzadas entre as variáveis categóricas. Esta abordagem consiste na transformação das variáveis indicadoras originais em seus componentes principais. Portanto, como foi utilizado o programa de simulação IPCSIM (*indicator principal components simulation*) do Pacote GSLIB (*geostatistical software library and user's guide*) de Deutsch e Journel (1992), os modelos variográficos ajustados aos componentes principais indicadores serão os responsáveis pelas informações da variabilidade espacial das fácies.

A partir da decomposição espectral da matriz de co-

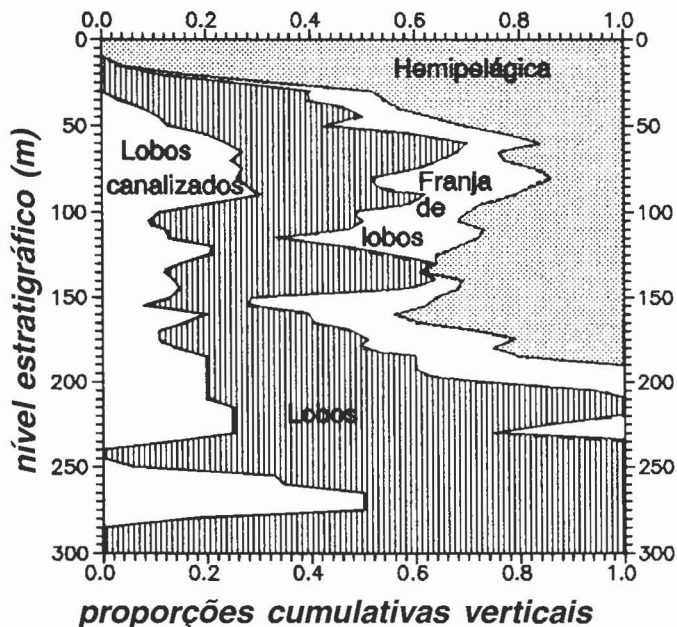


Fig. 11 - Proporções da ocorrência das fácies em níveis estratigráficos.
 Fig. 11 - Proportional curves of facies in stratigraphic levels.

variância dos dados originais obtém-se a matriz de autovetores,

fácies/cp	CP1	CP2	CP3	CP4
LC	-0,01682	-0,45223	-0,73838	-0,50000
L	-0,68902	0,52356	0,03361	-0,50000
FL	-0,01847	-0,54499	0,67279	-0,50000
H	0,72431	0,47366	0,03198	-0,50000

e de autovalores,

	CP1	CP2	CP3	CP4
	0,3514	0,2087	0,1481	0,0000

O componente principal 1 é responsável por aproximadamente 50% da variabilidade espacial, como pode ser observado pelos autovalores, e os componentes principais 2 e 3 por 30% e 20%, respectivamente.

O diagrama triangular da figura 9 é uma tentativa de relacionar as fácies aos três componentes principais indicadores. O componente principal indicador 1 tem as fácies lobos e hemipelágicas como de maior importância relativa, isto é, são as responsáveis por praticamente toda a variabilidade existente neste componente. Já o componente principal indicador 3 tem as fácies de lobos canalizados e franja de lobos como as de maior peso na variabilidade. No componente principal indicador 2 todas as quatro fácies têm praticamente o mesmo peso na variabilidade.

A partir destes resultados, pode-se interpretar o conteúdo relativo de cada variograma dos componentes

principais indicadores, os quais deverão estar refletindo o comportamento das variáveis de maior importância relativa.

Na figura 10, mostra-se o modelo teórico ajustado aos variogramas experimentais dos componentes principais indicadores. O ajuste foi obtido com o modelo esférico. Este modelo é utilizado na simulação estocástica e, o resultado obtido, comparado com o modelo geológico interpretado.

4 - MODELAGEM ESTOCÁSTICA DAS FÁCIES

Os modelos de fácies permitem aos geólogos entender a gênese e a distribuição espacial das propriedades do sistema deposicional, tornando possível a modelagem da distribuição qualitativa das fácies. Embora seja difícil, o desejável é quantificar os modelos geológicos de forma que sua geometria e propriedades petrofísicas sejam usadas nos simuladores de fluxo.

Estudos recentes sobre modelagens geoestatísticas têm enfatizado os modelos híbridos ou em dois estágios; exemplos são encontrados em: Alabert e Massonnat (1990), Damsleth *et al.* (1990), Haldorsen e Damsleth (1990), Suro-Pérez e Journel (1990), Alabert e Corre (1991), Dubrule (1992) e Murray (1992). Num primeiro estágio, a modelagem define a heterogeneidade na megaescala do reservatório, isto é, as unidades de fluxo. No segundo, estabelece as variações das propriedades petrofísicas no interior das unidades de fluxo.

A simulação dos componentes principais indicadores foi utilizada aqui para a modelagem estocástica das fácies no interior de um sistema deposicional turbidítico. A idéia é utilizar-se desta metodologia para definir a distribuição das fácies, interpretadas no item 2, para todo o sistema deposicional. Como resultado, espera-se reproduzir a distribuição das grandes unidades de fluxo e barreiras

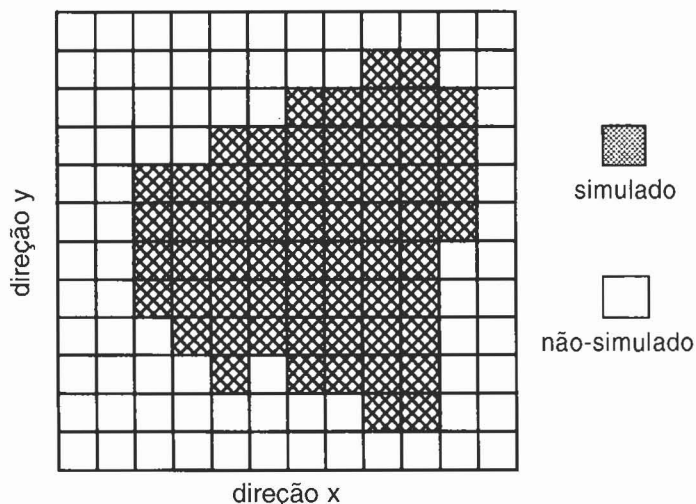


Fig. 12 - Modelo esquemático da matriz de restrição da simulação.
 Fig 12 - Schematic model of the simulation restriction matrix.

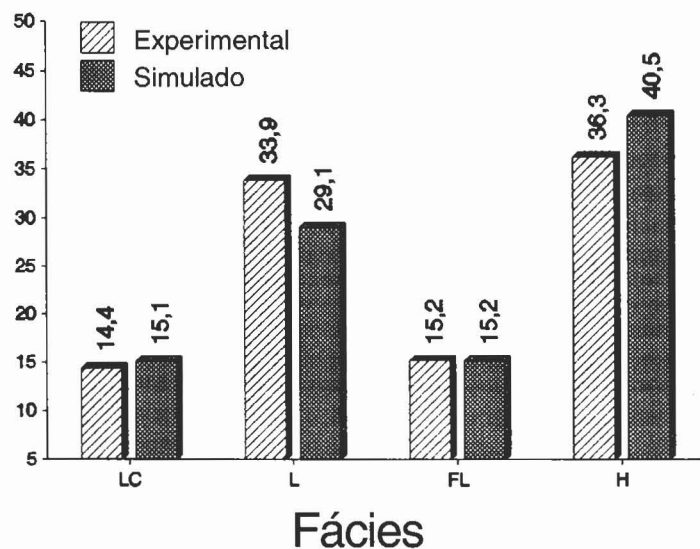


Fig. 13 - Proporções globais das fácies dos dados experimentais e simuladas.

Fig. 13 - Global proportion of observed and simulated facies.

(heterogeneidades de reservatório na megaescala). O passo seguinte é realizar a modelagem petrofísica no interior das fácies (unidades de fluxo) previamente geradas.

A escolha das fácies lobos canalizados, lobos, franja de lobos e hemipelágica para a modelagem deveu-se aos seguintes fatos: 1) - são facilmente reconhecidas nos perfis elétricos e radioativos; 2) - o poço testemunhado foi admitido como representativo e permitiu a correlação das fácies para todo o sistema deposicional; 3) - cada fácies reconhecida tem geometria deposicional e posicionamento espacial intrínseco, que se relaciona às unidades de fluxo; 4) - as características petrofísicas também são peculiares a cada fácies e estão ligadas diretamente à qualidade do fluxo.

Duas alterações no algoritmo foram necessárias, no intuito de melhorar os resultados. A primeira alteração diz respeito às proporções globais de cada fácies, o que tem implicação direta na estimativa feita pela média global e krigagem simples. O programa, na ausência de dados condicionantes ou na presença de poucos dados, utiliza a proporção global. Como não existe estacionariedade da proporção das fácies na direção vertical (fig. 11), optou-se por estimar não pela proporção global, mas sim pela

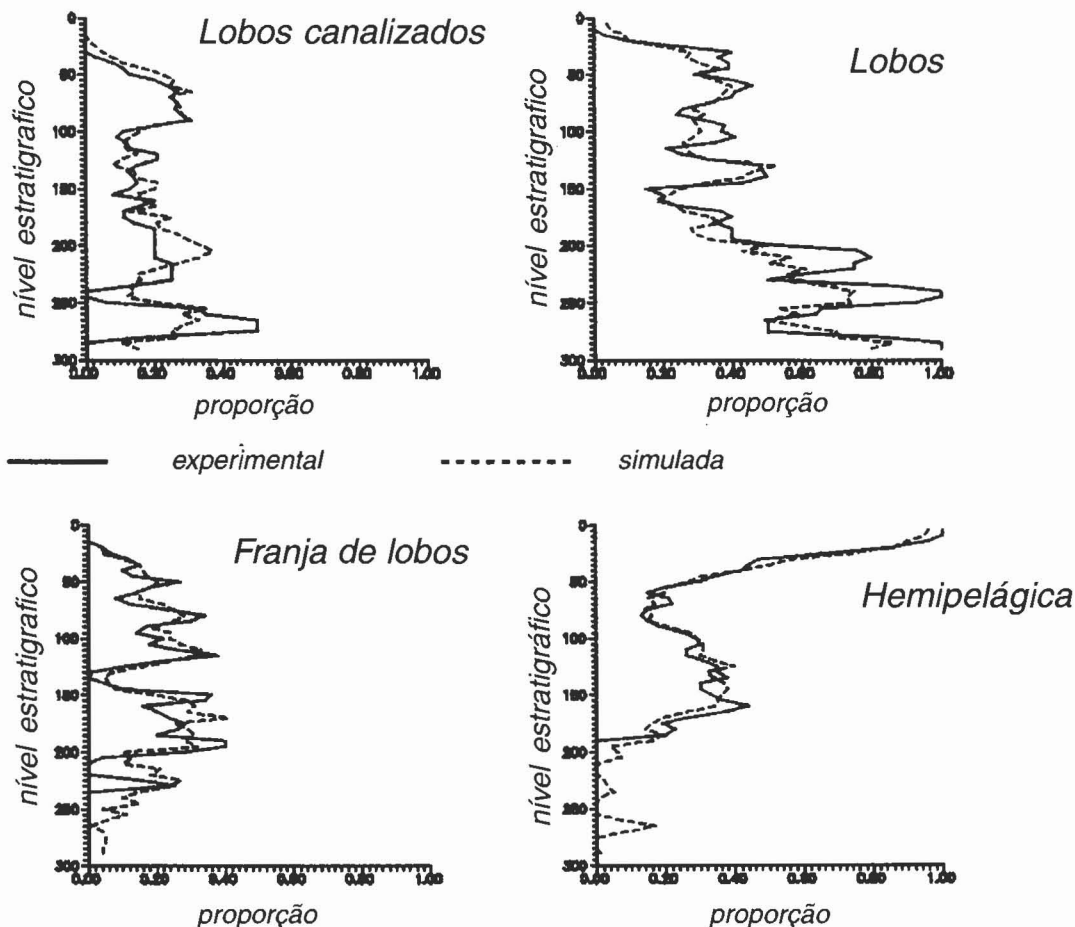


Fig. 14 - Proporções verticais das fácies dos dados experimentais e simuladas.

Fig. 14 - Vertical proportion of observed and simulated facies.

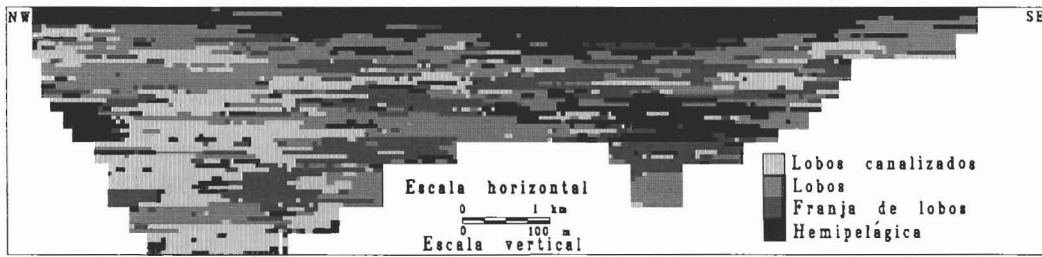


Fig. 15 - Seção estratigráfica longitudinal obtida da simulação estocástica de fácies.
 Fig. 15 - Stratigraphic dip section obtained from stochastic simulation of facies.

respectiva proporção de cada camada. Na estimativa da função de distribuição cumulativa feita pela krigagem simples é também utilizada a proporção da sua respectiva camada.

Como se nota na figura 11, até o nível de 50m as proporções são claramente não-estacionárias. Do nível de 150m até 200m a proporção de lobos aumenta rapidamente (de 0,3 até 1,0). Vê-se claramente a dificuldade de se admitir a hipótese de estacionariedade em casos reais.

A outra modificação refere-se à participação ou não de um determinado nó na simulação. Esta alteração foi relacionada ao fato de a simulação ser seqüencial e, portanto, os nós simulados também participam da simulação de nós posteriores. Deste modo, nós simulados fora dos limites do sistema deposicional, principalmente nos limites, participariam da condicionalização de nós no interior do sistema deposicional, fato considerado não-desejável. Na figura 12, apresenta-se modelo esquemático desta situação. Na restrição é feita de modo que os nós fora de região hachurada não participem da simulação. Isto faz com que somente a área ou volume do sistema deposicional, com seus dados condicionantes, participe da modelagem estocástica.

A avaliação das propriedades das rochas-reservatório indica que a qualidade dos reservatórios é controlada pelas fácies deposicionais, de modo que a análise da evolução deposicional da seqüência indica a escala de heterogeneidade e a ocorrência de anomalias deposicionais (falhas sindeposicionais, erosão,

discordâncias, etc). A existência de marco cronoestratigráfico facilita a delimitação do reservatório. Estes fatos são decisivos na escolha de uma malha adequada à escala de heterogeneidade que se espera reproduzir na simulação estocástica, tanto na horizontal quanto na vertical. Assim, a modelagem estocástica em coordenadas estratigráficas se aproxima da realidade encontrada na época da deposição.

A escolha da malha deve ser tal que não seja tão fina para que não se crie informação irrereal, e nem tão grosseira para que não se perca informação. A malha escolhida para a modelagem estocástica estratigráfica foi de 240 x 156 x 58 blocos, sendo cada bloco com 50 x 50 x 5 m. Esta é a malha adequada à resposta de heterogeneidades de megaescala esperada, pois constatou-se que, na escala vertical, raros são os poços que apresentam interpretação de fácies com espessura inferior a 5 m e nunca inferior a 3 m. Nestes casos, a escolha recaiu sobre a fácies de maior representatividade.

Alguns resultados obtidos em relação às proporções globais e verticais podem ser vistos nas figuras 13 e 14. Estes resultados foram obtidos a partir de apenas uma realização estocástica. As respostas para todas as fácies estão bem próximas daquelas obtidas com os dados experimentais.

A seção longitudinal apresentada na figura 15, resultante da modelagem estocástica, passa aproximadamente no centro da calha deposicional, numa posição relativamente próxima à seção estratigráfica da figura 3. De maneira geral, as feições mais proeminentes estão se repetindo, notando-se a predominância da fácies de lobos canalizados a Noroeste da deposição (área proximal), uma grande concentração da fácies hemipelágica no topo, a fácies de lobos com grande continuidade e uma fácies de franja de lobos mais descontínua.

A modelagem estocástica das fácies foi feita em coordenadas estratigráficas para melhor captar as anomalias deposicionais e, portanto, as heterogeneidades de reservatório. O passo seguinte é transformar o modelo em coordenadas estratigráficas para o modelo em coordenadas estruturais, forma atual do reservatório. Inicialmente, foi retirada a região adicional ao campo de petróleo (área proximal do sistema deposicional), que foi incluída no estudo por acrescentar mais informações ao sistema deposicional

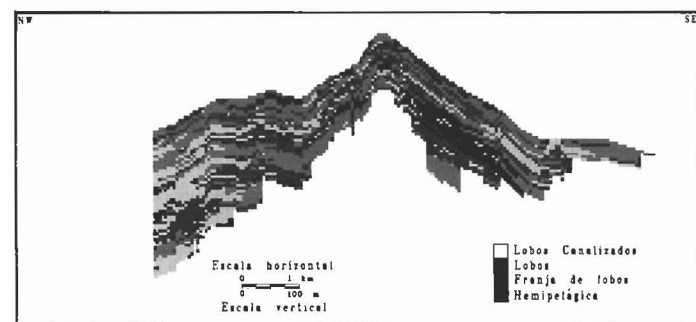


Fig. 16 - Seção estrutural longitudinal obtida da simulação estocástica de fácies.

Fig. 16 - Structural dip section obtained from stochastic simulation of facies.

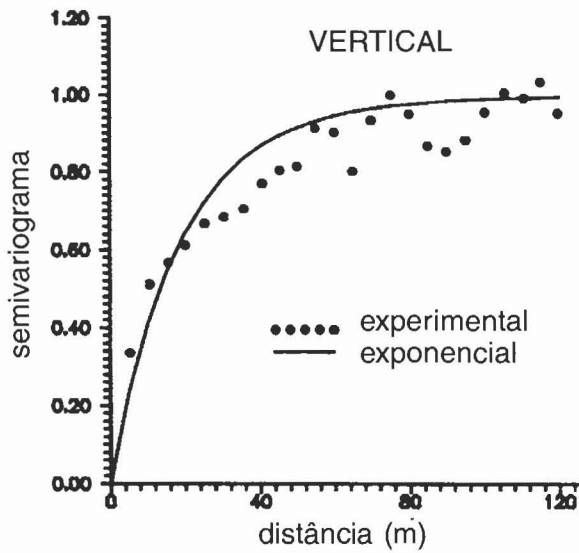
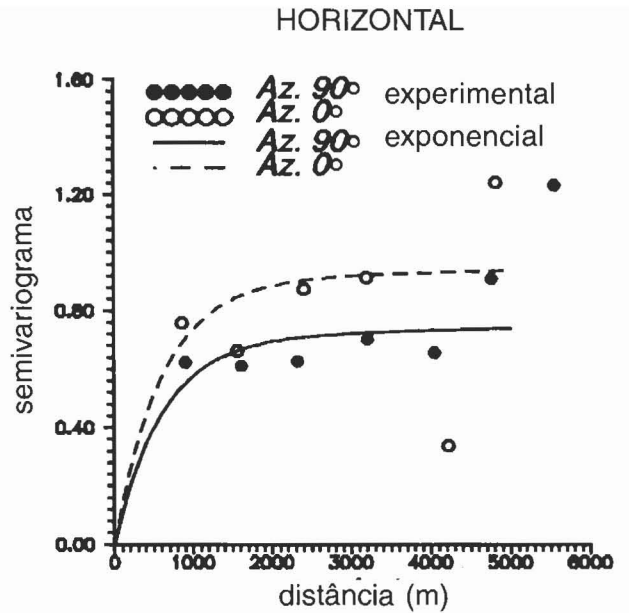


Fig. 17 - Ajuste do modelo exponencial aos dados de porosidade normalizados.

Fig. 17 - Exponential model fitted to normalized porosity data.



(fig. 2). Esta área adicional pertence a outro campo de petróleo com características de drenagem independente, separada deste campo por grandes falhamentos (fig. 4). As informações para a deformação da matriz estratigráfica foram obtidas a partir do mapa de topo poroso do reservatório, fundamentado em dados de poços e sísmicos. Portanto, foi necessária a retirada da fácies hemipelágica do topo do reservatório, resultando em pequena deformação inicial, já que o marco estratigráfico e o topo poroso não são planos eqüidistantes em toda a extensão do campo.

O fato que mais se destaca na observação desta seção estrutural longitudinal (fig. 16) é a presença de barreiras verticais ao fluxo, representadas pelas fácies hemipelágica e, principalmente, franja de lobos (ambas barreiras verticais ao fluxo). Esta situação corresponde ao que estava previsto pela seção geológica (fig. 4). Este tipo de situação mostra que muitas vezes o reservatório, mesmo estando totalmente em contato hidrodinâmico,

apresenta subunidades de fluxo, que podem desempenhar importante papel na drenagem da jazida. Seções geradas pela modelagem estocástica podem ser subsídios excelentes na seleção de locais com maiores possibilidades de existência de barreiras significativas e no direcionamento dos intervalos a serem canhoneados para produção, levando-se em conta a existência de barreiras e canalizações.

5 - MODELAGEM ESTOCÁSTICA PETROFÍSICA

Modelos probabilísticos de propriedades petrofísicas estão cada vez mais sendo utilizados como conjunto de

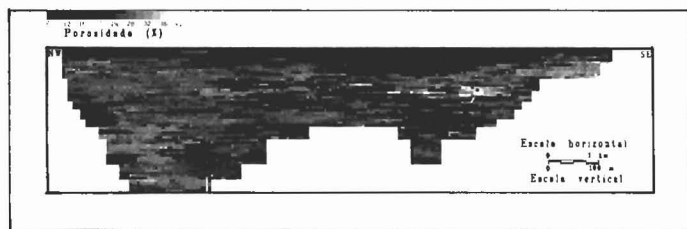


Fig. 18 - Seção estratigráfica longitudinal obtida da simulação gaussiana seqüencial de porosidade.

Fig. 18 - Stratigraphic dip section obtained from sequential Gaussian simulation of porosity.

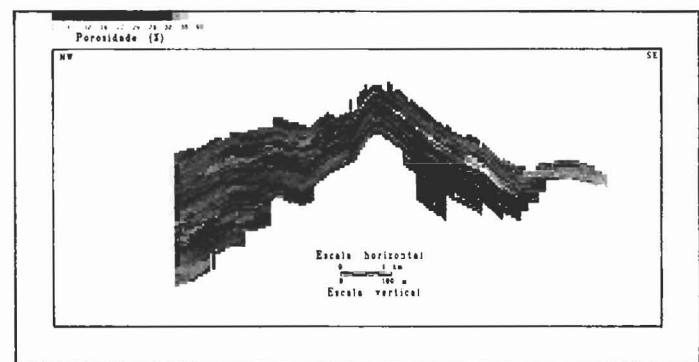


Fig. 19 - Seção estrutural longitudinal obtida da simulação gaussiana seqüencial da porosidade.

Fig. 19 - Structural dip section obtained from sequential Gaussian simulation of porosity.

TABELA I / TABLE I

FUNÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO CUMULATIVA DA PERMEABILIDADE ABSOLUTA DAS FÁCIES CUMULATIVE DISTRIBUTION FUNCTION OF ABSOLUTE PERMEABILITY OF THE FACIES

Lobos Canalizados		Lobos		Franja de Lobos	
Pa	k(mD)	Pa	k (mD)	Pa	k (mD)
0,125	170	0,310	400	0,310	fechado
0,250	570	0,620	760	0,570	400
0,500	850	0,680	1100	0,760	760
0,750	1100	0,870	1400	0,800	1100
0,875	1500	1,000	1530	0,920	1400
1,000	1670			1,000	1530

dados para entrada em simulações de fluxo de reservatórios de hidrocarbonetos. Os estudos atuais de modelagem estocástica preconizam a idéia que, inicialmente, devem ser tratadas as propriedades geométricas do reservatório. A seguir, seriam modeladas as propriedades petrofísicas no interior dos modelos geométricos previamente gerados. Este tipo de modelagem, em dois estágios, tem por objetivo levar maior quantidade de parâmetros geológicos (geometria) até os simuladores de fluxo, já que o deslocamento dos fluidos nos reservatórios depende desta geometria (fácies) e das variações das propriedades internas (petrofísica).

As abordagens estocásticas da porosidade e da permeabilidade foram feitas respeitando-se a modelagem de fácies geradas no item anterior. Para a porosidade, foi utilizado o método gaussiano seqüencial, e para a permeabilidade, devido à pouca quantidade de dados, optou-se por uma simulação de Monte Carlo.

A simulação da porosidade foi feita no domínio de cada fácies, isto é, condicionada aos dados da sua respectiva fácies, sendo os outros ignorados. A fácies hemipelágica não foi simulada por não apresentar porosidade efetiva. O resultado final é o somatório dos resultados parciais de cada simulação da porosidade da respectiva fácies.

Após a transformação da porosidade em distribuição normal foi ajustado, nas direções de azimute 0° e 90°, modelo variográfico exponencial com anisotropia zonal. A maior variabilidade na direção de azimute 0° deve-se às características do modelo deposicional, que apresenta maior continuidade das fácies na direção de azimute 90°. Esta maior continuidade também se reflete na porosidade efetiva. A maior variabilidade, patamar igual a 1, está no variograma vertical, o que era esperado, devido ao acamamento (fig. 17).

Resultados desta simulação podem ser observados nas figuras 18 e 19. A maior ocorrência da fácies de lobos

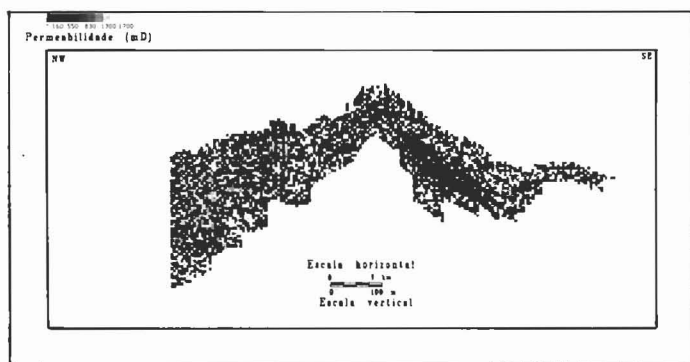


Fig. 20 - Seção estrutural longitudinal obtida da simulação da permeabilidade horizontal.
Fig. 20 - Stratigraphic dip section obtained from simulation of horizontal permeability.

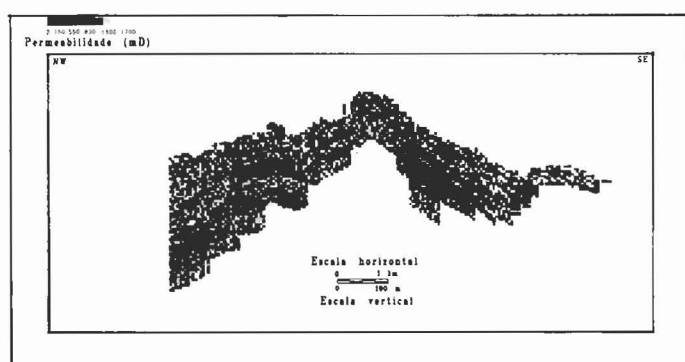


Fig. 21 - Seção estrutural longitudinal obtida da simulação da permeabilidade vertical.
Fig. 21 Stratigraphic dip section obtained from simulation of vertical permeability.

canalizados na área proximal do sistema deposicional também fica bem caracterizada na porosidade, o que é traduzido por maior homogeneidade na sua distribuição nesta área em relação à intermediária.

A distribuição de permeabilidades é normalmente a propriedade de mais difícil caracterização num reservatório. Independente do método para obtenção das permeabilidades absolutas, estas só têm sentido na escala de reservatório se relacionadas às propriedades geométricas dos sistemas deposicionais (primárias e secundárias).

Os poucos dados de permeabilidade absoluta, e a dificuldade de se obter correlação com outros parâmetros petrofísicos amplamente amostrados por perfis (porosidade, argilosidade), levaram à utilização da metodologia de Monte Carlo para simulação estocástica da permeabilidade absoluta no interior das fácies. A escolha deste método deveu-se ainda à sua simplicidade e adoção de um modelo de distribuição equiprovável da permeabilidade.

O programa utilizado para a simulação estocástica da permeabilidade absoluta é bastante simples. Inicialmente, é visitado o nó e constatada qual a fácies presente. A seguir, é sorteado um número aleatório, entre zero e um, e busca-se na curva de distribuição cumulativa de permeabilidade da respectiva fácies o valor de permeabilidade absoluta correspondente a este nó. Repete-se esta seqüência até que todos os nós sejam visitados.

Na tabela I mostram-se as funções de distribuição cumulativas para cada fácies utilizadas na simulação. As permeabilidades absolutas nas direções x e y foram obtidas a partir das três funções de distribuição cumulativas. Para as permeabilidades absolutas na direção z foram utilizadas somente as distribuições das fácies de lobos canalizados e lobos, já que franja de lobos e hemipelágica não apresentam permeabilidades efetivas nesta direção.

Os resultados obtidos são mostrados em duas seções nas figuras 20 e 21, sendo, respectivamente, as permeabilidades nas direções x e z.

6 - CONCLUSÕES

Os reservatórios de petróleo apresentam heterogeneidades desde a microescala até a gigaescala. Portanto, uma análise das heterogeneidades que mais influenciam o deslocamento de fluidos em diferentes escalas, no interior do reservatório, deveria anteceder qualquer estudo de simulação, tanto estocástica quanto de fluxo.

Estudos geoestatísticos devem ser precedidos, sempre que possível, de estudos geológicos detalhados para a melhor caracterização do sistema deposicional. A análise variográfica, busca de variogramas representativos da continuidade espacial das variáveis dos reservatórios, deve ser feita sempre que possível em coordenadas estratigráficas para melhor captar estas variações. A

existência de marcos estratigráficos próximos ao reservatório facilita este estudo.

Em campos de petróleo, devido ao sistema de amostragem, variogramas verticais são ricos em detalhes, enquanto que os horizontais são sempre mais pobres, principalmente na origem. Foram utilizados, aqui, 25 poços, com uma distância média de aproximadamente 800 m. Os variogramas horizontais ficaram aquém das expectativas, provavelmente por estarem próximos do limite estatístico para este tipo de abordagem. Esta situação é real e mais comum de ocorrer em campos de petróleo onde, na maioria dos casos, a distância entre a amostragem não é compatível com o parâmetro medido.

O algoritmo de simulação dos componentes principais indicadores gera alguns problemas na correlação de fácies, isto é, fácies hemipelágica ocorrendo em frente da fácies de lobos canalizados, etc. Em modelos turbidíticos ocorre, na horizontal, uma passagem gradual de fácies lobos canalizados, lobos, franja de lobos e hemipelágica, o que o algoritmo não está apto a respeitar. Modelagem estocástica utilizando-se de modelos tipo gaussiano truncado respeitariam esta continuidade, com o inconveniente de fazê-lo em todas as direções.

As fácies apresentam relações geométricas relacionadas às unidades de fluxo. Portanto, simulações de propriedades petrofísicas devem ser realizadas, sempre que possível, com restrição de fácies.

As modelagens estocásticas podem ser utilizadas para análise das prováveis distribuições qualitativas dos reservatórios e não- apenas como transformadoras de dados geológicos em números, para melhorar a entrada de dados em simuladores de fluxo.

As modelagens estocásticas podem contribuir muito para o conhecimento de um reservatório de hidrocarbonetos, mas não devem ser tratadas como ferramenta ímpar, e sim adicionadas a uma série de metodologias e ferramentas já utilizadas na importante tarefa de caracterização dos reservatórios.

Na verdade, não existe um algoritmo de simulação que responda conjuntamente a todas as questões importantes sobre as propriedades existentes em um meio geológico. Todos os algoritmos têm suas vantagens e desvantagens. Cabe ao usuário decidir sobre a metodologia que melhor se aplique em cada situação, lembrando que a simulação estocástica fornece, em cada realização, uma das possíveis imagens, e tem o forte atributo da condicionalização.

A introdução de curvas verticais de proporções de fácies muitas vezes se faz necessária devido à não-estacionariedade dos dados geológicos.

Como a simulação é seqüencial, recomenda-se introduzir uma matriz de controle da simulação, para que os nós fora do sistema deposicional não sejam simulados, evitando-se que passem a condicionar nós localizados no interior do sistema.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALABERT, F. G., CORRE, B. Heterogeneity in a Complex turbiditic reservoir: impact on field development. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 66., 1991, Dallas. *Proceedings...* Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1991, p 177-190. SPE 22902.
- ALABERT F. G., MASSONNAT, G. J. Heterogeneity in a Complex turbiditic reservoir: stochastic modelling of facies and petrophysical variability. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 65., 1990, New Orleans, *Proceedings...* Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1990, v. 3, p. 775-790. SPE 20604.
- BALDISSERA, P. R. *Modelagem estocástica de fácies para caracterização da distribuição espacial das heterogeneidades de reservatório*. Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 1992, 200 p. Dissertação (Mestrado).
- DAMSLETH, E. *et al.* A two-stage stochastic model applied to a North Sea reservoir. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 65., 1990, New Orleans. *Proceedings...* Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1990. v.3, p. 791-802 SPE 20605.
- DEUTSCH, C. V., JOURNEL, A.G. *GSLIB: geostatistical software library and user's guide*. New York: Oxford University Press, 1992. 340 p.
- DUBRULE, O. Introducing more geology in stochastic reservoir modelling. In: INTERNATIONAL GEOSTATISTICS CONGRESS, 4., 1992. England. [*Proceedings...*]. England: [s.n.], 1992. 14 p.
- HALDORSEN, H. M., DAMSLETH, E. Stochastic modeling. *Journal of Petroleum Technology*, Dallas, v. 42, n. 4, p. 404-412, 1990.
- MURRAY, C. J. *Identification and 3D modelling of petrophysical rocks types: the Amos draw case study*. Stanford: Stanford Center of Reservoir Forecasting. School of Earth Sciences. 58 p. 1992.
- SELLEY, R. C. *Ancient sedimentary environments*. 3. ed. London: Chapman and Hall, 1985. 317 p.
- SURO-PÉREZ, V., JOURNEL, A.G. Stochastic simulation of lithofacies: an improved sequential indicator approach. In: EUROPEAN CONFERENCE ON THE MATHEMATICS OF OIL RECOVERY, 2., 1990, Paris. [*Proceedings...*]. Paris: Technip, 1990. p. 3-10.
- SURO-PÉREZ, V., JOURNEL, A.G. Indicator principal component kriging. *Mathematical Geology*, New York, v. 23, n. 5, p. 759-787, 1991.

EXPANDED ABSTRACT

The understanding of reservoir dynamic models demands the knowledge of an increasing number of static parameters which influence fluid flow. Genetic depositional facies represent an important static parameter whose scale falls between the macro and the megascale of reservoir heterogeneity.

A facies model approach enables the geologist to have a better view of the properties of depositional systems and may increase the confidence on spatial and qualitative estimation of hydrocarbon reservoir distribution. Numeric data associated with this spatial characterization may be also used for flow unit quantification. This paper deals with the transformation of geological data into numerical data using geostatistical techniques of conditional simulation.

The first step of this work consisted of the definition of the sedimentological facies and the depositional model in which these facies were inserted. Four representative facies were characterized: channelized lobes, lobe, lobe

fringe, and hemipelagic. A preliminary spatial distribution of these facies was conducted based on their recognition in a cored well. The following step was the correlation using electrical log patterns from other 24 wells. The four defined facies embraced almost all the megascale heterogeneity found in the section object of this study, meaning that they have the basic elements for flow unit qualification. A turbiditic depositional model with confined architecture is the most representative model for the analyzed depositional system.

Variograms were plotted and modeled in order to describe the variations observed in the geological model. The variographic study and stochastic modeling were both performed in stratigraphic coordinates. The presence of a volcanic marker bed, just above the reservoir, increased the confidence in the stratigraphic correlation.

The stochastic modeling of the facies was carried out using the indicator principal components, a model proposed by Suro-Pérez & Journel (1990). Two

modifications in the IPCSIM (GSLIB) algorithm were introduced for better fit output. The first change is associated to the global proportion of each facies, which by its turn is directly related to the estimation obtained by global proportion and simple kriging. In situations with absent or scant conditioning data, the program uses the global proportion. The proportion of facies along the vertical direction is not stationary. The estimate through global proportion was rejected and it was used the method of respective proportion for each layer. This method was also employed for the estimation of the cumulative distribution function by simple kriging. The second change to the program involved the participation or not of specific grid node in the simulation. The reason for this modification is related to the sequential aspect of the simulation, which means that further grid nodes are influenced by previously simulated grid nodes. One negative effect of this sequential character of simulations is that the grid nodes positioned outside the depositional system may influence

the conditioning of internal grid nodes.

The stochastic approach for porosity and permeability followed the facies modeling. The Gaussian sequential and the Monte Carlo simulations were employed respectively for porosity and permeability. The porosity simulation was conducted by facies domains, i.e., using only data of the respective facies, whereas data from other facies were ignored. The final result of this simulation corresponds to the sum of all partial results for each facies. Since hemipelagic facies are devoid of any effective porosity, they were not simulated.

The Monte Carlo method was used for stochastic simulation of permeability since it was not possible to obtain the correlation between absolute permeability and other petrophysical parameters (porosity, clay content). The Monte Carlo method was selected due to its simplicity, the limitation of the available data, and the same distribution of properties along entire domain.