

## MODELAGEM ESTOCÁSTICA APLICADA À CARACTERIZAÇÃO DO RESERVATÓRIO DO CAMPO DE NAMORADO (BACIA DE CAMPOS – RJ, BRASIL)

Caio Graco Pereira Santos<sup>1</sup>, Luiz Ferradans Mato<sup>2</sup>, Bennedict Clennell<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Pós-Graduação em Geofísica, CPGG – UFBA, av. Cardeal da Silva, 155  
ap.403A, Salvador - BA, CEP. 40220-140. [cgps@cpgg.ufba.br](mailto:cgps@cpgg.ufba.br)

<sup>2</sup> PETROBRAS, [ferradans@petrobras.com.br](mailto:ferradans@petrobras.com.br)

<sup>3</sup> CPGG-UFBA, r. Caetano Moura, s/n – Instituto de Geociências,  
[clennell@cpgg.ufba.br](mailto:clennell@cpgg.ufba.br)

**Resumo** – O campo de Namorado está localizado na parte central da bacia de Campos, a 70 km da costa. Está dividido em quatro blocos separados por falhas. O bloco principal, produtor de óleo, está localizado na porção central do campo. O arenito Namorado consiste de vários níveis de areias turbidíticas intercaladas com folhelho. Os corpos individuais também coalescem formando espessos corpos de arenito, com até 115 m de espessura. O principal tipo faciológico que ocorre na área do campo de Namorado é desprovido de estruturação interna, fazendo com que as propriedades da rocha sejam muito semelhantes. Para da aplicação a modelagem estocástica no reservatório de Namorado utilizaram-se os dados provenientes dos perfis elétricos/radiativos de 5 poços de uma seção NW-SE, das litologias dos testemunhos, dos agrupamentos das fácies e aplicação da função discriminante. O método de simulação utilizado foi a Simulação Seqüencial da Indicadora. A anisotropia definida foi de 100:1 na direção horizontal; a estrutura tem uma isotropia planar e um alcance vertical de 40 m (obtida a partir do variograma calculado). Posteriormente sobrepôs-se a interpretações disponíveis na bibliografia com o campo de probabilidade de ocorrência de rocha reservatório obtendo-se uma excelente correlação

Palavras-Chave: Campo de Namorado; Modelagem Estocástica; Bacia de Campos.

**Abstract** – The Namorado field is in the centre of the Campos Basin, 70 km from shore, between the 150 and 250m isobaths. This field is divided into four blocks separated by faults. The main blocks have several levels of turbiditic sands interfingering with shale. The external geometry of the sand bodies is lenticular aligned in the direction NW/SE. The media thickness of the genetic units is 160 m, the thickness of porous sandstones varies from 5 to 105 m. The main faciologic types that occurs in the Namorado field do not have internal structure, leading to poor discrimination of internal characteristics. For application of stochastic modeling to the Namorado reservoir log data and core data, were grouped into reservoir and non-reservoir according to the facies, in addition to the application of the binary discriminant function. The method of simulation used was the Sequential Indicator Simulation. The anisotropy defined was 100:1 in the horizontal direction, the structure has transverse isotropy with a range of 40 m (obtained from the experimental variogram). After several model realizations were averaged, the predicted pattern of reservoir facies distribution (probability of reservoir a quality) were combined, and to correlate well with published sections and other quality indicators.

Keywords: Namorado Field; stochastic modeling; Bacia de Campos.

## 1. Introdução

Poucos fenômenos geológicos são compreendidos de modo a permitir uma abordagem determinística para realizar estimativas. Há incertezas nos pontos não amostrados, mas a abordagem geoestatística baseia-se em modelos probabilísticos que reconhecem estas incertezas inevitáveis. A obtenção de um testemunho consiste em um processo caro, o que torna limitada a quantidade de dados geológicos coletados in loco. Por outro lado, torna-se necessário conhecer estes dados e como se correlacionam com dados de perfilagem. Isto para que seja possível a extrapolação para poços não testemunhados. De posse de dados de boa qualidade e com um bom conhecimento do contexto geológico a modelagem numérica pode oferecer bons resultados. A geoestatística enfatiza o contexto geológico em que os dados foram obtidos, a relação espacial entre os dados e os dados medidos em diferentes suportes volumétricos e graus de precisão. A modelagem torna-se uma ferramenta importante, pois permite simular as regiões onde possui pouco conhecimento. O melhor conhecimento do campo, torna a exploração mais segura. O objetivo deste estudo é utilizar a geoestatística como complemento na análise dados do reservatório do Campo de Namorado na Bacia de Campos – RJ.

A bacia de Campos é atualmente a bacia *offshore* mais produtiva do Brasil. Está localizada na região sudeste do Brasil, ao longo da costa norte do estado do Rio de Janeiro. O Campo de Namorado, na época de sua descoberta em 1975 era um dos maiores do Brasil. Foram perfurados neste campo 56 poços, sendo que desses, 36 são produtores.

A seguir, serão mostrada a aplicação da geoestatística na modelagem dos dados do reservatório de Namorado. Os dados utilizados foram aqueles provenientes dos perfis elétricos/radioativos dos poços, das litologias dos testemunhos, do agrupamento das fácies e aplicação da função discriminante.

A modelagem geoestatística está condicionada ao modo como os dados foram coletados e a resolução de cada ferramenta. Quando os dados são provenientes de ferramentas ou métodos com escala de amostragem diferente isso pode refletir na modelagem dos dados. Ou seja, a perfilagem indica um valor a cada 1 m (os dados foram reamostrados de metro em metro a partir de um conjunto de dados de resolução inicial de 20 cm), mas esse valor corresponde a um valor médio e móvel de um determinado espaço de rocha. Isso se reflete no momento de associar as litofácies com os valores de perfilagem, e na determinação das eletrofácies.

## 2. Análise exploratória dos dados

A análise exploratória dos dados é a etapa inicial do estudo geoestatístico. Nesta etapa averiguam-se as propriedades estatísticas e matemáticas dos dados. Os dados utilizados serão dos perfis elétricos/radioativos existentes. Por outro lado, as estatísticas descritivas a seguir, correspondem a todo conjunto de dados com litologia descrita. Além da estatística descritiva utilizaram-se os recursos gráficos de histograma, e dos diagramas de dispersão.

Tabela 1 - estatística descritiva comparando as rochas reservatório e não-reservatório. Notar que a porosidade neutra não serve para discriminar reservatório (sim) e não-reservatório (não). Amostras analisadas: 3516.

		Reservatório				Reservatório	
		<i>sim</i>	<i>não</i>			<i>sim</i>	<i>não</i>
<b>GR</b>	Mean	61,10	65,76	<b>RHOB</b>	Mean	2,45	2,31
	Median	58,06	62,98		Median	2,46	2,29
	Variance	295,87	232,88		Variance	0,01	0,01
	Std. Deviation	17,20	15,26		Std. Deviation	0,10	0,12
	Minimum	22,00	25,62		Minimum	1,73	1,78
	Maximum	143,25	133,75		Maximum	2,68	2,66
	Range	121,25	108,13		Range	0,95	0,88
<b>NPHI</b>	Mean	21,04	21,98	<b>LOG_ILD</b>	Mean	0,47	0,88
	Median	21,53	22,66		Median	0,36	0,82
	Variance	27,16	22,22		Variance	0,11	0,37
	Std. Deviation	5,21	4,71		Std. Deviation	0,34	0,61
	Minimum	1,09	1,62		Minimum	-0,27	-0,29
	Maximum	35,19	33,00		Maximum	2,90	2,99
	Range	34,10	31,38		Range	3,17	3,28

## 3. Análise de continuidade espacial das variáveis

A continuidade espacial é uma característica dos dados georreferenciados. Duas observações próximas têm mais chances de apresentar propriedades semelhantes do que duas observações afastadas. A partir de uma certa distância, a qual depende das condições locais do fenômeno observado, as amostras são consideradas independentes. A continuidade espacial não pode ser obtida a partir de estatística univariada. A análise de continuidade espacial do

fenômeno em estudo é realizada com o auxílio do semivariograma. O modelo de semivariograma representa a estrutura de correlação espacial a ser utilizada nos procedimentos de krigagem e simulação.

O semivariograma ( $\gamma$ ) para um dado espaçamento ( $h$ ) é calculado da seguinte maneira:

$$\hat{\gamma}(h) = \frac{1}{2n(h)} \sum_{i=1}^{n(h)} [y(x_i + h) - y(x_i)]^2 \quad (1)$$

Onde:

$n(h)$  é o número de pares de observações de um espaçamento  $h$ ;

$y(x)$  é o valor de  $y$  na posição  $x$

$y(x+h)$  é o valor de  $y$  na posição  $x + h$

## 4. Interpretando o variograma

Segundo Gringarten & Deutsch (1999), o comportamento do variograma pode ser interpretado da seguinte maneira, considerando os tipos de variâncias:

### 4.1 Variância de escala pequena

O **efeito pepita** é a descontinuidade no variograma junto à origem, correspondente a uma variabilidade de pequena escala. No variograma experimental, ela pode ser devido a erros de medida ou estruturas geológicas com amplitude menor que a resolução de amostragem. Ele deve ser escolhido igualmente em todas as direções, sendo retirado do variograma experimental direcional com o menor valor de efeito pepita.

### 4.2 Variância de escala intermediária

A anisotropia geométrica corresponde ao fenômeno com alcances diferentes em diferentes direções. No caso estudado, tem-se que na horizontal (entre poços) o alcance é maior (100x) do que na vertical. Ou seja, as variáveis variam mais em profundidade do que lateralmente, isso é uma consequência do tipo de reservatório – areias turbidíticas.

O espaçamento dos poços é maior que o alcance lateral do reservatório, por isso é necessário preestabelecer a relação de anisotropia através de dados de reservatórios análogos, neste caso, utilizaram-se as dimensões propostas por Menezes (1986), citadas no parágrafo anterior.

### 4.3 Variância de escala grande

**anisotropia zonal** - é caracterizada quando a variância total não pode ser observada em determinadas direções. Ou seja, alguns variogramas direcionais alcançam um patamar e uma variância menor que o patamar corresponde àquele da variabilidade total do fenômeno;

**efeito buraco** – é representatividade de um fenômeno periódico (cíclico) e caracterizado por ondulações no variograma. O efeito buraco não contribui realmente para a variância total do fenômeno, entretanto sua amplitude e frequência devem ser identificadas durante o procedimento de interpretação. Às vezes, somente é observado em uma direção, no caso estudado, ele ocorre na vertical.

## 5. Modelando o variograma

Uma vez que todas as regiões de variâncias são explanadas e cada estrutura tem sido relacionada a um fenômeno geológico conhecido, parte-se para seleção do modelo variográfico (esférico, exponencial ou Gaussiano). Este passo é a estimativa dos parâmetros da análise dos variogramas. Como não há muitos poços, os dados na direção horizontal são poucos; portanto as estruturas visíveis nos variogramas verticais foram extrapoladas para horizontal considerando as características geométricas conhecidas para esse reservatório, ou seja, anisotropia 100:1 – valor baseado em Menezes (1986) - e maior continuidade lateral do reservatório com maior heterogeneidade na vertical.

## 6. Simulação estocástica

A modelagem estocástica considera o fenômeno geológico como algo não determinístico, mas probabilístico. Dessa maneira, é possível combinar os dados reais com aqueles interpretados de maneira a gerar vários cenários equiprováveis. Segundo Chamber *et alii* (2000) existem várias razões para executar uma simulação estocástica, sendo as mais importantes: (1) captura da heterogeneidade; (2) simulação das fácies ou propriedades das rochas ou ambos; (3) honrar e integrar informações complexas e (4) qualificar a incerteza .

1. **Captura da heterogeneidade** – um bom modelo de heterogeneidade implica em um melhor entendimento da conectividade entre zonas permeáveis e impermeáveis resultando em uma melhor extração de óleo e previsão de produção;

2. **Simulando fácies ou propriedades da rocha** – para construir-se um modelo do reservatório, é necessário seguir diversos passos: definir a arquitetura do reservatório (topo e base, falhas etc), identificar as unidades geológicas baseando-se nos princípios da estratigrafia de seqüências e definir a geometria interna de acamamento para cada unidade; modelar a distribuição espacial das fácies (e.g. eólicos, leques, canais) e litofácies. Sendo o mais comum agrupar as fácies que exibem as mesmas características petrofísicas e de saturação em unidades gerais denominadas de litotipos. O passo final é a criação do modelo geológico com a distribuição espacial das propriedades da rocha dentro dos litotipos. A diferença importante entre modelar fácies e modelar as propriedades das rochas é que a primeira envolve variável categórica e o segundo contínuas;
3. **Honrando dados secundários** – métodos estocásticos permitem incorporar dados secundários (ex. sísmica ou teste de formação) onde não há dados primários disponíveis;
4. **Disponibilizando a incerteza** – diversos cenários de reservatório são importantes, como um caso pessimista e um otimista. Isto permite uma flexibilidade na programação dos trabalhos de produção. Como cada cenário criado é igualmente provável de acontecer é necessário após processar os dados de modo a visualizar um resumo das inúmeras simulações. As possibilidades são as seguintes: (i) *média* – cálculo da média ponto a ponto em cada simulação, (ii) *desvio padrão* – o desvio padrão é calculado para o conjunto de dados, (iii) *risco de incertezas* – esse mapa indica a probabilidade de encontrar um valor a partir de um valor de corte.

O método de simulação escolhido foi a **Simulação Seqüencial**. Os procedimentos utilizam basicamente o mesmo algoritmo para diferentes tipos de dados:

- **Simulação Seqüencial Gaussiana (SGS)** simula uma variável contínua, como uma propriedade petrofísica, desde que essa obedeça as regras de uma população gaussiana.
- **Simulação Seqüencial da Indicadora (SIS)** simula variável discreta. É possível criar um grid de 0s e 1s usando a mesma metodologia de SGS, representando as litofácies.

O procedimento geral é: (1) selecionar aleatoriamente um nó que não tenha sido simulado; (2) usando krigagem computar uma função de distribuição probabilística condicional local (lcpd), com média zero e variância unitária; (3) desenhar um valor simples aleatório,  $z_i$ , a partir de lcpd, a qual tem a separação máxima de  $2\sigma$  a partir da média,  $m_i$ ; (4) criar um novo valor simulado:  $Z_{s_i}^* = m_i + z_i$ ; (5) incluir o novo valor simulado e (6) repetir até todos os nós do grid possuir um valor simulado.

### 6.1 Simulação Seqüencial da Indicadora (SIS)

Para o exercício de SIS, escolheu-se uma seção interpretada por Menezes (1986) indicada na Figura 1.

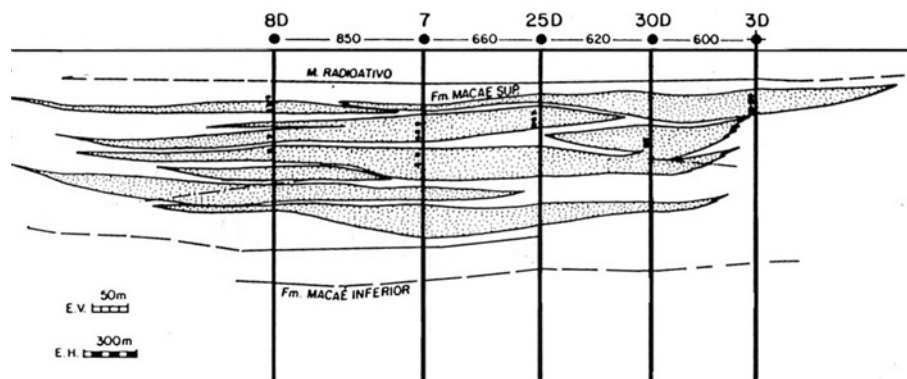


Figura 1 - seção estratigráfica com poços produtores dos flancos norte e nordeste do campo e posicionada perpendicular ao mergulho deposicional, modificada de Menezes (1986). O exagero vertical é de aproximadamente 8 vezes.

As etapas seguidas para a simulação da indicadora foram as seguintes:

1. horizontalização dos dados de acordo com a profundidade do marco radiativo;
2. cálculo do variograma experimental e modelagem do variograma
3. cálculo da proporção *net-to-gross*;
4. simulação da indicadora (35 realizações);
5. plotagem das realizações e da probabilidade.

### 6.2 Cálculo e modelagem do variograma

Como foi feita a modelagem de uma seção de 2800 m x 160 m, optou-se por 10 intervalos com 16 m. A direção é ao longo do perfil ( $0^\circ$ ) entre poços com distância média de  $d = 700$  m, em profundidade ( $-90^\circ$ ). Para plotagem do variograma utilizou-se a rotina **gamv** da GSLIB (Deutsch and Journel, 1992).

O modelo variográfico que melhor se ajustou ao variograma experimental foi seguinte: exponencial combinado com o esférico em uma direção (0°, -90°), correspondente ao variograma calculado. Com efeito pepita de 0,155 com contribuição de 0,083 e 0,021 respectivamente (ver equação (2)).

$$\gamma(h) = 0,155 + 0,083(1 - e^{-\frac{3h}{25}}) + 0,021 + \frac{1}{2} \left[ \frac{3h}{50} - \left( \frac{h}{50} \right)^3 \right] \quad (2)$$

A anisotropia definida foi de 100:1 na direção horizontal, ou seja, a estrutura tem uma isotropia planar ( $a_{\text{hmax}} = a_{\text{hmin}} = 2500$  e 5000 m) e um alcance vertical de 25 e 50 m (obtida a partir do variograma calculado). Esse valor de anisotropia foi baseado nas características geológicas do reservatório interpretadas por Menezes (1986), observáveis na Figura 1. Através do variograma entre poços não foi possível encontrar um valor de anisotropia devido à falta de mais dados na horizontal. A sísmica 3D, análogos e outros modelos do mesmo tipo de reservatório poderiam aperfeiçoar esse modelo. Para a construção do modelo e plotagem dos variogramas foram utilizadas as rotinas **vmodel** e **vargplot** da GSLIB, respectivamente.

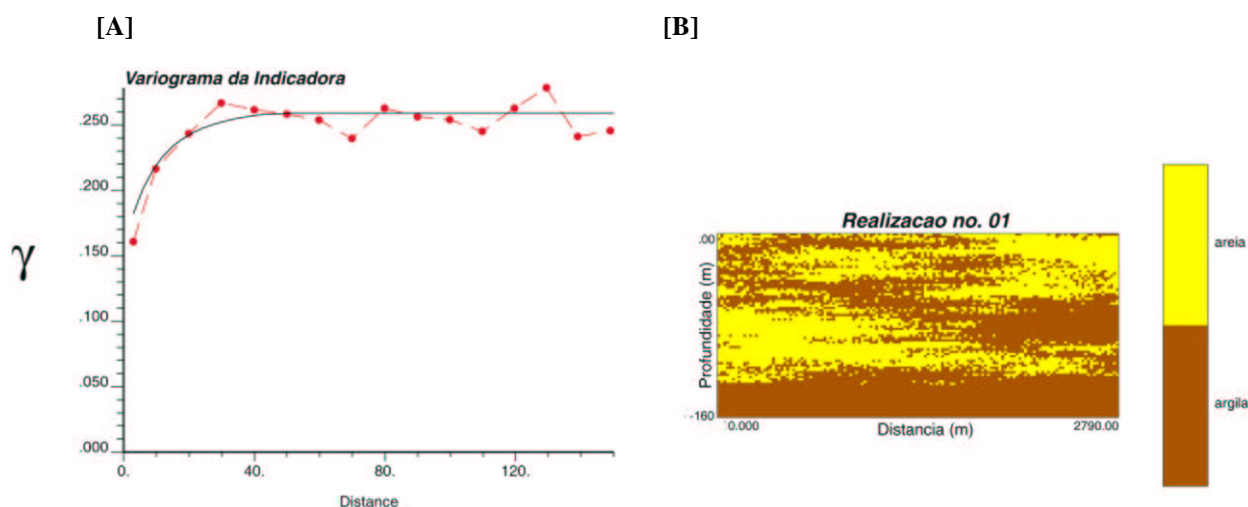


Figura 2 –[A] variograma da indicadora. A linha vermelha indica o variograma experimental e a linha preta, o modelo variográfico. A distância está em metros. [B] realizações provável para a seção em estudo (exagero vertical é de 8x).

A Figura 2-[A] mostra o resultado do cálculo e modelagem do variograma. Pode-se notar que o variograma experimental tem uma pequena inflexão a 25 m atingindo o patamar em torno de 40 a 50m.

### 6.3 Simulação da indicadora (35 realizações)

Para a simulação da indicadora utilizou-se a rotina **sisim** da GSLIB. A opção escolhida foi a categórica, com as categorias não-reservatório e reservatório (0 e 1), com percentagem de ocorrência de 43 e 57% respectivamente. O arquivo de dados continuou sendo o mesmo. Construiu-se uma malha de 140 x 1 x 80, com (20 x 0,5 x 2,0) m. Ou seja, um retângulo de (2800 x 0,5 x 160) m. O raio da elipsóide de procura foi de (700 x 700 x 40) m, sendo que na direção **x** a distância (700 m), foi baseada em duas vezes a separação dos poços; na direção **z**, baseado no número de grandes ciclos sedimentares (dois), com espessura de 40 m. Como só são duas categorias, os variogramas e seus modelos são iguais, portanto os parâmetros para o modelo ajustado em **vmodel.par** é copiado e colado.

Observando a Figura 2-[B], tem-se uma melhor idéia do conceito de simulação: as duas realizações vistas nesta figuras, correspondem à duas “fotografias” em diferentes momentos. Por outro lado, é possível fazer-se uma estatística de cada intervalo da malha utilizada; assim, pode-se obter o mapa das probabilidades com resultado das 35 realizações.

Para obtenção das estatísticas das plotagem utilizou-se a rotina **postsim** da GSLIB. Calculou-se a probabilidade de ocorrer o reservatório em um determinado ponto, variando de 0 a 100%.

Posteriormente sobrepôs-se a interpretação de Menezes (1986), com o campo de probabilidade, obtendo-se a Figura 3. Nota-se que as regiões com alta probabilidade de ocorrência de rocha reservatório, na maioria dos casos, coincide com àquelas propostas por Menezes (modelo geológico anterior). Há apenas uma pequena diferença no segundo corpo mais espesso: na parte superior no poço 7 e na parte inferior, poços 25D e 30D, provavelmente associado aos valores de  $p_b > 2.4\text{g/cm}^3$ .

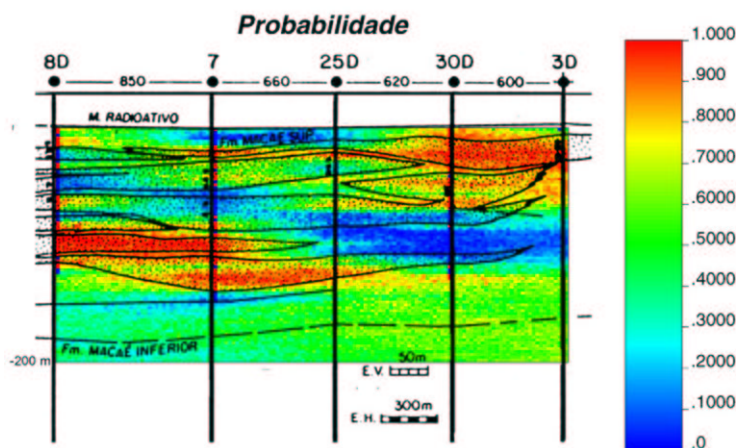


Figura 3 - mapa de probabilidade de ocorrência de rocha reservatório, calculado a partir de 35 realizações, sobreposta a figura de Menezes (1986). O exagero vertical é de 8x.

## 7. Conclusões

O dados disponíveis no CD Escola do campo de Namorado fornecido pela ANP, depois de exaustivo trabalho de ordenação e tratamento puderam ser utilizados como base no estudo da Modelagem estocástica aplicada à caracterização de reservatório petrolífero.

As informações disponíveis na literatura sobre o Campo de Namorado e sobre a Bacia de Campos foram essenciais para compreensão dos aspectos geológicos do campo. Assim, foi possível gerar um modelo baseado nas informações conhecidas e compará-las com interpretações feitas anteriormente.

A Simulação da Seqüencial Indicadora mostrou-se uma ferramenta poderosa para simulação das características espaciais do reservatório. Esse fato fica bem comprovado quando se observa as figuras resultantes da modelagem estocástica e sugerida na bibliografia. Outras seções poderão ser analisadas e para testar o modelo, sugere-se a simulação de fluxo para aperfeiçoar o modelo geoestatístico.

A ferramenta geoestatística quando bem aplicada fornece bons resultados, mas não dispensa o conhecimento geológico prévio. Não se trabalha apenas com “números”, mas com fenômenos geológicos.

## 8. Agradecimentos

Este trabalho contou com o apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo – ANP – e da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP – por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás – PRH-ANP 08/MCT.

## 9. Referências

- CHAMBERS, R.L.; YARUS, J.M. & HIRD, K.B (2000) Petroleum geostatistics for nongeostatisticians – parte 2. The Leading Edge.
- DEUTSCH, C.V. & JOURNAL, A.G. (1992) GSLIB – Geostatistical Software Library and User’s Guide. Oxford University Press Oxford, New York.
- GRINGARTEN, E. & DEUTSCH, C.V. (1999) Methodology for variogram interpretation and modeling for improved reservoir characterization, SPE 56654.
- MENEZES, S.X. (1986) Geometria de reservatório do Campo de Namorado Bacia de Campos. 2º Seminário de geologia de desenvolvimento e reservatório. PETROBRAS, Rio de Janeiro – RJ.
- PEREIRA SANTOS, C.G. Modelagem estocástica aplicada à caracterização do reservatório do Campo de Namorado (Bacia de Campos – RJ, Brasil). Trabalho Final de Graduação em Geologia, UFBA, Salvador – BA, 2002.