

GEOESTATÍSTICA: APLICAÇÃO DAS TÉCNICAS DE KRIGAGEM E SIMULAÇÃO CONDICIONAL NOS RESERVATÓRIOS CPS-2 DO CAMPO DE CARMÓPOLIS, SERGIPE, BRASIL

GEOSTATISTICS: APPLICATION OF KRIGING AND CONDITIONAL SIMULATION TECHNIQUES IN THE RESERVOIRS CPS-2 OF THE CARMÓPOLIS FIELD, SERGIPE, BRAZIL

Milton José de Souza¹ e Denis Marcotte²

RESUMO — Dentre os principais parâmetros utilizados na simulação do fluxo dos reservatórios de petróleo destacam-se a permeabilidade, a profundidade do topo do reservatório, a espessura efetiva, a porosidade e a saturação da água. As técnicas da Geoestatística, tais como krigagem e simulação condicional, foram utilizadas no Campo de Carmópolis para estimar essas variáveis e avaliar o volume original de hidrocarbonetos dos reservatórios CPS-2 do Membro Carmópolis da Formação Muribeca. No estudo da variável "topo do reservatório", observou-se que os contornos apresentados pelos mapas obtidos através da krigagem, quando as falhas são consideradas, são muito semelhantes àqueles resultados dos métodos tradicionais de mapeamento utilizados pelos geólogos da PETROBRÁS. As avaliações geoestatísticas do volume original de óleo são praticamente as mesmas obtidas pela Companhia. A precisão da estimativa global desse volume, obtido por krigagem, mostra que o qualificativo "provado" utilizado pela PETROBRÁS para designar as reservas do Campo de Carmópolis é bastante apropriado. As principais vantagens ligadas à utilização da geoestatística são: a economia de tempo, a estimativa objetiva dos parâmetros e as medidas de precisão destas. A importância do conhecimento e do sentimento geológicos nos estudos de geoestatística tem sido amplamente reconhecido desde o início da aplicação destas técnicas. Confirma-se, aqui, este fato: as direções preferenciais observadas nos variogramas correspondem às direções dos paleocanais interpretados pelos geólogos; a utilização das falhas é importante para a modelagem dos variogramas e para a krigagem do topo do reservatório e, finalmente, pode-se reconhecer que os deslocamentos dos blocos falhados não afetam de maneira significativa as demais variáveis estudadas.

(Originais recebidos em 10.06.92).

ABSTRACT — Five important parameters in reservoir simulation are permeability, top of reservoir height, net pay, porosity, and water saturation. Using geo-statistical techniques, these parameters, plus oil volume, are estimated for the CPS-2 reservoirs of the Carmópolis oil field. Study of the top of reservoir variable showed that, when faults are considered, the contours appearing on maps obtained by kriging are in significant agreement with results obtained by PETROBRÁS staff using traditional methods. Geo-statistical estimates of oil volume are also very much in line with those obtained by the company. Moreover, global precision estimates of in-situ volumes, obtained by kriging, show that the qualifier 'proven' is appropriate in describing the Carmópolis reserves. The main advantages of reliance on geo-statistical techniques are threefold: a saving in time, an objective mapping of parameters, and a measure of the precision of estimation. The study confirms that: the preferential directions observed in variograms correspond to the directions of the paleochannels interpreted by geologists; the use of faults is important in modeling variograms and in ascertaining top of reservoir height by kriging; and, lastly, the shifting of faulted blocks does not significantly affect other variables studied.

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

1 — INTRODUÇÃO

A teoria da Geoestatística foi desenvolvida por G. Matheron no início dos anos 60 (Matheron, 1963). Embora seja extensiva ao domínio da mineração, sua aplicação para a caracterização dos reservatórios produtores de hidrocarbonetos nos campos de petróleo

é ainda pouco freqüente.

A exploração dos campos de petróleo da plataforma continental e a adoção de modernos e sofisticados métodos para aumentar a recuperação dos campos antigos demandam importantes investimentos desde as primeiras etapas de implantação dos projetos. O perfil de lucratividade e o risco econômico

1 - Setor de Tecnologia e Projetos (SETEP), Divisão de Geologia e Desenvolvimento (DIGED), Departamento de Exploração (DEPEX), Av. República do Chile, 65, Centro, CEP 20035, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
2 - Escola Politécnica, Departamento de Engenharia Mineral, Universidade de Montreal.

envolvidos nestes projetos devem ser avaliados com a maior precisão possível. Neste sentido, a precisão e a confiabilidade dos métodos empregados para a descrição e caracterização dos reservatórios tornam-se críticos.

Dentre os estimadores espaciais, as técnicas da geoestatística se distinguem por sua capacidade particular de quantificar a precisão das suas estimativas. Estas são obtidas pela utilização de um modelo estocástico que descreve a continuidade espacial da variável estudada.

Apresenta-se, aqui, uma aplicação de técnicas de geoestatística e da estatística clássica na descrição e estimativa de algumas das mais importantes características de um reservatório de petróleo, que servem como base para os estudos de simulação de comportamento de produção: a geometria externa do reservatório, a espessura efetiva, a porosidade, a saturação de água e o volume original de hidrocarbonetos. O reservatório estudado constitui uma das zonas de produção (a zona CPS-2) de um dos mais importantes, e também dos mais complexos campos de petróleo terrestres do Brasil, o Campo de Carmópolis.

2 – APLICAÇÕES DA GEOESTATÍSTICA NA GEOLOGIA DO PETRÓLEO

Os trabalhos de aplicação de geoestatística no domínio do petróleo podem ser agrupados em duas grandes categorias: a exploração e a exploração dos campos de petróleo.

Quando uma jazida de petróleo é conhecida por intermédio de um número restrito de poços, como é o caso geral dos campos da plataforma continental e dos campos terrestres em fase inicial de desenvolvimento, torna-se crucial a integração dos dados provenientes de diversas fontes. Em geral, são os dados sísmicos que constituem a fonte mais abundante. Marchal (1984) e Galli e Meunier (1987) utilizaram informações sísmicas, levando em conta a presença de falhas, para realizar mapeamentos do topo de um reservatório. Omre *et al.* (1988) desenvolveram um método de krigagem baesiana, permitindo levar em conta informações precisas, provenientes dos poços, e informações de menor grau de precisão, fornecidas por dados sísmicos, magnetométricos, etc. . Técnicas similares já haviam sido desenvolvidas para aplicação na área de mineração por Kostov e Journel (*soft kriging*, 1985) e por Dubrule e Kostov (1986). Finalmente, os dados sísmicos poderiam ser utilizados como uma "deriva externa", como feito por Chiles e Gable (1983) com dados geotérmicos, e por Galli e Meunier (1987) com dados sísmicos.

Outros dados que podem melhorar a descrição precoce de um reservatório são os mergulhos medidos em poços (Delfiner *et al.* 1983), que podem ser utilizados em um sistema particular de co-krigagem (Chiles, 1976).

Estas técnicas podem se mostrar de grande utilidade para o estudo dos campos de petróleo, em par-

ticular para os da plataforma continental. No entanto, no caso típico dos campos terrestres, a densidade da malha de poços de drenagem, de injeção e especiais, permite a aplicação imediata das técnicas clássicas de geoestatística, que são empregadas há décadas na indústria mineira e, hoje, em diversos outros campos de atividade.

Haas e Mollier (1974) e Haas e Jousselin (1976) apresentam exemplos onde parâmetros como a porosidade, os limites do reservatório e o cálculo do volume original de óleo são obtidos por krigagem. Delfiner *et al.* (1983) apresentam também um estudo destas variáveis. A simulação condicional de funções aleatórias intrínsecas de ordem 1 é utilizada por Delfiner e Chiles (1977) e Dimitrakopoulos (1989) para simular o topo de um reservatório e estimar o volume de hidrocarbonetos. Hewett (1986) utilizou a simulação condicional da dimensão fractal de perfis de porosidade para descrever a heterogeneidade de um reservatório. Dowd (1984) apresenta a co-simulação condicional de jazidas do mar do Norte. Jones (1984) discute a utilização de métodos geoestatísticos em comparação com os métodos clássicos de estimação de reservas de petróleo.

Diferentes autores tem pesquisado a estimação espacial de permeabilidades. Helwick e Luster (1984) utilizaram a co-krigagem da permeabilidade e da porosidade. Desbarats (1987, a e b) efetuou uma simulação de blocos constituídos de duas fácies, folhelho e arenito. Deutsch (1989) utilizou igualmente a simulação e técnicas da teoria da percolação para determinar empiricamente uma *power averaging* que permitisse calcular a permeabilidade equivalente dos blocos da simulação de comportamento de produção a partir da permeabilidade quase pontual dos ensaios de laboratório. Matheron *et al.* (1988) apresentam uma técnica para simular três fácies, a partir das quais a permeabilidade equivalente pode ser calculada, e Desbarats e Dimitrakopoulos (1989) apresentam estimações da transmissibilidade. Dimitrakopoulos e Desbarats (1990) apresentam um método para determinar a permeabilidade efetiva de blocos em 3D. Journel e Alabert (1990) utilizam técnicas de simulação condicional seqüencial para a caracterização de permeabilidades quase pontuais.

3 – ASPECTOS GERAIS DO CAMPO DE CARMÓPOLIS

O Campo de Carmópolis, localizado na Bacia de Sergipe-Alagoas (fig. 1), é um dos maiores campos terrestres do Brasil. Desde sua descoberta em 1963, mais de mil poços de produção ou injeção foram perfurados, em uma área de 75 quilômetros quadrados.

Até 1969, o processo de recuperação de óleo do campo foi realizado utilizando a energia interna natural dos reservatórios, ou seja, a expansão do gás em solução e um fraco influxo de água. Os primeiros projetos de injeção de fluidos foram então implantados, a fim de manter a pressão dos reservatórios, que se

aproximava da pressão de saturação (299 psi a – 700 m), e aumentar a produção e a eficácia de recuperação.

As características adversas do óleo do campo (densidade entre 18 e 28° API e viscosidade entre 30 e 80 centipoise), assim como os elevados contrastes de permeabilidade entre as diversas litologias que compõem os reservatórios, contribuíram para os fracos resultados destes primeiros projetos. Mais recentemente, novos métodos de recuperação especial, incluindo a injeção de polímeros, a injeção cíclica e contínua de vapor e a combustão *in situ*, foram implantados no campo.

A análise da eficiência destes projetos de recuperação especial deve começar pela precisa e detalhada descrição das características principais dos reservatórios e, em particular, pela estimativa das reservas originais.

O Campo de Carmópolis pode ser dividido em dois sítios geológicos distintos (Candido, 1984). O primeiro, onde os reservatórios são constituídos por rochas metamórficas fraturadas do pré-cambriano, localiza-se no *Horst* de Aracaju (fig. 1). O segundo,

composto por arenitos do Jurássico e arenitos e conglomerados do Cretáceo Inferior, é situado mais a leste, em um bloco intermediário entre este grande alto regional e o *Graben* de Japaratuba.

Estruturalmente, o campo constitui-se em um domo alongado de direção sudoeste/nordeste, cortado por um sistema principal de falhas normais de mesma direção, e por um sistema de falhas de direção sudeste/noroeste. Os rejeitos máximos destas falhas são da ordem de 80 m. O traçamento dos hidrocarbonetos é devido ao mergulho estrutural dos reservatórios, nas regiões norte, leste e sul do campo, e ao alto do substrato pré-cambriano situado a oeste.

A subdivisão dos reservatórios portadores de hidrocarbonetos empregada atualmente pela PETROBRÁS é a proposta por Baumgarten, 1980 (Candido, 1984), embora outras subdivisões tenham sido propostas e utilizadas anteriormente. Segundo Baumgarten, os reservatórios do Cretáceo Inferior são divididos em seis zonas de produção (CPS 1A, 1B, 2, 3A, 3B e 4), cada zona estando separada por níveis pelíticos de razoável continuidade espacial. Aqui, é estudada a zona CPS-2.

A zona CPS-2 ocupa uma área de 34,6 km², e na época deste estudo incluía 747 poços. Eram então disponíveis as interpretações sistemáticas dos perfis de 529 destes poços, fornecendo medidas da espessura efetiva e médias da porosidade e saturação de água. O espaçamento dos poços era da ordem de 200 m; sendo da ordem de 100 m nas áreas dos projetos de recuperação especial.

4 – ANÁLISE ESTRUTURAL

A ferramenta básica da Geoestatística é o variograma, que representa o grau de correlação (ou de similaridade) entre os valores da variável estudada em função da distância geográfica (e possivelmente da direção) entre os pontos de observação.

Uma vez conhecido o variograma (na prática, um variograma experimental é calculado, e em seguida modelado por uma função que é considerada como o variograma real), é possível obter-se estimadores lineares com variância mínima – processo conhecido como “krigagem” –. As variâncias de estimação teóricas (não importa qual estimador linear, incluindo a krigagem) são então disponíveis.

A importância de ser considerada a influência das falhas para estimar a profundidade do topo do reservatório é evidente e deve também ser investigada para o caso das três outras variáveis que descrevem a macrogeometria do reservatório: a espessura efetiva (*h*), a porosidade (*phi*) e a saturação de água (*Sw*).

No caso da profundidade do topo do reservatório, nas figuras 2 e 3 apresentam-se os variogramas direcionais de todos os pares de pontos (fig. 2) e dos pares que não são separados por falhas (fig. 3). Os variogramas obtidos, levando-se em conta as falhas (fig. 3), apresentam uma melhor continuidade e um

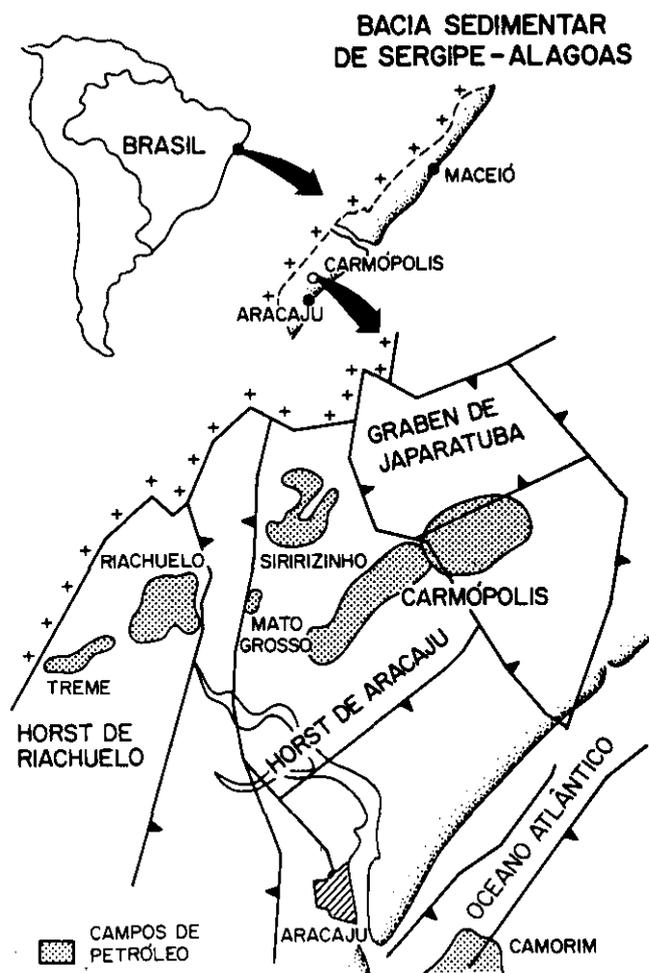


Fig. 1 - Localização da Bacia de Sergipe-Alagoas e do Campo de Carmópolis.

Fig. 1 - Location map, Sergipe-Alagoas Basin and Carmópolis field.

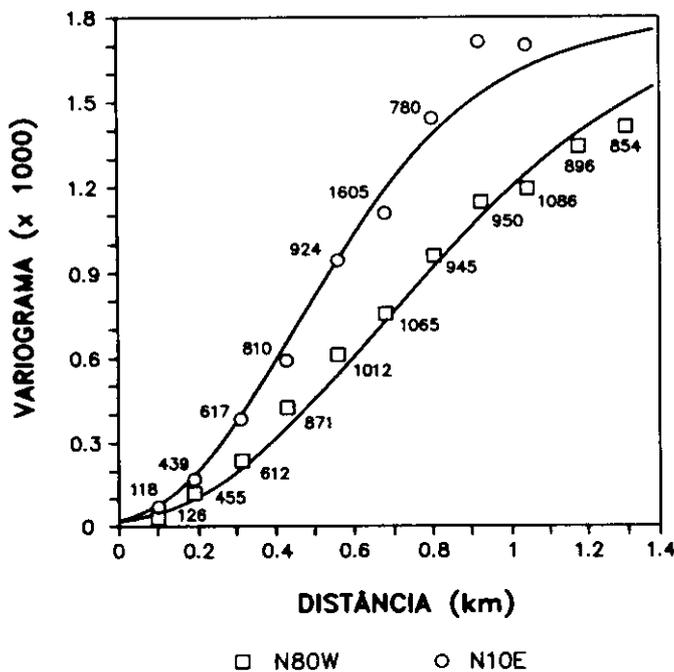


Fig. 2 - Variograma experimental da profundidade do topo do reservatório (m) e modelo teórico adotado. As falhas não são consideradas. O número de pares é indicado para cada ponto do variograma. Distâncias em km e valores do variograma em m^2 . Modelo teórico: gaussiano com $C_0 = 20 m^2$, $C = 1 725 m^2$ e $a_{N80W} = 960 m$; $a_{N10E} = 650 m$; anisotropia geométrica.

Fig. 2 - Experimental variogram of top of reservoir height (m) and theoretical model adopted. Faults have not been considered. Number of pairs indicated for each point. Distances in kilometers; variogram values in square meters. Theoretical model: Gaussian, with $C_0 = 20 m^2$, $C = 1 725 m^2$; $a_{N80W} = 960 m$; $a_{N10E} = 650 m$; geometric anisotropy.

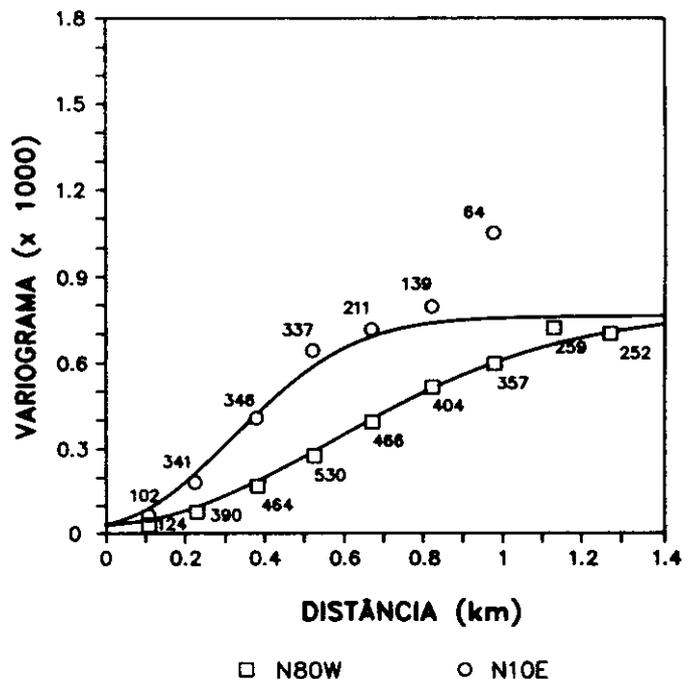


Fig. 3 - Variograma experimental da profundidade do topo do reservatório (m) e modelo teórico adotado. As falhas são consideradas. O número de pares é indicado para cada ponto do variograma. Distâncias em km e valores do variograma em m^2 . Modelo teórico: gaussiano com $C_0 = 20 m^2$, $C = 740 m^2$ e $a_{N80W} = 790 m$; $a_{N10E} = 430 m$; anisotropia geométrica.

Fig. 3 - Experimental variogram of top of reservoir height (m) and theoretical model adopted. Faults have been considered. Number of pairs indicated for each point. Distances in kilometers; variogram values in square meters. Theoretical model: Gaussian, with $C_0 = 20 m^2$, $C = 740 m^2$; $a_{N80W} = 790 m$; $a_{N10E} = 430 m$; geometric anisotropy.

patamar reduzido em mais da metade. Os variogramas da profundidade do topo do reservatório apresentam uma anisotropia geométrica, com os eixos principais de anisotropia coincidindo com a geometria dos paleocanais (N80W longitudinalmente e N10E transversalmente) de deposição da zona CPS-2.

O modelo (do tipo gaussiano) adotado é:

a) sem ter em conta as falhas

$$\gamma(h, \alpha) = 20 m^2 + 1 725 m^2 (1 - \exp(-h^2/\alpha^2))$$

onde:

$\alpha\alpha$ é 960 m se $\alpha = N80W$

650 m se $\alpha = N10E$

b) levando-se em conta as falhas

$$\gamma(h, \alpha) = 20 m^2 + 740 m^2 (1 - \exp(-h^2/\alpha^2))$$

onde:

$\alpha\alpha$ é 790 m se $\alpha = N80W$

430 m se $\alpha = N10E$

A validação cruzada realizada para os dois casos forneceu resultados aceitáveis quando as falhas foram consideradas, mas as variâncias dos erros são por de-

mais elevadas quando as falhas não são consideradas (tabela I). Ainda, a média dos erros absolutos de estimativa e dos erros quadráticos são bem mais reduzidas (uma redução de 25% e de 45%, respectivamente) quando as falhas foram explicitamente consideradas. Isto indica que a estimativa da profundidade do topo do reservatório acusa uma melhoria sensível ao serem consideradas as falhas, e torna evidente que os deslocamentos verticais dos blocos falhados não são negligenciáveis.

Para o estudo das variáveis ligadas às características de armazenamento do reservatório (espessura efetiva - h , porosidade - ϕ e saturação de água - sw), pode ser empregada a técnica da krigagem. No caso da porosidade, definida como uma fração do volume total, e para a saturação de água, definida como uma fração do volume poroso, é necessário estimar os produtos ($h*\phi$) e ($h*\phi*sw$) e obter estimativa das variáveis individuais por divisão.

$$\phi^* = (h*\phi) / h^*$$

$$sw^* = (h*\phi*sw) / (h*\phi)^*$$

Não há evidências de mudanças nos variogramas destas variáveis ao se ter ou não conta das falhas, e

TABELA I/TABLE I
RESULTADOS DA VALIDAÇÃO CRUZADA DA
PROFUNDIDADE DO TOPO DO RESERVATÓRIO.

e = ERRO-PADRÃO DA KRIGAGEM
 (m e s^2 SÃO SUA MÉDIA E VARIÂNCIA);
 $|e|$ = ERRO ABSOLUTO (MÉDIO) DA KRIGAGEM;
 e^2 = ERRO QUADRÁTICO (MÉDIA)
 r = COEFICIENTE DE CORRELAÇÃO
RESULTS OF CROSS VALIDATION OF TOP
OF RESERVOIR HEIGHT.
 e = STANDARD ERROR OF ESTIMATE FOR
 KRIGING (m = MEAN AND s^2 = VARIANCE)
 $|e|$ = ABSOLUTE ERROR (MEAN) FOR KRIGING;
 e^2 = QUADRATIC ERROR (MEAN)
 r = COEFFICIENT OF CORRELATION

		SEM FALHAS	COM FALHAS
e_s	m	-0,01	-0,01
	s^2	0,87	0,74
$ e $		0,28	0,31
e^2		0,14	0,17
r		0,87	0,84

somente a variável $h^*\phi$ possui anisotropia geométrica similar à anisotropia apresentada pela profundidade do topo do reservatório. Nas figuras 4 e 5 apresentam-se os variogramas experimentais das variáveis h e $h^*\phi$. Os modelos teóricos (esféricos) adotados são:

$$\gamma(h) = C_0 + C [1.5(h/a) - 0.5(h^3/a^3)] \quad h \leq a$$

$$= C_0 + C \quad h > a$$

com:

a) espessura efetiva:

$$C_0 = 2 \text{ m}^2, C = 15,5 \text{ m}^2 \text{ e } a\alpha = 650 \text{ m}$$

b) produto ($h^*\phi$):

$$C_0 = 0,1 \text{ m}^2, C = 0,55 \text{ m}^2 \text{ e}$$

$$a\alpha = 900 \text{ m se } \alpha = \text{N80W}$$

$$a\alpha = 700 \text{ m se } \alpha = \text{N10E}$$

5 - KRIGAGEM

Para fins de ilustração, foi selecionada uma pequena área da zona CPS-2, contendo cinco blocos falhados e um total de 52 poços. Nas figuras de 6 a 8 apresentam-se, respectivamente, as estimativas da profundidade do topo do reservatório por krigagem sem

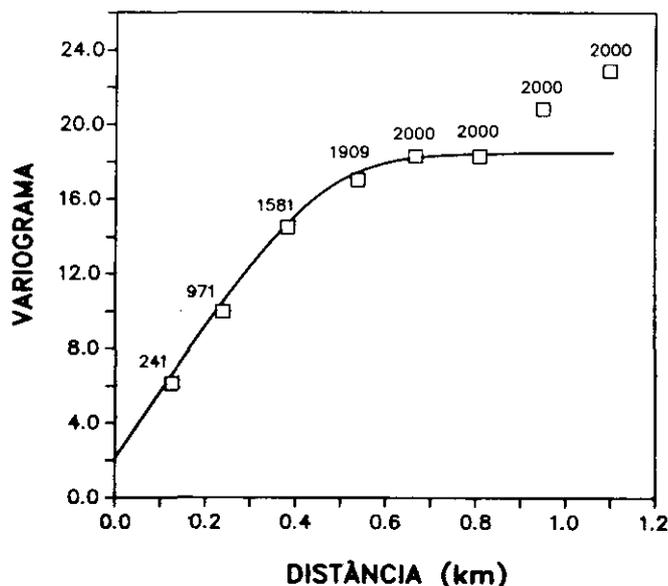


Fig. 4 - Variograma experimental da espessura efetiva e modelo teórico adotado. As falhas não são consideradas. O número de pares é indicado para cada ponto do variograma. Distâncias em km e valores do variograma em m^2 . Modelo teórico: esférico, com $C_0 = 2 \text{ m}^2$, $C = 15,5 \text{ m}^2$ e $a = 650 \text{ m}$.

Fig. 4 - Experimental variogram of net pay and theoretical model adopted. Faults have not been considered. Distances in kilometers; variogram values in square meters. Theoretical model: spherical, with $C_0 = 2 \text{ m}^2$, $C = 15.5 \text{ m}^2$; $a = 650 \text{ m}$.

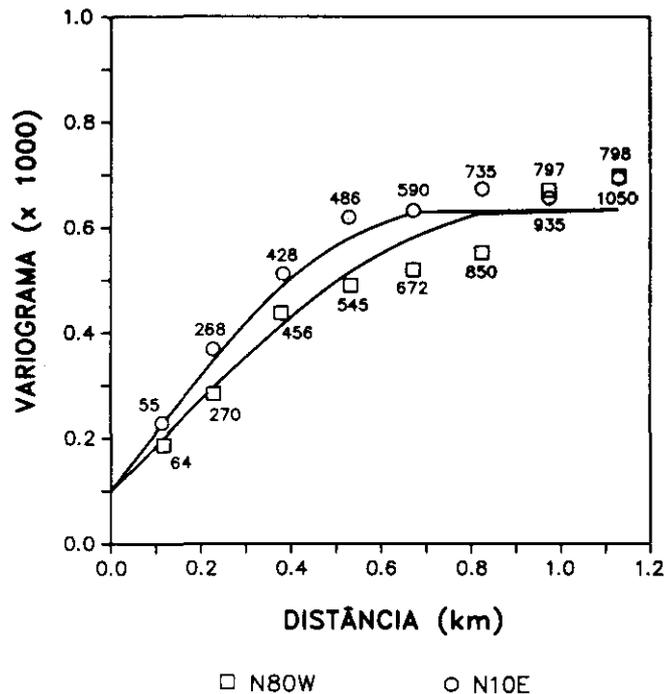


Fig. 5 - Variograma experimental da variável $h^*\phi$ e modelo teórico adotado. As falhas não são consideradas. O número de pares é indicado para cada ponto do variograma. Distâncias em km e valores do variograma em m^2 . Modelo teórico: esférico, com $C_0 = 0,1 \text{ m}^2$, $C = 0,55 \text{ m}^2$ e $a_{\text{N80W}} = 900 \text{ m}$, $a_{\text{N10E}} = 700 \text{ m}$; anisotropia geométrica.

Fig. 5 - Experimental variogram of $h^*\phi$ variable and theoretical model adopted. Faults have not been considered. Distances in kilometers; variogram values in square meters. Theoretical model: spherical, with $C_0 = 0.1 \text{ m}^2$, $C = 0.55 \text{ m}^2$; $a_{\text{N80W}} = 900 \text{ m}$; $a_{\text{N10E}} = 700 \text{ m}$; geometric anisotropy.

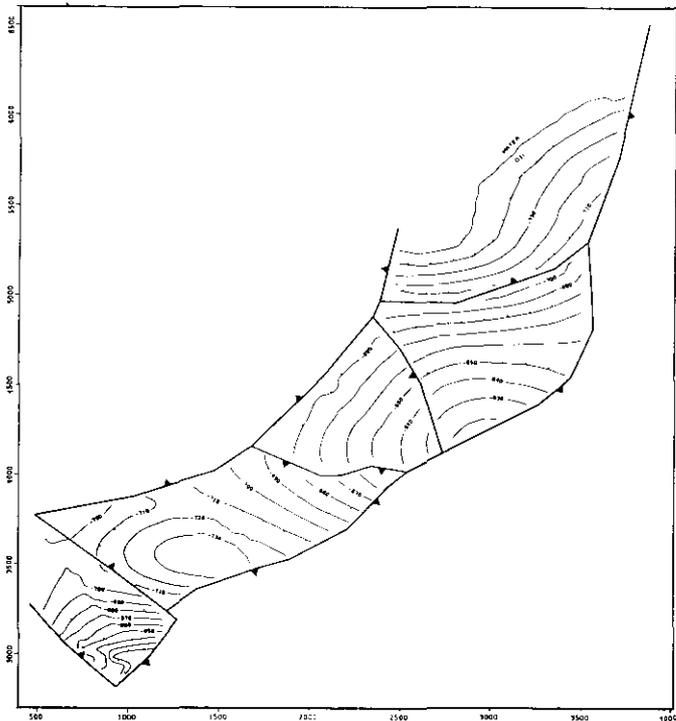


Fig. 6 - Área oeste da zona de produção CPS-2; profundidade do topo do reservatório (m) estimada pela krigagem desconsiderando-se as falhas. Coordenadas em m.

Fig. 6 - Western sector of production zone CPS-2. Top of reservoir height (m) estimated by kriging, with faults not considered. Coordinates in meters.

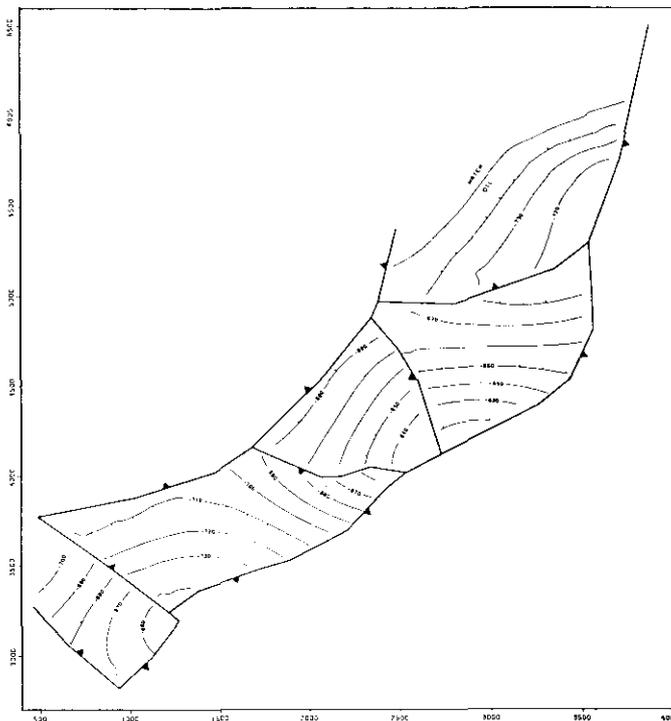


Fig. 7 - Área oeste da zona de produção CPS-2; profundidade do topo do reservatório (m) estimada pela krigagem, considerando-se as falhas. Coordenadas em m.

Fig. 7 - Western sector of production zone CPS-2. Top of reservoir height (m) estimated by kriging, with faults considered. Coordinates in meters.

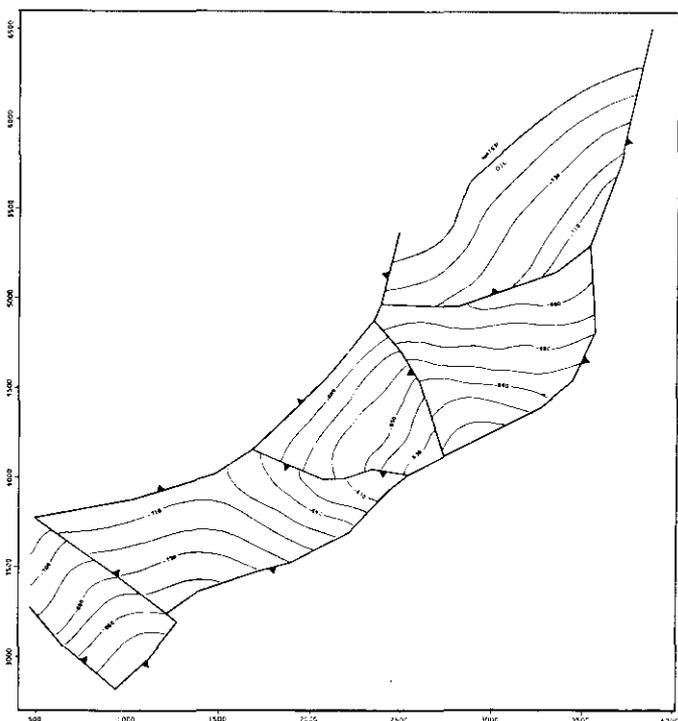


Fig. 8 - Área oeste da zona de produção CPS-2; profundidade do topo do reservatório (m) estimada pelos geólogos da Companhia. Coordenadas em m.

Fig. 8 - Western sector of production zone CPS-2. Top of reservoir height (m) estimated by PETROBRÁS staff. Coordinates in meters.

falhas (fig. 6) por krigagem com falhas (fig. 7), e o mapa traçado manualmente (fig. 8). As duas krigagens foram feitas com um elipsóide de pesquisa, tendo eixos de 960 m, segundo a direção N80W, e 650 m, segundo a direção N10E. Foi utilizado um máximo de dez pontos para cada sistema de krigagem.

Foi empregado o método da krigagem ordinária (Journel e Huijbregts, 1978) porque os dados disponíveis eram suficientes para assegurar um mínimo de extrapolação. Caso contrário, teria sido preferível utilizar a krigagem universal ou o formalismo das funções aleatórias intrínsecas de ordem k (FAI - K).

Obteve-se um mapa de traçado mais similar à interpretação dos geólogos quando as informações das falhas foram consideradas na etapa da krigagem (nos dois casos as falhas foram consideradas na etapa do traçado das curvas de contorno). As divergências entre as duas estimativas de krigagem são particularmente evidentes nos dois blocos mais ao sul. Um destes blocos (fig. 6) mostra um máximo que não aparece nas figuras 7 e 8. O outro bloco mostra um gradiente mais acentuado.

Para as outras variáveis foi efetuada a krigagem de toda a área, sem levar em consideração as falhas, em conformidade com os resultados do estudo variográfico. Os mapas são apresentados nas figuras 9, para a espessura efetiva, e 10, para o produto $h \cdot \phi$.

Estas estimativas foram efetuadas empregando-se uma malha regular de 200 m x 200 m (o que dá em geral, neste caso, um poço por célula) e um raio de

pesquisa de 800 m (o que assegura em geral mais de dez poços, limite utilizado para cada sistema de krigagem).

6 – SIMULAÇÃO CONDICIONAL

A krigagem, como quase todo estimador, produz um efeito de suavização. A fim de remediar este efeito, pode-se recorrer à simulação condicional (Journel, 1974; Dimitrakopoulos, 1989) para representar fielmente a variabilidade natural das variáveis estudadas, tendo em conta a informação disponível.

A simulação condicional de uma função aleatória consiste em juntar-se aos valores krigados um erro de estimativa construído de tal forma que o valor total, valor krigado mais erro simulado, apresente um variograma e um histograma idênticos aos dos valores originais. Além disto, a superfície simulada deve passar pelos pontos de medida.

Tem-se então:

$$Z_{sc}(x) = Z^*(x) + [Z_s(x) - Z_s^*(x)] \quad (1)$$

onde:

$Z_{sc}(x)$: valor da simulação condicional no ponto x ,

$Z^*(x)$: estimativa por krigagem de $Z(x)$ no ponto x a partir dos valores conhecidos, os pontos experimentais;

$Z_s(x)$: valor simulado (não-condicional) no ponto x ;

$Z_s^*(x)$: estimativa por krigagem de $Z_s(x)$ a partir dos valores simulados nos mesmos locais que os pontos experimentais.

O termo $Z_s(x)$ pode ser obtido por simulação matricial ou, mais geralmente, pelo método das bandas rotativas, seja no domínio espacial (Journel e Huijbregts, 1978) ou no domínio freqüencial (Mantoglou, 1987).



Fig. 9 - Espessura efetiva estimada pela krigagem.
Fig. 9 - Net pay estimated by kriging.

A simulação condicional preserva o histograma e o variograma dos dados. No entanto, é um estimador duas vezes menos preciso que o estimador de krigagem. Sua aplicação deve ser restrita aos casos em que a precisão é menos importante que a preservação da variabilidade natural dos dados.

A simulação produz valores gaussianos por construção. Se o valor que se quer simular não é normal, deve-se realizar uma transformação dos dados antes de se passar às etapas seguintes:

- simulação não-condicional de uma malha regular, empregando-se o variograma obtido dos dados normalizados;
- krigagem dos dados segundo esta mesma malha;
- krigagem empregando-se os valores simulados nos pontos amostrais;
- cálculo da equação (1) para cada ponto; e
- transformação inversa dos dados para retornar à distribuição inicial.

Este procedimento assegura a reprodução dos histogramas e do variograma dos valores gaussianos. O variograma dos valores originais é apenas aproximadamente reproduzido.

Nas figuras 11 e 12 apresenta-se uma simulação condicional para as variáveis espessura efetiva e $h^*\phi$.

7 – AVALIAÇÃO DO VOLUME ORIGINAL DE HIDROCARBONETOS

Diversos métodos são disponíveis para estimarem as reservas de hidrocarbonetos, de acordo com a quantidade de dados disponíveis. Em primeira mão, a estimativa pode ser feita por analogia com um campo similar. Quando os dados se tornam mais abundantes, os métodos volumétricos, as simulações, os mé-

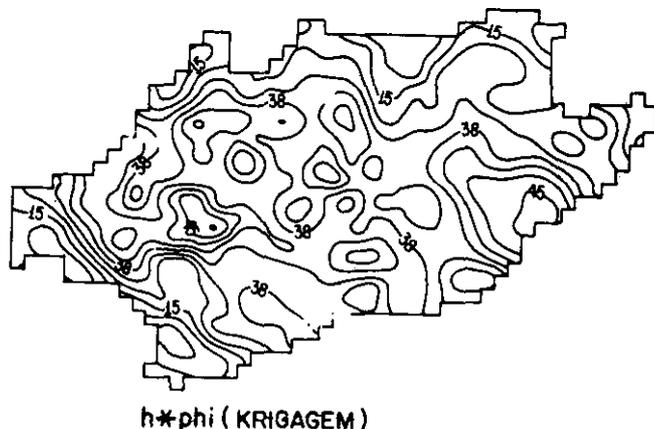


Fig. 10 - Produto $h^*\phi$ estimado pela krigagem.
Fig. 10 - Product of $h^*\phi$ estimated by kriging.

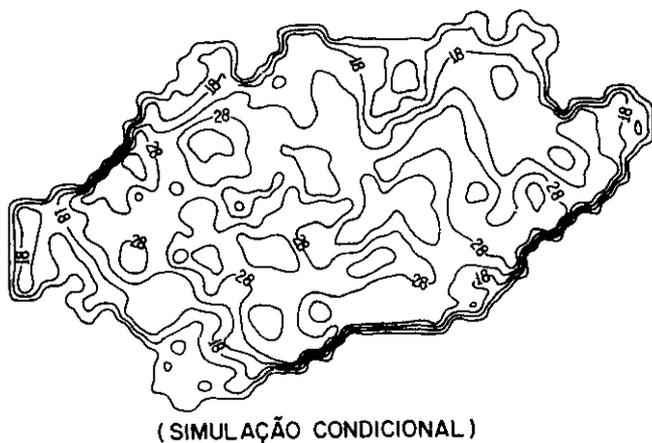


Fig. 11 - Simulação condicional da espessura efetiva.
Fig. 11 - Conditional simulation of net pay

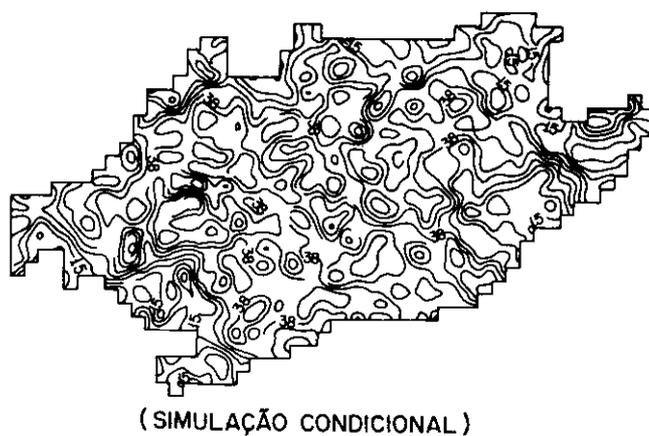


Fig. 12 - Simulação condicional do produto h*phi.
Fig. 12 - Conditional simulation of product of h*phi.

todos baseados sobre a preservação do equilíbrio (balanço de materiais) e os métodos que utilizam o declínio da taxa de produção permitem obter-se uma avaliação das reservas de hidrocarbonetos que poderão ser extraídos do reservatório (Garb, 1985). Abordase, aqui, apenas o método volumétrico para predição da quantidade de hidrocarbonetos presentes no reservatório.

O volume original de hidrocarbonetos corresponde fisicamente à integração espacial da variável espessura de hidrocarbonetos relativamente à área do reservatório.

$$V = \int_A H_{hy}(x) dx$$

com:

A = área do reservatório

x designa a localização no plano

$$H_{hy}(x) = h(x) * \phi(x) * (1 - sw(x))$$

onde:

h(x) é a espessura efetiva no ponto x;

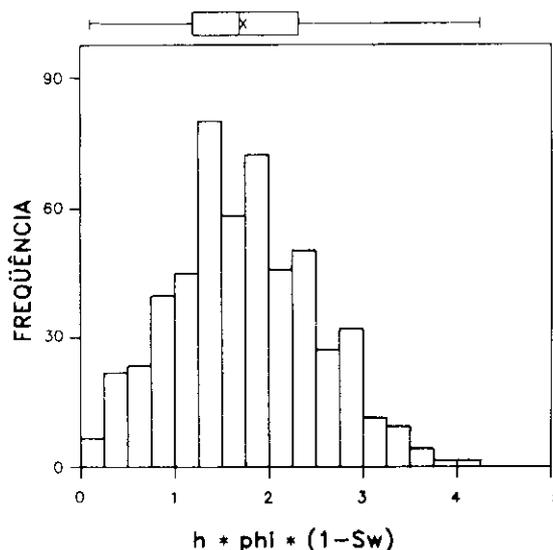
phi(x) é a porosidade média no ponto x;

sw(x) é a saturação de água média no ponto x.

As estimativas tradicionais se iniciam pelo traçado manual de mapas de contorno da espessura de hidrocarbonetos. Em seguida, estes mapas de contorno são integrados com o uso de um planímetro. "Medidas" de incerteza são fornecidas em se designando, de maneira mais ou menos arbitrária, uma distância de influência para cada ponto. Os volumes destas áreas são considerados provados e os volumes restantes como prováveis e possíveis.

Aplicam-se, aqui, técnicas de geoestatística para a obtenção de uma estimativa (e a precisão associada) do volume original de hidrocarbonetos da zona de produção CPS-2 do Campo de Carmópolis. As informações geológicas, como os limites do reservatório e

as falhas, são explicitamente consideradas no processo de avaliação. Apresenta-se uma comparação entre os resultados obtidos e as estimativas feitas pelos geólogos e engenheiros da PETROBRÁS, bem como são discutidas as possíveis vantagens de utilização da geoestatística.



ESTATÍSTICAS

N	529	CURTÓSE	2,728
MÉDIA	1,747	MÍNIMO	0,100
VARIÂNCIA	0,582	25th %	1,200
DESVIO-PADRÃO	0,763	MEDIANA	1,700
% COEF. VAR.	43,663	75th %	2,300
ASSIMETRIA	0,207	MÁXIMO	4,200

Fig. 13 - Histograma e estatísticas elementares das espessuras de hidrocarbonetos (m) dos poços.

Fig. 13 - Histogram and basic statistics on hydrocarbon pay (m) of wells.

8 – ANÁLISE ESTRUTURAL E ESTIMATIVA DO VOLUME ORIGINAL DE HIDROCARBONETOS

O histograma da espessura de hidrocarbonetos (fig. 13) mostra uma distribuição similar à distribuição normal. Mesmo não sendo este um pré-requisito para krigagem, é em geral uma propriedade desejável, porque os variogramas são então menos erráticos e mais fáceis de modelar.

Na figura 14 apresenta-se o variograma experimental omnidirecional da espessura de hidrocarbonetos, empregando-se todos os pares possíveis, enquanto que na figura 15 apresenta-se o variograma obtido apenas com os pares que não são separados por falhas. Os variogramas são similares: os dois são bem ajustados por um modelo esférico isotrópico com um pequeno efeito de pepita. A equação do modelo adotado é:

$$\gamma(h) = 0.01 \text{ m}^2 + [C 1.5(h/a) - 0.5 (h^3/a^3)] \text{ h} \leq a$$

$$= 0.01 \text{ m}^2 + C \text{ h} > a$$

com:

$a = 700 \text{ m}$ e $C = 0.40 \text{ m}^2$ (fig. 14)

$a = 750 \text{ m}$ e $C = 0.49 \text{ m}^2$ (fig. 15)

A validação cruzada pela krigagem (tabela II), obtida ao retirar-se um a um os pontos experimentais e estimando o seu valor com os pontos restantes, forneceu erros-padrão de média e desvio-padrão razoavelmente próximos dos valores teóricos de zero e um (embora as variâncias obtidas quando as falhas foram

TABELA II/ TABLE II
RESULTADOS DA VALIDAÇÃO CRUZADA DA PROFUNDIDADE DO TOPO DO RESERVATÓRIO.

e = ERRO-PADRÃO DA KRIGAGEM
(m e s^2 SÃO SUA MÉDIA E VARIÂNCIA);
 $|e|$ = ERRO ABSOLUTO (MÉDIO) DA KRIGAGEM;
 e^2 = ERRO QUADRÁTICO (MÉDIA)
 r = COEFICIENTE DE CORRELAÇÃO
RESULTS OF CROSS VALIDATION OF TOP OF RESERVOIR HEIGHT.
 e = STANDARD ERROR OF ESTIMATE FOR KRIGING (m = MEAN AND s^2 = VARIANCE)
 $|e|$ = ABSOLUTE ERROR (MEAN) FOR KRIGING;
 e^2 = QUADRATIC ERROR (MEAN)
 r = COEFFICIENT OF CORRELATION

		SEM FALHAS	COM FALHAS
e_s	m	-0,09	-0,09
	s^2	3,38	0,89
$ e $		7,74	5,77
e^2		133,50	74,60
r		0,98	0,99

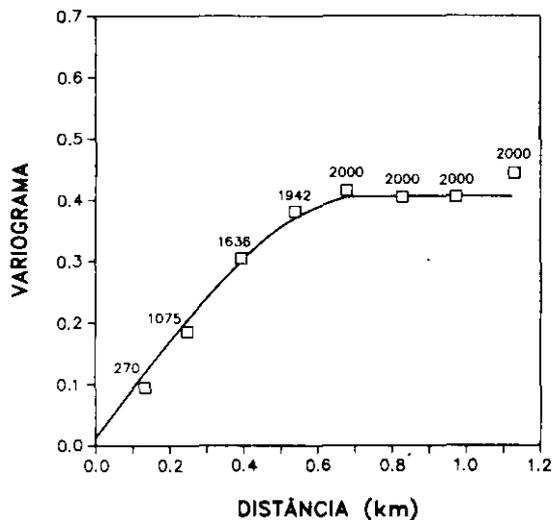


Fig. 14 - Variograma experimental (omnidirecional) das espessuras (m) e modelo teórico. As falhas não são consideradas. O número de pares é indicado para cada ponto do variograma. Distâncias em m e valores do variograma em m^2 . Modelo teórico: esférico, com $C_0 = 0,01 \text{ m}^2$; $C = 0,40 \text{ m}^2$ e $a = 700 \text{ m}$.

Fig. 14 - Experimental variogram (omnidirectional) of pay (m) and theoretical model. Faults have not been considered. Distances in meters; variogram values in square meters. Theoretical model: spherical, with $C_0 = 0.01 \text{ m}^2$, $C = 0.40 \text{ m}^2$; $a = 700 \text{ m}$.

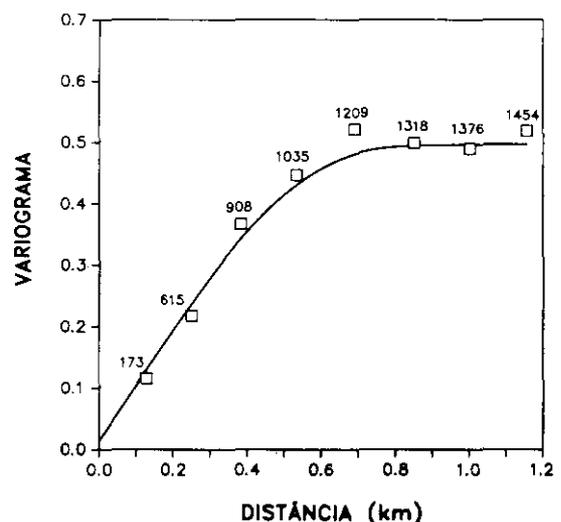


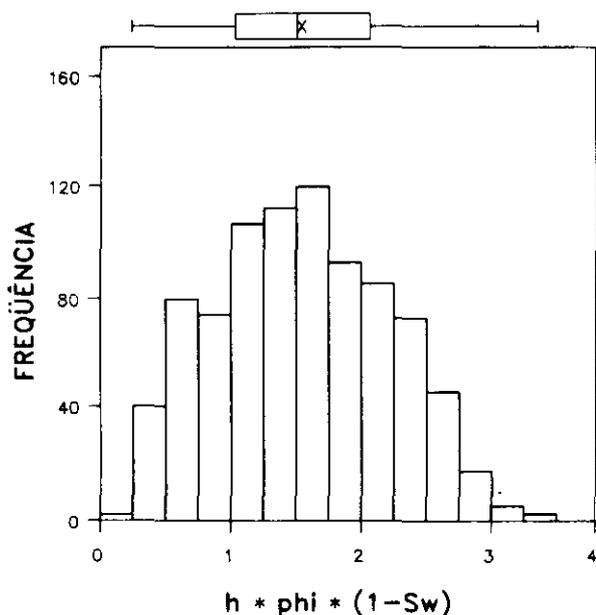
Fig. 15 - Variograma experimental (omnidirecional) das espessuras (m) e modelo teórico. As falhas são consideradas. O número de pares é indicado para cada ponto do variograma. Distâncias em m e valores do variograma em m^2 . Modelo teórico: esférico, com $C_0 = 0,01 \text{ m}^2$; $C = 0,49 \text{ m}^2$ e $a = 750 \text{ m}$.

Fig. 15 - Experimental variogram (omnidirectional) of pay (m) and theoretical model. Faults have been considered. Distances in meters; variogram values in square meters. Theoretical model: spherical, with $C_0 = 0.01 \text{ m}^2$; $C = 0.49 \text{ m}^2$; $a = 750 \text{ m}$.

consideradas sejam ligeiramente mais baixas). Pode-se constatar que a limitação da vizinhança da krigagem pelas falhas diminui a qualidade das estimativas. Esta diminuição da qualidade é devida à redução, pelas falhas, do número de pontos utilizados. Então, para a espessura de óleo, é preferível não considerar as falhas. Isto sugere que não são encontrados dentro do campo variações significativas da espessura de hidrocarbonetos associados à movimentação dos blocos. Fortes variações desta variável teriam por efeito tornar ruidoso o variograma e diminuir a qualidade da krigagem quando as falhas não fossem consideradas.

As estimativas da espessura foram feitas pelo método da krigagem ordinária, empregando-se uma malha regular de 200 m x 200 m e um raio de pesquisa de 800 m. Um máximo de dez poços foi utilizado em cada sistema de krigagem.

As estatísticas elementares dos valores krigados são apresentadas na figura 16. A comparação destas estatísticas com as dos poços mostra uma diminuição na média global das espessuras. Esta característica é devida ao agrupamento preferencial dos poços nas áreas de maior espessura, onde foram implantados os projetos de recuperação especial. A krigagem, dando



ESTATÍSTICAS

N	865	CURTOSE	2.186
MÉDIA	1.538	MÍNIMO	.241
VARIÂNCIA	.448	25th %	1.023
DESVIO-PADRÃO	.669	MEDIANA	1.519
% COEF. VAR.	43.504	75th %	2.054
ASSIMETRIA	.138	MÁXIMO	3.335

Fig. 16 - Histograma e estatísticas elementares das espessuras de hidrocarbonetos (m) obtidas por krigagem.

Fig. 16 - Histogram and basic statistics on hydrocarbon pay (m) obtained by kriging.

pesos aos poços segundo suas zonas de influência, tende a reduzir o efeito sobre a média, causado pela amostragem preferencial. Constata-se também uma diminuição da variância dos valores krigados devido ao efeito de suavização da krigagem (David, 1977).

O volume total de hidrocarbonetos estimado pela krigagem é de $49,6 \times 10^6 \text{ m}^3$. Este valor é muito próximo do valor de $49,0 \times 10^6 \text{ m}^3$ que foi obtido pela PETROBRÁS com a utilização de métodos tradicionais de avaliação. Segundo estes últimos, os volumes estimados são classificados como provados.

Pode-se obter uma avaliação da precisão global das estimativas pela krigagem global, ou pela combinação das krigagem dos blocos separados. No entanto, estas duas metodologias apresentam sérios problemas práticos: problemas de precisão numérica e de espaço de memória devido ao tamanho enorme dos sistemas de krigagem, para a krigagem global, e problemas de complexidade ligados à necessidade de levar em conta a correlação entre os erros de krigagem (no caso de krigagem local). Uma solução aproximada é no entanto facilmente obtida pelo método de composição dos erros de extensão elementares (Journel e Huijbregts, 1978), quando uma malha de amostragem aleatória estratificada é disponível.

No presente caso, dispõe-se de 529 poços distribuídos mais ou menos uniformemente sobre uma área de 34,6 milhões de m^2 . Supondo-se que esses poços possam ser considerados como o produto de um projeto de amostragem aleatória estratificada, uma área de $65,4 \times 10^3 \text{ m}^2$ (um quadrado de lado igual a 256 m) é associada a cada poço. A variância de dispersão de um ponto em uma destas áreas é facilmente calculada a partir de ábacos (Journel e Huijbregts, 1978) ou com a ajuda de um programa de computador.

Neste caso, encontra-se $D^2 \text{ (} \cdot \text{ | V)} = 0,12 \text{ m}^2$ para a espessura de hidrocarbonetos e uma variância global de:

$$\tau^2 \text{ espessura} \approx 0,12/529 = 0,0002 \text{ m}^2$$

A precisão global é dada por:

$$\tau \text{ volume} = (0,0002)^{1/2} \text{ m} \cdot 10^6 \text{ m}^2 = 0,52 \times 10^6 \text{ m}^3$$

A precisão relativa é $(0,52/49,6)$, o que quer dizer que a incerteza das estimativas é apenas da ordem de 1%, o que justifica largamente o qualificativo "provado" empregado para as das reservas desta zona.

Nos cálculos precedentes, a superfície da zona a ser estimada foi definida inicialmente e considerada como conhecida. Caso contrário, um termo adicional de erro associado à estimativa da superfície deveria ser incluído. Aqui, este termo pode ser considerado como negligenciável dado o grande número de poços utilizados para definir esta superfície.

A medida da precisão assim obtida está baseada nas seguintes premissas:

— o campo é quase estacionário em uma distância de

ao menos 200 m, correspondente ao passo da malha;

– o modelo adotado para o variograma é bom.

A variável espessura de hidrocarbonetos é obtida do produto das medidas de espessura efetiva (*net pay*), de saturação de água e de porosidade, medidas estas obtidas de perfis. É necessário supor-se que estas variáveis são exatamente obtidas da interpretação dos perfis.

9 – DISCUSSÃO E CONCLUSÃO

Quatro importantes variáveis empregadas nos estudos dos reservatórios de petróleo são: profundidade do topo do reservatório, espessura efetiva, porosidade e saturação de água. No Campo de Carmópolis, estas variáveis são tradicionalmente estimadas a partir dos mapas de contorno traçados manualmente pelos geólogos. Frequentes mudanças do modelo do reservatório são introduzidas em função da aquisição de novas informações (perfuração de poços, dados sísmicos, comportamento de produção, etc.). Este processo contínuo demanda muito tempo e é também sujeito a fatores humanos que são geralmente incontroláveis (como mudanças do pessoal) e subjetivos.

É necessário ter-se em conta que estas estimativas servem essencialmente de base para os engenheiros de reservatório que simulam o comportamento de produção do campo e tentam reproduzir seu histórico, para em seguida fazerem previsões quanto às possíveis estratégias de exploração. Por vezes, poderão ser atribuídas diferenças entre o histórico e os resultados obtidos por seus modelos à interpretação feita pelos geólogos (sobretudo porque há um elemento de subjetividade no traçado manual dos contornos). Um método numérico e objetivo apresenta vantagens evidentes. Os mapas de traçado automático podem não ser os melhores, porém são mais fáceis de justificar, pois baseiam-se numa avaliação quantitativa da continuidade e, também, como já demonstrado aqui, podem levar em consideração informações geológicas (como as falhas, contatos, etc.). Por outro lado, estas técnicas automáticas permitem liberar os geólogos da tarefa fatigante que é o traçado de contornos, os quais poderão dedicar mais eficazmente seu tempo e conhecimentos à interpretação geológica e à modelização dos reservatórios.

A importância do conhecimento e do sentimento geológico nos estudos de geoestatística foram amplamente reconhecidas desde o início das aplicações destas técnicas. Confirma-se este fato: as direções preferenciais observadas nos variogramas correspondem às direções dos paleocanais interpretados pelos geólogos; a utilização das falhas é importante para o cálculo dos variogramas e para a krigagem do topo do reservatório e, finalmente, pode-se reconhecer que os deslocamentos dos blocos falhados não afetam de maneira significativa as variáveis espessura efetiva, porosidade e saturação de água.

Em Carmópolis, a concordância encontrada

entre as reservas calculadas pela Companhia e aquelas obtidas pela geoestatística é muito boa. A precisão relativa da estimativa global é boa, da ordem de 1% (2% para um intervalo de confiança de 95%), o que representa uma confirmação do termo “provado” empregado pela Companhia para adjetivar estas reservas. As estimativas e a precisão associada estão disponíveis em cada nó da malha; assim, para os estudos de simulação de comportamento de produção, torna-se desnecessária a digitalização dos mapas para se obter estimativas segundo uma malha regular. A atualização destes mapas com novas informações, ou ainda em função de modificações na interpretação geológica, torna-se imensamente simplificada.

Foram utilizadas apenas técnicas da geoestatística “clássica”. Outras técnicas de geoestatística, como a estimativa não-linear, e os métodos que utilizam as informações sísmicas ou mesmo a opinião dos *experts*, podem também mostrar-se de grande utilidade para a resolução dos problemas específicos de outros campos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- CANDIDO, A. *Stratigraphy and reservoir geology of the Carmópolis oil field, Brazil*. Calgary: University of Calgary, 1984. 132 p. Tese.
- CHILES, J. P. How to adapt kriging to non-classical problems—three case studies: In: GUARASCIO, M. *et al. Advanced geostatistics in the mining industry*. Dordrecht: D. Reidel Publishing, 1976. p. 334-347.
- CHILES, J. P., GABLE, R. Three-dimensional modelling of a geothermal field. In: VERLY, G. *et al. Geostatistics of natural resources characterization, part 2*. Dordrecht: D. Reidel Publishing, 1983. p. 587-598.
- DAVID, M. *Geostatistical reserve estimation*. Amsterdam: Elsevier, 1977. 364 p. (Developments in Geomathematics, 2).
- DELFINER, P., CHILES, J. P. *Conditional simulations: a new Monte Carlo approach to probabilistic evaluation of hydrocarbons in place*. Fontainebleau: Centre de Morphologie Mathématique, 1977. (International Report, n. 256).
- DELFINER, P., DELHOME, J. P., PELISSIER-COMBESCU-RE, J. Application of geostatistical analysis to the evaluation of petroleum reservoirs with well logs. In: ANNUAL LOGGING SYMPOSIUM, 24, Houston: Society of Professional well log analysts, 1983.
- DESBARATS, A. Numerical estimation of effective permeability in sand-shale formation. *Water Resources Research*, Washington, v. 23, p. 273-286, 1987a.
- DESBARATS, A. *Stochastic modeling of flow in sand-shale sequences*. Stanford: Stanford University, 1987b. Tese.
- DESBARATS, A., DIMITRAKOPOULOS, R. *Geostatistical modelling of transmissibility for two-dimensional reservoir studies*. Richardson, Tx.: Society of Petroleum Engineers, 1989. (SPE, 19335).
- DEUTSCH, C. *Calculation effective absolute permeability in sandstone/shale sequences*. Richardson, Tx.: Society of Petroleum Engineers, 1989. (SPE, 17 264).
- DIMITRAKOPOULOS, R. *Conditional simulation of irk-f in the petroleum industry and the expert system perspective*. Montreal: Université de Montréal, 1989. Tese de Doutorado.

- DIMITRAKOPOULOS, R., DESBARATS, A. *Geostatistical modelling of grid bloc permeabilities for three-dimensional reservoir simulators*. Richardson, Tx.: Society of Petroleum Engineers, 1990. (SPE, 21 520).
- DOWD, P. A. Conditional simulation of the interrelated beds in an oil deposit. VERLY, G. *et al* (eds). *Geostatistics for natural resources characterization, part 2*. Dordrecht: D. Reidel Publishing, 1984. p. 1031-1093.
- DUBRULE, D., KOSTOV, C. *An interpolation method taking into account inequality constraints, 1*. [s.l.:s.n.], 1986. p. 33-51 (Methodology Mathematical Geology, v. 8).
- GALLI, A., MEUNIER, G. Study of a gas reservoir using the external drift method. In: MATHERON, G., AMSTRONG, M. (eds.). *Geostatistical case studies*. Dordrecht: D. Reidel Publishing, 1987. p. 105-119.
- GARB, F. A. Oil and gas reserves classification, estimation and evaluation. *Journal of petroleum technology*, Dallas, Tx, v. 37, n. 3, p. 373-390, 1985.
- HAAS, A., JOUSSELIN, C. Geostatistics in the petroleum industry In: GUARASCIO, M. (eds) *et al. Advanced geostatistics in the mining industry*. Dordrecht: D. Reidel, 1976. p. 334-347.
- HAAS, A., MOLLIER, M. Un aspect du calcul d'erreur sur les reserves en place d'un gisement. *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, Paris, v. 29, n. 2, p. 507-527, 1976.
- HELWICK Jr., S. J., LUSTER, G. R. Fluid-flow modelling using a conditional simulation of porosity and permeability. VERLY, G. *et al* (eds). *Geostatistics for natural resources characterization, part 2*. Dordrecht: D. Reidel Publishing, 1984.
- HEWETT, T. A. *Fractal distributions of reservoir heterogeneity and their influence on fluid transport*. Richardson, Tx.: Society of Petroleum Engineers, 1986. (SPE, 15 386).
- JONES, T. A. Problems in using geostatistics for petroleum applications. In: VERLY, G., *et al* (eds). *Geostatistics for natural resources characterization, part 1*. Dordrecht: D. Reidel Publishing, 1984. p. 651-667.
- JOURNEL, A. G. Geostatistics for conditional simulation of are bodies. *Economic Geology*, El Paso, Tx, v. 69, n. 5, p. 673-687, 1974.
- JOURNEL, A. G., ALBERT, F. G. New method for reservoir mapping. *Journal of Petroleum Technology*, Dallas, Tx, v. 42, p. 212-218, 1990.
- JOURNEL, A. G., HUIJBREGTS, C. J. *Mining geostatistics*. London: Academic Press, 1978. 600 p.
- KOSTOV, C., JOURNEL, A. G. Coding and extrapolating expert information for reservoir description. In Reservoir characterization Technical Conference, Dallas, 1985. *Proceedings*, Dallas: [s.n.], 1985.
- MANTOGLOU, A. Digital simulation of multivariate two- and three-dimensional stochastic processes with a spectral turning bands method. *Mathematical Geology*, New York, v. 19, p. 129-149, 1987.
- MARECHAL, A. *Kriging seismic data in presence of faults Geostatistics for natural resources characterization – part 1*. Dordrecht: D. Reidel, 1984. p. 271-294.
- MATHERON, G. Principles of geostatistics. *Economic Geology*, El Paso, Tx, v. 58, p. 1246-1266, 1963.
- MATHERON, G., BEUCHER, H., FOUQUET, C. H. de, GALLI, A., RAVENE, Ch. Simulation conditionnelle à trois faciés dans une falaise du Brent. In: SÉMINAIRE C. F. S. G. SUR LA GÉOSTATISTIQUE. *Estudes Géostatistiques*, Fontainebleau, 1988. p. 213-249. (Science de la Terre, Sér. inf., Nancy).
- OMRE, H., HALVORSEN, K. B., BEIRTEG, V. Prediction of hydrocarbon pore volume in petroleum reservoirs: geomathematics and geostatistics analysis applied to space and time dependent data. [s.l.:s.n.], 1988. p. 381-398. (Science de la Terre, Sér. inf., Nancy, v. 27).

EXPANDED ABSTRACT

Exploitation projects in offshore fields and EOR projects in old fields demand sizeable investments from early stages of set-up on. Prior to production itself, both rate of return as well as economic risks must be assessed as accurately as possible, based on available information. The precision and reliability of the methods used to describe reservoirs are consequently crucial. The main descriptive parameters used by reservoir geology in simulating production behavior are: top of reservoir height, net pay, porosity, water saturation, and permeability. Geostatistical techniques were used to characterize these variables and estimate in-situ volume in a production zone (CPS-2) of the Carmópolis Field, Sergipe-Alagoas Basin. Geostatistical techniques provide estimates based on a stochastic model that describes the spatial continuity of a given variable, while in addition assessing the precision of estimation. Kriging offers the best linear unbiased estimator (BLUE) since it produces minimum variances of estimation and lends precision to these estimations kriging variance. Conditional simulation

yields multiple, equiprobable images of the reservoir. The technique consists of adding an error of estimate to kriged values, so that the total sum will yield a variogram and a histogram identical to the original values, with the surface passing through the control points.

The variograms for top of reservoir height displayed geometric anisotropy, with the main axes of anisotropy coinciding with preferential paleochannel direction (N80W longitudinally and N10E transversely). The mapping of top of reservoir height demonstrated the importance of taking faults into account when estimating and modeling the variogram, as well as when estimating this variable geostatistically. The map obtained through kriging proved quite similar to that produced manually.

Of the variables indicating storage characteristics – that is, net pay (h), porosity (phi), and water saturation (Sw) – only net pay underwent estimation and conditional simulation as an isolated variable. Porosity, defined as a fraction of total volume, and water saturation, defined

as a fraction of porous volume, were ascertained indirectly, by means of the following formulas:

$$\phi^* = (h \times \phi)^* / h^*$$

$$S_w^* = (h \times \phi \times S_w)^* / (h \times \phi)^*$$

The variograms for these variables did not present any alterations when faults were taken into account. Only study of the variable $h \times \phi$ revealed the geometric anisotropy at the top of the reservoir.

The value of in-situ volume in production zone CPS-2 obtained by the kriging of 200 m x 200 m blocks was quite close to values estimated according to manually prepared maps. The relative precision of the estimation of overall volume – that is, around 1% – indicates that

the qualifier 'proven' is appropriate in describing the Carmópolis reserves.

The use of an objective, numerical method in the geological mapping of reservoirs offers a number of advantages. Automatically produced maps are based on a quantitative evaluation of continuity of the studied variable and can incorporate geological information. Furthermore, these automatic techniques free geologists to devote their time more efficiently to geological interpretation and reservoir modeling. Variograms can also prove important auxiliary tools in geological interpretation.