

A UTILIZAÇÃO DA KRIGAGEM ORDINÁRIA PARA A ESTIMATIVA DE POROSIDADE EM RESERVA DE PETRÓLEO

MARIANA DUARTE¹; MARIA LETÍCIA ALVES GOULART²; ARIANE RIBEIRO³;
RÔMULO FÉLIX NUNES⁴

¹Universidade Federal de Pelotas, UFPel – marianasduarte@live.com

²Universidade Federal de Pelotas, UFPel – mlagoulart@hotmail.com

³Universidade Federal de Pelotas, UFPel – ariane.br.ribeiro@gmail.com

⁴Universidade Federal de Pelotas, UFPel – nunes.romulo@outlook.com

1. INTRODUÇÃO

De acordo Christakos (2000) a geostatística espaço-temporal moderna é uma disciplina científica que se origina do avanço do status ontológico e epistêmico da análise estocástica, com o intuito de obter uma abordagem mais realista das propriedades do reservatório, tem-se mais frequente o uso de ferramentas geoestatísticas.

Nesse contexto, se encaixa a simulação de reservatório e a realidade de seu sujeitamento às incertezas. Sendo elas consequências, do método utilizado para se determinar o valor numérico de uma variável. Tais incertezas podem ser muito grandes, como é normalmente o caso das propriedades de rocha (porosidade e permeabilidade) em locais distantes dos poços de petróleo. O conceito de incertezas e risco é utilizado, por exemplo, no cálculo de reservas, com métodos probabilísticos, seguindo as normas da Agência Nacional de Petróleo (ANP), que caracteriza as reservas, em três cenários, podendo ser, reservas provadas, prováveis e possíveis.

Baseado em Clark (1979), a krigagem normalmente é utilizada para a previsão do valor pontual de uma variável regionalizada em um determinado local dentro do campo geométrico, pois é um procedimento de interpolação exato que considera todos os valores observados. E essa técnica baseia-se em uma média linear de pesos que assume que a média dos dados é constante, porém desconhecida. Por esse motivo é considerada um interpolador linear. Uma característica muito importante da krigagem ordinária, é que ela representa muito bem a precisão local das estimativas resultantes em termos da correlação entre os valores estimados e os valores amostrados.

O principal objetivo do estudo foi analisar tridimensionalmente o comportamento da porosidade de um reservatório fictício e estabelecer a quantificação da reserva por ele possuída e seu respectivo potencial econômico.

2. METODOLOGIA

Para o desenvolvimento do projeto foram utilizados softwares como, Microsoft Office Excel e o SGeMS (Stanford Geostatistical Modeling Software), que é um programa construído especificamente para cálculos e modelagem geoestatística tridimensional, oferecendo ao usuário muitos dos algoritmos padrões.

Após a obtenção do banco de dados, de um reservatório tridimensional com cerca de 1710 linhas de dados para Impedância Acústica, Porosidade e Permeabilidade, disponibilizado pelo próprio site do SgeMS para uso universitário

da Stanford University, foram importados os valores do arquivo .txt para o programa. Após a seleção do modo de entrada de dados “point set”, nomea-se o projeto e o dá-se o valor das coordenadas, nesse caso, x, y e z.

Logo após, é feita a primeira análise estatística, que fornece dados como a média, variância, o número de dados, a mediana e os valores máximos e mínimos. A modelagem variográfica foi feita logo após a etapa anterior, para determinar os parâmetros que serão utilizados na krigagem ordinária. Desse modo, o número de lags (quantidade de intervalos), lag separação (tamanho do intervalo), lag tolerância (permite aumentar a área de procura em cada lag), número de direções (quantidade de direções), azimuth e deep (direções que a ferramenta vai fazer a varredura) e tolerância e bandwidth (estipulam uma zona de varredura para cada direção) foram definidos e inseridos no SGeMS.

Foi usado o método volumétrico de Rosa (2012) para estimativa do volume de óleo (*in place*) que um reservatório contém em condições padrão (N), considerando seu (volume original), seu (volume da rocha reservatório), sua Φ (porosidade da rocha), sua S_w (saturação de água), seu B_o (fator volume de formação) e seu RF (fator de recuperação). Para o cálculo de recurso, RF é considerado 1, correspondendo a uma recuperação de 100%.

Dando finalidade assim ao trabalho, foi feito um levantamento do cálculo de recurso e reserva, convertendo os valores de m^3 para dólares, adotando a cotação do barril na semana em que foi desenvolvido este trabalho, na disciplina de Caracterização de Reservatórios, da Engenharia de Petróleo, na UFPel.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Após obter o banco de dados, os valores foram tratados e inseridos no programa SGeMs e ordenados de acordo com a coluna da porosidade de forma crescente. Com isto, foi gerado o primeiro grid (conforme Fig.1), onde podem ser analisados valores como o valor máximo, mínimo, amplitude e espaçamento, definindo assim parâmetros para cada amostra do reservatório.

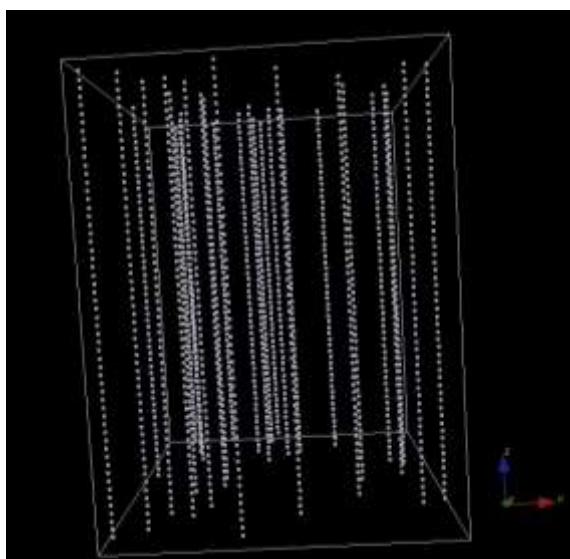


Fig.1 Grid Amostral

Então o histograma de porosidade foi gerado, utilizando mergulhos distintos e o melhor ajuste de curvas e modelo equacional também foram escolhidos para cada amostra, de acordo com a Fig.2.

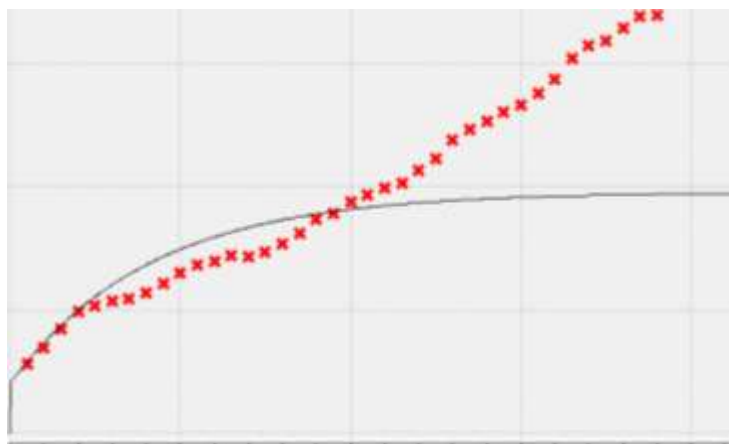


Fig.2 Ajuste de Curvas

Também foi realizada no Excel a curva de parametrização para obtenção do teor de corte de porosidade ideal para este reservatório, e o corte médio ideal obtido foi de 41% com um fator de recuperação de 88.609%. Em seguida o modelo foi krigado considerando porosidades acima do corte igual a 1 e abaixo como zero, obtendo a Fig.3.

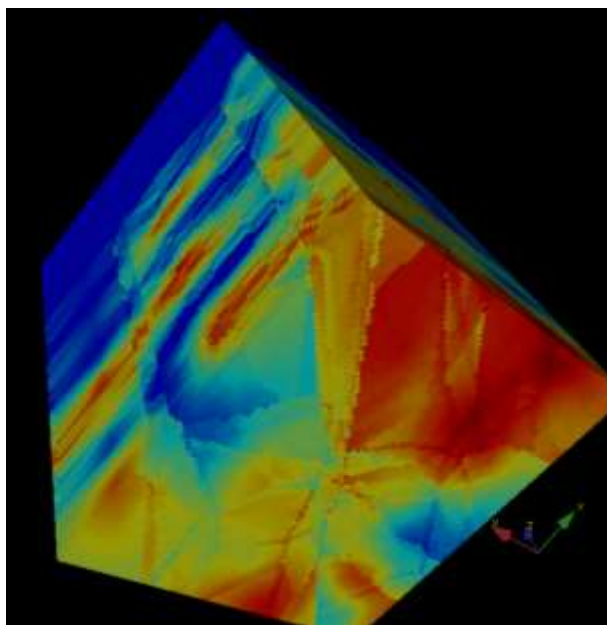


Fig.3 Modelo Krigado

Para o cálculo dos valores de recurso e reserva foram usados um Bo de 1,7, a Sw de 56% e Vrt de $1,49 \times 10^3 \text{ m}^3$. Dessa maneira, o recurso obtido foi de 94 milhões de bbl e a reserva foi de 83 milhões de bbl e, por fim, com a cotação do dólar de 4 de setembro de 2019 o valor, respectivo de recursos e reservas total foi de U\$6626 milhões e U\$5871 milhões.

Foi constatado que o alcance de dependência espacial é um parâmetro importante no estudo do semivariograma e define a distância máxima que uma variável está correlacionada espacialmente. Já quanto à confiabilidade dos dados e métodos utilizados até aqui, foi visto que, devido ao fato de o ajuste de curvas não considerar amostras que não possuíam boa correlação espacial com a curva de dispersão, pode-se dizer que foi bastante elevada. Ademais, a krigagem ordinária se mostrou um método eficaz para minimizar a variância do erro, e essa variância apresentou-se como o melhor parâmetro da estatística descritiva para ser investigado quando se utiliza a técnica da krigagem ordinária.

4. CONCLUSÕES

Com o desenvolvimento deste projeto, compreendeu-se a importância da modelagem e utilização da geoestatística para estimar os dados obtidos do reservatório, que por se tratar de um tipo heterogêneo, demandou muitas interpolações e a correlações espaciais dentro o banco de dados.

Em geologia, a ampla aplicação dos métodos das diferenças ou elementos finitos para o modelamento do fluxo e o transporte em subsuperfície, considera os parâmetros representativos das propriedades dos materiais com fixos ou com ligeira variação sobre discretas áreas do campo de análise. Nestes casos, a componente de variabilidade espacial adotada nos modelos é muito menor do que aquela que estes parâmetros possuem efetivamente no meio natural. Por isso, deveria ser estudado em conjunto com a krigagem ordinária do reservatório, as demais propriedades, como a impedância acústica.

Dado que o presente trabalho foi feito em um momento de possível recuperação da indústria petrolífera, qualquer diferença de orçamento para perfuração de poços, por exemplos, pode ser determinante. Isso sustenta o pensamento que as ferramentas geoestatísticas e cálculo de reservas são áreas determinantes para o desenvolvimento energético nacional.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

CHRISTAKOS, G. **Modern Spatiotemporal Geostatistics**. IAMG Studies no. 6, Oxford University Press, 2000.

CLARK, I. **Practical Geostatistics: Applied Science**. **Publishers Ltd**, London, p. 100 -130, 1979.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. 1ª Edição. Rio de Janeiro, 2006.

ANP. **Transgênicos**. Brasil. Acessado em 12 set. 2019. Online. Disponível em: <http://www.anp.com.br/>