

## ESTIMATIVA GEOESTATÍSTICA DE RECURSO E RESERVA DE PETRÓLEO— ESTUDO DE CASO: FORMAÇÃO McMURRAY, ALBERTA, CANADÁ

CAROLINA XAVIER MAGALHÃES<sup>1</sup>; JAQUELINE REICHOW<sup>2</sup>; ANTÔNIO ALVES<sup>3</sup>

<sup>1</sup>*Universidade Federal de Pelotas – cxmagalhaes@gmail.com*

<sup>2</sup>*Universidade Federal de Pelotas – jaqueline\_reichow@hotmail.com*

<sup>3</sup>*Universidade Federal de Pelotas – alves.geoestatistica@gmail.com*

### 1. INTRODUÇÃO

No ramo da engenharia de petróleo, a fase de exploração precede a fase de produção e tem por objetivo descobrir e avaliar jazidas de petróleo e/ou gás natural. Esta é uma tarefa que envolve um longo e dispendioso estudo e análise de dados geofísicos e geológicos das bacias sedimentares, em que se determina de forma mais acurada a extensão e as características do reservatório, o volume (recursos e reservas) e as características do hidrocarboneto e, por fim, a viabilidade econômica de um projeto de desenvolvimento da produção.

De acordo com SPE (2011), os recursos correspondem ao volume total da região de estudo, e se dividem principalmente entre contingente e prospectivo. Contingentes, referem-se a quantidades de petróleo estimadas potencialmente recuperáveis a partir de jazidas conhecidas, mas que ainda não são comercialmente recuperáveis, seja por razões relacionadas com a maturidade do projeto, tecnológicas, ou de mercado. Já os prospectivos referem-se a quantidades de petróleo estimadas potencialmente recuperáveis a partir de jazidas desconhecidas, pela aplicação de projetos de desenvolvimento futuro.

Reservas são recursos descobertos comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data, e portanto, um estudo detalhado do recurso permite estimar as reservas. Podem ser provadas, prováveis, ou possíveis, seguindo a probabilidade de 90% 50% e 10% respectivamente, de que a quantidade recuperada seja maior ou igual a estimativa. Dessa forma, um recurso pode tornar-se uma reserva. Reservas levam em consideração o fator de recuperação. Este é definido como quantidade de óleo recuperável, e é determinado por uma série de fatores, incluindo a permeabilidade das rochas, presença de gás, pressão da água adjacente ou gravidade, e viscosidade do óleo.

A modelagem geoestatística como ferramenta para estimar o reservatórios de petróleo é ainda recente, mas surgiu com a necessidade de otimização das atividades exploratórias e de produção das empresas do setor petrolífero no desenvolvimento de campos de petróleo, e a literatura disponível já indica resultados satisfatórios. De acordo com OLIVEIRA et al (2013) no estudo de variabilidade espacial, estimativas são conduzidas por meio de interpolações geoestatísticas para a caracterização desta variabilidade. O método de estimativa geoestatística mais utilizado atualmente é a krigagem ordinária, método de interpolação geoestatístico, não tendencioso, de mínima variância, baseado na fórmula da média ponderada, onde os ponderadores dependem da informação estrutural fornecida pelo variograma.

A proposta do presente trabalho é um estudo de caso, apresentando a metodologia de modelagem geoestatística através do software computacional SGeMS como ferramenta na estimativa de recursos e reservas de um reservatório de petróleo canadense, em Alberta, chamado McMurray. O banco de dados

relativo a este reservatório, é disponibilizado pelo orgão governamental responsável.

## 2. METODOLOGIA

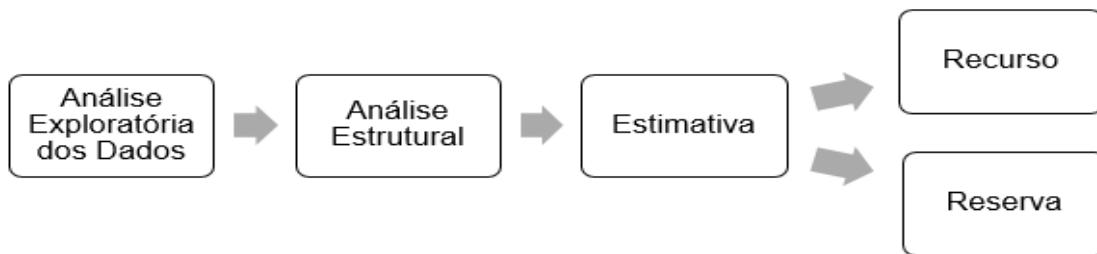


Figura 1 – Fluxograma: Metodologia do Trabalho

A Figura 1 apresenta as etapas necessárias para a realização do presente trabalho, realizadas com a importação do banco de dados no software SgeMs. O Banco de Dados é 2D, ou seja, traz dados nas dimensões X e Y, além das variáveis espessura e porosidade.

O trabalho tem início com a análise exploratória dos dados, visual e estatística. A visual é dada ao se plotar as duas variáveis no software pontualmente, e assim de fato visualizar as mesmas e ter um conhecimento inicial do comportamento delas. A análise estatística se divide em uni e bivariada, em que a univariada estuda as variáveis independentemente, e a bivariada estuda a correlação entre elas. Assim sendo, a univariada é dada pela plotagem e análise dos histogramas e leitura do sumário estatístico das variáveis separadamente, enquanto na bivariada a análise é feita com a plotagem das duas variáveis simultaneamente.

A análise estrutural é feita com a geração e modelagem de variogramas estatísticos referentes a 4 direções/azimutes ( $0^\circ$   $45^\circ$   $90^\circ$  e  $135^\circ$ ), em que então é estudada a continuidade e o alcance das amostras. Durante a modelagem dos variogramas, são conhecidos e definidos parâmetros como direção de maior continuidade amostral, valor de maior alcance, efeito pepita e sill, fundamentais para a etapa seguinte, de estimativa.

A estimativa foi realizada por krigagem ordinária, devido a simplicidade e eficiência do método. Aqui é possível estimar valores de porosidade e espessura médias, representativos a todo espaço amostral, valores fundamentais para estimar recurso e reserva posteriormente.

O cálculo de recurso e reserva são feitos através das equações 1 e 2, respectivamente.

$$Recurso = Vx\bar{\theta}x \left( \frac{1}{B_0} \right) x (1 - Sw)$$

Equação 1 – Recurso

$$Reserva = Recurso \times Fator\ Recuperação$$

Equação 2 – Reserva

As equações são semelhantes, diferindo apenas na consideração do Fator de Recuperação para cálculo de Reserva. A Saturação de Água irredutível, Fator de Formação BO, e o Fator de Recuperação, são conhecidos e obtidos na literatura.

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Com a análise visual dos dados, foi possível perceber que as amostras de espessura possuem valores mais elevados que os de porosidade. Sugeriu-se um tipo de correlação entre as variáveis, visto que onde existem os valores mais altos relativos a espessura, estão os mais baixos de porosidade. Já a análise estatística univariada, fornece verificação mais precisa, com a análise dos histogramas e leitura dos sumários estatísticos (número de dados amostrados, média, variância, máximo, mínimo, mediana e quartis). Os valores de média e variância já fornecem informações importantes acerca das mostras, busca-se variâncias próximas a zero. Verificou-se que a espessura é a variável mais uniforme, com média de 3.15 e variância de 0.34. A variável porosidade, menos uniforme, apresentou média de 11.33 e variância de 6.15. Já a análise estatística bivariada foi feita ao plotar as amostras em gráfico do tipo scatterplot. O coeficiente obtido neste gráfico foi de -0.49, o que confirma certa correlação negativa, indicando que as variáveis movem-se em direções opostas, ainda que não em exata proporção.

Para a etapa de análise estrutural, sabe-se a partir do banco de dados, que o grid tem tamanho 10000x 15000y, que as amostras são localizadas com espaçamento de 500m, e então para geração dos 4 variogramas inferiu-se uma tolerância de 100m para melhor abrangência das amostras. Divindo-se o tamanho do grid pelo espaçamento obteve-se o número de lags, e os ângulos de mergulho são definidos como 0°, visto que o banco de dados é em duas dimensões. Foram gerados então os 4 variogramas relativos a cada variável (totalizando em 8 variogramas). Eles também foram ajustados segundo Efeito Pepita, Contribuição, e Alcance, de acordo com a variância obtida no sumário estatístico. Infere-se que a direção de maior alcance, é a de maior continuidade amostral. Esta foi 0° tanto para a variável espessura, quanto porosidade, e os valores de alcance foram de 2400 e 1000 respectivamente.

Para a estimativa, inicialmente foi criado um grid com 20 células em X e 30 células em Y, de tamanho 500mx500m, chegando então na dimensão desejada segundo o Banco de Dados. A estimativa feita por krigagem ordinária foi realizada importando propriedades básicas do grid, alcance máximo e mínimo, direção destes alcances, além de novamente a Contribuição e Efeito Pepita. Após rodar o algoritmo, é gerado o arquivo estimado para cada parâmetro.

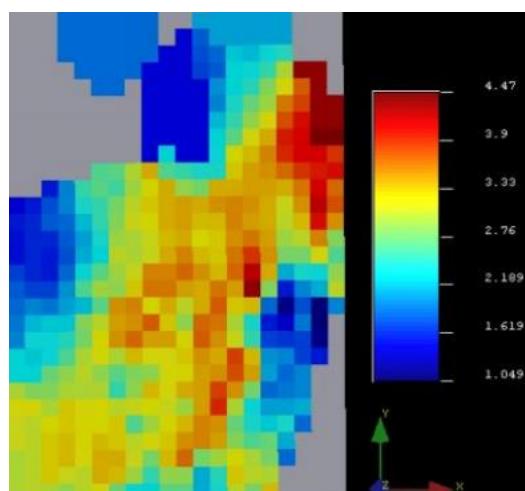


Figura 2 – Estimativa Espessura

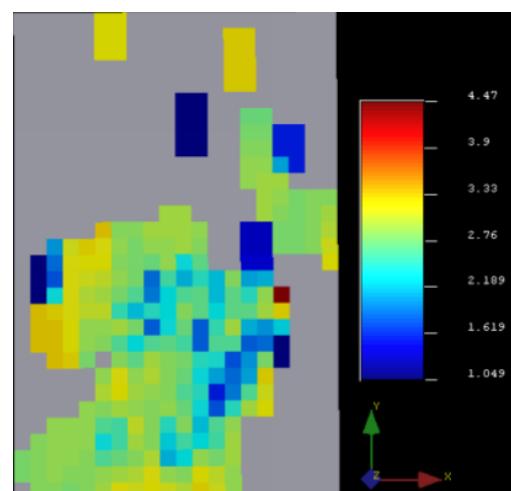


Figura 3 – Estimativa Porosidade

Para a variável espessura, o histograma mostrou que foram estimados 494 blocos, espessura média estimada de 2.7378 e variância 0.5724. Conhecendo-se o número de blocos estimados e o tamanho de cada bloco, é possível calcular o volume desta formação. Já para a porosidade, variável que se mostrou mais complexa de compreensão e modelagem, houveram mais blocos não estimados. O valor média encontrado foi de 11.51%, com variância de 4.21, e apenas 287 blocos estimados. Multiplicando os 494 blocos estimados para espessura 500mx500m relativos a dimensão de cada bloco, encontrou-se a área total da formação igual a 123500000m<sup>2</sup>. Multiplicando a área pela espessura média estimada, encontra-se o volume da formação, igual a 337155000m<sup>3</sup>. Utilizando a Equação 1, foi possível calcular o recurso, onde o valor encontrado foi de 1.61693x10<sup>9</sup> m<sup>3</sup> ou 1.017048x10<sup>10</sup> bbl. Multiplicando o Recurso pelo fator de recuperação, encontrou-se a reserva, igual a 517.42054x10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> ou 3.254575x10<sup>9</sup>bbl.

#### 4. CONCLUSÕES

Como mencionado anteriormente, o estudo de recursos e reservas em uma jazida de petróleo descoberta, é imprescindível para a viabilidade do projeto. Ao fim deste trabalho, verificou-se a aplicabilidade da metodologia, concluiu-se que os objetivos de calcular recurso e reserva para o Campo de McMurray foram atingidos com êxito, e a krigagem ordinária mostrou-se satisfatória para tais estimativas. É valido ressaltar também a facilidade no manuseio do software SGems, cuja escolha para o presente trabalho foi bastante acertada.

#### 5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP. Exploração e Produção de Óleo e Gás. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-exploracao>> Acesso em jul/2017.

OLIVEIRA, Ismênia Ribeiro de et al . Modelagem geoestatística das incertezas da distribuição espacial do fósforo disponível no solo, em área de cana-de-açúcar. **Rev. Bras. Ciênc. Solo**, Viçosa , v. 37, n. 6, p. 1481-1491, Dec. 2013

SOUZA, F. Uso de Métodos Geoestatísticos no Auxílio à Modelagem Geológica. 2007, 157f. Dissertação (Mestrado)-Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.

SPE, Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System, 2011.