

## UTILIZAÇÃO DAS TÉCNICAS DE ANÁLISE DE SENSIBILIDADE E PLANEJAMENTO *PLACKETT-BURMANN* NA QUANTIFICAÇÃO DO IMPACTO DAS INCERTEZAS DA POROSIDADE NA ESTIMATIVA DE RESERVA.

RÔMULO FÉLIX NUNES<sup>1</sup>; EDUARDO SGANZERLA FERREIRA<sup>2</sup>;  
ANTÔNIO ALVES DA SILVA JUNIOR<sup>3</sup>

<sup>1</sup>UFPel – nunes.romulo @outlook.com

<sup>2</sup>UFPel – eduardo.sganzerla.ferreira@gmail.com

<sup>3</sup>UFPel – alves.geoestatística@gmail.com

### 1. INTRODUÇÃO

O setor de exploração e produção (E&P) requer investimentos na casa de bilhões de dólares, investimentos estes que são utilizados primeiramente na fase da exploração à fim de buscar, identificar e quantificar reservas de petróleo. Classifica-se como reserva, a jazida tem que esta produzindo, assim verificando de fato, a certeza da capacidade de produção. Portanto, se faz necessário uma previsão precisa do comportamento do reservatório, servindo de base para tomadas de decisões. Segundo ROSA et al. (2006), denomina-se estimativa de reservas a atividade dirigida à obtenção dos volumes de fluidos que podem ser retirados do reservatório até que ele chegue à condição de abandono. A caracterização do reservatório esta sujeitas a muitas incertezas, pois, muitos dados de propriedades geológicas e petrofísicas são obtidos de forma indireta. Neste estudo, realizou-se a modelagem geoestatística do reservatório através de dados de porosidade de poços exploratórios, considerando a porosidade como a propriedade incerta, realizou-se um estudo acerca da quantificação do impacto da incerteza da porosidade de cada região do reservatório na estimativa da reserva deste jazida petrolífera utilizando as técnicas de Análise de Sensibilidade e planejamento estatístico *Plackett-Burmann*. Segundo RISSO (2007), o planejamento *Plackett-Burmann* é de grande utilidade em investigações preliminares, quando se deseja saber se determinados atributos têm ou não, influência sobre a função-objetivo, neste caso, estimativa de reserva.

### 2. METODOLOGIA

Utilizou-se para o estudo um banco de dados denominado *well.prn* disponibilizado pela ANP- Agência Nacional do Petróleo da Bacia do Parnaíba, nos quais possuem 10 poços com coordenadas de localização (X,Y) e profundidade (Z) de cada poço, com aproximadamente 60 metros de comprimento. A cada metro de profundidade, tem-se dados de três propriedades da rocha reservatório, tais como, impedância acústica, permeabilidade e porosidade. Através do método geoestatístico de krigagem ordinária, e realizou-se a modelagem do reservatório a partir dos dados de porosidade, utilizando como base a modelagem da continuidade espacial dos dados de porosidade com o auxílio do software SGeMS, utilizando como auxílio fundamentos, técnicas e modelagem hidrogeofísica proposta por BOHLING (2007), conforme a Figura 1 abaixo:

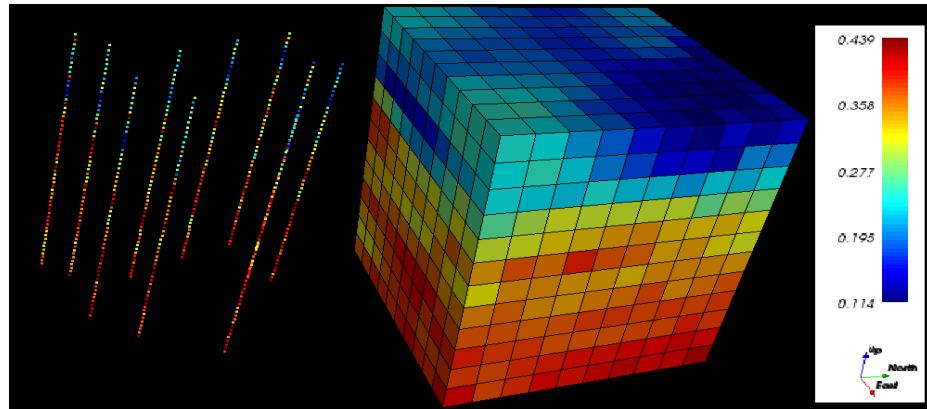


Figura 1: Modelagem por Krigagem Ordinária (50km,50km,60m).

Gerou-se histogramas nos quais pode-se realizar um estudo do sumário estatístico, obtendo assim, o teor médio da porosidade, no qual utilizamos como porosidade do reservatório. O modelo possuí 12 camadas, 10 blocos na direção X e 10 blocos na direção Y, e o seu volume de rocha inicial ( $V_r$ ) pode ser considerado a multiplicação das 3 dimensões (50km\*50km\*60m). Considerando uma saturação de água inicial ( $Sw$ ) igual à 60% e um fator volume de formação do óleo ( $Boi$ ) igual à 1.25, obtemos o volume de óleo *in place* ( $N$ ), através da Equação 1, abaixo:

Equação 1: Volume de óleo In Place.

$$N = \frac{V_r * \varphi (1 - Sw)}{Boi}$$

Após, realiza-se o *cutoff* com os valores estimados de porosidade, que é o teor mínimo no qual tem retorno econômico positivo ou lucro para o projeto. Portanto, através da determinação do teor de corte ideal, maximiza-se a estimativa de reserva.

A análise de sensibilidade (AS) é uma técnica de estudo da incerteza na qual, há variação do atributo incerto e analisa-se o impacto na função-objetivo em questão, neste caso a reserva da jazida, obtida através da Equação 2. A reserva do da jazida sem a variação das incertezas é denominada como função base (0).

$$AS = \frac{\text{Reserva simulada} - \text{Reserva Base}}{\text{Reserva Base}}$$

Após, para cada camada discretizada do reservatório, varia-se para menos e para mais a porosidade, também chamada de variação pessimista (-1) e otimista (1), e podemos visualizar a configuração da combinação na Tabela 1. Realizou-se primeiramente a análise de sensibilidade discretizando o reservatório em 4 zonas de porosidade incertas, conforme podemos visualizar na Figura 2.

O impacto da incerteza da propriedade também pode ser obtida através do planejamento estatístico *Plackett-Burmann*, no qual realiza uma combinação de cenários pessimistas (-1) e prováveis (1) das zonas com valores incertos das propriedades através da matriz *Plackett-Burmann* que podemos visualizar a Tabela 1 abaixo, à fim de determinar o efeito da incerteza de cada zona na função-objetivo estudada, neste caso a estimativa de reserva. Para a realização desta etapa do estudo discretizou-se o reservatório em 12 camadas, conforme podemos visualizar na Figura 2.

Tabela 1: Configuração das combinações matriciais da Análise de Sensibilidade (AS) à esquerda e Plackett-Burman (PB) à direita.

AS					PB												
Nº Sim.	Z 1	Z 2	Z 3	Z 4	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10	C11	C12	
1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
2	-1	0	0	0	2	-1	1	-1	-1	1	1	1	-1	1	-1	1	
3	1	0	0	0	3	-1	-1	1	-1	1	1	1	1	-1	1	-1	
4	0	-1	0	0	4	1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	1	-1	1	
5	0	1	0	0	5	1	1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	1	-1	
6	0	0	-1	0	6	-1	1	1	-1	1	-1	-1	1	1	1	1	
7	0	0	1	0	7	-1	-1	1	1	-1	-1	1	-1	1	1	1	
8	0	0	0	-1	8	-1	-1	-1	1	1	-1	-1	1	-1	1	1	
9	0	0	0	1	9	-1	-1	-1	-1	1	1	-1	-1	1	-1	1	
					10	1	-1	-1	-1	-1	1	1	-1	-1	1	-1	-1
					11	-1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	-1	1	-1	-1
					12	1	-1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	-1	-1	1
					13	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	-1	-1
					14	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	-1
					15	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	1	1
					16	1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	1
					17	1	1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1
					18	-1	1	1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1
					19	-1	-1	1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1
					20	1	-1	-1	1	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1

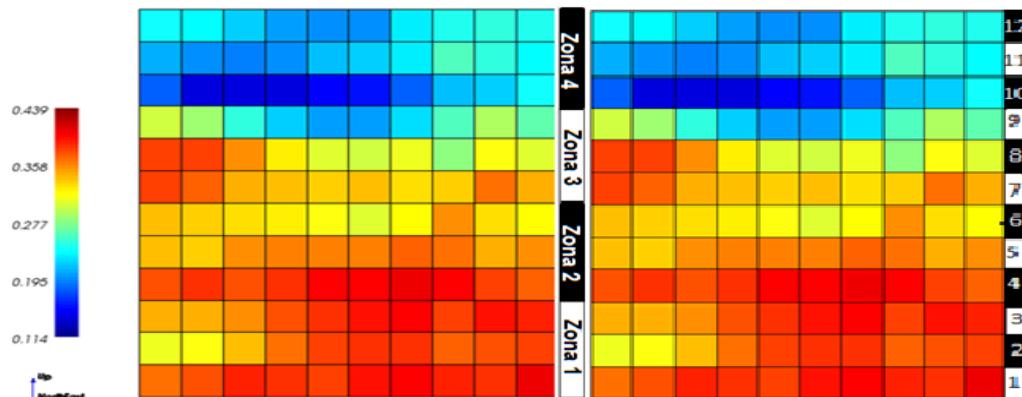


Figura 2: Discretização do reservatório em zonas para Análise de Sensibilidade à esquerda e em camadas para o planejamento Plackett-Burman à direita.

Após as 20 simulações referentes ao planejamento estatístico *Plackett-Burmann*, utiliza-se o software *MATLAB* para determinação dos efeitos. Sabendo que,  $A^*X = B$ , temos que,  $A =$  matriz *Plackett-Burmann* e  $B =$  Reservas simuladas, determinou-se  $X$  através do comando  $X = A \setminus B$  no software. A coluna  $X$  gerada são os efeitos da incerteza de cada camada sobre a estimativa de reserva.

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Realizou-se primeiramente 9 simulações utilizando a matriz na análise de sensibilidade (AS) para 4 zonas à fim de verificar quais zonas com porosidade incertas tem maior impacto na estimativa de reserva, sendo este impacto visualizado através do gráfico tornado, Figura 3, que nos mostra, a variação percentual em relação à reserva do cenário base, que é o reservatório sem as modificações, no qual o volume estimado de reserva é 88.56 bilhões de barris de óleo. Após a realização de 20 simulações utilizando a matriz do planejamento Plackett-Burman para determinação do efeito das incertezas das 12 camadas conforme descrito na metodologia. Podemos visualizar graficamente o impacto das incertezas da porosidade na estimativa da

reserva da jazida na Figura 3, à esquerda o gráfico tornado da Análise de Sensibilidade (AS) e à direita o gráfico dos efeitos do Planejamento Plackett-Burman (PB).

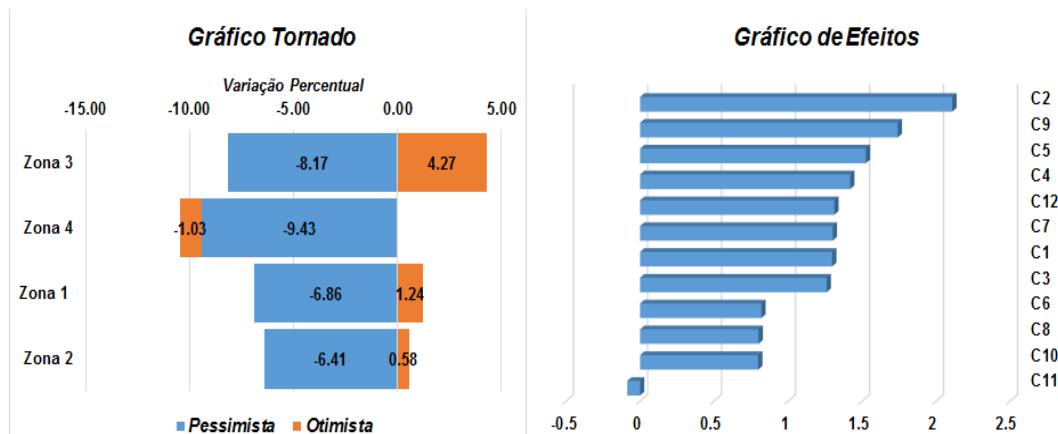


Figura 3: Gráfico tornado (AS) à esquerda e Gráfico efeitos (PB) à direita.

O gráfico tornado da análise de sensibilidade que, as incertezas nas zonas 3 e 4 são as que mais impactam na estimativa da reserva, sendo que na zona 3 tem a maior variação positiva, de 4.27% e a zona 4 teve a maior variação negativa de 9,43% em relação à reserva base estimada que é de 88.56 bilhões de barris. O gráfico dos efeitos, nos mostra que a camada C2 possui o maior efeito sobre a estimativa de reserva, seguido pelas camadas 9, 5,4. As camadas 7,1 e 3 mostraram ter efeitos semelhantes, as camadas 6,8,10 possuem um efeito bem menor se comparado a camada 2, enquanto a camada 11 tem o menor efeito.

#### 4. CONCLUSÕES

Conclui-se com o estudo que através análise de sensibilidade com a criação do gráfico tornado e do planejamento *Plackett-Burmann* com a criação do gráfico de efeito, foi possível a visualização do impacto da incerteza em cada zona (AS) e camada (PB) discretizada na estimativa da reserva, e as duas técnicas se mostraram eficazes na quantificação dos impactos, sendo que graficamente, quanto maior a área da barra nos gráficos, maior o impacto, sendo assim, as regiões mais críticas do reservatório. Portanto como trabalhos futuros, deve-se realizar um estudo de risco para estas zonas e camadas incertas, servindo de base para tomadas de decisões de projeto, tais como, locação de poços, zonas do reservatório que podem ser completadas e disposição e escolhas de tecnologias para produção do campo.

#### 5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BOHLING, G. S-GeMS Tutorial Notes - Hydrogeophysics: Theory, Methods, and Modeling. EUA: **Kansas Geological Survey**. Boise State University, 2007.
- RISCO, V. F. Utilização de Planejamento Estatístico em Ajuste de Mapas de Saturação, Ano 3, Volume 7. **28º UNISIM ON-LINE**, UNICAMP, 2008.
- ROSA, A.J., CARVALHO, R.S., XAVIER, J.A.D., **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. 1. Ed. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2006.