

COMPARAÇÃO ENTRE A KRIGAGEM ORDINÁRIA E A SIMULAÇÃO SEQUENCIAL GAUSSIANA DO RESERVATÓRIO DO CAMPO DE ALWYN

**EDUARDO SGANZERLA FERREIRA¹; HENRIQUE FONSECA NEUTZLING²;
LUANA NUNES CENTENO³; RÔMULO FELIX NUNES⁴**

¹Universidade Federal de Pelotas (UFPel) – eduardo.sganzerla.ferreira@gmail.com

²Universidade Federal de Pelotas (UFPel) – 92henriqueneutzling@gmail.com

³Universidade Federal de Pelotas (UFPel) - luananunescenteno@gmail.com

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

1. INTRODUÇÃO

O setor de exploração e produção (EP) é um dos setores mais importantes da cadeia produtiva da indústria do petróleo, devido a investimentos que chegam na casa dos bilhões de dólares nas fases iniciais de exploração de um campo petrolífero. Nesta fase de exploração, se faz necessário, uma boa caracterização das propriedades da rocha, afim de melhor quantificar o volume de óleo *in place* do reservatório, chamado em termos econômicos de recurso.

Yarus (2006), afirma que elevados investimentos para a exploração de reservatórios heterogêneos, tem estimulado o desenvolvimento de técnicas pioneiras para a caracterização de reservatórios.

Contudo é pertinente destacar que, nesta fase de exploração, trabalha-se com um número elevado de incertezas, o que torna necessário um estudo complexo, para se traçar possíveis cenários, pessimista, provável e otimista, para que a caracterização das propriedades do reservatório seja fidedigna, permitindo que modelos estimados e simulados representem da melhor forma possível o reservatório.

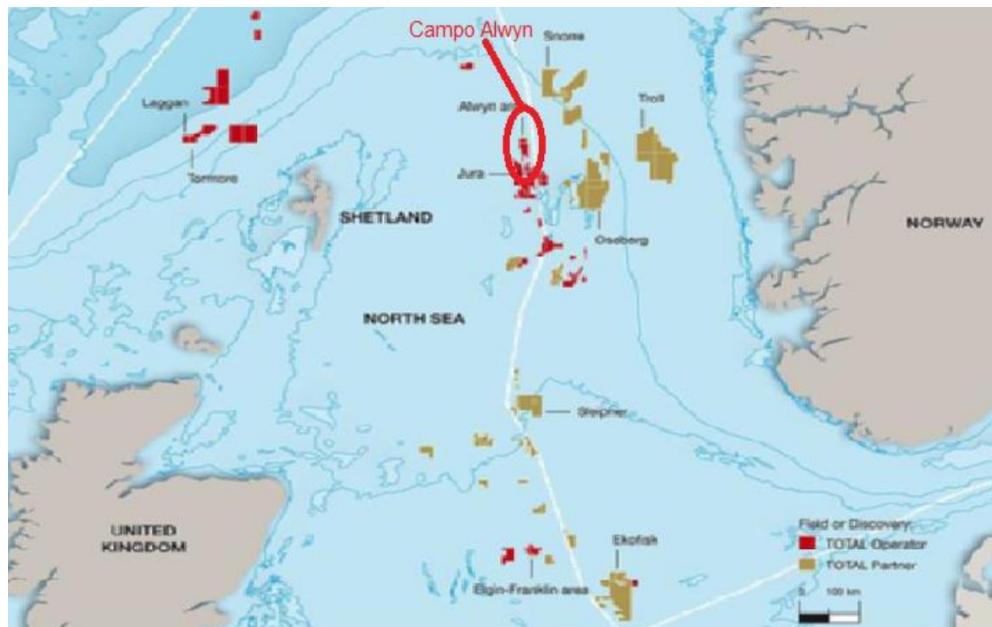
O propósito da modelagem de reservatório é usar todas as fontes de informações disponíveis, com o intuito de desenvolver tal modelo de reservatório com uma abordagem mais realista das suas propriedades (Moura Filho, 2006). Dentre os modelos existentes tem-se a modelagem geoestatística que é de extrema importância para os estudos exploratórios, através de suas técnicas, permitir determinar o comportamento espacial de determinada propriedade, com um bom grau de precisão, ao longo de todo o reservatório.

Diante do exposto, este estudo tem como objetivo realizar uma comparação de modelos do reservatório preditos do campo de Alwyn utilizando duas técnicas geoestatísticas, a saber: Krigagem Ordinária (KO) e Simulação Sequencial Gaussiana (SSG), utilizando como parâmetros de comparação, a avaliação visual, o valor da porosidade média e o tempo de processamento computacional.

2. METODOLOGIA

2.1 Caracterização da área

O objeto deste estudo é o campo de Alwyn, situado a 440 quilômetros a nordeste de Aberdeen, e que foi lançado em novembro de 1987. Esta região é atualmente uma das maiores processadoras de óleo e gás no Mar do Norte do Reino Unido. A produção do campo atingiu a média dos 140 mil barris de óleo por dia. O campo é composto de quatro reservatórios em uma sequência do fundo para o topo, chamado respectivamente de Cormorant, Stafjord, o Dunlin e Brent (BURNS L. J. et. al., 2002).



2.2 Obtenção dos dados

Utilizou-se um banco de dados secundários, com informações reais, preparado e fornecido pela empresa *Beicip Franlab*. O banco de dados utilizado contém amostras de porosidade de 26 poços com suas devidas coordenadas espaciais (X, Y, Z).

2.3 Modelagem geoestatística

Primeiramente o banco de dados foi importado para dentro da plataforma do SGeMS. A seguir realizou-se uma análise dos semi-variogramas no sentido vertical e horizontal para avaliar a continuidade espacial da porosidade e obter os parâmetros a serem usados nas fases seguintes.

Após a simulação dos parâmetros foram gerados modelos de interpolação. Sendo um criado por krigagem ordinária e outro por simulação sequencia gaussiana. O primeiro gera apenas um cenário, enquanto o segundo é um modelo estocástico que gera cenários equiprováveis (foram gerados 50 cenários equiprováveis).

Uma vez realizada as 50 simulações por esta técnica, utilizou-se o *Excel* para montar uma tabela com os valores de máximo, mínimo, média, variância e número de blocos, com a finalidade de analisar quantitativamente a diferença entre as 50 realizações, onde se escolheu a simulação com menor valor de porosidade média, para o cenário pessimista, outra simulação com maior valor de porosidade média para o cenário otimista e uma intermediária para o cenário provável.

Cabe destacar que o software de modelagem geoestatística da Universidade de Stanford (SGeMS) de código aberto foi empregado na modelagem geoestatística.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Com os parâmetros obtidos da modelagem dos semi-variogramas e as dimensões totais do reservatório foram encontradas as seguintes dimensões dos blocos do grid (Tabela 1).

Tabela 1: Dimensões dos blocos do grid

Parâmetro	X	Y	Z
Número de blocos	40	90	90
Tamanho do bloco (metros)	100	100	10
Coordenada inicial (UTM) do grid	427877	6737623	-3860

A Figura 1 representa o modelo 3D gerado a partir da estimativa por krigagem ordinária. De acordo com Figura 1, observa-se que os maiores valores de porosidade encontram-se na parte superior do reservatório com uma porosidade que varia de 0% a 25.5%. O tempo operacional foi de 7,64 segundos. Constatou-se que a krigagem ordinária é uma boa técnica em relação à capacidade operacional, uma vez que não exige computadores tão potentes para sua realização.

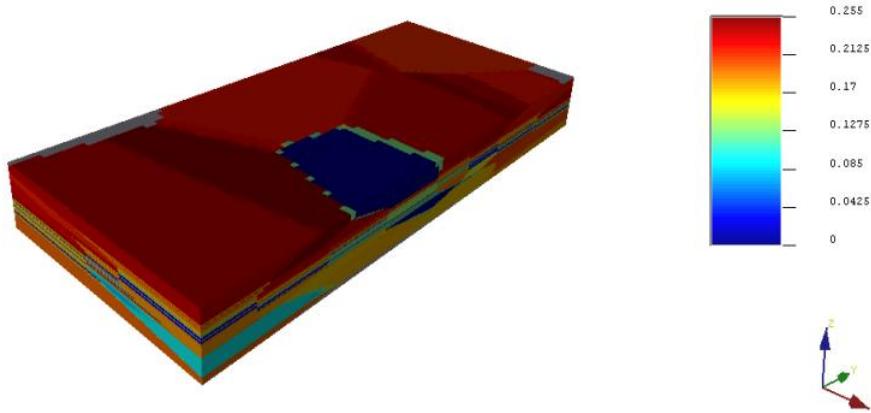


Figura 1: Modelo 3D da estimativa através de krigagem ordinária

A Figura 2 representa o modelo 3D do cenário provável gerado a partir da simulação gaussiana. O cenário provável possui um valor médio de porosidade de 17,7% e variância igual a 0,0024.

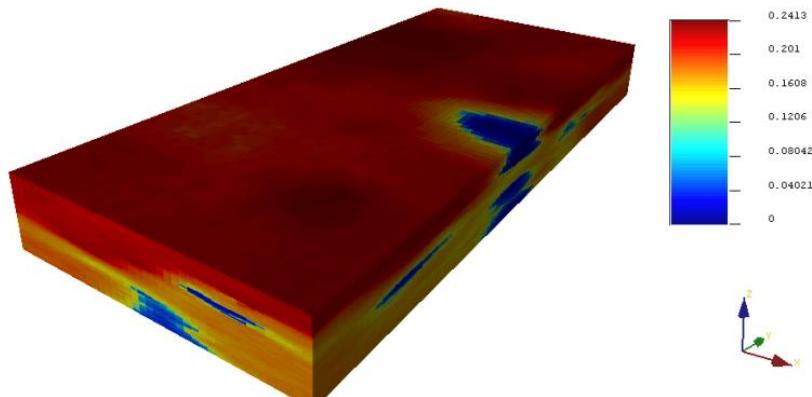


Figura 2: cenário provável criado a partir da simulação sequencial gaussiana

A característica mais importante que se constatou, foram que a estimativa por krigagem, gerou um modelo mais suavizado, o que corrobora com os resultados encontrados por OLEA (1999), entretanto observou-se que nas simulações, esse efeito foi corrigido, tornando assim, um modelo mais realista.

Na Tabela 2 observa-se o sumário estatístico dos 4 modelos. Em relação ao teor máximo de porosidade, a krigagem apresentou valor elevado quando comparado aos três cenários simulados. Constatou-se também que a média apresentou uma variação máxima de 1% entre o modelo estimado por krigagem (KO) e o modelo simulado por simulação sequencial gaussiana.

Tabela 2: Sumário Estatístico

Parâmetro	Krigagem	SSG 2 (pessimista)	SSG 21 (provável)	SSG 15 (otimista)
Por. Máxima	0.24125	0.2390	0.2395	0.235393
Por. Mínima	0	0	0	0
Média	0.170887	0.173603	0.177424	0.180954
Variância	0.003698	0.002882	0.002409	0.001987

Observou-se também que o tempo necessário para o modelo estimado por krigagem ordinária foi de 7,64 segundos enquanto o tempo para a simulação sequencial gaussiana foi de 3 minutos e 43 segundos, uma vez que é necessário realizar diversas simulações.

4. CONCLUSÕES

Na análise dos resultados deste estudo, verificou-se que os modelos 3D gerados por ambos os métodos geoestatísticos, efetivamente representam visualmente as amostras do reservatório, entretanto notou-se que o modelo gerado pela estimativa de krigagem ordinária apresentou-se suavizado em comparação ao resultado obtido na simulação sequencial gaussiana. Portanto, a metodologia proposta neste estudo mostrou-se eficaz na comparação dos dois métodos geoestatísticos propostos.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BURNS, L.J., SPE, G.J. RICHARDSON, SPE, Total FinalElf Exploration UK PLC & R.N Kimber, Total Final Elf. Tertiary Miscible Gas Injection in the Alwyn North Brent Reservoirs. SPE 13th European Petroleum Conference held in Aberdeen, Scotland, U.K., 29-31, October 2002.

MOURA FILHO, M. A. B. **Integração de análise de incertezas e ajustes de histórico de produção.** 2006. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) – Faculdade de engenharia mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, São Paulo.

OLEA, R. A., **Geostatistics for Engineers and Earth Sciences.** Kluwer Academic Publishers. 303p, 1999.

YARUS, J. M E CHAMBERS, R. L. **Practical Geoestatistics – An Armchair Overview for petroleum Reservoir Engineers, Distinguished Author Series.** 2006