

ANÁLISE DA SENSIBILIDADE DE PARÂMETROS DA SIMULAÇÃO ESTOCÁSTICA USANDO O MÉTODO PLURIGAUSSIANO

Marcio Nunes NORMANDO ¹
Narelle Maia de ALMEIDA ²
Daniel Rodrigues do NASCIMENTO JUNIOR ³

¹ Engenheiro Civil, Mestre em Ciências e Engenharia de Petróleo (UNICAMP); Doutorando em Geologia na Universidade Federal do Ceará (UFC). mnormando@gmail.com

² Geóloga. Mestre em Geodinâmica e Geofísica; Doutora em Geologia (UFC). Professora do Instituto Federal do Rio Grande do Norte (IFRN). narellemaia@gmail.com

³ Geólogo. Mestre em Geologia Sedimentar, Doutor em Geoquímica e Geotectônica, Ph.D. em Geociências. Professor Adjunto na UFC. daniel.rodrigues@ufc.br

RESUMO. As técnicas de simulação geoestatística possuem um papel importante na caracterização de reservatórios de petróleo. Por meio delas é possível reproduzir as heterogeneidades observadas, representando de maneira mais geológica o reservatório. Porém, como existem diversas variáveis a serem analisadas e interpretadas pelos geólogos, faz-se necessário um estudo sobre as incertezas dos parâmetros utilizados. Deste modo, o principal objetivo deste trabalho é analisar a sensibilidade em dois parâmetros da simulação geoestatística de litotipos para verificar se existem, ou se podem existir, diferenças significativas com relação a um modelo base. O algoritmo plurigaussiano foi utilizado para a realização das simulações estocásticas do modelo base e dos dois casos de estudo: no primeiro caso modificou-se a estrutura do modelo de variograma e no segundo caso o alcance do modelo de variograma foi modificado. Observou-se que essas duas modificações geraram modelos com diferenças significativas com relação à continuidade e conectividade dos litotipos simulados.

Palavras-Chave: geoestatística, simulação plurigaussiana, caracterização de reservatórios, modelagem geológica, variograma.

ABSTRACT. Sensibility Analysis of Stochastic Simulation Parameters using Plurigaussian Methodology. Geostatistical simulation techniques have an important role in petroleum reservoir characterization. With this tool it is possible to reproduce observed heterogeneities and to characterize better the reservoir geology. However, as there are many variables to be analyzed and interpreted by geologists, it is necessary an uncertainty study of parameters used in the project. Thus, the main aim of this paper is to analyze the sensitivity of two parameters from lithotypes geostatistical simulation to verify if there are, or there may be, significant differences regarding a base model. Plurigaussian algorithm was used to perform stochastic simulations for base model and two study-cases: in the first case the structure of variogram model was modified and in the second one the range of variogram model was modified. It was possible to notice that these two modifications generated models with significant differences regarding the continuity and connectivity of simulated lithotypes.

Keywords: geostatistical, plurigaussian simulation, reservoir characterization, geological modeling, variogram.

INTRODUÇÃO

O método de simulação estocástica plurigaussiana (GALLI et al., 1994) é utilizado na indústria do petróleo para a caracterização litológica de reservatórios. Este método é uma expansão natural do método de simulação gaussiano truncado (MATHERON et al., 1987) e foi desenvolvido para permitir mais possibilidades de contatos entre os litotipos e simular ambientes mais complexos (ARMSTRONG et al., 2003). O grande limitante do método gaussiano truncado (ou monogaussiano) é a sua utilização somente para simulação de reservatórios onde os litotipos ocorrem de maneira sequencial, por exemplo, quando o arenito é seguido pelo arenito argiloso e então pela argila. Em contrapartida, a simulação

plurigaussiana permite simular reservatórios com uma variação grande de fácies que estão em contato entre si, como os reservatórios de carbonatos. Logo se verificou que a simulação plurigaussiana podia ser aplicada a qualquer tipo de reservatório, como reservatórios areníticos, por exemplo.

Beucher et al. (1999) citam a importância de reproduzir de maneira mais geológica as relações entre os litotipos e também suas proporções no processo de simulação geoestatística em um reservatório para se obter um modelo geológico confiável.

Mariethoz et al. (2009) fazem um estudo sobre a aplicabilidade do método plurigaussiano em uma simulação 3D de alta resolução e comentam sobre a capacidade de poder integrar de maneira

eficiente as informações geológicas do reservatório. É possível uma forte conexão de dados e conhecimentos geológicos (poços, sedimentologia) e dados geofísicos (mapas de impedância, mapas de sismofácies) e com isso se consegue uma maior representação da heterogeneidade do reservatório (realismo geológico).

Por se tratar de um método flexível para trabalhar em depósitos com estruturas ordenadas de maneira complexa, Deutsch e Deutsch (2013) utiliza o método plurigaussiano para controlar as proporções e ordenamento dos litotipos. Devido a esta mesma flexibilidade e necessidade de modelos cada vez mais consistentes, Sadeghi e Boisvert (2015) desenvolveram um programa para otimizar o uso da regra de contato entre as litologias.

Entretanto, por se tratar de simulações estocásticas, faz-se necessário um estudo de sensibilidade dos diversos parâmetros utilizados para gerar o modelo geológico. Cosentino (2001) relata que a incerteza global relacionada ao modelo geológico é muito maior do que a incerteza relacionada à variabilidade estatística das funções aleatórias do método. Segundo Cosentino (2001) pelo menos quatro maiores fontes de incertezas podem ser definidas em um modelo geológico:

- incerteza relacionada à qualidade e interpretação dos dados;
- incerteza relacionada ao modelo estrutural e estratigráfico;
- incerteza relacionada ao modelo estocástico e seus parâmetros;
- incerteza relacionada às realizações equiprováveis.

Devido à complexidade deste problema, onde o número de parâmetros é considerável, usualmente o que se menciona como avaliação de incertezas de um modelo geológico ou estudo de sensibilidade é apenas uma visão limitada deste tópico.

Por isso, é importante a geração de múltiplas realizações para poder avaliar uma maior quantidade de resultados e estimar de maneira mais objetiva as incertezas associadas. Talebi et al. (2014) mencionam que o método de simulação plurigaussiano pode ser uma alternativa para gerar múltiplos modelos numéricos com o objetivo de avaliar a incerteza e melhorar os controles geológicos na caracterização dos atributos.

O objetivo deste estudo é mostrar a sensibilidade de dois parâmetros utilizados pelo algoritmo plurigaussiano no resultado final da simulação de litotipos. A partir de um modelo teórico (modelo base) dois casos serão gerados: o primeiro caso terá uma variação na estrutura do modelo de variograma (gaussiano ou exponencial) e o segundo caso, a análise será no alcance dos modelos do variograma.

METODOLOGIA

O método Plurigaussiano utiliza duas (ou mais) funções gaussianas para a simulação dos litotipos (SKVORTSOVA et al., 2000), diferentemente do método monogaussiano onde se utiliza somente uma função gaussiana. Além das funções gaussianas se utiliza uma regra de contato (ou regra de litologia) para definição dos contatos entre os litotipos.

Doligez et al. (1999) descrevem os princípios do método desde os requisitos básicos, passando pela metodologia propriamente dita, e terminando com os resultados das simulações e comparações entre os modelos. Basicamente, este método é utilizado para variáveis discretas e utiliza funções gaussianas aleatórias para realizar as simulações em um domínio contínuo e depois uma regra de truncamento (regra de contato) para regressar ao domínio das variáveis discretas.

Na Figura 1 encontra-se um exemplo do procedimento de simulação plurigaussiano em comparação com o método de simulação monogaussiano. No método monogaussiano (Figura 1A) os truncamentos são constantes e, conseqüentemente, a simulação dos litotipos são sequenciais: o litotipo 1 (verde) não está em contato com o litotipo 3 (azul) pois sempre existe um litotipo 2 (vermelho) entre eles. Esta limitação foi solucionada com truncamentos variáveis (Figura 1B) permitindo contatos dos três litotipos entre si, conseqüentemente permitindo uma maior quantidade de modelos.

Outro exemplo teórico das funções gaussianas, da regra de contato e do resultado de uma simulação é representado na Figura 2. É possível observar as duas funções gaussianas na parte superior da Figura 2, na parte inferior esquerda se encontra a regra de contato com três litotipos (verde, amarelo e marrom) e na parte inferior direita o resultado da simulação para este cenário.

O algoritmo utiliza a definição da regra de contato para gerar os litotipos de acordo com as funções gaussianas. Neste caso a função gaussiana 1 (Figura 2A) vai simular o comportamento do litotipo verde (contato com o eixo horizontal da regra de contato) e a gaussiana 2 (Figura 2B) vai simular o comportamento dos litotipos amarelo e marrom (contato com o eixo vertical da regra de contato). Observando o resultado final da simulação (Figura 2D), nota-se que o litotipo verde respeita o comportamento da função gaussiana 1 e os litotipos amarelo e marrom respeitam o comportamento da função gaussiana 2.

Figura 1. Exemplo do truncamento das funções gaussianas: (A) método monogaussiano e (B) método plurigaussiano (extraído de Doligez et al., 1999)

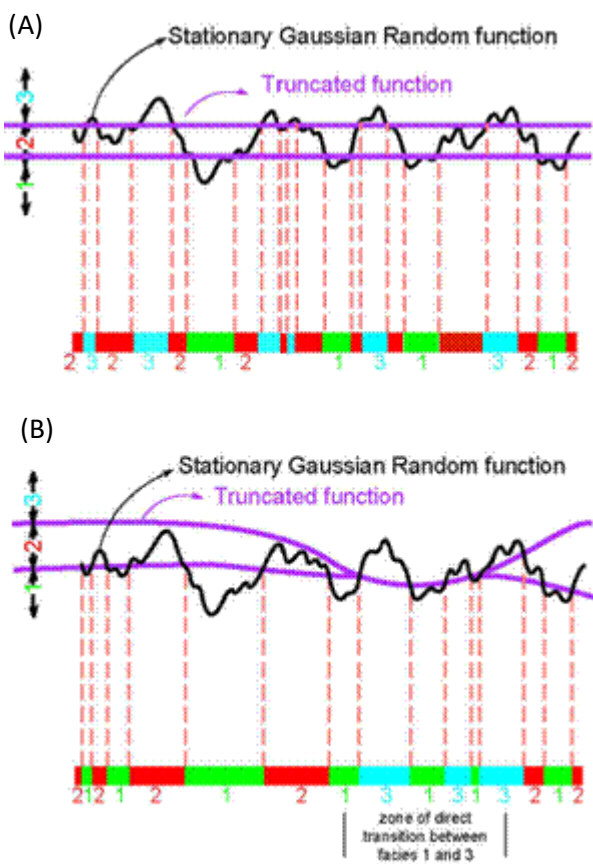
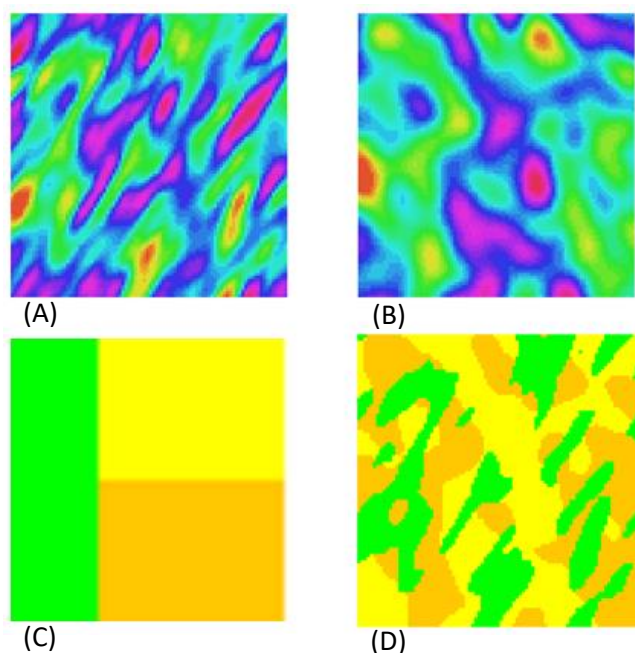


Figura 2. As duas funções gaussianas (A e B) foram truncadas usando a regra de contato com três litotipos (C) para obter os litotipos apresentados no item D



As funções aleatórias gaussianas são obtidas de acordo com os modelos de variogramas utilizados, por sua vez estes modelos de variogramas são definidos através de uma aproximação ou representação dos variogramas experimentais observados e calculados a partir das amostras (dados de poços). A porcentagem de cada litotipo na regra de contato é obtida através das proporções dos litotipos observados nos poços, através das curvas de proporção vertical e curvas de proporção horizontal. Portanto, a regra de contato determina quanto de cada litotipo estará presente na simulação.

Entre as vantagens da metodologia plurigaussiana destacam-se a utilização do modelo sedimentológico e dos dados de poços para condicionar o modelo geoestatístico (LECANTE et al., 2013); a extensiva variedade de formas e regras de contato (possibilidade de representar erosões e diagêneses); e a facilidade para condicionar as simulações com os dados experimentais.

Neste estudo utilizou-se o programa CobraFlow™, da empresa Beicip-Franlab, para a realização das simulações geoestatísticas com dados sintéticos criados a partir de dados reais banalizados utilizados pela indústria. O modelo base deste trabalho é a simulação de um reservatório com cinco fácies utilizando modelos de variogramas gaussianos para gerar as funções aleatórias gaussianas G1 e G2. Os parâmetros dos dois modelos de variogramas utilizados encontram-se na Tabela 1.

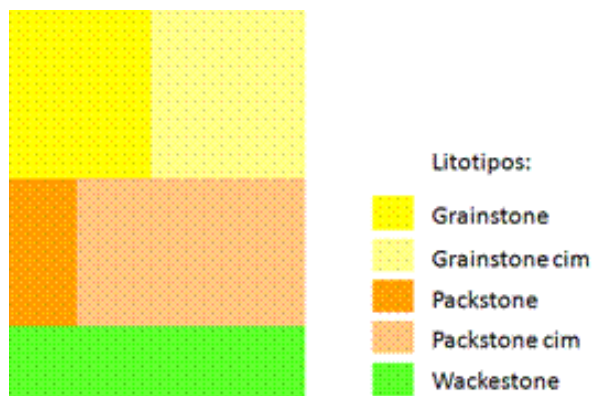
Tabela 1. Definição dos dois modelos de variogramas para as funções aleatórias gaussianas

	G1	G2
Estrutura	Gaussiano	Gaussiano
Alcance horizontal 1 (maior continuidade)	700m	700m
Alcance horizontal 2 (menor continuidade)	400m	400m
Alcance vertical	10m	10m
Direção de maior continuidade	45°	45°

Observa-se na Tabela 1 que os dois modelos de variogramas que serão utilizados para gerar as duas funções aleatórias gaussianas (G1 e G2) são iguais. Ambos têm a mesma estrutura (modelo gaussiano), mesmos alcances (para as duas direções horizontais e para a direção vertical) e mesmas direções de maior continuidade.

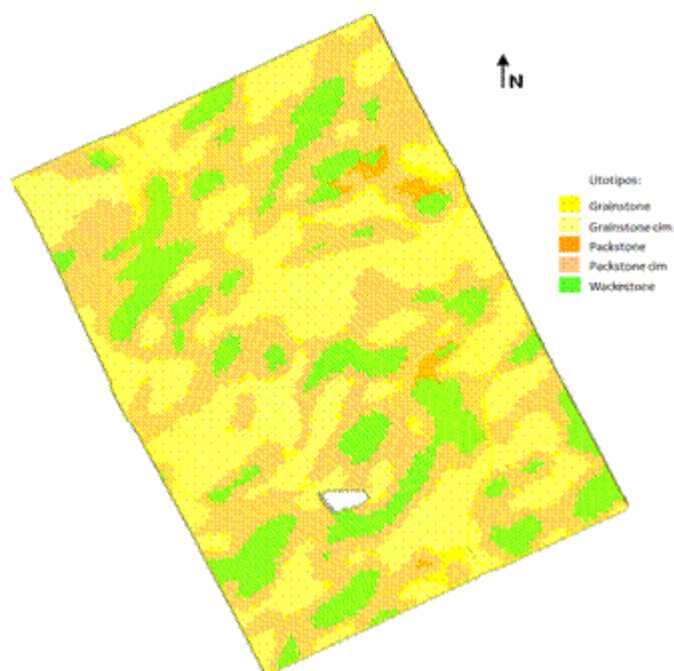
A regra de contato utilizada para este caso base está representada na Figura 3. Globalmente pode se observar que os *grainstones* estão em contato direto com os *packstones*, porém não estão em contato com os *wackestones*. Localmente pode ser observado que os grupos de *grainstones* e *packstones* têm contatos entre si, com exceção dos *grainstones cim* que não têm contato com os *packstones*.

Figura 3. Representação da regra de contato do modelo base mostrando os contatos entre os litotipos



Com base nos modelos de variogramas e regra de contato apresentados anteriormente, obteve-se uma realização para a simulação dos litotipos deste modelo base (Figura 4). Esta simulação condiz com a regra de contato já que os litotipos *grainstone* não estão em contato com o litotipo *wackestone* (normalmente existe o litotipo *packstone* entre os dois litotipos). Igualmente é possível observar que os litotipos respeitam o modelo de variograma utilizado já que eles apresentam uma orientação de 45° (azimute) e corpos com maior continuidade (extensão) nesta direção (como apresentado anteriormente na Tabela 1).

Figura 4. Modelo base da simulação geoestatística dos litotipos



Com o modelo base validado, foi realizada então a variação dos parâmetros do modelo estocástico para avaliar o impacto dessas modificações no resultado final da simulação de litotipos. Como mencionado anteriormente, os parâmetros escolhidos foram: a estrutura e o alcance do modelo de variograma.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Para demonstrar a metodologia adotada neste trabalho e analisá-la de maneira independente, foram criados dois casos para avaliar o impacto que cada parâmetro exerce na simulação dos litotipos. A Tabela 2 apresenta os dois casos de sensibilidade dos parâmetros comparados com o modelo base. No caso 1, variou-se a estrutura dos modelos de variograma (de gaussiano para exponencial) e no caso 2, aumentaram-se os alcances horizontais dos modelos de variograma. Como explicado anteriormente, os dois modelos de variogramas são idênticos, portanto G1 e G2 foram colocados na mesma coluna. Vale ressaltar que a regra de contato utilizada foi a mesma do modelo base.

O resultado da simulação do caso 1 é apresentado na Figura 5 sendo possível fazer a comparação com o modelo base. A simulação de litotipos do caso 1 possui uma imagem ruidosa (ou menos contínua), apresentando uma maior variabilidade dos litotipos. Este comportamento é perfeitamente válido e condiz com o dado de entrada utilizado. O modelo de variograma exponencial (utilizado no caso 1), por definição, apresenta uma maior variabilidade para as amostras mais próximas do que o modelo de variograma gaussiano.

Na Figura 6 é possível observar esta definição e verificar o comportamento da variabilidade comparando-se os dois modelos de variogramas utilizados: gaussiano e exponencial.

Com a definição dos modelos de variograma da Figura 6 nota-se que o fato de se utilizar um modelo exponencial gera uma simulação com uma maior variabilidade. Para distâncias pequenas (x ou $x/2$) a variabilidade (eixo Y) é muito maior para o modelo exponencial comparado ao modelo gaussiano. Ou seja, a simulação do caso 1 é condizente com as premissas adotadas.

Contudo o interessante é verificar que o fato de mudar a estrutura do modelo de variograma acarreta uma simulação bem diferente do modelo base. Corpos ou litotipos que estavam agrupados no modelo base já não estão juntos na simulação do caso 1, podendo gerar um impacto significativo na simulação dinâmica como, por exemplo, deixando reservatórios isolados e não conectados, o que interfere diretamente no processo de recuperação dos hidrocarbonetos (THOMAS, 2001).

Tabela 2. Resumo dos parâmetros utilizados em cada caso para geração dos modelos de variograma. Destacam-se em azul os parâmetros que variaram em cada caso

	Modelo base G1 e G2	Caso 1 G1 e G2	Caso 2 G1 e G2
Estrutura	Gaussiano	Exponencial	Gaussiano
Alcance horizontal 1 (maior continuidade)	700 m	700 m	1400 m
Alcance horizontal 2 (menor continuidade)	400 m	400 m	800 m
Alcance vertical	10 m	10 m	10 m
Direção de maior continuidade	45°	45°	45°

Figura 5. Simulação de litotipos utilizando o modelo de variograma exponencial (B) comparado ao modelo base com modelo de variograma gaussiano (modelo base, A)

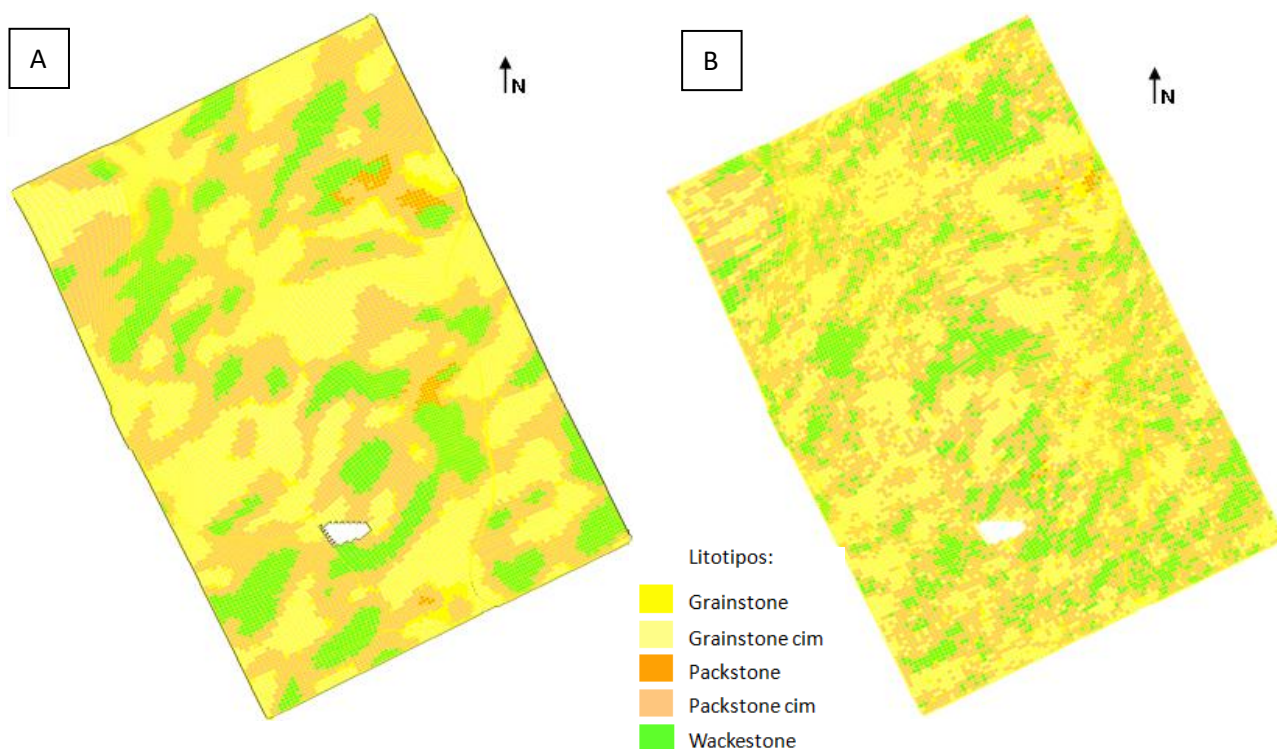
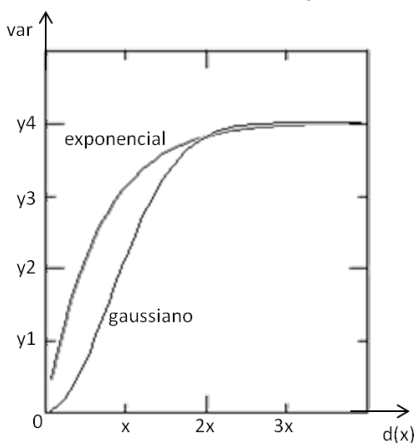


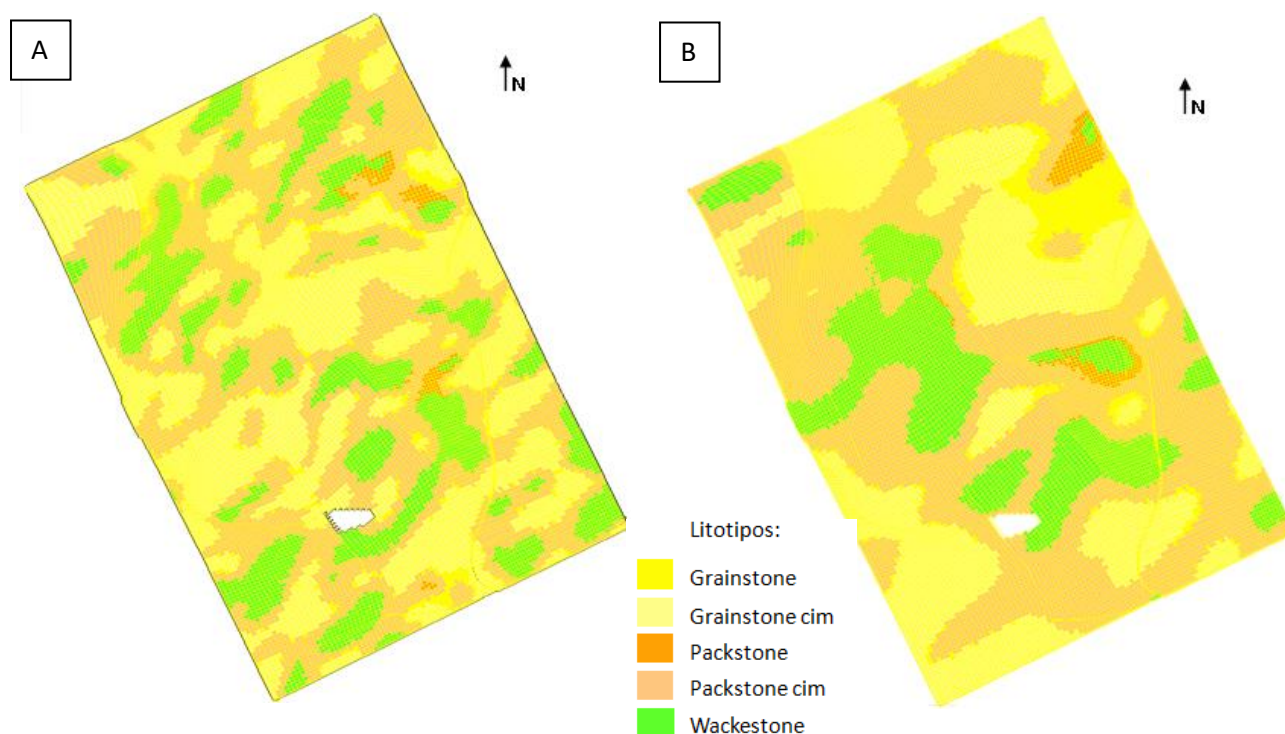
Figura 6. Exemplo teórico de modelos de variograma com estrutura exponencial e gaussiana



Para o caso 2, modificou-se o modelo base aumentando o alcance horizontal do modelo de variograma. De acordo com a Tabela 2 o valor do alcance foi multiplicado por dois. Com isso, a tendência é que os corpos ou litotipos fiquem mais contínuos e conectados. Quanto maior o alcance do variograma (h), maior a influência de um ponto x ao ponto x+h. Esse comportamento pode ser observado na Figura 7, a qual apresenta o resultado da simulação do caso 2 comparado ao modelo base.

Nota-se que utilizando um alcance de variograma maior, os corpos e litotipos estão mais conectados e contínuos, sugerindo uma maior homogeneidade do modelo.

Figura 7. Simulação de litotipos utilizando o modelo de variograma com alcance maior (B) comparado ao modelo base (A)



Assim como o caso 1, uma mudança no alcance do modelo de variograma gera também uma diferença significativa no modelo que pode impactar no modelo de simulação dinâmica afetando, por exemplo, as direções preferências de fluxo (THOMAS, 2001).

Os três casos mostrados (modelo base, caso 1 e caso 2) podem ser igualmente validados pela equipe de trabalho, pois as diferenças encontradas dependem da interpretação do geólogo, interpretação esta que é subjetiva e que pode variar de um profissional a outro. Portanto, é de suma importância a integração entre geólogos, geofísicos e engenheiros para a validação de todas as partes no modelo do reservatório.

Neste caso, o ideal é validar o modelo geológico com simulações dinâmicas para verificar em qual caso existe uma maior proximidade com os dados de histórico de produção. Com isso é possível fazer uma previsão mais confiável e realista do comportamento do reservatório.

Outra possibilidade é trabalhar com vários cenários para uma maior segurança com limites das incertezas encontradas no modelo. Neste caso é possível selecionar cenários de probabilidade (P10, P50 e P90) baseados, por exemplo, no volume de petróleo *in situ*, e com isso trabalhar com mais possibilidades de modelos para a etapa de ajuste de histórico de produção.

CONCLUSÕES

Neste trabalho foram criados dois casos, a partir de um modelo base, onde se modificaram parâmetros no modelo de variograma. No primeiro caso (caso 1) modificou-se a estrutura do modelo variograma, o modelo base foi construído com um modelo de variograma gaussiano e o caso 1 foi construído com um modelo de variograma exponencial. No caso 2 a modificação ocorreu no alcance dos variogramas, onde se multiplicou este parâmetro por dois.

Os resultados indicam que a variação no modelo de variograma gera simulações com distribuições de corpos (ou agrupamento de litotipos) diferentes: mais conectados e contínuos como no caso 2 que utilizou o modelo gaussiano; e menos contínuos e em localizações ligeiramente diferentes no caso 1 que utilizou o modelo exponencial.

Em relação à variação no alcance do modelo de variograma, comparando o caso 2 ao modelo base, conclui-se que quanto maior o alcance mais conectados e contínuos serão dispostos os litotipos, sugerindo uma maior homogeneidade do modelo.

Essas mudanças no agrupamento de litotipos podem causar diferenças significativas no modelo de simulação de fluxo já que a conexão de corpos permite fluxos preferenciais nas direções dos mesmos. Além disso, a variação na dimensão dos corpos pode conectar ou desconectar poços e/ou

reservatórios (provas de pressão de poços podem ajudar a validar/confirmar estes modelos).

Portanto, a interpretação dos parâmetros dos modelos do variograma, que é feito de maneira subjetiva pelos geólogos, tem importância considerável no processo de simulação geoestatística e um impacto na etapa de simulação dinâmica. Este resultado é importante porque ressalta a importância da integração entre geólogos e engenheiros no processo de caracterização de reservatórios.

REFERÊNCIAS

- ARMSTRONG, M.; GALLI, A.; BEUCHER, H.; LOC'H, G.; RENARD, D.; DOLIGEZ, B.; ESCHARD, R.; GEFFROY, F. **Plurigaussian Simulations in Geosciences**. Berlin: Springer, 2003. 138 p.
- BEUCHER, H.; FOURNIER, F.; DOLIGEZ, B.; ROZANSKI, J. **Using 3D seismic-derived information in lithofacies simulations. A case study**. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas: Society of Petroleum Engineers - SPE #56736, 1999. Available in: < <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-56736-MS>> Access in: 12 Aug. 2015.
- COSENTINO, L. **Integrated Reservoir Studies**. Paris: Institut Français du Pétrole Publications ; Editions Technip, 2001. 310 p.
- DEUTSCH, J. L.; DEUTSCH, C. V. A multidimensional scaling approach to enforce reproduction of transition probabilities in truncated plurigaussian simulation. **Stochastic Environmental Research and Risk Assessment**, v. 28, n. 3, p. 707-716, 2013.
- DOLIGEZ, B.; BEUCHER, H.; GEFFROY, F.; ESCHARD, R. Integrated reservoir characterization: improvement in heterogeneous stochastic modeling by integration of additional external constraints. In: SCHATZINGER, R.; JORDAN, J. (Ed.). **Reservoir Characterization: Recent Advances**. Tulsa, Oklahoma: AAPG, 1999. p. 333-342 (Memoir, 71).
- GALLI, A.; BEUCHER, H.; LOC'H, G.; DOLIGEZ, B.; HERESIM GROUP. The Pros and Cons of the Truncated Gaussian Method. In: ARMSTRONG, M.; DOWD, P. A. (Ed.). **Geostatistical Simulations, Quantitative Geology and Geostatistics**, v. 7, p. 217-233, 1994.
- LECANTE, G.; BONNEL, A.; EBAID, A. M.; AL-ANEZI, K.; LUCET, N.; ORTET, S.; KUMAR, S. Geostatistical Modeling with Seismic Characterization of Wara/Burgan Sands, Minagish Field, West Kuwait. In: SPE Reservoir Characterization and Simulation Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE. SPE #166046, 2013. Available in: < <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-166046-MS>> Access in: 18 Aug. 2015.
- MARIETHOZ, G.; RENARD, P.; CORNATON, F.; JAQUET, O. Truncated Plurigaussian simulations to characterize aquifer heterogeneity. **Ground Water**, v. 47, p.13-24, 2009.
- MATHERON, G.; BEUCHER, H.; GALLI, A.; GUÉRILLOT, D.; RAVENNE, C. Conditional simulation of the geometry of fluvio-deltaic reservoirs. In: ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF THE SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, 62. Dallas, SPE paper #16753, p. 591-599, 1987.
- SADEGHI, S.; BOISVERT, J. B. Optimization of variograms used for truncated plurigaussian simulation. **Bulletin of Canadian Petroleum Geology**, v. 63, no. 4, p. 345-357, 2015.
- SKVORTSOVA, T.; BEUCHER, H.; ARMSTRONG, M.; FORKES, J.; THWAITES, A.; TURNER, R. Simulating the geometry of a granite-hosted uranium orebody. In: ARMSTRONG, M.; BETTINI, C.; CHAMPIGNY, N.; GALLI, A.; REMACRE, A. (Ed). **Geostatistics in Rio: Quantitative Geology and Geostatistics**. Netherland: Kluwer Academic Publishers, 2000. p. 85-99.
- TALEBI, H.; ASGHARI, O.; EMERY, X. Application of plurigaussian simulation to delineate the layout of alteration domains in Sungun copper deposit. **Central European Journal of Geosciences**, v. 5, n. 4, p. 514-522, 2014.
- THOMAS, J. E. (Org.). **Fundamentos de engenharia de petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2001. 271 p.