

Geração de pseudo-porosidades utilizando estatística e conhecimentos geológicos

Ana Carolina Oliveira de Almeida¹, Fábio Júnior Damasceno Fernandes¹, Antonio Fernando Menezes Freire^{1,2}, Wagner Moreira Lupinacci^{1,2}

¹Grupo de Interpretação Exploratória e Caracterização de Reservatórios (GIECAR-UFF)

²Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Geofísica do Petróleo (INCT-GP)

Copyright 2022, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

Este texto foi preparado para a apresentação no IX Simpósio Brasileiro de Geofísica, Curitiba, 04 a 06 de outubro de 2022. Seu conteúdo foi revisado pelo Comitê Técnico do IX SimBGf, mas não necessariamente representa a opinião da SBGf ou de seus associados. É proibida a reprodução total ou parcial deste material para propósitos comerciais sem prévia autorização da SBGf.

Resumo

A caracterização de reservatórios é uma etapa fundamental para avaliar a sua viabilidade comercial, porém os dados de poços não fornecem todas as informações necessárias para realizar esta tarefa. Visto isso, o presente trabalho tem por objetivo simular diferentes cenários geológicos para reservatórios areníticos turbidíticos de idade Eocênica, localizados no Complexo Petrolífero do Parque das Baleias, região Norte da Bacia de Campos. Com esta finalidade, foram utilizadas Simulações de Monte Carlo com correlação espacial por fácies para obter perfis de porosidade efetiva. Foram gerados perfis com continuidade vertical, que respeitam contrastes entre as diferentes fácies e representam pequenas heterogeneidades locais. Concluiu-se que, a metodologia proposta se mostrou consistente para os dois poços analisados e que adicionando informações *a priori* as simulações se tornam mais robustas.

Introdução

A Bacia de Campos é uma bacia de margem divergente localizada em águas territoriais dos estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo. Durante sua sequência Drifte se estabeleceram condições de mar aberto e foram depositados principalmente folhelhos e margas, característicos da Formação Ubatuba. Contudo, a partir do Eoceno houve um significativo aumento do aporte sedimentar, responsável por recorrentes rebaixamentos do nível do mar. Com isso ocorreu a deposição de importantes sistemas turbidíticos como a Formação Carapebus (Castro & Picolini, 2014). As Formações Carapebus e Ubatuba representam respectivamente rochas reservatório e selo para um dos sistemas petrolíferos estabelecidos na região.

O complexo petrolífero do Parque das Baleias foi uma importante fronteira exploratória na história da Petrobras, no contexto dos reservatórios arenitos turbidíticos de idade Eocênica (Alves, 2020). Os dados utilizados neste trabalho são dados de dois poços perfurados nesta região: 6-BRSA-497-ESS e 1-BRSA-171-ESS (Figura 1).

O objetivo deste trabalho é simular diferentes cenários de porosidade para o reservatório analisado, para que seja possível compreender a variação dessa propriedade. Uma maneira de realizar esta tarefa é através de

simulações estatísticas como a Simulação de Monte Carlo (Dvorkin *et al.*, 2014), levando em conta que as propriedades das rochas devem ser correlacionadas no espaço.

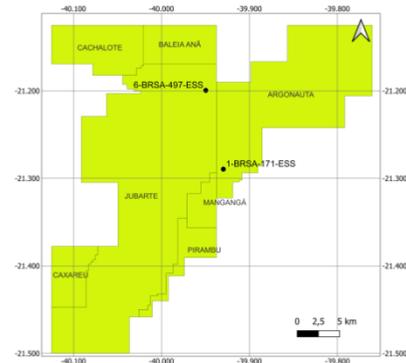


Figura 1: Divisão interna do Complexo petrolífero do Parque das Baleias, atualizada em 2019 pela ANP em conjunto com a Petrobras, indicando a localização dos poços utilizados no trabalho.

Metodologia

A metodologia proposta para alcançar o objetivo estabelecido é dividida em quatro etapas: 1) Leitura e controle de qualidade dos dados; 2) Cálculo do volume de argila; 3) Cálculo da porosidade efetiva; 4) Simulações de Monte Carlo com correlação espacial por fácies.

1) A leitura dos dados de poço foi feita no Python e o controle de qualidade consistiu na análise dos perfis de cáliber e da verificação da presença de dados espúrios.

2) O volume de argila de uma formação pode ser estimado de diversas maneiras, incluindo a partir do perfil de raios gama (GR) ou pela combinação dos perfis de densidade (RHOB) e neutrão (NPHI) (Ellis & Singer, 2008). Devido à natureza arcossiana dos arenitos da Formação Carapebus (Winter *et al.*, 2007), o perfil do GR não é indicado para realizar este cálculo, sendo mais adequado utilizar os perfis de RHOB e NPHI (Fernandes *et al.*, 2021).

3) A porosidade total de uma rocha pode ser estimada a partir da combinação dos perfis de densidade (RHOB) e neutrão. E conhecendo o volume de argila é possível determinar a porosidade efetiva (Ellis & Singer, 2008).

4) Uma das etapas das Simulações de Monte Carlo (MCS) inclui realizar uma amostragem aleatória do conjunto de dados. Porém, ao amostrar aleatoriamente uma determinada propriedade de uma rocha, se assume que cada amostra é independente da anterior e que não

existe qualquer continuidade espacial no dado analisado. Para criar pseudo-perfis de porosidade realistas do ponto de vista geológico, é necessário utilizar um modelo estatístico espacial que represente a continuidade dessa propriedade em subsuperfície, ou seja, que leve em consideração a correlação espacial presente nos dados. Isso é feito através de uma função de correlação.

A função de correlação representa o conceito de que medições de uma mesma propriedade realizadas em dois pontos distintos tendem a apresentar valores similares se estes pontos estiverem próximos e podem apresentar valores muito diferentes se eles estiverem distantes (Dvorkin *et al.*, 2014).

A partir da função de correlação é possível obter o variograma experimental:

$$\gamma = \sigma^2[1 - \rho(h)], \quad (1)$$

no qual $\rho(h)$ é a função de correlação vertical experimental e σ^2 é a variância do dado analisado.

A distância na qual não é observada mais nenhuma correlação e o variograma se aproxima da variância dos dados é chamada de alcance. O variograma experimental pode ser ruidoso, por isso, um modelo analítico de variograma é ajustado ao variograma experimental. Os modelos mais comuns são o gaussiano, o esférico e o exponencial (Grana *et al.*, 2021). Um exemplo deste ajuste pode ser observado na Figura 2.

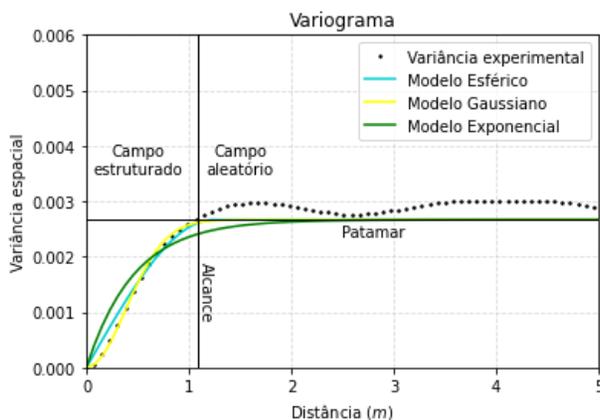


Figura 2: Modelos de variograma esférico, gaussiano e exponencial ajustados a um variograma experimental.

O variograma fornece informações sobre a continuidade espacial e a variância de um conjunto de dados, não sobre seus valores absolutos. Por isso, não pode ser utilizado diretamente para gerar um pseudo-perfil, mas apenas para simular a distribuição residual espacial a ser adicionada à tendência média local da propriedade analisada (Dvorkin *et al.*, 2014).

O procedimento para criar uma simulação que represente as características espaciais observadas no poço utilizando o variograma vertical da propriedade que foi analisada segue as etapas: (I) suavizar a propriedade da rocha analisada utilizando uma média móvel para obter sua tendência vertical a partir do perfil original; (II) construir o variograma utilizando a diferença entre a curva original e a suavizada, para obter a variância e o

comprimento de correlação; (III) gerar um pseudo-perfil de valores residuais com média zero, utilizando simulações baseadas no variograma; (IV) adicionar o pseudo-perfil residual à tendência vertical suavizada da propriedade analisada (Dvorkin *et al.*, 2014).

Com o intuito de não misturar camadas muito distintas presentes no poço, o intervalo sob análise foi subdividido em fácies de arenito e fácies de folhelho. Para isso, nós utilizamos o volume de argila igual a 0.4 para distingui-las. Então, foram realizadas as simulações de Monte Carlo com correlação espacial separadamente para cada fácies. As simulações representando as características espaciais observadas no poço foram criadas da seguinte maneira:

Etapa I: O perfil de porosidade efetiva foi suavizado utilizando um filtro de média móvel disponível na biblioteca Scipy, gerando assim uma tendência de fundo para esta propriedade.

Etapa II: Foi calculada a diferença entre o perfil original e o suavizado e, a partir deste perfil residual, foi calculada a função de correlação experimental para a criação do variograma experimental. Os modelos gaussiano, esférico e exponencial foram ajustados ao variograma experimental e, para os dois poços, o modelo gaussiano foi escolhido como melhor representativo, pois ele produziu o menor erro médio quadrático. A partir do modelo ajustado foram determinados o comprimento de correlação e a variância da porosidade efetiva, e foi calculada a função de correlação modelada utilizada para montar a matriz de covariância simétrica espacial.

Etapa III: Para gerar o pseudo-perfil de valores residuais, foi computada a Decomposição de Cholesky da matriz de covariância simétrica espacial, dando origem a uma nova matriz, responsável por representar nas simulações as propriedades de covariância da porosidade efetiva. Esta matriz foi multiplicada por um vetor aleatório não correlacionado, com distribuição normal, média zero e desvio padrão 1.

Etapa IV: O pseudo-perfil de valores residuais foi somado à tendência de fundo para se obter uma simulação. Este processo foi realizado variando 100 vezes o vetor aleatório, gerando 100 simulações diferentes para o perfil de porosidade efetiva.

Resultados

Os primeiros resultados obtidos foram os perfis de volume de argila e porosidade efetiva dos poços 1-BRSA-171-ESS (*tracks* 5 e 6 da Figura 3) e 6-BRSA-497-ESS (*tracks* 5 e 6 da Figura 4). Além disso, a partir dos perfis de porosidade efetiva foram realizadas as simulações de Monte Carlo para cada poço (*track* 7 das Figuras 3 e 4).

Para estimar o volume de argila a partir dos perfis de RHOB e NPHI foi feito o crossplot entre estas duas propriedades e foram determinados os valores de porosidade e densidade nos pontos onde o volume de argila era 0% e 100%, necessários para utilizar as equações do método. Estes valores foram ajustados para o poço 6-BRSA-497-ESS e utilizados também para o poço 1-BRSA-171-ESS. É possível observar no *track* 5 das Figuras 3 e 4 que, o resultado obtido apresenta baixos valores de volume de argila para os arenitos da

Formação Carapebus e altos valores para os folhelhos da Formação Ubatuba.

A porosidade efetiva dos poços foi determinada a partir da média entre as porosidades efetivas calculadas pelos perfis NPHI e RHOB. É possível observar no *track* 6 das Figuras 3 e 4 que o resultado obtido apresenta altos valores de porosidade para os arenitos da Formação Carapebus e baixos valores nos folhelhos da Formação Ubatuba.

A partir das simulações (*tracks* 7 e 8 das Figuras 3 e 4) é possível observar que adicionando informações *a priori* sobre os dados analisados, o resultado das simulações é mais rico em detalhes. A subdivisão dos perfis por fácies de arenito e fácies de folhelho foi especialmente importante para preservar os contrastes que ocorrem naturalmente, devido à diferença entre as características de cada formação observada no poço, mesmo que a informação sobre os limites das formações não tenha sido adicionada previamente. Além disso, as pequenas heterogeneidades presentes no perfil original, causadas por intercalações de camadas finas de folhelhos em uma fácies predominantemente arenítica, ou vice-versa, são bem representadas pelas simulações e pelos percentis.

Conclusões

A metodologia proposta para a simulação de pseudo-perfis de porosidade mostrou ser eficiente, produzindo resultados coerentes com os observados aos perfis medidos. A simulação por fácies foi fundamental para preservar os contrastes entre as porosidades efetivas dos arenitos e dos folhelhos. Por fim, a visualização via percentis, do que utilizar apenas as simulações, auxilia uma melhor compreensão da variação de propriedades.

Agradecimentos

Os autores agradecem à Petrobras pelo financiamento do projeto de P&D e à ANP pelo fornecimento dos dados utilizados. Os autores também agradecem ao Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Geofísica do Petróleo (INCT-GP/CNPq) pelo apoio a esta pesquisa.

Referências

- ALVES, A.R.R., 2020. Modelagem de propriedades de reservatórios turbidíticos eocênicos do Parque das Baleias, Bacia de Campos. 2020. 115 p. Dissertação (Programa de pós-graduação em dinâmica dos oceanos e da terra) – Instituto de Geociência, Universidade Federal Fluminense. Niterói, Brasil.
- CASTRO, R.D.; PICOLINI, J.P., 2014. Principais aspectos da Geologia regional da Bacia de Campos. Geologia e Geomorfologia. Rio de Janeiro, v. 1. p. 1-12. 2014.
- DVORKIN, J.; GUTIERREZ, A. M.; GRANA, D., 2014. Seismic reflections of rock properties. New York: Cambridge University Press, c2014. 352p
- ELLIS, D.V.; SINGER, J.M., 2008. Well Logging for Earth Scientists. 2. ed. Holanda: Springer.
- FERNANDES, F.J.D.; JESUS, I.L.; LUPINACCI, W.M., 2021. Influence of clay volume estimation on net-pay in well 6-BRSA-497-ESS, New Jubarte Field, Campos Basin. In: International Congress of the Brazilian Geophysical Society, 17, 2021, Rio de Janeiro, Brasil.
- GRANA, D.; MUKERJI, T.; DOYEN, P., 2021. Seismic Reservoir Modeling: Examples and Algorithms. Índia: Wiley Blackwell.
- WINTER, W.R.; JAHNERT, R.J.; FRANÇA, A.B., 2007. B. Geoci. Petrobras, Rio de Janeiro, v. 15, n. 2, pp. 511-529.

GERAÇÃO DE PSEUDO-POROSIDADES USANDO ESTATÍSTICA E GEOLOGIA

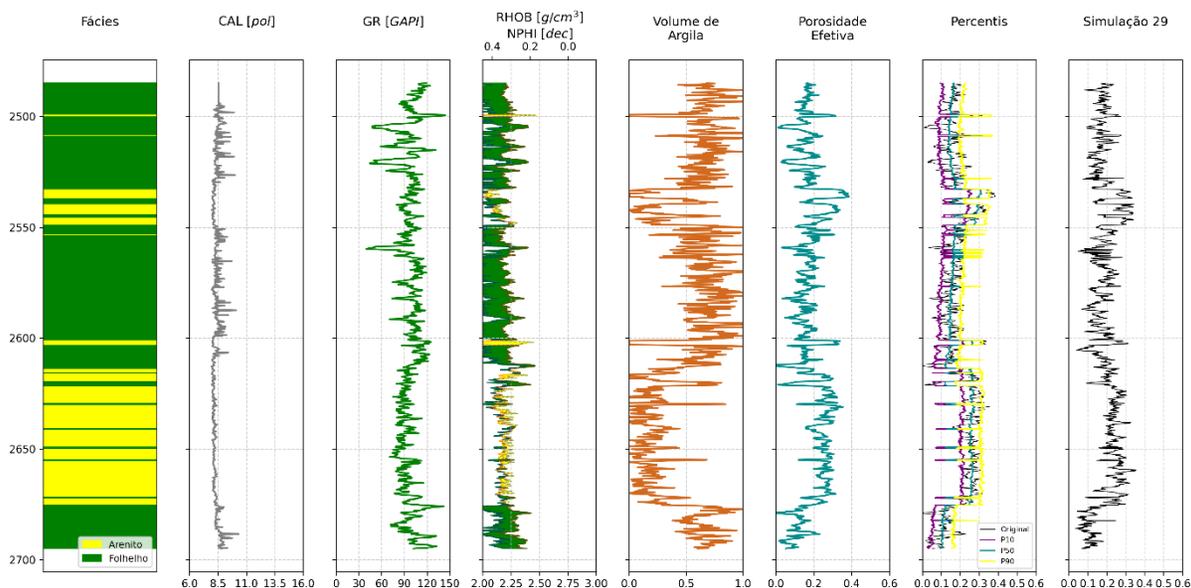


Figura 3: Poço 1-BRSA-171-ESS subdividido por fácies; perfis de cáliper (CAL), raios gama (GR), Densidade (RHOB) e Neutrão (NPHI) importados do arquivo LAS; perfis de volume de argila e porosidade efetiva calculados de acordo com a metodologia estabelecida; percentis das MCS por fácies e exemplo de uma simulação específica.

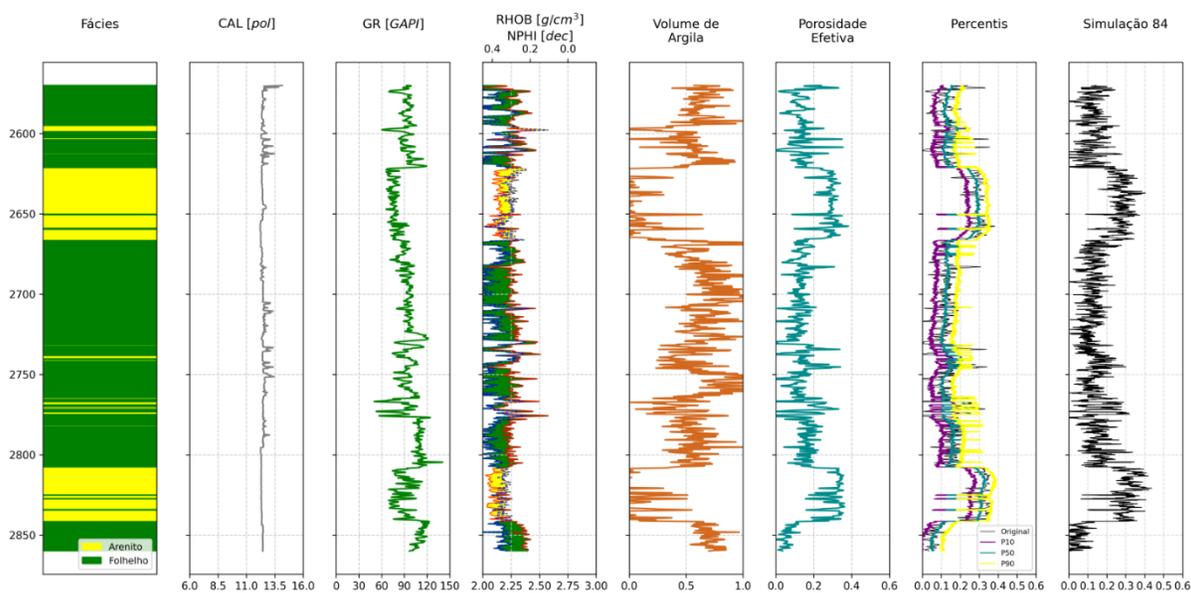


Figura 4: Poço 6-BRSA-497-ESS subdividido por fácies; perfis de cáliper (CAL), raios gama (GR), Densidade (RHOB) e Neutrão (NPHI) importados do arquivo LAS; perfis de volume de argila e porosidade efetiva calculados de acordo com a metodologia estabelecida; percentis das MCS por fácies e exemplo de uma simulação específica.