



Geração de pseudo-porosidades utilizando estatística e conhecimentos geológicos

Ana Carolina Oliveira de Almeida, Fábio Júnior Damasceno Fernandes, Antonio Fernando Menezes Freire, Wagner Moreira Lupinacci, GIECAR-UFF

Copyright 2022, SBGf - Sociedade Brasileira de Geofísica

Este texto foi preparado para a apresentação no IX Simpósio Brasileiro de Geofísica, Curitiba, 4 a 6 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

Dados de poço fornecem informações sobre propriedades das rochas em subsuperfície, mas não necessariamente cobrem todos os cenários geológicos possíveis para a região próxima ao poço. Uma das maneiras de analisar estes diferentes cenários é realizando simulações estatísticas, como a Simulação de Monte Carlo (MCS).

Os dados disponíveis para realizar esta tarefa neste trabalho foram dois poços, 6-BRSA-497-ESS e 1-BRSA-171-ESS, ambos localizados no Complexo Petrolífero do Parque das Baleias, região Norte da Bacia de Campos. O intervalo analisado compreende os reservatórios areníticos de Eoceno da formação Carapebus. Para estimar o volume de argila dos poços, nós utilizamos os perfis de Densidade e Neutrão, método mais indicado devido a rocha reservatório ser composta por arenitos arcossianos. Após a estimativa do volume de argila, nós calculamos a porosidade efetiva, que foi a propriedade utilizada para realizar as simulações.

Uma das etapas das MCS inclui realizar uma amostragem aleatória do conjunto de dados, porém ao fazer isto se assume que não existe qualquer continuidade espacial na propriedade da rocha analisada, o que seria incoerente levando em conta o caráter geológico do dado. Para gerar pseudo-perfis de poços realistas foi necessário complementar o método das MCS introduzindo um modelo estatístico representativo da correlação espacial da propriedade da rocha em subsuperfície. Desta maneira, assumimos que medições de uma mesma propriedade realizadas em pontos distintos tendem a apresentar valores similares se estes pontos estiverem próximos e podem apresentar valores muito diferentes se eles estiverem distantes.

Porém, dois pontos mesmo que muito próximos podem apresentar características muito diferentes se pertencerem a camadas geológicas distintas. Por isso, além de adicionar o conceito de correlação espacial às simulações, foi necessário subdividir o intervalo analisado de acordo com as fácies predominantes antes de realizar as simulações. O poço então foi subdividido em fácies de arenito e de folhelho, utilizando o volume de argila para distingui-las. Com isso, nós realizamos as MCS com correlação espacial separadamente para cada fácies. Em seguida, nós calculamos os percentis P10, P50 e P90 para cada profundidade.

A partir das simulações, observamos que adicionando informações à priori sobre os dados analisados, o resultado das simulações se torna mais robusto. A subdivisão dos perfis por fácies de arenito e de folhelho foi importante para preservar os contrastes que ocorrem devido à diferença entre as características de cada uma das fácies observadas no poço. 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, foram bem representadas nas simulações e nos percentis.