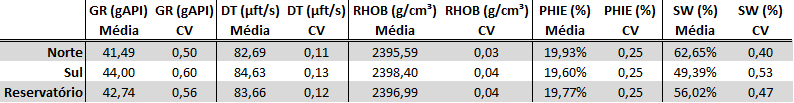
Upscaling e Modelamento de Propriedades

Utilizando o método de *upscaling* por média móvel apresentado anteriormente (Figura 12), os dados de petrofísica de poço foram transformados da escala de poço para a escala do modelo estrutural, populando células que interceptam os poços e criando grids colunares. A distribuição estatística dos dados antes e depois da transformação é utilizada para avaliar o resultado do *upscaling*. Em seguida é feito o modelamento geoestatístico destas propriedades para as zonas inter-poços, populando o modelo de reservatório com valores para as medidas petrofísicas de poço.

As propriedades modeladas no estudo são propriedades de rocha como porosidade efetiva (PHIE), densidade (RHOB), perfil sônico (DT) e raio gama (GR), além de modelos de saturação de água (SW) também baseados em dados de petrofísica de poço. As propriedades foram modeladas utilizando o algoritmo de GRFS (Gaussian Random Function Simulation, GRFS), onde valores na porção estruturada dos variogramas são modelados usando técnicas krigagem e valores na porção não estruturada dos variogramas são definidos por uma simulação condicional baseada na distribuição dos dados de entrada.

Os dados modelados são apresentados em mapas e perfis paralelos à direção dos crosslines, cortados para o reservatório (sobre o contato óleo-água). Para as visualizações em mapa, os dados apresentados correspondem aos dados na superfície do topo da Formação Quissamã, o polígono em vermelho representa os limites em superfície do reservatório e a linha laranja representa a seção onde é traçada a visualização em perfil. Os resultados para o modelamento e upscaling de cada propriedade são apresentados separadamente e depois discute-se correlações entre os dados e observações gerais sobre os resultados. A tabela 6 apresenta estatísticas básicas sobre os dados modelados para diferentes zonas.

**Tabela 6 - Valores estatísticos para a distribuição dos valores modelados. CV é o coeficiente de variação.**



O upscaling dos dados de GR, quando comparado aos dados de poço subestima a quantidade de células com valores entre 30 e 40 gAPI, no entanto, a distribuição dos dados de poço é mantida de maneira geral (Figura 23). Nas visualizações em mapa e perfil é possível observar uma transição de valores em torno de 30 gAPI em células mais profundas próximas ao contato óleo-água para valores em torno de 60 gAPI para células mais próximas ao horizonte do topo do Quissamã. Os valores médios de GR são similares na porção sul e norte do reservatório com coeficientes de variação similares nas 2 zonas (Tabela 6). É possível diferenciar a variância nas duas zonas na visão em perfil, onde a porção norte mostra valores em torno de 60 gAPI intercalados com valores em torno de 30 gAPI enquanto a porção sul apresenta transição mais relacionada com a profundidade (Figura 24).

Os resultados do modelamento de dados de raio gama sugerem a ocorrência de fácies folhelho ou granulometrias mais finas cobrindo e se intercalando às sequências carbonáticas do Quissamã, em especial em regiões próximas ao topo da Formação, sugerindo inicio de transição para a Formação Outeiro. Ao mesmo tempo, os valores mais altos associados ao alto estrutural na porção sul do reservatório também podem estar associados a presença de hidrocarbonetos.

Os dados de perfil sônico apresentam uma distribuição aproximadamente normal com média em torno de 80 μs/ft tanto para os dados de entrada como para os dados após *upscaling* e modelados (Figura 25). Nos modelos em mapa e perfil se observa assim como nos modelos de raio gama uma transição de baixos valores próximos ao contato óleo-água para altos valores próximos ao topo do Quissamã, bem como variância nos valores da zona norte relacionada a intercalação de camadas de altos e baixos valores (Figura 26). Os valores obtidos para o modelo variam primariamente entre 60 e 100 μs/ft, valores consideravelmente superiores aos valores típicos entre 40 e 50 μs/ft para minerais carbonáticos como calcita e dolomita, sendo valores esperados para filosilicatos como feldspatos ou argilas. O perfil sônico, no entanto, é altamente influenciado pela porosidade, uma vez que a resposta de fluídos no perfil é muito alta, assim provavelmente explicando os valores observados. Ao mesmo tempo, os valores em torno de 100 μs/ft próximos ao topo do Quissamã podem fornecer evidência de transição de fácies, embora os valores observados associados ao alto estrutural na região sudoeste do reservatório podem sugerir altas porosidades.

Os modelos de Densidade apresentam valores principalmente concentrados entre 2,3 g/cm³ e 2,5 g/cm³, com valores mínimos de 2,1 g/cm³ e máximos de 2,7g/cm³ e baixa variância (Figura 27). Assim como os dados derivados de perfil sônico, dados de densidade são largamente dependentes da porosidade da rocha, sendo especialmente difícil a inferência de litologias pelo uso exclusivo dos dados de densidade devido a densidade aproximadamente similar da maior parte dos minerais encontrados comumente em reservatórios carbonáticos da Bacia de Santos. Assim como para os outros modelos, a variância dos dados na zona norte é bastante superior à variância na zona sul, embora esta diferencia de variância não seja evidente nas visualizações em mapa e perfil (Figura 28).

Na visualização em perfil é possível notar uma região de baixa densidade associada ao alto estrutural na porção sudoeste do reservatório, sugerindo uma região de alta porosidade em meio ao reservatório. Outras camadas de baixa densidade podem ser observadas ao longo do perfil, em especial na região nordeste do modelo, com muitas pequenas intercalações de zonas de baixa densidade com alta densidade, justificando a alta variância observada na Tabela 6 para os dados modelados para a zona norte.

Os dados de porosidade efetiva mostram valores distribuídos de forma aproximadamente normal centrados em valores em torno de 20%, com valores mínimos próximos de 0 e máximos próximos de 50%, e assim como para os outros modelos, o método de *upscaling* honra esta distribuição (Figura 29). Na visualização em mapa é possível observar valores primariamente em torno de 20% na superfície do Quissamã com algumas zonas de baixa porosidade. Na visão em perfil é possível notar duas zonas principais de alta porosidade, uma zona associada ao alto estrutural da porção sudoeste do reservatório e outra zona na porção nordeste associada a um pico de 50% de porosidade.

A distribuição dos dados de saturação de água ocorre de maneira bastante heterogenia, ainda assim os dados modelados mantem a distribuição original dos dados de poço (Figura 30). Nota-se na visualização em mapa e perfil que os valores de saturação de água tendem a aumentar bastante próximos ao topo do Quissamã, indicando o fim da zona reservatório. Os valores de baixa saturação ocorrem primariamente associados ao alto estrutural na porção sudoeste do reservatório, mostrando uma grande zona de baixa saturação (Figura 31). Na porção norte do reservatório as regiões de baixa saturação ocorrem de maneira intercalada com regiões de alta saturação.