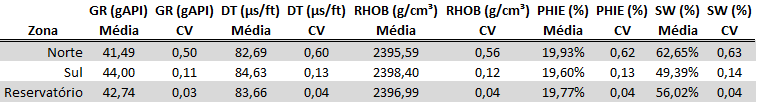
Upscaling e Modelamento de Propriedades

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, embora a porção norte mostre uma variância nos valores consideravelmente maior com CV de 0,6 (Tabela 6), verifica-se isto na visão em perfil com a porção norte trazendo 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 maior variância nos valores provavelmente 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.