



CARACTERIZAÇÃO GEOFÍSICA QUANTITATIVA DE UM RESERVATÓRIO CARBONÁTICO APTIANO NA BACIA DE SANTOS

Maíra Izeli¹, Maria Gabriela Castillo Vincentelli², José Alexandre Perinoto³

¹ Petróleo Brasileiro S. A, e-mail: mairazeli@petrobras.com.br;

² Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Programa de Pós Graduação em Geociências e Meio Ambiente, IGCE, campus Rio Claro (SP), e-mail: mgcv@rc.unesp.br;

³ Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Programa de Pós Graduação em Geociências e Meio Ambiente, IGCE, campus Rio Claro (SP), e-mail: perinoto@rc.unesp.br;

As descobertas de grandes reservatórios de hidrocarboneto associados a rochas carbonáticas nas águas ultra profundas da Bacia de Santos geraram uma alta expectativa de retorno econômico para a indústria do petróleo. Com o objetivo de melhor compreender esses reservatórios e contribuir para a definição e predição da distribuição geológica das melhores fácies e seu sistema permo-poroso, foi realizado o estudo na região de um campo produtor de hidrocarboneto de idade aptiana da Bacia de Santos. Com base em perfis elétricos de poços, cubo sísmico 3D em tempo e profundidade, linhas sísmicas 2D e testemunho de um dos poços foi possível obter uma compreensão desse reservatório e estimar a distribuição da porosidade na área de estudo. Para alcançar o objetivo proposto, o trabalho foi iniciado com a correlação estratigráfica dos poços, que permitiu a divisão da coluna litológica do pré-sal na área em seis zonas, nas quais foram realizadas as análises petrofísicas, com cálculo de porosidade e saturação. Em seguida, foi realizada a calibração poço-sísmica e a interpretação sísmica, com geração de mapas de atributos. A análise da correlação dos atributos sísmicos com as propriedades do reservatório foi realizada de forma quantificada, utilizando gráficos cruzados, e avaliada com a calibração dos perfis com a rocha (correlação rocha-perfil-sísmica). A partir das seções estratigráficas geradas observou-se um alto estrutural na porção Nordeste da área estudada e um baixo expressivo para Sudoeste, com grande aumento da espessura principalmente das zonas da sequência rifte nesta direção. A interpretação estrutural na área do cubo sísmico 3D permitiu dividir a área em três blocos de direção NE-SW, separados por falhas normais expressivas, com mergulho para SE. Os gráficos cruzados indicam que, para a principal zona reservatório da sequência pós-rifte na área, a porosidade é refletida pelo atributo RMS (*root mean square* – que calcula a raiz quadrada da soma das amplitudes ao quadrado dividido pelo número de amostras) calculado no dado de amplitude e a densidade pelo atributo RMS extraído do cubo de impedância acústica filtrado. Apesar de o dado sísmico apresentar problemas de iluminação, foi possível concluir que a distribuição da porosidade e da densidade segue o *trend* principal das falhas, de direção NE-SW. Durante o estudo quantificado de atributos, calibrados com a observação do testemunho, concluiu-se que os atributos calculados são sensíveis a pontos de alta porosidade e baixa densidade, mesmo que eles tenham pequena espessura, abaixo da resolução do dado sísmico.

Apoio: Petrobras, Unespetro

Palavras-chave: pré-sal, aptiano, carbonatos, reservatório, Bacia de Santos

Nível: Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Geociências e Meio Ambiente (Linha de pesquisa: Origem e Evolução de Bacias Sedimentares)