

## **MODELAGEM GEOLÓGICA COM BASE EM DADOS DE POÇOS, SÍSMICA E AFLORAMENTO ANÁLOGO**

*Manoel Maria Santos d'Oliveira<sup>1</sup>; Adalberto da Silva<sup>2</sup>*

<sup>1</sup> PETROBRAS S/A; <sup>2</sup> UNIVERSIDADES FEDERAL FLUMINENSE

**RESUMO:** O objetivo do trabalho foi gerar um modelo geológico que incorpora dados advindos de diversas áreas que atuam no estudo do reservatório. O procedimento metodológico aplicado no trabalho baseou-se no conceito de downscaling. A partir do arcabouço estrutural derivado da sísmica o modelo foi refinado através dos marcos de alta frequência derivados do processamento de dados geofísicos de poço e informações bioestratigráficas. A aplicação dos marcos de alta frequência foi inspirada no conceito clássico da sismoestratigrafia de que as reflexões representam linhas de tempo. As eletrofácies apresentaram boa correlação com as litofácies descritas nos testemunhos e foram utilizadas como dados de entrada para a modelagem. A simulação plurigaussiana foi utilizada para geração do modelo de fácies e, baseada nos seus resultados, foi gerado o modelo de porosidade aplicando simulação gaussiana. As seções modeladas em 2D fornecem informações que auxiliam a compreensão dos resultados de produção. O modelo permite avaliar os fluxos preferenciais de óleo ou fluido de injeção e, fornecer informações para a interpretação dos resultados de produção do campo e locação de poços infill drilling (produtores ou injetores) como subsídio a eventuais modificações da estratégia de produção. Os dados sísmicos proporcionaram o mapeamento do envelope que delimita o reservatório, devido a sua pouca espessura; na discriminação dos pacotes internos, foram utilizados os perfis geofísicos de poço, devido a sua maior resolução vertical, e dados bioestratigráficos e de pressão do reservatório. Com base nas descrições em afloramento da Formação Brushy Canyon e no tratamento de dados de perfis, foram definidas características análogas encontradas nos poços estudados, evidenciando barreiras internas de permeabilidade, bases de canais e a envoltória de baixa permeabilidade. A utilização dos marcos de alta frequência foi fundamental na delimitação de pacotes cronocorrelatos de rochas reservatório e não-reservatório, e no estabelecimento do arcabouço estratigráfico de alta resolução para a simulação geoestatística de fácies e porosidade. Foram geradas seções ao longo de oito poços, representando as simulações de fácies e porosidade, ambas com dois níveis de resolução. Na seção com detalhe menor, foram utilizados apenas os marcos bioestratigráficos principais, no total de 4 superfícies. Na seção com resolução maior, foram utilizados além dos marcos bioestratigráficos mais 3 marcos de alta frequência. O modelo geológico proposto neste trabalho integra dados advindos de diversas áreas importantes para o estudo do reservatório: sísmica, descrições geológicas de amostras e testemunhos, bioestratigrafia, aquisição geofísica de poço e monitoramento de pressões. O modelo obtido apresenta um detalhamento maior do que o usual utilizado no gerenciamento do reservatório, mas é útil na identificação de camadas com pouca espessura que influenciam o fluxo de óleo, que são desconsideradas nas análises convencionais. Na sua aplicação como modelo dinâmico, salienta-se a necessidade de atualizar as informações de produção, de maneira a garantir sua consistência com os dados monitorados e sua utilização de modo eficaz no gerenciamento de reservatório.

**PALAVRAS-CHAVE:** RESERVATÓRIO; MARCOS DE ALTA FREQUÊNCIA; MODELAGEM.