

Modelagem 3D de fácies do Campo de Fazenda Santa Luzia, Bacia do Espírito Santo (Formação São Mateus, Albiano)

Renata dos Santos Alvarenga¹, Juliano Kuchle², Karin Goldberg¹, Luis Fernando De Ros¹, Claiton Marlon dos Santos Scherer¹, Garibaldi Armeletti¹ e Lucas Beggiato³

¹ PPGeo UFRGS; ² PRH-12 GEOPETRO UFRGS/ANP; ³ PETROBRAS

RESUMO: O principal desafio no desenvolvimento e produção de campos petrolíferos é a redução de incertezas geológicas. Com o avanço tecnológico, novos softwares permitem determinar a geometria e distribuição de corpos reservatórios fornecendo assim, subsídios para definir melhores zonas e intervalos para a perfuração. Para isso, na utilização de ferramentas cada vez mais poderosas a caracterização qualitativa e quantitativa de reservatórios complexos necessita de determinados parâmetros dos corpos arenosos como: litologia, porosidade, heterogeneidades internas, e conectividade com as litologias adjacentes. As bacias marginais brasileira têm se consolidado nos últimos anos como importantes produtoras de petróleo e gás, atendendo a crescente demanda nacional e global, incluindo neste cenário, a Bacia do Espírito Santo. A crescente ocorrência de reservas significativas de óleo e gás nestas bacias ou mesmo, a revitalização de reservatórios já existentes necessita de estudos que caracterizem a distribuição dos corpos reservatórios e as barreiras de fluxo associados. O intervalo da Formação São Mateus no Campo de Fazenda Santa Luzia, Bacia do Espírito Santo, apresenta uma complexidade lateral e vertical de sedimentos siliciclásticos, híbridos e carbonáticos, através da intercalação destes depósitos em diferentes escalas. Com isso, a predição das heterogeneidades dos reservatórios torna-se extremamente difícil. Desta forma, a elaboração de um modelo tridimensional que inclua os dados de uma análise sedimentológica e petrográfica criteriosa pode indicar regiões favoráveis para um reservatório e também, regiões com baixa porosidade (não-reservatório). A partir dos dados coletados, descrição sedimentológica de testemunhos e de lâminas petrográficas (determinação da porosidade e associação de petrofácies), aliado aos perfis de raios gama (RG) e de densidade (RHOB), foram determinadas três classes litológicas: (1) Carbonatos; (somente rochas carbonáticas), (2) Clásticos (rochas siliciclásticas e híbridas, de granulometria fina a média) e (3) Clásticos Grossos (somente rochas siliciclásticas, de granulometria grossa). Nos Carbonatos ocorrem os valores de porosidade média mais baixos, ($\leq 4\%$) e incluem apenas a associação de petrofácies cimentada/compactada (100%). Nos Clásticos, o valor da porosidade média é de 8%, e compreende 42% da associação de petrofácies cimentada/compactada e 58% da associação de petrofácies porosa. Os Clásticos Grossos apresentam valores de porosidade média mais altos (14%) e compreendem 88% da associação de petrofácies porosa e 12% da associação de petrofácies cimentada/compactada. Analisando estes dados, podemos atribuir características de barreira de fluxo aos depósitos da classe litológica Carbonatos, enquanto que para a classe litológica Clásticos Grossos compreendem as melhores condições para reservatórios. Na modelagem tridimensional foram utilizados 24 poços com os perfis de RG e RHOB, gerando um modelo com células de 100X100X1 metros. Os resultados obtidos permitiram a visualização e arranjo da distribuição espacial das classes litológicas. Com isso, foram definidas zonas com melhores condições de ocorrência da classe litológica Clásticos Grossos, relação entre as classes litológicas, evidências para um bom sistema de acumulação e relevando a todos estes parâmetros, o contexto estrutural no qual o campo está inserido. Assim, foram separadas áreas potenciais dentro do campo, mostrando que a modelagem tridimensional de fácies, baseada em critérios sedimentológicos e petrográficos, é uma importante ferramenta no desenvolvimento e produção de jazidas petrolíferas.

PALAVRAS CHAVE: MODELAGEM 3D, ALBIANO, BACIA DO ESPÍRITO SANTO