

MODELO PARA ANÁLISE DE RISCO DE PROSPECTOS E SELEÇÃO DE PORTFÓLIOS DE ATIVOS GEOLÓGICOS: BACIA DE CAMPOS - RJ

Felipe Luiz Papaiz Gonçalves¹; Gabriel A. Costa Lima²

¹ UNICAMP - IG (INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS); ² UNICAMP

RESUMO: Reservatórios depositados por fluxos gravitacionais em águas profundas apresentam a maior parte das reservas de petróleo da margem continental brasileira, em especial na Bacia de Campos. A Bacia de Campos está localizada na porção da margem sudeste, no litoral norte do estado do Rio de Janeiro e a sul do Estado do Espírito Santo, limitada a norte pelo Arco de Vitória, que a separa da Bacia do Espírito Santo e a Sul pelo Arco de Cabo Frio que a destaca da Bacia de Santos. Seu limite oriental alcança a elevação continental (Platô de São Paulo) a cerca de 3400m de profundidade, enquanto o embasamento cristalino aflorante no continente, em contato com sua pequena área emersa (cerca de 5800km²). Cobre uma área de cerca de 115.800km², entre as latitudes de 21° e 23° S e longitudes de 39° e 42° W. A Bacia de Campos é a principal província petrolífera do país, compreendendo uma faixa de aproximadamente 150km de largura, abrangendo a Plataforma continental, estendendo-se pelo talude e escarpa de sal em águas profundas e ultraprofundas. Os projetos em exploração de petróleo são sempre associados com ambientes de altos níveis de risco. Apesar dos avanços tecnológicos e das técnicas exploratórias nas últimas décadas, ainda persistem diversos níveis de incertezas, tanto no que diz respeito às características geológicas como financeiros. Isso dificulta a escolha das melhores alternativas (portfólios) para a realização dos futuros trabalhos de exploração nos blocos das bacias sedimentares. As incertezas geológicas encontram-se presentes nas diversas fases das atividades de E&P, embora sejam mais pronunciadas na fase exploratória, quando o exploracionista visa identificar as áreas de maior potencial de hidrocarbonetos dentro das bacias. Em termos de sistemas petrolíferos e plays, geocientistas como Lerche e Mackay (2000) sugerem que para haver acumulação de hidrocarbonetos torna-se necessário ocorrer os seguintes elementos básicos: Presença de uma rocha geradora: folhelhos e lamitos; Ocorrência de rocha porosa e permeável: por exemplo, arenitos, calcarenitos; Presença de trapeamento do tipo estrutural ou estratigráfica; Presença de rochas selantes (por exemplo, sal, argila); Presença de ocorrência conjunta de dutos de conexão, migração e acumulação. Em bacias já conhecidas a análise do potencial de novas descobertas pode ser realizada comparando-se dados de informações passadas com o presente e também por meio de comparações das propriedades das rochas ao longo do espaço. Assim, podem-se usar abordagens tais como: Correlação entre dados sísmicos. Correlação entre dados de poços. Modelagem do tamanho dos reservatórios (etapa após a descoberta do prospecto); Neste contexto, Newendorp (1975) afirma que a análise de prospectos considerando-se o risco envolve diversos métodos: Análise subjetiva das probabilidades. Critério de corte. Probabilidade de descoberta. Desta forma, nota-se que há diversas ferramentas para que o geólogo possa considerar a incerteza em suas análises. No entanto, em muitas vezes, estas vêm sendo realizadas em nível individual de cada prospecto e, na realidade, o tomador de decisão necessita de uma ferramenta para considerar todos os ativos geológicos de maneira agregada e integrada.

PALAVRAS-CHAVE: BACIA DE CAMPOS; RISCO; PORTFÓLIOS.