ANÁLISE INTEGRADA DE SÍSMICA E POÇOS DA PORÇÃO NOROESTE DO BLOCO DE LIBRA, BACIA DE SANTOS

Lima, L.M.G¹.; Chaves, H. A. F.¹

¹Universidade do Estado do Rio de Janeiro

RESUMO: Na última década, as descobertas dos reservatórios do pré-sal motivaram diversas pesquisas nas bacias sedimentares da margem leste brasileira. Com isso, foram necessários estudos mais aprofundados para um maior entendimento das características e comportamento destes. No Brasil, uma das principais bacias sedimentares produtoras de óleo e gás é a bacia de Santos, que abrange os estados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina. Nela encontra-se parte do pré-sal brasileiro, onde foram localizadas grandes áreas com alto potencial energético, especialmente óleo de excelente qualidade. Na porção norte da bacia de Santos encontra-se o Bloco de Libra, descoberto em 2010, adquirido em 2013 pelo consórcio entre Petrobras (40%), Total (20%), Shell (20%), CNPC (10%) e CNOOC *Limited* (10%) e principal bloco de exploração do pré-sal atualmente. Este projeto utilizou sete linhas sísmicas 2D, sísmica 3D de uma área de 300 km² e dados de perfis de dois poços, para realizar uma avaliação do prospecto situado na parte noroeste do bloco. O fluxo de trabalho adotado para o desenvolvimento do estudo foi a interpretação sísmica, a partir da amarração de poço-sísmica, delimitando os principais horizontes e também importantes sequências da área. Outra etapa foi a utilização de atributos sísmicos para caracterizar as sismofácies presentes e identificar os reservatórios carbonáticos do sistema petrolífero do prospecto. Além disso, cálculos petrofísicos dos poços 2-ANP-2A-RJS e 3-BRSA-1255-RJS permitiram encontrar valores de porosidade total, saturação de água e de óleo, e a razão *Net-to-Gross* dos carbonatos do reservatório das Formações Barra Velha e Itapema. Também para esses reservatórios foram identificadas diferentes eletrofácies a partir da análise de gráficos de dispersão gerados com dados de perfis de raios gama, sônico e porosidade. Por fim, a partir dos parâmetros de rocha calculados, de fluido e também através das superfícies em profundidade dos reservatórios, foi possível estimar a volumetria de óleo presente em cada segmento (Formação Barra Velha e Formação Itapema) e do prospecto NW Libra e os riscos associados a eles, utilizando o método de simulação Monte Carlo obtendo um volume de 7471,7 MM STB, de óleo *inplace* e 2410,5 MM STB de óleo recuperável e uma probabilidade de sucesso de ocorrência de óleo de 96,5%.

PALAVRAS-CHAVE: RESERVATÓRIOS. PRÉ-SAL. BLOCO DE LIBRA.