

HISTÓRIA TERMOTECTÔNICA DO RESERVATÓRIO MAASTRICHIANO NA BACIA DE CAMPOS

Jelinek, A.R.¹; Oliveira, C.H.E.²

¹Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul; ²Programa de Pós-Graduação em Geociências, Universidade Federal do Rio Grande do Sul

RESUMO: A exploração e a produção de reservatórios de águas profundas em todo o mundo aumentaram para atender à crescente demanda por petróleo e gás. Margens passivas antigas são o cenário tectônico predominante para a exploração de reservatórios deste tipo. A Bacia de Campos está localizada na margem sudeste do Brasil e é a mais prolífica bacia produtora de petróleo do Brasil, representando cerca de 80% da produção de petróleo do país. Rochas reservatórios com boa permeabilidade e porosidade são comuns na Bacia de Campos, tanto no tempo como no espaço. O reservatório de idade Maastrichtiana representa um grande sistema de águas profundas de arenito na Bacia de Campos. Em estudos de evolução termotectônica de uma bacia sedimentar, é importante identificar os períodos que estão associados a episódios de aquecimento significativos durante o soterramento, seguido de resfriamento devido à exumação e erosão. Os dados de traços de fissão em apatitas (TFA) fornecem restrições importantes ao tempo e duração dos eventos de aquecimento/resfriamento, bem como às paleotemperaturas. Estes dados combinados com outros indicadores térmicos, como dados de reflectância de vitrinita (RV) podem, portanto, ser usados para reconstruir histórias térmicas detalhadas de bacias sedimentares. O presente estudo da Formação Carapebus em amostras de poços, refina nossa compreensão da história termotectônica do reservatório de óleo de idade Maastrichtiana, na Bacia de Campos. Para este propósito, 55 amostras de um poço de águas profundas foram analisadas. Destas, 45 amostras foram analisadas por TFA, além de onze análises de RV e cor de esporos. Os dados de RV (0,37-0,48% Ro), cor do esporo e Índice de Alteração Térmica (IAT) indicam que a matéria orgânica neste reservatório de óleo não apresenta degradação térmica. Os dados de TFA não fornecem informações precisas sobre a exumação e eventos termotectônicos ocorridos na área fonte, porém as idades TFA mais jovens fornecem uma idade mínima de deposição para a Formação Carapebus naquele reservatório de $45,9 \pm 5,5$ Ma. Os modelamentos de história térmica indicam que as temperaturas durante o período de soterramento máximo do reservatório foram atingidas cerca de 5 Myr após a deposição, no início do Paleoceno, e atingiram 77°C. Ocorreram duas fases de aquecimento no reservatório, incluindo um evento de resfriamento (65-42 Ma). A primeira fase de aquecimento iniciou-se após a deposição da Formação Carapebus até 65 Ma e a segunda durante o Eoceno Médio, e reflete a subsidência na bacia. A história termotectônica foi controlada por subsidência, discordância subaérea e expansão térmica e soerguimento da bacia. O final do episódio de resfriamento causou a inversão de falhas normais no Albiano Inferior e a segunda fase de aquecimento é indicada pela formação de falhas de crescimento durante o Paleógeno Inferior e, posteriormente, reativada durante o Neogeno.

PALAVRAS-CHAVE: FORMAÇÃO CARAPEBUS, RESERVATÓRIO DE ÓLEO, TRAÇOS DE FISSÃO EM APATITA