

## **TECTÔNICA E SEDIMENTAÇÃO EM RESERVATÓRIOS DE ÁGUAS PROFUNDAS: O EXEMPLO DOS TURBIDITOS CANALIZADOS E MINIBACIAS DO CAMPO DE MARIMBÁ, BACIA DE CAMPOS, BRASIL.**

*Tavares, C.G.S.<sup>1</sup>; Valadares, D.<sup>1</sup>; Souto, J. <sup>1</sup>; Lopes, K.; Martini, M.L., D'Ávila, R.S.F. <sup>1</sup>*  
<sup>1</sup>Petróleo Brasileiro S.A.

**RESUMO:** Os reservatórios turbidíticos do cretáceo superior, presentes no campo de Marimbá, Bacia de Campos, são constituídos por sistemas areno-conglomeráticos canalizados predominantemente amalgamados. Estes depósitos preenchem mini bacias desenvolvidas pela tectônica halocinética, que condicionou depressões deposicionais a partir do final do Albiano. As principais associações de fácies presentes na seção do cretáceo superior (Turoniano ao Santoniano) são os canais turbidíticos areno-conglomeráticos, canais turbidítico arenosos, depósitos lamosos de sedimentação de background (in situ), e depósitos areno-lamosos remobilizados, com feições de escorregamento. Como um todo a região apresenta o domínio de turbiditos conglomeráticos nas áreas proximais, que passam mergulho abaixo e lateralmente a turbiditos arenosos, e destes a heterolitos (turbiditos delgados) e, por fim, aos depósitos finos de background. Duas principais tectono-sequências foram identificadas, inferior e superior. A tectono-sequência inferior (Carapeba-200, Santoniano) desenvolveu-se na porção mais meridional do campo como uma calha alongada de orientação noroeste-sudeste, da qual bifurcam minibacias de orientação nordeste. Esta sequência registra uma fase de grande criação de espaço de acomodação associada a elevado aporte de correntes de turbidez cascalhosas de alta densidade. Apresenta-se fortemente estruturada, preenchida por canais areno-conglomeráticos mais incisivos, espessos e encaixados, formando um pacote amalgamado com espessura que atinge até 200m, com tendência thinning and fining upward, internamente constituído por dezenas de ciclos métricos com padrão fining. Este padrão sugere uma diminuição do volume dos fluxos para o topo, associado à diminuição da atividade tectônica e diminuição da energia do sistema, resultando no padrão de backstepping dos turbiditos. Esta unidade é sucedida pela tectono-sequência superior (Carapeba-100, Santoniano-Campaniano), que recobre a maior parte do campo e constitui os principais reservatórios de petróleo. A deposição desta unidade superior foi condicionada por uma fase de menor atividade de falhas associada ao elevado aporte de correntes de turbidez arenosas de alta densidade, resultando em canais mais espalhados, amalgamados, com menor incisão e geometria braided. A espessura da unidade atinge até cerca de 80m, sendo internamente subdividida em vários ciclos fining upward, desde depósitos conglomeráticos/grossos, até arenitos médios e finos. Localmente ocorrem canais isolados. Em resumo, o complexo turbidítico de Marimbá (Carapeba100+200) foi depositado sob grande afluxo de correntes de turbidez de alta densidade e concomitante atividade halocinética, desenvolvendo sistemas canalizados com excelentes propriedades de reservatório, marcados pela frequente erosão e amalgamação vertical e lateral dos estratos, alto teor de areia e cascalho, resultando em elevado net-to-gross e excelente interconexão do sistema.

**PALAVRAS-CHAVE:** TURBIDITOS CANALIZADOS AMALGAMADOS, CAMPO DE MARIMBÁ,