

A Bacia de Campos é uma das mais prolíficas bacias brasileiras. Os reservatórios pós-sal dessa bacia consistem em turbiditos arenosos a conglomeráticos depositados no Cretáceo e Terciário. Esses reservatórios são heterogêneos, sendo de fundamental importância a sua caracterização para a otimização da produção dos campos dessa bacia. O objetivo desse trabalho é a caracterização dos turbiditos santonianos de um campo de petróleo da Bacia de Campos em termos de qualidade de reservatório. Para tanto, foram analisadas 46 lâminas delgadas, sendo 40 delas descritas quantitativamente através da contagem de 300 pontos e 6 delas (lutitos) descritas qualitativamente, visando à caracterização dos constituintes primários, diagenéticos, tipos de poros e suas relações com o uso do software Petroledge®. Em seguida, as lâminas foram separadas segundo as petrofácies de reservatório, que representam seu potencial de armazenamento e transmissão de óleo (qualidade de reservatório). Foram definidas 16 petrofácies com base no grau de cimentação por calcita e sílica diagenética (variando de pouco a totalmente cimentado), textura (variando de areia muito fina a grossa e de mal a bem selecionada) e porcentagem de porosidade. A petrofácies de reservatório mais importante consiste nos arenitos médios a grossos, conglomeráticos a levemente conglomeráticos, mal selecionados, com porosidade de 14 a 17%. O entendimento e estudo das variações espaciais e temporais da qualidade de reservatório são importantes para a modelagem do sistema petrolífero no campo estudado, com a definição da distribuição tridimensional dos corpos arenosos e das barreiras de fluxo internas aos reservatórios.