

# Geologia dos reservatórios turbidíticos do Santoniano da Bacia de Santos: Campos de Mexilhão, Piracucá, Guaiamá, Merluza e Lagosta.

Alberto da Silva Barroso<sup>1</sup>; Paulo Roberto Filoco<sup>1</sup>; Cesar Atsushi Ushirobira<sup>1</sup>

<sup>1</sup> PETROBRAS.

**RESUMO:** A Bacia de Santos conta com vários campos de gás e óleo leve (48° API) em reservatórios Santonianos que apresentam baixa permeabilidade. Os principais campos são os de Mexilhão, Merluza, Lagosta, Guaiamá e Piracucá. O reservatório é constituído por arenitos turbidíticos finos/muito finos pertencentes ao Membro Ilha Bela da Formação Itajaí-Açu, depositados em ambiente de plataforma rasa/talude superior. Geralmente formam trapas estruturais e mistas com forte influência da tectônica salífera. A deposição destes arenitos está estreitamente relacionada, e próxima, ao sistema deposicional dos deltas alimentadores junto à costa. Os parâmetros texturais e a presença marcante de cloritas autigênicas no sistema poroso são os principais controles da qualidade do reservatório. Os arenitos são finos/muito finos possuem média porosidade e baixa permeabilidade. A porosidade média é de 15 %. A permeabilidade média é de 1-2 milidarcy (mD). Entretanto, partes do reservatório possuem permeabilidades acima de 10 mD, podendo atingir 300 mD, em regiões privilegiadas denominadas de *sweet spots*. Boa parte do reservatório exibe permeabilidade menor ou igual a 0,1 mD. Os *sweet spots* mais bem documentados são associados a sistemas de falhas e fraturas. Os arenitos santonianos exibem *sweet spots* essencialmente relacionados a parâmetros texturais e diagenéticos. Dentre os campos mencionados o principal é o Campo de Mexilhão, o maior campo de gás do Brasil com 2,5 TCF (70792 milhões de m<sup>3</sup>) de volume de gás *in place* (VGIP) e 1,67 TCF (47289 milhões de m<sup>3</sup>) de volume de gás recuperável (VGREC). Seu desenvolvimento mereceu grande atenção governamental por representar uma alternativa importante de energia em um cenário de crise energética e por reduzir nossa dependência quanto ao fornecimento do gás boliviano. Descoberto em 1996, iniciou sua produção em fins de 2011. Trouxe importantes desenvolvimentos tecnológicos na superação de dificuldades de se perfurar e produzir gás não associado em condições rentáveis e em situações adversas: localização em alto mar (160 km da costa), baixa permeabilidade, altas pressões e temperaturas do reservatório. Geralmente os projetos de gás situam-se em terra devido aos custos de infraestrutura serem significativamente menores. Trata-se de um projeto estruturante e que alavancou a produção na Bacia de Santos. O próprio pré-sal, que veio numa fase subsequente, beneficia-se da infraestrutura estabelecida neste projeto. Os Campos de Piracucá, Guaiamá e as descobertas recentes de Panoramix e Vampira, todos com reservatórios santonianos, passam por estudos de viabilidade técnico-econômica da produção. A economicidade destes projetos depende fortemente do sucesso na perfuração de poços que intersectam os *sweet spots*. Desenhar poços horizontais ou altamente inclinados que naveguem nestes alvos preferenciais requer um cuidadoso planejamento da amostragem e estudos detalhados de estratigrafia, sedimentologia, diagênese e petrofísica, base de modelos geológicos tridimensionais robustos e preditivos.

**PALAVRAS CHAVE:** RESERVATÓRIOS, SANTONIANO, BACIA DE SANTOS