

## **ANÁLISE PETROFÍSICA DE CARBONATOS DO PRÉ-SAL DA REGIÃO SUL DA BACIA DE SANTOS**

AGUIAR, U.M.<sup>1</sup>; SILVA, C.A.M.<sup>2</sup>; NASCIMENTO, A.N.<sup>3</sup>; MATHIAS, M.H.<sup>4</sup>

Universidade Federal do Espírito Santo (UFES)<sup>1,2,3</sup>; Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá (UNESP)<sup>4</sup>.

**RESUMO:** A análise petrofísica é essencial para caracterização de reservatórios de hidrocarbonetos, fornecendo parâmetros ótimos para avaliação do potencial econômico de *plays* geológicos. Este trabalho foi realizado em campos do pré - sal da Bacia de Santos na margem continental Sudeste do Brasil. Constituído de um dos sistemas petrolíferos mais prolíficos do mundo na atualidade, passados apenas 10 anos da primeira descoberta de óleo leve nos reservatórios microbialíticos, 11 campos já produzem um total de 883.747 bopd e 35 MMm<sup>3</sup>/d de gás, com um total de 1.103.967 bopd. O sistema petrolífero Pré-Sal na Bacia de Santos consiste de folhelhos lacustrinos ricos em matéria orgânica, depositados na fase rifte e reservatórios carbonáticos barremianos/neoaptianos. Os reservatórios carbonáticos são compostos principalmente por microbialitos sin-rifte (eoaptianos) e pós-rifte (neo-aptianos) e secundariamente por coquinas barremianas intercaladas com os folhelhos geradores. A grande extensão e a enorme espessura dos evaporitos neoaptianos/eoalbianos fornece um dos melhores sistemas selantes já conhecidos. Na análise petrofísica do pré - sal da bacia de Santos, foram utilizados dados de *LWD* (*Logging While Drilling* – Perfilagem Durante a Perfuração) corresponde à técnica de perfilar poços durante a perfuração utilizando os mesmos perfis da Perfilagem a cabo. Os dados de Geofísica de Poço utilizados neste trabalho referentes à bacia de Santos, são quatro perfis em formato .las dos campos de Lara, Bem-te-vi, Caramba e Tupi, integrados com informações a partir da descrição de testemunhos. Utilizando a sequência metodológica: obtenção de dados, filtragem, correlação de perfis e interpretação dos perfis de poços foi possível realizar uma caracterização dos reservatórios macrobióticos da bacia de Santos. A partir da análise dos perfis geofísicos dos poços, foram delimitados os intervalos das sequências: Barra Velha, Itapanema e Camboriú. A zona inicial chamada de formação Barra Velha, que se localiza logo abaixo da sequência de sal, é uma longa sequência carbonática microbial com algumas intercalações de rochas folhelhos, a formação apresenta características gerais de rochas reservatório, sendo essa formação detentora de grandes volumes de óleo em seus poros. Abaixo se tem o início da formação Itapanema que possui uma sequência carbonática com algumas intercalações de folhelhos e na sua parte final longas sequências de folhelhos que chegam a 100 metros de espessura, ricas em matéria orgânica sendo a formação geradora. A formação Camboriú é uma longa sequência de rochas vulcânicas que em algumas regiões se encontram intercaladas por sequências de folhelhos e arenitos e em menor quantidade carbonatos. Os reservatórios macrobióticos da bacia de Santos são essencialmente microporosos, com porosidade média baixa (6 a 8%) e em geral apresentam baixa permeabilidade de matriz (0,6 a 2 mD). Se observa que as relações petrofísicas são bastante complexas nesses reservatórios em função da maior heterogeneidade na distribuição de fácies e porosidade nestas rochas. Tais heterogeneidades criam áreas com características distintas do resto da formação, como a do campo de Tupi, onde neste campo carbonatos apresentam uma porosidade (9 a 13%) e permeabilidades (10 a 20mD) consideradas boas, o que explica as altas taxas de produtividade registradas nos dados de produção desses campos.

**PALAVRAS-CHAVE:** PRÉ- SAL, BACIA DE SANTOS, PETROFÍSICA.

49º Congresso Brasileiro de Geologia  
20 a 24 de agosto de 2018 – Rio de Janeiro