

Heterogeneidades faciológicas da Formação Pirambóia e sua influência na migração e aprisionamento de hidrocarbonetos

Ferreira, M.P.; Sawakuchi, A.O.

Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, São Paulo

1. Objetivos

Esta pesquisa envolveu a análise das fácies da Formação Pirambóia e a quantificação de aspectos morfométricos (espessuras, comprimentos e proporção entre tipos de fácies) e de propriedades petrofísicas (porosidade e permeabilidade) das fácies sedimentares de afloramentos impregnados por hidrocarbonetos de baixo grau API. Assim, a análise de fácies teve como finalidade a confecção de um modelo de reservatório de hidrocarbonetos para a Formação Pirambóia, o qual visa o entendimento da distribuição dos hidrocarbonetos dentro da unidade.

2. Materiais e Métodos

Os métodos de campo envolveram a análise de fácies, a tomada de medidas de atitudes de fraturas e a coleta de amostras em afloramentos das regiões de Anhembi, Porangaba e Bofete (SP). Estatísticas de valores de espessura das fácies e porosidade, medida em seções delgadas, foram utilizadas para comparação entre fácies com diferentes graus de impregnação por hidrocarbonetos. Valores de permeabilidade foram estimados a partir de medidas de porosidade através da equação de Kozeny-Carman:

$$K = \left(\frac{0,2\phi^3}{S_o(1-\phi)^2} \right)$$

onde K é a permeabilidade intrínseca (m^2); S_o é a razão entre a área e o volume dos grãos (m^2/m^3); ϕ é a porosidade.

3. Resultados

A Formação Pirambóia é formada predominantemente por arenitos de origem eólica e fluvial. As ocorrências de hidrocarbonetos são mais frequentes nas fácies eólicas da metade inferior da unidade. As sucessões de fácies observadas nos afloramentos estudados compreendem fácies de interdunas (séries decimétricas a métricas de arenito muito fino pelítico maciço ou com estratificação plano-paralela) e dunas eólicas (séries decimétricas a métricas de arenito muito fino com estratificação cruzada acanalada). As fácies eólicas têm valores mais elevados de porosidade (média de 0,18 e desvio padrão de

0,11) e permeabilidade (média de 5,70 mD e desvio padrão de 6,97 mD) em relação às fácies fluviais (médias de 0,13 e 1,82 mD e desvios padrão de 0,08 e 2,49 mD para a porosidade e permeabilidade respectivamente), as quais também são mais homogêneas. As fácies de interdunas são mais pelíticas e apresentam menor grau de impregnação por óleo em relação às fácies de dunas, mais permeáveis e com grau de impregnação por hidrocarbonetos superior a 80 % (porcentagem em área).

A análise estrutural dos afloramentos estudados sugere a existência de dois grupos de juntas: um com direção NE-SW e outro com direção NW-SE, sendo que a maior parte das juntas é classificada como juntas de extensão. Estas juntas parecem não afetar a distribuição do óleo dentro da unidade.

4. Conclusões

A distribuição dos hidrocarbonetos da Formação Pirambóia é fortemente controlada pelas fácies sedimentares. Fácies de dunas apresentam maior grau de impregnação por hidrocarbonetos enquanto que fácies de interdunas atuam preferencialmente como selo. Segundo a proposta de Hyne (2001), parte das fácies eólicas da Formação Pirambóia é classificada como bom reservatório de óleo (máximo de 22,01 mD). Já as fácies fluviais seriam reservatórios ruins (máximo de 8,46 mD). Os valores mais elevados de porosidade nas fácies eólicas podem ser atribuídos ao seu maior grau de seleção e à sua menor quantidade de sedimentos pelíticos.

A presença de fácies desprovidas de óleo (selo) entre fácies com impregnação por óleo superior a 80% (em área) sugere contato destas fácies com caminhos verticais de migração do óleo, que posteriormente teria invadido lateralmente apenas as fácies de dunas, mais permeáveis.

5. Referências Bibliográficas

HYNE, 2001. Nontechnical guide to petroleum geology, exploration, drilling and production. 2nd edition.