

## **CONTROLE FACIOLÓGICO NAS CARACTERÍSTICAS GEOQUÍMICAS DOS TAR SANDS DA FORMAÇÃO PIRAMBÓIA, TRIÁSSICO DA BACIA DO PARANÁ, NO ESTADO DE SÃO PAULO**

*Matheus de Almeida Garcia<sup>1</sup>; Helio Jorge Portugal Severiano Ribeiro<sup>2</sup>; Eliane Soares de Souza<sup>3</sup>; Jorge Alberto Triguís<sup>4</sup>*

<sup>1</sup> UNIVERSIDADE ESTADUAL DO NORTE FLUMINENSE (UENF); <sup>2</sup> UNIVERSIDADE ESTADUAL DO NORTE FLUMINENSE (UENF); <sup>3</sup> UNIVERSIDADE ESTADUAL DO NORTE FLUMINENSE (UENF);

<sup>4</sup> NÚCLEO DE ESTUDOS AMBIENTAIS/UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA (UFBA)

**RESUMO:** Os arenitos asfálticos ("tar sands") da Formação Pirambóia afloram na borda leste/nordeste da Bacia do Paraná, no centro-leste do estado de São Paulo. Esses arenitos possuem principalmente granulometria média, boa permo-porosidade, com estratificação cruzada de médio porte depositado em ambiente desértico úmido. O óleo que impregna os poros da rocha foi gerado na Formação Iratí, sendo extremamente viscoso devido aos processos de biodegradação e water washing. O objetivo deste trabalho foi buscar entender o controle faciológico nas características geoquímicas dos óleos que impregnam os tar sands. Durante as atividades de campo foram coletadas 91 amostras em 11 diferentes ocorrências e catalogadas de acordo com as fácies sedimentares. As ocorrências visitadas foram Bofete, Bairro Quebra, Bairro da Mina, Fazenda Betumita, Fazenda da Mina, Fazenda São Jorge I e II, Guareí I e II, Sobar II e III. As fácies sedimentares amostradas foram de foreset de duna, cauda de foreset de duna e interdunas úmida e seca. As amostras foram trituradas e pulverizadas, para extração da matéria orgânica solúvel, obtendo-se a saturação de óleo em rocha para cada amostra. Para separação das frações do petróleo, utilizou-se a técnica de cromatografia em fase líquida, obtendo as concentrações de hidrocarbonetos saturados (SAT), aromáticos (ARO) e compostos polares (NSO). Foram elaboradas diversas tabelas em ordem decrescente de SAT, ARO e NOS para cada uma das fácies. A fácies de foreset é a que apresenta os maiores valores de saturação de óleo. Isto se explica devido ao processo deposicional de maior energia, implicando em ausência de argilas e de partículas muito finas, favorecendo uma maior seleção e melhores características de porosidade e permeabilidade. No geral, para todas as fácies, a análise da ordem decrescente de porcentagem de SAT constata-se uma tendência de relação inversa com a porcentagem de NSO. Isto se explica pela ordem natural de biodegradação do óleo em que primeiro são degradados os SAT, depois os ARO e, por último e com muito pouca biodegradação, os NSO. As maiores porcentagens de NSO foram encontradas nas fácies de interduna. Isto ocorre devido à maior quantidade de argilo-minerais presentes nessas fácies. Os argilo-minerais são partículas polares e, portanto, atraem as moléculas dos compostos NSO, aumentando a sua concentração no óleo retido no reservatório. Algumas amostras apresentaram baixos valores de porcentagem de ARO. A fração dos ARO é a mais solúvel em água, portanto, ela é a mais facilmente removida pelo processo denominado de water washing. Os resultados demonstram o controle faciológico no processo pós-acumulação de petróleo num reservatório. Este controle da faciologia nas características geoquímicas dos óleos que impregnam os reservatórios está associado aos processos de biodegradação do óleo e water washing. Cabe ressaltar que foram feitas comparações entre todas as ocorrências, algumas distando uma da outra mais de 65 km, não apresentando nenhuma diferenciação em função da posição geográfica. Agradecimentos: CNPq e FAPERJ

**PALAVRAS-CHAVE:** TAR SANDS; FORMAÇÃO PIRAMBÓIA; GEOQUÍMICA DE RESERVATÓRIO.