

PETROGRAFIA DOS CALCÁRIOS BETUMINOSOS NEOPROTEROZÓICOS DO SUL DO CRÁTON AMAZÔNICO, REGIÃO DE MIRASSOL D'OESTE, MT

Luciana Castro Brelaz¹ & Afonso César Rodrigues Nogueira¹

Bolsista PRH-06 ANP, brelaz@ufpa.br, ¹ Faculdade de Geologia, Instituto de Geociências, UFPA

MOTIVAÇÃO: O estudo de rochas carbonáticas é de grande relevância para o entendimento e caracterização das condições pretéritas que governaram os ambientes antigos e os depósitos a estes associados, visto que são rochas extremamente vulneráveis a mudanças físico-químicas (pressão, temperatura, Eh, pH, entre outros) e que guardam em si os registros das alterações ocorridas ao longo dos milhares de anos, neste caso especificamente durante o Neoproterozóico, período que corresponde ao intervalo entre 1000 M.a até 542 M.a. A ocorrência de hidrocarbonetos em capas carbonáticas no Brasil foi primeiramente descrita macroscopicamente por Nogueira et al. (2001) na região de Mirassol D'Oeste, no estado do Mato Grosso; entretanto, até o presente momento, nenhum estudo petrográfico foi desenvolvido no intuito de se determinar as condições diagenéticas (transformações físico-químicas pelo qual a rocha é submetida frente a novas condições ambientais) e de se entender a disposição da matéria orgânica maturada no arcabouço da rocha, objetivos deste trabalho.

OBJETIVO: Este trabalho tem como objetivos a caracterização mineralógica, textural e faciológica destes calcários, bem como a determinação da seqüência diagenética e a disposição da matéria orgânica presente na rocha.

APLICAÇÃO NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO: O estudo de rochas carbonáticas Pré-Cambrianas é de suma importância para o entendimento e caracterização de depósitos específicos, como as capas carbonáticas, visto que, geralmente, hidrocarbonetos ocorrem associados a estes carbonatos e podem ser considerados como possíveis *plays* na prospecção petrolífera. *Plays* de petróleo desta idade, relacionados às rochas carbonáticas, ocorrem em várias partes do mundo, como em Oman, Mauritânia, Rússia, Índia, Paquistão, Austrália e Estados Unidos (Mattes *et al.* 1990, Smith *et al.* 1994, Summons *et al.* 1998, Plotnikova 2006). No Brasil, o enfoque petrográfico dado a este trabalho tem caráter pioneiro, pois oferece a oportunidade em se avaliar, pela primeira vez no Brasil, os processos sedimentares e diagenéticos de percolação e maturação do fluido orgânico em *plays* de petróleo do Neoproterozóico. Além disso, a temática deste trabalho possibilita o treinamento de recursos humanos em rochas carbonáticas, atualmente uma das grandes necessidades das empresas petrolíferas.

RESULTADOS OBTIDOS: A avaliação paleoambiental e diagenética da base da Formação Guia, a partir do estudo petrográfico, permitiu indicar informações acerca da sua potencialidade como rocha geradora. Folhelhos e carbonatos betuminosos de plataforma profunda, extensos por mais de 400 km ao longo do sul do cráton Amazônico e Faixa Paraguai posicionam esta unidade como candidata a rocha geradora do "Sistema Petrolífero Araras". A natureza indígena do betume é indicada pela sua restrição aos estratos da Formação Guia, e sua remobilização parece não ter ultrapassado os limites desta unidade, salvo o topo da Formação Mirassol d'Oeste subjacente, onde ocorrem estromatólitos com porosidade fenestrais preenchidas por betume. Até o momento não foram notificados ocorrências de hidrocarbonetos nos dolomitos sobrejacentes da Formação Serra do Quilombo, considerado aqui neste trabalho como rocha selante. Embora este trabalho esteja restrito aos depósitos neoproterozóicos da plataforma Araras, a proximidade destes com a Bacia do Parecis, ao norte da área estudada, possivelmente indicam que a Formação Guia pode ainda contribuir com o sistema petrolífero, também



Reunião Anual de Avaliação PRH-ANP 2009



Realização:



como rocha geradora, desta bacia, atualmente incluída na 10ª rodada de licitações da ANP e um dos prospectos alvos da Petrobrás. A priori, a matéria orgânica presente nos calcários estudados é mais frequente no topo da capa calcária, aonde chega a preencher cerca de 20% da porosidade intercrystalina. Este é um nível mais deformado sindeposicionalmente e que desenvolveu porosidade suficiente para a acumulação de hidrocarbonetos. O betume é a matéria orgânica degradada e neste sistema petrolífero ainda se desconhece sua extensão. O estudo desenvolvido aqui apesar de pontual fornece indicações importantes que no futuro poderão ser ampliado para confirmar esta potencialidade. Estas necessidades evocam o desenvolvimento de novos estudos que complementem o entendimento acerca da maturação e migração dos hidrocarbonetos referentes ao “Sistema Petrolífero Araras”.