

231.9020

A Formação Irati na borda leste da Bacia do Paraná no Estado de São Paulo: considerações sobre a geração e migração de hidrocarbonetos baseadas em análises de inclusões fluidas em veios de calcita e quartzo

Alexandra Fernandes Oliveira¹; André Oliveira Sawakuchi¹; Rosa Maria da Silveira Bello¹

¹ IGc-USP

RESUMO: Os folhelhos da Formação Irati (geradora) e os arenitos da Formação Pirambóia (reservatório) compõem o Sistema Petrolífero Irati-Pirambóia (SPIP). A borda leste da Bacia do Paraná no Estado de São Paulo diferencia-se das demais áreas da bacia por conter ocorrências de arenitos com petróleo degradado, sugerindo que os processos de migração nesta região foram diferenciados. Além disso, destaca-se o potencial da Formação Irati em apresentar reservas não-convencionais de óleo (*oil shale*) e gás (*shale gas*). Neste contexto, o estudo das concentrações de carbono orgânico total (COT) e enxofre, das condições termométricas e a caracterização de fluidos diagenéticos da Formação Irati visam uma melhor compreensão da geração e migração de hidrocarbonetos. Para isto, foram realizadas análises de teores de COT e enxofre, e estudos petrográficos em inclusões fluidas aquosas e de hidrocarbonetos hospedadas em veios de calcita espática e quartzo, associados a ensaios microtermométricos em inclusões fluidas aquosas. Os dados microtermométricos permitiram estimar as temperaturas atingidas pela Formação Irati, bem como obter informações sobre características composicionais dos fluidos aprisionados.

A Formação Irati apresenta COT entre 0,43 e 17,41% que indica potencial de geração alto a excelente. As concentrações de enxofre variaram entre 0,1 e 6,04% e sugerem controle deposicional.

Inclusões fluidas aquosas bifásicas associadas a monofásicas, apresentam-se com morfologia irregular a regular, dimensões entre 5µm e 25µm, fase vapor entre 5 e 15% do volume da inclusão, e como ocorrências isoladas no cristal (primárias), ou dispostas em trilhas internas ao cristal (pseudo-secundárias) ou, ainda, em trilhas que seccionam os cristais (secundárias). Inclusões fluidas compostas por hidrocarbonetos possuem dimensões entre 10 µm e 50 µm, apresentam fase vapor em proporções variáveis e coloração escura, e cor de fluorescência à luz ultravioleta entre amarelada a azul pálida.

Temperaturas de homogeneização com modas entre 100° e 150°C e que alcançam valores da ordem de 300°C sugerem que a Formação Irati atingiu temperaturas adequadas para geração de óleo leve e gás. Estas paleotemperaturas não podem ser explicadas apenas por soterramento e necessitam de fonte adicional de calor proveniente do magmatismo Serra Geral. Observa-se a presença de dois tipos de fluidos aquosos com salinidades distintas: um de salinidade mais baixa, que varia entre aproximadamente 0 e 7,5% em peso de NaCl equivalente, e outro de maior salinidade caracterizado por valores desde próximos a 12 até 21,5% em peso de NaCl equivalente. Interpreta-se que o fluido de salinidade mais alta estivesse presente nos poros do folhelho gerador e que tenha migrado juntamente com os hidrocarbonetos através de microfraturas produzidas por sobrepressão da rocha geradora. Por outro lado, o fluido de menor salinidade é possivelmente composto por água meteórica. A circulação deste fluido meteórico por fraturas subverticais seria altamente prejudicial para a preservação dos hidrocarbonetos. As inclusões de hidrocarbonetos revelaram óleo relativamente maduro e leve associado a gás, condizente com as paleotemperaturas registradas e sugerindo que o óleo com alta viscosidade e baixo Grau API encontrado nos afloramentos da unidade geradora Irati e nos reservatórios arenosos da Formação Pirambóia (arenitos asfálticos) é produto de degradação.

PALAVRAS CHAVE: FORMAÇÃO IRATI, HIDROCARBONETOS, INCLUSÕES FLUIDAS