POROSIDADE SECUNDÁRIA NOS ARENITOS DAS FORMAÇÕES RIO BONITO E ITARARÉ E SUA POSSÍVEL IMPLICAÇÃO NA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO NA BACIA DO PARANÁ

ALMÉRIO BARROS FRANÇA*

ABSTRACT The presence of reservoirs in Paraná Basin, at great depth, was uncertain until last researches carried out in it. New deep wells drilled in the basin have shown sandstones from Rio Bonito and Itararé formations with good porosity and permeability, and in some cases gas bearing. The porosity can reach 15% at 4 600m (about 15 000 ft). Petrographic studies using blue epoxy impregnation and SEM analysis have pointed out that most of this porosity is secondary, developed by dissolution of carbonatic cements and unstable rock fragments. The leaching of carbonatic cements and unstable rock fragments is related to interstitial CO_2 - rich water. The main source of CO_2 is the organic matter maturation, but in Paraná Basin it would be also associated with the great mesozoic volcanic activity, which occurred as lava flows and intrusions. The relationship between igneous intrusions and CO_2 source can lead to the conclusion that secondary porosity and consequently the gas generation in Paraná Basin would be mesozoic.

INTRODUÇÃO Na pesquisa de petróleo existem quatro fatores críticos que governam sua ocorrência: rocha geradora, rocha-reservatório, trapa e relações temporal e espacial adequadas. Aparentemente, tem igual importância cada um destes fatores, ou seja, não existe peso maior para um ou outro parâmetro. Entretanto, algumas bacias, pela sua evolução geológica, são deficientes em alguns destes fatores, tornando-os ponto de concentração das pesquisas exploratórias, uma vez que seu entendimento dirigirá a exploração.

Na Bacia de Santos, por exemplo, existem bons reservatórios e estruturas perfeitas formadas por domos salinos, mas não foi ainda encontrada rocha geradora capaz de abastecer estas estruturas. Nessa bacia, portanto, os estudos são concentrados em modelos geológicos baseados em dados preexistentes e com estes modelos são testadas as áreas de maior probabilidade de geração.

Na Bacia do Paraná, já se comprovou a existência de geradora e reservatório, entretanto não se encontrou ainda estruturação adequada que permitisse acumulação comercial de hidrocarbonetos. Neste caso, o ponto crítico a ser estudado é a existência de estruturas e sua relação de tempo com os demais fatores.

O objetivo deste trabalho é mostrar que, na Bacia Paleozóica do Paraná, o fator rocha-reservatório não constitui empecilho exploratório, pois existem arenitos com boa a excelente qualidade armazenadora a 2 000 m de profundidade na Formação Rio Bonito, bem como a 4 600 m na Formação Itararé, graças à existência de porosidade secundária.

POROSIDADE SECUNDÁRIA - CONCEITOS A grande maioria dos petrógrafos pesquisadores em rochas sedimentares se preocupa com os grãos detritais e cimentos destas rochas, isto porque, em alguns casos, estes elementos constituem-se em bens minerais. Ao contrário, os pesquisadores de geologia de petróleo se preocupam quase exclusivamente com o espaço vazio e com a inter-relação poro-componentes, porque o recurso econômico visado (o petróleo) se aloja exatamente no vazio das rochas.

É tão importante o conhecimento da origem, evolução e geometria dos poros que, atualmente, já se aplicam técnicas de impregnação de arenitos com plástico especial e posteriormente dissolvem-se os grãos componentes da rocha por ataque ácido, restando o molde do espaço poroso, que pode ser estudado em detalhe.

O conceito de porosidade secundária em arenitos foi apresentado pela primeira vez pelos geólogos russos Chepikov e Savkevich em 1959 (Shanmugan 1984). No entanto, o grande avanço nos estudos de porosidade secundária, no mundo ocidental, só se verificou após 1975, quando pesquisadores como Volkmar Schmidt (Petro, Canadá), David McDonald (Mobil Oil, Canadá) e Edward D. Pittman (Amoco, USA), dentre outros, se dedicaram a pesquisa de reservatórios. Até então, toda porosidade encontrada nos arenitos era tida como primária, ou seja, formada na época de sua deposição. Com os esforços dirigidos para estudos de porosidade, conclui-se que mais da metade da porosidade em arenitos é do tipo secundária, ou seja, formada após a deposição final dos arenitos, envolvendo portanto processos diagenéticos, conforme definição de Choquette & Pray (1970).

A porosidade secundária se origina por dissolução de minerais instáveis, principalmente carbonatos e sulfatos. Entretanto, feldspatos e fragmentos de rochas, como as vulcânicas, também podem sofrer dissolução, embora sejam volumetricamente insignificantes. No caso de feldspatos, é comum ocorrer substituição por calcita e posteriormente esta vir a ser dissolvida (Schmidt & McDonald 1979a).

A dissolução de material carbonático (calcita, siderita, dolomita) nos arenitos ocorre graças à ação do ácido carbônico formado nas águas intersticiais, que ocasiona o abaixamento do pH (Schmidt & McDonald 1979a). A reação química de formação do ácido carbônico (H_2CO_3) se verifica conforme a equação abaixo:

A água ocorre abundantemente nos poros, o que não se ve-

* Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo, IPT. Cidade Universitária, Caixa Postal 7141, CEP 01000. São Paulo, SP, Brasil.

rifica com o gás carbônico. Segundo Schmidt & McDonald (1979a), as fontes principais de CO_2 são:

- 1) maturação da matéria orgânica: uma das fases da maturação da matéria orgânica, a descarboxilação, libera grande quantidade de gás carbônico;
- 2) intrusões ígneas: as intrusões são fontes de diversos tipos de gases, sendo comum entre eles o CO_2 ;
- 3) desidratação de folhelhos: durante a compactação, a água liberada dos folhelhos geralmente contém gás carbônico.

Sob o ponto de vista exploratório, o CO_2 oriundo da maturação da matéria orgânica é o mais importante porque possui uma relação temporal adequada com a geração e migração de hidrocarbonetos, já que a descarboxilação é uma fase anterior à liberação de óleo da rocha geradora (Fig. 1). Portanto o CO_2 resultante do processo irá abrir caminho e criar o alojamento para o petróleo que será gerado a seguir. Trata-se, assim, de uma reação em cadeia cujo entendimento é muito importante para o sucesso da exploração de hidrocarbonetos.

Figura 1 – Diagenese de arenitos. Notar a superposição dos eventos, descarboxilação, descarboxilação e ganho de porosidade. Adaptado de Schmidt & McDonald 1979a.

Além do ácido carbônico, também o ácido sulfídrico (H_2S), geralmente oriundo da ação de bactérias, pode ocasionar dissolução de carbonatos (Parker 1974, In: Schmidt & McDonald 1979a).

A identificação da porosidade secundária, por outro lado, é um assunto extenso, cuja abordagem foge ao escopo do presente trabalho. Por isso, recomenda-se a leitura dos trabalhos publicados por Terra *et al.* (1982) e, para maiores detalhes, Schmidt & McDonald (1979b).

EVOLUÇÃO DIAGENÉTICA DOS ARENITOS DA FORMAÇÃO RIO BONITO A Formação Rio Bonito pode ser dividida em três unidades genéticas, conforme França & Caldas (1983). A sequência superior, denominada Sequência IV, é composta por arenitos depositados em ambientes costeiros — barras marinhas retrabalhadas pela ação de ondas, gerando arenitos bem selecionados, limpos e extremamente quartzosos, constituindo-se em excelentes reservatórios (Figs. 2, 3A e 3B). Os valores de porosidade atingem 25% (perfil de densidade) e as medidas de permeabilidade acusam até 5 300 md (milidarcys).

As lâminas analisadas foram confeccionadas a partir de testemunhos de poços com as amostras previamente impreg-

nadas com plástico azul (*blue epoxy*). Esta técnica, além de preservar detalhes texturais, destaca a porosidade e aponta possíveis poros criados artificialmente durante a laminação. Infelizmente, em fotos em preto e branco, o azul da resina não apresenta o destaque que realmente existe sob o microscópio ou em fotos coloridas, mas de qualquer modo os poros estão indicados pela letra (P) nas ilustrações apresentadas.

A análise das lâminas petrográficas permitiu a montagem dos seguintes estágios na evolução diagenética dos arenitos da Formação Rio Bonito:

Estágio 1. A história diagenética começa com a perda de porosidade primária por compactação mecânica, provocando localmente contatos penetrantes devido à dissolução por pressão (*pressure solution*).

Estágio 2. Caracterizado pela perda de porosidade por diagenese química e carbonatização. A diagenese química está representada pelos filmes de argila (ilita) que envolvem os grãos (*clay coats*) (Galloway 1979). As argilas autigênicas são formadas em arenitos por dois processos principais: diretamente por precipitação de águas de formação ou por reações entre materiais precursores e águas intersticiais (Wilson & Pittman 1977). Observa-se, na Fig. 3C, que não ocorre o filme de ilita nos contatos grão a grão, o que evidencia a sua relação de tempo com o estágio 1, ou seja, posterior à compactação.

O segundo processo identificado neste estágio foi muito importante e vital para a existência do atual reservatório — a carbonatização, representada neste caso por siderita (Fig. 3D). Sua importância está no fato de ter preservado o empacotamento dos grãos durante a subsidência, além de ter corroído os grãos componentes do arenito (Fig. 3D), aumentando o espaço intergranular ocupado pelo cimento siderítico. No estágio subsequente à dissolução deste cimento, originou-se a porosidade secundária, discutida a seguir.

Estágio 3. Neste estágio verificou-se o ganho de porosidade secundária por descarboxilação e dissolução de fragmentos líticos instáveis. A lixiviação do cimento não foi total, encontrando-se ainda alguns remanescentes, o que permitiu seu reconhecimento, além de possibilitar a identificação da porosidade secundária. Observam-se, na Fig. 4A, os contatos irregulares e corroídos da siderita com o espaço poroso, evidenciando a dissolução.

A grande maioria de poros criados se deveu à dissolução de cimento. Contudo, existem poros gerados pela dissolução de grãos componentes do arenito, como nas Figs. 4C, 4D e 4E, onde se tem um bom exemplo de porosidade móldica, destacada pelo filme de ilita que envolvia os grãos. Este filme de ilita, resistente à ação do H_2CO_3 , foi desenvolvido no estágio 2 e constitui, portanto, um fator de identificação da porosidade secundária na Formação Rio Bonito.

Vale ressaltar que estes poros móldicos às vezes formam um outro tipo de poro, *oversized* (Schmidt e McDonald 1979B), ou agigantado, conforme designado por Terra *et al.* (1982). Também é uma evidência de porosidade secundária porque não se pode conceber, em um arenito onde haja contatos penetrantes entre seus grãos, a existência de poros

maiores que seus próprios componentes. Na maioria destas porosidades móllicas é impossível identificar a natureza dos grãos que foram lixiviados (Figs. 4C e 4D). Entretanto, alguns fragmentos foram dissolvidos apenas parcialmente, como na Fig. 3E, onde o grão de feldspato exibe porosidade intergranular. Nota-se que a porosidade foi criada seguindo a orientação da clivagem do mineral. Alguns autores acreditam que o feldspato é primeiramente substituído por carbonato e posteriormente dissolvido; outros acreditam em sua

dissolução diretamente pelo ataque do ácido carbônico, sem prévia substituição por carbonatos.

A criação de porosidade secundária gera uma instabilidade no arcabouço da rocha, que é corrigida por um rearranjo no empacotamento dos grãos, iniciando assim a fase de perda de porosidade secundária formada.

Estágio 4. Caracterizado pela perda de porosidade secundária por processos mecânicos e químicos.

2-AN-1-PR

2-CS-1-PR

Figura 2 - Observar o baixo desenvolvimento da curva de Raios Gama (padrão cilíndrico) e a boa correlação entre os corpos arenosos. As fotomicrografias (figuras) apresentadas, estão assinaladas ao lado dos testemunhos correspondentes. As curvas foram reproduzidas de perfis 1: 200. Atentar para a grande diferença de profundidade da Formação Rio Bonito nos dois poços

Durante o rearranjo do arcabouço da rocha, pode ocorrer fraturamento ou quebramento dos grãos, como no exemplo da Fig. 4B.

Na Formação Rio Bonito, os processos químicos de obliteração da porosidade secundária são ineficientes como um todo, pois em algumas áreas o arenito possui ainda 25% de

porosidade com boa a excelente permeabilidade. Nada impede, porém, que o fenômeno seja mais eficiente noutras localidades.

A cimentação é feita por calcita e anidrita poiquilótópicas (Figs. 4F, 5A e 5B). A relação de tempo entre os dois minerais é difícil de estabelecer precisamente, embora pare-

A LN 0.5mm

B LN 0.5mm

C NX 0.25mm

D LN 0.25mm

E LN 0.10mm

F MEV 7μm

Figura 3 – Fotomicrografias, identificadas na fig. 2

ça contemporânea (Figs. 5A e 5B). Observa-se que os cristais de anidrita e calcita poiquilotópicos possuem contatos retos com os poros, demonstrando seu crescimento recente (Figs. 5C e 5D), contrário aos cristais de siderita do estágio 2, que exibem contatos irregulares e corroídos (Fig. 4A).

Além da calcita e anidrita, existem localmente sobrecrecimentos de quartzo, (*quartz overgrowth*) (Figs. 5E e 5F).

A Fig. 6 ilustra a sequência diagenética defendida para a Formação Rio Bonito. Foi obtida por meio de uma montagem entre os eventos observados em lâminas com o ciclo diagenético dos arenitos apresentado por Schmidt & McDonald (1979a).

Em se tratando de uma unidade que possui vasta distribuição na Bacia do Paraná, eram de esperar variações na se-

Figura 4 – Fotomicrografias, identificadas na fig. 2

ou talvez influência do ambiente deposicional com menor ação do retrabalhamento, preservando dessa forma os feldspatos.

Figura 6 - Ciclo diagenético de arenitos (adaptado de Schmidt e McDonald 1979a) para a Fm. Rio Bonito

Abaixo da Formação Rio Bonito ocorre a Formação Itararé, que se distribui por quase toda a Bacia do Paraná e alcança grandes profundidades (5 000 m) na sua parte central. Apesar disso, reveste-se de maior importância que a Formação Rio Bonito, em vista de sua proximidade com os folhelhos geradores da Formação Ponta Grossa.

A despeito da profundidade, esta unidade possui bons reservatórios graças ao desenvolvimento de porosidade secundária, como discutido a seguir.

EVOLUÇÃO DIAGENÉTICA DOS ARENITOS DA FORMAÇÃO ITARARÉ Os corpos areníticos na Formação Itararé são geralmente bem mais espessos que na Formação Rio Bonito, podendo alcançar até 100 m de espessura. Em perfil, os reservatórios apresentam comportamentos semelhantes, normalmente com padrão cilíndrico (Fig. 2 e 7).

Microscopicamente mostram-se bastante distintos, sendo que, na Formação Itararé, invariavelmente os arenitos são mal selecionados, com grãos de tamanho variados e diferen-

Figura 7 - Seção inferior da Formação Itararé logo abaixo de um corpo de diabásio (150 metros de espessura). Os arenitos reservatórios também possuem forma cilíndrica na curva de RG, menos evidenciada neste intervalo devido ao baixo contraste com os arenitos muito finos/siltitos. Curvas reproduzidas dos perfis 1: 200

tes graus de arredondamento. Esta heterogeneidade também ocorre na composição mineralógica, pois em uma mesma lâmina é possível identificar: metaquartzito, xisto, mármore, chert, gnaiss, fragmentos de arenito, siltito e rochas vulcânicas (Fig. 8A). Os bons reservatórios são praticamente desprovidos de matriz fina, o que reflete no bom desenvolvimento de SP (potencial espontâneo) e baixo RG (raios gama).

Os valores de porosidade podem atingir 15%, mesmo a grandes profundidades, como no poço 2-CB-1-SP a 4 670 m.

onde também se mediu permeabilidade em torno de 80 md.

A análise de perfis, em conjunto com estudos petrográficos, permite concluir que a maioria dos reservatórios da Formação Itararé foram depositados em ambiente de alta energia, porém sem o retrabalhamento ocorrido nos areni-

tos da Sequência IV da Formação Rio Bonito. Caso contrário, não se preservariam tantos líticos instáveis e o selecionamento seria melhor. Estas evidências sugerem depósitos de preenchimento de canais.

Após a deposição dessas areias, têm início os processos diagenéticos, compreendendo os seguintes estágios:

A LN 0.5mm

B LN 0.5mm

C LN 0.25mm

D LN 0.10mm

E LN 0.5mm

F NX 0.5mm

Figura 8 – Fotomicrografias, identificadas na fig. 7

Estágio 1 — Perda de porosidade primária por compactação A perda de porosidade primária por compactação é mais eficiente nos arenitos da Formação Itararé do que na Formação Rio Bonito, devido à grande variação composicional, com muitos fragmentos de rochas se amoldando entre os grãos mais resistentes e permitindo assim um grau de compactação maior (Fig. 8B).

Estágio 2 — Perda de porosidade por diagênese química e carbonatização Não se observou evidência de diagênese química neste estágio, como os filmes de ilita do estágio 2 da Formação Rio Bonito. Entretanto, ocorreu, a carbonatização representada por calcita e localmente siderita (Fig. 8D) que desempenham o mesmo papel da sideritização na Formação Rio Bonito, provocando inclusive corrosão nos

Figura 9 — Fotomicrografias, identificadas na fig. 7

grãos e aumento do espaço intergranular ocupado pelo cimento.

Estágio 3 – Ganho de porosidade secundária por descarbonatização e dissolução de líticos instáveis A dissolução do cimento carbonático é facilmente identificada devido ao estilo de contato entre a calcita/siderita e o poro (Fig. 8D). Por outro lado, como não existe filme de illita envolvendo os componentes, torna-se mais difícil a identificação da lixiviação de grãos, pois não se têm seus moldes. Porém, nos casos de dissolução parcial, é possível observar, além da porosidade intragranular, a natureza dos componentes em dissolução. Exemplos mais comuns são fragmentos de vulcânicas básicas (Fig. 8C) e grãos de feldspato (Fig. 3F).

Estágio 4 – Perda de porosidade por processos mecânicos e químicos Devido às grandes profundidades em que se encontram alguns reservatórios da Formação Itararé, era de esperar um empacotamento maior dos grãos embora exista boa porosidade, como já foi comentado. Uma explicação pode ser o mal selecionamento dos grãos. Deve-se ressaltar o seguinte fato: intercalados aos arenitos, com boas características de reservatórios, existem arenitos finos, bem selecionados, argilosos, gradando a siltito (Fig. 7). Nestes arenitos, o efeito da compactação é tão grande que provocou o desenvolvimento de estilólitos e a completa eliminação de porosidade (Figs. 8E e 8F).

Tais fatos são evidências de que a textura e composição dos arenitos influenciam na qualidade dos reservatórios, principalmente a altas profundidades.

Os processos químicos que atuaram na obliteração parcial da porosidade secundária podem ser cronologicamente distribuídos da seguinte maneira, do estágio mais antigo para o mais recente:

- 1) cimentação por clorita: ocorre como agulhas na superfície dos grãos detritais (Figs. 9A e 9B); como rosetas ou "repolhos" dentro dos poros (Figs. 9C e 9D) e preenchendo fraturas ou acompanhando estilólitos (Figs. 8E e 8F);
- 2) cimentação por calcita e/ou anidrita: ocorre como cristais poiquilótópicos no mesmo estilo da cimentação da Formação Rio Bonito (Figs. 9E e 9F);
- 3) cimentação por sobre crescimento de quartzo: de pequeno significado entre os cimentos encontrados. Localmente podem ocorrer entre cristais de clorita e anidrita ou precipitado em fraturas.

Associados às rosetas de clorita, ocorrem também filamentos de illita, passíveis de identificação ao microscópio eletrônico de varredura (MEV) (Fig. 9D).

A Fig. 10 resume a sequência diagenética apresentada para os arenitos da Formação Itararé.

CONSIDERAÇÕES FINAIS Estabelecendo-se comparações entre os eventos que atuaram na diagênese dos reservatórios das formações Rio Bonito e Itararé, nota-se que não existem grandes variações. As mudanças principais se relacionam com textura e composição dos grãos detritais e, no volume de poros, de um modo geral menor na Formação Itararé.

Figura 10 – Ciclo diagenético dos arenitos (adaptado de Schmidt & Mc Donald 1979 a) para a Formação Itararé

Para a análise dos reservatórios da Formação Itararé, escolheram-se os testemunhos mais profundos, na seção basal desta unidade, porque, teoricamente, devem apresentar a sequência diagenética mais completa. Além disso, são economicamente mais importantes, pois se localizam próximo às geradoras da Formação Ponta Grossa e adicionalmente possuem intervalos portadores de gás e condensado, como comprovado nos poços de Cuiabá Paulista e Chapéu do Sol nº 2.

Os arenitos superiores da Formação Itararé também foram analisados e revelaram a mesma sequência diagenética que os basais, excetuando-se a estilolitização e a cimentação por clorita do estágio 4.

Na Fig. 11 é apresentada uma seção estratigráfica correlativa de direção aproximada NS, que abrange praticamente toda a Bacia do Paraná. O intuito principal é ilustrar o volume de rochas-reservatório (arenitos) existente na Série Rio Tietê (Gama Jr. et al. 1982), principalmente nas formações Rio Bonito e Itararé. Notar a relação direta entre os arenitos basais da Formação Itararé com os folhelhos da Formação Ponta Grossa.

Figura 11 – Seção estratigráfica correlativa. Datum: topo da Fm. Irati. Diabásio excluído

CONCLUSÕES A porosidade secundária é responsável por grande parte dos reservatórios existentes nas formações Rio Bonito e Itararé na Bacia do Paraná. O principal significado econômico da porosidade secundária é a extrapolação da presença de reservatórios, além dos limites esperados pela preservação de porosidade primária.

É possível, na maioria das vezes, distinguir a Formação Rio Bonito da Formação Itararé, baseando-se na composição dos componentes detritais. Na Formação Rio Bonito, as maturidades textural e composicional são quase sempre maiores do que na Formação Itararé.

A composição dos minerais autigênicos é praticamente a mesma nas duas unidades. Ambas possuem cimentação tardia, composta de calcita e anidrita poiquilótópicas. Nos reservatórios mais profundos da Formação Itararé é comum a precipitação de clorita, o que não foi observado em grande quantidade nos níveis superiores desta unidade e raramente ocorre na Formação Rio Bonito.

A presença de clorita nos reservatórios pode ser prejudicial no momento em que seja necessário estimular a produção por meio de injeção de fluidos visando o fraturamento ou acidificação destes reservatórios. Poderá ocorrer reação química entre o fluido injetado e a clorita, formando precipitados ferruginosos que fecharão ainda mais as "gargantas" dos poros. Entretanto existem substâncias inibidoras da reação química clorita/fluido que permitem o sucesso da operação.

A conclusão principal, a respeito da presença de porosidade secundária na Bacia do Paraná abrange um contexto mais amplo, visto que sua origem pode-se relacionar intimamente com a geração de hidrocarbonetos, pois a fonte principal de CO_2 é a maturação da matéria orgânica. Antes de se detalhar esta relação, devem-se citar fatos concretos já obtidos: a presença de gás acumulado em arenitos portadores de porosidade secundária em Cuiabá Paulista; gás e condensado em arenitos semelhantes em Chapéu do Sol nº 2. Estes fatos são importantes, uma vez que comprovam a relação de tempo adequada entre a geração, migração e formação de reservatórios, permitindo a acumulação.

Esta relação torna-se bastante interessante se envolvemos as intrusões ígneas como fonte principal de CO_2 , o que é possível, em face do grande volume de corpos de diabásio na Bacia do Paraná. Nesta hipótese, as intrusões datadas do Jurássico/Cretáceo marcariam o desenvolvimento da porosidade secundária como sendo contemporânea ou posterior aos diabásios. Consequentemente, somos compelidos a sugerir que a geração de hidrocarbonetos na bacia também seja mesozóica ou posterior, concordando com idéias anteriores de Oliveira (1970) e Goulart & Jardim (1982). Se isto for verdadeiro, deverão ser procuradas estruturas mesozóicas associadas às intrusões ígneas. Esta tarefa não é difícil atualmente, graças ao grande avanço tecnológico conseguido na obtenção e processamento de dados sísmicos. Os refletores correspondentes aos diabásios, mesmo os mais

profundos, são facilmente mapeados nas novas seções sísmicas obtidas na Bacia do Paraná.

Convém relembra que os melhores resultados exploratórios obtidos até o momento (Cuiabá Paulista e Chapéu do Sol nº 2) estão associados a corpos de diabásio, com produção de gás e condensado geralmente logo abaixo destes corpos.

Figura 12 - Evolução Diagenética do Querogênio: Os estágios iniciais das curvas indicam a liberação de oxigênio como CO_2 e H_2O . Os estágios mais avançados mostram a perda de hidrogênio e geração de hidrocarbonetos. As curvas I e II correspondem a querogênios com capacidade de gerar grandes quantidades de óleo, enquanto a curva III com predomínio de matéria orgânica lenhosa, corresponde aos querogênios pobres em hidrogênio e que produzem principalmente metano. Adaptado de TISSOT et al. (1974)

Se voltarmos à hipótese de que a fonte principal do CO_2 que propiciou a dissolução de carbonatos e conseqüente

criação de porosidade secundária foi a maturação da matéria orgânica, deveremos supor um volume considerável de gás (hidrocarboneto) gerado juntamente com o CO_2 , já que a porosidade secundária está vastamente distribuída na bacia tanto horizontal quanto verticalmente.

Tissot et al. (1974) consideram que o volume de CO_2 liberado durante a descarboxilação (Fig. 12) pode chegar a 50%, isto é, metade de $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ e metade de gás + óleo. Esta relação depende do tipo de querogênio, mas a produção de CO_2 é máxima quando o produto final é o metano a grande profundidade, porém apresenta pouca ou nenhuma produção de óleo.

Coincidência ou não, praticamente todo gás recuperado em testes de formação, na Bacia do Paraná, tem altas concentrações de metano, superior a 95%.

Talvez a conclusão mais importante esteja no fato de que em qualquer pesquisa deve-se estar atento a todos os eventos envolvidos, mesmo aqueles aparentemente de pouca importância, como a presença de poros em arenitos. Como visto neste trabalho, a "simples" presença de poros nos arenitos permitiu chegar a conclusões de contexto bem amplo, como a possível geração tardia de hidrocarbonetos na Bacia do Paraná.

Espera-se que este trabalho traga contribuições à exploração de petróleo na Bacia do Paraná, tarefa difícil e arriscada, é verdade, mas com possibilidades de sucesso.

Agradecimentos O autor agradece à Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRÁS), pela autorização para a publicação deste artigo, e ao desenhista Leopoldo Caligaris Neto, pela sua contribuição.

Nota: Os testemunhos, lâminas petrográficas e plugues de microscopia eletrônica encontram-se arquivados no Laboratório de Geoquímica do IPT - Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo S.A., Cidade Universitária, Caixa Postal 7141. São Paulo - SP.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- CHOQUETTE, P.W. & PRAY, L.C. - 1970 - Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. *AAPG Bull.*, 54:207-250.
- FRANÇA, A.B. & CALDAS, A.F.F.D. - 1983 - Diferenciação e evolução dos sistemas deltaicos na parte superior do Grupo Tubarão - Bacia do Paraná. *Rev. Bras. Geoc.*, 13(1): 56-67.
- GALLOWAY, W.E. - 1979 - Diagenetic control of reservoir quality in arc-derived sandstones: implications for petroleum exploration. In: SCHOLLE, P.A. & SCHLUGER, P.R. (eds.). *Aspects of diagenesis*, Tulsa, Soc. Econ. Paleont. and Mineralogists/AAPG, p. 251-262. (Special Publication 26.)
- GAMA Jr. E.; BANDEIRA Jr. A.N.; FRANÇA, A.B. - 1982 - Distribuição espacial e temporal das unidades litoestratigráficas paleozóicas na parte central da Bacia do Paraná. *Rev. Bras. Geoc.*, 12(4): 578-589.
- GOULART, E.P. & JARDIM, N.S. - 1982 - Avaliação geoquímica das formações Ponta Grossa e Irati - Bacia do Paraná. In: PAULIPETRO. *Geologia da Bacia do Paraná: reavaliação da potencialidade e prospectividade em hidrocarbonetos*. São Paulo.
- OLIVEIRA, M.A.M. de - 1970 - Possibilidades de geração e migração de petróleo na Bacia do Paraná. In: CONGR. BRAS. GEOL., 24, Brasília, 1970. *Anais.*, Brasília, SBG, p. 139-156.
- SCHMIDT V. & McDONALD, D.A. - 1979a - The role of secondary porosity in the course of sandstones. In: SCHOLLE, P.A. & SCHLUGER, P.R. (eds.) *Aspects of diagenesis*, Tulsa, Soc. Econ. Paleont. and mineralogist/AAPG, p. 175-207. (Special Publication 26.)
- SCHMIDT V. & McDONALD, D.A. - 1979b - Texture and recognition of secondary porosity in sandstones. In: SCHOLLE, P.A. & SCHLUGER, P.R. (eds.). *Aspects of diagenesis*, Tulsa, Soc. Econ. Paleont. and mineralogists/AAPG, p. 209-225. (Special Publication 26.)
- SHANMUGAN, G. - 1984 - Secondary porosity in sandstones: basic contributions of Chepikov and Savkevich. *AAPG, Bull.* 68(1): 106-107.
- TERRA, G.J.S.; De ROS, L.F.; MORAES, M.A.S. - 1982 - Porosidade secundária nos arenitos jurássicos da Bacia do Recôncavo. In: CONG. BRAS. GEOL., 32, Salvador, 1982. *Anais.*, Salvador, SBG, 5: 2286-2299.
- TISSOT, B.; DURAND, B.; ESPITALIÉ, J.; COMBAZ, A. - 1974 - Influence of nature and diagenesis of organic matter in formation of petroleum. *AAPG, Bull.* 58(3): 499-506.
- WILSON, M.D. & PITTMAN, E.D. - 1979 - Autigenic clays in sandstones: recognition and influence on reservoir properties and paleoenvironmental analysis. In: *Diagenesis of sandstones - cement porosity relationships*, Tulsa, Soc. Econ. Paleont. and Mineralogists/AAPG, p. 45-73. (Reprint Series, 9).

MANUSCRITO

Recebido em 08 de maio de 1984

Revisão aceita em 04 de julho de 1984