PALEOESTRUTURAS E PETRÓLEO NA BACIA DO PARANÁ, BRASIL

PAULO CÉSAR ARTUR¹ & PAULO CÉSAR SOARES²

Abstract *PALEOSTRUCTURES AND PETROLEUM IN THE PARANÁ BASIN, BRAZIL* Structural styles contribute decisively to the location of economic petroleum accumulations. The intracratonic basins show close relationship between major structures and the occurrence of the petroleum fields. In the Paraná Basin, many doubts remain with regard to the origin and location of the different types of structures, the time they were active and the role that they played in the evolution of the basin. The methodological procedure developed has two purposes: (1) the identification of paleostructures and (2) their role in the accumulation of petroleum. For identification and mapping of the paleostructures, thickness data of five rock sequences, from Devonian to Triassic were analyzed. The sequences are bound by general maximum flood or unconformities surfaces, characterizing the forming tectonic and separately the modifying tectonic. The regional subsiding or uplifting differential process were removed by trend analysis. On the trend surface residuals, directional variographic analysis was applied and, successively, the semivariograms were modeled and the residual were interpolated by anisotropic kriging, standing out local directional anomalies of thickness. Similar procedures were adopted to investigate the distribution of the diabase sills and for Bouguer anomaly values. The data were compared with morphostructural and surface lineaments. For to investigate the relationship of the mapped structures with known petroleum accumulations, a favorability quantification method was used based on the conditional probability analysis, with some modifications. Besides paleostructures and lineaments, the areas with mature source rocks potential and reservoir protection of the two petroliferous systems were also considered as variables in the favorability analysis. It was verified that the main controls for petroleum accumulations in the Ponta Grossa-Itararé petroleum system were the Devonian northeast striking paleostructures, reactivated until the Quaternary, and north-south striking faults during the tectono-magmatic Cretaceous event. For the Irati-Rio Bonito/Tietê petroleum system the most favorable areas are related to the paleostructures with northeast direction, active during Triassic and Cretaceous, in addition to the areas with larger cumulative thickness of intrusive bodies. The variations of thickness of the different isochronal units put in evidence the reversion of movements in the same structure in successive tectonic phases.

Keywords: Paraná Basin, trend analysis, geostatistics, anisotropic kriging, paleostructures, petroleum systems.

Resumo Determinados estilos estruturais contribuem decisivamente para a localização de acumulações econômicas de hidrocarbonetos. A necessidade da presença de algumas feições estruturais para a ocorrência de grandes acumulações em bacias intracratônicas é sugerida pela íntima relação espacial existente entre as principais estruturas e as áreas de ocorrência dos campos de petróleo. Na Bacia do Paraná, muitas dúvidas permanecem quanto à origem e localização dos diferentes tipos de estruturas, o tempo em que estiveram ativas e o papel que desempenharam ao longo da evolução da bacia. O procedimento metodológico desenvolvido objetivou (1) a identificação de feições indicadoras de paleoestruturas e (2) o papel desempenhado na acumulação de petróleo na Bacia do Paraná. Para identificação e mapeamento das paleoestruturas foram analisados em perfis de poços os dados de espessura de cinco seqüências limitadas por superfícies de inundação máxima ou discordâncias regionais, do Devoniano ao Triássico, caracterizando separadamente a tectônica formadora e a tectônica modificadora. Foram retirados os resultados de subsidência ou soerguimento diferencial regional e sobre os resíduos de tendência foi aplicada análise variográfica direcional e, sucessivamente, modelagem dos semivariogramas e krigagem, ressaltando anomalias direcionais mais localizadas de espessura. Procedimentos similares foram adotados para investigar a distribuição dos corpos intrusivos concordantes e para valores de anomalia Bouguer. Os resultados foram comparados com lineamentos morfoestruturais. Para investigar as possíveis relações existentes entre as estruturas mapeadas e as acumulações de petróleo foi empregado um método de quantificação de favorabilidade baseado na análise probabilística condicional, com algumas modificações. Além das paleoestruturas, foram também consideradas como variáveis na análise de favorabilidade as áreas com maior potencial de geração e proteção dos dois sistemas petrolíferos estudados. Para o Sistema Petrolífero Ponta Grossa-Itararé verifica-se que as paleoestruturas com direção nordeste identificadas no Devoniano e reativadas até o recente e paleofalhas norte-sul ativas durante o evento tectono-magmático juro-cretáceo, são as que tiveram maior influência na formação de acumulações. Já para o Sistema Petrolífero Irati-Rio Bonito/Tietê as áreas mais favoráveis estão relacionadas às paleoestruturas com direção nordeste, ativas entre os períodos Triássico e Juro-Cretáceo, adicionalmente às regiões com maior espessura acumulada de corpos intrusivos. As variações de espessuras das diferentes seqüências evidenciam a reversão de movimentos em fases tectônicas recorrentes, distensionais nas épocas de deposição e compressionais nas fases de soerguimento e formação de discordâncias regionais.

Palavras-chave: Bacia do Paraná, análise de tendência, geoestatística, krigagem anisotrópica, paleoestruturas, sistemas petrolíferos.

INTRODUÇÃO Determinados estilos estruturais desenvolvidos em bacias sedimentares contribuem, de maneira decisiva, para a existência de acumulações econômicas de hidrocarbonetos, tal

como tem sido enfatizada por muitos autores. O reconhecimento e mapeamento espaço-temporal dos elementos estruturais que compõem um ou mais estilos de uma província sedimentar, constitui

1 - Petróleo Brasileiro S.A. UN-BC/ATEX/AAG. Av. Elias Agostinho, 665, CEP 27.913-350, Macaé - R.J. e-mail : pauloartur@petrobras.com.br.

2 - Universidade Federal do Paraná. Setor de Ciências da Terra. Departamento de Geologia. Caixa Postal 19.011, CEP 81.531-990, Curitiba - PR. e-mail : p_soares@terra.com.br.

uma agregação de informação de significativa importância para o sucesso de qualquer programa exploratório, auxiliando na predição de prováveis tipos de trapas que venham a ocorrer na bacia, além de seus padrões de distribuição.

Em bacias intracratônicas é ressaltada constantemente (p.ex., Leighton *et al.* 1990), o quanto é vital a compreensão dos estilos estruturais para melhor direcionar a exploração de seus recursos naturais. Bacias produtoras, como as de Illinois, Michigan e Williston, nos Estados Unidos, revelam uma notável e íntima relação espacial entre as principais feições estruturais de diferentes ordens de magnitude e as áreas de ocorrência dos campos de petróleo, ilustrando o condicionamento das grandes acumulações de hidrocarbonetos, especialmente às estruturas regionais.

O envolvimento do embasamento durante a evolução tectonossedimentar das bacias intracratônicas foi decisivo. Estruturas antigas, em geral pré-cambrianas, reativadas em qualquer época, devido a esforços induzidos nas bordas das placas, estão refletidas na cobertura sedimentar através do aparecimento de estilos estruturais característicos de áreas interiores.

Na Bacia do Paraná (Fig. 1) vários já foram os métodos empregados para a identificação de estruturas tectônicas regionais, as quais foram interpretadas tanto como deformacionais, responsáveis pela erosão e preservação diferencial de algumas unidades rochosas, como também controladoras das fases iniciais de sedimentação das seqüências tectonossedimentares. Apesar do conhecimento acumulado até o momento, muitas dúvidas ainda permanecem quanto à origem das estruturas, sua geometria original, distribuição e organização espacial, o tempo em que estiveram

ativas e o papel que desempenharam ao longo da evolução da bacia. Soares *et al.* (1982) chamam a atenção para a importante constatação de eventos síncronos com a sedimentação: "A delimitação destas estruturas síncronas tem a maior importância na prospecção de petróleo... (p34)", por condicionarem (1) fácies-reservatório, de maior energia, durante a deposição, associadas a pelitos, e (2) a preservação de maior espessura de geradoras do Devoniano. Consideram ainda que o arcabouço estrutural NE e NW, em forma de X é bastante favorável, especialmente porque "os blocos baixos a oeste do X constituem uma boa posição para prospectos nos arenitos basais do Itararé fechados por falha mergulho acima contra os folhelhos da Formação Ponta Grossa"... constituindo "prioridade 'um' como prospectos para gás na parte basal do Grupo Itararé" (op. cit, p35). Milani e Zalán (2000) relatam que a acumulação de gás na bacia está fundamentalmente associada a estruturas.

As dificuldades de obtenção de conhecimento sobre as estruturas paleozóicas, decorrem de sua obliteração em virtude da elevada deformação vertical ocorrida durante a ruptura continental acompanhada de intenso magmatismo no limite Jurássico-Cretáceo, que se superpôs às estruturas prévias, de pequena amplitude, típicas das bacias flexurais interiores.

A descoberta das relações existentes entre paleoestruturas e acumulações de petróleo é o principal objetivo deste trabalho, tendo como estudo de caso a Bacia do Paraná (Fig. 1). Para a identificação das paleoestruturas adotou-se um procedimento metodológico baseado na análise quantitativa das espessuras de unidades isócronas. As relações entre as acumulações de petróleo conhecidas e as paleoestruturas foram avaliadas probabilisticamente.

Para a análise das distribuições espaciais de espessuras, foram empregadas técnicas de análise de tendência, análise variográfica e de krigagem anisotrópica sobre dados de espessura, seguidas de análise morfoestrutural sobre os mapas de isovalores resultantes. De forma semelhante, dados gravimétricos foram processados em busca de feições anômalas que pudessem indicar a associação com os dados de relevo deposicional e erosivo.

Para avaliar probabilisticamente as relações entre estruturas e acumulações de petróleo adotou-se a análise de favorabilidade. Entretanto, dado o caráter viciado da amostragem dos poços, foi feita uma modificação no modelo comumente utilizado. Alguns resultados preliminares foram apresentados inicialmente em Artur (1998) e Artur *et al.* (1999).

SISTEMAS PETROLÍFEROS DA BACIA DO PARANÁ O conceito de sistema petrolífero evoluiu a partir dos estudos desenvolvidos por Dow (1972) na Bacia de Williston, tornando-se uma ferramenta exploratória eficiente e apreciada pela indústria do petróleo. Apresenta dimensões menores que uma província petrolífera, porém maiores que um *play*, o que o torna um conceito aplicável nas atividades regionais de exploração (Magoon & Sánchez 1995). O conceito de sistema petrolífero engloba um espaço tridimensional onde as condições satisfatórias de geração, migração e acumulação conviveram numa determinada época.

Na definição de Demaison & Huizinga (1991) o sistema petrolífero constitui um sistema físico-químico dinâmico, gerador e concentrador de petróleo, cuja funcionalidade se dá numa determinada escala de tempo e espaço geológicos. Para produzir uma acumulação o sistema requer a convergência temporal de certos eventos e elementos geológicos essenciais, os quais estão resumidos na figura 2, tratando-se, na concepção de Rostirolla *et al.*

Figura 1 – Localização da Bacia do Paraná: (1) – embasamento cratônico fanerozóico, destacando os cinturões e terrenos neoproterozóicos (a); (2) – cobertura sedimentar das bacias fanerozóicas, com destaque para a Bacia do Paraná (b); (3) – margem orogênica andina e plataforma jovem patagônica.

(1996), de um sistema acumulador de petróleo instalado dentro de um sistema petrolífero (macroambiente). A fim de avaliar a favorabilidade para ocorrência de um sistema acumulador de petróleo, deve-se delimitar o sistema petrolífero da época e, adicionalmente, as condições de preservação devem ser satisfeitas.

Na Bacia do Paraná as atividades exploratórias desenvolvidas

Figura 2 – Organograma de um sistema acumulador de petróleo. Os elementos ligados aos subsistemas de alimentação e de armazenamento correspondem ao conjunto de evidências geológicas indicadoras dos processos formadores de acumulações de petróleo (adaptado de Rostirolla 1996).

até o momento permitem a identificação de quatro sistemas petrolíferos (SP): (1) SP Ponta Grossa-Itararé; (2) SP Ponta Grossa-Rio Bonito; (3) SP Irati-Rio Bonito/Tietê e; (4) SP Irati-Pirambóia. Destes, os dois primeiros apresentam grau mais avançado de conhecimento, sendo seus sistemas acumuladores de gás dominantes no centro e oeste do Estado do Paraná (CA-1,3-PR; CS-1,2-PR; BB-1-PR) e sudoeste de São Paulo (CB-1,3-SP). O SP Irati-Rio Bonito/Tietê, favorável para óleo, é dominante em Santa Catarina (BN-1-SC; TV-1-SC; HV-1-SC) e centro-leste de São Paulo (Bofete, onde foi perfurado o primeiro poço para petróleo no Brasil; São Pedro; Rio das Pedras). Já o SP Irati-Pirambóia, também favorável para óleo, ocorre no centro-leste e sul de São Paulo (em várias acumulações aflorantes). Algumas funções desses sistemas petrolíferos são muito pouco compreendidas, principalmente aquelas relacionadas aos mecanismos de migração e trapeamento. Um quinto sistema potencial é admitido, porém ainda sem ocorrência: o SP Ponta Grossa-Furnas.

Apesar dessas várias possibilidades de geração/acumulação, as ocorrências mais significativas, incluindo todas as acumulações subcomerciais e a comercial recentemente descoberta (Barra Bonita), foram encontradas nos sistemas Ponta Grossa-Itararé e Irati-Rio Bonito.

Os sistemas petrolíferos Ponta Grossa-Itararé (Rio Bonito) e Irati-Rio Bonito/Tietê têm se mostrado mais promissores na Bacia do Paraná (Milani e Zalán 2000) e por esta razão foram o objeto principal da análise de favorabilidade. As ocorrências associadas ao SP Irati/Pirambóia, apesar de comuns nas partes marginais da bacia, não foram consideradas e quase sempre estão associadas com as ocorrências do SP Irati-Rio Bonito/Tietê (São Pedro, Bofete, Anhembi e Guareí).

As estruturas geológicas, especialmente quanto ativas, apre-

sentam uma relação genética com os componentes geração, migração e acumulação do sistema petrolífero: limitam blocos onde é maior a acumulação de rochas geradoras e mais rápido o seu soterramento; condicionam a formação de fácies sindeposicionais de maior energia; constituem zonas de suprimento preferencial de energia termal para a geração e liberação dos hidrocarbonetos; produzem caminhos favoráveis à migração e canalização do fluxo de fluidos em direção às zonas de menor pressão; e geram feições trapeadoras para os fluidos.

As rochas geradoras na bacia constituem os folhelhos escuros das formações Irati e Ponta Grossa (Fig. 3), horizontalmente bem distribuídos, embora volumetricamente seus potenciais de geração sejam fracos. A primeira reúne condições de geração para óleo, mas apenas nas porções centrais da bacia, onde estaria dentro da janela de geração (Goulart & Jardim 1982) podendo, localmente, encontrar-se em estado de maturidade ou supermaturidade, quando associada às zonas de maior intrusão. Estimativas efetuadas por Zalán *et al.* (1990) mostram que a Formação Irati atingiria a zona supermatura, caso a espessura cumulativa de *sills* nesta unidade fosse superior a 30 m. Dados geoquímicos indicam que os folhelhos do Membro Assistência são os melhores geradores da bacia (Zalán *et al.* 1990), tendo-se verificado a sua afinidade geoquímica com todas as ocorrências de óleo em superfície e subsuperfície. Já os folhelhos Ponta Grossa apresentam potencial conhecido para gás e condensado, tendo-se comprovado seu avançado nível de maturação termal em grande parte da bacia (Goulart & Jardim 1982, Zalán *et al.* 1990), com exceção da porção leste. Para os dois sistemas investigados, a delimitação das respectivas zonas de geração foi feita com base em Goulart e Jardim (1982). O efeito termal subregional associado à concentração de intrusivas ou à sua ausência, foi investigado pela delimitação de zonas anômalas de distribuição de espessuras acumuladas de soleiras de diabásio.

No tocante a reservatórios, a Bacia do Paraná apresenta uma extensa distribuição, tanto na vertical como na horizontal verificando-se, no entanto, uma relação geradora/reservatório desfavoravelmente elevada. Mesmo assim, na parte central da bacia, ocorrem diversos sistemas arenosos que poderiam receptor os fluidos expulsos das geradoras (Milani *et al.* 1990), como os arenitos das unidades Alto Garças, Furnas e Itararé apresentando características regulares de permo-porosidade, mas suficientes para a produção de gás e condensado.

O Grupo Itararé apresenta bons reservatórios, tal como revelado por estudos sedimentológicos e geofísicos (França & Potter 1991). Aqueles localizados em profundidades superiores a 1000 m, apresentam porosidade secundária de 10 a 15% e respostas em perfil de raios-gama abaixo de 50 API. Em termos litoestratigráficos, estariam localizados nas porções basal e superior do grupo, especialmente nas formações Campo Mourão e Taciba.

Os corpos de arenitos deltaicos da Formação Rio Bonito destacam-se por suas excelentes propriedades permo-porosas, chegando a atingir 20% de porosidade em profundidades próximas até mesmo de 4000 m e boas condições de pressão e transmissibilidade (Milani *et al.* 1990).

A partir dessas informações, a distribuição dos reservatórios não foi aqui considerada uma restrição à ocorrência de acumulações. Apenas a relação estratigráfica entre as geradoras, os reservatórios e as rochas selantes poderiam constituir uma alteração não avaliada na distribuição das acumulações, conforme pode ser observado no diagrama da figura 3. Entretanto, os condicionamentos estruturais podem constituir uma relação espacial favorável

Figura 3 – Diagrama lito-estratigráfico da Bacia do Paraná, com as principais unidades citadas no texto (baseado em Soares et al. 1994). A extensão para a direita representa a expansão da área deposicional. As hemi-sequências analisadas estão indicadas à direita. C=carvão, S=evaporitos, SIM=superfície de inundação máxima, HSED=Hemi-sequência Eodevoniana, HSDM= Hemi-sequência Devoniano-Mississipiana, HSPP= Hemi-sequência Pensilvaniano-Permiana, HSNP= Hemi-sequência Neopermiana, HSMT= Hemi-sequência Mesotriássica.

vel, alterando a configuração estratigráfica.

Apesar do conhecimento preliminar já adquirido sobre alguns elementos dos sistemas petrolíferos, uma propriedade ainda pouco avaliada na Bacia do Paraná, e que certamente está relacionada à maior ou menor eficácia e eficiência na retenção dos hidrocarbonetos, diz respeito às rochas selantes. A qualidade, a continuidade lateral e o grau de deformação dos selos são características que necessariamente devem ser muito bem avaliadas num sistema petrolífero.

As bacias intracratônicas, como é o caso da Bacia do Paraná, apresentam características favoráveis a sistemas petrolíferos normalmente alimentados e drenados lateralmente e com baixa resistência à dispersão dos fluidos (impedância; Demaison & Huizinga 1991). A alteração do subsistema de alimentação e drenagem somente pode ser feita pelas estruturas sub-regionais e por falhamentos, especialmente aqueles longitudinais ou oblíquos à

margem da bacia, com significativa influência durante a migração. Entretanto, a atividade tectônica após a migração e o trapeamento dos hidrocarbonetos, seria um fator nocivo à preservação da integridade dos selos, permitindo não apenas a perda e dispersão dos fluidos como o desmantelamento de estruturas acumuladoras.

No SP Ponta Grossa-Furnas os próprios folhelhos geradores poderiam atuar como selantes das estruturas trapeadoras. Neste caso, verifica-se uma condição ideal para a retenção dos fluidos, pois os folhelhos transgridem progressivamente por sobre os arenitos Furnas, embora a superfície de contato apresente elevada continuidade lateral, o que facilita a dispersão. Já no SP Ponta Grossa-Itararé, os diamictitos seriam os selos em potencial, no entanto, sua qualidade e continuidade lateral são discutíveis. Diamictitos mais argilosos e contínuos seriam mais eficientes no confinamento dos reservatórios glaciogênicos (França & Potter 1991), entretanto estas propriedades não estão caracterizadas re-

gionalmente na bacia. O mesmo pode ser dito da distância que separa os reservatórios Itararé dos possíveis selantes. O SP Irati-Rio Bonito/Tietê apresenta como camadas selantes os pelitos da Formação Rio Bonito, Palermo e Irati; nos dois primeiros casos constituem selantes pouco eficientes e no segundo apresentam separação estratigráfica superior a uma centena de metros. Já o SP Irati-Pirambóia, além de apresentar as rochas geradoras muito distantes dos reservatórios, o que exigiria uma longa migração vertical, peca pela falta de bons selantes; neste caso, os únicos com certo potencial seriam os arenitos argilosos intercalados na formação. Rochas intrusivas na forma de *sills* espessos constituem bons selantes quando na margem de zonas de falhas e têm uma distribuição generalizada, atingindo cerca de 80% da bacia. Entretanto os níveis preferenciais de intrusão são as próprias geradoras; as ocorrências no Itararé e Rio Bonito, embora com localização estruturalmente controlada, são arealmente restritas, reduzindo a sua importância como seladoras.

A atividade ígnea juro-cretácea teve efeitos diversos no desenvolvimento e preservação dos sistemas petrolíferos da Bacia do Paraná, tanto positivamente por fornecer energia termal para a maturação da matéria orgânica e expulsão dos fluidos, pela produção de reservatórios fraturados e zonas de canalização de fluidos, e pela formação de estruturas trapecadoras, como negativamente pelo fraturamento das rochas selantes e desmantelamento e reabertura das estruturas trapecadoras. O papel regional e local para cada sistema ainda está por ser caracterizado e mapeado.

A Bacia do Paraná foi palco de atividade tectônica, das mais intensas de sua história, durante a geração de hidrocarbonetos, no Eocretáceo, e muitos eventos deformadores estenderam-se durante todo o Cenozóico, neste caso com reativação de grandes arcos e estruturas rúpteis antigas. Para avaliar o efeito desta tectônica foram investigados os lineamentos gravimétricos, por constituírem zonas crustais frágeis, e os lineamentos morfoestruturais por revelarem com melhor representatividade efeitos da tectônica cenozóica.

A questão da preservação é muito sensível devido à própria configuração dos estratos na bacia, permitindo uma carga muito grande de águas meteóricas em direção ao seu interior. Esta propriedade do sistema será, neste trabalho, considerada como um critério delimitador de áreas de interesse, uma vez que as acumulações potenciais estariam situadas fora da janela de biodegradação. Investigou-se a presença desta invasão dos reservatórios por águas meteóricas através do exame de perfis de resistividade em poços na faixa marginal, verificando-se que para uma isóbata de soterramento atual de 1500m, os reservatórios dos sistemas investigados estão bem preservados. Desta forma delimitou-se a área de avaliação de favorabilidade dos eventuais sistemas acumuladores apenas na zona de cobertura atual superior a 1500m, dentro da qual se encontram quase todas as acumulações examinadas. Exceções encontradas podem ser facilmente explicadas pelo soerguimento e erosão neogênicas, que não permitiram ainda a invasão meteórica e a degradação dos hidrocarbonetos acumulados, como em São Pedro (SP).

DESENVOLVIMENTO METODOLÓGICO O trabalho desenvolvido adota alguns métodos não convencionais para alcançar os objetivos de mapear paleoestruturas e relacioná-las com acumulações de petróleo. Por esta razão houve necessidade de adaptações e ajustes, bem como a verificação de sua aplicabilidade.

Variabilidade espacial de espessuras Para compreender a vari-

abilidade espacial dos dados de espessura, foram selecionadas cinco seqüências rochosas limitadas por superfícies discordantes ou de inundação máxima: as discordantes delimitam as seqüências tectonossedimentares cratônicas Devoniano-Mississippiana, Pensilvaniano-Permiana e Triássico-Jurássica (Soares *et al.* 1994, Fig. 3). As superfícies de inundação máxima (SIM) representam eventos de mínimo suprimento, devido à máxima elevação do nível de base e/ou ao mínimo relevo na área-fonte. Cada unidade delimitada por uma discordância ou inundação máxima generalizadas representa meia seqüência tectonossedimentar, por conveniência descritiva chamada hemi-seqüência (Soares & Artur 2000).

Estas seções foram delimitadas em perfis de poços para petróleo, tendo-se por base a listagem de topo e base de formações fornecida pela PETROBRAS. Todos os limites tomados como isócronos foram revisados. Os limites discordantes das hemi-seqüências foram revistos, especialmente aqueles representativos da base do Devoniano e do Triássico, adotando-se os critérios de Soares (1992) e Assine *et al.* (1994). Para os limites no meio das seqüências tectonossedimentares foram adotadas superfícies mais evidentes de inundação máxima: no folhelho Jaguariá e na parte superior da Formação Palermo, as quais foram rastreadas em todos os perfis.

Admite-se o axioma segundo o qual a distribuição das espessuras de cada parte inferior investigada revela a tectônica formadora das seqüências, enquanto que da superior revela a tectônica modificadora, uma vez que no primeiro caso depende da criação de espaço para acomodação dos sedimentos, enquanto no segundo depende de soerguimento e exposição diferencial à erosão (Fig. 4).

ANOMALIAS DIRECIONAIS DE ESPESSURAS E PALEOESTRUTURAS A análise de tendência efetuada sobre os valores de espessura permitiu reconhecer fenômenos de amplitude regional. O polinômio de tendência ajustado para as diferentes seqüências isócronas foi o de menor grau, tal que apresentasse um bom salto no ganho em ajuste (R^2). Os resíduos obtidos para cada seqüência deveriam apresentar uma distribuição normal, segundo os requisitos de normalidade de Shapiro-Wilk, ou aleatória (Tabela 1). Após o ajuste e a escolha da melhor superfície para cada caso e a retirada desta tendência, foi possível avaliar através

Figura 4 – Representação diagramática de dois cortes em uma bacia flexural. Abaixo, uma hemi-seqüência inferior, delimitada por discordância na base (D) e por uma superfície de inundação máxima, isócrona, no topo (SIM). As anomalias direcionais de espessura são atribuídas à tectônica formadora da seqüência. Acima, a hemi-seqüência superior é delimitada por uma superfície isócrona na base e discordância no topo. Anomalias direcionais de espessuras, neste caso, são atribuídas à tectônica modificadora.

da análise variográfica dos resíduos, as variações de espessura não relacionadas aos *trends* regionais.

Para os resíduos de espessuras de cada sequência analisada foram construídos semivariogramas direcionais, possibilitando a identificação das direções de maior e menor continuidade espacial. Com isso, foram reveladas as principais direções com anomalias direcionais de espessuras, interpretadas como direções estruturais ativas em intervalos distintos de tempo geológico. Os parâmetros variográficos obtidos nas modelagens dos semivariogramas de cada sequência, foram adotados nas estimati-

Tabela 1 – Graus do polinômio e ajustes obtidos para os mapas de análise de tendência.

Unidades analisadas	Grau de ajuste	R ² (%)
HSED (Eo-Devoniano)	3 ^a ordem	85,5
HSDM (Neo-Devoniano - Mississipiano)	3 ^a ordem	64,5
HSPP (Pensilvaniano - Eo-Permiano)	2 ^a ordem	89,9
HSNP (Neo-Permiano)	2 ^a ordem	94,2
HSMT (Meso-Triássico)	3 ^a ordem	53,9

vas por krigagem dos dados de resíduo, e assim, mapas de contorno foram gerados. Tais mapas revelam de forma mais explícita as anomalias direcionais de espessuras.

CARACTERIZAÇÃO DAS FEIÇÕES ATRIBUÍDAS A PALEOESTRUTURAS A técnica de análise morfoestrutural utilizada consiste em observar o comportamento geométrico dos corpos sob investigação (resíduos de espessuras ou do relevo gravimétrico), e com base na distribuição e arranjo espacial das linhas de isovalores, feições estruturais são traçadas sobre as superfícies mapeadas. Foram consideradas como paleoestruturas somente aquelas feições moderada a fortemente estruturadas, localizadas entre pontos de controle (poços) e dentro de zona de erro de krigagem inferior a 20% do valor das espessuras estimadas. Quatro arranjos morfoestruturais básicos foram considerados (Fig. 5): a) alinhamento de valores negativos de resíduos; b) alinhamento de valores positivos de resíduos; c) alinhamento com abrupta mudança de gradiente, correspondendo a descontinuidades associadas à movimentação vertical de blocos e; d) alinhamento oblíquo de variação na direção, interpretado como descontinuidades associadas à movimentação vertical e/ou lateral de blocos.

No caso específico das sequências sedimentares, partiu-se da premissa de que os dois primeiros arranjos correspondam, respectivamente, a altos e baixos estruturais contemporâneos à sedimentação (parte inferior) ou erosão (parte superior). A análise conjunta desses mesmos arranjos observados no mapa residual de espessuras das intrusivas, indicaram locais na bacia preferenciais para o alojamento dos corpos ígneos concordantes. No mapa gravimétrico residual as feições seriam indicativas da presença de entidades geológicas do embasamento da bacia, com propriedades litológicas e deformacionais particulares, dispostas como baixos e altos.

O significado das anomalias direcionais de espessura é similar ao de morfoestruturas. Na figura 5 este significado é facilmente

visualizado, não somente com a indicação de movimentação vertical, com blocos baixos e altos, de maior ou menor espaço de acomodação durante a subsidência e durante o soerguimento, como das relações de movimentação lateral.

Outras anomalias direcionais Procedimentos similares foram adotados para investigar a distribuição dos corpos intrusivos concordantes em meio às sequências sedimentares, tendo em vista a sua possível associação com sistemas de falhas profundas durante o magmatismo e, portanto, com zonas mais quentes na época de geração e migração dos hidrocarbonetos. Da mesma forma, valores residuais de anomalia Bouguer foram analisados,

Figura 5 – Modelos geomórficos previstos na análise dos mapas de contorno e interpretação estrutural. As linhas são isovalores, as zonas anômalas representam faixas estruturais e os painéis ilustram a variação tridimensional da variável espessura.

com o objetivo de mapear descontinuidades presentes no embasamento da bacia.

Feições morfoestruturais pós-basalto foram obtidas a partir de lineamentos já traçados por Soares *et al.* (1982), sobre imagens de radar e Landsat, combinados com aqueles interpretados por Zalán *et al.* (1986) em imagens Landsat. As principais estruturas de superfície identificadas foram utilizadas como fonte de informações estruturais do período compreendido entre o Juro-Cretáceo e o Quaternário.

Paleoestruturas e favorabilidade para acumulações Para avaliar a hipótese do controle das paleoestruturas nas acumulações de petróleo e o grau de importância das diversas direções e épocas, foi empregado um método de quantificação de favorabilidade baseado na análise probabilística condicional, usando o procedimento de Agterberg (1989), com algumas modificações para avaliar as incertezas do modelo. O método consiste em determinar a probabilidade de ocorrer um evento (acumulação) dado um condicionante (variável geológica).

Como já ressaltado anteriormente, os sistemas petrolíferos Ponta Grossa-Itararé e Irati-Rio Bonito são os que apresentam as principais acumulações de hidrocarbonetos na bacia; por isto, as acumulações associadas a estes sistemas foram analisadas neste trabalho. Além da investigação do poder das paleoestruturas como evidências indicadoras dos sistemas acumuladores, foram tam-

bém consideradas como variáveis na análise de favorabilidade as áreas com maior potencial de geração e proteção dos dois sistemas petrolíferos.

Os estudos foram concentrados numa área da bacia que foi subdividida em celas com dimensões de 15 por 15 km. Após a sobreposição dos atributos geológicos à malha de celas, os mesmos puderam ser discretizados, atribuindo-se valor 1 quando verificada a presença da variável no *pixel*, e valor 0 quando verificada sua ausência. As celas contendo as acumulações são consideradas como um subconjunto do conjunto total de dados, com a estimativa de favorabilidade envolvendo a interseção entre eventos (acumulação e variável). Para poços produtores atribuiu-se valor 1, para os secos -1 e quando não havia informação de poço, valor 0. Cada variável adiciona ou subtrai a chance prévia de ocorrer acumulação de uma parcela equivalente ao logaritmo da razão entre a probabilidade de ter e de não ter o evento dada uma condição da variável (presente ou ausente) (Agterberg 1989). A favorabilidade é dada pela seguinte expressão :

$$P(H|E) = [\exp(\ln Ch(H) + \sum_{j=1}^n \omega_j^k)] / [1 + \exp(\ln Ch(H) + \sum_{j=1}^n \omega_j^k)]$$

onde $P(H|E)$ = probabilidade da hipótese H dadas as evidências E_j ; $Ch(H)$ = chance *a priori* da hipótese H, que é a probabilidade da ocorrência do evento dividida pela probabilidade da não ocorrência, no caso, de um poço produtor; "k" é positivo quando a variável é presente e negativo quando é ausente;

Os ponderadores ω_j^k são definidos como:

$$\omega_j^+ = \ln P(H|E_j) / P(\bar{H}|E_j); \text{ onde } P(H|E_j) / P(\bar{H}|E_j)$$

é o grau de *suficiência* e

$$\omega_j^- = \ln P(H|\bar{E}_j) / P(\bar{H}|\bar{E}_j); \text{ onde } 1 / P(H|\bar{E}_j) / P(\bar{H}|\bar{E}_j)$$

é o grau de *necessidade*.

Nota-se que $\sum_{j=1}^n \omega_j^+$ é o somatório dos pesos ω^+ das evidências (E) presentes (grau de *suficiência*), mais o somatório dos pesos ω^- das evidências (E) ausentes (grau de *necessidade*), para cada cela.

Dois conceitos devem ficar bastante claros para uma perfeita compreensão dos resultados que serão apresentados adiante. Tratam-se dos conceitos de *necessidade* e *suficiência*. Uma variável exploratória é dita necessária quando ela está sempre presente nas acumulações conhecidas, enquanto as variáveis suficientes podem ou não existir nas acumulações conhecidas, mas sua presença é considerada como um forte indicativo da acumulação.

A condição de *suficiência* de uma variável (evidência E) é satisfeita quando a probabilidade de existência do depósito (hipótese H) é aumentada com a existência da variável ($P(H|E)$ = máximo). Já a condição de *necessidade* da variável é satisfeita quando a probabilidade de não existência do depósito é aumentada com a não existência da variável ($P(H|\bar{E})$ = máximo) (Rostirolla 1996). Idealmente, o exploracionista deve procurar selecionar num conjunto diverso de evidências, aquelas que apresentem os mais elevados graus de *necessidade* e/ou *suficiência*.

Neste trabalho, o poder das variáveis como indicadoras de acumulações de petróleo foi investigado através do aplicativo ANAFAV (Soares 1998), desenvolvido em *Turbo Basic*.

PALEOESTRUTURAS NA BACIA DO PARANÁ

Paleoestruturas no Eo-Devoniano Para o mapeamento das estruturas ativas nesta época, delimitou-se a unidade pela discordância basal da Formação Furnas e o topo pela superfície de inundação máxima situada no folhelho Jaguariáiva. O número de poços que atravessou estas superfícies limitantes é relativamente pequeno; dados de seções de superfície no Paraná, em Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Goiás foram adicionados, totalizando 32 dados de espessura. O mapa de tendência de grau 3 (Fig. 6a) revela duas sub-bacias, a noroeste com abertura para a Bacia de Beni e a sudoeste com abertura para a Bacia Chaco Paranaense. O semivariograma experimental de resíduos foi omnidirecional, devido ao número insuficiente de dados para ajustar o anisotrópico; o modelo ajustado foi o gaussiano, com alcance de 60km e patamar em 3500 (Fig. 6b).

As morfoestruturas mapeadas (Fig. 6c) mostram predomínio de falhas e altos e baixos alongados para NW e algumas grandes estruturas orientadas para NE. Há nítido controle estrutural da sedimentação, com direção aproximada N45°E, definindo uma faixa de valores de resíduo positivos (baixos estruturais), limitada por valores negativos a sudeste. A estruturação nordeste é truncada por uma faixa de valores negativos, alinhados na direção N45°W, passando na região sudoeste de São Paulo; observa-se, apesar da falta de controle por poços, que parece ocorrer um inflexão da estruturação sinsedimentar NE para NW, na altura da região nordeste do Paraná.

Paleoestruturas no Neo-Devoniano e Mississippiano Os limites adotados para o mapeamento das estruturas ativas nesta época foram, no topo, a discordância superior da Formação Ponta Grossa e na base a mesma superfície de inundação máxima situada no folhelho Jaguariáiva. O número de poços que interceptou estas superfícies é maior que no caso anterior, mas dados de seções de superfície no Paraná, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul e Goiás foram adicionados, totalizando 43 dados de espessura. A superfície de tendência ajustada foi a de terceira ordem (Fig. 7a), revelando também duas sub-bacias, a noroeste com abertura para a Bacia de Beni, e a sudoeste com abertura para a Bacia Chaco Paranaense. O semivariograma experimental de resíduos foi anisotrópico; o modelo ajustado foi o gaussiano, com duas estruturas, e a razão de anisotropia de 1,45 na principal, com alcance de 75 e 52 km, nas direções N60°E e N30°W, respectivamente (Fig. 7b).

As morfoestruturas mapeadas (Fig. 7c) mostram predomínio de falhas e altos e baixos alongados para NW, estando as maiores espessuras preservadas na porção norte do Estado do Paraná. Algumas estruturas menores, em oposição à situação do Eo-Devoniano, aparecem orientadas para NE.

Paleoestruturas no Pensilvaniano Para o mapeamento das estruturas ativas nesta época, delimitou-se a unidade pela discordância basal do Grupo Itararé e o topo pela superfície de inundação máxima situada na Formação Palermo. A superfície de tendência ajustada foi a de grau 2 (Fig. 8a), revelando uma bacia com abertura para a Bacia Chaco Paranaense. Após vários testes realizados a cada 30 graus com passos de 80m e igual tolerância, foi escolhido para modelizar o semivariograma experimental de resíduos nas direções de máxima (N30°E) e mínima (N60°W) continuidade espacial. O modelo ajustado foi o gaussiano, com alcance de 270 km, patamar em 25000 e anisotropia de 1,3 (Fig. 8b).

As morfoestruturas mapeadas (Fig. 8c) mostram predomínio de falhas e altos e baixos alongados para NW e algumas grandes estruturas orientadas para NE. Há nítido controle estrutural da

Figura 6 - Paleoeestruturas no Eo-Devoniano.

Figura 7 - Paleoeestruturas no Neo-Devoniano e Mississippiano.

Observa-se novamente o truncamento da estruturação nordeste por uma faixa de valores negativos, alinhados na direção N45°W, passando na região sudoeste de São Paulo (alinhamento do Rio Paraná).

Paleoestruturas no Neo-Permiano e Eo-Triássico Para o mapeamento das paleoestruturas delimitou-se a unidade pela mesma superfície de inundação máxima situada no Palermo e a discordância superior do Eo-Triássico, ou pré-Triássico Médio. O número de poços que atravessou estas superfícies limitantes foi adequado para a análise variográfica, embora tendo-se que trabalhar com elevadas tolerâncias, reduzindo a representatividade da anisotropia existente. O mapa de tendência de segunda ordem mostrou bom ajuste (Fig. 9a). Os semivariogramas experimentais de resíduos revelaram a anisotropia com maior continuidade espa-

As morfoestruturas são bem evidentes (Fig. 9c) e mostram predomínio de falhas e altos e baixos alongados para NE e NS e algumas estruturas menores orientadas para NW, diferentemente do Pensilvaniano.

As morfoestruturas são bem evidentes (Fig. 10c) e mostram um predomínio de falhas NE, altos NS e algumas estruturas orientadas para NW, ativas durante a sedimentação.

Figura 9 - Paleoestruturas no Neo-Permiano e Eo-Triássico.

as morfoestruturas em imagens Landsat.

Espessura de rochas intrusivas concordantes Foi considerada como variável a espessura total das intrusivas naqueles poços em que o registro do Devoniano ao Triássico estivesse presente. A superfície de tendência ajustada foi a de grau 3, mostrando um eixo de maior espessura na parte central da bacia (Fig. 11a). Os semivariogramas dos resíduos estabilizam-se a partir da distância de 220 km, apresentando maior e menor alcance nas direções N15°E e N75°W, respectivamente. Foi ajustado o modelo gaussiano a duas componentes (Fig. 11b), devido à anisotropia zonal, com razão anisotrópica de 1,21 na componente principal.

As morfoestruturas estão bem delineadas (Fig. 11c) nos isovalores krigados. Estruturas NE e secundariamente NW são predominantes. É notável a zona de maior espessamento NE na parte central de Santa Catarina.

Relevo gravimétrico Os dados utilizados são de domínio público e foram fornecidos pela PETROBRAS, totalizando 20.000 pontos. Os resíduos da superfície de terceira ordem foram submetidos a análise variográfica, obtendo-se bons semivariogramas, com anisotropia geométrica e zonal bem definidas. Foi ajustado um modelo esférico, com duas componentes, com razão anisotrópica de 1,17 e maior continuidade na direção N60°E para estruturas maiores.

Na figura 12 é apresentado o mapa de contorno dos resíduos na área estudada, onde se observam baixos gravimétricos residuais localizados nas regiões centro-leste de Santa Catarina, sudoeste do Paraná e centro-leste de São Paulo. Já os altos ocorrem ao norte

do Rio Grande do Sul e outro sob a forma de um cinturão passando pela parte central da bacia (oeste do Paraná e de São Paulo) com direção NE. O Arco de Ponta Grossa mostra nítida resposta gravimétrica representada por uma cunha de valores altos. Verifica-se a grande quantidade de elementos lineares, com destaque para aqueles de direção nordeste. Observa-se a predominância de estruturas NNE separando grandes domínios nos quais se encontram estruturas ENE e NNW.

Lineamentos geomórficos Diversos lineamentos geomórficos traçados através de anomalias de relevo ou drenagem, tanto em mapa como em imagens de satélite e radar, são disponíveis na literatura, especialmente em Soares *et al.* (1982), Zalán *et al.* (1986) e Soares (1992). Os alinhamentos disponíveis em Soares *et al.* (1982) foram delineados por associação de grandes faixas de concentração de traços de fratura com alinhamentos magnéticos (Ferreira 1982) e falhas conhecidas em superfície. No presente trabalho foram adotadas essas faixas estruturais (Fig. 13) já designadas pela sua direção e um número sequencial (modificadas por Soares 1992):

1. Médio Ivaí (MI-): correspondente à direção N50°±10°W; direção dos enxames de diques de diabásio.
2. Médio Piquiri (PQ-): N70°±5°W; também com grandes diques de diabásio.
3. Goioxim (GO-): N20°±10°W; lineamentos sem diques.
4. Piraputã (PI-): NS±5°; zonas discretas de fraturas.
5. Médio Paraná (PR-): N35°±10°E; direção de grandes estruturas do embasamento.
6. Pitanga (PT-): N55°±10°E; direção das grandes zonas de falhas do embasamento, frequentemente com pequenos diques na

Figura 10 - Paleoestruturas no Meso-Triássico.

Figura 11 - Espessuras residuais de rochas intrusivas concordantes.

Figura 12 - Mapa de contorno por krigagem dos resíduos do relevo gravimétrico na área estudada.

Figura 13 - Mapa de lineamentos geomórficos ou faixas estruturais, designados pela sua direção e um número sequencial (modificadas de Soares 1992).

bacia.

7. Paranapanema (PN-): $E \pm 5^\circ W$; zonas de fraturas.

Algumas faixas estruturais são bastante evidentes, inclusive nos mapas gravimétrico e paleoestruturais gerados:

a) a faixa MI-6, correlata ao alinhamento de Guapiara (Ferreira 1982) e à zona de falha de Guapiara (Zalán *et al.* 1987) aparece nos mapas das hemi-sequências HSED (Fig. 6), HSDM (Fig. 7), HSPP (Fig. 8) e HSNP (Fig. 9);

b) a faixa estrutural PR-1 aparece nitidamente como um paleolineamento no mapa de contorno das rochas intrusivas (Fig. 11);

c) a faixa estrutural PT-2 corresponde à continuação da zona de falha de Itapirapuã;

d) a faixa MI-3, correlata ao alinhamento do Rio Alonzo (Ferreira 1982) ou falha do Rio Alonzo (Zalán *et al.* 1987), foi delineada no mapa gravimétrico residual (Fig. 12);

e) a faixa estrutural PT-1, como continuação da zona de falha Lancinha-Cubatão, aparece também no mapa gravimétrico e, alguns trechos, passando pela chamada "zona quente" no mapa das intrusivas;

f) a faixa estrutural PT-3, fortemente estruturada na faixa Pitanga-Quatiguá-Jacutinga (Soares *et al.* 1996);

g) a faixa PT-4 ocorrendo como um paleolineamento bem estruturado no mapa da sequência eodevoniana (Fig. 6);

h) a faixa PR-3, no alinhamento do Rio Paraná entre São Paulo e Mato Grosso do Sul, com forte correlação nas anomalias gravimétricas.

PALEOESTRUTURAS E FAVORABILIDADE PARA PETRÓLEO

Os lineamentos provenientes das análises dos diferentes conjuntos de dados (espessuras, gravimetria, radar) foram considerados como variáveis diferentes e, além disso, dentro de um mesmo conjunto, os lineamentos foram classificados por direção: 1) leste-oeste ($N75^\circ E - N75^\circ W$); 2) nordeste ($N75^\circ E - N20^\circ E$); 3) norte-sul ($N20^\circ E - N30^\circ W$) e 4) noroeste ($N30^\circ W - N75^\circ W$). Esta classificação possibilitou discriminar um maior número de variáveis e, com isso, as informações provenientes da quantificação de favorabilidade puderam ser avaliadas e interpretadas com maior segurança.

No caso das intrusivas, além da classificação por direção foram também consideradas como variáveis diferentes, os alinhamentos de valores de resíduo positivo ("zonas quentes") e negativo ("zonas frias"). O objetivo foi determinar se havia ou não correlação espacial entre as acumulações e as faixas quentes. Cada condição das variáveis foi considerada como uma variável espacial, podendo assumir os valores 1 (presente) ou 0 (ausente).

Sistema petrolífero Ponta Grossa-Itararé (Rio Bonito) Para a análise deste sistema petrolífero foi utilizado um conjunto de 24 variáveis, listadas na Tabela 2, que juntamente com as colunas contendo os números das celas e coordenadas, constituíram a planilha de trabalho para este sistema. Para indicar as condições de favorabilidade foram utilizados os seguintes poços portadores de hidrocarbonetos (gás), com produção em testes de formação, em reservatórios do Itararé ou Rio Bonito, conforme consta nos respectivos relatórios: CA-1-PR, RP-1-PR, CA-3-PR, CS-1-PR, SE-1-SC, LS-1-PR, BB-1-PR, MO-1-PR, RI-1-PR, PT-1-PR, CB-1-SP e RS-1-PR.

Os cálculos dos ponderadores indicadores da importância de cada variável (Tabela 2), bem como a aplicação desta ponderação na determinação da favorabilidade foram efetuados pelo aplicativo

ANAFAV (Soares 1998).

Os resultados de análise de favorabilidade do SP Ponta Grossa-Itararé(Rio Bonito) demonstram que as variáveis que exerceram maior influência para a delimitação de áreas mais favoráveis foram, em ordem de importância, paleoestruturas com direção NE identificadas no Devoniano e reativadas até o recente e paleofalhas NS ativas durante o evento tectono-magmático juro-cretácico.

O arquivo tipo x,y,z , trazendo os valores de favorabilidade para cada uma das 1774 celas, foi processado para geração de um mapa de contorno de favorabilidade, de forma a facilitar a visualização do resultado (Fig. 14). É notável o forte controle de estruturas nordeste na ocorrência de acumulações de hidrocarbonetos no sistema Ponta Grossa-Itararé(Rio Bonito). Muitas destas estruturas são reveladas pelas anomalias morfoestruturais delineadas em imagens de satélite e radar.

Sistema petrolífero Irati-Rio Bonito/Tietê Para a análise deste sistema petrolífero foi utilizado um conjunto de 18 variáveis, listadas na Tabela 3. Para indicar as condições de favorabilidade foram utilizados os seguintes poços portadores de hidrocarbonetos (óleo), com produção em testes de formação, em reservatórios da Formação Tietê (Grupo Itararé) ou Rio Bonito, conforme consta nos respectivos relatórios: RCH-1-SC, CS-1-PR, RV-1-PR, MC-1-SC, HV-2-SC, MC-2-SC, BB-1-PR, GU-4-SP, TP-2-SC, RS-1-PR, TV-1-SC, CN-1-SC, TG-1-SC, CN-2-SC e ES-1-RS.

Os ponderadores indicadores da importância de cada variável são apresentados na Tabela 3; a aplicação desta ponderação na determinação da favorabilidade gerou um arquivo tipo x,y,z , tra-

zando os valores de favorabilidade para cada uma das 1774 celas, que após processamento gerou o mapa de contorno de favorabilidade (Fig. 15).

No SP Irati-Rio Bonito/Tietê as áreas mais favoráveis estão relacionadas às paleoestruturas com direção NE, ativas entre os períodos Triássico e Juro-Cretáceo, e adicionalmente às regiões que sofreram aquecimento anômalo devido à intrusão de maiores espessuras de corpos intrusivos em meio às rochas geradoras.

DISCUSSÃO DOS RESULTADOS Os resultados trouxeram uma série de informações novas que necessitam uma discussão e avaliação bastante criteriosa. Estas informações decorrem da utilização de certos conceitos em condições novas. O primeiro é a divisão das seqüências tectono-sedimentares em duas hemi-seqüências; trata-se da aplicação simultânea dos conceitos aparentemente antagônicos de Sloss (1963, Vail *et al.* 1977), de limites discordantes de seqüências, e de Galloway (1989), de limites de seqüências em superfícies de inundação máxima. O novo conceito resultante parece plenamente adequado, especialmente para caracterizar independentemente a primeira e a segunda metade do ciclo sedimentar que está registrado na seqüência. O largo intervalo de tempo envolvido decorre de um problema operacional: a baixa resolução da correlação em perfis de poços, especialmente nos mais antigos, exige superfícies que sejam mais facilmente reconhecidas, reduzindo as incertezas na delimitação inicial dos objetos quantificados. O intervalo de tempo maior (20, 30 Ma) engloba eventos diversos que podem dificultar a interpretação.

Um segundo aspecto que se ressalta no trabalho, facilmente

Tabela 2 – Favorabilidade para acumulações de petróleo no SP Ponta Grossa-Itararé(Rio Bonito) - pesos calculados para as diferentes variáveis-evidências pela probabilidade condicional: *adensamento de curvas; w , variável ausente; w^* , variável presente; c , contraste (importância da variável).

Evidência	w	w^*	c
HSED – NE	-0.50	2.44	2.94
*Intrusivas NS+EW	-0.16	2.22	2.38
HSDM – NE	-0.16	2.22	2.38
HSDM – NS+NW	-0.44	1.52	1.96
Geradora matura	-1.25	0.69	1.94
HSED – NW	-0.07	1.52	1.59
HSNP – NE	-0.07	1.52	1.59
Esp. Ponta Grossa > 50m	-1.00	0.42	1.42
200m basais >1500m prof.	-1.18	0.23	1.41
Radar/Satélite – NS+NW	-0.19	1.01	1.20
Radar/Satélite – NE	-0.62	0.56	1.17
HSPP – NW	-0.11	0.83	0.93

Evidência	w	w^*	c
HSED – NS	-0.05	0.83	0.88
Gravimetria – altos NE	-0.09	0.61	0.70
HSNP – NW	-0.03	0.42	0.45
HSMT – NE	-0.01	0.14	0.15
Gravimetria – NE	0.05	-0.42	-0.47
Gravimetria – NS+NW	0.07	-0.56	-0.63
*Intrusivas NE	----	----	----
*Intrusivas NW	----	----	----
HSMT – NW	----	----	----
HSNP – NS	----	----	----
HSPP – NE	----	----	----
Intrusivas – resíduos(+) NE	----	----	----

Tabela 3 – Favorabilidade para acumulações de petróleo no SP Irati-Rio Bonito/Tietê - pesos calculados para as diferentes variáveis-evidências pela probabilidade condicional: *adensamento de curvas; w , variável ausente; w^* , variável presente; c , contraste (importância da variável).

Evidência	w	w^*	c
Intrusivas – resíduos(+) NE	-0.45	1.95	2.40
HSMT – NE	-0.18	1.67	1.85
Gravimetria – NE	-0.23	1.26	1.49
Base R. Bonito >1500m prof.	-0.73	0.31	1.04
HSPP – NW	-0.04	0.35	0.39
HSPP – NE	-0.02	0.16	0.18
HSNP – NW	-0.01	0.16	0.17
*Intrusivas NE	-0.01	0.16	0.17
Radar/Satélite – NE	0.06	-0.08	-0.14

Evidência	w	w^*	c
Gravimetria – altos NE	0.05	-0.53	-0.58
Radar/Satélite – NS+NW	0.07	-0.68	-0.75
Geradora matura	0.16	-0.68	-0.84
Gravimetria – NS+NW	----	----	----
*Intrusivas NS+EW	----	----	----
*Intrusivas NW	----	----	----
HSNP – NE	----	----	----
HSNP – NS	----	----	----
HSMT – NW	----	----	----

Figura 14 - Mapa de contorno dos valores calculados de favorabilidade para acumulações de hidrocarbonetos no sistema petrolífero Ponta Grossa-Itararé.

Figura 15 - Mapa de contorno dos valores calculados de favorabilidade para acumulações de hidrocarbonetos no sistema petrolífero Irati-Rio Bonito/Tietê.

visível nos semivariogramas, é a aparentemente baixa anisotropia das espessuras, o que poderia indicar que a tectônica sinsedimentar (tanto sindeposicional como sin-erosional) foi pouco ativa. Novamente o problema é mais operacional: tendo em vista o número relativamente pequeno de poços úteis (45 a 60) a construção de semivariogramas direcionais exige uma tolerância angular e no passo muito elevadas, com elevada superposição com a direção e com o passo vizinho, ou seja uma média móvel em janela muito grande, o que tende a obscurecer as diferenças, reduzindo a anisotropia. Em diversos casos era notável a existência de uma anisotropia para pequenas distâncias (<40km) e outra para grandes distâncias (~100km), entretanto era impossível obter semivariogramas anisotrópicos confiáveis a pequenas distâncias.

Diante da falta de dados, a inferência é sempre perigosa e técnicas mais sofisticadas podem gerar figuras inteiramente desligadas da realidade. Por esta razão trabalhou-se exigindo sempre a presença de dados em pelo menos dois hemisférios da elipse de pesquisa, e no mapa, sempre dentro de uma faixa de valores interpolados por krigagem com erros inferiores a 20%. Mesmo assim sempre há a possibilidade de serem geradas artificialmente feições direcionalmente anômalas de espessamento. Entretanto, se feições similares bem estruturadas se repetem, então é mais provável que sejam controladas por um fenômeno estruturado, não aleatório. Nota-se então que é necessário fazer uma correlação espacial das diversas estruturas delineadas, especialmente se tiver em vista seu significado paleotectônico. Da mesma forma

podem ser utilizados recursos matemáticos e lógicos para delinear melhor as estruturas, independentemente da análise morfológica feita pelo autor. Esta questão está sendo investigada e seus resultados serão relatados em outro trabalho (Soares e Artur, em preparação).

Algumas paleoestruturas identificadas mostraram boa correspondência com aqueles lineamentos obtidos por diferentes autores e métodos, contudo, para muitas não se encontraram feições estruturais equivalentes já mapeadas, o que demonstra um bom potencial da metodologia adotada na identificação de "estruturas ocultas". Estas encontram-se mascaradas pelas estruturas regionais de grande amplitude na bacia, e somente com a retirada deste efeito e o adequado tratamento dos resíduos, elas puderam ser reveladas. Ficou evidenciado que algumas estruturas já identificadas em superfície estiveram ativas em outros períodos da evolução da Bacia do Paraná e portanto, elas refletem uma história longa, recorrente e controlada por geometria herdada. Faixas estruturais bem definidas tiveram comportamentos diferentes nas várias fases da história da bacia, revelando de uma certa forma, a resposta da zona frágil preexistente no embasamento às tensões aplicadas na placa, na época considerada.

Outra questão refere-se ao significado das paleoestruturas na acumulação de petróleo, ou seja, ao processo utilizado de mensuração desta relação. O procedimento original de Agterberg (1989, Rostirolla *et al.* 1998) trata da modificação que a presença ou ausência da variável promove na probabilidade prévia de ocor-

rer o evento, no caso, a acumulação de petróleo, relativamente à modificação da probabilidade prévia de não ocorrer o evento. A questão é que as probabilidades prévias de ter ou não o evento são virtualmente inacessíveis. A amostragem disponível (poços com produção relativamente a poços secos) é uma amostragem viciada das duas probabilidades, no total de poços possíveis, avaliando o sucesso exploratório e não a chance de encontrar petróleo na bacia. Desta forma, o número final de favorabilidade (probabilidade de sucesso), excessivamente elevado, reflete esta probabilidade de sucesso dado um conjunto de critérios de seleção da locação.

Por outro lado, sendo uma variável dependente de outra, as duas promoverão um efeito acumulado incorretamente na probabilidade calculada. A avaliação de dependência não foi considerada, em parte porque não é claro do ponto de vista epistemológico como tratar dependências por relação causal ou apenas correlativa neste processo, e em segundo lugar porque interessava saber a relação da variável com a acumulação de petróleo.

Nas fases seguintes das pesquisas estes tipos de problemas deverão ser abordados: a questão do refinamento estratigráfico parece um problema sem solução, pois depende de intensificação da exploração na bacia; a questão da análise dos mapas está sendo implementada através de dois recursos matemáticos (uso da primeira e segunda derivadas do MDT para discriminar estruturas) e estatísticos (correlação de estruturas de diferentes épocas). Quanto à favorabilidade, está sendo desenvolvido um sistema de avaliação num ambiente de incertezas que busca considerar os diferentes tipos de incertezas associadas à avaliação.

CONCLUSÕES

O mapeamento de estruturas tectônicas ativas em diferentes fases da história evolutiva da Bacia do Paraná pode ser realizada através da krigagem anisotrópica de espessuras e análise de feições morfológicas no relevo impresso na distribuição dos valores calculados. A retirada das tendências de variação regional das espessuras foi fundamental, permitindo o trabalho com anomalias direcionais residuais de espessuras. O procedimento de trabalhar com fatias aproximadamente isócronas, que podem ser apropriadamente consideradas hemi-sequências, delimitadas por discordância na base e pela superfície de inundação máxima no topo, e inversamente na hemi-sequência seguinte, mostrou-se apropriada tanto conceitualmente como experimentalmente, mostrando um comportamento diferente na parte inicial e na parte final do ciclo formador da sequência. É notável especialmente o fato de que blocos com comportamento de alto na fase inicial, com menor espessura deposicional, comportaram-se como baixos na fase final, com maior espessura preservada da erosão, fato já notado anteriormente.

As estruturas mapeadas para diversas idades, especificamente Eo-Devoniano, Mississipiano, Pensilvaniano, Permo-Triássico e Meso-Triássico, mostraram-se consistentes, presentes sempre estruturas de direções já conhecidas do embasamento. Algumas estruturas já conhecidas por meio de feições de superfície ou feições magnéticas estão sistematicamente presentes no decorrer da história da bacia.

O método de quantificação mostrou que a probabilidade de ocorrer acumulações associadas à paleoestruturas e estruturas recentes é significativamente maior que a probabilidade de não ocorrer.

Os melhores resultados de favorabilidade para petróleo na Bacia do Paraná estão espacialmente associados à regiões afetadas pela extensão das zonas de falhas do embasamento representadas

por faixas estruturais na bacia, tais como a PT-2 (lineamento Itapirapuã) e a PT-3 (lineamento Jacutinga-Inconfidentes), para o SP Ponta Grossa-Itararé(Rio Bonito), e PT-1 (zona de falha Lancinha-Cubatão), no caso do SP Irati-Rio Bonito/Tietê.

Fatores geológicos complicadores, tais como a espessa cobertura basáltica que recobre a bacia, as estruturas dadas por diques e *sills* e a tectônica pós-basalto, têm dificultado a utilização das estruturas regionais como objeto de exploração na Bacia do Paraná. Mesmo assim, com base em estruturas identificadas em trechos de seções sísmicas, em dados de poços, e considerando os resultados obtidos neste trabalho, um modelo de acumulação para o Sistema Petrolífero Ponta Grossa-Itararé(Rio Bonito) (Fig. 16) é proposto: (a) geração de gás a partir dos folhelhos da Formação Ponta Grossa; (b) migração principalmente vertical ao longo de falhas transcorrentes; (c) reservatórios arenosos do Grupo Itararé e Formação Rio Bonito; (d) acumulação em trapas estruturais condicionadas às diversas fases de reativação de paleoestruturas e; (e) retenção por camadas selantes de diabásio e/ou folhelhos. As variações de espessuras das diversas unidades litoestratigráficas evidenciam a reversão de movimentos em fases tectônicas recorrentes, distensionais nas épocas de deposição e compressionais nas fases de soerguimento e formação de discordâncias regionais.

Agradecimentos À Petrobras pela cessão dos perfis de poços e dados gravimétricos; ao CNPq por auxílio para delinear melhor as

Figura 16 - Modelo conceitual de estrutura e acumulação para o sistema petrolífero Ponta Grossa-Itararé/Rio Bonito: (a) geração (G) de gás a partir dos folhelhos da Formação Ponta Grossa; (b) migração principalmente vertical ao longo de falhas transcorrentes; (c) reservatórios arenosos (R) do Grupo Itararé e Formação Rio Bonito; (d) acumulação em trapas estruturais condicionadas às diversas fases de reativação de paleoestruturas e; (e) retenção por camadas selantes de diabásio e/ou folhelhos. As variações de espessura nas unidades junto às falhas estão representadas no modelo.

questões abordadas neste trabalho; à CAPES e ao Curso de Pós-Graduação em Geologia da UFPR, pela bolsa de Mestrado (P.C.A.). Aos colegas Sidnei Pires Rostirolla e Mario Luis Assine pelas dis-

cussões, sugestões e críticas. Ao saudoso colega Celso Hilário Raffaelli, pela colaboração, boa vontade, otimismo e humildade. Aos revisores da RBG pelas sugestões ao manuscrito.

Referências

- Agterberg F.P. 1989. Systematic approach to dealing with uncertainty of geoscience information in mineral exploration. In: APCOM SYMPOSIUM, 21, Las Vegas, *Proceedings*, p. 165-178.
- Artur P.C. 1998. *Paleolineamentos na Bacia do Paraná : favorabilidade para acumulações de petróleo*. Setor de Ciências da Terra, UFPR, Curitiba, Dissertação de Mestrado, 202 p.
- Artur P.C., Soares P.C., Rostirolla S.P. 1999. Paleoestruturas e petróleo na Bacia do Paraná. In: SBG, SNET, 7, Lençóis, Anais, 1(2):77-80.
- Assine M.L., Soares P.C., Milani E.J. 1994. Sequências tectono-sedimentares mesopaleozóicas da Bacia do Paraná, sul do Brasil. *Rev. Bras. Geoc.*, 24:77-89.
- Demaison G. & Huizinga B.J. 1991. Genetic classification of petroleum systems. *AAPG Bulletin*, 75:1626-1643.
- Dow W.G. 1972. Application of oil correlation and source rock data to exploration in Williston basin (abs.). *AAPG Bulletin*, 56:615.
- Ferreira F.J.F. 1982. *Integração de dados aeromagnéticos e geológicos : configuração e evolução tectônica do Arco de Ponta Grossa*. Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, São Paulo, Dissertação de Mestrado, 170p.
- França A.B. & Potter P.E. 1991. Stratigraphy and reservoir potential of glacial deposits of the Itararé Group (Carboniferous-Permian), Paraná Basin, Brazil. *AAPG Bulletin*, 75:62-85.
- Galloway W.W. 1989. Genetic stratigraphic sequence in basin analysis. I – Architecture and genesis of flooding surface bounded depositional units. *AAPG Bulletin*, 73:125-142.
- Goulart E.P. & Jardim N.S. 1982. Avaliação geoquímica das formações Ponta Grossa e Irati - Bacia do Paraná. In: *Geologia da Bacia do Paraná : reavaliação da potencialidade e prospectividade em hidrocarbonetos*, São Paulo, PAULIPETRO - Consórcio CESP/IPT, p. 41-74.
- Leighton M.W., Kolata D.R., Oltz D.F., Eidel J.J.(eds.) 1990. *Interior cratonic basins*. Tulsa, AAPG, Memoir 51.
- Magoon L.B. & Sánchez R.M.O. 1995. Beyond the petroleum system. *AAPG Bulletin*, 79:1731-1736.
- Milani E.J., Kinoshita E.M., Araújo L.M., Cunha P.R.C. 1990. Bacia do Paraná: possibilidades petrolíferas da Calha Central. *Bol. Geoc. da Petrobras*, 4:21-34.
- Milani E.J. & Zalán P.V. 2000. An outline of the geology and petroleum systems of the paleozoic interior basin of South America. *Episodes*, 22:199-205.
- Rostirolla S.P. 1996. *Avaliação de favorabilidade em exploração : um enfoque metodológico*. Instituto de Geociências e Ciências Exatas, Universidade Estadual Paulista, Rio Claro, Tese de Doutorado, 164 p.
- Rostirolla S.P., Soares P.C., Chang H.K. 1998. Bayesian and multivariate methods applied to favorability quantification in Recôncavo Basin and Ribeira Belt, Brazil. *Nonrenewable Resources*, 7:7-24.
- Rostirolla S.P., Soares P.C., Stevanato R. 1996. Alguns aspectos da análise sistêmica aplicada à exploração : sistema petrolífero versus sistema formador de minério. In: SBG, Congr. Bras. Geol., 39, Salvador, Anais, 5:225-228.
- Sloss L.L. 1963. Sequences in the cratonic interior of North America. *Geol.Soc.Am. Bull.*, 74:93-114.
- Soares P.C. 1992. *Tectônica sinsedimentar cíclica na Bacia do Paraná - controles*. Departamento de Geologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, Tese (Professor Titular), 131p.
- Soares P.C. 1998. ANAFAV – Análise de favorabilidade. Aplicativo em Turbo Basic para análise de favorabilidade (disponível com o autor). Departamento de Geologia, Universidade Federal do Paraná, Curitiba.
- Soares P.C. & Artur P.C. 2000. Paleostuctures in the Paraná Basin, Brazil, based on anisotropic kriging of thicknesses. In: Intern. Geol. Cong., 31, Rio de Janeiro, Brazil, *Abstracts vol.*, (CD version).
- Soares P.C., Assine M.L., Rostirolla S.P., Ferreira F.J.F., Quintas M.C.L. 1994. Cyclicality, episodicity and sequenciality during the evolution of the Parana intracratonic Basin, Brazil. In: International Sedimentological Congress, 14, Recife, Brazil, *Abstracts vol.*, E-27-29.
- Soares P.C., Barcellos P.E., Csordas S.M. 1982. Análise, interpretação e integração de lineamentos a partir de imagens (radar-landsat) e suas relações com a tectônica da Bacia do Paraná. São Paulo, Relatório RT-342/82, PAULIPETRO, Consórcio CESP/IPT, 63 p.
- Soares P.C., Rostirolla S.P., Ferreira F.J.F., Stevanato R. 1996. O Alto Estrutural Pitanga-Quatiguá-Jacutinga na Bacia do Paraná: uma estrutura litosférica. In: SBG, Congr. Bras. Geol., 39, Salvador, Anais, 5:411-414.
- Vail P.R., Mitchum R.M., Thompson S. 1977. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 3 : relative changes of sea level from coastal onlap. In: C.E. Payton (ed.) *Seismic stratigraphy - applications to hydrocarbon exploration*. Tulsa, AAPG, Memoir 26, 63-81.
- Zalán P.V., Conceição J.C.J., Wolff S., Astolfi M.A.M., Vieira I.S., Appi V.T., Neto E.V.S., Cerqueira J.R., Zanotto O.A., Paumer M.L., Marques A. 1986. *Análise da Bacia do Paraná*. Rio de Janeiro, DEPEX/CENPES, 5 vol (Relatório Interno).
- Zalán P.V., Wolff S., Conceição J.C.J., Astolfi M.A.M., Vieira I.S., Appi V.T., Zanotto O.A. 1987. Tectônica e sedimentação da Bacia do Paraná. In: Simp. Sul-Brasileiro Geol., 3, Curitiba, Atas, 1:441-473.
- Zalán P.V., Wolff S., Astolfi M.A.M., Vieira I.S., Conceição J.C.J., Appi V.T., Neto E.V.S., Cerqueira J.R., Marques A. 1990. The Paraná Basin. In: M.W. Leighton, D.R. Kolata, D.F. Oltz, J.J. Eidel (eds.) *Interior cratonic basins*. Tulsa, AAPG, Memoir 51, 681-708.

Manuscrito A-1259

Recebido em 04 de outubro de 2001

Revisão dos autores em 20 de outubro de 2002

Revisão aceita em 25 de outubro de 2002