

# BACIA DO PARANÁ: POSSIBILIDADES PETROLÍFERAS DA CALHA CENTRAL

PARANÁ BASIN: PETROLEUM POTENTIAL IN THE DEPOCENTER AREA

Edison José Milani<sup>(1)</sup>, Elseu Massaaki Kinoshita<sup>(1)</sup>, Laury Medeiros de Araújo<sup>(1)</sup> e Paulo Roberto da Cruz Cunha<sup>(1)</sup>

**RESUMO** - A Bacia do Paraná tem sido trabalhada, no tocante à pesquisa de petróleo, desde o final do século passado, em várias campanhas isoladas empreendidas por diversas entidades. Os resultados obtidos até o momento, após a perfuração de 107 poços, aquisição de cerca de 22 000 km de linhas sísmicas de reflexão e demais estudos geológicos e geofísicos, são bastante modestos, seja no tocante a descobertas de óleo e gás, seja em termos de avaliação do potencial da bacia no seu todo. Alguns resultados de poços, entretanto, são muito significativos, em função de relacionarem-se a locações estratigráficas. Dentre eles, destacam-se produções subcomerciais de óleo ou gás em Três Pinheiros (SC), Matos Costa (SC), Cuiabá Paulista (SP) e Chapéu do Sol (PR), ocorrências estas situadas no contexto da Calha Central da Bacia do Paraná. A Calha Central, localizada no extremo oeste da porção brasileira da bacia e limitada operacionalmente pela fronteira brasileira com o Paraguai e Argentina, constitui-se numa vasta região extremamente carente de dados exploratórios. As informações obtidas pelos escassos poços perfurados em seus domínios, aliados a dados sísmicos recentes, permitem uma estimativa otimista sobre o potencial petrolífero desta área. Em termos regionais, a Calha Central reúne todos os requisitos necessários para alojar acumulações de hidrocarbonetos: diversos pacotes pelíticos potencialmente geradores nas seqüências siluriana, devoniana e permocarbonífera; ótimos reservatórios, principalmente na Formação Rio Bonito; e boas indicações sísmicas de estruturas, associadas a grandes lineamentos do embasamento reativados ao longo do tempo geológico pela tectônica compressional da margem oeste do continente.

(Originais recebidos em 05.10.89)

**ABSTRACT** - Since the end of last century, several isolated research campaigns have been conducted in Southern Brazil's Paraná Basin by different firms and government agencies. So far 107 wells have been drilled, some 22 000 km of seismic lines acquired, and other geological and geophysical studies conducted, with modest results in terms of oil and gas discoveries and also in terms of assessing the basin's overall petroleum potential. Results from some specific wells are very significant, however, as these are related to stratigraphic locations. The most noteworthy of these are sub-commercial occurrences of oil or gas at Três Pinheiros (SC), Matos Costa (SC), Cuiabá Paulista (SP), and Chapéu do Sol (PR), all found in the depocenter area of the Paraná Basin. Located in the far west of the Brazilian part of this basin and limited operationally by the Brazilian border with Paraguay and Argentina, the depocenter area constitutes a vast region extremely deficient in exploratory data. However, information obtained from the few wells drilled there, together with recent seismic data, permits an optimistic estimate to be made of the area's petroleum potential. In regional terms, the depocenter area displays all the requisites necessary for hydrocarbon accumulation: various pelitic sections of potential source rock in the Silurian, Devonian, and Permo-Carboniferous sequences; good reservoirs, principally in the Rio Bonito Formation; and good seismic indications of structures associated with large basement lineaments, reactivated over geologic time by the compressional tectonics of the western margin of the South American plate.

(Expanded abstract available at the end of the paper.)

1 - Setor de Interpretação (SEINT), Núcleo de Exploração da Bacia do Paraná (NEXPAR), Rua Padre Camargo, 285, Alto da Glória, CEP 80060, Curitiba, Paraná, Brasil.

## 1 - INTRODUÇÃO

A Bacia do Paraná constitui-se na maior área sedimentar paleozóica brasileira -

mais de 1 000 000 de km<sup>2</sup> - abrangendo parte dos estados do Mato Grosso, Goiás, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul, São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio

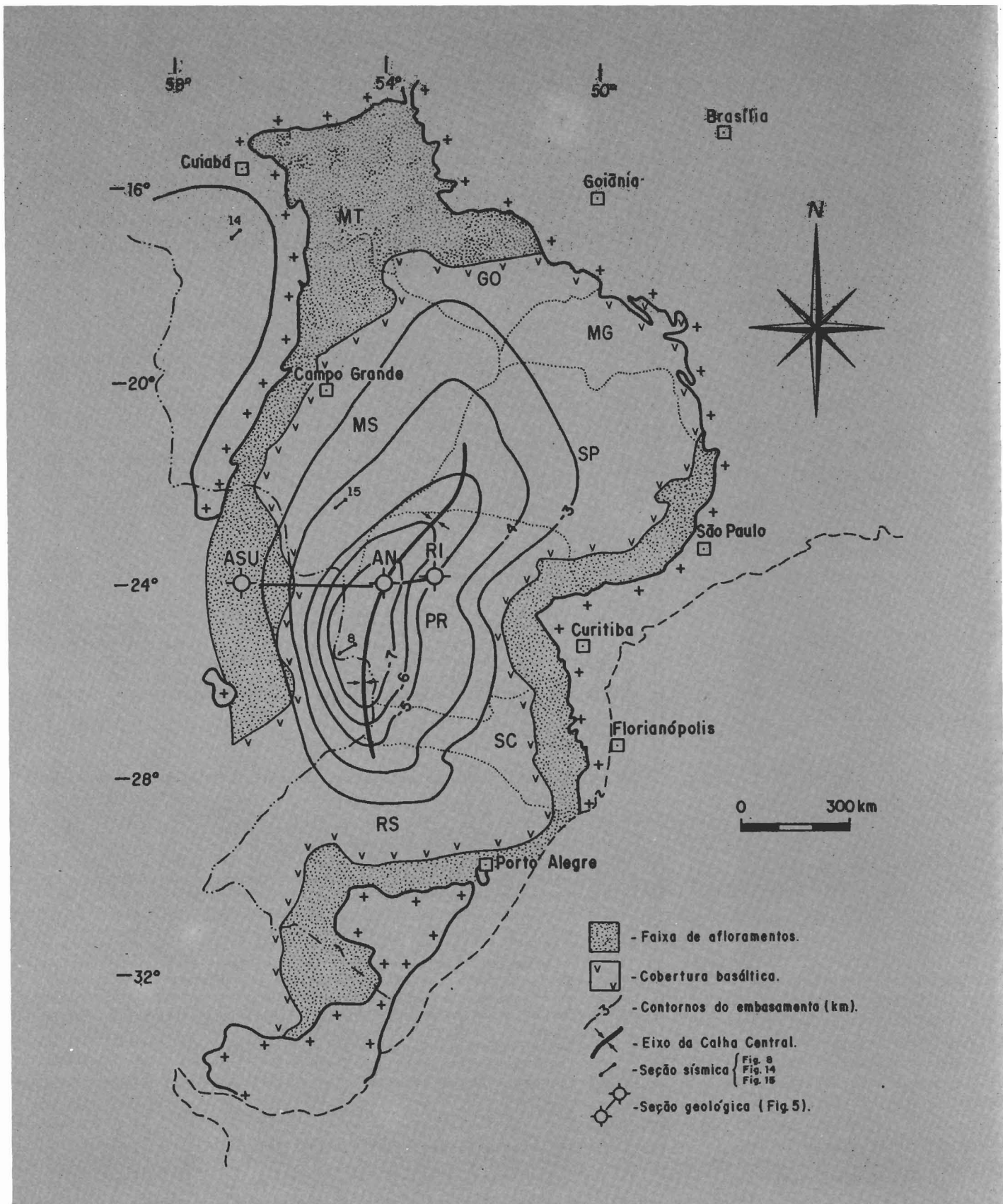


Fig. 1 - Situação da Calha Central da Bacia do Paraná (modificada de Zalán et al. 1986).

Fig. 1 - Location map of depocenter area, Paraná Basin (modified from Zalán et al. 1986).

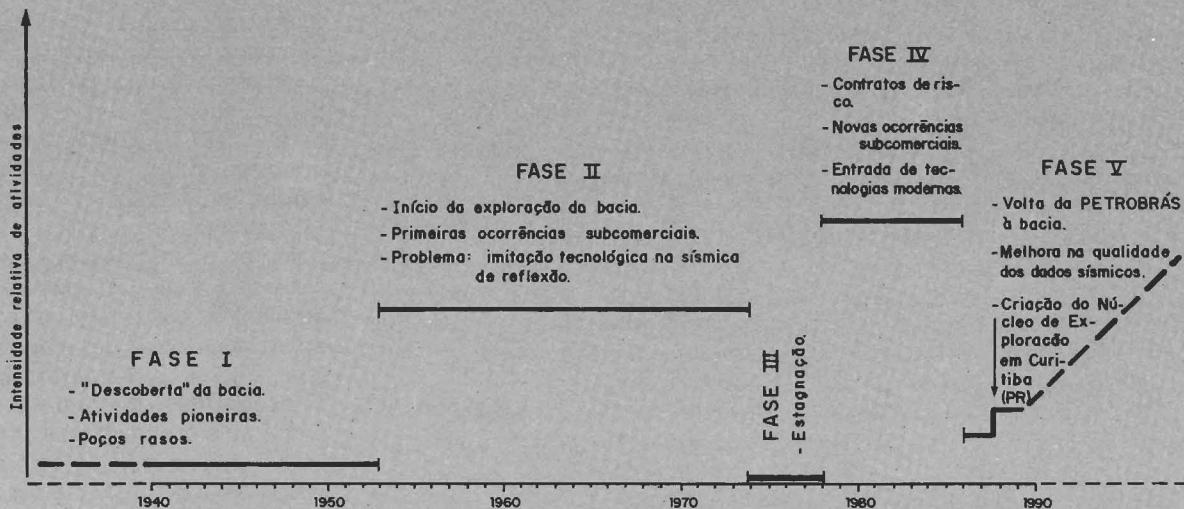


Fig. 2 - Fases exploratórias da Bacia do Paraná, com suas principais características.  
Fig. 2 - Exploratory phases of the Paraná Basin and main characteristics.

Grande do Sul (fig. 1). Motivadas pelos abundantes indícios de petróleo que ocorrem em sua superfície, diversas campanhas exploratórias foram desenvolvidas a partir do final do século passado, conduzidas por empresas particulares, órgãos federais e do Estado de São Paulo, além de inúmeras entidades com finalidades essencialmente científicas.

A história de prospecção petrolífera na Bacia do Paraná, entretanto, é marcada fortemente pela "descontinuidade" na aplicação do esforço exploratório, fator negativo e que, indubitavelmente, implica num retardamento do início do ciclo de descobertas de acumulações numa bacia sedimentar.

Assim, pode-se dividir este século de trabalhos na bacia em cinco fases principais (fig. 2):

### 1.1 - Fase I: até 1953

Corresponde às atividades pioneiras do final do século XIX e início do século XX, até a criação da PETROBRÁS. Nesta fase atuaram, principalmente, o Serviço Geológico e Mineralógico Brasileiro, o Conselho Nacional do Petróleo, o Governo do Estado de São Paulo e algumas companhias particulares, todos movidos pelo interesse despertado pelos indícios de petróleo que existem na borda leste da bacia.

A atividade principal foi a perfuração de poços, sistematicamente rasos e localizados próximos às exsudações de óleo em superfície, nos Estados de São Paulo, Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul.

Esta fase corresponde à identificação da Bacia do Paraná como entidade geo-

lógica e, pelas limitações tecnológicas inerentes à época, pouco contribuiu para o desenvolvimento de modelos que subsidiassem a exploração petrolífera na área.

### 1.2 - Fase II: 1953 a 1974

Etapa de atividade intensa, conduzida pela PETROBRÁS, com apoio de consultores estrangeiros. No total, foram perfurados 59 poços estratigráficos que forneceram os subsídios para a montagem de um arcabouço preliminar na bacia.

Corresponde ao início da exploração propriamente dita da Bacia do Paraná e os melhores resultados desta fase foram as acumulações subcomerciais de Herval Velho e Taquara Verde (gás), Matos Costa e Três Pinheiros (óleo), todas em Santa Catarina. Entretanto, quando a exploração tentou sair de locações

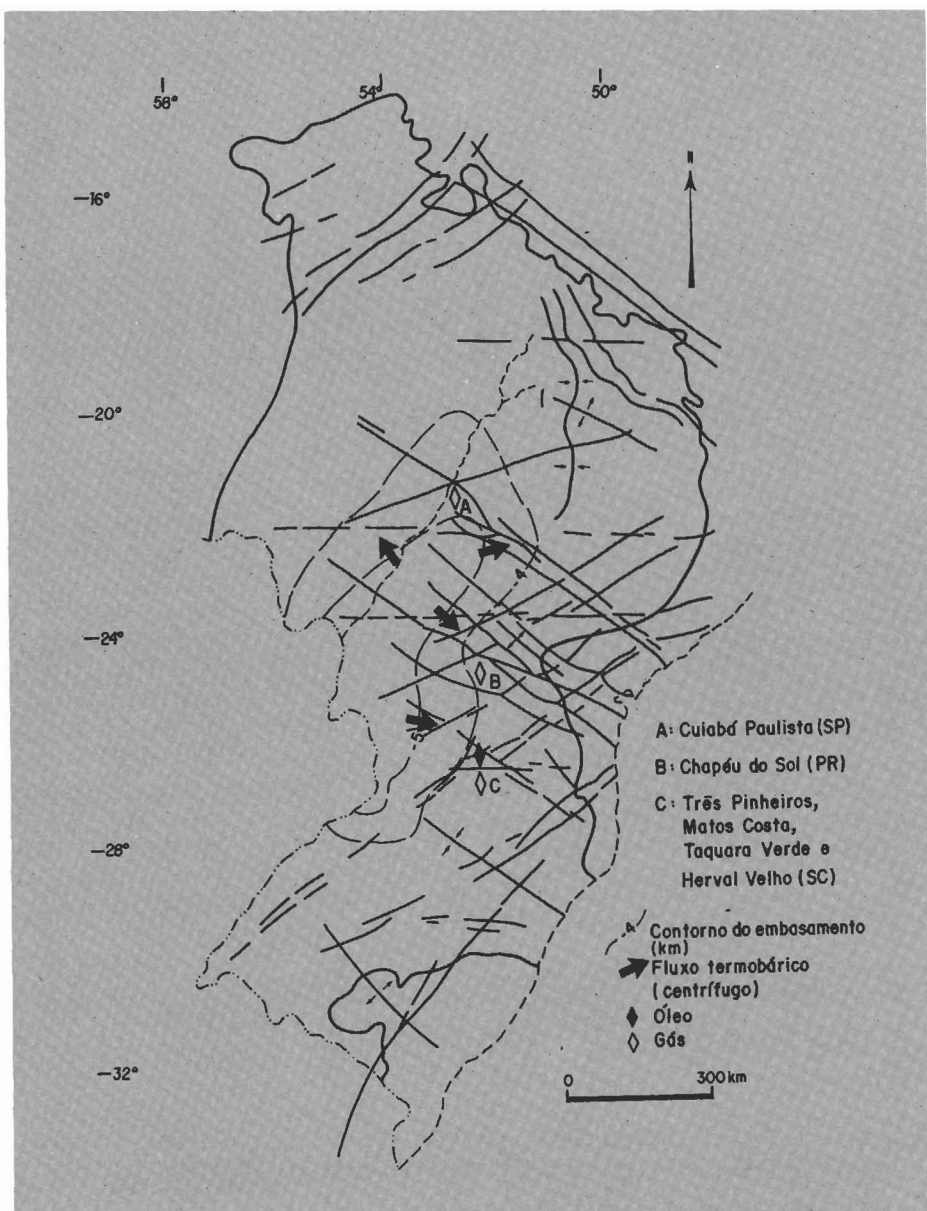


Fig. 3 - Arcabouço estrutural da Bacia do Paraná (modificada de Zalán et al. 1986), com o contorno estrutural do embasamento na área da Calha Central, no contexto da qual posicionam-se os resultados exploratórios mais significativos (A, B, e C) até hoje obtidos. Setas indicam o sentido teórico de migração de fluidos a partir do sítio principal de geração.

Fig. 3 - Structural framework of the Paraná Basin (modified from Zalán et al. 1986), showing structural contours of basement in depocenter area where the most significant exploratory results have been attained to date (A, B, and C). Arrows indicate theoretical migration pathways.

estratigráficas para pioneiras (baseadas em dados sísmicos), os trabalhos esbarrraram em dificuldades julgadas intranponíveis à época: a obtenção de linhas de boa qualidade com a tecnologia então disponível, em função da limitação à propagação de ondas sísmicas representada pela cobertura basáltica, que se espalha por 80% da superfície da bacia.

Este fato, aliado à descoberta de acúmulos *offshore* no início da década de 70, levou a PETROBRÁS a abandonar temporariamente a exploração na Bacia do Paraná.

### 1.3 – Fase III: 1975 a 1978

Neste período, a exploração da Bacia do Paraná resumiu-se a estudos de gabinete,

sem perfuração de poços ou atividades geofísicas.

### 1.4 – Fase IV: 1979 a 1985

Etapa marcada pela atividade das companhias sob contrato de risco na bacia. Atuaram o Consórcio Paulipetro e a British Petroleum, bem como, em menor escala, a PETROBRÁS. Além das descobertas subcomerciais de gás em Cuiabá Paulista (SP) e Chapéu do Sol (PR), esta fase marcou a entrada de tecnologias avançadas nos campos da aquisição e processamento de dados sísmicos, o que trouxe um novo alento sobre a utilidade desta ferramenta na Bacia do Paraná. Foram localizadas, em subsuperfície, as primeiras feições estruturais por meio da sísmica e que, pelo contexto político da época, não chegaram a ser testadas por poços em virtude do encerramento do Consórcio Paulipetro, que se deu em 1983.

O final desta fase coincidiu com a saída da British Petroleum da bacia, após adquirir 1 457 km de sísmica e perfurar um poço seco em Guarapuava (PR).

### 1.5 – Fase V: 1986 em diante

Com a retomada do processo exploratório pela PETROBRÁS em 1986, iniciou-se a atual fase de trabalhos na Bacia do Paraná, que se caracteriza pela utilização contínua de tecnologias de ponta nas atividades de aquisição e processamento de dados sísmicos, cuja qualidade já permite o mapeamento de feições estruturais passíveis de testes exploratórios localizados com relativa segurança.

A criação do Núcleo de Exploração da Bacia do Paraná (Nexpar), em 1988, propiciou a centralização das atividades inerentes à bacia em Curitiba.

### 1.6 – Resultados Exploratórios

Os resultados obtidos até o presente momento, após a perfuração de 107 poços para petróleo, aquisição de cerca de 22 000 km de linhas sísmicas de reflexão e demais estudos e levantamentos geológicos e geofísicos, são muito modes-

tos, seja no tocante a descobertas de óleo e gás, seja em termos de avaliação do potencial petrolífero da bacia no seu todo.

Este insucesso relativo pode ser atribuído a diversos fatores, dentre os quais as dimensões da bacia - mais de 1 000 000 de km<sup>2</sup> em território brasileiro - e sua geologia complexa, fruto do intenso magmatismo que a modificou no Mesozóico. Como fator complicador adicional, a bacia deve apresentar problemas hidrodinâmicos acentuados, ainda não adequadamente equacionados, em função das extensas faixas de afloramento que a bordejam em todos os quadrantes.

Ao longo das diversas fases de trabalhos na bacia, entretanto, alguns resultados significativos foram alcançados na forma de produções subcomerciais de hidrocarbonetos, tanto líquidos quanto gasosos, em diversos horizontes estratigráficos, transparecendo uma multiplicidade de situações exploratórias nesta imensa bacia de prospectividade petrolífera ainda não avaliada.

Em termos de óleo, as melhores indicações da possível presença de acumulações comerciais na Bacia do Paraná foram obtidas na região central do Estado de Santa Catarina, nos poços de Matos Costa e Três Pinheiros (fig. 3), que produziram alguns barris de óleo da Formação Rio Bonito (Permiano) em testes de formação. Ocorrências subcomerciais de gás foram constatadas em Taquara Verde e Herval Velho, na mesma região.

O Grupo Itararé (Permo-Carbonífero) mostrou vazões significativas de gás em diversos poços, principalmente em Chapéu do Sol (PR) e Cuiabá Paulista (SP) (fig. 3), neste último tendo produzido com uma vazão de 51 000 m<sup>3</sup>/dia (3/8"), o que é bastante significativo se for considerado o caráter estratigráfico do poço e a casualidade da descoberta.

Regionalmente, estas ocorrências tem um ponto em comum: situam-se todas no contexto da Calha Central da bacia (fig. 3); condições locais de trapeamento podem ter favorecido a retenção dos hi-

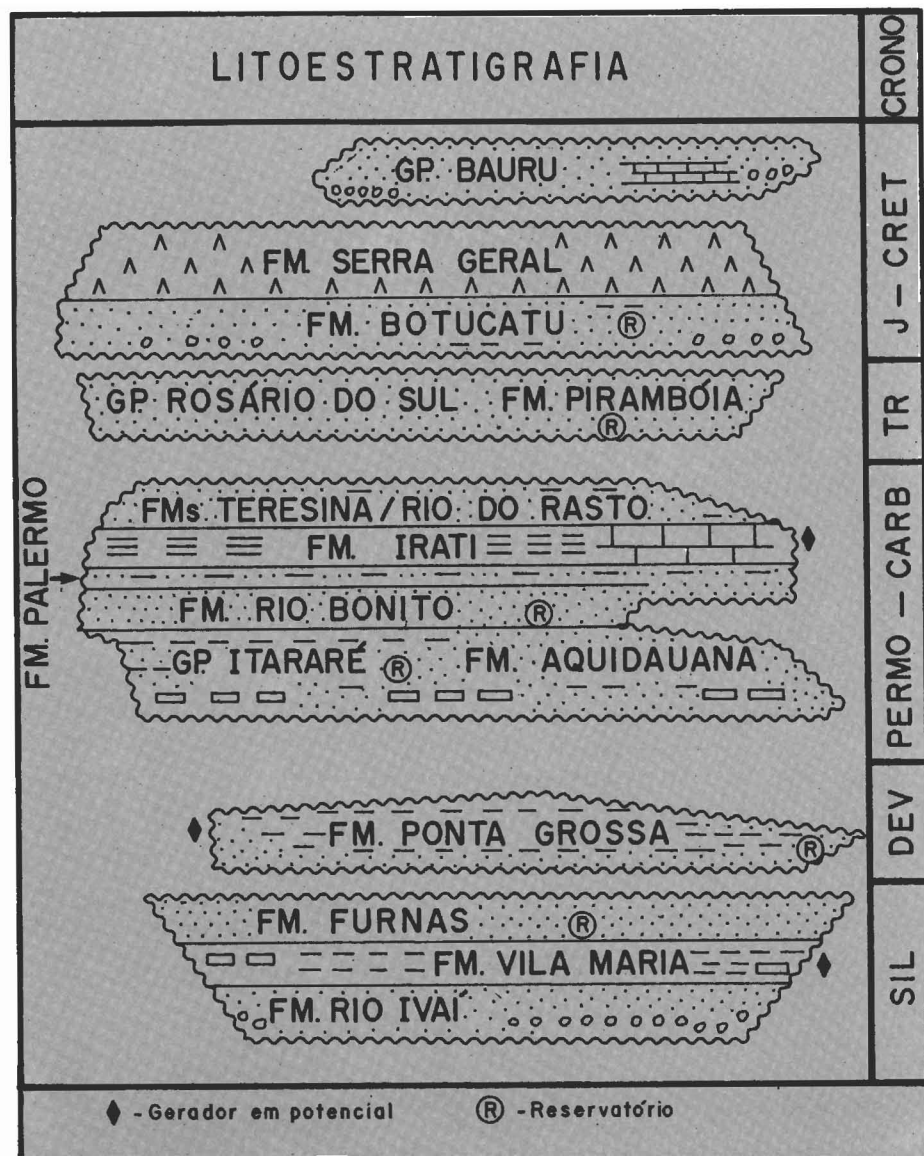


Fig. 4 - Crono e litoestratigrafia da Bacia do Paraná (Zalán et al. 1986).

Fig. 4 - Chronostratigraphy and lithostratigraphy of the Paraná Basin (Zalán et al. 1986).

drocarbonetos, que devem ter sido gerados nas regiões profundas da bacia, sob condições adequadas de soterramento, e migrado mergulho acima, até encontrarem um receptáculo adequado. Nestas condições, a existência de acumulações comerciais na Calha Central da Bacia do Paraná é uma viva possibilidade.

## 2 - CALHA CENTRAL

O depocentro de uma bacia corresponde à área onde se acumulam e se preservam as maiores espessuras de sedimentos ao longo de sua evolução, em função da

subsidência contínua durante o tempo geológico. Esta assertiva, válida para bacias não afetadas por eventos orogênicos pronunciados, define bem a província denominada de Calha Central da Bacia do Paraná, região em que o pacote sedimentar-magmático que a preenche alcança valores máximos em suas isópacas, chegando o embasamento cristalino a profundidades, estimadas por dados sísmicos recentes, de até 7 000 m (fig. 1).

Esta vasta área, limitada operacionalmente a Oeste pela fronteira brasileira com o Paraguai e Argentina, é escassa-

mente amostrada por poços e praticamente desprovida de dados sísmicos.

Quando enfocada regionalmente, a Calha Central revela-se extremamente prospectável em termos do trinômio gerador-reservatório-estrutura, visto que estes condicionantes estão bem caracterizados nesta porção da bacia.

## 2.1 - Rochas Geradoras

O preenchimento da Bacia do Paraná compreende cinco seqüências sedimentares (Zalán *et al.* 1986) (fig. 4): a siluriana, a devoniana, a permo-carbonífera, a triássica e a juro-cretácica. Dentre elas existem pacotes pelíticos com características de geradores de hidrocarbonetos, em termos virtuais, em três unidades distintas.

A primeira delas, também a mais inferior e a menos conhecida, corresponde aos folhelhos da Formação Vila Maria (Faria, 1982), de idade eo-siluriana - Wenlockiano (Gray *et al.* 1985); sua correlata no Paraguai - Folhelho Vargas Peña - é responsável por bons indícios de óleo e gás em poços perfurados pela Pecten naquele país. O teor de carbono orgânico destes folhelhos atinge até 2% no poço ASU-2 (Asunción n. 2).

Este pacote rochoso, projetando-se para leste até alcançar o território brasileiro, encontra-se hoje a grandes profundidades na área da Calha Central (fig. 5), em condições de geração de hidrocarbonetos gasosos.

A Formação Ponta Grossa, de idade devoniana, constitui-se em outra unidade

potencialmente geradora de hidrocarbonetos pelas características de seu conteúdo orgânico. Deve produzir principalmente gás e condensado, como já constatados em diversos poços perfurados nos flancos SE (Chapéu de Sol, PR) e NE (Cuiabá Paulista, SP) da Calha Central. O teor de matéria orgânica desta unidade pode atingir 3%, e a mesma apresenta-se termicamente senilizada em quase toda sua faixa de ocorrência.

A Formação Irati, depositada no Neo-Permiano, é a unidade que reúne condições geoquímicas mais favoráveis à geração abundante de hidrocarbonetos na Calha Central da Bacia do Paraná. Seus teores de matéria orgânica alcançam até 23%, sendo caracterizados por querogênios favoráveis à geração de hidrocarbonetos líquidos.

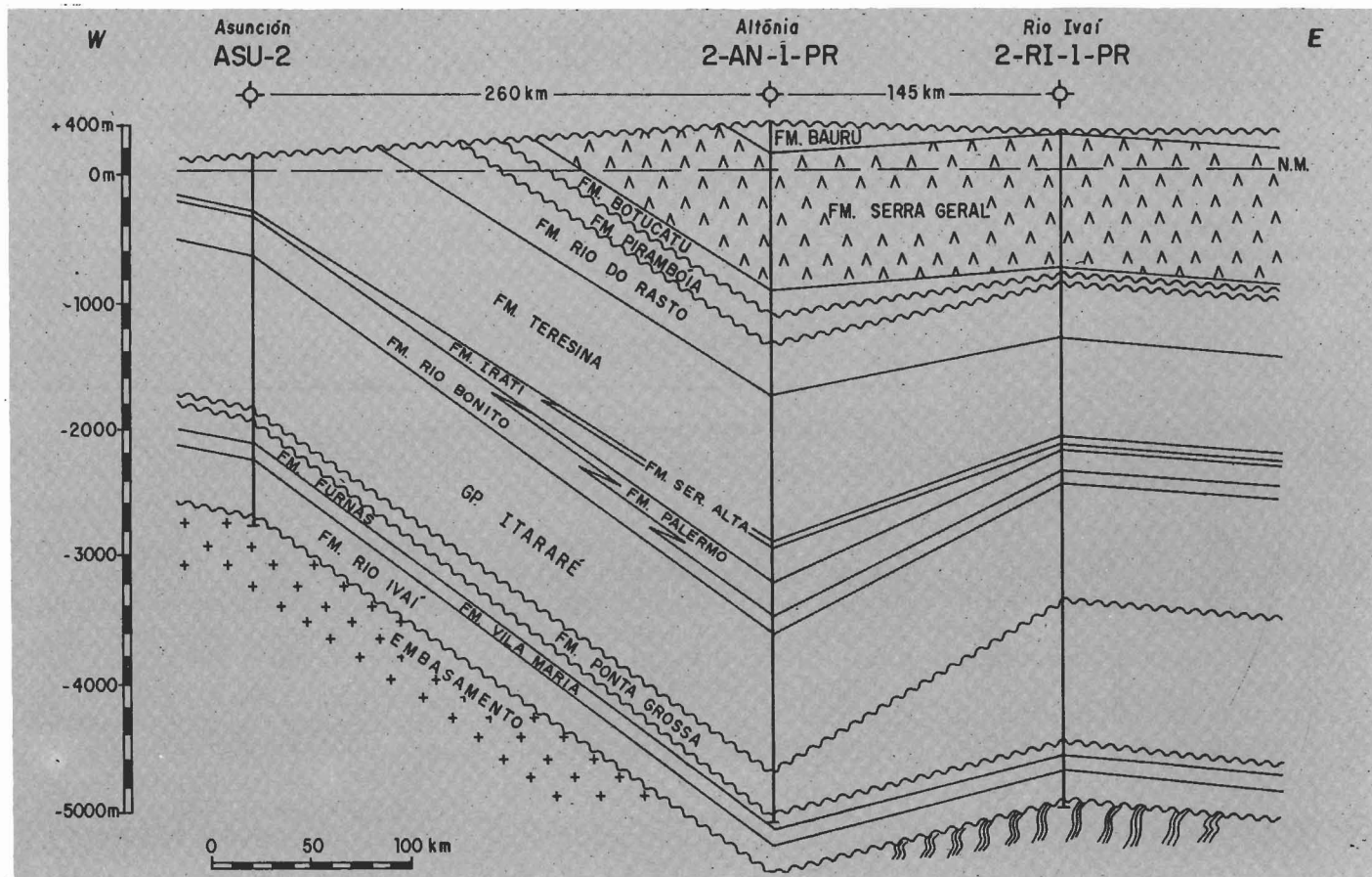
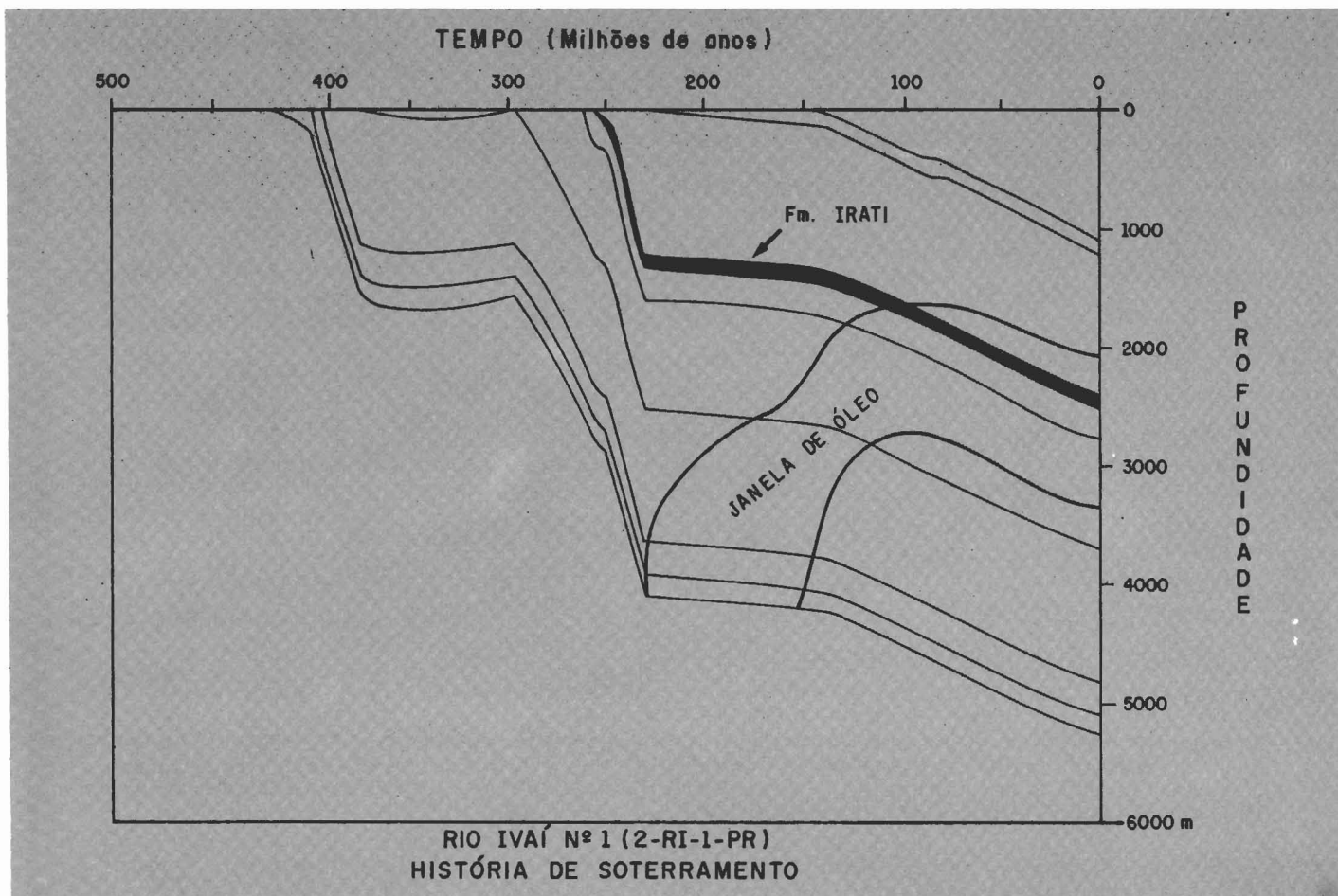


Fig. 5 - Seção de correlação regional entre os poços ASU-2 (Pecten, Paraguai), 2-AN-1-PR, e 2-RI-1-PR. (localização na figura 1).  
Fig. 5 - Regional correlation section for wells ASU-2 (Pecten, Paraguay); 2-AN-1-PR; and 2-RI-1-PR (location shown in figure 1).



**Fig. 6 - Gráfico tempo-temperatura-profundidade do poço 2-RI-1-PR (Rio Ivaí). A Formação Irati, gerador em potencial, entrou na "janela de óleo" há cerca de 100 milhões de anos, e nela permanece até hoje.**

*Fig. 6 - Time-temperature-depth display of well 2-RI-1-PR (Rio Ivaí). The Irati Formation, a potential source bed, came into the oil window around 100 m.y.BP and continues there today.*

Dados de superfície, associados aos estudos da Formação Irati, desenvolvidos pela Superintendência de Industrialização do Xisto - SIX, que a amostrou em toda faixa de afloramentos, revelam alguns aspectos peculiares desta unidade. Estes folhelhos, imaturos em grande parte da bacia, encontram-se intrudidos por diabásios mesozóicos, que lhe impõem maturação anômala pelo calor adicional, podendo mesmo destruir seu potencial gerador original.

A SIX caracterizou, também, a ausência local de diabásios na Formação Irati, e nestas áreas o Departamento Industrial desenvolve seus trabalhos de geração artificial de petróleo, como em São Mateus do

Sul (PR); o processo alcança um "fator de conversão" de 7,3 milhões de barris de óleo por km<sup>2</sup> de ocorrência dos folhelhos betuminosos com boas características (alto teor, sem diabásio).

Já na região da Calha Central, a Formação Irati encontra-se dentro da janela de geração de óleo em função do soterramento adequado a que está submetida, como mostram estimativas de maturidade da matéria orgânica pelo método de Lopatin (fig. 6), e a transformação ter-se-ia iniciado no Cretáceo.

A ausência localizada de intrusivas na Calha Central é comprovada pelo poço estratigráfico 2-RI-1-PR (fig. 7), que

coloca esta formação numa situação particularmente boa para realizar-se como gerador de óleo. Dados sísmicos (fig. 8) confirmam porções da Formação Irati "poupadas" pelos diabásios Serra Geral naquela área, abrindo boas perspectivas, ao menos no quesito geração, para esta porção da Bacia do Paraná. Se admitirmos num exercício quantitativo, que 10% da área total da Calha Central - 20 000 km<sup>2</sup> - seja constituído de "janelas" na Formação Irati, nas quais os folhelhos apresentem boas características geoquímicas, o "fator de conversão" definido pela SIX permite estimar-se que podem ter sido gerados 150 bilhões de barris de óleo apenas com a contribuição da seqüência permiana.

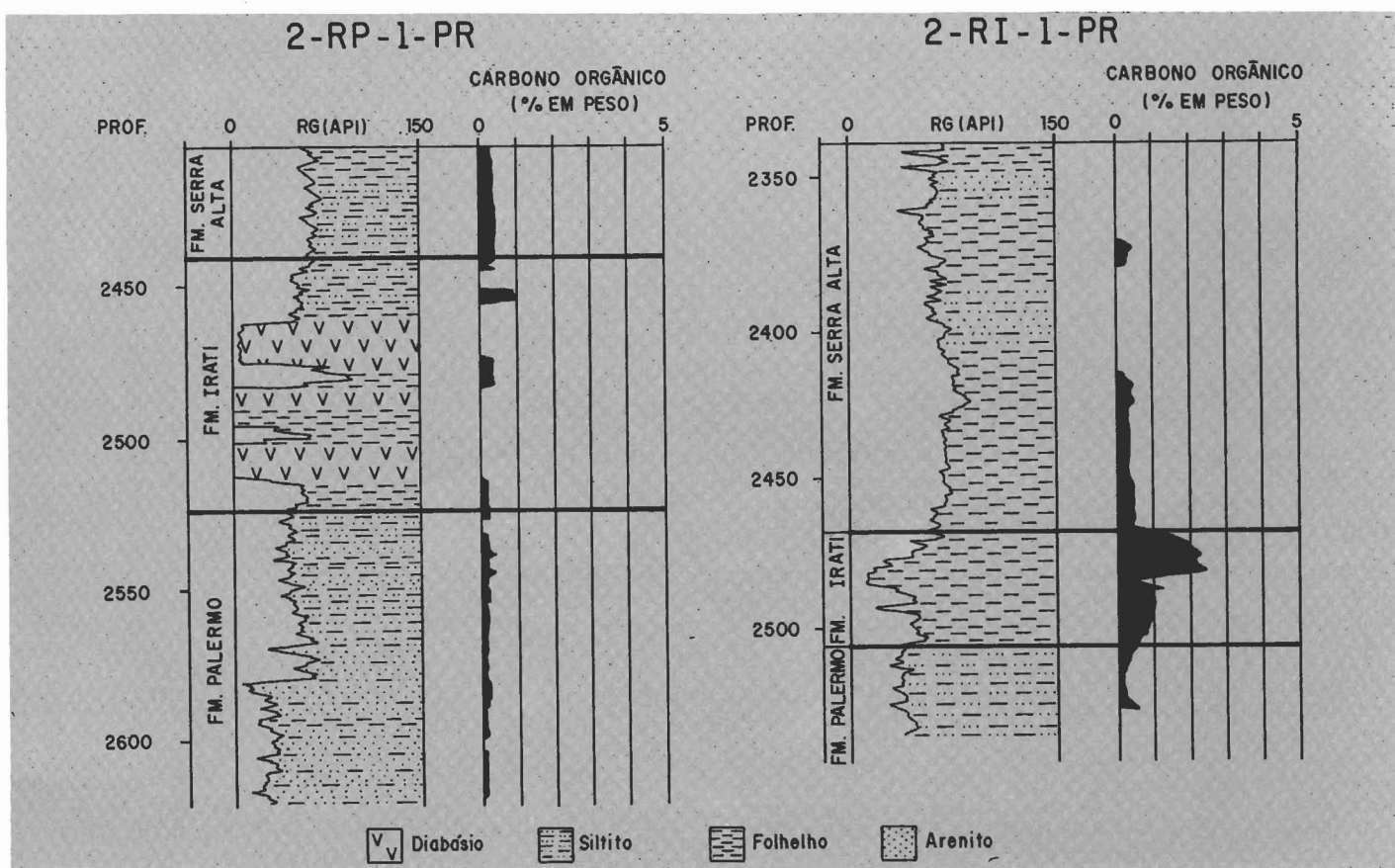


Fig. 7 - Comparação dos teores de carbono orgânico detectados na Formação Irati pelos poços 2-RP-1-PR (Rio Piquiri) e 2-RI-1-PR (Rio Ivaí) (localização na figura 9). Notar a depleção de teor no primeiro, em função da presença da intrusão de diabásio.

Fig. 7 - Comparison of organic carbon content in wells 2-RP-1 PR (Rio Piquiri) and 2-RI-1-PR (Rio Ivaí) of the Irati Formation (location shown in fig. 9). In the former well the original amount has been depleted due to the thermal effect of diabase.

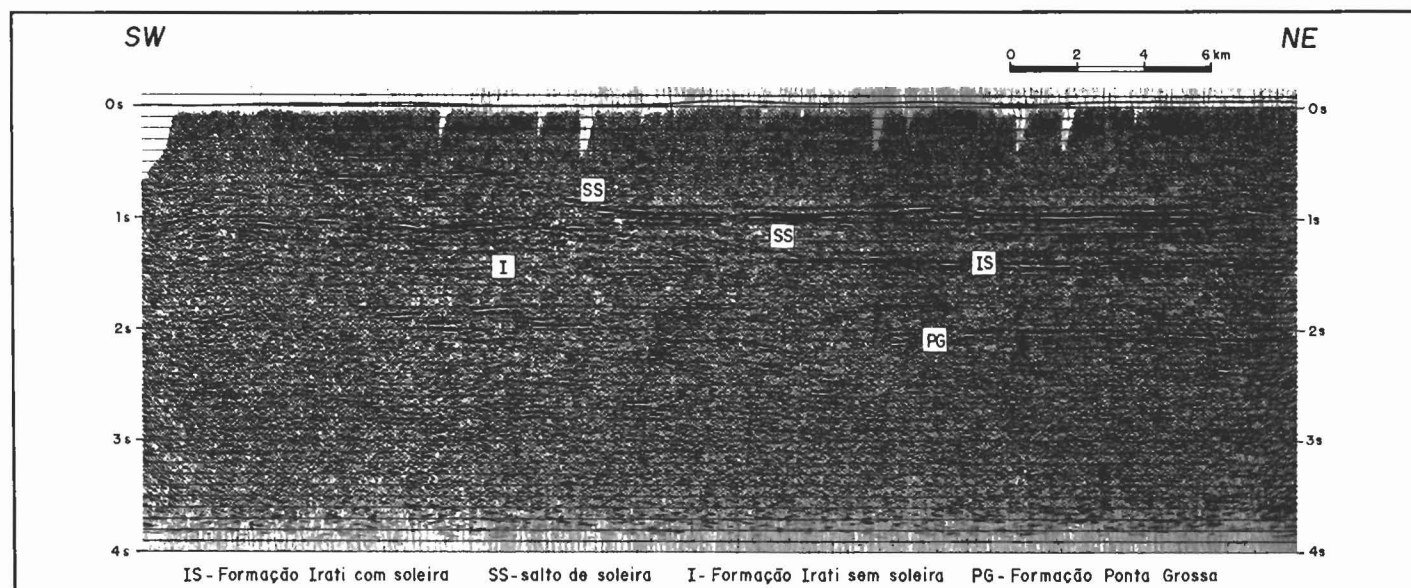


Fig. 8 - Seção sísmica 225-RL-52, região de São Miguel do Iguaçu (PR) (localização na figura 1), mostrando a existência de uma "janela" (sem intrusão) na Formação Irati, em função de um salto de soleira para níveis mais superiores.

Fig. 8 - Seismic section 225-RL-52, region of São Miguel do Iguaçu, Paraná (location shown in figure 1). Note the existence of a window (without intrusion) of the Irati Formation, produced due to a climb to higher levels.



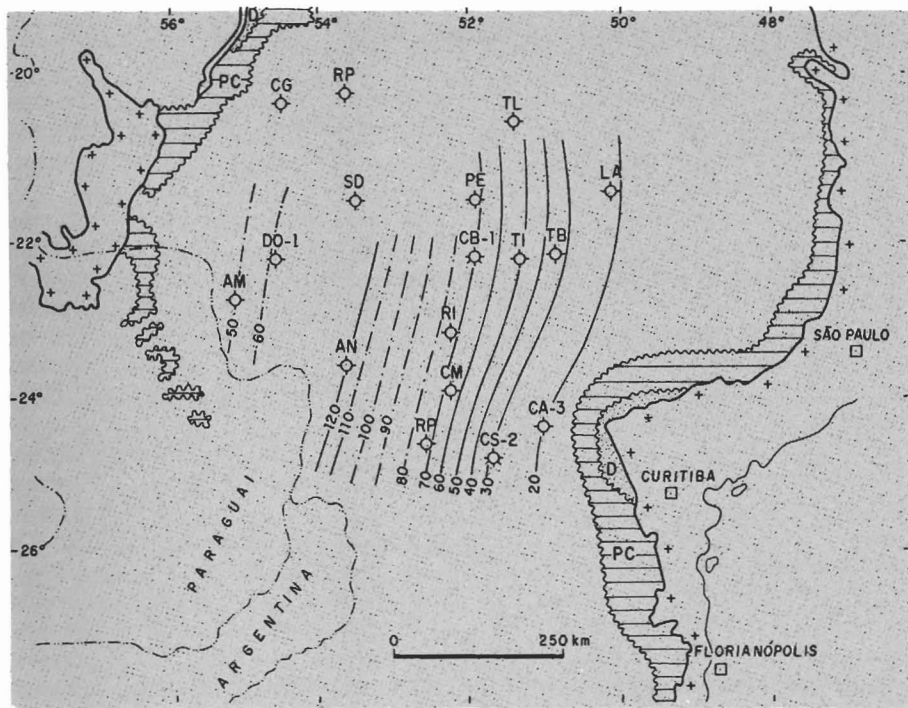


Fig. 9 - Mapa de isossalinidade (g/l - total de sais dissolvidos) do Grupo Itararé, mostrando um aumento de teor em direção à Calha Central, refletindo uma diminuição da influência de águas doces do fluxo meteórico das bordas da bacia. Poços: CG= Campo Grande, RP= Ribas Rio do Pardo, TL= Três Lagoas, LA= Lagoa Azul, PE= Presidente Epitácio, SD= São Domingos, DO= Dourados, AM= Amambai, CB= Cuiabá Paulista, TI= Tarabai, TB= Taciba, RI= Rio Ivaí, AN= Altônia, CM= Campo Mourão, CA= Cândido de Abreu, CS= Chapéu do Sol, RP= Rio Piquiri. D representa a faixa de afloramentos da seqüência devoniana, e PC a de permo-carbonífera.

Fig. 9 - Salinity map (g/l = total dissolved salts) of the Itararé Group. Note the increase in water salinity toward the depocenter area, which reflects the decreased influence of meteoric flow fresh water at basin borders.

Os hidrocarbonetos gerados neste baixo regional encontram um ambiente propício à sua preservação. As trapas porventura existentes estão sujeitas a um ambiente estagnante, deduzido a partir da tipologia das águas coletadas nos poços perfurados (contrastando com o ambiente francamente meteórico caracterizado nas bordas da bacia). Estudos hidroquímicos, ora em andamento, indicam uma progressiva diminuição do intercâmbio de águas doces do regime meteórico em direção à Calha Central (fig. 9), favorecendo o índice de preservação de hidrocarbonetos, na medida em que diminui o suprimento de oxigênio e inibe a atividade de bactérias aeróbicas. A preservação de hidrocarbonetos é igualmente favorecida por encontrar-se à isoterma de 140°F, que representa a

temperatura-limite de atuação bacteriana, em profundidades geralmente correspondentes à seção do Permiano Superior (Formação Rio do Rasto), de sorte que as acumulações estratigraficamente abaixo deste nível estariam "protegidas" da degradação bacteriana.

## 2.2 - Rochas-Reservatório

A Calha Central dispõe de diversos sistemas de reservatórios arenosos para acolher os hidrocarbonetos gerados. Os hidrocarbonetos originados nas seqüências siluriana e devoniana, nas porções mais profundas da calha, podem ser acumulados em arenitos das formações Rio Ivaí e Furnas (Siluriano) e do Grupo Itararé (Permo-Carbonífero), todas elas com características de reservatório

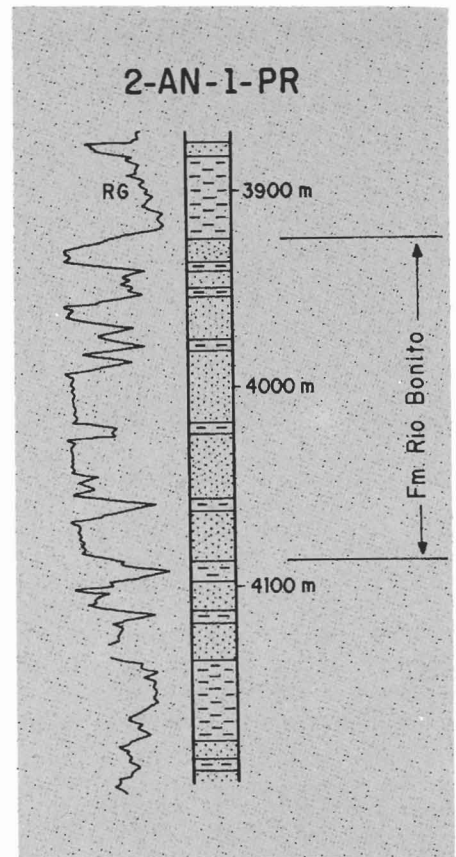


Fig.10- Perfil de raios gama e coluna litológica do poço 2-AN-1-PR (Altônia), mostrando o espesso pacote arenoso da Formação Rio Bonito na área da Calha Central (localização na figura 11).

Fig. 10 - Gamma-ray log and lithologic column of well 2-AN-1-PR (location shown in figure 11). Note the thick sandstone section representing the Rio Bonito Formation.

apenas regulares (porosidades de 6 a 16%), mas suficientes para a produção de gás e condensado como, por exemplo, na acumulação subcomercial de Cuiabá Paulista, onde arenitos do Grupo Itararé com 9% de porosidade produziram gás com uma vazão de 51 000 m³/dia.

Já os arenitos ortoquartzíticos da Formação Rio Bonito (Permiano) surpreendem por suas características permoporosas nesta região. No poço estratigráfico Altônia n/1 (Paulipetro) (fig. 10), estes arenitos apresentam-se com 150 m de espessura total e porosidades da ordem de 20%, o que é excepcional

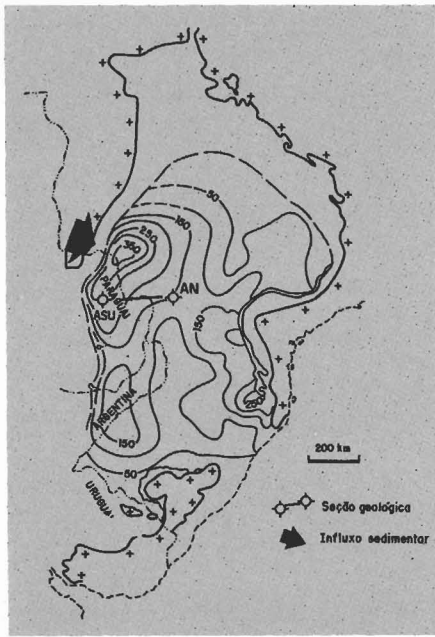


Fig. 11 - Mapa de isópachas da Formação Rio Bonito (Pantoja, 1983).

Fig. 11 - Isopach map of the Rio Bonito Formation (Pantoja, 1983).

para os 4 000 m de profundidade em que ocorrem, tendo produzido água por surgência, atestando boas condições de pressão e transmissibilidade do re-

servatório. A ocorrência de corpos arenosos possantes da Formação Rio Bonito na Calha Central está ligada à presença de um paleodelta permiano que adentrou à bacia pela borda W-NW (figs. 11 e 12).

### 2.3 - Aspectos Estruturais

As características estruturais e os processos tectônicos que modelaram a Calha Central da Bacia do Paraná são pouco conhecidos. Os escassos dados sísmicos, aliados a levantamentos aeromagnetométricos localizados, permitem algumas inferências sobre este tema.

A aeromagnetometria definiu os principais traços estruturais desta região (fig. 13), que podem representar estruturas antigas do embasamento, de caráter linear, ao longo das quais intrudiram-se ou não diques básicos. A natureza do movimen-

to ao longo destes lineamentos, por reativações no Paleozóico, Mesozóico e mesmo no Cenozóico, carecem de dados para sua correta identificação e mapeamento.

Por sua relativa proximidade ao cinturão orogênio andino, a Calha Central é um sítio no qual podem ter acontecido manifestações tectônicas em função dos esforços compressoriais gerados na margem convergente oeste do continente sul-americano, a partir do Paleozóico.

Como exemplos destas manifestações, dados sísmicos da Bacia do Pantanal (43-RL-18) (fig. 14) mostram falhas reversas terciárias; na linha sísmica 35-RL-128 (fig. 15), da região de Dourados (MS), flanco NW da Calha Central, são interpretáveis feições sugestivas de encurtamento horizontal da seção, como provável produto dos mesmos esforços compressoriais oriundos de oeste.

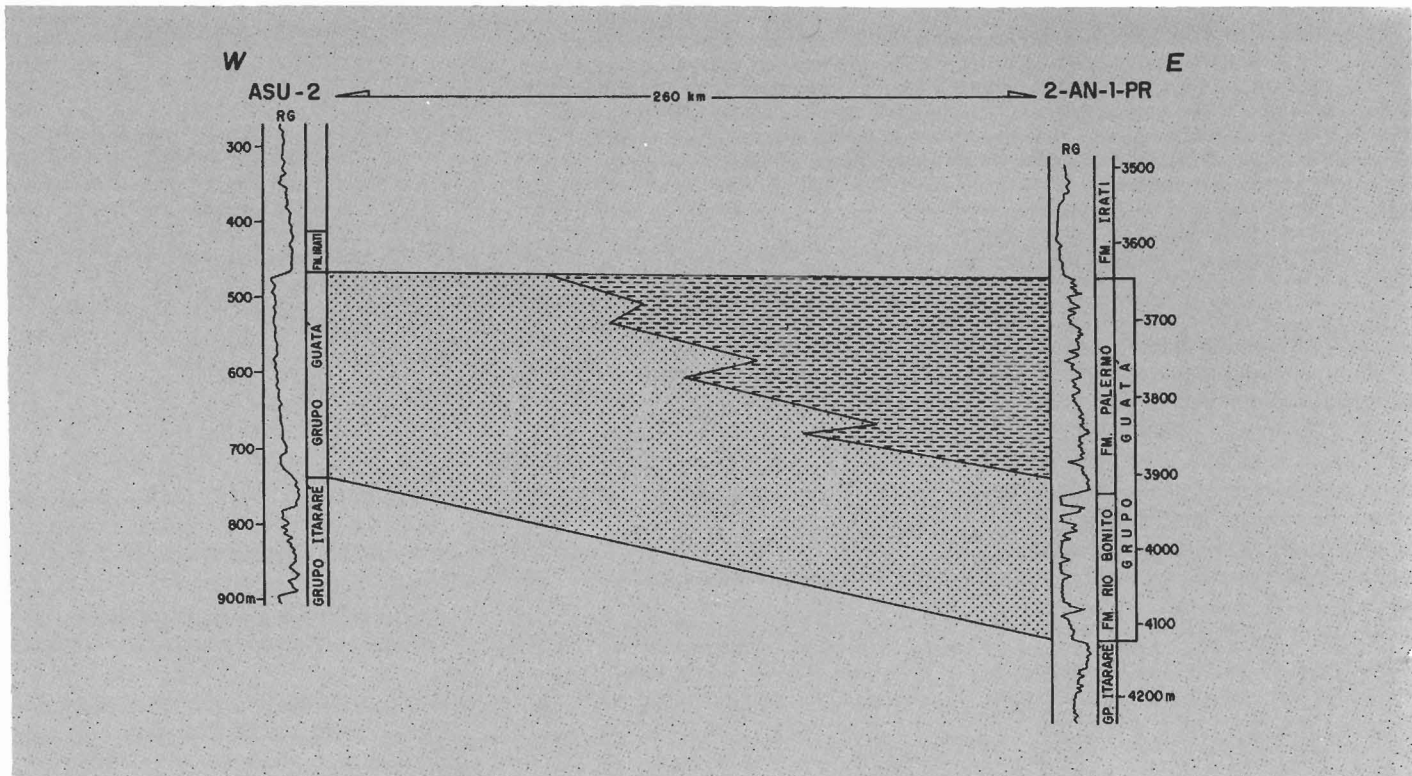


Fig. 12 - Correlação regional do Grupo Guatá (Permiano) entre os poços ASU-2 (Asunción) e 2-AN-1-PR (Altônia), mostrando o desenvolvimento de um sistema deltaico (formações Rio Bonito-arenitos e Palermo-folhelhos de pró-delta) na região da Calha Central, a partir de um espesso pacote arenoso (sistema fluvial) em território paraguaio (localização na figura 11).

Fig. 12 - Regional correlation of the Guatá Group (Permian), between wells ASU-2 (Paraguay) and 2-AN-1-PR (Brazil), showing the transition from a fluvial system (western portion) to a deltaic system (location shown in figure 11).

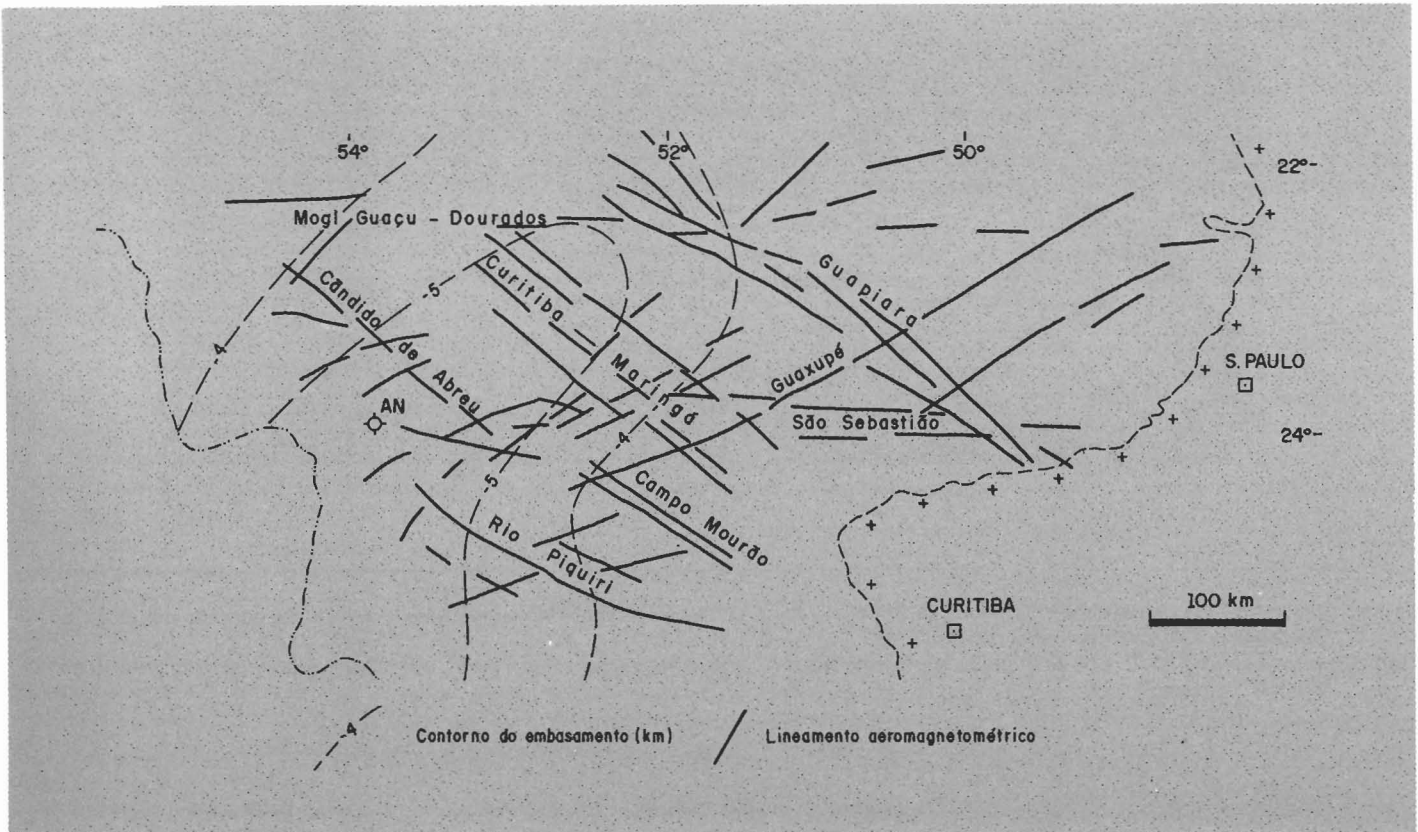


Fig. 13 - Mapa de lineamentos deduzidos a partir de dados aeromagnetométricos, mostrando as principais direções estruturais intervenientes na Calha Central da Bacia do Paraná.

Fig. 13 - Map of lineaments deduced from aeromagnetic data, showing main intervening structural directions in depocenter area of the Paraná Basin.

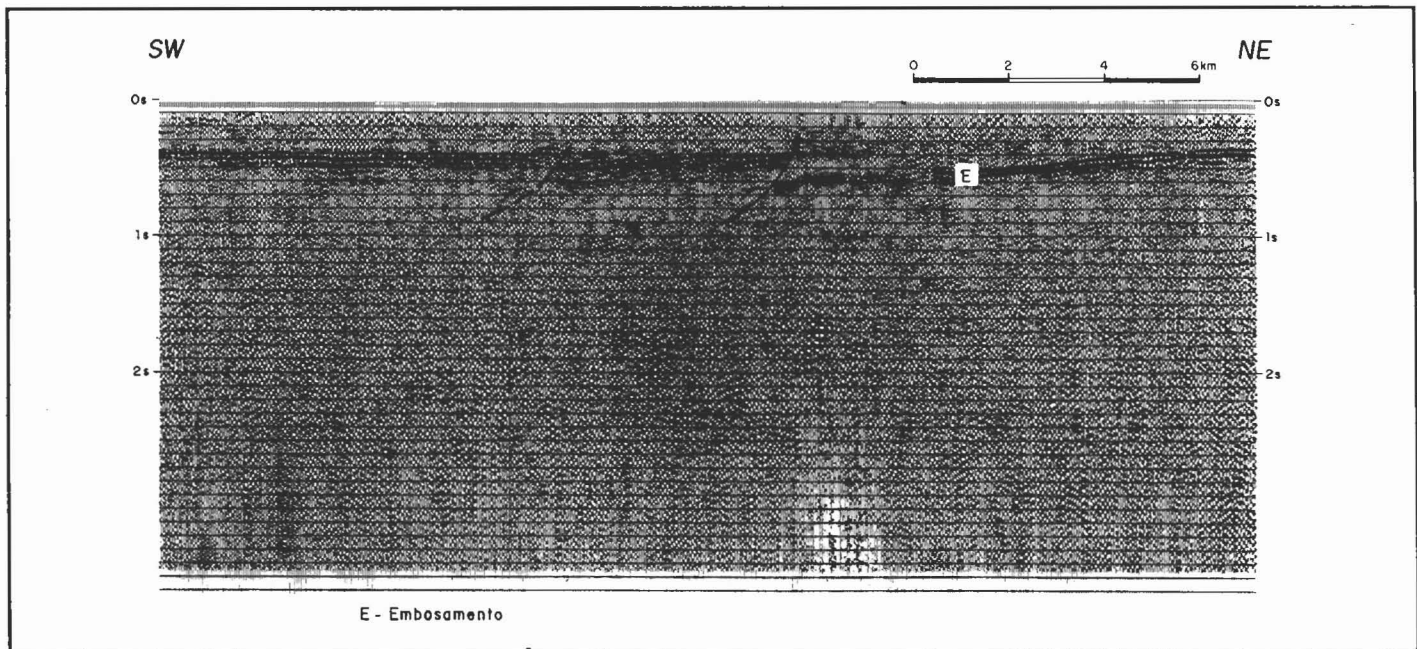


Fig. 14 - Seção sísmica 43-RL-19, Bacia do Pantanal (localização na figura 1), mostrando falhas reversas terciárias geradas por esforços compressoriais provavelmente andinos.

Fig. 14 - Seismic section 43-RL-19. Pantanal Basin (location shown in figure 1), showing Tertiary reverse faults generated by probable Andean compressional stress.

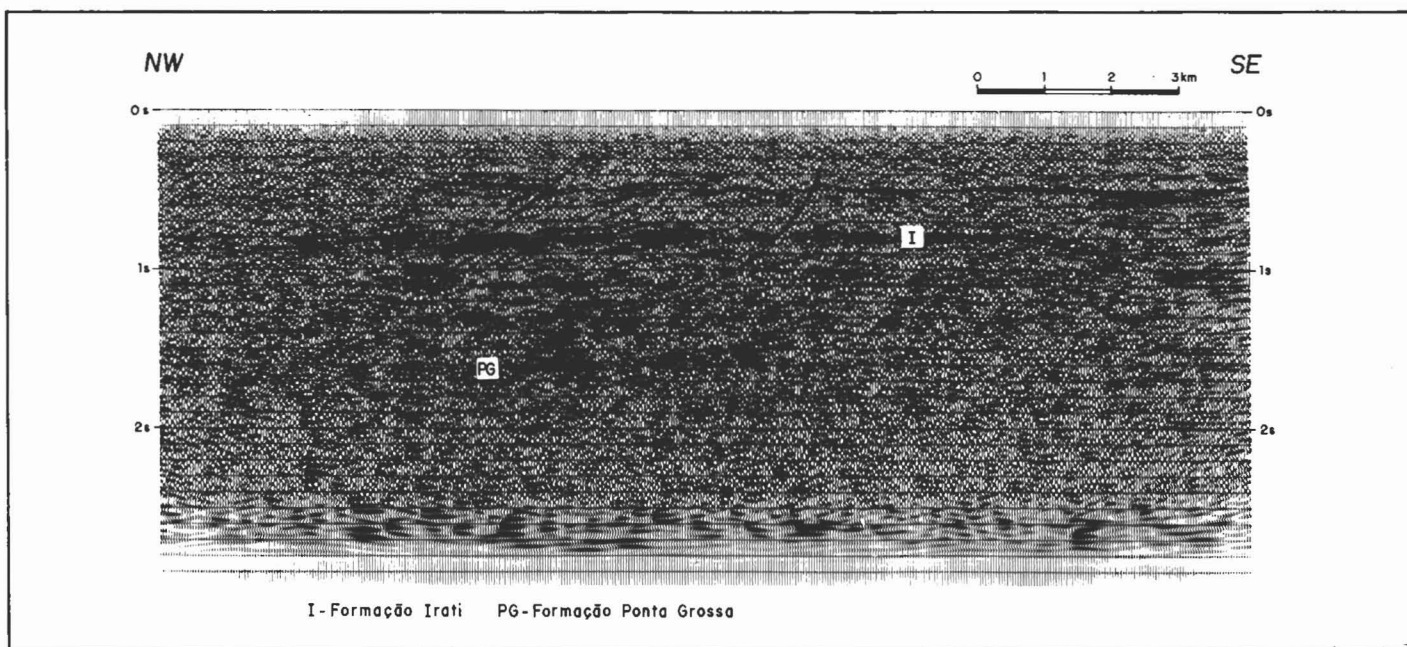


Fig. 15 - Seção 35-RL-128, região de Dourados (MS) (localização na figura 1), revelando sugestões de estruturas geradas por esforços compressoriais, a exemplo da anterior.  
 Fig. 15 - Seismic section 35-RL-128, Dourados region, Mato Grosso do Sul (location shown in figure 1), displaying suggestions of compressional structures, as in figure 14.

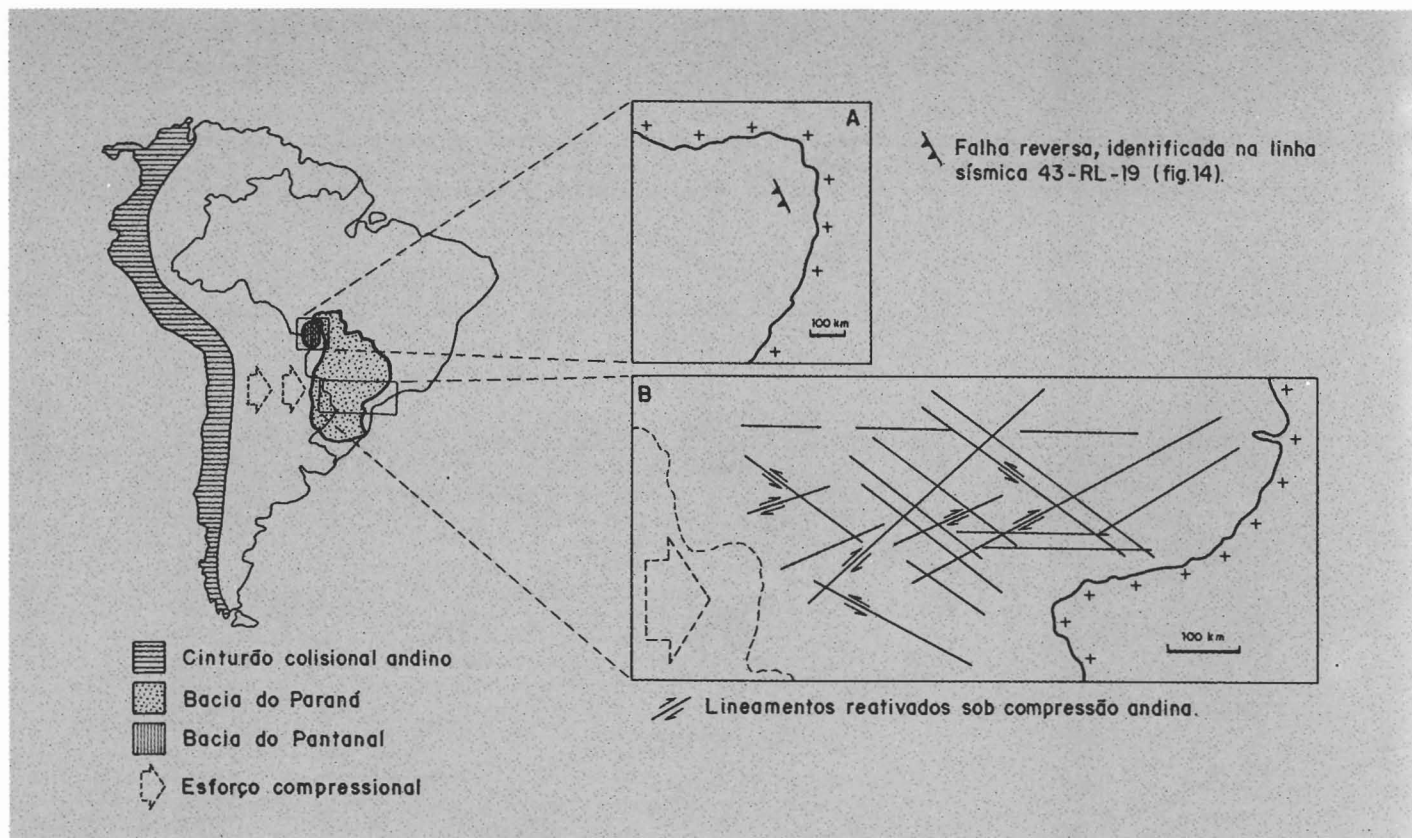


Fig. 16 - Campo compressional derivado do cinturão andino e seus prováveis reflexos no interior da placa sul-americana, na região das bacias do Pantanal e do Paraná.  
 Fig. 16 - Compressional stress field, derived from Andean collisional belt, influencing the South American plate in the region of the Pantanal and Paraná basins.

- A - Falha reversa na Bacia do Pantanal (orientação provável)
- A - Reverse fault in Pantanal Basin (probable orientation).
- B - Esquema hipotético de reativação de lineamentos do embasamento na região central da Bacia do Paraná.
- B - Hypothetical scheme of reactivation of basement lineaments in central region of Paraná Basin.

Esta tectônica compressional, ao mesmo tempo em que estrutura o pacote sedimentar, propiciaria, através de falhas reversas, adequada relação espacial entre o gerador da Formação Irati e o reservatório da Formação Rio Bonito, este depositado em nível estratigráfico inferior àquele. Para tanto, são suficientes rejeitos da ordem de duas centenas de metros.

A existência de evidências de uma tectônica "jovem" nesta porção da bacia, aliada ao fato da Formação Irati encontrar-se na janela de geração de hidrocarbonetos líquidos, podem tornar real a antiga aspiração de produção comercial de óleo nos excelentes reservatórios da Formação Rio Bonito, na Calha Central da Bacia do Paraná.

### 3 - CONCLUSÕES

A Calha Central da Bacia do Paraná é uma região com boas perspectivas para a produção de petróleo. Concorrem para isso:

- a presença de diversos níveis de folhelhos geradores, com destaque para a Formação Irati, pelos seus altos teores de matéria orgânica e por sua maturidade térmica, fruto do soterramento a que foi submetida nesta área;
- a presença de reservatórios excepcionais na Formação Rio Bonito;
- a caracterização de uma tectônica tardia, que propiciaria a adequada relação espacial entre gerador e reservatório.

### AGRADECIMENTO

Ao Superintendente-Adjunto de Geologia e Interpretação do Departamento de Exploração, Giuseppe Bacoccoli, pelo incentivo à publicação deste trabalho.

### REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

FARIA, Álvaro de. Formação Vila Maria - nova unidade litoestratigráfica siluriana da Bacia do Paraná. *Ciências da*

*Terra*, Salvador, BA, n. 3, p. 12-5, mar/abr. de 1982.

GRAY, J., COLBATH, G. K., FARIA, A., BOUCOT, A. J., ROHR, D. M. Silurian age fossils from the Paleozoic Paraná Basin, southern Brazil. *Geology*, v. 13, n. 7, p. 521-25, July 1985.

ZALÁN, Pedro Victor, CONCEIÇÃO, J. C. J., WOLFF, Sven, ASTOLFI, Marco Antônio Mendonça, VIEIRA, Inês Santos, APPI, Valéria Tiriba, SANTOS NETO, Eugênio Vaz dos, CERQUEIRA, José Roberto, ZANOTTO, Osmar Antônio, PAUMER, Max Lyutz. *Análise da Bacia do Paraná*, GT-0s-009/85. Rio de Janeiro, PETROBRÁS/DEPEX, 1986. v. 4 (Relatório SIEX 103-05765 S).

PANTOJA, Jorge L. *Mapa de isópacas da Formação Rio Bonito*. Macaé PETROBRÁS/DEPEX/DESUD/DINTER, 1983 (Relatório interno).

### EXPANDED ABSTRACT

Several exploratory campaigns have been conducted in the Paraná Basin since the last decade of the 19th century. Unfortunately, these efforts have not been continuous and can be broken into five distinct phases:

I - 1892-1953: Motivated by the abundant oil seeps that occur along the eastern outcrop belt of the basin, government and private companies drilled several shallow wells in the state of São Paulo, all yielding dry holes.

II - 1953-1974: This was a phase of intense exploratory activities, including the drilling of deep stratigraphic wells, some resulting in sub-commercial discoveries. However, poor seismic resolution was a strong barrier to exploratory progress.

III - 1975-1978: Marked by exploration stagnancy, no field work was carried out during this period.

IV - 1979-1985: The Paraná Basin was partially opened to operational risk contract companies. Work undertaken by PAULIPETRO and British Petroleum substantially improved the quality of seismic data. Thirty-three wells were

drilled, two of which found sub-commercial occurrences of gas.

V - 1986-present: PETROBRÁS returned to the basin, applying advanced technology in seismic data acquisition and processing.

The cumulative results of work carried out in the Paraná Basin (i.e., 22 000 km of seismic lines and 107 wells) can be considered fair in terms of oil discoveries and of the evaluation of the basin's overall petroleum potential. Nonetheless, some exploratory results are meaningful given their association with stratigraphic wells. The oil and/or gas occurrences of Três Pinheiros, Matos Costa, Taquara Verde, and Herval Velho (Santa Catarina); Cuiabá Paulista (São Paulo); and Chapéu do Sul (Paraná) are indicative of a multiplicity of situations calling for proper evaluation.

All of the aforementioned petroleum occurrences share one characteristic: - they are located in the depocenter area of the basin. Oil or gas generated in that area under ideal thermal conditions migrates upward until being trapped.

Sedimentary and magmatic sequences reach their maximum thickness of up to 7 000 m in the depocenter. The deficiency of exploratory data for this region precludes a precise estimation of its petroleum potential, but the few data available reveal favorable conditions as far as source rock, reservoir rock, and structure of this portion of the basin.

Three shales sequences are potential source beds in the Paraná Basin. The lowermost of these, the Vila Maria Formation (Silurian), contains about 2% organic matter; the middle sequence, the Ponta Grossa Formation (Devonian), also contains about 2% organic matter; and the Irati Formation (Permian), the uppermost sequence and that thought to constitute the best source rock, contains up to 23% organic matter, with an average of 8%.

The subsurface environmental parameters of hydrocarbon preservation are ideal in the depocenter area, where the presence of hypersaline water reflects stagnat conditions. In contrast, marginal areas display flushing zones, where meteoric water favors biodegradation.

*The Paraná Basin contains good reservoirs as well, especially the sandstones of the Rio Bonito Formation. Even at depths as great as 4 000 m, as in well 2-AN-1-PR, these sandstones, which display porosity of 20%, have produced salt water to surface.*

*The collisional tectonics active in the western margin of the South American plate since the Paleozoic may be the main geologic factor contributing to the generation of traps in the depocenter area of the Paraná Basin. The well-known reverse faults reflecting Andean tectonics*

*that are found in the neighboring Pantanal Basin (Tertiary) may also be present in the Paraná. Therefore locating good structure in the depocenter area of the Paraná Basin is the key to commercial petroleum discoveries in this giant frontier basin.*