

# A BACIA DE SANTOS: PERSPECTIVAS DE UMA NOVA PROVÍNCIA PETROLÍFERA NA PLATAFORMA CONTINENTAL SUDESTE BRASILEIRA

SANTOS BASIN: THE OUTLOOK FOR A NEW PETROLEUM PROVINCE ON THE SOUTHEASTERN BRAZILIAN CONTINENTAL SHELF

Marcio José Pereira<sup>(1)</sup> e Juliano Magalhães Macedo<sup>(1)</sup>

**RESUMO** – A Bacia de Santos apresenta uma área explorável de 130 000 km<sup>2</sup> (180 x 700 km) entre a Charneira Cretácea e a isóbata de 2 000 m. A espessura sedimentar pode atingir de 10 a 12 km nos depocentros. Apesar do arcabouço tectônico da bacia ser pouco conhecido, assim como os sedimentos da fase *rift*, infere-se um caráter transtensional para o mesmo. Na seção pós-*rift* cinco províncias de estruturas gravitacionais halocinéticas são bem caracterizadas, as quais modelam, de forma marcante, o pacote estratigráfico da bacia. Os hidrocarbonetos recuperados na bacia mostram-na com uma forte vocação para petróleos muito leves até isóbatas em torno de 400 m. Em lâminas d'água maiores estima-se a ocorrência de óleos menos maduros. Um gerador pré-sal seria, hipoteticamente, o responsável pelos hidrocarbonetos encontrados. Os dois principais objetivos exploratórios, até a lâmina d'água de 400 m, são calcarenitos oolíticos do Albiano Inferior e arenitos turbidíticos do Turoniano Superior, amplamente distribuídos na área. Ambos são *plays* muito profundos, ocorrendo comumente em profundidades maiores que 4 500 m. No talude continental e bacia profunda outros *plays* importantes são arenitos turbidíticos do Cretáceo Superior e Terciário. A exploração da Bacia de Santos, iniciada no final da década de 60, e com ampla contribuição dos contratos de risco, encontrava-se em uma fase de relativo pessimismo até 1984, quando a Pecten descobriu o campo de gás de Merluza. Em 1987, a PETROBRÁS descobriu a acumulação de Tubarão, melhorando ainda mais as expectativas da área e tornando-a um de seus principais alvos exploratórios.

(Originais recebidos em 12.10.89)

**ABSTRACT** – The prospectable area of the Santos Basin totals 130 000 km<sup>2</sup> (180 x 700 km), between the Cretaceous hinge line and the 2 000 m isobath. Sedimentary thickness may reach 10 to 12 km at depocenters. Although neither the structural framework of the basin nor its rift phase sediments have been well-researched, the tectonic style is judged to be transtensional. Five distinct salt tectonics provinces can be characterized in the post-rift section and sharply influence the stratigraphic package of the basin. Hydrocarbons recovered from this basin at water depths as great as 400 m, approximately, are especially prone to the production of very light oils and gas; at greater water-depths less mature oils are expected to be found. Geochemical and geological data suggest that a pre-salt section is the main source rock. In areas at a water depth of less than 400m, the two main targets are Lower Albian oolitic calcarenites and Upper Turonian turbidite sandstones, widely spread throughout the area and both located at depths that usually exceed 4 500 m. The Upper Cretaceous and Tertiary turbidite sandstones on the continental slope and adjacent deep basin also form important plays. Basin exploration began at the end of the sixties, and from 1976 through 1986 included the participation of foreign firms operating under risk contracts. In 1984, Pecten discovered the Merluza gas field. In 1987 expectations were further boosted by PETROBRÁS' discovery of the Tubarão oil and gas field, which has helped make this area one of the main exploratory targets in the Brazilian Continental margin.

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

1 - Setor de Interpretação e Exploração das Bacias da Costa Sul (SESUL), Divisão de Interpretação da Região Sul e Sudeste (DIRSUL), Departamento de Exploração (DEPEX), Av. República do Chile, 65, Centro, CEP 20035, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

## 1 – INTRODUÇÃO

A Bacia de Santos, essencialmente marinha, compreende uma das maiores depressões do embasamento na costa brasileira, abrangendo os litorais dos es-

tados do Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná e Santa Catarina (fig. 1). Limita-se ao norte com a Bacia de Campos no Alto de Cabo Frio, com feições ainda muito pouco estudadas e entendidas. Ao sul, o limite com a Bacia de Pelotas é a Platafor-

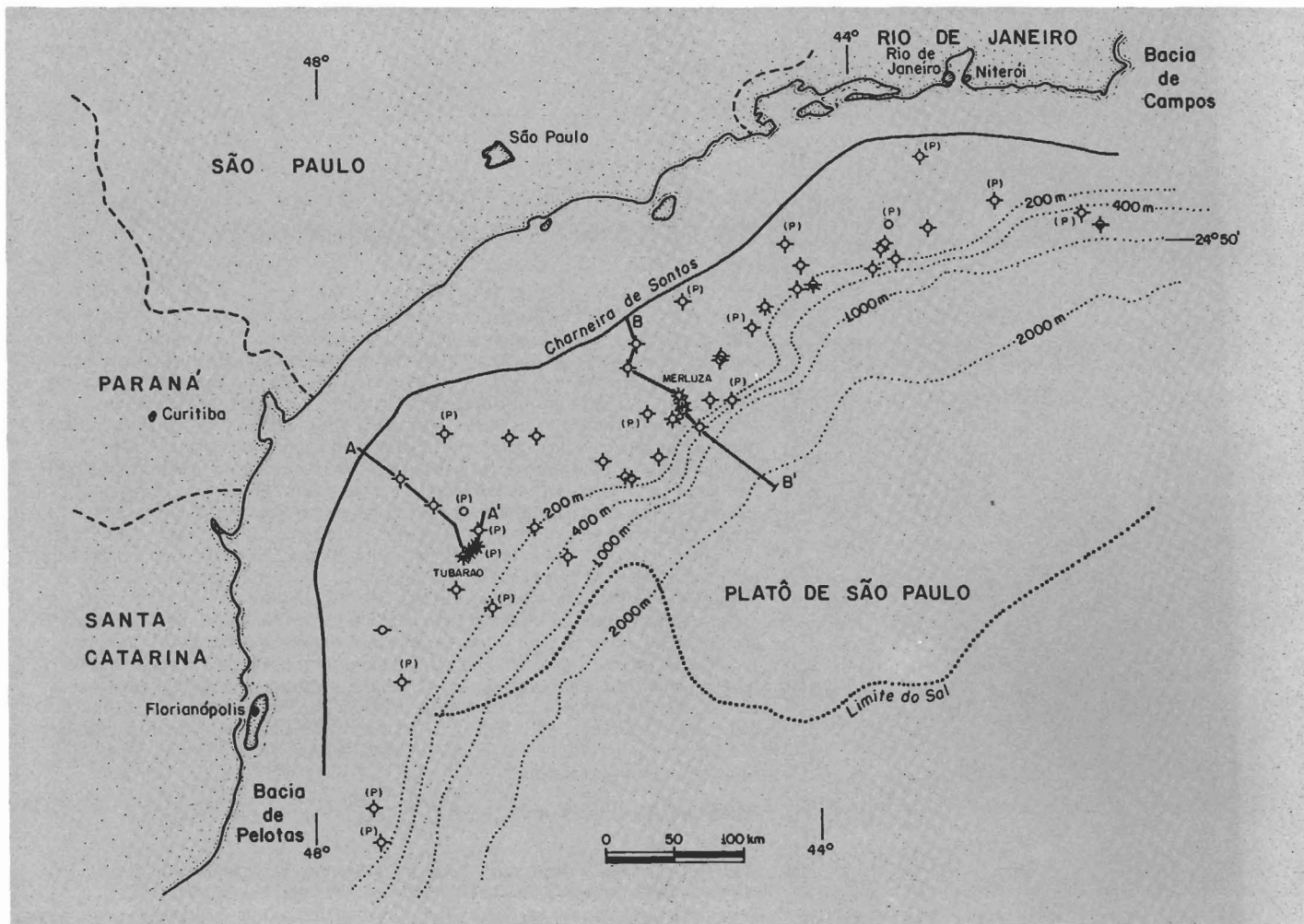


Fig. 1 – Mapa de localização da Bacia de Santos, mostrando a posição dos campos de petróleo, seções geológicas, poços perfurados pela PETROBRÁS (P) e por companhias com contratos sob cláusula de risco.

Fig. 1 – Location map of Santos Basin, showing position of gas and oil fields, geologic sections, and wells drilled by PETROBRÁS (P) and by foreign companies operating under risk contracts.

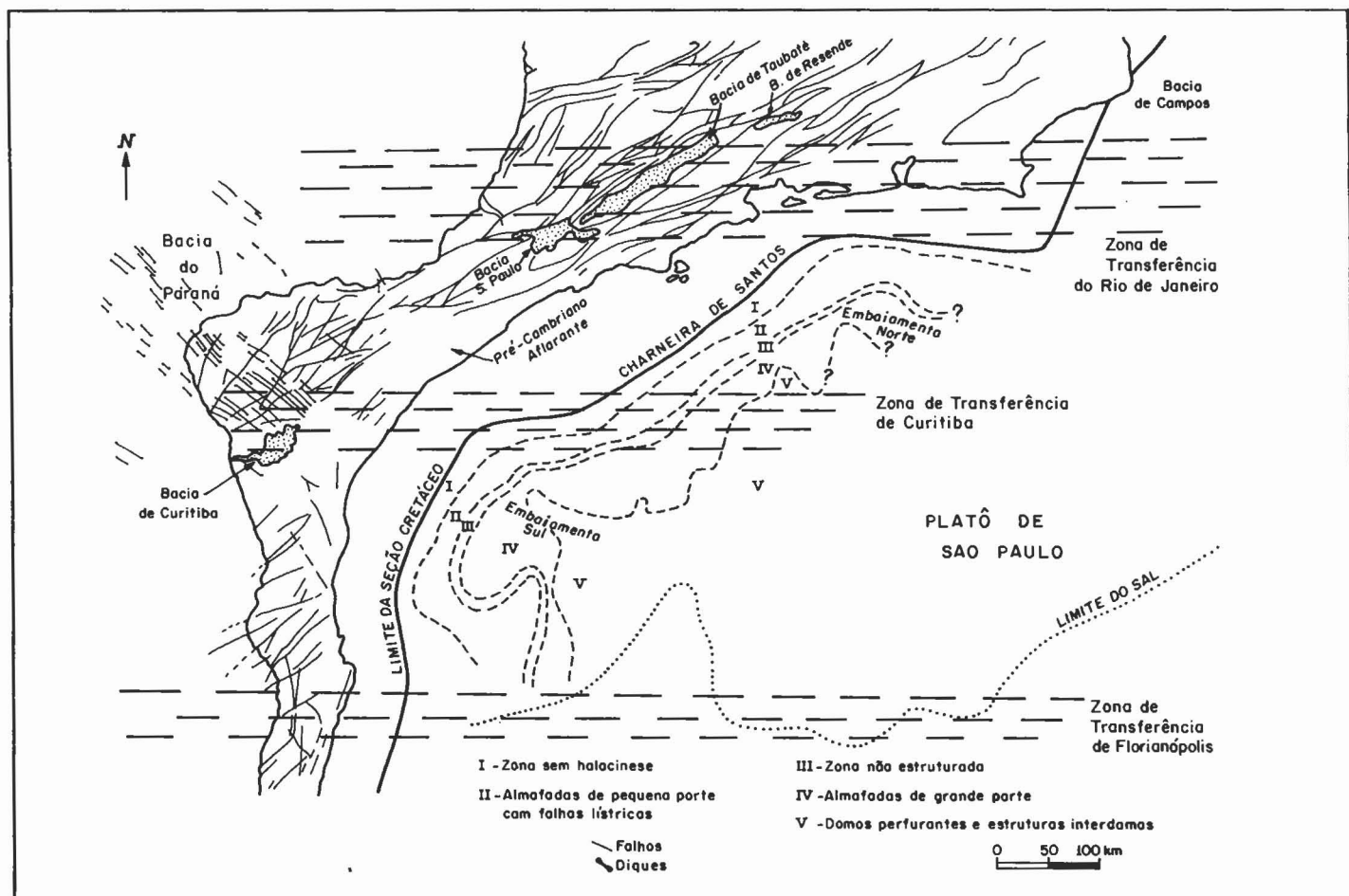
ma de Florianópolis. Mar adentro espessuras significativas de sedimentos são registradas até os limites externos do Platô de São Paulo, que se inicia aproximadamente na isóbata de 2 000 m.

Até a isóbata de 2 000 m a bacia conta hoje com 92 000 km de sísmica 2D, 10 000 km de 3D (na área de Tubarão) e 51 poços exploratórios (fig. 1). Desses totais, 45 000 km de sísmica e 30 poços devem-se às várias companhias estrangeiras que operaram na área, de 1976 a 1986, e que aí investiram US\$ 385,5 milhões, correspondentes a 74% dos investimentos na bacia até o final de 1988. Desse esforço exploratório,

iniciado com os primeiros levantamentos sísmicos no final da década de 60 resultou, em 1984, a descoberta de Merluza, pela Pecten, com um volume recuperável de  $8,6 \times 10^9$  m<sup>3</sup> de gás e  $1,7 \times 10^6$  m<sup>3</sup> de condensado. Em 1986, a Pecten, última operadora na área, devolveu os blocos ainda com contratos de risco, restringindo suas atividades ao Campo de Merluza. Em 1987, a PETROBRÁS descobriu, em um dos blocos devolvidos, a acumulação de Tubarão, atualmente em fase de delimitação, mas cujo volume recuperável de hidrocarbonetos pode chegar a  $6,0 \times 10^6$  m<sup>3</sup> de óleo (46° API) e  $12 \times 10^9$  m<sup>3</sup> de gás (Moraes Jr. *et al*, 1989).

## 2 – ARCABOUÇO ESTRUTURAL E MODELO DE FORMAÇÃO DA BACIA

A Bacia de Santos tem sua origem ligada aos processos tectônicos que causaram a ruptura e separação do supercontinente Gondwana, durante o Juro-Cretáceo. Seu embasamento é muito pouco conhecido devido às grandes profundidades em que se encontra, limitando-se um certo conhecimento do mesmo apenas na parte oeste da Charneira de Santos (figs. 4 e 5), através de levantamentos aeromagnéticos. Suas características estruturais indicam tratar-se do prolongamento



**Fig. 2 - Principais feições estruturais da Bacia de Santos e áreas adjacentes.**  
 Fig. 2 - Main structural features of Santos Basin and adjacent areas.

para leste das rochas granito-gnáissicas do Cinturão Ribeira (área continental), que se encontra profundamente cortado por falhas transcorrentes (pré-cambrianas) com direção NE-SW. Como o processo de distensão da crosta nessa área parece ter tido a direção principal de aproximadamente E-W, estima-se que o estiramento tenha possuído fortes componentes transtensionais devido à obliquidade das falhas pré-existentes (NE-SW), com a direção de estiramento (E-W) (Macedo, 1987).

Extensões diferenciais da crosta continental durante a fase *rift* favoreceram a implantação de três importantes zonas ou faixas de transferência, a saber: Zona de Transferência do Rio de Janeiro, de

Curitiba e de Florianópolis (fig. 2). A Zona de Transferência de Curitiba divide praticamente a bacia em duas sub-bacias, denominadas embaiamentos Norte e Sul. Essas zonas de transferência constituem importantes faixas preferenciais de recorrência de processos tectônicos (tanto na área marinha, quanto na continental), tais como eventos vulcânicos de várias naturezas, implantação de semi-*grabens* encaixados nas falhas NE (Bacia de Taubaté, etc.), ocorrência de sismos, além de favorecer a migração de hidrocarbonetos nas áreas sedimentares (Macedo, 1987).

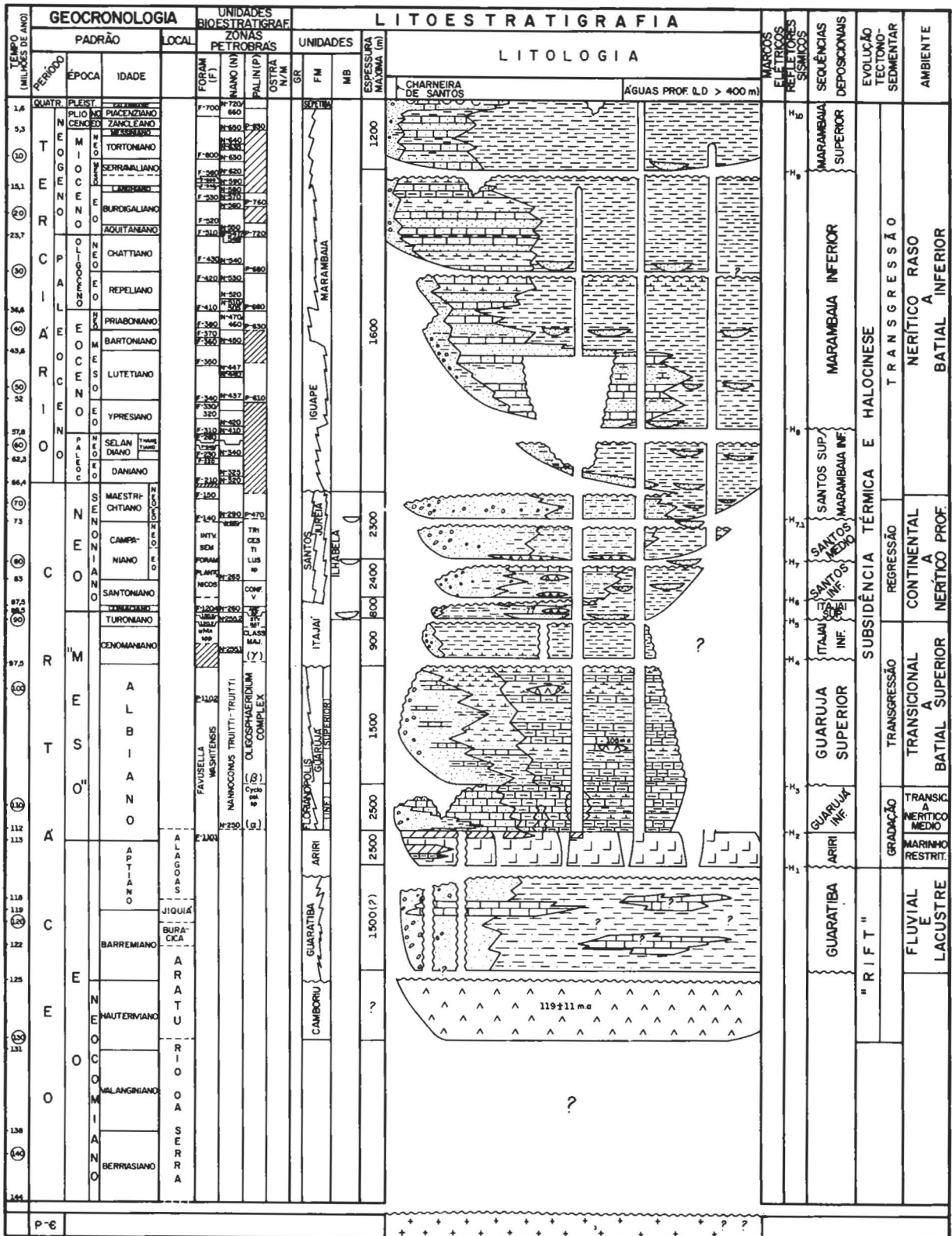
Defronte à Bacia de Santos encontra-se uma vasta área com batimetrias entre 2 000 e 2 800 m, conhecida como Platô de São Paulo, que tem sua origem diretamente li-

gada à formação da Bacia de Santos. Estudos realizados através de métodos potenciais (Guimarães *et al.*, 1982), assim como modelos geológicos evolutivos (Asmus, Porto, 1980; Macedo, 1987) sugerem que o embasamento na área do Platô seja de origem continental. Sendo assim, espera-se que esse embasamento apresente expressivas calhas formadas durante a fase de estiramento crustal *rift*, preenchidas em parte por rochas geradoras de hidrocarbonetos, à semelhança da seqüência pré-sal da Bacia de Campos.

### 3 - TECTÔNICA GRAVITACIONAL HALOCINÉTICA

As deformações gravitacionais da camada de evaporitos (fig. 3) propiciaram a

# BACIA DE SANTOS



REVISÃO POR MARCIO PEREIRA/88

Fig. 3 – Carta cronoestratigráfica e litoestratigráfica da Bacia de Santos (modificada e revisada a partir de Ojeda, Cesero, 1973; Ojeda, Silva, 1974).  
 Fig. 3 – Chronostratigraphic and lithostratigraphic chart of Santos Basin (modified and revised from Ojeda, Cesero, 1973; Ojeda, Silva, 1974).

ocorrência de uma ampla variedade de estruturas que, marcadamente modelam o pacote pós-*rift* da bacia, e às quais aliam-se todos os prospectos conhecidos. Considerando-se a deformação ao nível da seqüência evaporítica e da seqüência sobreposta, Pereira *et al.* 1986 subdividiram essas estruturas em cinco províncias, assim caracterizadas (figs. 2, 4 e 5): 1 - praticamente não mostra estruturação, constituindo-se em um homoclinal. Coincidiria com a faixa onde se depositou pouca ou nenhuma halita, mas somente anidrita e/ou fácies terrígenas equivalentes; 2 - caracteriza-se por almofadas de pequeno porte (5-10 km<sup>2</sup>), assimétricas, geralmente com falhas lísticas associadas a um dos flancos (*salt rollers*); 3 - novamente mostra pouca ou nenhuma estruturação, sendo comum a ausência dos evaporitos, principalmente nas porções central e sul da bacia; 4 - apresenta almofadas de grande porte (20-50 km<sup>2</sup>) com raras falhas associadas; 5 - corresponde à zona dos domos e muralhas perfurantes, além das estruturas interdômicas associadas (às vezes do tipo casco-de-tartaruga, com inversão de paleobaixos).

O desenvolvimento dessas províncias pode ser relacionado diretamente com o paleo-relevo da base do sal e com as espessuras originais dos evaporitos. As províncias 1 e 2 coincidem com fortes gradientes daquele nível, onde teriam dominado esforços distensionais quando do deslocamento (no Albiano principalmente), bacia adentro, do sal e sedimentos sobrepostos. No ponto onde a base do sal praticamente se horizontaliza a massa sedimentar era freada, originando esforços compressionais, dando início à formação das almofadas e domos das províncias 4 e 5. A província 3 representaria um domínio de neutralidade de esforços nesse contexto evolutivo. Os embaiamentos Norte e Sul (fig. 2), mais subsidentes, representam áreas de convergência dos evaporitos escorregando bacia adentro. Nas províncias 1, 2, 3 e 4 a deformação principal ocorreu do Albiano ao Santoniano, que é também a idade das "janelas" nos evaporitos nessas áreas. As estruturas da província 5 são as mais novas da bacia.

Iniciadas no Albiano, não raramente prolongam-se até o Neogeno, permitindo a formação de "janelas" nos evaporitos somente a partir do fim do Cretáceo.

#### 4 - O PREENCHIMENTO SEDIMENTAR

O pacote sedimentar da Bacia de Santos pode ser subdividido em 11 seqüências deposicionais, delimitadas por horizontes sísmicos marcantes, representativos de discordâncias regionais (fig. 3), algumas das quais podem ser relacionadas com possíveis variações globais do nível do mar (Pereira *et al.*, 1986). A fase *rift* da bacia (Seqüência Guaratiba) é muito pouco conhecida, sendo amostrada apenas em três poços proximais à Charneira de Santos, onde ela está ao alcance da perfuração (figs. 3 e 4). Costa afora, incluindo o Platô de São Paulo, a sua presença é inferida em alguns locais, através da sísmica.

A seqüência evaporítica de Santos (Ariri), ainda não efetivamente datada, é bastante exuberante e, de acordo com reconstituições halocinéticas, apresenta espessuras originais máximas da ordem de 2 000 - 2 500 m. Representa o início da subsidência térmica da bacia e marca zonas de subsidência preferenciais, como aquelas dos embaiamentos Norte e Sul (fig. 2). A Seqüência Guarujá Inferior do Eo/Meso-Albiano é representada por uma rampa carbonática, agradacional a transgressiva, à qual se encontram associados os reservatórios de calcarenitos oolíticos de um dos principais *plays* da bacia. Esta seqüência é contemporânea do primeiro e mais importante pulso de deformação halocinética na área das províncias 1, 2, 3 e 4 (figs. 4 e 5).

Diferentemente da maioria das bacias marginais brasileiras, a fase eminentemente transgressiva da Bacia de Santos termina no Mesoturoniano, sendo o Senoniano caracterizado por, pelo menos, quatro episódios fortemente regressivos, retratados pelas formações Santos e Juréia (Pereira, em edição). A deposição dessas quatro unidades foi acompanhada de importante vulcanismo básico datado de 57 a 87 Ma e contemporânea

à fase de paroxismo da halocinese na província de domos perfurantes (figs. 3 e 4). O segundo *play* mais importante da bacia, o Membro Ilhabela, até a isóbata de 400 m, associa-se ao primeiro desses episódios, sendo caracterizado por arenitos turbidíficos em uma bacia relativamente rasa (300 - 400 m), assentados sobre a discordância regional de 90 Ma (H5). A gênese desses pulsos fortemente progracionais no Neocretáceo é ainda discutida. Atribuem-se-lhes (Asmus, Guazelli, 1981; Bacoccoli, Aranha, 1984) causas puramente isostáticas, relativas a soerguimento pulsativos de blocos do embasamento nas áreas do Maciço da Carioca, serras do Mar e da Mantiqueira.

O Terciário da Bacia de Santos é bem menos estudado do que o Cretáceo, principalmente porque a ele ainda não se associa nenhum *play* até a isóbata da ordem de 400 m. O pacote representa, de forma geral, uma ampla transgressão sobre a área anteriormente ocupada pelos sedimentos continentais/marinhos rasos das formações Santos e Juréia (fig. 3). Encontra-se preliminarmente subdividido em quatro seqüências deposicionais, ainda não bem datadas ou caracterizadas sísmicamente. Extrapolados para águas profundas, incluindo o Platô de São Paulo, os sedimentos do Terciário parecem ser os únicos com espessuras significativas recobrimdo a seqüência salífera (fig. 4). Em isóbatas menores que 400 m a halocinese afetou, relativamente muito pouco, essa seqüência sedimentar.

#### 5 - OS HIDROCARBONETOS E O MODELO DE GERAÇÃO/MIGRAÇÃO

O trinômio geração-migração-acumulação ocorreu satisfatoriamente em várias situações na Bacia de Santos. Assim o comprovam os campos de Merluza e Tubarão, além das acumulações subcomerciais dos poços 1-SPS-6 (calcilitos fechados do Guarujá Inferior); 1-SPS-18 (poço depletivo em arenitos do Membro Ilhabela); 1-SPS-25 (Arenito Ilhabela com baixa permeabilidade e vazão); 1-RJS-199 (Membro Ilhabela, possível-

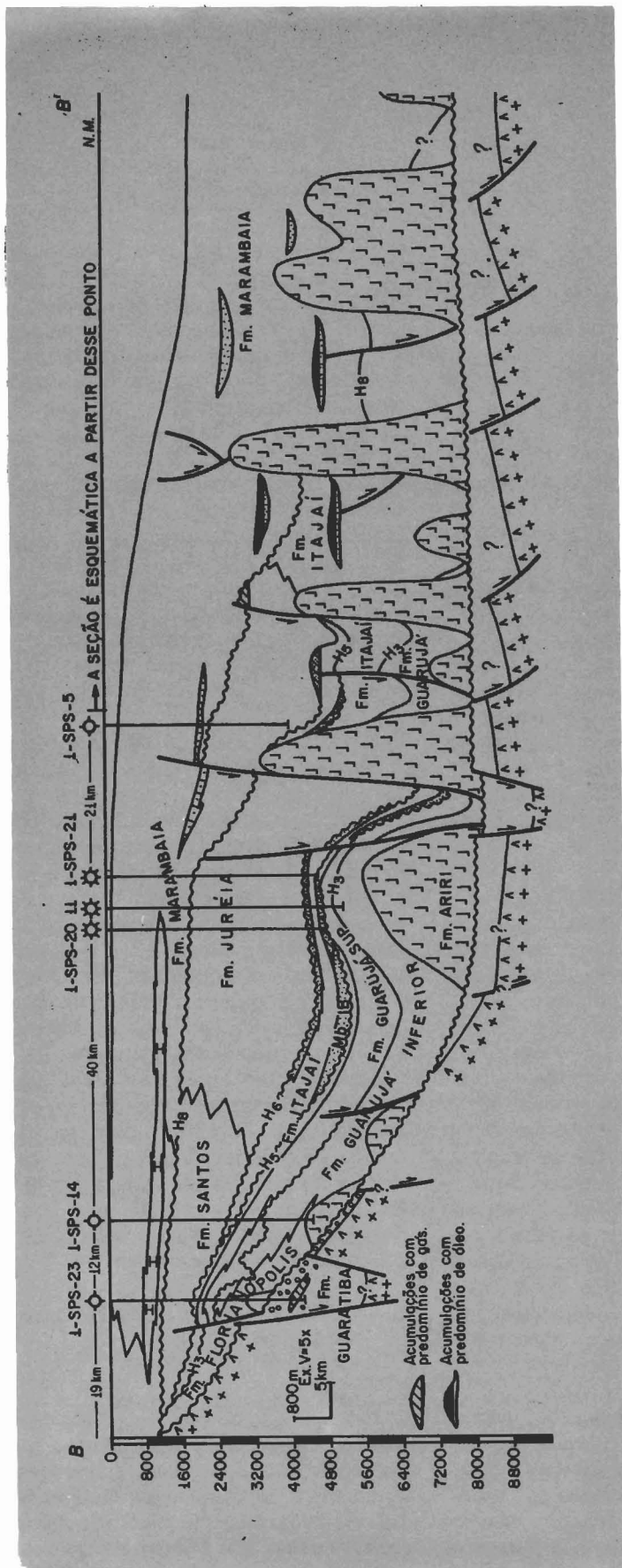


Fig. 4 - Seção geológica na parte central da Bacia de Santos, mostrando o Campo de Merluza e outros possíveis plays.  
 Fig. 4 - Geologic section of central portion of Santos Basin, showing Merluza Field and other possible plays.

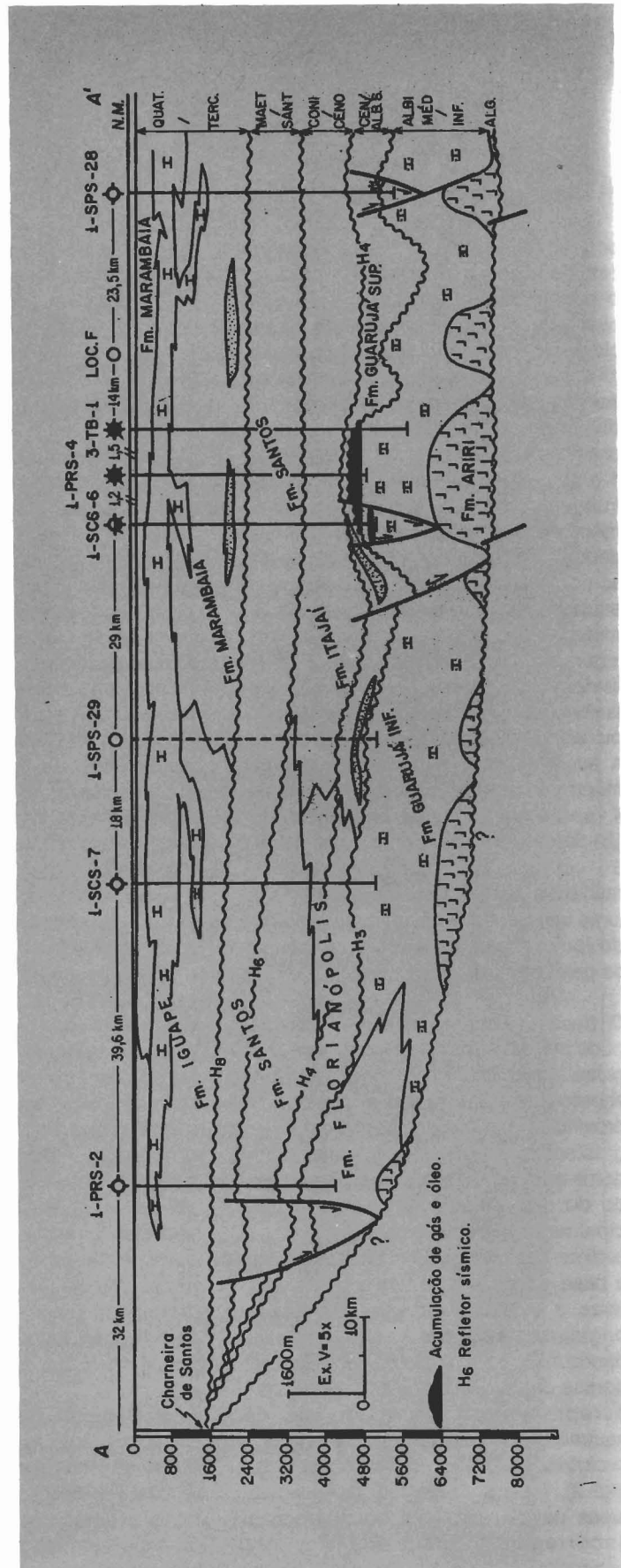


Fig. 5 - Seção geológica na área sul da Bacia de Santos, mostrando a acumulação de Tubarão.  
 Fig. 5 - Geologic section in southern portion of Santos Basin, showing Tubarão oil and gas field.

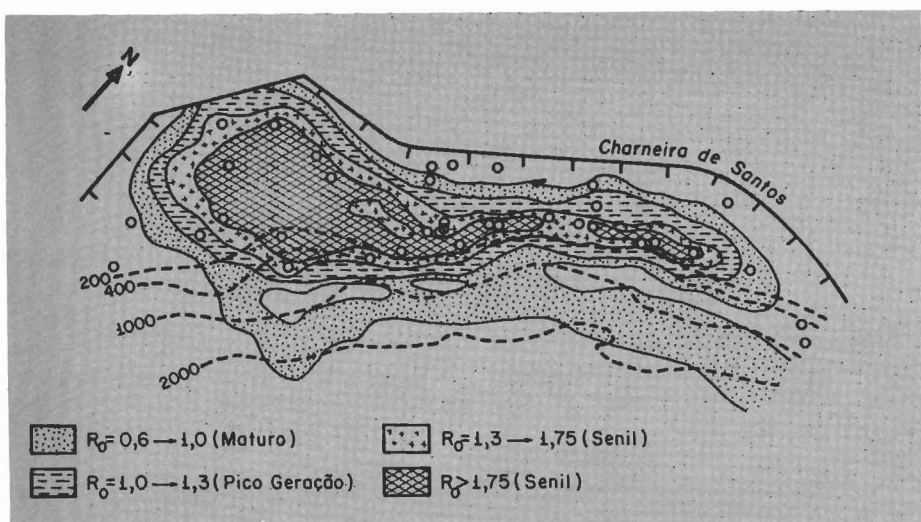


Fig. 6 - Estágio de maturação do topo da seção pré-sal no Eo-Santoniano (87 Ma). Ro: reflectância da vitrinite medida em poço ou estimada pelo TTI.

Fig. 6 - Maturation level at top of pre-salt section in Early Santonian (87 m.y.BP). Vitrinite reflectance (Ro) measured in well, or estimated by TTI.

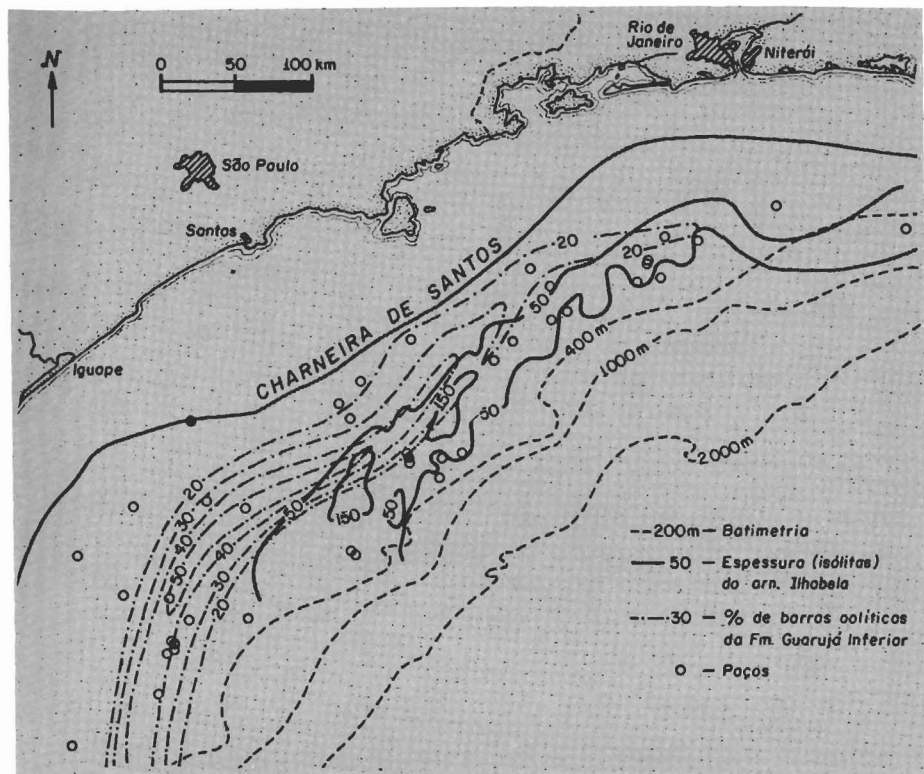


Fig. 7 - Mapa mostrando a ampla distribuição dos dois principais plays da bacia, até a batimetria de 400 m.

Fig. 7 - Map showing broad distribution of two main plays in Santos Basin to water depth of 400 m.

mente com baixa permeabilidade e óleo viscoso). Essas acumulações e os melhores indícios de hidrocarbonetos ocorrem basicamente a partir da isóbata de 100 m, possivelmente relacionados com distribuição de geradores da fase *rift* (fig. 4). Os hidrocarbonetos recuperados

e dados da geoquímica orgânica mostram a área com uma forte vocação para petróleos leves (gás, condensado e óleo com grau API > 40), pelo menos até isóbatas em torno de 400 m. No talude continental e bacia profunda estima-se, pela história de maturação do topo do

pré-sal, a ocorrência de óleos menos maduros (fig. 6).

A seção Cenomaniano/Mesoturoniano, apesar de apresentar um potencial gerador razoável, aparentemente não é responsável pelos petróleos já encontrados. A generalizada similaridade entre os hidrocarbonetos através da bacia, ausência de correlação entre esses e extratos orgânicos da seção pós-Albiano, além de alguns casos de incompatibilidade espacial gerador-reservatório, sugerem que os mesmos foram gerados na seção pré-sal. A migração para os reservatórios se daria por falhas, flancos de domos, discordâncias, ou mesmo difusão vertical no caso do gás (figs. 4 e 5).

## 6 - OS PLAYS E PERSPECTIVAS EXPLORATÓRIAS

Como anteriormente comentado, os dois principais objetivos exploratórios da bacia, até a isóbata de 400 m, são calcarenitos (*grainstones*) oolíticos da Formação Guarujá Inferior e o Arenito Ilhabela. São ambos muito profundos, ocorrendo comumente em profundidades maiores que 4 500 m, mas ainda com porosidades intergranulares de 20% e permeabilidades de 1 000 mD (calcarenitos) e 9 mD (arenitos). No primeiro, encontra-se a acumulação (basicamente estrutural) de Tubarão (fig. 5) e, no segundo, o Campo (trapa estrutural-estratigráfica) de Merluza (fig. 4). Os dois reservatórios apresentam ampla distribuição na bacia, mas ocorrendo em áreas excludentes no geral (fig. 7). O Arenito Ilhabela ocorre principalmente em uma calha halocinética NE, regional, onde se situa o Campo de Merluza e, atualmente, estão sendo trabalhados novos prospectos, similares ou não a Merluza. O Guarujá Inferior apresenta os melhores prospectos na área meridional da bacia em almofadas das províncias 2 e 4, que flanqueiam o Embaiamento Sul, pelo sul e norte.

Arenitos costeiros/marinho rasos da base da Formação Juréia, em almofadas da província 4 e estruturas interdômicas, constituem-se na parte central da bacia,

em um terceiro *play*, em isóbatas de até 400 m, aproximadamente. São também portadores de gás/condensado no Campo de Merluza (figs. 3 e 4). Arenitos continentais e marinhos marginais da formação Juréia Superior, em ápice de domos, representam um quarto *play* nessa faixa batimétrica (fig. 4). Em águas profundas, arenitos turbidíticos das seqüências Santos Inferior e Médio (fig. 3), constituem-se em um quinto *play*. Este foi testado no 1-RJS-199, na transição para a Bacia de Campos. Ainda em águas profundas, um sexto *play* (ainda não testado) seria arenitos turbidíticos da Formação Marambaia. Para os *plays* 5 e 6 predominariam trapas estrutural-estratigráficas, associadas principalmente com estruturas interdomos.

Na última análise desses *plays*, com ponderação de risco (principalmente condições selantes e desconhecimento da paleogeografia do gerador), estimou-se para a bacia um potencial de  $72 \times 10^6$  m<sup>3</sup> de óleo equivalente para a faixa de 0 - 400 m de batimetria e  $66 \times 10^6$  m<sup>3</sup> para isóbatas acima de 400 m.

## 7 - CONCLUSÕES

A descoberta, na Bacia de Santos, do Campo de Merluza, em 1984, em arenitos abaixo de 4 500 m de profundidade, com boas porosidades e permeabilidades, despertou para a necessidade de intensificação dos esforços exploratórios na área. Então, como resultado desses esforços, a PETROBRÁS descobriu a acumulação de Tubarão, em 1987, em reservatórios de calcarenitos a 4 750 m, abrindo uma importante frente de exploração na margem continental sudeste, além de criar boas expectativas

em relação a reservatórios profundos em geral.

A exploração na bacia, entretanto, não é fácil. Um acentuado estiramento crustal (provocando forte tendência subsidente) e intensos episódios regressivos no Senoniano impingiram um caráter singular à Bacia de Santos, fazendo com que a elevada profundidade dos objetivos seja uma regra, tornando os poços muito caros. Dificuldades de mapeamento da fase *rift* (muito profunda; em geral fora do alcance da perfuração), problemas com selantes (até a isóbata de 400 m) e janelas nos evaporitos (em águas profundas) seriam, talvez, os principais fatores de risco.

Apesar dessas dificuldades, um relativo otimismo domina a exploração atualmente na bacia, embasado nas duas descobertas, na existência de vários prospectos similares e ocorrências de bons indícios de hidrocarbonetos. Em áreas com isóbatas acima de 400 m, ainda muito pouco conhecidas, também estima-se a ocorrência de bons prospectos, e onde a analogia com a vizinha Bacia de Campos não pode deixar de ser feita.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASMUS, H. E., PORTO, R. Diferenças nos estágios iniciais da evolução da margem continental brasileira: possíveis causas e implicações. In: 31. CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, Anais... Camboriú: SBG, v.1, p. 225-39, 1980.

ASMUS, H. E., GUAZELLI, W. Descrição sumária das estruturas da margem

continental brasileira. PROJETO REMAC, n. 9, p. 187-269, 1981.

BACOCOLI, G., ARANHA, L. G. F. *Evolução estrutural fanerozóica do Brasil Meridional*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX, 1984. (Relatório Interno)

GUIMARÃES, P. P. D. et al. Modelagem gravimétrica na porção sul do Platô de São Paulo e suas implicações geológicas. In: 32. CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, Anais... Salvador: SBG, v. 4, p. 1570-75, 1982.

MACEDO, J. M. *Evolução estrutural da Bacia de Santos e áreas continentais adjacentes*. Ouro Preto: UFOP, 1987. 165 p. (Tese de Mestrado)

MORAES, J. J. et al. *Campo de Tubarão, Bacia de Santos: uma nova fronteira em reservatórios carbonáticos profundos*. In: 1. SINTEX, Rio de Janeiro: PETROBRÁS, p. 223-32, 1989. (Publicação Interna)

OJEDA, H. A., CESERO, P. *Bacia de Santos, geologia e perspectivas petrolíferas*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX, 1983. 50p. (Relatório Interno)

OJEDA, H. A., SILVA, A. B. *Bacia de Santos e Pelotas, relatório de progresso*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX, 1975. 53 p. (Relatório Interno)

PEREIRA, M. J. et al. *Projeto análise da Bacia de Santos*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX, 1986. 112 p. (Relatório Interno)

PEREIRA, M. J. *Revisão da estratigrafia da Bacia de Santos*. 1989. (Em edição)

## EXPANDED ABSTRACT

The Santos Basin is located mostly offshore on the southeastern Brazilian continental margin along the coasts of the states of Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná, and Santa Catarina. An area of about 130,00 km<sup>2</sup> (180 x 700 km) is now being explored between the Cretaceous hinge

line and the 2 000 m isobath. The Basin is bordered to the north by the Campos and to the south by the Pelotas Basin: to the east, great thicknesses of sediments stretch to the outer edges of the São Paulo Plateau, which begins at the 2,000 m isobath.

The Santos Basin originated during the Early Cretaceous, associated with the first tectonic pulses that caused the break-up of the South American and African continents. Although basement depth and poor seismic resolution limit the knowledge of the structural framework, a study of the adjacent continental area and of possible



*rift-stage stress fields indicate that the tectonic style is transtensional. Three important E-W transfer zones are inferred.*

*Basin infill consists of a thick pile of siliciclastic, carbonate, and evaporite sediments ranging in age from Neocomian to Quaternary. Maximum thicknesses of 10 to 12 km are reached in depocenters. Deposited during the transition from the rift phase to thermal subsidence, the salt section became the mobile substrate that produced numerous and varied gravitational structures. The area contains five salt tectonic provinces.*

*Interpretation of organic geochemistry and maturation data on hydrocarbons recovered in the Santos Basin indicates that at water depths of less than 400 m the basin is prone to light petroleum (i.e., gas, condensate, and light oil). Heavier oils are expected to be found on the continental slope and adjacent deep basin. The identity of basin source rock is still somewhat uncertain but geochemical and geological data point to the pre-salt section (as is the case of the Campos Basin).*

*At water depths of less than 400 m, the main basin targets are the oolitic grainstones of the lower Guarujá Formation, the Upper Turonian turbidites of the Ilhabela Sandstone, and the basal*

*sandstone of the Jureia Formation. The principal characteristic of these very deep plays (commonly occurring at depths greater than 4 000 m) is the preservation of a primary porosity of over 18% at depths down to 5 000 m. Traps are often structural-stratigraphic, related to salt anticlines. The structures are contemporaneous with the deposition of limestones and turbidites, thus controlling facies changes and pinch-outs in these reservoirs. The Ilhabela play is located farther offshore than the Guarujá and both do not overlap each other at any point. Other targets to be pursued in the near future, at water depths greater than 400 m, are the Upper Cretaceous and Tertiary turbiditic sandstones of structural-stratigraphic traps, associated with interdomal structures.*

*Exploration of the Santos Basin began at the end of the sixties with the acquisition of 7 300 km of seismic surveys. Wildcat 1-PRS-1, in the southern portion of the basin, was drilled in 1971. A new exploratory phase was inaugurated in 1976, when Exxon, Pennzoil, Pecten, British Petroleum, Chevron, and Elf-Aquitaine began basin operations under risk contracts. Over the following ten years, these foreign companies added 45 000 km of seismic lines and thirty wells, while PETROBRÁS itself shot 26 000 km of lines and drilled seven wells. In 1984, as a*

*result of these intensified efforts, Pecten do Brasil discovered the Merluza Field, not only the first commercial hydrocarbon field in the basin but also the first found in Brazil by a foreign operator.*

*In 1986, all blocks under risk contracts in the Santos Basin were relinquished, with the exception of those in the Merluza Field. PETROBRÁS went on to shoot another 9 235 km of seismic lines and drill four more wildcats, leading to the 1987 discovery of the Tubarão Field, located in the oolitic grainstone reservoirs of the Guarujá Formation. This field is still being delimited but recoverable reserves can be estimated at  $6.0 \times 10^8$  m<sup>3</sup> of oil (46° API) and  $12 \times 10^9$  m<sup>3</sup> of gas. The Merluza Field holds an estimated  $8.6 \times 10^9$  m<sup>3</sup> of recoverable gas and  $1.7 \times 10^6$  m<sup>3</sup> of recoverable condensate.*

*Fifty-one wells have now been drilled and roughly 100,000 km of seismic lines shot in the Santos Basin. Results derived, plus the discovery of two commercial hydrocarbon accumulations, confirm the basin as an important frontier in petroleum exploration. Its location near Brazil's main industrial centers, the existence of several prospects similar to the Tubarão and Merluza fields, and its general analogy with the adjacent Campos Basin make the Santos Basin one of PETROBRÁS' main targets on the Brazilian continental margin.*

