

20 ANOS DE EXPLORAÇÃO DA BACIA DE CAMPOS E O SUCESSO NAS ÁGUAS PROFUNDAS

THE CAMPOS BASIN: TWENTY YEARS OF ACTIVITY
AND DEEP-WATER EXPLORATION SUCCESS

Antônio Manuel Ferreira de Figueiredo⁽¹⁾ e Celso Carlos Martins⁽¹⁾

RESUMO - A Bacia de Campos possuía, em 31/12/88, 484 poços exploratórios, 113 000 km de linhas sísmicas 2D e 126 000 km de linhas sísmicas 3D, sendo que, em lâmina d'água superior a 400 m, foram perfurados 40 poços e levantados um total de 125 000 km de sísmica 2D e 3D. A atual reserva da Bacia de Campos está estimada em $304,5 \times 10^6$ m³ de óleo (1,9 bilhão de barris) e 41 bilhões de m³ de gás, porém, em termos de óleo equivalente *in place* foram descobertos cerca de $5,05 \times 10^9$ m³ (32 bilhões de barris), dos quais, aproximadamente 3×10^9 m³ (19 bilhões de barris) estão contidos em oito acumulações localizadas em águas profundas. Após 20 anos de efetiva exploração, esta bacia apresenta, ainda, uma vasta gama de situações geológicas favoráveis à localização de jazidas de hidrocarbonetos de grande porte. De modo geral, estas situações estão relacionadas a horizontes profundos, da Formação Lagoa Feia, ao longo do *trend* produtor; a objetivos terciários em águas profundas; e a áreas ainda pouco conhecidas e avaliadas, tais como: Baixo de São Tomé, Arco de Cabo Frio e Arco de Vitória.

(Originais recebidos em 18.12.89.)

ABSTRACT - As of December 31, 1988, the Campos Basin contained 484 exploratory wells, and 113 000 km of 2-D and 126 000 km of 3-D seismic lines had been acquired. At water depths of over 400 m, forty wells had been drilled and 125 000 km of 2-D and 3-D seismic lines acquired. Basin reserves are currently estimated at 304.5×10^6 m³ of oil (1.9 billion barrels) and 41 billion m³ of gas. Volume of equivalent oil in place is approximately 5.05×10^9 m³ (32 billion barrels) of which some 3×10^9 m³ (19 billion barrels) are found in eight deep-water pools. After twenty years of effective exploration, the basin still presents a vast array of geological situations favorable to the location of sizeable hydrocarbon deposits. These are generally related to deep horizons of the Lagoa Feia Formation, along the producing trend; to Tertiary deep-water target; and to areas which have not yet been thoroughly studied or assessed, such as the São Tomé Low and the Cabo Frio and Vitória arches.

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

1 - INTRODUÇÃO

Embora a existência da Bacia de Campos fosse conhecida desde a década de 40, através dos trabalhos de geologia de superfície realizados por Lamago (Rangel, 1987), seu prolongamento submarino só foi definido através do levantamento gravimétrico efetuado em 1958, pela PETROBRÁS. A confirmação da presença de espessa seção sedimentar na parte emersa foi obtida pela perfuração do poço estratigráfico 2-CST-1-RJ (Cabo de São Tomé), ainda em 1958.

Em 1968 foi realizado o primeiro levantamento sísmico mais detalhado da área

submarina da bacia. A interpretação deste programa sísmico, associado aos dados gravimétricos, levou à execução de um programa de perfuração para a avaliação do potencial petrolífero da bacia, iniciado em 1971 e coroado com a descoberta do primeiro campo comercial de óleo, em 1974, pelo 1-RJS-9A (Campo de Garoupa).

No fim da década de 70, apesar da descoberta de diversos campos em batimetrias variando entre 100 e 200 m, alinhados em um *trend* nordeste-sudoeste, já se vinha perseguindo objetivos próximos ao talude continental com relativo sucesso. Já no início da década de 80, mapeamentos regionais

1 - 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.

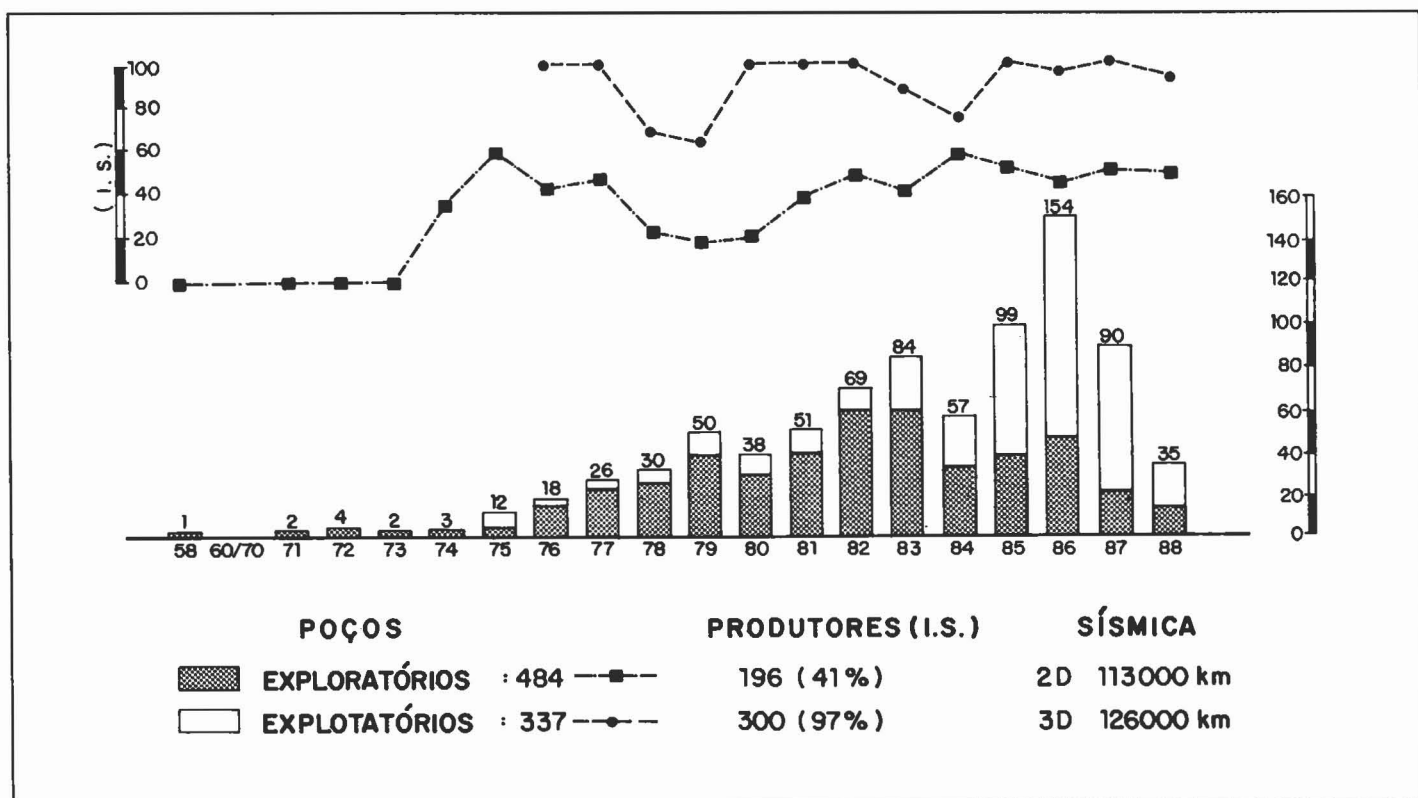


Fig. 1 - Número de poços exploratórios, explotatórios e índice de sucesso da Bacia de Campos (Desud/Dinter).
 Fig. 1 - Number of exploratory and production wells and success rate in the Campos Basin (Desud/Dinter).

foram realizados no talude e sopé continental (Lobo, Ferradaes, 1983) que permitiram delinear diversas áreas potencialmente exploráveis. Entretanto, somente a partir de 1984, com a descoberta do Campo de Marimbá (1-RJS-284 com 384 m de lâmina d'água) em reservatórios arenosos turbidíticos do Membro Carapibus cretáceo, o processo exploratório em águas profundas firmou-se como o objetivo principal do Departamento de Exploração (DEPEX) e da empresa (Guardado, Lucchesi, 1988).

2 - ANÁLISE DOS DADOS DA BACIA

Ao final de 1988, a bacia contava com cerca de 40 acumulações de hidrocarbonetos, das quais oito localizadas em águas profundas, 484 poços exploratórios (40 em águas profundas) e 377 poços de lavra. Foram ainda atirados 113 000 km de linhas sísmicas 2D e 126 000 km de linhas sísmicas 3D. Deste total (239 000 km), foram levantados 125 000 km em águas

profundas, principalmente nos últimos quatro anos. A maior parte desta malha sísmica (90 000 km) corresponde a sísmica de detalhe (3D) nos complexos petrolíferos de Albacora e Marlim.

O investimento total, até 31/12/88, na exploração e lavra de petróleo na Bacia de Campos foi da ordem de 10,5 bilhões de dólares, enquanto que a produção acumulada da mesma é de 710×10^9 barris. As reservas, consideradas explotáveis pelo novo código da empresa (até 1 000 m de lâmina d'água) são, respectivamente, de 1,9 bilhão de barris de óleo e 41 bilhões de m^3 de gás.

O volume (possível + provável + provado) de óleo e gás *in place* convertido em óleo equivalente (VOIP) descoberto até o momento é de $5,05 \times 10^9 m^3$ (32 bilhões de barris), dos quais aproximadamente $3 \times 10^9 m^3$ estão em acumulações situadas em lâminas d'água superiores a 400 m.

Considerando que os custos exploratórios até 31/12/88 foram de 3,76 bilhões de dólares, o custo do barril de óleo equivalente descoberto é de US\$ 0,12, um valor muito influenciado pelos excelentes resultados obtidos na exploração de águas profundas.

Nestas águas profundas já foram concluídos 40 poços exploratórios, dos quais 22 são pioneiros, resultando na descoberta de oito acumulações relacionadas aos complexos de Marlim e Albacora, ao Campo de Marimbá e às acumulações do 1-RJS-366 e 1-RJS-409, que contém cerca de 65% de óleo *in place* descoberto na bacia (Guardado et al. 1989).

O índice de sucesso da bacia, considerando a totalidade dos poços exploratórios é de 41%. Nos poços de lavra tem-se um índice de sucesso de 97% (fig. 1). Considerando apenas os poços exploratórios pioneiros o índice de sucesso

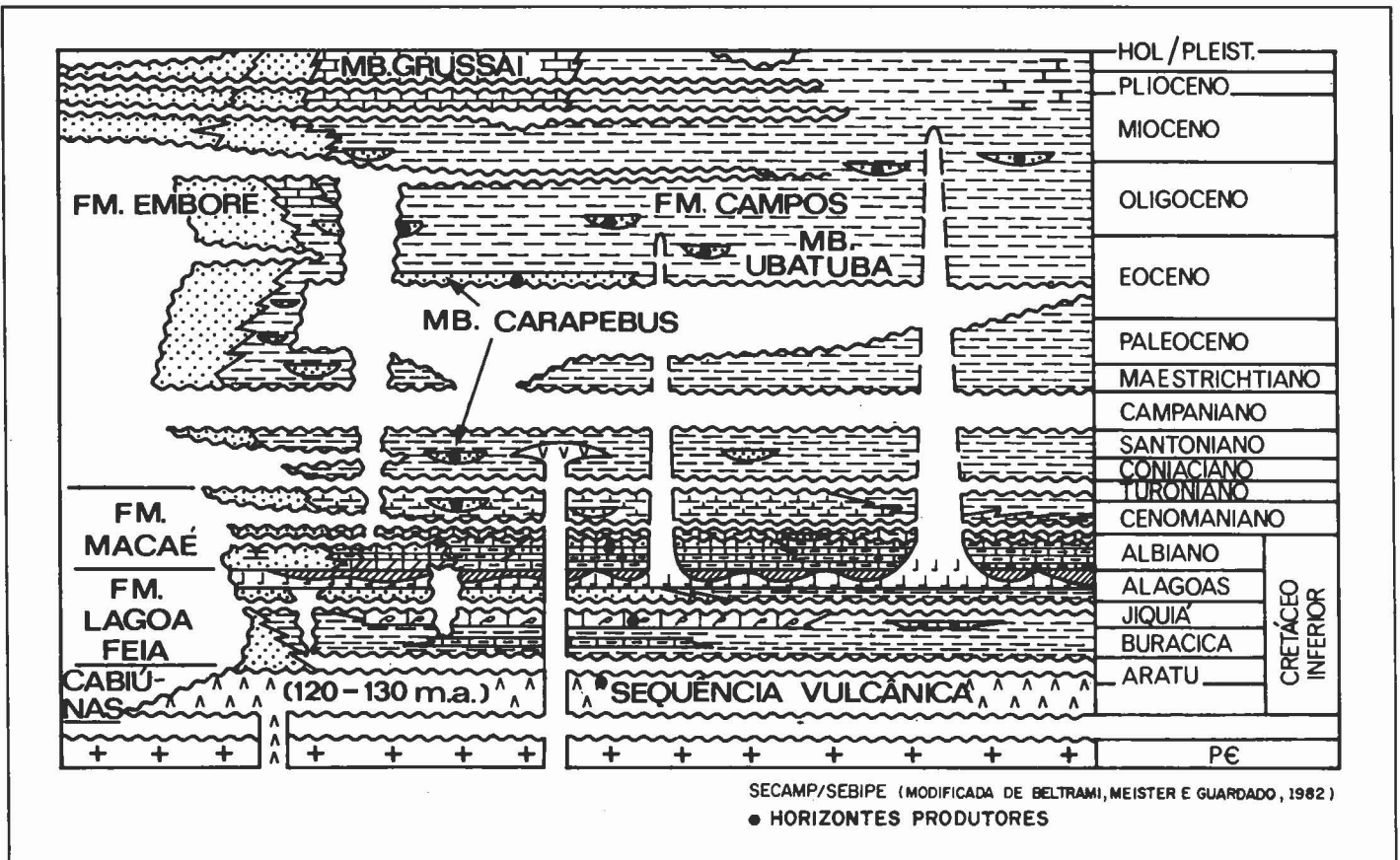


Fig. 2 - Coluna estratigráfica e horizontes produtores da Bacia de Campos (Meister, Guardado e Beltrani, 1983).
 Fig. 2 - Stratigraphic column and producing zones in the Campos Basin (Meister, Guardado, Beltrani, 1983).

ainda é de 16%. Em relação à água profunda, o índice de sucesso geral é de 65% e para poços pioneiros é de 50%. Estes números mostram sobejamente a razão da decisão da PETROBRÁS em concentrar seus esforços na Bacia de Campos e, especialmente, nos últimos anos, em águas profundas.

3 - EVOLUÇÃO TECTONO-SEDIMENTAR

Similarmente à evolução tectônica da margem leste brasileira, a Bacia de Campos apresenta cinco megassequências que representam os principais eventos geológicos formadores e modificadores da bacia (fig. 2), conforme discutido por Kiang, Kowsmann e Figueiredo (1988).

O embasamento econômico da bacia está constituído, em sua maior parte, por

rochas alcalibasálticas (Formação Cabiúnas) sobre as quais o sistema de *rift-valley* se estabeleceu no Neocomiano/Barremiano (fig. 3). Nos *melo-grabens* assim estabelecidos, depositou-se uma suite de rochas siliciclásticas basais constituídas principalmente por folhelhos ricos em matéria orgânica e por coquinas de pelecípodes e ostracodes que constituem importantes reservatórios. Este conjunto de rochas constitui a chamada megassequência continental, designada de Formação Lagoa Feia.

Na transição Barremiano/Aptiano, uma discordância regional penneplanizou a bacia e sobre esta, como resultado da invasão de água do mar e de condições de extrema aridez, formou-se espessa seção de evaporitos (anidrita e halita), constituindo a megassequência tran-

sicional, ainda incluída na Formação Lagoa Feia.

Com a progressiva abertura do proto-Oceano Atlântico, início do basculamento da bacia e do pequeno influxo de clásticos, desenvolveu-se no Albiano ampla rampa carbonática (Formação Macaé). Nela, bancos de oolitos e/ou pisolitos constituem-se, localmente, em excelentes reservatórios. Na área litorânea, leques deltáicos se interdigitavam com a seção carbonática, e este conjunto constitui a megassequência Plataforma Rasa Carbonática.

O aumento da taxa de basculamento e/ou rápida elevação do nível do mar levou ao aprofundamento da bacia no fim do Albo/Cenomaniano. Como decorrência, houve uma aceleração do processo de movimentação halocinética, com gera-

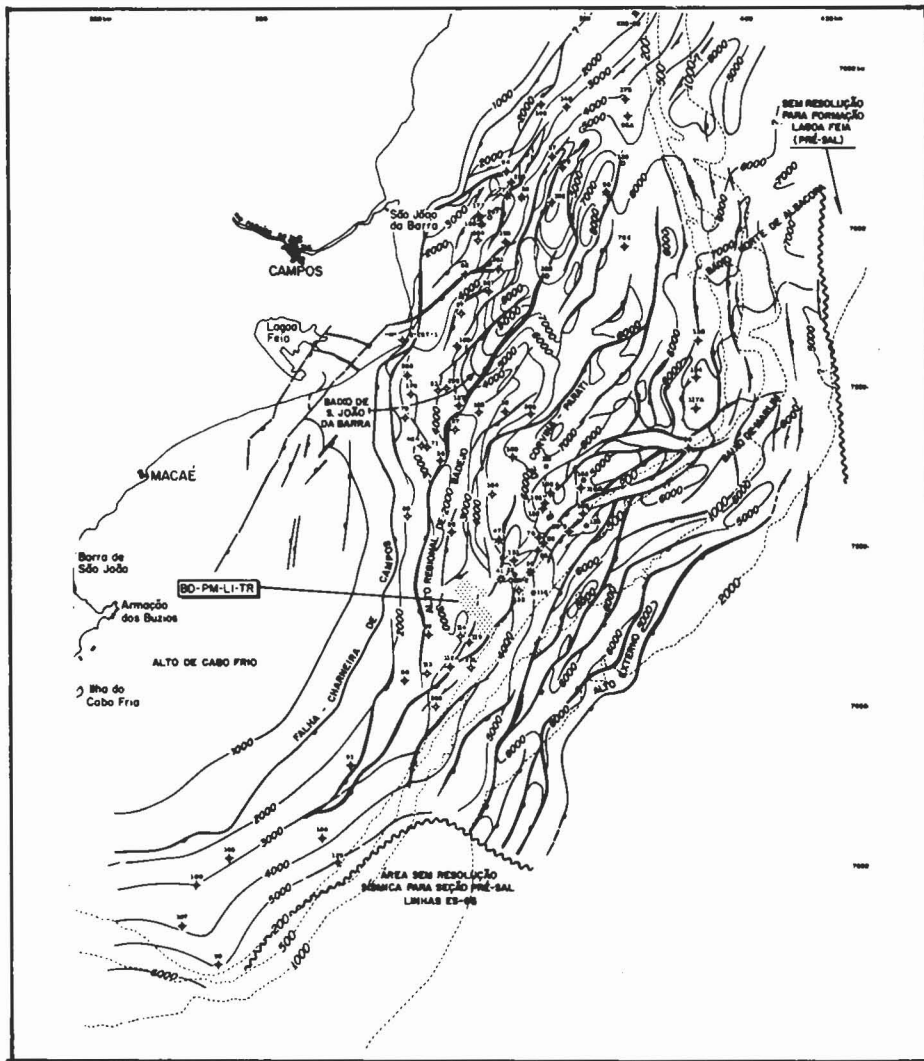


Fig. 3 - Arcabouço tectônico ao nível do topo da Formação Cabúinas (basalto) da Bacia de Campos (Dias et al. 1987).

Fig. 3 - Tectonic framework at the level of the top of Cabiúnas Formation (basalt) of the Campos Basin (Dias et al. 1987).

ção de estruturas associadas a falhas de crescimento e afogamento da rampa carbonática, a qual foi recoberta por margas e folhelhos (Bota). Controlados por uma topografia de fundo irregular, devido à halocinese, leques turbidíticos acanalados (Arenitos Namorado) distribuíram-se por amplas áreas da bacia. Esta condição de bacia faminta persistiu até o fim do Cretáceo ou início do Paleoceno com deposição de folhelhos baciais e corpos turbidíticos arenosos, que constituem megasequência transgressiva marinha (Formação Campos e Membro Carapebus).

No Neo-Paleoceno/Eo-Eoceno, importantes eventos tectônicos atingiram a margem continental sul-brasileira, reativando a Serra do Mar, criando bacias interiores do tipo *pull-apart* (Taubaté, etc.) e gerando intenso magmatismo alcalino. Nesta época, grande quantidade de clásticos grosseiros foram carregados da Serra do Mar para a plataforma continental adjacente e, posteriormente, devido a movimentos eustáticos, transportados talude abaixo, para a planície abissal, gerando leques turbidíticos de grandes dimensões desde o Eoceno até o Mioceno. Esta megasequência, conhecida como regressiva marinha, está composta por sedimentos

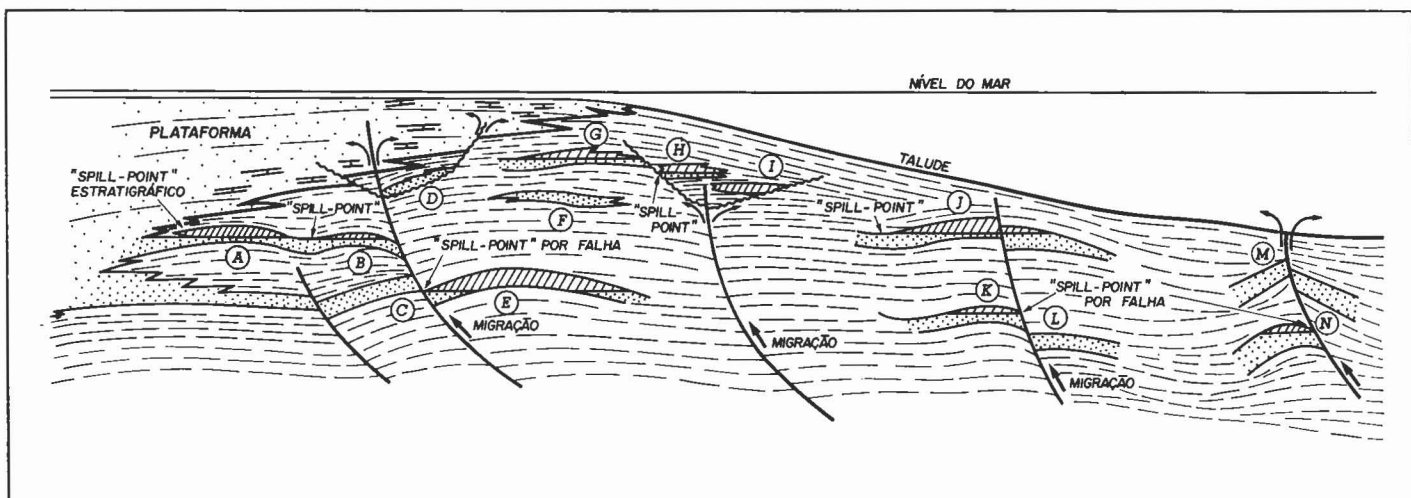


Fig. 4 - Esquema da evolução estratigráfica da bacia, destacando as principais feições envolvidas na migração e na acumulação de hidrocarbonetos (Guardado, Rosa, 1989).

Fig. 4 - Scheme of stratigraphic evolution of the Campos Basin, highlighting main features involved in hydrocarbon migration and accumulation (Guardado, Rosa, 1989).

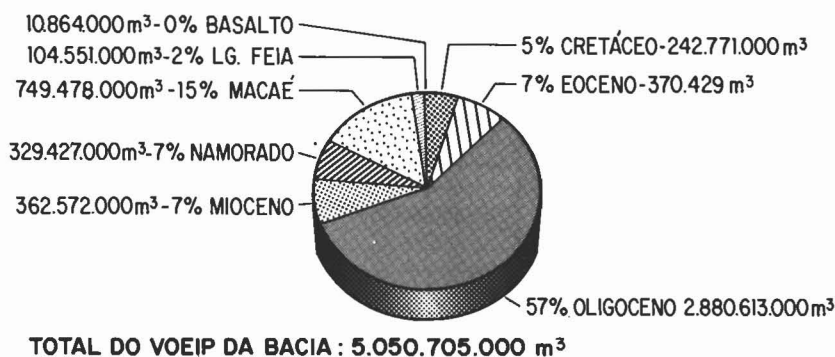


Fig. 5 - Distribuição do volume de óleo equivalente *in place* (VOEIP) nos reservatórios da Bacia de Campos (Sedene/Sedesu).
 Fig. 5 - Distribution of volume of equivalent oil *in place* in Campos Basin reservoirs (Sedene/Sedesu).

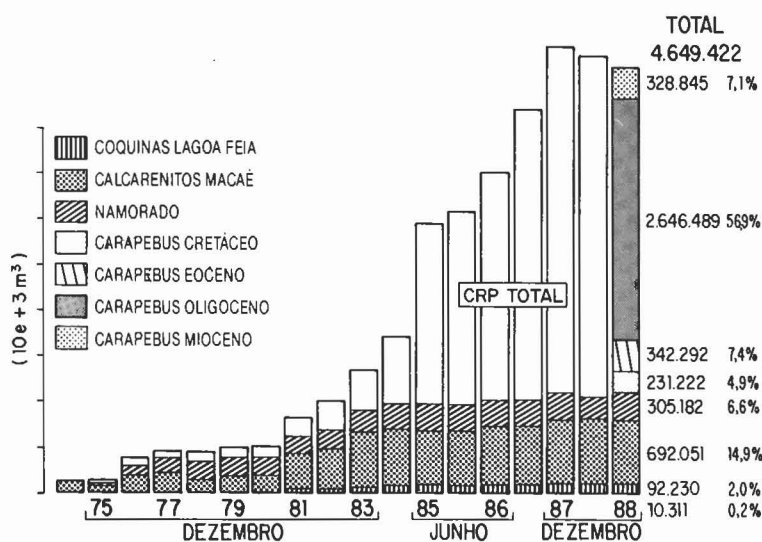


Fig. 6 - Volumes de óleo *in place* (VOIP) descobertos na Bacia de Campos no período 1975-1988, por reservatório (Sedene/Sedesu).

Fig. 6 - Volumes of oil *in place* discovered in Campos Basin from 1975 through 1988, by reservoir (Sedene/Sedesu).

arenosos de leques deltáicos (Formação Emboré), carbonatos de plataforma (Membro Siri e Fácies Grussa), folhelhos de talude e bacia (Formação Campos) e turbiditos arenosos (Membro Carapebus).

4 - MODELO DE GERAÇÃO E ACUMULAÇÃO DE HIDROCARBONETOS

A rocha geradora de hidrocarbonetos da Bacia de Campos é inquestionavelmente formada pelos folhelhos orgânicos lacustres da seção pré-sal da Formação Lagoa Feia. Isto implica em migração lateral e, principalmente, verti-

cal para os reservatórios da seção pós-sal, que podem estar distantes vários quilômetros. Para tanto, o hidrocarboneto gerado em profundidade ascende até as trapas através dos sistemas permoporosos e de falhas da seção *rift*, das janelas nos evaporitos e, finalmente, pelas falhas e reservatórios permeáveis da seção pós-salíferas (Meister, 1984 e Figueiredo *et al.* 1985.).

Atualmente, o modelo aceito para a Bacia de Campos está descrito em detalhes por Guardado e Rosa (1989) e é mostrado na figura 4. Nela verificam-se as diferentes situações trapeadoras de óleo e gás na

bacia e os condicionantes para que as acumulações se formem e constituam campos economicamente exploráveis. A existência de acumulações associadas a estruturas fechadas, comunicadas pela fase água, em um sistema de *spill-point* é uma regra na bacia, bem como acumulações associadas a blocos falhados com o *spill point* controlado pelo rejeito da falha. São comuns, também, as acumulações combinadas, onde o controle estratigráfico (*pinchout* de areias turbidíticas) é muito importante, como acontece nos campos gigantes de águas profundas. Nos reservatórios carbonáticos da Formação Macaé, do mesmo modo, as colunas de hidrocarbonetos são, muitas vezes, maiores que o fechamento estrutural mapeado, em função do componente estratigráfico, associado à variação de fácies de bancos de calcarenitos oolíticos ou oncolíticos para calcilutitos de retaguarda. Nos reservatórios da fase *rift* (basaltos e coquinas) altos estruturais e variações faciológicas são os principais tipos de trapas acumuladoras de hidrocarbonetos.

5 - ANÁLISE DOS PLAYS

Até 31/12/88, havia sido descoberto na Bacia de Campos um volume de óleo equivalente (óleo + gás) de $5,05 \times 10^9$ m³ (32 bilhões de barris) contido em reservatórios distribuídos ao longo da coluna estratigráfica da bacia (figs. 2, 5 e 6). Ele foi sendo descoberto e apropriado ao longo dos anos, desde 1974 (fig. 6). Historicamente, o objetivo principal foi mudando gradualmente dos carbonatos albianos da Formação Macaé, em águas rasas, para os turbiditos terciários da Formação Campos em águas profundas (fig. 7), passando por uma fase inter-

mediária de intensa exploração das coquinas da Formação Lagoa Feia. Passamos, neste item, a descrever sucintamente o estágio exploratório, os resultados obtidos e os volumes de hidrocarbonetos a serem descobertos em cada reservatório da bacia. Esta análise pode ser encontrada com maiores detalhes em Figueiredo, Martins e Beraldo (1989).

6 - BASALTO DA FORMAÇÃO CABIÚNAS

A seqüência vulcânica basáltica produz óleo na área sul da bacia, nos campos de Badejo e Linguado, situados no Alto de Badejo. Este objetivo foi atingido por apenas 88 poços exploratórios, sendo objetivo principal em oito deles (9%): três foram classificados como produtores de óleo, com um índice de sucesso de 37,5% e, os demais, como subcomerciais de óleo. Considerando-se apenas poços pioneiros para este objetivo (3), dos quais resultou uma descoberta, o índice de sucesso (IS) cai para 33%. O VOEIP descoberto até o momento é de $10,9 \times 10^6 \text{ m}^3$ (68 milhões de bbl) e as estimativas do *play analysis* indicam a possibilidade da descoberta de $21 \times 10^6 \text{ m}^3$ em águas de até 400 m de batimetria, no prolongamento do Alto de Badejo.

7 - RESERVATÓRIO DA FORMAÇÃO LAGOA FEIA

Este objetivo, principalmente constituído por coquinas, tem sido perfurado ao longo dos últimos 15 anos de investigação da bacia, à excessão dos últimos anos, devido à inexistência de equipamentos de perfuração adequados para atingir este *play* a elevadas profundidades (fig. 7). Estes reservatórios foram atravessados por 148 poços na bacia, sendo objetivo principal em 96 deles (66%). Destes, 24 foram produtores de óleo (IS=25%), 16 subcomerciais de óleo, 2 subcomerciais de gás e 50 secos. Considerando apenas os poços pioneiros (63), seis poços foram produtores de óleo (IS=10%). Estes reservatórios são produtores de óleo em quatro campos (Badejo, Linguado, Trilha e Pampo), todos situados no Alto de Badejo (fig. 8).

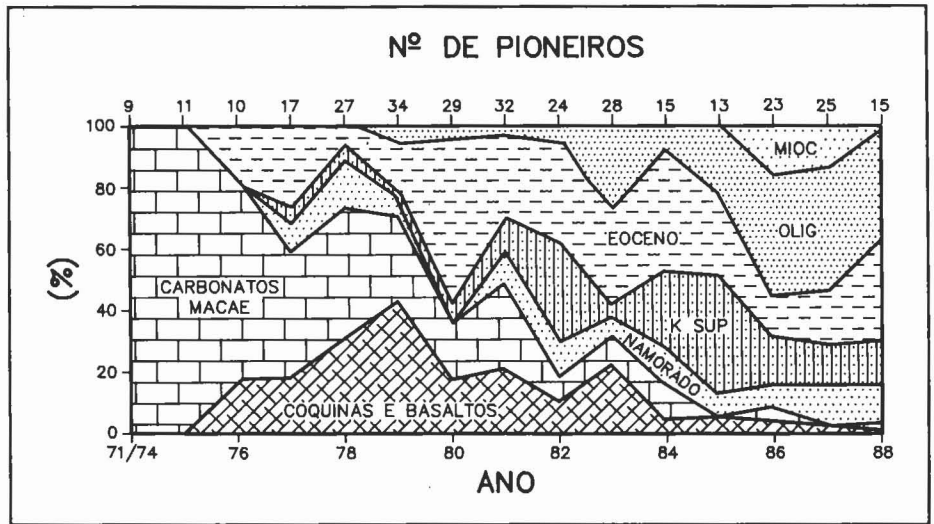


Fig. 7 - Distribuição dos objetivos principais (em %) dos poços exploratórios da Bacia de Campos (Secamp).

Fig. 7 - Distribution of main targets (in %) of Campos Basin exploratory wells (Secamp).

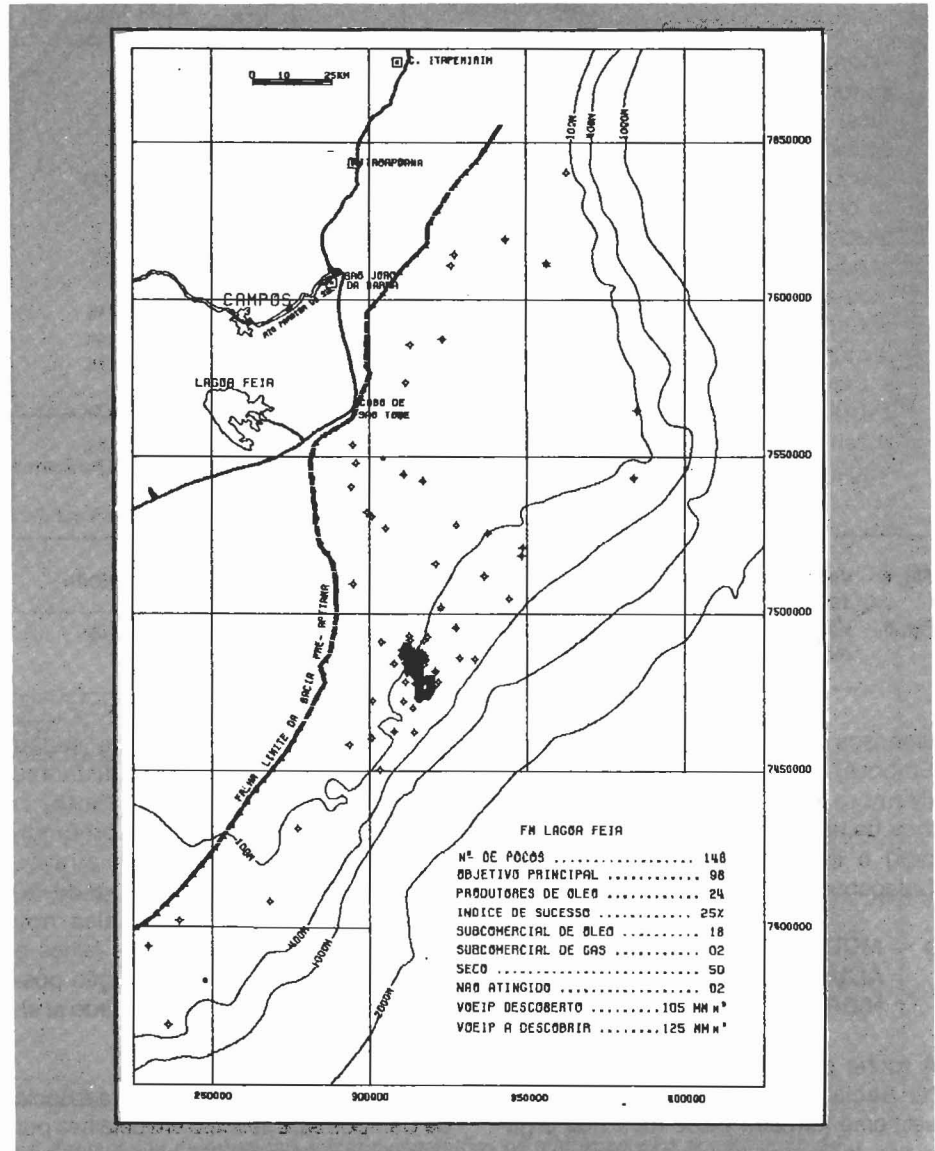


Fig. 8 - Dados estatísticos da Formação Lagoa Feia (Figueiredo et al. 1989).

Fig. 8 - Statistical data on Lagoa Feia Formation. (Figueiredo et al. 1989).

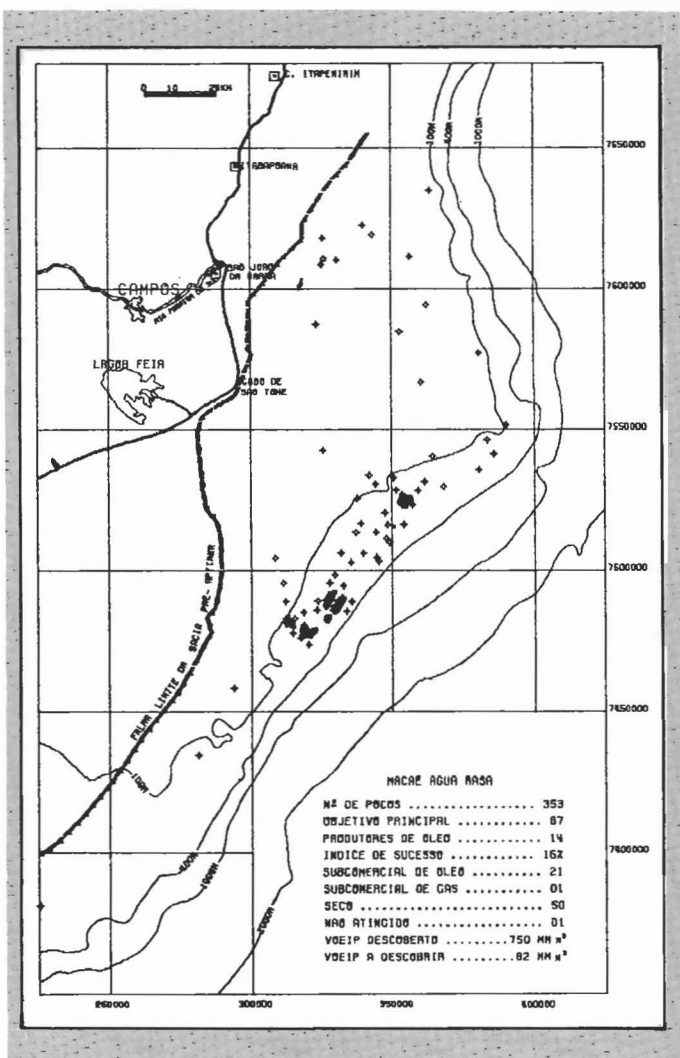


Fig. 9 - Dados estatísticos da Formação Macaé "Água Rasa" (Figueiredo et al. 1989).

Fig. 9 - Statistical data on Macaé "Água Rasa" Formation. (Figueiredo et al. 1989).

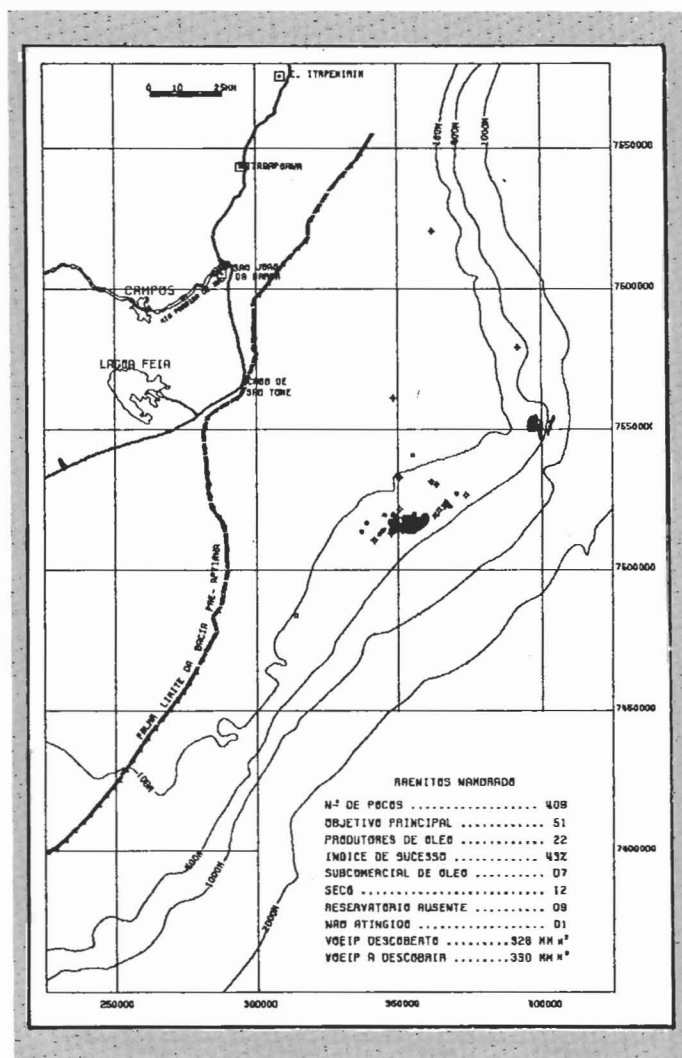


Fig. 10 - Dados estatísticos dos Arenitos Namorado (Figueiredo et al. 1989).

Fig. 10 - Statistical data on Namorado Sandstones (Figueiredo et al. 1989).

O VOEIP apropriado até agora foi de $104,6 \times 10^6 \text{ m}^3$ (658 milhões de barris). O *play analysis* mostra que podem ser ainda descobertos cerca de $125 \times 10^6 \text{ m}^3$ de óleo equivalente, a maior parte em lâmina d'água entre 100 e 400 m, acumulados em coquinas desenvolvidas em proeminentes altos estruturais abaixo de diversos campos de óleo, produtores em horizontes mais novos.

8 - RESERVATÓRIOS DA FORMAÇÃO MACAÉ "ÁGUA RASA"

Este objetivo, em sua maior parte formado por calcários de alta energia, foi atingido por 353 poços exploratórios, dentre os quais 87 (25%) foram objetivo

principal. Como resultado obteve-se produção de óleo em 14 poços (IS=16%), sendo os demais secos (50) ou subcomerciais (22.). Dos poços secos, 15 não apresentaram rochas-reservatório, enquanto que a maioria dos poços subcomerciais apresentaram reservatórios de baixa transmissibilidade (calcissiltitos e arenitos muito calcíferos). Considerando-se apenas os poços pioneiros (64) o índice de sucesso cai para cerca de 5% com a descoberta de três campos (Garoupa, Pampo e Linguado, fig. 9). O VOEIP descoberto é da ordem de $750 \times 10^6 \text{ m}^3$ (4,7 bilhões de barris) e o *play analysis* indica a probabilidade de serem encontrados $82 \times 10^6 \text{ m}^3$ de óleo equivalente, quase que exclusivamente em águas entre 100 e 1000 m

de profundidade, associados a estruturas halocinéticas de grande porte, do tipo casco de tartaruga.

9 - TURBIDITOS NAMORADO

A seção Albiano-Turoniana, conhecida informalmente como "Bota", que contém estes reservatórios, foi amostrada por 409 poços (83%), dos quais apenas 51 (12%) os consideravam objetivo principal. Destes, 22 foram produtores de óleo com um índice de sucesso de 43%. Nos demais, os reservatórios estiveram ausentes em nove poços e 12 foram secos. Considerando-se apenas poços pioneiros, 27 foram perfurados como objetivo principal nestes arenitos, dos quais oito foram produtores de óleo (IS=29,6%).

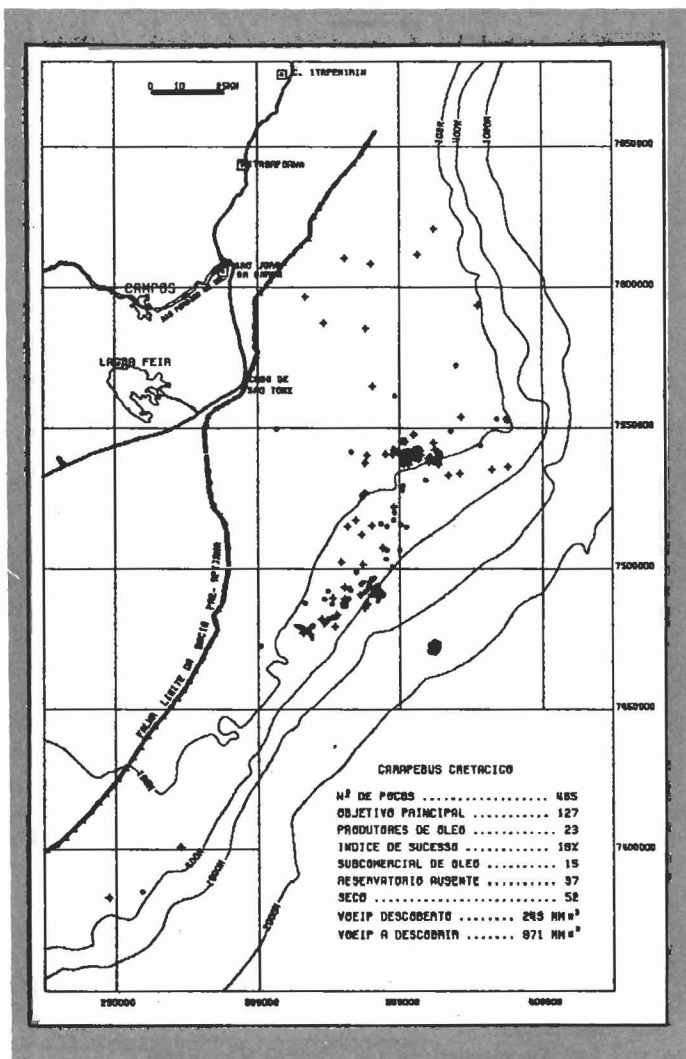


Fig. 11 - Dados estatísticos dos Arenitos do Cretáceo Superior (Figueiredo et al. 1989).

Fig. 11 - Statistical data on Upper Cretaceous Sandstones (Figueiredo et al. 1989).

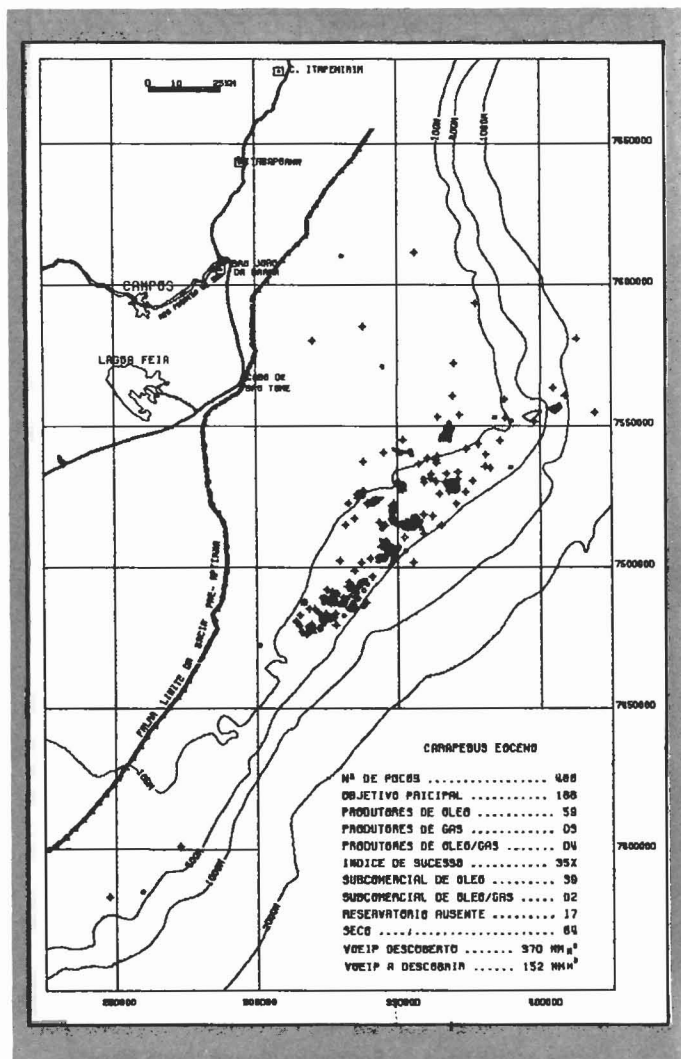


Fig. 12 - Dados estatísticos do Eoceno (Figueiredo, et al. 1989).

Fig. 12 - Statistical data on Eocene (Figueiredo et al. 1989).

Foram descobertos os campos de Namorado, Nordeste de Namorado, Cherne, Bagre, Albacora e as áreas do 211 e 46 (fig. 10). Até agora foi descoberto um VOEIP de $328,4 \times 10^6 \text{ m}^3$ (2,065 bilhões de barris) e a estimativa do *play analysis* é de ainda localizar cerca de $330 \times 10^6 \text{ m}^3$ de óleo equivalente, principalmente em lâmina d'água acima de 400 m, em leques turbidíticos não acanalados, depositados na planície abissal Albo-Turoniana.

10 - TURBIDITOS DO CRETÁCEO SUPERIOR

A seção da Formação Campos, que contém estes pacotes arenosos, (Arenitos

Carapebus) foi testada por 465 (95%) poços exploratórios, e um total de 127 (27%) tiveram estes arenitos como objetivo principal. Foram completados como produtores de óleo 24 poços, com um índice de sucesso de 18%. Considerando apenas os poços pioneiros que os tiveram como objetivo principal (78), 11 poços foram classificados como produtores de óleo (IS=14%), descobrindo os campos de Pargo, Carapeba, Piraúna e Marimbá (fig. 11). O VOEIP descoberto até agora é de $243 \times 10^6 \text{ m}^3$ (1,53 bilhão de barris) e o *play analysis* prevê a existência de cerca de $971 \times 10^6 \text{ m}^3$ de óleo equivalente em corpos turbidíticos, hoje situados em águas prin-

cipalmente em torno de 1 000 m de profundidade.

11 - TURBIDITOS DO TERCIÁRIO

Este objetivo (Membro Carapebus) foi atravessado por todos os poços perfurados da bacia (484) até março de 1989 e serão analisados separadamente por idade.

11.1 - Eoceno

Foi perfurado como objetivo principal por 188 poços (38,5%), dos quais 59 foram produtores de óleo, três produtores de gás e quatro produtores de óleo e gás,

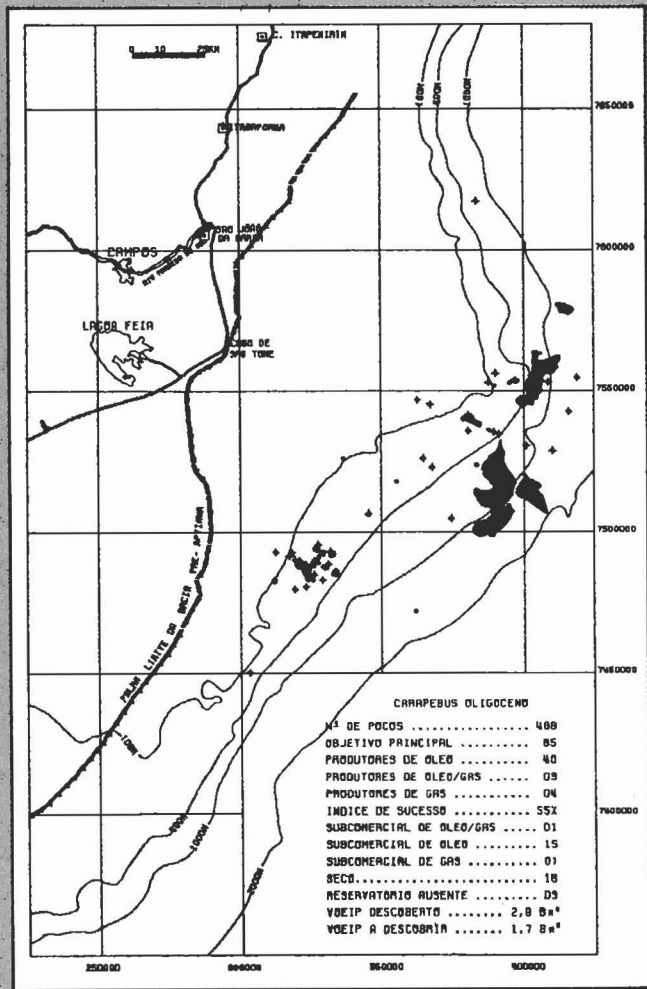


Fig. 13 - Dados estatísticos do Oligoceno (Figueiredo et al. 1989).
Fig. 13 - Statistical data on Oligocene Sandstones (Figueiredo et al. 1989).

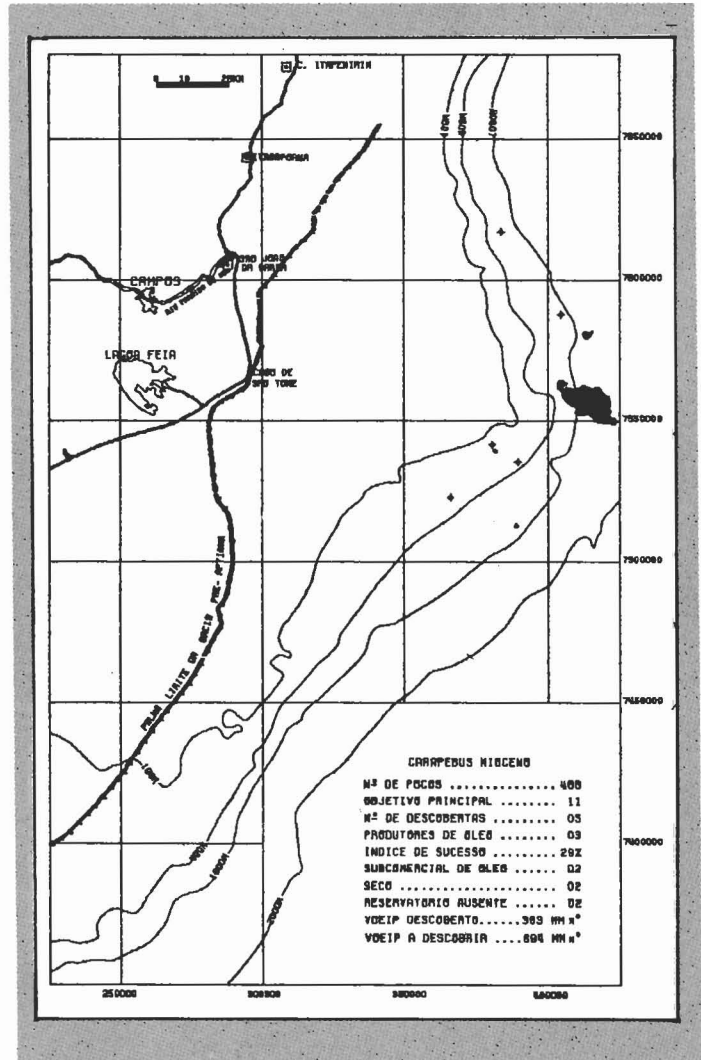


Fig. 14 - Dados estatísticos do Mioceno (Figueiredo, et al. 1989).
Fig. 14 - Statistical data on Miocene Sandstones (Figueiredo et al. 1989).

perfazendo um índice de sucesso de 35%. Nos demais, 39 foram subcomerciais de óleo, dois de óleo e gás, 17 não encontraram rochas-reservatório e 64 foram secos. Considerando apenas os poços pioneiros que tiveram o Eoceno como objetivo principal (108), o índice de sucesso cai para 23%, com 23 poços produtores de óleo e dois produtores de gás (campos de Enchova, Bonito, Bicudo, Carapeba, Corvina, Parati, Anequim, Malhado, Bagre, Cherne, Namorado, Garoupinha, Viola, Vermelho, Moréia, Albacora e as áreas do 116, 322

e 382 (fig. 12). O VOEIP até agora descoberto é de $370 \times 10^6 \text{ m}^3$ (2,33 bilhões de barris) e o *play analysis* permite uma expectativa de descoberta de $152 \times 10^6 \text{ m}^3$ de óleo equivalente em águas desde 100 a 1 000 m de profundidade, em leques turbidíticos distribuídos na maior parte da bacia.

11.2 - Oligoceno

Foi testado como objetivo principal por 85 (17,5%) poços exploratórios, dos quais 40 foram produtores de óleo,

três de óleo e gás e quatro de gás, com um índice de sucesso de 55%. Nos demais poços, 15 foram subcomerciais de óleo, um de gás, um de óleo e gás, três não encontraram rochas-reservatório e 18 foram secos. Considerando-se apenas os poços pioneiros com objetivo no Oligoceno (42), 16 poços foram produtores de hidrocarbonetos, dos quais quatro de gás (IS=38%) nos campos de Moréia, Enchova Oeste, Vermelho, Albacora, Marlim e as áreas do 359, 382, 377 e 366 (fig. 13). O VOEIP até agora descoberto nestas áreas foi de

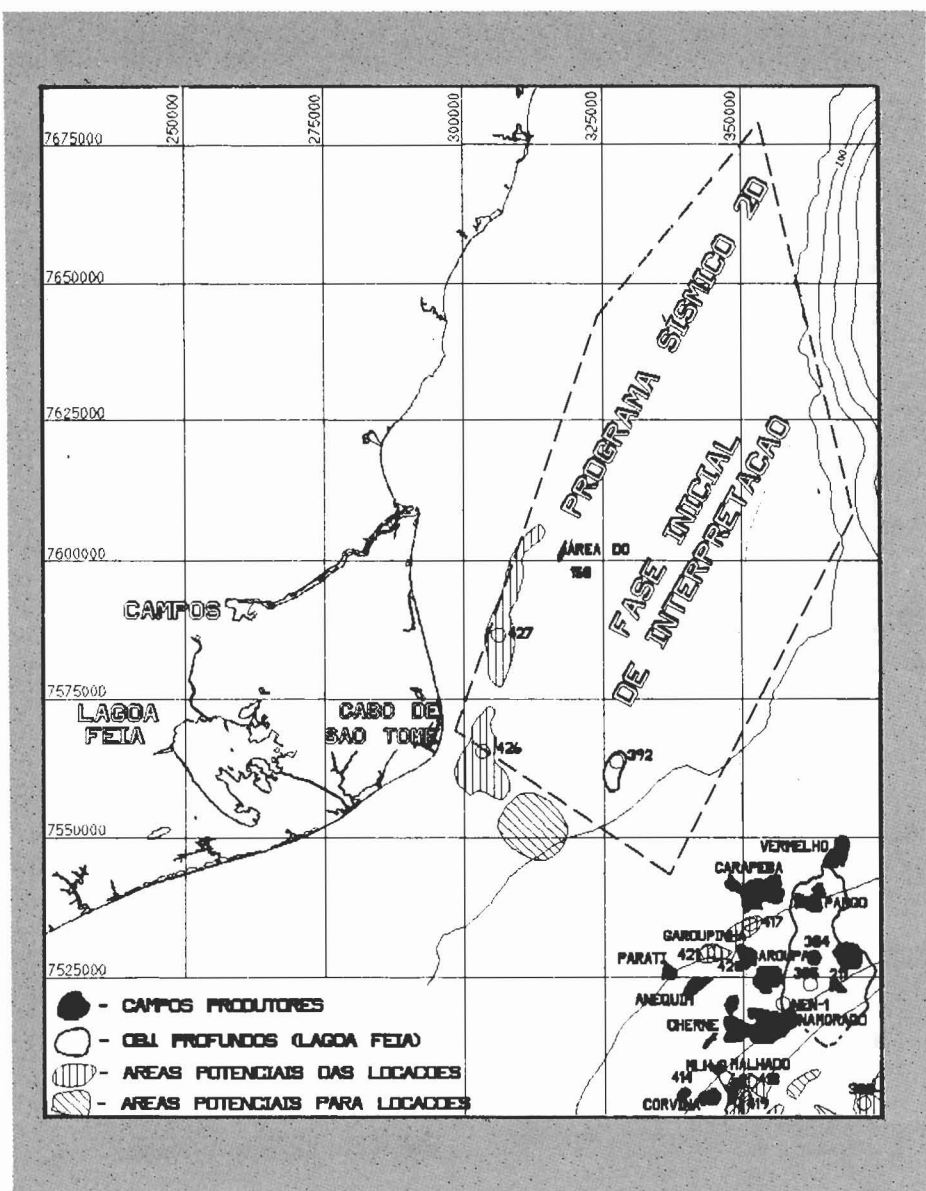


Fig. 15 - Mapa de localização das áreas potencialmente exploráveis e do levantamento sísmico 2D no Baixo São Tomé (Secamp).

Fig. 15 - Location map of potentially prospective areas and 2-D seismic survey in São Tomé Low (Secamp).

2 880 x 10⁶ m³ (18 119 bilhões de barris) e o *play analysis* indica a existência de cerca de 1 698 x 10⁶ m³ de óleo equivalente, em sua grande maioria em águas acima de 400 m de profundidade, em leques de grandes dimensões.

11.3 - Mioceno

Os arenitos do Mioceno foram testados por 11 poços como objetivo principal (2%), dos quais três foram produtores de óleo (índice de sucesso de 29%). Nos demais, quatro poços foram secos, dois subcomerciais de óleo e dois não encontraram rocha-reservatório. Considerando apenas os poços pioneiros com este ob-

jetivo principal (6), dois foram produtores de óleo (IS=33%) nos campos de Albacora e Vermelho (fig. 14). O VOEIP encontrado até o momento foi de 361 x 10⁶ m³ (2 280 bilhões de barris) e o *play analysis* indica a possibilidade de serem descobertos cerca de 694 x 10⁶ m³ de óleo equivalente, a maior parte em águas mais profundas do que 1 000 m, em corpos turbidíticos similares aos do Oligoceno.

12 - MEMBRO SIRI E OUTROS RESERVATÓRIOS

Estão ainda presentes na bacia, reservatórios não tradicionais, tais como os

calcarenitos terciários do Membro Siri, os arenitos albianos de leques deltáicos e os clásticos da Formação Lagoa Feia (Pré-Alagoas e Alagoas). Até agora, na área norte da bacia, os chamados clásticos de água rasa, síncronos aos carbonatos Macaé, responderam melhor, havendo uma produção acumulada de 47 x 10⁶ m³ (296 000 barris) de óleo leve na área do 1-RJS-150. O *play analysis* indica a existência de cerca de 10 x 10⁶ m³ de óleo equivalente neste tipo de reservatório em lâmina d'água menor que 100 m, disperso em estruturas de pequeno porte.

Na área sul da bacia, o Membro Siri apresentou-se portador de óleo pesado. Dos 36 poços em que ele foi considerado como objetivo principal, em conjunto com outros *plays*, 34 foram subcomerciais de óleo, um subcomercial de gás e um não localizou estes reservatórios. Deste modo podem-se esperar volumes gigantescos de óleo pesado ao longo da área entre os campos de Pampo e Enchova.

Os clásticos da Formação Lagoa Feia, não produtores até o momento, apresentam pelo *play analysis* uma expectativa de 10,9 x 10⁶ m³ de óleo equivalente em lâmina d'água de até 400 m.

13 - PERSPECTIVAS ATUAIS

O sucesso alcançado na exploração em águas profundas na Bacia de Campos, aliado à grande quantidade de dados sísmicos, de ótima qualidade, adquiridos nos últimos anos e o direcionamento da exploração para áreas de fronteiras em lâminas d'água rasas, são fatores que atestam a grande expectativa de descobrir novas jazidas de hidrocarbonetos a curto prazo.

A seguir, descreveremos as perspectivas em águas rasas (lâmina d'água abaixo de 400 m) e águas profundas (lâmina d'água acima de 400 m).

13.1 - Águas Rasas

Ao longo da área do *trend* produtor de óleo da bacia encontram-se aprovadas três localizações em estruturas de grande

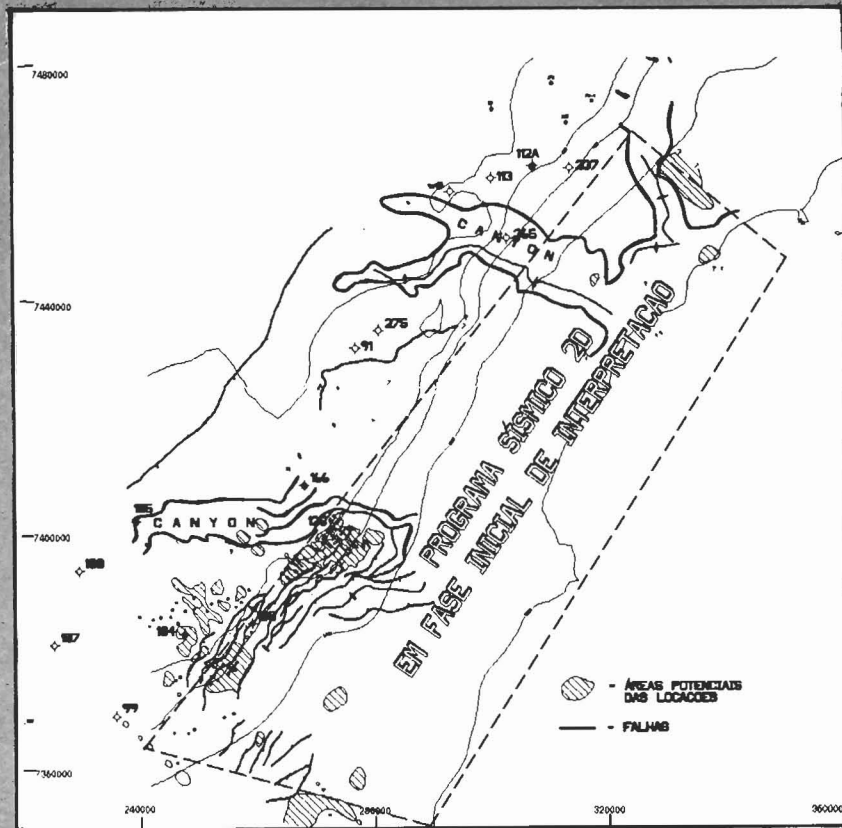


Fig. 16 - Mapa de localização das áreas potencialmente exploráveis e do levantamento sísmico 2D no Arco de Cabo Frio (Secamp).

Fig. 16 - Location map of potentially prospective areas and 2-D seismic survey of Cabo Frio Arch (Secamp).

porte, com o objetivo de testar as coquinas da Formação Lagoa Feia na profun-

cidade de 5 000 m. Estes prospectos, denominados "objetivos profundos", têm

grande atratividade pela capacidade de apropriar grandes volumes de óleo de alto grau API e, pela facilidade de aproveitamento imediato, por situarem-se em áreas com infra-estrutura de produção já definidas.

Para o *Play Albiano*, três grandes frentes de prospecção estão sendo trabalhadas:

- mapeamento sistemático em profundidade e de amplitude dos dados sísmicos 3D;
- interpretação de janelas de qualidade sísmica regular, na área norte da bacia, dando ênfase à análise dos problemas de variação de velocidades e confecção de mapas em profundidade, em níveis correlacionáveis ao topo dos calcarenitos da Formação Macaé e não dos calcilitos da "Bota", como realizado anteriormente; e,
- reprocessamento de cerca de 6 000 km de linhas sísmicas no Baixo de São Tomé, onde predomina a fácies clástica de plataforma rasa desde o Albiano.

No Baixo de São Tomé, está em fase inicial de interpretação um levantamento sísmico 2D de 8 000 km, que cobre uma área de aproximadamente 4 000 km², com ótimas perspectivas para prospectos tradicionais da bacia (fig. 15).

No Arco de Cabo Frio, na área dos poços 1-RJS-104, 1-RJS-125, 1-RJS-166, alguns prospectos com objetivos de testar os *plays* do Carapebus Cretáceo e Lagoa Feia podem abrir uma nova frente exploratória (fig. 16).

Mapeamentos regionais e projetos sísmo-estratigráficos, estruturais e geoquímicos estão sendo conduzidos, juntamente com o CENPES e o DESUD, para dar suporte a futuros prospectos nesta parte da bacia.

13.2 - Águas Profundas

Na Bacia de Campos, dos 65 000 km² compreendidos entre as batimetrias de 400 m e 3 400 m, pelo menos 5 300 km² encontram-se entre 400 m e 1 000 m, sendo

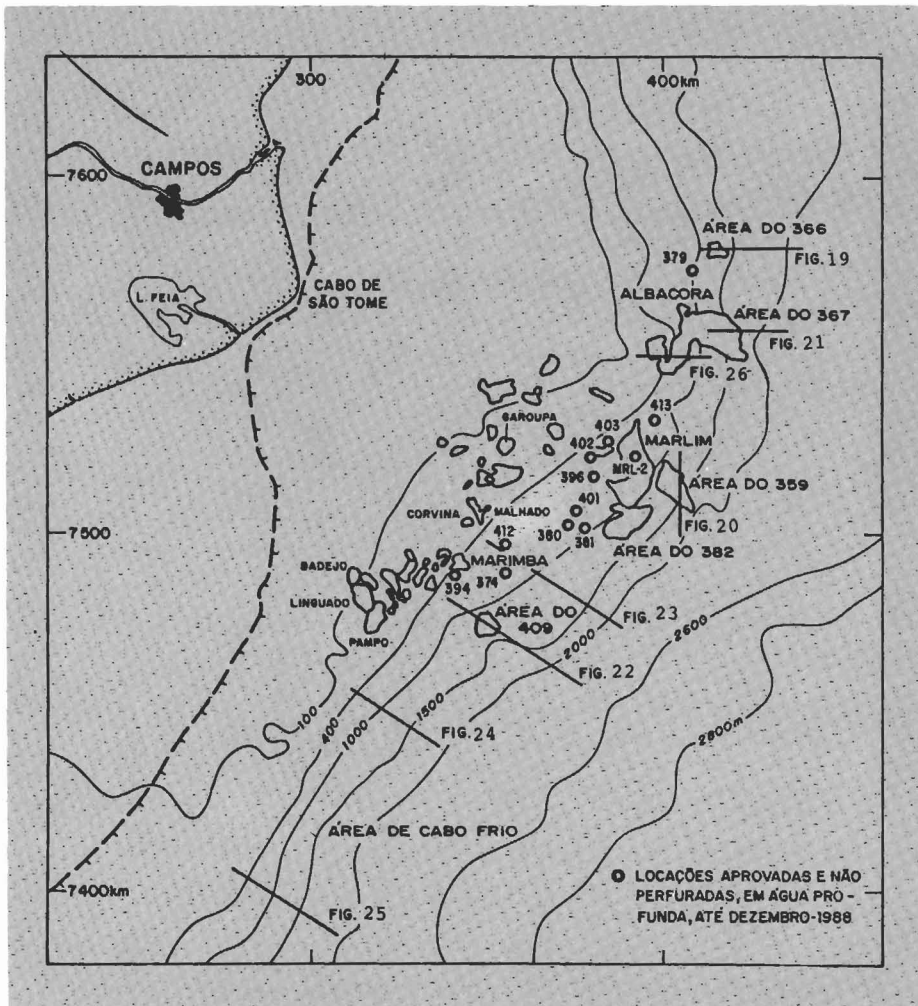


Fig. 17 - Mapa de localização das áreas potencialmente exploráveis, das figuras relacionadas e ainda das locações a serem perfuradas em Águas Profundas (Martins et al. 1989).

Fig. 17 - Location map oil potentially prospective areas, of related figures, and of wells to be drilled in deep waters (Martins et al. 1989).

a área entre as batimetrias de 1 000 m e 2 000 m de cerca de 13 000 km². Nestas faixas de lâmina d'água, são consideradas como prospectáveis, a curto e médio prazos, pelo menos 10 000 km² (fig. 17).

Nesta província estão atualmente aprovadas 12 locações (fig. 17) que, ao serem perfuradas, e considerando o atual índice de sucesso da bacia para águas profundas (65%), podem apropriar um VOIP de 650 milhões de m³ (4,1 bilhões de barris).

Além destas, existem áreas potencialmente exploráveis (figs. 17 e 18), que estão em fase de interpretação pelo grupo. A seguir, apresenta-se brevemente cada uma dessas áreas, discutidas em maiores detalhes por Martins et al. (1989).

Ao norte da bacia, a descoberta de acumulações em turbiditos miocênicos, oligocênicos e cretácicos, pelo pioneiro 1-RJS-366, comprovou a existência de capeamento, fato amplamente discutido

para esta região. Registrou-se, então, nesta área, um programa sísmico 2D (3 000 km), cuja interpretação preliminar possibilitou, além da extensão para leste dos reservatórios constatados pelos pioneiros, o mapeamento de área estruturada, independente e adjacente a leste, com os mesmos objetivos (figs. 17, 18 e 19).

No complexo de Marlim, foram realizados levantamentos sísmicos 3D nas áreas ao sul (área do RJS-382) e a leste (área do RJS-359), com a finalidade de ampliar os estudos sismoestratigráficos do sistema turbidítico oligocênico (Souza, Scarton, 1988), e de delimitar, com maior grau de confiabilidade, as ocorrências já detectadas, bem como rastrear os reservatórios eocênicos encontrados com óleo na área do RJS-395 (figs. 17, 18 e 20).

A leste do Campo de Albacora, encontra-se em fase inicial de interpretação um levantamento sísmico 3D que visa à delimitação do sistema turbidítico miocênico constatado com hidrocarbonetos nos poços RJS-355, RJS-360 e RJS-367 (figs. 17, 18 e 21).

Em 1987, iniciou-se uma campanha de levantamento sísmico desde a área sul de Marlim até sudeste dos campos de Pampo e Badejo, a qual foi denominada Projeto Campos Sul. Foram detonados 5 000 km de linhas pré-3D e 40 000 km 3D, estimando-se, para os anos de 1989/90 mais 20 000 km de sísmica 3D. A análise e interpretação preliminar dos dados pré-3D apresentaram peculiaridades na parte sul da bacia, que diferem daquelas da região norte, mais explorada. Tais diferenças consistem na menor ocorrência de anomalias sísmicas de amplitude relacionadas a turbiditos oligocênicos tipo Marlim e Albacora, ao passo que surge uma multiplicidade de prospectos envolvendo reservatórios mais antigos, os quais oferecem excelentes possibilidades de ocorrência de hidrocarbonetos. O poço 1-RJS-409 comprovou esta expectativa, descobrindo óleo em turbiditos maestrichtianos (figs. 17, 18 e 22). Outros reservatórios-

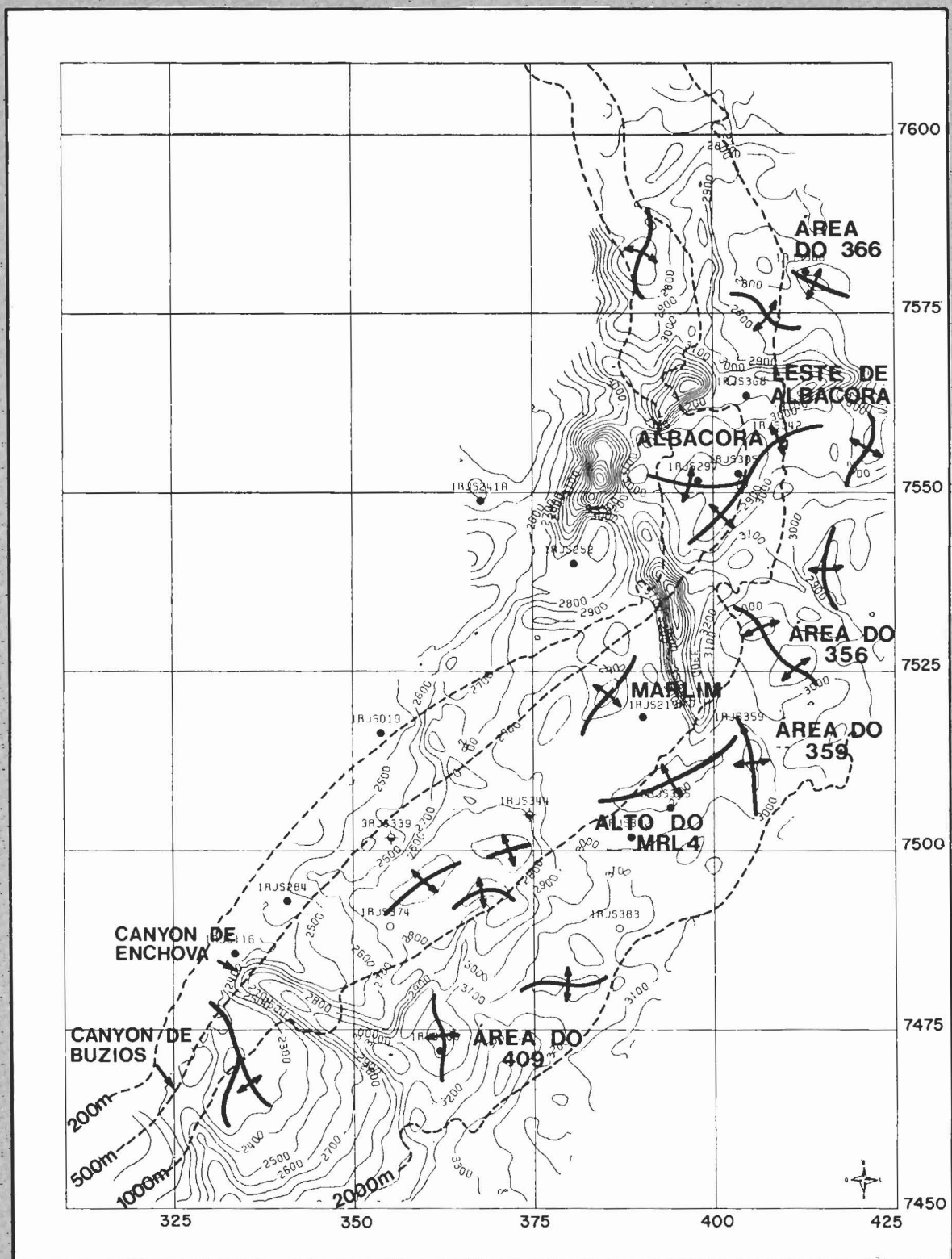


Fig. 18 - Mapa estrutural, em profundidade, do topo do Marco Azul (N-520), com ênfase na localização das áreas potencialmente exploráveis em águas profundas (Martins et al. 1989).

Fig. 18 - Depth-converted structural map at level of top of Azul Mark (N-520), with emphasis on the location of potentially prospective deep-water areas (Martins et al. 1989).

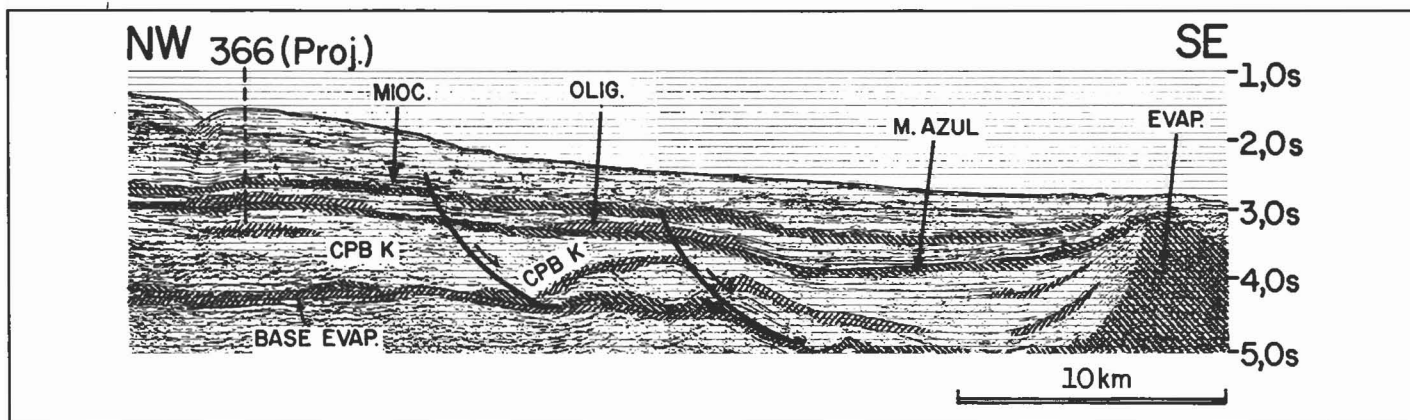


Fig. 19 - Seção sísmica mostrando a extensão, para leste, dos reservatórios cretácicos (CPBK), oligocênicos (OLIG.) e miocênicos (MIOC.), constatados pelo 1-RJS-366, bem como estrutura independente e adjacente, a sudeste (Martins et al. 1989).
Fig. 19 - Seismic section indicating eastward extension of Cretaceous (CPBK), Oligocene (OLIG.), and Miocene (MIOC.) reservoirs identified by well 1-RJS-366, along with independent adjacent structure to the southeast (Martins et al. 1989).

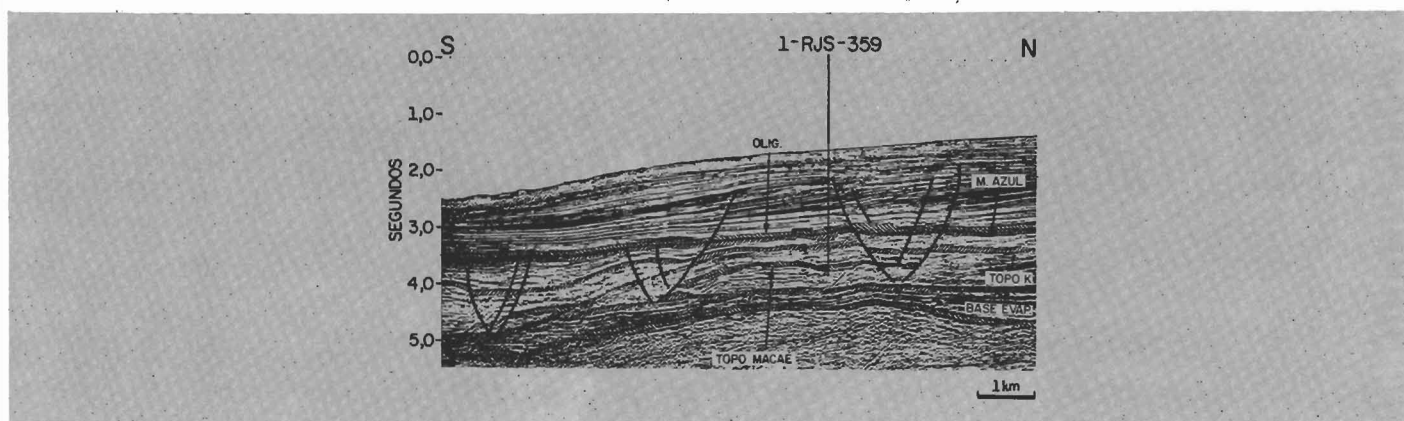


Fig. 20 - Seção sísmica evidenciando a extensão, para sul, das anomalias de amplitude relacionadas aos depósitos turbidíticos oligocênicos (OLIG.), constatados com óleo no 1-RJS-359 (Martins et al. 1989).
Fig. 20 - Seismic section indicating southward extension of amplitude anomalies related to Oligocene (OLIG.) turbidite deposits, identified with oil in well 1-RJS-359 (Martins et al. 1989).

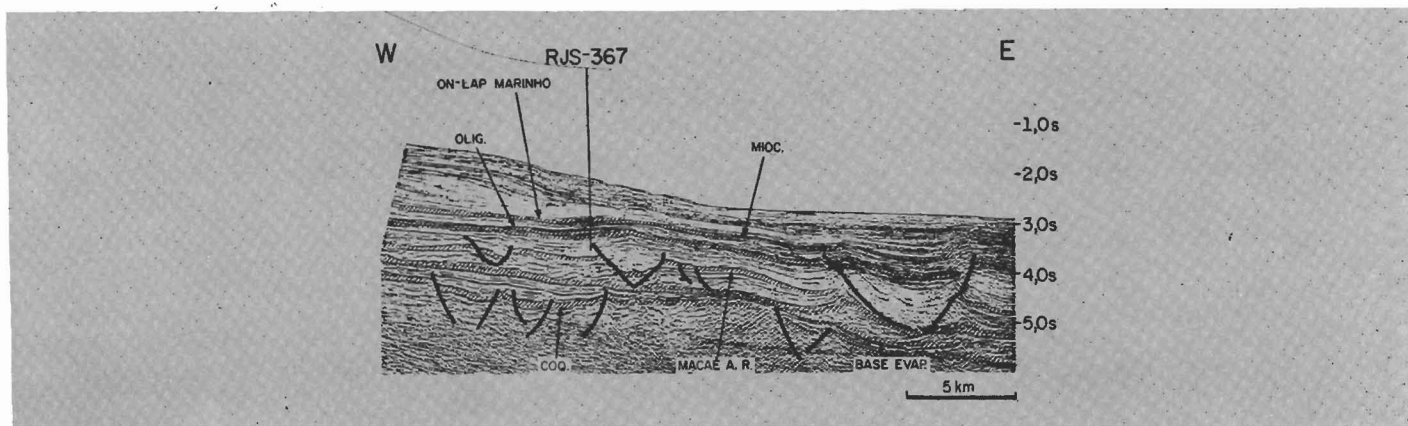


Fig. 21 - Seção sísmica 3D na área leste de Albacora, evidenciando os reservatórios turbidíticos miocênicos (MIOC.). Notar o estilo deposicional característico, em retrogradação, formando on-laps marinhos dentro de um mesmo sistema de nível-de-mar-baixo (Martins et al. 1989).
Fig. 21 - 3-D seismic section in eastern area of Albacora oil field, indicating Miocene (MIOC.) turbidite reservoirs. Note the characteristic depositional style, in retrogradation, forming marine onlaps within one same lowstand-sea-level system (Martins et al. 1989).

alvo seriam constituídos por turbiditos eocênicos e albo-cenomanianos, bem como por carbonatos de água rasa da Formação Macaé (figs. 17, 18 e 23).

No sul da bacia, na área de Cabo Frio, levantamento sísmico 2D realizado em área aproximada de 6 000 km² apresentou ótima qualidade. A análise sismoestrati-

gráfica preliminar evidencia a possibilidade da presença de um sistema de leques turbidíticos depositado em nível-de-mar baixo (*lowstand fan system*) carac-

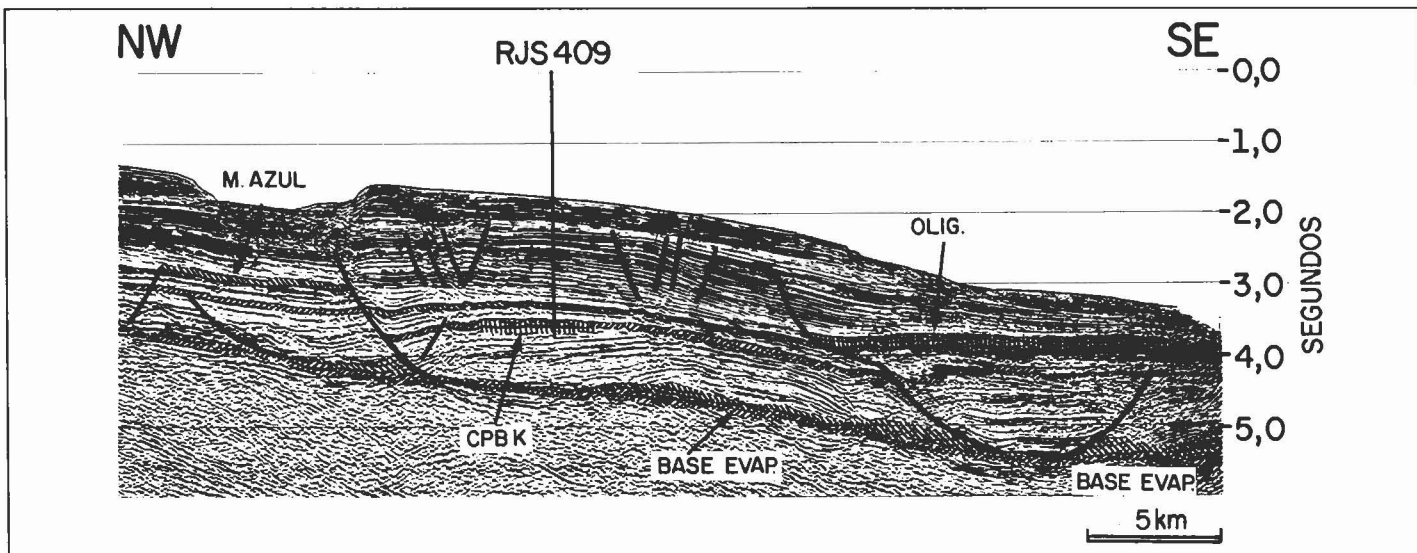


Fig. 22 - Seção sísmica na área do 1-RJS-409, mostrando as relações estruturais do pacote turbidítico cretácico (CPBK) e ainda a possibilidade de existência de um (*lowstand fan system*) oligocênico (OLIG.), na base das clinofórmicas oligomiocênicas a sudeste, em águas mais profundas (Martins et al. 1989).

Fig. 22 - Seismic section in the area of the well 1-RJS-409 showing structural relations of the Cretaceous turbidite section (CPBK) as well as the possible existence of an Oligocene (OLIG.) lowstand fan system at the base of Oligomiocene clinofórmicas in deeper waters to the southeast (Martins et al. 1989).

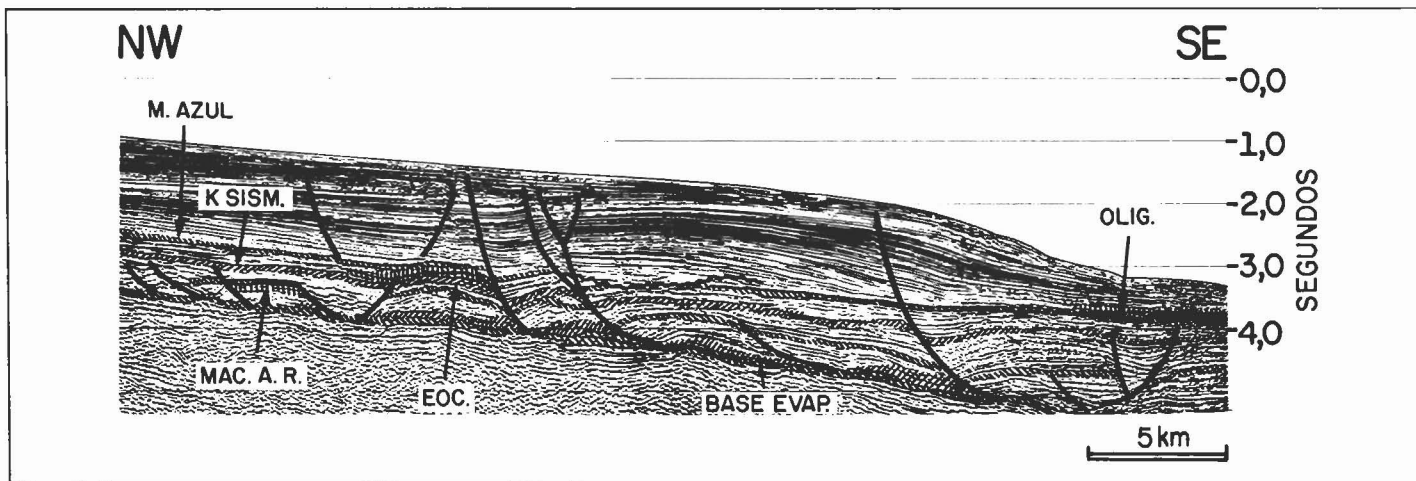


Fig. 23 - Seção sísmica apresentando as possibilidades exploratórias em reservatórios turbidíticos eocênicos (EOC.) e carbonáticos albianos (MAC.A.R.). Mostra ainda a presença de lobos turbidíticos de nível-de-mar-baixo, oligicênico (OLIG.) a sudeste (Martins et al. 1989).

Fig. 23 - Seismic section indicating exploratory possibilities in Eocene (EOC.) turbidite and Albian (MAC.A.R.) carbonate reservoirs. Also shows the presence of Oligocene (OLIG.) low-sea-level turbidite lobes to the southeast (Martins et al. 1989).

terizado por anomalias negativas de amplitude acima do Marco Azul, uma camada-chave de distribuição regional datada do Eo-Oligoceno (figs. 17, 18 e 24). Nesta mesma área, a sudeste do Campo de Pampo, são vislumbradas estruturas ao nível da Formação Lagoa Feia, onde aparecem anomalias possivelmente associadas aos reservatórios de coquinas, similares

àquelas produtoras nos campos de Badejo e Linguado.

Já no extremo sul da bacia, a análise estrutural em andamento está constatando atividade tectônica relativamente recente, onde falhas normais seccionam, inclusive, horizontes miocênicos (figs. 17, 18 e 25). Este quadro gera a expectativa de ocorrência de migração de óleo

ao longo destes falhamentos-dutos relacionados a este tectonismo tardio. Esta associação está comprovada na área norte da bacia (Trindade, Carminatti, 1987) e que, se confirmada, suprimiria o principal fator limitante da exploração na área sul da bacia, que é a presença de óleo extremamente biodegradado, relacionado a migrações postuladas como anteriores a esta reestruturação.

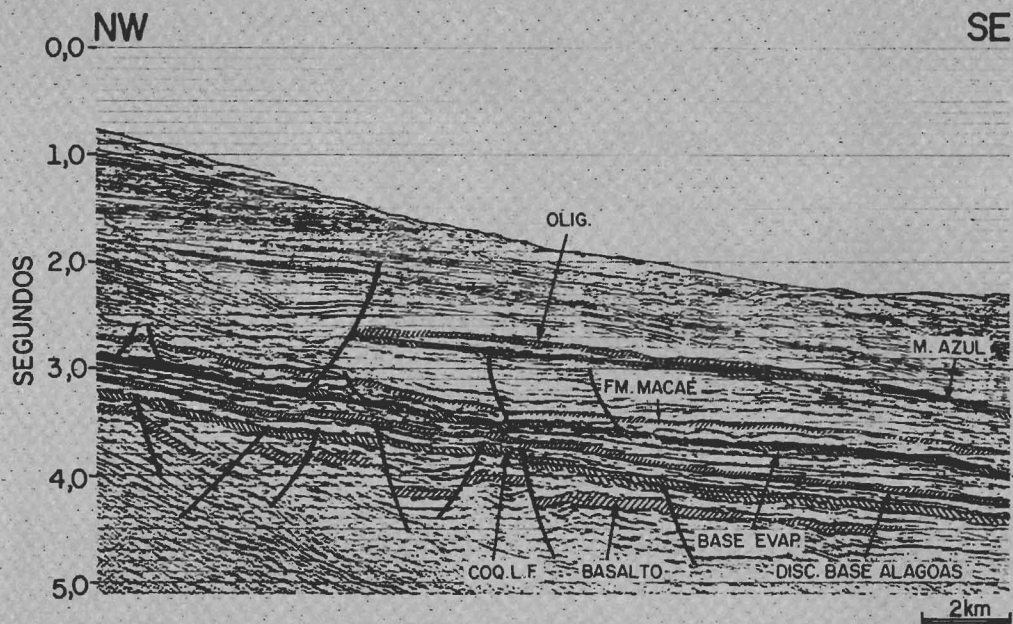


Fig. 24 - Seção sísmica representativa da área de Cabo Frio, mostrando a possibilidade da presença de reservatórios turbidíticos oligocênicos (*lowstand fan system*) associados a anomalias de amplitude acima do Marco Azul. São detectadas também anomalias associadas a altos estruturais na Formação Lagoa Feia e que podem estar relacionadas a reservatórios de coquina similares àqueles produtores nos campos de Badejo e Linguado, ao norte (Martins et al. 1989).

Fig. 24 - Seismic section of the Cabo Frio area, showing possible presence of Oligocene turbidite reservoirs (*lowstand fan system*) associated with amplitude anomalies above the Azul Mark. Anomalies associated with structural highs are also detected in the Lagoa Feia Formation; these may be related to coquina reservoirs similar to those producing in the Badejo and Linguado fields to the north (Martins et al. 1989).

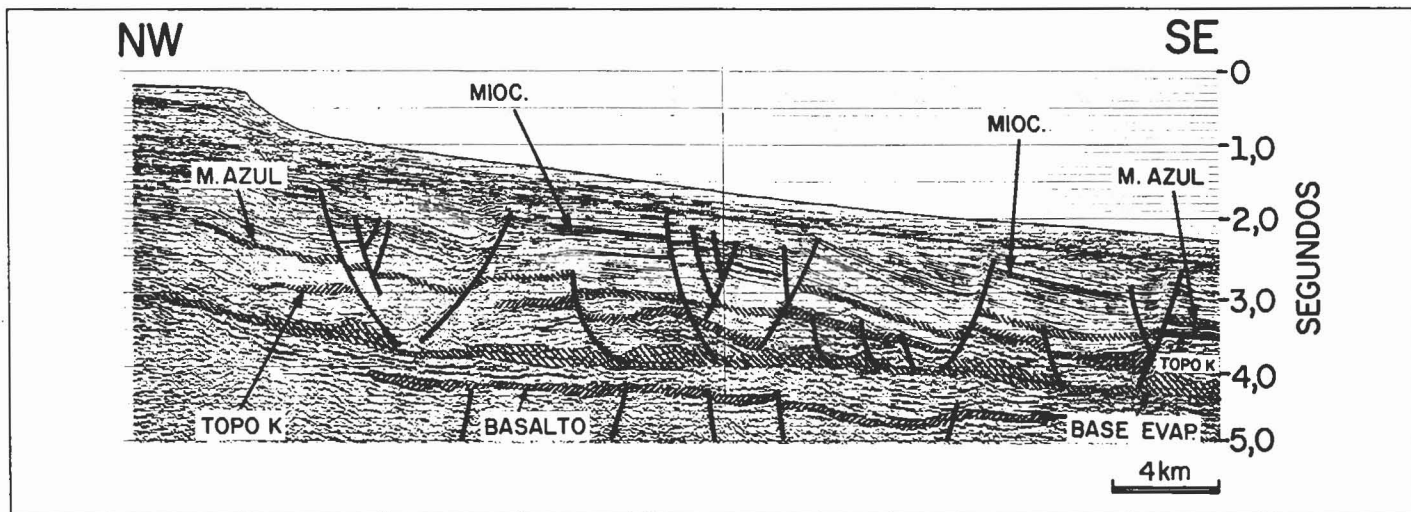


Fig. 25 - Seção sísmica localizada no extremo sul da Bacia de Campos, evidenciando área com atividade tectônica representada por falhamentos normais que atingem, inclusive, os horizontes miocênicos. Existe a possibilidade destas falhas serem dutos para a migração de óleo (Martins et al. 1989).

Fig. 25 - Seismic section located at far south of the Campos Basin, indicating an area of tectonic activity represented by normal faults which reach Miocene horizons. These faults may serve as "ducts" for oil migration (Martins et al. 1989).

Finalmente, na estratégia de exploração de águas profundas temos, ainda, os objetivos profundos relacionados à seqüência das coquinas do andar Jiquiá Superior, e que foram fruto de investigação por ocasião da realização do Projeto Lagoa Feia (Dias et al. 1987).

Como resultado deste projeto, um conjunto de situações favoráveis foi apresentado para ser testado. Uma destas feições, com 200 km², na área de Albacora (figs. 17, 18 e 26), foi mapeada com maior detalhe, e deverá ser alvo de uma locação brevemente.

14 - CONCLUSÃO

A Bacia de Campos, após 20 anos de efetiva pesquisa e 484 poços exploratórios, apresenta áreas relativamente maduras para alguns objetivos. Porém, de modo geral, para os diferentes *plays*

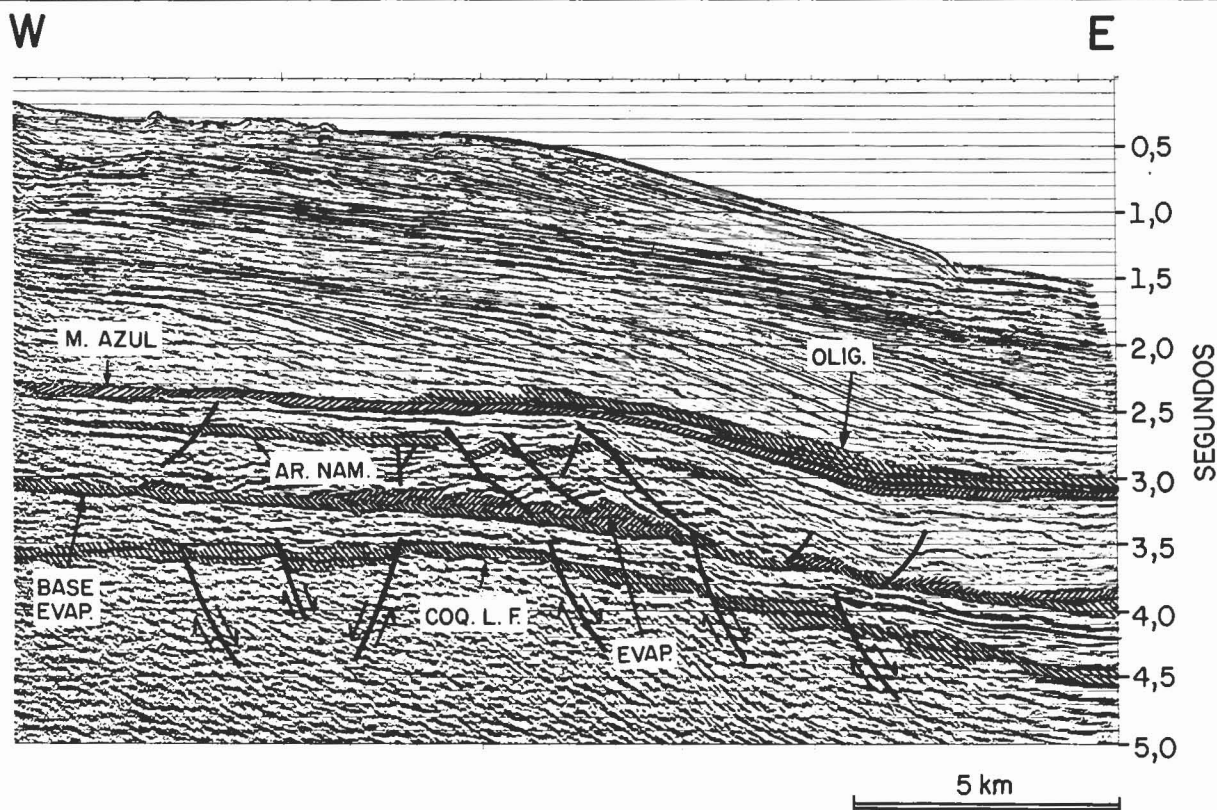


Fig. 26 - Seção sísmica na área de Albacora, com ênfase nos objetivos profundos relacionados à seqüência das coquinas da Formação Lagoa Feia (Martins et al. 1989).

Fig. 26 - Seismic section in the area of Albacora oil field emphasizing deep targets related to coquinas sequence of Lagoa Feia Formation (Martins et al. 1989).

analisados anteriormente, a bacia ainda possui uma vasta gama de situações não testadas, principalmente em horizontes profundos (Formação Lagoa Feia) e em águas profundas (Formação Campos).

Em paralelo, com a utilização de ferramentas exploratórias cada vez mais sofisticadas (sísmica 3D, detecção de hidrocarbonetos por anomalias de amplitudes, simulações petrofísicas, análises geoquímicas de óleo e rochas geradoras, datação da época de geração e pulso de migração do óleo), novas técnicas de perfuração estão permitindo testar adequadamente os objetivos em elevadas profundidades e/ou em cotas batimétricas acima de 1 000 m, abrindo novos horizontes na exploração da bacia.

Após a descoberta de um volume de óleo equivalente de cerca de 32 bilhões de barris de óleo *in place*, o *play analysis* indica, com uma visão atual dos fatos, possivelmente pouco otimista e certamente incompleta por não incorporar futuros avanços tecnológicos, um volume potencial *in place* a descobrir de 26 bilhões de barris de óleo equivalente

(33% dele entre 400 e 1 000 m de cota batimétrica e 61% acima de 1 000 m). Este volume de hidrocarbonetos estaria principalmente contido em reservatórios turbidíticos do Oligoceno, Mioceno, Neocretáceo e Albo/Turoniano, e permitiria uma curva de produção de óleo e gás como a mostrada na figura 27, para os próximos 25 anos, considerando-se apenas as descobertas futuras.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

DIAS, Jeferson Luiz, VIEIRA, José Costa, CATTO, Antonio José, OLIVEIRA, Antonio Quintão de, GUAZELLI, Waltir, TRINDADE, Luiz Antônio Freitas, KOWSMANN, Renato Oscar, KIANG, Chang Hung, MELLO, Ulisses Thibes, MIZUSAKI, Ana Maria Pimentel. *Estudo Regional da Formação Lagoa Feia*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX, 1987. (Relatório interno 103-06965).

FIGUEIREDO, Antonio Manuel Ferreira de, PEREIRA, Márcio José, MOHRIAKI, Webster Ueipass, GAGLIANONE, Paulo Cesar, TRINDADE, Luiz Antô-

nio Freitas, *Fatores que controlam a ocorrência de hidrocarbonetos na Bacia de Campos (com ênfase nos arenitos turbidíticos)*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX/DIRSUL/SECASU, 1983. 67 f. (Relatório interno 103-3540).

FIGUEIREDO, Antônio Manuel Ferreira de, MARTINS, Celso Carlos, BERALDO, Vagner Luiz. Análise de resultados de 20 anos de exploração na Bacia de Campos. In: SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA (0001.: 1989: Angra dos Reis, RJ). *Anais...* Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX, 1989. p. 135-147.

GUARDADO, Lincoln Rumenos, LUCCHESI, Celso Fernando. Exploração em águas profundas na Bacia de Campos: histórico, resultados e perspectivas. In: CONGRESSO LATINO-AMERICANO DE HIDROCARBONETOS (002.: 1988: Rio de Janeiro, RJ). *Anais...* Rio de Janeiro: ARPEL, 1988. (TT-245). 14 p.

GUARDADO, Lincoln Rumenos, ROSA, A. L. Romanelli. Proposta de modelo

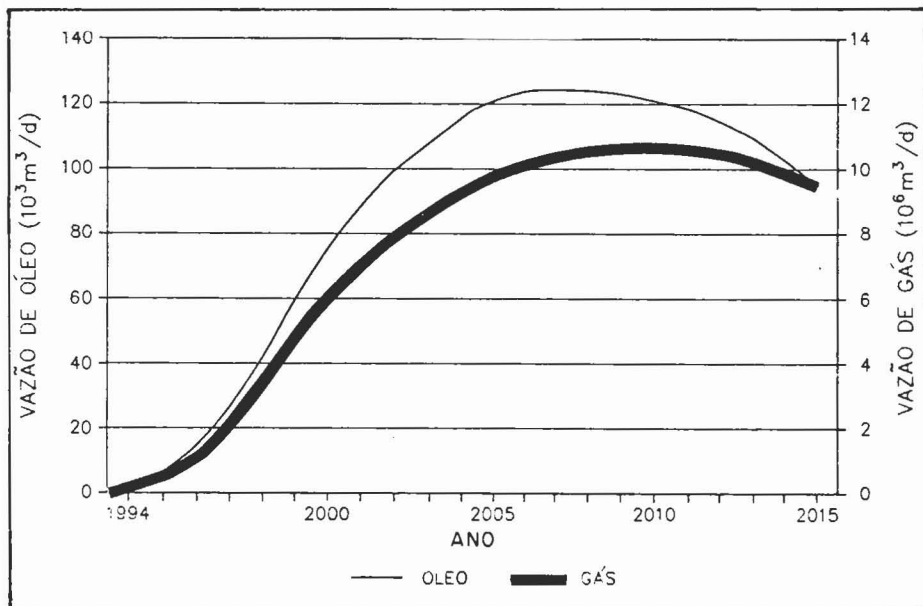


Fig. 27 - Curva de produção de óleo e gás da Bacia de Campos. Futuras descobertas (Depro).

Fig. 27 - Oil and gas production curve for the Campos Basin. Future discoveries (Depro).

de acumulação de petróleo na Bacia de Campos. In: SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA (001.: 1989: Angra dos Reis, RJ). *Anais...* Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX, 1989. p. 149-156.

KIANG, Chang Hung, KOWSMANN, Renato Oscar, FIGUEIREDO, Antônio Manuel Ferreira. de. *New concepts on the development of East Brazilian marginal basins*. Episodes, Ottawa, CA., v. 11, n. 3, p. 194-202, Sept. 1988.

LOBO, A. P., FERNANDES, J. O. *Reconhecimento preliminar do talude e so-*

pé continental da Bacia de Campos. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX, 1983. 27 p. (Relatório interno 103-4177).

MARTINS, Celso Carlos, SCARTON, J. C., ESTEVES, F. R., SOUZA, M. de, RODRIGUES, S. M., COELHO, P. S. F., VARELA, C. L., BARROS, A. Z. N., VIEIRA, J. C., RANGEL, H. D. *Águas profundas na Bacia de Campos: evolução e perspectivas atuais da exploração*. In: SEMINÁRIO DE INTERPRETAÇÃO EXPLORATÓRIA (001.: 1989: Angra dos Reis, RJ). *Anais...* Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX, 1989. p. 195-204.

MEISTER, E. M., GUARDADO, Lincoln Rumenos, BELTRAMI, C. V. *Carta estratigráfica da Bacia de Campos*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX, 1983. (Comunicação interna s/nº). 3 p.

RANGEL, Hamilton Duncan. A geologia do petróleo na Bacia de Campos, concepções de Alberto Ribeiro Lamego em 1944. In: SIMPÓSIO DE GEOLOGIA DO RIO DE JANEIRO E ESPÍRITO SANTO (001.: 1987: Rio de Janeiro, RJ). *Anais...* [S.l.], Sociedade Brasileira de Geologia, 1987. p. 1-13.

SOUZA, Jairo Marcondes de, SCARTON, Júlio César. Utilização de sísmica "3D" no mapeamento e delimitação dos reservatórios oligocênicos do "complexo de Marlim". In: SEMINÁRIO DE GEOLOGIA E DESENVOLVIMENTO DE RESERVATÓRIO (003.: 1988: Salvador, BA). *Anais...* Rio de Janeiro: PETROBRÁS/DEPEX, 1988. p. 366-374.

TRINDADE, Luiz Antônio Freitas, CARMINATTI, Mário. *Estudo de migração secundária de hidrocarbonetos nas áreas dos campos de Albacora e Marlim, Bacia de Campos*. Rio de Janeiro: PETROBRÁS/CENPES/DIVEX, 1987. 24 p. (Relatório interno 103-06189 s/673-101034).

EXPANDED ABSTRACT

The Campos Basin is located onshore and offshore the state of Rio de Janeiro, Brazil. The Campos Basin is known since the forties by Lamego's fieldwork in the coast of Rio de Janeiro. The offshore portion of the basin was defined during the late sixties by gravimetric and seismic reconnaissance work. Drilling activities started in 1971 and led to the discovery of the first commercial oil accumulation in 1974 by the 1-RJS-9A wildcat (Garoupa Field). In the end of 1988, 484 exploratory wells had been drilled and 239,000 km of seismic lines had been shot, including 126,000 km of 3-D seismic, resulting in the discovery of forty two hydrocarbon accumulations.

The Campos Basin reserves in December 1988 were 304,5 million cubic meters (1.9 billion barrels) of oil and 41 billion cubic meters of gas. The total volume of equivalent oil in place (proven, probable and possible) is approximately 5.05 billion cubic meters (32 billion barrels), including 3 billion of cubic meters (19 billion barrels) which are at water depths greater than 400 meters.

The origin of Campos Basin, as well as all other Brazilian Marginal Basins, is related to the breakup of the Gondwana super continent and the drifting apart of the South American and African Plates. The Neocomian-Barremian sedimentary section of the basin was deposited in a rift

environment on a volcanic floor overlain by lacustrine pelitic sediments rich in organic matter and pelecypod and ostracod coquina beds. This sedimentary section is truncated by an Aptian unconformity. Evaporites and Early Albian shallow water carbonates deposited on this flat surface are related to a progressive invasion of the seawater and the inception of the Proto-Atlantic Ocean.

Continuous eastward tilting of the basin floor, low sediment influx/subsidence ratio and sea level changes from Albian/Cenomanian through the end of Cretaceous/Paleocene time allowed the deposition of an overlapping sedimentary package consisting of deep water marls,

shales and turbidite sandstones in most of the basin.

The evolution of the Campos Basin during the Tertiary was controlled by major intraplate tectonic events along the basin margin resulting in Serra do Mar mountain rejuvenation that favored the sediment input and generated a thick prograding clastic wedge. Relative changes of sea level caused the remobilization of large amounts of coarse clastic sediments from the platform areas to abyssal plain forming turbidite fans of hundreds of square kilometers of area.

The sedimentary section deposited over the Aptian salt bed was strongly deformed by halokinesis, and contributed to the formation of structural and combined hydrocarbons traps.

The source rock of Campos Basin hydrocarbons are the organic-rich lacustrine shales deposited during the early phases of rift development. These source beds are still in the oil window throughout most of the basin. Oil generated in these source beds is believed to have migrated to reservoirs through fault zones, along the pre-Aptian unconformity surface and through windows in the evaporite beds to reach the structural, stratigraphic and combination type traps along the migration pathways. Campos Basin reservoir rocks are found throughout the sedimentary section. The fractured vesicular basalts of the basin floor produce oil in the Badejo and Linguado fields. Barremian age coquinas (Badejo, Linguado, Pampo, and Trilha fields); Albian oolitic and pisolitic calcarenites (Garoupa, Pampo, Bonito, Bicudo, Enchova, and Linguado fields); Albo-Turonian turbidite sandstones (Nemorado, Cherne, Bagre and Albacora fields); Late Cretaceous turbidite sandstones (Pargo, Carapeba, Piraúna, and Marimbá fields); and Tertiary turbidite sandstones (Enchova, Enchova Oeste, Bicudo, Bonito, Piraúna, Corvina,

Malhado, Anequim, Parati, Garoupa, Viola, Vermelho, Moréia, Marlim and Albacora fields); are the major reservoirs in the basin.

The volume of oil in place (VOIP) already discovered in each reservoir is listed below. A forecast of the possible volume of remaining oil, estimated by the play analysis method, is also presented. The Early Cretaceous basalts account for a 10.9 million cubic meters of oil in place, and it may include another 21 million cubic meters of oil, possibly present in Badejo High's shallow water area; the VOIP for coquina beds is 104 million cubic meters but 125 million cubic meter of oil may yet be found principally in deeply buried structures; Macaé Albian carbonates have 750 million cubic meter VOIP, and may still have 82 million cubic meter of oil in shallow and moderately deep water (200-800 meters) to discover; the Albo-Turonian turbidites known as Nemorado Sandstones have a 328 million cubic meters VOIP, and have a potential for an additional 330 million cubic meter of oil in non-channeled fans deposited on the Albian-Turonian abyssal plain; the Late Cretaceous turbidite sandstones account for a 243 million cubic meters VOIP, and estimates show that 971 million of cubic meters of oil is still to be discovered mainly in 600 meters and greater water depths; the VOIP for Eocene turbidites is 370 million cubic meters, and more than 152 million cubic meter of oil may still be found in shallow and deep water areas; the Oligocene turbidites, reservoirs of Marlim and Albacora giant fields, have 2,880 million cubic meters of oil in place, and a potential for an additional 1,698 million cubic meters of oil, most of it at water depths greater than 400 meters. The VOIP of Miocene turbidites which are still in the early phase of exploration and have been tested by only a few wildcats, is 363 million cubic meters, but it possible that 694 million cubic meter of oil will be found

in areas at water depths greater than 1 000 meters.

Forty wells had been drilled by the end of 1988 in the deep water area (water depth greater than 400 meters) of the basin, and resulted in the discovery of eight accumulations. These accumulations, all of them in turbidite sandstone reservoirs, contain 65% of the volume of oil in place discovered in the Campos Basin.

The high success rate of the deep water prospects has prompted an increase in the exploration effort of the area. Twelve wildcats and outstep wells have been approved and will be drilled in the near future. This drilling program may lead to appropriation of more than 650 million of cubic meters of oil in place. In addition to this the southern and northern areas of Marlim and Albacora complexes, should still account more oil. When they are completely covered by 3D seismic surveys they should lead to the discovery of new large to medium hydrocarbon accumulations, mainly in water depths greater than 800 meters.

The search for the traditional structural and combination type traps in shallow water of the Campos Basin has reached a mature phase, but deep prospects in the rift sequence are still untouched. A project to test the coquina reservoirs at depths greater than 5,000 meter is now in progress. It may lead to the discovery of reservoirs with high API grade oil and a better gas/oil ratio. These discoveries could open up new perspectives for the shallow water areas of basin where production facilities are already installed. Play analysis studies of the Campos Basin indicate that 4,14 billion cubic meters (26 billion barrels) of oil in place may still be discovered, 30% of which located at water depths between 400 and 1,000 meters and 60% at water depths greater than 1,000 meters. Most of this hydrocarbon should be found in Cretaceous and Tertiary turbidite reservoirs.