

# Exploração na Petrobras: 50 anos de sucesso

*Exploration at Petrobras: 50 years of success*

Paulo Manuel Mendes de Mendonça | Adali Ricardo Spadini | Edison José Milani

## resumo

Ao completar cinco décadas de atuação, a exploração de petróleo desenvolvida pela Petrobras nas bacias sedimentares brasileiras apresenta uma história de inegável sucesso. Coube à Petrobras, criada pela Lei 2004 de 3 de outubro de 1953, a tarefa de fornecer ao Brasil o combustível necessário que alimentaria um nascente parque industrial no pós-guerra, consolidando assim a importância do petróleo como base para o desenvolvimento nacional. O Conselho Nacional do Petróleo - CNP legou à Petrobras, além de um acervo de importantes descobertas no Recôncavo Baiano, uma base conceitual de gestão para a implantação de uma estrutura de exploração que permitiu, de forma organizada, avaliar o potencial petrolífero das bacias sedimentares brasileiras. Entre os fundamentos deixados pelo CNP estava uma preocupação permanente com o treinamento de seus técnicos, doutrina que permeou de forma plena a estrutura da Exploração na Petrobras durante toda sua história de atuação. Em busca de resultados de curto prazo que atendessem ao anseio inerente à sua criação, a Petrobras teve seus caminhos conduzidos inicialmente por

Walter Link, que compôs aqui uma estrutura exploratória fundamentada numa equipe de técnicos norte-americanos. A visão de Link centrou-se nas grandes bacias paleozóicas brasileiras, onde estariam as acumulações que dariam ao País sua independência em petróleo. Com poucos resultados a comemorar, o "Relatório Link", apresentado em 1960, considerava que as bacias brasileiras não tinham o potencial inicialmente imaginado. Com Pedro de Moura, em 1961, coube aos técnicos brasileiros definir os novos caminhos da exploração de petróleo no Brasil. A Petrobras redireciona seus investimentos para a Bacia de Sergipe-Alagoas e tem seu esforço coroado pela descoberta de Carmópolis já em 1963, um dos maiores campos de petróleo do País, com mais de 1 bilhão de barris de petróleo *in place*. Em 1968 a Petrobras inicia sua caminhada em direção à plataforma continental com a perfuração do 1-ESS-1. Ainda nesse ano, no segundo poço, é descoberto o Campo de Guaricema, na Plataforma Continental de Sergipe. Mas foi em 1974 que se deu a primeira grande descoberta de petróleo na plataforma continental brasileira, que foi o Campo de Garoupa, em carbonatos albianos da Bacia de Campos. Uma série de descobertas no final da década de 70 e início da década de 80, principalmente na Bacia de Campos, incluindo agora

também os reservatórios turbidíticos, abriram uma ampla perspectiva para a produção de petróleo no Brasil, que no final de 1984 chegaria aos 500 000 bbl/dia. Nesse mesmo período, coroando os esforços de muitas gerações, é finalmente feita a primeira descoberta significativa na Amazônia, o Campo de Juruá, uma acumulação de gás que iria inserir as bacias paleozóicas, sempre tão questionadas, no rol das bacias portadoras de reservas de petróleo no País. Em meados dos anos 80 ocorrem as primeiras descobertas de petróleo em águas profundas da Bacia de Campos, entre elas o campo gigante de Marlim, com reservas de 2,7 bilhões de barris. Estava iniciada uma etapa que, pelos desafios enfrentados e conquistas obtidas, colocaria a Petrobras numa posição de destaque junto às grandes empresas de petróleo do mundo. Em 1997, com a Nova Lei do Petróleo, a Petrobras deixa de atuar com exclusividade no segmento de exploração, uma condição até então garantida pelo monopólio da União, e passa a operar em regime de concessões. Nesse período mais recente são feitas as primeiras grandes descobertas na porção norte da Bacia de Campos, no Estado do Espírito Santo, onde são incorporadas reservas de mais de 2 bilhões de barris. É descoberta também a primeira importante acumulação de óleo na porção marítima da Bacia do Espírito Santo, 35 anos após a primeira perfuração marítima no Brasil. A recente descoberta de grandes reservas de gás na Bacia de Santos coroa essa história de atividades, recompensando o denodo e empenho de várias gerações que lutaram, inicialmente para a criação da Companhia, e que hoje se empenham no dia-a-dia para mantê-la sempre como o ícone representativo do sucesso e capacidade de trabalho do povo brasileiro. As reservas nacionais, que no ano de criação da Empresa eram de 15 milhões de barris atingiam, ao final de 2003, a expressiva marca de 12,6 bilhões de barris de óleo-equivalente.

(originais recebidos em 12.04.2004)

**Palavras-chave:** história da exploração | bacias brasileiras | descobertas petrolíferas | tecnologia

## abstract

*On completing five decades of activity, petroleum exploration developed by Petrobras in the Brazilian sedimentary basins has demonstrated an unquestionable history of success. Created by Law 2004 of December 3, 1953, Petrobras assumed the undertaking of supplying Brazil with the fuel oil required to*

*support the infant industrial park of the post-war years, thus emphasising the importance of petroleum as a base for national development. In addition to a record of important discoveries in the Recôncavo Baiano, the Conselho Nacional de Petróleo - CNP, provided Petrobras with the conceptual base for the implantation of an exploration structure that permitted the evaluation of the petroleum potential of the Brazilian sedimentary basins. Amongst the fundamental principles left by the CNP was the continuous pre-occupation with the training of its technicians, a policy that permeated, in full form, the exploration structure of Petrobras throughout its history of activity. In view of the necessity for short-term results, which met the aspirations inherent in its founding, Petrobras was initially guided along its way by Walter Link, who drew up a exploration structure based on a team of North American technicians. The vision of Link was centred on the large Brazilian Paleozoic basins that might have contained the oil resources that would have given the Country its independence from imported oil. With little in the way of results to commemorate, the Link Report, presented in 1960, considered that the Brazilian basins did not have the potential for petroleum that had been initially imagined. Under the direction of Pedro de Moura in 1961, it became the role of Brazilian technicians to define a new exploration policy for petroleum in Brazil. Petrobras redirected its investments to the Sergipe-Alagoas basin, and was rewarded by the discovery of Carmópolis already in 1963, one of the largest oil fields in the Country, with more than a billion barrels of oil in place. In 1968, Petrobras began the study of the potential on the continental platform with the drilling of well 1-ESS-1. Also, in this year, the second well was drilled that led to the discovery of the Guaricema Field in the continental platform of Sergipe. However, it was in 1974, that there came about the first large oil discovery on the Brazilian continental platform in Albian carbonate rocks of the Garoupa Field of the Campos Basin. A number of discoveries at the end of the nineteen seventies and the first years of the nineteen eighties, principally in the Campos Basin, including by now the resources in turbidite beds, opened an ample perspective for the production of petroleum in Brazil, which by the end of 1984 would reach 500 000 barrels/day. At this same time, and thanks to the efforts of many generations, the first significant discovery in the Amazon region was finally made. This was the Juruá Field, an accumulation of gas in a Paleozoic basin just like those the potential of which for significant oil resources in the*

*Country had been so often questioned. In the middle of the nineteen eighties there occurred the first oil discoveries in the deep waters of the Campos Basin amongst which included the giant Marlim Field with reserves of 2.7 billion barrels. Thanks to the challenges met and successfully overcome, there was about to begin a phase that would place Petrobras in an outstanding position together with the other great petroleum companies of the world. In accordance with the new petroleum law of 1997, Petrobras lost its exclusivity to oil exploration that up to now had been a federal monopoly, and began to function as a concessionaire. In this more recent period the great discoveries in the northern part of the Campos basin were made. Likewise, were made the important oil discoveries in the State of Espirito Santo where reserves exceed 2 billion barrels. This discovery is the first important oil accumulation found in the offshore waters of the Espirito Santo Basin, some 35 years after the first well was drilled into the Brazilian continental platform. The recent discovery of large gas reserves in the Santos basin crown this history of success, rewarding the efforts of several generations that battled for the founding of the Company in the first place, and which today strive to maintain it as an icon of success and as an example of the work capacity of the Brazilian people. The national reserves, which in the year that the Company was founded were 15 million barrels, reached the expressive figure of 12.6 billion barrels of oil- equivalent by the end of 2003.*

*(expanded abstract available at the end of the paper)*

**Keywords:** *history of exploration | sedimentary basins | petroleum discoveries | technology*

## introdução

Com a celebração dos 50 anos do início da atividade exploratória conduzida pela Petrobras em nosso País, é oportuno realizar-se um retrospecto dos resultados obtidos nesse período. Foram grandes conquistas, que podem ser creditadas principalmente à criatividade do técnico brasileiro; mesmo defrontando-se com os imensos desafios advindos da complexa geologia de nossas bacias sedimentares, o corpo técnico da Pe-

trobras jamais esmoreceu. A dificuldade, isto sim, foi utilizada como elemento motivador na persecução de patamares cada vez mais elevados de conhecimento, na proposição de modelos geológicos inovadores, na busca de petróleo em águas cada vez mais profundas.

Mas também, certamente, essa história de sucesso se deve a posturas adequadas de gestão; decisões tomadas em momentos críticos do processo exploratório definiram trajetórias, assumiram riscos, buscaram alternativas, e o resultado global está aí: as bacias brasileiras suportam hoje um conjunto de projetos que conduzem o País no rumo seguro da tão almejada auto-suficiência na produção desse fundamental insumo. Arrojo e persistência, com esforço racional e objetivamente dirigido à abertura de novas fronteiras exploratórias - tanto geológicas quanto geográficas - foram quase sempre muito bem recompensados.

Nesses 50 anos de atividade exploratória, a Petrobras buscou o petróleo que era suposto existir no subsolo nacional. Em 1972, com a criação da subsidiária Braspetro - cuja atuação não será discutida neste trabalho - a Companhia passa a explorar bacias no exterior, onde se registram igualmente diversos resultados muito significativos. A história da exploração desenvolvida pela Petrobras no Brasil inclui diversos períodos, que refletiram conjunturas particulares ditadas pelos contextos político, econômico e tecnológico, num mundo onde o petróleo exerceu - e ainda exerce - um papel primordial, notadamente a partir da Primeira Guerra Mundial.

A própria criação da Petrobras nos anos 50 do século passado está inserida num cenário de ampla discussão havida no seio da sociedade brasileira, em que pesavam, por um lado, incertezas sobre nosso potencial petrolífero, limitações tecnológicas à prospecção e interesses de grandes grupos econômicos internacionais buscando posições favoráveis no refino e distribuição no Brasil; de outro, posicionavam-se as visões nacionalistas, o anseio popular por uma garantia de abastecimento de derivados ("O petróleo é nosso!") e o peso político e credibilidade técnica angariados pelo CNP com as primeiras descobertas na Bacia do Recôncavo. O resultado

dessa emblemática luta foi a criação, em outubro de 1953, da Petróleo Brasileiro S. A., empresa que exerceria o monopólio estatal do setor como preconizado na Lei 2004, de 3 de outubro de 1953, assinada pelo Presidente da República Getúlio Dornelles Vargas. Em 1997, o monopólio até então delegado à Petrobras deixou de existir e o atual cenário de regulamentação, aberto a outras operadoras, foi implementado.

Este trabalho não pretende - e nem conseguiria - esgotar a rica saga dos 50 anos de atividade exploratória desenvolvidos pela Petrobras em nosso País. Certamente inúmeros fatos e acontecimentos não terão sido mencionados, o que absolutamente não lhes tira nem o valor e nem a importância histórica.

Interessantes aspectos dessa história de lutas, aprendizados e sucessos foram discutidos por diversos autores, dentre eles Moura e Carneiro (1976), Bacocoli (1986), Campos (2001), Dias e Quagliano (1993) e Souza (1997). O trabalho inclui algumas ilustrações inéditas, que tiveram por fonte relatórios internos da Empresa; outras saíram da pesquisa em Pastas de Poço, um rico acervo preservado pela Companhia. Algumas dessas figuras, quais sejam linhas sísmicas interpretadas ou seções geológicas e mapas, não deixaram perceber claramente a autoria, mas em função de seu valor no processo histórico aqui relatado não poderiam deixar de ser incluídas, mesmo sem condições de se proceder a uma citação adequada que ressalte o mérito de seus autores.

## o início das atividades da exploração na Petrobras

Quando da sua implementação operacional em 10 de maio de 1954, a Petrobras recebeu do CNP um acervo que incluía algumas importantes acumulações petrolíferas no Recôncavo Baiano, como o Campo de Candeias, descoberto em 1941, e tendo um volume de óleo *in place* de mais de 350 milhões de barris. Mapeamento de campo, gravimetria e sísmica permitiram, já na década de 40, a delimitação dos grandes elementos estrutu-

rais da bacia e tiveram fundamental papel na locação dos poços que realizaram as primeiras descobertas na área.

Em termos organizacionais, a estrutura da recém-criada companhia recebeu do CNP uma clara visão de que Geologia e Geofísica, como disciplinas independentes mas inter-relacionadas, eram os pilares do processo exploratório. A busca do conhecimento via treinamento em centros avançados no exterior também era uma das recomendações já ao tempo do CNP, plenamente acolhida e exercitada na gestão da Exploração na Petrobras ao longo de toda sua história.

Conseqüências mensuráveis do acerto das estratégias de atuação do CNP foram as descobertas, além de Candeias, de outros importantes campos no Recôncavo, como o de Dom João (1947) e Água Grande (1951); considerando-se as condições de trabalho daquela época, pode-se entender estas descobertas como o resultado do excepcional esforço de um grupo de geólogos utilizando-se da melhor técnica então disponível. Em 1953, quando da criação da Petrobras, foi incorporada pela Empresa uma reserva de 15 milhões de barris, oriunda dos trabalhos exploratórios do CNP. A produção diária de petróleo era de 2 700 barris. O crescente consumo nacional no pós-guerra já chegara, em 1953, a 137 000 bbl/dia.

Um legado também muito significativo do CNP foi deixar o que seria a base para a implantação da estrutura organizacional do segmento de exploração da Petrobras, concebido a partir da visão do geólogo Arville I. Levorsen, consultor que havia vindo ao Brasil em 1953. Tendo por base um diagnóstico bastante realista das condições de trabalho, das demandas tecnológicas e do processo de gestão vigente no CNP, Levorsen estabeleceu uma série de premissas que, no ano seguinte, já com a Petrobras assumindo as atividades de Exploração e Produção no Brasil, formariam a base da estrutura organizacional inicial desse segmento.

O Departamento de Exploração era constituído por unidades distritais (fig. 1) sob o comando técnico de geólogos estrangeiros. Foram estabelecidos os distritos de Belém, Maceió, Salvador e Ponta Grossa. Tais unidades operacionais conduziam as atividades nas bacias sob sua gestão,

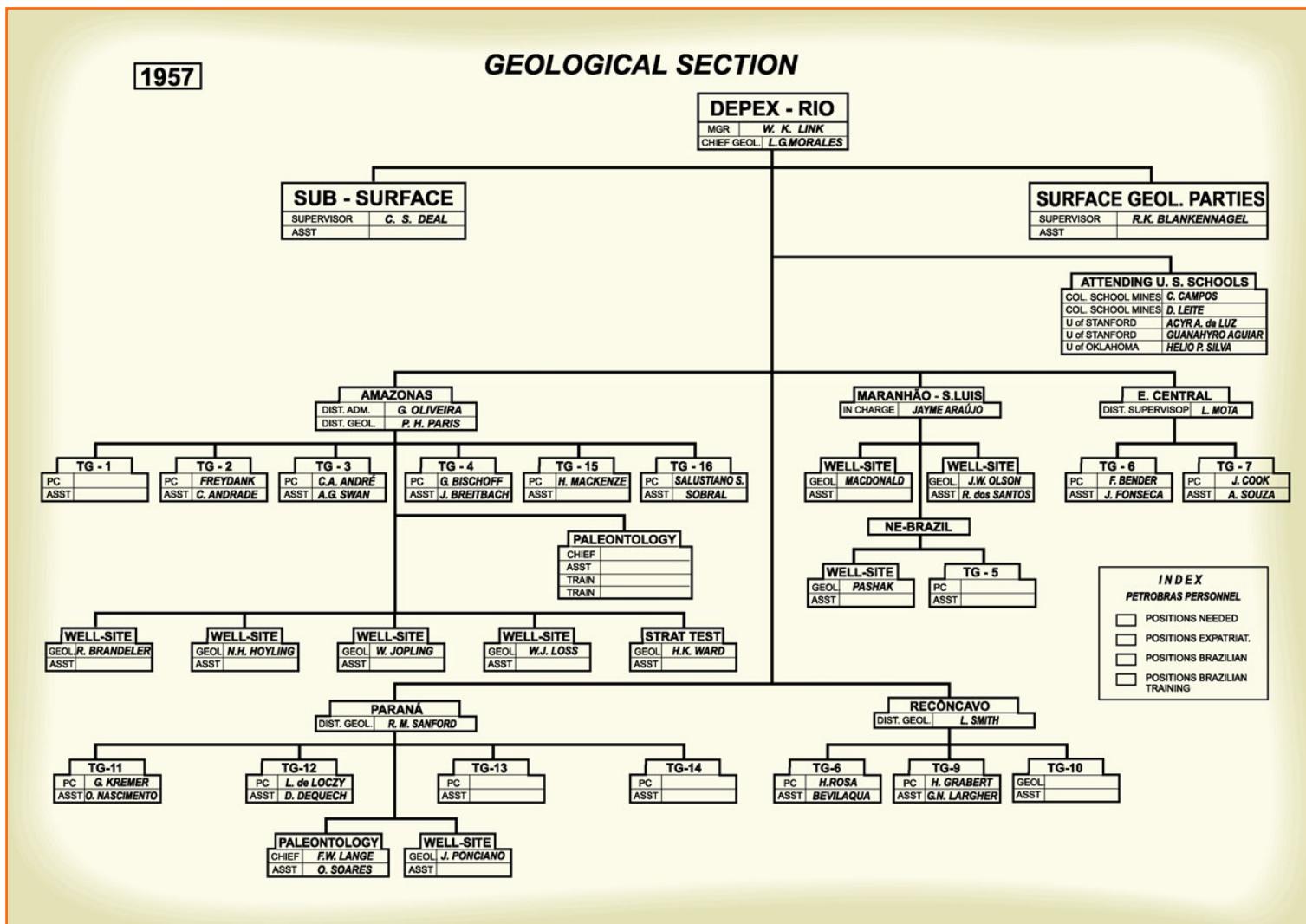


Figura 1 – Organograma do Departamento de Exploração durante a “era Link”.

Figure 1 – Organization of the Exploration Department during the Link period.

mas sob a coordenação direta da Sede da Companhia. Conforme Moura e Carneiro (1976) os “chefes de Distrito analisavam e discutiam com seus assessores, também geólogos contratados, os relatórios apresentados pelos chefes de turma de geologia; remetiam esses relatórios ao DEPEX no Rio de Janeiro, onde eram re-estudados e re-analisados pelos Chefes de Setor, que por fim, os passavam ao Geólogo-Chefe, Luís G. Morales (Superintendente-Adjunto), para exame e decisão da Superintendência”.

Por recomendação de Levorsen, na chefia do Departamento de Exploração da recém-criada Petrobras assumiu o geólogo norte-americano Walter K. Link, antigo Geólogo-Chefe da *Standard Oil*. Como no Brasil não havia escolas de

geologia, foram contratados técnicos estrangeiros para cobrir a carência de pessoal especializado. Conforme Dias e Quagliano (1993), a nomeação de Link e a contratação de dezenas de geólogos e geofísicos norte-americanos justificava-se por uma dupla perspectiva: a de que o *know-how* norte-americano era o melhor que poderia ser adquirido no mercado e transferido ao corpo técnico da Empresa, ainda em formação; e a de que os resultados, em termos de descoberta e produção no curtíssimo prazo, só poderiam ser obtidos com ampla ajuda desses profissionais.

No início dos anos 50, ainda sob a coordenação do CNP, foi criado o Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisas de Petróleo - CENAP, que logo começou a oferecer cursos especializados em Geologia do

Petróleo. Sob a administração da Petrobras, o CENAP passou a ministrar verdadeiros cursos de pós-graduação, contratando professores norte-americanos e mantendo intercâmbio com universidades americanas e com centros de pesquisa da Europa. Muitos dos geólogos que desempenharam brilhante carreira, seja técnica ou gerencial na Companhia, foram egressos dos cursos do CENAP, tendo lá sido admitidos com diplomas de graduação em faculdades outras tais como Agronomia, Engenharia, Odontologia e Matemática. Seguindo a linha proposta por Levorsen, a Petrobras enviou de pronto um grupo de técnicos para pós-graduação em Geologia em renomadas escolas americanas (*Colorado School of Mines, Stanford e Oklahoma*). Todos eles exerceriam papel relevante na exploração de petróleo no Brasil.

A filosofia exploratória da Petrobras centrou-se então em dois pontos: 1) considerando os resultados positivos obtidos pelo CNP, foi recomendado o prosseguimento da exploração na Bacia do Recôncavo; 2) dadas às enormes dimensões das bacias paleozóicas brasileiras, permeava na Exploração a crença de que haveria grandes descobertas, os denominados *Bonanza fields*, sinalizados como sendo a redenção do processo exploratório. Entre essas, a prioridade estava nas bacias do Amazonas e do Paraná; a segunda era respaldada também pela posição geográfica, muito favorável sob a perspectiva do mercado consumidor.

## a exploração na Bahia: primeiro ciclo de descobertas da Petrobras

Por conta do pioneirismo, mas certamente alimentado também pelos resultados obtidos, durante muito tempo o processo exploratório no Brasil teve um importante referencial na Bacia do Recôncavo. A bacia, desde as etapas pioneiras de trabalho da Petrobras, foi grande escola para a Geologia do Petróleo nacional, “exportando” conceitos que foram muito úteis à exploração em outras áreas. Sistemas deposicionais, zoneamento bioestratigráfico, tectônica de blocos falhados, dentre muitas outras, são áreas do conhecimento que encontraram na Bahia um prolífico laboratório natural para estudo e aprendizado de inúmeras gerações de exploracionistas.

Com a criação e o início de atuação da Petrobras em Exploração, houve uma diversificação dos métodos exploratórios no Distrito da Bahia, incluindo uma ênfase nos mapeamentos regionais e uma busca de novos alvos exploratórios na Bacia do Recôncavo. A vizinha Bacia do Tucano começa também a ser objeto de estudos, dada sua continuidade com a área já então produtora.

A partir da cultura desenvolvida ainda no âmbito do CNP, e com as novas pesquisas, consolidava-se o entendimento da Geologia do Petróleo da Bacia do Recôncavo por meio de traba-

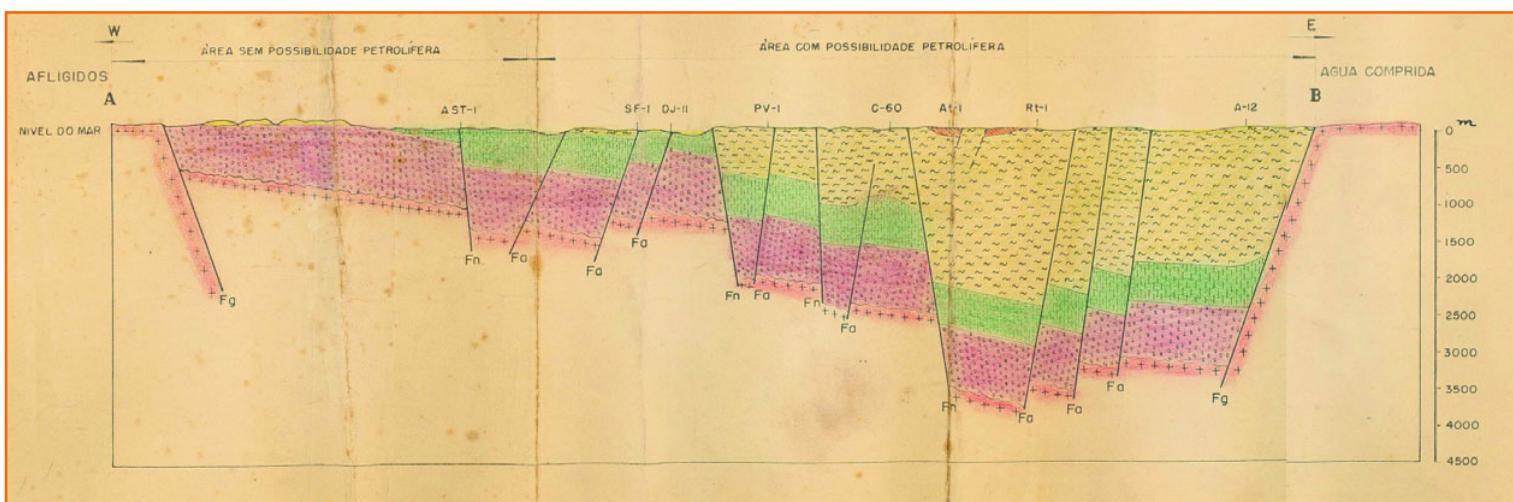


Figura 2 – Seção geológica regional da Bacia do Recôncavo (Moura e Fernandes, 1952), ilustrando o entendimento, à época da criação da Petrobras, da configuração da bacia e de sua potencialidade petrolífera.

Figure 2 – Regional geological section of the Recôncavo Basin (after Moura and Fernandes, 1952), displaying the understanding of basin's architecture and petroleum potential at that time.

lhos de síntese, em que eram expostas as condições gerais de tectônica e sedimentação da bacia e do *habitat* do petróleo.

O Recôncavo já era então percebido como uma bacia do tipo *tectonic trough* (fig. 2) abrindo uma espessura máxima de sedimentos da ordem dos 4 000 m. O ambiente de sedimentação seria do tipo "baía fechada, com remotas possibilidades de uma conexão com o oceano". A origem do petróleo encontrado na bacia, em vários níveis estratigráficos, era atribuída ao conteúdo orgânico do "Santo Amaro shale", sendo reservatórios preferenciais os arenitos da "For-

mação Santo Amaro" e os do "Membro Sergi da Formação Brotas".

Dentre os resultados dessa fase inicial de atuação da Petrobras no Recôncavo destaca-se a descoberta do Campo de Buracica em 1959 (fig. 3), a maior realizada durante a "era Link". Constitui uma clássica trapa estrutural em bloco falhado rotacionado com mais de 600 milhões de barris de óleo *in-place*, armazenados em arenitos da Formação Sergi. Em 1958 havia sido descoberto o Campo de Taquipe, outro resultado importante desta fase inicial de atividades exploratórias da Petrobras.

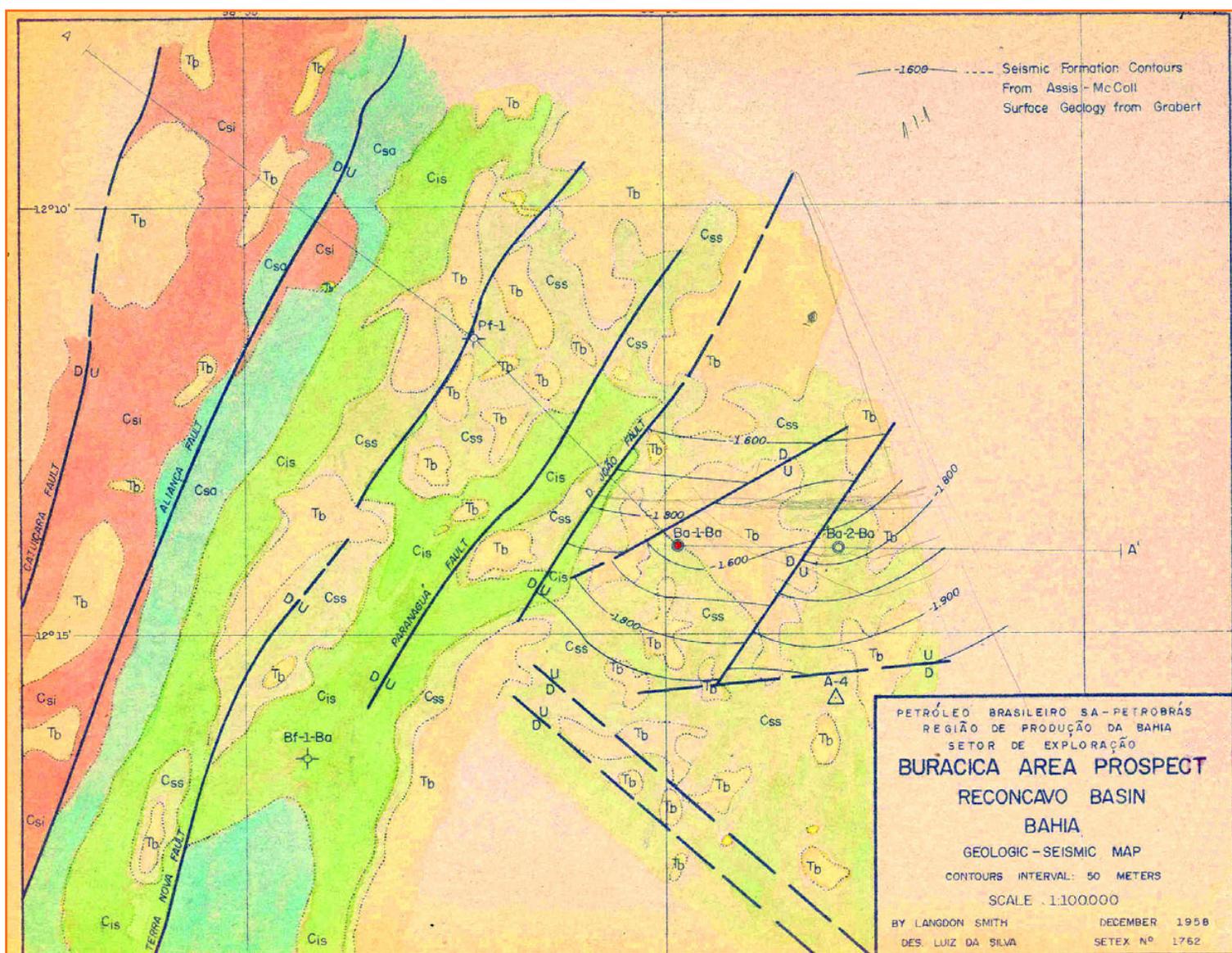


Figura 3 – Mapa estrutural do prospecto exploratório na área de Buracica, Bacia do Recôncavo.

Figure 3 – Structural map of the Buracica area in the Recôncavo Basin.

Moura e Oddone (1961) destacaram a importância do conhecimento adquirido sobre a Bacia do Recôncavo, face às dificuldades encontradas até então na pesquisa em áreas paleozóicas e nas bacias marginais. Para eles, “...*Bacias do tipo da Bahia ainda temos as de Sergipe e Alagoas, onde os inúmeros blocos de falhas serão os controles estruturais para armazenamento de petróleo...Não poderíamos condenar a busca de pequenos campos: encontrando-os, será com estes – como nos mostrou a Bahia – que poderemos ganhar os preciosos ensinamentos...*”.

## o Paleozóico brasileiro: da esperança à decepção

A descoberta de óleo em Nova Olinda no início de 1955, no Médio Amazonas, parecia sinalizar que a decisão de Link de investir prioritariamente na exploração das bacias paleozóicas estava correta. O poço 1-NO-1-AM, proposto ainda no tempo do CNP, constatou óleo de excelente qualidade num corpo arenoso da Formação Curuá. Os poços de extensão não confirmaram a continuidade dessas areias, de modo que Nova Olinda não se tornou uma acumulação comercial. Nesse contexto de expectativa favorável, Link propôs, em dezembro de 1956, uma programação para a Exploração executar no ano seguinte, pois considerava que a grande e ainda inexplorada região Amazônica mantinha-se como a grande esperança exploratória para o Brasil.

A presença de geólogos e geofísicos estrangeiros nos primórdios da exploração organizada no Brasil trouxe um importante elemento que foi a experiência acumulada por atividades em outros continentes, em especial as premissas de Análise de Bacias, de tal modo que, nos anos 50, os técnicos envolvidos já tinham uma razoável percepção sobre a questão evolutiva e da problemática na busca de petróleo nas bacias amazônicas; muito da cultura daquela época está relatada em Morales (1957).

Já era percebido um relacionamento cronoestratigráfico das rochas da Bacia do Amazonas com aquelas presentes em áreas de países vizinhos, de bacias situadas no contexto subandino.

Correlações de eventos com as demais bacias paleozóicas brasileiras foram também estabelecidas. A grande transgressão devoniana era reconhecida como o fenômeno responsável pela acumulação de folhelhos com potencial gerador, ao mesmo tempo em que se identificavam os *beach sands* do pacote pensilvaniano - Arenito Monte Alegre - assentados sobre uma discordância regional que os justapunha à seção geradora, como sendo os reservatórios a serem perseguidos na bacia. Mais acima, como resultado de aportes marinhos provenientes de noroeste, acumulou-se o pacote selante representado pelos carbonatos e evaporitos Itaituba-Nova Olinda. O final do Paleozóico era marcado por epirogênese e saída dos mares, devido a esforços do diastrofismo Apalachiano, também responsável por falhas e fraturas que teriam servido como dutos à primeira fase de migração de hidrocarbonetos na bacia e como caminhos à entrada do diabásio (fig. 4), no Triássico-Jurássico. O entendimento, ainda que fragmentário, da atuação de um sistema petrolífero na bacia, conjugando os vários elementos necessários à existência de jazidas petrolíferas, já estava presente.

Com a perfuração dos primeiros vinte poços na bacia, manifestavam-se com clareza as dificuldades exploratórias daquela área. No dizer de Morales (1957), “... *From the results obtained to date by the drilling in the Amazonas basin - it is evident that a great portion of the stratigraphical section offers few or no oil prospects...*”.

A efetividade do traçamento das estruturas mapeadas por sísmica de reflexão, sobre as quais foram perfurados alguns dos poços, era questionada. Na visão de Morales (1957), alternativas à pesquisa no Arenito Monte Alegre poderiam ser buscadas em prospectos conceituais onde grandes falhas normais colocassem aquele reservatório contra o gerador Curuá, ou por variações laterais de fácies e fechamento por pelitos. Era levantada também a perspectiva da presença de recifes na Formação Itaituba em algumas áreas da bacia, e de lentes arenosas intra-Devoniano junto ao gerador, o que minimizaria o problema da migração. Foi fortemente recomendado perseguir uma melhoria tecnológica da sísmica, e realizar aeromagnetometria e refração para mapear o embasamento e detectar grandes falhas regionais, os tão procurados *trends*.



A perspectiva de que a exploração poderia obter resultados expressivos na Amazônia mantinha-se no início de 1959, quando a Administração Link ainda considerava que a Bacia do Amazonas, em função de seu tamanho e espessura da seção sedimentar, parecia ser a solução para reduzir a dependência externa de petróleo. Embora, já se sabia, a um custo muito elevado, como evidenciado no documento DEPEX DDO 527/59, onde Link dizia: *"In terms of time already spent on the Amazon, five years cannot be considered a long time, when one considers the size of the basin, physical difficulties involved in moving around a tropical rain forest. I am not trying to discourage exploration in the Amazon, and I am merely pointing out that somewhere close to 50 million dollars has been spent in four years time, on 1/2 percent of this great region. Continued exploration on the same scale with rising costs will be even more expensive"*.

A persistência exploratória, uma das características da atuação da Petrobras, levaria à descoberta, no final dos anos 70, de importantes jazidas de gás na Bacia do Solimões.

Segundo Moura e Carneiro (1976), a Bacia do Paraná, depois das amazônicas, era a área predileta de Link. Durante a sua gestão, e também nas décadas subseqüentes, num período que se prolongou até 1974, tal sinéclise foi palco de uma significativa atividade exploratória, com extensivos mapeamentos de superfície e a perfuração de 71 poços. Para coordenar as ações técnicas iniciais na Bacia do Paraná, Link designou o geólogo americano Robert M. Sanford. Em 1957 foi publicado o resultado do primeiro projeto de análise de bacia lá realizado, integrando informações de superfície aos dados de poços até então existentes, e revelando as linhas gerais de correlação da geologia da Bacia do Paraná com a de bacias em países vizinhos no domínio subandino, buscando elementos de apoio e justificativa à exploração no Paraná em áreas produtoras da Bolívia e Argentina.

O relatório destacava alguns pontos considerados, à luz das informações existentes, como desfavoráveis ao processo exploratório na área, tais como a suposta ausência de anticlinais ou de falhas reversas, o mergulho muito suave dos flancos e a recorrente atividade epirogênica, que teria

causado remigrações e perda de petróleo por fuga das trapas. Restavam, na visão de Sanford e Lange (1957), possibilidades para prospecção ao longo de linhas de charneira, associadas a blocos falhados, e remigração para o arenito eólico Botucatu, com selo fornecido pelo pacote de lavas. Já era mencionado o potencial petrolífero do *play* gerador Devoniano - reservatório Pensilvaniano, por analogia com as bacias subandinas, e aventada a possibilidade de que os pelitos do Carbonífero também pudessem atuar como rocha-fonte; curiosamente, o folhelho betuminoso Irati não era mencionado como potencial rocha geradora na bacia. Ao final, o trabalho elegia uma área de 184 000 km<sup>2</sup>, na porção centro-sul da bacia, como sendo a mais favorável, concluindo que *"...There are definitely oil possibilities in the Paraná Basin although many geological aspects of the basin render it not as satisfactory as some other basin of Brazil and the rest of the world..."*.

Outra vasta bacia paleozóica brasileira é a do Parnaíba, em cuja região centro-sul o CNP havia perfurado dois poços para conhecimento da estratigrafia em subsuperfície. As operações da Petrobras na bacia iniciaram com o mapeamento geológico e a identificação de estruturas no campo, sendo este o critério utilizado na locação de diversos dos poços pioneiros lá perfurados. Após a perfuração de 27 poços entre estratigráficos, pioneiros e especiais, sem resultados encorajadores, as atividades na bacia foram interrompidas em 1966, e os resultados até então obtidos foram relatados por Aguiar (1969), que concluiu: *"...Embora acreditemos na possibilidade de descobrir óleo comercial na bacia, temos que admitir que os riscos são grandes..."*.

Ao final desse primeiro ciclo, a despeito do esforço exploratório realizado, não se obteve nenhuma descoberta comercial nas bacias paleozóicas, o que trouxe grandes frustrações às enormes expectativas que sobre elas haviam sido depositadas.

## a exploração pioneira nas bacias da margem continental

Com a priorização dada pela Petrobras às atividades exploratórias no Recôncavo e Paleozói-

co, pouca atenção foi dedicada às bacias costeiras nesta fase inicial, embora alguns trabalhos pioneiros houvessem sido realizados. Moura e Oddone (1961) lembram que “...Alagoas detém na história do petróleo no Brasil, a primazia de ser a primeira bacia que foi objetivo de perfurações para petróleo, no poço nº 1 do Serviço Geológico, há pouco mais de 40 anos...”.

Nessa bacia, a atividade exploratória iniciada ao tempo do CNP, com a perfuração de seis poços entre 1939 e 1943, foi retomada pela Petrobras em 1956 por meio de um levantamento gravimétrico de reconhecimento. Em 1957, foi descoberto o Campo de Tabuleiro dos Martins, portador de óleo em arenitos da Formação Coqueiro Seco, estruturados em alto relativo limitado por falhas normais.

O primeiro levantamento de reflexão sísmica na plataforma continental foi realizado durante os anos de 1957 e 1958, na plataforma de Alagoas. Nesse mesmo período, linhas sísmicas de reflexão foram adquiridas em áreas da plataforma do Espírito Santo e da Bahia. Na margem equatorial, foram feitos levantamentos na Baía de São Marcos e áreas da plataforma adjacente. Estavam aí sendo dados os primeiros passos para o mar.

Em Sergipe, foram delineadas as principais feições estruturais regionais da bacia, incluindo o grande alto regional conhecido como Plataforma de Sergipe e o grande baixo regional de Japarutuba. Foram perfurados alguns poços, entre os quais o de São José, em 1960, localizado no flanco da estrutura onde, alguns anos mais tarde, seria descoberto o Campo de Carmópolis.

Em 1959, o poço 2-HCst-1-MA (Humberto de Campos) amostrou, pela primeira vez, a seção presente na Bacia de Barreirinhas; a locação foi proposta para testar a presença de um suposto depocentro cretáceo indicado por gravimetria na porção terrestre e sísmica na porção marítima adjacente. O poço penetrou um pacote sedimentar com 3 250 m de espessura sem alcançar o embasamento. À profundidade final do poço surgiram dúvidas sobre a idade da seção sedimentar, se cretácea ou paleozóica.

Na Bacia Potiguar, foi realizada em 1956 a primeira perfuração para petróleo com o poço 2-G-1-RN (Gangorra, fig. 5), logo seguido pelo 2-M-1-RN

(Macau). Com o insucesso destas perfurações em termos de descobertas de petróleo, os trabalhos na bacia foram temporariamente abandonados.

Em 1957 foram feitos os primeiros trabalhos sísmicos terrestres e marítimos na Bacia do Espírito Santo. No final de 1959 foi perfurado o poço 2-CBst-1-ES, Conceição da Barra, programado para obter informações estratigráficas sobre essa bacia costeira (fig. 6). O poço alcançou o embasamento a 1 717 m, e revelou a presença de óleo residual tanto na seção pré-sal como na seção sobreposta aos evaporitos. Os resultados do poço incentivaram o Departamento de Exploração a realizar trabalhos sísmicos para “locar estruturas”.

Na Bacia de Campos, também em 1959, foi perfurado o poço Cabo de São Tomé, locado para testar as possibilidades de óleo e adquirir informações geológicas “...in a small coastal basin similar to Espírito Santo Basin where marine sediments of Tertiary and Cretaceous age were found in the well Caravelas...” (fig. 7).

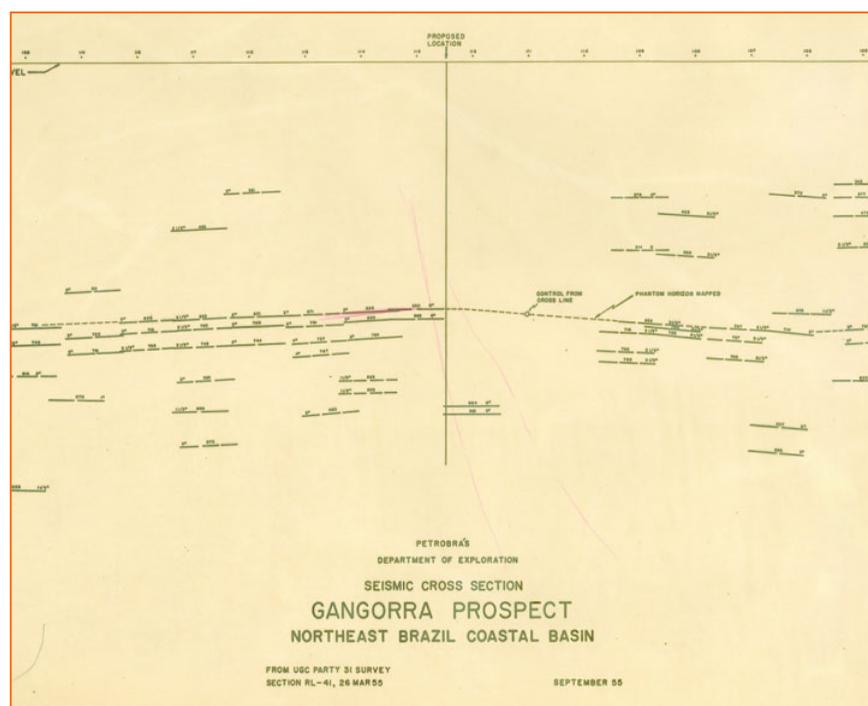
Àquela oportunidade, não se especulava sobre a extensão da bacia em direção ao mar. O poço perfurou 1 940 m de rochas sedimentares cenozóicas de natureza continental, sem indícios de petróleo, sobrepostas a um pacote de basaltos com 625 m de espessura, antes de atingir o embasamento cristalino.

Figura 5

Resultado de interpretação de dados de sísmica analógica que apoiou a locação do poço 1-G-1-RN, Bacia Potiguar.

Figure 5

Interpreted results of analog seismic data that supported the proposal of 1-G-1-RN well, Potiguar Basin.



**PETRÓLEO BRASILEIRO S. A.-PETROBRÁS**  
DEPARTAMENTO DE EXPLORAÇÃO

**LOCAÇÃO DE EXPLORAÇÃO APROVADA**

Nome **Conceição da Barra**

Designação **CBst -1-ES**

Referência da recomendação **Minutes Exploration Meeting, Aug 19, 1958.**

Referência do mapa **Geologic Report 390 by F.R. Moulton, July, 1958.**

Coordenadas **Approx. 18° 35' 42.8" Lat. S. 39° 43' 45.7" Long. W**

Classificação de Lahee **New Field Wildcat**



Acessibilidade da locação **Location is near town site of Conceição da Barra, in the state of Espírito Santo.**

Objetivo e profundidade total **To evaluate the sedimentary section in this portion of the Espírito Santo Basin.**

	<u>DEPTH</u>	<u>Sub - Sea</u>
Recent		Surface
Tertiary		-10m
Unconformity		
Cretaceous (?)		-1020m
Crystalline		-2500m

Recomendação preparada por *Robert D. Conrad* / Langdon Smith

Aprovação recomendada por *Walter K. Link* / *Luis G. Morales*

Locação aprovada por *Decio Saverio Oddone*  
Data 18/IX / 195

Figura 6

Fac símile da Proposta de Locação do poço 2-CBst-1-ES, Bacia do Espírito Santo.

Figure 6

Fac símile of 2-CBst-1-ES well proposal, Espírito Santo Basin.

O programa exploratório nas bacias costeiras estendeu-se até o Sul do Brasil; na Bacia de Pelotas foi locado o poço 2-MOst-1-RS (Mostardas) no ano de 1960. O poço foi concebido para testar as possibilidades de petróleo e obter informações estratigráficas e estruturais da bacia. A Bacia de Pelotas era interpretada como sendo uma bacia costeira "graben-type" similar às demais áreas da margem leste brasileira, e suas perspectivas petrolíferas relacionavam-se à seção inferior do pacote terciário, não amostrado até então. Trabalhos anteriores de gravimetria em 1957 sugeriam tratar-se de uma área com delgada cobertura sedimentar; três poços foram perfurados para calibrar esta in-

formação geofísica, mas não atingiram o suposto embasamento raso. Isso motivou a investigação por meio do poço estratigráfico 2-MOst-1-RS, que alcançou o embasamento à profundidade de 1 570 m mas sem indicações de petróleo em toda a seção penetrada.

## o final do primeiro ciclo exploratório da Petrobras: o Relatório Link

Em 1960, Link enviou à Direção da Petrobras três cartas numeradas como DEPEX 1032/60, DEPEX 1058/60 e DEPEX 1345/60 que, no seu conjunto, ficaram conhecidas como o Relatório Link. No primeiro desses documentos, ele apresentou uma Avaliação das Possibilidades Petrolíferas das Bacias Sedimentares do Brasil. O próprio Link considerou esta uma análise de caráter predominantemente pessoal, mas incluía idéias e pontos de vista gerais obtidos com o trabalho de exploração feito no Brasil por um grupo de técnicos do Departamento de Exploração, tanto no Rio quanto nos Distritos Regionais.

As bacias foram classificadas em A, B, C e D (fig. 8). As áreas sedimentares foram avaliadas de acordo com o conhecimento geológico e dados disponíveis, considerando as condições necessárias para que uma região se torne uma importante área produtora de petróleo. Tais condições incluiriam: a) grande espessura das rochas matrizes para a geração de óleo; b) rochas porosas ou fraturadas capazes de servir de reservatório; c) estrutura ou outras condições em que o óleo possa se acumular.

Segundo Link, a classificação apresentada não era definitiva. Uma bacia poderia tornar-se mais ou menos favorável à medida que novos dados fossem obtidos, e se a Petrobras desejasse continuar a exploração em todas as áreas trabalhadas até então o DEPEX envidaria todos os esforços para realizar um programa de exploração inteligente e bem orientado, porém ele não recomendava que isto fosse feito na ampla escala em que havia sido realizado entre 1957 e 1960.

No documento DEPEX 1058/60, em que é apresentado o Programa de Exploração para 1961, é recomendada a continuidade da exploração, no

mesmo ritmo empreendido em 1960, nas bacias de Sergipe e do Recôncavo e o aumento da atividade na Bacia do Tucano. Nenhuma exploração nas bacias classificadas como D foi considerada. Aí estavam incluídas as bacias do Acre, Alto Amazonas, Baixo Amazonas, além das faixas costeiras do Espírito Santo e Bahia Sul, embora com relação a essa última área Link aventasse que "...a área marítima pode ter uma classificação melhor...".

Link julgava ainda que a exploração nas bacias classe C (Médio Amazonas, Maranhão, Barreirinhas, Alagoas e Sul do Brasil) não poderia ser justificada do ponto de vista geológico. O programa delineado para essas áreas não seria recomendável, tendo sido incluído apenas para o caso de a Diretoria deixar de considerar esses prospectos como marginais e decidir "explorar essas bacias por razões outras que geológicas".

Link considerou ainda que, com o acervo de conhecimentos geológicos obtidos pela exploração nas bacias paleozóicas desde o início das atividades da Petrobras em 1954, e a gradativa diminuição do potencial petrolífero na medida em que esses dados eram obtidos, era impossível recomendar a continuidade da exploração naquelas áreas. Para Link, naquele momento, em 1960, restaria muito pouco para justificar a exploração adicional nas bacias paleozóicas. Desse modo, a sua recomendação na época foi a não-continuidade da exploração nas bacias paleozóicas brasileiras.

Entretanto, para o mesmo Link, a exploração em larga escala realizada até 1959 era justificada, uma vez que a insuficiência de dados existentes até então não permitia um diagnóstico mais conclusivo.

Link sugeriu também que se a Petrobras desejava permanecer na exploração petrolífera em larga escala, e em base de competição com a indústria petrolífera internacional, "deveria ir a algum país onde poderiam ser obtidas concessões e onde as possibilidades de encontrar óleo são boas". Diante dos resultados decepcionantes até então, expressos em seu relatório, um frustrado Link mencionou "... não fazemos a Geologia do Brasil e estamos meramente tentando mapeá-la e explicá-la, usando este conhecimento para encontrar óleo...".

Se os resultados exploratórios durante a era Link não foram incentivadores, é reconhecido por

**PETRÓLEO BRASILEIRO S. A.-PETROBRÁS**  
DEPARTAMENTO DE EXPLORAÇÃO

**LOCAÇÃO DE EXPLORAÇÃO APROVADA**

Nome CABO DE SÃO TOMÉ 1 RIO DE JANEIRO  
(STRATIGRAPHIC)

Designação CSTst-1-RJ

Referência da recomendação Seismic and gravity reports from 1958 and 1959.

Referência do mapa (See Attached)

Coordenadas 41° 00' 51" West Long. 22° 00' 36" South Lat.

Classificação de Lahee WILDCAT UTM: 7.564.625 (hc 39) 292.110



**Acessibilidade da locação**  
Location is reached by road being 100 kms east of Rio de Janeiro, 13 kms east of the town of Santo Amaro de Campos, and 5 kms northeast of the Farol de São Tomé on the sea coast. Site is only a few meters above sea level on the sand flats.

**Objetivo e profundidade total**  
This wildcat (stratigraphic) test is being drilled to test the oil possibilities and to gain geologic information in a small coastal basin similar to Espírito Santo basin where marine sediments of Tertiary and Cretaceous age were found in the Caravelas wildcat last year.  
Seismic and gravity interpretations show a basement depth to be about 2100 meters. The section will probably be Tertiary. The presence of Cretaceous sediments is problematical but not entirely improbable.

Quaternary	0	15 m.
Tertiary	15	(1250) m.
(Cretaceous?)	(1250)	2100 m.
Basement		2100 m.

Recomendação preparada por *Robert M. Sanford*  
ROBERT M. SANFORD ✓

Aprovação recomendada por *Walter K. Link* *F. W. Lange*  
WALTER K. LINK ✓ F. W. LANGE

Locação aprovada por *Decio S. Oddone*  
Data 20 VIII 1959 DECIO S. ODDONE

diversos autores que o seu grande mérito foi ter deixado implantada uma estrutura organizacional adequada de exploração, nos moldes das demais grandes companhias de petróleo do mundo. No dizer de Acyr Ávila da Luz (2003), "...o Departamento de Exploração criado por Link constitui-se, a meu ver, na melhor herança deixada por ele, para o sucesso contínuo de nossa empresa estatal...".

## os geólogos brasileiros assumem a Exploração

Em março de 1961, o então Presidente da Pe-

Figura 7

Fac simile da Proposta de Locação do poço 2-CSTst-1-RJ, Bacia de Campos.

Figure 7

Fac simile of 2-CSTst-1-RJ well proposal, Campos Basin.

BACIA	Mac Creight	Bouman	Bauer	Cox	F.Gomes	Lange	Sanford	Blank	Vercellino	Fernandes	Braga	Pereira	Campos	Link	Média
Baixo Amazonas	C	D				D	D	D		D				D	D
Médio Amazonas	C+	B				C	C	C		B				C	C
Alto Amazonas	C	C				D	D+	D		C				D	C-
Acre	C	C				D	D	D		D				D+	D+
São Luiz Maranhão	C					C	D	D		D				D	D+
Barreirinhas Maranhão	C+					C	C	C		C				D	C
Maranhão	C					C	C	C		C			C	D	C
Sergipe Terrestre			B	B		B	B	B	B	B		B		C+	B+
Alagoas Terrestre			C	D		C+	D	C	C	D		C		D+	C
E.Santo Sul da Bahia						D	D	C	D	C	D			D	D
Sul do Brasil			D+			C	C	C		C				D	C

Figura 8

Classificação das bacias brasileiras pela sua atratividade, segundo Link (1960).

Figure 8

Ranking of Brazilian sedimentary basins regarding its petroleum potential, after Link (1960).

trobras Geonísio Barroso, no intuito de re-examinar as possibilidades petrolíferas do País, encarregou o geólogo Pedro de Moura e o geofísico Décio Savério Oddone a emitirem um parecer sobre as conclusões apresentadas pelo Departamento de Exploração no Relatório Link e sugerir medidas para re-estudo da interpretação dos dados existentes e/ou programa de coleta de novos elementos técnicos, caso os existentes fossem considerados insatisfatórios.

O trabalho de Moura e Oddone é um marco na história da Exploração na Petrobras. Suas considerações balizariam a trajetória futura da Companhia após a frustração das expectativas de que o Brasil tivesse nos “*Bonanza fields*” paleozóicos, preconizados por Link, a sua redenção em termos de abastecimento de petróleo. Moura e Oddone fizeram uma re-análise detalhada de cada bacia, questionando as conclusões do Relatório Link e sugerindo um novo programa de trabalho para cada uma delas.

Em relação à Amazônia, Moura e Oddone consideraram que os 100 poços até então perfurados não seriam subsídios para se condenar a região, ainda mais se fosse considerada a ocorrência de tantas manifestações de petróleo no Mé-

dio Amazonas. Entre as razões aventadas por eles para a continuidade da exploração na bacia estava o fato de que nenhum dos poços fora locado em estruturas, “*pois a gravimetria não funcionara a contento e a sísmica havia esbarrado em enormes dificuldades*”.

Outro aspecto salientado por Moura e Oddone foi que o tempo de cinco anos utilizado nesses trabalhos exploratórios teria sido relativamente curto considerando-se a grande dispersão de atividades para cobrir muitas áreas, tanto com a geofísica como com as perfurações de poços. Como conclusão específica para a Bacia do Médio Amazonas, Moura e Oddone discordaram frontalmente do ponto de vista do Relatório Link, por considerar que a área ofereceria condições de ser portadora de jazidas de petróleo, em função dos inúmeros indícios encontrados em todas as perfurações, das significativas ocorrências de Nova Olinda e da presença sub-comercial em Autás-Mirim, além de vestígios de gás em Faro e Rosarinho. Como filosofia de trabalho que poderia orientar os futuros trabalhos do Médio Amazonas, eles sugeriram “*...retirarmo-nos do centro da bacia, ...e objetivarmos uma pesquisa em direção aos flancos ...*”.

Em relação à Bacia de Barreirinhas, classificada por Link como C, Moura e Oddone consideraram que a recomendação de abandono de trabalhos era extremamente prematura, dadas às características marinhas de seu pacote sedimentar; além disso, os trabalhos exploratórios na bacia estavam apenas em sua fase inicial, já que haviam sido perfurados somente três poços até então.

A Bacia de Alagoas recebeu de Moura e Oddone uma análise bastante aprofundada. Usaram como argumentos a geofísica pioneira em Ponta Verde e um poço perfurado pelo CNP em 1940, com bons indícios, para dizer que *"...as melhores estruturas na faixa costeira de Maceió deveriam fazer sob as águas do Atlântico..."*.

Com respeito a essa bacia, Moura e Oddone enfatizam que *"mais uma vez somos obrigados a discordar da conclusão do relatório, visto que Alagoas mostra presença de rochas matrizes..."*. Para eles, Alagoas era uma bacia geológica com todas as características de província petrolífera, e sugeriram:

- retomar a exploração na área do Tabuleiro dos Martins;
- re-estudo dos dados existentes com re-interpretação dos trabalhos geofísicos e complementação *"com auxílio do laboratório de sedimentologia"*;
- realizar linhas de refração para definir as grandes feições estruturais da bacia.

No que concerne à Bacia de Sergipe, Moura e Oddone consideraram que a área do São Francisco apresentava interesse, dados os excelentes indícios de petróleo lá constatados. Consideraram ainda como área atrativa toda a costa Sergipana, desde a região da Foz do São Francisco até o Gráben do Mosqueiro. Os trabalhos de superfície foram incentivados por constituírem importante controle para os trabalhos de exploração, devendo ter prioridade em relação às atividades de geofísica e perfurações de poços. Foi salientado que a Bacia de Sergipe apresentava condições para trapas estratigráficas bem como para a presença de recifes calcários.

Em relação à faixa costeira do Sul da Bahia ao Espírito Santo, os autores consideraram que os trabalhos até então realizados *"demonstraram valor nulo, sob o ponto de vista do petróleo"*. Porém é interessante observar que na continuação de sua análise eles lembram que *"...a única dedu-*

*ção interessante é que a seção do Cretáceo na região da plataforma continental possa se apresentar mais espessa e marinha... A área desta bacia poderá comportar exploração na zona da plataforma continental"*.

Para a Bacia do Paraná, ao invés de abandonar as operações, conforme proposto no Relatório Link, Moura e Oddone recomendaram verificar a hipótese da presença de grandes falhas reveladas pelos trabalhos experimentais de geofísica de refração, e prosseguir com os trabalhos exploratórios.

Em suma, a visão exploratória otimista desses técnicos com respeito às perspectivas de atividades no País contrastava com o tom bastante derrotista do Relatório Link. Ao assumir as renovadas propostas de Moura e Oddone, a Petrobras começou a traçar sua trajetória de sucesso na exploração das bacias sedimentares brasileiras.

Ao assumir a Superintendência do DEPEX em 1961, Pedro de Moura considerou fundamental o fato de que ele, juntamente com Oddone, haviam estabelecido as diretrizes para a exploração, ao mesmo tempo em que consideravam a equipe de geólogos e geofísicos brasileiros treinada pela Petrobras como pronta para participar da exploração com a mesma competência que poderia ter qualquer grupo de especialistas estrangeiros (Moura e Carneiro, 1976). Iniciou-se, então, o processo gradativo de substituição de técnicos estrangeiros, começando pela troca dos chefes dos distritos por geólogos brasileiros. Nessa época já existiam Escolas de Geologia em vários estados brasileiros, o que viabilizava a estruturação de uma cultura exploratória de bases nacionais. Passados quase dez anos, a Exploração encaminhava-se conforme a proposta original de Levorsen ao CNP.

O marco fundamental da administração Pedro de Moura foi a descoberta do Campo de Carmópolis, em 1963, de transcendental importância, pois premiava a crença de Moura e Oddone nas possibilidades petrolíferas do Brasil. A história dessa descoberta teve início com a perfuração do poço 2-RCst-1-SE (Rosário do Catete), perfurado em meados de 1961 sobre um alto regional, que constatou os primeiros indícios de óleo vivo na bacia, em filitos e quartzitos fraturados sotopostos aos sedimentos siliciclásticos da Formação

Muribeca. O poço fora locado com o objetivo de um reconhecimento da seção estratigráfica.

No final de 1961, com base em estudos de migração e fazendo analogia com campos produtores na Colômbia, foi interpretada a presença de óleo entre a área do poço Rosário do Catete e a do poço São José, este perfurado em 1960 (fig. 9). A área foi priorizada para levantamento sísmico, e no início de 1963 foi apresentada uma locação que se baseava na interpretação sísmica de um horizonte raso, indicativo de estar a locação em um anticlinal fechado.

Em agosto de 1963 foi realizado teste de formação no intervalo 748,7-759,0 m do poço 1-CP-1-SE, correspondente a reservatórios do Membro Carmópolis, recuperando-se na coluna de perfuração 95 m<sup>3</sup> de óleo de 21° API. Essa descoberta, com volume de óleo *in-place* estimado como sendo de 1,15 bilhão de barris (Marques, 1965), representou um marco fundamental na exploração de petróleo no Brasil, pois mostrava o potencial petrolífero das bacias marginais brasileiras. Demonstrava, também, a capacidade dos técnicos brasileiros para assumir a condução da

exploração de petróleo no Brasil. Outras descobertas viriam com os campos de Riachuelo e Sirizinho, próximos a Carmópolis.

Na Bacia do Recôncavo, em 1965, duas importantes descobertas foram realizadas. O Campo de Araçás descobriu óleo num horizonte raso correspondente aos Arenitos Santiago da Formação Pojuca e nos arenitos da Formação Sergi, com um volume total de óleo *in-place* da ordem de 500 milhões de barris. O Campo de Miranga, nos Arenitos Catu da Formação Pojuca, incorporou um volume de mais de 600 milhões de barris de óleo *in-place*. Já eram então perfurados poços de até 4 000 m de profundidade na Bacia do Recôncavo.

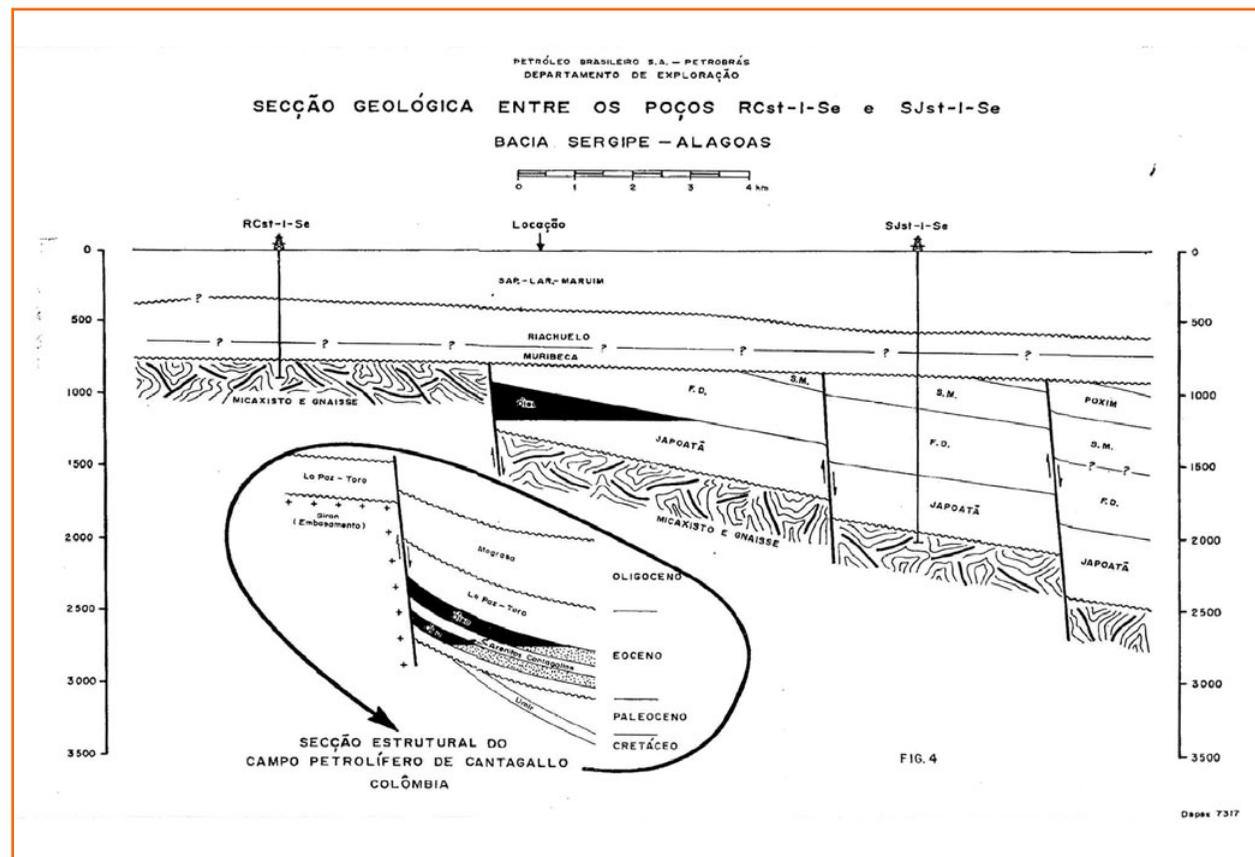
O volume de óleo *in-place* descoberto no Brasil até 1965 era de mais de 5 bilhões de barris e as reservas totais atingiam a expressiva marca de 1 bilhão de barris. A produção nacional era de cerca de 90 000 bbl/dia. Curioso mencionar que, em palestra proferida na aula inaugural do CENAP em janeiro de 1965, o então Superintendente do DEPEX, Pedro de Moura, admitia que num prazo de oito a dez anos o Brasil pode-

Figura 9

Seção geológica entre os poços Rosário do Catete e São José, com a concepção geológica que levaria à descoberta do Campo de Carmópolis, Bacia de Sergipe-Alagoas (Fernandes, 1961, in Marques, 1965).

Figure 9

Conceptual geological cross section between Rosário do Catete and São José wells that lead to the discovery of Carmópolis field, Sergipe-Alagoas Basin (after Fernandes, 1961, in Marques, 1965).



ria ser auto-suficiente em petróleo, mas salientava que isso iria requerer muitos investimentos (Moura, 1965).

## a inevitável ida para a plataforma continental

Em 1965, os até então independentes departamentos de Exploração e Produção são unificados no DEXPRO, ficando a Exploração com o *status* de Divisão. Por problemas de saúde, Pedro de Moura deixa o comando da Exploração, entregando-o a seu adjunto, geólogo Franklin de Andrade Gomes. Ainda como Superintendente-Adjunto, Gomes afirmava: “*Se nós temos bacias cretáceas produzindo, vamos empregar dinheiro nessas bacias cretáceas, mesmo que elas estejam debaixo d’água... Nós precisamos despertar para essa plataforma continental já...*” (Moura e Carneiro, 1976).

Em dezembro de 1966 o Conselho de Administração da Petrobras autorizava a construção da plataforma de perfuração Petrobras I, para operar em cotas batimétricas de até 30 m.

Até então a exploração de petróleo na plataforma continental brasileira tinha se caracterizado por algumas iniciativas que conduziram a trabalhos exploratórios entre 1957 e 1966, incluindo aquisição de dados de refração e reflexão sísmica e perfuração de uma série de poços estratigráficos ao longo da costa, de Barreirinhas a Pelotas.

Novos levantamentos de sísmica de reflexão foram feitos em 1960 e 1961 ao longo das costas de Alagoas, Sergipe, Bahia, Espírito Santo e Rio de Janeiro. Em 1962 foi feito um levantamento sísmico de reflexão na plataforma continental do Maranhão, adjacente à Baía de Tutóia. Extensos levantamentos gravimétricos até a isóbata de 50 m, iniciados em 1963 e concluídos em 1967, foram executados desde a costa de Alagoas até a região de Cabo Frio. Esses levantamentos foram importantes para delinear as principais feições regionais, além de fornecer informações sobre estruturas relacionadas aos domos da plataforma do Espírito Santo.

Com a priorização da exploração na plataforma continental, são executados, em 1967, os pri-

meiros levantamentos de aeromagnetometria na margem equatorial, entre Camocim e Salinópolis, cobrindo a plataforma até a cota batimétrica de 50 m. Nos anos subseqüentes esses levantamentos geofísicos se estenderam por toda a plataforma continental brasileira.

É importante observar que, na medida em que esses levantamentos iam sendo executados, a programação se estendia cada vez para águas mais profundas, sendo que, na Foz do Amazonas, algumas faixas de vôo estenderam-se até águas de profundidade de 200 m. No Sul e Nordeste os levantamentos eram conduzidos sistematicamente até a borda da plataforma continental. Isso foi determinado pela necessidade de se entender a evolução da plataforma continental como um todo (Campos, 1970), *pari passu* ao progresso tecnológico de exploração e perfuração em margens continentais do mundo.

Uma primeira tentativa de classificar o potencial petrolífero da plataforma continental brasileira foi estabelecida em 1965 no Plano Geral de Exploração para o período 1966/1970, considerando as áreas submarinas até a isóbata de 30 m (fig. 10). Com a finalidade de selecionar as áreas mais favoráveis para a locação de poços pioneiros, foi contratada, em 1968, uma equipe sísmica que realizou levantamentos, principalmente sísmica de reflexão, ao longo da Costa Leste, desde Alagoas até Macaé, no Rio de Janeiro. Perfis experimentais na Foz do Amazonas já indicavam a presença de um espesso pacote sedimentar, possivelmente atingindo de 5 000 m a 6 000 m de espessura, associados a feições estruturais interessantes.

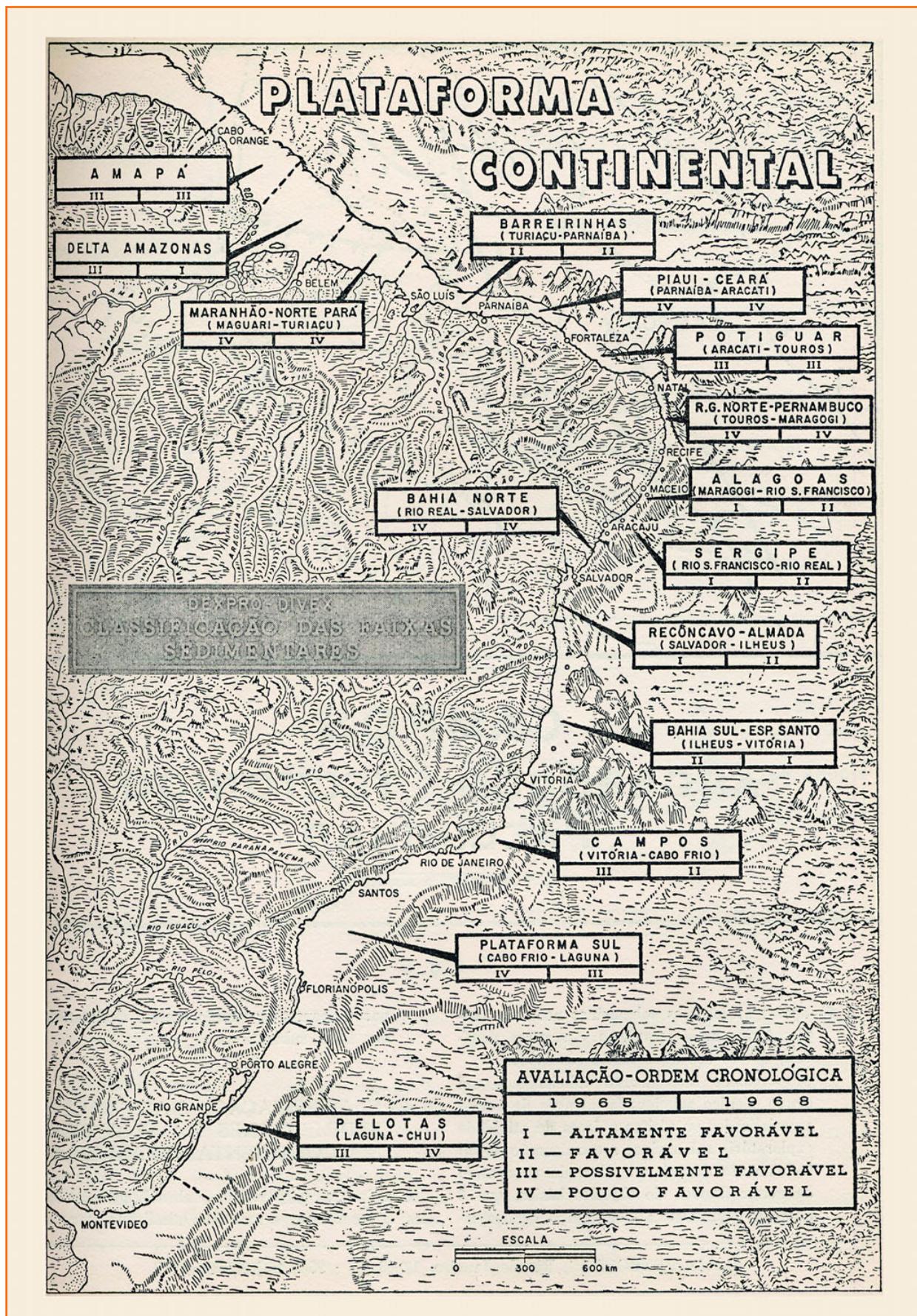
Em 1968, assumiu a chefia da Divisão de Exploração o geólogo Carlos Walter Marinho Campos, um dos técnicos brasileiros enviados ao exterior para curso de pós-graduação durante a gestão Link. Em relação à avaliação de bacias sedimentares “desconhecidas”, Campos (1970) enfatizou que dois critérios deveriam ser considerados: o da continuidade e o da analogia. O primeiro baseava-se no fato de que as bacias costeiras já produtoras deveriam prolongar-se para *offshore*, enquanto o critério da analogia contemplava situações deposicionais semelhantes àquelas observadas em bacias produtoras no exterior. Nesse último caso, os deltas nas desembocaduras dos gran-

Figura 10

Avaliações da atratividade das bacias da margem continental brasileira realizadas em 1965 e 1968 pelo DEPEX (Campos, 1970).

Figure 10

Ranking of Brazilian continental margin basins regarding its petroleum potential (after Campos, 1970).



des rios, tais como o Amazonas, São Francisco, Rio Doce e Paraíba do Sul seriam áreas de grande atratividade, principalmente considerando a magnitude das acumulações no Delta Terciário do Niger, cujas reservas, à época, já estavam em torno de 20 bilhões de barris.

As maiores restrições feitas à primeira classificação de potencial petrolífero da plataforma continental, em 1965, eram principalmente na ênfase dada ao critério de continuidade geológica já que, embora ela existisse, a maioria das acumulações de petróleo em terra não justificava um programa de exploração para as áreas submarinas adjacentes (Campos, 1970). A analogia geológica parecia, portanto, ser o critério mais adequado para a seleção de áreas prospectivas na plataforma continental brasileira, aí se levando em conta a possível ocorrência de importantes seções deltaicas, sendo esse critério o principal fator considerado na classificação de 1968. A expectativa era encontrar sedimentos deltaicos com características adequadas à geração e acumulação de hidrocarbonetos.

Um importante salto tecnológico para a exploração foi a criação do primeiro Centro de Processamento de Dados Sísmicos Digitais da Petrobras, em 1968. Isso levou ao crescimento no conhecimento especializado em sísmica, o que permitiu, já na década de 70, que a Petrobras processasse seus próprios dados sísmicos e fosse capaz de desenvolver seus próprios *softwares*. Essa estratégia foi elaborada com diretrizes muito claras que incluíam a aquisição de tecnologia da *Western Geophysical Co.*, com os códigos-fonte abertos, induzindo e facilitando a absorção e o desenvolvimento dessa cultura no âmbito da Companhia.

As análises dos dados sísmicos processados mostraram uma série de feições propícias à acumulação de hidrocarbonetos: na Foz do Amazonas são visualizadas falhas de crescimento e anticlinais de compensação, típicas de complexos deltaicos; domos de sal são observados no Espírito Santo; na Bacia de Santos são observados anticlinais com mais de 150 km<sup>2</sup> de área.

A locação daquele que seria o primeiro poço a ser perfurado na porção marítima das bacias da margem continental brasileira, o poço 1-ESS-1 (Espírito Santo Submarino nº 1), na plataforma

continental do Espírito Santo, foi determinada pela possibilidade da ocorrência “de intrusão salina”, que seria responsável por fortes mergulhos em horizontes provavelmente terciários mapeados por sísmica de reflexão (fig. 11). A interpretação da presença de sal baseava-se em uma anomalia gravimétrica negativa. Os objetivos econômicos eram os possíveis reservatórios terciários e cretáceos “postos em posição favorável” pela intrusão de sal. O poço tinha também um cunho estratigráfico, já que se pretendia conhecer a espessura e natureza dos sedimentos terciários e cretáceos na porção *offshore* da bacia. Os poços em terra haviam perfurado uma seção onde predominavam sedimentos siliciclásticos grossos.

O poço ESS-1 penetrou a camada de sal antes do que fora previsto, o que levou Campos (2001) a declarar que “*não estávamos preparados para a exploração em áreas com tectônica halocinética*”. Em função disso, a plataforma de perfuração foi levada para a foz do Rio Vasa Barris na Bacia de Sergipe, onde se acreditava que havia sido acumulado espesso pacote deltaico, propício à acumulação de petróleo.

Em agosto de 1968 foi aprovada a locação 1-SES-1 (fig. 12), cujo objetivo era testar um alto relativo mapeado por sísmica de reflexão dentro da projeção, em direção à Plataforma Continental, do denominado Baixo de Mosqueiro. Na porção terrestre desse baixo já haviam sido perfurados quatro poços, alguns deles com indícios de petróleo. Na visão da época, as possibilidades de acumulações comerciais estariam condicionadas a um aumento na razão arenito/folhelho para a seção Calumbi.

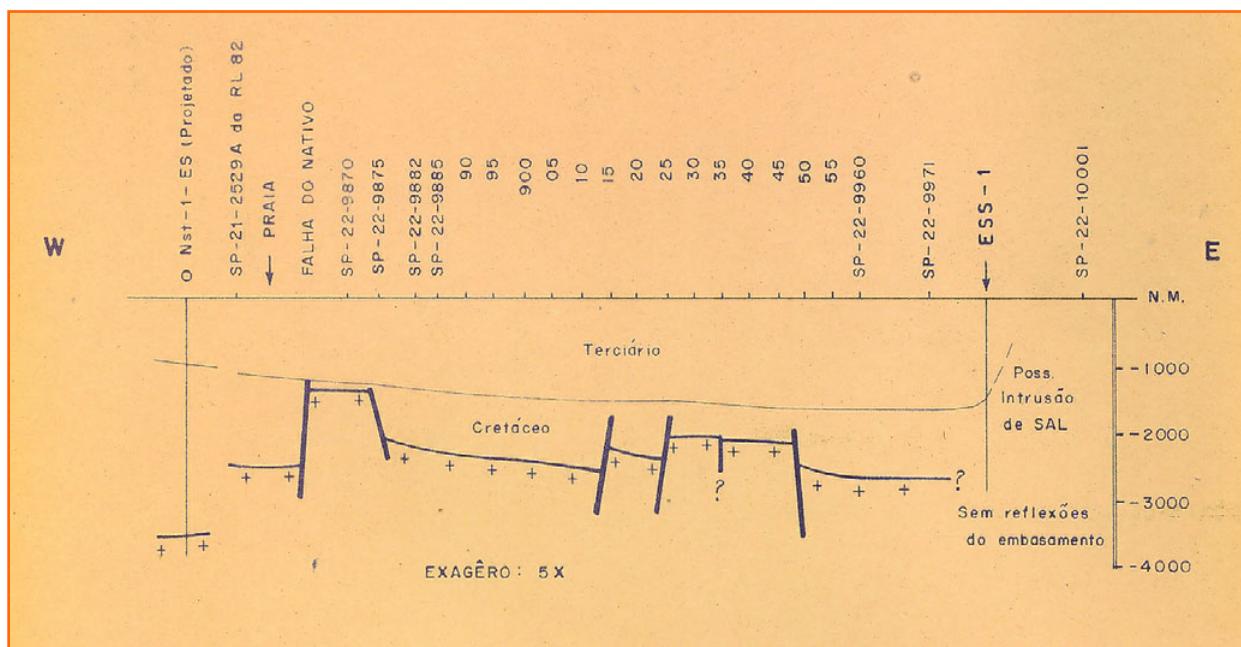
O poço revelou-se produtor de petróleo em corpos arenosos eocênicos de pequena espessura na seção Calumbi, embora não tenha ocorrido a variação faciológica esperada. Estava assim descoberta a primeira acumulação de petróleo na plataforma continental brasileira, o Campo de Guaricema. Os testes de produção mostraram vazões entre 1 500 e 2 000 bbl/dia de óleo de 43° API, mostrando o alto potencial de produção dessas areias. Os novos levantamentos sísmicos realizados na área, à época, revelaram que a estrutura mapeada correspondia a uma feição dômica atribuída à movimentação do sal aptiano.

Figura 11

Modelo geológico, baseado em dados sísmicos, da locação 1-ESS-1 na Bacia do Espírito Santo; este foi o primeiro poço perfurado na plataforma continental brasileira.

Figure 11

Geological model based on seismic data for the 1-ESS-1 well, Espírito Santo Basin. This was the first well drilled in the offshore area of Brazil.



Em 1969 foi descoberto o Campo de São Mateus, iniciando o ciclo de descobertas na porção terrestre do Espírito Santo. Os objetivos principais da locação eram os arenitos situados imediatamente abaixo de uma camada de anidrita, de idade aptiana, que apresentaram indícios de óleo nos poços de Nativo e Conceição da Barra. Os calcários albianos eram objetivo secundário. O modelo geológico constatado com a perfuração desse poço assemelhava-se aos clássicos prospectos associados a blocos falhados do tipo

Dom João e Água Grande, amostrados com sucesso na Bacia do Recôncavo.

As atividades exploratórias na plataforma continental da Bacia da Foz do Amazonas iniciaram em 1970. O primeiro poço foi o 1-PAS-1, defronte à Ilha de Marajó, em cota batimétrica de 14 m. O objetivo era testar uma feição anticlinal de aspecto dômico delineada por reflexão sísmica, que corresponderia possivelmente à base do Terciário. No contexto regional, a locação situava-se numa área de convergência ou inflexão de altos do embasamento mag-

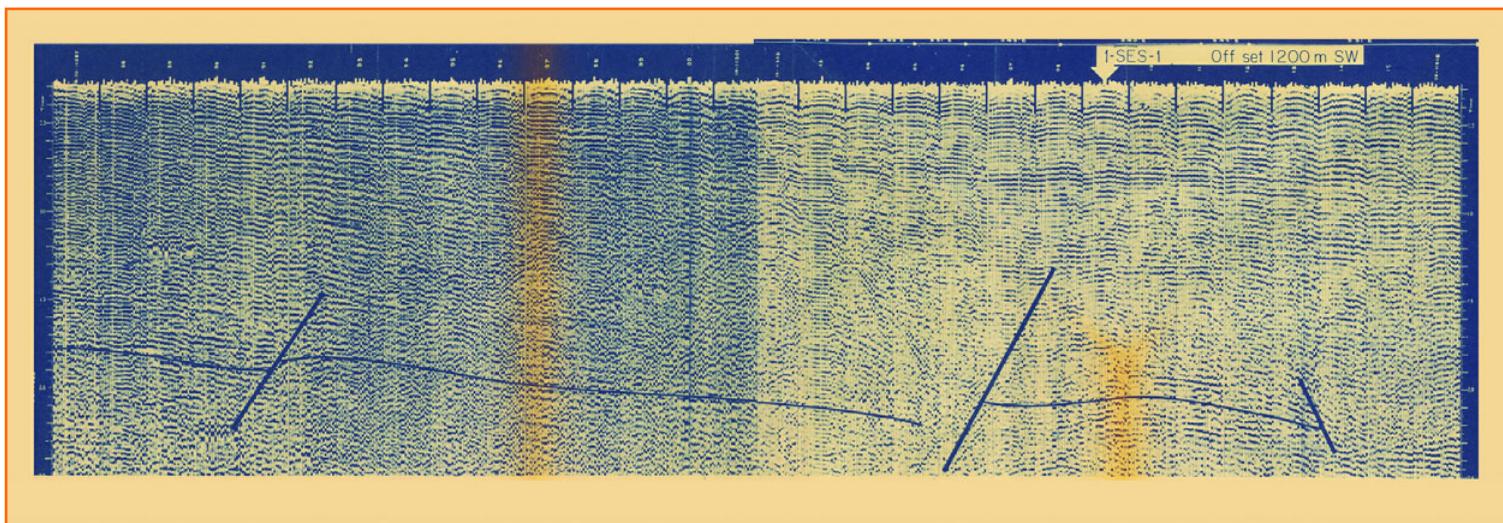


Figura 12 – Seção sísmica da locação 1-SES-1, Bacia de Sergipe-Alagoas, descobridora do Campo de Guaricema, primeira acumulação encontrada na plataforma continental brasileira.

Figure 12 – Seismic section of 1-SES-1 well, Sergipe-Alagoas Basin. This well discovered the Guaricema field, the first one found in the Brazilian offshore basins.

nético, na parte central do Gráben de Mexiana, definida pela bifurcação de dois grandes alinhamentos estruturais positivos (fig. 13). A coluna sedimentar prognosticada previa “*toda a gama de clásticos terrígenos característicos de uma seqüência deltaica*”.

A expectativa da ocorrência de uma seqüência deltaica valorizava a presença de qualquer estrutura, já que por analogia com outras áreas de mesma natureza haveria potencial para a geração de hidrocarbonetos. A seção perfurada foi predominantemente arenosa, com intercalações de folhelhos e carbonatos, não tendo sido constatados depósitos deltaicos típicos nem ocorrendo indícios significativos de petróleo.

Um novo poço, o 1-APS-1, foi perfurado na área em meados daquele mesmo ano de 1970, em cota batimétrica de 21 m. Tinha por finalidade testar uma feição dômica delineada pela sísmica na base do Terciário, além de propiciar um reconhecimento da estratigrafia da área. Os objetivos eram reservatórios terciários e cretáceos, possivelmente relacionados a uma sedimentação deltaica. Esse poço apresentou, abaixo de 1 600 m, uma seção essencialmente carbonática, interpretada como depositada em plataforma rasa e/ou lagunar, tendo sido então aventada a possibilidade de ocorrência de corpos recifais. Testemunhos amostraram rochas carbonáticas com porosidades entre 21% e 27% e permeabilidades de até 350 mD, indicando o potencial dessa seção como reservatório. Não foram constatados folhelhos com características favoráveis à geração, embora um teste realizado em calcários tenha recuperado lama cortada por gás e óleo viscoso.

Ainda na Foz do Amazonas, em 1971, foram mapeados por sísmica três alinhamentos regionais limitados por grandes falhas de crescimento de direção NW-SE a que se associavam grandes anticlinais de compensação do tipo *rollover* (fig. 14). Isso levou à proposição de várias locações que tinham por finalidade testar essas estruturas, objetivando arenitos intercalados com folhelhos, cuja ocorrência foi prognosticada pelas análises de velocidade intervalares. A deposição teria ocorrido contemporaneamente à estruturação. Os poços perfurados confirmaram o modelo geológico quanto à ocorrência de sedimentos siliciclásticos, porém não apresentaram nenhuma evidência significativa de petróleo.

Na Margem Leste, na Bacia de Campos, foi perfurado em 1971 o poço 1-RJS-1, que objetivava testar uma estrutura anticlinal situada sobre o então denominado Alto Estrutural Leste (figs. 15 e 16). Apesar de os dados estratigráficos disponíveis até então se restringirem aos do poço 2-CSTst-1-RJ, que atravessou uma seção cenozóica arenosa de natureza continental, supunha-se que no poço a ser perfurado na plataforma continental haveria uma adequada razão arenito/folhelho, favorável assim à existência de petróleo. O poço registrou indícios de petróleo no intervalo 3 286 m – 3 300 m, correspondente a um arenito fino, argiloso.

O processo exploratório na Bacia de Santos iniciou-se também em 1971, com a perfuração do pioneiro 1-PRS-1, em cota batimétrica de 62 m. A proposta da locação contemplava a amostragem de uma seção sedimentar estruturada em “anticlinal de compensação” que incluía um pacote siliciclástico terciário-cretáceo superior, um intervalo carbonático cretáceo superior e, embora abaixo da profundidade final originalmente prevista, já concebia a presença dos evaporitos do Cretáceo Inferior (fig. 17), previstos a ocorrerem a profundidades maiores do que 5 000 m. A perfuração do poço revelou a insuspeita presença de uma imensa cunha clástica cretácea-terciária, predominantemente arenosa e atualmente conhecida como Formação Juréia, uma feição peculiar da Bacia de Santos. Foram, em boa parte, frustradas as expectativas no tocante às previsões estratigráficas para aquela porção da bacia; na essência, tais previsões traziam em seu bojo a cultura desenvolvida durante os anos 60 nas bacias do Nordeste, particularmente em Sergipe-Alagoas.

Até o início de 1971 já haviam sido perfurados 53 poços na plataforma continental brasileira. Conforme Campos (1971), a perfuração desses poços confirmou muitas das inferências que balizaram o planejamento elaborado pelo Departamento de Exploração da Petrobras para a plataforma continental brasileira e permitiu delinear as principais características geológicas das bacias sedimentares na plataforma continental brasileira.

Sob o ponto de vista estratigráfico foram caracterizados:

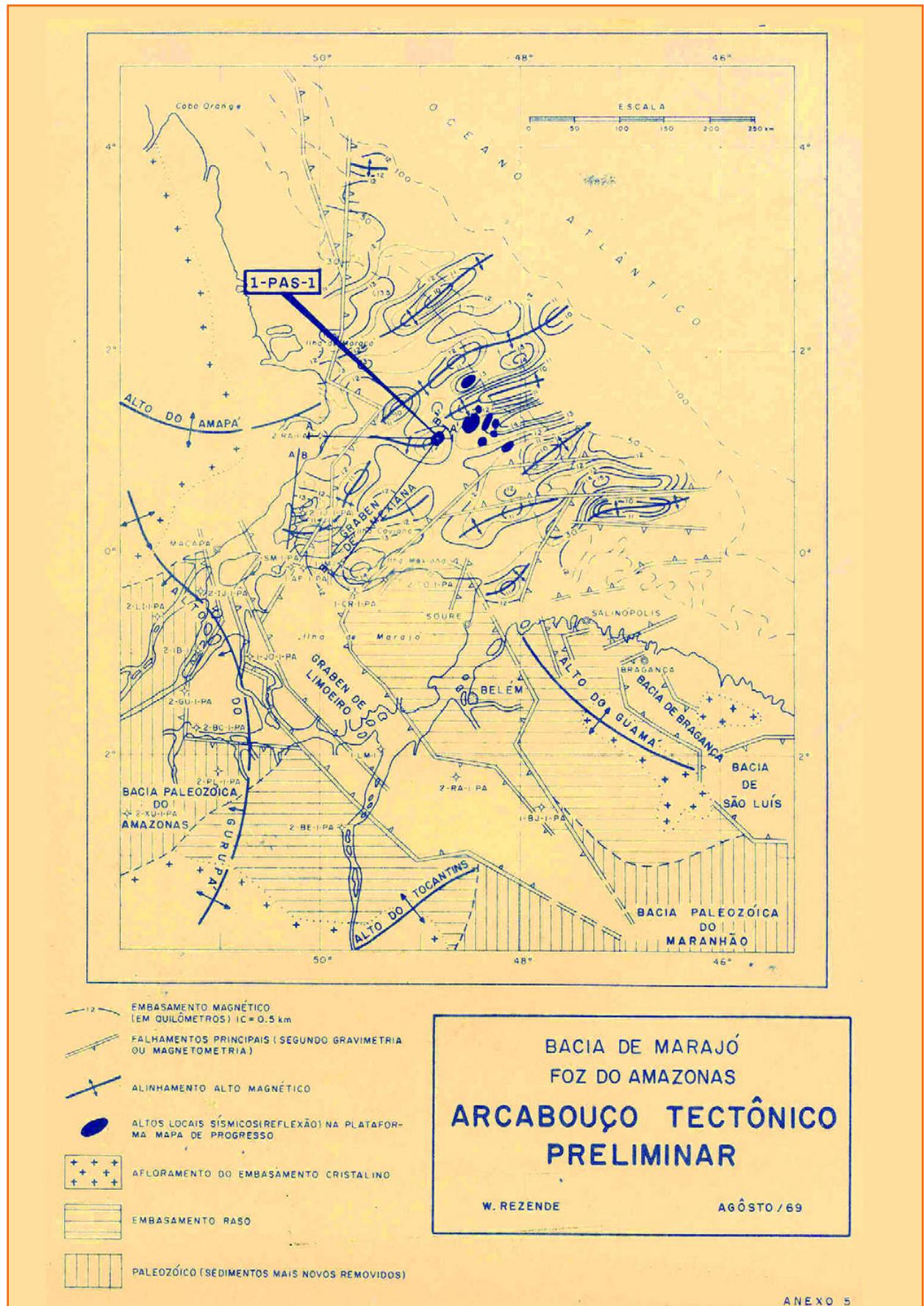
- espessa sedimentação terciária marinha;

Figura 13

Arcabouço tectônico da área da Foz do Amazonas, já delineando os principais elementos regionais.

Figure 13

Tectonic framework of the Foz do Amazonas region, with the delineation of main regional elements.



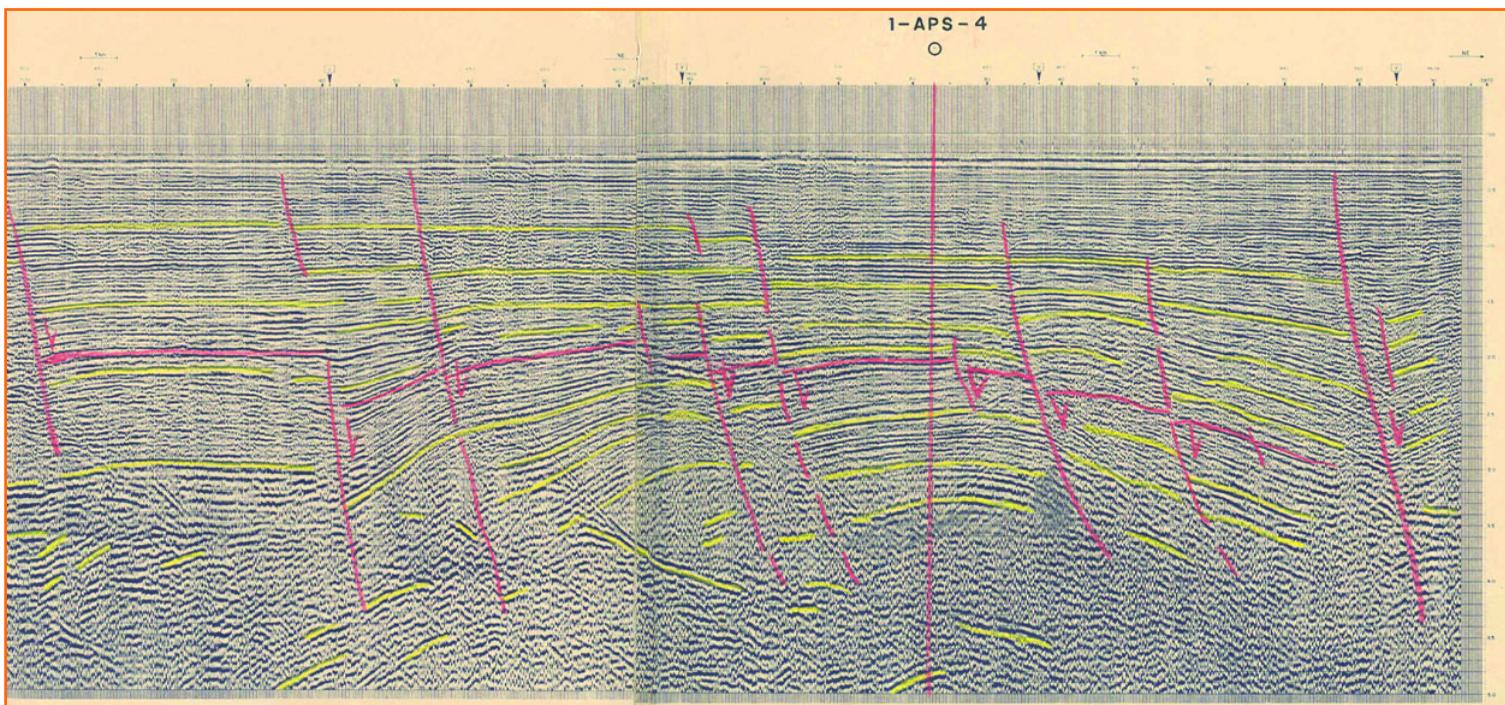


Figura 14 – Seção sísmica do prospecto 1-APS-4 na Bacia da Foz do Amazonas, evidenciando a estrutura em rollover.

Figure 14 – Seismic section of the 1-APS-4 well proposal, Foz do Amazonas Basin, showing the rollover structure.

- presença de espessos pacotes de rochas carbonáticas;
- constatação de sedimentação deltaica em algumas áreas da plataforma continental;
- presença de bacias salinas em grande parte da plataforma leste e, particularmente, na Bacia de Santos.

A constatação era de que na maioria das áreas pesquisadas os objetivos, sob o ponto de vista estratigráfico, ainda não estavam definidos, procurando-se, ainda, as áreas onde a relação entre as rochas-reservatório e capeadoras-geradoras seriam favoráveis.

Quanto à geologia estrutural, importantes inferências foram estabelecidas:

- o tectonismo distensivo foi bastante intenso no Eocretáceo (fase rifte);
- a halocinese, que ocorreu com variada intensidade, originou estruturas;
- feições altas proeminentes eram associadas a vulcanismo ativo, principalmente na Bahia Sul e Espírito Santo;
- estruturas adiastróficas ocorrem principalmente no Terciário, em função das elevadas taxas de sedimentação.

Esses elementos geológicos serviram de base ao planejamento dos futuros programas exploratórios, permitindo uma priorização de áreas até a cota batimétrica de 200 m. A ida para o mar requereu uma retomada do processo de desenvolvimento tecnológico, uma vez que o exploracionista brasileiro passou a lidar com novos cenários geológicos em que os riscos e os custos eram muito elevados. Tais ações incluíram:

- ida de técnicos ao exterior para a busca de cultura específica em deltas, domos de sal e recifes carbonáticos;
- vinda de consultores renomados;
- envio de geólogos e geofísicos para cursos de pós-graduação no exterior, em centros de excelência, a exemplo do que já ocorrera nos primórdios de atuação da Petrobras.

No ano de 1972, a única descoberta significativa no País foi o Campo de Fazenda Cedro, na porção terrestre da Bacia do Espírito Santo. Nesse mesmo ano foi tomada a decisão de criar a Petrobras Internacional, ao mesmo tempo em que, no País, a empresa direcionava seus investimentos prioritariamente para as atividades de *downstream*. Curiosamente, induzida por um conjunto de circuns-

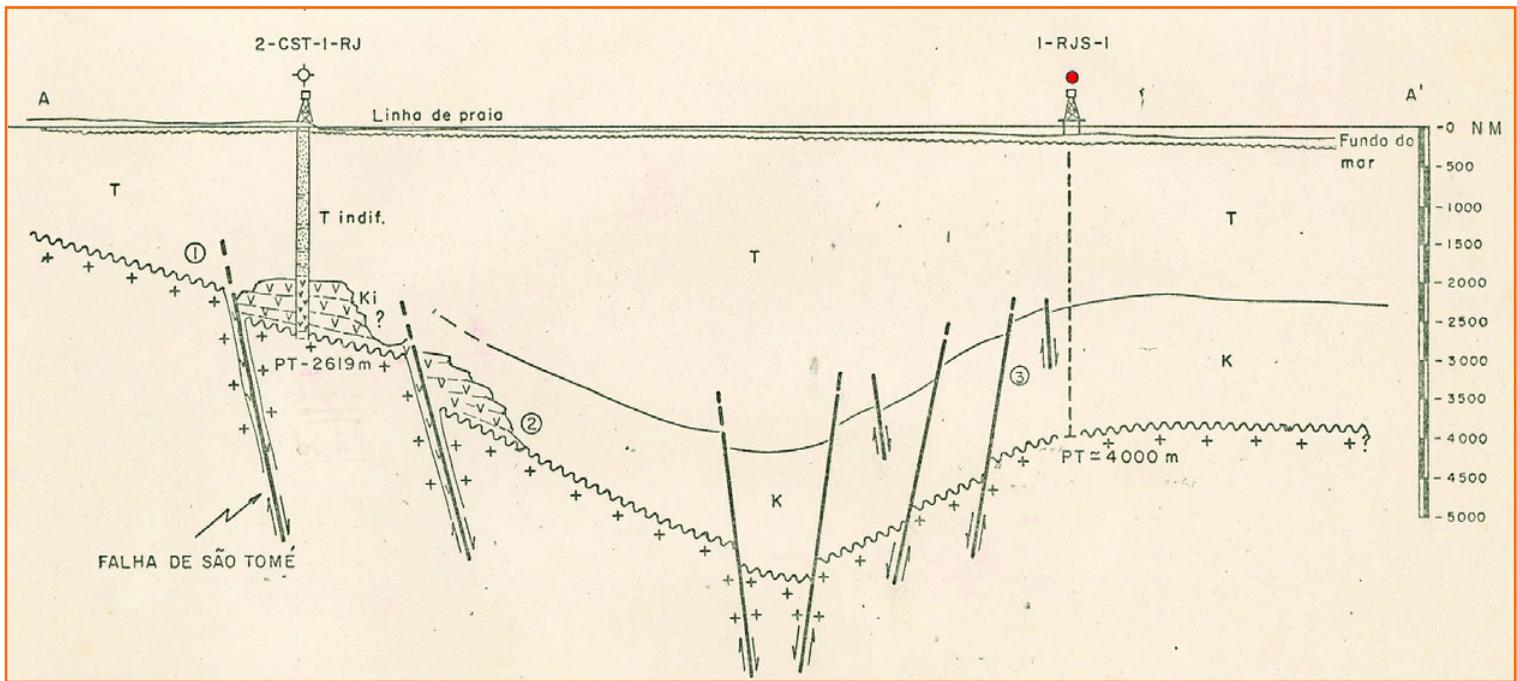


Figura 15 – Modelo geológico regional da Bacia de Campos que apoiou a proposta do poço 1-RJS-1.

Figure 15 – Campos Basin regional geological model that supported the 1-RJS-1 well proposal.

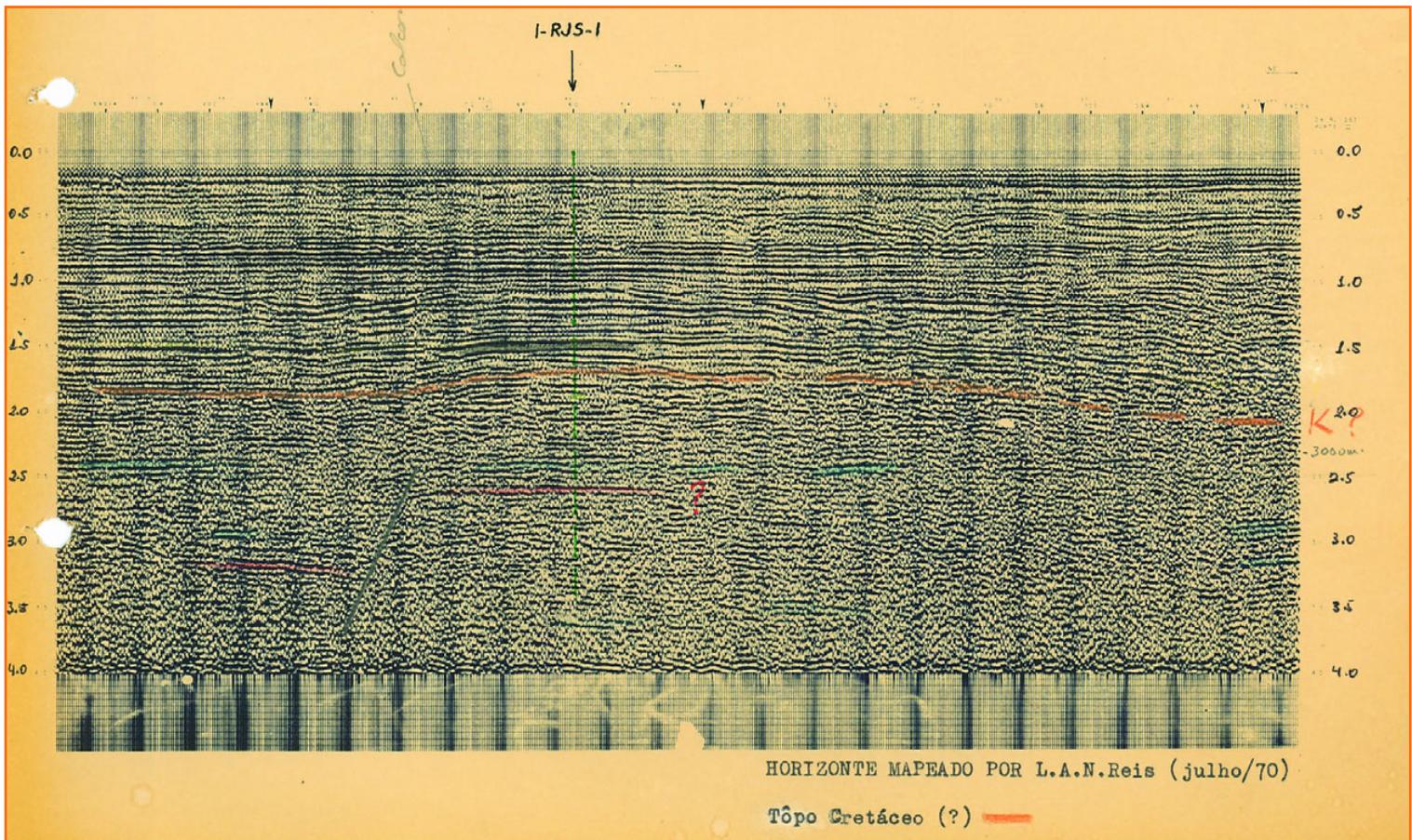


Figura 16 – Linha sísmica da localização do poço 1-RJS-1, Bacia de Campos.

Figure 16 – Seismic section of the well 1-RJS-1, Campos Basin.

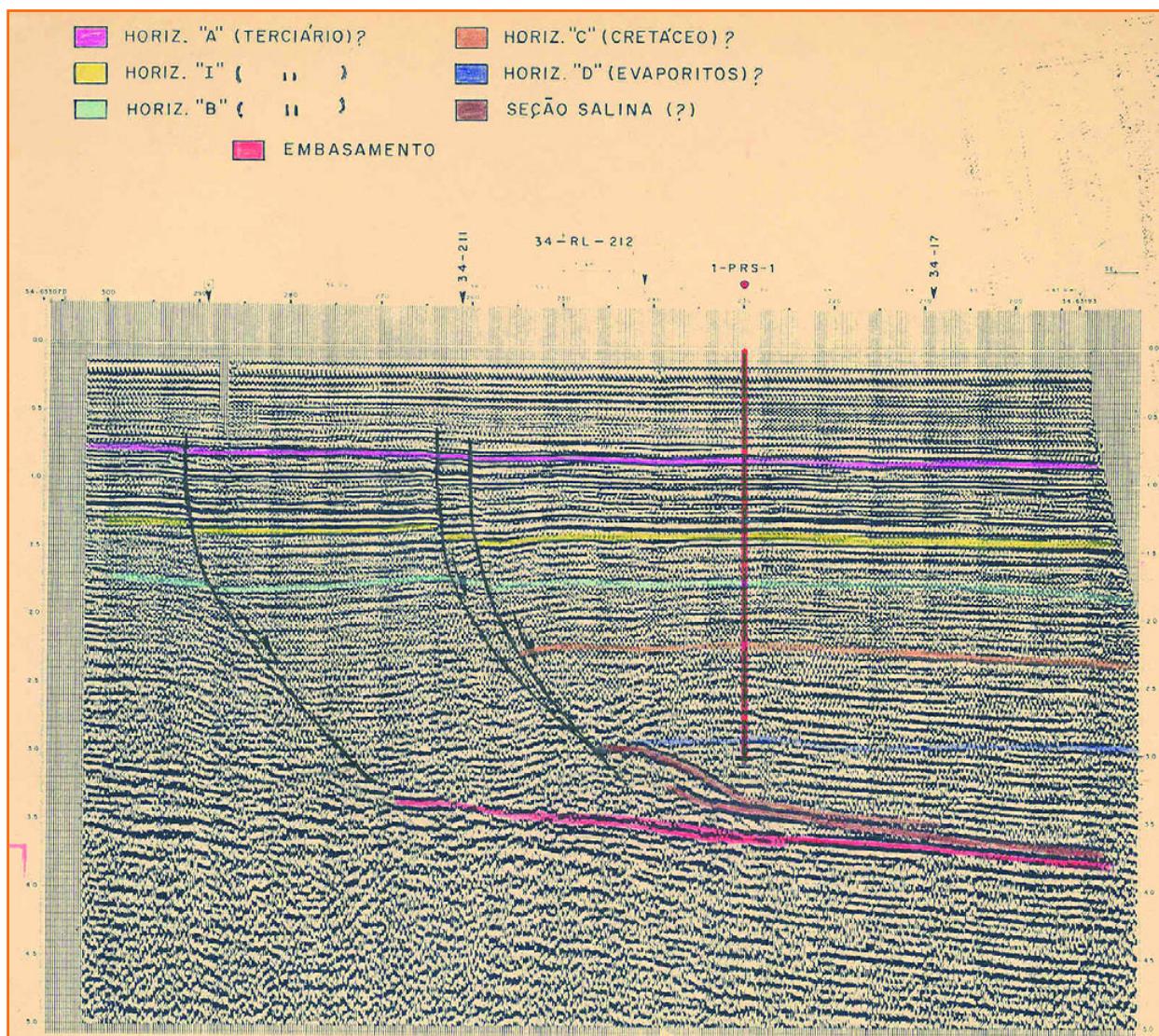


Figura 17

Linha sísmica da localização do poço 1-PRS-1, Bacia de Santos.

Figure 17

Seismic section of the well 1-PRS-1, Santos Basin.

tâncias, a Petrobras estaria, naquele momento, implementando uma das recomendações expressas 12 anos antes por Walter Link, a de buscar petróleo no exterior.

Num contexto de resultados exploratórios pouco significativos, a Exploração centralizaria suas atividades na Sede da Companhia, no início dos anos 70. Como consequência, as atividades nas bacias terrestres foram bastante reduzidas, ocorrendo um esvaziamento técnico dos Distritos Regionais.

Por outro lado, a centralização foi indutora de intensa sinergia entre as diferentes especialidades envolvidas no processo exploratório, e tal esforço concentrado redundou numa fase de intensa geração de idéias e modelos geológicos de suporte à exploração. Era a estrutura organizacional a servi-

ço dos objetivos da Companhia: centralizando as atividades e trabalhando com as equipes focadas no problema, foi possível desenvolver com rapidez as necessárias estratégias de atuação.

Nesta mesma época é implantado o Laboratório Central da Exploração, dotado de um experiente corpo técnico remanejado dos distritos e inteiramente dedicado a estudos de rocha, cujas investigações sedimentológicas e paleontológicas teriam aí consolidado seu papel fundamental na formulação dos modelos geológicos utilizados pela Companhia. Ao mesmo tempo, o Centro de Pesquisas - Cenpes recebia seu primeiro equipamento para determinação do conteúdo de carbono orgânico das rochas potencialmente geradoras, como as primeiras ações para implantação da Geoquímica

na Petrobras. A partir de então, esta seria mais uma disciplina de marcante presença no âmbito da interpretação exploratória. No início dos anos 80, todas as atribuições até então inerentes ao LACEX seriam incorporadas pelo Cenpes.

Na Bacia Potiguar, em 1973, foi descoberto o Campo de Ubarana, a 13 km da costa e em lâmina d'água de 15 m, uma acumulação em arenitos flúvio-deltaicos de idade aptiana da Formação Alagamar, e em arenitos da Formação Açu, com reserva de 82 milhões de barris.

Em 1973 ocorre o Primeiro Choque do Petróleo, com o preço do barril passando de US\$2,00 para US\$15,00, com forte impacto sobre a balança comercial brasileira. Os novos fatos levam a Petrobras a modificar a sua filosofia exploratória, já que com o preço do barril de petróleo nesse patamar se fez imperioso reconsiderar muitas das decisões no tocante aos investimentos em exploração no Brasil, tanto em sísmica como em perfuração de poços. Novamente, exploração nas bacias brasileiras tornou-se interessante e necessária.

## Campo de Garoupa: a primeira grande descoberta na plataforma continental

No início de 1973 foi aprovada, na Bacia de Campos, a locação 1-RJS-7. Os objetivos eram reservatórios siliciclásticos terciários e, secundariamente, os do Cretáceo, todos estruturados em *rollover* (fig. 18), estando a profundidade final do poço prevista para 3 500 m, dentro da Formação Macaé. A partir de 3 200 m, o poço penetrou uma espessa seção de calcilutitos sem apresentar indícios de petróleo. A história registra que o então Superintendente do DEPEX, Carlos Walter Marinho Campos, voltando de uma viagem ao Oriente Médio, onde fora conhecer campos produtores de petróleo em carbonatos - que naquela região produziam em profundidades maiores do que 4 000 m - determinou que o

poço continuasse a perfurar apesar das características desfavoráveis daquela seção.

A 3 401 m ocorreu expressiva quebra no tempo de penetração da broca, e as amostras circuladas mostraram indícios significativos de óleo e gás. Os testemunhos coletados a partir daquela profundidade mostraram uma seção calcária formada por calcirruditos e calcarenitos oncolíticos com matriz micrítica e algum cimento espático, com porosidades de até 17%. As saturações de água calculadas por perfis mostraram valores oscilando entre 50% e 70%. Apesar dos valores serem mais altos do que os normalmente encontrados em zonas produtoras de óleo, o poço foi considerado de interesse para avaliação por teste de formação. Os testes mostraram vazões muito baixas, de modo que o poço foi classificado como sub-comercial. Apesar de não ser uma acumulação economicamente viável, essa descoberta pode ser considerada o marco fundamental e o impulsionador na caminhada de sucesso da Petrobras na plataforma continental brasileira.

Tal descoberta conduziu à aprovação, no final de 1973, da locação 1-RJS-9, que teve como alvo a seção calcária equivalente àquela encontrada no poço 1-RJS-7, em uma feição em *rollover* associada a falhas lítricas mapeada por sísmica de reflexão (fig. 19). Os arenitos Carapebus cretáceos e terciários constituíam objetivos secundários. O poço foi perfurado pelo Navio-Sonda Petrobras II, em cota batimétrica de 120 m, que para a época já representava o desafio de águas profundas. Iniciado em novembro de 1973, ao atingir a profundidade de 3 102 m o poço foi abandonado por problemas mecânicos. O navio foi deslocado para um ponto situado 150 m do original e o poço foi repetido, agora sob o prefixo 1-RJS-9A.

Confirmando as previsões, o poço perfurou uma seção de calcários porosos, com uma coluna de óleo de mais de 100 m de espessura, porosidade média de 17% e saturação média de água de 16%, com reservas estimadas em mais de 100 milhões de barris. Os testes de produção na parte superior do intervalo de interesse mostraram vazões de óleo de cerca de 3 000 bbl/dia, com 32° API. Começavam a aparecer os resultados concretos da decisão de se investir na plataforma continental. Esse campo reveste-se de especial importância para

a Geologia do Petróleo no País por marcar a primeira descoberta de porte na plataforma continental brasileira.

Importantes trabalhos estratigráfico-sedimentológicos referentes aos calcários da Formação Macaé foram feitos visando entender o modelo deposicional e os controles da porosidade. Foi logo reconhecido que os calcários portadores de óleo no 1-RJS-7 eram formados por oolitos e oncolitos, associados a uma matriz constituída de micrita, micropéletes e péletes, com raros bioclastos, depositados em ambiente raso e de moderada energia. Isso imprimia as condições de baixa permeabilidade verificadas nos testemunhos e testes de formação. Já no poço 1-RJS-9A, descobridor de Garoupa, os reservatórios, formados por oolitos e oncolitos, foram depositados em águas rasas, de energia moderada, com ocasionais exposições, com presença de porosidade intergranular. Os estudos levaram a concluir pela não-existência de recifes, considerando a baixa diversidade faunística num mar restrito, característica particular do Atlântico Sul no Albiano.

Com a descoberta de Garoupa, os calcários albianos de águas rasas tornaram-se o alvo prioritário da exploração, porém descobertas ocorridas em 1975 tanto em arenitos do Cretáceo Superior, no Campo de Pargo, quanto em calcários lacustres da Formação Lagoa Feia, no Campo de Badejo, confirmavam o potencial das areias da Formação Campos e abriam um novo *play* exploratório na seqüência rifte, tendo por alvo as coquinas.

Um aspecto relevante no processo de descoberta e delimitação de Garoupa foi a constatação de que as anomalias de amplitude estariam associadas à litologia. Em 1975, essa cultura foi empregada na proposição do poço pioneiro 1-RJS-19 e nos poços de delimitação do campo (fig. 20). Localizado no limite oriental da Faixa de Garoupa, na margem da atual plataforma continental, em cota batimétrica de 172 m, a locação visava uma anomalia de amplitude, de forma lenticular, que era interpretada como associada a uma variação favorável de condições permoporosas dos calcários Macaé. Ao invés de carbonatos, o poço penetrou uma seção portadora de petróleo em arenitos al-

Figura 18

Seção sísmica da locação do poço 1-RJS-7, Bacia de Campos.

Figure 18

Seismic section of the well 1-RJS-7, Campos Basin.

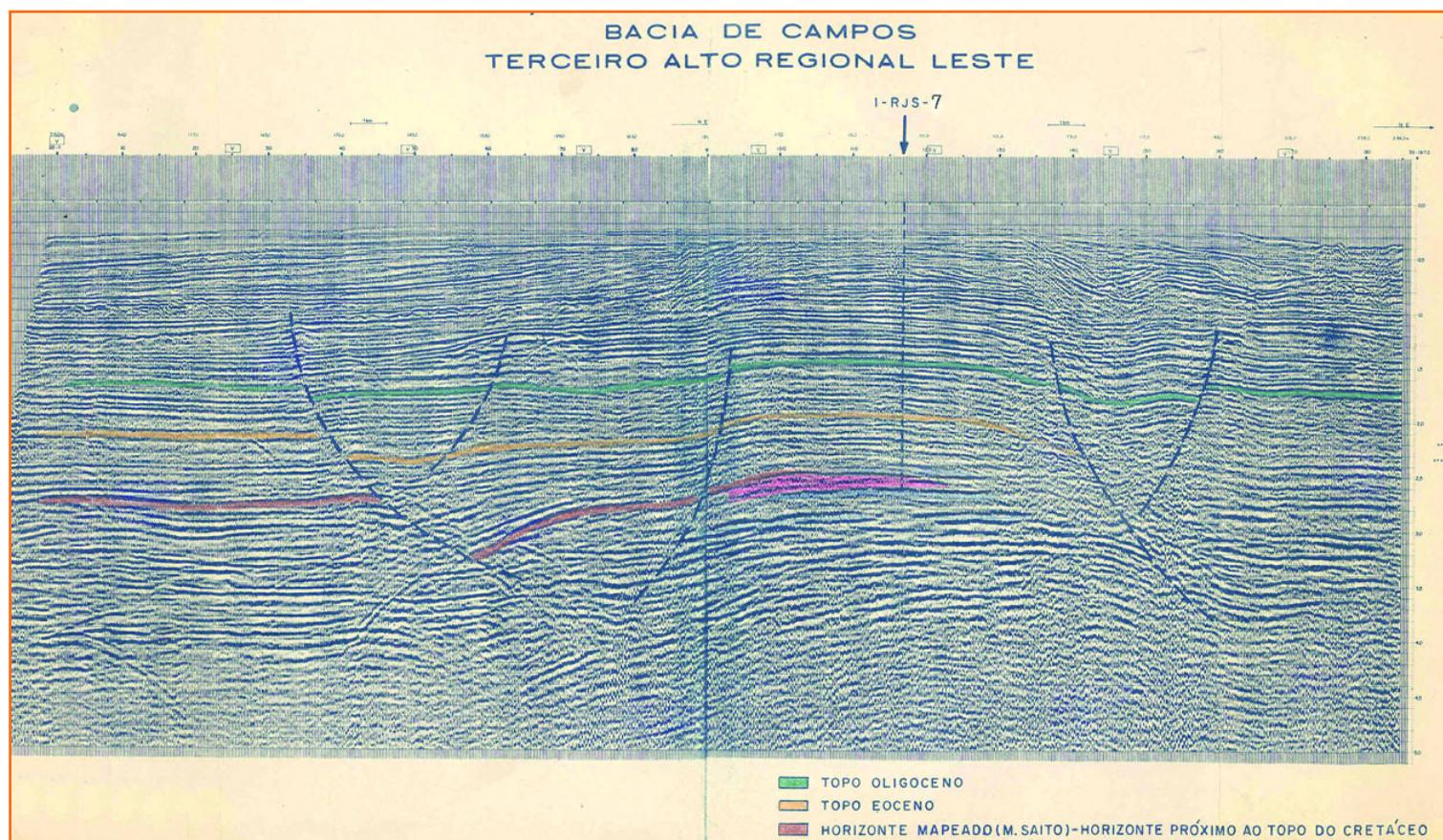
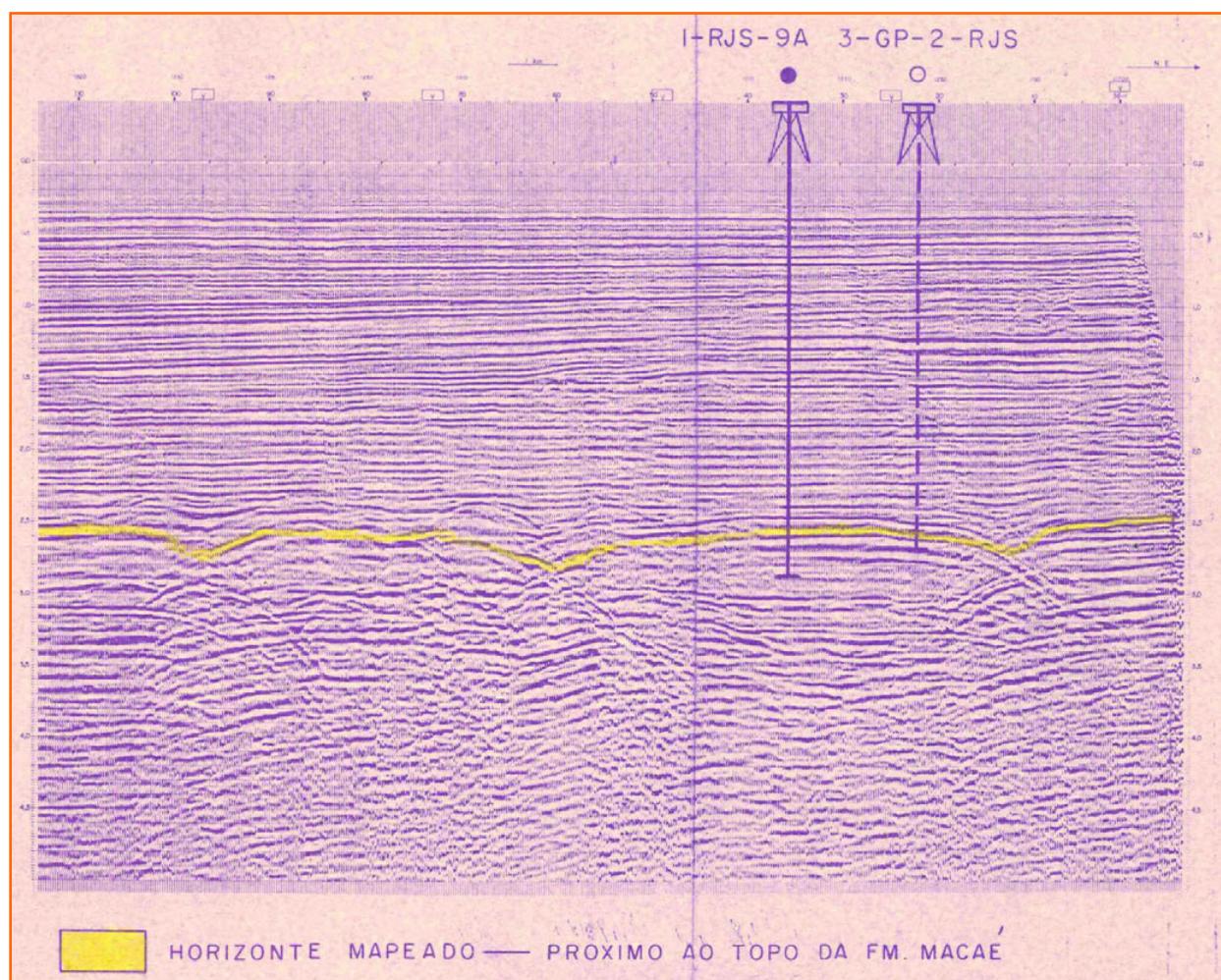


Figura 19

Seção sísmica da área do Campo de Garoupa, o primeiro descoberto na Bacia de Campos.

Figure 19

Seismic section in the area of Garoupa field, the first one discovered in Campos Basin.



bianos, o denominado Campo de Namorado, o primeiro gigante da plataforma continental brasileira, com reservas superiores a 250 milhões de barris.

Ao final de 1973 já havia sido proposta a locação do poço 1-APS-10 (fig. 21), na área do Cone do Amazonas, com o objetivo de testar uma feição tipo *bright spot* que corresponderia a um arenito saturado de gás. Essa feição estava associada a uma estrutura dômica alongada, mapeada pela sísmica em horizonte próximo ao topo do Mioceno. O poço, perfurado no início de 1976, apresentou vários intervalos de reservatórios saturados de gás, com altas permeabilidades, caracterizando assim a descoberta do Campo de Pirapema. Com essa descoberta, mais a de Garoupa e a de Namorado, a Petrobras começava a usar as amplitudes sísmicas tanto para a “identificação direta de hidrocarbonetos” como em Pirapema, quanto para o mapeamento de reservatórios, como nos outros exemplos mencionados.

Ao final de 1975, já estava plenamente consolidada a concepção de que os arenitos do Membro Carapebus da Bacia de Campos haviam sido depositados em águas profundas, em ambiente batial, através de mecanismos gravitacionais subaquosos, incluindo escorregamentos, fluxo de detritos, fluxo granular e correntes de turbidez.

No âmbito da Petrobras, o primeiro reservatório a ser caracterizado como sendo um depósito turbidítico foi o de Guaricema, definido dentro do contexto de um estudo sismo-estratigráfico da Bacia de Sergipe-Alagoas realizado em 1970. A partir daí, os conceitos relativos aos depósitos sedimentares localizados abaixo do talude permearam rapidamente os grupos de interpretação exploratória, que se valiam da sísmica para buscar os arenitos situados além das zonas de *by-pass*, em diversas posições e idades no pacote sedimentar das bacias costeiras. Paleo-taludes e *paleocanyons*, com os depósitos sedimentares a eles associados,

já eram interpretados nas seções sísmicas. Isso tudo foi de grande valia para os passos que a Empresa daria em direção às águas profundas, o que se reflete plenamente nos resultados obtidos nesse tipo de reservatório que, atualmente, abrigam mais de 80% das reservas nacionais.

O estudo desse tipo de reservatório tomou grande impulso na Petrobras por meio do intercâmbio com renomados especialistas em sedimentação de águas profundas e o envio de geólogos e geofísicos para cursos de pós-graduação e projetos de curta duração no exterior focalizados nesse tipo de reservatório. A percepção de que uma feição geológica poderia ser "visível" numa seção sísmica conduziu à concepção de modelos integrados (fig. 22), de fundamental papel no processo exploratório.

No início de 1976, com a perfuração do poço 1-RJS-22, cujo objetivo principal eram os calcários Macaé, foi descoberto o Campo de Enchova, em arenitos eocênicos do Membro Carapebus, que mostraram excelentes características permoporosas, apesar de sua pequena espessura. Os calcários Macaé apresentaram uma significativa coluna de óleo, porém em fácies de baixa energia, com reduzida permeabilidade. O poço de extensão 3-EN-1-RJS foi perfurado no final de 1976 e confirmou a expectativa de encontrar uma maior espessura dos arenitos Carapebus em função de sua posição estrutural com relação a uma falha de crescimento. Foi encontrado um expressivo pacote de arenitos eocênicos com porosidades de até 31%, com saturações de água entre 5% e 22%.

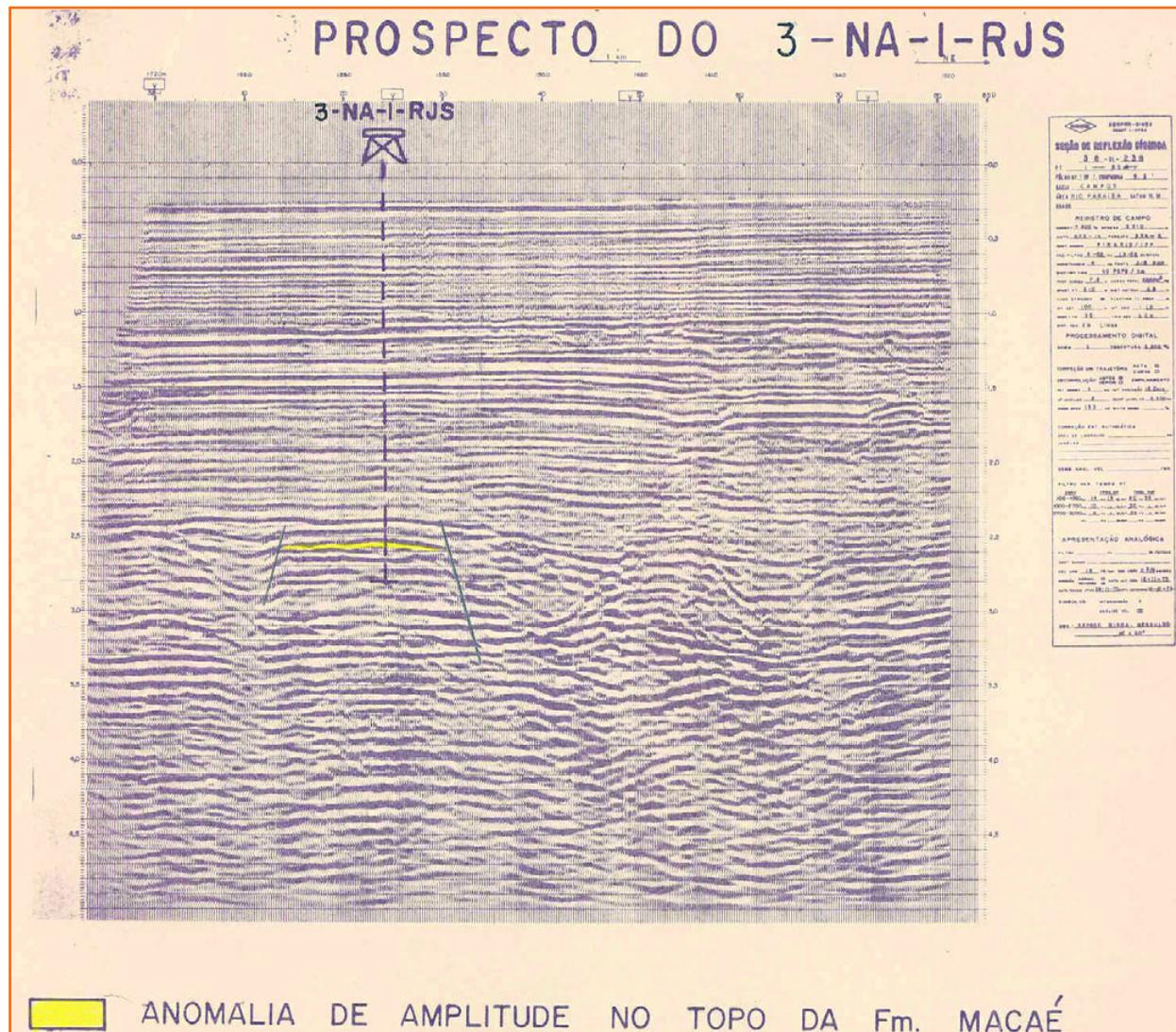


Figura 20

Seção sísmica da área do Campo de Namorado, Bacia de Campos.

Figure 20

Seismic section in the area of Namorado field, Campos Basin.

A partir dos modelos resultantes do crescente conhecimento geológico-geofísico da bacia, seguiu-se uma série de descobertas na Bacia de Campos, dentre as quais estão Pampo, Bonito, Linguado, Bicudo e Corvina, produtores em carbonatos da Formação Macaé e nos arenitos do Membro Carapebus. Um marco na produção brasileira de petróleo foi a instalação, em 1977, do primeiro Sistema Antecipado de Produção no Campo de Enchova, pelo qual o poço 3-EN-1-RJS apresentou uma vazão média de 11 000 bbl/dia de óleo de 27° API em dezembro de 1977. Naquele ano, as reservas de petróleo no País já superavam os 2 bilhões de barris de óleo-equivalente, enquanto a produção média do ano permanecia nos 160 mil bbl/dia.

Nessa mesma época, a atividade exploratória também se desenvolvia na plataforma continental

da Margem Equatorial. Na Bacia Potiguar foi descoberto o Campo de Agulha em 1975, produtor em turbiditos terciários capeados por rochas ígneas. Na Bacia do Ceará sucederam-se, entre 1977 e 1979, as descobertas de Xaréu, Curimã, Espada e Atum, todas de volumes modestos em reservatórios do Cretáceo.

No início de 1977 foi proposta a locação 1-RJS-32 (fig. 23), que tinha por objetivo testar uma anomalia de amplitude no topo da Formação Macaé, equivalente aos reservatórios arenosos do Campo de Namorado. Essa anomalia de amplitude se estendia para águas mais profundas, porém o poço foi locado em cota batimétrica de 307 m e foi perfurado na profundidade de 298 m por limitações operacionais da sonda de perfuração. Os arenitos Carapebus constituíam objetivos secundários. Já naquele tempo havia a

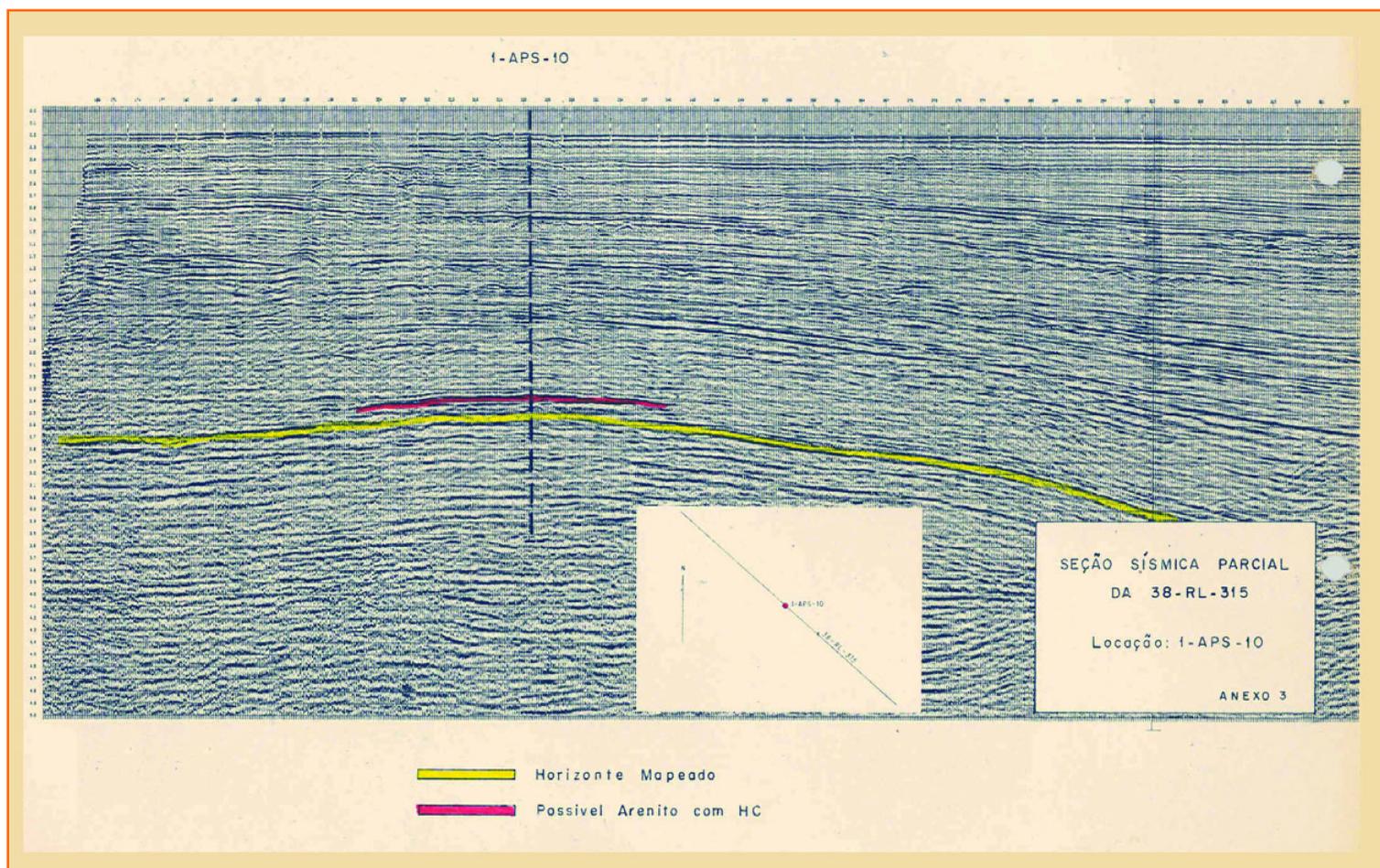


Figura 21 – Seção sísmica da locação do poço 1-APS-10, Bacia da Foz do Amazonas. Notar a amplitude anômala (*bright spot*).

Figure 21 – Seismic section of the well 1-APS-10, Foz do Amazonas Basin. Notice the *bright spot*.

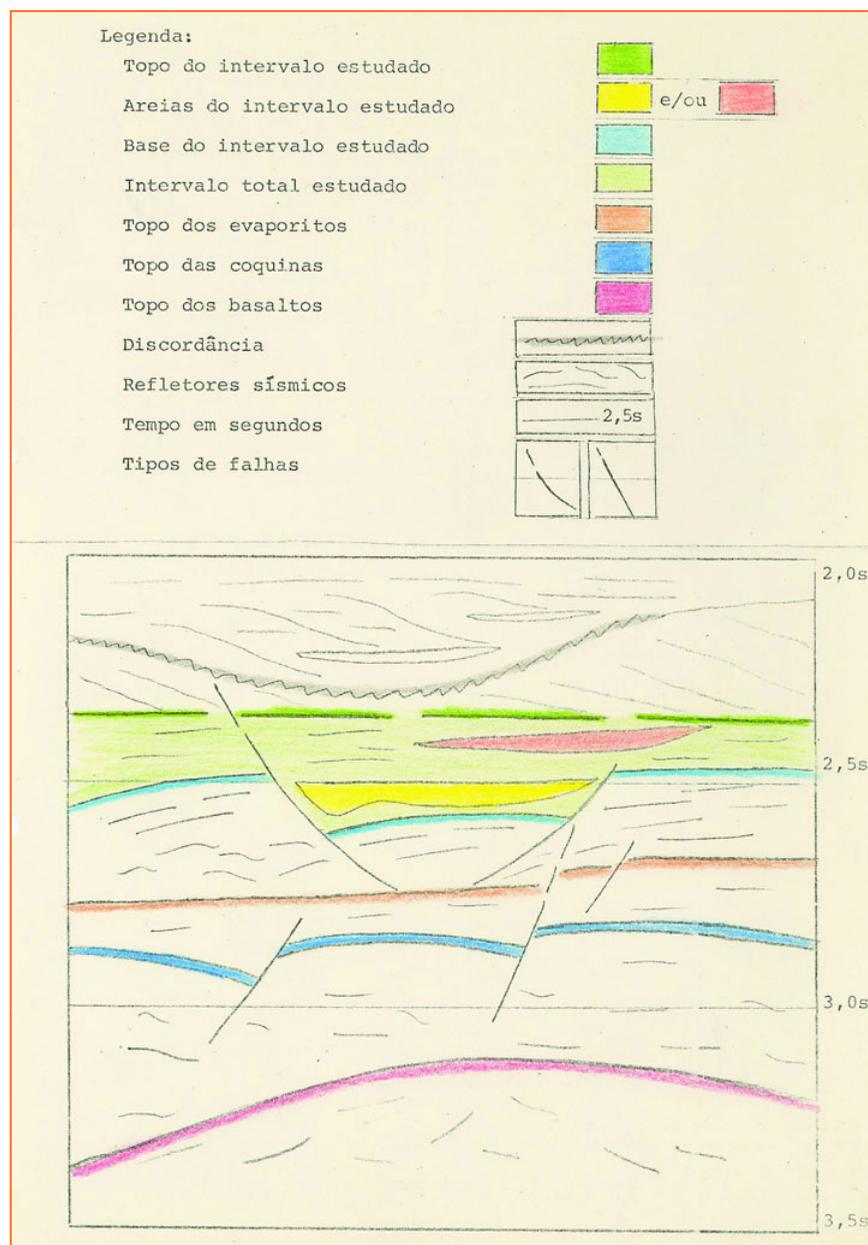
clara percepção de que as areias, tanto do Albiano-Cenomaniano quanto as mais novas, que também apresentavam amplitudes anômalas na sísmica, poderiam se estender para águas profundas. Perfurado o poço, verificou-se que a anomalia mapeada correspondia na realidade a uma seção de calcários de granulação fina, microporosos, portadores de petróleo, que na época não possuíam condições de produção comercial em função das baixas permeabilidades. Mais tarde, com a tecnologia disponível na década de 90, a Petrobras voltaria a prospectar esses calcários com a perfuração de um poço horizontal, que mostrou produções da ordem de 1 500 bbl/dia de óleo.

No extremo sul da porção terrestre da Bacia do Espírito Santo, em 1978, era descoberto o Campo de Lagoa Parada, que produz petróleo em turbiditos eocênicos encaixados no *Canyon* de Regência, importante feição geológica que se amplia no sentido da porção marítima da bacia. A produção inicial dos poços em Lagoa Parada, em função de um reservatório excepcional e um aquífero muito atuante, alcançou vazões da ordem de 2 500 bbl/dia, fato relevante em se tratando de produção em terra.

Em 1978, foi adquirido o primeiro levantamento sísmico tridimensional na Bacia de Campos, para auxiliar na delimitação do Campo de Cherné. Isso sinalizaria no sentido da extensiva utilização exploratória dessa ferramenta, que ocorreria a partir dos anos 80.

Em 1979, pela primeira vez na história da Companhia, a Exploração assume *status* de Diretoria. A re-estruturação incluiu a tripartição do Departamento de Exploração e Produção - DEXPRO, dela ressurgindo o Departamento de Exploração - DEPEX e os Distritos de Exploração. Na estrutura desses distritos apareciam Divisões de Interpretação, com a atribuição de explorar as porções terrestres das bacias da margem continental e algumas das bacias interiores.

No final do ano de 1979 acontece o Segundo Choque do Petróleo, com o preço do barril de petróleo aproximando-se dos US\$30,00. As reservas nacionais, ao final do ano de 1979, somavam 2,27 bilhões de barris de óleo-equivalente, principalmente em função das descobertas da Bacia de Campos. Porém, a produção média diária



nesse período estava na faixa dos 170 mil bbl/dia. Em 1980, o Governo estabelece a meta de produção dos 500 000 bbl/dia, a ser atingida em 1985. Para viabilizar esse desafio, o Departamento de Exploração elabora um Plano Quinquenal contemplando um significativo incremento nos investimentos em exploração.

No início dos anos 80, já se acumulara um enorme acervo de dados geológicos e geofísicos da Bacia de Campos, levando à consolidação de um modelo geológico integrado que deu notável suporte ao bem-sucedido processo exploratório lá empreendido. Tal modelo incluía geração pelos folhelhos lacustres da Formação Lagoa Feia e mi-

Figura 22

Concepção geológica, baseada em dados sísmicos, da distribuição de reservatórios turbidíticos na Bacia de Campos (Barros, 1982).

Figure 22

Geological concept based on seismic data illustrating turbidite reservoir distribution in the Campos Basin (after Barros, 1982).

gração via falhas e janelas abertas no pacote de evaporitos (fig. 24). Entre as principais descobertas desse período estão os campos de Carapeba, com reserva de 180 milhões de barris de óleo em turbiditos do Cretáceo Superior e o Campo de Vermelho, em turbiditos eocênicos, com reserva de 120 milhões de barris de óleo. Ao final de 1983, as descobertas até então realizadas em águas rasas da Bacia de Campos já definiam o mais conspícuo *trend* petrolífero do País (fig. 25).

Importantes descobertas ocorriam também em terra, especialmente na Bacia Potiguar, onde em 1981 foram descobertos os campos de Fazenda Belém, Alto do Rodrigues e Estreito. Em 1982, já em uma fase de exploração mais sistemática na bacia ocorreram as descobertas do *trend* de Estreito-Guamaré, em reservatórios da Formação Açu, e o Campo de Serraria, em reservatórios do rifte. A primeira acumulação comercial em terra nessa bacia fora encontrada em 1979, pela descoberta do Campo de Mossoró, através do poço

9-MO-13-RN. A perfuração do mesmo foi motivada pela presença de indícios de óleo num poço para abastecimento de água do Hotel Termas de Mossoró. Na Bacia do Recôncavo aconteceu, nessa época, uma série de descobertas no denominado Compartimento Nordeste; junto à Falha de Salvador, limite da bacia a SE, arenitos lacustres da Formação Candeias ocultavam-se sob os fanglomerados de borda, tal como em Riacho da Barra, definindo um novo prospecto então perseguido com sucesso.

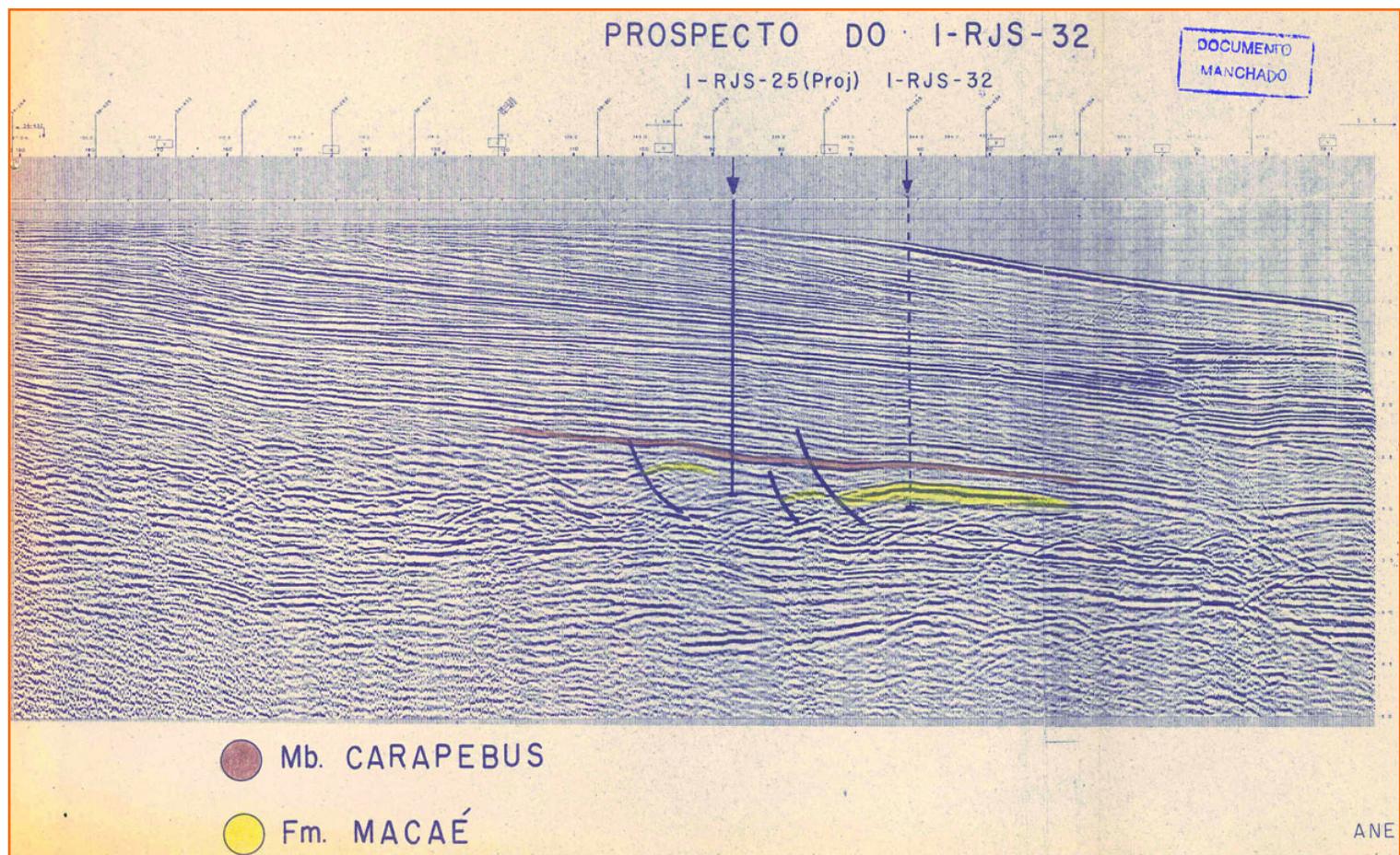
Em Sergipe-Alagoas, esta foi a época da descoberta do Campo de Pilar, a maior acumulação de gás já encontrada na bacia. Descoberto em 1981 pelo poço 1-PIR-1-AL, o Campo de Pilar é uma estrutura em *rollover* associada à grande falha normal da borda da bacia. Os reservatórios de gás estão na Formação Penedo, e contêm reservas da ordem de 7 bilhões de m<sup>3</sup>, a maior parte delas em arenitos situados abaixo dos 3 000 m de profundidade. Adicionalmente, o campo apresenta uma reserva de óleo

Figura 23

Linha sísmica da locação 1-RJS-32 mostrando a anomalia de amplitude que foi o objetivo principal do poço.

Figure 23

Seismic section that supported the 1-RJS-32 well proposal, displaying the seismic amplitude anomaly that was the main target of the well.



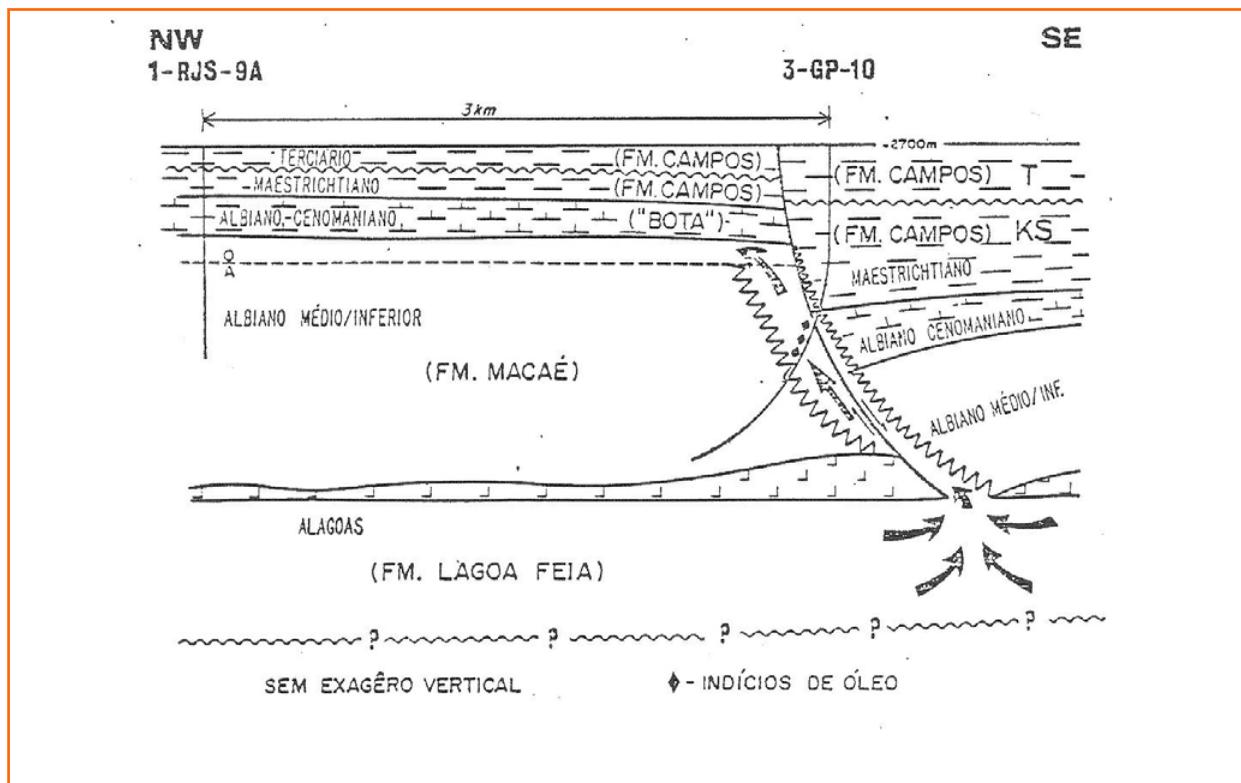


Figura 24

Modelo conceitual da migração na Bacia de Campos, ressaltando o papel das falhas listricas e das "janelas" no sal (Meister, 1984).

Figure 24

Conceptual model of oil migration in the Campos Basin, with emphasis on the role of listric faults and salt windows (after Meister, 1984).

de 41° API em arenitos da Formação Coqueiro Seco, com volumes da ordem de 20 milhões de barris.

Ao final de 1983, o volume de óleo *in-place* descoberto nas bacias brasileiras alcançava os 30 bilhões de barris de óleo-equivalente e as reservas totais superavam os 4 bilhões de barris.

## finalmente, o petróleo do Paleozóico

Em 1978, ao ser perfurada uma inversão estrutural mostrada em linha sísmica regional (fig. 26), que fora posicionada para desvendar o arcabouço tectônico da Bacia do Solimões, foi descoberto o Campo de Juruá, portador de gás em arenitos do Carbonífero. O poço descobridor, o "último que seria perfurado na bacia" caso resultasse seco, só foi testado após intensos debates entre o geólogo de poço e o *staff* da Sede, pois era grande o ceticismo sobre as possibilidades petrolíferas do Paleozóico.

Uma vez encontrado o *trend*, que se configura como um destacado alto transpressivo ao longo da

calha da bacia, sucedeu-se uma série de descobertas (Nordeste de Juruá, Jaraqui, Jutai, Sudoeste de Juruá e outros) que confirmariam a presença de uma importante província gasífera na Amazônia.

Nos anos 80, viriam as descobertas de óleo da área de Rio Urucu. O pioneiro RUC-1 foi proposto para perfurar uma estrutura dômica alongada a SW-NE, fruto de "esforços compressivos mesozóicos" e situada cerca de 100 km a SE da área dos campos de gás do *trend* do Juruá. Muito embora os indicadores geoquímicos de maturidade do gerador devoniano sinalizassem condições predominantemente favoráveis à existência de uma jazida de gás, o grupo de interpretação já percebera que havia uma maior presença de condensado no sentido da extremidade NE do *trend* do Juruá, de tal modo que o prospecto do poço dizia: "...permite esperar-se neste pioneiro, situado mais a leste, uma maior produção de hidrocarbonetos líquidos."

A descoberta de óleo no Rio Urucu representou uma grande conquista exploratória, pois revelava que as complexas bacias paleozóicas brasileiras, sempre alvos de uma grande polêmica sobre sua potencialidade, poderiam contribuir de fato na produção nacional. Atualmente, o Pó-

lo de Urucu produz cerca de 58 000 bbl/dia de óleo de excelente qualidade.

Diferentemente do ocorrido nas bacias amazônicas, que tiveram uma atividade mais continuada através do tempo, a presença da Exploração no Paleozóico do Paraná e do Parnaíba se deu em ciclos. Um deles começaria em 1975, com o retorno à Bacia do Parnaíba. Algumas linhas regionais foram adquiridas, com detalhamento local. Nessa etapa de estudos, iniciariam as controvérsias a respeito do potencial dessa bacia no tocante à geração de hidrocarbonetos, uma vez que a Formação Pimenteiras, dado seu soterramento insuficiente, está completamente imatura em toda a bacia, exceto onde ocorre intrudida por rochas ígneas mesozóicas. O entendimento de então era que, sob tais condições, os folhelhos devonianos estariam termicamente degradados, sem potencial gerador

remanescente. O inusitado mecanismo de geração não-convencional de petróleo pela ação direta do calor das rochas intrusivas só seria adequadamente equacionado alguns anos mais tarde.

Dois resultados interessantes de poços perfurados nessa etapa de trabalhos são os de Testa Branca 2 - MA, um pioneiro apoiado por geologia de superfície e sísmica analógica que testemunhou um intervalo da Formação Cabeças impregnado de óleo biodegradado, e o de Floriano - MA, poço locado por geologia de superfície e onde foi testado um intervalo de arenitos da Formação Ipu, com queima de gás.

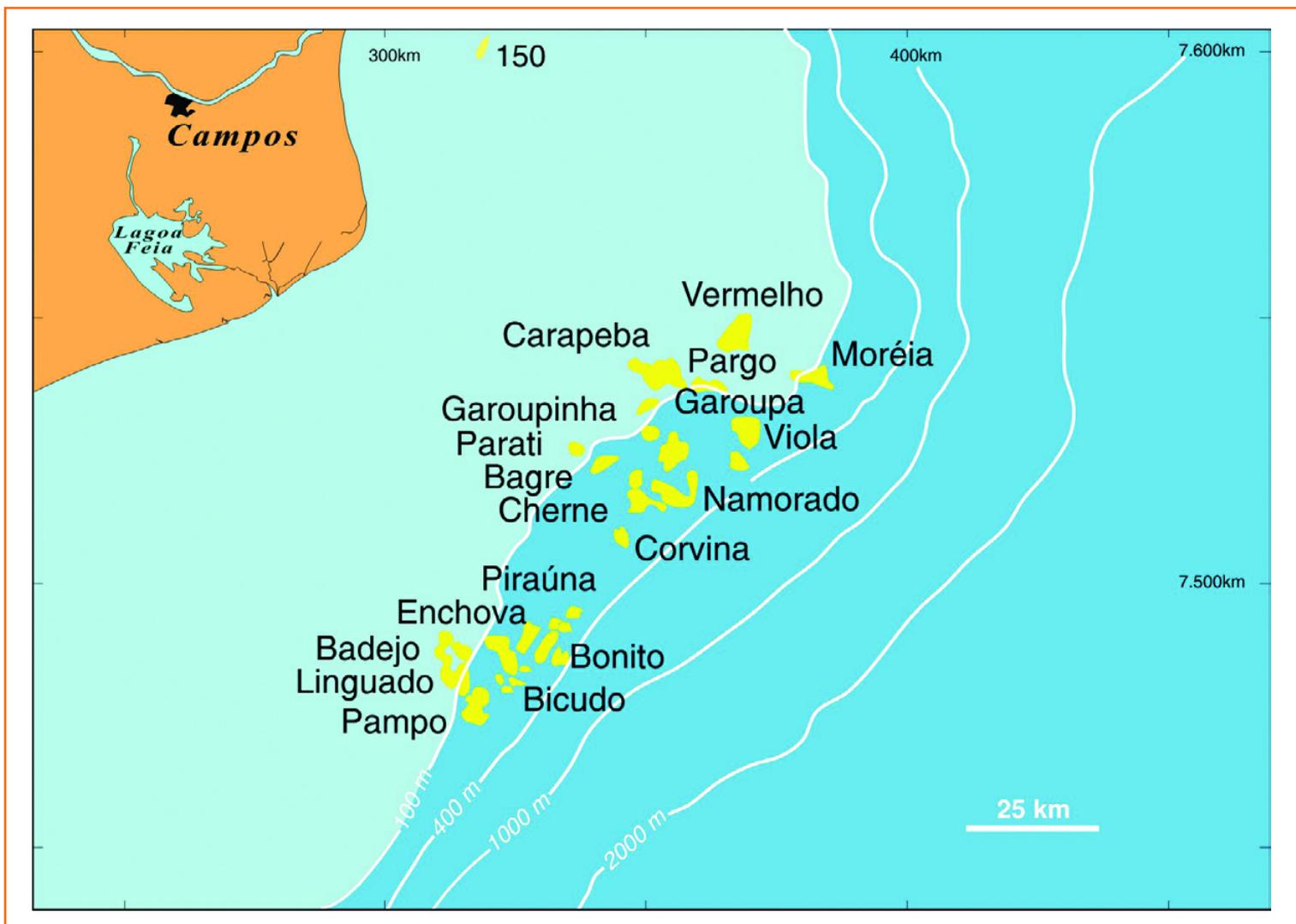
Os levantamentos sísmicos já realizados na Bacia do Parnaíba, totalizando cerca de 7 900 km de linhas, revelaram uma área, no geral, com boa resposta. Os dados se prestam a uma visualização dos padrões estruturais presentes em subsuperfície.

Figura 25

Mapa das acumulações petrolíferas da Bacia de Campos ao final de 1983.

Figure 25

Map of the Campos Basin's petroleum accumulations up to the end of 1983.



cie. Dos poços mais recentes, o de Capinzal - MA (fig. 27), perfurado em 1988, talvez represente o resultado mais significativo já obtido na bacia. A locação foi posicionada em feição antiformal no depocentro da bacia, apoiada por dados sísmicos de boa qualidade, embora o poço tivesse a finalidade primeira de amostrar os pelitos devonianos e verificar suas condições de potencial gerador e maturidade. Em teste de formação, um intervalo de diabásio fraturado intrudido na rocha geradora e outro em arenitos da Formação Itaim exibiram surgência de gás; nos perfis, revelou-se um terceiro intervalo possivelmente portador de gás, este na Formação Cabeças, porém o mesmo não foi testado.

Muitas das dificuldades da exploração na Bacia do Paraná estiveram historicamente relacionadas à esparsa cobertura por sísmica de reflexão e à

qualidade em geral muito pobre desses dados; causa e efeito, não se adquiria sísmica por causa da má qualidade, mas a qualidade não melhorava pela falta de investimentos. O resultado é que um grande número dentre os poços ditos "pioneiros" perfurados na bacia até o início dos anos 80 têm, na verdade, um caráter eminentemente estratigráfico, pela ausência de informações conclusivas a respeito de seu posicionamento no tocante à intangível estruturação em subsuperfície.

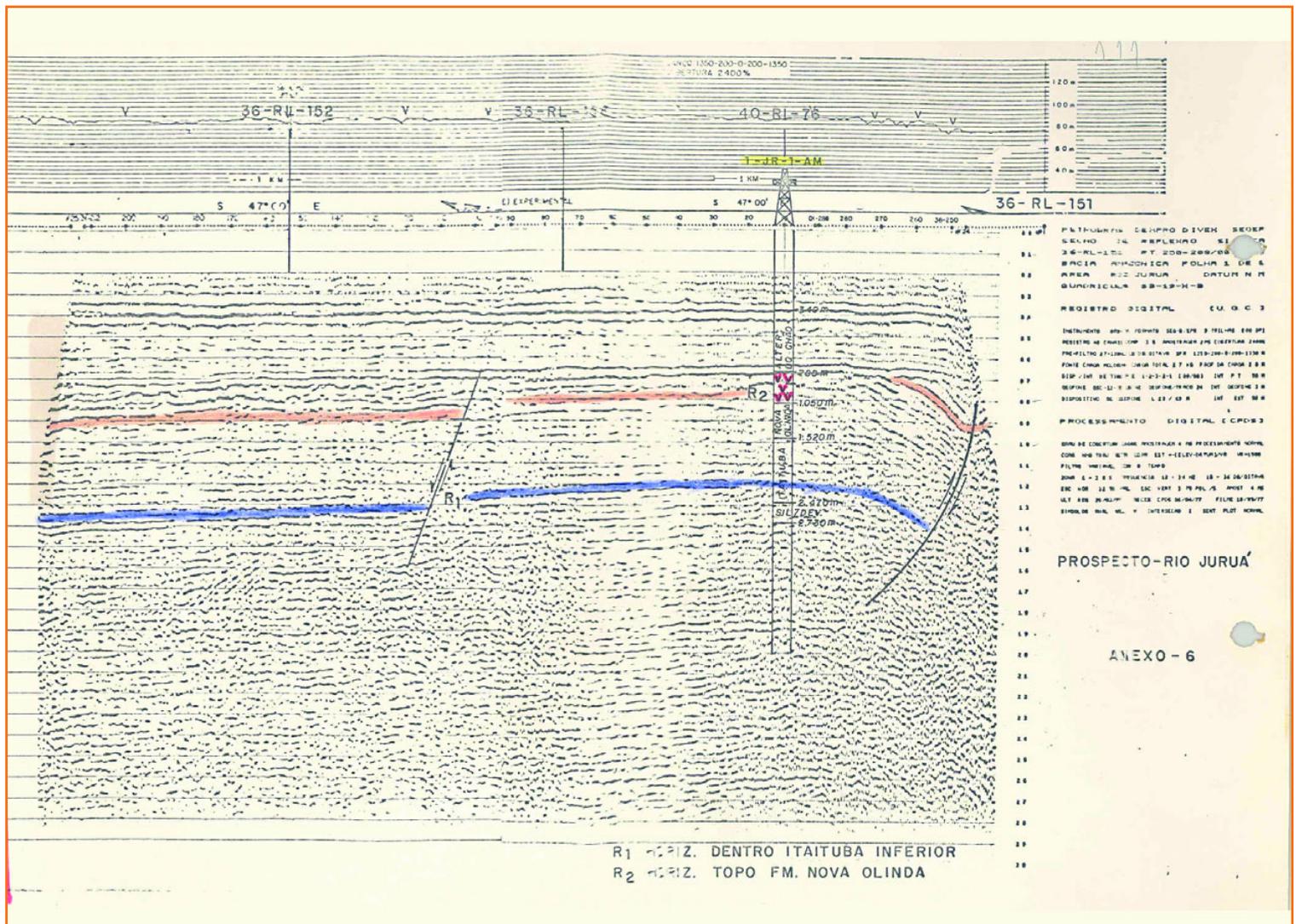
Rosa *et al.* (1981) sintetizaram a problemática da sísmica na bacia nos seguintes aspectos: 1) topografia (correções estáticas e espalhamento de ruídos); 2) basalto próximo da superfície ou aflorante (geração de ruídos, refrações, reverberações), e 3) basalto ou diabásio intercalado com camadas de baixa velocidade (reverberação intensa, variação lateral de velocidade).

Figura 26

Linha sísmica da locação descobridora do Campo de Jurua, Bacia do Solimões.

Figure 26

Seismic section of the wildcat well that discovered Jurua Field, Solimões Basin.



É inegável que a descoberta de óleo em Rio Urucu, em meados dos anos 80, trouxe uma nova motivação à exploração no Paleozóico brasileiro. Para o caso da Bacia do Paraná, esse alento somava-se aos resultados positivos em termos de qualidade sísmica, fruto da introdução de novas tecnologias na aquisição e processamento de dados. Estudos de integração regional forneceram a argumentação para sustentar uma retomada exploratória na bacia, que se deu a partir de 1986. Permaneciam importantes questões sobre a Geologia do Petróleo da Bacia do Paraná: a discutível eficácia do pacote devoniano como gerador de hidrocarbonetos; o complexo papel das ígneas sobre a maturidade dos horizontes potencialmente geradores; a má qualidade dos reservatórios do Grupo Itararé; as lavas Serra Geral, um óbice aparentemente intransponível à penetração e retorno do sinal sísmico, além de representar um fator de incremento de custos para a perfuração. Pesavam a favor os abundantes indícios constatados pelos poços, sugestivos da atuação de sistemas petrolíferos na bacia, e seu posicionamento geoeconômico no centro do mercado consumidor do País, um aspecto que poderia influir decisivamente na economicidade de uma descoberta.

Nesse contexto de prós e contras, em julho de 1988 foi implantado o Núcleo de Exploração da Bacia do Paraná - NEXPAR, em Curitiba. Os esforços de aquisição de dados sísmicos foram concentrados sobre duas áreas tidas pelos trabalhos de integração regional como sendo as de maior potencial: o Planalto Catarinense e o Paraná Central. No Projeto Paraná Central, a busca era por gás gerado pela Formação Ponta Grossa e acumulado em arenitos do Grupo Itararé. A área mostrou-se favorável à qualidade sísmica, de tal modo que os poços passaram a perfurar estruturas mais confiáveis (fig. 28); esta etapa de trabalhos culminaria com a descoberta de Barra Bonita, uma pequena acumulação de gás.

## e os gigantes estavam em águas profundas

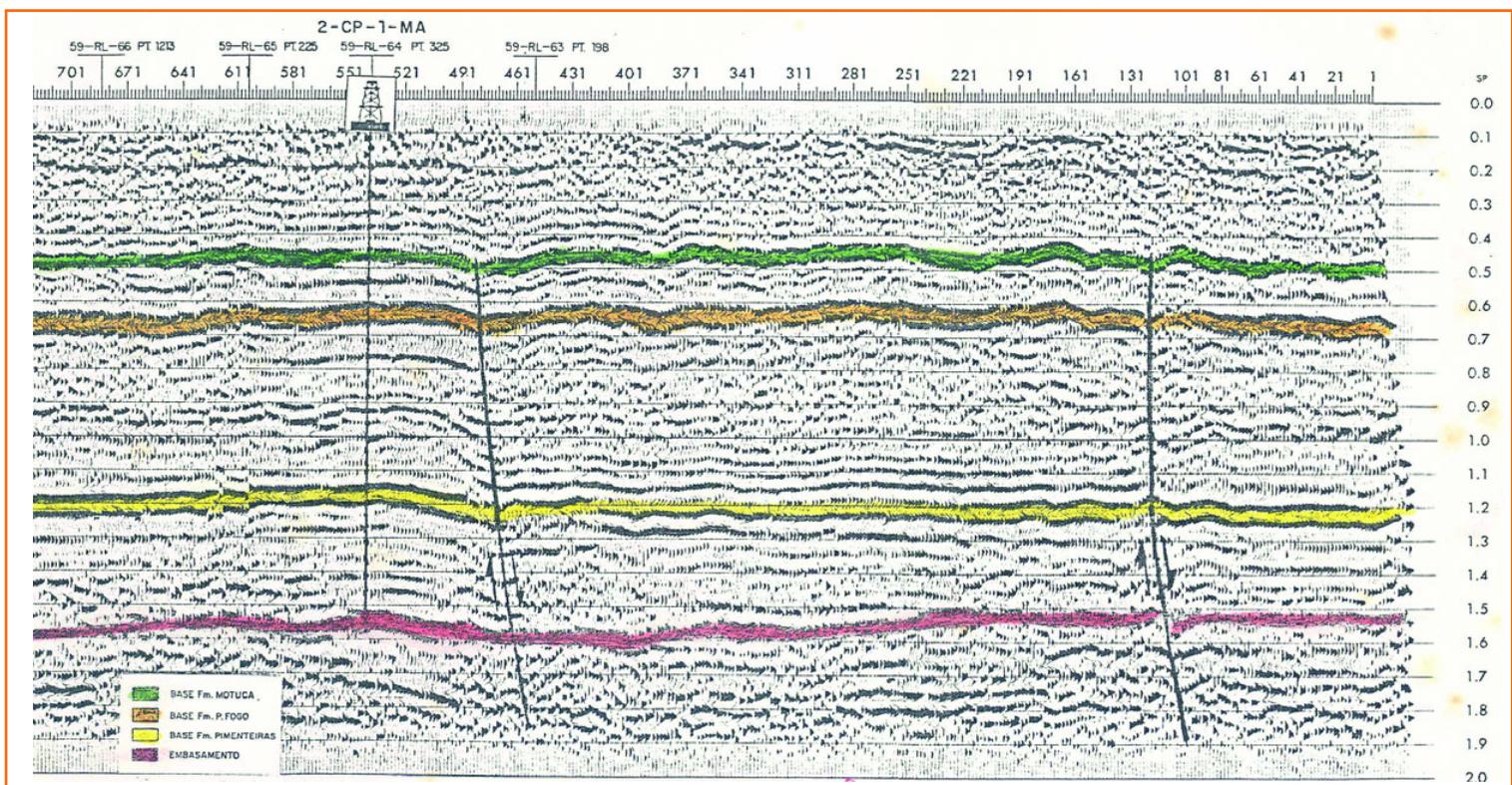
Já em 1981, as análises sismoestratigráficas e estruturais dos dados sísmicos levantados em malhas abertas de reconhecimento que se estendiam até regiões de cotas batimétricas superiores a 2 000 m permitiram uma série de interpretações

Figura 27

Linha sísmica da localização do poço 2-CP-1-MA, Bacia do Parnaíba.

Figure 27

Seismic section of the well 2-CP-1-MA, Parnaíba Basin.



que balizariam a exploração em águas profundas pela Petrobras.

Foi delineado o arcabouço tectônico da Formação Lagoa Feia e mapeada a distribuição da província de diápiros salinos, uma feição de forma alongada orientada a N-S. Essa província, localizada na região de águas profundas entre as cotas batimétricas de 2 500 m e 3 200 m, foi definida pelo agrupamento de centenas de diápiros e maciços salinos com até 4 000 m de altura, constituindo uma faixa de 100 km de largura (fig. 29).

Dois horizontes sísmicos foram fundamentais na interpretação sísmo-estratigráfica realizada: um refletor muito forte, de caráter regional, correspondente à base do Terciário, e outro refletor de caráter regional, correspondente ao Oligoceno Superior, que foi interpretado como geneticamente relacionado a um grande rebaixamento do nível do mar. Relacionados a esse refletor sísmico já haviam sido encontrados turbiditos portadores de hidrocarbonetos. *Canyons* oligocênicos haviam sido identificados na parte sul da Bacia de Campos.

Foi mapeada uma série de estruturas na base do Terciário, posicionadas desde a quebra da plataforma continental até a província de domos, a maioria delas em profundidades de água supe-

riores aos 1 000 m. Como resultado daqueles estudos foi aprovada, em 1982, a locação 1-RJS-219, em cota batimétrica de 660 m, com a finalidade de testar uma estrutura dômica falhada, de origem halocinética, mapeada ao nível da discordância da base do Terciário (fig. 30). O objetivo principal era a anomalia de amplitude sísmica do Oligoceno Superior, que deveria corresponder a um extenso corpo turbidítico. Os turbiditos do Eoceno e do Cretáceo Superior constituíam objetivos secundários. Em função da aquisição de novos dados sísmicos, foi proposta a revisão da locação antes de sua perfuração, que só viria a ocorrer em 1985.

Em março de 1984, o poço 1-RJS-284 foi perfurado numa área com profundidade de água de 383 m e descobriu o Campo de Marimbá, uma acumulação que se estende até a cota batimétrica de 600 m. Para a classificação batimétrica vigente, esta pode ser considerada a primeira descoberta em águas profundas na Bacia de Campos. As reservas originais do campo foram estimadas em 170 milhões de barris de óleo, acumuladas em turbiditos do Cretáceo Superior que chegam a 250 m de espessura, mas que variam lateralmente de forma muito marcante. O poço des-

Figura 28

Linha sísmica ilustrando o *trend* estrutural de Jacutinga, Bacia do Paraná, onde foi encontrada a acumulação de gás de Barra Bonita.

Figure 28

Seismic section displaying the Jacutinga trend in the Paraná Basin, where was discovered the Barra Bonita gas accumulation.

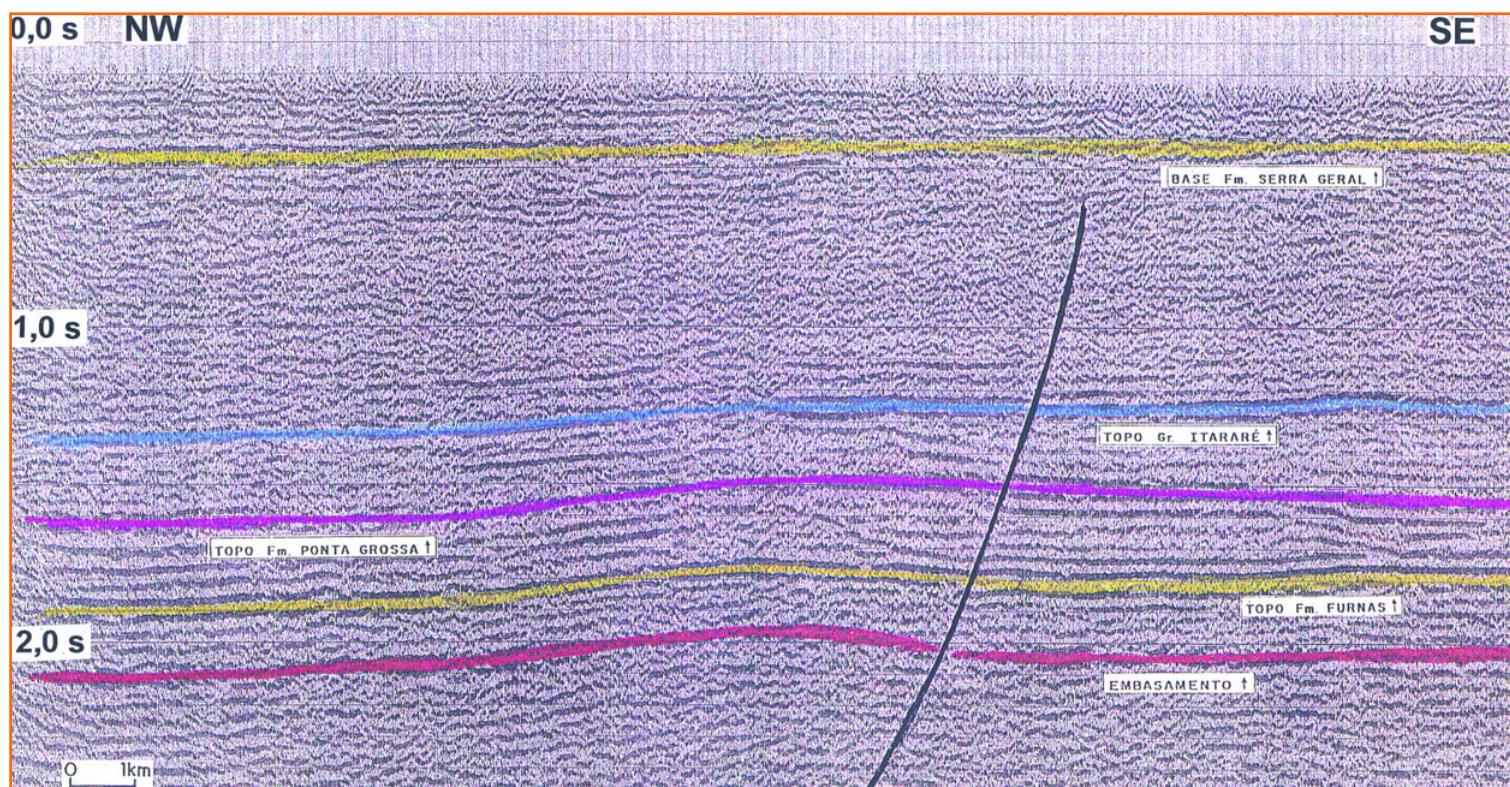
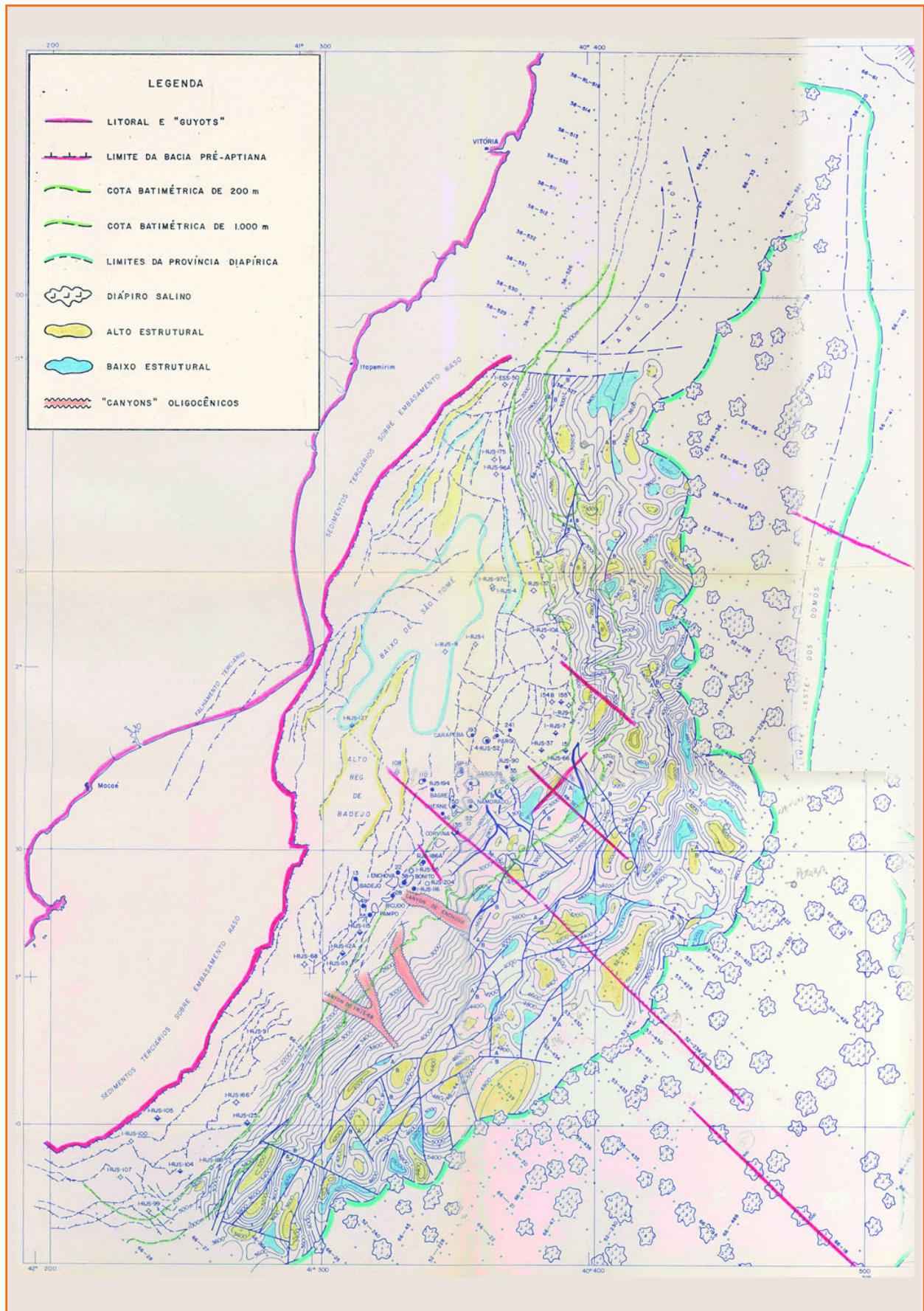


Figura 29

Mapa do arcabouço estrutural da Bacia de Campos, mostrando as estruturas mapeadas ao nível do topo do Cretáceo e a província de domos salinos em águas ultra-profundas (Lobo e Ferradaes, 1983).

Figure 29

Structural framework of the Campos Basin showing the top of Cretaceous configuration and the salt domes province in the ultra-deep waters domain (after Lobo and Ferradaes, 1983).



coridor iniciou sua produção já no ano seguinte ao da descoberta, tendo este fato representado, àquela época, um recorde mundial em termos de completação submarina e um marco fundamental no desenvolvimento dos campos de águas profundas no Brasil.

A existência de um grande alinhamento de direção NE-SW de calcários de alta energia, passando pela área do 1-RJS-7 e se estendendo para norte, suportou a proposição do poço 1-RJS-297. O poço situava-se em profundidade de água de 293 m e pretendia testar uma estrutura dômica mapeada ao nível dos calcários Macaé, objetivando carbonatos de alta energia caracterizados por amplitudes anômalas na sísmica. Os arenitos Namorado, albo-cenomanianos, constituíam objetivos secundários. A anomalia de amplitude precognizada correspondeu, na realidade, aos arenitos Namorado, que no poço se mostraram com 100 m

de espessura e saturados de óleo. Além disso, ocorreu uma delgada seção de arenitos oligocênicos com indícios de óleo. Diante dos resultados do 1-RJS-297, no final de 1984 foi aprovada a locação 1-RJS-305, em cota batimétrica de 440 m. Tinha como objetivos, além dos arenitos Namorado, os arenitos do Membro Carapebus tanto eocênicos quanto oligocênicos, para os quais eram esperadas espessuras bastante expressivas, que poderiam alcançar os 100 m. Os reservatórios oligocênicos ocorreram com cerca de 60 m de espessura e se mostraram saturados de óleo de 28° API, tendo produzido em teste de formação quase 3 000 bbl/dia. Com esses resultados, Albacora revelou-se um campo gigante de múltiplos horizontes produtores, com um volume de óleo *in place* da ordem de 4,5 bilhões de barris.

Ao final de 1984 as reservas totais brasileiras alcançavam 4,29 bilhões de barris e a produção

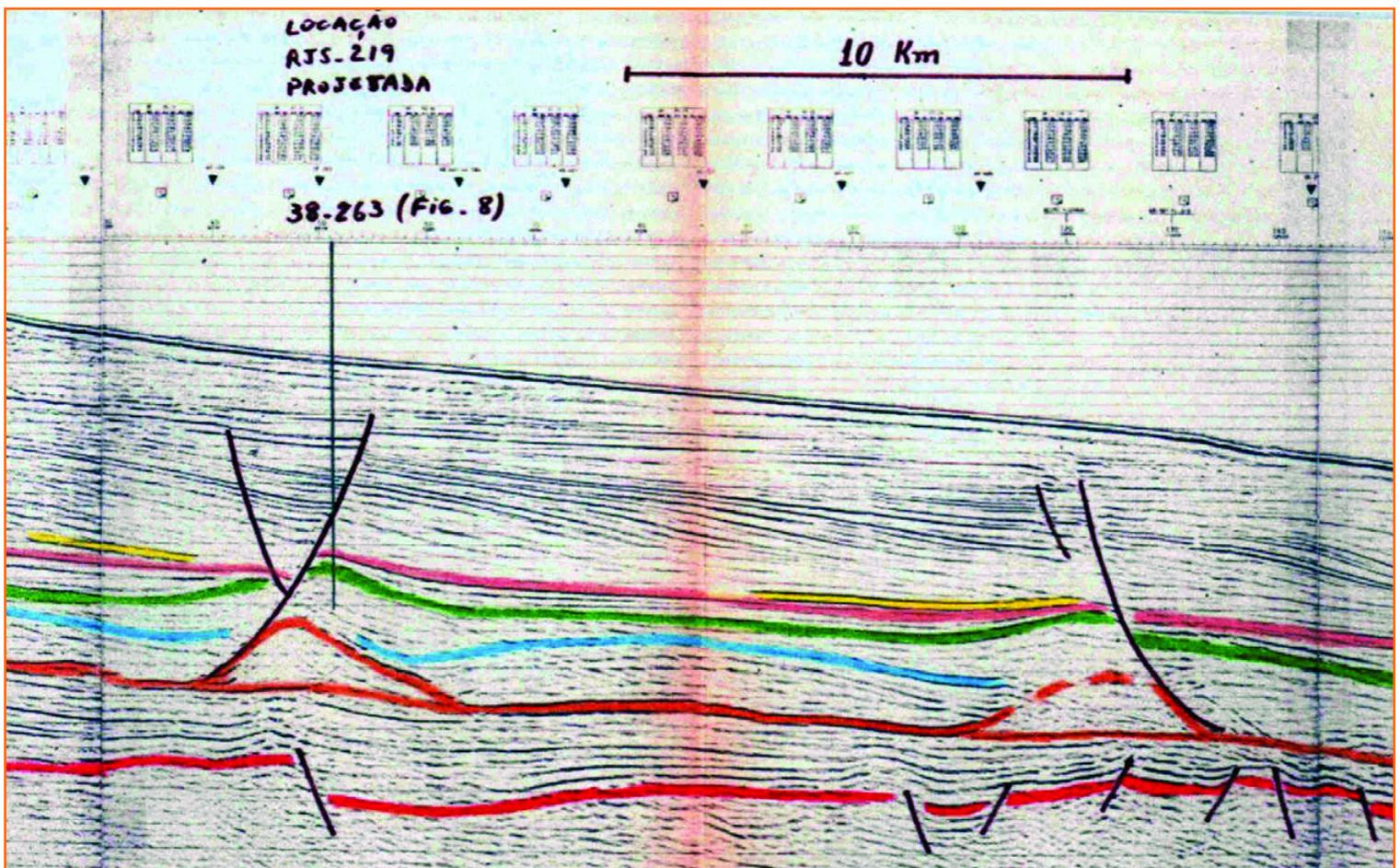


Figura 30 – Seção sísmica mostrando a projeção da locação original do poço 1-RJS-219, Bacia de Campos, descobridor do campo gigante de Marlim.

Figure 30 – Seismic section displaying the projected original position of well 1-RJS-219, Campos Basin, that discovered the giant Marlim Field.

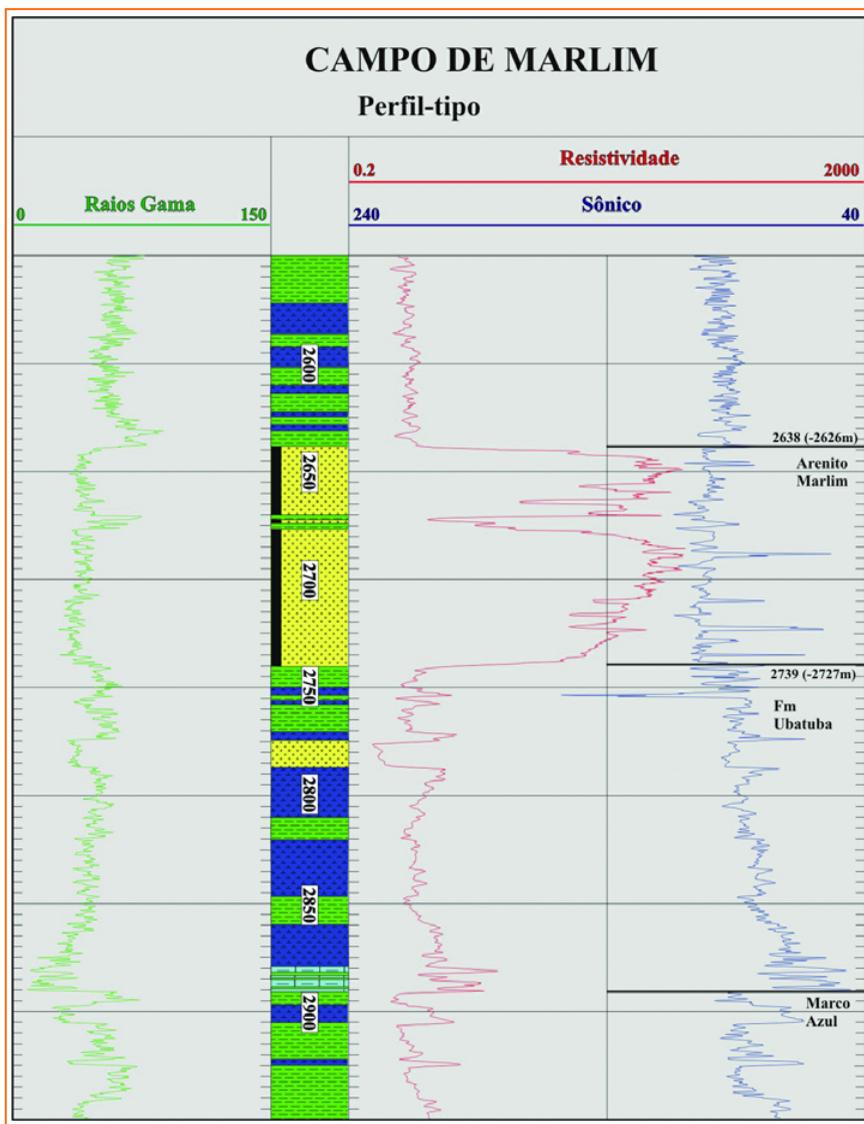


Figura 31  
Perfil-tipo do Campo de Marlim, acumulação gigante na Bacia de Campos.

Figure 31  
Type well log of the Marlim field, a giant accumulation in the Campos Basin.

atingia a marca de 488 000 bbl/dia, portanto praticamente atingindo a meta de produção de 500 000 bbl/dia com um ano de antecipação.

Em 1984, com a chegada dos primeiros navios de perfuração com posicionamento dinâmico aptos a operar além dos 500 m de profundidade de água, é reapresentada a locação 1-RJS-219, deslocada para um ponto cuja cota batimétrica era de 853 m. O objetivo era o mesmo da locação original, ou seja, testar anomalia sísmica ao nível de refletores do Oligoceno, correlacionável às areias turbidíticas portadoras de petróleo nos poços 1-RJS-151 e no 1-RJS-252. A resposta sísmica característica de baixa velocidade indicava a presença de reservatórios porosos, possivelmente com hidrocarbonetos, depositados na base de seqüências progradantes, com pequeno relevo de fundo,

sobre uma discordância regional do próprio Oligoceno. O poço, que começou a ser perfurado no final daquele ano, terminou em fevereiro de 1985, tendo encontrado uma espessura total de 68 m de turbiditos oligocênicos, saturados de óleo (fig. 31). Estava descoberto o Campo de Marlim, um gigante com mais de 6 bilhões de barris de óleo *in-place*, com reservas explotáveis superiores a 2,5 bilhões de barris, que se estende entre cotas batimétricas de 660 m e 1 100 m.

No final dos anos 80 uma nova fase foi caracterizada pelo uso extensivo de sísmica 3D para direcionar a atividade exploratória, notadamente na Bacia de Campos. Isso abriu novas fronteiras e contribuiu substancialmente na redução dos custos de descoberta e delimitação de acumulações. O processamento desse tipo de dado passa a ser realizado na própria Petrobras já em 1984.

A descoberta do Campo de Barracuda é um exemplo do uso de sísmica 3D na exploração, a partir da identificação de que expressivas anomalias de amplitude estão associadas a reservatórios turbidíticos do Eoceno e Oligoceno portadores de petróleo (fig. 32). Esse campo, localizado em lâmina d'água que varia de 600 m a 1 200 m, foi descoberto pelo poço 1-RJS-380, perfurado em 1990, em área de cota batimétrica de 889 m. O óleo está acumulado em turbiditos terciários totalizando cerca de 2,7 bilhões de barris *in-place*, com reservas estimadas em 1,2 bilhão de barris.

A partir de meados da década de 90, a exploração passa a utilizar, de forma rotineira, a técnica *Amplitude Variation with Offset* - AVO. Atenção também tem sido dada aos *Direct Hydrocarbon Indicators* - DHI, de tal modo que os atributos sísmicos e sua calibração aos parâmetros petrofísicos passam a assumir desde então importante papel no processo de avaliação de risco dos prospectos exploratórios.

## atividades e resultados em outras bacias

Embora as descobertas houvessem induzido a Petrobras a uma natural concentração de recursos em águas profundas na Bacia de Campos,

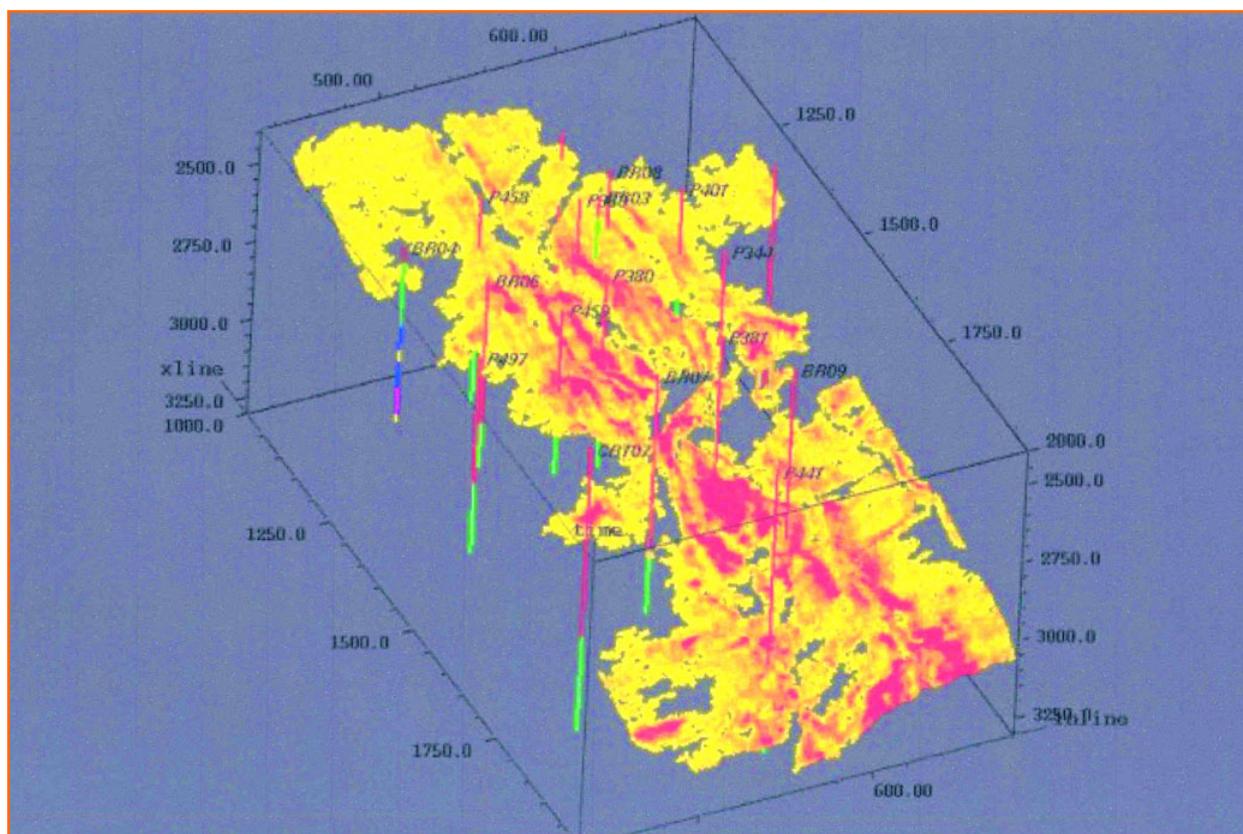


Figura 32

Visualização em 3D da distribuição de anomalias de amplitude no Campo de Barracuda, Bacia de Campos.

Figure 32

3D display of seismic amplitude anomaly distribution in the Barracuda Field, Campos Basin.

nas demais bacias a exploração também avançava. Como fato relevante, ao final de 1985, culminando uma fase de reavaliação exploratória embasada no amplo conhecimento técnico acumulado, foi descoberto o maior campo da porção terrestre da Bacia Potiguar, Canto do Amaro, pelo poço pioneiro 1-CAM-1-RN (fig. 33). Esse campo posiciona-se sobre o Alto de Mossoró, feição regional que limita o rifte Potiguar em sua porção setentrional, e armazena um volume recuperável original de aproximadamente 270 milhões de barris de óleo, com densidade variável entre 28° e 45° API. Os reservatórios são arenitos fluviais da Formação Açu. O trapecamento é estrutural, com componentes estratigráficas dadas por variações laterais de fácies e por barreiras diagenéticas. Também na Bacia Potiguar, diversas acumulações são encontradas no pacote sin-rifte da Formação Pendência, tais como o Campo de Riacho da Forquilha. A partir de julho de 1989, a Bacia Potiguar assumiu a condição de maior produtora de petróleo em terra no País, suplantando as tradicionais províncias do Recôncavo e de Sergipe-Alagoas, já em fase madura de produção.

Em 1988, re-amostrando uma estrutura halocínica do tipo “casca de tartaruga” ao nível da seção albiana pelo poço 1-PRS-4, foi descoberto o Campo de Tubarão na Bacia de Santos. O aspecto peculiar dessa locação é que ela foi posicionada a 1 200 m do poço subcomercial 1-SCS-6, perfurado por uma operadora de contrato de risco em uma posição cerca de 200 m estruturalmente mais baixa. Tendo por base análises sismo-estratigráficas, o 1-PRS-4 buscava melhores condições de reservatório do que as constatadas no poço vizinho, que já detectara indícios de petróleo. De fato, o poço obteve pleno sucesso e constatou uma seção de calcarenitos oolíticos geneticamente relacionados à porção mais elevada da feição estrutural dômica contemporânea. Esses carbonatos apresentam porosidades primárias médias de 16%, o que é excepcional considerando-se a profundidade de mais de 4 500 m em que ocorrem. Na seqüência das atividades exploratórias, com base no modelo de acumulação de Tubarão, foram descobertas as jazidas de Estrela do Mar e Coral em 1990, e Caravela em 1992, consolidando um pólo de produção de petróleo leve na porção meridional da Bacia de Santos.

A continuidade da exploração na Bacia de Santos, nos anos seguintes aos das descobertas de óleo nos carbonatos, constatou dois aspectos que seriam importantes entraves ao alcance de resultados ainda mais significativos em termos de incorporação de reservas na bacia: o óleo biodegradado e a clorita em reservatórios arenosos do Cretáceo. Com alguma frequência, estes fatores mostraram-se recorrentes ao longo da história exploratória na bacia.

Na porção norte da Bacia de Santos, foi perfurado, em 1993, o poço 1-BSS-69, em lâmina d'água de 1 517 m, que encontrou importantes volumes de óleo pesado em reservatórios do Eoceno, porém não aproveitáveis economicamente em função de seu baixo grau API e elevada viscosidade. A localização foi baseada na presença de anomalia de amplitude sísmica, interpretada como correspondendo a "lobos arenosos de mar

baixo", estruturados em flanco de almofada de sal. É interessante notar que, por ocasião da proposição do poço, a possibilidade de ser esta uma acumulação de óleo biodegradado, portanto de óleo "pesado", já fora aventada. Os intervalos portadores de óleo ocorrem em torno de 2 550 m de profundidade; a pequena cobertura sedimentar de cerca de 1 000 m, e a conseqüente baixa temperatura em que se encontra o reservatório, é causa primordial da atuação bacteriana sobre os hidrocarbonetos e de sua degradação.

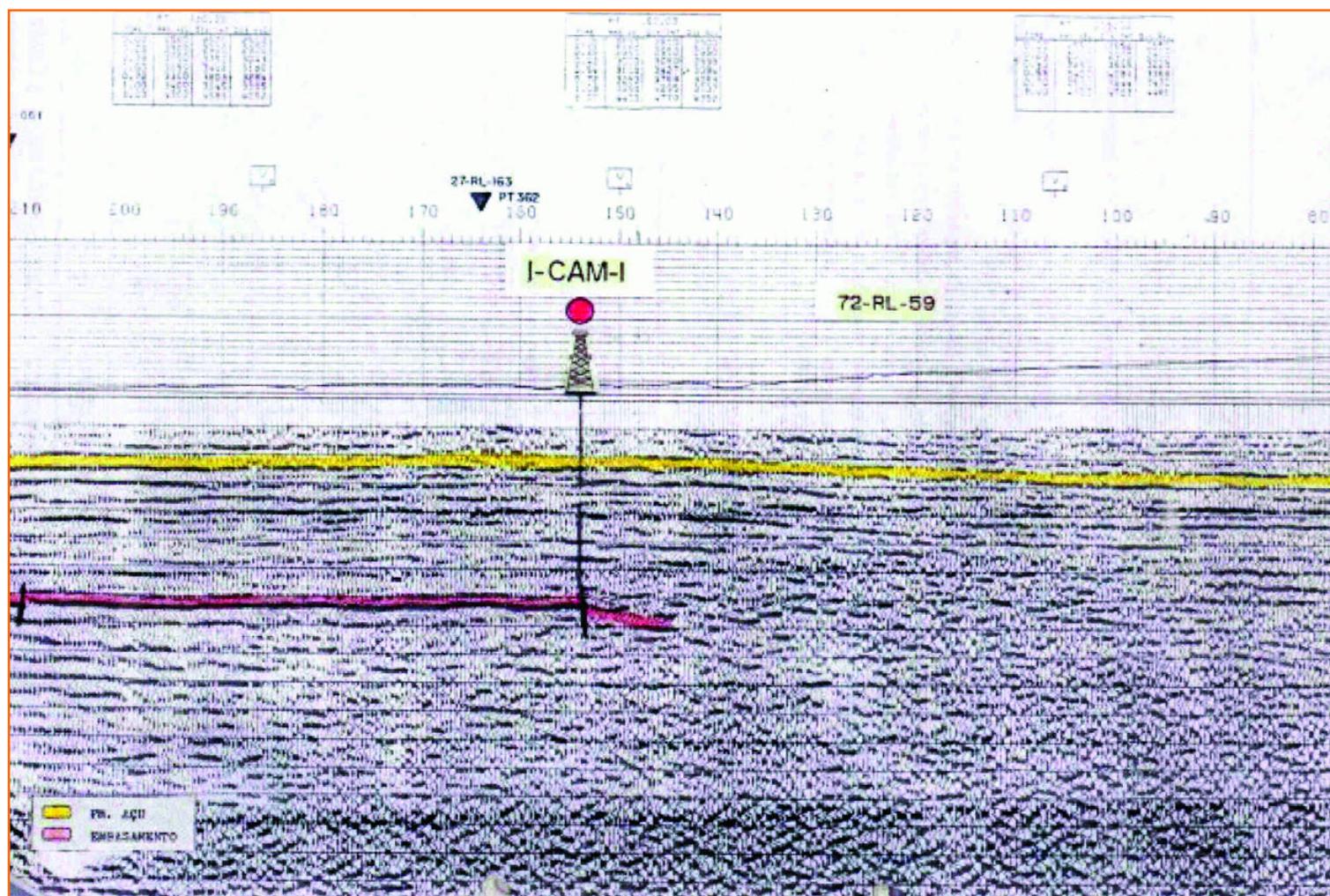
A presença de clorita obliterando gargantas de poros em arenitos da Bacia de Santos foi um aspecto crítico, impeditivo à produção de óleo quando da perfuração do 1-BSS-75, em 1994. Grande expectativa girava em torno dessa localização, que ficou conhecida como "Marlon" por sua similaridade sísmica ao contexto geológico do Campo de Marlim. A 4 200 m de profundidade,

Figura 33

Seção sísmica da localização pioneira 1-CAM-1-RN, descobridora do Campo de Canto do Amaro, Bacia Potiguar.

Figure 33

Seismic section that supported the 1-CAM-1-RN well proposal, Potiguar Basin.



o poço constatou reservatórios turbidíticos campanianos saturados de óleo de 29,9° API, em traça estratigráfica; apesar da boa qualidade do fluido presente, os testes efetuados no poço revelaram baixíssima produtividade em função das baixas permeabilidades do reservatório.

## a exploração na Petrobras no contexto da Nova Lei do Petróleo

Em 1996 foi realizada a última grande descoberta ainda sob a égide do monopólio estatal do petróleo, o Campo de Roncador, na porção nordeste da Bacia de Campos. Esse campo foi descoberto pelo poço pioneiro 1-RJS-436A, locação proposta em 1989, que se posicionava em 1 853 m de profundidade de água; tal posição batimétrica da acumulação de Roncador constituiu um recorde mundial àquela época. O poço encontrou um *net pay* total de 153 m em turbiditos maastrichtianos, dos quais somente a parte superior estava associada às anomalias de amplitude sísmica observadas (fig. 34). O volume de óleo *in place* do campo é da ordem de 9 bilhões de barris e as reservas são estimadas em 2,6 bilhões de barris de óleo-equivalente.

Com a promulgação da Lei 9.478/97, em 06/08/1997, a Petrobras passou a explorar petróleo somente em concessões autorizadas pelo Governo Federal. Em uma primeira etapa, em 1998, foram assinados 115 Contratos de Concessão de blocos exploratórios em diversas bacias sedimentares brasileiras, com duração prevista de três anos. Conforme preconizado em Lei, os blocos foram concedidos naquelas áreas onde a Petrobras já havia efetuado investimentos e identificado oportunidades exploratórias. Desde então, a Petrobras tem atuado pelo regime de concessões, com um dinâmico portfólio exploratório adquirido em licitações.

Em 1999, a Bacia do Amazonas daria sua primeira resposta positiva ao persistente esforço exploratório que nela fora empreendido. O poço 1-RUT-1-AM, situado cerca de 200 km de Manaus,

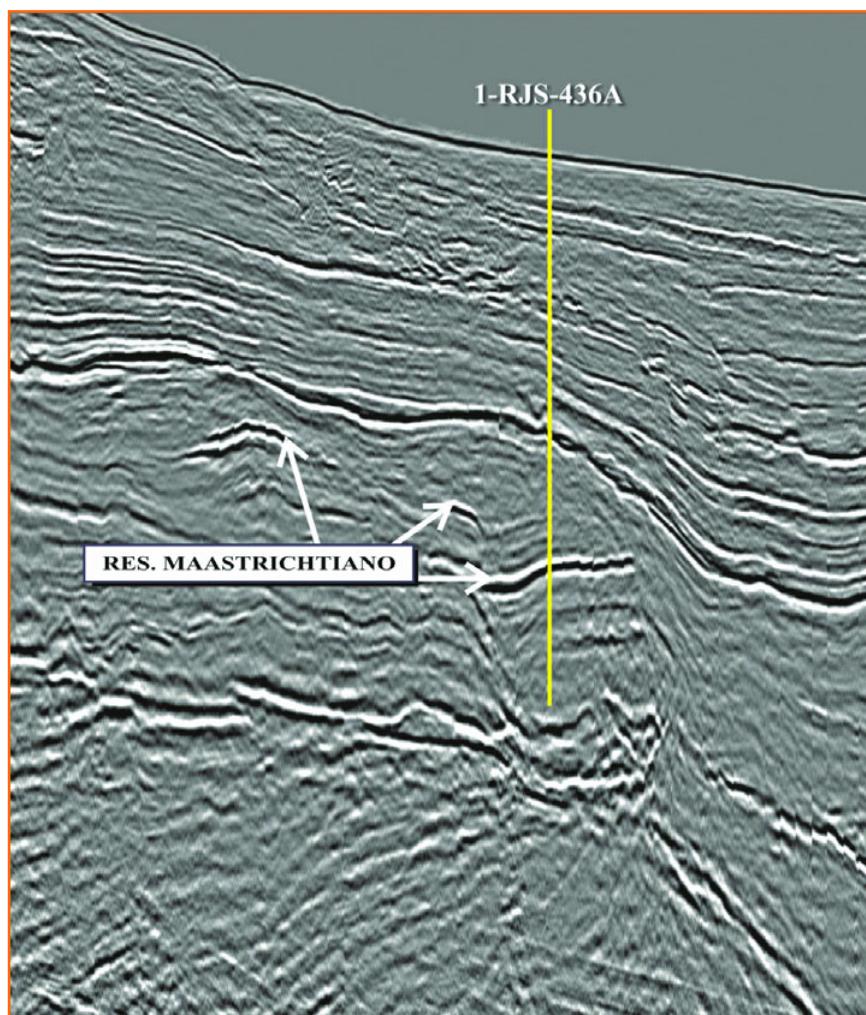


Figura 34

Seção sísmica do Campo de Roncador, Bacia de Campos.

Figure 34

Seismic section of the Roncador Field, Campos Basin.

encontrou gás comercialmente explotável em arenitos lenticulares, erráticos, da Formação Nova Olinda, neocarbonífera. A proposta original da locação tinha por objetivo os arenitos eocarboníferos da Formação Monte Alegre; curiosamente, décadas foram empreendidas na busca de petróleo nessa unidade, em função de suas características favoráveis como rocha-reservatório, geometria tabular e ampla área de ocorrência na bacia.

Nesse período, a exploração na Bacia de Campos alcançava as águas ultra-profundas. O novo contexto tectono-sedimentar até então desconhecido traria imensas dificuldades à exploração, e a aplicação dos mesmos modelos geológicos até então testados e responsáveis por elevados índices de sucesso passaram a não responder a contento. Num grande esforço de integração de dados e de experiências, repensaram-se os sistemas

petrolíferos e novos resultados positivos surgiam algum tempo depois.

O poço 1-ESS-100 (fig. 35), perfurado em 2001 na porção norte da Bacia de Campos, descobriu o Campo de Jubarte, com 600 milhões de barris de óleo armazenados em reservatórios turbidíticos do Cretáceo Superior. A locação foi proposta tendo por objetivo uma anomalia do tipo *flat spot* no Cretáceo. Em outubro de 2002, por meio do poço 3-ESS-110HPA, com trecho horizontal de 1 076 m, foi implementado no Campo de Jubarte um sistema de produção antecipada com produção média de 20 000 bbl/dia de óleo de 17° API. A descoberta de outras acumulações na área, como o Campo de Cachalote, portador de petróleo em reservatórios eocênicos, caracterizou uma nova província petrolífera na porção norte da Bacia de Campos, com reservas estimadas em mais de 2 bilhões de barris. Nessa mesma área a Petrobras realizou também uma descoberta de óleo leve em reservatórios cretáceos, abrindo novas perspectivas exploratórias para essa porção da bacia.

Em 2000-2001, estudos sedimentológicos integrados, aliados a expressivos avanços na qualidade sísmica da Bacia de Sergipe-Alagoas, com uma extensiva análise de atributos do sinal sísmico, levaram à identificação de sismofácies consideradas favoráveis à presença de reservatórios com petróleo. É importante mencionar que havia sido na porção sul da Bacia de Sergipe, em 1987, que a Petrobras encontrara a primeira acumulação em águas profundas fora da Bacia de Campos. O poço 1-SES-92, situado no Baixo de Mosqueiro, em cota batimétrica de 1 111 m, constatou petróleo acumulado em turbiditos maastrichtianos. A perfuração dos poços 1-SES-129, 1-SES-130 e 1-SES-142, em 2000-2001, levou à descoberta de acumulações em reservatórios arenosos do Cretáceo naquela mesma área. Os referidos poços encontraram arenitos da Formação Calumbi saturados de óleo de 43° API, trazendo um novo alento à exploração na bacia.

No ano de 2002 foi criada a Unidade de Negócio de Exploração, com a centralização das atividades exploratórias na Sede da Companhia; os exploracionistas mais experientes da Empresa foram trazidos ao Rio de Janeiro. A exemplo do que fora observado nos anos 70, essa estratégia de resgate

e fortalecimento da cultura exploratória da Companhia foi promotora de um significativo avanço qualitativo no processo de análise das bacias brasileiras. Os resultados mensuráveis, incluindo inovações conceituais suportando locações exploratórias, apareceram em seguida na forma de diversas descobertas de óleo e gás.

Em 2003, com a perfuração do poço pioneiro 1-ESS-123, foi encontrada uma expressiva acumulação de óleo leve no domínio de águas profundas da Bacia do Espírito Santo. Esse poço, perfurado na cota batimétrica de 1 374 m, encontrou óleo de 43° API acumulado em turbiditos do Cretáceo Superior.

A Bacia de Santos, nos tempos recentes da atividade exploratória desenvolvida pela Petrobras no Brasil, é outra das áreas com resposta muito positiva. Particularmente, nos últimos três anos os trabalhos desenvolvidos na porção centro-norte da bacia resultaram na descoberta de significativos volumes de óleo pesado e na incorporação daquelas que são as maiores jazidas de gás já encontradas no País, feito alcançado com a perfuração dos pioneiros 1-RJS-587 e 4-SPS-35 (fig. 36). Os arenitos neocretáceos portadores de gás na Bacia de Santos situam-se em áreas da bacia com batimetria entre 400 m e 1 500 m, e podem conter reservas equivalentes a todo o volume anteriormente conhecido no Brasil. Por sua excepcional localização, de frente ao forte mercado consumidor dos estados do Sudeste, as novas jazidas de Santos abrem uma importante fronteira exploratória, com potencial impacto sobre a própria matriz energética nacional.

## considerações finais

Após 50 anos de atividades, os resultados obtidos pela Exploração conduzida pela Petrobras mostram indicadores muito relevantes. Até o final de 2003, haviam sido extraídos 8,5 bilhões de barris de petróleo das bacias sedimentares brasileiras e as reservas provadas atingiam 12,6 bilhões de barris de óleo-equivalente.

Esses números são ainda mais significativos se for considerado que, pela percepção vigente há quatro décadas passadas com relação às nossas bacias sedimentares, as possibilidades petrolíferas do

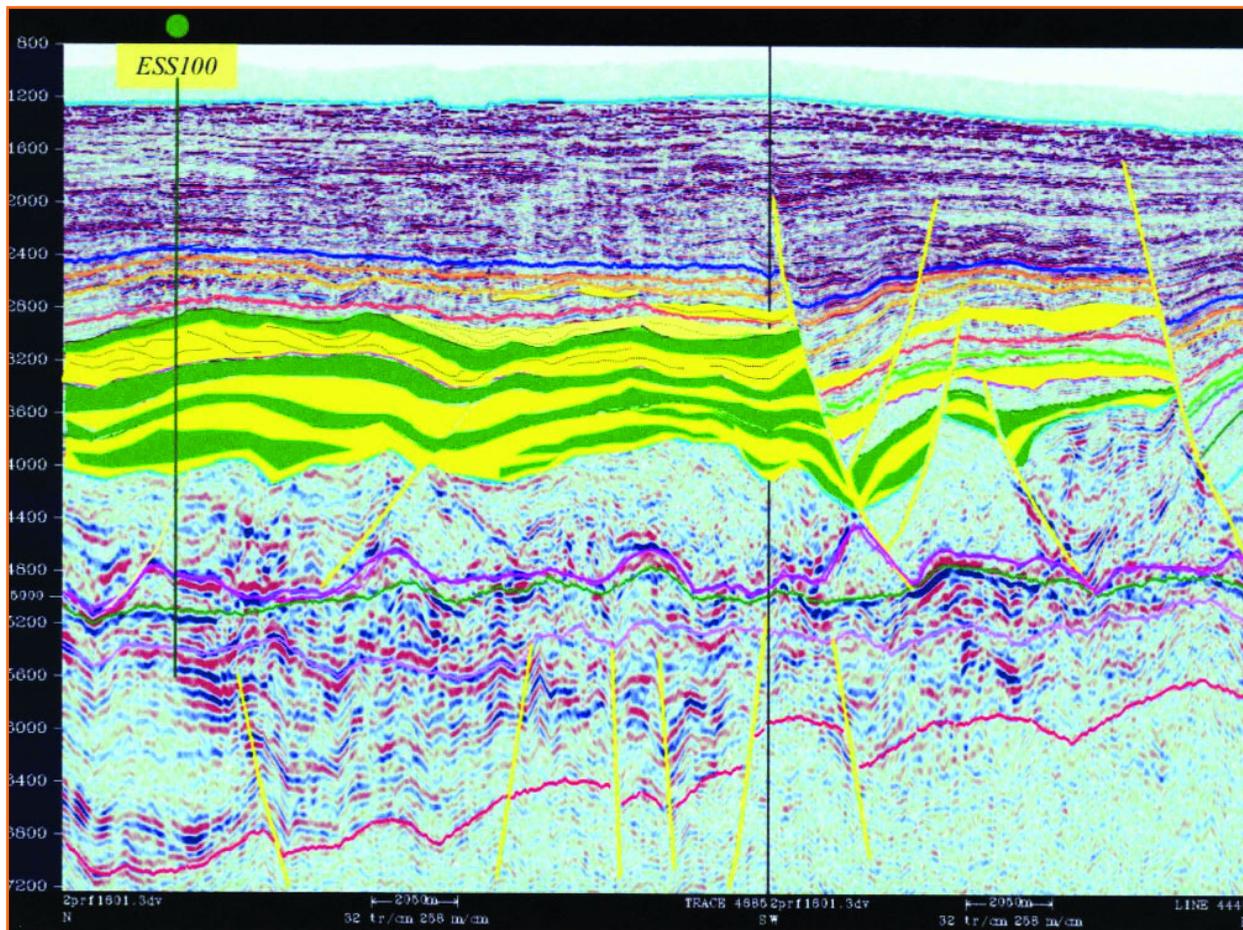


Figura 35

Seção sísmica da localização do poço 1-ESS-100, porção norte da Bacia de Campos, descobridor do Campo de Jubarte.

Figure 35

Seismic section of the well 1-ESS-100 that discovered the Jubarte Field in northern Campos Basin.

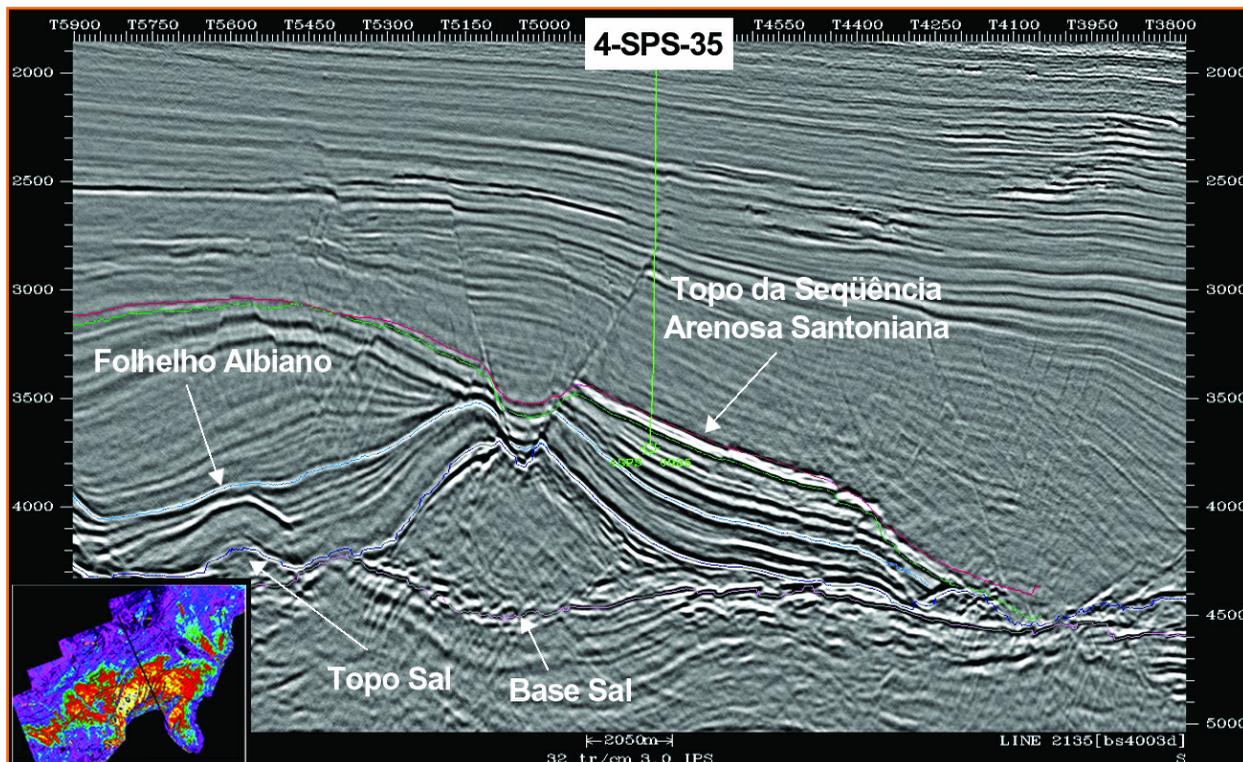


Figura 36

Seção sísmica da área do 4-SPS-35, Bacia de Santos. No detalhe, mapa de amplitude sísmica, onde se destacam (em vermelho e amarelo) os reservatórios saturados de gás.

Figure 36

Seismic section in the area of the 4-SPS-35 well, Santos Basin. Inset shows seismic amplitude anomaly map.

Brasil eram praticamente descartadas. Tais resultados vieram premiar a persistente atuação de várias gerações de exploracionistas, que traziam em si a crença de que era possível encontrar e produzir petróleo na escala das necessidades do País, embora sempre cientes de que sua tarefa não seria fácil.

Tal desafio foi enfrentado por um corpo técnico altamente qualificado e motivado; políticas adequadas de gestão patrocinaram o permanente aprimoramento dos recursos humanos e a persistente busca da tecnologia. Isso deve ser mantido como estratégia fundamental ao alcance de qualquer meta estipulada para a Exploração da Petrobras.

Permanecem os desafios de incorporar significativas reservas em domínios geológicos situados em águas ultra-profundas de nossas províncias já produtoras (fig. 37) e de encontrar novas áreas com acumulações, expandindo com isso a atual geografia do petróleo brasileiro.

## agradecimentos

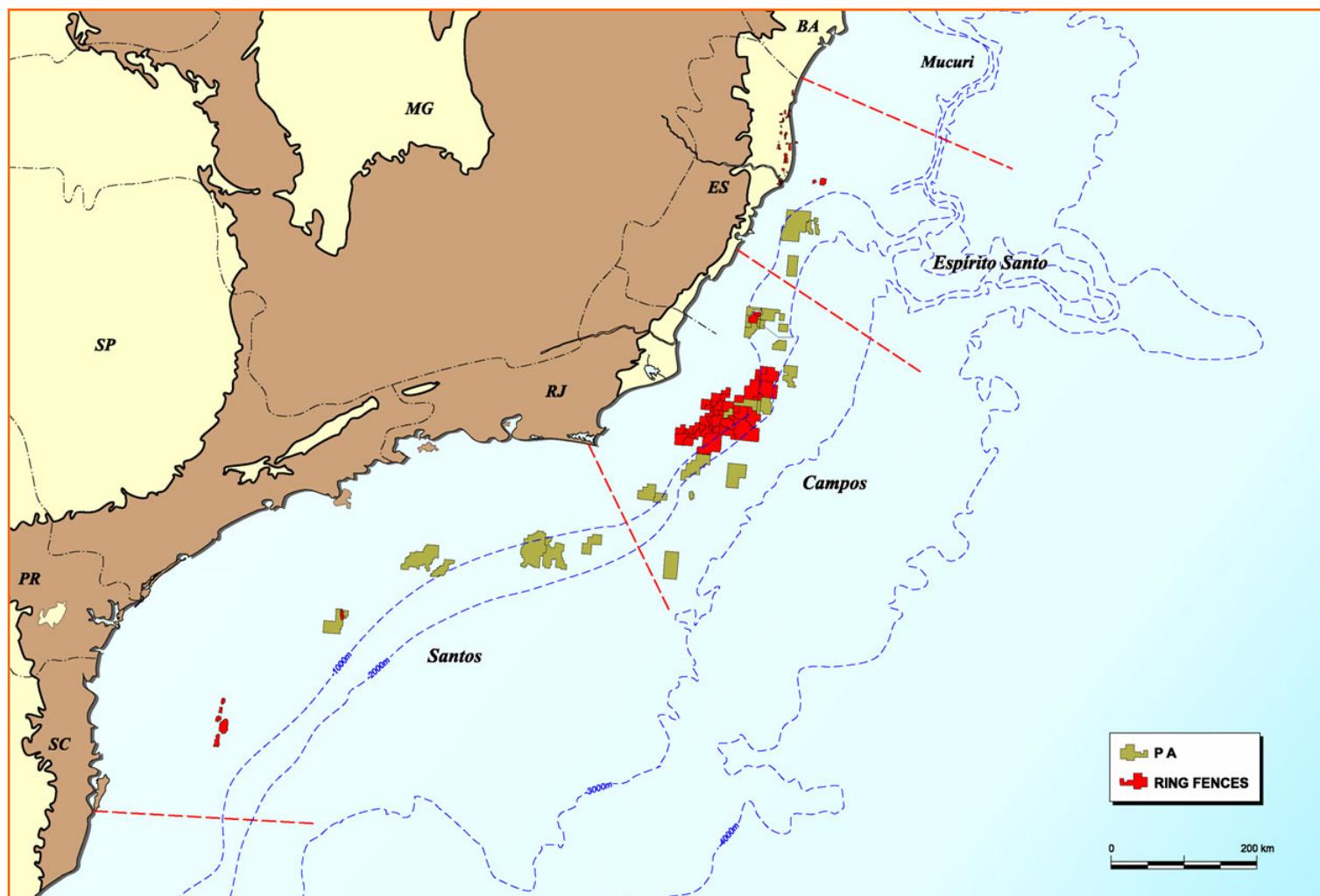
A André Luiz Romanelli Rosa, por sua fundamental contribuição ao entendimento, por parte dos relatores, das nuances e entrelinhas do processo exploratório no Brasil, do qual ele é protagonista há mais de três décadas; a Sidney Roos, Olívio Barbosa da Silva, Rosilene Lamounier França e Paulo Roberto da Cruz Cunha, pelas informações históricas da exploração nas bacias Potiguar, do Recôncavo, do Espírito Santo e Solimões-Amazonas, respectivamente; a Gerson José Faria Fernandes, Mario Carminatti, Almério Barros França e João Pinto Bravo Correia Guerreiro, pela atenta leitura e sugestões; a José Augusto Sartori Loyola Brandão, pelos oportunos comentários e dados; a Leila Santiago Tavares, pelo eficiente apoio com os relatórios e pastas de poço, e aos desenhistas Haroldo Moraes Ramos, Paulo Roberto Cabral Taveira e Márcia de Figueiredo Uchôa.

Figura 37

Distribuição de ring fences e áreas de Planos de Avaliação nas bacias de Santos, Campos e do Espírito Santo em março de 2004.

Figure 37

Distribution of ring fences and appraisal areas in the Santos, Campos and Espírito Santo basins, March of 2004.



## referências bibliográficas

AGUIAR, G. A. **Bacia do Maranhão**: geologia e possibilidade de petróleo. Salvador: PETROBRAS. RPBA. DIREX, 1969. 55 f. Relatório interno.

BACOCOLI, G. **A exploração de petróleo no Brasil**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PETRÓLEO, 3., 1986, Rio de Janeiro. **Trabalhos apresentados...** Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo, 1986. p. TT-226.

BARROS, M. C.; GUEIROS, E. A. C.; APPI, C. J. Distribuição e Modelo deposicional das areias Albo-santonianas e maastrichtianas da Bacia de Campos. Rio de Janeiro, 1982. Relatório interno. PETROBRAS . DEPEX . DIVIB. 2 v. Ilustrado.

CAMPOS, C. W. M. Exploração de petróleo na plataforma continental brasileira. **Boletim Técnico da PETROBRAS**, Rio de Janeiro, v. 13, n. 3/4, p. 95-114, jul./dez. 1970.

\_\_\_\_\_.; A exploração de petróleo no Brasil, sua filosofia e planejamento. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 25., 1971, São Paulo, SP. **Anais...** São Paulo: Sociedade Brasileira de Geologia, 1971. p. 3-14.

\_\_\_\_\_.; HESSEL, M. H. R.; TAKAKI, T. Sumário da História da Exploração de petróleo no Brasil. **Associação Brasileira de Geólogos de Petróleo**, Rio de Janeiro 2001. 81 f. Ilustrado.

DIAS, J. L. M.; QUAGLINO, M. A. **A questão do petróleo no Brasil, uma história da PETROBRAS**. Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas, PETROBRAS, 1993. 213 p.

LINK, W. K. **Relatório Link**. PETROBRAS . DEPEX, 1960. 1 v. Ilustrado.

LOBO, A. P.; FERRADAES, J. O. **Reconhecimento preliminar do talude e sopé continentais da Bacia de Campos**. Rio de Janeiro: PETROBRAS. DEPEX. DIRSUL. SECASU, 1983. 27 f. Relatório interno.

LUZ, A. A. da. Uma leve abordagem sobre o petróleo no Brasil. **Jornal da Fundação Gorceix**, Ouro Preto, p. 4-5, 2003.

MARQUES, R. C. Campo petrolífero de Carmópolis, histórico da descoberta – geologia de campo – perspectivas econômicas. **Boletim Técnico da PETROBRAS**, Rio de Janeiro, v. 8, n. 3, p. 307-328, jul./set. 1965.

MEISTER, E. M. **A geologia histórica do petróleo na Bacia de Campos**. Rio de Janeiro: PETROBRAS. DEPEX. DIRSUL. SECASU, 1984. 116 f. Relatório interno.

MORALES, L. G. **An approach to the interpretation of the Amazonas Basin**. Rio de Janeiro: PETROBRAS. DEPEX, 1957. 18 f. Relatório interno.

MOURA, P de. Aspectos gerais das atividades de exploração de petróleo na PETROBRAS. **Boletim Técnico da Petrobras**, Rio de Janeiro, v. 8, n. 2, p. 181-192, abr./jun. 1965.

\_\_\_\_\_.; CARNEIRO, F. O. **Em busca do petróleo brasileiro**. Ouro Preto, MG: Fundação Gorceix, 1976. 360 p., il.

\_\_\_\_\_.; FERNANDES, G. **Petroleum geology of the State of Bahia, Brazil**. Salvador: Ministério da Agricultura, Conselho Nacional do Petróleo, 1952. 21 p., il.

\_\_\_\_\_.; ODDONE, D. S. **Classificação das possibilidades de petróleo nas bacias sedimentares do Brasil**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 1961. 130 p. Relatório interno.

ROSA, A. L. R.; MIRANDA, L. O. S.; MARROQUIM, M.; CASTRO, P. J. M. O problema geofísico na exploração da Bacia Paleozóica do Paraná. In: SEMINAR ON PETROLEUM EXPLORATION IN BRAZI, 1981, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: PETROBRAS, 1981. p. 31-32.

SANFORD, R. M.; LANGE, F. W. **"Basin-study" approach to oil evaluation of South Brasil's Paraná miogeosyncline**. Ponta Grossa: PETROBRAS. DESUL, 1957. 2 v., il.

SOUZA, R. G. **Petróleo, história das descobertas e o potencial brasileiro**. Niterói: Muiraquitã, 1997. 272 p., il. Legendas das Figuras.

## bibliografia

DELLA FÁVERA, J. C.; CESERO, P.; BEURLIN, G.; TRO-ELSEN, J. C.; GOMIDE, J. **Projeto Carapebus**. Rio de Janeiro: PETROBRAS. DEXPRO. DIVEX, 1975. 62 f.

FISHER, W. L.; GAMA JÚNIOR, E.; OJEDA y OJEDA, H. A. Estratigrafia sísmica e sistemas deposicionais da Formação Piacabuçu. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE GEOLOGIA, 27., Aracaju, SE. **Anais...** São Paulo: Sociedade Brasileira de Geologia, 1973. v. 3, p. 123-133.

## expanded abstract

*Fifty years from the start of exploration activity carried out by Petrobras in Brazil has called for a balance of what has been done, and the results obtained during this period. Many conquests were made, the fruits of dedicated work by several generations of explorationists. The large challenges presented by the complex geology of our sedimentary basins were used as elements for the motivation to attain objectives that always involved progressively higher levels of knowledge and the usage of innovative geological models in the search for petroleum in waters, progressively deeper.*

*At the time the Company became operational on May 10, 1954, Petrobras received from the Conselho Nacional de Petróleo - CNP a legacy that included some important oil accumulations in the Recôncavo Baiano such as the Candeias Field, discovered in 1941 having in place oil reserves of 350 million barrels. In addition to this legacy, and very significant, the CNP left what was to serve as the base for the organizational structure of the Company's exploration department conceived from the foresight of the geologist A. I. Levorsen, a consultant who had come to Brazil in 1953.*

*The head of the Exploration Department of the recently-founded Petrobras was the North American geologist, Walter K. Link, the former chief geologist of Standard Oil. Since schools of geology did not exist in Brazil at that time, foreign technicians were contracted to fill the gap caused by the absence of specialized personnel. The employment of dozens of North American geologists and geophysicists was justified in terms of the double perspective. The first was that North-American know-how was the best. It was available on the market and could be transferred to the Company's technical body being formed at that time. Secondly, that of results, in as much that the oil discoveries required in a very reduced time frame could only be obtained with the help of these professionals.*

*The exploration philosophy of the recently-founded Petrobras was centred on two items: 1) in view of the positive results that had been obtained up to that time it was natural to continue with the exploration of the Recôncavo Basin; 2) given the enormous size of the Brazilian Paleozoic basins there prevailed a view in the high levels of the Company's administration that Bonanza fields were there to be discovered. Amongst the results of this initial phase of the Company's exploration effort in the Recôncavo Basin*

*was the Buracica Field, discovered in 1959 that was the largest discovery made during the Link era.*

*The discovery of oil at Nova Olinda in the beginning of 1955, in the Middle Amazonas Basin, seemed to show that the decision to invest in the Paleozoic basins, as priority, was correct. Well 1-NO-1-AM produced oil of excellent quality, but drilling in the appraisal wells failed to confirm the continuity of oil-bearing sands. In any event, the excellent indications encountered in the first well drilled in the centre of the basin were very promising, and the Amazonas region continued as the great hope for oil exploration in Brazil.*

*After the Amazonas Basin, the Paraná Basin was the object of major investments during the time of the Link administration. However, at the conclusion of exploration drilling, with no significant results to commemorate, the difficulties of prospecting for oil in this type of basin became appreciated. The same occurred in the Parnaíba Basin. Thus, in spite of all efforts, no commercial discoveries were made in the Paleozoic basins during this pioneer phase of prospecting, which brought much frustration to the expectations and hopes that had been invested in these.*

*Due to the Company's priorities for exploration in the Recôncavo and in the Paleozoic basins, little attention was given during this initial phase to the coastal basins with the exception of some pioneer work, including geophysical surveying and the drilling of some stratigraphic holes.*

*In 1957, the first on-shore and offshore seismic surveys were carried out in the Espírito Santo Basin. At the end of 1959 Well 2-CBst-1-E was completed and revealed the presence of residual oil. These results encouraged the Department of Exploration to run seismic surveys to locate structures. In the Campos Basin, also in 1959 Well, Cabo São Tomé was drilled to test for the possibilities of oil as well as to acquire geological information.*

*In 1960, with the departure of Walter Link, who sent to the Directors of Petrobras the famous document known as the Link Report, there closed an important phase of oil exploration in Brazil. The general view held by Link was that the Country did not possess oil resources in commercial quantities, and it was recommended that the Company should go abroad in the search for areas with greater potential for oil.*

*In March 1961, Petrobras placed the geologist Pedro Moura and the geophysicist Décio Savério Oddone at the head of exploration activities. They started by issuing an evaluation of the conclusions*

made in the Link Report, and suggested measures to restudy the interpretation given to the exploration of the Brazilian sedimentary basins. These experienced Brazilian professionals, coming from the CNP, questioned the pessimistic conclusions of Link, the general tone of the counter arguments being that very little detailed work had been done up to that time to justify such fervent a condemnation. Moura and Oddone reclassified in a more optimistic manner practically all the basins that had been evaluated by Link.

The most significant result of Moura and Oddone was the discovery of Carmópolis in 1963, an achievement of great importance, since it supported the positive views regarding the petroleum potential of Brazil. This discovery having an in place volume estimated at 1.15 billion barrels in 1965, was a major milestone for petroleum exploration in Brazil.

Up until this time petroleum exploration on the Brazilian continental platform had been characterized by some initiatives that carried out exploration work between 1957 and 1966, including the acquisition of refraction and reflection seismic data as well as the drilling of a number of stratigraphic holes along the coast.

The first reflection seismograph survey on the continental platform was carried out during the years 1957 and 1958 on the Alagoas platform. At the same time reflection seismic lines were run in areas of the Espírito Santo and Bahia platforms. In the equatorial margin, surveying was carried out in the Baía de São Marcos, and in areas of the adjacent platform. These surveys represented the first steps taken by Petrobras towards exploration of the offshore basins.

The location of what would be the first well to be drilled in the offshore part of a Brazilian coastal basin, Well Espírito Santo Submarino N° 1, was made in function of the possibility of a saline intrusion, suggested by the high-angle dips in sediments of probable Tertiary age, defined by reflection seismic surveying. The well was dry, causing the Exploration Department to look for oil at the mouth of the Vasa Barris River in Sergipe.

In 1968, Well Sergipe Submarino N° 1 was drilled to test a structural high defined by reflection seismic surveying. The well revealed oil in Eocene sandy bodies assigned to the Calumbi Formation, representing the first oil accumulation to be discovered in the Brazilian continental platform, known as the Guaricema Field.

In the Campos Basin, already in 1974, there occurred the first significant discovery in the continental platform. Well 1-RJS-9 was drilled to investi-

gate a section of Albian carbonate rocks, and was drilled by the drill-ship Petrobras II in water 120 m deep, which at that time represented the challenge of deep waters. Started in November 1973, the drill intersected a section of porous limestone beds containing an oil column more than 100 m thick with reserves estimated at exceeding 100 million barrels. This was the Garoupa Field, and so there began to appear concrete result arising from the decision to invest in the continental platform.

On returning to the Paleozoic basins at the end of the nineteen seventies there occurred important gas discoveries, and in the nineteen eighties there came about the oil discoveries in the Rio Urucu area. The discovery of oil in the Rio Urucu represented a great exploration conquest, as it revealed that the complex Brazilian Paleozoic basins, always the subject of question as regards to their potential for hydrocarbons could now be shown to contribute the national production.

Already in 1981, the seismostratigraphic and structural analyses of the seismic survey data obtained in an open exploration grid that extended up to the 2000 m isobath, permitted interpretation of data contained within the deep water exploration limit set by Petrobras. In 1984, Well 1-RJS-284 was drilled in an area having a water depth of 383 m, which led to the discovery of the Marimbá Field, an oil accumulation that extends to the 600 m isobath. This discovery may be considered to be the first in deep waters of the Campos Basin. This discovery well began to produce already in the following year, setting a world record at that time in terms of underwater well completion and is a corner stone in the development of fields in the deep waters in Brazil. There followed a number of discoveries on the Campos deep-water trend, thus defining one of the world's largest petroleum provinces.

Although the discoveries of the Campos Basin had led Petrobras to a natural concentration of resources in deep waters, exploration of the onshore basins had also advanced. At the end of 1985, and culminating in a phase of exploration re-evaluation based on the ample quantity of technical information that had been collected, the largest field on the continental part of the Potiguar Basin, the Canto do Amaro Field, was discovered.

In recent times the Santos Basin has been one of the most promising areas for petroleum exploration in Brazil, and especially over the past three years. Exploration has been intense in the north-central part of the basin, resulting in the discovery of significant

*quantities of heavy oil and gas resources, the latter being the largest found to date in the Country. The gas-bearing sandstone units of the Santos Basin are now known to contain a volume equivalent to those found in the entire Country up to now. Thanks to its privileged situation adjacent to the consumer states of the Brazilian southeastern region, the recently discovered gas resources of the Santos Basin open-up an important exploration frontier with a potential impact over the national energy matrix.*

*In summary, the Brazilian basins today support a set of projects that are leading the Country in the direction of the self-sufficiency, so long sought after, of this basic commodity. Boldness and persistence in Brazilian petroleum exploration coupled with good technical reasoning objectively directed at the opening of new exploration frontiers, be these geological or geographical, were in almost all cases very well rewarded.*

## autor author



### Paulo Manuel Mendes de Mendonça

Unidade de Negócio de Exploração

Gerência Geral

e-mail: [pmendes@petrobras.com.br](mailto:pmendes@petrobras.com.br)

**Paulo Manuel Mendes de Mendonça** nasceu em Lisboa, Portugal, em 17 de março de 1950. Graduou-se em Geologia pela Universidade de São Paulo em 1972. Na Petrobras desde 1973, cursou Especialização em Geologia do Petróleo no Setor de Ensino da Bahia, em 1977, além de diversos outros cursos, tanto técnicos quanto gerenciais.

Na Petrobras, foi geólogo de subsuperfície até 1975 e geólogo de avaliação de formações até 1978. A partir de 1979, começou a atuar junto à Superintendência dos Contratos de Exploração. Em 1981, assumiu a chefia do Setor de Geologia da SUPEX. A partir de 1988, já na Área Internacional da Petrobras, gerenciou as áreas de exploração da América do Sul e América Central; de Novas Áreas da América e Oriente Médio; a Exploração da sucursal da Braspetro na Colômbia. Em fevereiro de 1994 assumiu a Gerência Geral dessa mesma sucursal.

Em 1999, foi empossado Gerente Geral da Unidade de Negócio de Exploração e Produção de Sergipe-Alagoas, e em fevereiro de 2002 assumiu a Gerência Geral da Unidade de Negócio de Exploração da Petrobras, que ocupa até a presente data.