



Situação da  
Sísmica Terrestre  
no Brasil  
Projeto ONIPGEO

## Ficha Técnica

Esta publicação é produto do projeto financiado pelo CTPetro/FINEP, convênio nº 22.01.0703.00, denominado ONIP/GEO.

### ONIP – Organização Nacional da Indústria do Petróleo

Presidentes

Eduardo Rappel

Eloy Fernandez y Fernandez

Equipe

Bruno Musso

Giuseppe Bacoccoli

José Mario Fonseca Miccolis

Leonardo Catanzaro

Paulo Buarque Guimarães

Fernanda de Almeida

### ON – Observatório Nacional

Diretor

Waldimir Pirró e Longo

Equipe

Jandyr de Menezes Travassos

Vania Luiz da Costa

Simone Silva André

Aline Lúदानo de Oliveira

### Rede de Tecnologia do Rio de Janeiro

Armando Augusto Clemente

Paula Gonzaga

Michel do Carmo Zandberg

### Elaboração da Publicação

Bacoccoli Consultores Associados

### Organização e Revisão do Texto e Figuras

Paulo Buarque Guimarães

Fernanda de Almeida

### ONIP - Organização Nacional da Indústria do Petróleo

Av. Graça Aranha 1, 5º andar

20030-002 Rio de Janeiro, RJ – Brasil

Email: [onip@onip.org.br](mailto:onip@onip.org.br)

WWW: <http://www.onip.org.br>

### ON – Observatório Nacional

Rua General José Cristino nº 77

20921-400 São Cristóvão – RJ, Brasil

Email: [jandyr@on.br](mailto:jandyr@on.br)

WWW:<http://www.on.br>

# Sumário

1 - Identificação do “Estado da Arte” do método sísmico quanto às suas aplicações na exploração de petróleo. ....	8
1.1 A Origem da Exploração do Petróleo .....	9
1.2 O Petróleo como Jogo .....	9
1.3 Nasce a Geologia do Petróleo .....	11
1.4 Os Métodos Geofísicos .....	13
1.5 A Sísmica de Reflexão .....	14
1.6 A Revolução Digital .....	15
1.7 Conclusão .....	17
2 - Síntese histórica das atividades relativas ao método sísmico aplicado à exploração de petróleo no Brasil. ....	20
2.1 A Exploração de Petróleo no Brasil .....	21
2.2 A Geofísica e o Petróleo no Brasil .....	23
2.3 As primeiras atividades da Petrobras .....	26
2.4 Outras atividades de exploração .....	29
2.5 A Exploração Sísmica Marítima .....	30
2.6 Conclusão .....	32
3 - Análise do atual contexto exploratório brasileiro. ....	34
3.1 A Fase Terrestre .....	36
3.2 A Fase Marítima de Águas Rasas .....	40
3.3 As Fases Marítimas da Bacia de Campos e Águas Profundas .....	40
3.4 A Evolução da Exploração no Brasil .....	42
3.5 Conclusão .....	45
4 - Medição das áreas das bacias e avaliação qualitativa e quantitativa dos dados sísmicos existentes. ....	56
4.1 Bacias Marítimas .....	62
4.2 Zonas de Transição .....	63
4.3 Bacias Terrestres .....	64

5 - Levantamento da efetiva demanda pelos atuais operadores/ concessionários.....	74
6 - Estimativas da demanda teórica total de sísmica de reflexão no brasil.....	78
6.1 Bacias Produtoras.....	79
6.2 Bacias Interiores Paleozóicas.....	81
6.3 O Plano Decenal da ANP.....	86
6.4 Demandas das Bacias Interiores Paleozóicas.....	87
6.5 Demandas de Detalhe.....	89
6.6 Conclusão.....	90
7 - Possibilidades de financiamentos e incentivos.....	92
7.1 Cota Parte da Participação Especial.....	93
7.2 Plano Nacional de Ciência e Tecnologia de Petróleo e Gás Natural – CTPETRO.....	94
7.3 Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES.....	95
7.4 Bancos Federais e Estaduais – Banco do Brasil, BNB, BRDE, etc.....	96
7.5 Fundo de Marinha Mercante – FMM.....	97
7.6 Instituições Internacionais – ALURE, IFC, etc.....	97
7.7 Fundos de Pensão – PETROS, etc.....	97
7.8 Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural –PROMINP.....	98
8 - Seleção de empresas para execução de trabalhos de sísmica e síntese das competências.....	100
8.1 Empresas internacionais de geofísica, com sede no Brasil.....	101
8.2 Entidades e empresas institucionais.....	102
8.3 Universidades e Centros de Pesquisa.....	103
8.4 Empresas efetivamente nacionais com competência em geofísica.....	104
8.5 Empresas de petróleo independentes nacionais.....	105
8.6 Companhias de Engenharia e Perfuração.....	105
Anexo.....	108

## Apresentação

A promulgação da Lei 9.478, de 1997, flexibilizou o exercício do monopólio da União sobre as atividades de exploração e produção de petróleo, permitindo que outras empresas, além da Petrobras, pudessem exercer estas atividades no Brasil.

Assim, a partir de 1999, a Agência Nacional do Petróleo – ANP, também criada em 1997, com a finalidade de regular o setor, passou a realizar leilões anuais para a concessão de exploração de petróleo em áreas geograficamente definidas do território nacional. Em consequência, além da Petrobras, diversas empresas passaram a habilitar-se e a competir visando à obtenção de tais concessões.

Dentre as informações essenciais para que os interessados pudessem avaliar o potencial de sucesso exploratório de cada área, destacam-se os dados de levantamentos de sísmica e de outras técnicas geofísicas. Portanto, é de fundamental importância que estas informações estejam disponíveis na quantidade e qualidade adequadas à tomada de decisão pelos investidores.

No entanto, ao tempo em que grandes investimentos foram realizados no levantamento de dados em áreas de águas profundas e ultra-profundas do litoral brasileiro, os esforços dedicados aos estudos das bacias terrestres e das chamadas zonas de transição ficaram aquém das necessidades. O fato de, no Brasil, estar sobejamente comprovada a existência de petróleo no mar, explica, apenas parcialmente, os poucos estudos dedicados às bacias terrestres.

Um outro aspecto que merece destaque é a grave desmobilização da competência nacional ocorrida recentemente, de empresas brasileiras dedicadas a levantamentos sísmicos terrestres no País. Basta verificar que, de um total de aproximadamente 12 equipes que operavam no segmento durante a década de 80, resta, hoje, apenas uma que integra o sistema Petrobras.

Com o objetivo de lançar as bases para suprir as deficiências acima apontadas, inclusive com a retomada das atividades empresariais de sísmica e geofísica no Brasil, a Organização Nacional da Indústria do Petróleo - ONIP e o Observatório Nacional – ON elaboraram um projeto que compreendia uma análise detalhada do tema, e que contou com o apoio financeiro do Fundo Setorial CTPetro, administrado pela Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP. A Rede de Tecnologia do Rio de Janeiro apoiou de forma decisiva na gestão dos recursos.

O objetivo explícito do projeto, denominado ONIPGEO, era, e ainda é, o de “estimular a criação e o desenvolvimento de empresas nacionais de pesquisa geofísica capazes de assumir uma parte ponderável das atividades atuais ou programadas para o setor de prospecção e exploração de óleo e gás natural no Brasil”.

A presente publicação consolida os aspectos mais relevantes identificados pelo projeto e aponta alguns caminhos possíveis para o desenvolvimento desejado. Sua finalidade é contribuir para a reflexão necessária à construção de um ciclo virtuoso, no qual empresas nacionais trabalhem no levantamento de dados das bacias terrestres e de transição, cujos resultados permitiriam à ANP aumentar a oferta de concessões nessas áreas, ampliando as possibilidades de novas descobertas de petróleo que, se concretizadas, elevariam as encomendas de bens e de serviços às empresas fornecedoras, igualmente nacionais, resultando num incremento dos níveis de emprego e renda para a sociedade brasileira.

Eloi Fernández y Fernández  
Diretor Geral da ONIP

Waldimir Pirró e Longo  
Diretor Interino do ON

A ONIP - Organização Nacional da Indústria do Petróleo é uma instituição de âmbito nacional que tem por finalidade principal atuar como fórum de articulação e cooperação entre as companhias de exploração, produção, refino, processamento, transporte e distribuição de petróleo e derivados, empresas fornecedoras de bens e serviços do setor petrolífero, organismos governamentais e agências de fomento, de forma a contribuir para o aumento da competitividade global do setor.

O ON - Observatório Nacional, criado por Decreto Imperial de 1827, é uma Unidade de Pesquisa do Ministério da Ciência e Tecnologia que tem como atribuições realizar pesquisa científica e formação de recursos humanos em Astronomia, Astrofísica e Geofísica; abrigar padrões metroológicos de tempo, frequência e grandezas geofísicas; gerar, manter e disseminar a Hora Legal Brasileira e seu sincronismo em tempo real; e executar serviços especializados correlacionados às suas atividades técnico-científicas.

Este trabalho condensa os resultados relativos aos levantamentos sísmicos no Brasil que fazem parte de diversos relatórios elaborados durante o decorrer do Projeto ONIPGEO, financiado pelo CTPetro/FINEP.

Este relatório cobre, pela ordem, os seguintes itens:

1. Identificação do “estado da arte” do método sísmico quanto às suas aplicações na exploração de petróleo.
2. Síntese histórica das atividades relativas ao método sísmico aplicado à exploração de petróleo no Brasil.
3. Análise do atual contexto exploratório brasileiro.
4. Medição das áreas das bacias e avaliação qualitativa e quantitativa dos dados sísmicos existentes.
5. Levantamento da efetiva demanda pelos atuais operadores/concessionários.
6. Estimativas da demanda teórica total de sísmica de reflexão no Brasil.
7. Possibilidades de financiamentos e incentivos.
8. Seleção de empresas para execução de trabalhos de sísmica e síntese das competências.

Ao final do Capítulo 4 acham-se incluídas figuras contendo mapas com distribuição do esforço sísmico no Brasil. No fim do relatório foi incluído um anexo contendo a Nota Técnica ONIP 004/2003 - Consolidação da Indústria Sísmica no Brasil, com as conclusões do seminário sobre o Projeto ONIPGEO realizado em maio de 2003.

**1**

**Identificação do “Estado da Arte” do método sísmico quanto às suas aplicações na exploração de petróleo**



## 1.1 A Origem da Exploração do Petróleo

Conhecido desde os primórdios da civilização, com seus usos variados mas sempre limitados, o petróleo ingressou na era industrial já há cerca de um século e meio após a descoberta do Cel. Drake, em Titusville, na Pensilvânia em 1859. Quase que ao mesmo tempo sua produção sistemática também se iniciou em algumas regiões do sul da Rússia e da Romênia.

Durante quase toda a segunda metade do Século XIX foi amplamente utilizado como iluminante, lubrificante e óleo combustível para caldeiras. No início do século XX, após o significativo decréscimo do consumo do querosene iluminante causado pela chegada da eletricidade, o petróleo passa a ser utilizado também como combustível para os recém descobertos motores a explosão. A partir daí consolida-se como um dos insumos fundamentais da era industrial.

As primeiras descobertas de petróleo haviam sido feitas perfurando-se poços, geralmente rasos, em locais onde existiam indícios ou exsudações naturais de petróleo à superfície. O Cel. Drake havia perfurado seu poço na localidade Titusville, nas proximidades de um riacho denominado Oil Creek, que apresentava mancha de petróleo por sobre as águas. Na Rússia e na Romênia alguns poços foram também localizados em regiões como a de Baku onde, desde a antiguidade, eram conhecidas manifestações de petróleo na superfície.

Nascia assim a técnica exploratória mais conhecida como "seepology" (em inglês a palavra seep significa exsudação). Apesar de toda a evolução tecnológica, a seepology ainda funciona e constitui a base primordial da técnica de exploração por prospecção geoquímica de superfície. Entre os pioneiros do petróleo logo se tornaria famosa a recomendação: "se quiser achar petróleo, fique perto de onde já se encontrou algum". A recomendação valia para os indícios, para as exsudações, para os campos já descobertos e para as bacias produtoras. Obviamente, procurar petróleo em áreas de novas fronteiras, onde não havia ainda sido visto, representava assumir riscos bem maiores. Aparentemente, essa mesma recomendação orienta a pesquisa mineral da maioria dos garimpeiros.

## 1.2 O Petróleo como Jogo

Até o final do Século XIX ainda não se haviam consolidado os princípios fundamentais da geologia do petróleo e poucos investidores exploravam para petróleo com a ajuda dos então desmoralizados geólogos de petróleo. Preferia-se perfurar até ao acaso, dentro das práticas do sentimento, da intuição (feeling) ou do puro acaso (random drilling). Esses procedimentos não científicos acabavam dando certo quando se exploravam bacias muito prolíficas, ainda em seu estado juvenil e com muitos campos gigantes ainda não descobertos. Entre muitos outros, o East Texas Field, a maior acumulação petrolífera do estado, foi descoberta perfurando-se por acaso.

Estas práticas fizeram com que o processo de exploração de petróleo fosse considerado fundamentalmente análogo ao de um jogo de azar. A mesma intuição servia para alocar um poço de petróleo ou para se fazer uma aposta no jogo.

E, assim como no jogo, havia os grandes vencedores e perdedores. Até hoje, no jargão da indústria norte-americana do petróleo, o prospecto, o objetivo principal de poços exploratórios, denomina-se com a palavra play, que tem entre seus principais significados o de jogo.

Com o início da exploração de áreas muito planas, como era o caso da grande planície correspondente à porção emersa da Bacia da Costa do Golfo, no sul dos Estados Unidos, surgiu a metodologia de local poços de petróleo em cima de suaves elevações topográficas do terreno (topography). Apesar do caráter eminentemente empírico desta ferramenta, muitos poços efetuaram descobertas importantes porque, na realidade, as suaves elevações do terreno correspondiam, em subsuperfície, a altos estruturais como anticlinais ou domos de sal propícios para acumulação de petróleo.

Com a chegada do motor à explosão e do automóvel, no início do Século XX, ocorreu um significativo aumento do consumo de petróleo. Em função disso, a indústria foi obrigada a intensificar a exploração e acabou efetuando muitas novas descobertas, pois os princípios fundamentais da geologia do petróleo já haviam sido consolidados.

Paradoxalmente, a “Teoria do Anticlinal” que associava a ocorrência do petróleo em subsuperfície à necessária presença de dobramentos anticlinais antecedeu à façanha do Cel. Drake, pois remonta ao início do século XIX. Posto que o petróleo e o gás pudessem circular em subsuperfície, dentro de camadas de reservatórios porosos e permeáveis, também portadores de água, estes fluidos acabariam segregando-se por densidade em direção aos ápices dos dobramentos anticlinais, ficando lá retidos dentro das “armadilhas ou trapas naturais” formadas por essas estruturas.

Em 1885 o geólogo I.C. White, do Serviço Geológico da Pensilvânia, publicou estas observações:

*“After visiting the great gas well that had been struck in Western Pennsylvania and West Virginia and carefully examining the geological surrounding of each, I found that every one of them was situated either directly on, or near, the crown of an anticlinal axis, while wells that had been bored in the synclinal or either side furnished little or no gas, but in many cases large quantities of salt water...”*

Depois desse artigo, White passou a ser erroneamente reconhecido como o pai da Teoria do Anticlinal. Ele, no entanto, nunca se apresentou como tal, muito embora acabasse tendo um papel fundamental na divulgação da teoria. Em 1892 ele afirma:

*“As is well known, it was formerly a popular saying among practical oil men that – geology has never filled an oil tank; and to such a low estate had geology fallen that a prominent producer of oil and gas, disgusted with geology and geologists, was once heard to remark that if he wanted to make sure of a dry hole he would employ geologists to select the location. It has been my pleasant task during the last eight years to assist in removing this stigma from our profession”.*

### 1.3 Nasce a Geologia do Petróleo

A partir de 1934 (McCollough) o termo anticlinal passou a ser substituído pelo termo “trapa” (ou armadilha), e seria bem mais correto fazer referência a Teoria da Trapa no lugar da Teoria do Anticlinal. De fato, durante muito tempo, a partir do início do Século XX, a exploração de petróleo em todo o mundo passaria basicamente a se empenhar na localização e na definição de boas trapas estruturais em subsuperfície. A indústria passou a mapear sistematicamente anticlinais, domos de sal, blocos elevados do embasamento ou outros altos estruturais de qualquer natureza para local poços exploratórios geralmente bem sucedidos, dentro de uma média mundial da ordem de dez a quinze por cento de sucesso.

Mais tarde, ficou até certo ponto claro que não bastaria mapear e perfurar boas trapas. Existiam outros fatores e processos naturais essenciais para a formação de jazidas petrolíferas. Mais recentemente os adeptos da análise dos sistemas petrolíferos passaram a definir os elementos e os processos fundamentais sem os quais as probabilidades de sucesso da exploração seriam nulas. Os elementos fundamentais seriam:

1. A existência de rochas geradoras dotadas de quantidade, qualidade e evolução térmica adequada da matéria orgânica que propicie a geração de volumes significativos de petróleo e/ou gás natural.
2. A presença de rochas reservatórios dotados de um efetivo espaço termo-poroso capazes de propiciar a migração, o armazenamento e a produção de petróleo e/ou do gás natural.
3. A existência de rochas selantes recobrimdo as rochas reservatórios que impossibilitem o escape do petróleo e/ou do gás natural para a superfície, preservando estes fluidos na jazida.
4. Trapas (ou armadilhas) com geometria especialmente configurada para permitir a acumulação e o aprisionamento do petróleo e/ou do gás natural.

Entre os processos, menciona-se apenas por essencial aquele da geração – migração – acumulação do petróleo e do gás natural desde a expulsão dos hidrocarbonetos das rochas geradoras, sua migração dentro de camadas porosas e permeáveis até se acumular nas trapas sendo preservado e constituindo uma jazida. Obviamente, para efetividade desse processo é essencial haver condições de sincronicidade e de adequada relação espacial dos mencionados elementos com este processo. Apenas para exemplificar, se ao tempo da expulsão dos hidrocarbonetos das rochas geradoras ainda inexistirem as trapas e/ou os selos, não existirão as condições para a formação de jazidas.

Na moderna indústria do petróleo, efetuam-se simulações computacionais e probabilísticas para verificar as possibilidades da ocorrência dos mencionados elementos e processos. Com essas simulações focalizam-se o processo exploratório, subsidia-se a locação dos poços e avaliam-se os riscos envolvidos. Essas sofisticações tecnológicas eram consideradas até a algum tempo quase que desnecessárias para uma indústria de petróleo pragmática, que fundamentava sua ação num mapeamento

de anomalias estruturais ou trapas, se possível em áreas e/ou bacias já produtoras ou portadoras de bons indícios de hidrocarboneto. Até certo ponto, este pragmatismo justificava-se pelos seguintes motivos:

1. Bons indícios de hidrocarbonetos ou, melhor ainda, a existência comprovada de jazidas asseguravam da presença de efetivas rochas geradoras assim como de um satisfatório processo de expulsão e de migração de hidrocarbonetos mesmo sem mais aprofundados estudos de modelagem geoquímica. Lembre-se quanto a isso que mesmo na Petrobrás as técnicas de geoquímica orgânica só viriam a se consolidar por volta dos anos 70 e que as modelagens de processos são ainda mais recentes.
2. Raras são as bacias onde inexitem por completo os reservatórios e os selos, apesar da grande escala de variação das suas características. De uma maneira geral pode-se assumir como certa a presença desses elementos na coluna estratigráfica da maioria das bacias sedimentarias e, mais ainda, naquelas que já se revelaram produtoras.
3. As bacias produtoras, ainda em fase juvenil ou em fase inicial de exploração continham muitos grandes campos ainda não descobertos, constituindo acumulações mais ou menos evidentes e de fácil localização. Assim, durante muito tempo, descobriram-se grandes províncias petrolíferas e grandes campos mapeando-se apenas as mais evidentes trapas da subsuperfície. O principal problema da exploração resumia-se em dispor de ferramentas adequadas para este mapeamento de trapas.

Durante muito tempo, em áreas e bacias onde há configuração geométrica das rochas aflorantes em superfície refletia ou denunciava configurações análogas em subsuperfície, bastava conduzir mapeamentos topográficos e geológicos com utilização de técnicas expeditas, simples e elementares. De fato, até o advento das técnicas de geofísica a ferramenta do mapeamento geológico de superfície foi utilizada na maioria das bacias emersas de todo o mundo locando os poços pioneiros e fazendo muitas descobertas. As equipes de geologia descobriram grandes reservas nos Estados Unidos, em outros países da América como, por exemplo, no Canadá, no México, na Venezuela, etc. Logo depois turmas de geólogos nômades passaram a percorrer o mundo descobrindo a maioria das grandes províncias petrolíferas terrestres, aí incluindo as do Oriente Médio. Tudo isso aconteceu rapidamente antes mesmo da eclosão da Segunda Guerra Mundial.

Estes nômades competentes e destemidos, que se assemelhavam à figura representada no cinema pelo Indiana Jones descobriram quantidades inimagináveis de petróleo a baixo custo, quase que sozinhos, com seu próprio trabalho. Depois geralmente assumiam o comando do segmento de exploração e produção em suas respectivas companhias de petróleo, exercendo forte centralização de poder e uma certa aversão à utilização de ferramentas exploratórias alternativas, geralmente mais caras, mais sofisticadas e de resultados nem sempre evidentes. Estes mesmos geólogos de superfície tiveram, no entanto, que reconhecer a importância das técnicas geofísicas para explorar grandes áreas de bacias sedimentares recobertas por mantos mais recentes que mascaram a real geometria das camadas em subsuperfície. Este era o caso, entre outros da grande planície costeira da Costa do Golfo.

#### 1.4 Os Métodos Geofísicos

A partir da década de 20 a gravimetria passou a ser utilizada largamente para o mapeamento dos domos de sal na Costa do Golfo. O sal possui densidade razoavelmente inferior a dos demais sedimentos. Desta forma, os domos de sal eram facilmente identificados como anomalias do campo gravitacional. O primeiro instrumento capaz de medir essas variações foi a balança de torção desenhada na Hungria por Baron von Eotvoes, que só seria comercializada após a primeira guerra mundial. Esse instrumento foi utilizado com sucesso para mapear domos de sal na porção texana emersa da Bacia da Costa do Golfo. A primeira descoberta foi a do Domo de Nash, na Brasoria County, efetuada na primavera de 1924.

O pêndulo foi outro instrumento utilizado na exploração gravimétrica da Costa de Golfo. O instrumento, desenhado em 1930 por E.A. Eckhardt e R.D. Wycoff, levou à descoberta do Campo de Cleveland, na Liberty County, dentro de uma clara anomalia gravimétrica referente ao Domo Conroe. Os atuais gravímetros viriam substituir as balanças de torção e os pêndulos. Gravímetros haviam sido construídos desde 1899, mas só provaram ser úteis depois da descoberta do Campo de Tom O'Connor efetuada no sul do Texas pela Humble Oil and Refining Company em 1934.

Nessa mesma época, os levantamentos de magnetometria passaram também a ser utilizados na exploração de petróleo. As rochas ígneas e metamórficas do embasamento ou de intrusões vulcânicas são altamente magnetizadas enquanto a maioria das rochas sedimentar não o é. Assim, a magnetometria pode ser útil para mapear grandes bacias sedimentares ou a presença de corpos ígneos ou de embasamento dentro das bacias sedimentares. Em 1927, no Texas, a magnetometria foi utilizada na descoberta do Campo de Yoast, em 1927. O campo é geologicamente associado a uma intrusão de rocha ígnea (serpentinito). Desde cedo, foram desenvolvidos magnetômetros para uso terrestre ou para aerolevantamentos.

Até hoje, tanto a gravimetria quanto a magnetometria são largamente utilizadas, essencialmente no formato de aerolevantamentos, principalmente na definição de bacias sedimentares e das grandes feições estruturais regionais dentro dessas bacias. Em condições muito especiais esses métodos são também utilizados para o mapeamento de anomalias estruturais locais, para definir prospectos de locação de poços ou para suprir com dados complementares. Observe-se, no entanto que uma vez estabelecido o arcabouço regional da bacia e selecionadas as áreas mais prospectáveis a ferramenta exploratória a ser utilizada para a seleção de prospectos devesse ser obrigatoriamente a sísmica.

Os métodos elétricos surgiram também na década de 20. Baseados na medição de condutividade, resistividade e potencial espontâneo, tiveram larga aceitação pois, teoricamente, seria possível distinguir reservatórios portadores de água salgada daqueles portadores de petróleo ou gás natural. Os resultados na exploração de petróleo não foram, no entanto, satisfatórios e os métodos elétricos acabaram sendo mais utilizados para localização de minerais metálicos e de água. Entretanto, os perfis de poço "standard" na indústria do petróleo continuam sendo os perfis

Schlumberger, desenvolvidos a partir do uso dos mesmos princípios elétricos em poços. Hoje existe uma vasta gama de perfis de poço que podem ser agrupados como: (1) perfis elétricos; (2) perfis sônicos; e (3) perfis radioativos. Em seu conjunto estas ferramentas são largamente utilizadas para definição das propriedades das rochas perfuradas em poços de petróleo, assim como para determinar a natureza dos fluidos contidos no espaço poroso dos reservatórios. Esses mesmos perfis também suprem a sísmica e a gravimetria com valiosas informações que permitem calibrar seus resultados.

### 1.5 A Sísmica de Reflexão

Há muito tempo os homens vêm se preocupando com a ocorrência de terremotos e de suas conseqüências. Os terremotos, também conhecidos como sismos naturais, são provocados pela ruptura e/ou deslocamento natural de rochas em profundidade variável provocando ondas sonoras que se propagam até grandes distâncias dentro da terra. Há muitos séculos os chineses construíram um vaso redondo de cerâmica com uma série de cabeças de dragões, de boca aberta, ao redor do vaso. Na boca de cada dragão colocava-se uma bilha numa delicada posição de equilíbrio. Caso ocorressem terremotos, pela observação das bilhas caídas podiam-se constatar sua intensidade e direção predominante das ondas resultantes. Também são relativamente antigos, embora rudimentares, os sismógrafos convencionais construídos para medir, a partir de estações fixas, a intensidade dos terremotos.

A sísmica destina-se fundamentalmente à medição do tempo de chegada de ondas provocadas por fontes sonoras artificiais até os dispositivos de recepção. Existem dois métodos sísmicos: (1) o de refração e (2) o de reflexão. Na refração medem-se as primeiras chegadas das ondas acústicas geradas num receptor colocado a uma distância variável. Como a velocidade do som no embasamento é mais alta do que nos sedimentos, através da refração é possível medir a espessura sedimentar total e ainda especular quanto à composição dessa coluna sedimentar. Como a velocidade do som no sal é também superior à velocidade do som nos demais sedimentos, é também possível utilizar a sísmica de refração para mapear os domos de sal.

A sísmica surgiu durante a Primeira Grande Guerra, quando o cientista alemão Ludger Mintrop utilizou um sismógrafo portátil desenhado especialmente para localizar com precisão a posição de fogo da artilharia aliada. Colocando-se três sismógrafos em pontos de coordenadas conhecidas, frente à artilharia inimiga, era possível através de triangulações estabelecer a posição desta artilharia. No entanto, cedo se descobriu a necessidade de introduzir correções nesses cálculos dadas as diferentes velocidades do som em subsuperfície, provocadas por suas diferentes características geológicas locais. Assim, Mintrop descobriu que além de localizar artilharias, o seu método poderia ser utilizado para estimar o comportamento das rochas em subsuperfície.

Após a guerra, em dezembro de 1919, Mintrop requereu na Alemanha uma patente por seu método de perfilagem por refração sísmica. A patente só foi registrada em

1927, inclusive nos Estados Unidos. Em abril de 1921, Mintrop fundou a companhia Seismos Gesellschaft e trabalhou em prospecção de petróleo na região da Costa do Golfo e no Leste do Texas entre 1923 e 1925.

Um grupo de cientistas da Universidade de Oklahoma, liderado por J.C. Karcher, reclama a primazia na invenção do método de refração sísmica. Os primeiros levantamentos teriam sido efetuados em Oklahoma City em 1921, mas infelizmente não havia como comprovar a eficiência do método. Das experiências em sísmica do grupo de Oklahoma nasceria a Geophysical Research Corporation (GRC), fundada em 1925 por Karcher e DeGolyer. Dado os sucessos de Mintrop a GRC também começou a atuar em levantamentos de sísmica de refração para mapear domos de sal. Outras companhias ativas em sísmica de refração foram Gulf, Humble, Roxana (Shell), Pure and Louisiana Land and Exploration Company, Petty Burton, McCollum e Frank Rieber.

O método de sísmica de reflexão, desenvolvido posteriormente, baseia-se fundamentalmente no registro dos “ecos” provenientes da subsuperfície de ondas sonoras provocadas artificialmente em superfície. Nos EUA a GRC iniciou as experiências com sísmica de reflexão em 1926 e, em 1929, já possuía equipes de reflexão operando comercialmente na Costa do Golfo. Em 1931, a Petty Geophysical Engineering Company, de San Antonio, inventou e implementou o método do perfil reverso de tiro, que viria a se tornar convencional na indústria.

Apenas para registro histórico menciona-se que em setembro de 1928 a companhia Amerada iniciou a perfuração do poço 1Hallum, na Pottawatomie County, em Oklahoma. Esse seria o primeiro poço locado em dados de sísmica de reflexão. Depois, este mesmo grupo acabou fundando a Geophysical Services Inc. (GSI) dedicada quase que exclusivamente à sísmica de reflexão para a indústria do petróleo. Em 1933 a GSI tinha cerca de 40 equipes no campo. Em 1960 havia mais de 1.000 equipes de sísmica de reflexão de diferentes companhias espalhadas pelo mundo.

## 1.6 A Revolução Digital

Até meados dos anos 60 a sísmica ressentia-se da limitação dos instrumentos eletrônicos e do registro por meios analógicos. Nos anos 60 ocorreram algumas modificações muito significativas que podem ser agrupadas sob o nome “revolução digital na sísmica de reflexão”. É interessante notar que a “revolução” ocorreria cerca de decorrido um século do poço do Cel. Drake. O registro digital propiciou, de imediato, fantásticos melhoramentos, marcados fundamentalmente pelas técnicas de cobertura múltipla (CDP), a melhoria da qualidade dos registros de campo e as enormes possibilidades de se processar o sinal registrado no campo. Ao mesmo tempo, contínuas melhorias dos equipamentos eletrônicos também viriam resultar em melhorias do sinal sísmico.

A partir dos anos 60, o conteúdo tecnológico da sísmica de reflexão tornou-se bastante elevado passando a apresentar também contínua e significativa evolução. Apenas para exemplificar, citam-se alguns aspectos:

1. As técnicas de topografia e geodésia tornaram-se praticamente obsoletas com a recente introdução do método GPS em todos os seus desdobramentos.
2. Quanto às fontes de energia, em terra as cargas convencionais de dinamite acabaram sendo substituídas a partir dos anos 70 por cargas moldadas. Depois vibradores e martelos mecânicos acabaram banindo de uma vez o uso da dinamite. No mar, por óbvias restrições ambientais, a dinamite já havia sido abandonada desde os anos 60 com utilização dos canhões de ar (airguns).
3. Os arranjos de tiro modificaram-se e tornaram-se mais complexos no final dos anos 60 com a introdução das técnicas de cobertura múltipla (CDP). Tanto em terra como no mar foram introduzidas melhorias nos geofones e hidrofones, nos conectores e no envio por meio de rádio dos sinais para o registrador.
4. Os sismógrafos evoluíram constantemente ao longo do tempo acompanhando a evolução da eletrônica e da informática. De geração em geração foram adquirindo mais sensibilidade, mais canais e melhores técnicas de filtragem e registro do sinal.
5. O processamento dos dados sísmicos foi submetido a um grande salto durante a revolução digital. Inicialmente os centros de processamento de dados sísmicos precisaram ganhar computadores cada vez mais poderosos dentro do mainframe. Mais recentemente já estão sendo utilizadas soluções mais “leves” com a aplicação de computadores de menor capacidade trabalhando em conjunto (cluster). O processamento dos dados sísmicos está se aproximando cada vez mais dos intérpretes, oferecendo soluções interativas em tempo real.
6. Com a introdução das workstations e dos softwares dedicados à interpretação ocorreu um grande salto na velocidade e na qualidade das interpretações dos dados sísmicos. Mais recentemente, as interpretações interativas com recursos de processamento permitem análises acuradas dos atributos do traço sísmico, enriquecendo sobremodo as possibilidades de interpretação.
7. Antigamente interpretar dados sísmicos significava elaborar “mapas topográficos de subsuperfície”. Hoje são gerados mapas migrados em profundidade onde podem ser representadas as características de porosidade do reservatório e não raro, a natureza dos fluidos nestes contidos.
8. A EXXON Production Research efetuou as primeiras experiências de sísmica 3D, ainda em 1963. Os excelentes resultados obtidos foram divulgados no Congresso Anual da SEG em 1970, assim como na revista Geophysics de junho de 1979. As técnicas 3D são hoje utilizadas em todo o mundo tanto na fase de exploração quanto, e principalmente, nas fases de delimitação e desenvolvimento dos campos. As técnicas 3D, apesar dos seus altos custos tornam-se extremamente atrativas por resultarem em redução do número de poços necessários e em sua locação mais eficaz. Atualmente estão sendo feitas experiências nas técnicas de 4D.
9. Tanto a EXXON quanto outras companhias de tecnologia de ponta na área do petróleo estão empenhadas hoje em desenvolver tecnologia sísmica para detecção direta de hidrocarbonetos antes da perfuração dos poços. De acordo com as bases teóricas existentes e os constantes saltos tecnológicos pode-se afirmar que esta meta não está longe de ser atingida.



10. Com capacidade crescente de revelar e identificar características dos reservatórios e dos fluidos, a sísmica passou a ter também um papel destacado, após as descobertas e a fase de delimitação dos campos produtores, como ferramenta essencial nos estudos de reservatório. A sísmica de reservatório é hoje uma área de atuação importante em muitas companhias de petróleo.

11. Até mesmo na fase de produção e/ou nos estudos que antecedem e acompanham os projetos de enhanced recovery a sísmica passou a ser utilizada até mesmo no monitoramento em tempo real da evolução espacial dos contatos entre fluidos nos reservatórios.

12. Nos últimos anos proliferaram em todas as companhias de petróleo as salas de “visualização imersiva” que permitiram a inspeção e observação de grandes blocos de dados, normalmente 3D, em locais apropriados para acomodar grandes equipes multidisciplinares e gerentes de projetos. Através de novos recursos da informática a visualização 3D de blocos de dados também pode ser obtida em PCs e workstations

13. Os progressos tecnológicos continuam. A migração dos dados sísmicos prestack (pré-empilhamento) já se constitui em meta alcançada, mas, outras metas ousadas do processamento continuam sendo perseguidas. Na aquisição marítima, os dados já estão sendo processados rotineiramente a bordo. Os navios mais modernos operam simultaneamente com pelo menos oito streamers de vários quilômetros de comprimento e monitorados constantemente através de GPS. Em áreas difíceis estão sendo feitas experiências de levantamentos com cabos (streamers) de fundo.

## 1.7 Conclusão

Através dessa breve revisão histórica, pode-se verificar que os métodos geofísicos passaram a exercer um papel preponderante no processo de exploração de petróleo apenas a partir da década dos 20, mais de 60 anos depois da descoberta do Cel. Drake. Mesmo assim o começo foi difícil por algumas razões, entre as quais destacam-se:

1. Apesar da relativa solidez do embasamento teórico a precariedade inicial dos instrumentos prejudicava a confiabilidade dos dados.
2. Havia muita resistência em convencer os geólogos de petróleo, e em especial os geólogos de superfície da importância de se aplicar métodos geofísicos certamente bem mais caros que os geológicos e de resultados até certo ponto dúbios.
3. Os custos dos métodos geofísicos eram sempre mais elevados daqueles dos métodos geológicos. Em alguns casos, como naquele da sísmica, esses custos eram considerados proibitivos.
4. Os resultados da aplicação dos métodos geofísicos eram freqüentemente ambíguos, especialmente quando aplicados em bacias relativamente mal conhecidas, devido à falta de um suporte de dados geológicos mais preciso e de calibragem dos métodos empregados.
5. Com exceção dos dados sísmicos, outros dados provenientes da aplicação do método geofísico poderiam ser interpretados de formas diferentes, raramente

unívocas. Por exemplo, um baixo gravimétrico poderia representar uma maior espessura de sedimento, a presença de um domo de sal, diferenças intra-embasamentos ou outros tipos de fenômenos geológicos.

Após a Primeira Grande Guerra, com a introdução do uso de fotografias aéreas (aerofotogrametria) a geologia de superfície voltou a assumir um papel preponderante, pois variações sutis na drenagem, na textura do solo ou no padrão de faturamento podiam ser interpretadas como resultado da presença de anomalias profundas. Estranhamente, o mesmo não aconteceu mais recentemente com o advento das sofisticadas imagens de radar e de satélites (sensoriamento remoto). Nesse último caso há que se levar em conta, no entanto, a elevada confiabilidade que os métodos geofísicos, em especial a sísmica de reflexão, já haviam conseguido.

O método sísmico transformou-se na ferramenta fundamental para a exploração do petróleo em todo o mundo. Para isso, transformou-se numa ferramenta extremamente dispendiosa, sofisticada e envolvendo tecnologia de ponta em constante mutação. A sua aplicação em qualquer fase seja de aquisição de dados, processamento e/ou interpretação requer cada vez mais a utilização de pessoal altamente qualificado capaz de se manter tecnicamente atualizado.

Como os saltos tecnológicos no conjunto de especialidades aplicados pela moderna sísmica de reflexão ocorrem com relativa frequência, costuma-se afirmar no jargão da indústria do petróleo que dados sísmicos levantados a mais de cinco anos podem ser considerados tecnologicamente obsoletos. Cremos na realidade que este conceito de limitar “a validade” dos dados sísmicos em cinco anos seja talvez excessivamente rigoroso, notadamente naquelas áreas ou bacias que vêm apresentando resultados de qualidade satisfatória para os horizontes de interesse da exploração. No entanto, em áreas mais problemáticas ou para a interpretação de horizontes menos visíveis certamente não se recomenda a utilização de dados sísmicos velhos já que seguramente será possível obter dados melhores com as técnicas atualmente em uso. Como veremos adiante esta questão torna-se particularmente crítica nas bacias terrestres brasileiras com dados sísmicos escassos e tecnologicamente obsoletos.



**2**

**Síntese histórica das atividades relativas ao método sísmico aplicado à exploração de petróleo no Brasil.**

Neste capítulo será apresentado um resumo das atividades relativas ao método sísmico aplicado à exploração de petróleo no Brasil. A era industrial do petróleo tem como marco inicial a descoberta feita pelo Cel. Drake em 1859 na Pensilvânia. Aqui no Brasil o petróleo somente viria a ser descoberto cerca de 100 anos depois no poço perfurado pelo DNPM, em 1939, na localidade de Lobato, na Bahia. Deve-se mencionar nesse contexto a entrada tardia do Brasil na indústria de exploração e produção do petróleo com evidentes reflexos quanto aos aspectos tecnológicos, relativamente complexos, envolvidos nessas atividades.

## 2.1 A Exploração de Petróleo no Brasil

O primeiro poço profundo brasileiro para petróleo foi perfurado em 1897 na localidade de Bofete, em São Paulo. O poço, perfurado por iniciativa do Sr. Eugênio Ferreira de Camargo, teria chegado a 488 m de profundidade e dele teriam sido recuperados dois barris de petróleo. É digna de registro a atitude científica e profissional com que o Sr. Camargo conduziu a empreitada, contratando um geólogo belga para analisar a locação do poço e um sondador americano para operar a sonda.

Em 1907, as atividades referentes à exploração de petróleo ficaram a cargo do Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB), órgão público do Governo Federal que permaneceria ativo até 1933, quando foi substituído pelo Departamento Nacional da Produção Mineral (DNPM). Por sua vez, o Conselho Nacional do Petróleo (CNP) assumiria os encargos referentes ao petróleo, depois, e finalmente, transferidos para a Petrobrás em 1953.

No tempo do SGMB e do DNPM, a iniciativa privada brasileira e estrangeira também trabalharam nessas atividades sem chegar a nenhuma descoberta. Quanto aos geólogos estrangeiros, merece destaque os doutores I.C. White e L.G. Weeks. Ambos trabalharam na Bacia do Paraná a serviço de entidades governamentais e/ou a serviço da Standard Oil of New Jersey chegando a conclusões bastante pessimistas quanto a prospectividade dessa bacia, apesar dos muitos bons indícios e exsudações de petróleo à superfície, vistos especialmente na região do Estado de São Paulo, nas proximidades de Bofete e Guarei.

Entre as várias empresas privadas brasileiras que com maior ou menor seriedade decidiram dedicar-se à exploração de petróleo, merece destaque a Companhia de Petróleo Nacional S.A., fundada em 1931 pelo alagoano Edson de Carvalho e pelo paulista J.B. Monteiro Lobato, o mesmo escritor de livros infantis, incluindo-se o Poço do Visconde. A atuação da Companhia de Petróleo Nacional caracterizou-se por uma mistura de comportamento empresarial, captador de recursos através do lançamento de ações e formador de opinião pública através de inflamados discursos de mobilização nacional. No dia 17.04.1932 a Companhia de Petróleo Nacional publicou no Diário de Notícias do Rio de Janeiro um Manifesto à Nação com o seguinte teor:

1. A existência de petróleo no Brasil prova-se, antes de mais nada, com um argumento de ordem lógica. Se o petróleo existe do Território do Alasca até a Patagônia, em praticamente todos os países das Américas seria um absurdo da natureza que não existisse no Brasil...

2. E, como se tais argumentos não bastassem, mesmo em face das opiniões favoráveis de geólogos mundialmente conhecidos, surge agora um elemento novo de prova, qual seja a locação de abundantes formações petrolíferas por meio do "Indicador de Óleo e Gás do R. F. B. Romero", na já bastante conhecida região de Riacho Doce, no Estado de Alagoas...

3. Antes do advento do aparelho Romero o meio de achar petróleo resumia-se em um só: perfurar ao acaso nas zonas geologicamente indicadas, e perfurar tantas vezes quantas necessárias para, por acaso, acertar uma bolsa ou veio subterrâneo, tiro sem pontaria...

4. Os Estados Unidos limitaram a exploração do petróleo. Não permitem atualmente a abertura de novos poços. Abrir novos poços lá corresponde a plantar café em São Paulo – ato de evidente loucura.

5. O Dr. Romero desinteressou-se de outros países para exercer suas atividades porque... Dos estudos que fez se convenceu de que a nossa riqueza petrolífera era imensa...

6. Mal pisou em nossa terra e já pôde o Dr. Romero verificar que não andara errado... Em Alagoas na região de Riacho Doce, a primeira a ser examinada em virtude do contrato entre os concessionários destas terras e a concessionária do Aparelho Romero, o precioso instrumento no segundo dia de pesquisa já registrou uma formação riquíssima de lençóis contínuos, com pontos para poços de 10.000 barris diários de vazão.

Segue o Manifesto enaltecendo as grandes possibilidades petrolíferas do Brasil, acenando com grandes lucros dos acionistas e conclamando para a subscrição dos títulos. O Dr. Romero que se apresentava como médico natural do México, terra do petróleo, teria demandado 15 anos de estudos e pesquisas. O vendedor de ilusões apresentava uma maleta interligada a tubos que acoplava ao solo dotada de um mostrador que indicava imediatamente a quantidade de petróleo que lá existia em termos de barris de produção diária por poço. O farsante que iludiu muita gente no estado de Alagoas em função da antiga lenda da existência de petróleo em Riacho Doce também serviu para ajudar Edson de Carvalho e Monteiro Lobato a enganar os acionistas da Companhia de Petróleo Nacional.

Decidiu-se aqui enfatizar o episódio Romero para demonstrar o elevado desconhecimento no Brasil das técnicas e métodos que já nessa época vinham sendo aplicados na indústria petrolífera norte-americana e internacional.

A descoberta de petróleo na Bahia foi cercada durante alguns anos por um intenso debate de opiniões. Os indícios de petróleo nas proximidades da cidade de Salvador já haviam sido registrados desde 1859 pelo engenheiro inglês Allport, que observara exsudações de petróleo nos cortes da Ferrovia Leste Brasileiro. No início dos anos 30 os baianos Manuel Inácio Bastos e Oscar Cordeiro visitaram algumas cacimbas

na localidade de Lobato, hoje subúrbio de Salvador, na cidade baixa, onde recolheram amostras de petróleo. Desde então, Oscar Cordeiro, que era presidente da Bolsa de Mercadorias de Salvador, vinha anunciando a descoberta de petróleo em Lobato e reclamando ação das autoridades do DNPM para confirmar a descoberta.

É preciso lembrar que a localidade de Lobato situa-se no bloco baixo da Falha de Salvador e a poucas centenas de metros da escarpa desta falha onde afloram à superfície rochas do embasamento cristalino. Devido a esta circunstância, vários dos geólogos encaminhados pelo DNPM a Lobato concluíram pela inexistência do petróleo porque lá até mesmo inexistia uma bacia sedimentar. As interpretações mais acertadas foram do geólogo Othon Leonardos que, apesar da precariedade dos dados, concluiu que Lobato poderia se situar dentro da Bacia Sedimentar do Recôncavo Baiano.

Em meio à discussão sugeriu-se pela execução de levantamentos sísmicos. Entretanto, estes levantamentos foram postos de lado dado o “preço proibitivo” dos pontos designados para sondagem sísmica. Os geofísicos Irmack do Amaral e Décio Oddone, do DNPM, foram os primeiros a determinar em Camaçari a espessura em torno de 1.500 m de sedimentos e a sugerir a perfuração de um poço exploratório profundo. Finalmente Avelino Ignácio de Oliveira, então Diretor Geral do DNPM decidiu enviar uma sonda para Lobato, onde ao perfurar o poço número 163 descobriu o petróleo em janeiro de 1939.

A partir dessa descoberta o Conselho Nacional do Petróleo continuou trabalhando no Recôncavo Baiano onde realizou muitas outras descobertas em Candeias, Dom João, Água Grande, etc. Praticamente todos esses campos foram descobertos com a utilização do mapeamento geológico de superfície sem contribuição importante da geofísica.

## 2.2 A Geofísica e o Petróleo no Brasil

A primeira entidade brasileira dedicada aos estudos da geofísica foi o Observatório Nacional que, desde o início do Século XX, dedicava-se ao estudo do campo magnético. As primeiras atividades de geofísica efetivamente voltadas para a exploração de petróleo foram contratadas pelo CNP a partir do início dos anos 30 e constaram fundamentalmente de medições gravimétricas, magnéticas e de sísmica de refração e de reflexão. Como vimos no Capítulo 1, a sísmica só viria a se afirmar como ferramenta exploratória para petróleo no início dos anos 30, mas nessa mesma época no Brasil era praticamente desconhecida por aqueles que se dedicavam à exploração de petróleo.

O eminente geólogo de petróleo Pedro de Moura em seu livro “Em Busca do Petróleo Brasileiro” (em co-autoria com Felisberto Carneiro), chega a afirmar que com o advento dos métodos geofísicos nos Estados Unidos nas décadas de 20 e de 30 chegou-se a admitir o fim da geologia de superfície, batida pelos processos de geofísica “concepção afoita que custou a dezenas de companhias estrondosos fracassos”. Recorde-se, contudo, que o geólogo Pedro de Moura, assim como outros líderes da geologia de petróleo brasileira, fora ele mesmo um geólogo de superfície

que sempre olhou com um certo desdém a aplicação dos métodos geofísicos à exploração de petróleo.

Na fase final dos trabalhos em exploração de petróleo do DNPM e início das atividades do CNP, encontravam-se em operação as turmas da United Geophysical Co (UGC), tanto no Estado de Alagoas quanto na Bahia. O Sr. Denning era o chefe das equipes geofísicas contratadas e o engenheiro Décio Odonne respondia por esse serviço no CNP. Mesmo assim, o geólogo Pedro de Moura ainda observa que as equipes de geofísica devem obrigatoriamente ficar a reboque das turmas de mapeamento geológico de superfície para comprovar a existência das anomalias mapeadas pela geologia ou para mapear estruturas naquelas áreas onde coberturas geológicas mais recentes impediam o mapeamento geológico de estruturas profundas. Pedro de Moura observa: “são os métodos geofísicos ferramentas penetrantes na caça, em áreas pré-determinadas pela geologia de superfície, a estruturas e anomalias capazes de acumular petróleo, sobretudo se rareiam os afloramentos; é o que acontece em múltiplos trechos do Recôncavo, particularmente naqueles onde mantos mais recentes de rochas terciárias caracterizam a expressão fisiográfica de tabuleiros, que obscurece com a sua capa arenosa a visão direta das rochas cretáceas, mais antigas”.

No Recôncavo tem-se notícias que as equipes de geofísica perscrutaram as anomalias de Candeias, Aratu, Itaparica, Aliança, Pitanga, Mata de São João, Maracangalha e Camaçari. Pedro de Moura menciona os vários lugares onde a geofísica apresentou dados depois não constatados. Por exemplo, na localidade de Aliança o embasamento surpreendeu com sua aparição a 900 m, em vez dos 2.500 m preditos pela geofísica.

No início dos anos 40 a exploração racional do Recôncavo foi prejudicada pela escassez de turmas de geologia. A geofísica, primeiramente, se valeu de um mapa geológico-estrutural organizado por Moura; e depois recorreu quase que exclusivamente aos processos sísmicos para marcar as locações, sem a inarredável orientação prévia dos geólogos. Os resultados dessa inversão na ordem natural das coisas impeliram o chefe da geofísica Décio Odonne a prevenir que métodos onerosos de prospecção como os sísmicos, não deviam ser empregados se não precedidos de “justificadas indicações do serviço de geologia... Do contrário, rodaria o carro diante dos bois”. Essa situação só veio a ser contornada a partir de 1944 e 1945 com a contratação da consultoria da De Golyer and Macnaughton quando numa progressão tecnicamente dirigida as atividades de exploração de petróleo na Bahia foram organizadas racionalmente.

Pedro de Moura também afirmaria:

“A geologia muitas vezes consegue determinar áreas e mostrar as estruturas fechadas, onde há possibilidade de acumulação de petróleo... desde que o geólogo indica o ponto, nada mais se tem a fazer do que perfurar esse ponto. Nem sempre porém, o geólogo pode chegar a essa conclusão... Torna-se necessário então, lançar mão de métodos auxiliares da geofísica. Aí entra a geofísica como auxiliar da geologia. A geofísica, por processos mecânicos, pode determinar a espessura de rochas sedimentares existentes... nenhum desses processos descobre petróleo. A única



coisa que descobre petróleo é a sonda. Nenhum técnico de responsabilidade pode dizer que determinada região tem petróleo. Não pode. E, se a geologia e a geofísica absolutamente nada podem afirmar sem perfurar, também nenhum técnico pode afirmar... Uma turma de geólogos é uma turma que trabalha com muito poucas pessoas, digamos, quatro: dois técnicos e dois empregados. Gasta bem pouco – no máximo uns Cr\$ 20.000,00 na Bahia. Levando em conta o custo de pessoal, é de se tomar como média a despesa de Cr\$ 60.000,00 por turma de geologia, na Bahia. Para média geral, no país, convém tomar o gasto de 100 a 120 mil cruzeiros. É quanto gasta uma turma de geologia. Já a turma de geofísica custa, no mínimo, quatro a oito vezes mais que a de geologia. Há lugares em que o estudo geológico fica 20 vezes menos dispendioso do que o de geofísica, e, não raro, 100 vezes menos. Nestas condições, aplica-se a geofísica somente onde é necessário aplicá-la. O processo é caríssimo. Uma turma de geofísica pode ficar 8 a 10 milhões de cruzeiros por ano, enquanto a geologia irá apenas a 1 milhão. Entretanto, os dois processos são indispensáveis à pesquisa de petróleo.”

Apesar desses argumentos considerados contrários o próprio Pedro de Moura reconhece que a geofísica “aplano o terreno, ajuda o geólogo nas regiões difíceis, em que ele não pode enxergar: vale, para o geólogo, como um Raios-X (sic) para o médico... a geofísica oferece apoio muito grande – hoje não se pode trabalhar sem ela – e deve estar sempre associada aos processos de pesquisa de petróleo”.

Em 1903 o eminente geólogo Levorsen foi convidado pelo CNP para inspecionar os trabalhos de exploração de petróleo no Brasil. Alguns trechos do seu relatório estão relacionados abaixo:

“The experience of the Conselho is especially revealing. All the oil as far in Brazil has been found in the Bahia Basin. Every successful wildcat test well which discovered a new oil pool was located on the basis of some geological or geophysical anomaly...”

“... the only hope of discovering more pools in Brazil is in the same manner they were found in Bahia – by drilling on geological and geophysical structures and traps. Without experienced geologists and geophysicists, such anomalies will not be found and recognized, and if the anomalies are not found, the oil will not be discovered.

“Closely associated with geology is geophysics which is concerned with the measurement of various physical properties of the rocks and, as the surveyor aid the geologists at the surface of the ground, so the geophysicist aid him in surveying underground.”

O Dr. Levorsen destaca, com grande oportunidade para aquela época (e também para hoje), a não competitividade entre os vários tipos de trabalho da exploração de petróleo: superfície, subsuperfície, mapeamento geofísico e perfuração. Estabelece a comparação com o doutor em medicina, que reúne diversas informações para dar seu diagnóstico. Esse médico equivale a uma classe especial de geólogos: os exploracionistas. Esses profissionais reúnem todas as informações que, no caso da exploração de petróleo, são usualmente incompletas. O

exploracionista as complementa com a sua experiência e mesmo com a sua intuição, diminuindo assim o número de pioneiros secos ao fugir de situações que presentir serem desfavoráveis.

As citações acima são parte de uma apresentação do geólogo Carlos Walter Marinho de Campos intitulado “Sumário da História da Exploração de Petróleo no Brasil”, editado pela ABGP, Rio de Janeiro, em novembro de 2001. O Dr. Carlos Walter parece ele mesmo estranhar o fato de referir-se à intuição dentro de um processo tido como sendo fundamentalmente científico. De fato ele afirma: “falar em intuição, às vezes, escandaliza alguns, mas a intuição é sempre necessária ao exploracionista do petróleo.”

Quanto aos problemas sobre o processo de exploração de petróleo no Brasil o Dr. Levorsen enumera:

1. A mão de obra técnica.
2. A geologia de superfície e a paleontologia.
3. Os levantamentos geofísicos.
4. A geologia de poço e de subsuperfície.
5. A organização da exploração.
6. Perfuração relacionada com a geologia e a geofísica.

O Dr. Levorsen lamenta a pequena estima dada a geologia pelo governo brasileiro e os baixos salários pagos pelo CNP aos profissionais envolvidos nos estudos geológicos. Lembre-se que as universidades voltadas para a formação de geólogos no Brasil formariam as primeiras turmas somente no início dos anos 60. Naquela época, a maioria dos envolvidos nesses trabalhos provinham de escolas de engenharia. O consultor também comenta não precisar enfatizar a questão do treinamento dos geofísicos porque esses profissionais, bem como as equipes de geofísica poderiam ser contratados facilmente.

### 2.3 As primeiras atividades da Petrobras

No ano de 1953, através da Lei 2004, era criada a Petrobras que, a partir do ano seguinte, assumiria o total controle do processo de exploração de petróleo no Brasil. No Capítulo 3 serão sintetizadas as diversas fases de atuação da Petrobras e as diferentes prioridades atribuídas de tempos em tempos às bacias brasileiras pelos gerentes de exploração da Petrobras.

Enquanto a Petrobras dedicou-se prioritariamente à exploração das bacias paleozóicas, o método sísmico foi amplamente utilizado especialmente nas bacias do Amazonas, que naquele tempo incluía a atual Bacia do Solimões. A Bacia do Parnaíba ou do Maranhão havia sido considerada como pouco favorável pelos trabalhos de geologia de superfície, conduzidos evidentemente por geólogos um tanto pessimistas. A Bacia do Paraná fora também relegada a um segundo plano porque a presença de espessos derrames de lavas próximos à superfície dificultava sobretudo a aplicação dos métodos geofísicos, sobretudo da sísmica.

Na Bacia do Amazonas a área do Médio Amazonas foi considerada como a mais prioritária por várias razões geológicas, mas e principalmente, pela descoberta de poços subcomerciais de óleo, como o de Nova Olinda, logo nas primeiras tentativas. Apesar disso a sísmica tinha uma qualidade duvidosa e uma resolução muito dúbia na região do Médio Amazonas, dada à infestação da coluna sedimentar por diques de diabásio e também à presença de uma camada de sal de espessura variada provocando, em ambos os casos, efeitos indesejáveis de bruscas variações de velocidade. Além do mais, a sísmica em áreas recobertas por densa vegetação tornava-se um método extremamente lento e caro. Depois de perfurar muitos poços secos chegou-se à conclusão que nessa bacia ainda não havia sido testada uma estrutura efetivamente alta e fechada em subsuperfície.

Na fase subsequente, com o retorno às bacias cretácicas costeiras, o primeiro grande êxito da sísmica foi a descoberta do grande Campo de Carmópolis, na porção sergipana da Bacia de Sergipe-Alagoas. Durante o ano de 1949 uma equipe sísmica da United, UGC, a serviço do CNP, efetuara trabalhos na área de Japarutuba e Pirambu. Desses trabalhos resultaram interpretações feitas pelo geofísico Rusch que menciona a presença de um dobramento anticlinal na região que hoje corresponde ao Campo de Carmópolis, mas os primeiros poços perfurados próximos a essa anomalia resultaram secos. O mapa que deu origem ao poço descobridor foi confeccionado a partir das interpretações do geofísico Moisés Bentes e o poço descobridor foi perfurado em 1963.

Outras descobertas significativas atribuídas à sísmica de reflexão foram as dos campos de Miranga e Araçás, no Recôncavo Baiano, em 1965, dentro da nova filosofia de testar os grandes baixos estruturais da bacia. Coincidentemente, o Recôncavo Baiano era outra bacia que apresentava dados sísmicos geralmente de má qualidade. Algumas tentativas de execução de tímidos trabalhos de sísmica marítima remontam ao final dos anos 50 e foram efetuados inclusive na parte submersa da Bacia de Campos e do Espírito Santo. Esses dados também eram de má qualidade e prejudicados pela presença de reverberações.

A partir dos anos 60, as primeiras turmas de geólogos começaram a oferecer à Petrobras mão de obra já pré-qualificada para as atividades de geologia e de geofísica. Nessa época a Petrobras contava com o famoso Play Back Center, assistido pela tecnologia da United Geophysical.

Como vimos no Capítulo 1, essa década foi marcada em todo o mundo pela revolução digital que introduziu profundas e significativas mudanças no registro e no processamento dos dados sísmicos. As atividades sísmicas marítimas foram iniciadas em 1967 com equipes contratadas à Western Geophysical. Inicialmente as fitas obtidas nesses levantamentos eram remetidas para processamento em Houston, EUA, com um grupo de geofísicos brasileiros acompanhando o processamento executado no exterior.

No final dos anos 60 começaram os levantamentos de gravimetria da Plataforma Continental, logo depois seguidos por extensos levantamentos de aeromagnetometria. Nessa época, a Petrobras decidiu também abrir um grande

centro de processamento de dados sísmicos (CPDS) no Rio de Janeiro, utilizando tecnologia digital da Western, assim como abrir as duas primeiras equipes de sísmica terrestre de sua propriedade: a ES-26, inicialmente localizada na Bahia e a ES-27 em Sergipe-Alagoas.

Esse conjunto de providências seria fundamental para os desenvolvimentos futuros da sísmica aplicada à exploração de petróleo no Brasil. Tanto o CPDS quanto as equipes sísmicas da Petrobras passaram também a funcionar como centros de treinamento para geofísicos e como núcleos de inovação e pesquisa tecnológica. Durante algum tempo uma terceira equipe de propriedade da Petrobras chegou a funcionar sob a sigla ESX-1, desenhada como equipe de pesquisa tecnológica.

Até hoje a ES-26 ainda trabalha para a Petrobras que costuma justificar a presença de equipes próprias de acordo com os seguintes argumentos:

1. As equipes próprias servem para treinar geofísicos, especialmente os mais novos, transformando-se em verdadeira equipe-escola.
2. Para poder contratar e fiscalizar corretamente equipes sísmicas de outras companhias é preciso conhecer os custos das próprias equipes.
3. As equipes próprias podem ser utilizadas para fazer experimentos e cuidar de inovações tecnológicas desenvolvidas dentro da empresa.

O CPDS, dotado de equipamentos mais modernos, acabou abandonando a tecnologia Western e adquirindo hardware e software de outras procedências assim como, principalmente, propiciando o desenvolvimento de software dentro da própria Petrobras. Mais do que tudo isso, acredita-se que o constante convívio no trabalho das equipes de operações (aquisição), de processamento e de interpretação de dados sísmicos, foi de fundamental importância para propiciar um constante clima de inovação e melhoria, fazendo com que os níveis de competência técnica chegasse a serem internacionalmente competitivos.

A partir dos anos 70, com o início dos trabalhos de exploração da plataforma continental e subsequente “esvaziamento” das bacias terrestres, os melhores progressos quanto à sísmica de reflexão registraram-se no mar. Entretanto, em terra mencionam-se os seguintes fatos relevantes:

1. A introdução de equipes dotadas de vibradores (Vibroseis) serviu para aumentar a produtividade e a qualidade em áreas e bacias de topografia favorável como na Bacia de Tucano. Mesmo assim não trouxe inovações capazes de reverter o quadro exploratório dessas bacias.
2. Na Amazônia começaram a ser utilizadas, nos anos 70, as chamadas “cargas moldadas” que resultaram no menor uso de explosivo e melhor rendimento da fonte. Também na Amazônia as equipes helitransportadas permitiram um notável crescimento na produtividade das equipes. Não houve, contudo, um aumento substancial da resolução e da qualidade dos dados sísmicos.
3. Com o aumento das atividades marítimas, as atividades sísmicas terrestres atingiram seus mais baixos níveis históricos em 1970 e 1978, aproximando-se do zero.

4. Com a relativa retomada das atividades da exploração em terra a partir dos anos 80 começaram a ser estimuladas empresas nacionais para operação de sísmica terrestre.

A Petrobras continuou a manter 14 equipes sísmicas operando no Brasil. Destas, boa parte seria de equipes terrestres e contratadas à empresas brasileiras de geofísica. Nos anos 80 foram também criados outros centros de processamento de dados sísmicos com sede em quase todos os principais distritos de exploração. Esses centros situados ao lado dos intérpretes e dos geofísicos envolvidos na operação muito contribuíram para a melhoria dos dados sísmicos em muitas bacias terrestres.

Fato exploratório digno de menção foi a realização em 1977/78 de algumas linhas de reconhecimento na Bacia do Solimões (antigo Alto Amazonas). Essas linhas foram programadas apenas com base em vagos modelos geológicos de alguns pesquisadores do CENPES e foram executados porque havia disponibilidade de uma equipe de selva antes de terminar o contrato. Para surpresa de todos, estas linhas obtiveram dados de excelente qualidade e apontaram para anomalias estruturais antes não imaginadas no contexto amazônico. O poço locado numa dessas anomalias descobriu o primeiro campo de gás no Rio Juruá. Anos depois, num alinhamento semelhante, foram descobertos os campos de óleo da região do Rio Uruçu.

É interessante observar que, sob o ponto de vista geológico, a Bacia do Solimões é bastante inferior àquela do Amazonas por apresentar maior incidência de intrusões de diábase, menor espessura sedimentar e menor espessura dos geradores devonianos. Apesar disso tudo, pelo simples fato de apresentar dados sísmicos de boa qualidade, acabou recompensando o processo de exploração com significativas descobertas de óleo e gás.

A partir dos anos 80, também começaram a ser levantados blocos de sísmica 3D em quase todas as bacias produtoras brasileiras em terra. Devido aos altos custos, levantamentos desse tipo não chegaram a ser executados para suportar a exploração em áreas ou bacias ainda improdutivas.

A partir da nova lei do petróleo de 1997 a Petrobras, empenhada prioritariamente em blocos marítimos e, entre estes, naqueles de águas profundas, passou a reduzir novamente as atividades terrestres com a virtual eliminação de equipes contratadas e, mesmo de equipes próprias. Observe-se que os atuais níveis de atividades sísmicas terrestres são historicamente os mais baixos registrados no país. No ano de 2003, a Petrobras estava operando unicamente com a ES-26, que chegou a ser deslocada para a Bacia do Solimões.

#### 2.4 Outras atividades de exploração

Nos anos 70 houve um grande crescimento das atividades geofísicas no setor acadêmico e nas empresas voltadas para geofísica de prospecção mineral. Fora da Petrobras deve-se mencionar o programa de pós-graduação em geofísica estabelecido na Universidade Federal da Bahia.

Em 1971 a Companhia Vale do Rio Doce estabelece programas de geofísica para localização de metais não ferrosos. Em 1972, foi criado o Instituto de Astronomia e Geofísica da Universidade de São Paulo (IAG/USP), dedicado à pesquisa acadêmica da geofísica da terra sólida. Em 1975 cria-se o Núcleo de Ciências Geofísicas e Geológicas da Universidade Federal do Pará (NCGG/UFPA), voltado para a geofísica regional.

Outros centros de geofísica foram criados. No INPE, surgiu o Núcleo de Pesquisas Espaciais e em 1976 foi criado no IPT um centro de pesquisa de geofísica ligado à engenharia e ao meio-ambiente. A partir de 1976 ocorreu uma grande reativação do Observatório Nacional do Rio de Janeiro. Mais recentemente deve-se mencionar a transformação da CPRM em Serviço Geológico do Brasil, responsável pela execução dos levantamentos básicos de geologia e geofísica. Em 1996 foi criada a Agência Nacional do Petróleo (ANP), incumbida do controle das atividades ligadas ao petróleo. Apesar disso tudo, a maior parte dos geofísicos brasileiros continuava e continua trabalhando, na área de petróleo, dentro da Petrobras.

## 2.5 A Exploração Sísmica Marítima

Ao contrário dos Estados Unidos, onde a sísmica de reflexão teria se afirmado a partir dos anos 20 e 30 no mapeamento dos domos de sal da Costa do Golfo, a sísmica de reflexão só viria a se afirmar no Brasil nos anos 60, após as descobertas de Carmópolis, em Sergipe-Alagoas, e de Miranga e Araçás, no Recôncavo Baiano. Entretanto, o predomínio do método sísmico só viria a se estabelecer com o início das atividades exploratórias marítimas e, notadamente após as primeiras descobertas da Bacia de Campos quando, além da conformação geométrica das camadas em subsuperfície, a sísmica de reflexão conseguiu mapear a porosidade e a natureza dos fluidos numa escalada inigualável de resolução que ainda não se completou.

Quanto às atividades da sísmica de reflexão ligadas à exploração das bacias marítimas ressaltam-se os seguintes pontos:

1. A Petrobras sempre optou pela contratação de navios, equipes sísmicas marítimas à companhias internacionais. Nunca cogitou possuir um navio próprio nem estimulou companhias nacionais a tê-lo. Justificava esta posição mencionando que a rápida e contínua evolução tecnológica da sísmica marítima no mundo não recomendava equipar uma equipe nacional sob pena de tornar-se obsoleta num curto espaço de tempo.
2. Alguns navios da Marinha do Brasil foram equipados para levantamentos sísmicos, com assessoramento da Petrobras, com duas finalidades precípuas: levantamentos de linhas sísmicas nos mares da Antártica e reconhecimento geofísico dos limites do mar de atividade econômica exclusiva do Brasil. Esta última atividade acabou se transformando no Projeto LEPLAC, que levantou uma significativa quantidade de linhas sísmicas de águas profundas na Margem Continental Brasileira.
3. No início dos anos 70 a Petrobras criou os Grupos Adhocráticos de bacia voltados para interpretação integrada de dados geológicos e geofísicos. Esses Grupos, que

logo depois seriam apenas denominados Grupos de Bacias propiciaram inicialmente grande avanço no entendimento das bacias, principalmente na Margem Continental dada a profícua sinergia proporcionada pelos grupos.

4. Na mesma época os dados marítimos levantados como reconhecimentos regionais e de boa qualidade serviram para o primeiro desenvolvimento das técnicas de sismoestratigrafia. Muito embora alguns grupos de geofísicos estrangeiros tenham publicado mais tarde a utilização de tais técnicas como de sua autoria, os primeiros mapas sismoestratigráficos nasceram de trabalhos de interpretação de geólogos e geofísicos brasileiros em dados da Margem Continental. Os professores Fisher e Brawn, da Universidade do Texas, então consultores da Petrobras, comprovaram o desenvolvimento dessas técnicas do Brasil.

5. Até o início dos anos 70 e apesar da boa qualidade dos dados sísmicos marítimos os geofísicos da Petrobras continuavam praticamente só efetuando a famosa “topografia de subsuperfície”, através de mapas que configuravam a conformação das camadas em subsuperfície, muitas vezes apenas contornados em tempo. Somente mais tarde se tornariam populares as migrações em profundidade e a representação de outros dados além da simples configuração das camadas.

6. Nessa mesma época tornavam-se populares em todo o mundo as técnicas de análise dos bright spots (pontos brilhantes) nas linhas sísmicas. Essas anomalias normalmente associadas à acumulações de gás eram facilmente reconhecidas nos registros sísmicos convencionais. No início dos anos 70 a técnica dos bright spots utilizada nas linhas sísmicas da Foz do Amazonas levou à descoberta do Campo de Gás de Pirapema. No final dos anos 70 com o advento dos Contratos de Risco de Exploração as companhias internacionais passaram a utilizar no Brasil as técnicas mais sofisticadas. Os navios a serviço da EXXON utilizavam uma “caixa preta” que os fiscais brasileiros embarcados eram proibidos de abrir (seria uma evolução da caixa do Dr. Romero?). Em 1979 a PECTEN subsidiária do grupo SHELL descobriu na Bacia de Santos o Campo de Merluza mapeando com grande precisão, através das técnicas de impedância acústica delgados reservatórios portadores de hidrocarbonetos situados a mais de 4.000 m de profundidade.

7. Os anos 70 e 80 caracterizaram-se também por sucessivas campanhas de levantamentos sísmicos na chamada “zona de transição”, que corresponde, nas bacias que se estendem da terra para o mar, à região litorânea, das águas marinhas muito rasas, passando pela ruidosa e pouco acessível zona de arrebentação, até a praia, já em terra firme. Caros e demorados, os levantamentos de “zona de transição” foram praticamente só efetuados nas bacias costeiras produtoras, com especial ênfase na de Sergipe-Alagoas e do Espírito Santo e menor intensidade nas bacias Potiguar e Recôncavo Baiano. Nas bacias não produtoras, como veremos adiante, continuam existindo grandes lacunas, com vastas áreas não recobertas por sísmica junto à costa. Apenas para exemplificar esse é um caso da região da Foz do Amazonas frente às ilhas como a de Marajó.

8. Em 1974, logo após a descoberta do Campo de Garoupa na Bacia de Campos, ficou popular uma anomalia sísmica de conformação especial (tipo bright spot) que

era vista nos dados sísmicos referentes às anomalias portadoras de hidrocarbonetos. Registre-se a excelente qualidade dos dados sísmicos da Bacia de Campos, que facilitou a aplicação e o desenvolvimento das mais modernas técnicas de interpretação.

9. No final dos anos 70 foram efetuados também os primeiros trabalhos de impedância acústica, através do processamento no exterior dos dados referentes aos campos de Garoupa e de Namorado. Os resultados foram altamente significativos e serviram para a correta locação dos poços de extensão e de desenvolvimento nestes e em outros campos da bacia. Logo depois de se receber os dados com o processamento de impedância acústica, um poço de extensão acabou resultando seco. Os geofísicos recomendaram um desvio da ordem de 200 m, na horizontal, na direção adequada para atingir o reservatório. Feito o desvio o poço atingiu, como previsto, o Arenito Namorado (para os geólogos pouco afeitos às façanhas da geofísica isto pareceu coisa de mágica).

10. Pouco depois começaram a ser levantados os primeiros blocos de sísmica marítima 3D em cima dos campos produtores (Pampo teria sido o primeiro). Apesar dos elevados custos desse levantamento a resolução mais acurada permitia racionalizar e economizar poços de extensão e de desenvolvimento. Por tudo isso a utilização dos blocos de sísmica 3D tornou-se rotineira na Bacia de Campos para os campos produtores e as novas descobertas. No entanto, pouco depois se estenderam os blocos de levantamentos 3D por sobre todo o principal alinhamento produtor fornecendo elementos que suportariam até mesmo o processo exploratório de novas áreas.

11. Nos anos 80 começaram a ser utilizadas as estações de trabalho (*workstations*) que, além de aumentar a velocidade do mapeamento, permitiam também a confecção de mapas de atributos do traço sísmico como a amplitude.

12. Por força das dimensões dos blocos de dados sísmicos 3D da Bacia de Campos tiveram que ser importados supercomputadores para o CPDS, da Petrobras.

13. Na fase de delimitação e desenvolvimento dos campos gigantes de água profunda, como Marlim, Albacora, Marlim Sul, Roncador, etc., as técnicas de atributos dos traços sísmicos foram fundamentais para o correto e detalhado mapeamento dos reservatórios.

14. Mais recentemente, também, as técnicas de AVO (variações da amplitude com o offset) seriam fundamentais até mesmo para definir as porosidades e, eventualmente, os fluidos, antes da perfuração dos poços.

## 2.6 Conclusão

Por tudo isso, ficou evidente no mar que com a utilização exclusiva dos métodos mais sofisticados de sísmica de reflexão seria possível conduzir um processo exploratório muito atrativo, praticamente sem a contribuição efetiva de outros métodos. Este inquestionável predomínio do método sísmico, como ferramenta exploratória completa e quase única, passou a influenciar fortemente o processo



exploratório das demais bacias, pois onde inexistiam dados sísmicos ou onde esses fossem de má qualidade, os riscos exploratórios se elevavam.

Após a nova lei do petróleo, em 1997, várias companhias internacionais de geofísica efetuaram levantamentos de sísmica marítima 2D e 3D em praticamente todas as bacias da Margem Continental Brasileira. O pico de atividades ocorreu por volta de 2001 quando mais de 10 navios operavam nessas bacias. Em seu conjunto esses levantamentos especificamente adquiriram mais dados dos que foram previamente adquiridos somente pela Petrobras. Desta forma, as companhias de petróleo recém-chegadas ao Brasil consideram praticamente dispensável a aquisição de dados sísmicos adicionais.

# 3

## Análise do atual contexto exploratório brasileiro

Para essa análise serão utilizados como fonte de referência o artigo “Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas” de E.J. Milani et al. e um artigo muito semelhante de autoria de L.R. Guardado e J.A.S.L. Brandão que consta de uma publicação especial da Schlumberger, mas que também é encontrado na Internet. Também foram utilizados dois artigos publicados por G. Bacocoli em 1986 e 1989.

Nos dois trabalhos utilizados como base, a história da exploração de petróleo no Brasil foi dividida inicialmente em três grandes períodos:

1. O período pré Petrobras
2. O período Petrobras (1954 – 1997)
3. O período de abertura do setor petróleo, a partir de 1997

Nesse capítulo será feita uma análise do período de monopólio da Petrobras entre 1954 e 1997 que foi por sua vez subdividido nas seguintes quatro fases:

1. A primeira fase, entre 1954 e 1968, que equivale à Fase Terrestre
2. A segunda fase, entre 1969 e 1974, que equivale à Fase Marítima de Águas Rasas
3. A terceira fase, entre 1975 e 1984, que equivale à Fase Marítima da Bacia de Campos
4. A quarta fase entre, 1985 e 1997, que equivale à Fase Marítima da Bacia de Campos e Águas Profundas

Em primeiro lugar, é preciso levar em consideração que o Brasil é um país de dimensões continentais, contando em terra e no mar com cerca de trinta bacias sedimentares das mais diversas idades e características geológicas, perfazendo uma área sedimentar total superior a seis milhões de quilômetros quadrados dos quais cerca de 1,5 milhão corresponde às bacias sedimentares da Margem Atlântica, considerando sua área até a quota batimétrica de seis mil metros. Durante o período do monopólio, a Petrobras explorou todo esse vasto território, com características geológicas distintas, estabelecendo obviamente, de tempos em tempos, as prioridades exploratórias julgadas convenientes perante os dados de que dispunha e o estágio exploratório e a efetiva resposta de cada bacia sedimentar. Ressalte-se pois que, como única operadora do monopólio, a Petrobras não poderia, nem teria os recursos necessários para explorar com a mesma intensidade todas as vinte e nove bacias sedimentares de interesse petrolífero existentes no país.

No decorrer desse quase meio século, a Petrobras procurou atender simultaneamente à duas metas estratégicas, até certo ponto antagônicas:

1. Como qualquer companhia de petróleo – teria que descobrir novas reservas petrolíferas com a eficiência e a rentabilidade próprias da indústria;
2. Como empresa e braço do estado brasileiro – teria também que dedicar-se à avaliação global do potencial petrolífero do subsolo brasileiro investindo também em áreas e bacias que, embora parecessem menos atraentes, deveriam ser avaliadas dentro desse escopo.

Apesar de contemplar, em tese, estes dois objetivos, a Petrobras estabelecia ano a ano suas prioridades exploratórias em termos de porcentagens relativas de investimento. O exercício orçamentário da exploração era algo do tipo: (1) porcentagem do orçamento a ser aplicada nas bacias já produtoras, normalmente algo em volta de 40 a 60 por cento do total; (2) porcentagem do orçamento a ser aplicada nas bacias “emergentes”, normalmente algo em volta de 30 a 40 por cento do total (bacias consideradas como emergentes eram aquelas que já apresentaram indícios significativos de petróleo, continham acumulações subcomerciais e/ou ofereciam as condições geológicas básicas para futuras descobertas); (3) porcentagem do orçamento a ser aplicada nas bacias ainda sem respostas, bacias secas ou novas fronteiras, normalmente algo em volta de 10 a 20 por cento do total (a denominação “novas fronteiras” passou a ser utilizada para designar na realidade bacias improdutivas de baixa atratividade).

Durante o ano que se seguia, no entanto, sempre advinham restrições orçamentárias de diversas naturezas que obrigavam a gerência de operação a efetuar cortes, geralmente apreciáveis. Obviamente, os cortes recaíam sobre a parcela destinada às bacias secas ou de novas fronteiras. Assim, por muito tempo estabeleceu-se um círculo vicioso no qual as bacias sem respostas não recebiam investimentos exploratórios e, por conseguinte, não poderiam apresentar resposta à falta de investimento. Como veremos adiante, esta questão viria a se agravar após as primeiras importantes descobertas da Bacia de Campos e, mais ainda, após as descobertas nas águas profundas, quando as perspectivas e as realidades dos campos gigantes passaram a drenar sistematicamente quase todos os recursos da companhia.

### 3.1 A Fase Terrestre

A primeira fase (1954 – 1968) caracterizou-se pela instalação da Petrobras, pela presença maciça de técnicos estrangeiros e pela concentração total de esforços nas bacias terrestres brasileiras. A Petrobras recebeu do CNP vários campos produtores no Recôncavo Baiano e dedicou-se com afinco ao desenvolvimento e ao incremento da produção destas acumulações. O geólogo americano W. Link, contratado pela Petrobras para comandar o processo exploratório, implantou uma estrutura organizacional nos moldes da indústria norte-americana da época, com forte centralização do poder na Sede, onde predominavam os técnicos estrangeiros, enquanto os brasileiros foram enviados para cumprir programas de treinamento em universidades estrangeiras.

Do ponto de vista exploratório, no entanto, os estrangeiros e seu líder W. Link não acreditavam que a pequena Bacia do Recôncavo, como de resto as demais pequenas bacias cretáceas costeiras, fossem capazes de suprir a quantidade de petróleo que o Brasil necessitava e resolveram apostar tudo nas grandes bacias paleozóicas interiores e, em especial, na imensa Bacia do Amazonas (na época esta bacia englobava a atual Bacia do Solimões, então denominada Alto Amazonas). Essa prioridade viria a consolidar-se ainda mais depois que se obteve produção de óleo leve num dos primeiros poços perfurados, ainda em 1955, na localidade de Nova Olinda, na então Bacia do Médio Amazonas.

Em 1961, antes de deixar o Brasil, com sua equipe de exploracionistas estrangeiros, W. Link publicou o famoso relatório, na realidade constituído por algumas cartas remetidas ao então presidente da Petrobras. O “Relatório Link”, considerado por muitos como bastante pessimista, enfatiza o baixo potencial de todas as bacias terrestres brasileiras face às reduzidas dimensões das bacias cretáceas costeiras e aos sérios problemas geológicos encontrados nas grandes bacias paleozóicas interiores. No relatório, W. Link sugere que a Petrobras explore bacias fora do país, o que viria somente a ser implementado com a criação da Braspetro em 1972. W. Link também afirma nada poder dizer quanto ao potencial das bacias marítimas submersas, por não dispor de dados que permitissem a sua avaliação.

Entre 1961 e 1968 os brasileiros assumiram definitivamente o comando do processo exploratório da Petrobras, mantendo a estrutura organizacional herdada de W. Link. Inicialmente os brasileiros, sob o comando de Pedro de Moura, resolveram aplicar os maiores esforços nas pequenas bacias cretáceas costeiras, retirando muitas equipes de prospecção e numerosas sondas das grandes bacias paleozóicas interiores. Em 1963, a descoberta do grande Campo de Carmópolis, na Bacia de Sergipe-Alagoas, pareceu confirmar o caráter relativamente pessimista do “Relatório Link” e o acerto da política exploratória dos brasileiros. Mas este, infelizmente, seria apenas um dos seus poucos acertos.

Inutilmente, despenderam-se muitos esforços em outras bacias cretáceas costeiras, como a de Barreirinhas, deixando-se de explorar outras que mais tarde comprovariam sendo produtoras, como a do Espírito Santo e Potiguar (a primeira descoberta da Bacia do Espírito Santo, no Campo de São Mateus, só ocorreria em 1969 e a do Campo de Mossoró, na Bacia Potiguar, em 1979). Outro sucesso a registrar na gestão dos brasileiros que sucederam W. Link foi a descoberta de outros importantes campos da Bacia do Recôncavo em 1965, notadamente dos campos de Miranga e Araçás, descobertos em situações estruturais diferentes das anteriormente prospectadas.

Em 1967, C. W. M. Campos assume o comando do processo exploratório da Petrobras, função que manteria, mesmo ocupando cargos diferentes, até meados da década de 80. Campos, que estudara em universidade americana, pertencera à equipe W. Link e conduzira sem sucesso campanhas exploratórias nas grandes bacias interiores paleozóicas, decide suportar a tese do “Relatório Link” no que diz respeito aos baixos potenciais das bacias terrestres brasileiras. Com base nesta premissa decide iniciar a exploração das bacias submersas situadas na Plataforma continental Brasileira.

Numa série de artigos publicados em revistas especializadas, Campos estabeleceu os critérios teóricos para tentar suportar sua decisão. Alguns dos argumentos mencionados por Campos acham-se abaixo relacionados:

1. Nas grandes bacias paleozóicas interiores existem óbices quase intransponíveis à exploração do petróleo. Entre estes, Campos menciona a existência de rochas vulcânicas que recobrem as camadas sedimentares, como na Bacia do Paraná, ou se intercalam infestando a coluna sedimentar na forma de diques e soleiras

distribuídas desordenada e imprevisivelmente, como no caso de todas as bacias paleozóicas. Em ambos os casos essas rochas de origem vulcânica dificultariam a obtenção de dados sísmicos confiáveis, mascarariam as interpretações dos dados gravimétricos e magnetométricos e até conduziriam a falsas interpretações da geologia de superfície.

2. As duas bacias cretáceas costeiras produtoras, do Recôncavo e de Sergipe-Alagoas, já se encontrariam em estágio exploratório muito avançado, constituindo-se em “bacias maduras” com poucas perspectivas de nelas ocorrerem novas descobertas significativas.

3. Somente as bacias da Plataforma Continental, ainda inexploradas, ofereceriam elevado potencial petrolífero, consoante com os volumes de que o país necessitava.

Quanto à prospectividade das bacias marítimas, Campos definiu dois critérios: (a) da continuidade; e (b) da analogia. No primeiro, postulava que bacias terrestres produtoras, como a do Recôncavo e a de Sergipe-Alagoas, poderiam também produzir no mar, pela própria continuidade e extensão mar adentro dos seus parâmetros geológicos. No segundo, que Campos considerava o mais importante, postulava que muitas bacias brasileiras marítimas teriam características geológicas análogas àquelas de grandes províncias petrolíferas mundiais. Incluía nesta categoria as bacias onde sabia ocorrerem domos de sal, como a parte submersa da Bacia do Espírito Santo, e outras onde, face à existência de desembocaduras de grandes rios, esperava ocorressem grandes paleodeltas terciários, semelhantes aos que produziam na Costa do Golfo e/ou da Nigéria.

Assim, após os primeiros levantamentos gravimétricos e sísmicos da Plataforma Continental efetuados com maior intensidade a partir de 1967, a perfuração do primeiro poço marítimo (1-ESS-1) no flanco de um domo de sal, em 1968, marca o início da exploração no mar encerrando, na prática definitivamente, a prioridade e a dedicação exclusiva da Petrobras nas bacias terrestres.

Observe-se que, dados os elevados investimentos necessários para se dar início à exploração na Plataforma Continental e, ainda, a reduzida expectativa nas bacias terrestres, Campos decide, ao iniciar a exploração no mar, reduzir drasticamente as atividades exploratórias na maioria das bacias terrestres, chegando até a encerrar as atividades em algumas bacias interiores, como foi o caso da do Paraná.

Nesta primeira fase exploratória dedicada às bacias terrestres entre 1954 e 1968, a Petrobras teria investido cerca de 3,8 bilhões de dólares em exploração e cerca de 1,6 bilhões de dólares no desenvolvimento da produção (Guardado – dólares de abril de 1996).

Ao se comentar o encerramento dessa fase terrestre, cabem algumas observações:

1. Após a decisão de Campos de praticamente abandonar as bacias terrestres por suas reduzidas perspectivas, ainda viria a se descobrir petróleo na porção emersa da Bacia do Espírito Santo (1969), na porção emersa da Bacia Potiguar (1979) e na bacia interior do Solimões (gás do Rio Juruá em 1978 e óleo do Rio Urucu em 1986).

2. Os investimentos exploratórios efetuados nas bacias terrestres nessa fase inicial foram relativamente muito baixos. Como se pode observar na figura 1 (Guardado) estes investimentos foram inferiores a 10% do total investido pela Petrobras em exploração em todo o período do monopólio (1954 – 1997). Os investimentos exploratórios mais significativos corresponderam, de fato, às fases MARÍTIMA DA BACIA DE CAMPOS (1975 – 1984) e MARÍTIMA DA BACIA DE CAMPOS E ÁGUAS PROFUNDAS (1985 – 1997).

3. Em conseqüência, algumas bacias terrestres foram praticamente abandonadas apenas com aplicação de critérios de analogia com outras bacias improdutivoas, sem que nelas fossem efetuados investimentos exploratórios mínimos para a coleta de uma massa crítica de dados necessária e suficiente para avaliação do seu potencial (o exemplo mais contundente é o da Bacia do Parnaíba que foi praticamente abandonada com a perfuração de cerca de 30 poços por ser “em tudo semelhante” com bacias improdutivoas como a do Amazonas e a do Paraná).

4. A campanha exploratória marítima, iniciada em 1968, acabou dando certo porque foi descoberta uma bacia muito prolífica – a Bacia de Campos. No entanto, esta bacia não obedeceu ao critério da continuidade, porque não é extensão submarina de uma bacia terrestre produtora, nem ao da analogia porque não se assemelhava, à época da descoberta, com nenhuma das grandes províncias produtoras mencionadas por Campos.

5. Os critérios estabelecidos por Campos funcionaram apenas parcialmente. De fato, pelo critério da continuidade, descobriu-se petróleo na porção submersa da Bacia de Sergipe, mas o mesmo não ocorreu na parte submersa da Bacia de Alagoas nem do Recôncavo (apesar dos campos há muito tempo descobertos na porção muito rasa da Baía de Todos os Santos). Na Bacia Potiguar descobriu-se petróleo no mar, no Campo de Ubarana, em 1973, antes das descobertas terrestres que acabariam ocorrendo quase de forma casual em 1979. Neste caso o critério da continuidade acabou funcionando ao contrário.

6. O critério da analogia, como foi formulado, na prática não funcionou. As descobertas ligadas aos domos de sal do Espírito Santo ocorreram tardiamente e contêm volumes de óleo e gás relativamente reduzidos. (Campos de Peroá e Congoá, na Bacia Marítima do Espírito Santo e de Merluza na Bacia de Santos). Apesar do entusiasmo inicial com o paleodelta submerso da Foz do Amazonas, Cone do Amazonas e dos intensos esforços exploratórios em outros supostos paleodeltas terciários da Margem Continental Brasileira, não foi possível até hoje localizar jazidas petrolíferas relacionadas a estas feições.

7. A Bacia de Campos, inicialmente considerada como mais um candidato a paleodelta terciário, teve sua primeira descoberta, o Campo de Garoupa, efetuada em 1974. A partir de 1984 e 1985 foram descobertos os primeiros campos gigantes nas águas profundas da Bacia de Campos. A partir daí toda a prioridade exploratória ficou com as bacias submersas e, em particular, com as regiões de águas profundas da própria Bacia de Campos e das bacias adjacentes do Espírito Santo e de Santos.

Esta prioridade viria a ter como consequência a manutenção em segundo plano da exploração em outras bacias, notadamente terrestres. As bacias terrestres costeiras chegaram a receber esforços adicionais consideráveis quando do pico de atividades exploratórias no Brasil, no início dos anos 80. Entre as bacias interiores somente a do Solimões chegou a receber esforços significativos após as descobertas de gás e óleo. As demais bacias interiores, em que pesem os esforços nelas realizados após as descobertas do Solimões, que resultaram inclusive com a descoberta de acumulações sub-comerciais, permaneceram praticamente inexploradas durante o maior tempo do período considerado.

### 3.2 A Fase Marítima de Águas Rasas

A segunda fase (1969 – 1974) caracteriza-se pela grande campanha exploratória marítima, conduzida inicialmente nas águas “rasas” (o conceito de águas rasas foi evoluindo ao longo do tempo passando de 30 metros para 50 metros depois mais de 100 metros e hoje cerca de 300 metros). Em 1969 descobriu-se petróleo em terra na Bacia do Espírito Santo, mas mesmo assim, por decisão gerencial, os distritos terrestres de operações foram esvaziados a partir dos anos 70. No mar, os primeiros poços descobriram campos de pequeno a médio porte na Plataforma Continental de Sergipe. Em 1973 descobriu-se o Campo de Ubarana na Plataforma Continental do Rio Grande do Norte, na Bacia Potiguar e, finalmente, em 1974 descobriu-se o campo de Garoupa, em águas da ordem de 120 m na Bacia de Campos.

Nas demais bacias da plataforma continental, apesar dos esforços, os resultados foram muito modestos. Logo após os primeiros levantamentos sísmicos as bacias submersas prioritárias eram as do Espírito Santo, por ter domos de sal, da Foz do Amazonas pelo delta submerso e suas estruturas sinsedimentares e a de Santos pela exuberante halocinese. Apesar disso não houve respostas nessas bacias durante esta fase.

### 3.3 As Fases Marítimas da Bacia de Campos e Águas Profundas

A terceira fase (1975 – 1984) é caracterizada pela confirmação do elevado potencial petrolífero da Bacia de Campos, a ocorrência dos Choques do Petróleo (que elevaram substancialmente o preço do barril no mercado internacional), a descoberta de petróleo na porção terrestre da Bacia Potiguar, a descoberta de gás no rio Juruá, Bacia do Solimões, o estabelecimento e o cumprimento da meta dos 500 mil barris por dia e a decisão de avançar a exploração para águas profundas.

As consequências dos Choques do Petróleo foram desastrosas para o Brasil. Como resultado, o governo estabeleceu em 1980 a meta de atingir uma produção nacional da ordem de 500 mil barris por dia, em 1985. O processo de exploração foi fortemente intensificado em todas as bacias sedimentares, inclusive com a retomada da exploração das bacias terrestres. O início dos anos 80 foi marcado pelos maiores níveis históricos de investimentos em exploração no país. A meta foi atingida antes do previsto, em 1984, pela decidida contribuição da Bacia de Campos. Em 1985,



com a chegada dos primeiros navios de posicionamento dinâmico, foram descobertos os campos gigantes de águas profundas de Albacora e de Marlim. Os primeiros levantamentos de sísmica 3D revolucionaram e aceleraram a exploração no mar e, particularmente na Bacia de Campos registravam-se elevados índices de sucesso e alimentavam-se grandes expectativas.

A quarta fase exploratória (1985/1997) teve como características a confirmação do potencial das águas profundas da Bacia de Campos, a afirmação da sísmica 3D, a descoberta de óleo no rio Urucu, na Bacia do Solimões, as descobertas de vários campos de porte médio na Bacia de Santos e a elevação dos níveis de produção na porção emersa da Bacia Potiguar. Apesar de tudo isso, os excelentes resultados que vinham sendo obtidos na Bacia de Campos levaram a adoção de uma prioridade quase que exclusiva para esta bacia e, em particular, para a região de águas profundas. Entre outras descobertas menos significativas deve-se mencionar, em 1997, a descoberta do campo gigante de Roncador, também na Bacia de Campos.

Em 1997, quando da abertura do setor brasileiro do petróleo a Petrobras vinha se concentrando quase que exclusivamente nas águas profundas da Bacia de Campos e das bacias limítrofes do Espírito Santo e de Santos. Neste cenário, os recém-chegados, tanto de empresas internacionais de petróleo quanto de empresas operadoras de sísmica spec, resolveram seguir as mesmas prioridades da Petrobras concentrando-se, com prioridade decrescente nas seguintes áreas e bacias:

1. Águas profundas da Bacia de Campos;
2. Águas profundas das Bacias do Espírito Santo e Santos;
3. Águas profundas das demais bacias marítimas;
4. Demais bacias marítimas;
5. Bacias produtoras terrestres;
6. Bacias terrestres não produtoras.

Até o momento, apenas a Petrobras anunciou novas descobertas importantes, localizadas quase que exclusivamente ao norte da Bacia de Santos, na Bacia de Campos e ao sul da Bacia do Espírito Santo, também em águas profundas. As companhias internacionais anunciaram várias descobertas de acumulações de porte médio e óleo pesado nas águas profundas da Bacia de Campos.

A comercialidade dessas descobertas é questionável. Antigamente, a Petrobras conduzia através do distrito de exploração localizado em Salvador, as operações em várias bacias incluindo a bacia produtora do Recôncavo e a bacia seca de Tucano. Ao observar a constante concentração de esforços na primeira, comentamos: “os baianos já teriam descoberto óleo em Tucano se não tivessem que operar também no Recôncavo”. Agora podemos afirmar: “provavelmente a Petrobras já teria descoberto petróleo nas bacias do Paraná, do Parnaíba ou do Amazonas se não tivesse também que operar na Bacia de Campos”.

### 3.4 A Evolução da Exploração no Brasil

O gráfico da figura 1 (pág. 46) deve ser analisado tanto em função da história evolutiva da exploração de petróleo no Brasil quanto, e principalmente, em função da economia internacional do petróleo, dentro do cenário mundial da indústria. A figura 2 (pág. 46) mostra a evolução do preço do barril do petróleo no mercado internacional entre 1972 e 2002. É importante notar a correlação quase perfeita dos gráficos das figuras 1 e 2 mostrando que a Petrobras, como de resto a maioria das grandes empresas de petróleo, investia pesadamente nas fases de preços mais elevados do barril no mercado internacional. Se, por um lado, os elevados preços do barril no mercado internacional serviram para aumentar a dívida externa brasileira, esses mesmos preços também facilitaram o desenvolvimento dos campos marítimos de águas profundas da Bacia de Campos (assim como daqueles do Mar do Norte e de outras províncias produtoras em águas profundas como as do Golfo do México e da Costa Ocidental Africana).

O gráfico da figura 3 (Petrobras – pág. 47) mostra a evolução no volume de aquisição de dados sísmicos marítimos e terrestres ao longo do tempo. Observe-se que, apesar de alguns escassos levantamentos marítimos terem sido efetuados entre 1957 e 1961, os levantamentos marítimos mais extensivos tiveram de fato início entre 1967 e 1968. A aquisição de dados sísmicos terrestres, apesar da prioridade dessas bacias, manteve-se muito reduzida entre 1954 e 1979, quando cresceu significativamente tanto em função da aceitação do método sísmico como importante ferramenta exploratória quanto em função das novas descobertas em terra e do uso cada vez mais intensivo dos levantamentos 3D também nas bacias terrestres. A aquisição de sísmica marítima mostra-se com crescimentos moderados entre 1967 e o início dos anos 80 (fase de predomínio dos levantamentos 2D) mas atinge seus níveis máximos no final dos anos 80 e nos anos 90 em função dos extensos levantamentos 3D. Observe-se também no gráfico da figura 3 o grande incremento na aquisição de dados marítimos assim como o sucessivo decréscimo da aquisição dos dados terrestres no período ANP, pós-monopólio da Petrobras.

O gráfico da figura 4 (Petrobras – pág. 47) mostra a evolução do esforço exploratório ao longo do tempo, expresso pelo número de poços exploratórios perfurados anualmente em terra e no mar. Este gráfico também guarda uma razoável correlação com aquele da figura 1, com o pico de atividades de perfuração coincidindo com o pico de investimentos no início dos anos 80. A perfuração exploratória terrestre atingiu dois patamares de elevada atividade. O primeiro obviamente correspondente à FASE TERRESTRE, no final dos anos 50 e início dos anos 60 e o segundo, no início dos anos 80, com a retomada da exploração em terra depois da “depressão” dos anos 70, causada pela política exploratória de Campos. Este retorno às bacias terrestres, como foi mencionado, resultou: (1) da implementação de um agressivo Plano Quinquenal de Exploração (1981 – 1985); (2) da aplicação de tecnologias, principalmente de sísmica, mais evoluídas como a da sísmica 3D; e (3) da realização de algumas importantes descobertas adicionais nas bacias terrestres.

A perfuração exploratória marítima, em águas rasas, também atingiu seu pico

histórico no início dos anos 80, decrescendo após até se situar em níveis pouco expressivos no final dos anos 90. Em que pese o significativo incremento da perfuração exploratória em águas profundas, observe-se que os níveis totais de perfuração diminuíram tanto em terra quanto no mar atingindo seus níveis mais baixos por volta do ano 2000. Esses níveis só cresceriam novamente no ano seguinte, 2001, face às imposições contratuais relativas aos blocos da Petrobras (término de alguns contratos de exploração nos blocos azuis da Petrobras).

As figuras 5, 6, 7 e 8 (Ivan de Araújo Simões Filho – apresentação – págs. 48 e 49) mostram respectivamente o “salto” do volume de aquisição de sísmica 2D e 3D, na modalidade spec, que ocorreu no mar a partir de 1998, após abertura do setor brasileiro do petróleo e a criação da ANP. Os mapas das figuras 6 e 8 mostram como praticamente todas as bacias marítimas acabaram sendo contempladas com extensivos levantamentos spec modernos e de qualidade quase sempre superior aos pré-existentes, aumentando sobretudo o gap que já existia entre a disponibilidade de dados sísmicos marítimos e terrestres. Com isso acabou sendo fechado um círculo vicioso: operadores de sísmica efetuaram os levantamentos spec no mar, porque essas bacias eram consideradas prioritárias pela indústria do petróleo e a indústria do petróleo continuou considerando as bacias marítimas prioritárias porque nestas existiam coberturas sísmicas extensas, densas e com dados de boa qualidade.

O gráfico da figura 9 (ANP – apresentações – pág. 50) mostra a evolução da produção nacional de óleo ao longo das mencionadas fases exploratórias da Petrobras. Observa-se que até o final dos anos 60 a produção manteve-se num patamar da ordem de 150.000 bbl/d. Após o início das atividades marítimas foi atingido um patamar da ordem de 200.000 bbl/d. No entanto, uma das fases mais significativas de crescimento ocorreu nos anos 80, já com a decisiva contribuição da Bacia de Campos. No início dos anos 90 a produção brasileira de petróleo já ultrapassava os 600.000 bbl/d. No final dos anos 90, com a entrada em produção dos gigantes de águas profundas, a produção nacional ultrapassou a marca de 1.000.000 bbl/d e se mantém crescente ano a ano.

A figura 10 (Petrobras – apresentações – pág. 50) também mostra a evolução brasileira de petróleo entre os anos de 1977 e 2001, discriminando a contribuição das bacias terrestres (onshore), das bacias marítimas de águas rasas (offshore < 400 m) e das bacias marítimas de águas profundas (offshore > 400 m). Observe-se que a partir dos anos 80 a produção brasileira marítima já ultrapassava a terrestre e que a partir do início dos anos 90 a maior contribuição passou a ser da produção marítima de águas profundas. A figura 10 também mostra que a “condição de auto-suficiência” seria atingida em 2005, com a produção nacional da ordem de 1.900.000 bbl/d, exclusivamente com a implementação dos projetos de desenvolvimento da produção das reservas já descobertas. Isto significa que a “condição de auto-suficiência” poderá vir a ser atingida independentemente da realização de nova descoberta. Mais recentemente, com a decisão de se construir no Brasil algumas das plataformas de produção para esses projetos, essa meta foi postergada para o ano de 2007, dentro do novo Plano Estratégico da Petrobras. Observe-se também que novas

e importantes descobertas foram realizadas pela Petrobras tanto nas águas profundas da Bacia do Espírito Santo (Jubarte, Cachalote, etc) quanto na de Santos reforçando as possibilidades de atingir a referida “condição de auto-suficiência” em curto prazo.

Desse contexto exploratório emergiu a óbvia prioridade às bacias marítimas mais promissoras (Campos, Santos e Espírito Santo) e às respectivas áreas localizadas em águas profundas. Provavelmente, não poderia ter sido diferente. Lamenta-se, no entanto, que numerosas bacias brasileiras, localizadas principalmente em terra, dotadas de grande extensão territorial e com escassez de dados exploratórios fundamentais permaneçam praticamente abandonadas, à falta de um programa exploratório mínimo, por reduzido que este fosse.

A figura 11 (Petrobras – pág. 51) mostra que de um total de 58 blocos de concessões de exploração hoje sob a responsabilidade da Petrobras, 39 localizam-se em águas profundas e ultraprofundas, 11 localizam-se em águas rasas e apenas 8 blocos localizam-se em terra. As figuras 12 e 13 (págs. 51 e 52) com os mapas dos atuais campos produtores e concessões exploratórias no Brasil mostram que a distribuição dos blocos de concessões é feita hoje de acordo com as seguintes prioridades:

1. Águas profundas das Bacias de Campos, Santos e Espírito Santo;
2. Bacias marítimas, de uma maneira geral;
3. Bacias terrestres produtoras costeiras (Potiguar, Sergipe-Alagoas, Recôncavo e Espírito Santo);
4. Bacia do Solimões
5. Outras bacias terrestres com dados exploratórios (Amazonas, Paraná, etc...);
6. Outras bacias terrestres com ausência de uma massa crítica de dados (Parnaíba, São Francisco, etc).

A figura 14 (ANP – pág. 52) mostra que de mais de 6.000.000 de km<sup>2</sup> de área sedimentar brasileira apenas 250.000 km<sup>2</sup> (4%) encontra-se hoje sob concessão e que mais 192.000 km<sup>2</sup> (3%) foram oferecidos na quinta rodada de licitação. Grande parte dessas áreas localiza-se nas bacias da margem continental e, mais precisamente nas áreas de águas profundas de umas poucas bacias.

A figura 15 (pág. 53) espelha a atual dependência brasileira de uma única embora importantíssima província petrolífera – Bacia de Campos. Outra fonte de preocupação está na constante redução da razão R/P (conforme mostra a figura 16 da ANP – pág. 53). Nos últimos anos essa razão vem decrescendo do valor de 25, em 1995, para o valor de 17 em 2002. Parece-nos indicado efetuar um estudo, com a base teórica desenvolvida por M. K. Hubbert, para verificar se o pico das reservas já teria sido atingido na Bacia de Campos e, por conseguinte, tentar prever quando ocorrerá o inevitável decréscimo da produção. Finalmente o gráfico da figura 17 (Nota Técnica 004/2003 ONIP – pág. 54) mostra claramente que a “condição de auto-suficiência” a ser atingida na segunda metade desta década poderá ser relativamente efêmera, caso não possa vir a ser mantido um índice razoável de reposição da produção e de novas descobertas.

## 4.5 Conclusão

Da análise desse contexto exploratório emerge a premente necessidade de se ampliar o cenário das concessões, mantendo-se esforços de pesquisa também em áreas de novas fronteiras capazes de reverter as perspectivas mais pessimistas de médio e longo prazo. Com mais de 84% das atuais reservas e da produção, a Bacia de Campos já começa a mostrar sinais de maturidade exploratória já que a última descoberta significativa remonta ao Campo de Roncador, descoberto em 1996, e que, apesar dos esforços realizados mais recentemente tanto pela Petrobras como por outros operadores não mais ocorreram descobertas muito significativas, ao menos em termos econômicos.

FIGURA 1

Investimentos em exploração e desenvolvimento da produção da Petrobras  
(fonte: Guardado e Brandão)

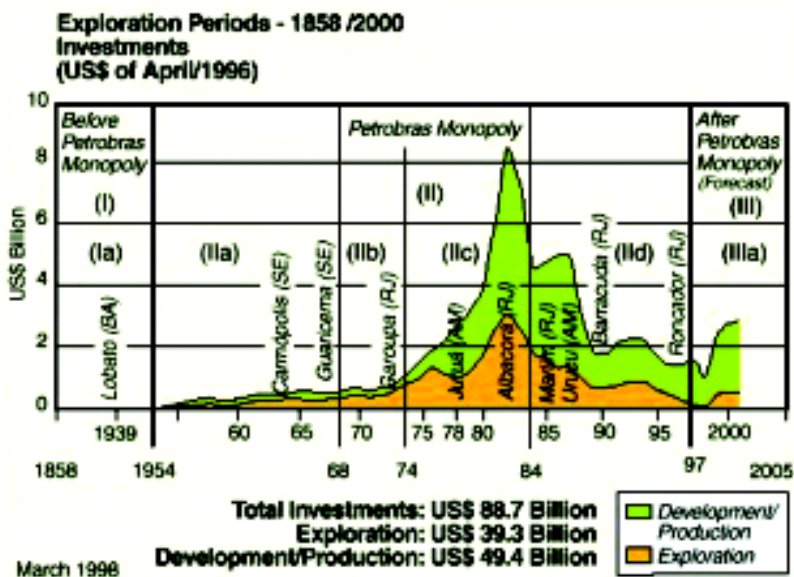


FIGURA 2

Evolução do preço do barril de petróleo no mercado internacional  
(fonte: BP)



FIGURA 3

Evolução da aquisição de dados sísmicos na petrobras e na fase ANP

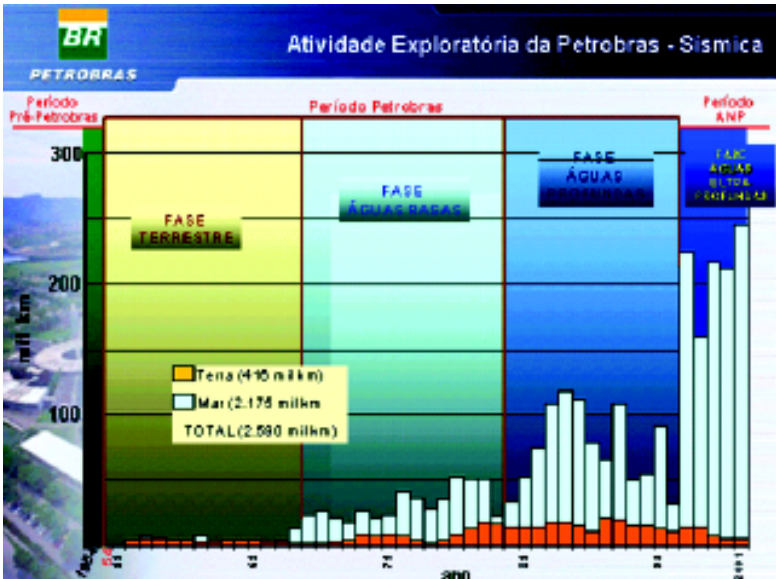


FIGURA 4

Evolução da perfuração exploratória



FIGURA 5

Evolução da aquisição de dados sísmicos 2d no Brasil  
(fonte: ANP)



FIGURA 6

Levantamentos de sísmica 2d, na modalidade SPEC, autorizados pela ANP  
(fonte: ANP)

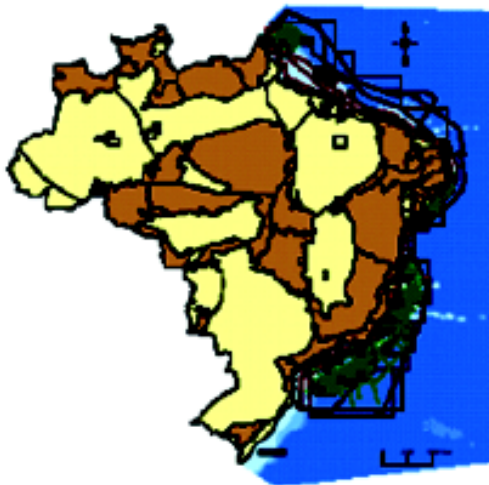




FIGURA 7

Evolução da aquisição de dados sísmicos 3d no Brasil

(fonte: ANP)

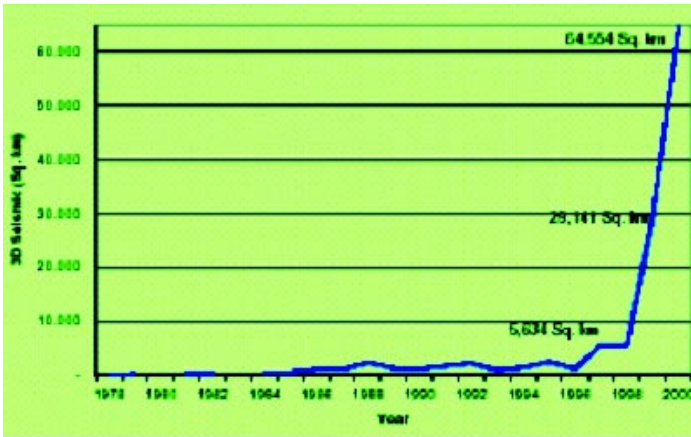


FIGURA 8

Levantamentos de dados sísmicos 3d, na modalidade SPEC, autorizados pela ANP.

(fonte: ANP)

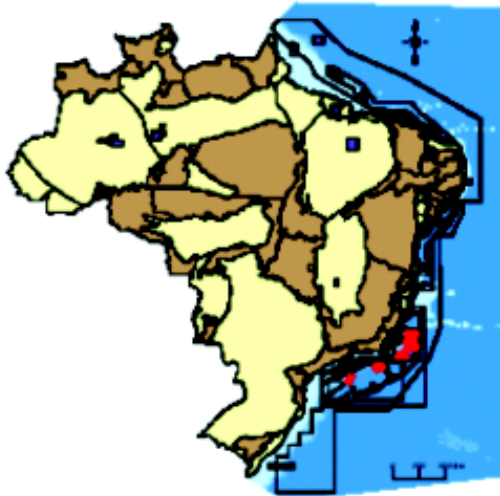


FIGURA 9

Evolução da produção de óleo da Petrobras

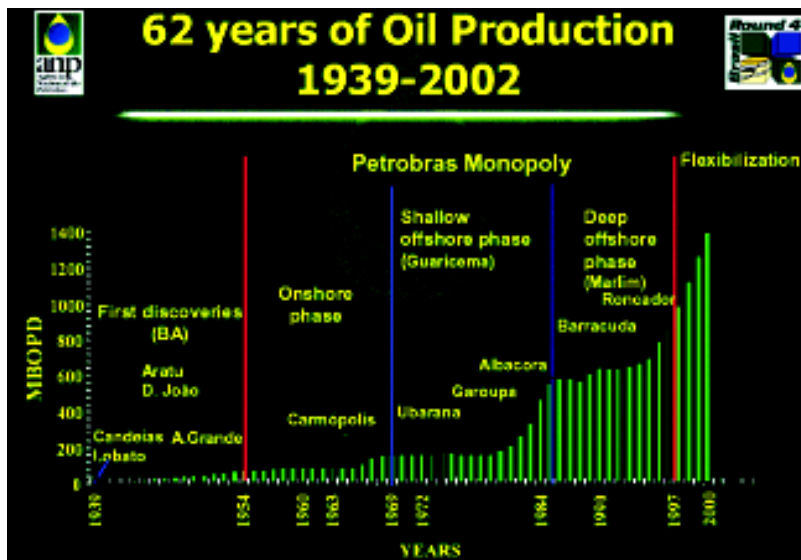


FIGURA 10

Evolução da produção de óleo da Petrobras e previsão para o futuro

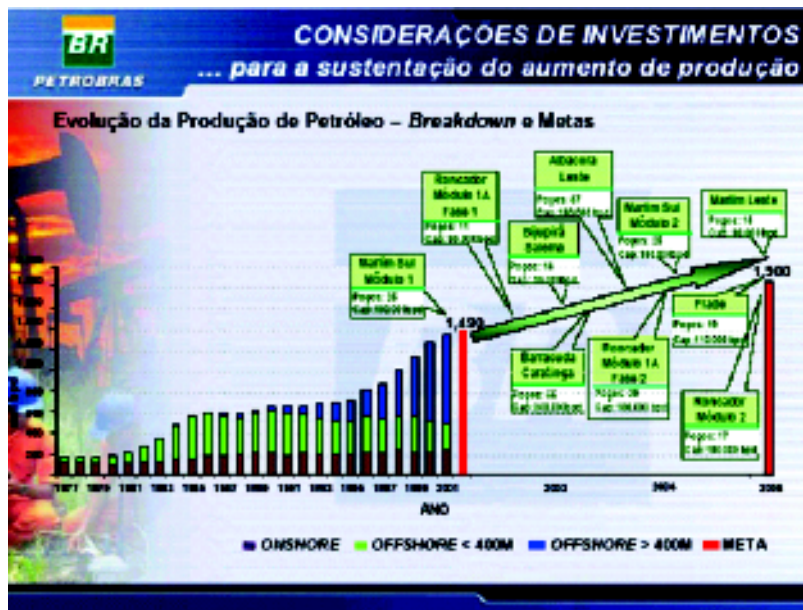


FIGURA 11

Atual situação dos blocos exploratórios

(fonte: Petrobras)

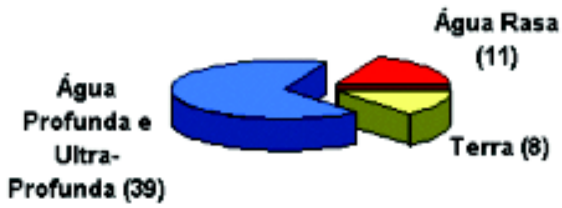


FIGURA 12

Campos produtores e concessões exploratórias no Brasil

(fonte: ANP)

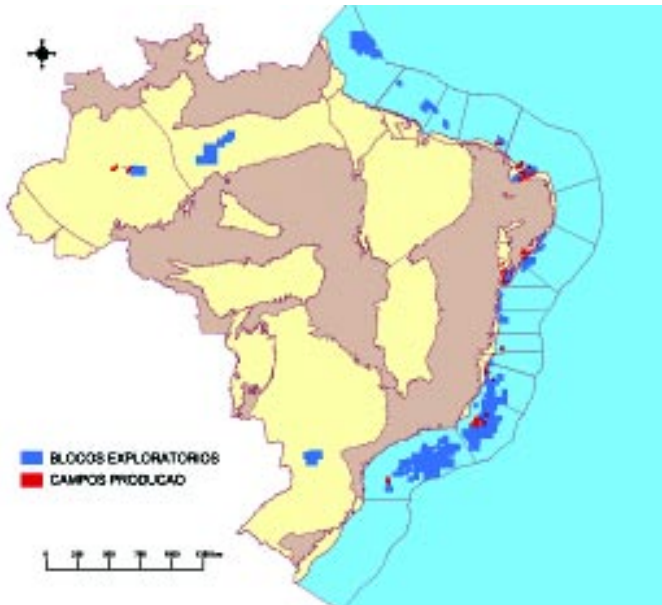


FIGURA 13

Brasil, atuais áreas de exploração

(fonte: ANP)

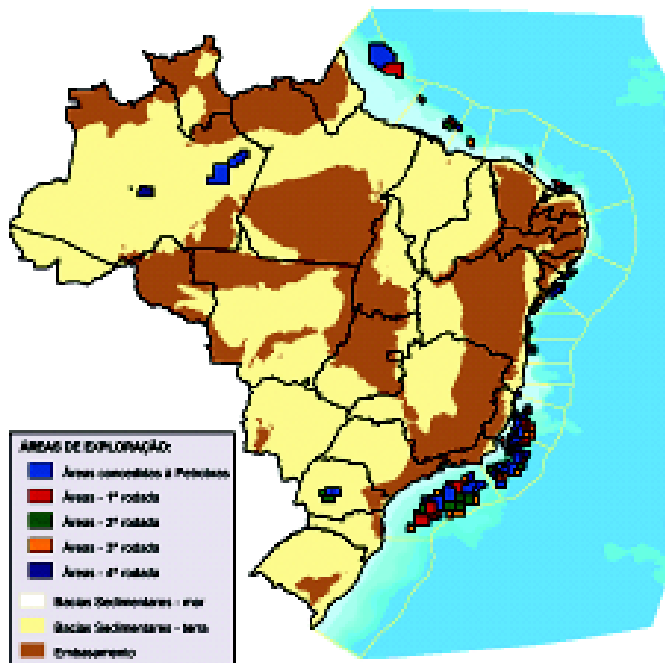


FIGURA 14

Brasil, área sedimentar x concessões

(fonte: ANP)

Proporção das Áreas sob Concessão e Áreas Oferecidas na 5ª Rodada em Relação à Área Sedimentar Total

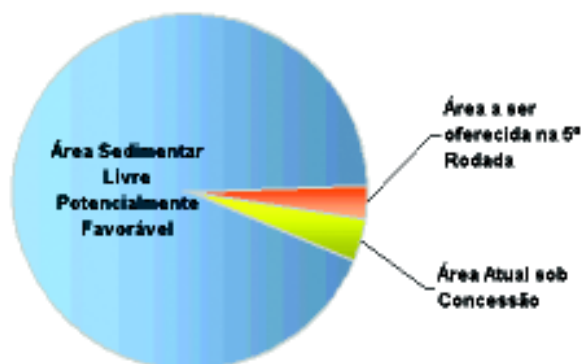


FIGURA 15

Brasil, distribuição das reservas de óleo, retrato de uma dependência  
(fonte: ANP)

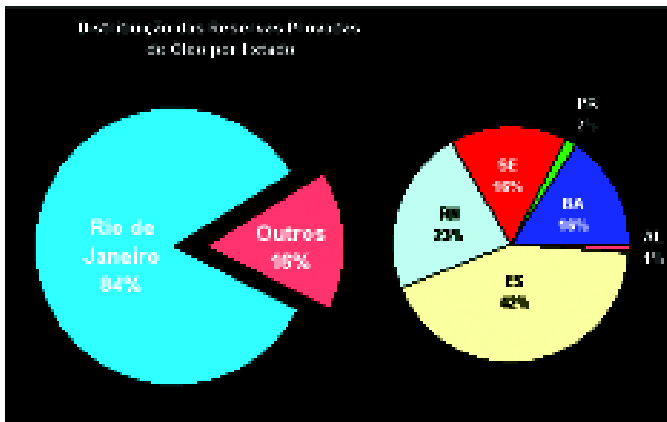


FIGURA 16

Evolução da R/P (relação reserva/produção) de óleo da Petrobras  
(fonte: ANP)

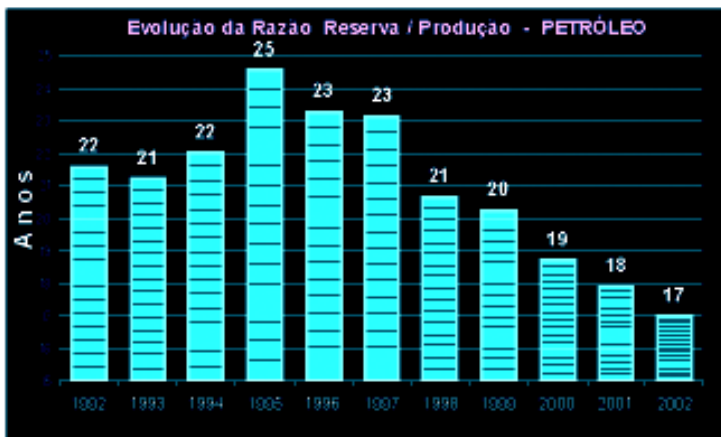
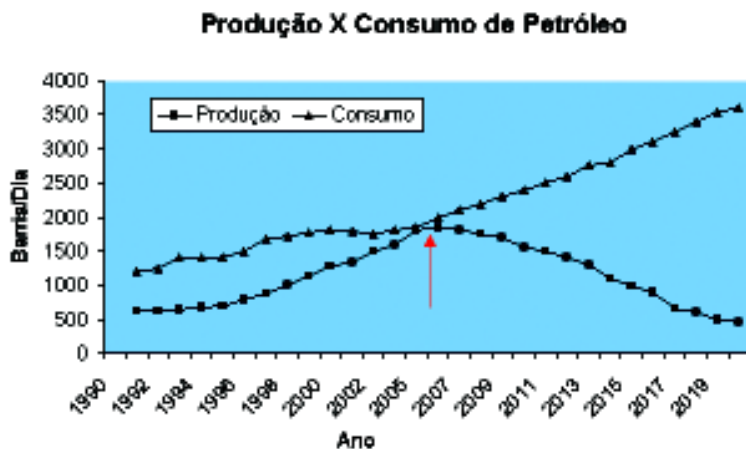


FIGURA 17

Evolução da produção de óleo da Petrobras a partir das atuais reservas  
(fonte: nota técnica 004/2003 ONIP)





**4**

**Medição das áreas das bacias e avaliação qualitativa e quantitativa dos dados sísmicos existentes.**



Nos diversos documentos publicados pela Petrobras há normalmente discrepâncias quanto aos números indicadores de atividades exploratórias históricas. Isto ocorre normalmente com a sísmica, principalmente com respeito aos levantamentos 3D, ora medidos em quilômetros quadrados, ora em quilômetros lineares, ora em registros. Nesse relatório os dados de levantamentos sísmicos da Petrobras são aqueles que constam do documento “Bacias Sedimentares e Campos Petrolíferos – Sedimentary Basins and Hydrocarbon Fields”, distribuído a partir de 1997 pela Petrobras entre as companhias interessadas em efetuar parcerias (esse documento é conhecido na indústria do petróleo como “livro de informações da Petrobras” ou simplesmente “bookão”). Quanto a isso, é preciso levar em conta os seguintes fatores:

1. Os dados existentes no documento seriam referentes ao final de 1995. Portanto, para a maioria das bacias terrestres, sem operações sísmicas, corresponde à realidade. Para as bacias sedimentares com algumas atividades os números apresentados estarão ligeiramente aquém dos reais.
2. Os dados existentes no documento em referência não consideram os significativos levantamentos especificamente efetuados no mar. Isto é, em todas as bacias marítimas brasileiras existe uma grande quantidade de dados recém levantados.
3. A subdivisão por áreas e bacias utilizadas nesse relatório não coincide em alguns poucos casos com àquela dos documentos em referência.

Os dados referentes às áreas das bacias sedimentares são também aqueles divulgados pela Petrobras numa tabela de informações para possíveis parceiros. Finalmente, os dados e mapas apresentados nesse capítulo, sobre a distribuição geográfica das linhas sísmicas levantadas no Brasil, são aqueles que constam no site do Banco de Dados Exploratórios da ANP (BDEP/ANP). O “bookão”, em alguns casos, apresenta informações quanto à data dos levantamentos. As avaliações quanto à qualidade dos dados serão estimadas pelo conhecimento do autor deste relatório e pela idade dos levantamentos, que espelham sua eventual obsolescência.

A tabela I que se segue apresenta as áreas das vinte e nove bacias sedimentares brasileiras aqui consideradas como de interesse petrolífero. A tabela II apresenta os dados de sísmica por bacia sedimentar levantados a partir do “bookão”, conforme aqui descrito.

A tabela III resume as atuais considerações quanto a quantidade e a qualidade dos dados sísmicos disponíveis nas vinte e nove bacias sedimentares de interesse político do Brasil. No próximo relatório, previsto no cronograma de atividades serão apresentados dados mais conclusivos do estado atual dos levantamentos sísmicos por bacia quando deverão ser apresentados inclusive indicadores numéricos do tipo km sísmica/km<sup>2</sup> bacia. Quanto à qualidade deve-se levar em conta que praticamente todos os dados disponíveis nas bacias terrestres não produtivas tem mais de dez anos de idade e, independentemente da sua aparente qualidade, devem ser considerados tecnologicamente obsoletos.

A tabela IV contempla o atual estágio das coberturas sísmicas nas bacias sedimentares terrestres brasileiras, assim como as prioridades para novos levantamentos.

**TABELA I**  
**ÁREAS DAS BACIAS SEDIMENTARES BRASILEIRAS**  
**(QUILOMETROS QUADRADOS)**

BACIAS	TERRA	TRANSI.	MAR	TOTAL	STATUS
1. FOZ AM *	30.000	10.000	250.000	290.000	SC
2. PA - MA			90.000	90.000	SC
3. S. LUÍS *	20.000			20.000	NF
4. BARREIR.	10.000	5.000	45.000	60.000	SC
5. CE - VAR.			30.000	30.000	NF
6. CE - MUN.			12.000	12.000	PR
7. POTIGUAR	30.000	10.000 A	70.000	110.000	PR
8. PB - PE	10.000		30.000	40.000	NF
9. SE - AL	10.000	5.000	25.000	40.000	PR
10. JACUIPE			10.000	10.000	NF
11. CAM - AL.	3.000	5.000	15.000	23.000	SC
12. JEQUITIN.	5.000	2.000	18.000	25.000	SC
13. CUMURU.	8.000	10.000	30.000	48.000	SC
14. ES *	18.000		95.000	113.000	PR
15. CAMPOS	5.000		110.000	115.000	PR
16. SANTOS			350.000	350.000	PR
17. PELOTAS	20.000		260.000	280.000	NF
18. ACRE *	106.000			106.000	NF
19. TACUTU	18.000			18.000	SC
20. SOLIMÕES	948.000			948.000	PR
21. AMAZONAS	615.000			615.000	SC
22. MARAJÓ	114.000			114.000	NF
23. PARNAÍBA	680.000			680.000	NF
24. RECÔN.C.	10.000	1.000		11.000	PR
25. TUC. - JAT.	33.000			33.000	PR
26. PARANÁ	1.100.000			1.100.000	SC
27. SÃO FRAN.	350.000			350.000	NF
28. PARECÍS	355.000			355.000	NF
29. A. TAPAJÓS	77.000			77.000	NF
1 TOTAIS	4.575.000	48.000	1.440.000	6.063.000	

SC = com descobertas subcomerciais

PR = produtor

NF = nova fronteira

(\*) = bacia considerada junto com outra (FOZ AM com Amapá; S. LUÍS com Bragança Viseu; ES com Mucuri; ACRE com Madre de Dios)

**TABELA II**  
**LEVANTAMENTOS SÍSMICOS DA PETROBRAS POR BACIA**  
**(EM QUILOMETROS LINEARES)**

BACIAS	TERRA 2D	TERRA 3D	MAR 2D	MAR 3D	TOTAL
1. FOZ AM *			110.000		110.000
2. PA - MA			53.368		53.368
3. S. LUÍS *	7.200				7.200
4. BARREIR.	8.500		22.000		30.500
5. CE - VAR.			15.000		15.000
6. CE - MUN.			19.465	15.534	>19.465
7. POTIGUAR	31.225	1.223km <sup>2</sup>	50.974	2.852km <sup>2</sup>	>82.199
8. PB - PE			5.100		5.100
9. SE - AL	35.063		72.019		107.082
10. JACUIPE			4.959		4.959
11. CAM - AL.			8.589		8.589
12. JEQUITIN.	733		14.193		14.926
13. CUMURU.			22.600	3.600	>22.600
14. ES *	12.000	221km <sup>2</sup>	51.000	21.800	>63.000
15. CAMPOS			117.214	310.988	>117.214
16. SANTOS			211.894		211.849
17. PELOTAS			37.360		37.360
18. ACRE *	7.682				7.682
19. TACUTU	1.948				1.948
20. SOLIMÕES	61.848	915km <sup>2</sup>			>61.848
21. AMAZONAS	57.219				57.219
22. MARAJÓ	9.611				9.611
23. PARNAÍBA	8.668				8.668
24. RECÔNC.	31.290	763km <sup>2</sup>			>31.290
25. TUC. - JAT.	15.444	3.161			>15.444
26. PARANÁ	33.864				33.864
27. SÃO FRAN.	266				266
28. PARECÍS	378				378
29. A. TAPAJÓS					
2 TOTAIS	322.939	?	815.735	?	>1.138.000

(\*) = bacia considerada junto com outra (FOZ AM com Amapá; S. LUÍS com Bragança Viseu; ES com Mucuri; ACRE com Madre de Deus)

TABELA III

CONSIDERAÇÕES QUANTO À QUANTIDADE E QUALIDADE DOS DADOS  
SÍSMICOS DISPONÍVEIS NAS BACIAS SEDIMENTARES BRASILEIRAS

BACIAS	QUAN.TER	QUAL.TER	QUAN.MAR	QUAL.MAR	SPEC
1. FOZ AM *			Regular	Boa	Sim
2. PA - MA			Regular	Boa	Sim
3. S. LUÍS *	Pobre	Regular			
4. BARREIR.	Regular	Pobre	Regular	Regular	Sim
5. CE - VAR.			Regular	Regular	Sim
6. CE - MUN.			Alta	Boa	Sim
7. POTIGUAR	Boa	Pobre	Regular	Regular	Sim
8. PB - PE			Pobre	Regular	Sim
9. SE - AL	Boa	Regular	Boa	Regular	Sim
10. JACUIPE			Pobre	Regular	Sim
11. CAM - AL.			Regular	Regular	Sim
12. JEQUITIN.	Regular	Regular	Regular	Regular	Sim
13. CUMURU.			Regular	Pobre	Sim
14. ES *	Boa	Boa	Regular	Regular	Sim
15. CAMPOS			Boa	Boa	Sim
16. SANTOS			Regular	Boa	Sim
17. PELOTAS			Regular	Boa	?
18. ACRE *	Pobre	Boa			
19. TACUTU	Regular	Boa			
20. SOLIMÕES	Regular	Boa			
21. AMAZONAS	Pobre	Pobre			
22. MARAJÓ	Pobre	Boa			
23. PARNAÍBA	Mt Pobre	?			
24. RECÔN.C.	Boa	Pobre			
25. TUC. - JAT.	Pobre	Boa			
26. PARANÁ	Mt Pobre	?			
27. SÃO FRAN.	Mt Pobre	?			
28. PARECIS	Mt Pobre	?			
29. A. TAPAJÓS					
TOTAIS					

(\*) = bacia considerada junto com outra (FOZ AM com Amapá; S. LUÍS com Bragança Viseu; ES com Mucuri; ACRE com Madre de Dios)

**TABELA IV**  
**QUANTIDADE E QUALIDADE DAS ATUAIS COBERTURAS SÍSMICAS E**  
**PRIORIDADES NAS BACIAS SEDIMENTARES TERRESTRES BRASILEIRAS**

Bacias	Quantidade das Coberturas	Qualidade das Atuais Coberturas	Prioridade Exploratória Relativa
Bacias produtoras costeiras (Potiguar, Sergipe-Alagoas, Recôncavo e Espírito Santo)	Adequada	Regular a pobre	1
Bacias costeiras não produtoras (Marajó, São Luís, Barreirinhas, Tucano-Jatobá, etc.)	Regular a pobre Regular a pobre	Regular a pobre	2
Bacias interiores menores (Tacutu, Acre, etc.)	Regular	Boa	2
Grandes bacias paleozóicas (Solimões, Amazonas, Parnaíba e Paraná)	Variável: adequada a pobre, dependendo da bacia	Regular a pobre. Boa no Solimões	1
Bacias interiores indefinidas (Alto Tapajós, Parecis, São Francisco, etc.)	Inexistente a pobre	Indeterminada (Razoável no São Francisco)	3

Quanto às áreas das bacias sedimentares pode-se concluir:

1. A área total das bacias sedimentares brasileiras é superior aos 6.000.000 km<sup>2</sup>.
2. Desse total cerca de 1.500.000 km<sup>2</sup> situam-se no mar (até a isóbata de – 3.000 m) incluindo as águas normais e as águas profundas. As maiores bacias marítimas são, nesta ordem, as de Santos, Pelotas, Foz do Amazonas, Campos e Pará-Maranhão.
3. Cerca de 50.000 km<sup>2</sup> situam-se junto ao litoral, ou em zona de transição, de bacias que se estendem de terra para o mar e que, adicionalmente, apresenta atratividade exploratória neste seguimento litorâneo. Nesse contexto, as maiores áreas de zona de transição localizam-se na Foz do Amazonas, em Barreirinhas, na Bacia Potiguar, em Sergipe-Alagoas e no litoral da Bahia.
4. Mais de 4.500.000 km<sup>2</sup> de bacias sedimentares situam-se em terra, com forte predomínio em área, das bacias interiores. Somente as quatro grandes bacias paleozóicas (Solimões, Amazonas, Parnaíba e Paraná) apresentam uma área total superior aos 3.300.000 km<sup>2</sup>.

No final desse capítulo apresenta-se um conjunto de mapas retirados do site do BDEP/ANP, mais precisamente da seção denominada Web Maps. Os mapas estão sendo anexados com o intuito de mostrar ao leitor a distribuição dos dados sísmicos levantados pela Petrobras. Ressalte-se que os dados constantes desses mapas são aqueles já considerados liberados e, portanto, levantados já há alguns anos pela Petrobras. Os mapas não incluem os levantamentos *spec* nem os levantamentos exclusivos efetuados mais recentemente.

#### 4.1 Bacias Marítimas

Como discutido no capítulo anterior, levantamentos modernos 2D e 3D na modalidade *spec* foram executados a partir de 1998 em praticamente todas as bacias marítimas da Margem Continental Brasileira, cobrindo a faixa de águas normais e águas profundas (figuras 5, 6, 7 e 8). O mesmo não aconteceu em terra, onde não se efetuaram levantamentos na modalidade *spec* e onde praticamente apenas a Petrobras e alguns raros outros concessionários/operadores efetuaram programas localizados de sísmica.

Nesse contexto, os mapas do BDEP mostram, na prática, todos os dados disponíveis em terra e apenas uma parte daqueles disponíveis no mar. Quanto às bacias marítimas, somando-se os dados já levantados pela Petrobras, em sua maioria públicos, com os dados multiclientes na modalidade *spec*, recentemente adquiridos, e, ainda, com os dados exclusivos levantados por alguns operadores em suas áreas de concessão, pode-se concluir que os dados sísmicos 2D e 3D disponíveis nas águas normais e profundas das bacias offshore da Margem Continental Brasileira são, no momento, qualitativa e quantitativamente adequados e suficientes para suportar a exploração de petróleo.

Observe-se, adicionalmente, que para aquisição desses dados marítimos na modalidade *spec* as companhias de geofísica internacionais utilizaram os mais modernos equipamentos disponíveis e os melhores parâmetros de aquisição para assegurar-se de uma adequada resolução e elevada confiabilidade dos dados, pois, de outra forma, dificilmente conseguiriam reaver seus investimentos, colocando seu produto no mercado brasileiro. Tanto pelas amostras que nos foi dado analisar, quanto pelas opiniões ouvidas das companhias petrolíferas, a maioria dos dados *spec* hoje disponíveis nas bacias marítimas brasileiras apresentam excelente qualidade, não raro ultrapassando os padrões técnicos dos dados sísmicos pré-existentes. Assim, quanto à avaliação dos dados sísmicos marítimos existentes pode-se afirmar que:

1. Aparentemente em curto prazo não haverá demanda para levantamentos sísmicos adicionais tanto nas faixas de águas normais quanto naquela de águas profundas.
2. As exigências de Programas Exploratórios Mínimos (PEM) normalmente requeridos pela ANP aos concessionários poderão vir a ser atendidos satisfatoriamente com a aquisição de dados *spec*.
3. Somente no caso de novas e significativas descobertas poderá surgir a necessidade de efetuarem-se novos levantamentos sísmicos 3D, recobrimdo áreas selecionadas, visando especialmente à definição destas descobertas.

4. Novos levantamentos extensivos nas bacias da Margem Continental Brasileira aparentemente só serão necessários dentro de alguns anos, quando a evolução tecnológica tornar tecnicamente obsoletos os dados hoje existentes.

#### 4.2 Zonas de Transição

Deve-se considerar como bem diferente o caso das zonas de transição que, de uma forma geral, contam apenas com alguns levantamentos descontínuos e relativamente antigos, efetuados pela Petrobras, e muitos já considerados como dados públicos, disponíveis no BDEP. Aparentemente, a Petrobras ainda teria uma equipe contratada operando na zona de transição da Bacia de Sergipe-Alagoas. Excetuando-se este caso a maioria das bacias com interesse para levantamentos de zona de transição contariam apenas com dados relativamente escassos e tecnologicamente obsoletos. Nesse contexto, quanto à zona de transição pode-se concluir:

1. Existe uma extensa área sem levantamentos na região costeira da Bacia da Foz do Amazonas, adjacente ao Canal Norte e à Ilha de Marajó. O levantamento dessa região reveste-se, no nosso entendimento, de significado exploratório principalmente para visualizar o prolongamento no mar da Bacia de Marajó e, secundariamente, para estabelecer suas relações com os possíveis geradores cretáceos da Bacia da Foz do Amazonas.
2. A zona de transição de toda a Bacia de Barreirinhas reveste-se igualmente de algum interesse exploratório dada a ocorrência de significativos indícios de petróleo e gás natural na porção emersa da bacia e dada a existência de algumas anomalias estruturais importantes na região costeira.
3. De acordo com os mapas do BDEP existem algumas falhas importantes também na cobertura da zona de transição da Bacia Potiguar assim como também existem dados da Petrobras relativamente antigos e possivelmente obsoletos. Considerando a presença de produção expressiva de petróleo e gás natural tanto em terra quanto no mar, novos levantamentos nessa zona de transição revestem-se de elevada atratividade.
4. As coberturas existentes na zona de transição da Bacia de Sergipe-Alagoas parecem adequadas e, pelas informações de que dispomos existiriam também dados relativamente recentes.
5. A extensão do Recôncavo para o mar, inclusive dentro da Baía de Todos os Santos apresenta lacunas e muitos dados antigos, tecnologicamente obsoletos, quanto à cobertura da faixa da zona de transição. Esta área mereceria aquisição de dados de zona de transição atuais. Há, no entanto, sérios constrangimentos ambientais.
6. Existem algumas lacunas nos levantamentos de zona de transição nas bacias de Camamu-Almada, Jequitinhonha e Cumuruxatiba.
7. A cobertura da zona de transição da Bacia do Espírito Santo parece ser satisfatória dada a grande densidade de dados, embora estes possam ser tecnologicamente obsoletos.

8. Nas bacias de Campos, Santos e Pelotas, dado o contexto exploratório e o efetivo limite das bacias, parece não haver, no momento, interesse para levantamento de zona de transição.

Assim, apesar de considerar-se desnecessário a execução de levantamentos extensivos adicionais no mar, poderá haver interesse na execução de alguns programas de zona de transição, conforme indicado acima.

#### 4.3 Bacias Terrestres

A situação das bacias terrestres é completamente diferente. Com a prioridade para as bacias marítimas, há muitos anos a Petrobras não realiza levantamentos sísmicos terrestres extensivos. Como pode ser observado no gráfico da figura 3, a empresa reduziu suas atividades de sísmica terrestre a partir de 1998, chegando a operar uma única equipe de sua propriedade que atualmente estaria operando nas suas concessões exploratórias na Bacia do Solimões. Mais recentemente, a Coastal teria também realizado os levantamentos sísmicos requeridos em blocos de concessões na Bacia do Paraná. De acordo com as informações obtidas, esses dados levantados pela Coastal seriam de qualidade regular, deixando a desejar.

Dada a aparente falta de interesse das companhias de petróleo, os operadores internacionais de sísmica não efetuaram até o momento levantamentos terrestres multiclientes, na modalidade SPEC. Nesse contexto geral, é lícito concluir que a maioria das bacias sedimentares terrestres brasileiras apresenta escassez de coberturas sísmicas para exploração de petróleo, seja pela própria ausência dessa cobertura, seja pela existência de dados escassos, antigos e tecnologicamente obsoletos.

Quanto à avaliação qualitativa e quantitativa dos dados sísmicos existentes nas bacias sedimentares terrestres brasileiras deve-se considerar:

1. As coberturas sísmicas mais completas (2D e 3D) ocorrem nas bacias cretáceas costeiras produtoras: Bacia Potiguar, Bacia de Sergipe-Alagoas, Bacia do Recôncavo e Bacia do Espírito Santo. A qualidade da sísmica da Bacia do Recôncavo deixa muito a desejar. De uma forma geral, aparentemente inexistem no pacote sedimentar contrastes adequados para constituírem-se em bons refletores. Nas bacias Potiguar e Sergipe-Alagoas a qualidade sísmica é razoavelmente aceitável. Existem, contudo, áreas localizadas com problemas na resolução sísmica (na Bacia de Sergipe-Alagoas a área de resolução mais difícil fica em Sergipe, entre o Alto de Aracaju e o Rio São Francisco e na Bacia Potiguar a área de pior resolução é aquela de afloramentos dos calcários da Formação Jandaira). Em toda a Bacia Terrestre do Espírito Santo a sísmica é de boa qualidade. Deve-se lembrar, apesar disso, que os dados sísmicos dessas bacias podem ser, em grande parte, tecnologicamente obsoletos. Muitos operadores independentes possuem concessões de exploração nessas bacias e precisam de novos levantamentos sísmicos tanto por atender às exigências contratuais quanto pelas próprias necessidades de seus programas exploratórios.



2. As demais bacias costeiras não produtoras (Marajó, São Luis, Barreirinhas, Tucano e Jatobá, Jequitinhonha, etc...) apresentam coberturas sísmicas regulares de qualidade variável e dados geralmente muito antigos, tecnologicamente obsoletos. Na Bacia de Marajó os dados sísmicos são de boa qualidade, mas ainda relativamente escassos e localizados nas áreas dos principais prospectos identificados pela Texaco em suas operações de Contrato de Risco. Na Bacia de São Luis e em outras bacias vizinhas, como a de Bragança-Vizeu, tanto a qualidade quanto a densidade das malhas sísmicas parecem ser adequadas. Na Bacia de Barreirinhas existem coberturas de sísmica 2D muito densas, mas os dados são antigos e, de um modo geral, a qualidade deixa muito a desejar. Na Bacia de Tucano e Jatobá a cobertura sísmica, geralmente de boa qualidade, diminui progressivamente do sul para o norte.
3. Quanto às bacias interiores de menores dimensões, como a Bacia do Tacutu e a Bacia do Acre, apresentam coberturas sísmicas 2D ainda escassas, com dados de qualidade regular a boa. No entanto, os dados são antigos e relativamente obsoletos.
4. Quanto às quatro grandes bacias interiores paleozóicas (Solimões, Amazonas, Parnaíba e Paraná) deve-se considerar cada caso. A Bacia do Solimões, produtora de óleo e gás, é a única a apresentar uma razoável cobertura de sísmica 2D e 3D, incluindo dados relativamente modernos e de boa qualidade. Nesta bacia a sísmica apresenta, apesar das espessas soleiras de diabásio, qualidade surpreendentemente boa. Mas as coberturas concentram-se predominantemente na porção central da bacia, escasseando na direção dos flancos, onde podem ocorrer prospectos de interesse. A Bacia do Amazonas apresenta coberturas sísmicas 2D muito irregulares e de qualidade predominantemente ruim. Além disso, os dados do Amazonas são em boa parte antigos e de qualidade e resolução duvidosa. A Bacia do Parnaíba é entre as quatro a que apresenta menor densidade de cobertura sísmica. No entanto, na análise dos poucos dados existentes verifica-se uma qualidade regular a boa. Finalmente, a Bacia do Paraná apresenta uma cobertura sísmica muito rala, com muitos dados antigos, tecnologicamente obsoletos, de qualidade duvidosa. Nas áreas cobertas por espessos derrames de lava os dados antigos da Bacia do Paraná parecem ser de qualidade muito ruim.
5. As grandes bacias interiores de idade ainda indefinida, aparentemente eopaleozóicas e neoproterozóicas, como as do Alto Tapajós, Parecís e São Francisco são praticamente destituídas de coberturas sísmicas ou contam apenas com reconhecimentos localizados. Algumas poucas linhas sísmicas adquiridas na Bacia do São Francisco apresentam qualidade regular a boa. Apesar dos indícios de hidrocarbonetos, como as exuberantes exudações de gás que ocorrem na Bacia do São Francisco, estas bacias interiores de idade indefinida deverão receber uma menor prioridade para levantamentos futuros quando comparadas com as extensas e urgentes demandas das demais bacias terrestres.

FIGURA 18  
Bacias sedimentares brasileiras



FIGURA 19  
Bacias sedimentares brasileiras e sísmica 2d pública

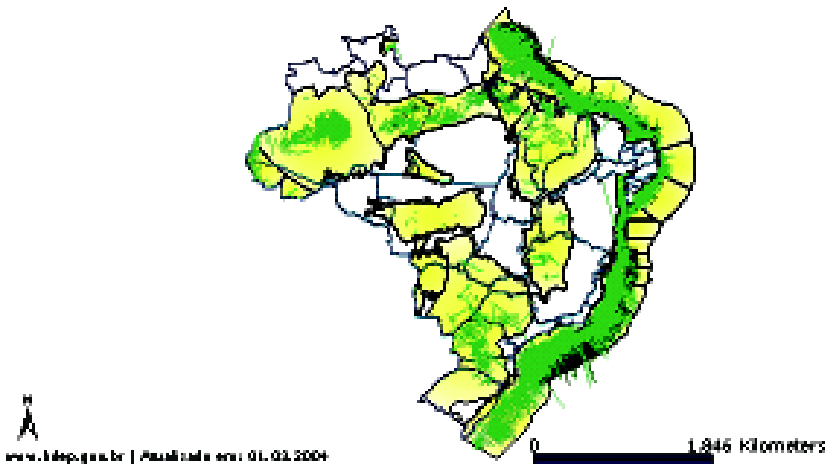


FIGURA 20

Mapa das concessões (blocos)

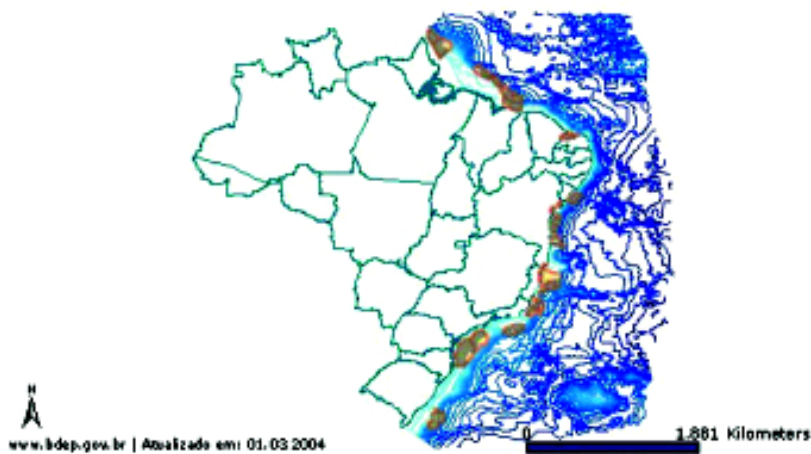


FIGURA 21

Bacias do Acre, Solimões e Madre de Dios poços exploratórios e sísmica (2d/3d) demanda de sísmica (2d)

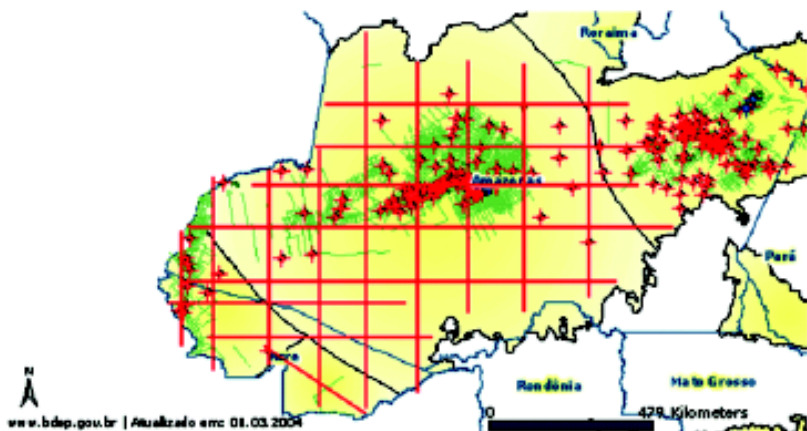


FIGURA 22

Bacia do Amazonas poços exploratórios e sísmica (2d/3d) demanda de sísmica (2d)

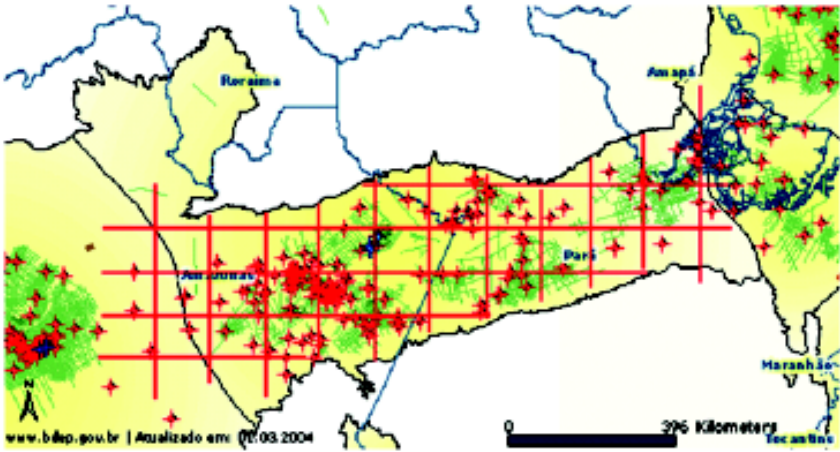


FIGURA 23

Bacia do Parnaíba poços exploratórios e sísmica (2d/3d) demanda de sísmica (2d)

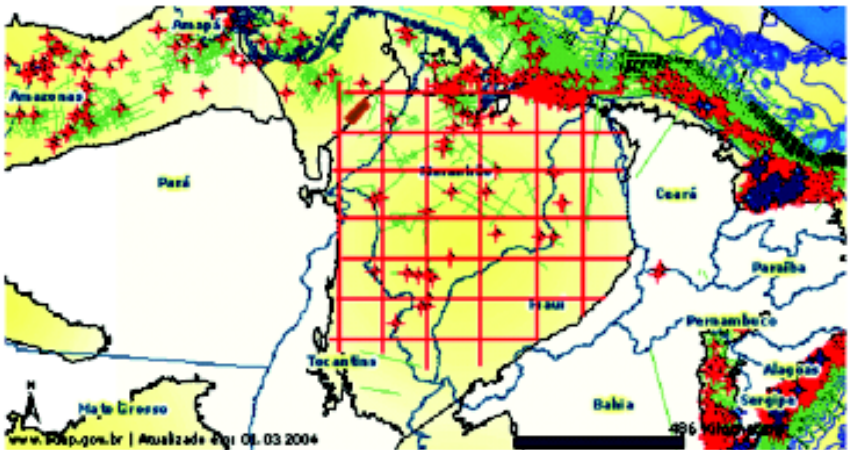


FIGURA 24

Bacia do Paraná poços exploratórios e sísmica (2d/3d) demanda de sísmica (2d)

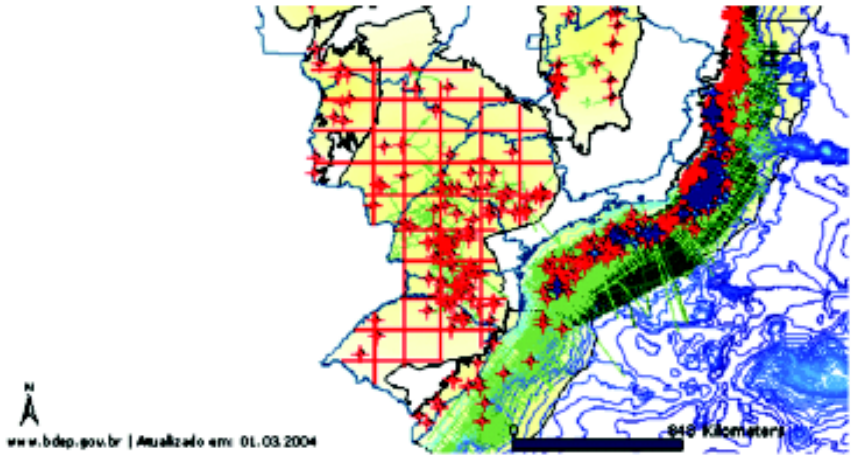


FIGURA 25

Região geral da bacia do São Francisco poços exploratórios e sísmica (2d/3d) demanda de sísmica (2d).

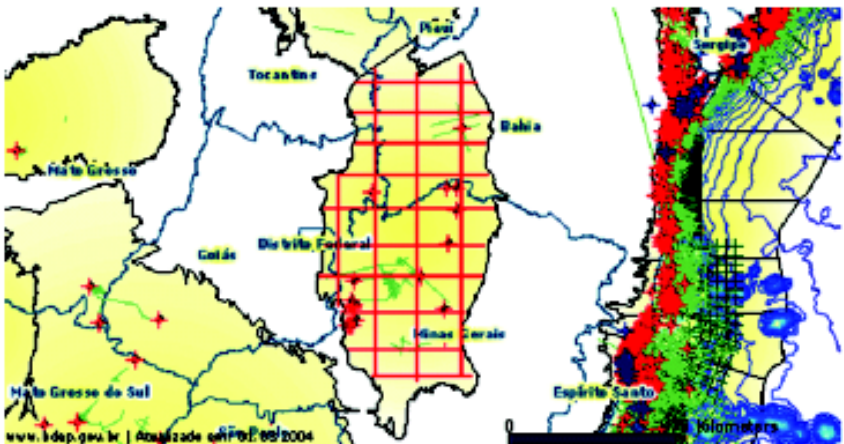


FIGURA 26

Zona de transição da costa norte, litoral do Amapá e do Pará, bacias da Foz e Marajó

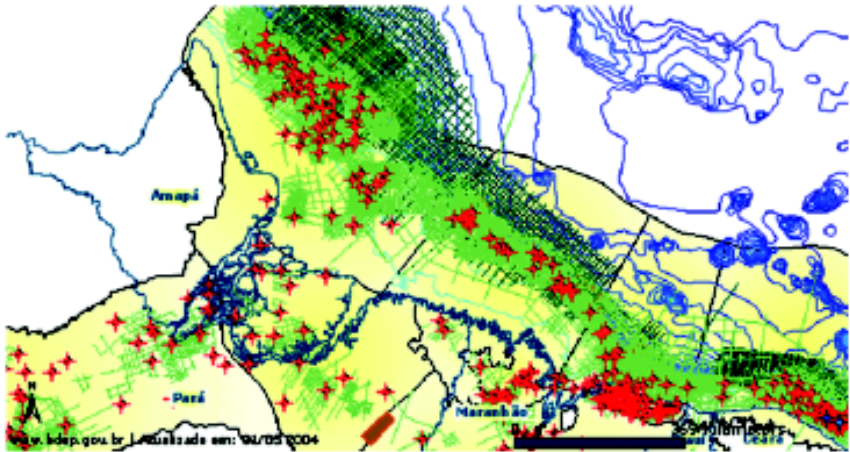


FIGURA 27

Zona de transição das bacias de São Luís e Barreirinhas

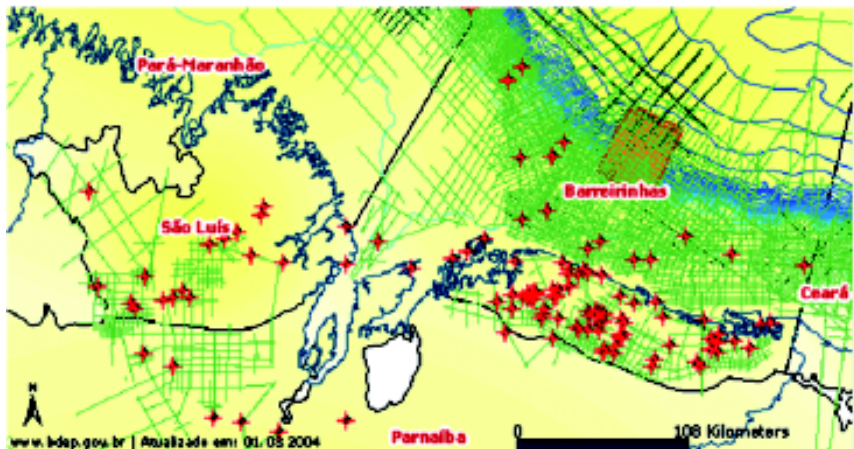


FIGURA 28

Zona de transição da bacia Potiguar

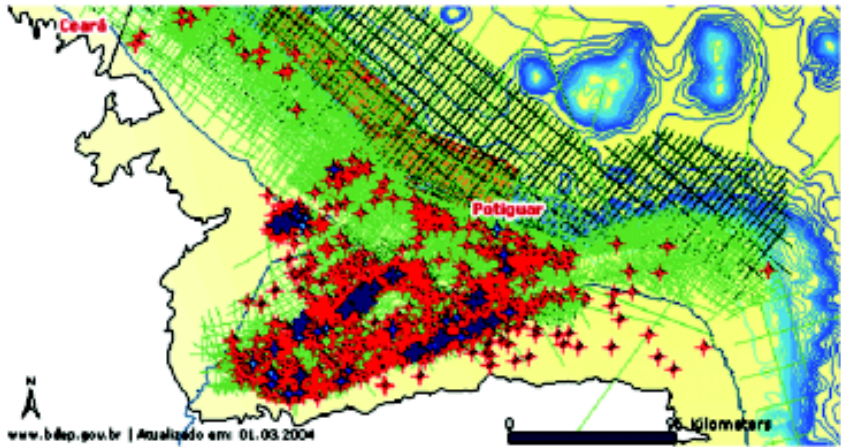
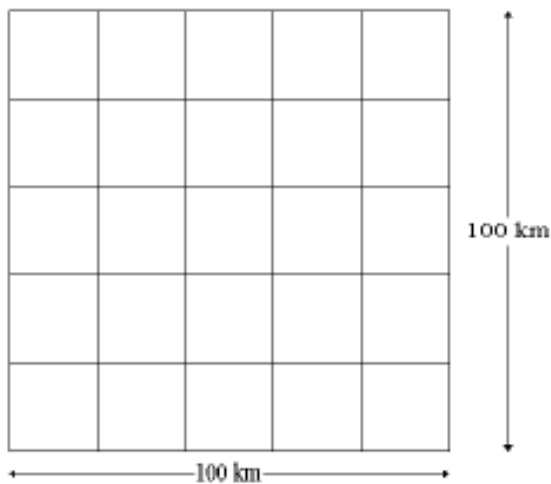


FIGURA 29

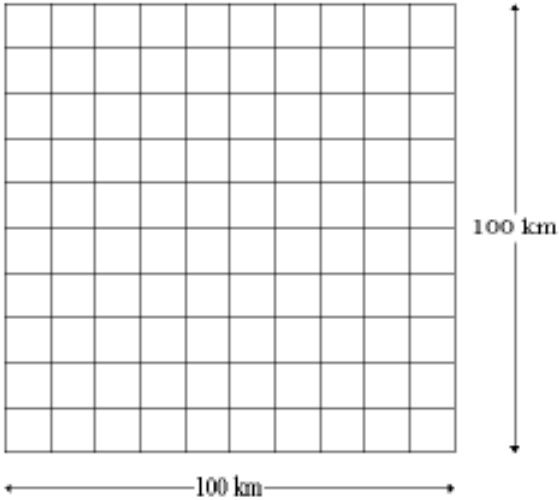
Malha de reconhecimento (a) 20 x 20 km. Área de 100 x 100 km (cerca de 10.000 km<sup>2</sup>) aproximadamente 1° lat. x 1° long.



10 LINHAS DE 100 KM - 1.000 KM DE SÍSMICA LINEAR

FIGURA 30

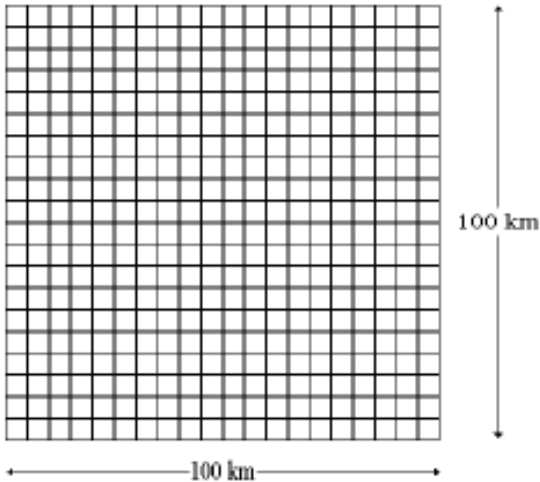
Malha de reconhecimento (b) 10 x 10 km. Área de 100 x 100 km (cerca de 10.000 km<sup>2</sup>) aproximadamente 1° lat. x 1° long.



20 LINHAS DE 100 KM = 2.000 KM DE SÍSMICA LINEAR

FIGURA 31

malha de semi-detalhe (c) 5 x 5 km. Área de 100 x 100 km (cerca de 10.000 km<sup>2</sup>) aproximadamente 1° lat. x 1° long.



40 LINHAS DE 100 KM = 4.000 KM DE SÍSMICA LINEAR





**5**

**Levantamento da efetiva demanda pelos atuais operadores/concessionários**

A seguir são apresentadas duas tabelas contendo respectivamente os compromissos de sísmica marítima e terrestre dos operadores concessionários de blocos de exploração no Brasil. Pode-se observar nas tabelas V e VI que os compromissos dos operadores dos blocos de concessões somam 127.500 km de sísmica 2D no mar e 3.450 km de sísmica 2D terrestre. Aparentemente, no caso do mar, foi negociada a substituição de sísmica exclusiva por sísmica spec, já disponível.

O caso mais crítico a ser aqui analisado é o da sísmica terrestre. Do total de 3.450 km os maiores programas são os da Coastal, na Bacia do Paraná, com 750 km, e da Petrobras no Solimões, com 600 km, já mencionados no capítulo anterior. Subtraindo dos 3.450 km os 1.350 km desses dois programas, ainda restaria uma demanda imediata da ordem de 2.100 km, concentrada entre blocos do Recôncavo, de Sergipe-Alagoas, Potiguar e Espírito Santo. À falta de outras equipes sísmicas terrestres no Brasil, não sabemos como essa demanda poderá vir a ser atingida.

Uma demanda de 2.100 km, espalhada em vários blocos das bacias cretáceas costeiras produtoras, representa cerca de um ano de atividade de uma equipe sísmica terrestre e, aparentemente, não justificaria por si só a mobilização de uma nova equipe, que teria que ser trazida do exterior. Parece-nos que o ideal para atendimento dessa demanda seria a mobilização de nova(s) equipe(s) de sísmica terrestre que viria(m) ao Brasil para atender a demandas maiores em programas regionais, de interesse básico estratégico, como por exemplo, nas grandes bacias paleozóicas, e que também pudessem, eventualmente, atender a essa demanda de 2.100 km dos operadores/concessionários em seus blocos nas bacias cretáceas produtoras. Esses levantamentos nas bacias paleozóicas, atualmente demandados, deveriam vir a ser contratados por entidades ligadas ao MME (ANP, CPRM ou até Petrobras) e serem financiados pelos recursos previstos nas Participações Especiais. Essa questão será abordada mais detalhadamente em outros capítulos desse relatório e em fases futuras do Projeto ONIPGEO.

**TABELA V**  
**COMPROMISSOS DE PROGRAMAS MÍNIMOS DE SÍSMICA ASSUMIDOS**  
**PELOS OPERADORES DE BLOCOS DE CONCESSÕES MARÍTIMAS**  
(FONTE: ANP/INTERNET)

BLOCO	BACIA	OPERADORA	DATA	SÍSM.MARIT.
BM-BAR-1	BARRE.	PETROBRAS	29.08.01	2.500
BM-BAR-3	BARRE.	DEVON	02.09.02	2.000
BM-CAL-4	CAM.-ALMA.	COASTAL	15.09.00	2.000
BM-CAL-5	CAM.-ALMA.	PETROBRAS	28.09.01	1.000
BM-CAL-6	CAM.-ALMA.	PETROBRAS	28.09.01	1.000
BM-C-3	CAMPOS	PETROBRAS	12.09.99	3.000
BM-C-4	CAMPOS	AGIP	23.09.99	3.000
BM-C-5	CAMPOS	TEXACO	23.09.99	3.000
BM-C-7	CAMPOS	ENCAN	15.09.00	3.000
BM-C-8	CAMPOS	DEVON	15.09.00	3.000
BM-C-10	CAMPOS	SHELL	15.09.00	3.000
BM-C-14	CAMPOS	TOTAL...	29.08.01	2.000
BM-C-15	CAMPOS	OCEAN.	29.08.01	2.000
BM-C-16	CAMPOS	PETROBRAS	29.08.01	2.000
BM-C-19	CAMPOS	WINTER.	29.08.01	1.000
BM-C-25	CAMPOS	PETROBRAS	02.09.02	1.000
BM-C-24	CAMPOS	BHP	30.09.02	1.000
BM-CE-1	CEARÁ	PETROBRAS	29.08.01	1.000
BM-CE-2	CEARÁ	PETROBRAS	29.08.01	1.000
BM-ES-7	ESPSAN.	WINTER.	29.08.01	1.000
BM-ES-9	ESPSAN.	ESSO	29.08.01	2.000
BM-ES-10	ESPSAN.	ENTERPRISE	29.08.01	2.000
BM-ES-11	ESPSAN.	PHILLIPS	29.08.01	2.000
BM-ES-5	ESPSAN.	PETROBRAS	29.08.01	1.000
BM-ES-6	ESPSAN.	EL PASO	28.09.01	1.000
BM-ES-20	ESPSAN.	NEW FIELD	02.09.02	1.500
BM-FZA-1	FOZ AMAZ.	BP	23.09.99	5.000
BM-J-1	JEQUITIN.	PETROBRAS	29.08.01	1.000
BM-J-2	JEQUITIN.	QUEIROZ GAL	02.09.02	1.000
BM-J-3	JEQUITIN.	PETROBRAS	02.09.02	2.000
BM-PAMA-1	PAMA	COASTAL	15.09.00	3.000
BM-PAMA-2	PAMA	ENCAN	29.08.01	2.500
BM-PAMA-3	PAMA	PHILLIPS	29.08.01	1.500
BM-POT-11	POTIGUAR	PETROBRAS	02.09.02	1.000
BM-POT-13	POTIGUAR	PETROBRAS	02.09.02	1.000
BM-S-3	SANTOS	PETROBRAS	23.09.99	5.000
BM-S-4	SANTOS	AGIP	23.09.99	5.000
BM-S-7	SANTOS	CHEVRON	19.09.00	5.000
BM-S-8	SANTOS	PETROBRAS	15.09.00	5.000
BM-S-9	SANTOS	PETROBRAS	15.09.00	5.000

(continuação)

BM-S-10	SANTOS	PETROBRAS	15.09.00	5.000
BM-S-11	SANTOS	PETROBRAS	15.09.00	5.000
BM-S-12	SANTOS	PETROBRAS	29.08.01	1.500
BM-S-14	SANTOS	WINTER.	29.08.01	1.500
BM-S-15	SANTOS	MAERSK	29.08.01	1.500
BM-S-17	SANTOS	PETROBRAS	29.08.01	1.500
BM-S-19	SANTOS	REPSOL	29.08.01	2.000
BM-S-21	SANTOS	PETROBRAS	29.08.01	2.000
BM-S-22	SANTOS	AMERADA	29.08.01	2.500
BM-S-24	SANTOS	PETROBRAS	29.08.01	2.500
BM-S-13	SANTOS	EL PASO	28.09.01	1.500
BM-S-29	SANTOS	MAERSK	02.09.02	2.000
BM-S-31	SANTOS	SHELL	02.09.02	2.000
BM-SEAL-4	SER.ALAG.	PETROBRAS	15.09.00	3.000
BM-SEAL-5	SER.ALAG.	AMERADA	15.09.00	2.000
BM-SEAL-9	SER.ALAG.	PETROBRAS	02.09.02	1.000
TOTAL				127.500

TABELA VI  
 COMPROMISSOS DE PROGRAMAS MÍNIMOS DE SÍSMICA ASSUMIDOS  
 PELOS OPERADORES DE BLOCOS DE CONCESSÕES TERRESTRES  
 (FONTE: ANP/INTERNET)

BLOCO	BACIA	OPERADORA	DATA	SÍSM.TER.
BT-ES-12	ESP.SAN.	PETROBRAS	29.08.01	100
BT-ES-14	ESP.SAN.	PARTEX	02.09.02	100
BT-ES-15	ESP.SAN.	PETROBRAS	02.09.02	100
BT-PR-4	PARANÁ	COASTAL	15.09.00	750
BT-POT-3	POTIGUAR	MARITIMA	15.09.00	100
BT-POT-4	POTIGUAR	PETROBRAS	15.09.00	100
BT-POT-5	POTIGUAR	MARÍTIMA	28.09.01	100
BT-POT-8	POTIGUAR	PETROBRAS	02.09.02	100
BT-POT-9	POTIGUAR	PARTEX	02.09.02	100
BT-POT-10	POTIGUAR	POTIOLEO	30.09.02	100
BT-REC-1	RECÔNC.	QUEIROZ GAL	15.09.00	100
BT-REC-2	RECÔNC.	MARÍT.	15.09.00	100
BT-REC-3	RECÔNC.	MARÍT.	15.09.00	100
BT-REC-4	RECÔNC.	SAMSON	29.08.01	100
BT-REC-7	RECÔNC.	STARFISH	02.09.02	100
BT-REC-8	RECÔNC.	QUEIROZ GAL	02.09.02	100
BT-REC-9	RECÔNC.	QUEIROZ GAL	02.09.02	100
BT-REC-10	RECÔNC.	PETROREC	30.09.02	100
BT-SEAL-2	SE-AL	PETROBRAS	15.09.00	200
BT-SEAL-3	SE-AL	MARÍT.	15.09.00	200
BT-SOL-1	SOLIMÕES	PETROBRAS	02.09.02	600
TOTAL				3.450

**6**

**Estimativas da demanda teórica total de sísmica de reflexão no Brasil.**

No processo de exploração de petróleo de grandes áreas/bacias relativamente desconhecidas seguem-se etapas de sucessiva focalização partindo de desconhecimentos da conformação das grandes feições regionais desta área/bacia, pelo estabelecimento de seu arcabouço tectono-sedimentar, pela identificação das áreas aparentemente mais prospectáveis e, finalmente, pela cobertura em malhas de semidetalhe e detalhe dos prospectos a serem perfurados. Eventualmente, estes mesmos prospectos, antes ou depois da concretização de descobertas, merecerão a execução de levantamentos adicionais já através da utilização de coberturas sísmicas 3D. Assim, a demanda teórica de sísmica de reflexão de cada bacia depende, fundamentalmente, do seu atual estágio exploratório e evoluirá com o tempo em função da evolução desse estágio e contexto. Neste capítulo pretende-se dimensionar essa demanda face ao atual estágio exploratório das bacias sedimentares brasileiras.

## 6.1 Bacias Produtoras

Como já foi mencionado, as bacias marítimas brasileiras só demandam hoje levantamentos sísmicos de zona de transição em escala de semidetalhe enquanto a maior demanda teórica fica localizada nas bacias terrestres. A tabela VII especifica as modalidades dessa atual demanda de acordo com o contexto exploratório atual de cada “grupo” de bacias. Nas províncias produtoras terrestres já existe um razoável conhecimento tanto do arcabouço tectono-sedimentar quanto da localização dos possíveis sistemas petrolíferos. A maioria dessas bacias já conta com coberturas razoáveis de sísmica 2D e 3D que de uma maneira geral também inclui dados relativamente recentes, tecnologicamente atuais. Por isso, é desnecessário, no atual contexto, efetuar levantamentos de reconhecimento. Com exceção da Bacia do Solimões todas as demais bacias terrestres produtoras (Potiguar, Sergipe-Alagoas, Recôncavo e Espírito Santo) constituem-se em bacias cretáceas costeiras em estágio de exploração e de produção hoje considerados maduros. Apesar disso, essas bacias têm atraído os operadores independentes – assim denominados por terem menor porte do que as grandes companhias de petróleo – que usualmente disputam concessões de blocos de exploração aí localizados.

A demanda de sísmica tanto de 2D quanto de 3D desses operadores geralmente corresponde a programas isolados e de dimensões reduzidas, que, por outro lado, deverão ser bastante exigentes em termos de elevada resolução e confiabilidade dos dados, pois, de uma maneira geral, estes levantamentos destinam-se ao mapeamento de objetivos sutis e menos óbvios, característicos das bacias maduras. Além dos operadores/concessionários, essas bacias deveriam também suscitar o interesse das entidades de fomento para a aquisição de dados sísmicos destinados a modelos do imageamento geofísico dos campos petrolíferos e dos seus reservatórios. Modelos derivados desses estudos poderiam ser de grande interesse para o prosseguimento do processo exploratório em bacias maduras. Seria também interessante tentar definir, através de sísmica experimental os parâmetros adequados para uma melhor resolução tanto para trapas sutis quanto para melhorar a qualidade naquelas áreas e bacias até hoje problemáticas.

TABELA VII  
 MODALIDADE DA ATUAL DEMANDA DE SÍSMICA  
 DE ACORDO COM O ESTÁGIO EXPLORATÓRIO ATUAL  
 DAS BACIAS TERRESTRES BRASILEIRAS

BACIAS	MODALIDADE DA DEMANDA DE SÍSMICA	PRIORIDADE EXPLORATÓRIA RELATIVA
Bacias produtoras costeiras (Potiguar, Sergipe-Alagoas, Recôncavo e Espírito Santo)	Malhas 2D de detalhe e blocos 3D (demanda dos operadores/ concessionários)	1
Bacias costeiras não produtoras (Marajó, São Luís, Barreirinhas, Tucano-Jatobá, etc.)	Malhas 2D de semidetalhe	2
Bacias interiores menores (Tacutu, Acre, etc.)	Malhas 2D de semidetalhe	2
Grandes bacias paleozóicas (Solimões, Amazonas, Parnaíba e Paraná)	Reconhecimento regional em todas as bacias. Detalhes 2D e blocos de 3D na Bacia do Solimões	1
Bacias interiores indefinidas (Alto Tapajós, Parecis, São Francisco, etc.)	Reconhecimento regional em todas as bacias. 3D	3

Em termos de províncias produtoras terrestres a única exceção em termos de idade e localização é a Bacia do Solimões. Em sua porção central essa bacia é hoje produtora de óleo, nas proximidades do Rio Urucu, e de gás, nas proximidades do Rio Juruá e, estranhamente, não atraiu outros operadores além da Petrobras, que conta com algumas concessões de exploração e produção nessas bacias. Devido a constrangimentos ambientais, assim como à presença de reservas indígenas, outras sub-bacias como a do Jandiátuba, aparentemente atrativas, continuam praticamente inexploradas e com escassas coberturas sísmicas.

Extensas áreas próximas às bordas da Bacia do Solimões tanto nas suas extremidades setentrional e meridional bem como sobre os arcos de Purus e de Iquitos, que separam a Bacia do Solimões respectivamente da Bacia do Amazonas e da Bacia do Acre, continuam praticamente destituídas de coberturas sísmicas. Por tudo isso, a Bacia do Solimões demanda tanto os levantamentos de malhas de sísmica 2D de detalhe e de blocos de sísmica 3D quanto o levantamento de linhas regionais de reconhecimento visando ao completo mapeamento do arcabouço tectono-sedimentar da bacia e adequada modelagem de seus sistemas petrolíferos.



Outras bacias cretáceas costeiras não produtoras como a de Marajó, São Luis, Barreirinhas, Tucano e Jatobá, etc., assim como outras bacias interiores menores, como a do Acre e de Tacutu, acham-se atualmente recobertas por malhas sísmicas regularmente adensadas, porém irregularmente distribuídas de dados de sísmica 2D geralmente antigos e, portanto, parcialmente obsoletos. Algumas dessas bacias demandam levantamentos adicionais de sísmica 2D em malhas de semidetalhe e adquiridos com o uso da mais moderna tecnologia.

Apesar de se configurarem até hoje como novas fronteiras exploratórias, algumas dessas bacias foram alvo de intensas campanhas da Petrobras. Este é, por exemplo, o caso das bacias terrestres de Barreirinhas, São Luiz e Jequitinhonha que, por isso, dificilmente atrairão novos investimentos em curto prazo. Outras, no entanto, como as bacias do Tacutu, do Acre e de Marajó são ainda relativamente pouco exploradas tanto em termos de cobertura geofísica quanto em número de poços exploratórios e representam alvos ainda bastante atrativos. Nesse contexto, sugere-se detalhar, em fases sucessivas deste Projeto, as prioridades específicas para cada uma dessas bacias costeiras não produtoras e interiores menores estabelecendo-se precedências distintas para cada uma.

## 6.2 Bacias Interiores Paleozóicas

No atual estágio exploratório brasileiro, as enormes bacias interiores paleozóicas, seus potenciais petrolíferos e seu elevado grau de desconhecimento, face à falta de dados, parecem representar a grande prioridade do momento. Ao contrário das bacias produtoras, nenhuma das grandes bacias paleozóicas brasileiras conta ao menos com uma única linha sísmica regional atravessando a bacia de embasamento a embasamento, com continuidade e homogeneidade de parâmetro de aquisição e controlada por alguns poços, que possa ser utilizada como referência para modelagem. Como já foi dito anteriormente, os dados derivados de outros métodos geofísicos, como a gravimetria e a magnetometria, são de confiabilidade dúbia para execução desse estudo, seja pela existência de inúmeros corpos ígneos de distribuição imprevisível, como pela existência de bacias pré-paleozóicas e pelo próprio desconhecimento das grandes feições regionais destas bacias. O ideal, portanto, seria dispor-se de algumas linhas sísmicas modernas atravessando inteiramente as bacias que, integradas com dados gravimétricos, magnetométricos, geológicos e geoquímicos, pudessem propiciar modelagens do processo de geração-migração-acumulação de hidrocarbonetos.

A tabela VIII sintetiza o atual estágio exploratório das quatro grandes bacias paleozóicas interiores brasileiras. Com uma área total de 343.000.000 km<sup>2</sup>, essas quatro bacias ocupam cerca de 73% da área sedimentar continental emersa e 55% da área sedimentar total do Brasil, incluindo-se aí as bacias submersas (até a isóbata de – 3.000 m). As maiores bacias são as do Paraná e do Solimões e as menores são as do Amazonas e do Parnaíba, mesmo assim cada uma dessas bacias menores apresenta uma área sedimentar equivalente a o dobro do Estado de São Paulo.

A Bacia do Solimões, produtora de óleo e gás, é a que apresenta, em termos absolutos, a maior quilometragem de sísmica 2D e, ainda, alguns blocos de

levantamento de sísmica 3D. No entanto, em termos relativos, a Bacia do Amazonas é a que possui maior cobertura de sísmica 2D (1 km de sísmica a cada 10 km<sup>2</sup> de bacia no Amazonas contra 1 km de sísmica a cada 15 km<sup>2</sup> na Bacia do Solimões). A Bacia do Parnaíba, por sua vez, é a que apresenta a menor densidade de cobertura sísmica. Em todas elas, no entanto, a quantidade de dados sísmicos é considerada muito escassa, dadas as dimensões das bacias.

TABELA VIII  
PRINCIPAIS INDICADORES REFLETINDO O ATUAL ESTÁGIO  
EXPLORATÓRIO DAS BACIAS INTERIORES PALEOZÓICAS

BACIA	ÁREA (km <sup>2</sup> )	2D ATUAL (km <sup>2</sup> )	km <sup>2</sup> ÁREA / km 2D	3D ATUAL	POÇOS EXPL. (Nº)	km <sup>2</sup> ÁREA /P. EX.	RESULTADOS
Solimões(*)	948.000	61.800	15,3	Sim	143	6.629	Produtora de óleo e gás
Amazonas	615.000	57.200	10,7	Não	137	4.489	Acumulações subcomerciais de óleo e gás
Parnaíba	680.000	8.668	78,4	Não	31	21.935	Apenas indícios de óleo e gás
Paraná(*)	1.100.000	33.864	32,5	Não	114	9.649	Acumulações subcomerciais de óleo e gás
Total	3.343.000	161.532	20,7	-	425	7.865	-

(\*) Dados aproximados, possivelmente incompletos: novos levantamentos sísmicos e perfuração de poços exploratórios posteriores à data desses dados.

Ao todo, teriam sido levantados, nessas quatro bacias paleozóicas, cerca de 150.000 km de sísmica 2D perfazendo, em média, 1 km linear de sísmica a cada 20 km<sup>2</sup> de área sedimentar. Ressalte-se ainda que boa parte dessa sísmica é antiga, tecnologicamente obsoleta e de qualidade duvidosa. Em algumas bacias como as do Amazonas e do Parnaíba os dados sísmicos mais modernos remontam à década dos 80. Apenas nas bacias do Paraná e do Solimões foram, e estão sendo, levantados dados adicionais, mesmo assim restritos aos blocos de concessões de exploração. De acordo com os dados disponíveis, dos 114 poços exploratórios perfurados na Bacia do Paraná, 80 foram locados sem o apoio da sísmica de reflexão e os restantes tiveram o suporte de dados sísmicos relativamente precários.

Ao final de meio século de trabalho da Petrobras pode-se observar que as linhas sísmicas adquiridas localizam-se de acordo com pequenos programas isolados (conhecidos como “antenas de televisão”), distribuídos de forma muito irregular, quase aleatória, e adquiridas por diferentes equipes utilizando parâmetros de aquisição muito distintos. Na realidade, ao longo do tempo, estas bacias foram sendo exploradas irregularmente, de acordo com o processo de “stop and go”, que

se iniciava em algum ponto da bacia quando surgissem novas idéias ou conceitos exploratórios e que aí terminava tão logo os dados levantados ou os poços perfurados comprovassem a falsidade ou a inviabilidade dessa idéia.

A qualidade dos dados sísmicos nas bacias paleozóicas varia de regular a boa, na Bacia do Solimões e Parnaíba, e de regular a pobre nas bacias do Amazonas e do Paraná. Desde a fase inicial de exploração dessas bacias verificaram-se problemas de qualidade dos dados sísmicos que, supostamente, seriam decorrentes da presença de rochas vulcânicas mesozóicas, de elevada velocidade, espessura muito variável e grandes descontinuidades superimpostas e/ou intercaladas aos sedimentos. Na Bacia do Paraná, onde a espessura dos derrames basálticos capeando sedimentos chega a ultrapassar os 1.000 m constatou-se, desde a década dos anos 60 que a má qualidade dos dados transformaria a sísmica de reflexão numa ferramenta “useless” (Sanford e Lange, Boletim da AAPG).

Na Bacia do Parnaíba também existem algumas coberturas basálticas, embora mais localizadas e menos espessas do que aquelas da Bacia do Paraná. Na Bacia do Amazonas ocorrem, adicionalmente, espessas camadas de evaporitos, localmente mobilizados por uma halocinese incipiente e/ou parcialmente dissolvidos, dificultando o mapeamento em profundidade dos principais horizontes-objetivo, geralmente situados abaixo do sal. Em todas estas bacias ocorrem diques e soleiras de rochas ígneas infestando com grande aleatoriedade de ocorrência e espessura a coluna estratigráfica.

Na parte central da Bacia do Solimões, região do Rio Juruá, ocorrem três soleiras de diabásio com espessura total da ordem de 800 m, numa área onde a espessura total de sedimentos não ultrapassa os 2.000 m. Aparentemente, em que pesem as muitas opiniões de técnicos experientes e preparados, restam ainda algumas importantes questões a serem resolvidas quanto à resolução da sísmica nas bacias paleozóicas brasileiras, bastante adequada na Bacia do Solimões, nestas condições, e muito pobre na Bacia do Amazonas, com incidência de diabásio bastante menor e, também com ausência de derrames. Por força destas constatações e premissas a gerência de exploração da Petrobras, após as primeiras investidas exploratórias, evitou deliberadamente de levantar novos dados sismográficos nas quatro bacias paleozóicas pelo menos até o fim da década dos 80, quando as primeiras descobertas na Bacia do Solimões mostraram que, afinal de contas, estas bacias paleozóicas podiam apresentar um razoável potencial petrolífero. Nesse quadro de quase ausência de dados sísmicos os poços exploratórios passaram a ser locados pela geologia de superfície, pela gravimetria, pela magnetometria ou simplesmente dentro de “malhas de amostragem estratigráfica” (método utilizado pelo Consórcio Paulipetro quando da exploração da Bacia do Paraná, através dos Contratos de Risco).

Observe-se que, a rigor, os mesmos mencionados constrangimentos geológicos que nessas bacias paleozóicas impõem óbices à resolução sísmica, também afetam de forma até mais drástica a interpretação dos dados gravimétricos e magnetométricos. Quanto a isso, lembre-se que além das rochas ígneas sobrepostas e/ou intercaladas aos sedimentos, além dos evaporitos com espessura variável, aos metassedimentos sotopostos, ainda existem os significativos efeitos

intraembasamento de difícil entendimento, dimensionamento e modelagem. O imponente alto gravimétrico que se estende ao longo do vale amazônico, junto ao depocentro da bacia, é apenas um exemplo desses efeitos intraembasamentos. Por sua vez, o mapeamento geológico de superfície não fica imune ao efeito da maioria desses fenômenos sendo ainda fortemente prejudicado pela cobertura, localmente espessa de sedimentos mais jovens mesozóicos e cenozóicos, sobrepostos aos objetivos paleozóicos.

Em 1978, dada a disponibilidade de uma equipe sísmica e, ainda, em função do desenvolvimento de alguns modelos geológicos acadêmicos, derivados de estudos sobre a deposição dos evaporitos paleozóicos, a Petrobras decidiu realizar algumas linhas relativamente longas de reconhecimento na Bacia do Solimões. De fato, naquela época buscava-se identificar um suposto arco regional, que logo se comprovou ser inexistente. Mesmo assim, numa destas linhas de reconhecimento localizou-se uma proeminente anomalia estrutural: aparentemente uma grande estrutura anticlinal relacionada à falhas reversas de empurrão, num quadro de tectônica compressional, inédito no contexto das bacias paleozóicas brasileiras. Discutiu-se longamente a locação de um poço pioneiro nesta anomalia, pois apesar da excelência dos dados sísmicos que a definia, os dados geológicos regionais estipulavam para essa região da Bacia do Solimões condições de risco bastante elevadas e até mesmo superiores às daquelas de outras bacias como a do Amazonas. Nessa comparação, levava-se em conta na Bacia do Solimões uma menor espessura sedimentar, ou caráter mais arenoso dos sedimentos, a menor espessura dos supostos geradores devonianos, e, finalmente, a maior incidência de soleira de diabásio. Apesar disso, acabou sendo locado nessa anomalia o pioneiro 1-JR-1-AM (poço pioneiro, Rio Juruá, nº 1) que descobriu o primeiro de uma série de campos de gás localizada ao longo de um alinhamento estrutural muito bem definido pela sísmica. Depois, em 1986, descobria-se à margem do Rio Urucu, o primeiro de uma série de campos de petróleo.

Estabelecido o paradigma do Solimões reativaram-se temporariamente as atividades de aquisição de sísmica de reflexão nas demais bacias paleozóicas. Cedo se verificou que com a moderna tecnologia de aquisição de dados sísmicos era possível obter dados de qualidade razoável em quase todas as bacias paleozóicas aí se incluindo a própria Bacia do Paraná, onde isto era considerado aprioristicamente pouco provável. Os resultados práticos, em termos de descoberta, foram, no entanto, muito modestos e limitaram-se à localização de acumulações subcomerciais de petróleo e de gás natural. Algumas causas podem ser aqui invocadas para justificar e discutir estes novos insucessos:

1. Falta de focalização exploratória – à falta de um arcabouço tectônico sedimentar regional, de linhas sísmicas regionais e de um conhecimento mais abrangente dos sistemas petrolíferos, as novas linhas sísmicas passaram a ser executadas segundo programas e regularmente localizados (antenas de televisão), locados quase que aleatoriamente dentro das enormes áreas sedimentares dessas bacias. Ressalte-se que o custo de um quilômetro de sísmica nestas bacias é muito elevado seja por força das dificuldades logísticas, de operações de aquisição na selva (Amazonas e

Solimões), seja pela presença de sofisticadas culturas (Paraná). Nesse contexto, a Petrobras sempre evitou efetuar os investimentos necessários para o efetivo reconhecimento dessas bacias temendo se exceder em investimentos de prospecção dada a suposta baixa prospectividade destas áreas.

2. Direcionamento exploratório puramente geológico – os novos levantamentos sísmicos (antenas de televisão) foram sempre escolhidos com base em critérios que supostamente privilegiavam as melhores condições geológicas (em termos de reservatório, selos, geração, etc.) sem no entanto levar em conta a qualidade dos dados sísmicos e/ou a eventual presença de anomalias estruturas mapeáveis. Apesar do paradigma do Solimões ter provado que mais valia perfurar estruturas sísmicas bem controladas em áreas geologicamente pouco favoráveis, insistia-se em fazer exatamente o contrário adquirindo dados ruins em áreas supostamente geologicamente atrativas.

3. Esforço muito limitado – em plena década dos 80, quando a produção nacional de petróleo já ultrapassava os 500.000 bbl/d e quando se descobriam campos gigantes nas águas profundas da Bacia de Campos, os primeiros insucessos na retomada das bacias paleozóicas, invariavelmente classificados como respostas negativas, levaram a antecipar novos abandonos das bacias.

Quanto a isso vale a pena analisar os dados constantes da tabela VIII quanto ao número de poços exploratórios perfurados. Numa área de dimensões continentais recoberta por sedimentos paleozóicos (3.343.000 km<sup>2</sup>) perfuraram-se, em meio século de atividades, menos de 500 poços exploratórios numa média de um poço exploratório a cada 8.000 km<sup>2</sup> de bacia. Em alguns casos como o da Bacia do Paraná e o da Bacia do Parnaíba existe apenas um poço exploratório respectivamente a cada 10.000 ou a cada 20.000 km<sup>2</sup> e, mesmo assim, boa parte desses poços foi locada sem o apoio na sísmica de reflexão, às vezes com base em ferramentas vagas e falhas. Recorde-se que o Recôncavo, uma das mais prolíficas bacias sedimentares produtoras brasileiras, apresenta uma área pouco superior aos 10.000 km<sup>2</sup> e hoje apresenta um poço exploratório a cada 10 km<sup>2</sup> de bacia. (Numa comparação com as bacias norte-americanas, mesmo o indicador de perfuração do Recôncavo deveria ser considerado bastante baixo). Nas mencionadas bacias paleozóicas, como o Paraná ou o Parnaíba, existe apenas um poço exploratório perfurado a cada um ou dois “Recôncavos”.

Recorde-se que bacias semelhantes às bacias brasileiras tanto geneticamente, quanto em termos de evolução e de sistemas petrolíferos são produtoras em outros países da América do Sul, no Norte da África e nos Estados Unidos. As bacias paleozóicas brasileiras contêm rochas possivelmente geradoras de idade siluriana e rochas comprovadamente geradoras de idade devoniana. Apresenta ainda adequadas e abundantes rochas-reservatório assim como selos muito efetivos, aí se incluindo os evaporitos. As intrusões e efusões vulcânicas mesozóicas que impuseram tantos constrangimentos a essas bacias também teriam propiciado, em alguns casos, a maturação da matéria orgânica e a geração do petróleo e do gás natural mesmo em áreas onde os geradores não poderiam ter atingido a necessária maturação por soterramento. Mesmo sem considerar o paradigma do Solimões, todas as outras

três bacias, Amazonas, Parnaíba e Paraná, apresentam exuberantes indícios de óleo e gás e/ou contêm acumulações subcomerciais já descobertas.

### 6.3 O Plano Decenal da ANP

Durante o Congresso Mundial de Petróleo, realizado no Rio de Janeiro no final de 2002, o Diretor da ANP J. Forman, apresentou o “Programa de Obtenção de Dados para Exploração de Petróleo – Plano Decenal de Estudos e Serviços de Geologia e Geofísica Aplicados à Prospecção de Petróleo e Gás Natural – Prioridades 2002”. Nesse trabalho, a ANP faz referência ao período do monopólio quando a Petrobras, além de comportar-se como uma companhia de petróleo competitiva, explorando e produzindo petróleo da forma mais rentável possível nas bacias mais atrativas, também executava programas estratégicos de longo prazo visando à avaliação sistemática do potencial petrolífero do subsolo brasileiro, investindo, se bem que modestamente, mesmo nas áreas de fronteira. Depois, a ANP mostra a necessidade de efetuar trabalhos naquelas bacias marítimas e terrestres que se mostraram menos atrativas para os operadores da indústria. Menciona-se que os recursos para a execução desses trabalhos de geologia e geofísica são aqueles oriundos da cota parte da participação especial destinados ao MME, conforme o Art. 50, § 2º, Inciso I, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 (conhecida como Lei do Petróleo).

De acordo com a exposição do Diretor Forman, as previsões constantes nos planos anuais de produção de petróleo no Brasil assim como as previsões dos planos de desenvolvimento permitem prever a preservação desses recursos durante todo o tempo deste Plano Decenal. Em princípio, a ANP contrataria levantamentos de aeromagnetometria, gravimetria, sísmica terrestre 2D, sísmica de zona de transição, geoquímica de superfície, amostragem geoquímica marítima através de piston core, perfuração de poços estratigráficos (quando for o caso) e estudos integrados de análise de bacia. As bacias sedimentares brasileiras foram agrupadas nas seguintes quatro categorias:

1. Bacias marítimas produtoras e promissoras – nessas bacias seriam apenas realizados alguns estudos integrados de mapeamento dos sistemas petrolíferos e, eventualmente, levantamentos de sísmica 2D em zona de transição.
2. Bacias marítimas de nova fronteira – nessas bacias, além do estudo integrado dos sistemas petrolíferos e dos levantamentos sísmicos em zona de transição, também seriam realizados levantamentos de sísmica 2D em águas ultraprofundas.
3. Bacias terrestres maduras – nessas bacias seriam realizados processamentos e reprocessamentos de dados sísmicos, levantamentos sísmicos 3D ou experimentais e estudos de geologia integrada com engenharia de reservatório.
4. Bacias terrestres de nova fronteira – nessas bacias seriam realizados levantamentos aeromagnetométricos de alta resolução, gamaespectrométricos, aerogravimétricos, assim como levantamentos de sísmica de reconhecimento (ao longo de transectas), geoquímica de superfície na escala de semidetalhe e, eventualmente, se perfuraria poços estratigráficos.

A ANP reconhece que o maior problema é representado pela última categoria de bacias terrestres de nova fronteira, onde se incluem as bacias paleozóicas interiores assim como as bacias interiores de idade ainda indefinida. Estas bacias com uma área da ordem de 4.300.000 km<sup>2</sup> demandariam os maiores esforços e investimentos do Plano Decenal.

Para o período 2002 – 2003, a ANP previa levantamentos marítimos de amostragem geoquímica por piston core na Bacia de Pelotas, levantamentos aerogravimétricos em áreas selecionadas das bacias do Paraná, do São Francisco e do Parnaíba, bem como levantamentos aeromagnetométricos em parte da Bacia do Parnaíba.

Louva-se o esforço da ANP no sentido de cumprir uma de suas finalidades institucionais através destes levantamentos regionais, voltados para o fomento da exploração de petróleo em bacias destituídas de uma massa crítica de dados e, quiçá por isso, consideradas menos atrativas pela indústria. Discorda-se apenas quanto à natureza dos levantamentos e à relativa timidez dos esforços.

#### 6.4 Demandas das Bacias Interiores Paleozóicas

O mapa da figura 18 mostra a posição relativa e as áreas recobertas pelas bacias sedimentares brasileiras aqui discutidas. No mapa da figura 19 (ANP – BDEP – WEB MAP) apresentam-se as linhas sísmicas públicas que, no caso da maioria das bacias terrestres brasileiras, coincidem com o total de dados sísmicos existentes, pois nada foi levantado além disso.

Na figura 21 apresenta-se um mapa mais detalhado com as linhas sísmicas existentes nas bacias do Acre, Solimões e Madre de Deus. Foi desenhado tentativamente um programa de linhas sísmicas de acordo com amplo reconhecimento, com uma malha muito larga da ordem de 100 ´ 100 km. Esta proposta tem como objetivo obter um arcabouço tectono-sedimentar fundamental dessas bacias que incluisse a conformação da sub-bacia, a delimitação de suas bordas e a definição dos arcos intrabasinais. Essas feições regionais, ainda totalmente indefinidas poderiam conter expressivas acumulações de hidrocarbonetos, admitida a hipótese da migração à longa distância, comum nesse tipo de bacia.

Apesar de se tratar de um amplo reconhecimento, com grande afastamento entre as linhas, somente este exercício envolveria aquisição de cerca de 14.000 km lineares de linhas sísmicas, equivalentes à cerca de 70 equipes/meses ou cerca de seis equipes/ano ou ainda ao trabalho de duas equipes durante cerca de três anos. Para os que consideram essa tarefa gigantesca ou até mesmo irrealizável, assinala-se apenas que a tarefa é consoante com as dimensões das bacias sedimentares brasileiras na imperiosa necessidade de se avaliar seu potencial petrolífero.

No mapa da figura 22 esse mesmo exercício foi desenhado para a Bacia do Amazonas. O reconhecimento muito amplo dessa bacia que apenas permitisse uma imagem razoável para modelagem dos processos essenciais da bacia, envolveria um levantamento da ordem de 8.000 km de linhas sísmicas. Exercícios semelhantes para as bacias paleozóicas do Parnaíba e do Paraná constam das figuras 23 e 24, contemplando respectivamente o levantamento de 9.000 km de linha sísmica de

reconhecimento para o Parnaíba e de 12.000 km de linha sísmica de reconhecimento para o Paraná. A tabela IX abaixo, resume a demanda de sísmica de reconhecimento das quatro grandes bacias paleozóicas:

**TABELA IX**  
**DEMANDA ATUAL DE SÍSMICA PARA UM AMPLO RECONHECIMENTO**  
**(MALHA 100 ´ 100 km) DAS BACIAS INTERIORES PALEOZÓICAS**  
**BRASILEIRAS**

BACIA	DEMANDA (km)
SOLIMÕES (*)	14.000
AMAZONAS	8.000
PARNAÍBA	9.000
PARANÁ	12.000
TOTAL	43.000

(\*) Inclui o reconhecimento das margens das bacias e dos arcos intrabasinais.

Estes 43.000 km lineares de sísmica de reconhecimento equivalem à cerva de 215 equipes meses, ou cerca de 18 equipes/ano, o que demandaria a atuação de seis equipes durante três anos ou de quatro equipes durante cerca de quatro anos e meio ou, ainda, de três equipes durante seis anos. O custo total destes levantamentos de reconhecimento, considerado o custo médio de US\$ 10,000.00/km, seria da ordem de US\$ 430,000,000.00.

No mapa da figura 25 foi desenhado exercício semelhante para a bacia interior do São Francisco. Apenas o reconhecimento completo da Bacia do São Francisco, numa malha muito larga, demandaria a aquisição de cerca de 6.000 km de linhas sísmicas.



## 6.5 Demandas de Detalhe

A demanda para as bacias costeiras não produtoras e para as bacias interiores menores foi calculada a partir de suas respectivas áreas totais e da demanda de novas coberturas em malhas de semidetalhe, da ordem de 5 x 5 km. Os resultados deste exercício constam da tabela X, que se segue:

**TABELA X**  
DEMANDA DE SÍSMICA E MALHAS DE SEMIDETALHE (5 x 5 km)  
DAS BACIAS TERRESTRES COSTEIRAS NÃO PRODUTORAS  
E DAS BACIAS INTERIORES MENORES

BACIA	ÁREA	DEMANDA (km)
ACRE	1.6.000	43.000
TACUTU	18.000	7.000
MARAJÓ	114.000	46.000
BARREIRINHAS	8.500	3.000
TUCANO-JATOBÁ	15.500	6.000
OUTRAS	10.000	4.000
TOTAL	272.000	109.000

As figuras 26, 27 e 28 mostram mapas com as principais áreas costeiras indicadas para a execução de levantamentos sísmicos de zona de transição: bacias da Foz do Amazonas, Barreirinhas e Potiguar. A demanda dessas bacias foi estimada com base nas áreas a serem cobertas e uma utilização de malhas sísmicas de detalhe, da ordem de 2,5 x 2,5km, conforme indicado na tabela XI, abaixo:

**TABELA XI**  
ESTIMATIVA DA DEMANDA DE SÍSMICA DE ZONA DE TRANSIÇÃO  
NAS BACIAS DA FOZ DO AMAZONAS, BARREIRINHAS E POTIGUAR  
(MALHA 2,5 x 2,5 km)

BACIA	ÁREA ESTIMADA (km <sup>2</sup> )	DEMANDA (km)
FOZ DO AMAZONAS	10.000	8.000
BARREIRINHAS	5.000	4.000
POTIGUAR	10.000	8.000
TOTAL	25.000	20.000

Muito embora se considere necessário também levantar sísmica de zona de transição na Baía de Todos os Santos e em algumas áreas costeiras do Sul da Bahia, essa demanda não foi agora considerada, dadas as restrições ambientais que poderão tornar-se intransponíveis. Numa fase futura desse Projeto deve-se analisar em profundidade esta questão assim como verificar a possibilidade de se efetuar levantamentos fluviais e dentro dos reservatórios de grandes barragens (os primeiros poderão ser utilizados nas bacias do Solimões, do Amazonas e do Marajó; os segundos poderão ser de alguma utilidade para testes em algumas bacias problemáticas como a do Paraná).

Os esquemas que constam nas figuras 29, 30 e 31 constituem-se em exercícios e exemplos práticos quanto às dimensões de malhas de levantamentos sísmicos para as diferentes finalidades (reconhecimento, semidetalhe e detalhe).

## 6.6 Conclusão

Em que pese o elevado potencial das bacias sedimentares marítimas, a avaliação sistemática do potencial petrolífero do subsolo brasileiro não prescinde da avaliação, também sistemática e conclusiva, das grandes bacias terrestres, notadamente das paleozóicas. No entanto, o reconhecimento adequado dessas bacias requer aplicação de vultosos investimentos de elevados riscos, remetendo esta tarefa a entidades governamentais destinadas ao fomento da atividade exploratória e dotadas, por força de lei, dos recursos financeiros para tanto. No atual contexto, recomenda-se:

1. Fomentar a atividade das companhias petrolíferas através da aquisição de uma massa crítica de dados e informações que permita a efetiva avaliação do potencial petrolífero e dos fatores de risco (killing factors) dessas bacias.
2. Efetuar o dimensionamento e a avaliação efetiva dessa tarefa com o objetivo de estabelecer um arcabouço tectono-sedimentar e o efetivo mapeamento dos sistemas petrolíferos e conseqüente focalização das principais áreas a serem exploradas.
3. Conduzir metodicamente as atividades exploratórias básicas assim dimensionadas com persistência e continuidade até atingir os objetivos preconizados.

Assim, em uma primeira etapa, recomenda-se efetuar nessas quatro bacias extensivos levantamentos de levantamentos sísmicos, com utilização das tecnologias de aquisição mais modernas e adequadas para desenhar e modelar os principais elementos e processos dos seus sistemas petrolíferos.

Finalmente, quanto às bacias terrestres interiores ainda indefinidas – Alto Tapajós, Parecís e São Francisco – as recomendações são semelhantes, apesar da sua menor prioridade. Com exceção, talvez da Bacia do São Francisco, ainda inexistem nessas bacias muitos dos fatores favoráveis acima mencionados para as bacias paleozóicas e a eventual edificação de um acervo de dados que constitua uma massa crítica para avaliação de potenciais e riscos acarretará investimentos ainda maiores. Nesse contexto, recomenda-se investir prioritariamente na Bacia do São Francisco, tanto pelos seus exuberantes indícios de gás natural quanto pela posição geopolítica, mesmo assim, no entanto, com prioridade inferior à das bacias paleozóicas. Na

tabela XII, que se segue, consta um resumo geral de todas as atuais demandas e suas respectivas prioridades exploratórias, de acordo com os exercícios aqui realizados.

Como já mencionamos anteriormente, é improvável que os problemas mais relevantes das bacias interiores brasileiras possam vir a ser resolvidos através de levantamentos aerogravimétricos, aeromagnéticos e gamaespectrométricos. A proposição do Plano Decenal quanto ao reconhecimento sísmico das bacias interiores parece-nos bastante interessante, embora tímida, face à efetiva demanda dessas bacias, ao tempo envolvido, e ao montante dos recursos disponíveis por lei. Esperamos que a ANP possa rever em base nessas e outras sugestões este plano de levantamentos geofísicos regionais.

**TABELA XII**  
**SÍNTESE DAS DEMANDAS ATUAIS EFETIVAS E TEÓRICAS**  
**DE SÍSMICA DE REFLEXÃO NAS BACIAS SEDIMENTARES BRASILEIRAS**

TIPOS DE BACIAS	MODALIDADE DA DEMANDA	DEMANDA (km)	PRIORIDADE
A Marítimas (Águas Normais e Profundas)	Demanda efetiva dos operadores (Tabela V)	127.500 (*)	1
Total	-	127.500 (*)	1
Costeiras Zona de Transição	Demanda teórica (Tabela IX – detalhe 2,5 x 2,5 km)	20.000	3
Total	-	20.000	3
A Bacias Terrestres Produtoras	Demanda efetiva dos operadores (Tabela VI)	2.100 (**)	1
Bacias Terrestres Costeiras não Produtoras e Interiores Menores	Demanda teórica (Tabela X – semidetalhe 5 x 5 km)	109.000	3
Bacias Paleozóicas Interiores	Demanda teórica (Tabela IX – amplo reconhecimento 100 x 100 km)	43.000	2
Bacia Indefinida do São Francisco	Demanda teórica (amplo reconhecimento 100 x 100 km)	6.000	3
Outras Bacias não Definidas	Demanda não dimensionada nesta data	-	4
Total Terra	-	160.100	
Total Geral (***)	Mar – Transição – Terra	307.600	

(\*) Parte dessa demanda efetiva dos operadores/concessionários já pode ter sido levantada ou renegociada com a ANP.

(\*\*) Demanda com tendência a aumentar. Pode ter sido renegociada parcialmente com a ANP.

(\*\*\*) Observe-se o caráter tentativo destas estimativas. Valores precisos devem ser calculados com base nos mapas geológicos e geofísicos efetivos de cada bacia.

**7**

**Possibilidades de financiamentos e incentivos.**

Apesar do caráter institucional da maioria das fontes de financiamentos, tentaremos fazer um resumo das principais fontes de financiamento e incentivo para atividades relacionadas à exploração de petróleo, portanto inerentes à própria cadeia produtiva da indústria. Pela ordem, será feita menção às seguintes questões chaves:

1. Cota Parte da Participação Especial.
2. Plano Nacional de Ciência e Tecnologia de Petróleo e Gás Natural – CTPETRO.
3. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES.
4. Bancos Federais e Estaduais – Banco do Brasil, BNB, BRDE, etc.
5. Fundo de Marinha Mercante – FMM.
6. Instituições Internacionais – ALURE, IFC, etc.
7. Fundos de Pensão – PETROS, etc.
8. Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural – PROMINP.

### 7.1 Cota Parte da Participação Especial

Como já foi mencionado, a nova Lei do Petróleo, Lei nº 9478, de 6 de agosto de 1997, dedica seu Capítulo V às atividades de exploração e produção. Na Seção VI deste capítulo trata-se das participações, constando do Artigo 45:

“O contrato de concessão disporá sobre as seguintes participações governamentais, previstas no edital de licitação:

- I – bônus de assinatura;
- II – royalties;
- III – participação especial;
- IV – pagamento pela ocupação ou retenção de área.”

O Artigo 50 estabelece: “O edital e o contrato estabelecerão que, nos grandes volumes de produção, ou de grande rentabilidade, haverá o pagamento de uma participação especial a ser regulamentada em decreto do Presidente da República”. Adiante, o § 2º menciona que:

“Os recursos da participação especial serão distribuídos nas seguintes proporções:

- I – quarenta por cento ao Ministério de Minas e Energia, para o financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de petróleo e gás natural a serem promovidos pela ANP, nos termos dos incisos II e III do art. 8º.”

Estes incisos do Artigo 8º acham-se abaixo reproduzidos:

“II – Promover estudos visando à delimitação de blocos, para efeitos de concessão das atividades de exploração, desenvolvimento e produção;

III – Regular a execução de serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos destinados à comercialização, em bases não exclusivas;”

No site da ANP menciona-se:

“Participação Especial – Decreto 2.705/98 – Artigo 21º

A participação Especial constitui compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade e será paga, com relação a cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data de início da respectiva produção.”

Apenas para se ter uma idéia do montante desses recursos, observe-se que a parcela (40%) da Participação Especial creditada em 11/02/2003 ao Ministério das Minas e Energia, para competência do quarto trimestre de 2002, foi de R\$ 512.930.696,09. Esta mesma parcela creditada em 14/05/2003 e referente à competência do primeiro trimestre de 2003 foi de R\$ 639.264.230,69. Verifica-se então que o montante dos recursos, previstos em lei, destinados ao MME para as finalidades mencionadas são da ordem de seiscentos milhões de reais por trimestre ou, da ordem de dois bilhões e quatrocentos milhões de reais por ano, correspondendo aproximadamente a US\$ 800,000,000.00. Apesar de parecerem exageradas as nossas previsões quanto às atuais demandas teóricas de sísmica de reflexão para as bacias sedimentares brasileiras, existem recursos previstos em lei mais do que suficientes para financiar essa atividade.

## 7.2 Plano Nacional de Ciência e Tecnologia de Petróleo e Gás Natural – CTPETRO

De acordo com o *site* da ANP:

“O CTPETRO é constituído pelos programas de amparo à pesquisa científica e ao desenvolvimento tecnológico aplicados à indústria de petróleo e gás natural, estabelecidos pela Lei nº 9.478/97, tem como objetivo contribuir para o desenvolvimento sustentável do setor, visando ao aumento da produção e da produtividade, redução de custos e preços e à melhoria da qualidade de produtor e da vida de seus usuários.

A sustentação financeira do CTPETRO dá-se por meio dos recursos oriundos dos royalties do petróleo repassados pela Agência Nacional do Petróleo – ANP – ao Ministério da Ciência e Tecnologia – MCT –, conforme previsto na Lei nº 9.478/97. Estes são transferidos ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT.

Os recursos são administrados pela Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP –, conforme diretrizes do Plano Nacional de Ciência e Tecnologia do Setor Petróleo e Gás Natural – CTPETRO – com apoio técnico da ANP.

Aplicação dos recursos se operacionaliza, preferencialmente, na forma de editais para financiamento de programas e projetos selecionados, sendo contratados mediante convênios com as universidades e os centros de pesquisa do país.

Do montante dos recursos no mínimo 40% serão aplicados em programas liderados por instituições das regiões Norte e Nordeste do País.”

Em resumo, os fundos do CTPETRO vem sendo utilizados com sucesso tanto para financiar os programas de pesquisa e desenvolvimento científico na área de petróleo quanto para financiar um vasto programa para desenvolvimento de recursos humanos. Uma vez entendido que a atividade relacionada à sísmica de reflexão possa ser considerada como atividade de pesquisa tecnológica e até que a atividade de levantamento de linhas sísmicas de reconhecimento em bacias terrestres interiores pudesse ser enquadrada como atividade de pesquisa, o atendimento às demandas aqui dimensionadas poderia também ser, ao menos parcialmente, financiado pelos recursos do fundo setorial CTPETRO. Ressalte-se, contudo, que nesse caso a entidade executora deveria ser necessariamente uma universidade brasileira ou um centro de pesquisa, respeitada ainda a prioridade a sua localização nas regiões Norte e Nordeste.

Vários programas de pesquisa na área da geofísica estão sendo hoje financiados por esse fundo e que, mesmo no futuro, o CTPETRO pode e deve ser uma fonte importante de recursos para financiar a pesquisa na área de sísmica de reflexão. O próprio Projeto ONIPGEO está sendo financiado pelos recursos desse fundo setorial. Apesar disso, considera-se pouco provável que os extensos levantamentos, demandados no atual contexto exploratório brasileiro, possam vir a ser financiados pelo CTPETRO e englobados como programas de pesquisa ou de desenvolvimento tecnológico.

Para aqueles que desejarem obter informações detalhadas acerca da aplicação do Fundo Setorial encontra-se vasta documentação disponível na internet, incluindo um Manual Operativo, Diretrizes Gerais e Temas Prioritários, Estratégias e Mecanismos, assim como o Relatório Final do Projeto Tendências (Projeto coordenado pela ANP visando ao estabelecimento de critérios para aplicação dos recursos do CTPETRO).

### 7.3 Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES

O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES – é uma empresa pública federal vinculada ao Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, que tem como objetivo financiar em longo prazo os empreendimentos que contribuam para o desenvolvimento do país. Criado em 1972, o BNDES possui uma o BNDESPAR, que objetiva fortalecer a estrutura de capital das empresas privadas e desenvolver um mercado de capitais, e o FINAME, que financia a comercialização de máquinas e equipamentos e administra operações de financiamento à exportação. Os produtos e serviços do BNDES e de suas subsidiárias atendem às necessidades de investimento das empresas de qualquer porte e setor, estabelecidas no país. A parceria com instituições financeiras, com agências estabelecidas em todo o país, permite a disseminação do crédito possibilitando um maior acesso aos recursos do BNDES (site [gasenergia.gov.br](http://gasenergia.gov.br)).

Até o ano passado (2002), o BNDES mantinha o programa denominado PROGAP – Programa de Apoio a Investimentos em Petróleo e Gás que se destinava a financiar empresas privadas na implantação, ampliação e modernização dos empreendimentos

do setor de petróleo e gás, estendendo-se por toda a cadeia produtiva. Os investimentos financiáveis seriam:

- Desenvolvimento da produção de campos de petróleo e gás natural, inclusive recuperação de campos maduros.
- Refinaria e unidades de beneficiamento de gás.
- Dutos de transporte e de distribuição de petróleo e gás natural, inclusive dutos de transferência.
- Usinas termelétricas a gás natural, inclusive plantas de co-geração.
- Infra-estrutura logística e de serviço de apoio.

No site da ANP, entre os organismos de financiamento menciona-se o BNDES e em especial o PROGAP. Hoje, no entanto, no site do BNDES não há mais referência específica ao PROGAP, pelo que entendemos que a atual gerência do banco deva ter reformulado este programa. Aparentemente, um convênio específico com essa finalidade teria sido firmado entre o BNDES e a ANP em outubro do ano passado e estranhamente não encontramos atualmente referências a esse respeito.

Mesmo não existindo um programa específico, ou prioridade para este, acredita-se que o BNDES, por suas finalidades institucionais, possa vir a financiar atividades de sísmica marítima e terrestre no Brasil e até alguns levantamentos preconizados nesse relatório, contanto que os agentes envolvidos tenham em mãos contratos com entidades públicas e/ou privadas.

#### 7.4 Bancos Federais e Estaduais – Banco do Brasil, BNB, BRDE, etc

Os bancos federais como Banco do Brasil e Caixa Econômica possuem linhas de crédito destinadas a financiar a indústria nacional e constituem-se, portanto, em agentes potenciais de financiamento para atividade de sísmica no Brasil. Considere-se, no entanto, que não existem nesses bancos linhas específicas de créditos para atividades relacionadas à indústria do petróleo, nem explicitação de prioridades a esse respeito.

Já alguns bancos regionais como o Banco do Nordeste (BNB) e o Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul (BRDE) possuem programas específicos destinados à área de energia e, indiretamente, à área de petróleo. O Banco do Nordeste, BNB, atua na promoção do desenvolvimento socioeconômico do nordeste, do Norte de Minas Gerais e do Espírito Santo compreendendo, em sua área de atuação, um total de 1.955 municípios. Entre os programas desse banco encontra-se o Programa de Apoio à Geração de Energia Renovável para Pequenas Comunidades do Nordeste, o Programa de Apoio ao Setor Industrial do Nordeste e o Programa Nordeste Competitivo. Alguns desses programas estão voltados para a geração de energia elétrica seja através de termelétricas, seja através de fontes alternativas.

O Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul também possui programas específicos voltados para energia e para utilização do gás natural. O Banco do



Nordeste é mencionado também no site da ANP como possível organismo de financiamento e constitui-se num agente financiador em potencial para atividades de sísmica, principalmente nas bacias maduras do nordeste e/ou no financiamento de empresas de sísmica que aí se localizarem.

### 7.5 Fundo de Marinha Mercante – FMM

A sísmica marítima acabou não sendo considerada como de demanda prioritária neste trabalho. No entanto, há uma demanda explícita de sísmica ao menos para a zona de transição que envolve a utilização de embarcações especializadas e/ou adaptação de outras embarcações, como por exemplo, os supply boats. Quanto a estas embarcações deve-se ressaltar que existem, no Brasil, linhas de financiamento específicas com esta finalidade. Entre os agentes mais importantes menciona-se o Fundo de Marinha Mercante – FMM. Deixamos de detalhar aqui este tema por ser muito específico e mais referente à área de construção naval do que à área de geofísica.

### 7.6 Instituições Internacionais – ALURE, IFC, etc

Existem, evidentemente, várias instituições internacionais que poderiam financiar atividades de geofísica no Brasil. Citam-se aqui apenas dois exemplos.

O Programa ALURE, iniciado em 1996, é uma iniciativa financiada pela Comissão Européia, para promover oportunidades de negócio no setor de energia entre a União Européia e a América Latina. O programa financiou até hoje 26 projetos, sendo que dois especificamente no setor de gás: Desenvolvimento de Gás Natural e Medição em Metros com Smart Card para gás residencial.

Por outro lado, a Companhia Queiroz Galvão Perfurações S.A. (QGP), subsidiária para petróleo e gás da Queiroz Galvão S.A. obteve da International Finance Corporation (IFC), órgão do Banco Mundial que financia o setor privado, um empréstimo de US\$ 40,000,000.00 para apoiar as operações de exploração e produção. Segundo o Banco Mundial, esse financiamento demonstra o apoio a uma empresa local crescente na exploração e produção no setor de petróleo e gás, que foi recentemente liberalizado no Brasil.

Instituições internacionais constituem-se em agentes financiadores potenciais para atividade de sísmica, muito embora, consideradas as características próprias desse programa e a imperiosa necessidade de desenvolver uma indústria efetivamente nacional, melhor seria utilizar os agentes financiadores nacionais e os recursos que a nova legislação do petróleo assegura para essas atividades.

### 7.7 Fundos de Pensão – PETROS, etc

A PETROS é o segundo maior fundo de pensão do Brasil em total de ativos, possui 30 anos de experiência, sendo mantida atualmente por 18 empresas patrocinadoras e 90.000 associados. Para garantir o seu funcionamento, a PETROS costuma investir seu patrimônio em aplicações que tenham rentabilidade e

segurança. Atualmente a PETROS possui participação em várias empresas na área de energia, principalmente na TermoBahia. A PETROS também já investiu na Companhia Petrolífera de Marlim e fomentou investimentos no setor de energia através da criação de três fundos de private equity em parceria com o BNDESPAR. Apesar de considerar relativamente remotas as possibilidades de um fundo de pensão investir numa atividade tão especializada quanto a de levantamentos geofísicos, estas entidades constituem-se em agentes financiadores potenciais que não podem ser desprezados.

## 7.8 Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural – PROMINP

O PROMINP foi criado dentro da área de atuação do Ministério das Minas e Energia (MME). O Programa tem como motivação “fazer da produção de petróleo e gás natural, transporte marítimo e duto viário, refino e distribuição de derivados, oportunidades de crescimento para a indústria nacional de bens e serviços, criando empregos, gerando riquezas e divisas para o Brasil” (palestra do MME sobre o PROMINP – DF, 10.07.03). O objetivo do PROMINP é o de “maximizar a participação da indústria nacional de bens e serviços, em bases competitivas e sustentáveis, na implantação de projetos de óleo e gás no Brasil e no exterior”.

Quanto à administração do programa entende-se que o Ministério das Minas e Energia seria seu gestor e promotor, a Petrobras atuaria como operadora líder, o IBP como coordenador da participação das outras operadoras e a ONIP como coordenadora da participação das associações. Prevê-se a existência de um Comitê Diretivo constituído pelo Ministro das Minas e Energia, Presidente e Diretor de Serviço da Petrobras, Presidente da ONIP, Presidente do BNDES e Presidente do IBP. Prevê-se também a existência de um Comitê Executivo constituído pela Secretaria de Petróleo e Gás do MME, Gerente Executivo de Engenharia da Petrobras, Coordenador Executivo do próprio PROMINP, Diretor da ONIP, Presidentes das Associações (ABCE, ABDIB, ABEMI, ABIMAQ e SINAVAL), Diretor do IBP e Diretor do BNDES.

É ainda relativamente cedo para perceber em maiores detalhes qual será a inserção do PROMINP no atual cenário de fomento, financiamento e incentivo à indústria nacional de petróleo. Mesmo assim, queremos crer que o PROMINP acabe se estruturando na gestão e no apoio a uma série de projetos setoriais entre os quais poderia perfeitamente existir o de apoio à sismica.



**8**

**Seleção de empresas para execução de trabalhos de sísmica e síntese das competências.**

Após alguns anos de redução das atividades sísmicas em terra e do total predomínio das atividades de sísmica no mar a cargo de empresas internacionais, as atuais competências brasileiras encontram-se fortemente reduzidas e limitadas às instituições estatais, notadamente a Petrobras, as universidades e alguns centros de pesquisa dedicados à geofísica. As competências empresariais, entendidas como efetivas competências de entidades privadas brasileiras para as atividades sísmicas, hoje praticamente inexistem, em que pese o boom estimulado pela Petrobras nos anos 70 e 80.

Certamente, ainda resta no Brasil pessoas com competências para toda a cadeia produtiva da sísmica de reflexão: aquisição de dados, processamento e interpretação. Essa oportunidade facilitaria, em muito, o retorno de empresas privadas à atividade, caso seja possível identificar atores, do setor privado, dispostos a enfrentar esse desafio num momento em que a indústria de petróleo se mostra aparentemente desinteressada na aquisição de dados sísmicos adicionais, particularmente nas bacias terrestres brasileiras.

Segue abaixo uma breve análise das possíveis competências brasileiras de entidades e empresas, agrupadas de acordo com sua natureza e seu porte:

1. Empresas internacionais de geofísica, com sede no Brasil.
2. Entidades e empresas institucionais.
3. Universidades e Centros de Pesquisa.
4. Empresas efetivamente nacionais com competência em geofísica.
5. Empresas de petróleo independentes nacionais.
6. Companhias de engenharia e perfuração.

### 8.1 Empresas internacionais de geofísica, com sede no Brasil

Durante o boom de atividades sísmicas marítimas na modalidade SPEC, registrado a partir de 1998, a ANP concedeu autorizações a várias empresas internacionais de geofísica para execução de trabalhos 2D e 3D. As empresas autorizadas para trabalhos de 2D estão abaixo relacionadas:

- Baker Hughes do Brasil Ltda
- Fugro do Brasil Ltda
- Geco do Brasil Ltda
- Grant Geophysical
- Large do Brasil Ltda
- Schlumberger Serviços de Petróleo Ltda
- Spectrum Energy and Information Technology Limited
- Veritas do Brasil Ltda.

As empresas autorizadas para levantamentos de 3D, quase que as mesmas, foram as seguintes:

- Baker Hughes do Brasil Ltda
- CGG do Brasil Participações Ltda
- Geco do Brasil Ltda
- Grant Geophysical
- PGS Investigação Petrolífera Ltda
- Schlumberger Serviços de Petróleo Ltda
- Veritas do Brasil Ltda.

Como já foi dito anteriormente, praticamente todas as áreas de águas normais e águas profundas da Margem Continental Brasileira foram levantadas por essas companhias e acham-se detalhadas no site da ANP. Estas companhias internacionais reúnem as mais completas competências da cadeia produtiva da sísmica de reflexão. No momento, continuam instaladas no Brasil a Grant Geophysical, a PGS, a Veritas, a CGG e a Westerngeco, resultado da fusão da Geco com a Western, absorvendo também a Baker Hughes, ambas ligadas ao grupo Schlumberger.

Os escritórios dessas companhias, localizados no Rio de Janeiro, destinam-se fundamentalmente ao relacionamento com as companhias de petróleo para a venda de serviços de aquisição e processamento. Algumas dessas empresas já operaram centros de processamento também no Rio de Janeiro. Hoje, as efetivas competências técnicas de todas essas companhias encontram-se no exterior.

Não acreditamos que haja interesse de algum desses grupos em transformar-se, no momento, em empresa efetivamente brasileira para atuar na área de geofísica. Consideramos importante que algum grupo nacional, efetivamente interessado em atuar em geofísica, analise a possível associação com um desses grupos dada a forte capacitação tecnológica e experiência no ramo.

## 8.2 Entidades e empresas institucionais

Sem a menor dúvida, as melhores competências brasileiras na área de sísmica de reflexão, tanto para aquisição de dados quanto para processamento e interpretação ainda encontram-se praticamente restritas à Petrobras. Apesar disso as atividades da Petrobras ligadas à aquisição de dados sísmicos marítimos e terrestres tem se reduzido, quando comparadas àquelas de um passado recente.

A empresa estatal ainda possui uma equipe de sísmica terrestre e detém elevadas competências em processamento e interpretação de dados sísmicos, em condições, até mesmo, de desenvolver tecnologias próprias inovativas assim como de transferir para o Brasil quaisquer tecnologias que venham surgir no cenário internacional. Apesar disso é bastante improvável que a Petrobras pretenda se estabelecer no mercado brasileiro como “prestadora de serviços” de sísmica. Seu papel poderá

ser muito importante voltando a estimular a atuação do setor privado nacional como, aliás, parece que vem ocorrendo.

A CPRM já deteve elevadas competências em geofísica, aí incluindo algumas competências em sísmica de reflexão. No momento a CPRM reduziu bastante suas atividades e, infelizmente, parece não contar com apreciáveis conhecimentos em geofísica e, especificamente, em sísmica de reflexão.

A ANP possui competências em todos os seguimentos da atividade sísmica através de profissionais experientes e preparados contratados no mercado, em sua maioria oriundos da Petrobras e/ou de entidades acadêmicas brasileiras. No entanto, consideradas as exigências operacionais desta Agência, assim como a natureza das suas atividades, a ANP caracteriza-se mais como uma controladora e fiscalizadora destas atividades do que uma executora.

A Marinha do Brasil desenvolveu competências específicas para aquisição de dados marítimos de sísmica de reflexão, a partir dos anos 80 com a colaboração da Petrobras e, depois, com execução do Projeto LEPLAC, de reconhecimento dos limites exclusivos da Margem Continental Brasileira. Pelo que entendemos, no momento a Marinha não atua mais na aquisição geofísica. Embora disponha de competências para fazê-lo, considera-se improvável que venha a fornecer serviços de aquisição para o mercado.

### 8.3 Universidades e Centros de Pesquisa

Já há algumas décadas algumas universidades brasileiras foram estimuladas pela Petrobras a desenvolver competência em geofísica e, em particular, em sísmica de reflexão. A primeira foi a Universidade Federal da Bahia (UFBA) que desde os anos 60 vem oferecendo treinamento a geofísicos dentro e fora da Petrobras. Nos anos 70 e 80 a UFBA chegou a contar com um bem montado Centro de Processamento de Dados Sísmicos e desenvolveu elevadas competências para os estudos acadêmicos e teóricos de geofísica.

Mais tarde essas mesmas competências foram implantadas também na Universidade Federal do Pará (UFPA), apesar de direcionarem-se mais para geofísica de poço, especificamente para perfilagem. Mesmo assim a UFPA chegou também a desenvolver os estudos teóricos e acadêmicos para suportar a sísmica de reflexão.

No momento, existe um forte núcleo de competências em geofísica, e em especial em sísmica de reflexão dentro da Universidade Estadual do Norte Fluminense (UENF) e mais especificamente dentro do LENEP, laboratório destinado exclusivamente a estas atividades. A Universidade de Campinas (UNICAMP) desenvolveu conhecimentos específicos no ramo do processamento sísmico e possui facilidades computacionais constituídas num excelente centro de processamento de dados sísmicos. A Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC), através de convênio com a empresa norte-americana Fairfield estabeleceu também um pequeno centro de processamento de dados sísmicos.

Competências para interpretação de dados sísmicos foram desenvolvidas, através de projetos específicos tanto para a Petrobras quanto, mais recentemente, para a

ANP dentro da Universidade Federal de Ouro Preto (UFOP), Universidade Federal do Rio Grande do Norte (UFRN), Universidade Federal do Rio de Janeiro/Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia (UFRJ/COPPE) e Universidade Estadual de Rio Claro (UNESP). Estas últimas três entidades acadêmicas, UFRN, UFRJ/COPPE e UNESP, assim como a UNICAMP, estão desenvolvendo no momento grandes projetos de interpretação e processamento de dados sísmicos para a ANP.

O Observatório Nacional do Rio de Janeiro (ON) destaca-se pela manutenção de competência em todos os ramos de geofísica e também naquele de sísmica. Das universidades antes mencionadas cremos que a UFBA e a UFPA continuem se dedicando ao estudo de geofísica teórica afastando-se, porém, das competências em sísmica aplicadas à exploração de petróleo. O mesmo não estaria acontecendo com a UENF e a UNICAMP que continuariam muito ativas neste setor.

Entre as demais instituições acadêmicas brasileiras voltadas para geofísica merecem menção o Instituto Astronômico e Geofísico da Universidade de São Paulo (IAG) assim como as atividades em sismologia da Universidade de Brasília. Em que pese a excelência dessas duas instituições no campo da geofísica teórica, pouco têm atuado no campo específico da sísmica aplicada à indústria do petróleo.

#### 8.4 Empresas efetivamente nacionais com competência em geofísica

A rigor, as empresas assim caracterizadas são muito escassas, no atual contexto do mercado brasileiro. Mesmo assim algumas merecem destaque como a SDR, a Gaia e a antiga Everest.

A SDR é uma pequena empresa dedicada à operação de geofísica constituída por alguns geofísicos egressos da Petrobras, como o geofísico Roberto Viana e geofísicos egressos de companhias internacionais, como o geofísico R. M. Macdonald. Entre todas as demais a SDR destaca-se no momento como a única empresa efetivamente brasileira que reúne competências para aquisição de dados de sísmica terrestre.

A Gaia é uma empresa também brasileira, constituída por alguns geofísicos egressos da Petrobras e outros provenientes da PGS, quando esta operava no Brasil. A Gaia dispõe de um pequeno centro de processamento de dados sísmicos e, no momento, dedica-se ao reprocessamento de dados de blocos oferecidos pela ANP. Esta empresa também opera de uma forma geral no tratamento e armazenamento da informação.

A Everest foi uma empresa muito atuante no Brasil no apoio logístico às equipes de sísmica terrestres da Petrobras. Fornecendo mão de obra terceirizada, inclusive com técnicos em topografia e sismografia, a empresa chegou a ter mais de 1.000 empregados, operando notadamente nas bacias do nordeste e do Espírito Santo. Após a retração da atividade sísmica da Petrobras e após problemas financeiros decorrentes principalmente da flutuação da moeda norte-americana no Brasil, a Everest encerrou essas suas atividades. No momento, tanto os dirigentes da antiga Everest quanto seus antigos empregados estão disponíveis e poderiam retornar



facilmente ao mercado com suas notáveis capacitações no campo da aquisição de dados sísmicos terrestres.

### 8.5 Empresas de petróleo independentes nacionais

Após a abertura do setor petróleo alguns grupos nacionais decidiram formar empresa independentes voltadas para a exploração de petróleo no Brasil.

A Odebrecht chegou a abrir uma subsidiária dedicada exclusivamente à exploração e produção de petróleo no Brasil. Após assumir uma posição bastante destacada em participações em blocos de exploração e no desenvolvimento da produção de campos petrolíferos, em associação com a Petrobras, acabou vendendo todos os seus ativos e fechando a subsidiária. O mesmo aparentemente aconteceu com a Petróleo Ipiranga que também se interessou em participar de atividades de exploração e produção, tendo-se hoje retirado deste mercado.

Das companhias ainda ativas destacam-se a Queiroz Galvão, a Marítima, a Petroserv e a Starfish. Estas empresas, geralmente consorciadas, ou em associações com a Petrobras estão tendo bastante êxito em suas atividades iniciais. A Queiroz Galvão e a Petroserv, em associação com a Petrobras, teriam efetuado uma importante descoberta no litoral da Bahia. A Marítima anunciou recentemente uma razoável descoberta no Recôncavo e a Starfish, em associação com outras empresas e com a Petrobras está iniciando a produção de petróleo de alguns pequenos campos localizados na Bacia de Santos. Por isso é improvável que, no momento, estas empresas venham se interessar a entrar no campo da prestação de serviços de sísmica no Brasil, sendo potenciais clientes para essa atividade.

### 8.6 Companhias de Engenharia e Perfuração

Tradicionalmente, estas companhias foram as que decidiram operar também como companhias de serviço no campo da sísmica. Ressalte-se que a operação de equipes sísmicas terrestres, quanto a seus aspectos logísticos, operacionais e gerenciais, em muito se assemelham às atividades normais de grandes empresas dedicadas a obras de engenharia e/ou de perfuração de poço de petróleo.

Apesar das ressalvas pertinentes a duas dessas companhias (Odebrecht e Queiroz Galvão) como mencionado acima, ainda as incluímos nesta categoria por óbvias razões. De uma maneira geral estas grandes empresas de engenharia funcionam como verdadeiras holdings que controlam financeiramente vários ramos de atividades congêneres, aí podendo se incluir a aquisição de dados sísmicos. A lista abaixo é tentativa e poderá ter excluído alguns atores importantes que venham surgir num futuro próximo, mesmo assim relacionamos as principais companhias que parecem incluir-se nessa categoria:

- Odebrecht
- Queiroz Galvão
- OAS

- Andrade Gutierrez
- Camargo Corrêa
- Azevedo Travassos
- Ultratec
- Promon
- Engevix
- Iesa
- Schahin Cury
- Sotep
- Unap
- Perbras.

Dada a natureza dessas empresas, a tradição passada e o atual quadro do mercado brasileiro, acredita-se que essas companhias sejam as mais indicadas como candidatas para, em associação com empresas internacionais com competência em geofísica, virem a operar como prestadoras de serviços para aquisição de dados sísmicos terrestres no Brasil.



## Anexo

## Consolidação da indústria sísmica no Brasil

### 1. Introdução

Já há algum tempo a ONIP, como fórum para a maximização da participação da indústria nacional no setor de petróleo, tem sido palco de debates onde vem sendo externadas algumas preocupações com o nível insuficiente de investimentos em sísmica aplicada à exploração de óleo e gás no País, principalmente nas regiões em terra e nas zonas de transição. Essas preocupações incluem o papel reduzido das empresas nacionais e a perda da capacitação local existente. Do mesmo modo, tem sido enfatizado que a manutenção de atividades exploratórias compatíveis com a crescente demanda de petróleo e a sua expansão aos territórios brasileiros ainda desconhecidos, bem como a coleta de dados para o planejamento energético, poderão resultar em benefícios sociais diretos para a população e a economia das regiões prospectadas.

### 2. Antecedentes

Os investimentos em aquisição de dados sísmicos marítimos para exploração de petróleo no Brasil, após a abertura do setor em 1997, alcançaram 200 milhões de dólares ao ano. Este volume representou um crescimento maior que 200% em relação à média da década anterior sob o monopólio da Petrobras.

Os dados obtidos levaram às significativas descobertas no mar que estão alimentando os crescentes níveis de produção no País. Mesmo sem considerar os sucessos recentes como a região de Jubarte e Cachalote, por exemplo, os campos já encontrados levarão à condição teórica de auto-suficiência a partir de 2006, quando a produção nacional deverá se aproximar de 2 milhões de barris/dia (Fig. 1).

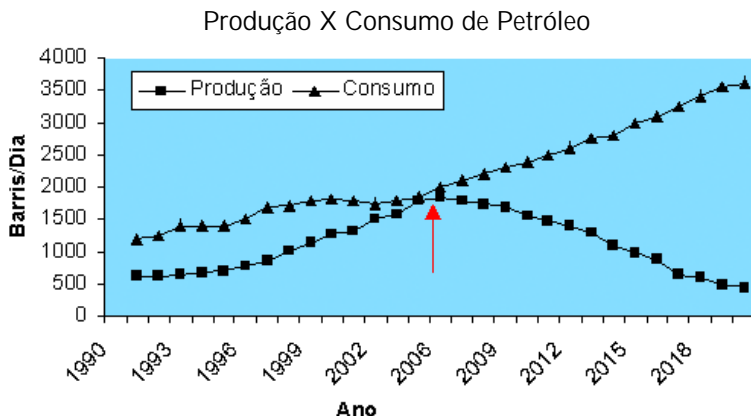


Fig. 1 - Potencial de Produção das Reservas Brasileiras  
(Fonte: ANP e Petrobras)

A partir desse momento, deverá ocorrer uma fase de equilíbrio temporário, seguido pelo decréscimo da produção. Assim, considerando projeções conservadoras de consumo, voltará a crescer o desnível entre a oferta e a demanda de petróleo no Brasil. Diante deste quadro, é necessário manter elevado o nível de descobertas, inclusive em novas fronteiras, o que requer uma crescente atividade de exploração. Com a nova legislação do setor de 1997, multiplicaram-se as companhias de petróleo sediadas no Brasil com interesse em atuar no segmento de exploração e produção. O fato é que a Petrobrás e as demais grandes operadoras decidiram formar seus portfólios de exploração com foco quase que exclusivo nas bacias marítimas e, em especial, nas águas profundas, onde os extensivos levantamentos sísmicos não-exclusivos, realizados logo nos primeiros anos pós-abertura, permitiram prescindir da aquisição de dados adicionais.

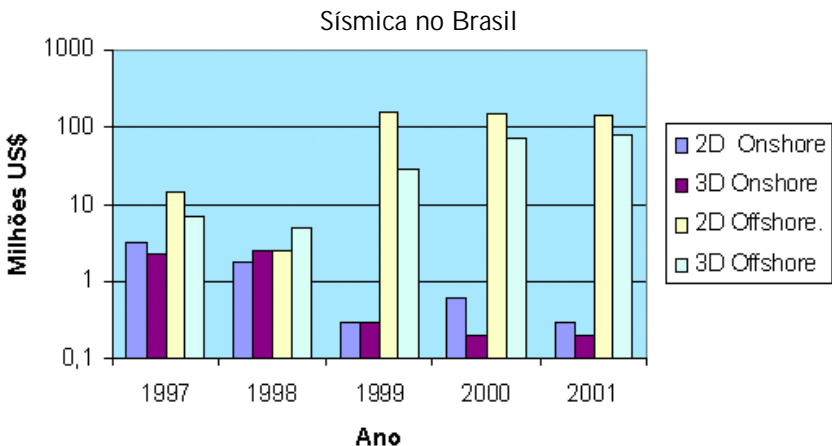


Fig. 2 – Investimentos em sísmica no Brasil

Na realidade, após um verdadeiro pico das atividades de exploração, a sísmica nacional encontra-se hoje em seu nível mais baixo dos últimos anos. A quase totalidade das bacias terrestres interiores, e mesmo das bacias costeiras e das regiões de águas rasas, permanecem na prática sem dispor de dados sísmicos utilizáveis.

Há alguns anos, em reação aos choques do Petróleo de 1979 e 1982, a Petrobras chegou a operar 14 equipes sísmicas no Brasil. Algumas dessas equipes pertenciam a empresas nacionais, que em um curto espaço de tempo atingiram níveis de produção e de qualidade competitivos em termos mundiais. Atualmente, encontra-se em operação uma única equipe em terra, da própria Petrobrás. No mar e em zonas de transição as atividades hoje são apenas esporádicas e de pouca monta.

### 3. Seminário “Participação Nacional na Consolidação da Indústria Sísmica no Brasil”

Como parte de suas ações, o projeto realizou em maio de 2003 o seminário “Participação Nacional na Consolidação da Indústria Sísmica no Brasil”, com a efetiva participação da indústria, centros de pesquisa, ANP, Petrobrás, IBP, FINEP, ABRAPET, SBGf e IAGC, entre outros. O intercâmbio franco de informações entre os palestrantes e a platéia permitiu desenhar um quadro bastante completo do estado da indústria sísmica no Brasil.

Em síntese, em que pese a redução da exploração sísmica terrestre e marítima em todo o mundo, as novas fronteiras na Rússia, China, Indonésia, Malásia, etc., apresentam crescimento das atividades. Essas regiões se encontram em um estágio de conhecimento semelhante ao das grandes bacias interiores brasileiras, que infelizmente não despertam um interesse imediato das empresas de petróleo que operam no Brasil.

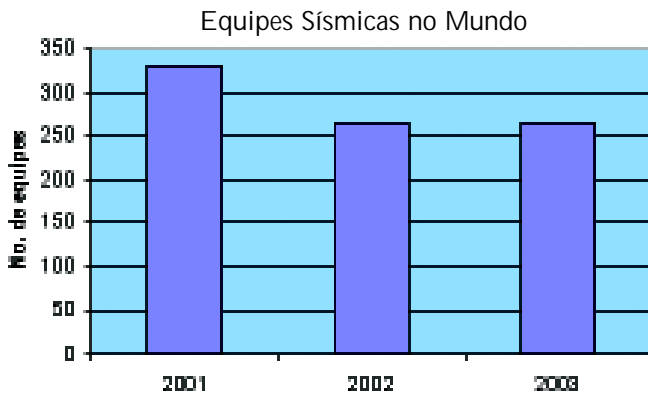
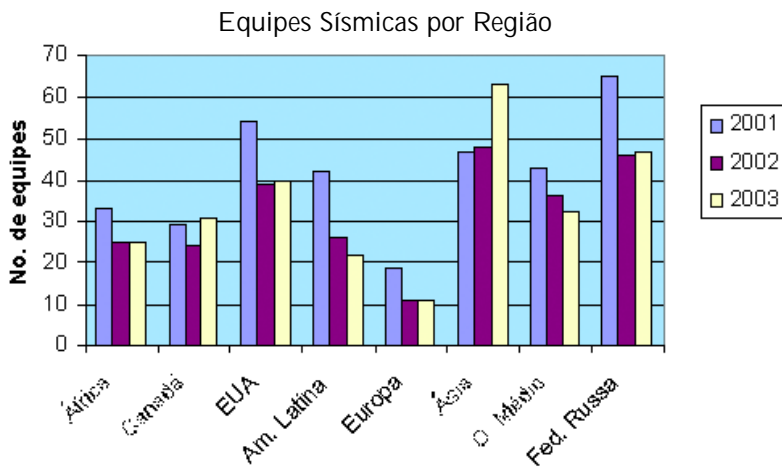


Fig. 3 – Equipes sísmicas em atividade

Há um consenso de que o potencial petrolífero da maioria dessas bacias não pode ser convenientemente avaliado devido à falta de dados. Apesar disso, algumas companhias de petróleo, notadamente as independentes de menor porte, adquiriram blocos nas áreas produtoras costeiras (Bacias do Recôncavo, Potiguar, etc...). No entanto, os blocos licitados em terra, até o momento, prevêem compromissos mínimos em um total de cerca de 1.500 km de aquisição sísmica, o que dificilmente será cumprido porque não viabilizam economicamente nem ao menos o funcionamento de uma única equipe. A própria Petrobras não tem blocos suficientes em terra para elevar seu nível de atuação além de sua única equipe existente.

Em face da atual situação, muitas empresas especializadas já desapareceram e outras estão para desaparecer. Isto acarreta a perda da capacitação brasileira, de numerosos postos de trabalho e do investimento nacional já realizado na qualificação dessa mão de obra.

Para preencher essa lacuna, a ANP elaborou em 2002 um plano decenal contemplando a execução de levantamentos geofísicos em muitas bacias sedimentares brasileiras utilizando os recursos da Participação Especial previstos na Lei 9478 (Artigo 50 §2º, Inciso 1. Ver Anexo I). Estes recursos estão estimados em 1,5 bilhão de reais ao ano, mas o seu contingenciamento impede o início do programa.

Uma equipe sísmica pode fazer o reconhecimento de uma área de 50.000 km<sup>2</sup> ao ano, o que corresponde, por exemplo, a 15% da Bacia do Parnaíba. Um investimento anual de US\$ 100 milhões é compatível com os valores da Participação Especial e permitiria manter duas equipes nessa tarefa, além de uma equipe móvel para atender às necessidades dos programas mínimos de exploração e a outros levantamentos de detalhe.

As informações apresentadas no seminário foram analisadas posteriormente por um grupo de discussão, e podem ser resumidas nos seguintes paradoxos:

1. Não há exploração nas bacias terrestres e costeiras por falta de conhecimento suficiente e não há conhecimento pela falta de exploração.
2. A Petrobrás praticamente abandonou sua atuação em terra porque não há oferta de blocos promissores e a ANP não licita essas áreas porque não há demonstração de interesse.
3. Não há levantamentos sísmicos por falta de equipes operando no País e não há equipes porque não existe demanda por levantamentos que as justifiquem.
4. Os compromissos exploratórios mínimos exigidos nas licitações da ANP demandam a mobilização de novas equipes sísmicas, mas o seu volume os torna quase que irrealizáveis.
5. As atividades exploratórias não estão sendo realizadas por falta de recursos, embora estivessem previstos R\$ 1,5 bilhões da Participação Especial.



#### 4. Resultados esperados

Os levantamentos sísmicos terrestres e costeiros envolvem dois cenários. Nas áreas maduras em plena produção, como nas Bacias do Recôncavo e Potiguar, a aquisição de dados detalhados 3D pode melhorar o aproveitamento dos reservatórios e permitir a avaliação de outros horizontes mais profundos, principalmente para ocorrências de gás. Nas novas fronteiras, podem levar à descoberta de novos campos e ao aumento das reservas conhecidas.

Diferentemente das bacias marítimas, esses levantamentos proporcionam muitos postos de trabalho para as coletividades locais. Uma única equipe sísmica terrestre ocupa de 200 a 600 pessoas. Na maioria das regiões em que a Petrobras mantinha atividades exploratórias, ainda existe mão de obra especializada disponível e ociosa. É preciso ainda ressaltar que a operação de um campo terrestre, mesmo que "marginal", pode criar centenas de empregos, inclusive não especializados. Além disso, como mostra a experiência do Mar do Norte (Fig. 4), os empregos em terra são mais duradouros que no mar.

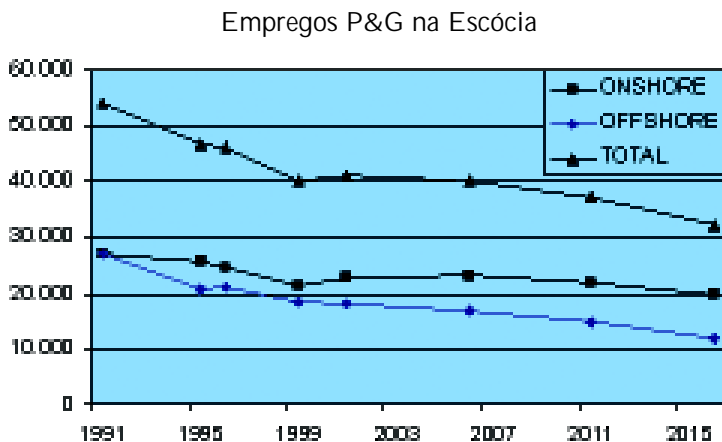


Fig. 4 - Evolução do nível de emprego na indústria de petróleo na Escócia  
(Fonte: Secretaria do Desenvolvimento Econômico de Aberdeen)

A esses benefícios, podem ser adicionados muitos outros, como por exemplo:

1. Diversos empreendimentos locais de porte pequeno e médio podem ser associados às atividades terrestres da indústria do petróleo. Por exemplo, poços gaseíferos sem rentabilidade para empresas petrolíferas podem alimentar olarias, fornos e outros pequenos negócios, gerando oportunidades antes inexistentes.
2. As atividades como hidrologia, engenharia, estudos de solos, etc..., podem ser beneficiadas com a liberação dos dados referentes às partes mais rasas das linhas sísmicas, que não tem interesse para a indústria de petróleo.
3. As facilidades em sísmica e os recursos já existentes nas universidades e nos centros de pesquisa, subsidiados pelo fundo setorial constituído com os royalties

do petróleo (CTPETRO), podem ser utilizados para o processamento e a análise dos dados, inclusive dos levantamentos antigos de bacias terrestres disponíveis.

## 5. Principais obstáculos

Ainda que sejam liberados os recursos da Participação Especial, a exploração fora dos prospectos conhecidos é um empreendimento de risco e necessita do apoio da União para atrair investidores, com incentivos que possibilitem alguma contrapartida de retorno financeiro em caso de sucesso da exploração. Um plano de negócios para um empreendimento desse tipo não pode ser pensado sem uma garantia de pelo menos alguns anos de operação.

Ainda deve ser levado em consideração que existem sérios obstáculos para a operação sísmica no Brasil, como os entraves para a internação dos equipamentos de sísmica terrestre, os encargos financeiros para o leasing daqueles não fabricados no País e as complexidades do indispensável licenciamento ambiental. Em consequência, uma equipe sísmica terrestre não poderá iniciar suas operações em menos de um ano.

## 6. Proposta de ação

1. Analisar em profundidade com os governos estaduais os reflexos sociais da intensificação das atividades de E&P nas bacias terrestres brasileiras e sensibilizar os dirigentes e representantes dos estados diretamente envolvidos.

2. Constituir um Comitê no âmbito do MME para:

a) Executar um plano de sondagem (consulta direta através de questionário padronizado) junto às operadoras (inclusive a Petrobras), atuantes no Brasil, para dar base a um diagnóstico detalhado dos pontos de possível estímulo ao investimento/atratividade das atividades exploratórias em bacias terrestres.

b) Discutir o custeio compartilhado da elaboração de tal diagnóstico da situação e potenciais da atividade exploratória terrestre no Brasil, que deverá analisar o estado atual do segmento, os interesses e modelos de negócios em jogo, as possibilidades de reformatação do sistema regulatório setorial visando incrementar a sua atratividade, e definir as diretrizes básicas do que fazer concretamente a respeito, no curto e médio prazos.

c) Analisar, discutir e implementar modificações necessárias na estrutura regulatória atualmente em vigor para estimular as atividades de aquisição de sísmica terrestre, tanto na forma de contratação direta pelas operadoras, quanto através de projetos multi-clientes ou "brokerage" de áreas, incluindo ou não alavancagem governamental (custeio parcial).

d) Analisar, discutir e implementar um "pré-licenciamento estratégico" das atividades de aquisição de dados em terra, visando dar maior celeridade e segurança aos processos comerciais em relação aos operadores e investidores interessados em comprar dados.

3. Agir junto aos órgãos competentes no descontingenciamento dos recursos da Participação Especial.
4. Definir as áreas de interesse e escolher os alvos prioritários entre os principais candidatos.
5. Determinar os parâmetros de aquisição de dados, a dimensão total das linhas sísmicas, os custos e o número de equipes.
6. Definir as fontes e formas de financiamento, o modelo de licitação e tipos de licenciamento.

## Realização



*Observatório Nacional*



Organização Nacional  
de Indústria do Petróleo

## Patrocínio



**FINEP**  
FINANCIADORA DE ESTUDOS E PROJETOS  
MINISTÉRIO DA CIÊNCIA E TECNOLOGIA

**Ministério da Ciência  
e Tecnologia**



## Apoio

