

A CRISE DA SÍSMICA TERRESTRE NO BRASIL

Tiago Pitchon Sampaio¹ (UFRJ), Antonio Carlos da Silva Carvalho² (UFRJ), Rosemarie Bröker Bone³ (UFRJ)

Curso de Engenharia de Petróleo/UFRJ
Ilha do Fundão/RJ - Rio de Janeiro
Caixa-Postal: 68548
Cep.: 21945-970
¹pitchon@petroleo.ufrj.br
²acscarvalho@click21.com.br
³rosebone@terra.com.br

A Lei do Petróleo, criada em 1997, traz a flexibilização do setor com a queda do monopólio, abrindo o mercado para a entrada de novas empresas. O objetivo era trazer investimentos para o país e ajudá-lo a atingir a auto-suficiência, diminuindo assim, a dependência do mercado externo.

Dez anos se passaram e foi observado um movimento de empresas disputando áreas *Offshore* e *Onshore*, cuja exploração já se encontrava avançada. A falta de investimentos em exploração de novas áreas tem causado reflexos em diversos setores, entre eles, em sísmica terrestre.

O Brasil já contou com 12 equipes de sísmica terrestre durante a década de 80. Desestimuladas pelo mercado, elas foram fechadas e hoje restam 4.

A exploração e produção das bacias ocorrem através de Licitações Públicas promovidas pela ANP, que podem ser resumidas nas seguintes etapas:

- Apresentação dos blocos a serem licitados junto com o pacote de dados iniciais que ela contém sobre eles (sísmica, geoquímica, métodos potenciais e outras);
- Apresentação das propostas pelas empresas (essas propostas contêm o Bônus de Assinatura, o Programa Exploratório Mínimo e o Conteúdo Local);
- Divulgação dos vencedores e assinatura dos contratos.

O PEM (Programa Exploratório Mínimo) é uma proposta de trabalho de exploração que as empresas apresentam a ANP e esse programa deve ser executado no período de tempo estipulado no Edital da Licitação. O programa é medido em Unidades de Trabalho (UT), além do cálculo das garantias financeiras. O não cumprimento do PEM faz com que a empresa perca o bloco e tenha a garantia executada.

Antes da criação da Lei do Petróleo, a Petrobras era impulsionadora da exploração das bacias terrestres e não tinha prazos para executar essas tarefas e nem despendia capital para aquisição de blocos ou para expedir cartas de garantias. Como era uma empresa estatal, o gasto exploratório ocorria mesmo em áreas que demonstrassem ser improdutivas, para que seus geólogos e toda a comunidade brasileira pudessem conhecer a formação geológica nacional. Pode-se dizer que as melhores publicações sobre o assunto são das décadas de 80 e 90 e foram publicadas em livros e boletins técnicos da empresa, justamente na mesma época do pico de equipes de sísmica terrestre no país.

Atualmente as empresas ganhadoras têm um curto espaço de tempo para executar as tarefas, o que reduz o interesse em investir nas áreas de fronteira exploratória.

Nas primeiras licitações de blocos, as áreas já possuíam sísmica fornecida pela Petrobras, considerada suficiente para a tomada de decisão das empresas participantes do leilão. Por outro lado, nas últimas licitações, em especial de bacias terrestres, foram concedidas sem uma sísmica apropriada, gerando uma incerteza às empresas participantes, que passam a exigir um prêmio de risco na forma de redução de Unidades de Trabalho. Portanto, acredita-se que o setor necessita de um novo impulsionador na exploração das bacias terrestres e esse papel deve ser desempenhado pela ANP através da utilização dos recursos da Participação Especial, pagos pelas empresas operadoras em caso de grandes volumes de produção.

Enfatiza-se que as equipes de sísmica desempenhavam um importante trabalho na descrição de bacias terrestres e marítimas, sendo as primeiras muitas vezes ainda desconhecidas; por isso, observa-se a necessidade de uma continuação desses estudos críticos.

Sísmica Terrestre-1, Petróleo-2, ANP-3, Participação Especial-4, Brasil-5.

1. INTRODUÇÃO

A Lei do Petróleo, criada em 1997, traz a flexibilização do setor com a quebra do monopólio, abrindo o mercado para a entrada de novas empresas. O objetivo é trazer investimentos para o país e ajudá-lo a atingir a auto-suficiência, diminuindo, assim, a dependência do mercado externo.

Quase dez anos se passaram e foi observado um movimento de empresas disputando áreas *Offshore* e *Onshore*, cuja exploração já se encontrava avançada, ou seja, não existe mais pesquisa em bacias de fronteira tecnológica. A falta de investimentos em exploração dessas áreas tem causado reflexos em diversos setores, entre eles, em sismica terrestre.

O Brasil já contou com 12 equipes de sismica terrestre durante a década de 80. Desestimuladas pelo mercado, elas foram fechadas e hoje restam 4.

Muitos profissionais dessas equipes já estão aposentados e não houve a renovação da mão-de-obra para a retomada do setor.

O objetivo deste trabalho é analisar o porquê da queda de investimentos no setor e a falta de sucesso das licitações da ANP em expandir o mercado e atrair novas equipes sísmicas. O artigo é dividido nas seguintes partes: (a) As Bacias Sedimentares Terrestres: nesta seção apresentar-se-á as bacias terrestres e dados comparativos de sismica, reservas e produção dos campos terrestres e marítimos. (b) Aquisição de Dados Sísmicos Terrestres no Brasil. (c) As Licitações: nesta mostrar-se-á o mecanismo de licitações, salientando como a Petrobras procedia anteriormente à Lei do Petróleo. (d) Dificuldades das Empresas: na seção serão apresentadas as dificuldades das empresas em cumprir os acordos e a dependência com relação a Petrobras. (e) Solução Proposta: nesta seção verificar-se-á como a questão do contingenciamento das Participações Especiais é tratada e a discussão quanto à solução proposta de liberação das verbas das Participações Especiais. (f) Conclusão.

2. AS BACIAS SEDIMENTARES TERRESTRES BRASILEIRAS

A exploração de petróleo iniciou no Brasil no final do século XIX nas bacias terrestres e o primeiro campo de petróleo só foi descoberto 1939, na localidade de Lobato, Bahia. O início da exploração de petróleo no Brasil se configurou na busca pelas bacias interiores Paleozóicas, porém as dificuldades técnicas e o pequeno número de sucessos nessas áreas levaram a Petrobras, criada em 1954, a ter que procurar nas bacias Cretáceas do litoral e no mar em 1968.

Diante das crises dos preços do petróleo de 1973 e 1979 e a necessidade da redução das importações fez com que a estatal brasileira buscasse petróleo em águas profundas, dado o sucesso deste tipo de empreendimento em outros países. Assim, estimulou o desenvolvimento da tecnologia *Offshore* pela Petrobras. Como consequência, obteve-se as descobertas dos campos gigantes da Bacia de Campos.

Desde então, ocorreu uma maior concentração de esforços exploratórios em águas profundas pelas próprias características do litoral brasileiro e foram marginalizadas as explorações em terra.

Como pode ser observado na Tabela 1, o Brasil possui uma área de 4.575.000 km² de bacias terrestres que equivale a 75% das bacias sedimentares no Brasil, porém menos de 20% do petróleo é produzido nessas áreas. Esta tabela mostra a área das bacias terrestres, de transição e marítimas. Vale observar que as bacias marítimas têm uma área pequena e possuem uma vasta produção.

Neste momento, torna-se importante os trabalhos de sismica, pois é um importante instrumento para a descrição de uma bacia, pois permite aos geólogos e geofísicos “verem” o que existe abaixo do solo. Logo podemos associar os conhecimentos de uma bacia à quantidade, qualidade e disposição de suas linhas sísmicas.

A figura 1 mostra um mapa do Brasil com as linhas sísmicas que foram produzidas, tanto *Onshore* quanto *Offshore*. As linhas amarelas equivalem à sismica 2D (duas dimensões) e as vermelhas, sismica 3D (três dimensões). A região em branco é o escudo cristalino e a laranja são as bacias sedimentares, sendo que no escudo não se encontra hidrocarbonetos e nas bacias sim. Pode-se ver na figura 1 que a maioria das bacias terrestres permaneceu quase inexplorada e a falta de investimentos no setor ameaça uma correta descrição de sua diagênese e dos mecanismos geotectônicos que atuam nelas. Salvam-se deste cenário as bacias maduras do Recôncavo, Sergipe, Alagoas e Tucano, pois foram pioneiras na descoberta de petróleo e suas explorações foram iniciadas antes das descobertas marítimas.

	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. LUIS *	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. LUIS com Bragança Viseu; ES com Mucuri; ACRE com Madre de Deus)

Tabela 1. Áreas das Bacias Sedimentares Brasileiras
(Quilômetros Quadrados)
Fonte: ANP, 2003.

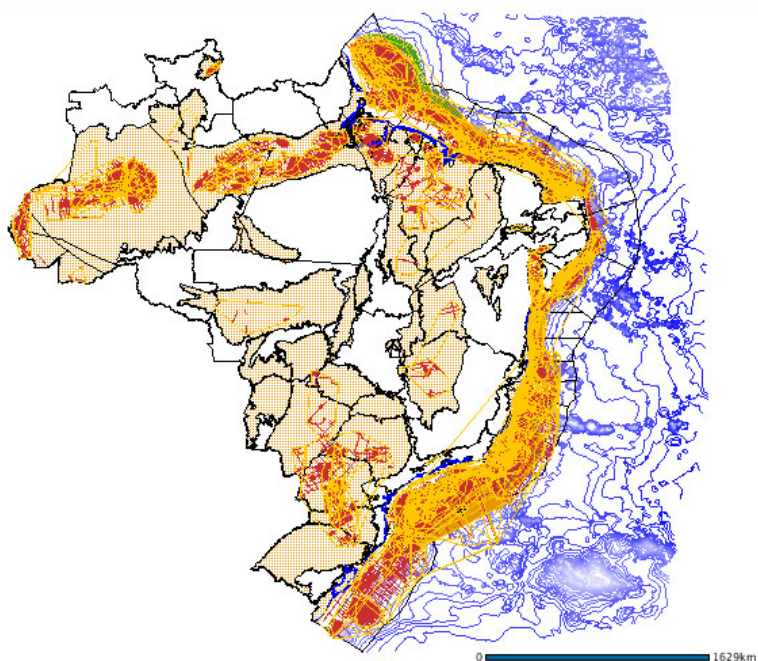


Figura 1: Bacias Sedimentares Brasileiras e suas linhas sísmicas
Fonte: ANP, 2006.

O resultado desta falta de investimentos pode ser observado nas figuras 2, que mostra a evolução da produção de petróleo pela Petrobras desde a sua criação, e figura 3, sobre a produção total de petróleo desde 1995. A produção em terra manteve-se constante, enquanto a marinha experimentou saltos imensos.

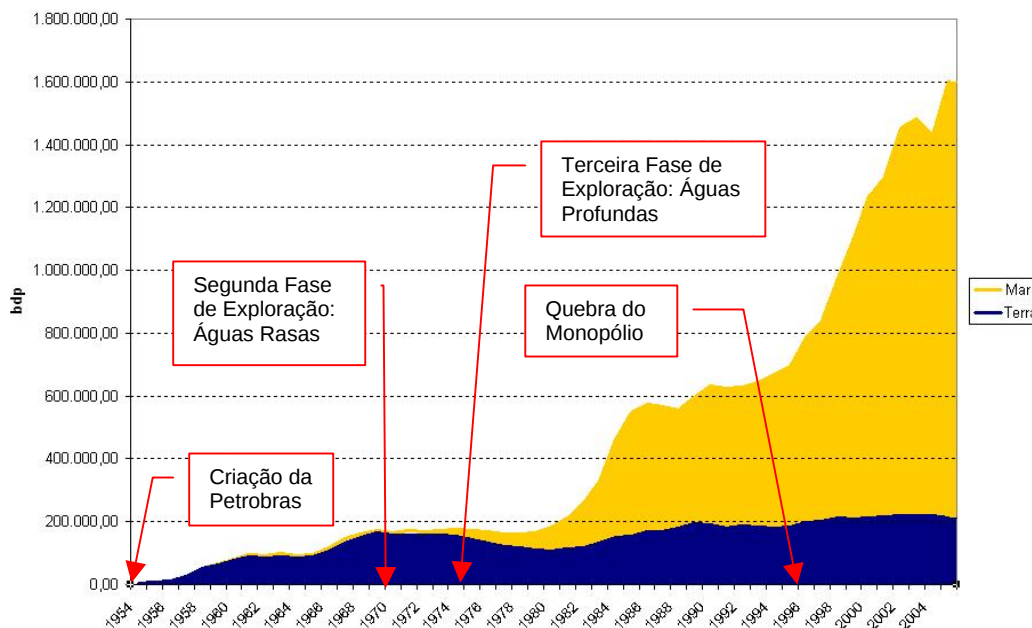


Figura 2: Produção Nacional de Óleo
Fonte: Elaboração dos autores com base em dados da Petrobras, 2006.

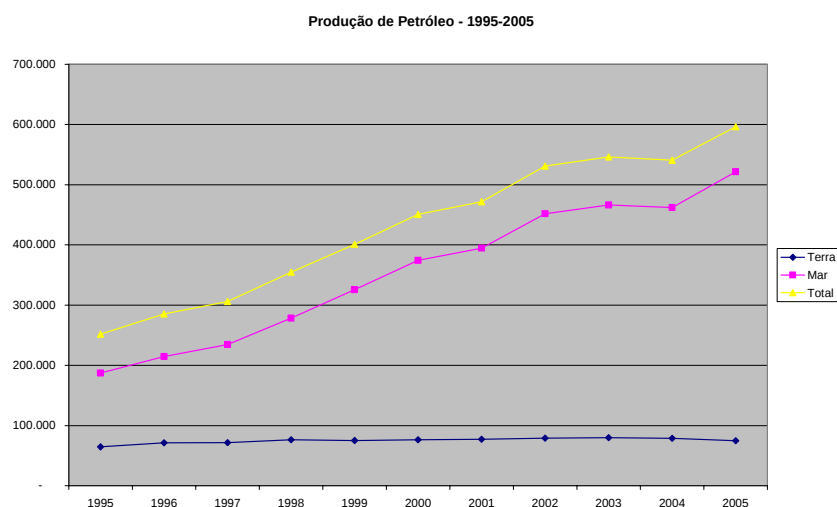


Figura 3: Produção Total de Petróleo em Terra
Fonte: Elaboração dos autores com base em dados da ANP, 2006.

De acordo com a classificação da SPE (*Society of Petroleum Engineers*), as reservas provadas correspondem a um grau de certeza de 90% de probabilidade de ocorrência de óleo e gás (técnica e comercialmente recuperáveis) enquanto que as reservas prováveis correspondem a um grau de certeza de 50% e as possíveis, 10% de probabilidade de ocorrência de óleo e gás (técnica e comercialmente recuperáveis).

A partir destes conceitos verifica-se na figura 4, as reserva de petróleo e gás totais (provadas, prováveis e possíveis) no período de 1995 a 2004. Nele podemos observar que enquanto as reservas das bacias marítimas tiveram um aumento principalmente após a quebra do monopólio, as bacias terrestres diminuíram, em especial, devido à dificuldade em encontrar grandes reservatórios em bacias maduras.

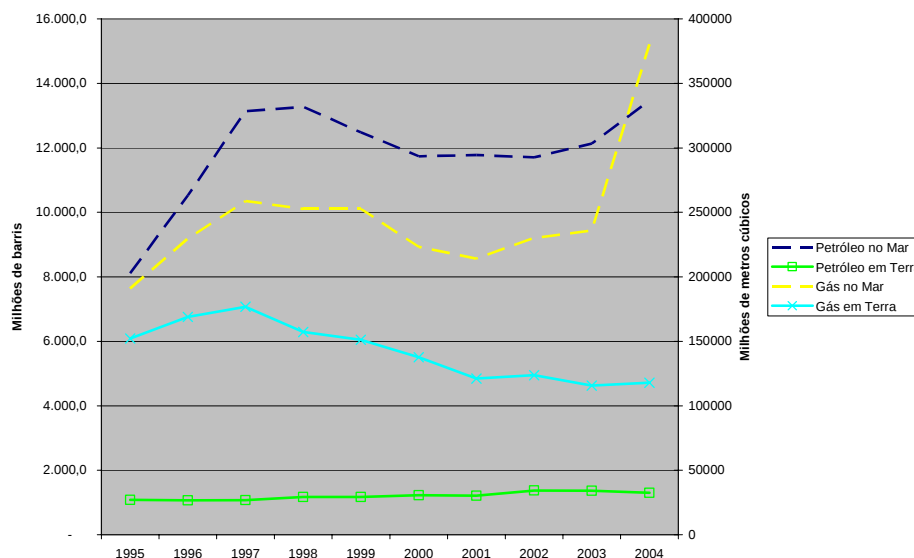


Figura 4: Reservas Totais de Gás e Petróleo
Fonte: Elaboração dos autores com base em dados da ANP, 2006.

Na figura 4 ficou enfatizado o efeito da quebra do monopólio na exploração do petróleo no Brasil ocorrida em 1997. Observa-se que as novas empresas intensificaram o investimento no setor *Offshore* e o *Onshore*, permaneceu estacionado.

Na próxima seção far-se-á um levantamento das causas desse entrave, ou seja, o que ocasionou na queda do número de equipes sísmicas e porque as licitações da ANP não conseguem reanimar o mercado.

3. AQUISIÇÃO DE DADOS SÍSMICOS TERRESTRES NO BRASIL

3.1. As Licitações

A ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) é o órgão responsável em regular o setor de petróleo no país. A exploração e produção das bacias ocorrem através de Licitações Públicas, que podem ser resumidas nas seguintes etapas:

- Apresentação dos blocos a serem licitados pela ANP junto com o pacote de dados iniciais que ela contém sobre eles (sísmica, geoquímica, métodos potenciais e outras);
- Apresentação das propostas pelas empresas (essas propostas contêm o Bônus de Assinatura, o Programa Exploratório Mínimo e o Conteúdo Local);
- Divulgação dos vencedores e assinatura dos contratos.

A fase de exploração é dividida em duas etapas: (a) a empresa deve fazer seus estudos iniciais e é opcional a perfuração de um poço e (b) a empresa deve apresentar o programa de perfuração de um poço exploratório e executá-lo ou devolvê-lo se não explorado. O período de exploração é de 3 anos para blocos maduros, sendo 2 anos dedicados a primeira etapa e 1 ano dedicado a segunda etapa e 4 anos para blocos de fronteira tecnológica, sendo 3 anos dedicados a primeira etapa e 1 ano dedicado a segunda etapa. Isso torna muito “apertado” o período de pesquisa e desenvolvimento de um poço.

O PEM (Programa Exploratório Mínimo) é uma proposta de trabalho de exploração que as empresas apresentam a ANP e esse programa deve ser executado no período de tempo estipulado no Edital de Licitação. Ele é fornecido em Unidades de Trabalho (UT) e suas equivalências aos serviços efetuados no campo, além do cálculo das garantias financeiras, são definidas em cada edital. Se a empresa não conseguir cumprir o PEM ela perderá o bloco e terá a garantia executada.

Antes da criação da Lei do Petróleo, a Petrobras era impulsionadora da exploração das bacias terrestres e não tinha prazos para execução das tarefas e nem despendia capital para a aquisição dos blocos ou para expedir cartas de garantia. Como era uma empresa puramente estatal, se permitiam gastos exploratórios mesmo em áreas que demonstrassem ser improdutivas, para que seus geólogos e toda a comunidade brasileira pudessem conhecer as formações rochosas nacionais. As melhores publicações sobre o assunto são das décadas de 80 e 90 e foram publicadas em livros e boletins técnicos da empresa, justamente na mesma época do pico de equipes de sísmica terrestre no país.

Atualmente as empresas ficam com muitos recursos retidos na ANP quando vencem as licitações, e tem um curto espaço de tempo para a execução de tarefas, o que reduz imensamente o interesse em investir em áreas de fronteira exploratória, como será visto na próxima seção.

3.2 Dificuldades Das Empresas

Uma das grandes dificuldades das empresas é conseguir fechar contratos com as equipes de sísmica. Em especial, as pequenas nacionais que observam um mercado nacional com forte favorecimento a Petrobras e as internacionais que só querem atuar no Brasil mediante contratos com mais de 1 ano.

Para compreender essa dificuldade é interessante analisar a situação da exploração das bacias maduras, cujo período de exploração da primeira fase é de 2 anos. Os dados exploratórios desses campos fornecidos pela ANP datam de mais de uma década e estão defasados tecnologicamente (Bacoccoli, 2003, pg. 64). Então, há a necessidade de reprocessá-los ou partir para a busca de dados novos. Para isso, é preciso: (a) Fazer estudos iniciais e escolher os lugares onde passaram as linhas sísmicas (tempo de aproximadamente 3 meses); (b) Obter as Licenças Ambientais (tempo de aproximadamente 6 meses); (c) Adquirir os dados sísmicos (tempo de 3 a 4 meses); (d) Processar e interpretar os dados e escolher a localização do poço exploratório (tempo de aproximadamente 6 meses).

A figura 5 mostra o tempo gasto nestas atividades, excluindo o período de aquisição de sísmica. Observando os dados e supondo que as empresas não tivessem dificuldade em obter as licenças, supõem-se igual para todos, teríamos uma janela de 9 meses para todas as empresas obterem suas sísmicas. Ou seja, a cada ano temos apenas uma janela de operação de 9 meses para as equipes sísmicas, tempo relativamente curto e pouco atrativo para a formação de novas empresas neste setor.

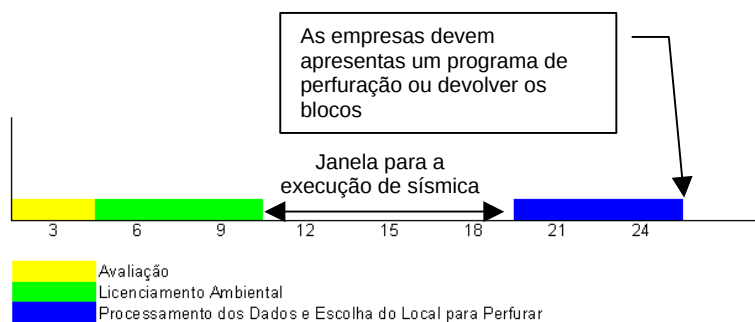


Figura 5: Gráfico das Atividades de Exploração das empresas
Fonte: Elaboração dos autores com base nos editais de Licitação da ANP.

Com apenas quatro equipes operando no Brasil, as brasileiras Petrobras, Brain e Georadar e a Grant (recentemente adquirida pela americana Geokinetics) e um portfólio de blocos pequenos, as operadoras de pequeno e médio porte estão tendo que firmar associações na operação dos blocos ou nos contratos de aquisição de dados com a Petrobras. As interessadas em avaliar a evolução dos fluidos nos reservatórios com sísmica 4D, pode usar seus campos já em produção para garantir trabalhos para mais de 1 ano.

Além disso, as empresas estão reduzindo o seu comprometimento com a ANP em suas ofertas. Apesar de licitarem mais blocos que a Petrobras, elas oferecem menos UT em suas propostas, para evitar o risco de ter a garantia executada. Baseado nos editais das 7ª e 8ª Rodadas temos as seguintes equivalências de UT:

- Poço Exploratório: 1.000 UT/ poço;
- Sísmica 2D 1: 10 UT/km;
- Sísmica 3D 2: 50 UT/km²;
- Métodos Potenciais: 10 UT/bloco;
- Garantia Financeira: 3.000 R\$/UT

Com os equivalências acima apontadas e com o gráfico das figuras 6 e 7 podemos observar que os blocos adquiridos sem a Petrobras têm uma média de UT propostas no contrato, bem inferior aos contratos de blocos adquiridos pela companhia ou em parceria. Isso demonstra o receio das operadoras em se arriscarem nas licitações, o que trava o crescimento do setor de sísmica terrestre. Em alguns blocos, as Unidades de Trabalho propostas foram de apenas 20, o que é insuficiente para executar os testes preliminares.

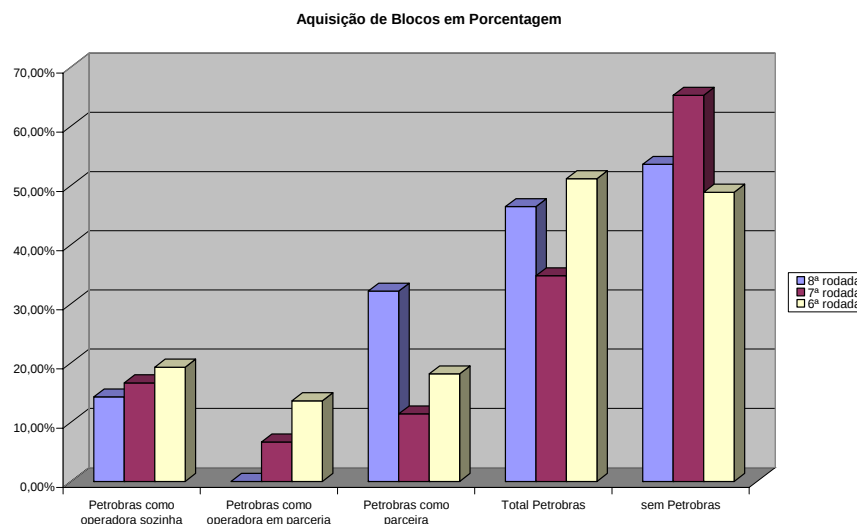


Figura 6: Aquisição de blocos em Porcentagem
Fonte: Elaboração dos autores com base em dados da ANP, 2006.

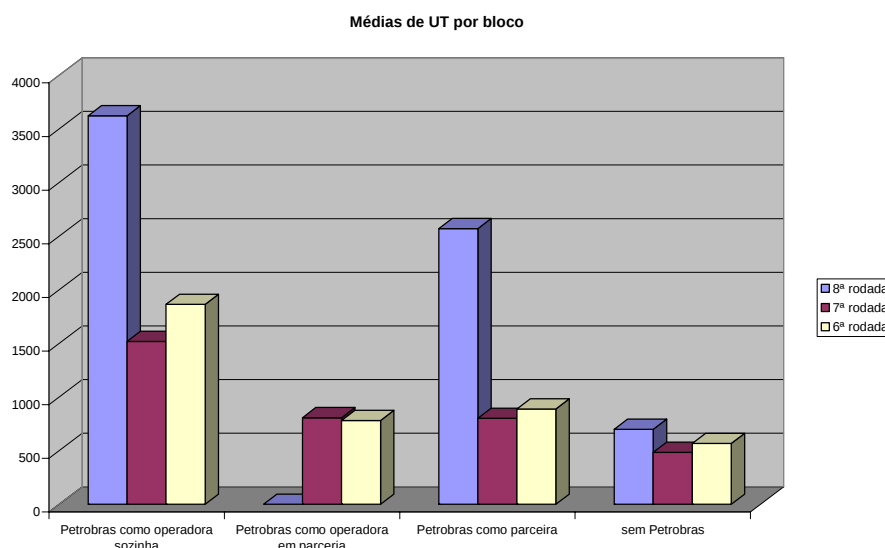


Figura 7: Média de UT Propostas por Bloco
Fonte: Elaboração dos autores com base em dados da ANP, 2006.

Com este cenário de mercado de petróleo aberto e a Petrobras sendo uma companhia de capital misto, o setor necessita de um novo impulsionador que atraia equipes de sísmica para o país e gere condições para que outras operadoras consigam atuar com maior autonomia.

Na próxima seção serão apresentadas soluções, que incluem a ANP como órgão vital ao desenvolvimento do setor de sísmica, a partir do uso das participações especiais.

3.3. Soluções Propostas

A Lei do Petróleo, em seu artigo 50, define a Participação Especial (PE) como:

“Art. 50. O edital e o contrato estabelecerão que, nos casos de grande volume de produção, ou de grande rentabilidade, haverá o pagamento de uma participação especial, a ser regulamentada em decreto do Presidente da República.

§ 1º. A participação especial será aplicada sobre a receita bruta da produção, deduzidos os royalties, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor.

§ 2º. Os recursos da participação especial serão distribuídos na seguinte proporção:

I - 40% (quarenta por cento) ao Ministério de Minas e Energia, sendo 70% (setenta por cento) para o financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de combustíveis fósseis, a

serem promovidos pela ANP, nos termos dos incisos II e III do art. 8º desta Lei, e pelo MME, 15% (quinze por cento) para o custeio dos estudos de planejamento da expansão do sistema energético e 15% (quinze por cento) para o financiamento de estudos, pesquisas, projetos, atividades e serviços de levantamentos geológicos básicos no território nacional;

(...)”.

Como pode ser observado no Art. 50, inciso I do parágrafo 2, que a participação especial possui destino à geologia e geofísica e devem ser promovidos pela ANP.

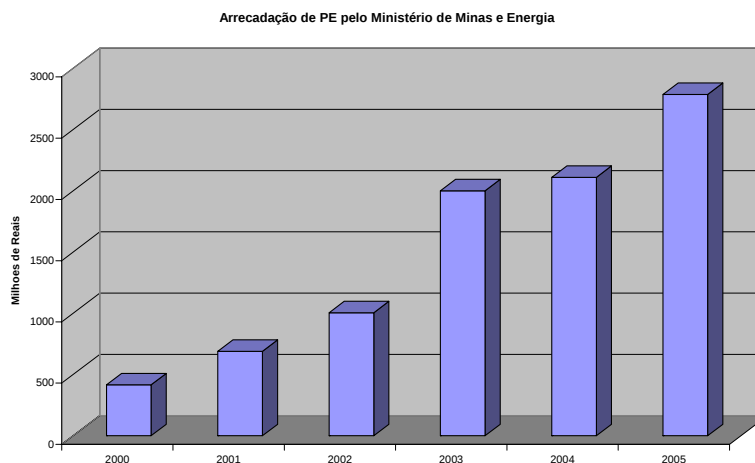


Figura 9: Arrecadação de PE pelo Ministério de Minas e Energia

Fonte: Elaboração dos autores com base em dados da ANP, 2005.

Paralelamente, verifica-se na figura 9 que a ANP pode assumir este papel e financiar a exploração das bacias terrestres. Em 2005 ela teria recursos à disposição na ordem de R\$ 1,8 bilhões. Porém, os recursos têm sido contingenciados pelo governo, impossibilitando qualquer plano de pesquisa por parte da Agência.

Bacoccoli (2006) em seu estudo “Situação da Sísmica Terrestre no Brasil” propõe um plano de trabalho de sísmica para a ANP que iria utilizar 10 equipes sísmicas durante 10 anos. Esse trabalho, além de criar um ambiente favorável a novas equipes sísmicas, iria reduzir os riscos exploratórios das bacias terrestres e atrair mais investimentos de operadoras, desviando o foco das bacias maduras para as de fronteira tecnológica. Além disso, os estudos da ANP poderiam aprimorar os conhecimentos em bacias e comprovar ou derrubar teorias sobre suas origens e os mecanismos que nelas atuam.

A ANP já mostrou interesse em usar esses recursos em seu Plano Decenal, apresentado em 2002 e durante o Seminário de Apresentação dos Resultados do Projeto PROMINP E&P-5: “Consolidação da Indústria Sísmica no Brasil”, anunciou que estaria desenvolvendo um plano para os próximos 5 anos, que envolveria uma série de atividades de exploração, entre elas, de sísmica. Na prática, o projeto encontra-se em *stand-by*.

4. CONCLUSÃO

A abertura do mercado de Exploração e Produção de Petróleo *Onshore* não se mostrou eficiente na expansão do setor. A produção tem se mantido constante e as reservas vêm diminuindo consideravelmente. O número de equipes sísmicas caiu 67% nesses últimos 20 anos, deixando marginalizadas as bacias terrestres.

As novas operadoras tiveram que se apoiar na Petrobras para operarem nos blocos licitados, mas mesmo assim, os compromissos são cautelosos, mostrando estagnação por um longo tempo, dado que nada de substancial foi feito pelo órgão regulador.

Como proposta de solução foi apresentada a liberação dos recursos contingenciados pelo governo para que a ANP possa executar um programa de exploração nas bacias terrestres e criar um ambiente favorável à entrada de novas equipes de sísmica. Além disso, a ANP deve continuar os trabalhos de pesquisa iniciados pela Petrobras, reconhecendo e caracterizando as bacias terrestres e diminuindo os riscos exploratórios necessários para renovar os blocos nas licitações e atrair mais investimentos.

5. DEFINIÇÕES DE SÍSMICA

1 – Sísmica 2D: Este tipo de sísmica permite uma visualização em duas dimensões (profundidade x comprimento), ou seja, temos uma visualização em corte da bacia sedimentar estudada. A unidade de medida desta sísmica é comprimento (ex. km).

2 – Sísmica 3D: Mais complexo que o anterior, ela permite uma visualização em três dimensões (profundidade x comprimento x largura) da bacia a ser estudada. Isto confere uma possibilidade de visualizar todo o reservatório e sua geometria, melhorando as estimativas de volume de óleo e a escolha das alocações dos poços produtores. A unidade de medida é área (ex. km²).

Essas unidades de medida são uma dimensão inferiores à sísmica, pois a profundidade não é uma variável controlada nesta atividade. Ela depende da tecnologia empregada e, principalmente, do tipo de formação que se encontra abaixo do solo. Portanto, a ANP considera a distância, ou a área, coberta pela equipe sísmica nos cálculos do PEM nos editais.

6. AGRADECIMENTOS

Agradecemos ao Laboratório de Otimização de Recursos, Simulação Operacional e Apoio a Decisões na Indústria do Petróleo da Universidade Federal do Rio de Janeiro pelo espaço para realizarmos este trabalho e Dr. Kazumi Miura, diretor gerente da *Starfish Oil & Gas* por suas valiosas contribuições ao trabalho.

7. REFERÊNCIAS

- ANP (2006). **Anuário Estatístico**. Disponível em: http://www.anp.gov.br/conheca/anuario_estat.asp
- ANP (2006). **Banco de Dados de Exploração de Petróleo** - <http://maps.bdep.gov.br/website/maps/viewer.htm>
- ANP (2006). **Consolidação as Participações Governamentais, 2005**. Disponível em: http://www.anp.gov.br/doc/participacoes_governamentais/Consolidado_2005.pdf
- ANP (2006). **Lei do Petróleo**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/leg/legislacao.asp>
- ANP (2006). **Resultados das Licitações**. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/>
- BACOCOLI, Giuseppe, Situação da Sísmica Terrestre no Brasil, **Relatório do Projeto ONIPGEO**. Dezembro de 2003. Disponível em: www.onip.org.br
- FORMAN, J. Plano Decenal de Estudos e Serviços de Geologia e Geofísica Aplicados à Prospecção de Petróleo e Gás Natural – Prioridades 2002, **Apresentação no 5º Round da ANP**. Disponível em www.anp.gov.br/brasil-rounds/round5/round5/Apres_SemTec/R5_Plano_Decenal.pdf (2006)
- SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, **Petroleum Reserves Definitions**. Disponível em: http://www.spe.org/spe-site/spe/spe/industry/reserves/Petroleum_Reserves_Definitions_1997.pdf

THE CRISIS IN ONSHORE BRAZILIAN SEISMIC

The Petroleum Law, created in 1997, opened the market to new companies. It aimed to attract investment and to help Brazil reach oil self-sufficiency. Ten years later and many exploration field auctions latter, new oil investment concentrated on well explored areas, with little interest on greenfield areas. The lack of investments in exploration of new areas caused dire consequences in the oil and gas industry sectors, particularly, onshore seismic. In the 1980's Brazil counted on 12 teams of terrestrial seismic. In 2007, only four remain. This article presents this problem in onshore seismic discussing the failure of ANP (National Petroleum Agency) to motivate the companies to invest in new areas during the Bids and companies difficulties to bring seismic service companies to Brazil. The solution proposed is the correct use of ANP's *Special Participation* fund, a government levy on high production fields, that could support online exploration and help attract new seismic service companies.

Onshore Seismic-1, Petroleum-2, ANP-3, Especial Participation-4, Brazil-5.

Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste artigo.