



Universidade Federal  
do Rio de Janeiro

---

Escola Politécnica

**ANÁLISE CRÍTICA DAS OFERTAS DAS RODADAS DE  
LICITAÇÕES DA ANP, COM FOCO NAS VARIÁVEIS DO  
JULGAMENTO DO PROCESSO LICITATÓRIO: CONTEÚDO  
LOCAL, BÔNUS DE ASSINATURA E PROGRAMA  
EXPLORATÓRIO MÍNIMO**

**Felipe Alvite Vazquez**

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia do Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Profa. Rosemarie Bröker Bone, D.Sc.  
Co-Orientador: Prof. Eduardo Pontual Ribeiro, D.Sc.

Rio de Janeiro  
Fevereiro de 2010

Vazquez, Felipe Alvite

Análise Crítica das Ofertas das Rodadas de Licitações da ANP, com Foco nas Variáveis do Julgamento do Processo Licitatório: Conteúdo Local, Bônus de Assinatura e Programa Exploratório Mínimo / Felipe Alvite Vazquez. – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2010.

xiii, 97 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Rosemarie Bröker Bone e Eduardo Pontual Ribeiro

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia do Petróleo, 2010.

Referências Bibliográficas: p. 106-107.

1.Rodadas de Licitação. 2.Conteúdo Local. 3.Programa Exploratório Mínimo. 4. Bônus de Assinatura. I. Bone, Rosemarie Bröker *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia do Petróleo. III. Título.

Dedico este trabalho primeiramente a Deus, pela vida.

Aos que estão na Terra, dedico esta vitória aos meus pais, que sempre estiveram comigo nesta caminhada, e também por me darem a oportunidade que eles, quando mais novos, não tiveram.

Adicionalmente, dedico também este trabalho a todos aqueles que fizeram parte da minha vida e já se foram, e aos que fariam se antes não tivessem partido.

Deixo aqui minha homenagem aos meus avôs paternos, meu avô materno, meus tios Manolo Alvite e Manolo Vazquez, minha tia Maruga e meus padrinhos Florinda e Francisco. E também aos meus grandes amigos, tios por escolha, que já se foram, mas que aqui deixaram seus legados e frutos: Tio Manolo, Tio Silvino e Tio Caamaño.

Em especial, à minha linda avó materna, vovó Angustia, que há um ano olha por mim junto do Senhor.

## Agradecimentos

Dizem que família a gente não escolhe, mas só mesmo Deus pode ter feito, por mim, uma escolha tão perfeita!

Agradeço ao meu pai, Ramon, cuja história de batalha e suor em muito supera a minha e muito me orgulha. Quem nunca me escutou, emocionado, contar sua história de vitória? Um dos grandes responsáveis por todas as oportunidades que tive até aqui na vida. Te amo!

Aos meus irmãos, Marcos e Fabiano, pela paciência, ou pela falta dela, com o irmão caçula. A eles agradeço também, pelas novas irmãs, Lu e Rê, e pelo sobrinho Bê. Amo vocês todos!

À enorme família de origem espanhola, mesmo a muitas léguas distantes: Tio Juan, Tias Carmen Alvite e Carmen Vazquez, Tia Maruga, Tia Natália, Tio Miguel e Tio José Antonio. Além dos seus inúmeros descendentes.

Mas se família não escolhemos, amigos sim: esses escolhemos! São tantos que não há como listar todos aqui. Tem o grupo do “Zacca”, da “facul”, da “colônia”, do trabalho e os aleatórios. Certamente, cada qual desses sabe em qual grupo se “encaixa”, mas não rara as vezes em que se misturaram.

Do “Zacca”, entre tantos, agradeço especialmente a um tal de Gustavo e a um japonês, o Dennys.

Aos da faculdade, é mais difícil agradecer, pois nos dividimos em grupos. No meu grupo, somos apenas em 24, os mesmos 24 que entramos na UFRJ em 2005. Os especiais são todos, mas há os memoráveis: Thaty e Moisés, que participaram diretamente das minhas conquistas acadêmicas. Há ainda o Jorge, o Walmir, o Godoy, a Pri, a Mari, a Cavadinha, a Luna, a Ana, o Rafa, o Brito, o Gui, o Ivan, o Pedro, o Zé, o Ary, o Gabriel e o Thiago. Sem contar naqueles que foram ser felizes em outras profissões, mas fazem parte igualmente da EPT/2005: André, Bia, Leo e Thiago.

À UFRJ, a eterna Universidade do Brasil, por todo seu corpo docente, administrativo e diretor, e a todo o povo brasileiro que mantém essa e outras instituições com seus impostos; e ao PRH-21, programa em parceria da UFRJ com a ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis), pelo seu apoio institucional e financeiro.

Ainda da faculdade, há aqueles professores-amigos. Ou seriam amigos-professores? Impossível não destacar: Paulo Couto, Shiniti, Mussumeci, Abelardo, Leiras, Régis, Theodoro e Rose, responsável por esta monografia estar pronta no prazo. Da ainda iniciante vida profissional, alguns já ganharam destaque: Robert, Ronice, Sílvia, Rose, Indira, Ciraudó, Almeida, Vander, Viviane, Rômulo, Paula, Rodolfo, Werneck, Ueta e Mazorra e Anna.

Da imensa colônia espanhola no Rio, responsável por tantos compromissos sociais ao longo desses cinco anos de UFRJ, não posso esquecer-me de citar: Tia Ana, Tia Maricarmen, Tia Mary, Tia Élide, Tia Márcia, Iago, Dudu, Quel, Renatinha, Juan Daniel, Rany, Angela, Mônica, Rodrigo Rial, Diana, Manuela, Sérgio etc.

E aos amigos ditos aleatórios: Dani, Eliésio e Álvaro, além do pessoal do futebol de quinta e de domingo.

Não, não me esqueci de ninguém. Simplesmente, deixei, propositalmente, o melhor por último. Pois, a essa altura dos agradecimentos, certamente lágrimas de felicidade e orgulho escorrem por seu rosto. Sim, estou falando da mamãe. Minha mãe Rosa. Ou Rosinha para os íntimos, que com sua simpatia e carisma conquista o carinho e o respeito de todos. Mãe, não tenho muito a dizer, só posso lhe dizer: muito obrigado por tudo! Se não fosse sua força, paciência, quanta paciência!, e perseverança, provavelmente eu ainda me formaria, só não se sabe em quanto tempo. Te amo!

A todos aqui citados, e principalmente aos olvidados, meu sincero “OBRIGADO”!

*“Se Deus é por nós, quem será contra nós?”*

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro do Petróleo.

Análise Crítica das Ofertas das Rodadas de Licitações da ANP, com Foco nas Variáveis do Julgamento do Processo Licitatório: Conteúdo Local, Bônus de Assinatura e Programa Exploratório Mínimo

Felipe Alvite Vazquez

Fevereiro/2010

Orientador: Profa. Rosemarie Bröker Bone, D.Sc.

Co-Orientador: Prof. Eduardo Pontual Ribeiro, D.Sc.

Curso: Engenharia do Petróleo

Em 1997, a Lei 9.478, ou Lei do Petróleo, pôs fim ao monopólio da Petrobras, em vigor desde sua criação pela Lei 2.004, em 1953. Para tanto, criou o CNPE e a ANP, que passaram a reger o setor petrolífero e a realizar as rodadas de licitação dos blocos exploratórios.

Desde então, a participação de novos investidores nas atividades de E&P, viabilizada com o atual regime regulador, gera desenvolvimento econômico, empregos e renda para o país, e impulsiona a competitividade das indústrias internamente. Tais benefícios são atingidos mediante cláusulas nos atuais contratos de concessão, em xeque com os projetos de lei que prevêm a adoção do regime de partilha da produção para as áreas do pré-sal.

Posta essa motivação, o presente trabalho é alvo do estudo de três variáveis dos atuais contratos, ao longo das dez Rodadas de Licitações já realizadas pela União: Bônus de Assinatura, Programa Exploratório Mínimo (PEM) e Conteúdo Local. Foco maior é dado para este último, por se tratar de um compromisso das concessionárias em adquirir bens e serviços na indústria nacional.

O objetivo principal é verificar se a Petrobras, após quebra do monopólio, oferece maior ou menor percentual de Conteúdo Local, Bônus de Assinatura e PEM em relação às demais empresas, nos leilões da ANP.

O resultado obtido ao longo do trabalho é que a Petrobras tem agido nas Rodadas de Licitações, quando observadas as variáveis BA, PEM e CL, como uma empresa de petróleo internacional, apresentando pouco compromisso com o desenvolvimento nacional, como outrora.

*Palavras-chave:* ANP, Rodadas de Licitações, Blocos Exploratórios, Conteúdo Local, Programa Mínimo Exploratório, Bônus de Assinatura, Brasil, Petrobras.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Petroleum Engineer.

Critical Analysis of ANP Rounds, with Focus on the Variables of the Bidding Process:  
Local Content, Signature Bonus and Minimum Exploration Program

Felipe Alvite Vazquez

February/2010

Advisor: Rosemarie Bröker Bone, D.Sc.

Co-Advisor: Eduardo Pontual Ribeiro, D.Sc.

Course: Petroleum Engineering

In 1997, the Law 9478, also known as Petroleum Law, ended the Petrobras monopoly, in force since its creation by the Law 2004 of 1953. For that, the Law created the CNPE and ANP, which shall regulate the oil industry and make the bid rounds of exploration blocks.

Since then, the participation of new investors in the E&P market, made possible with the current regulatory regime, generate economic development, jobs and income for the country, and also boost the internal competitiveness. These benefits are achieved through clauses in the current concession contracts, at risk with the purposes to adopt the production sharing agreements for the pre-salt areas.

Motivation given, this work is subject of the study of three variables in the current contracts, over the ten Bid Rounds already undertaken by the State: Signature Bonus, Minimum Exploration Program (PEM) and Local Content. Greater focus is given to the last one, because it represents a dealer commitment to purchase Brazilian goods and services.

The main objective is to check if Petrobras, even after the end of the monopoly, offers greater or lesser Local Content, Signature Bonus and PEM compared with other companies, in the ANP Rounds

The result throughout the paper is that Petrobras has been active as an international oil company in the Bid Rounds, not showing any particular commitment to leverage national development, as once has already done.

*Keywords:* ANP, Brazil Rounds, Exploration Blocks, Local Content, Minimum Exploration Program, Signature Bonus, Brazil, Petrobras.

# Sumário

<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>xi</b>
<b>LISTA DE TABELAS.....</b>	<b>xii</b>
<b>LISTA DE GRÁFICOS.....</b>	<b>xiii</b>
<b>CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO.....</b>	<b>14</b>
1.1 Objetivos e Motivação.....	15
1.2 Estruturação do Trabalho.....	16
<b>CAPÍTULO 2 – O MARCO REGULATÓRIO.....</b>	<b>17</b>
<b>CAPÍTULO 3 - AS RODADAS DE LICITAÇÕES.....</b>	<b>22</b>
3.1 Rodada Zero.....	23
3.2 Primeira Rodada.....	24
3.3 Segunda Rodada.....	26
3.4 Terceira Rodada.....	28
3.5 Quarta Rodada.....	31
3.6 Quinta Rodada.....	33
3.7 Sexta Rodada.....	39
3.8 Sétima Rodada.....	43
3.8.1 Áreas Inativas com Acumulações Marginais.....	48
3.9 Oitava Rodada.....	52
3.9.1 A Suspensão da Oitava Rodada.....	54
3.10 Nona Rodada.....	58
3.10.1 Resolução CNPE 06/2007 e a Retirada dos 41 Blocos Exploratórios.....	60
3.11 Décima Rodada.....	63
3.12 Considerações Parciais.....	65
<b>CAPÍTULO 4 - AS VARIÁVEIS DAS OFERTAS.....</b>	<b>72</b>
4.1 Bônus de Assinatura.....	72
4.2 Programa Exploratório Mínimo.....	74
4.3 Conteúdo Local.....	77

4.4 Considerações Parciais.....	80
<b>CAPÍTULO 5 – A METODOLOGIA DA PESQUISA.....</b>	<b>83</b>
<b>CAPÍTULO 6 - RESULTADOS.....</b>	<b>87</b>
6.1 Levantamento de Dados.....	87
6.1.1 Resultados por blocos.....	87
6.1.2 Resultados por empresas.....	88
6.1.3 Resultados por valores.....	89
6.1.4 Ofertas não honradas.....	91
6.2 Resultados da Metodologia.....	92
6.2.1 Bônus de Assinatura.....	93
6.2.2 Programa Exploratório Mínimo.....	95
6.2.3 Conteúdo Local.....	97
<b>CAPÍTULO 7 – CONCLUSÃO.....</b>	<b>101</b>
7.1 Visões do Futuro.....	103
<b>CAPÍTULO 8 – REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>106</b>
<b>ANEXO I – DECRETOS/PORTARIAS POR OCASIÃO DA PRIMEIRA RODADA....</b>	<b>108</b>

# Lista de Figuras

<b>Figura 2.1</b> – Principais acontecimentos na indústria petrolífera brasileira, 1897-2008.....	17
<b>Figura 3.1</b> – Localização do Campo de Tupi e de parte dos 41 blocos retirados da Nona Rodada, na Bacia de Santos.....	62
<b>Figura 7.1</b> – Mapa das áreas em concessão.....	104

# Lista de Tabelas

<b>Tabela 3.1</b> – Restrição à apresentação de ofertas inicialmente proposto pela ANP para a Oitava Rodada.....	56
<b>Tabela 3.2</b> – Bacias ofertadas em cada rodada de blocos exploratórios.....	67
<b>Tabela 3.3</b> – Bacias ofertadas em cada rodada de áreas marginais.....	67
<b>Tabela 3.4</b> – Resultados das rodadas de blocos exploratórios em termos de blocos e áreas.....	68
<b>Tabela 3.5</b> – Resultados das rodadas de áreas marginais em termos de blocos e áreas.....	68
<b>Tabela 3.6</b> – Resultados das rodadas de blocos exploratórios em termos de Bônus de Assinatura, Programa Exploratório Mínimo (PEM) e Conteúdo Local.....	69
<b>Tabela 3.7</b> – Resultados das rodadas de áreas marginais em termos de Bônus de Assinatura e Programa de Trabalho Inicial (PTI).....	69
<b>Tabela 3.8</b> – Resultados das rodadas de blocos exploratórios em termos de empresas participantes.....	70
<b>Tabela 3.9</b> – Resultados das rodadas de áreas marginais em termos de empresas participantes.....	70
<b>Tabela 4.1</b> – PEM definido no edital da Primeira Rodada de Licitações.....	75
<b>Tabela 4.2</b> – Faixas percentuais de CL na Rodada 7.....	79
<b>Tabela 4.3</b> – Mudanças nas ofertas de CL.....	81
<b>Tabela 4.4</b> – Mudanças dos pesos das ofertas.....	81
<b>Tabela 6.1</b> – Bônus de Assinatura (em R\$) arrematado em cada rodada: total e médias por bloco arrematado.....	93
<b>Tabela 6.2</b> – PEM (em UTs) oferecido em cada rodada: total e médias por bloco arrematado.....	95
<b>Tabela 6.3</b> – Faixas percentuais de CL na Rodada 7.....	97
<b>Tabela 6.4</b> – CL médio (em %) oferecido em cada rodada: (a) para a Fase de Exploração e (b) para a Etapa de Desenvolvimento da Produção.....	98

# Lista de Gráficos

<b>Gráfico 6.1</b> – Resultados das rodadas por blocos.....	87
<b>Gráfico 6.2</b> – Resultados das rodadas por empresas.....	88
<b>Gráfico 6.3</b> – Resultados das rodadas por empresas vencedoras.....	88
<b>Gráfico 6.4</b> – Resultados das rodadas por valores.....	89
<b>Gráfico 6.5</b> – Índice de ofertas não honradas por rodada.....	92
<b>Gráfico 6.6</b> – Bônus de Assinatura total (em milhões R\$) em cada rodada.....	93
<b>Gráfico 6.7</b> – Bônus de Assinatura (em milhões R\$) médio em cada rodada.....	94
<b>Gráfico 6.8</b> – PEM (em UTs) total em cada rodada.....	95
<b>Gráfico 6.9</b> – PEM (em UTs) médio em cada rodada.....	96
<b>Gráfico 6.10</b> – CL médio (em %) para a Fase de Exploração em cada rodada.....	98
<b>Gráfico 6.11</b> – CL médio (em %) para a Etapa de Desenvolvimento da Produção em cada rodada.....	99

# Capítulo 1 - Introdução

Após a Segunda Guerra Mundial, o Brasil se inseriu num movimento de nacionalização crescente com relação às atividades produtivas, em especial com relação à exploração dos seus recursos naturais.

A necessidade de obter o crescimento econômico fez com que os governos da época canalizassem recursos para que uma infra-estrutura básica fosse gerada, com o propósito de gerar condições para a indústria nacional crescer e amadurecer.

Especificamente com relação ao petróleo, o Brasil já dispunha do Código Nacional do Petróleo de 1938, mas era pouco respaldado por descobertas e produção da commodity. Somente na década de 50, após a Lei 2004 de 1953, o Brasil abriu passagem para a entrada em cena, de uma empresa genuinamente brasileira para o setor petrolífero, a Petróleo Brasileiro S.A - Petrobras. Ela serviria de agente impulsionador de investimentos em bens de capital em vários setores da economia, promovendo o desenvolvimento econômico nacional e regional onde estivesse presente. Contudo, a criação de uma empresa de petróleo no país não era suficiente, era preciso reduzir a dependência do país quanto à importação de petróleo e derivados. Até a descoberta da Bacia de Campos, alguns investimentos ocorreram como forma de atrair empresas petrolíferas internacionais para descobriremos petróleo em solo brasileiro. Eram os contratos de risco vigentes entre 1976 e 1988.

Na década de 90, com a onda liberalizante, muitas privatizações ocorreram em empresas relacionadas à infra-estrutura nacional, mas a Petrobras, devido a sua força histórica, resistiu. Entretanto, a ementa constitucional nº 9 de 1995, relativa ao artigo 177 da Constituição Federal de 1988, foi o início do processo de abertura do setor petrolífero, pois retirava da empresa o monopólio na exploração e produção de petróleo e gás no território nacional.

Em 1997, a Lei 9.478, conhecida com a Lei do Petróleo, passou a reger o setor petrolífero e criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis (ANP), responsáveis pela realização de rodadas de licitação de blocos exploratórios de hidrocarbonetos no território nacional.

Desde então, a participação de novos investidores nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, viabilizada com o atual regime regulador para o setor, gera desenvolvimento econômico e novos empregos, além de impulsionar a competitividade das indústrias relacionadas ao setor, em sinergia com os investimentos em pesquisa e inovação tecnológica.

Dessa maneira, as Rodadas de Licitações dão continuidade à tarefa de gerar as condições para o aumento das probabilidades de aproveitamento do potencial do Brasil em petróleo e gás natural e, conseqüentemente, para o aumento da autonomia energética do país.

## **1.1 Objetivos e Motivação**

Introduzido o breve histórico acima, o presente trabalho tem o intuito de analisar as variáveis que compõem as ofertas nas Rodadas de Licitações da ANP: Conteúdo Local (CL), Bônus da Assinatura (BA) e Programa Exploratório Mínimo (PEM). Paralelamente, analisamos cada Rodada de Licitação da ANP, desde a Rodada Zero, onde houve a troca de ativos entre a Petrobras e a União, através da ANP, em 1998, até a Rodada 10, ocorrida em 2008, quando se deu a última licitação de um bloco exploratório no Brasil até então. Em 2009, pela primeira vez desde o início das rodadas, não tivemos a oferta de nenhum bloco exploratório, dando fim à sequência anual.

Nossa motivação para o trabalho vem das recentes discussões sobre a chamada área do pré-sal, mais especificamente do projeto de lei 5941/2009, que prevê a Petrobras como única e exclusiva operadora de todos os blocos exploratórios da faixa do pré-sal, ainda não arrematados nos leilões. Desta forma, o objetivo deste artigo é verificar como a Petrobras, sempre tida como impulsionadora do desenvolvimento da indústria do petróleo e da economia do país como um todo, se comporta ao longo das Rodadas de Licitações da ANP em relação à oferta de BA, PEM e, especialmente, CL. Buscamos comparar as ofertas vencedoras da Petrobras com as das demais empresas participantes do processo licitatório, em termos de BA, PEM e CL.

A idéia central era verificar se a Petrobras segue, após a quebra do monopólio em 1997, como fomentadora e alavanca do desenvolvimento da economia brasileira, além de atuar como braço político do governo.

## 1.2 Estruturação do Trabalho

Em prol do objetivo supracitado, o trabalho foi dividido em 5 capítulos, além da presente Introdução, da Conclusão e das Referências Bibliográficas (Capítulos 1, 7 e 8, respectivamente).

A fim de se buscar uma melhor abrangência do assunto, seguindo uma linha acadêmica que busca apresentar uma metodologia simples e fundamentada, os Capítulos 2, 3 e 4 fazem descrições detalhadas do contexto em que este trabalho se insere.

Assim, o Capítulo 2 percorre a evolução do marco regulatório brasileiro no setor de óleo e gás, desde a extração dos primeiros barris de petróleo no país, em 1897, até ao atual modelo de contratos de concessão para a exploração e produção de petróleo e gás natural em território nacional, que está em vias de ser alterado para as áreas do pré-sal. Destaca-se nesse capítulo a Lei do Petróleo (Lei 9.478, de 1997), responsável pelo fim do monopólio de direito da Petrobras sobre as atividades de E&P.

O Capítulo 3 aborda as características e os números das Rodadas de Licitações da ANP, desde a Rodada Zero, em 1998, onde a Petrobras devolveu os blocos de exploração nos quais não possuía mais interesse ou não havia investido até o momento, até a Décima Rodada, em 2008. Ao longo do capítulo, importantes alterações nas regras das rodadas são também abordadas.

Já o Capítulo 4 nos traz uma análise detalhada dos os itens que compõe as ofertas das empresas para o recebimento das concessões nos leilões pelas áreas exploratórias. Esses itens são: (a) Bônus de Assinatura (BA) - valor em dinheiro oferecido pelo bloco; (b) Programa Exploratório Mínimo (PEM) - em unidades de trabalho (UTs) que serão convertidas em atividades exploratórias como sísmica 2D e 3D, métodos potenciais e poços exploratórios; e (c) Conteúdo Local (CL) - compromisso percentual com aquisição de bens e serviços na indústria nacional.

A seguir, o Capítulo 5 apresenta a metodologia proposta para identificar as diferenças entre as ofertas vencedoras da Petrobras e das outras empresas ofertantes.

Posta a metodologia, os resultados são apresentados e comentados no Capítulo 6, que nos dá a base para as conclusões e comentários finais apresentados no Capítulo 7.

## Capítulo 2 – O Marco Regulatório

Esta primeira seção nos apresenta os principais acontecimentos da evolução do marco regulatório brasileiro no setor de petróleo e gás, baseada em ALVEAL (1994) e ALVEAL (2001).

A história do marco regulatório nacional se confunde com a história da própria indústria de petróleo brasileira. A Figura 2.1 abaixo mostra a linha do tempo e os acontecimentos que marcaram a indústria do petróleo nacional.



**Figura 2.1 – Principais acontecimentos na indústria petrolífera brasileira, 1897-2008 (adaptação do autor, baseado em Kropf & Ribeiro, 2009).**

O período I é marcado pelas primeiras tentativas de exploração de petróleo no Brasil e pela criação das bases para a atual indústria de petróleo brasileira. Como data-marco para seu início, escolheu-se o ano de 1897, quando foram extraídos os primeiros barris de óleo nacional, em um poço perfurado na região de Bofete, no Estado de São Paulo. Tal fato estimulou a organização, profissionalização e especialização dos órgãos públicos voltados para a prospecção de petróleo. Como consequência, em 1907 foi criado o Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB) com o propósito de estimular a pesquisa para descoberta de reservas petrolíferas no país.

Com o fim da Primeira Guerra Mundial e com o crescimento do papel estratégico do petróleo no cenário global, intensificaram-se as pesquisas por jazidas nas

bacias sedimentares brasileiras. Contudo, o sucesso dessas iniciativas foi dificultado pela carência de mão-de-obra especializada e pela falta de recursos e equipamentos.

Nesse contexto, o ano de 1930 pode ser considerado como um ponto de inflexão na política brasileira. Com a Revolução de 30, Getúlio Vargas ascende ao poder, afastando do controle decisório as oligarquias tradicionais, que representavam os interesses agrário-comerciais. Era o fim da República do café com leite. Em seu governo, Vargas adotou uma política industrializante, regulamentando o mercado de trabalho urbano, limitando algumas importações e, mais tarde, direcionando os investimentos estatais para a indústria de base e energia. Tem-se, por exemplo, a criação da Companhia Siderúrgica Nacional e Companhia Vale do Rio Doce. Dessa forma, a economia brasileira passou de agro-exportadora para industrializada em grande escala. O crescimento das indústrias de bens intermediários gerou gargalos crescentes no fornecimento de energia e canais de transporte do país.

Aliado a isso, surgiu um intenso nacionalismo econômico. Assim, ainda na década de 30, instalou-se uma campanha para nacionalização dos recursos naturais, considerados estratégicos para o país. Desse movimento, destacou-se o empresário Monteiro Lobato, um dos maiores incentivadores do desenvolvimento da indústria de petróleo nacional, como uma forma de diminuir a dependência do país às importações de petróleo cru. Como resultado, Vargas criou o Conselho Nacional do Petróleo (CNP) em 1938, com a missão de coordenar os assuntos relacionados à distribuição, pesquisa, lavra e refino de petróleo. Representava, portanto, o intervencionismo estatal na economia e também a primeira iniciativa de uma regulação específica para o setor de petróleo. De 1939 a 1953, o CNP supervisionou, regulamentou e executou as atividades petrolíferas no Brasil. No ano seguinte, 1939, dá-se a primeira descoberta de uma acumulação comercial de petróleo no país, em Lobato, na Bahia. A partir de então, iniciou-se intensa atividade exploratória na Bacia do Recôncavo Baiano.

Com a hegemonia dos EUA após a Segunda Guerra Mundial, introduziu-se no Congresso Nacional, durante o governo Eurico G. Dutra, uma proposta de unir o capital público e privado no setor de petróleo, conhecida como Estatuto do Petróleo (1948). O principal argumento para a participação estrangeira era a defasagem tecnológica nacional e a falta de recursos financeiros das empresas brasileiras, uma vez que é uma indústria intensiva em capital e demandante de grandes volumes de investimentos. Segundo o Estatuto de 1948, o aproveitamento dos recursos minerais e de energia hidráulica dependeria de autorização ou concessão federal, na forma de lei. Em resposta

a essa iniciativa é lançada a campanha “O petróleo é nosso”, que defendeu o monopólio integral do Estado.

Em 1951, Getúlio Vargas retornou à Presidência da República, dessa vez eleito por votação popular. Um de seus primeiros atos foi enviar o Projeto de Lei nº 1561/51, que resultou na aprovação da Lei nº 2004, de 03 de Outubro de 1953, que dispunha “*sobre a política do petróleo, define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a sociedade por ações Petróleo Brasileiro Sociedade Anônima e dá outras providências*”. Dessa forma, a Lei 2004/53 marcou o fim do período I e início do período II.

A Lei 2004/1953 também constituiu a Petróleo Brasileiro S.A - Petrobras, sociedade por ações de economia mista com controle acionário do Estado, declarando-se monopólio da União todas as atividades da cadeia petrolífera, com exceção da distribuição, aberta à iniciativa privada. O monopólio estatal exercido pela Petrobras imprimiu uma identidade inovadora à construção de uma indústria estratégica e de elevado impacto sistêmico. Esperava-se que os investimentos fossem conduzidos por ela e que seus benefícios se estendessem para a economia como um todo.

O caráter nacionalista da Lei 2004/53 pode ser entendido como uma resposta ao poder exercido pelas grandes companhias de petróleo mundiais, as chamadas Sete Irmãs, durante a primeira metade do século XX. A Petrobras herdou os ativos que antes eram propriedade do CNP, delegando a este apenas o papel de fiscalizador do setor.

Nos anos seguintes à criação da Petrobrás, já se observava um aumento das áreas exploradas. Nas décadas de 50 e 60, desenvolveram-se os campos de Jequiá, Carmópolis e Guaricema, na Bacia de Sergipe-Alagoas, e o Campo de São Matheus, na Bacia do Espírito Santo. Já na década de 70, destacaram-se as descobertas de Ubarana, na Bacia Potiguar (RN), e de Garoupa, na Bacia de Campos (RJ), que viriam a se tornar o início da bem sucedida prospecção de petróleo em águas profundas.

Todavia, o Brasil ainda era muito dependente das importações de petróleo bruto, que representavam 80% do consumo nacional. Diante desse fato, pode-se entender porque os choques do petróleo, primeiro em 1973 e depois em 1979, afetaram tão negativamente a economia brasileira. A escalada dos preços do barril impactou diretamente no aumento da dívida externa. Além disso, as crises diminuíram a capacidade de investimento da Petrobras, quase que paralisando as ações exploratórias. E como se sabe, embora seja a atividade mais importante para a sustentabilidade da

indústria do petróleo em um país, a exploração envolve elevados riscos e requer grande volume de investimentos.

Uma alternativa para reaquecer o setor foi a adoção dos **contratos de risco**, prevista na Lei nº 6340/76. Esses contratos foram firmados entre a Petrobras e as empresas privadas detentoras de tecnologia e recursos. No caso de sucesso exploratório, as empresas privadas internacionais deixariam os campos para serem desenvolvidos pela Petrobras e seriam ressarcidas com a produção. Entre 1976 e 1988, foram assinados 243 contratos, mas somente dois obtiveram êxito. O insucesso dos contratos de risco pode ser explicado pela maior cautela das grandes companhias nesse período, também afetadas pelos choques do petróleo. Como estratégia para a diminuição dos riscos, essas empresas concentraram seus investimentos em regiões mais promissoras e com reservas já comprovadas, como o Oriente Médio e o Mar do Norte.

A partir da segunda metade da década de 80, ocorreu uma queda acentuada no preço do barril de petróleo, levando a reestruturação da indústria do petróleo mundial, mais especificamente a um processo de conglomeração. Internamente, tem-se uma crise de credibilidade do governo, devido aos sucessivos fracassos das políticas de estabilização macroeconômicas, à crescente dívida externa e ao déficit fiscal. Inicia-se paralelamente o processo de abertura política e edição da Constituição Federal de 1988, que, em seu Artigo 177, reafirma o monopólio estatal da Petrobras e elimina os contratos de risco.

Entretanto, já no início da década de 90, observaram-se mudanças radicais no mercado externo e interno. Dentre as mais importantes, estão a desregulamentação da estrutura financeira internacional e a união de países em blocos econômicos, além de uma onda de privatizações em nível mundial como forma de se obter sistemas mais eficientes. Nesse contexto, é lançado o Plano de Desestatização do governo de Fernando Collor. Foram privatizadas a Petromisa (minério), a Petroquisa (química) e a Petrofértil (fertilizantes), retirando da Petrobras as atividades de alto valor agregado, deixando-a restrita à cadeia petrolífera, ao contrário do que ocorria com as suas concorrentes no resto do mundo.

Seguindo essa tendência liberalizante, deu-se o processo de abertura do setor de petróleo e gás brasileiro. Sua primeira etapa foi a aprovação da Emenda Constitucional nº 9 de 1995, que alterou o artigo 177 da Constituição de 1988 quanto aos agentes envolvidos nas atividades do setor de petróleo e gás. A partir desta mudança, as atividades de exploração e produção puderam ser desempenhadas por empresas

nacionais ou privadas, como se segue: “§ 1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo observadas as condições estabelecidas em lei”. A conclusão desse processo se dá com a promulgação da Lei nº9478 em 1997 (Lei do Petróleo), que regulamentou a participação dessas outras empresas nas atividades petrolíferas antes monopolizadas. Tal fato representa a transição do período II para o período III.

Os principais aspectos da Lei nº 9478/97 são a criação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), a criação do órgão regulador do setor, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), e a adoção dos contratos de concessão. A partir desses regulamentos, ficou estabelecido que os direitos de prospecção e produção de petróleo e gás natural no território brasileiro continuariam pertencendo à União, cabendo à ANP a sua administração, mediante concessões a empresas públicas ou privadas. À ANP foi conferida, então, a responsabilidade de conduzir as Rodadas de Licitações para Exploração e Desenvolvimento da Produção de Petróleo e Gás Natural.

O capítulo seguinte trata justamente das Rodadas de Licitações da ANP.

## Capítulo 3 - As Rodadas de Licitações

As Rodadas de Licitações para Exploração, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural realizadas periodicamente pela ANP constituem, desde a promulgação da Lei nº 9.478/1997 - a Lei do Petróleo - o único meio legal no Brasil para a concessão do direito de exercício dessas atividades econômicas sobre as bacias sedimentares brasileiras.

As licitações para a concessão dessas áreas atendem aos princípios e objetivos da Política Energética Nacional, expressos na Lei do Petróleo (Art. 1º) e também às diretrizes da Resolução nº 8/2003, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

O país possui 29 bacias sedimentares com interesse para pesquisa de hidrocarbonetos – o equivalente a 7,5 milhões de km<sup>2</sup>, sendo cerca de 2,5 milhões de km<sup>2</sup> no mar. Entretanto, pouco mais de 4% dessas áreas estão sob concessão para as atividades de exploração e produção (ANP, 2009a). Essas bacias são, para efeitos de licitações, divididas em blocos exploratórios.

A delimitação dos blocos ofertados nas rodadas de licitações da ANP é condicionada à disponibilidade de dados geológicos e geofísicos que demonstrem indícios da presença de petróleo e gás natural, além das condicionantes ambientais, entre outros itens técnicos.

Resumidamente, a organização de uma Rodada de Licitações inclui as seguintes etapas: definição de blocos; anúncio da rodada; publicação do pré-edital e da minuta do contrato de concessão; realização da audiência pública; recolhimento das taxas de participação e das garantias de oferta; disponibilização do pacote de dados; seminário técnico-ambiental; seminário jurídico-fiscal; publicação do edital e do contrato de concessão; abertura do prazo para a habilitação das empresas concorrentes; realização do leilão para apresentação das ofertas; e assinatura dos contratos de concessão.

Para o recebimento da concessão para exploração e desenvolvimento da produção, as empresas devem ser habilitadas e suas ofertas julgadas pela ANP. O julgamento das ofertas contempla três itens, que serão abordados na seção seguinte: (a) Bônus de Assinatura (BA), valor em dinheiro oferecido pelo bloco; (b) Programa Exploratório Mínimo (PEM), em unidades de trabalho que serão convertidas em

atividades exploratórias como sísmica 2D e 3D, métodos potenciais e poços exploratórios; (c) compromisso com aquisição de bens e serviços na indústria nacional.

Representando a União, a ANP deve fiscalizar a execução da exploração, desenvolvimento e produção dos blocos. Os itens observados são: (a) os pagamentos pela ocupação (ou retenção) das áreas; (b) o pagamento dos royalties; (c) o pagamento de participação especial no caso de campos de grande volume de produção ou de alta rentabilidade; (d) as condições de devolução das áreas; (e) a vigência, duração do contrato e os prazos e programas de trabalho para as atividades de exploração e produção; (f) o compromisso com a aquisição de bens e serviços de fornecedores nacionais; (g) o compromisso com a realização do Programa Exploratório Mínimo proposto na oferta vencedora; (h) as responsabilidades das concessionárias, inclusive quanto a danos ao meio ambiente.

Colocado isso, esta seção visa trazer um histórico detalhado desses mais de dez anos de abertura do mercado, mostrando, rodada a rodada, os principais acontecimentos e números dessas licitações da ANP. Inicia na Rodada Zero e vai até a Rodada 10, passando pelas licitações das áreas com acumulações marginais e por outras questões relevantes. Um foco maior à atuação da Petrobras nesses leilões também é considerado nesta seção.

Em cada uma dessas rodadas, busca-se esclarecer o ambiente em que cada leilão estava envolvido, bem como as principais mudanças nas regras das licitações, como a mudança no desenho e no tamanho dos blocos ofertados a partir da Rodada 5, de 2003. Por fim, apresentam-se os números gerais de cada rodada, como o número de empresas participantes e vencedoras, a relação de blocos ofertados e concedidos, o total de BA arrecadado pela União e o PEM comprometido.

### **3.1 Rodada Zero**

A chamada Rodada Zero foi o conjunto de negociações realizadas após a promulgação da Lei do Petróleo para definir a participação da Petrobras após a abertura do mercado interno de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Consolidada no dia 6 de agosto de 1998, a Rodada Zero ratificou os direitos da Petrobras na forma de contratos de concessão, conforme a Lei do Petróleo, sobre blocos exploratórios e áreas em desenvolvimento ou em produção em que a empresa houvesse

realizado investimentos na data da promulgação da Lei 9.478, tendo em vista a empresa ter tido o monopólio do setor petrolífero nacional por mais de 40 anos.

As concessões dadas pela ANP à Petrobras não tiveram licitação prévia. Ao todo, foram assinados 397 contratos distribuídos entre blocos e campos, como segue: 115 blocos em exploração; 51 campos em desenvolvimento; e 231 campos em produção. A área total concedida à Petrobras na Rodada Zero, sem licitação, é superior a 450 mil km<sup>2</sup> (ANPEI, 2005). Posteriormente, conforme previsto em lei, algumas concessões dadas a Petrobras tiveram cessão de direitos, tendo em vista não estarem produzindo ou não serem mais de interesse da empresa. Essas áreas foram então devolvidas à ANP, sendo, inclusive, alvo de posteriores concessões através das Rodadas de Licitações seguintes.

Em suma, a Rodada Zero designa a assinatura entre a ANP e a Petrobras, reconhecendo os blocos e campos de exploração de petróleo solicitados pela estatal, cujos direitos foram ratificados na forma de Contratos de Concessão. A Rodada Zero previa ainda a devolução gradual de parte dos blocos concedidos em 1998 sem processo licitatório à ANP, conforme calendário pré-estabelecido e resultados da exploração dessas áreas.

## **3.2 Primeira Rodada**

Anunciada em fevereiro de 1998, a Primeira Rodada de Licitações da ANP para outorga de concessão de áreas de exploração de petróleo ocorreu efetivamente entre os dias 15 e 16 de junho de 1999, com a submissão das ofertas e o anúncio das vencedoras. Durante esse período de mais de um ano, foi seguido todo o cronograma que contemplava, entre outras ações, apresentações para empresas interessadas no Rio de Janeiro (Brasil), em Houston (EUA) e em Londres (Reino Unido), bem como a qualificação das empresas, a disponibilização dos pacotes de dados, seminários jurídicos, fiscais e técnicos e a publicação do edital. A Rodada 1 foi finalizada em 23 de setembro de 1999, com a assinatura dos contratos de concessão dos blocos licitados na rodada.

Entre a Rodada Zero e a Primeira Rodada de Licitações da ANP, alguns decretos presidenciais e portarias foram lançados com destaque e impacto na rodada. Estes podem ser vistos sumarizados no Anexo I deste trabalho.

Seguindo, em geral, o mesmo formato, com os aperfeiçoamentos necessários detectados e implementados ao longo do tempo, os cronogramas de todas as rodadas subsequentes tiveram como base o cronograma da Rodada 1.

Além de servir como base para as rodadas subsequentes, a Rodada 1 foi também marcante pois foi quando de fato deu-se a abertura do mercado de E&P no Brasil, conforme previa a Lei do Petróleo de 1997 (Lei 9.478/97). Foi caracterizada como o marco da flexibilização do monopólio da União sobre as atividades de exploração e produção no país.

Em termos de números absolutos, porém, a Rodada 1 foi um tanto “tímida” quando comparada com as outras rodadas. Diversas empresas se mostraram interessadas (ao total, foram 58, das quais 42 pagaram a Taxa de Participação), porém boa parte delas foi ainda bastante comedida: apenas 14 dessas empresas apresentaram ofertas (Petrobras como única nacional, e outras 13 estrangeiras). Esse fato foi absolutamente natural e esperado, já que era a primeira vez que um processo daqueles acontecia em quase 50 anos do estabelecimento da indústria petrolífera no país. Por isso mesmo, a Rodada 1 pôde ser considerada um sucesso, com o início, no final da década passada, de uma nova era da indústria do petróleo no país.

As áreas ofertadas na Rodada 1 concentraram-se em 8 bacias: Foz do Amazonas, Potiguar, Camamu-Almada, Cumuruxatiba, Espírito Santo, Campos, Santos e Paraná. Excetuando-se os blocos da Bacia do Paraná, onde os 3 blocos ofertados eram terrestres, todos os blocos das demais bacias eram marítimos.

Do total de 27 blocos ofertados (132 mil km<sup>2</sup>), 13 blocos (ou 54 mil km<sup>2</sup>) foram arrematados, todos em mar: 4 blocos na Bacia de Campos, 1 na Bacia de Camamu-Almada, 2 na Bacia do Espírito Santo, 1 na Bacia da Foz do Amazonas, 1 na Bacia Potiguar e 3 na Bacia de Santos. Além da Bacia do Paraná, a Bacia de Cumuruxatiba também não recebeu ofertas por seus dois blocos oferecidos na rodada.

Das 14 empresas ofertantes, 11 empresas de 6 diferentes países saíram vencedoras da rodada, quer como operadoras, ou simplesmente como sócias dos consórcios licitantes. Nesta rodada, foram seis as novas operadoras no país.

O total arrecadado com o Bônus de Assinatura foi de R\$ 321 milhões, cabendo ao bloco BM-S-4, na Bacia de Santos, o maior bônus pago: R\$ 134 milhões. O valor pago na época pela petrolífera italiana Agip, hoje Eni, é até hoje um dos maiores já

pagos por uma área no leilão da ANP. Na época com 100% dos direitos sobre o bloco, a empresa italiana fez o que na indústria se chama de *farm-out*, isto é, vendeu parte de sua participação no ativo (no caso, vendeu 50% do bloco à brasileira Vale, mas continuou como operadora do mesmo). Após informar indícios de gás, o consórcio conseguiu junto à ANP prorrogação até 2011 para o Plano de Avaliação do campo, situado na faixa do Pré-sal definido pela Petrobras (Energia Hoje, 2009).

Embora a Agip tenha arrematado os 4 blocos em que fez oferta, sendo a empresa que mais pagou bônus de assinatura (R\$172 milhões), a Petrobras ainda assim foi quem mais arrematou blocos na rodada. Ao todo, foram 5, após dar lances em 7 blocos. Desses 5 blocos, em 1 a Petrobras entrou sozinha, enquanto que nos outros 4 ela venceu em consórcio. No total, em 3 blocos a operação cabe à Petrobras: BM-C-3, BM-C-6 e BM-CAL-1.

No total, a Petrobras e suas parceiras foram responsáveis pelo pagamento de cerca de R\$ 43 milhões em bônus de assinatura (13,5% do total), dos quais cerca de R\$15 milhões correspondem à parte da Petrobras nos consórcios.

### **3.3 Segunda Rodada**

Anunciada em 30 de setembro de 1999, apenas uma semana após a assinatura dos contratos de concessão da Rodada 1, a Segunda Rodada de Licitações da ANP foi realizada no ano seguinte. E teve apenas um dia de leilão: as empresas interessadas e habilitadas apresentaram suas ofertas e tomaram conhecimento das vencedoras no dia 7 de junho de 2000, no Rio de Janeiro.

Àquela altura, as coisas estavam bem encaminhadas. O entusiasmo e o interesse em mostrar que a estratégia adotada para a abertura do mercado fora bem sucedida faziam com que a ANP e a União agissem de pressa com as providências necessárias para o bom prosseguimento anual das Rodadas de Licitações. Tanto assim que os contratos de concessão resultados da Rodada 2 foram já assinados em 15 de setembro de 2000.

Se considerarmos o percentual de blocos concedidos, sobre o total licitado, pode-se afirmar que a Rodada 2 foi a mais bem sucedida de todas as Rodadas. Afinal, dos 23 blocos postos em licitação, apenas 2 não foram concedidos. Isso significa que mais de 90% dos blocos oferecidos nesta rodada foram arrematados. Em termos de área

absoluta, 81% dos 59 mil km<sup>2</sup> ofertados foram concedidos. Outro recorde das Rodadas de Licitação até hoje.

Outra novidade da Rodada 2 foi que, ao contrário da Rodada 1, dessa vez blocos *onshore* também foram arrematados. Ao todo, 9 dos 21, ou cerca de 43% dos blocos concedidos, eram em terra. Um dos motivos pode ter sido o aumento da oferta de blocos terrestres: enquanto que na rodada anterior foram disponibilizados apenas 3 blocos em terra, nesta rodada foram 10.

Desta vez, a oferta de blocos exploratórios concentrou-se em 9 bacias: Amazonas (1 bloco em terra); Pará-Maranhão (1 bloco no mar); Potiguar (2 blocos em terra); Sergipe-Alagoas (3 blocos em terra e 2 no mar); Recôncavo (3 blocos em terra); Camamu-Almada (1 bloco no mar); Campos (4 blocos no mar); Santos (5 blocos no mar); e Paraná (1 bloco em terra).

Os únicos 2 blocos não arrematados foram o bloco terrestre BT-AM-1, na Bacia do Amazonas, e o marítimo BM-C-9, na Bacia de Campos.

Em relação à Rodada 1, as bacias estreantes em Rodadas de Licitações foram as Bacias de Sergipe-Alagoas, Amazonas, Pará-Maranhão e Recôncavo. Por outro lado, as Bacias do Espírito Santo, da Foz do Amazonas e de Cumuruxatiba não foram ofertadas, ao contrário da rodada anterior.

Embora o número de empresas interessadas tenha diminuído de 58 para 49, o número de empresas habilitadas (considera-se habilitada a empresa que cumpriu todos os requisitos para apresentação de oferta: qualificação + pagamento da taxa de participação + garantia de oferta) subiu de 38 para 44, e o número de empresas ofertantes saltou de 14 para 27, da primeira para a segunda rodada. Das que apresentaram ofertas, 16 saíram como vencedoras de pelo menos um bloco. Além disso, 6 novas empresas ganharam o direito de explorar áreas no Brasil como operadoras. Interessante notar que foi a partir da Rodada 2 que empresas brasileiras, que não a Petrobras, entravam de fato no mercado de E&P brasileiro. Ao todo, todas as 4 empresas nacionais habilitadas a participar do processo licitatório apresentaram ofertas e saíram do leilão com direitos exploratórios sobre pelo menos um dos blocos em que ofertaram.

Por tudo isso, pode-se dizer que a Rodada 2 consolidou a entrada de novos agentes no cenário exploratório brasileiro. Esse era justamente um dos principais

objetivos da Rodada 2, tendo em vista a redução no tamanho médio dos blocos licitados: de 4,9 mil km<sup>2</sup> para 2,6 mil km<sup>2</sup>. Isso atraiu empresas de menor porte para a rodada, já que não seriam necessários investimentos tão robustos para arrematar e explorar tais áreas.

Outro dado que demonstra a evolução da Rodada 2 em relação à anterior é o total de bônus de assinatura arrecado. Foram quase R\$ 470 milhões, cerca de 50% a mais do que o arrecadado na Rodada 1. Deste total, destaca-se o valor pago pelo bloco marítimo BM-S-9, da Bacia de Santos, pelo qual o consórcio Petrobras (45%, operadora) / BG (30%) / YPF – hoje Repsol - (25%) desembolsou mais de R\$ 116 milhões. Anos depois, veio a justificativa para tamanho investimento: estão localizados no bloco prospectos como as áreas de Carioca, Guará e Iguazu, todas no cluster do pré-sal da Bacia de Santos. Estima-se que ali possa haver reservas de mais de 30 bilhões de óleo equivalente, cerca de cinco vezes mais que o estimado para o megacampo de Tupi, que causou o “boom” do pré-sal. Se confirmado, este seria o terceiro maior campo de petróleo do mundo na atualidade, e a maior descoberta nos últimos 30 anos (Energia Hoje, 2009).

Mais uma vez, e conforme já esperado, a Petrobras foi a empresa que mais arrematou blocos na rodada, fosse em consórcio ou não. Ao todo, foram 8 blocos, sendo 6 em consórcio e 2 sem parcerias. Apenas em 1 desses blocos, a Petrobras não é a sócia majoritária nem operadora: BM-S-7, na Bacia de Santos, cuja a operação caberá à Chevron, com 65% de participação. Além disso, a Petrobras fez oferta em outros 3 blocos, que não levou.

No total, a Petrobras e suas parceiras foram responsáveis pelo pagamento de cerca de R\$ 356 milhões em bônus de assinatura (76% do total), dos quais cerca de R\$165 milhões correspondem à parte da Petrobras nos consórcios.

### **3.4 Terceira Rodada**

A Rodada 3 teve início ainda em 2000, quando foi anunciada e começaram-se os *Roadshows* (palestras itinerantes) pelo mundo. Pela primeira, a apresentação de uma Rodada de Licitações da ANP acontecia em 5 países (Austrália, Cingapura, Inglaterra, EUA e Canadá), além da audiência pública no Rio de Janeiro, Brasil.

A apresentação das ofertas aconteceu, de fato, nos dias 19 e 20 de junho de 2001. Com o objetivo de atrair ainda mais empresas para o setor petrolífero brasileiro, inclusive com a oferta de oportunidades para empresas de diversos portes e perfis, o edital de oferta da Rodada 3 reduziu para 1,7 mil km<sup>2</sup> o tamanho médio dos blocos.

Nesta rodada, o número de bacias e blocos ofertados excedeu os das rodadas anteriores. Foram ofertados, ao todo, 53 blocos (43 em mar e 10 em terra), divididos em 12 bacias sedimentares brasileiras, como se segue:

- Bacia do Pará-Maranhão: 3 blocos em mar;
- Bacia de Barreirinhas: 1 bloco em mar;
- Bacia do Ceará: 2 blocos em mar;
- Bacia Potiguar: 3 blocos em terra;
- Bacia de Sergipe-Alagoas: 2 blocos em mar;
- Bacia do Recôncavo: 3 blocos em terra;
- Bacia de Camamu-Almada: 2 blocos em mar;
- Bacia de Jequitinhonha: 1 bloco em mar;
- Bacia do Espírito Santo: 7 blocos em mar e 2 em terra;
- Bacia de Campos: 9 blocos em mar;
- Bacia de Santos: 16 blocos em mar; e
- Bacia do Paraná: 2 blocos em terra.

As Bacias de Barreirinhas, Ceará e Jequitinhonha tiveram, pela primeira vez, blocos ofertados.

Do total de 53 blocos ofertados, 34 foram concedidos (64%), sendo 7 *onshore* e 27 *offshore*. Em termos de área, dos quase 89 mil km<sup>2</sup> licitados, cerca de 49 mil km<sup>2</sup> foram arrematados, o que representa 54,1%.

Os números de empresas habilitadas e de empresas que apresentaram ofertas praticamente se mantiveram constantes em relação à Rodada 2: 42 e 26, respectivamente (contra 44 e 27, um ano antes). Entretanto, o número de empresas que adquiriram o direito à exploração de pelo menos um bloco, mesmo que em consórcio, aumentou significativamente de 16 para 22. Isto significa dizer que apenas 4 das 26

empresas ofertantes saíram sem nenhum bloco da rodada. O número de novos operadores após esta rodada foi de 8.

A Rodada 3 também excedeu as suas duas predecessoras no quesito bônus de assinatura arrecadado. Ao total, foram R\$ 595 milhões. O maior bônus pago a um bloco só ficou com a Bacia do Espírito Santo: a americana Phillips pagou, sozinha, mais de R\$ 117 milhões pelos direitos à exploração do bloco BM-ES-11. Esse valor é mais de 30.000% acima do lance mínimo de R\$ 300 mil exigido na época por esse bloco.

Aliás, a gigante americana, terceira maior companhia de petróleo e segunda maior no setor de refino dos Estados Unidos, comandou a rodada de licitação. Após tentativas fracassadas em rodadas anteriores, quando fez ofertas mas não arrematou nenhum bloco, desta vez, por meio de uma agressiva estratégia mundial, a companhia superou as sete empresas internacionais que faziam na rodada a primeira incursão no país, e fez a maior oferta em cada um dos dois dias de leilão, arrematando, além do bloco BM-ES-11, o bloco BM-PAMA-3, na Bacia do Pará-Maranhão, por R\$ 36 milhões. Com isso, os R\$ 153 milhões investidos pela Phillips representaram mais de um quarto do total arrecado pela ANP nos dois dias de licitação (UNICAMP, 2001).

Apesar disso tudo, coube à Petrobras, em associação com suas parceiras, o maior número de blocos exploratórios arrematados: 15, ao todo. Entretanto, como muito desses blocos possui baixo potencial petrolífero, e portanto menor valor, a Petrobras e suas parceiras foram responsáveis, no total, pelo pagamento de cerca de R\$ 114 milhões em bônus de assinatura (apenas 19% do total), dos quais cerca de R\$82 milhões correspondem à parte desembolsada pela Petrobras.

Dos 15 blocos nos quais saiu vencedora, a Petrobras terá sócios em 8 deles, através de consórcios. Desses 8 blocos, apenas em 2 a estatal não será a responsável pela operação: no BM-ES-9, na Bacia do Espírito Santo, e no BM-C-14, na Bacia de Campos, ambos *offshore*. A operação desses blocos caberá, respectivamente, à americana ExxonMobil e à francesa Total.

Os contratos de concessão resultantes desta rodada foram assinados em dois dias, dado o elevado número de blocos concedidos e, conseqüentemente, arrematados. As datas que fecharam a Rodada 3 foram 29 de agosto e 28 de setembro de 2001.

## 3.5 Quarta Rodada

Em 30 de outubro de 2001, a ANP lança a Quarta Rodada de Licitações de blocos exploratórios, com a apresentação e abertura das ofertas, bem como o anúncio das vencedoras, ocorrendo entre os dias 19 e 20 de junho de 2002. Consolidava-se assim a anuidade das Rodadas, que permaneceu até a Décima Rodada, em 2008.

A Rodada 4 ocorreu num momento economicamente desfavorável, com a inflação interna além da meta fixada pelo Banco Central, o índice do risco país elevadíssimo (acima dos 2400 pontos), traduzindo a desconfiança do investidor estrangeiro, e a cotação cambial com o dólar batendo nos R\$ 4,00.

Recorde absoluto até hoje no número de bacias sedimentares licitadas, 18 ao todo, a Rodada 4 ofertou 54 blocos, com um tamanho médio de 2,7 mil km<sup>2</sup>, mesmo patamar da Rodada 2. Entre as bacias licitadas, as novidades foram: Bacia de Parnaíba, Bacia de Pernambuco-Paraíba, Bacia de Pelotas, Bacia do Solimões, Bacia de São Luís e Bacia de São Francisco.

Os 54 blocos oferecidos estavam assim divididos, totalizando 15 blocos em terra e 39 em mar:

- Bacia do Amazonas: 1 bloco em terra;
- Bacia da Foz do Amazonas: 2 blocos em mar;
- Bacia do Solimões: 2 blocos em terra;
- Bacia do Parnaíba: 1 bloco em terra;
- Bacia de São Luís: 1 bloco em terra;
- Bacia de São Francisco: 1 bloco em terra;
- Bacia do Pará-Maranhão: 3 blocos em mar;
- Bacia de Barreirinhas: 2 blocos em mar;
- Bacia de Pernambuco-Paraíba: 1 bloco em mar;
- Bacia Potiguar: 3 blocos em terra e 5 blocos em mar;
- Bacia do Recôncavo: 4 blocos em terra;
- Bacia de Sergipe-Alagoas: 2 blocos em mar;

- Bacia do Jequitinhonha: 2 blocos em mar;
- Bacia do Cumuruxatiba: 2 blocos em mar;
- Bacia do Espírito Santo: 2 blocos em terra e 5 blocos em mar;
- Bacia de Campos: 6 blocos em mar;
- Bacia de Santos: 8 blocos em mar; e
- Bacia de Pelotas: 1 bloco em mar.

Dado o cenário econômico por ocasião da Rodada 4, é compreensível a “fuga” das empresas dos grandes investimentos. Foi o que aconteceu naquela rodada. Apenas 35 empresas manifestaram interesse em participar do processo licitatório, sendo que 29 foram habilitadas ao mesmo. Dessas, 17 apresentaram ofertas, das quais 14 saíram como vencedoras. Interessante e importante notar que a queda do número de empresas participantes ocorreu devido à cautela das empresas estrangeiras, já que o número de empresas brasileiras participantes se manteve. Ainda assim, como resultado da rodada, 5 novas empresas assumiram a operação de pelo menos um bloco exploratório. Dessas, 4 não possuíam na época qualquer atividade no Brasil.

Ao todo, 21 blocos foram arrematados, o que representa menos de 40% do total ofertado. Em termos de área, esse percentual é ainda menor: 17,5% (25 mil km<sup>2</sup> de 140 mil km<sup>2</sup>). A divisão dos 21 blocos ficou assim: 10 blocos *onshore* e 11 *offshore*.

A grande decepção com a Rodada 4 pode ser traduzida pela arrecadação total do bônus de assinatura: R\$ 92 milhões, valor sensivelmente inferior ao obtido nas rodadas anteriores. Valor menor, inclusive, do que aqueles pagos por determinados blocos em rodadas anteriores. O maior bônus nessa rodada foi pago ao bloco BM-S-29, da Bacia de Santos: a Maersk desembolsou sozinha pouco mais de R\$ 15 milhões.

A Petrobras efetuou lances em 9 blocos, tendo sido a vencedora em 8 deles. Em todas essas concessões adquiridas na Rodada 4, a Petrobras entrou como operadora, mesmo tendo se associado em consórcio com outras empresas em destas ocasiões. O único bloco em que a Petrobras ofertou, mas não levou foi o bloco terrestre na Bacia do Espírito Santo BT-ES-14, em que sua oferta de R\$631 mil foi pouco mais da metade da oferta vencedora de R\$1,021 milhões da Partex.

Os blocos adquiridos pela Petrobras estão divididos em 3 categorias: 3 são terrestres, 3 são marítimos em águas rasas e 2 marítimos em águas profundas e ultra-

profundas. Segundo comunicado da companhia à época das aquisições, as concessões nas Bacias do Solimões, Potiguar, Espírito Santo e Sergipe-Alagoas (3 terrestres e 3 marítimas em lâminas d'água rasas) visavam retardar o declínio da produção de petróleo nessas áreas em que a Petrobras possui robusta infra-estrutura instalada da época do monopólio.

Em relação ao bloco de águas profundas e ultra-profundas da Bacia do Jequitinhonha, a companhia afirmou que se enquadrava na sua estratégia de se buscar a abertura de uma nova fronteira exploratória. Já o da Bacia de Campos, faz parte do foco da companhia na região, onde já possuía, à época da licitação, amplo portfólio de oportunidades, passando a atuar seletivamente naquelas águas.

Após a aquisição desses 8 blocos da Rodada 4, a Petrobras atingiu o fantástico portfólio de 63 blocos exploratórios no país, após a abertura do mercado. Esses números nos levam a afirmar que, embora haja de fato, até então, a abertura do mercado de E&P no Brasil, os quase 50 anos de monopólio dessas atividades, levaram a Petrobras a uma liderança incontestável no cenário nacional, levantando algumas vertentes que a companhia ainda teria o monopólio dessas atividades. Senão de direito, pelo menos de fato (PETROBRAS, 2009).

Ao todo, os consórcios em que a Petrobras esteve envolvida, inclusive nos que ela adquiriu o direito exclusivo sobre a exploração do bloco, desembolsaram na Rodada 4 em bônus de assinatura cerca de R\$ 34 milhões (37% do total), sendo R\$ 21,5 milhões a parte da estatal.

A Rodada 4 foi finalizada em setembro de 2002, com a assinatura dos contratos de concessão celebrados no leilão.

### **3.5 Quinta Rodada**

A Quinta Rodada de Licitações da ANP, anunciada em 5 de novembro de 2002, foi realizada efetivamente em agosto de 2003, com as apresentações das ofertas ocorrendo nos dias 19 e 20, no Rio de Janeiro. Os inúmeros contratos de concessões resultantes da Rodada 5 foram assinados até o final de novembro de 2003.

A Rodada 5 foi marcada pela introdução de uma série de novidades entre elas. A mais significativa tenha sido, talvez, a implementação do novo sistema de desenho e licitação de blocos exploratórios, onde as bacias sedimentares foram divididas em

setores, que, por sua vez, estavam divididos em grades de tamanhos pré-definidos. Por exemplo, a Bacia Potiguar foi dividida em 4 setores: SPOT-T2, SPOT-T3, SPOT-T4 e SPOT-T5. Cada um desses setores era subdividido em blocos: por exemplo, o setor SPOT-T2, possuía, entre outros, os blocos POT-T-197 e POT-T-210, licitados separadamente e concedidos a empresas diferentes. Desta forma, os blocos licitados passaram a então ser chamados também de células. Tais blocos, de tamanhos médios muito inferiores aos das rodadas anteriores (o tamanho médio dos blocos caiu de uma média de 3 mil km<sup>2</sup> das rodadas anteriores, para apenas 179 km<sup>2</sup> na 5<sup>a</sup>. Rodada), poderiam, e de fato foram, agrupados no momento da assinatura dos contratos de concessão. Isso se deu agrupando diversos blocos menores adjacentes uns aos outros em um único bloco só, maior, sob o mesmo e único contrato de concessão, desde que os direitos à exploração dessas áreas fossem adquiridos pela mesma empresa ou consórcio, tendo, neste caso, a mesma empresa como operadora. Isso aconteceu efetivamente nos blocos adquiridos pela Petrobras, que, em 84% dos blocos licitados, saiu como vencedora exclusiva.

Segundo a ANP (2009b), a redução no tamanho médio dos blocos exploratórios teria como objetivo principal atrair mais empresas para o processo, em especial as pequenas e médias, incentivando novas empresas no setor (até mesmo atraindo empresas de outras áreas de atuação), elevando o número de participantes do mercado de E&P brasileiro. Para se ter uma idéia, empresas com patrimônio líquido superior a R\$ 1 milhão já poderiam participar, desde que em consórcio, e não como operadora. Para ser operadora, a empresa deveria possuir patrimônio líquido, no mínimo, de R\$ 3 milhões quando qualificada operacionalmente como Classe C, isto é, com operações restritas a blocos de terra, em bacias maduras. Já para operar os chamados blocos “A”, sem qualquer restrição, e “B”, restrito a blocos terrestres e marítimos de águas rasas, as empresa deveriam comprovar patrimônio líquido de R\$ 20 milhões, no mínimo.

A justificativa para o impacto era óbvia: quanto menor o tamanho do bloco, menor seria o pagamento da taxa de participação e do bônus de assinatura, e menores seriam os investimentos necessários para se explorar a área, isto é, menor seria o compromisso adquirido com o Programa Mínimo Exploratório (PEM). Desta forma, com o pagamento de US\$ 7 mil como taxa de participação, quando a empresa recebe um pacote de dados e informações sobre a área, e lances ao bônus de assinatura a partir de R\$ 10 mil, uma empresa pequena já poderia adquirir o direito à exploração de um

bloco terrestre. As únicas ressalvas, compreensíveis, é que a empresa operadora não poderia ter menos de 30% de participação no bloco, e que nenhum participante do mesmo tivesse menos de 5%.

Aliás, a eliminação do PEM pré-definido no edital da rodada foi outra importante novidade a partir da Rodada 5. O PEM passou a ser proposto pelas empresas, como parte das ofertas. Adicionalmente, vale ressaltar também que a determinação do tamanho médio dos blocos fora feita conforme a latitude dos mesmos: bacias maduras terrestres: 30 km<sup>2</sup>; bacias marítimas, em lâmina d água inferior a 400 m: 180 km<sup>2</sup>; e bacias marítimas, em lâmina d água superior a 400m: 720 km<sup>2</sup>. Além disso, a metodologia de julgamento dos vencedores do leilão foi modificada, com a introdução de pesos aos itens da oferta. Desta última modificação, resultaram os seguintes pesos para julgamentos das ofertas: Bônus de Assinatura – 30%; PEM – 30%, Conteúdo Local – 40% (divididos em 15% para a Fase de Exploração e 25% para a Etapa de Desenvolvimento da Produção).

Nesta rodada, foram ofertadas 9 bacias, todas já conhecidas de rodadas anteriores. Essas 9 bacias sedimentares foram divididas em 21 setores, para os quais havia uma ordem seqüencial para a licitação. Com a divisão dos setores em blocos, tivemos 908 blocos licitados, recorde absoluto de todas as rodadas de licitação até então. E há ainda que se levar em consideração que, poucos dias antes do leilão, cerca de 200 blocos exploratórios foram retirados da Quinta Rodada de Licitações, por decisão da Diretoria Colegiada, com base na recomendação do IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis) referendada pelo Ministério de Minas e Energia e pelo Ministério do Meio Ambiente.

Os blocos retirados pertenciam a dois setores terrestres da Bacia do Potiguar (ao todo 12 blocos dessa bacia foram retirados) e, principalmente, à Bacia do Espírito Santo, onde não só blocos terrestres (16 blocos, do total de 76, de 3 setores terrestres, foram retirados), mas também blocos marítimos, foram retirados. Seriam licitados, a princípio, 2 setores de águas rasas da Bacia do Espírito Santo, totalizando 199 blocos *offshore* nesta bacia. Entretanto, com a determinação dos Ministérios, apenas 21 desses foram de fato licitados. Um dos setores foi integralmente retirado. No outro, permaneceram 21 de 98 blocos originalmente oferecidos.

A princípio, a liberação de parte dos blocos de águas rasas da Bacia do Espírito Santo dependeria de estudos propostas pertinentes ao manejo sócio-econômico e ambiental das áreas adjacentes à APA da Ponta da Baleia (ANP, 2009b).

De qualquer forma, ainda assim, a área total licitada foi a maior naqueles 5 primeiros anos de Rodadas de Licitações: 162 mil km<sup>2</sup>. Porém, muita em função da instabilidade do processo licitatório, com a retirada de blocos às vésperas do leilão, a área concedida foi a menor da história (exceto pela Oitava Rodada, que foi suspensa no primeiro de seus dois dias de leilão, por ordem judicial, como veremos nos capítulos seguintes): pouco menos de 22 mil km<sup>2</sup> foram concedidos na Rodada 5, ou seja, 13,5% da área total licitada.

Os 908 blocos de fato licitados estavam assim divididos, em bacias e setores:

- Bacia da Foz do Amazonas: 2 setores de águas rasas (SFZA-AR1 e SFZA-AR2), com o total de 156 blocos em mar;
- Bacia de Barreirinhas: 1 setor de águas rasas (SBAR-AR2) com 62 blocos em mar;
- Bacia Potiguar: 4 setores terrestres (SPOT-T2, SPOT-T3, SPOT-T4 e SPOT-T5) com 153 blocos;
- Bacia do Recôncavo: 1 setor terrestre (SREC-T2), com 41 blocos;
- Bacia do Jequitinhonha: 1 setor de águas profundas (SJ-AP), com 12 blocos em mar;
- Bacia do Espírito Santo: 3 setores terrestres (SES-T2, SES-T4 e SES-T6), com 60 blocos em terras, e 1 setor de águas rasas (SES-AR2), com 21 blocos marítimos;
- Bacia de Campos: 2 setores de águas rasas (SC-AR2 e SC-AR3), com 38 blocos, e 1 setor de águas profundas (SC-AP1), com 6 blocos;
- Bacia de Santos: 2 setores de águas rasas (SS-AR3 e SS-AR4), com 306 blocos, e 1 setor de águas profundas (SS-AP4), com 20 blocos; e
- Bacia de Pelotas: 1 setor de águas profundas (SP-AP3), com 33 blocos em mar.

Ao todo, dos 908 blocos (162 mil km<sup>2</sup>), 654 eram em mar (154 mil km<sup>2</sup>) e 254, terrestres (8 mil km<sup>2</sup>). De todos os setores supracitados, nenhuma oferta foi recebida nos setores SES-AR2, SES-T2, SC-AP1 e SP-AP3.

Outro número negativo da Rodada 5, também resultante das alterações ocorridas e da conjuntura econômica mundial, foi o número de empresas participantes, recorde negativo de todas as rodadas. Das 18 que mostraram interesse em participar do leilão, 14 pagaram a taxa de participação, sendo 12 as habilitadas. Dessas, apenas 6 apresentaram ofertas, tendo todas vencido ao menos em uma das ofertas. Apenas uma nova empresa saiu da Rodada como novo operador.

Foram oferecidas, como PEM, aproximadamente 22 mil Unidades de Trabalho (UT), o que representa investimentos de cerca de R\$ 350 milhões na Fase de Exploração.

Ao todo, foram arrecadados na Rodada 5 apenas R\$ 27,5 milhões em bônus de assinatura pela concessão de 101 blocos exploratórios (11% do total licitado). Esse baixo valor representa cerca de 1% do bônus total acumulado na Nona Rodada (R\$ 2,1 bilhões). A fim de comparação, um só bloco da Rodada 9 arrecadou R\$ 344 milhões.

Na Quinta Rodada, o maior bônus pago coube ao bloco J-M-115, do setor de águas profundas SJ-AP, da Bacia do Jequitinhonha, arrematado por cerca de R\$ 8 milhões pela Petrobras.

Aliás, a Petrobras foi o destaque absoluto de uma rodada enfraquecida. Ela arrematou sozinha 85 blocos (84%), dos 101 blocos ofertados. Além desses, fez parte de consórcios vencedores em outros 3 blocos, onde a operação coube às suas parceiras. Por essas aquisições, a estatal pagou R\$ 22 milhões, cerca de 80% do total arrecado com o bônus de assinatura na rodada.

Os 88 blocos arrematados pela Petrobras se dividem assim: 10 concessões em terra, em bacias exploratoriamente maduras (5 em Potiguar, 1 no Recôncavo e 4 no Espírito Santo); 66 blocos marítimos em águas rasas, divididos em áreas próximas a acumulações já descobertas anteriormente (30 blocos na Bacia de Santos e 19 na Bacia de Campos) e áreas de novas fronteiras exploratórias, com maior risco (12 blocos na Bacia da Foz do Amazonas e 5 na Bacia de Barreirinhas); e 12 blocos em águas profundas (5 blocos na Bacia de Jequitinhonha, nova fronteira, e 7 na parte sul da Bacia de Santos, ainda pouco explorada até então). Esses 88 blocos adquiridos foram

reagrupados, pela ANP, em 17 blocos maiores. Por exemplo: os 5 blocos marítimos da Bacia do Jequitinhonha adquiridos pela Petrobras foram reagrupados, após o leilão, em apenas um bloco, o BM-J-4.

Essas novas áreas de concessão adquiridas na Rodada 5 representaram a primeira oportunidade para a Petrobras de recompor seu portfólio exploratório, após a maciça devolução, no dia 6 de agosto de 2003, de alguns dos seus mais valiosos blocos da Rodada Zero (21 ao todo). Além dessas, a companhia ainda teve que devolver, em setembro do mesmo ano, 50% das áreas das concessões adquiridas na Rodada 2 (2000). Essas devoluções, assim como todas as outras posteriores, estavam previstas em todos os contratos de concessão, seja com a Petrobras ou com as demais empresas. A justificativa é que as empresas devem devolver à União (ANP), dentro de um cronograma pré-estabelecido em edital, parte dos blocos anteriormente concedidos para que estes possam ser colocados novamente a leilão. Assim, as empresas deveriam devolver as partes que menos lhes interessassem dos blocos. Os critérios poderiam ser, por exemplo, a não viabilidade econômica dos mesmos ou até mesmo a falta de investimentos em determinadas áreas. Essas regras valeram também para os blocos concedidos à Petrobras na Rodada Zero.

Assim, com o desempenho obtido nessa licitação, a Petrobras passou a contar com 55 blocos exploratórios, após ter seu portfólio reduzido de 59 para 38 blocos. Além desses, havia ainda 38 áreas de descobertas retidas na fase de exploração, sob concessão da Petrobras, para a execução dos Planos de Avaliação.

Por todos esses números, em relação aos valores globais da rodada como um todo, e também especificamente em relação à concentração dos blocos concedidos para a Petrobras, pode-se dizer que a 5ª. Rodada de Licitações da ANP não atingiu seu objetivo, com as modificações realizadas.

O percentual de áreas e blocos concedidos, sobre o total licitado, despencou; o número de empresas participantes caiu pela metade; o total arrecadado em bônus de assinatura foi irrisório se comparado com o das outras rodadas; e o mercado se fechou ainda mais nas mãos da Petrobras, pelo menos no que diz respeito às áreas de exploração concedidas.

Parecia assim que as rodadas começavam a perder seu encanto e sua força em atrair as empresas para o mercado de E&P brasileiro. As mudanças não foram, num

primeiro instante, bem aceitas pelo mercado, que parecia caminhar novamente para próximo de um monopólio estatal.

### **3.7 Sexta Rodada**

Após ser anunciada em 11 de dezembro de 2003, a Sexta Rodada de Licitações da ANP foi finalizada em 3 de dezembro de 2004, com a assinatura dos contratos de concessão. O leilão, propriamente dito, ocorreu nos dias 17 e 18 de agosto de 2004.

A Rodada 6 manteve basicamente as mesmas regras e todas as importantes alterações introduzidas no processo licitatório da Rodada 5, incluindo, e principalmente, o novo desenho dos blocos exploratórios, bem como o conceito de setores. Nesta rodada, o tamanho médio dos blocos foi de 222 km<sup>2</sup>.

Os 913 blocos ofertados (cerca de 203 mil km<sup>2</sup>) nesta rodada dividiam-se em 29 setores e 3 modelos exploratórios, como se segue:

- **Bacias Maduras:** blocos que buscam obter a retomada dos investimentos nas bacias maduras terrestres, predominantemente para pequenas empresas, com o intuito de desenvolver empregos e de incorporação de desenvolvimento tecnológico;
- **Bacias de Novas Fronteiras (Tecnológicas) e/ou de conhecimento:** com objetivo de descobrir novas províncias petrolíferas, são as oportunidades orientadas a empresas que buscam áreas maiores e aceitam riscos exploratórios maiores; e
- **Bacias de Elevado Potencial:** com o objetivo de garantir a sustentabilidade da auto-suficiência nacional na produção de petróleo, são os blocos orientados às grandes empresas, a fim de se obter o aumento das reservas e da produção nacional.

Cada um desses modelos exploratórios era constituído por determinadas áreas ou bacias:

- **Bacias Maduras:** porções terrestres das Bacias Potiguar, Recôncavo e Espírito Santo;
- **Bacias de Novas Fronteiras:** Bacias da Foz do Amazonas, costa do Pará-Maranhão, Barreirinhas, Camamu-Almada; Jequitinhonha e Pelotas, bem como determinadas áreas de bacias produtoras; e

- Bacias de Elevado Potencial: águas profundas das Bacias de Santos, Campos, Espírito Santo e Sergipe-Alagoas. Eram os chamados de “blocos azuis” da rodada, com excelentes resultados exploratórios, e recentes descobertas adjacentes.

Importante destacar que as áreas de elevado potencial coincidem, na sua maioria, com áreas de blocos da Rodada Zero, parcialmente devolvidas em agosto de 2003. Estas áreas eram de devolução obrigatória, e se valorizaram bastante em 2003 com as importantes descobertas de gás natural e óleo leve que ocorreram naquele ano. Conhecedora, portanto, dessas áreas, a Petrobras julgava de suma importância o retorno das mesmas ao portfólio exploratório da companhia. E por isso foi em busca delas na Rodada 6.

Como se pode notar, foram 12 bacias sedimentares ofertadas na Rodada 6, sendo nenhuma “novata”. Os blocos e setores ficaram assim divididos:

- Bacia Potiguar: 4 setores terrestres (SPOT-T2, SPOT-T3, SPOT-T4 e SPOT-T5 → bacia madura) com 141 blocos;
- Bacia do Recôncavo: 2 setores terrestres (SREC-T2 e SREC-T3 → bacia madura), com 97 blocos;
- Bacia do Espírito Santo: 3 setores terrestres (SES-T2, SES-T4 e SES-T6 → bacia madura), com 56 blocos em terras; 1 setor de águas rasas (SES-AR2 → nova fronteira), com 21 blocos marítimos; e 1 setor de águas profundas (SES-AP1 → elevado potencial), com 16 blocos *offshore*;
- Bacia de Barreirinhas: 1 setor de águas rasas (SBAR-AR2 → nova fronteira) com 29 blocos em mar; e 2 setores de águas profundas (SBAR-AP1 e SBAR-AP2 → nova fronteira), com 20 blocos em mar;
- Bacia de Camamu-Almada: 2 setores de águas profundas (SCAL-AP1 e SCAL-AP2 → nova fronteira), com 19 blocos *offshore*;
- Bacia de Campos: 2 setores de águas rasas (SC-AR2 e SC-AR3 → nova fronteira e elevado potencial), com 29 blocos; e 1 setor de águas profundas (SC-AP2 → elevado potencial), com 6 blocos em mar;
- Bacia da Foz do Amazonas: 2 setores de águas rasas (SFZA-AR1 e SFZA-AR2 → nova fronteira), com o total de 144 blocos em mar;

- Bacia do Jequitinhonha: 1 setor de águas profundas (SJ-AP → nova fronteira), com 11 blocos em mar;
- Bacia de Pará-Maranhão: 2 setores de águas profundas (SPAMA-AP1 e SPAMA-AP2 → nova fronteira), com 24 blocos marítimos;
- Bacia de Pelotas: 1 setor de águas profundas (SP-AP3 → nova fronteira), com 33 blocos em mar;
- Bacia de Santos: 2 setores de águas rasas (SS-AR3 e SS-AR4 → nova fronteira), com 231 blocos; e 1 setor de águas profundas (SS-AP14 → elevado potencial), com 21 blocos; e
- Bacia de Sergipe-Alagoas: 1 setor de águas profundas (SSEAL-AP2 → elevado potencial), com 15 blocos.

Ao todo, foram 294 blocos em terra em 9 setores (9 mil km<sup>2</sup>) e 619 blocos em mar em 20 setores (194 mil km<sup>2</sup>). Os blocos em terra pertencem ao modelo exploratório bacia madura. Dos setores em mar, temos 8 em águas rasas (454 blocos) e 12 em águas profundas (165 blocos).

Se dividirmos esses blocos marítimos em áreas de nova fronteira e elevado potencial, a contagem fica: 551 blocos de áreas classificadas como novas fronteiras e 68 como de elevado potencial. Interessante notar que o setor SC-AR2, de águas rasas da Bacia de Campos, foi subdividido, tendo 7 blocos classificados como de nova fronteira, e 10 como de elevado potencial.

Vale ainda a observação feita no sub-capítulo anterior que os blocos em águas rasas apresentam uma área menor que aqueles em águas profundas, daí a disparidade no número de blocos ofertados em cada região.

Nenhuma oferta foi recebida pelos blocos dos setores SFZA-AR1, SPAMA-AP2, SBAR-AR2, SBAR-AP2, SES-AR2, SC-AR3, SS-AR3 e SS-AR4, de novas fronteiras exploratórias.

Da área total licitada, quase 40 mil km<sup>2</sup> foram concedidos (36,8 mil km<sup>2</sup> *offshore* e 2,8 mil km<sup>2</sup> *onshore*), o que representa cerca de 20% do ofertado. Em termos de blocos, esse percentual foi de 17%, isto é: 154 blocos concedidos dos 913 ofertados.

A importância da Rodada 6 foi o fato de mostrar a recuperação da credibilidade das rodadas, voltando a atingir patamares anteriores no que diz respeito a valores arrecadados e empresas participantes.

O total arrecado com bônus de assinatura na Rodada 6 foi de R\$ 665 milhões, pagos pelas 19 empresas vencedoras dos 154 blocos arrematados. Das 30 empresas interessadas, 24 foram habilitadas. Dessas, 21 apresentaram ofertas, com 19 vencedoras. Vale ressaltar que o número de empresas nacionais vencedoras saltou de 2, na rodada anterior, para 7 na 6ª. Rodada. Apesar disso, houve apenas um novo operador.

Os compromissos relativos ao PEM totalizaram 131 mil UT (Unidades de Trabalho), o que permite estimar investimentos mínimos de R\$ 2 bilhões na Fase de Exploração.

Coube mais uma vez à Petrobras o maior bônus pago por um só bloco: R\$ 82,3 milhões. Foi pelo bloco ES-M-525 (posteriormente chamado de BM-ES-23), do setor de águas profundas SES-AP1, da Bacia do Espírito Santo. Mas, desta vez, embora operadora, a Petrobras teve a Shell como sócia, com participação expressiva de 35%.

A Petrobras efetuou lances em 113 blocos, tendo adquirido, com exclusividade ou em consórcio, 107 novas concessões exploratórias (69,5% de todos os blocos arrematados na rodada). Para tanto, a Petrobras e seus Parceiros pagaram um bônus de assinatura total de R\$ 571 milhões (86% do total arrecadado), tendo a parcela da Petrobras alcançado o montante de R\$ 437 milhões (66% do total arrecadado). Além disso, se comprometeu a adquirir 10.996 km<sup>2</sup> de sísmica 3D, 100 km de 2D e a perfurar 63 poços pioneiros, como PEM ofertado.

A Petrobras adquiriu exclusividade (100%) de direitos em 55 blocos na Rodada 6. Nas demais 52, venceu como parte de consórcios, sendo operadora de 32 blocos, cabendo a operação às parceiras nas 20 concessões restantes.

Das 107 concessões adquiridas, 46 situam-se em bacias terrestres maduras (1,5 mil km<sup>2</sup>, sendo 25 blocos na Bacia do Potiguar, 5 na do Recôncavo e 16 na do Espírito Santo), e 61 em bacias marítimas (34,7 mil km<sup>2</sup>), das quais 30 em áreas de novas fronteiras (15,8 mil km<sup>2</sup>, sendo 9 blocos na Bacia da Foz do Amazonas, 3 na de Pará-Maranhão, 1 na de Barreirinhas, 9 na de Camamu-Almada, 2 na de Jequitinhonha e 6 na de Pelotas) e 31 em áreas consideradas de elevado potencial (18,9 mil km<sup>2</sup>, em águas

profundas, sendo 8 blocos da Bacia de Sergipe-Alagoas, 10 no Espírito Santo, 2 em Campos e 11 em Santos).

Posteriormente, a ANP agrupou as 107 células adquiridas pela Petrobras e parceiras em 36 blocos, conforme já ocorrera na rodada anterior.

Assim, a estatal passou a contar, na ocasião, com 96 blocos exploratórios (138 mil km<sup>2</sup>), mais 33 áreas de Planos de Avaliação de Descobertas (11,3 mil km<sup>2</sup>) ainda em operação. Entretanto, em setembro daquele ano, a Companhia teve, por obrigação contratual já explicada, que devolver cerca de 50% das áreas das 18 concessões da Rodada 2, de 2001, por ocasião do término da 1ª Fase Exploratória dos mesmos.

### **3.8 Sétima Rodada**

Com o leilão realizado pela primeira vez em três dias, entre os dias 17, 18 e 19 de outubro de 2005, a Sétima Rodada de Licitações da ANP foi iniciada em janeiro de 2005, com seu anúncio, e finalizada em janeiro de 2006, com a assinatura dos contratos de concessão.

Algumas alterações ocorreram nesta rodada em relação às anteriores. Parte dessas modificações refere-se à questão do Conteúdo Local (CL), como sua pontuação nas ofertas, a introdução de percentuais mínimos e máximos e da cartilha de certificação, e penalidades por não-cumprimento do CL ofertado, além do fim da divisão das fases de exploração (aquisição de dados - terra, interpretação e perfuração) e desenvolvimento da produção (engenharia de detalhamento e perfuração e processamento), para critério de quantificação do CL, como ocorrera nas Rodadas 5 e 6. Mas essas modificações são tratadas com maior detalhamento na Seção 4.

Além dessas, outra alteração foi em relação a uma nova caracterização dos blocos exploratórios. A divisão separou os blocos em Parte A, blocos com risco exploratório, e Parte B, blocos ofertados pela primeira vez, contendo áreas inativas com acumulações marginais.

O objetivo explícito na parte B era a criação e fixação de pequenas e médias empresas nas atividades de exploração e produção em áreas terrestres que foram devolvidas à ANP.

As áreas conceituadas como inativas com acumulações marginais ofertadas localizam-se nos Estados da Bahia e Sergipe, e estavam assim divididas:

➤ Estado da Bahia - 11 áreas:

- Bacia do Recôncavo: Araçás Leste; Rio Una; Bom Lugar; Jacarandá; Fazenda São Paulo; Pitanga e Gamboa;
- Bacia de Camamu-Almada: Jiribatuba e Morro do Barro;
- Bacia do Tucano Sul: Sempre Viva e Curral de Fora. Esta última foi a única das áreas que não teve nenhuma oferta recebida.

➤ Estado de Sergipe – 6 áreas:

- Bacia de Sergipe-Alagoas: Cidade de Aracaju; Alagamar; Foz do Vaza Barris; Tigre; Carapitanga e Cidade de Pirambu.

Após a 7ª rodada, as licitações de áreas inativas passaram a ter vida própria e não mais serem ofertadas conjuntamente com os blocos com risco exploratório.

Embora em termos de arrecadação e investimentos, e até mesmo em termos de produção de petróleo, desenvolvimento e interesse da indústria como um todo, os blocos com risco exploratório fossem os grandes atrativos da Rodada 7, a novidade introduzida da licitação das áreas marginais obteve também seu sucesso, especialmente com as pequenas empresas. Para uma empresa participar da licitação dessas áreas, os valores e os riscos envolvidos eram significativamente menores: precisava comprovar um patrimônio líquido acima de R\$ 10 mil, pagar uma taxa de participação de R\$ 300,00, e os bônus mínimos de assinatura eram a partir de R\$ 1 mil. Serviu para essas empresas entrarem no mercado, adquirirem experiência e explorarem áreas antes inativas, reativando a produção de tais recursos.

Assim, o sucesso da Sétima Rodada pode ser medido, por um lado, pelo grande interesse nos blocos com risco exploratório localizados nas bacias de Campos, Santos e Espírito Santo; e, por outro, pelo número expressivo de pequenas e médias empresas – novas e mesmo sem experiência no setor – concentrando esforços nas oportunidades criadas nas áreas inativas com acumulações marginais.

Embora o sucesso o resultado desta rodada em termos de valores monetários tenha sido positivo, em relação ao número de blocos concedidos foi aquém do esperado para a Parte A, mas conforme o esperado para a Parte B.

No total, foram arrematados 251 dos 1.134 blocos ofertados com risco exploratório (Parte A - 22%), e 16 das 17 áreas com acumulações marginais (Parte B -

94%). O total de Bônus de Assinatura ofertado foi de quase R\$ 1,089 bilhão (recorde absoluto até aquela rodada), sendo desses cerca de R\$ 1,086 nos blocos com risco exploratório, e pouco mais de R\$ 3 milhões áreas inativas com acumulações marginais.

Obviamente, cada tipo de área licitada foi tratado com suas diferenças à parte. Para começar, cada uma tinha seu edital específico, após um capítulo de disposições gerais, contratos de concessão diferenciados, e dias diferentes de leilão (as áreas marginais foram leiloadas isoladamente no último dia do leilão). Uma alteração interessante foi em relação ao que, no caso dos blocos com risco exploratório, chamamos de Programa Mínimo Exploratório (PEM): no edital e nas ofertas para as áreas marginais, passou a se chamar de Programa de Trabalho Inicial. Também ofertado em Unidades de Trabalho (UTs), o PTI consistia basicamente na mesma idéia do PEM: um comprometimento em investir um mínimo em pesquisas na fase de avaliação dessas áreas marginais, bem como considerar o trabalho necessário para a reabilitação da produção nessas áreas. Em suma, o PEM refere-se à exploração dos blocos, e o PTI, à avaliação e reabilitação das áreas.

Assim, o PEM para a fase de exploração em blocos com risco exploratório totalizou quase 196 mil UTs, podendo-se estimar quase R\$ 1,8 bilhão de investimentos mínimos em seis anos de exploração. Já o PTI acumulado foi de pouco mais de 6 mil UTs, o equivalente a investimentos mínimos para a atividade de avaliação de quase R\$ 62 milhões nos dois anos seguintes.

Além disso, nas ofertas para as áreas da Parte B, não eram levadas em conta as ofertas de Conteúdo Local (CL). O vencedor apenas teria que respeitar e cumprir o CL mínimo exigido no contrato de concessão.

Apesar do sucesso da licitação da Parte B, como nota-se pelos números, o grande destaque desta rodada ainda foram, como esperado, os blocos com risco exploratório, dado seus enormes potenciais produtores. Estes foram divididos em áreas de novas fronteiras, áreas de elevado potencial e áreas de bacias maduras, a exemplo do que já ocorrera na rodada anterior. Desta forma, daremos a partir daqui maior destaque aos blocos com risco exploratório.

Os 1.134 blocos exploratórios oferecidos totalizavam uma área total de 397 mil km<sup>2</sup>, com um tamanho médio de 351 km<sup>2</sup>, divididos em 34 setores, 20 marítimos (194 mil km<sup>2</sup>, sendo 12 setores em águas profundas e 8 em águas rasas) e 14 terrestres (203

mil km<sup>2</sup>), localizados em 14 bacias sedimentares brasileiras: Pelotas (mar), Santos (mar), Campos (mar), Espírito Santo (mar e terra), Jequitinhonha (mar), Camamu-Almada (mar), Recôncavo (terra), Sergipe-Alagoas (terra), Potiguar (mar e terra), Barreirinhas (mar), Pará-Maranhão (mar), Foz do Amazonas (mar), Solimões (terra) e São Francisco (terra).

Dos blocos oferecidos, 509 eram terrestres e 625 estavam localizados no mar (156 em águas profundas e 469 em águas rasas). Dos 509 blocos em terra, 438 estavam em bacias maduras e 71 em áreas consideradas de novas fronteiras. Dos blocos marítimos, 87 eram de áreas de alto potencial (algumas áreas da parte *offshore* das Bacias de Santos, Campos e Espírito Santo) e 538 em novas fronteiras.

O total arrematado, 251 blocos com risco exploratório, representava uma área total de quase 195 mil km<sup>2</sup> (49% da área licitada), assim dividida: 187 mil km<sup>2</sup> em terra, 3 mil km<sup>2</sup> em águas rasas e cerca de 5 mil km<sup>2</sup> em águas profundas. Apenas para efeito de comparação, as 16 áreas inativas com acumulações marginais arrematadas totalizavam 88 km<sup>2</sup> em terra.

Novamente, nenhuma oferta foi feita pelos blocos dos setores SFZA-AR1, SPAMA-AP2, SBAR-AR2, SBAR-AP2, SC-AR3. Além desses, os setores SFZA-AR2, SPAMA-AP1, SBAR-AP1, SCAL-AP1, SJ-AP, SC-AR2 e SP-AP3 também não receberam lances por nenhum de seus blocos, embora tenham tido blocos arrematados na rodada anterior. Todos esses setores têm em comum o fato de serem áreas de novas fronteiras, além de serem todos em mar.

O maior bônus de assinatura pago foi pelos direitos do bloco S-M-608, no setor de águas profundas SS-AP2, de elevado potencial, na Bacia de Santos. O valor desembolsado pelo consórcio formado pela Petrobras (operadora, 60% de participação) e a britânica BG (40%) foi de R\$ 160 milhões. Aliás, como já previsto, as Bacias de Campos, Santos e Espírito Santo foram novamente aquelas que receberam as maiores ofertas.

Considerando as Partes A e B da Sétima Rodada, foram 116 as empresas habilitadas, das quais 85 apresentaram ofertas, isoladamente ou em consórcio, sendo que 41 tiveram êxito em pelo menos um lance. O elevado número retrata o sucesso da Parte B, que atingiu seu objetivo em atrair as pequenas e iniciantes empresas ao leilão das áreas inativas com acumulações marginais. Isso pode ser constatado quando

olhamos os números das empresas participantes apenas do leilão dos blocos com risco exploratório. Esses números caem para 44 empresas habilitadas, 32 ofertantes e 30 vencedoras, representando novo recorde. Mas em relação as empresas, o número que mais se destaca é o de empresas nacionais vencedoras dos blocos com risco exploratório: foram 14 ao todo, exatamente o dobro do recorde anterior, atingido na Rodada 6. O número de novos operadores desses blocos a partir da Rodada 7 foi de 6.

Na Rodada 7, pela primeira vez, ocorreu a eliminação de algumas empresas do processo licitatório, mesmo depois dessas terem concorrido e arrematado alguns blocos licitados. Essa eliminação se deu, em geral, com empresas pequenas, e foi resultado do descumprimento dessas com os prazos e condições estipuladas no Edital de Licitações para outorga dos contratos de concessão. Tais contratos de concessão não foram assinados. Nesses casos, a ANP tem o direito de executar a caução das garantias de ofertas. Com isso, alguns contratos de concessão não foram efetivamente assinados, e conseqüentemente alguns blocos arrematados no leilão não foram concedidos de fato. Por exemplo, na Rodada 7, dos 251 blocos exploratórios arrematados, 11 não foram de fato concedidos (23 mil km<sup>2</sup>), o que representou uma perda de pouco mais de R\$ 1 milhão no bônus de assinatura efetivamente arrecadado. Comparando-se este valor com o total (praticamente R\$ 1,1 bilhão), vemos que se trata de uma parcela pouco significativa (aproximadamente 0,1% do total). Já em termos de PEM, essas ofertas não honradas tiveram um impacto maior: 33 mil UTs (17% de perda em relação ao total assinado), equivalentes a R\$ 99 milhões (5,5% de perda em relação ao total assinado). Importante notar que todos esses blocos cujas ofertas não foram honradas eram terrestres, tanto na Rodada 7 como na Rodada 9. Em toda a história das Rodadas de Licitações da ANP, não houve, até o momento, nenhum bloco *offshore* que fosse arrematado e que sua oferta não fosse cumprida.

E m relação à participação da Petrobras no leilão, pode-se dizer que esta teve novamente uma atuação destacada nas licitações dos blocos com risco exploratório (não fez nenhuma oferta pelas áreas com acumulações marginais). Ao todo, efetuou lances em 109 áreas exploratórias, tendo adquirido 96 delas (38% dos blocos arrematados na rodada), o que lhe concedeu cerca de 40 mil km<sup>2</sup> de novas áreas exploratórias. Para tanto, a Petrobras e seus parceiros pagaram um bônus de assinatura total de R\$ 726 milhões (67% do total), tendo a parcela da Petrobras alcançado o montante de R\$ 503 milhões (46% do total arrecadado).

Em 42 dessas concessões, a Petrobras tem exclusividade de direitos. Em outras 29, a companhia também é operadora, mas em parceria com outras empresas. Nas 25 concessões restantes, a operação coube às sócias.

Das 96 concessões adquiridas pela Petrobras, 73 situam-se em bacias sedimentares terrestres (28 mil km<sup>2</sup>) e 23 concessões em bacias sedimentares marítimas (12 mil km<sup>2</sup>). Dos blocos terrestres, a grande maioria (63 blocos) situava-se em bacias costeiras maduras (Potiguar, Sergipe-Alagoas, Recôncavo e Espírito Santo); os demais (10 blocos), em Bacias que a Petrobras denominou como interiores (Solimões e São Francisco), ainda pouco exploradas. No mar, as 23 concessões adquiridas pela Petrobras estavam distribuídas em áreas de fronteira exploratória (5 blocos nas águas profundas da Bacia do Potiguar) e áreas de elevado potencial (7 blocos nas águas rasas das Bacias de Santos e do Espírito Santo e 11 nas águas profundas das Bacias de Campos, Espírito Santo e Santos), responsáveis por mais de 80% do total desembolsado pela companhia, dado seus potenciais petrolíferos.

A exemplo das rodadas anteriores, a ANP agrupou as células similares em um número menor de contratos de blocos.

Com a aquisição destas novas áreas na Sétima Rodada, a Petrobras ampliou seu portfólio de 94 blocos exploratórios (112 mil km<sup>2</sup>) para 190 blocos exploratórios (152,5 mil km<sup>2</sup>), além das 31 áreas de planos de avaliação de descobertas (9,5 mil km<sup>2</sup>), ainda em operação. Isso serviu para a companhia se reposicionar após a devolução dos blocos da Rodada Zero, e de 50% das áreas adquiridas nas Rodadas 2 e 3.

### **3.8.1 Áreas Inativas com Acumulações Marginais**

Conforme previsto na Lei do Petróleo de 1997, a Petrobras teve ratificados seus direitos sobre cada um dos campos de seu interesse que estavam em efetiva produção na data de início de vigência da Lei. Nesse sentido, em 6 de agosto de 1998, a chamada Rodada Zero celebrou, sem processo licitatório, os contratos de concessão referentes a 282 campos em produção ou desenvolvimento, além de outros 115 em fase de exploração.

Entretanto, a Petrobras não reivindicou, no prazo previsto na Lei do Petróleo, os direitos sobre outros 62 campos que já havia sido produzidos ou que se encontravam na etapa de desenvolvimento, por não julgá-los economicamente atrativos para a empresa, em referência ao porte de seus projetos e negócios. Essas áreas ficaram, desde

então, à disposição da ANP. Somados a estes, outros 15 campos foram devolvidos de 1998 (Rodada Zero) a 2005 (antes da Sétima Rodada). Estes campos ficaram conhecidos no mercado como “campos devolvidos” ou “campos marginais da ANP”.

Nas primeiras tentativas de licitar tais campos, em licitações anteriores à Rodada 7, a ANP, visando incrementar o valor de blocos exploratórios, incluiu alguns de seus “campos marginais” em blocos exploratórios. Entretanto, tal estratégia não se mostrou atrativa para as empresas. Chega-se a essa conclusão através do acompanhamento dos contratos de concessão desses blocos exploratórios associados aos campos marginais: vários desses campos retornaram à ANP. Há, por exemplo, casos de campos licitados e já devolvidos mais de uma vez.

Dada essa constatação, e visando agregar mais valor a esses recursos da União, a ANP, atendendo à Resolução nº 2/2004 do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, incluiu na Sétima Rodada de Licitações parte dos 54 “campos devolvidos” então em seu poder. Foi a chamada ‘Parte B’ da Rodada 7, cujas ofertas foram apresentadas em dia diferente dos blocos com risco exploratório (ou ‘Parte A’).

Os “campos marginais” ou “campos devolvidos” foram ofertados junto com a Rodada 7, em outubro de 2005, sob a denominação de “Áreas com acumulações marginais inativas”. Essas áreas localizam-se nos Estados da Bahia e Sergipe, e subdividiam-se 4 bacias:

➤ Estado da Bahia - 11 áreas:

- Bacia do Recôncavo: Araçás Leste; Rio Una; Bom Lugar; Jacarandá; Fazenda São Paulo; Pitanga e Gamboa;
- Bacia de Camamu-Almada: Jiribatuba e Morro do Barro;
- Bacia do Tucano Sul: Sempre Viva e Curral de Fora.

➤ Estado de Sergipe – 6 áreas:

- Bacia de Sergipe-Alagoas: Cidade de Aracaju; Alagamar; Foz do Vaza Barris; Tigre; Carapitanga e Cidade de Pirambu.

De todas essas 17 áreas, apenas o campo de Curral de Fora não foi arrematado.

Ao apresentar essas áreas, a ANP pretendia motivar as pequenas e médias empresas a investir em produção de petróleo em bacias terrestres maduras, onde a infra-

estrutura para tratamento e transporte do petróleo e do gás natural já estão instaladas. Para tanto, a ANP oferecia às empresas interessadas, um histórico completo do campo: histórico da produção, detalhes do poço, qualidade do óleo, estimativas de reservas, levantamento geológico (sísmicas), aspectos geológicos, amostras de rochas extraídas, testes realizados, etc. Adicionalmente, acrescentou-se no edital dessas áreas um limite no máximo de ofertas vencedoras por empresa, independente de operadoras ou não.

A fim de mostrar a viabilidade dos projetos, a ANP reativou o poço Quiambina-4A, integrante do campo de Quiambina, um dos “campos devolvidos” que agora integra o Projeto Campo Escola, uma parceria ANP - Universidade Federal da Bahia, no estado da Bahia e que conta com o apoio da Petrobras. Para restaurar a produção em dezembro de 2003, foi feito um investimento de cerca de R\$ 300 mil, direcionado para as obras civis de restauração de acesso e preparação de locação, a aquisição dos equipamentos necessários à reabilitação da sua produção e os serviços de sondagem realizados. Durante o ano de 2004, o poço produziu 6500 barris de petróleo de 30 °API, sem nenhuma intervenção adicional à realizada em 2003. O acompanhamento do poço foi feito através de visita diária de um único operador e o óleo foi comprado integralmente pela Petrobras.

Após o sucesso dessa primeira Rodada de Licitações de Áreas Inativas contendo Acumulações Marginais, a ANP decidiu realizar Rodadas periódicas com cronograma próprio, desvinculadas das Rodadas de Licitações de Áreas com Risco Exploratório.

Assim, em junho de 2006, pouco antes da Oitava Rodada de Licitações da ANP, que acabou suspensa em seu primeiro dia, teve vez a Segunda Rodada de Licitações de Áreas Inativas contendo Acumulações Marginais. Essa Rodada foi anunciada em março e finalizada em dezembro de 2006, com a assinatura dos contratos de concessão celebrados. Desde então não foram realizadas novas licitações dessas áreas.

A aposta era que o elevado preço da *commodity* e as novas tecnologias viabilizassem os investimentos necessários para a recuperação dessas áreas.

As áreas oferecidas na Segunda Rodada dos campos marginais foram 14, divididas em 3 bacias, nenhuma oferecidas na rodada anterior de acumulações marginais:

- Estado do Maranhão - 3 áreas:
  - Bacia de Barreirinhas: Espigão, Oeste de Canoas e São João;

- Estado do Rio Grande do Norte – 8 áreas:
  - Bacia Potiguar: Carnaubais, Trapiá, Riacho Velho, Rio do Carmo, São Manoel, Quixaba, Chauá e Porto do Mangue.
- Estado do Espírito Santo - 3 áreas:
  - Bacia do Espírito Santo: Crejoá, Rio Ipiranga e Rio Barra Nova.

Por restrições ambientais, foram ainda excluídas as áreas Riacho da Pedra e Diogo Lopes, na Bacia Potiguar (RN); e Conceição da Barra, Jaó, Capela São Pedro, Foz do Rio Doce e Rio São Domingos, no Espírito Santo.

Foram arrematadas 11 das 14 áreas com acumulações marginais ofertadas, totalizando cerca de 220 km<sup>2</sup>. Veremos mais a frente que boa parte dessas áreas a princípio arrematadas não teve seus contratos de concessão efetivamente assinados. As áreas de Carnaubais (RN), Quixaba (RN) e Rio Barra Nova (ES) não receberam ofertas.

Em linhas gerais, embora seus resultados não se comparem às Rodadas de Licitações tradicionais dos blocos com risco exploratório, as Rodadas de Licitações das áreas com acumulações marginais poderiam ser consideradas como bem-sucedidas. A seguir, o resumo desses resultados.

Na primeira rodada das áreas marginais, 16 das 17 (94%) áreas oferecidas foram arrematadas. O total de bônus de assinatura arrecadado foi de R\$ 3 milhões. O Programa de Trabalho Inicial (PTI), similar ao PEM dos blocos exploratórios, foi de 6.182 UTs, equivalente a mais de R\$ 62 milhões em investimentos mínimos para a atividade de avaliação e reabilitação dessas áreas em dois anos. Em termos da participação de empresas, 113 manifestaram interesse, das quais 91 foram habilitadas e 53 apresentaram ofertas. Ao final, 16 empresas saíram vencedoras (14 individualmente e 2 em consórcio), das quais 2 não assinaram o contrato de concessão, por desistência formal ou por desclassificação no processo.

Já na Segunda Rodada de Licitação das acumulações marginais, a concessão das 11 áreas (78,5% das licitadas) renderia aos cofres públicos um bônus total de assinatura de R\$10,7 milhões, além de um PTI total ofertado de 2.400 UTs, avaliados em R\$ 24 milhões em investimentos mínimos a atividade de avaliação em dois anos. Das 61 empresas que se mostraram interessadas nesse leilão, 55 foram habilitadas, sendo que

26 não estavam presentes na rodada anterior. No total, 30 apresentaram ofertas isoladamente ou em consórcio, das quais 10 saíram como vencedoras.

Provavelmente, um dos fatores que desencorajaram a ANP, como representante da União, a seguir com o leilão dessas áreas, foi o pouco comprometimento das pequenas empresas envolvidas nessas rodadas com as ofertas vencedoras. Isso se deu mesmo com as vantagens concedidas às produções dessas áreas, como, por exemplo, uma alíquota reduzida de *royalties*, de apenas 5%. Boa parte das empresas vencedoras, entusiasmada com o mercado petrolífero, o preço do petróleo e a possibilidade de lucros, acabou fazendo ofertas que depois não honrou, principalmente na Segunda Rodada. Em números, na Segunda Rodada, das 11 acumulações arrematadas, apenas 7 tiveram suas ofertas honradas e seus contratos assinados. Isso fez com o bônus de assinatura efetivamente arrecadado despencasse dos quase R\$ 11 milhões ofertados para menos de R\$ 2 milhões de fato pagos, uma redução de mais de 80%. Obviamente, o mesmo ocorreu com a oferta de PTI: caiu de 2,4 mil UTs (R\$ 24 milhões) para mil UTs (R\$ 10 milhões).

### **3.9 Oitava Rodada**

Divulgada em agosto de 2006, a Oitava Rodada de Licitações da ANP estava prevista para ocorrer entre os dias 28 e 29 de novembro daquele ano, com a previsão para a assinatura dos contratos de concessão para março de 2007. Tida como uma das mais promissoras, devido ao sucesso e aos recordes da rodada anterior, a Rodada 8 foi interrompida judicialmente ainda no primeiro dia de leilão, após a oferta de blocos de apenas 2 setores: um nas águas profundas da Bacia de Santos (SSP-AP3, subdividido em Nova Fronteira e Elevado Potencial) e outro na Bacia de Tucano-Sul, terrestre, no estado da Bahia. Com os resultados da rodada aguardando uma definição da Justiça Federal, os atos subsequentes, como a assinatura dos contratos de concessão com a ANP e a conseqüente finalização dos contratos de parceria acordados também ficaram suspensos.

A Rodada 8 previa, inicialmente, a oferta de 284 blocos, totalizando cerca de 102 mil km<sup>2</sup> (tamanho médio de 358 km<sup>2</sup> por bloco), distribuídos por 14 setores em 7 bacias sedimentares: Pará-Maranhão (mar), Barreirinhas (mar), Sergipe-Alagoas (mar e terra), Tucano Sul (terra), Espírito Santo (mar), Santos (mar) e Pelotas (mar). Interessante notar que, pela primeira vez, a Bacia de Campos, maior produtora brasileira

com larga margem (cerca de 80% da produção nacional até então, antes do pré-sal), não seria ofertada numa Rodada de Licitações da ANP desde a abertura do mercado. Por sua vez, era a estréia da Bacia de Tucano Sul numa Rodada da ANP.

Referente aos modelos exploratórios, a divisão da área ofertada ficava assim: 1,4% da área ofertada correspondente à de Bacia Madura; 15,7% à de Elevado Potencial e a maioria expressiva (82,9%) à de Nova Fronteira. Visto sob outro ângulo, 90,2% da área a ser ofertada encontrava-se em mar, e 9,8% em terra. Em termos de blocos, dos 284 a serem ofertados: 40 eram marítimos de elevado potencial (1 setor integral e 2 parciais na Bacia de Santos, e 2 parciais na Bacia do Espírito Santo); 148 de novas fronteiras marítimas (3 setores na Bacia de Barreirinhas, 2 setores parciais na Bacia do Espírito Santo, 2 setores na Bacia de Pará-Maranhão, 1 setor na Bacia de Pelotas, 2 setores parciais na Bacia de Santos, e 1 setor na Bacia de Sergipe-Alagoas); 47 de novas fronteiras terrestres (1 setor na Bacia de Tucano-Sul); e 49 de bacias maduras terrestres (1 setor na Bacia de Sergipe-Alagoas). No total, 188 blocos marítimos em 12 setores, e 96 terrestres em 2 setores.

Foram 43 as empresas habilitadas, sendo 27 as ofertantes até o momento da suspensão da rodada. Dessas, 23 (11 estrangeiras e 12 nacionais) saíram vencedoras de pelo menos uma concessão. A destacar, o fato que, das vencedoras, 7 estiveram presentes pela primeira vez em uma rodada brasileira.

Quando suspensa em seu primeiro dia, por força de duas medidas liminares, a Rodada 8 já havia licitado 11 blocos no setor SS-AP3, da Bacia da Santos e 47 do setor STUC-S, da Bacia de Tucano-Sul. Desses 58 blocos, foram concedidos, ainda sub-judice na época, 38 blocos (65,5%): 6 do setor SS-AP3, de novas fronteiras (NF) nas águas profundas da Bacia de Santos; 4 do mesmo setor SS-AP3, mas em áreas de elevado potencial (EP); e 28 do setor STUC-S, da Bacia terrestre de Tucano-Sul.

Os resultados parciais obtidos superavam as expectativas da ANP, e tudo apontava para uma das mais promissoras Rodadas de Licitações até então.

O total arrecadado em bônus de assinatura até o momento da suspensão foi de R\$ 584 milhões, além de 62 mil UTs de PEM. Coube ao bloco S-M-857, da Bacia de Santos, do setor SS-AP3-NF, de águas profundas de novas fronteiras, o maior bônus de assinatura pago na Oitava Rodada. O valor, segundo maior da história das rodadas de licitações, e maior até então, foi pago pela italiana Eni, que adquiriu integralmente seus

direitos. Este foi o único bloco concedido na rodada no qual a Petrobras ofertou um lance mas não venceu. O total de R\$ 307 milhões pagos por esse bloco representa mais da metade de todo o arrecadado na rodada. Fora esse, o valor pago pelos demais 16 blocos arrematados por outras companhias, que não a Petrobras, não chegou a R\$ 3 milhões (menos de 0,5% do total). A diferença coube a Petrobras e seus parceiros.

A Petrobras participou ativamente nos dois setores leiloados, tendo efetuado lances em 22 áreas. Saiu como vencedora de 21 delas (55% dos 38 blocos efetivamente concedidos), somando uma área total de 7,8 mil km<sup>2</sup> de novas áreas exploratórias (66% dos 11,9 mil km<sup>2</sup> concedidos na rodada). Para tanto, a Petrobras e seus parceiros ofereceram um bônus total de R\$ 277 milhões (47%), tendo a parcela da Petrobras alcançado o montante de R\$ 248 milhões (42,5%). Nessas 21 concessões adquiridas, a Petrobras tem exclusividade de direitos em 7 delas e entrou consorciada nas demais 14, das quais ainda é operadora de 2 áreas.

Das 21 concessões adquiridas, 13 situam-se em terra (2,3 mil km<sup>2</sup>), na Bacia do Tucano Sul, e as restantes 8 concessões em áreas sedimentares marítimas (5,5 km<sup>2</sup>), nas águas profundas da Bacia de Santos. Com a validação dos resultados da Rodada 8, o portfólio exploratório da Petrobras passa a contar com 143 blocos e 10 áreas de planos de avaliação de descobertas, totalizando uma área exploratória de 37,2 mil km<sup>2</sup> em terra e 114,3 mil km<sup>2</sup> em mar.

### **3.9.1 A Suspensão da Oitava Rodada**

Iniciada conforme previsto, no dia 28 de novembro de 2007, a 8ª Rodada de Licitação da ANP foi interrompida judicialmente após a oferta de blocos de dois setores, nas águas profundas da Bacia de Santos e na Bacia do Tucano Sul. A Licitação foi suspensa integralmente em razão da liminar concedida pelo Juízo da 9ª Vara Federal do Distrito Federal (JF-DF). Outra liminar, concedida pela 3ª Vara da Justiça Federal do Rio de Janeiro (JF-RJ), afastou a incidência da regra limitadora de ofertas previstas nos itens 4.5 e 4.8 do edital da Rodada 8. Essas liminares foram movidas por investidores e pelo Clube de Engenharia, insatisfeitos com as mudanças nas licitações, em especial contra a limitação da quantidade de blocos arrematados pelos mesmos operadores.

Veja a seguir trecho no qual a ANP (2009b) fez um pronunciamento a respeito do assunto, em 12 de janeiro de 2007, quase dois meses após a suspensão da rodada:

*“Tendo em vista as orientações emitidas por nossa Procuradoria, informamos que a Oitava Rodada encontra-se suspensa, integralmente, em razão da liminar concedida pelo Juízo da 9ª Vara Federal do Distrito Federal (JF/DF). Também encontra-se em vigor, outra liminar proferida pela 3ª Vara da Justiça Federal do Rio de Janeiro, que afastou a incidência da regra limitadora de ofertas prevista nos itens 4.5 e 4.8 do Edital. Até o presente momento, não há pronunciamento judicial da JF/DF a respeito da questão, sendo assim estão suspensos todos os atos subsequentes ao momento da interrupção, o que inclui o cronograma, bem como estão indefinidos os atos já praticados. Informamos que a ANP está tomando as devidas providências para a normalização do processo. Tão logo tenhamos uma definição dessa situação, comunicaremos os passos seguintes e cronograma.*

*Atenciosamente,*

*Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis  
(ANP)”*

Uma das regras mais discutidas da Rodada 8 foi a restrição de ofertas vitoriosas. Esse critério, previsto no Edital de Licitação, tinha por objetivo estimular o processo concorrencial, garantindo eficiências de operação para os padrões da indústria e evitando eventuais descompassos entre blocos arrematados e os efetivamente explorados. Claramente, o objetivo era evitar que os blocos exploratórios continuassem a se concentrar nas mãos de poucas grandes empresas, especificamente a Petrobras, o que poderia acarretar na perda de eficiência exploratória de certas áreas em troca de maiores esforços exploratórios em outras da mesma empresa.

Tratou-se, na verdade, de uma adaptação e extensão da previsão de restrição de ofertas em blocos terrestres que vinha sendo empregada desde a Quinta Rodada de Licitações, em 2003. A extensão consistia em incluir o limite também para os setores em mar. Para tanto, adaptou-se o critério: foi estabelecida restrição ao número de ofertas vitoriosas, e não, como anteriormente, ao número de ofertas por setor. Os percentuais foram estabelecidos conforme o tipo de bloco, tendo em vista as variáveis dos modelos exploratórios.

A bacia com maior restrição (8,5%) foi a de Tucano-Sul, sendo admitidas, no máximo, quatro ofertas vitoriosas para o total de 47 blocos oferecidos por empresa operadora. De outra parte, as águas rasas consideradas de novas fronteiras da Bacia do Espírito Santo não passaram por qualquer restrição, visto que o máximo possível de ofertas vitoriosas foi estabelecido em equivalência com o número de blocos oferecidos. A Bacia de Santos, a maior dentre as oferecidas, com quase um quarto da área total, teve maior restrição no subsetor de águas rasas (AR2), caracterizado como Nova Fronteira, com o teto estipulado em quatro ofertas vitoriosas, isto é, 10% dos 40 blocos a serem oferecidos. No setor AP3, em águas profundas da mesma bacia, foram estabelecidos limites de três ofertas, tanto em Nova Fronteira para os seis blocos oferecidos, como no subsetor de Elevado Potencial para os cinco blocos. Essas restrições se encontram sumarizadas na Tabela 3.1 abaixo:

**Tabela 3.1 – Restrição à apresentação de ofertas inicialmente proposto pela ANP para a Oitava Rodada. (ANP, 2009b)**

Seqüência	Bacia	Setor(es)	Observação	Limite Ofertas
1	Santos	SS-AP3	Nova Fronteira	3
2	Santos	SS-AP3	Elevado Potencial	3
3	Tucano	STUC-SUL	Nova Fronteira	4
4	Barreirinhas	SBAR-AR2	Nova Fronteira	4
5	Santos	SS-AR2	Nova Fronteira	4
6	Santos	SS-AR2	Elevado Potencial	4
7	Barreirinhas	SBAR-AP1	Nova Fronteira	3
8	Sergipe-Alagoas	SSEAL-AP1	Nova Fronteira	3
9	Espírito Santo	SES-AP2	Nova Fronteira	3
10	Espírito Santo	SES-AP2	Elevado Potencial	2
11	Santos	SS-AP2	Elevado Potencial	3
12	Pará-Maranhão	SPAMA-AP1	Nova Fronteira	3
13	Sergipe-Alagoas	SSEAL-T2	Bacia Madura	4
14	Pelotas	SP-AP3	Nova Fronteira	3
15	Pará-Maranhão	SPAMA-AP2	Nova Fronteira	3
16	Espírito Santo	SES-AR2	Nova Fronteira	n/a
17	Espírito Santo	SES-AR2	Elevado Potencial	3
18	Barreirinhas	SBAR-AP2	Nova Fronteira	3

O escopo das ofertas e o trabalho de promoção desenvolvido pela ANP atingiram sucesso em atrair um número significativo de empresas, desde novas entrantes de reduzido capital, até as grandes transnacionais do setor. As 43 empresas habilitadas para a rodada podem ser divididas em dois grupos bem distintos: de um lado, as de grande porte, estrangeiras em sua maior parte, com atividades internacionais e que focam seu interesse nos blocos em mar; de outro, empresas nacionais que buscam

explorar áreas em terra que requerem um comprometimento muito menor de capital e riscos. A Petrobras, um caso à parte, por seu porte e inserção na produção nacional de petróleo e gás, manifestou interesse em todos os setores ofertados, por exemplo.

A Rodada 8 atraiu ao todo 19 empresas com patrimônio líquido superior a um bilhão de reais em valores de 2005. São empresas com capacidade financeira para arcar com elevados gastos em exploração e desenvolvimento. Dessas, duas são brasileiras: Petrobras e Odebrecht. Das estrangeiras, mostraram interesse empresas européias, particularmente as com experiência em prospecção no Mar do Norte. Da Turquia e da Índia, vieram as companhias que dominam os mercados locais. Na qualidade de não-operador, registrou-se como entrante a Woodside, uma empresa de porte da Austrália. Dos EUA, destacaram-se a Hess Corporation e a Devon Energy, que manifestou interesse por 12 dos 14 setores ofertados, ficando atrás apenas da Petrobras. A Colômbia foi representada pelo ingresso da Ecopetrol e da Hocol, numa estratégia de parcerias com a Petrobras.

Claramente, a Bacia de Santos foi a área de interesse dessas grandes empresas, tendo 16 delas manifestado expressamente o interesse. Outra área de grande interesse dessas empresas foi a Bacia do Espírito Santo.

Em termos numéricos, sem considerar o porte das empresas, os setores que mais atraíram competição foram o de Tucano Sul, com 24 empresas habilitadas, e o de Sergipe-Alagoas, com 19 empresas, ambos em terra. Nestes casos, houve preponderância de empresas nacionais, num novo cenário nacional de empresas petrolíferas.

Embora pequena a base de resultados mensurados, pode-se vislumbrar o que teria sido a Rodada 8 se complementada, uma vez que os dois setores de fato concedidos contêm as características que separam o conjunto de empresas habilitadas, conforme descrito acima. Com apenas dois setores arrematados, a rodada registrou valor superior a R\$ 587 milhões em bônus de assinatura, valor expressivo que ultrapassou o total alcançado em diversas outras rodadas, o que permite inferir que a rodada, se concluída, poderia ter estabelecido um novo recorde em termos de bônus.

Um efeito esperado da limitação de ofertas vitoriosas, do ponto de vista econômico, é o de que as empresas licitantes tenderão a maximizar suas ofertas em blocos de maior interesse, ofertando bônus expressivos e se comprometendo com

programas de exploração significativos. Quanto ao ágio sobre os bônus mínimos, o interesse das empresas parece comprovar a assertiva. O caso mais expressivo ocorreu no bloco de número S-M-857, que foi arrematado por valor superior a R\$ 307 milhões.

Os auspiciosos resultados iniciais, contudo, permaneceram congelados por força de decisões liminares da justiça, prejudicando o trabalho de promoção das licitações realizado pela ANP, e afastando o interesse das grandes petrolíferas multinacionais.

Após cassar as liminares na Justiça, a ANP, por diversas vezes, chegou a mencionar que finalizaria a Oitava Rodada, podendo até mesmo incluir os blocos não leiloados em rodadas posteriores. Os discursos eram que a Rodada 8 seria retomada no primeiro trimestre de 2008, com todas as áreas ofertadas, inclusive as localizadas em áreas potenciais de reservas sob a camada de sal. Essas áreas foram alvos de nova polêmica na rodada seguinte, como veremos mais a frente. A 8ª. Rodada nunca foi finalizada.

Após a suspensão da Rodada 8, a ANP ainda realizou com sucesso a Rodada 9, apesar da retirada de alguns blocos estratégicos, e com menos força a Rodada 10, que contou apenas com blocos terrestres.

Até que, em outubro de 2009, quase 3 anos após a suspensão da Rodada 8, a ANP, com base na Resolução de sua Diretoria, comunicou a retirada de todos os blocos da Oitava Rodada cuja apresentação de ofertas ainda não ocorrera. Segundo nota, publicada no Diário Oficial da União Nº 204, de 26/10/2009, *“a decisão foi tomada em virtude do tempo prolongado que a questão jurídica relativa àquela Rodada está demandando, e por ser vantajosa para a nação a utilização de blocos que não foram objeto de oferta.”*

### **3.10 Nona Rodada**

Finalizada em novembro de 2007, a 9ª Rodada de Licitações da ANP ofertou, após a retirada dos 41 blocos exploratórios do leilão, conforme resolução do CNPE, 271 blocos, totalizando cerca de 73 mil km<sup>2</sup>. Esses blocos situavam-se em 14 setores de 9 bacias sedimentares, e consistiam em: 111 blocos marítimos de elevado potencial, 69 blocos marítimos em novas fronteiras, 29 blocos terrestres em novas fronteiras e 62 blocos terrestres de bacias maduras. O tamanho médio dos blocos desta rodada era de 270 km<sup>2</sup>.

Os setores terrestres situavam-se nas seguintes bacias: Espírito Santo, Parnaíba, Potiguar, Recôncavo e Rio do Peixe (licitada pela primeira vez em 9 anos de Rodadas anuais de licitações). E os marítimos: Campos, Espírito Santo, Pará-Maranhão, Pernambuco-Paraíba e Santos.

A novidade desta rodada foi a prévia qualificação pela Comissão Especial de Licitações (CEL) das empresas interessadas, como: NO = não operadora; NQ = não qualificada; ED = empresa desistente; e notas A, B e C, quando qualificadas como operadoras.

Em termos de empresas participantes, todos os recordes foram batidos nesta rodada. Das 74 empresas interessadas, 66 pagaram a Taxa de Participação, sendo 61 as habilitadas. Destas, apenas 42 apresentaram ofertas, sendo 36 o total de vencedoras (recorde de 20 brasileiras). Foi também a rodada onde um maior número de novos operadores foi atingido: 11.

Apesar da retirada dos 41 blocos, o balanço da rodada foi extremamente positivo: a concessão dos 117 blocos (108 contratos de concessão foram efetivamente assinados) arrecadou um bônus de assinatura recorde, de R\$ 2,1 bilhões, além de mais de 169 mil unidades de trabalho nas ofertas vencedoras dos programas exploratórios mínimos, equivalentes a R\$ 1,4 bilhão.

A grande surpresa desta rodada ficou por conta da empresa estreante OGX, que arrematou 21 blocos exploratórios (18% do total de blocos arrematados), muitos dos quais com direitos exclusivos. Coube, inclusive, à OGX, o maior bônus de assinatura pago por um bloco na 9ª Rodada: R\$ 344 milhões pelo bloco BM-S-58, setor SS-AR2 (águas rasas), na Bacia de Santos. Esse foi, até hoje, o maior valor pago na história dos leilões da ANP pela concessão de uma única área. Ao todo, a OGX e seus parceiros nos blocos adquiridos desembolsaram cerca de R\$ 1,6 bilhão em bônus de assinatura (74% do total, ou 87% se contarmos somente os não arrematados pela Petrobras).

Entretanto, a Petrobras seguiu sendo a maior vencedora de uma Rodada de Licitações da ANP, em termos de número absoluto de blocos, sem contar seus valores. Fez ofertas a 57 blocos licitados, tendo vencido em 27 deles (10,5 mil km<sup>2</sup>). Desses, em 6 blocos a Petrobras entrou sozinha, e, dos 21 em que venceu em consórcio, apenas em 5 a operação caberá a uma das parceiras. Assim, a Petrobras e suas parceiras pagaram um total de R\$ 309 milhões em bônus de assinatura, menos de 15% do total arrecadado,

e muito inferior ao desembolsado pelos consórcios nos quais a OGX foi destaque. A parte referente à participação da Petrobras foi de R\$ 196 milhões (9% do total).

Dos 27 blocos arrematados pela Petrobras, 10 situam-se em terra (4,1 mil km<sup>2</sup>), nas Bacias do Espírito Santo, Rio do Peixe, Parnaíba e Recôncavo. As 17 restantes estão em áreas sedimentares marítimas (6,4 mil km<sup>2</sup>), nas Bacias de Santos, Campos, Pará-Maranhão e Pernambuco-Paraíba. Após esta rodada, a companhia ampliou seu portfólio exploratório para 165 contratos de concessão para exploração (ou 273 blocos) e 29 planos de avaliação.

Os contratos de concessão dos blocos concedidos nesta rodada foram assinados, em sua grande maioria (97,5%), no dia 12 de março de 2008. Nos meses seguintes, dar-se-ia a assinatura dos demais contratos, cujas empresas vencedoras deviam, na primeira data, determinados documentos que impediam a assinatura dos contratos. Tais documentos referem-se, em geral, a garantias financeiras.

Conforme previsto em edital, a ANP pode convocar as empresas que não venceram a licitação daqueles blocos cujas empresas vencedoras não assinaram o contrato de concessão, seja por desistência, seja por falta de documentos e/ou requisitos previstos no edital. Essa convocação deve seguir, obviamente, a colocação no leilão do respectivo bloco.

Entretanto, ainda assim, 9 dos 117 blocos arrematados no leilão não tiveram seus contratos de concessão assinados (300 km<sup>2</sup>). Isso representou uma perda de R\$ 7,5 milhões no bônus de assinatura arrecadado (0,4% do total) e 33 mil UTs de PEM (6,7%), equivalentes a R\$ 34 milhões (2,5%).

### **3.10.1 Resolução CNPE 06/2007 e a Retirada dos 41 Blocos Exploratórios**

Às vésperas de mais uma Rodada de Licitações da ANP, a Nona, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), através da Resolução CNPE 06/2007, de 08/11/07, aprovada pela Exposição de Motivos nº 58 do Ministério de Minas e Energia (MME), ambas publicadas no Diário Oficial da União (D.O.U) em 14 de novembro de 2007, ordenou que a ANP retirasse da Nona Rodada 41 blocos exploratórios de elevado potencial petrolífero. Dessa forma, a ANP assim o fez, conforme publicado no D.O.U de 16/11/07 e em jornais de grande circulação, a pouco mais de uma semana da data

prevista para a apresentação das ofertas e anúncio dos vencedores da Rodada de Licitações.

Foram retirados todos os blocos dos seguintes setores marítimos: SS-AUP2; SS-AUP3; SC-AP1; SC-AP3; SC-AP5; SES-AR3, e os blocos CM-532 e CM-564 do setor SC-AR4. Todos esses blocos encontram-se numa faixa de elevadíssimo potencial petrolífero, posteriormente chamada de pré-sal. Tais blocos estão assim localizados (conforme as siglas: AUP – águas ultra-profundas; AP – águas profundas; AR – águas rasas):

#### Bacia de Santos (SS)

- ✓ setor SS-AUP2: blocos S-M-625, S-M-631, S-M-738, S-M-740, S-M-744, S-M-746, S-M-750, S-M-861, S-M-865, S-M-867, S-M-869, S-M-873, S-M-996, S-M-998, S-M-1000, S-M-1002, S-M-1125, S-M-1127, S-M-1249 e S-M-1251;
- ✓ setor SS-AUP3: blocos S-M-986, S-M-1113, S-M-1115, S-M-1243, S-M-1245 e S-M-1247.

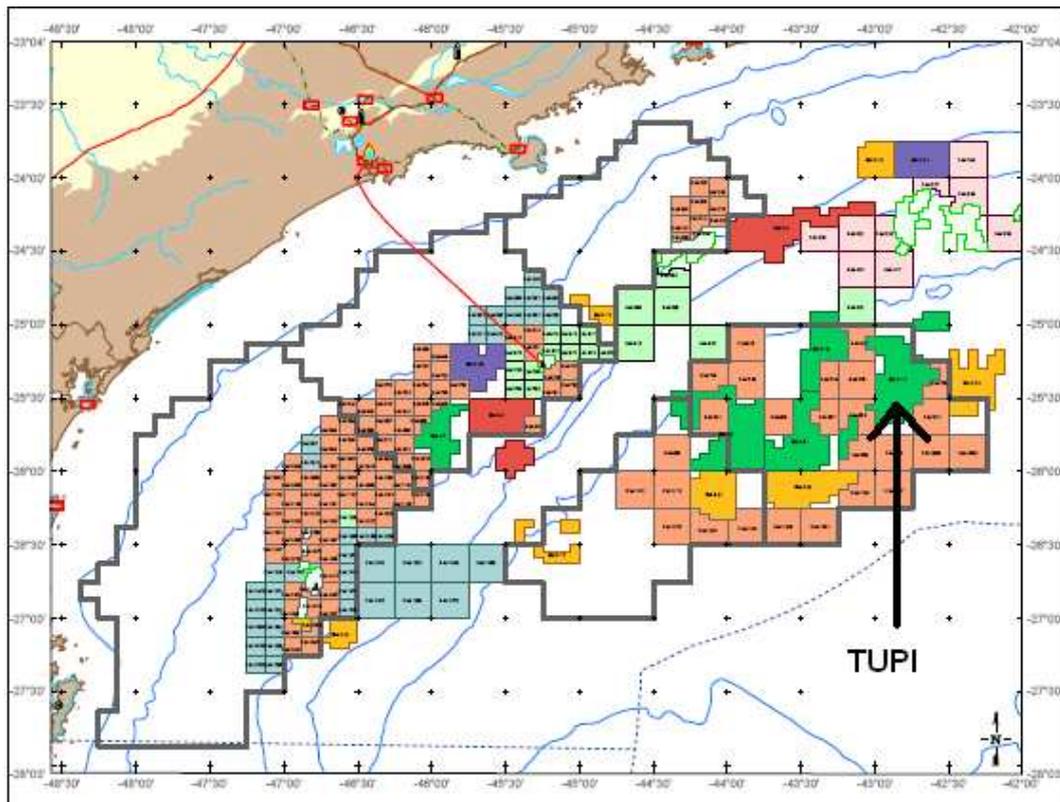
#### Bacia de Campos (SC)

- ✓ setor SC-AP5: blocos C-M-467, C-M-533, C-M-594, C-M-596, C-M-649 e C-M-651;
- ✓ setor SC-AR4: blocos C-M-532 e C-M-564;
- ✓ setor SC-AP3: blocos C-M-208, C-M-275 e C-M-342;
- ✓ setor SC-AP1: blocos C-M-11 e C-M-13.

#### Bacia do Espírito Santo (SES)

- ✓ setor SES-AR3: blocos ES-M-587 e ES-M-625.

A força motriz para a decisão, bastante polêmica e criticada, que acabou resultando no enfraquecimento daquela Rodada de Licitação, bem como na desistência de boa parte das grandes *majors* em participar do leilão, foi o anúncio estratégico, por parte da Petrobras, do mega-campo de Tupi (bloco BM-S-11, arrematado por R\$ 15 milhões na Segunda Rodada de Licitações pelo consórcio formado pela Petrobras, operadora com 65%, a britânica BG, com 25%, e a portuguesa Petrogal, com 10%) no chamado pré-sal da Bacia de Santos (vide Figura 3.1 a seguir).



**Figura 3.1 – Localização do Campo de Tupi e de parte dos 41 blocos retirados da Nona Rodada, na Bacia de Santos. (adaptação do autor, baseado em ANP, 2009a)**

Segundo a Resolução CNPE 06/2007, o CNPE tomou a decisão após ser informado dos “*resultados dos testes de produção obtidos pela Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS, em áreas exploratórias sob sua responsabilidade, que apontam para a existência de uma nova e significativa província petrolífera no Brasil, com grandes volumes recuperáveis estimados de óleo e gás. Esses volumes, se confirmados, mudarão o patamar das reservas do País, colocando-as entre as maiores do mundo; a PETROBRAS, isoladamente ou em parcerias, perfurou quinze poços e testou oito deles numa área denominada Pré-Sal, entre 5 mil e 7 mil metros de profundidade. A análise e interpretação dos dados obtidos nesses poços, integrada a um trabalho de mapeamento com base em dados geofísicos e geológicos, permitiu à PETROBRAS situar essa área entre os Estados de Santa Catarina e Espírito Santo, nas bacias do Espírito Santo, de Campos e de Santos; a área delimitada possui cerca de 800 quilômetros de extensão e até 200 quilômetros de largura, em lâmina d’água entre 1,5 mil e 3 mil metros de profundidade. Os testes indicaram a existência de grandes volumes de óleo leve de alto valor comercial (30 graus API), com grande quantidade de gás natural associado.*”

*Parcelas dessa área já estão concedidas a várias companhias petrolíferas, entre elas a PETROBRAS (...)*”

De frente dessas novas informações, o CNPE se viu na obrigação de propor medidas de forma a preservar o interesse nacional, na promoção do “*aproveitamento racional dos recursos energéticos do País*”. (RESOLUÇÃO CNPE 06/2007)

Dessa forma, a primeira providência foi determinar que a ANP excluísse da Nona Rodada de Licitações os blocos situados nas bacias do Espírito Santo, de Campos e de Santos, relacionadas às possíveis acumulações próximas ao Campo de Tupi.

Adicionalmente, foi determinado também que os direitos adquiridos em leilões anteriores da ANP, relativos às áreas concedidas e arrematadas, fossem rigorosamente observados e respeitados. E, por fim, que o Ministério de Minas e Energia (MME) avaliasse, “*no prazo mais curto possível, as mudanças necessárias no marco legal que contemplem um novo paradigma de exploração e produção de petróleo e gás natural, aberto pela descoberta da nova província petrolífera, respeitando os contratos em vigor.*”

Desde então, estuda-se a melhor maneira de se extrair essa riqueza do subsolo brasileiro, tendo em vista as mudanças propostas no marco regulatório para a exploração da área do pré-sal, que vem se arrastando há tempos.

### **3.11 Décima Rodada**

Após as polêmicas das Rodadas 8, suspensa por decisão judicial, e 9, com a retirada dos 41 blocos exploratórios de elevado potencial petrolífero, situados na chamada área do pré-sal, após o anúncio do campo gigante de Tupi por parte da Petrobrás, a ANP deu prosseguimento às Rodadas de Licitações, até então, anuais.

Assim, teve início a Rodada 10, onde somente blocos terrestres foram licitados, o que acarretou no esvaziamento da rodada pelas grandes petrolíferas multinacionais, exceto a Petrobras. Segundo a ANP, este leilão tinha o objetivo de atrair as empresas de pequeno e médio porte.

Com as ofertas sendo apresentadas em apenas 1 dia, 18 de dezembro de 2008, no Rio de Janeiro, a 10ª Rodada de Licitações foi realizada em tempo recorde, com a divulgação das áreas oferecidas ocorrendo no final de setembro do mesmo ano. A assinatura dos contratos de concessão teve espaço entre abril e junho de 2009.

Dos 130 blocos terrestres ofertados, 54 foram arrematados por 17 empresas, sendo 11 brasileiras. Ao todo, 23 empresas apresentaram ofertas, embora 43 pagassem a Taxa de Participação, necessária para se participar da rodada. Das 17 vencedoras, 2 serão operadoras de blocos exploratórios pela primeira vez no país. Assim, o país atinge 77 concessionários no setor, sendo 40 brasileiros.

A área total concedida à Exploração nessa Rodada foi de 48 mil km<sup>2</sup>, 68% do total de 70 mil km<sup>2</sup> ofertados. Buscando um equilíbrio entre bacias maduras e as de nova fronteira, a ANP ofertou 130 blocos de 8 setores em 7 bacias sedimentares terrestres (Amazonas, Parecis, Potiguar, Paraná, São Francisco, Recôncavo e Sergipe-Alagoas), o menor número desde o início das Rodadas. Apareciam, pela primeira vez numa Rodada de Licitações da ANP, blocos exploratórios da Bacia de Parecis.

No total, a 10<sup>a</sup> Rodada de Licitações movimentou cerca de R\$ 700 milhões, sendo R\$ 89 milhões na arrecadação de bônus de assinatura e R\$ 611 milhões em investimentos mínimos previstos para a exploração (PEM), equivalentes a cerca de 129 mil Unidades de Trabalho (UT).

Com um bônus médio de R\$ 1,655 milhão por bloco desta rodada, o maior bônus foi pago pelo Bloco AM-T-85, na Bacia do Amazonas. Por esse bloco, o consórcio Petrobrás (60%) – Petrogal (40%) ofereceu R\$ 13,640 milhões, quando o bônus mínimo exigido para tal bloco era de R\$ 185 mil. O menor ficou por conta do Bloco SEAL-T-187 (R\$ 183,372 mil), na Bacia Sergipe-Alagoas.

Mais uma vez, a Petrobras saiu como a grande vencedora da rodada, tendo adquirido o direito sobre 27 blocos (20 mil km<sup>2</sup>), apesar de ter apresentado oferta em 54. Desses 27, em 17 a Petrobrás tem direito exclusivo. Dos 10 blocos adquiridos em consórcio, a Petrobras é operadora em 5, cabendo às parceiras a operação dos outros 5 blocos exploratórios. A Petrobras e suas parceiras foram responsáveis por quase R\$ 57 milhões (63%) do total arrecado em bônus de assinatura pela União, sendo R\$ 40 milhões a parte da Petrobras (45% do total). Esses percentuais elevados são reflexos da falta das grandes petrolíferas no leilão, e da conseqüente concentração das licitações com a Petrobras.

Dos 54 blocos arrematados na Rodada, apenas 40 foram efetivamente concedidos. Os demais não tiveram seus contratos de concessão assinados por desistência das vencedoras ou por falta de cumprimento dos requisitos previstos no

edital da rodada. Os 14 contratos não assinados (3 mil km<sup>2</sup> de área) representaram uma perda de R\$ 9 milhões em bônus da assinatura (10,3%), expressiva para o nível da rodada, e de 29 mil UTs em PEM (22,2%), equivalentes a 57 milhões (9,4%).

Como se pode constatar, percentualmente, dados os baixos valores envolvidos na Rodada 10, foi a maior perda da história das Rodadas de Licitações da ANP no que se refere à não-assinatura dos contratos de concessão. Pode-se creditar o ocorrido ao fato da Rodada 10 ter sido uma rodada menos expressiva que as anteriores, com menos atrativos às grandes empresas, que dificilmente desonram seus compromissos com a ANP.

Os contratos de concessão dessa rodada foram assinados em duas datas previamente agendadas. Cabia às licitantes vencedoras escolher quando assinar o contrato. A primeira leva de assinaturas de contratos ocorreu em 30 de abril de 2009, e resultou na efetiva assinatura de 27 contratos de concessão. Na segunda data, dois meses depois (30/06/09), mais 13 contratos foram assinados.

### **3.12 Considerações Parciais**

Nesta seção, vimos detalhadamente o histórico das licitações de blocos por parte da União, através da ANP. Isso foi feito rodada a rodada, mostrando-se também os principais números de cada rodada.

Como fatos mais marcantes, além da Rodada Zero, em 1998, que tratou excepcionalmente da troca de ativos entre a União e a Petrobras, após o fim do monopólio desta, podemos destacar a Rodada 1 (1999), como verdadeiro início da abertura do mercado; a Rodada 5 (2003), onde grandes mudanças ocorreram nas regras da licitação; a Rodada 8 (2006), judicialmente suspensa e até hoje não retomada; e a Rodada 9 (2007), com a retirada dos 41 blocos exploratórios de elevado potencial da área do pré-sal, após o anúncio do mega-campo de Tupi, por parte da Petrobras e sócias. Como resultado dessa indecisão sobre o pré-sal, ainda tivemos uma Rodada 10 (2008) bastante enfraquecida, com a oferta apenas de blocos terrestres.

Em 2009, pela primeira vez desde a Rodada 1, ocorrida em 1999, não tivemos a então anual Rodada de Licitações da ANP. Assim, pode-se dizer que, desde 2005 na Rodada 7, não temos uma Rodada de Licitações sem algum empecilho.

Vimos que a importância de se ter um mercado aberto e ativo de Exploração e

Produção no Brasil é grande demais para sofrer o percalço ocorridos nas Rodadas 8 e 9. Com futuras Rodadas de Licitações, a ANP espera dar continuidade à tarefa de gerar as condições para o aumento das probabilidades de aproveitamento do potencial do Brasil em petróleo e gás natural e, conseqüentemente, para o aumento da autonomia do país em petróleo.

Adicionalmente, deve-se destacar que as Rodadas de Licitações também têm efeito positivo e contínuo sobre as receitas públicas nos níveis federal, estadual e municipal, uma vez que os contratos resultantes das rodadas prevêm as participações governamentais (bônus de assinaturas, royalties, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção de área), que são os pagamentos a serem realizados pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, conforme a Lei 9.478.

As tabelas a seguir trazem resumidamente os principais números de cada Rodada de Licitações, de blocos com risco exploratório e também dos campos marginais.

Tabela 3.2– Bacias ofertadas em cada rodada de blocos exploratórios. (autor, baseado em ANP, 2009a)

Bacia	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	R9	R10
Amazonas		x		x						X
Barreirinhas			x	x	X	x	x	x		
Camamu-Almada	x	x	x			x	x			
Campos	x	x	x	x	X	x	x		x	
Ceará			x							
Cumuruxatiba	x			x						
Espírito Santo	x		x	x	X	x	x	x	x	
Foz do Amazonas	x			x	X	x	x			
Jequitinhonha			x	x	X	x	x			
Pará-Maranhão		x	x	x		x	x	x	x	
Paraná	x	x	x							X
Parecis										X
Parnaíba				x					x	
Pelotas				x	x	x	x	x		
Pernambuco-Paraíba				x					x	
Potiguar	x	x	x	x	x	x	x		x	X
Recôncavo		x	x	x	x	x	x		x	X
Rio do Peixe									x	
Santos	x	x	x	x	x	x	x	x	x	
São Francisco				x			x			X
São Luís				x						
Sergipe-Alagoas		x	x	x		x	x	x		X
Solimões				x			x			
Tucano-Sul								x		
<b>Total</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>12</b>	<b>18</b>	<b>9</b>	<b>12</b>	<b>14</b>	<b>7</b>	<b>9</b>	<b>7</b>

Tabela 3.3 – Bacias ofertadas em cada rodada de áreas marginais. (autor, baseado em ANP, 2009a)

Bacia	1 AM (2005)	2 AM (2006)
Barreirinhas		x
Camamu-Almada	x	
Espírito Santo		x
Potiguar		x
Recôncavo	x	
Sergipe-Alagoas	x	
Tucano-Sul	x	
<b>Total</b>	<b>4</b>	<b>3</b>

Nota: AM = áreas marginais

**Tabela 3.4 – Resultados das rodadas de blocos exploratórios em termos de blocos e áreas. (autor, baseado em ANP, 2009a)**

Resultados por Blocos										
Rodadas de Licitação	R1 1999	R2 2000	R3 2001	R4 2002	R5 2003	R6 2004	R7 2005*	R8 2006***	R9 2007	R10 2008
Bacias Sedimentares	8	9	12	18	9	12	14	2	9	7
Blocos Licitados	27	23	53	54	908	913	1.134	58	271	130
Blocos Arrematados	12	21	34	21	101	154	251	38	117	54
Blocos Onshore Arrematados	0	9	7	10	20	89	21	28	65	54
Blocos Offshore Arrematados	12	12	27	11	81	65	41	10	52	0
Área Licitada (Km <sup>2</sup> )	132.178	59.271	89.823	144.106	162.392	202.739	397.600		73.079	70.371
Área Arrematada (km <sup>2</sup> )	54.660	48.074	48.629	25.289	21.951	39.657	194.651		45.614	48.030
Área Onshore Arrematada	0	10.227	2.363	10.620	697	2.846	186.916		32.195	48.030
Área Offshore Arrematada	54.660	37.847	46.266	14.669	21.951	36.811	7.735		13.419	0
Tamanho Médio dos Blocos (Km <sup>2</sup> )	4.895	2.577	1.695	2.669	179	222	351	358	270	541
Blocos Concedidos **	12	21	34	21	101	154	240	38	108	40
Blocos Concedidos/Blocos Licitados	44,40%	91%	64,20%	38,90%	11,10%	16,90%	21,20%	65,52%	39,90%	30,80%
Blocos Concedidos a Petrobras	5	8	15	8	88	107	96	21	27	27
concedidos a Petrobras/ concedidos	41,67%	38,10%	44,12%	38,10%	87,13%	69,48%	40,00%	55,26%	25,00%	67,50%
Área Concedida **	54.660	48.074	48.629	25.289	21.951	39.657	171.007	11.887	45.329	44.954
Área Onshore Concedida	0	10.227	2.363	10.620	697	2.846	163.272		31.910	44.954
Área Offshore Concedida	54.660	37.847	46.266	14.669	21.254	36.811	7.735		13.419	0
Área Concedida/Área Licitada	41,40%	81,10%	54,10%	17,50%	13,50%	19,60%	43,00%		62,00%	63,90%
Blocos não Arrematados	15	2	19	33	807	759	883	20	154	76
Área não Arrematada	77.518	11.197	41.194	118.817	140.441	163.082	202.949		27.465	22.341
* Considerando-se apenas os blocos com riscos exploratórios.										
** Referente a valores após a efetiva assinatura dos contratos de concessão.										
*** Considerando-se apenas os blocos licitados antes da suspensão da rodada										

**Tabela 3.5 – Resultados das rodadas de áreas marginais em termos de blocos e áreas. (autor, baseado em ANP, 2009a)**

Resultados por Áreas		
Rodadas de Licitação	1 AM	2 AM
	2005	2006
Bacias Sedimentares Abrangidas	4	3
Número de Acumulações Marginais Ofertadas	17	14
Número de Acumulações Marginais Arrematadas	16	11
Número de Acumulações Marginais Concedidas*	14	7
AM Concedidas/AM Licitadas	82,40%	50,00%
*Referente a valores após a efetiva assinatura dos contratos de concessão.		

**Tabela 3.6 – Resultados das rodadas de blocos exploratórios em termos de Bônus de Assinatura, Programa Exploratório Mínimo (PEM) e Conteúdo Local. (autor, baseado em ANP, 2009a)**

Rodadas de Licitação	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	R9	R10
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005*	2006***	2007	2008
Bônus de Assinatura (mil R\$)	321.657	468.259	594.944	92.378	27.448	665.196	1.085.803	583.808	2.109.409	89.407
Bônus de Assinatura (mil U\$)	180.919	261.670	240.795	33.883	9.153	222.061	484.071		1.140.653	37.942
Bônus de Assinatura Arrecadado (mil R\$)**	321.657	468.259	594.944	92.378	27.448	665.196	1.084.696		2.101.904	80.197
Bônus de Assinatura Arrecadado (mil U\$)**	180.919	261.670	240.795	33.883	9.153	222.061	483.577		1.136.594	34.034
Bônus de Assinatura de contratos não assinados (mil R\$)	0	0	0	0	0	0	1.107		7.505	9.210
Bônus de Assinatura contratos não assinados (mil U\$)	-	-	-	-	-	-	494		4.058	3.908
Índice de Ofertas não honradas -Bônus de Assinatura (R\$)	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,10%		0,40%	10,30%
PEM (UT)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	33.671	131.137	195.741	62.455	169.436	128.707
PEM (UT) após assinatura**	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	33.671	131.137	162.591		158.036	100.101
PEM (UT) de contratos não assinados	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	0	0	33.150		33.150	28.606
Índice de Ofertas não honradas - PEM (UT)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	0,00%	0,00%	16,94%		6,73%	22,23%
PEM (mil R\$)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	363.504	2.046.784	1.797.411		1.367.382	611.154
PEM (mil U\$)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	12.219	683.276	801.319		739.405	259.359
PEM (mil R\$) após assinatura**	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	363.504	2.046.784	1.697.961		1.333.182	553.942
PEM (mil U\$) após assinatura**	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	12.219	683.276	756.962		720.912	235.080
PEM (mil R\$) de contrato não assinados	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	0	0	99.450		34.200	57.212
PEM (U\$) de contrato não assinados	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	-	-	44.357		18.493	24.279
Índice de Ofertas não honradas - PEM (mil R\$)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	0,00%	0,00%	5,50%		2,50%	9,40%
Conteúdo Local Médio – Etapa de Exploração	25%	42%	28%	39%	71%	86%	74%	73%	69%	79%
Conteúdo Local Médio – Etapa de Des. e Produção	27%	48%	40%	54%	77%	89%	81%	80%	77%	84%
* Considerando-se apenas os blocos com riscos exploratórios.										
** Referente a valores após a efetiva assinatura dos contratos de concessão.										
*** Considerando-se apenas os blocos licitados antes da suspensão da rodada										
N.A. Não se aplica										

**Tabela 3.7 – Resultados das rodadas de áreas marginais em termos de Bônus de Assinatura e Programa de Trabalho Inicial (PTI). (autor, baseado em ANP, 2009a)**

Resultados Agregados		
Rodadas de Licitação	1 AM	2 AM
	2005	2006
Bônus de Assinatura (R\$)	3.045.804	10.677.058
Bônus de Assinatura Arrecadado* (R\$)	3.033.803	1.898.808
PTI (UT)	6.182	2.400
PTI (UT) assinado*	6.026	1.006
PTI (R\$)	61.820.000	24.000.000
PTI (R\$) assinado*	60.260.000	10.060.000
*Referente a valores após a efetiva assinatura dos contratos de concessão.		
OBS.: CL definido em edital.		

**Tabela 3.8 – Resultados das rodadas de blocos exploratórios em termos de empresas participantes.**  
(autor, baseado em ANP, 2009a)

Resultados por Empresas										
Rodadas de Licitação	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	R9	R10
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005*	2006***	2007	2008
Empresas que manifestaram interesse	58	49	46	35	18	30	52		74	52
Empresas que pagaram a Taxa de Participação	42	48	44	33	14	27	45		66	43
Empresas Habilitadas **	38	44	42	29	12	24	44	43	61	40
Empresas Nacionais Habilitadas	3	4	5	4	3	8	19		30	24
Empresas Estrangeiras Habilitadas	35	40	37	25	9	16	25		31	16
Empresas que apresentaram ofertas	14	27	26	17	6	21	32	27	42	23
Empresas Ofertantes Nacionais	1	4	4	4	2	7	14		25	18
Empresas Ofertantes Estrangeiras	13	23	22	13	4	14	18		17	5
Empresas Vencedoras	11	16	22	14	6	19	30	23	36	17
Empresas Vencedoras Nacionais	1	4	4	4	2	7	14	12	20	12
Empresas Vencedoras Estrangeiras	10	12	18	10	4	12	16	11	16	5
Novos Operadores	6	6	8	5	1	1	6	7	11	2
* Considerando-se apenas os blocos com riscos exploratórios.										
** Considera-se Habilitada a empresa que cumpriu todos os requisitos para apresentação de oferta (qualificação + pagamento da taxa de participação + garantia de oferta)										
*** Considerando-se apenas os blocos licitados antes da suspensão da rodada										

**Tabela 3.9 – Resultados das rodadas de áreas marginais em termos de empresas participantes.**  
(autor, baseado em ANP, 2009a)

Resultados por Empresas		
Rodadas de Licitação	1 AM	2 AM
	2005	2006
Empresas que manifestaram interesse	113	61
Empresas que pagaram a Taxa de Participação	93	57
Empresas Habilitadas**	91	55
Novas empresas	NA	26
Empresas ofertantes	53	30
Empresas Vencedoras	16	10
**Considera-se Habilitada a empresa que cumpriu todos os requisitos para apresentação de oferta (qualificação + pagamento da taxa de participação + garantia de oferta)		
NA = Não se aplica		

Como se pode notar, as Rodadas de Licitações e seus números variaram muito ao longo dos anos, mas vinham numa crescente quando dos problemas ocorridos a partir da Oitava Rodada. Essas dificuldades encontradas vieram por desestabilizar o processo licitatório.

Em relação à Petrobras, observa-se que a mesma continuou sendo o grande destaque da indústria de E&P brasileira, prevalecendo em praticamente todas as rodadas, apesar da ameaça da OGX na Nona Rodada.

Ao longo das dez rodadas, a Petrobras adquiriu, sozinha ou em consórcios, 402 blocos ou células exploratórios dos 806 arrematados, isto é, quase a metade de todos os blocos concedidos. Soma-se a estes os blocos que a Petrobras já possuía os direitos antes da quebra do monopólio e os adquiridos na Rodada Zero, e pode-se afirmar que a mesma praticamente continua exercendo um monopólio, não mais de direito, mas ainda de fato.

Pelos blocos adquiridos nessas dez rodadas, a Petrobras e suas parceiras pagaram à União, em forma de bônus de assinatura, a quantia de R\$ 2,5 bilhões (aproximadamente 46% do total de R\$ 5,4 bilhões arrecadados). Desse valor, a parcela efetivamente da Petrobras foi de R\$ 1,7 bilhão (pouco mais de 30% do total). Em relação ao PEM, contabilizado a partir da Rodada 5, a Petrobras e parceiras ofereceram 397.563 UTs, 55% frente ao total de 721.17 UTs. Outro número que se deve levar em conta é o teor de Conteúdo Local (CL) oferecido. Porém, por se tratar de uma questão bastante relevante para atingir os objetivos almejados neste trabalho, a questão do CL será tratada oportunamente mais a frente, tendo seus números um destaque maior na seção de resultados.

# Capítulo 4 - As Variáveis das Ofertas

Nesta seção, analisamos os itens que compõe as ofertas das empresas para o recebimento das concessões nos leilões pelas áreas exploratórias. Atualmente, desde a Rodada 5, são três os itens julgados na avaliação das ofertas e definição da oferta vencedora: (a) Bônus de Assinatura (BA) - valor em dinheiro oferecido pelo bloco; (b) Programa Exploratório Mínimo (PEM) - em unidades de trabalho (UTs) que serão convertidas em atividades exploratórias como sísmica 2D e 3D, métodos potenciais e poços exploratórios; e (c) Conteúdo Local (CL) - compromisso percentual com aquisição de bens e serviços na indústria nacional.

Ao longo das rodadas, as variáveis registraram mudança no detalhamento e mudanças de pesos. Assim, muitas delas passaram a se tornar decisivas nos julgamentos.

Como veremos a seguir, na descrição de cada um desses itens, o PEM é substituído no leilão de áreas com acumulações marginais pelo Programa de Trabalho Inicial (PTI), que consiste na mesma idéia e é apresentado também em UTs. Nas licitações dessas mesmas áreas, o CL é pré-definido em edital, não configurando assim critério para avaliação das ofertas. O mesmo ocorria com o PEM até a Rodada 4, em 2002.

Após a definição de cada uma dessas variáveis, a presente seção trata ainda de questões relevantes às mesmas ao longo das rodadas. Dentre as mudanças ocorridas nos editais de cada rodada, ressaltam-se as alterações no peso dessas variáveis no julgamento das ofertas, a introdução de valores mínimos e máximos, e as penalidades pelo não-cumprimento de cada item.

## 4.1 Bônus de Assinatura

Segundo definição da própria ANP, Bônus de Assinatura (BA) é o “montante ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão de petróleo ou gás natural, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no edital da licitação e devendo estar pago no ato da assinatura do contrato de concessão”, de acordo com o Decreto nº 2.705, de 3.8.1998.

Presente desde a Rodada 1 como item a ser julgado nas ofertas, o BA teve sua importância reduzida ao longo das rodadas, com a inclusão do PEM na nota final das

ofertas. Da Rodada 1 a Rodada 4, 85% da nota dos concorrentes refletia a oferta de BA. Nas Rodadas 5 e 6, esse percentual caiu para 30%. E é de 40% desde a Rodada 7.

Assim, a empresa habilitada a participar da licitação deve ofertar o BA que julgar adequado, obedecendo sempre o mínimo, com a finalidade de obter junto com os demais itens a melhor oferta em relação aos direitos sobre determinado bloco exploratório.

O BA mínimo varia de rodada a rodada, de acordo com a localização, bacia e potencial petrolífero do bloco ofertado. Já houve valores desde mil reais como BA mínimo para as áreas inativas com acumulações marginais, até algumas dezenas de milhões de reais por blocos marítimos de águas profundas de elevado potencial da Bacia de Santos, por exemplo. Qualquer oferta de BA abaixo do valor mínimo estabelecido para determinado bloco desqualifica a oferta.

O pagamento do BA deve ocorrer no momento da assinatura do contrato de concessão pela empresa vencedora (em algumas rodadas, exigiu-se que o pagamento fosse feito até 5 dias antes da assinatura do contrato). Isso significa que a empresa, ou consórcio, cumpriu com todas as exigências impostas pelo Edital, seja nacional ou estrangeira.

Caso o pagamento do BA ofertado não seja efetuado até a assinatura do contrato de concessão, a ANP executa o caução de garantia da oferta, que deve ser apresentado à ANP antes da ofertas e cujo valor variou ao longo das rodadas e dependia se o bloco era em terra ou em mar.

O valor do BA, obtido de acordo com as ofertas vencedora, é apenas uma das fontes de receitas que o governo arrecada com as Rodadas de Licitações. Essas receitas, conhecidas como participações governamentais, englobam também o pagamento de royalties, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção de área, além da taxa de participação que toda empresa habilitada a participar do processo licitatório deve pagar antes dos leilões. O Decreto nº 2.705/1998 estabelece os critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais.

## 4.2 Programa Exploratório Mínimo

O Programa Exploratório Mínimo (PEM) é a oferta, em números inteiros de unidades de trabalho (UTs), de um programa mínimo de atividades exploratórias, que o vencedor do leilão se compromete a executar naquele bloco em determinado período de tempo, a Fase de Exploração, estipulado no edital para cada bloco ou setor. Fazem parte do PEM, por exemplo, os poços exploratórios e as sísmicas 2D e 3D. O início do período de exploração inclui os compromissos relativos à sísmica e demais ferramentas de reconhecimento de área.

A oferta do PEM sofreu grandes alterações ao longo das rodadas de licitações, em especial na Rodada 5, quando deixou de ser pré-definido em edital e passou de fato a vigorar como critério de julgamento das ofertas nos leilões. É dizer que, para as Rodada de 1 a 4, o PEM, durante a fase de exploração, foi proposto pela ANP em edital: a empresa concessionária, ao se tornar vencedora, deveria executá-lo integralmente, despendendo os investimentos necessários para tanto. Essa proposta englobava um Programa de Trabalho e os Investimentos, bem como as respectivas cartas de crédito que se fizessem necessárias. A Tabela 4.1 a seguir traz as atividades exigidas no PEM determinado para cada bloco no edital da Rodada 1, bem como as respectivas garantias financeiras.

**Tabela 4.1 – PEM definido no edital da Primeira Rodada de Licitações. (ANP, 2009b)**

Bacia	Nome e sigla do Bloco	Programa Exploratório Mínimo				
		Primeiro Período (km de sísmica + nº de poços)	Segundo Período (nº de poços)	Terceiro Período (nº de poços)	Objetivo mínimo (idade), Objetivo mais profundo (Idade e profundidade em metros)	Valor da Garantia Financeira (US\$MM)
Santos	BM-S-1	5.000	2	3	Base Eoceno; Base Campaniano (5.500)	5
	BM-S-2	5.000	2	3	Base Eoceno; Base Campaniano (5.500)	5
	BM-S-3	5.000	2	3	Base Eoceno; Base Campaniano (5.500)	5
	BM-S-4	5.000	2	3	Base Eoceno; Base Campaniano (5.500)	5
	BM-S-5	3.000 + 1 poço	2	3	Base Eoceno; Albiano Inferior (4.500)	15
	BM-S-6	3.000 + 1 poço	2	3	Base Eoceno; Albiano Inferior (5.500)	15
Campos	BM-C-1	3.000	2	3	Base Eoceno; Base Santoniano (4.500)	5
	BM-C-2	3.000	2	3	Base Eoceno; Base Santoniano (4.500)	5
	BM-C-3	3.000	2	3	Base Eoceno; Base Santoniano (5.000)	5
	BM-C-4	3.000	2	3	Base Eoceno; Base Santoniano (4.500)	5
	BM-C-5	3.000	2	3	Base Eoceno; Base Santoniano (4.500)	5
	BM-C-6	1.000 + 1 poço	2	N/A	Base Eoceno; Base Barremiano (4.000)	10
Espírito Santo	BM-ES-1	3.000	2	3	Base Eoceno; Base Coniaciano (5.000)	5
	BM-ES-2	3.000	2	3	Base Eoceno; Base Coniaciano (5.000)	5
	BM-ES-3	2.000 + 1 poço	2	3	Base Eoceno; Base Aptiano (3.500)	8
	BM-ES-4	1.000 + 1 poço	2	N/A	Base Eoceno; Base Coniaciano (4.000)	8
Cumuruxatiba	BM-CUM-1	1.000 + 1 poço	2	N/A	Base Valengiano (todos poços)	8
	BM-CUM-2	4.000	2	3	Base Eoceno; Base Senoniano (4.500)	5
Camamu / Almada	BM-CAL-1	3.000	2	3	Aptiano inferior; Base Berriasiano (5.500)	5
	BM-CAL-2	3.000	2	3	Aptiano inferior; Base Berriasiano (5.500)	5
	BM-CAL-3	1.000 + 1 poço	2	N/A	Aptiano; Base Tithoniano (3.500)	8
Potiguar	BM-POT-1	4.000	2	3	Cretáceo superior; Base Aptiano (5.000)	5
	BT-POT-2	2 poços	3	N/A	Base Alagoas; Embasamento (2.300)	3
Foz do Amazonas	BM-FZA-1	5.000	2	3	Base Pleistoceno; Base Plioceno (4.500)	5
Paraná	BT-PR-1	1.000 + 1 poço	2	3	Base Pensilvaniano (todos poços)	15
	BT-PR-2	1.000 + 1 poço	2	3	Permiano médio; Base Devoniano (4.000)	15
	BT-PR-3	1.000 + 1 poço	2	3	Permiano médio; Base Devoniano (4.000)	15

Da Rodada 5 em diante, o PEM passou a ter relevantes pesos no julgamento das ofertas, juntamente com as ofertas de Bônus de Assinatura e Conteúdo Local. Enquanto nas rodadas de 1 a 4, o PEM não era levado em conta nas ofertas; nas rodadas 5 e 6, sua

oferta passou a compor em 30% a nota final atribuída à empresa concorrente nas licitações dos blocos. Ainda, nas rodadas de 7 a 10, o peso aumentou para 40%, igualando-se a importância do PEM ao do Bônus de Assinatura. Desta forma, acredita-se que a inclusão do PEM nas ofertas é um incentivo à exploração, elevando o grau de liberdade das empresas e maximizando descobertas, uma vez que as empresas tenderiam a investir parte do bônus em esforços exploratórios.

Entre as rodadas 5 e 9, não era exigido nenhum mínimo para as ofertas de PEM. Entretanto, ofertas com PEM iguais a zero não eram aceitas, desqualificando aquela concessionária que a fizesse. Na Rodada 10, por se tratar apenas de blocos terrestres, o edital trazia tabelas com os valores mínimos, para cada conjunto de bloco, aos quais as ofertas de PEM não poderiam ser inferiores, com a penalidade de desclassificação da oferta.

No edital de cada Rodada de Licitação, há a equivalência entre as UTs e os valores físicos de cada atividade exploratória proposta: poço exploratório (UT/poço), sísmica 2D (UT/km), sísmica 3D (UT/km<sup>2</sup>), métodos potenciais (UT/bloco), etc. Essa conversão pode variar de bloco a bloco, bacia a bacia. Também há a equivalência de cada UT para valores monetários (US\$), a fim de se calcular a garantia financeira necessária pelo PEM assumido.

O PEM oferecido pelas concessionárias é incorporado ao Contrato de Concessão, e deve ser integralmente cumprido durante o primeiro período de exploração, estipulado no Edital da Licitação. Segundo os editais das rodadas e as cláusulas dos contratos de concessão, o não cumprimento do PEM ofertado faz com que a empresa perca os direitos sobre o bloco, e tenha a garantia financeira executada pela ANP como compensação por tal descumprimento. Isso, no entanto, não elimina as demais obrigações e deveres dos concessionários. A ANP pode, ainda, adotar outras medidas reparatórias cabíveis.

Nas duas Rodadas de Licitações de áreas com acumulações marginais, as notas finais das ofertas das concorrentes eram compostas, além do bônus de assinatura, pelo Programa de Trabalho Inicial (PTI). Tendo uma ideia similar ao PEM da fase exploratória dos blocos com risco exploratório, o PTI, também expresso em UTs, era o comprometimento do concessionário em realizar atividades durante a fase de avaliação, necessárias para a reabilitação da produção dos campos marginais. Deveria contemplar a restauração de pelo menos um poço na Fase de Avaliação.

Para efeitos de investimento e de garantia financeira do PTI ofertado, 1 UT equivalia a R\$10 mil. Além disso, a oferta de PTI, com peso de 75% no julgamento das ofertas (os outros 15% correspondiam ao valor oferecido como bônus de assinatura), não poderia ser, sob pena de desqualificação, inferior ao valor mínimo estabelecido no edital.

### **4.3 Conteúdo Local**

O terceiro e último item a ser considerado no julgamento das ofertas, feitas por empresas habilitadas, é o Conteúdo Local (CL), que é ofertado em percentuais e que retrata o compromisso do concorrente com a aquisição de bens e serviços na indústria nacional. A cláusula do CL incide, individualmente, sobre as fases de Exploração e de Desenvolvimento da Produção, caso seja feita alguma descoberta de hidrocarbonetos no bloco em questão.

A idéia central da exigência de CL é dar preferência à contratação de fornecedores e mão-de-obra brasileiros, desde que estes ofereçam condições de preço, prazo e qualidades equivalentes às de fornecedores estrangeiros. Os propósitos básicos são dar condições de competitividade às empresas brasileira e fomentar o desenvolvimento tecnológico, a capacitação de recursos humanos e a geração de emprego e renda no país. Segundo a ANP (2009a), os setores mais beneficiados com a cláusula do CL são as indústrias de base em geral, a construção naval, engenharia e os produtores de materiais, máquinas, equipamentos e sistemas específicos para a indústria do petróleo. Por toda sua importância, explicitada neste parágrafo, a oferta de CL é o grande foco deste trabalho, sobressaindo-se às ofertas de PEM e BA na análise da Petrobras como fomentadora do desenvolvimento petrolífero brasileiro.

Também presente em todas as Rodadas de Licitações de blocos exploratórios, o CL foi previamente definido em 70% tanto para a Fase de Avaliação quanto para a Fase de Produção nas licitações de áreas inativas com acumulações marginais, não constituindo assim critério para avaliação das ofertas, mas sim uma obrigação dos concessionários ao assinarem os contratos de concessão. Desta forma, o não cumprimento do CL mínimo compulsório acarreta em penalidades, na forma de multas, da mesma maneira que quando ocorrido para blocos exploratórios.

Já ao longo das licitações dos blocos com risco exploratórios, a questão do CL sofreu grandes e impactantes alterações. Essas alterações estejam, talvez, atrás apenas

das mudanças no modelo de desenho dos blocos exploratórios ocorridas a partir da Rodada 5, e tratadas anteriormente neste trabalho. Como exemplo, podemos citar como importantes alterações nas cláusulas do CL: a mudança de peso no julgamento das ofertas, as penalidades impostas pelo não cumprimento do CL oferecido, o estabelecimento de mínimos e máximos para as ofertas de CL e a introdução de cartilhas certificadoras de CL.

Desde a Primeira Rodada de concessão de blocos, a ANP aplica o conceito de conteúdo local. Num primeiro momento, as empresas puderam dar lances livres para bens e serviços a serem adquiridos de empresas brasileiras para a realização das atividades. O CL oferecido fazia parte da pontuação das ofertas para aquisição dos blocos com a seguinte distribuição: 3% para a Fase de Exploração e 12% para a Etapa de Desenvolvimento da Produção, totalizando 15% para o CL. Este modelo de compromisso permaneceu vigente até a 4ª rodada.

A partir da 5ª e 6ª rodadas, a exigência de CL nos Contratos de Concessão foi modificada e passou a exigir percentuais mínimos e diferenciados para a aquisição de bens e serviços brasileiros destinados a blocos terrestres, aos blocos localizados em águas rasas e em águas profundas. Seu peso no julgamento das ofertas pulou dos 15% para 40% (15% para a Fase de Exploração e 25% para a Etapa de Desenvolvimento da Produção), maior influência de uma só variável no leilão.

A partir da Rodada 7, novas mudanças adicionais foram implementadas ao CL. O edital passou a estabelecer percentuais não só mínimos, mas também máximos para oferta de CL, conforme atividade e bloco. Não que as empresas não pudessem oferecer CL maior que as faixas máximas. Poderiam, pois para o país quanto maior o CL, melhor. Entretanto, a oferta de CL maior que o máximo não acarretaria em vantagens no julgamento de suas ofertas. É dizer que, se ofertassem um CL maior que o máximo, para efeitos de avaliação das propostas, o CL seria limitado ao máximo. Acredita-se que a adoção de limites máximos tenha sido para não desestimular as empresas estrangeiras, que, por motivos óbvios de mão-de-obra, têm mais dificuldades de garantir um CL maior. Apenas para efeitos de simplificação, a Tabela 4.2 abaixo mostra quais foram essas faixas percentuais na Rodada 7, de acordo com a localização do bloco e a atividade desenvolvida.

**Tabela 4.2 – Faixas percentuais de CL na Rodada 7. (ANP, 2009b)**

Localização do Bloco	Fase de Exploração		Etapa de Desenvolvimento	
	Mínimo (%)	Máximo (%)	Mínimo (%)	Máximo (%)
<i>Águas Profundas</i> $P^* > 400$ m	37	55	55	65
<i>Águas Rasas</i> $100 \text{ m} < P^* \leq 400$ m	37	55	55	65
<i>Águas Rasas</i> $P^* \leq 100$ m	51	60	63	70
<i>Terra</i>	70	80	77	85

Outra mudança que passou a vigorar a partir da Rodada 7 foi a publicação e introdução de uma cartilha de CL, a fim de tentar esclarecer e viabilizar a metodologia de medição do CL acertado em contrato, já que o assunto é tido até hoje como complexo e polêmico, dada a dificuldade de medição do CL de determinados bens e serviços. Junto com a cartilha, foi introduzida a certificação de CL por empresas credenciadas junto à ANP, com o dever de informar o CL contratado pelas empresas concessionárias. Para tanto, foi implementado em novembro de 2007 o Sistema de Certificação de Conteúdo Local, com o objetivo de estabelecer a metodologia para a certificação e as regras para o credenciamento de entidades certificadoras junto à ANP. Entretanto, este processo, em vigor nos contratos de concessão assinados após a Rodada 7, é ainda bastante criticado, já que o mesmo encarece os serviços que necessitam de certificação.

Na Rodada 7 em diante, o peso do CL no julgamento das ofertas foi de apenas 20%, sendo 5% para a Fase de Exploração e os restantes 15% para a Etapa de Desenvolvimento da Produção.

Assim como no caso das ofertas de PEM, não honrar as ofertas de CL também acarreta em penalidades para os concessionários. A fiscalização do cumprimento do CL ofertado é feita pela ANP pelo acompanhamento trimestral das atividades na fase de exploração e pela fiscalização dos investimentos dos concessionários em 3 momentos-chaves: declaração de comercialidade do campo, concluída a fase de desenvolvimento do produção e após a devolução do bloco ao término do contrato de concessão.

Nesses 3 momentos, a concessionária envia à ANP documentos fiscais e contratos de investimentos realizados. A ANP, ou empresa credenciada, por sua vez declarará:

a) compromisso cumprido, se (% CL) > (ofertado na licitação);

b) aplicação de multa a concessionária, se (% CL) < (ofertado na licitação).

O não cumprimento das ofertas quanto ao CL, tem previstas penalidades, que também passaram por mudanças. Nas Rodadas de 1 a 4, a multa era o dobro do valor que seria necessário para atingir a porcentagem ofertada. Nas Rodadas 5 e 6, um CL abaixo do mínimo obrigatório em edital imporia à concessionária uma multa de 50% do valor que seria necessário para atingir o percentual mínimo obrigatório. Caso o concessionário pratique um CL acima do mínimo obrigatório, mas abaixo do ofertado, a multa é de 20% do valor que seria necessário para atingir o percentual ofertado. Por fim, para a 7ª rodada em diante, assim como para as licitações dos campos marginais, caso o percentual de CL não realizado seja menor que 65% do ofertado, é imposta uma multa de 60% sobre o CL não realizado; já se o CL não realizado for superior a 65%, a multa é crescente de 60% a 100% sobre o CL não-realizado. Com esse critério, espera-se desencorajar fortemente o não cumprimento de mais de dois terços do CL ofertado.

## **4.4 Considerações Parciais**

Nesta seção, o enfoque foi nas variáveis que compõem as ofertas das empresas no leilão pelas áreas exploratórias: Conteúdo Local (CL), Bônus da Assinatura (BA) e Programa Exploratório Mínimo (PEM).

Como vimos, o CL é ofertado em porcentagem, e retrata o compromisso da empresa ou consórcio vencedor com a aquisição de bens e serviços da indústria nacional, tanto na fase de exploração quanto na etapa de desenvolvimento da produção, caso seja feita alguma descoberta de hidrocarbonetos no bloco. BA é o valor em dinheiro pago à ANP pela aquisição dos direitos exploratórios de um determinado bloco. Deve sempre ser oferecido respeitando-se o valor mínimo previsto no edital da rodada. Por fim, PEM, em unidades de trabalho (UTs), é a oferta de um programa mínimo de trabalhos exploratórios (poços exploratórios, sísmica, etc.) que o vencedor do leilão se compromete a executar naquele bloco em determinado período de tempo estipulado no edital.

Além da definição e da importância de cada uma dessas variáveis, a presente seção trouxe ainda questões relevantes às mesmas ao longo das rodadas, como as mudanças ocorridas nos editais de cada rodada. Dentre essas alterações, ressaltam-se: a

introdução de valores mínimos e máximos (Tabela 4.3), as mudanças no peso das variáveis no julgamento das ofertas (Tabela 4.4), e as penalidades pelo não-cumprimento de cada item. Algumas dessas modificações estão resumidas nas tabelas abaixo:

**Tabela 4.3 – Mudanças nas ofertas de CL (autor, baseado em ANP, 2009b)**

<b>Rodadas</b>	<b>Ofertas de CL</b>
<b>1, 2, 3 e 4</b>	Ofertas livres, sem mínimo exigido;
<b>5 e 6</b>	Percentual mínimo estabelecido em Edital, conforme atividade e bloco.
<b>7, 8, 9 e 10</b>	Percentuais mínimos e máximos para oferta de CL, estabelecido em Edital, conforme atividade e bloco; Introdução da certificação do CL – via Cartilha, com metodologia de medição do CL, através de empresas credenciadas.

**Tabela 4.4 – Mudanças dos pesos das ofertas (autor, baseado em ANP, 2009b)**

<b>Rodadas</b>	<b>Mudanças de pesos nos itens das ofertas</b>		
	<b>BA</b>	<b>PEM</b>	<b>CL</b>
<b>1, 2, 3 e 4</b>	85%	Definido em edital.	15% (3% Exploração + 12 % Desenvolvimento da Produção)
<b>5 e 6</b>	30%	30%	40% (15% Exploração + 25 % Desenvolvimento da Produção)
<b>7, 8, 9 e 10</b>	40%	40%	20% (5% Exploração + 15 % Desenvolvimento da Produção)

Pode-se dizer que as rodadas tiveram a inclusão de mudanças no CL que vieram a exigir das empresas ofertantes uma maior apreciação com relação aos bens e serviços de empresas nacionais fornecedoras para as fases de exploração e desenvolvimento da produção.

Em relação às penalidades, os editais das Rodadas de Licitações dizem ainda que o descumprimento de qualquer obrigação por parte do concessionário pode acarretar a

este sanções administrativas e pecuniárias cabíveis segundo a legislação brasileira aplicável, como casos de advertência e multa, prazos para correção de falhas e pagamento de multas, juros, mora e outras conseqüências do não pagamento das mesmas, além da suspensão temporária do direito de participar de futuras licitações, quando o infrator praticar atos em prejuízo dos objetivos da licitação.

## Capítulo 5 – A Metodologia da Pesquisa

A presente seção tem por finalidade explicar a metodologia utilizada ao longo do trabalho, através da qual chegamos aos resultados e conclusões tratados nas seções seguintes. Como veremos, foi utilizada uma metodologia bem simples, que pode ser facilmente repetida a partir da coleta e compilação dos dados. Entretanto, há algumas observâncias importantes de serem destacadas.

O período estudado foi o compreendido entre a Primeira e a Décima Rodada de Licitações da ANP, isto é, de 1999 a 2008.

A pesquisa teve início com o levantamento dos dados pertinentes ao trabalho, isto é, os valores de BA, CL e PEM ofertados por cada bloco arrematado, rodada a rodada, pelas empresas ou consórcios vencedores. Tais dados foram obtidos de publicações eletrônicas, em grande maioria dos sítios na internet da Petrobras e da ANP.

Com esses valores compilados, e as Rodadas de Licitações minuciosamente descritas, inicia-se, de fato, a metodologia deste trabalho, a partir da avaliação de cada item ofertado.

Cada bloco arrematado foi listado para cada rodada separadamente, a partir das informações disponíveis dos resultados de cada rodada. Juntamente com o bloco arrematado, listou-se também sua oferta vencedora em termos de BA, CL e PEM, quando pertinente, já que o PEM passou a vigorar como variável das ofertas apenas a partir da Rodada 5. Neste momento, também se separaram os blocos arrematados pela Petrobras dos arrematados pelas demais empresas. A critério de simplificação, considerou-se, em todo o estudo, a Petrobras e consórcios como apenas um agente, isto é: neste estudo, não se levou em conta a influência nas ofertas da Petrobras quando essa agia sozinha ou não, se era operadora ou apenas parceira. Essa simplificação é bem razoável dado o domínio nacional da Petrobras no mercado de E&P, o que nos leva a crer que, mesmo em consórcio, a oferta depende basicamente da aprovação e dos conhecimentos da Petrobras. Desta forma, considera-se “outras empresas” qualquer empresa ou consórcio vencedor no qual a Petrobras não tenha participação.

De posse desses números, fez-se a soma e a média para cada variável, rodada a rodada, considerando-se: a rodada como um todo, Petrobras e parceiras, e as demais empresas. Vale ressaltar aqui que, embora o BA e o PEM sejam ofertados em números

absolutos (em reais e em unidades de trabalho, respectivamente), o CL não é: sua oferta é sempre em pontos percentuais. Sendo assim, não faz sentido fazer o somatório das ofertas de CL. Para esta variável, obtemos a média Petrobras e a média outras, além da média de cada rodada, para se analisar a importância daquele item naquele momento. Já para o BA e o PEM, calcularam-se os valores absolutos, os valores percentuais e as médias por bloco arrematado, referentes à rodada como um todo, à participação da Petrobras e à participação das demais empresas.

Como observação adicional, ressaltamos que nas Rodadas 5 e 6, graças a mudanças no edital, o CL deixou de ser ofertado diretamente para as Fases de Exploração e de Desenvolvimento da Produção. Nessas rodadas, essa variável foi subdividida em ofertas de CL para as operações abaixo. Contudo, para mantermos um padrão que facilitasse a comparação desses itens entre as empresas e ao longo das rodadas, obtiveram-se, através das regras contidas nos mesmos editais, os pesos referentes a cada um desses sub-itens para a oferta de CL para Exploração e para o Desenvolvimento da Produção. Assim, o teor de CL para cada fase foi calculado, para essas rodadas, conforme se segue:

- CL – Fase de Exploração:
  - Blocos terrestres - média ponderada entre: i) operações de aquisição de dados de geologia e geofísica (peso 4); ii) operações de processamento de dados geofísicos, estudos e interpretação de dados de geologia e geofísica (peso 4); e iii) perfuração, completação e avaliação de poços (peso 7).
  - Blocos marítimos - média ponderada entre: i) operações de processamento de dados geofísicos, estudos e interpretação de dados de geologia e geofísica (peso 7); e ii) perfuração, completação e avaliação de poços (peso 8).
- CL – Etapa de Desenvolvimento da Produção:
  - Blocos terrestres - média ponderada entre: i) Serviços de engenharia de detalhamento (peso 7); e ii) Perfuração de poços, completação, avaliação, estações coletoras e unidades de tratamento de fluidos e sistema de escoamento da produção (peso 18).

- o Blocos marítimos - média ponderada entre: i) Serviços de engenharia de detalhamento (peso 7); e ii) Perfuração de poços, completação, avaliação, construção e montagem da plataforma (unidade de produção), plantas de processo e utilidades, sistema de coleta de produção (linhas, *risers* e equipamentos submarinos) e sistema de escoamento da produção (peso 18).

Algumas ressalvas fazem-se ainda necessárias neste momento. Embora o presente trabalho trate e mencione as Rodadas de Licitações das Áreas Inativas com Acumulações Marginais, as mesmas foram desprezadas na compilação dos dados e, conseqüentemente, na geração e análise dos resultados tratados na seção seguinte. Essa simplificação é altamente viável tendo em vista a pequena importância e os baixos valores movimentados nessas rodadas em comparação com as Rodadas de Licitações de Blocos com Risco Exploratório, e também pelo fato da Petrobras, um dos focos desta pesquisa, não ter participado das mesmas. Assim, para efeito de resultados e conclusões, essa metodologia considerou apenas os leilões dos blocos com risco exploratório.

Importante também lembrar que, com o passar dos anos, as Rodadas de Licitações sofreram significantes modificações, conforme abordado nas seções anteriores. Em relação às variáveis de que trata este trabalho, destacam-se as alterações que dizem respeito à introdução de patamares mínimos e/ou máximos, bem como o detalhamento e a mudança nos pesos de cada variável no julgamento das ofertas, pelas quais as variáveis ganharam ou perderam em importância nos leilões. Assim, deve-se ressaltar que a metodologia apresentada, por hipóteses simplificadoras, não leva essas questões em consideração, a princípio. Essas alterações serão novamente mencionadas e analisadas quando dos resultados finais do trabalho, nas seções a seguir. A justificativa para tal simplificação vem do fato de nosso interesse ser o de comparar o comportamento da Petrobras com os das demais companhias do setor como um todo, não importando especificamente a rodada em que tal fato ocorreu. Ou seja, embora tenham ocorrido mudanças rodada a rodada, dentro de cada rodada as condições de concorrência entre a Petrobras e as demais são, a priori, as mesmas.

Desta forma, pudemos comparar as ofertas vencedoras da Petrobras com as das demais empresas, analisando o comportamento dessas a cada rodada. Dessa análise, notamos uma tendência na oferta de cada item julgado, e assim chegamos aos resultados abaixo relatados.

O objetivo foi verificar se a Petrobras, sozinha ou em parceria, ofertou mais ou menos que a média das demais empresas, antes e depois das mudanças dos critérios de julgamento das ofertas a partir da 5ª Rodada da ANP.

# Capítulo 6 - Resultados

Este capítulo traz sumariamente os resultados do levantamento de dados da pesquisa e daqueles resultantes da utilização da metodologia proposta no capítulo anterior. A fim de facilitar a leitura desses dados, os resultados são aqui expostos, em sua grande maioria, na forma de tabelas e/ou gráficos, com os devidos comentários pertinentes.

## 6.1 Levantamento de Dados

Primeiramente, vamos mostrar alguns dados obtidos diretamente das pesquisas. Estes dados foram compilados a partir dos dados apresentados no Capítulos 3. São informações que, em sua maioria, sintetizam o ocorrido ao longo das Rodadas de Licitações da ANP, bem como seus principais números e resultados.

### 6.1.1 Resultados por blocos

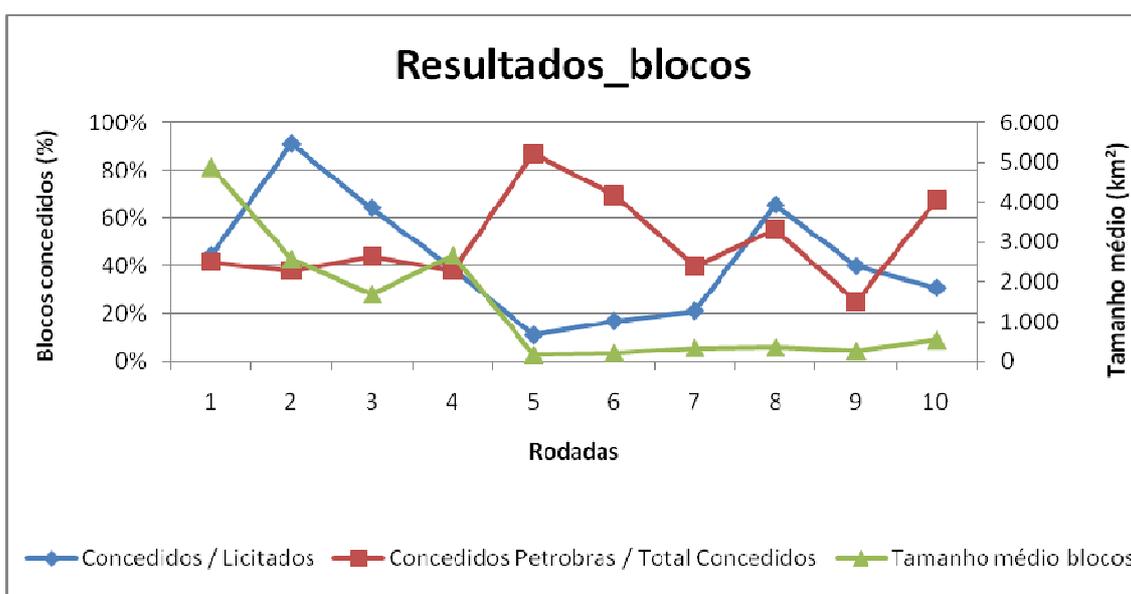


Gráfico 6.1 – Resultados das rodadas por blocos. (autor, baseado em ANP, 2009a)

Neste primeiro gráfico (Gráfico 6.1), é interessante notar como a porcentagem de blocos concedidos despica a partir da Quinta Rodada, em 2003. Essa queda coincide justamente com a redução brusca no tamanho médio dos blocos licitados, conforme mostra o gráfico acima. Isso nos leva a crer que a medida adotada pela ANP para atrair novos agentes, ao reduzir o tamanho dos blocos, não foi bem aceita pelo mercado e não surtiu, portanto, o efeito desejado. Foge um pouco à regra a Oitava

Rodada, já que apenas uma pequena parte dos blocos foi a leilão antes da suspensão da rodada.

O gráfico também nos mostra a atuação da Petrobras nas rodadas, em relação aos blocos concedidos. Vemos que a presença da companhia foi mais forte justamente nas Rodadas 5 e 6, que sofreram mais alterações, afastando muitas empresas, como veremos na sub-seção a seguir. Em compensação, a atuação da estatal tem uma queda grande na Nona Rodada, devido à maciça presença da estreante nacional OGX no mercado, que dominou aquela rodada. A presença da Petrobras volta a ser mais acentuada na Décima Rodada, enfraquecida por ter leiloado apenas blocos terrestres.

### 6.1.2 Resultados por empresas

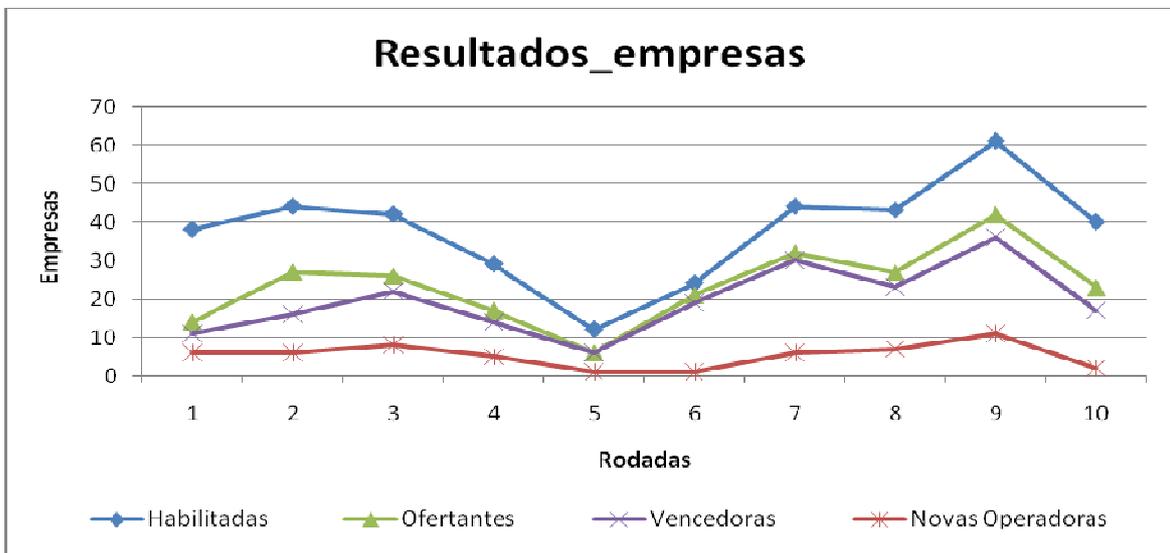


Gráfico 6.2 – Resultados das rodadas por empresas. (autor, baseado em ANP, 2009a)

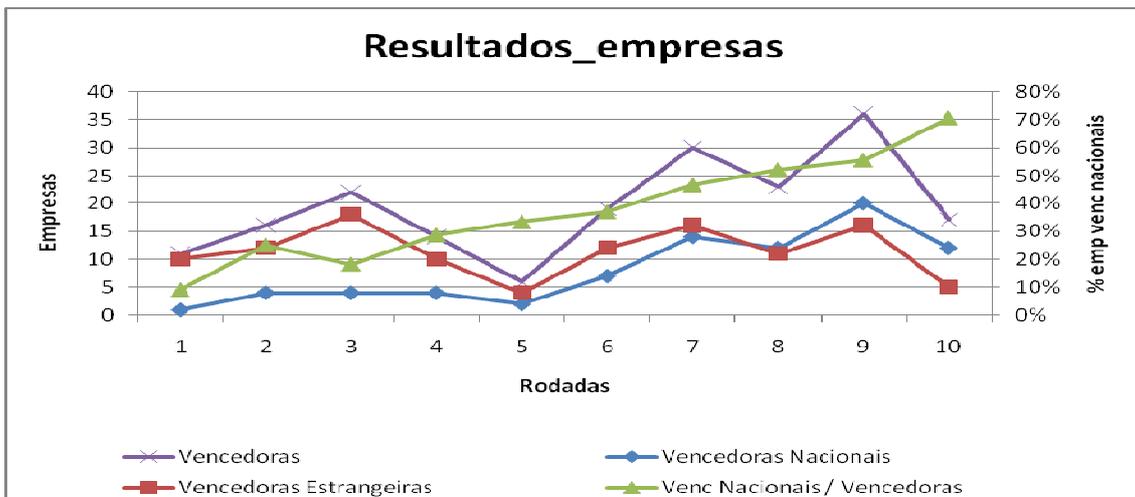


Gráfico 6.3 – Resultados das rodadas por empresas vencedoras. (autor, baseado em ANP, 2009a)

O primeiro gráfico (Gráfico 6.2) mostra a evolução da participação das empresas ao longo das rodadas. Nota-se que o número de empresas habilitadas mantinha-se num patamar praticamente constante até a Rodada 5, quando cai para menos da metade devido às alterações ocorridas no edital daquela rodada. Como já observado anteriormente, esses números mostra que tais modificações não foram bem recebidas pelas empresas. Passadas essas incertezas, a participação das empresas como um todo volta a crescer. Uma atenção especial deve ser dada à Rodada 10, pois embora o número de empresas participantes tenha sido satisfatório, grandes empresas ficaram de fora do leilão por se tratar apenas de blocos terrestres.

O segundo gráfico (Gráfico 6.3) serve para mostrar a crescente participação das empresas nacionais no leilão. O número de empresas nacionais vencedoras cresceu consideravelmente, tendo, inclusive, superado o de empresas estrangeiras vencedoras nas três últimas edições das Rodadas de Licitações, assinalando que a abertura do mercado não significa necessariamente entregar nossos recursos às empresas estrangeiras.

### 6.1.3 Resultados por valores

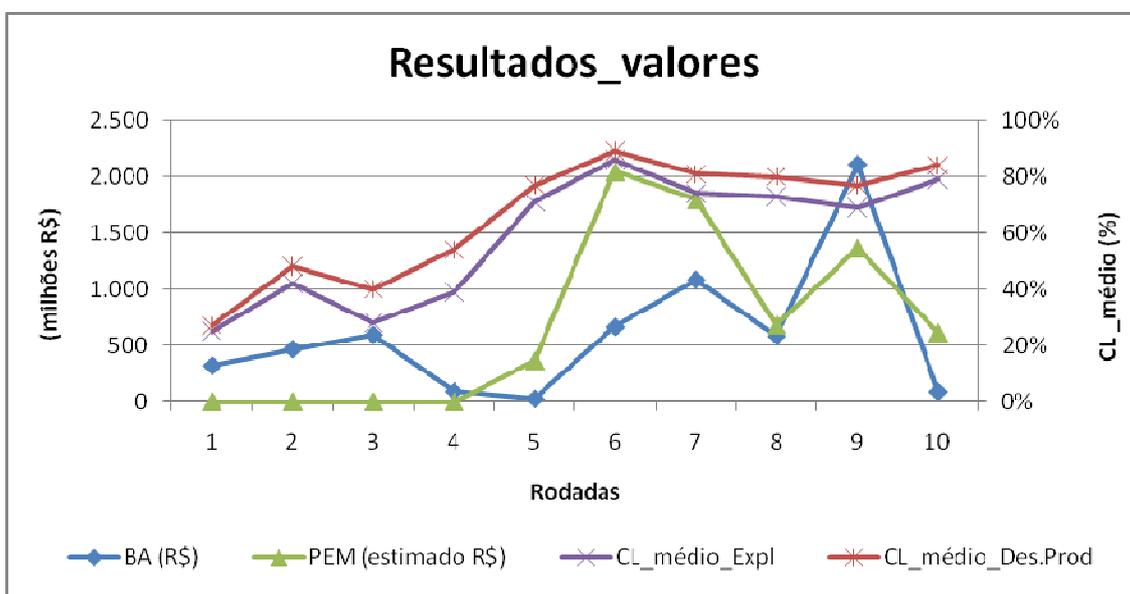


Gráfico 6.4 – Resultados das rodadas por valores. (autor, baseado em ANP, 2009a)

O gráfico acima (Gráfico 6.4) mostra a evolução dos valores obtidos com as variáveis dos julgamentos das ofertas vencedoras. Como primeira observação, deve-se lembrar que o PEM era pré-definido em edital entre as Rodadas 1 e 4. Em relação ao bônus de assinatura (BA), nota-se que após uma tendência de alta até a Rodada 3, ele despensa nas Rodadas 4 e 5, e volta a crescer rapidamente a partir da Rodada 6, a ponto

de atingir um bom patamar mesmo na Rodada 8, suspensa após o leilão de apenas 2 setores. A mesma relação pode ser feita para o PEM, que é mostrado em reais, pois as unidades de trabalho equivalem a diferentes valores monetários ao longo das rodadas, o que dificulta uma comparação entre as rodadas. Na Rodada 9, a presença da estreante OGX, com lances recordes, alavancou o BA arrecadado. Tanto o PEM quanto o BA caem na rodada de blocos terrestres, a décima.

A oferta de BA é guiada pelo BA mínimo estabelecido no edital, mas principalmente pela percepção que a empresa ofertante tem do potencial daquela bacia, daquele bloco, seja pela interpretação dos dados fornecidos nas rodadas, seja por grandes descobertas recentes nas proximidades, ou até mesmo por questões políticas e estratégicas. Observação análoga pode ser feita para a oferta de PEM a partir da Quinta Rodada, quando passou a ser critério de julgamento das ofertas. Quanto maior o potencial de determinado bloco, maior deve ser o esforço exploratório empregado ao mesmo.

Em termos de Conteúdo Local (CL), duas observações se fazem necessárias. A primeira, é que o CL para a Etapa de Desenvolvimento da Produção é sempre um pouco maior que o CL para a Fase de Exploração. Isso ocorre até mesmo quando os valores mínimos e máximos são estabelecidos nos editais. A razão para isso vem do fato das operações de exploração serem mais dependentes de tecnologias avançadas estrangeiras, como as sondas de perfuração exploratória, além de exigirem a alocação de maiores investimentos. Uma outra explicação vem do fato que, em todas as rodadas, o peso da oferta de CL para o desenvolvimento da produção é bem superior ao de CL para a exploração (12% contra 3% nas Rodadas de 1 a 4; 25% contra 15% nas Rodadas 5 e 6; e 15% contra 5% a partir da Rodada 7).

A segunda observação em relação ao CL diz respeito à sua tendência ao longo das rodadas. Nota-se pelo gráfico que a oferta de CL é claramente alavancada a partir da Quinta Rodada, permanecendo nesse patamar de 80% até a última rodada até então realizada. Essas tendências nos comportamentos da variável CL nas ofertas vencedoras podem ser, em parte, explicadas pelas alterações sofridas nos editais ao longo das rodadas, mais especificamente em relação ao peso desse item no julgamento das ofertas.

Explica-se: a partir da Quinta Rodada, o peso da oferta de CL na nota final das ofertas dos concorrentes saltou de 15% para 40%, superando o peso do BA, que caiu de incríveis 85% para apenas 30%, e também o peso do PEM, 30%, estreante no

juízo das ofertas. Dessa forma, a oferta de CL ganhou enorme importância para a determinação do vencedor do leilão de cada bloco exploratório, importância essa logo detectada pelas empresas ofertantes. Assim, acredita-se que a oferta de um CL maior tenha substituído, em parte, a oferta de um BA maior.

A partir da Sétima Rodada, embora o peso do CL nas ofertas tenha caído para 20%, sendo superado pelos 40% do BA e do PEM, cada, a manutenção da oferta de CL num elevado patamar é assegurada pela introdução nos editais de valores mínimos e máximos a serem considerados nos percentuais de CL, como mencionado no Capítulo 4, sobre as variáveis das ofertas.

### **6.1.4 Ofertas não honradas**

Desde a Sétima Rodada, um efeito negativo tomou espaço nos leilões da ANP. Para ser mais preciso, após os leilões, isto é, no ato de assinatura dos contratos de concessão. Desde então, muitas ofertas vencedoras não estavam sendo honradas pelos candidatos a concessionários. Estas empresas deixavam de apresentar os requisitos necessários para adquirirem os direitos de concessão sobre determinadas áreas. Eram documentos devidos, falta de garantias para os valores ofertados de PEM, atraso no pagamento de BA, entre outros. Com isso, a ANP se viu no direito de cancelar o resultado do leilão de tais blocos, desqualificar empresas e executar a caução da garantia de oferta, a título de indenização pelo ocorrido. Essa caução era um dos requisitos exigidos a todas as empresas habilitadas para a apresentação das ofertas.

Assim, o gráfico abaixo (Gráfico 6.5) mostra a evolução do índice de ofertas não honradas pelas empresas, em termos de blocos arrematados, BA não arrecadado, em reais, e PEM, em reais e também em unidades de trabalho (UTs). Esse índice atingiu seu auge na Décima Rodada, onde mais de 25% dos blocos arrematados no leilão não tiveram de fato seus contratos de concessão assinados. O fato mostra que as pequenas empresas atraídas à Décima Rodada pelos blocos terrestres tiveram menor compromisso com as regras da licitação.

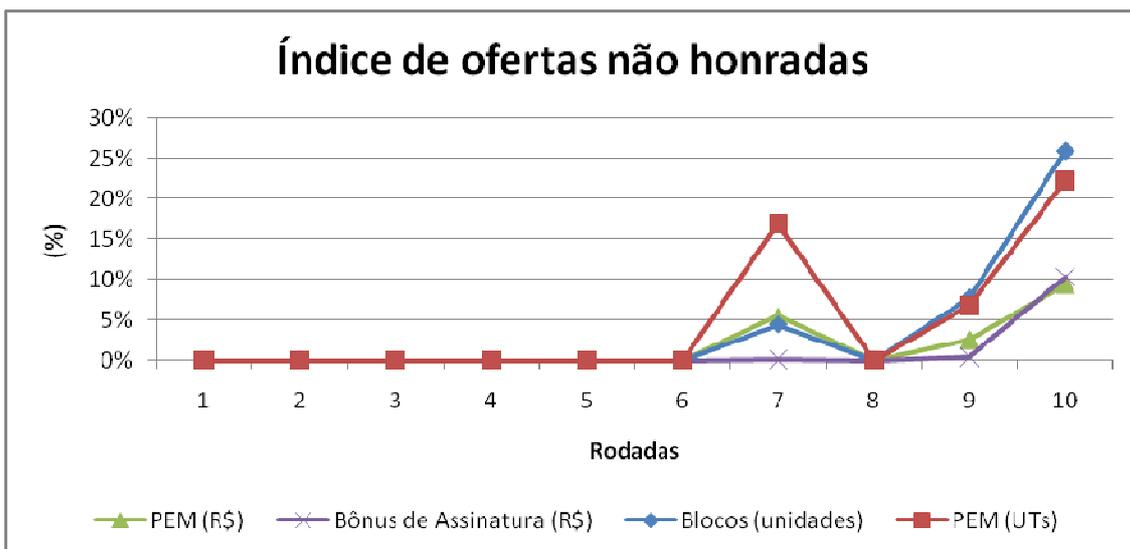


Gráfico 6.5 – Índice de ofertas não honradas por rodada. (autor, baseado em ANP, 2009a)

## 6.2 Resultados da Metodologia

Assim, municiados dos dados básicos já coletados e mostrados na subseção anterior, temos os dados tratados, resultantes da metodologia aplicada, e que foram o alicerce para as conclusões do presente trabalho, que poderão ser acompanhadas no capítulo seguinte.

Nesta seção, não comparamos os valores entre rodadas como realizado no tópico anterior. Aqui, a comparação é feita dentro de cada rodada, comparando-se o comportamento da Petrobras com os das demais companhias. Assim, não importa, por exemplo, se o valor de PEM está em reais ou UTs, nem qualquer alteração de peso dos itens nas ofertas de rodada para rodada. Dentro de cada rodada, as condições eram as mesmas para as empresas.

A presente seção está estruturada em três subseções, cada qual tratando, através de tabelas e gráficos, da evolução de uma variável específica do julgamento das ofertas: Bônus de Assinatura (BA), Programa Mínimo Exploratório (PEM) e Conteúdo Local (CL), sendo esta última subdividida para as fases de exploração e de desenvolvimento da produção. Essas análises confrontam as ofertas da Petrobras com as demais companhias, conforme explicado no Capítulo 5, sobre a metodologia utilizada no presente trabalho.

Com relação aos resultados apresentados a seguir, vale relembrar: a Rodada 7 considera somente aos blocos com risco exploratório e a Rodada 8 refere-se apenas aos blocos licitados antes da suspensão da rodada.

## 6.2.1 Bônus de Assinatura

Tabela 6.1 – Bônus de Assinatura (em R\$) arrematado em cada rodada: total e médias por bloco arrematado. (autor, baseado em ANP, 2009b)

rodadas	Bônus de Assinatura - Totais (R\$)					Bônus de Assinatura - Médias (R\$)		
	Total	Petrobras e consórcios		Outras empresas		Total	Petrobras	Outras empresas
1	321.656.637	43.203.742	<b>13,4%</b>	278.452.895	<b>86,6%</b>	26.804.720	8.640.748	39.778.985
2	468.259.069	355.977.438	<b>76,0%</b>	112.281.631	<b>24,0%</b>	22.298.051	44.497.180	8.637.049
3	594.944.023	114.353.184	<b>19,2%</b>	480.590.839	<b>80,8%</b>	17.498.354	8.143.393	24.046.826
4	92.377.971	34.228.129	<b>37,1%</b>	58.149.842	<b>62,9%</b>	4.398.951	4.843.525	4.473.065
5	27.448.493	22.175.097	<b>80,8%</b>	5.273.396	<b>19,2%</b>	271.767	251.990	405.646
6	665.196.028	571.271.602	<b>85,9%</b>	93.924.426	<b>14,1%</b>	4.319.455	5.338.987	1.998.392
7	1.085.802.800	726.322.700	<b>66,9%</b>	359.480.100	<b>33,1%</b>	4.325.908	7.565.861	2.319.226
8	583.807.561	273.824.361	<b>46,9%</b>	309.983.200	<b>53,1%</b>	15.363.357	13.039.255	18.234.306
9	2.109.408.831	308.983.903	<b>14,6%</b>	1.800.424.928	<b>85,4%</b>	18.029.135	11.443.848	20.004.721
10	89.406.927	56.676.702	<b>63,4%</b>	32.730.225	<b>36,6%</b>	1.655.684	2.099.137	1.212.231

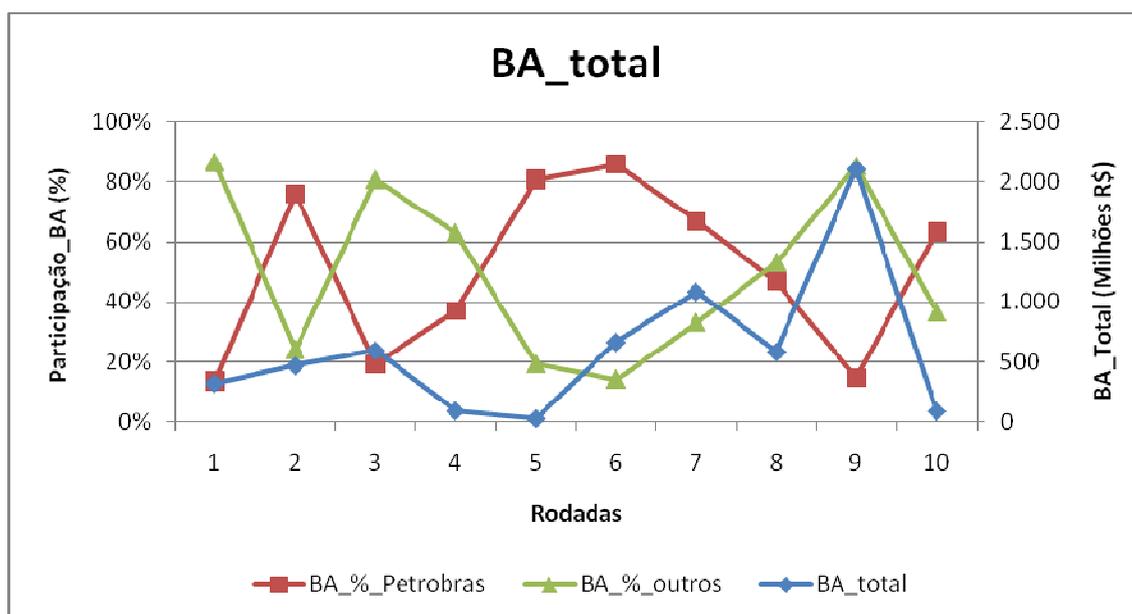
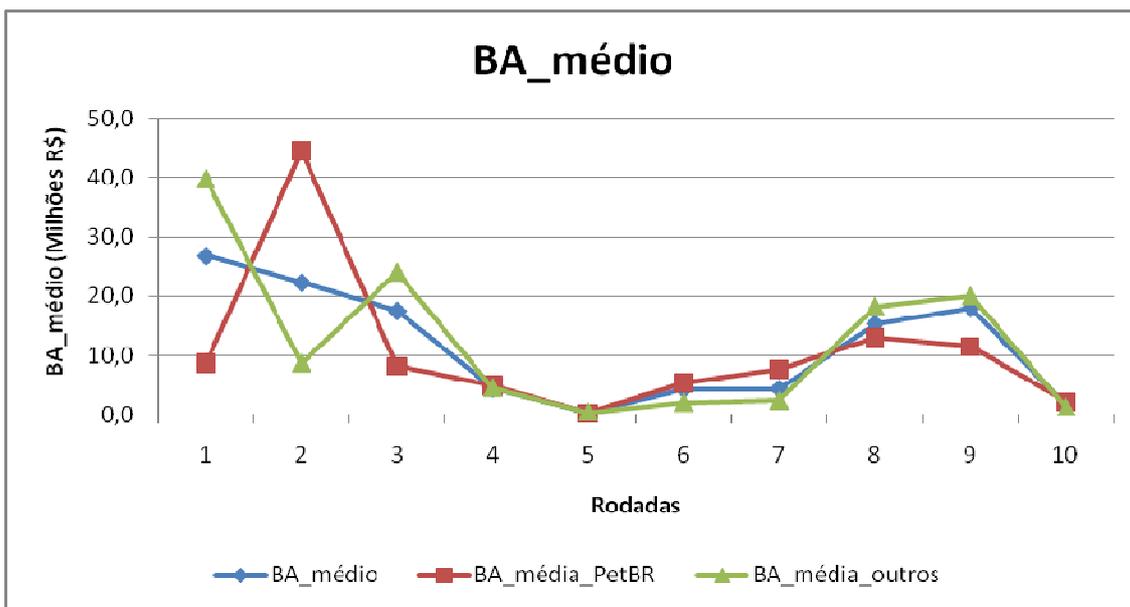


Gráfico 6.6 – Bônus de Assinatura total (em milhões R\$) em cada rodada. (autor, baseado em ANP, 2009b)



**Gráfico 6.7–Bônus de Assinatura (em milhões R\$) médio em cada rodada. (autor, baseado em ANP, 2009b)**

Nota-se, pela Tabela 6.1 e Gráfico 6.6, que, embora haja um predomínio da Petrobras em relação aos valores de BA pagos pelos direitos exploratórios dos blocos, ele não é contínuo em todas as rodadas, tanto em valores totais quanto em valores médios. Em diversas rodadas, o BA total pago pelas outras empresas superou o pago pela Petrobras e parceiras, em especial nas Rodadas 1, 3 e 9. Mas há grande variação. Isso depende muito da quantidade e da qualidade dos blocos arrematados. Por isso, passamos à análise dos valores médios.

Em relação aos valores médios de BA, do Gráfico 6.7, vemos uma proximidade muito grande nos valores da Petrobras e das demais companhias, especialmente a partir da Quarta Rodada, com a redução no tamanho dos blocos. Como, a priori, todas as empresas têm acesso às mesmas informações das áreas, esses resultados nos levam a concluir que, em relação ao BA oferecido, a Petrobras se comporta como uma empresa internacional. Desta forma, o fator decisivo no valor de BA ofertado por determinada bloco é o seu potencial petrolífero e sua localização.

## 6.2.2 Programa Mínimo Exploratório

Tabela 6.2 – PEM (em UTs) oferecido em cada rodada: total e médias por bloco arrematado.

(autor, baseado em ANP, 2009b)

rodadas	PEM - Total (UTs)					PEM - Média (UTs)		
	Total	Petrobras		Outras empresas		Total	Petrobras	Outras empresas
1	N.A.	N.A.	<b>N.A.</b>	N.A.	<b>N.A.</b>	N.A.	N.A.	N.A.
2	N.A.	N.A.	<b>N.A.</b>	N.A.	<b>N.A.</b>	N.A.	N.A.	N.A.
3	N.A.	N.A.	<b>N.A.</b>	N.A.	<b>N.A.</b>	N.A.	N.A.	N.A.
4	N.A.	N.A.	<b>N.A.</b>	N.A.	<b>N.A.</b>	N.A.	N.A.	N.A.
5	33.671	23.093	<b>68,6%</b>	10.578	<b>31,4%</b>	333	262	814
6	131.137	103.104	<b>78,6%</b>	28.033	<b>21,4%</b>	852	964	596
7	192.441	112.271	<b>58,3%</b>	80.170	<b>41,7%</b>	767	1.169	517
8	62.455	47.457	<b>76,0%</b>	14.998	<b>24,0%</b>	1.644	2.260	882
9	169.436	28.988	<b>17,1%</b>	140.448	<b>82,9%</b>	1.448	1.074	1.561
10	128.707	81.650	<b>63,4%</b>	47.057	<b>36,6%</b>	2.383	3.024	1.743

N.A. - Não se aplica; PEM definido em edital

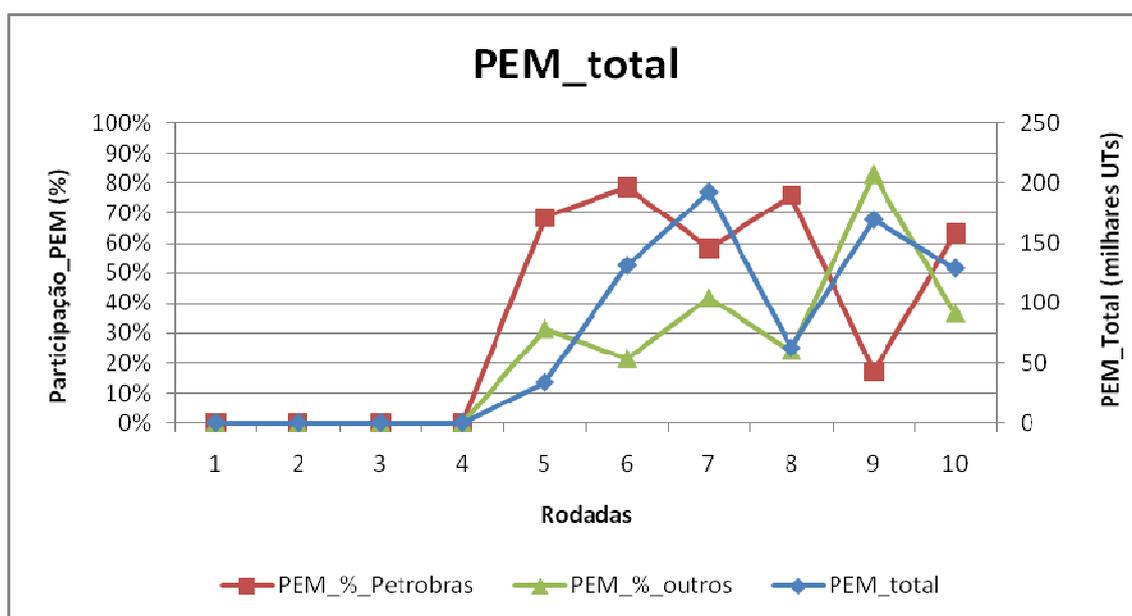
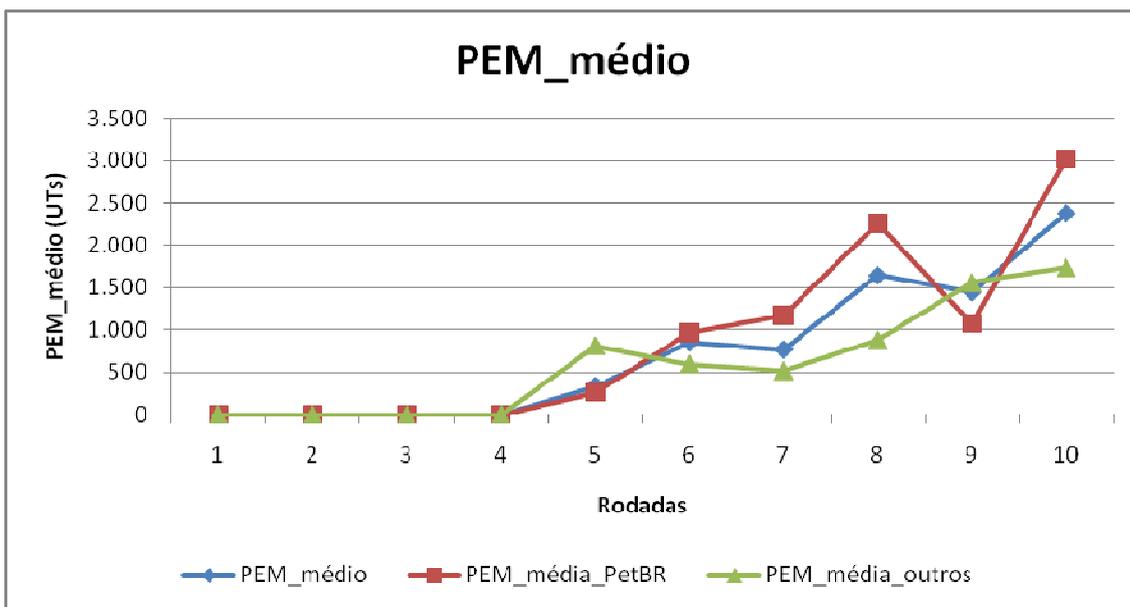


Gráfico 6.8 – PEM (em UTs) total em cada rodada.(autor, baseado em ANP, 2009b)



**Gráfico 6.9 – PEM (em UTs) médio em cada rodada.(autor, baseado em ANP, 2009b)**

Por motivos já destacados, a análise do PEM é realizada somente a partir da Quinta Rodada.

Em relação aos valores totais de PEM, conforme Tabela 6.2 e Gráfico 6.8, vemos que apenas na Nona Rodada o valor comprometido de PEM pelas demais empresas superou o da Petrobras e parcerias. A presença marcante da OGX na rodada causou esse impacto.

Pelos mesmos motivos apresentados para o BA, faz-se necessária a análise dos valores médios, pois, obviamente, quanto mais blocos arrematados, maior será o valor do PEM total oferecido. Dessa forma, analisando-os valores do Gráfico 6.9, nota-se que, excetuando-se as rodadas 5 e 9, a Petrobras oferta, na média, valores de PEM maiores que as demais companhias. Cabe agora avaliar se esse é o fator determinante para a companhia ser a maior vencedora de blocos, ou se ela troca a oferta de algum dos outros dois itens por uma maior oferta de PEM. Por exemplo: a Petrobras ofertaria mais PEM em troca de um menor valor de CL ofertado, já que a partir da 7ª Rodada, a oferta de PEM tem mais peso que a de CL? A conferir na próxima subseção.

### 6.2.3 Conteúdo Local

Como se trata de percentuais, a análise das ofertas de CL fica facilitada, pois não há números absolutos para se preocupar com o número de blocos adquiridos, por exemplo. Por isso, e também por toda sua importância de alavancar o desenvolvimento nacional, conforme mostrado ao longo deste trabalho, a oferta de CL é o grande foco deste trabalho, sobressaindo-se às ofertas de PEM e BA na análise da Petrobras como fomentadora do desenvolvimento petrolífero brasileiro.

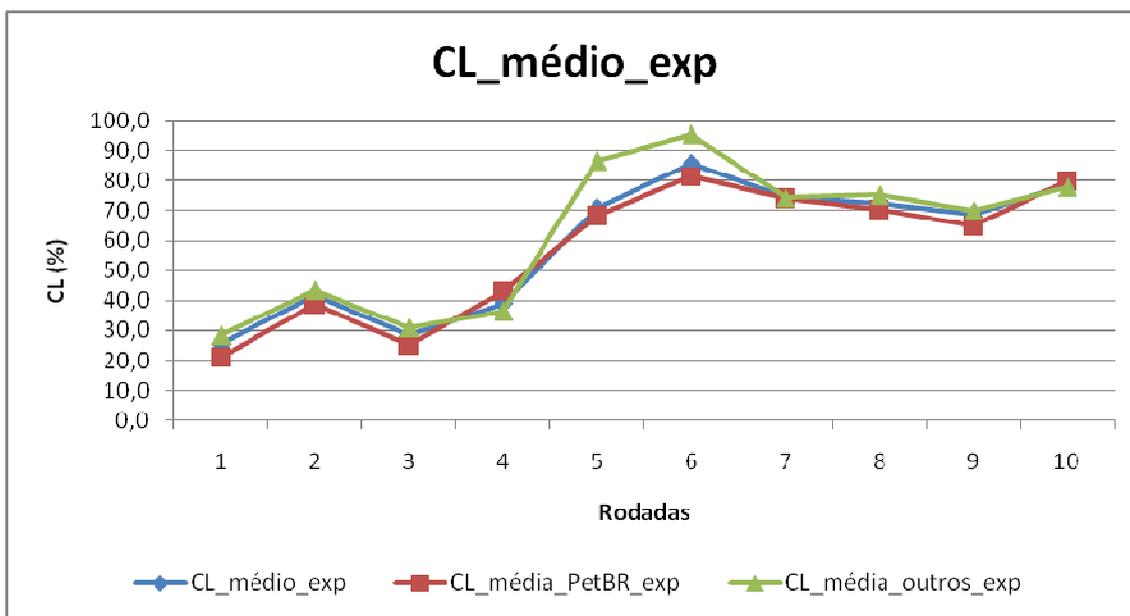
Há que se ressaltar, entretanto, que pode sim, ainda, haver influência nos resultados de CL se o bloco arrematado era terrestre ou marítimo de águas rasas ou profundas. Essa diferença deve-se ao fato de ser mais fácil contratar fornecedores brasileiros para operações que exigem menor tecnologia de ponta, pois há mais opções de empresas e serviços para tanto. Este seria o caso de operações em terra. Tal diferença é, inclusive, reconhecida pela ANP em seus editais, como consta na Tabela 6.3 abaixo, exemplificando os valores mínimos e máximos para o CL de acordo com a atividade e localização do bloco. Nota-se que os valores para blocos terrestres são mais elevados.

Localização do Bloco	Fase de Exploração		Etapa de Desenvolvimento	
	Mínimo (%)	Máximo (%)	Mínimo (%)	Máximo (%)
<i>Águas Profundas</i> $P^* > 400$ m	37	55	55	65
<i>Águas Rasas</i> $100$ m $< P^* \leq 400$ m	37	55	55	65
<i>Águas Rasas</i> $P^* \leq 100$ m	51	60	63	70
<i>Terra</i>	70	80	77	85

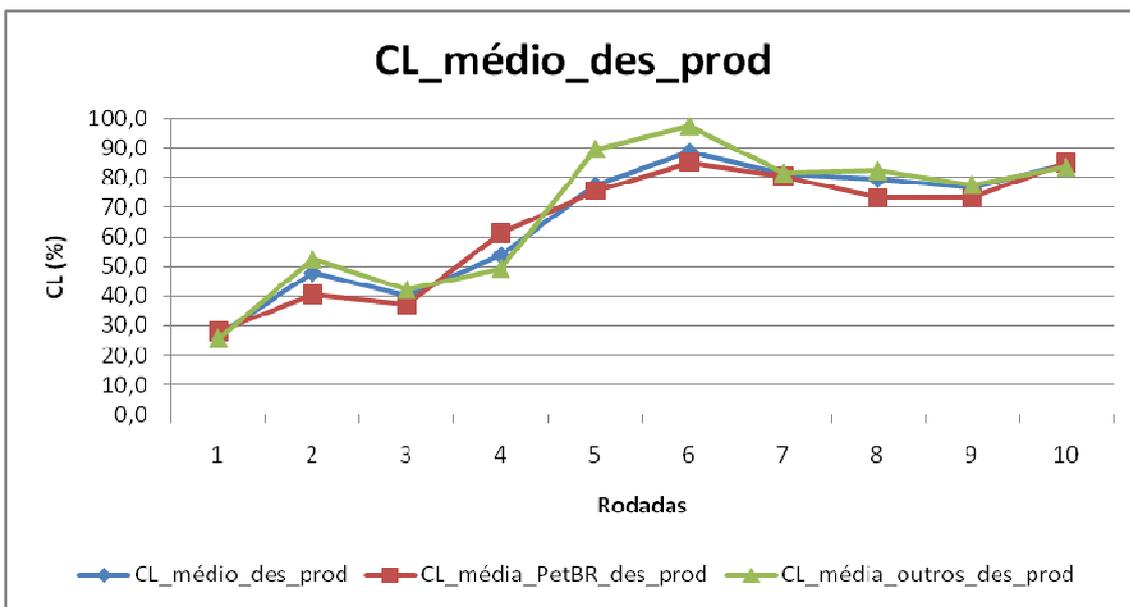
**Tabela 6.3 – Faixas percentuais de CL na Rodada 7. (ANP, 2009b)**

**Tabela 6.4 – CL médio (em %) oferecido em cada rodada: (a) para a Fase de Exploração e (b) para a Etapa de Desenvolvimento da Produção. (autor, baseado em ANP, 2009b)**

rodadas	CL médio - Exploração (%)			CL médio - Desenv. da Produção (%)		
	Total	Petrobras	Outras empresas	Total	Petrobras	Outras empresas
1	25,4	<b>21,0</b>	<b>28,6</b>	26,7	<b>28,0</b>	<b>25,7</b>
2	41,8	<b>38,8</b>	<b>43,6</b>	47,9	<b>40,6</b>	<b>52,4</b>
3	28,4	<b>25,0</b>	<b>31,1</b>	39,9	<b>37,0</b>	<b>42,2</b>
4	39,0	<b>43,1</b>	<b>36,5</b>	53,8	<b>61,3</b>	<b>49,2</b>
5	70,8	<b>68,4</b>	<b>86,7</b>	77,4	<b>75,5</b>	<b>89,7</b>
6	85,7	<b>81,5</b>	<b>95,5</b>	88,8	<b>85,1</b>	<b>97,4</b>
7	74,4	<b>74,2</b>	<b>74,5</b>	81,1	<b>80,4</b>	<b>81,5</b>
8	72,6	<b>70,5</b>	<b>75,3</b>	79,6	<b>73,1</b>	<b>82,4</b>
9	68,9	<b>65,0</b>	<b>70,0</b>	76,5	<b>73,1</b>	<b>77,6</b>
10	78,9	<b>80,0</b>	<b>77,8</b>	84,3	<b>85,0</b>	<b>83,5</b>



**Gráfico 6.10 – CL médio (em %) para a Fase de Exploração em cada rodada. (autor, baseado em ANP, 2009b)**



**Gráfico 6.11 – CL médio (em %) para a Etapa de Desenvolvimento da Produção em cada rodada.**  
(autor, baseado em ANP, 2009b)

Voltando aos resultados apurados, vemos, pelos números da Tabela 6.4 e do Gráfico 6.10, que, exceto pelas Rodadas 4 e 10, a Petrobras não ofertou mais CL nas suas propostas vencedoras, em média, do que as outras empresas, para a Fase de Exploração. Para a Etapa de Desenvolvimento da Produção, a análise é ainda verdadeira incluindo-se a também Rodada 1 entre aquelas que a Petrobras ofertou mais CL que as concorrentes, conforme pode-se verificar no Gráfico 6.11.

Embora as diferenças entre as ofertas de CL da Petrobras e das demais empresas não seja muito grande, isso mostra, na melhor das hipóteses, que a Petrobras oferta CL como as outras não mais. Até porque, quando a diferença de oferta é maior, é justamente a favor das demais empresas, como nas Rodadas 5 e 6, onde a oferta de CL das demais empresas é superior à da Petrobras em quase 15 pontos percentuais, para a exploração e também para o desenvolvimento da produção. Não coincidentemente, é exatamente nessas duas rodadas que a oferta de CL tem mais peso na nota final das ofertas: 40%. Na Sexta Rodada, temos o recorde de CL médio comprometido: 85,7% para a Exploração (sendo Petrobras e parceiras com 81,5% e as outras companhias com 95,5%) e 88,8% para a Produção (Petrobras com 85,1%, e demais com incríveis 97,4%).

Nota-se também que os valores ofertados de CL tornaram-se mais estáveis após as alterações ocorridas a partir da Rodada 5, ao passo que antes oscilavam bastante, como se pode ver comparando as Rodadas consecutivas 1, 2 e 3.

A conclusão final para esta análise, que será detalhada no capítulo seguinte, é que a Petrobras não parece se comportar muito diferente das demais empresas quando da oferta de CL. Uma plausível explicação seja que a empresa esteja trocando uma maior oferta de CL por ofertas mais agressivas de PEM, ou de BA, já que estes possuem, atualmente, maiores pesos que o CL na avaliação final das ofertas dos leilões.

## Capítulo 7 - Conclusão

O início do setor petrolífero nacional foi cercado de forte presença governamental. A primeira iniciativa de criar um ente que fiscalizasse e impulsionasse o setor data de 1938, com a criação do Conselho Nacional do Petróleo.

A partir desta data, e com o forte nacionalismo da II Guerra Mundial, o governo brasileiro se viu pressionado por vários fatores: a presença marcante das 7 irmãs na exploração e produção de petróleo em nível mundial; a forte dependência brasileira de petróleo cru importado; e a necessidade de criar internamente condições de crescimento sustentável em termos energéticos.

Desta forma, em 1953, a Lei 2004 cria a Petrobras, uma empresa de capital misto, com a incumbência de dar à economia brasileira o impulso necessário para o crescimento econômico esperado.

Após passar por várias crises, externas, como os choques do Petróleo de 1973 e 1979, e internas, como o fracasso dos planos de estabilização da inflação e a moratória da dívida externa, a empresa se viu diante da onda liberalizante da década de 90, responsável pela privatização de várias empresas e serviços brasileiros. Contudo, o governo manteve o controle da Petrobras, mas por outro lado abriu mão da exclusividade na exploração e produção de petróleo e gás natural, através da Ementa Constitucional nº 9, de 1995, que alterava a redação do artigo 177 da Constituição de 1988.

A concretização da quebra do monopólio se deu com a Lei do Petróleo (Lei 9.478), de 1997. Outras empresas passaram a ter o direito de explorar o petróleo e gás natural no território nacional, através de contratos de concessão, adquiridos nas licitações promovidas pela ANP, criada pela mesma lei. O setor se abriu para empresas nacionais e estrangeiras, estatais e privadas.

Assim, coube à Petrobras se inserir neste contexto como mais uma empresa ofertante, embora tivesse com um conhecimento inigualável das bacias sedimentares brasileiras. Esses benefícios de quase 50 anos de monopólio, somados ao seu papel de impulsionadora, lhe proporcionaram a concessão de blocos importantes em cada rodada. Em outras palavras, as atividades de E&P permaneceram sobre grande influência da Petrobras, sozinha ou em consórcio.

Nossa motivação para retornar a esse tema após mais de dez anos da quebra do monopólio da Petrobras, partiu dos recentes debates e projetos de lei a respeito do marco regulatório para a área do pré-sal, especificamente do projeto de lei 5941/2009. Este projeto, em linhas gerais, prevê a Petrobras como única e exclusiva operadora de todos os blocos exploratórios da faixa do pré-sal, ainda não arrematados nos leilões.

Sem entrar em questões legais e de direitos, nem tampouco em questões técnicas de como seria definida essa área do pré-sal e se a mesma tem realmente todo esse valor, este trabalho foi atrás da seguinte pergunta: a Petrobras segue, após a quebra do monopólio de direito, em 1997, como fomentadora e alavanca do desenvolvimento da economia brasileira, além de atuar como braço político do governo?

Desta forma, a idéia central deste trabalho foi analisar o comportamento da Petrobras, tida como impulsionadora do desenvolvimento da indústria do petróleo e da economia do país como um todo, ao longo das Rodadas de Licitações da ANP em relação à oferta de Bônus de Assinatura (BA), Programa Exploratório Mínimo (PEM) e, especialmente, Conteúdo Local (CL). Buscamos comparar as ofertas vencedoras da Petrobras com as das demais empresas participantes do processo licitatório, em termos dessas três variáveis, rodada a rodada.

A metodologia utilizada para tanto foi separar as empresas em dois grupos: num primeiro, estavam aqueles consórcios vencedores dos quais a Petrobras fazia parte, operadora ou não, incluindo quando ela estava sozinha; do outro lado, os demais agentes vencedores dos leilões, em consórcio ou sozinhos, sem a participação da Petrobras. Assim, analisamos e confrontamos as ofertas de CL, BA e PEM desses dois grupos, ao longo das dez Rodadas de Licitações da já realizadas pela ANP. Deve-se ressaltar também que tais variáveis sofreram importantes modificações ao longo das rodadas, como a questão do peso dessas nos julgamentos das ofertas.

Como vimos, os números das Rodadas de Licitações variaram muito ao longo dos anos, mas vinham numa crescente quando da suspensão da Oitava Rodada e do enfraquecimento das rodadas seguintes. Essas dificuldades encontradas vieram por desestabilizar o processo licitatório, parte importante em se ter um mercado aberto e ativo de Exploração e Produção no Brasil, para se ter o aumento da autonomia do país em petróleo.

Em relação às ofertas de BA, não há uma tendência clara se prevalecem os valores ofertados pela Petrobras ou pelas outras empresas, havendo alternância entre as maiores ofertantes de BA. Inclusive, em termos de valores médios, as ofertas se equivalem em sua maioria, de acordo com o potencial dos blocos.

Quanto ao PEM, analisado a partir da Quinta Rodada, nota-se que, em geral, a Petrobras ofertou maiores valores médios que as demais empresas, talvez por ser melhor conhecedora de determinadas áreas, dado o longo período de monopólio.

Entretanto, como o CL é a variável das ofertas que melhor representa a questão do impulso do setor ao desenvolvimento nacional, já que representa um compromisso com a aquisição de bens e serviços na indústria nacional, focamos nossos resultados em responder a seguinte pergunta: a Petrobras oferta percentuais de CL maiores ou menores, quando comparada às demais empresas?

Observou-se que a Petrobras, entre as Rodadas 1 e 4, demonstrou comportamento similar às demais empresas no que se refere à oferta de CL. E mais: surpreendentemente, a partir da 5ª. Rodada, quando ocorrem as mudanças de peso desse item no julgamento das ofertas, nota-se uma tendência de aumento da oferta média de CL das concorrentes em relação à Petrobras, tanto para a exploração quanto para o desenvolvimento da produção.

Conclui-se então que a Petrobras agiu nas Rodadas de Licitações, quando analisadas somente as variáveis BA, PEM e CL, como uma empresa de petróleo de nível internacional, apresentando baixo comportamento impulsionador do desenvolvimento nacional. Essa conclusão pode, contudo, sofrer alterações e ajustes com estudos mais aprofundados sobre o tema, devendo ser complementada, por exemplo, com estudos sobre os investimentos realizados pela Petrobras em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

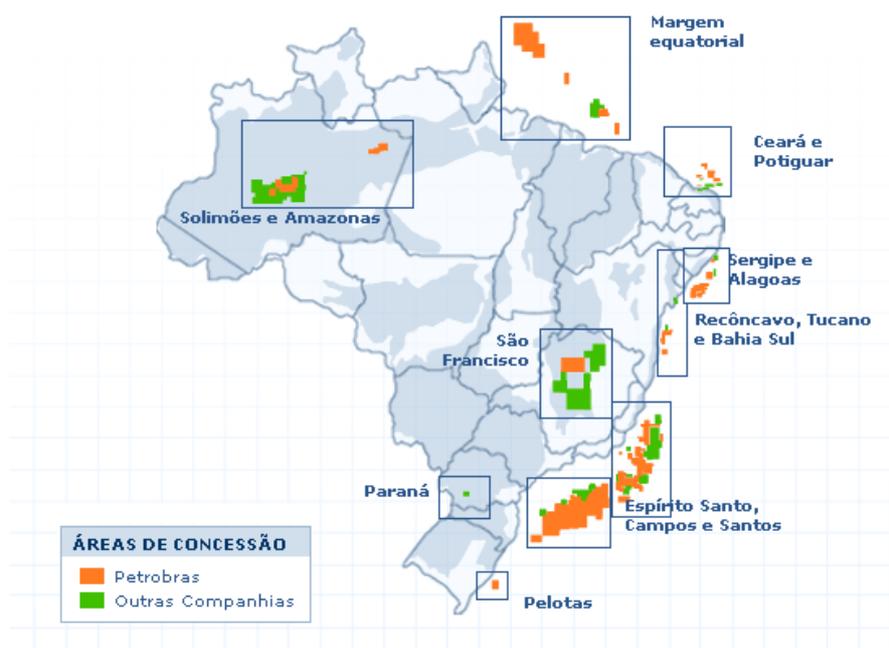
## **7.1 Visões do Futuro**

As descobertas de petróleo e gás natural abaixo da camada do sal, no chamado pré-sal, despertaram no Governo a preocupação com o marco regulatório nacional para esta nova fase do setor. Isso resultou em quatro projetos de lei que estão tramitando no Congresso Nacional. Destes, dois se destacam pela preocupação com o conteúdo local

nas atividades de E&P e pela proposta de mudança do atual regime de concessão para o de partilha da produção.

Paralelamente, temos também que a participação de novos agentes nas atividades de E&P, viabilizada com o atual marco regulatório, gera desenvolvimento econômico, através da geração de novos empregos e do impulso à competitividade da indústria, em sinergia com os investimentos em pesquisa e inovação tecnológica. Na segunda metade de 2009, por exemplo, 77 grupos econômicos, sendo 39 de origem brasileira, incluída a Petrobras atuaram no Brasil nessas atividades. (ANP, 2009a)

E mais: ao longo das dez Rodadas de Licitações, a Petrobras adquiriu, sozinha ou em consórcios, 402 blocos ou células exploratórios dos 806 arrematados, isto é, quase a metade de todos os blocos concedidos, como se vê na Figura 7.1 abaixo. Soma-se a estes, os campos em produção que a Petrobras já possuía os direitos antes da quebra do monopólio e os blocos exploratórios adquiridos na Rodada Zero.



**Figura 7.1 – Mapa das áreas em concessão. (Petrobras, 2009)**

Assim, a empresa continua exercendo seu amplo domínio no setor brasileiro de óleo e gás, tendo inclusive evoluído bastante desde a abertura do mercado. Para muitos críticos, se não fosse a “ameaça” de outras empresas, introduzida pela quebra do monopólio e pelas Rodadas de Licitações, o país demoraria alguns anos a mais para descobrir as reservas do pré-sal.

Adicionalmente, com o atual regime regulador para o setor, referência para debates em diversos países, as reservas provadas brasileiras de petróleo saltaram de 7,4 bilhões, em 1997, para 12,8 bilhões de barris em 2008, e as de gás natural passaram de 227,7 bilhões de m<sup>3</sup> para 364,2 bilhões de m<sup>3</sup>. Ao passo que, no mesmo período, a produção anual de petróleo praticamente dobrou: passou de 1 milhão de barris diários para cerca de 1,9 milhão de barris diários, tendo a de gás natural duplicado (de 26,5 milhões de m<sup>3</sup>/dia para 59,0 milhões de m<sup>3</sup>/dia). Além disso, desde 1997, a participação do setor no Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro apresentou taxas de crescimento significativas. (ANP, 2009a)

Desta forma, não nos parece coerente elaborar agora um novo marco regulatório exclusivo para a área do pré-sal, sob o regime de partilha, como está sendo proposto, tendo em vista os resultados e os sucessos obtidos desde a Lei 9.478/1997 com os contratos de concessão. O mais adequado para que esses recursos naturais tragam mais retornos à sociedade brasileira seria ajustar maiores valores das participações governamentais, através dos *royalties* e das participações especiais, premissas que os próprios contratos atuais prevêm.

Por fim, teria a Petrobras estrutura, técnica e financeira, para explorar todo o pré-sal, sem a participação de outras empresas como operadoras e sem a transferência de tecnologia entre os agentes?

## Capítulo 8 – Referências Bibliográficas

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, 2009a. **Rodadas de Licitações**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 25/10/2009.

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP, 2009b. **Sítio das Rodadas de Licitações**. Disponível em: <<http://www.brasil-rounds.gov.br>>. Acesso em: 04/11/2009.

ALVEAL, C. A., 1994, **Os Desbravadores - A Petrobrás e a Construção do Brasil Industrial**, Rio de Janeiro, Editora: Relume Dumará.

ALVEAL, C. A., 2001, **Evolução da Indústria Brasileira de Petróleo**, Rio de Janeiro, IE/UFRJ.

Associação Nacional de Pesquisa e Desenvolvimento das Empresas Inovadoras – ANPEI, 2005. **ANP vai regulamentar investimento em pesquisas**. Disponível em: <<http://www.anpei.org.br/imprensa/noticias/noticia-798/>>. Acesso em: 05/11/2009.

CAMPOS, J.V., 2009, **A verdadeira história do pré-sal**. Jornal Hora do Povo. Disponível em: <<http://www.horadopovo.com.br/2009/junho/2777-26-06-09/P4/pag4a.htm>>. Acesso em: 17/01/2010.

CANELAS, A., 2005, “**Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural pós-reforma da indústria petrolífera brasileira: investimentos e impactos macroeconômicos.**” 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. IBP, Salvador. Disponível em: <[http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0110\\_05.pdf](http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0110_05.pdf)> Acesso em: 7/12/2009.

ENERGIA HOJE, 2009. **Eni ganha prazo no BM-S-4**. Portal Energia Hoje, postado por Felipe Maciel. Disponível: <<http://www.energiahoje.com/online/petroleo/e&p/2009/06/09/385659/eni-ganha-prazo-no-bm-s-4.html>> Acesso em 04/11/2009.

KROPF, T.C.L., RIBEIRO, R.N., 2009, “**Nova proposta de regulação no setor de petróleo no Brasil com base em uma análise crítica dos modelos de contrato para E&P de hidrocarbonetos**”, Rio de Janeiro, Texto para discussão: Engenharia do Petróleo/UFRJ.

Ministério da Casa Civil. **Ementa Constitucional nº 9/95**. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/constituicao/emendas/emc/emc09.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/emendas/emc/emc09.htm)>. Acesso em: 12/12/2009.

Ministério da Casa Civil. **Projetos de Lei de 2009**. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Projetos/Quadros/quadro\\_PL/2009.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Projetos/Quadros/quadro_PL/2009.htm)>. Acesso em: 14/01/2009.

PETROBRAS, 2009. **Relação com investidores**. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/investidores>>. Acesso em: 15/12/2009.

RESOLUÇÃO CNPE 06/2007. Disponível em: <[http://www.clubedeengenharia.org.br/07nov\\_resolucao\\_CNPE.pdf](http://www.clubedeengenharia.org.br/07nov_resolucao_CNPE.pdf)>. Acesso em: 05/01/2010.

UNICAMP, 2001. **Phillips comanda licitação da ANP**. Disponível em: <[http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/BE15/jul\\_01\\_2.htm](http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/BE15/jul_01_2.htm)>. Acesso em: 15/11/2009.

# Anexo I – Decretos/Portarias por Ocasão da Primeira Rodada

A Rodada 1 foi marcante pois foi quando de fato deu-se a abertura do mercado de E&P no Brasil, conforme prevê a Lei do Petróleo de 1997 (Lei 9.478/97), que flexibiliza o monopólio da União e estabelece as bases para a abertura do mercado.

Porém, entre a Lei do Petróleo e a efetiva assinatura dos primeiros contratos de concessão para a exploração de hidrocarbonetos no Brasil, através da Rodada 1, alguns decretos e portarias foram lançados por ocasião da Primeira Rodada de Licitações da ANP.

Entre os principais dispositivos legais pertinentes à indústria do petróleo e gás natural na época, podemos citar:

- Decreto presidencial 2705, de 03/08/98: Estabelece definições técnicas básicas a serem usadas nas regulamentações a serem editadas pela ANP. Inclui bônus de assinatura, *royalty*, participação especial e aluguel de área.
- Decreto presidencial 2889, de 21/12/98: Regula a isenção de impostos para admissão temporária (aluguel) de equipamentos para a indústria de petróleo, tornando-os isentos por 03 anos. Entre tais equipamentos, podemos citar: navios, rebocadores e guindastes flutuantes; equipamentos para aquisição de dados sísmicos; equipamentos para operações de perfuração e produção; *risers*; plataformas fixas ou flutuantes para perfuração, produção ou estocagem de óleo e gás; etc.
- Portaria 43, de 15/04/98: Regula a importação de gás natural;
- Portaria 143, de 25/09/98: Regula o pagamento da participação dos proprietários de terra;
- Portaria 147, de 01/10/98: Regula os procedimentos de importação de óleo. Toda importação deve ser autorizada pela ANP;
- Portaria 155, de 21/10/98: Estabelece o método de cálculo do preço de óleo para fins de cálculo da receita bruta do campo;
- Portarias 162/98, de 05/11/98; 29/99, de 29/01/99; e 60/99, de 31/03/99: Fixa e reajustam os preços de referência de gás natural;

- Portaria 169, de 26/11/98: Regula a utilização de gasodutos por terceiros. O proprietário do gasoduto deve comunicar a ANP sobre a capacidade disponível (capacidade total menos a capacidade contratada) de cada gasoduto. Até esta capacidade, o proprietário do gasoduto é obrigado a permitir sua utilização por terceiros, sob pagamento de uma taxa de transporte. Havendo divergências sobre esta taxa, a ANP julgará o caso e determinará a taxa a aplicar;

- Portaria 170, de 26/11/98: Estabelece que todas as novas operações com óleo ou gás devem ser autorizadas pela ANP;

- Portaria 188, de 18/12/98: Regulamenta as atividades de prospecção exploratória. As atividades de empresas de pesquisa estão liberadas, havendo uso livre dos dados obtidos por parte destas;

- Portaria 6, de 12/01/99: Regulamento sobre os procedimentos a serem adotados nas licitações de blocos para a contratação das atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural → Estabelecimento das responsabilidades da Comissão Especial de Licitação (CEL);

- Portaria 7, de 12/01/99: Estabelece regras para a exportação de petróleo. As atividades devem ser registradas perante a ANP;

- Portaria 10, de 12/01/99: Estabelece os procedimentos para a apuração da participação especial estabelecida pelo artigo 50 da Lei 9.478. São detalhadas as permissões de dedução e depreciação para fins de cálculo da receita líquida de produção, sobre a qual incidirá a participação especial;

- Portaria 11, de 13/01/99: Estabelece o Plano de Contas a ser observado pelos Concessionários das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, para fins de classificação e registro contábil das referidas atividades;

- MF/MME Portaria 90, de 29/04/99: Estabelece os preços máximos para o gás natural e os óleos combustíveis (do produtor para companhia distribuidora);

- MF/MME Portaria 92, de 29/04/99: Indexa o preço do gás natural (do produtor para companhia distribuidora) ao preço do óleo combustível nacional de alto teor de enxofre.

Anteriormente à Lei do Petróleo, mas vigentes à ocasião da Rodada 1, tínhamos ainda:

- Portaria 126, de 27/02/91: Define como bens de fabricação nacional aqueles que alcançarem índices de nacionalização de 60% em valor, a fins de quantificar o conteúdo local das atividades; e

- Resolução CONAMA 23, de 07/12/94: Institui critérios específicos para o licenciamento ambiental das atividades relacionadas à perfuração e produção de petróleo e gás natural. Todas as atividades devem ser licenciadas pelo IBAMA (blocos marítimos) ou pelos órgãos ambientais estaduais (blocos terrestres).