

Biblioteca Digital da Câmara dos Deputados

Centro de Documentação e Informação

Coordenação de Biblioteca

<http://bd.camara.gov.br>

"Dissemina os documentos digitais de interesse da atividade legislativa e da sociedade."

Brasília / 2009

OS DESAFIOS DO PRÉ-SAL



CÂMARA DOS
DEPUTADOS

Conselho de Altos Estudos e
Avaliação Tecnológica



A Câmara Pensando o Brasil

Os desafios do Pré-Sal

Mesa da Câmara dos Deputados
53ª Legislatura – 3ª Sessão Legislativa
2009

Presidente
Michel Temer

1º Vice-Presidente
Marco Maia

2º Vice-Presidente
Antônio Carlos Magalhães Neto

1º Secretário
Rafael Guerra

2º Secretário
Inocêncio Oliveira

3º Secretário
Odair Cunha

4º Secretário
Nelson Marquezelli

Suplentes de Secretário

1º Suplente
Marcelo Ortiz

2º Suplente
Giovanni Queiroz

3º Suplente
Leandro Sampaio

4º Suplente
Manoel Junior

Diretor-Geral
Sérgio Sampaio Contreiras de Almeida

Secretário-Geral da Mesa
Mozart Vianna de Paiva



Câmara dos Deputados
Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica

Os desafios do Pré-Sal

Relatores

Deputado Fernando Ferro

Deputado Paulo Teixeira

Equipe Técnica da Consultoria Legislativa

Paulo César Ribeiro Lima (Coordenador)

Alberto Pinheiro de Queiroz Filho

Cláudio Nazareno

Walkyria Menezes Leitão Tavares

Centro de Documentação e Informação
Edições Câmara

Brasília / 2009

CÂMARA DOS DEPUTADOS

DIRETORIA LEGISLATIVA

Diretor: Afrísio Vieira Lima Filho

CENTRO DE DOCUMENTAÇÃO E INFORMAÇÃO

Diretor: Adolfo C. A. R. Furtado

COORDENAÇÃO EDIÇÕES CÂMARA

Diretora: Maria Clara Bicudo Cesar

Câmara dos Deputados

Centro de Documentação e Informação - Cedi

Coordenação Edições Câmara - Coedi

Anexo II - Térreo - Praça dos Três Poderes

Brasília (DF) - CEP 70160-900

Telefone: (61) 3216-5802; fax: (61) 3216-5810

edicoes.cedi@camara.gov.br

Projeto gráfico: Ely Borges

Capa: Gustavo Cardoso

Diagramação: Daniela Barbosa

Impressão e acabamento: Deapa/Cgraf

SÉRIE

Cadernos de altos estudos
n. 5

Dados Internacionais de Catalogação-na-publicação (CIP)
Coordenação de Biblioteca. Seção de Catalogação.

Os desafios do Pré-Sal / relatores: Fernando Ferro, Paulo Teixeira.-
Brasília : Câmara dos Deputados, Edições Câmara, 2009.
78 p. - (Série cadernos de altos estudos ; n. 5)

ISBN 978-85-736-5619-0

Ao alto do título: Câmara dos Deputados, Conselho de Altos
Estudos e Avaliação Tecnológica.

1. Petróleo submarino, exploração, Brasil. 2. Petróleo, reserva,
Brasil. 3. Ferro, Fernando. 4. Teixeira, Paulo. I. Série.

CDU 665.6(81)

ISBN 978-85-736-5619-0 (brochura)

ISBN 978-85-7325-607-7 (livro eletrônico)

Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica

Presidente

Deputado Inocêncio Oliveira

Titulares

Fernando Ferro

Ariosto Holanda

José Linhares

Félix Mendonça

Paulo Henrique Lustosa

Jaime Martins

Mauro Benevides

Humberto Souto

Paulo Teixeira

Professora Raquel Teixeira

Rodrigo Rollemberg

Suplentes

Bilac Pinto

Bonifácio de Andrada

Colbert Martins

Geraldo Resende

José Genoíno

Júlio César

Paulo Rubem Santiago

Pedro Chaves

Severiano Alves

Fernando Marroni

Waldir Maranhão

Secretário Executivo

Ricardo José Pereira Rodrigues

Coordenador de Articulação Institucional

Paulo Motta

Coordenadora da Secretaria Executiva

Jeanne de Brito Pereira

Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica - Caeat

Gabinete 566-A / Anexo III

Câmara dos Deputados

Praça dos Três Poderes

Cep 70160-900 / Brasília DF

Tel.: (61) 3215-8626

caeat@camara.gov.br

www.camara.gov.br/caeat

Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados

Presidente

Deputado Bernardo Ariston

Primeiro Vice-Presidente

Deputado Eduardo da Fonte

Segundo Vice-Presidente

Deputado Luiz Alberto

Terceiro Vice-Presidente

Deputado Nelson Bornier



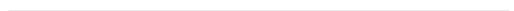
Agradecimentos

Ao Presidente da Câmara dos Deputados, Michel Temer, que incondicionalmente tem estimulado iniciativas inovadoras em âmbito da Casa, assegurando a todos os meios necessários para a sua plena realização.

Ao Presidente do Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica, Inocêncio Oliveira, e demais parlamentares integrantes do Colegiado, pela determinação, apoio e efetivas contribuições que emprestaram para a consolidação de mais um estudo pioneiro da Câmara dos Deputados.

Aos Consultores Legislativos, que não mediram esforços para densificar criticamente o estudo e estimular os debates promovidos em múltiplas instâncias do poder público, subsídios essenciais à qualidade e à consolidação do presente trabalho.

Deputado Fernando Ferro
Deputado Paulo Teixeira
Relatores



	Apresentação	11
	Prefácio	15
1	Introdução	19
2	Atual marco legal do setor petrolífero	23
	2.1 A Constituição Federal de 1988 e a Emenda nº 9	25
	2.2 A Lei nº 9.478/1997	27
3	Dados do pré-sal	29
4	Desafios técnicos	39
5	Desafios econômicos	43
	5.1 Investimentos da Petrobrás	46
	5.2 Tributação e participação governamental	47
6	Desafios institucionais	49
7	Novo marco legal	55
8	Conclusões	59
	Referências	64
	ANEXO Proposição legislativa e justificção	67



Apresentação

Os debates em torno da exploração da província petrolífera conhecida como Pré-Sal estabeleceram-se como tema obrigatório da agenda nacional desde que a magnitude das reservas tornou-se conhecida pelo governo e pela opinião pública. Intensa polêmica formou-se em torno das formas de exploração e utilização do óleo de excelente qualidade encontrado nas águas profundas brasileiras.

Atento à movimentação política e ao embate técnico em torno do assunto, o Conselho de Altos Estudos, com o suporte da Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados, elegeu o tema como prioridade e preparou minucioso e abrangente trabalho, que agora é divulgado sob a forma de um novo título da já consagrada série Cadernos de Altos Estudos.

Depois de dois anos de estudos, discussões e análises, o texto final reúne todas as questões relacionadas ao tema e as apresenta ao leitor de forma clara e objetiva, convergindo para uma conclusão fortemente compromissada com a defesa dos interesses nacionais.

O profundo impacto causado pela coerência e originalidade da proposição elaborada no âmbito do Conselho de Altos Estudos confirma a atitude vigilante da Câmara dos Deputados em relação à função de oferecer ao País o que há de mais atual e significativo nos debates acerca das grandes questões nacionais.

Esta publicação é mais um exemplo da competência técnica e da sensibilidade política dos trabalhos intelectuais produzidos pelos parlamentares e servidores que os assessoram.

Deputado Michel Temer
Presidente da Câmara dos Deputados



Prefácio

A exploração racional, lúcida e soberana da riqueza gerada pelo petróleo é um dos maiores desafios que o Brasil terá pela frente nos próximos anos. A descoberta da enorme reserva localizada no litoral sudeste do País trouxe para a agenda nacional a discussão sobre como extrair o petróleo e que destinação deve ser dada aos lucros advindos de sua utilização.

O ingresso no clube dos grandes produtores mundiais de hidrocarbonetos colocou no horizonte próximo a perspectiva de uma rápida e profunda transformação dos padrões de desenvolvimento experimentados até hoje pela Nação. Em função das decisões políticas tomadas, poderemos dar um salto qualitativo inédito na direção de uma independência econômica consistente e duradoura, sustentada na ampliação concreta das oportunidades de trabalho e renda para toda a população.

A riqueza do petróleo poderá ou não se converter em cidadania plena. E é disso que trata esse estudo que o Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica oferece ao público.

O novo volume dos Cadernos de Altos Estudos contém o resultado de um árduo trabalho de pesquisa, que sintetiza, de forma clara e coerente, as principais questões envolvidas na definição dos critérios que nortearão a exploração das jazidas do Pré-Sal.

Não parece sensato manter o atual marco legal, baseado exclusivamente no regime de concessão, uma vez que a prévia identificação das áreas de exploração elimina os riscos inerentes àquela modalidade de contrato. Da perspectiva dos cidadãos e das gerações futuras, faz mais sentido criar um mecanismo que, à semelhança daqueles praticados em diversos países, estabeleça um contrato de partilha da produção capaz de destinar ao Estado brasileiro os maiores benefícios da exploração de uma riqueza que pertence a toda a coletividade.

A melhor forma de administrar esse novo contrato é a criação de uma pequena empresa pública, cujo objetivo será estabelecer condições para que a concorrência entre as empresas petrolíferas se traduza em maiores benefícios para a população brasileira.

Esse trabalho desenvolvido no âmbito do Conselho de Altos Estudos propõe um novo marco legal que colocará nas mãos do Estado a decisão sobre a aplicação da maior parte da riqueza gerada pelo petróleo extraído do Pré-Sal. Em vez de simplesmente transferir essa riqueza para empresas ou acionistas internacionais, os lucros gerados poderão financiar grandes investimentos em educação, saúde, pesquisa, infraestrutura, saneamento e defesa, sem falar de vastos programas sociais capazes de erradicar de uma vez por toda a miséria que aflige parte dos brasileiros e que tanto nos envergonha.



A transformação em ações de governo da proposição que nasceu do presente estudo poderá ser um divisor de águas na trajetória nacional se todo o potencial financeiro contido nas águas profundas que guardam o petróleo for convertido em recursos materiais e humanos para a edificação de uma sociedade próspera e justa com as feições do povo brasileiro.

Estamos diante de uma oportunidade histórica, e os leitores desta publicação têm em mãos um estudo à altura da gigantesca tarefa que se avizinha.

Deputado Inocêncio Oliveira

Presidente do Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica
da Câmara dos Deputados

1 | INTRODUÇÃO

Este estudo tem como objetivo analisar os desafios técnicos, econômicos e institucionais relacionados com a exploração da província petrolífera denominada Pré-Sal, apresentar uma descrição do atual marco legal do setor petrolífero e propor alterações nesse marco.

Os dados atuais indicam a ocorrência de grandes reservatórios de petróleo e gás natural abaixo de uma camada de sal que deve se estender, pelo menos, do litoral do Espírito Santo até o litoral de Santa Catarina. Essa camada tem aproximadamente 800 km de comprimento e, em algumas áreas, 200 km de largura; a maior parte dos reservatórios deve estar em lâminas de água superiores a 2.000 m. Estima-se que a área da província do Pré-Sal seja de cerca de 112 mil km². Desse total, 41 mil km² já estão sob concessão.

Esses reservatórios foram formados há cerca de 122 milhões de anos, quando existia um ambiente lacustre em uma pequena faixa de mar que se abriu entre a América e a África, conforme mostrado na Figura 1.1.

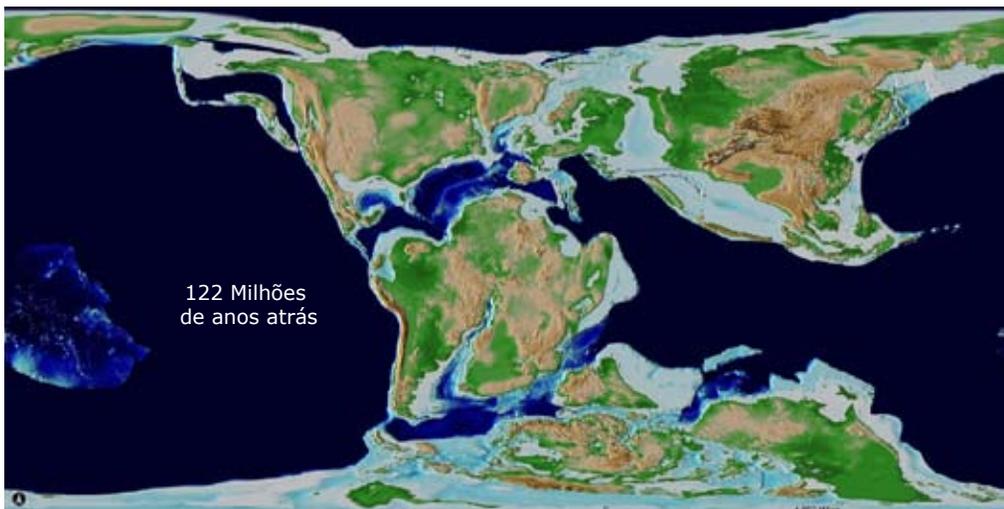


Figura 1.1 – Planeta Terra há 122 milhões de anos
Fonte: Hayashi, 2008

Com a separação das placas americana e africana, começou intensa entrada de água do mar que, em um ambiente quente, vaporizava-se e o sal passou a se depositar sobre os sedimentos orgânicos. Com a contínua separação dessas placas, esses sedimentos foram sendo enterrados a grandes profundidades e submetidos a elevada pressão e temperatura, o que propiciou a geração do petróleo e do gás



natural do Pré-Sal. A Figura 1.2 mostra um perfil geológico esquemático das camadas geológicas na província do Pré-Sal.¹

A descoberta do Pré-Sal é resultado de um processo de anos de esforços da Petrobrás e da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP. Até o momento, a Petrobrás é a empresa operadora da maioria dos blocos já concedidos. No entanto, outras empresas, como a ExxonMobil e a Anadarko, serão também operadoras em campos da província do Pré-Sal.

Em razão de a província do Pré-Sal ser uma grande riqueza natural, o Estado brasileiro está diante de enormes desafios para explorá-la de forma coerente e em benefício de toda a sociedade.

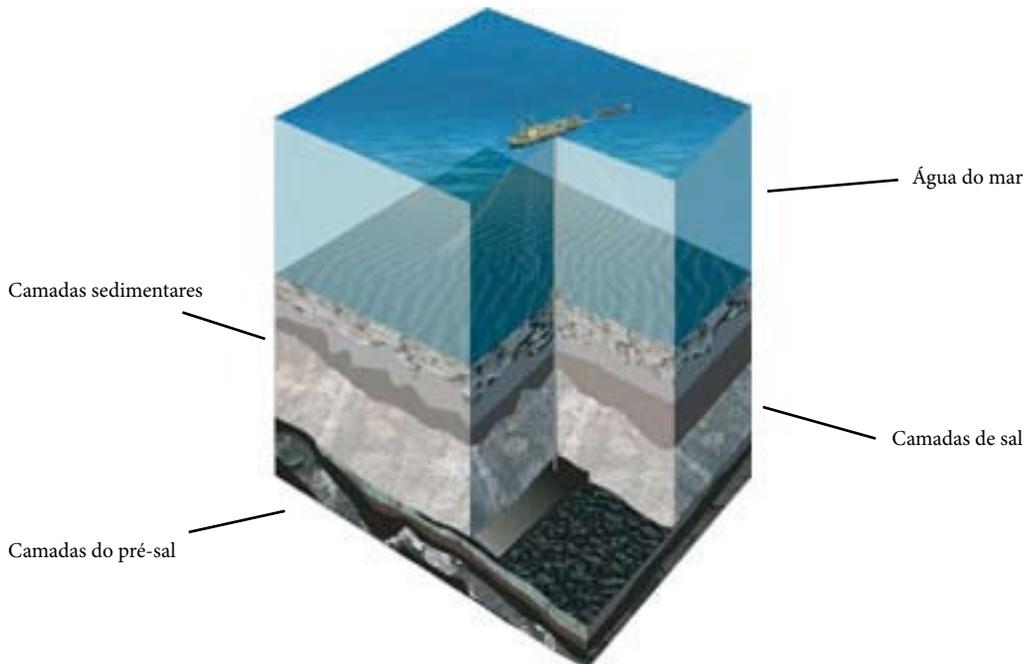


Figura 1.2 – Perfil geológico esquemático da província do Pré-Sal
Fonte: Petrobrás, 2008

¹ Disponível em http://www2.petrobras.com.br/portal/frame.asp?area=apetrobras&lang=pt&pagina=/Petrobras/portugues/area_tupi.asp



2 | ATUAL MARCO LEGAL DO SETOR PETROLÍFERO

2.1 | A Constituição Federal de 1988 e a Emenda nº 9

A Carta Magna de 1988, em seu art. 176, deixou clara a opção pelo regime dominial e pela concessão administrativa para exploração dos recursos minerais, *in verbis*:

Art. 176. As jazidas, em lavra ou não, e demais recursos minerais e os potenciais de energia hidráulica constituem propriedade distinta da do solo, para efeito de exploração ou aproveitamento, e pertencem à União, garantida ao concessionário a propriedade do produto da lavra.

Destaque-se, contudo, que esse artigo aplica-se à exploração de energia hidráulica e aos recursos minerais, excetuados aqueles que são monopólio da União. Os Constituintes de 1988 estabeleceram o regime especial de aproveitamento do petróleo, do gás natural e dos minerais nucleares no art. 177, que foi alterado pela Emenda Constitucional nº 9, de 9 de novembro de 1995.

Antes dessa Emenda, o monopólio da União estava submetido às seguintes regras constitucionais:

Art. 177. Constituem monopólio da União:

- I – a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;
- II – a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;
- III – a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;
- IV – o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem;
- V – a pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados.

§ 1º O monopólio previsto neste artigo inclui os riscos e resultados decorrentes das atividades nele mencionadas, sendo vedado à União ceder ou conceder qualquer tipo de participação, em espécie ou em valor, na exploração de jazidas de petróleo ou gás natural, ressalvado o disposto no art. 20, § 1º.



Observa-se, então, que o texto original da Constituição de 1988 impedia qualquer cessão ou concessão por parte da União de qualquer atividade do setor petrolífero, à exceção das atividades de distribuição. Manteve-se, assim, a possibilidade de a União, por meio da Petrobrás, nos termos da Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953, continuar exercendo o monopólio estatal do petróleo.

No entanto, na década de 90, houve uma alteração do texto constitucional relativo ao setor petrolífero. O espírito dessa mudança, materializado no texto da Emenda Constitucional nº 9, foi a flexibilização do monopólio do petróleo. Essa emenda introduziu a possibilidade de a União contratar com empresas estatais ou privadas a exploração e a produção de petróleo e gás natural.

Essa emenda deu nova redação ao art. 177, *in verbis*:

Art. 177. Constituem monopólio da União:

I – a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

II – a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

III – a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;

IV – o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem;

V –

§ 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.

§ 2º A lei a que se refere o § 1º disporá sobre:

I – a garantia do fornecimento dos derivados de petróleo em todo o território nacional;

II – as condições de contratação;

III – a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da União.

§ 3º

2.2 | A Lei nº 9.478/1997

A partir dos novos ditames do art. 177 da Constituição Federal, promulgou-se a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, também conhecida como Lei do Petróleo. Essa lei instituiu o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, além de estabelecer a atual política do setor petrolífero nacional.

Os arts. 3º ao 5º da Lei nº 9.478/1997 dispõem sobre o exercício do monopólio da União nos seguintes termos:

Art. 3º Pertencem à União os depósitos de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos existentes no território nacional, nele compreendidos a parte terrestre, o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva.

Art. 4º Constituem monopólio da União, nos termos do art. 177 da Constituição Federal, as seguintes atividades:

I – a pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

II – a refinação de petróleo nacional ou estrangeiro;

III – a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;

IV – o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem como o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e de gás natural.

Art. 5º As atividades econômicas de que trata o artigo anterior serão reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas, mediante concessão ou autorização, por empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País.

Observa-se uma diferença entre o art. 177 da Constituição Federal e a Lei nº 9.478/1997. Enquanto a Constituição dispõe que a União poderá contratar a pesquisa e a lavra das jazidas, a Lei nº 9.478/97, conforme mostrado, estabelece que a pesquisa e a lavra serão reguladas e fiscalizadas pela União e poderão ser exercidas por empresas mediante concessão ou autorização.

Ressalte-se, no entanto, que o art. 23 dessa mesma lei dispõe de modo diferente, tanto do seu art. 5º quanto da Constituição Federal, *in verbis*:



Art. 23. As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, na forma estabelecida nesta Lei.

O art. 23, em vez de usar a expressão “pesquisa e lavra de jazidas”, usa a expressão “exploração, desenvolvimento e produção” e estabelece que essas atividades serão exercidas mediante contratos de concessão. Assim, a expressão “A União poderá contratar”, prevista no § 1º do art. 177 da Constituição, deixa de ser opcional, uma vez que o art. 23 da Lei nº 9.478/97 obriga a União a conceder as áreas a serem exploradas.

Além disso, o art. 26 da Lei nº 9.478/97 dispõe que é do concessionário o petróleo ou gás natural extraídos, nos seguintes termos:

Art. 26. A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes.

Depreende-se, então, que a Lei nº 9.478/97 limitou o monopólio da União na exploração e produção de petróleo e gás natural. Dessa forma, a União, para pesquisar e lavar esses recursos naturais, fica obrigada a assinar contratos de concessão, e o produto da lavra passa a ser propriedade do concessionário.

Também é importante ressaltar a lacuna existente na Lei nº 9.478/97, em relação à unitização de campos que se estendam de áreas concedidas por áreas não licitadas. Essa lei prevê apenas acordos para individualização da produção de campos que se estendam por blocos concedidos, nos seguintes termos:

Art. 27. Quando se tratar de campos que se estendam por blocos vizinhos, onde atuem concessionários distintos, deverão eles celebrar acordo para a individualização da produção.

Parágrafo único. Não chegando as partes a acordo, em prazo máximo fixado pela ANP, caberá a esta determinar, com base em laudo arbitral, como serão equitativamente apropriados os direitos e obrigações sobre os blocos, com base nos princípios gerais de Direito aplicáveis.

3 | DADOS DO PRÉ-SAL

A Figura 3.1 mostra a área onde podem estar localizados os grandes reservatórios da província petrolífera do Pré-Sal e os blocos exploratórios já concedidos, os campos de petróleo e gás em produção na camada pós-sal, os poços perfurados e os poços testados (Nepomuceno, 2008). Segundo a Petrobrás, uma área chamada de *cluster*, também indicada na Figura 3.1, deve apresentar grandes volumes de petróleo recuperável.

A Petrobrás já perfurou dezesseis poços exploratórios no Pré-Sal e todos eles indicaram a presença de óleo. No Campo de Jubarte, localizado na área no norte da Bacia de Campos, a Petrobrás iniciou, em setembro de 2008, um teste de longa duração no poço 1-ESS-103A, que está produzindo 15 mil barris por dia a partir de um reservatório localizado abaixo das camadas de sal.

A Figura 3.2 detalha os blocos já concedidos e os oito poços perfurados na área do *cluster* (Nepomuceno, 2008). Mostra-se a seguir alguns dados e resultados do teste relativos ao poço RJS-628:

- bloco: BM-S-11;
- tipo: vertical;
- tipo de reservatório: carbonato microbial (microbiolito) de alto índice de produtividade;
- vazão de óleo: 4.900 barris de petróleo por dia;
- vazão de gás: 150 mil metros cúbicos por dia;
- abertura: 5/8 de polegada;
- comportamento de pressão: estável.

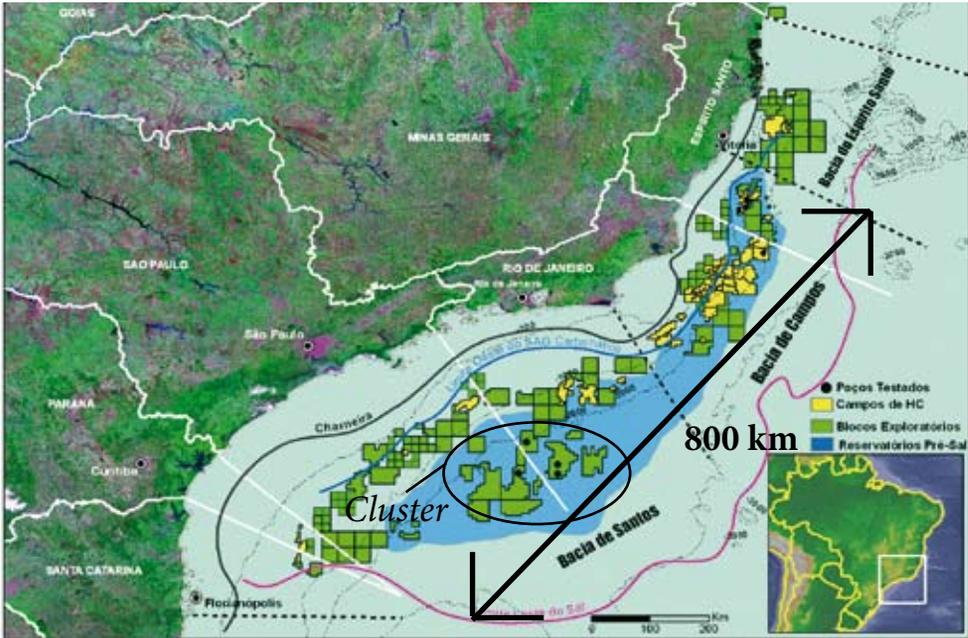


Figura 3.1 – Desenho esquemático da província petrolífera do Pré-Sal
Fonte: Formigli, 2008 (adaptado)

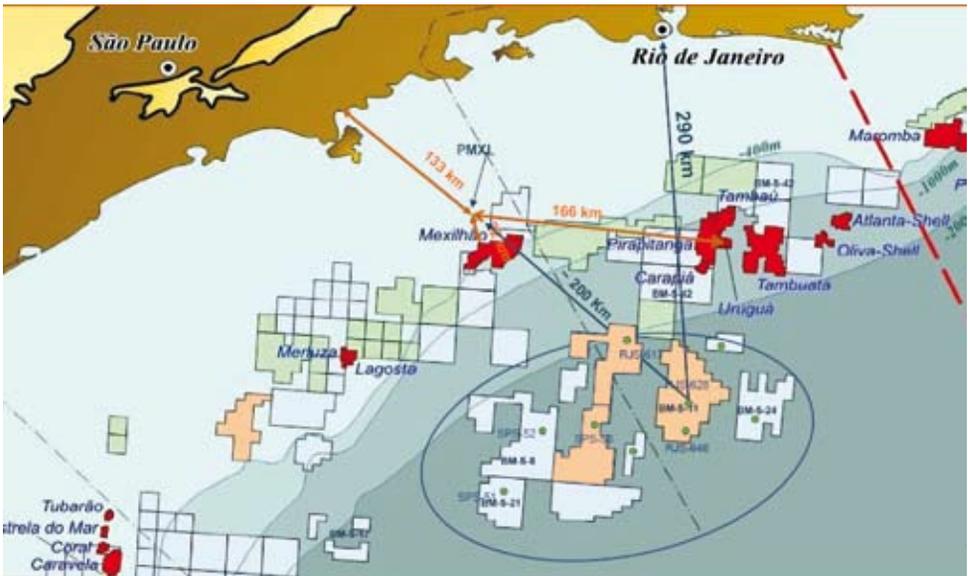
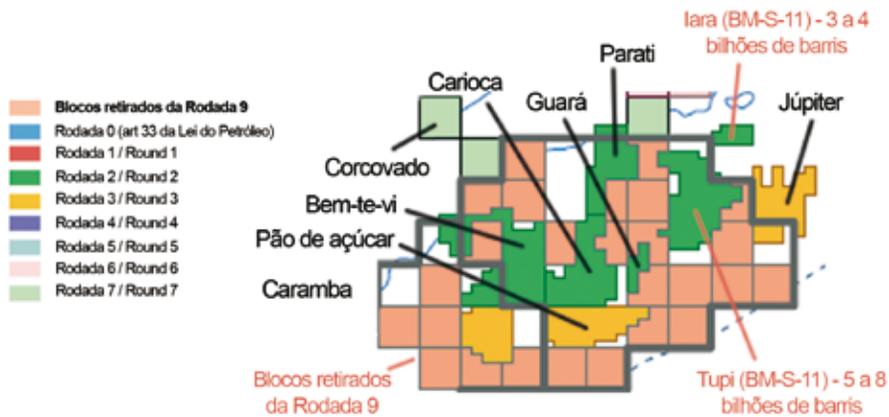


Figura 3.2 – Detalhamento da área do cluster na Bacia de Santos
Fonte: Nepomuceno, 2008

A Figura 3.3 detalha ainda mais a área do cluster² e mostra os blocos já concedidos e os blocos que foram retirados da Nona Rodada de Licitações, conforme Resolução nº 6, de 8 de novembro de 2007, do CNPE.

² Mapa da nona rodada de licitações elaborado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (com adaptações).

Cluster da Bacia de Santos



Fonte: Mapa da nona rodada de licitações elaborada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Figura 3.3 – Detalhamento dos blocos da área do cluster

Fonte: ANP, 2007

A Petrobrás é a empresa operadora de todos os blocos exploratórios da área do *cluster* mostrada na Figura 3.3, à exceção do Bloco BM-S-22, em uma área chamada de Azulão, cuja operadora é a Exxon Mobil. A Petrobrás estima que Tupi tenha um volume de óleo recuperável de 5 a 8 bilhões de barris de petróleo equivalente. No prospecto de Iara, o volume de óleo recuperável seria de 3 a 5 bilhões de barris equivalentes de petróleo. Tanto Tupi como Iara estão localizados no Bloco BM-S-11.

Outro importante Bloco é o BM-S-52, onde a BG divulgou a descoberta no Pré-Sal em uma área denominada Corcovado. Registre-se que essa área está fora da área azul mostrada na Figura 3.1. Depreende-se, então, que a área do Pré-Sal concebida pela Petrobrás carece de maior precisão. Esse fato permite imaginar que a área do Pré-Sal pode ser maior que a área azul mostrada na Figura 3.1. A Tabela 3.1 mostra a composição acionária dos vencedores da licitação dos blocos do *cluster*.



Tabela 3.1 Composição dos consórcios na área do *cluster*

BLOCO	NOME ANP	PARCERIAS
BM-S-8	Bem-te-vi	BR (66%), SHELL (20%), PETROGAL (14%)
BM-S-9	Carioca	BR (45%), BG (30%), REPSOL (25%)
BM-S-10	Parati	BR (65%), BG (25%), PARTEX (10%)
BM-S-11	Tupi e Iara	BR (65%), BG (25%), PETROGAL (10%)
BM-S-17		BR (100%)
BM-S-21	Caramba	BR (80%), PETROGAL (20%)
BM-S-22		ESSO (40%), AMERADA (40%), BR (20%)
BM-S-24	Júpiter	BR (80%), PETROGAL (20%)
BM-S-42		BR (100%)
BM-S-50		BR (60%), BG (20%), REPSOL (20%)
BM-S-52	Corcovado	BR (60%), BG (40%)

Fonte: Formigli, 2007 (adaptado)

A Exxon Mobil – Esso já perfurou, com sucesso, o primeiro poço exploratório no Bloco BM-S-22. No entanto, não foi divulgada nenhuma estimativa de petróleo recuperável nesse Bloco. A Petrobrás, com 20% de participação, também compõe o consórcio que vai explorar Bloco BM-S-22, conforme mostrado na Tabela 3.1.

Já foram aprovados pela ANP planos de avaliação para as seguintes áreas: Parati – 1-RJS-617, Tupi – 1-RJS-628, Carioca – 1-SPS-50, Caramba – 1-SPS-51, Guará – 1-SPS-55. A área de Tupi, no Bloco BM-S-11, é a que está em fase mais adiantada. Os planos de avaliação das áreas de Bem-Te-Vi – 1-SPS-52, Júpiter – 1-RJS-652 e Iara – 1-RJS-656 estão em negociação.

A Figura 3.4 detalha a área de Tupi, localizada no Bloco BM-S-11. Como já citado, a Petrobrás estima que nesses campos podem ser recuperados de 5 a 8 bilhões de barris de petróleo equivalente. A área total do plano de avaliação de Tupi é de 1.974 km². O principal reservatório do Pré-Sal é chamado de *sag*. Dois outros reservatórios foram encontrados abaixo da camada de sal: *rift* e *coquinas*.

A área de Tupi está localizada em águas de cerca de 2.200 m de lâmina de água, com camadas de sal de 2.000 m de espessura. Os poços testados indicam vazões potenciais de 15 a 20 mil barris de óleo por dia e as seguintes características: grau API de 28° a 30°; a viscosidade de 1 cP; a razão gás-óleo de cerca de 230 m³/m³

e pressão inicial do reservatório de 580 kgf/cm^2 . Ressalte-se ainda a presença de 8% a 12% de CO_2 no gás associado e a possibilidade de deposição orgânica nas tubulações.

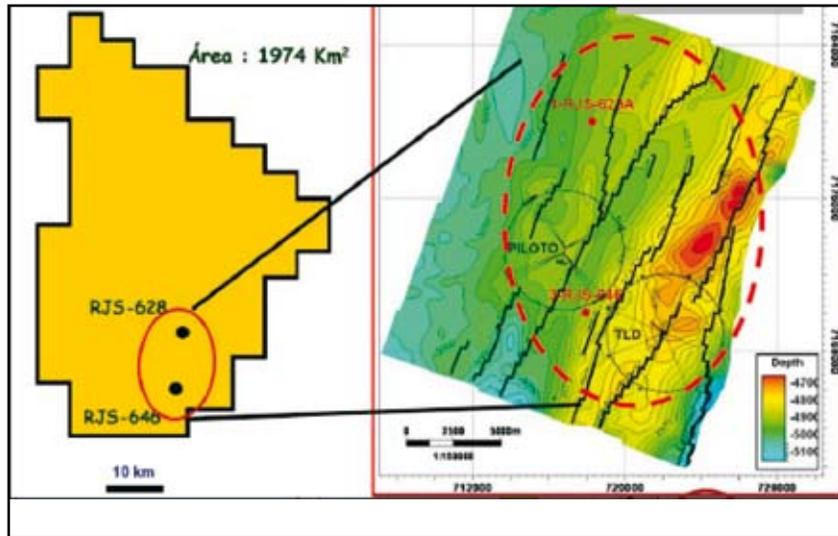


Figura 3.4 – Detalhamento da área de Tupi
Fonte: Formigli, 2008

Na área de Tupi Sul, foram iniciados, em maio de 2009, testes de longa duração de dois poços conectados a uma unidade flutuante de produção e armazenamento – FPSO. Será testado um poço de cada vez para investigar o comportamento do reservatório. Um piloto de produção está programado para dezembro de 2010.

Nesse piloto, cinco poços produtores, dois poços injetores de água e um poço injetor de gás serão conectados a um FPSO com capacidade de 100 mil barris de óleo por dia e 4 milhões de metros cúbicos de gás por dia. O piloto está programado para iniciar a operação em dezembro de 2010, com injeção de gás natural e água, e com reinjeção do CO_2 . O principal objetivo desse piloto é investigar esses mecanismos de recuperação secundária. O gás natural produzido será escoado para o campo de Mexilhão.

A área do plano de avaliação do prospecto de Iara, mostrado na Figura 3.5, é de 300 km^2 . Como já mencionado, as estimativas preliminares feitas pela Petrobrás indicam um volume recuperável de 3 a 4 bilhões de barris de petróleo equivalente. A profundidade da água é de 2.230m e o reservatório está a uma distância de 6.080m da superfície do mar. O grau API do óleo é de 26° a 30° .



Em apresentação feita no encerramento da Conferência Rio Oil & Gas 2008, o presidente da Petrobrás declarou que “Dadas as informações que temos hoje, achamos que, provavelmente, em Tupi estaremos contidos dentro do bloco, e em Iara, provavelmente estaremos fora do bloco” (Azevedo, 2008). Assim, no caso de Iara, o campo deve se estender da área licitada por áreas não licitadas.



Figura 3.5 – Detalhamento da localização do prospecto de Iara
Fonte: Petrobras, 2008

Outra área de grande potencial da província do Pré-Sal localiza-se no norte da Bacia de Campos, no litoral do Espírito Santo. Uma região denominada Parque das Baleias, onde está o campo de Jubarte, é considerada pela Petrobrás como um novo polo do Pré-Sal. Nessa região, além de Jubarte, foram descobertos os campos de Cachalote, Baleia Azul, Baleia Franca e Baleia Anã. A Figura 3.6 mostra a região do Parque das Baleias, onde já foram perfurados seis poços que atravessaram a camada de sal.

Segundo estimativas da Petrobrás (Barbassa, 2008), o volume recuperável das descobertas, feitas em reservatórios do Pré-Sal, localizados abaixo dos campos de óleo pesado de Baleia Franca, Baleia Azul e Jubarte, é de 1,5 a 2 bilhões de barris de petróleo equivalente. As reservas totais do Parque das Baleias, incluindo-se os reservatórios acima da camada de sal, seriam de 3,5 bilhões de barris.

A principal vantagem é que, nessa região, a camada de sal é menos espessa que no *cluster* da Bacia de Santos, chegando a ter apenas 200 metros de espessura.

Além disso, os reservatórios são menos profundos e mais próximos da costa, cerca de 80 km.

Em setembro de 2008, a Petrobrás divulgou a produção do primeiro óleo do Pré-Sal, a partir da produção do poço 1-ESS-103A, mostrado na Figura 3.6. O potencial de produção desse poço é de 18 mil barris por dia. O óleo produzido é leve, apresentando cerca de 30° API. Foram investidos aproximadamente US\$ 50 milhões em adaptações na planta de processo da plataforma, na completação do poço e na interligação do poço ao FPSO JK (P-34).

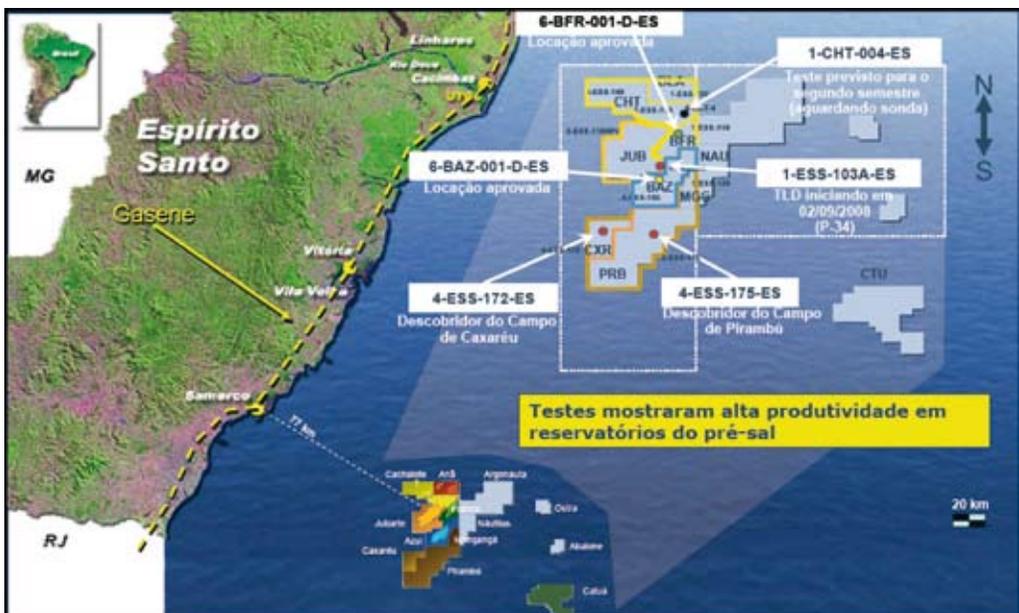


Figura 3.6 – Detalhamento do Parque das Baleias
Fonte: Nepomuceno, 2008

O teste de longa duração que está sendo feito a partir do poço 1-ESS-103A tem o objetivo de observar e analisar as condições do óleo do Pré-Sal, tanto no reservatório quanto na unidade de processo da plataforma. Esse teste deve durar de seis meses a um ano.

Em outubro de 2008, a empresa americana Anadarko anunciou a descoberta de óleo abaixo da camada de sal, também no norte da Bacia de Campos, por meio do poço 1-APL-1-ESS, perfurado no Bloco BM-C-30. A Figura 3.7 mostra a localização do Bloco BM-C-30. Esse poço está localizado em lâmina de água de 1.417 metros e a cerca de 40 km a sudeste do campo de Jubarte. A Anadarko é a



empresa operadora e detém 30% do bloco. As demais participantes do consórcio são a Devon (25%), EnCana Brasil (25%) e SK do Brasil (20%).

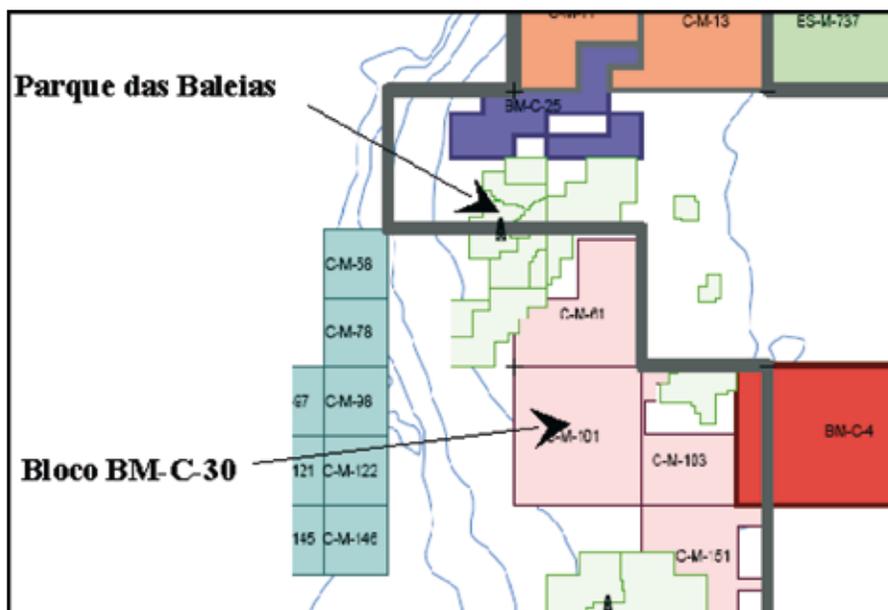


Figura 3.7 – Localização do Bloco BM-C-30, cuja operadora é a Anadarko
Fonte: ANP, 2007



4 | DESAFIOS TÉCNICOS

A província do Pré-Sal oferecerá desafios técnicos nunca antes vistos no setor. Para transformar as impressionantes estimativas apresentadas no capítulo anterior em riqueza explorada será necessário superar diversas barreiras técnicas em várias áreas que compõem, direta e indiretamente, a cadeia de valor da atividade petrolífera.

Entre as barreiras, podemos citar a exigência de equipamentos de exploração que suportem elevadas pressões e dutos que suportem altas temperaturas. Além disso, espessas camadas de sal terão de ser perfuradas. Os desafios logísticos também serão grandes, pois as descobertas podem estar localizadas a mais de 300 km de distância da costa.

Com base em informações divulgadas pela Petrobrás, os desafios que se apresentam para a exploração e o transporte do petróleo e do gás natural do Pré-Sal são:

- a) na área de reservatórios: interpretação dos dados sísmicos; caracterização dos reservatórios; viabilidade técnica da injeção de gás e água; geomecânica das rochas adjacentes;
- b) na engenharia de poços: desvio dos poços na área do sal; fratura hidráulica em poços horizontais; materiais resistentes à alta concentração de CO₂; baixa penetração no reservatório; deposição de produtos nas tubulações longas;
- c) na logística associada ao gás: tubulações de alto diâmetro a profundidades acima de 2.200 metros; longas distâncias da costa (de até 300 km); novas tecnologias em alto-mar (*Liquefied Natural Gas* – LNG, *Compressed Natural Gas* – CNG, *Gas to Liquid* – GTL e *Gas to Wire* – GTW);
- d) nas unidades de produção flutuantes: atracamento em águas profundas; controle dos sistemas de nivelamento; novo cenário de acesso aos poços pelas plataformas;



- e) na engenharia submarina: aperfeiçoamento na tubulação de subida (*riser*), considerando as altas pressões e concentrações de CO₂, devido à profundidade da água de 2.200 m; novas situações para tubulações ascendentes com novos materiais rígidos e conformações tipo catenária em “s” – *lazy wave*; melhoramentos da isolamento térmica das tubulações considerando a profundidade e tubulações para injeção de gás a altas pressões (Formighi, 2007).

A exploração de petróleo na província do Pré-Sal demandará novas plataformas de produção, embarcações de apoio e sondas de perfuração (Lima, 2008)³. Com relação apenas aos investimentos da principal empresa exploradora de petróleo no país, estão previstos investimentos muito significativos⁴. Na área de embarcações, as aquisições incluem a contratação de 40 navios-sonda e plataformas de perfuração semissubmersíveis, das quais 28 construídas no país e, ainda, 234 navios, dos quais 70 de grande porte.

Como pode se depreender dos números apresentados, a entrega dos equipamentos e unidades terá importância preponderante para a consecução do cronograma de exploração, especialmente porque a construção de plataformas e navios ensejam demorados prazos de planejamento e de execução.

Outro fator restritivo é o limitado número de empresas que operam no setor. Sendo impraticável a ampliação, no curto prazo, do número de empresas de construção naval, poderão ter papel de suma importância os esforços voltados para a formação e qualificação de recursos humanos, a pesquisa e desenvolvimento e a capacitação tecnológica das empresas existentes no Brasil

³ LIMA, Paulo César Ribeiro. Pré-sal. Câmara dos Deputados, 2008. Disponível em: <http://intranet2.camara.gov.br/internet/fiquePorDentro/Temasatuais/presal/documento-de-referencia-da-consultoria-legislativa-1>. Acesso em: 17 out. 2008.

⁴ Informações apresentadas pelo presidente da Petrobrás na Rio Oil and Gas 2008, o evento mais importante do setor.

5 | DESAFIOS ECONÔMICOS

Na fase inicial, os custos de extração de petróleo e gás natural na província petrolífera do Pré-Sal devem ser maiores que os dos reservatórios localizados acima da camada de sal, cuja tecnologia é plenamente dominada pelas empresas, especialmente pela Petrobrás.

O custo médio de extração de petróleo pela Petrobrás tem sido de aproximadamente US\$ 10 por barril, excluídas as participações governamentais. Admitindo-se que no Pré-Sal o custo de extração seja 50% maior que o atual, esse custo seria, então, de US\$ 15 por barril. A Figura 5.1 mostra os últimos custos médios trimestrais da Petrobrás para extração do petróleo, com e sem participação governamental.

Do primeiro semestre de 2007 ao segundo trimestre de 2008, o custo de extração aumentou de cerca de US\$ 8 por barril para quase US\$ 10 por barril. Registre-se que o preço médio do barril de petróleo no ano de 2007 foi de US\$ 64,40, enquanto no primeiro semestre de 2008 foi de US\$ 112,19.

Essa elevação nos preços fez com que houvesse um grande aumento na arrecadação da participação governamental. Principalmente em razão da elevação dos preços, o custo de extração da Petrobrás aumentou de pouco mais de US\$ 16 por barril para cerca de US\$ 31 por barril, incluídos nesse custo os *royalties* e a participação especial.

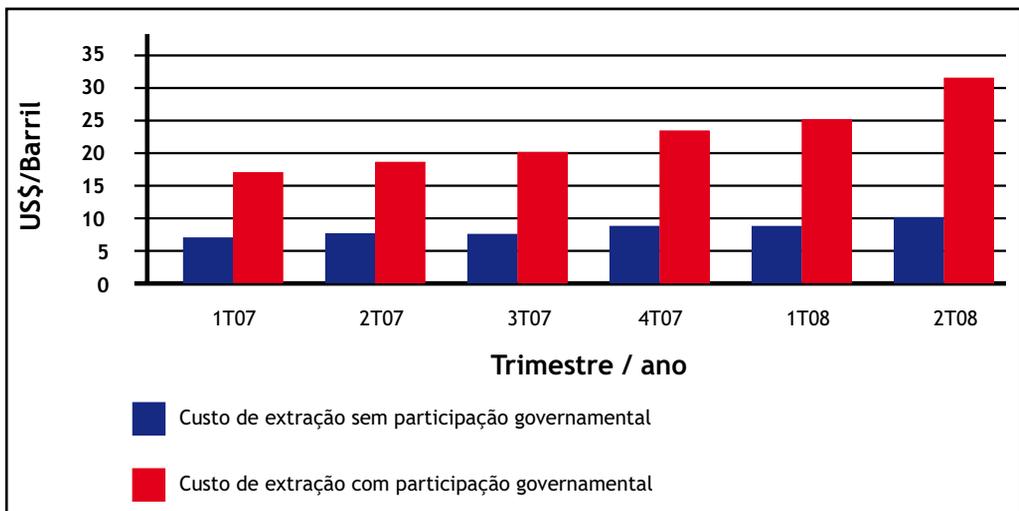


Figura 5.1 – Custo trimestral de extração de petróleo (US\$ por barril)

Fonte: Petrobrás, 2008



De acordo com a Figura 5.1, preços na faixa de US\$ 60 a US\$ 70 por barril gerariam custos de extração pela Petrobrás, incluída a participação governamental, de cerca de US\$ 18 por barril. Caso o barril de petróleo viesse a ter um preço de US\$ 35, haveria uma forte redução tanto nos *royalties* como na participação especial. Assim, mesmo com um preço de US\$ 35 por barril, a produção de petróleo pela Petrobrás continuaria rentável.

No caso da província do Pré-Sal, admitindo-se um custo de extração de US\$ 15 por barril, mesmo um preço de mercado de US\$ 40 por barril ainda garantiria a rentabilidade da extração.

De 1970 a 2007, o preço médio do petróleo, ajustado pela inflação, foi de US\$ 40,85. Como existe uma tendência de aumento da demanda maior que o aumento da oferta, é provável que o preço médio nas próximas décadas seja superior a US\$ 40 por barril. Dessa forma, a exploração de petróleo e gás natural do Pré-Sal tem grande probabilidade de ser exitosa. A Figura 5.2 mostra a evolução dos preços do petróleo de 1970 a 2007.

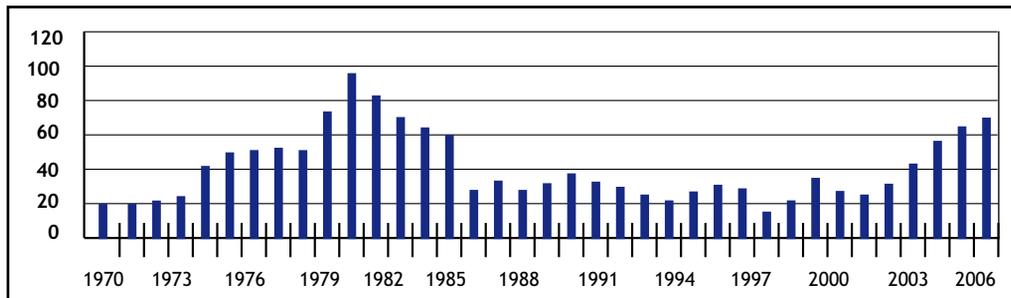


Figura 5.2 – Evolução dos preços do petróleo (US\$ por barril) de 1970 a 2007

Fonte: Inflationdata.com, 2008

5.1 | Investimentos da Petrobrás

No Plano de Negócios para o período de 2009 a 2013, a Petrobrás anunciou investimentos totais de US\$ 174,4 bilhões. Desse total, US\$ 104 bilhões serão investidos na área de exploração e produção. Cerca de US\$ 28 bilhões serão investidos no desenvolvimento da província do Pré-Sal.

A Petrobrás projeta investimentos anuais de mais de US\$ 30 bilhões nos próximos cinco anos. Para 2009, a companhia divulgou ter conseguido os recursos: US\$ 11,9 bilhões do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

(BNDES), US\$ 5 bilhões de outras instituições financeiras e o restante do próprio caixa.

Para os investimentos previstos para o ano de 2010, US\$10 bilhões virão do BNDES e, pelo menos, US\$ 16 bilhões do próprio caixa. No entanto, essa geração própria poderá crescer com o aumento do preço do barril. A partir de 2011, a Petrobrás talvez possa contar com maior oferta de crédito externo.

A produção inicial de óleo do Pré-Sal na Bacia de Santos ocorrerá por meio de navios flutuantes de produção e estocagem (FPSOs). Inicialmente, o gás natural será transportado por gasodutos até a costa. Até 2014, serão instalados seis FPSOs nos blocos do Pré-Sal das Bacias de Santos e do Espírito Santo, sem contar as unidades dos testes de longa duração (TLD).

A Petrobrás estima que, em 2013, a província do Pré-Sal já estará produzindo 219 mil barris de petróleo por dia. Em 2020, a Petrobrás e seus parceiros deverão estar produzindo 1,815 milhão de barris por dia apenas no Pré-Sal.

5.2 | Tributação e participação governamental

No ano de 2007, a Petrobrás recolheu tributos próprios e de terceiros no valor total de R\$ 80,142 bilhões. Esse valor corresponde a 47% de sua receita operacional líquida, que, nesse mesmo ano, foi de R\$ 170,578 bilhões.

Destaque-se, contudo, que boa parte desses R\$ 80,142 bilhões decorre de tributos sobre o consumo de derivados, como o imposto sobre circulação de mercadorias e a contribuição de intervenção no domínio econômico. Menos da metade desse valor decorreu da produção de petróleo propriamente dita.

Especificamente sobre a produção de petróleo incidem, principalmente, os *royalties*, a participação especial, a contribuição social sobre o lucro líquido e o imposto de renda. Estima-se que, em 2007, esses tributos e participações governamentais foram de R\$ 39,157 bilhões.

Dessa forma, se o petróleo produzido pela Petrobrás, ou por qualquer outra empresa, fosse exportado, seriam arrecadados pelo Estado brasileiro, em média, cerca de 23% da receita operacional líquida. Esse percentual é muito pequeno



quando comparado com os percentuais praticados por países exportadores, onde a participação do Estado chega a ser maior que 60%.

No caso do petróleo produzido em blocos do Pré-Sal já concedidos, poderia ser estabelecida uma alíquota de exportação sobre o óleo cru. Essa alíquota poderia ser crescente e começar a incidir daqui a alguns anos. Dessa forma, as empresas que forem desenvolver campos do Pré-Sal, cientes da cobrança do imposto de exportação, poderiam iniciar seus movimentos no sentido de refinar o petróleo do Pré-Sal no Brasil.

6 | DESAFIOS INSTITUCIONAIS

A principal fonte de informação do setor petrolífero brasileiro é o Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP), gerenciado pela ANP e operado pela Halliburton. O acesso ao BDEP é público, mas não é gratuito. Somente empresas multinacionais são assinantes do BDEP. Registre-se que a Petrobrás não é assinante do BDEP.

Registre-se, ainda, que a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) não tem acesso gratuito ao BDEP. Essa empresa pública foi criada pela Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, com a finalidade de prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética. A Câmara dos Deputados, uma das Casas do Congresso Nacional, que é o titular do controle externo brasileiro, também não tem acesso ao BDEP.

Dessa forma, o planejamento energético e propostas de políticas públicas do Poder Legislativo para a exploração do Pré-Sal têm sido feitas sem o principal banco de dados do setor petrolífero nacional. Ressalte-se também que a ANP sequer disponibiliza os contratos de concessão para a exploração de um bem público, que é o petróleo.

Sugere-se que o BDEP passe a ser administrado por um órgão de Estado e não por um órgão regulador. Nesse caso, os estudos geológicos também passariam a ser feitos por esse órgão, de modo a fornecer os dados técnicos para embasar as decisões do CNPE, quando da formulação da política pública do setor petrolífero. Propõe-se, ainda, que essa política, manifestada, principalmente, na definição das áreas a serem licitadas e nas condições da licitação, seja submetida à aprovação da Câmara dos Deputados e do Senado Federal.

Atualmente, em razão da ausência de informações por parte da ANP, órgãos técnicos da Câmara dos Deputados e a própria EPE recorrem a artigos de revistas especializadas para proposição de políticas públicas.

Uma dessas revistas levantou a possibilidade de o Brasil vir a ter uma das maiores reservas de petróleo do mundo (Berman, 2008). Apenas em alguns blocos do



cluster, mostrado na Figura 3.1, poderia haver um volume de óleo recuperável de 55 bilhões de barris. Esse volume é muito maior que as atuais reservas brasileiras, que são de aproximadamente 14 bilhões de barris de petróleo equivalente.

Também é importante destacar a possibilidade de haver grandes volumes de petróleo recuperável em áreas não licitadas. Segundo o presidente da Petrobrás, muito provavelmente o campo descoberto no prospecto de Iara, mostrado na Figura 3.5, deverá se estender da área licitada por uma área da União.

O óleo recuperável presente na área não licitada é um bem público, um bem da União. Dessa forma, a exploração do campo descoberto em Iara deve ser feita com a efetiva participação da União, que passaria a compor o conjunto de detentores de direitos e obrigações desse campo. Nesse caso específico, o campo foi descoberto por um consórcio formado pela Petrobrás (65%), BG (25%) e Petrogal (15%). O plano de desenvolvimento do campo de Iara deveria ser feito em conjunto com a União.

Nesse contexto, sugere-se que a União seja representada por uma empresa pública federal que atuaria tanto na fase do desenvolvimento quanto na fase de produção do campo. Haveria, então, um acordo para individualização da produção entre a União e as empresas do consórcio. Essa individualização da produção é tecnicamente denominada unitização, em razão de o campo passar a ser tratado como uma “unidade” localizada em áreas onde atuam diferentes detentores de direitos e obrigações.

Na unitização, a União receberia uma receita proporcional ao volume de óleo recuperável presente na área não licitada. Nesse processo, a atuação de uma empresa pública iria maximizar o retorno para a União da exploração do campo de Iara, ou de qualquer outro campo em situação semelhante. Assim, grandes poderiam ser os benefícios para o conjunto da sociedade brasileira.

Registre-se que a Lei nº 9.478/97 não prevê a individualização da produção de campos que se estendam de blocos licitados por áreas não licitadas. Essa lei também estabelece que as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo no Brasil só podem ocorrer mediante contratos de concessão. Dispõe, ainda, que o produto extraído é propriedade dos concessionários.



As áreas distantes do *cluster* e as áreas distantes dos reservatórios já descobertos abaixo da camada de sal no norte da Bacia de Campos poderiam ser licitadas nos termos da modalidade contratual de partilha de produção. Nesse tipo de contrato, um volume de óleo correspondente ao lucro da exploração do campo seria dividido entre a União e o vencedor da licitação.

A mesma empresa pública que representasse a União em processos de unitização de campos que se estendam de blocos licitados por áreas não licitadas poderia representar a União como parte em contratos de partilha de produção.

Registre-se que não deve caber à Petrobrás atuar como representante da União, pois ela, além de atuar no mercado como concessionária e ser operadora em igualdade de condições e em parceria com empresas privadas, tem cerca de 60% do seu capital social em mãos privadas. Destaque-se também que estrangeiros detêm cerca de 40% do capital social da Petrobrás.

Ressalte-se, por fim, a importância de o Estado estabelecer o ritmo de extração da província do Pré-Sal. Nesse contexto, cabe salientar que, em razão da falta de substitutos, o petróleo deve apresentar altos preços nas próximas décadas. No entanto, em decorrência de seus efeitos ambientais e do desenvolvimento tecnológico, o petróleo pode perder valor no futuro. Dessa forma, caso o petróleo do Pré-Sal não seja extraído nas próximas décadas, ele corre o risco de continuar debaixo do mar, para nunca mais ser extraído.



7 | NOVO MARCO LEGAL

A Lei nº 9.478/97 estabeleceu as condições para a contratação, entre outras, das atividades de pesquisa e lavra de petróleo e gás natural. Destaque-se, no entanto, que essa lei limita o exercício do monopólio constitucional, previsto no art. 177 da Constituição Federal, pois obriga a União a assinar contratos de concessão para que se possa explorar e produzir petróleo ou gás natural no Brasil.

Para regulamentar, de fato, esse artigo e resgatar os ditames da Emenda Constitucional nº 9, que retirou da Petrobrás a exclusividade para exploração e produção de petróleo e gás, sugere-se que a Lei nº 9.478/97 seja alterada, com o objetivo de dar à União maior flexibilidade no exercício do seu monopólio.

Nesse novo marco, o petróleo e o gás natural poderiam ser explorados diretamente pela União, permitida a contratação de serviços, por contratos de concessão ou por contratos de partilha de produção. Na contratação de serviços, a própria Petrobrás poderia realizar as atividades de pesquisa e lavra de petróleo e gás natural, sendo remunerada pela União, em razão dos trabalhos prestados. Os contratos de concessão já estão devidamente regulamentados pela Lei nº 9.478/97, restando a inclusão dos contratos de partilha.

Nos contratos de partilha de produção, a União celebraria contratos com empresas estatais ou privadas para a execução das atividades de pesquisa e lavra. Essas empresas e a União partilhariam os hidrocarbonetos produzidos ou seu valor monetário.

Ressalte-se, ainda, que a Lei nº 9.478 não prevê a possibilidade da exploração de um campo que se estenda de um bloco licitado por uma área não licitada. Nesse caso, o novo marco legal deve prever a celebração de acordos para a individualização da produção entre a União e os detentores de direitos e obrigações da área concedida. Como já mencionado, no caso do prospecto de Iara, o campo descoberto deve se estender da área licitada por área não licitada.

Os acordos de individualização da produção e, em especial, os contratos de partilha de produção poderão acelerar o ritmo de produção do Pré-Sal. Isso pode ser muito importante, pois, no futuro, como já mencionado, o petróleo poderá perder valor no mercado.



Tanto nos acordos de individualização quanto nos contratos de partilha, a União poderia ser representada por uma empresa pública, visto que a Petrobrás, com 60% do capital social em mãos privadas, não teria legitimidade para exercer essa representação.

As receitas advindas do exercício direto do monopólio pela União, de acordos de individualização da produção e de contratos de partilha de produção poderiam ser destinadas a um fundo especial, a ser distribuído entre todos os Estados, Territórios e Municípios; ao Ministério do Desenvolvimento Social e Combate à Fome; ao Ministério da Educação; ao Ministério de Minas e Energia; ao Ministério da Ciência e Tecnologia; ao Ministério da Saúde; e ao Ministério da Defesa.

8 | CONCLUSÕES

A descoberta da província do Pré-Sal, localizada na plataforma continental das Regiões Sudeste e Sul, representa um novo marco na história da indústria petrolífera brasileira. Sua descoberta é resultado de um processo de anos de esforços da Petrobrás e da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP.

Na área de maior potencial do Pré-Sal, na Bacia de Santos, o óleo está armazenado em reservatórios tipo carbonato microbial sob mais de 2 km de lâmina de água e sob espessa camada de sal. Nessa área, apenas nos prospectos de Tupi e Iara, a estimativa feita pela Petrobrás de volume recuperável de petróleo equivalente é de 8 a 12 bilhões de barris. No entanto, o volume total recuperável pode ser de mais de 50 bilhões de barris.

A estatal já está produzindo petróleo do Pré-Sal nos campos de Tupi e Jubarte. Em Jubarte, a produção teve início em setembro de 2008 e, em Tupi, em maio de 2009. Essa produção faz parte dos programas de teste de longa duração com vistas à avaliação do comportamento dos reservatórios. Mais uma vez a Petrobrás, fruto de lutas históricas em defesa dos mais legítimos interesses nacionais, demonstra sua liderança tecnológica e sua capacidade para enfrentar desafios.

A ExxonMobil, a Anadarko e a BG também divulgaram descobertas de petróleo no Pré-Sal, mas ainda sem estimativas de petróleo recuperável. A descoberta da ExxonMobil foi próxima a Tupi; a da Anadarko no litoral do Espírito Santo, e a da BG na Bacia de Santos, em uma área onde a Petrobrás não indicava a presença de reservatórios abaixo da camada de sal.

No novo contexto trazido pelas descobertas ocorridas no Pré-Sal, o atual modelo de pesquisa e lavra de petróleo, disposto na Lei nº 9.478/97, precisa ser reavaliado. Como já afirmado, essa lei estabeleceu a concessão como único instrumento para se explorar e produzir petróleo e gás natural no Brasil.

Nesse modelo, empresas petrolíferas disputam os blocos, em leilões públicos. O petróleo produzido é das concessionárias, que, no entanto, pagam uma compensação financeira obrigatória, denominada *royalty*. Nos casos de grande volume de produção, ou de grande rentabilidade, há também o pagamento de uma participação especial.



Além disso, a Lei nº 9.478/97 não dispõe sobre a individualização da produção de campos que se estendam de áreas licitadas por áreas não licitadas. A União, como titular de direitos e obrigações de áreas não licitadas, teria que participar do processo de individualização da produção de campos que extrapolem as áreas concedidas. Trata-se de condição necessária ao desenvolvimento de determinadas áreas do Pré-Sal, como o prospecto de Iara. Na unitização, o campo passa a ser tratado como uma unidade, de forma que o petróleo possa ser produzido com a maior eficiência possível, e todos os detentores de direitos e obrigações das áreas onde ele está localizado têm que celebrar um acordo para individualização da produção.

Mantido o atual modelo brasileiro de tributos e participações governamentais, se todo o petróleo do Pré-Sal fosse exportado, a participação do Estado brasileiro na renda petrolífera seria de cerca de 23%, percentual esse muito inferior ao dos países exportadores. Uma possibilidade para aumentar esse percentual é a instituição de alíquotas crescentes de imposto de exportação incidente sobre o óleo cru. Isso faria com que os produtores de petróleo tivessem maior interesse em refinar o petróleo no Brasil.

A criação de uma empresa pública para representar os interesses da União na província petrolífera do Pré-Sal afirma-se como opção capaz de maximizar o retorno para o Estado. Essa nova empresa pública poderia atuar em nome da União tanto em processos de unitização como em contratos de partilha de produção, capazes de acelerar o ritmo de produção do Pré-Sal.

Registre-se que a Petrobrás, principal concessionária do País, tem cerca de 60% do seu capital social nas mãos de investidores privados, sendo que os investidores estrangeiros detêm aproximadamente 40% desse capital. Dessa forma, a Petrobrás não teria legitimidade para representar, unicamente, os interesses do Estado.

Para que a Petrobrás pudesse representar o Estado em contratos de partilha de produção ou em acordos de individualização da produção de campos descobertos que se estendam por áreas não licitadas, ela teria que ser transformada em uma empresa pública. Nesse caso, não seria necessária a criação de uma nova empresa.

Destaque-se, por fim, que se os investimentos em exploração são tão vultosos, as necessidades de desenvolvimento de novas tecnologias e a demanda por empre-



gos tão altas, deveria haver por parte do poder público maior ênfase em programas de formação e capacitação de recursos humanos, principalmente nas áreas de geologia e engenharia.



Referências

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Áreas sob concessão, blocos e setores oferecidos na nona rodada de licitações. Ago. 2007.

_____. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2008. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/doc/anuario2008/T2.9.xls>. Acesso em 05 nov. 2008.

AZEVEDO, José Sergio Gabrielli. Apresentação. In: RIO OIL & GAS CONFERENCE. Rio de Janeiro: set. 2008. Disponível em: http://www2.petrobras.com.br/ri/pdf/RioOil-Gas_Gabrielli.pdf. Acesso em: 17 out. 2008. NOS DOIS

BARBASSA, Almir Guilherme. Descoberta de grandes volumes de óleo leve no pré-sal do Espírito Santo. Fato Relevante da Petrobras. Rio de Janeiro: nov. 2008.

BERMAN, Arthur. Three super-giant fields discovered in Brazil's Santos Basin. In: World Oil: v. 229, n. 2, fev. 2008.

FORMIGLI, José. Pre-Salt Reservoirs Offshore Brazil: Perspectives and Challenges. ENERGY CONFERENCE. Miami: nov. 2007.

_____. Santos Basin Pre-Salt *Cluster*. In: RIO OIL & GAS CONFERENCE. Rio de Janeiro: set. 2008.

HAYASHI, Mauro Yuji. Plano Diretor de Desenvolvimento do Polo Pré-Sal na Bacia de Campos. Fórum Nacional de Secretários de Estado para Assuntos de Energia. Set. 2008.

INLATIONDATA.COM. Historical Crude Oil Prices Out. 2008. Tabela.

LIMA, Paulo César Ribeiro. Pré-sal. Documentos produzidos Consultoria Legislativa Câmara dos Deputados, 2008. Disponível em: <http://intranet2.camara.gov.br/internet/fiquePorDentro/ Temasatuais/presal/ documento-de-referencia-da-consultoria-legislativa-1>. Acesso em: 17 out. 2008.

_____. Um novo marco legal para pesquisa e lavra das jazidas brasileiras de petróleo e gás natural. Documentos produzidos Consultoria Legislativa Câmara dos Deputados, agosto 2008, 14 p.



NEPOMUCENO, Francisco. Experiências da Petrobras no caminho do pré-sal. In: RIO OIL & GAS CONFERENCE. Rio de Janeiro: set. 2008.

PETROBRAS. Petróleo Brasileiro S.A. Destaques operacionais – Exploração e Produção – Custo de Extração. Fev. 2008.

_____. Relevante Acumulação de Óleo no Pré-Sal da Bacia de Santos. FATO RELEVANTE. Set. 2008.

ANEXO

Proposição
legislativa e
justificação



Proposição legislativa

PROJETO DE LEI Nº 4.565, DE 2008

(Dos Srs. Membros do Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica Inocêncio Oliveira, Fernando Ferro, Paulo Teixeira, Ariosto Holanda, Félix Mendonça, Jaime Martins, Professora Raquel Teixeira, Severiano Alves, Colbert Martins, José Genoíno, Waldir Maranhão, Humberto Souto)

Regulamenta o art. 177 da Constituição Federal, no que diz respeito ao monopólio da União das atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, e dá outras providências.

O Congresso Nacional decreta:

Art. 1º Esta Lei regulamenta o art. 177, no que diz respeito ao monopólio da União das atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos.

Art. 2º A Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, passa a vigorar com as seguintes alterações:

“**Art. 5º** A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV do art. 4º desta Lei.

§ 1º No caso de haver a contratação das atividades de que trata o *caput* deste artigo, a União será responsável pela regulação e fiscalização.



§ 2º A atividade prevista no inciso I do art. 4º desta Lei poderá ser realizada diretamente pela União, permitida a contratação de serviços, ou mediante a celebração de contratos de partilha de produção ou de concessão.

§ 3º As atividades previstas nos incisos II a IV do art. 4º desta Lei poderão ser exercidas mediante concessão ou autorização.

§ 4º No caso de áreas estratégicas, de baixo risco exploratório ou com grande potencial de produção de petróleo ou gás natural, as atividades previstas no inciso I do art. 4º desta Lei serão realizadas diretamente pela União, permitida a contratação de serviços, ou mediante contratos de partilha de produção.

§ 5º As empresas de que trata o caput deste artigo devem ser constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País. (NR)”

“**Art. 23.** As atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo ou de gás natural serão exercidas diretamente pela União, permitida a contratação de serviços, ou mediante contratos de partilha de produção ou de concessão, precedidos de licitação.

Parágrafo único. A definição dos blocos a serem licitados pela União e a modalidade de contratação serão submetidas à autorização do Congresso Nacional. (NR)”

“**Art. 27.** Quando se tratar de campos que se estendam por blocos vizinhos já licitados, onde atuem distintos vencedores dos processos licitatórios, deverão eles celebrar acordo para a individualização da produção.

Art. 27-A Quando se tratar de campos que se estendam de blocos licitados por áreas não licitadas, deverão os vencedores dos processos licitatórios e a União, que poderá ser representada por uma empresa pública federal, celebrar acordo para a individualização da produção.

Art. 27-B Não chegando as Partes a acordo nos casos previstos nos arts. 27 e 27-A, em prazo máximo fixado pelo órgão regulador, caberá a este determinar, com base em laudo arbitral, como serão equitativamente apropriados os direitos e obrigações sobre os blocos, com base nos princípios gerais de Direito aplicáveis. (NR)”

Art. 3º Os contratos de partilha de produção serão celebrados entre a União e empresas estatais ou privadas para a execução de trabalhos de exploração, desenvolvimento e produção.

§ 1º A produção de petróleo e gás natural decorrente do contrato será dividida entre as Partes do contrato, que são a União e a empresa contratada.

§ 2º As Partes do contrato deverão estabelecer as condições e os procedimentos para:

- I – determinar a parcela da produção necessária para cobrir os custos de investimento e os custos de operação e manutenção;
- II – repartir o lucro da produção entre a União e a empresa contratada;
- III – transferir a parcela da produção de propriedade da União ou seu valor monetário equivalente.

§ 3º A União poderá ser representada, como Parte do contrato de partilha de produção, por uma empresa pública federal.

Art. 4º Os contratos de partilha de produção serão precedidos de licitação pública.

§ 1º Os contratos serão celebrados entre a União e os vencedores da licitação.

§ 2º O edital da licitação indicará:

- I – o prazo e o procedimento da licitação;
- II – as áreas;
- III – os trabalhos a serem realizados;
- IV – o investimento mínimo;
- V – os critérios de partilha da produção.

§ 3º A critério da União, o edital da licitação poderá estabelecer que a produção somente poderá ser vendida e processada em território brasileiro.

Art. 7º O contrato de partilha de produção estabelecerá:



- I – a lista dos tipos de atividade das empresas e o programa de trabalhos obrigatórios, indicando prazos, escopos, condições de financiamento e tipos de equipamentos;
- II – o nome das Partes;
- III – a descrição da área, incluindo as coordenadas geográficas;
- IV – o plano de restauração de áreas degradadas;
- V – escopos e prazos para execução dos trabalhos estabelecidos pelo contrato;
- VI – os direitos e obrigações das Partes;
- VII – a produção estimada;
- VIII – as condições de uso da produção;
- IX – o procedimento para determinar o valor da produção;
- X – os pontos de medição;
- XI – a obrigação de entregar a produção em determinado ponto de medição;
- XII – as condições para calcular a produção necessária para cobrir os custos;
- XIII – a estrutura dos custos a serem reembolsados;
- XIV – o procedimento e condições para partilha da produção e dos benefícios comerciais entre a União e as empresas contratadas;
- XV – o procedimento e o prazo para transferir à União sua parcela da produção;
- XVI – o procedimento pelo qual a empresa obtém sua parcela da produção;
- XVII – o procedimento para controlar a execução dos trabalhos estipulados pelo contrato, a forma e o conteúdo dos relatórios, a informação e as demonstrações contábeis que a empresa contratada deverá submeter à União;
- XVIII – as condições para alteração, extinção antecipada e alcance do contrato;
- XIX – as condições para transferência dos direitos e obrigações estipuladas pelo contrato;
- XX – os requisitos relativos à proteção e recuperação do meio ambiente;



- XXI – os requisitos relativos à segurança do trabalho e a proteção dos trabalhadores envolvidos nos trabalhos estabelecidos pelo contrato;
- XXII – o procedimento para desativação das instalações;
- XXIII – o prazo do contrato, data, local de assinatura e a entrada em vigor;
- XXIV – as responsabilidades das Partes e os meios de garanti-las;
- XXV – procedimento de solução de controvérsias;
- XXVI – o compromisso de aquisição, mesmo que parcial, de bens e serviços de fornecedores nacionais;
- XXVII – declaração anual das características da produção;
- XXVIII – o procedimento para utilizar informações geológicas e geofísicas;
- XXIX – as peculiaridades referentes aos custos e às necessidades tecnológicas;
- XXX – as obrigações relativas à utilização de gás e de condensado, além das condições relativas ao manuseio dessa produção;
- XXXI – o procedimento e os períodos para avaliar os níveis de poluição na área afetada pelo contrato;
- XXXII – os escopos, os custos e os prazos para implementação de medidas de proteção ambiental;
- XXXIII – o procedimento para definição e aprovação dos programas anuais de trabalho;
- XXXIV – as condições para uma estocagem confiável da parcela da União, antes de sua transferência;
- XXXV – as condições para evitar perdas e danos resultantes de vazamento, fogo, entre outros;
- XXXVI – outras condições acertadas entre as Partes.

Art. 6º Para os fins desta Lei e de sua regulamentação, ponto de medição é aquele onde a produção é medida e dividida entre a produção necessária para cobrir os custos, de investimento e de manutenção e operação, e a produção equivalente ao lucro gerado pelas atividades decorrentes no contrato.

Parágrafo único. No mínimo cinquenta por cento da produção equivalente ao lucro gerado pelas atividades estipuladas no contrato de partilha



de produção será de propriedade da União, que transferirá parte das receitas advindas dessa produção a Estados e Municípios.

Art. 7º Sem que de outra forma seja estabelecida pelo contrato, a produção será partilhada trimestralmente.

§ 1º A parcela da produção necessária para cobrir os custos de investimento não pode exceder, até que a empresa seja totalmente reembolsada, sessenta por cento da produção total.

§ 2º Nenhuma Parte tem direito de dispor da produção, antes da partilha, sem a autorização, por escrito, das outras Partes do contrato.

§ 3º procedimento para determinar a composição dos custos a serem reembolsados deverá atender às seguintes exigências:

- I – somente os custos associados com a execução dos trabalhos estipulados pelo contrato são sujeitos a reembolso;
- II – os custos de investimentos devem ser reembolsados dentro de um prazo determinado.

Art. 8º Para a realização das atividades previstas no contrato, deverão ser empregados, prioritariamente, cidadãos brasileiros.

Parágrafo único. As empresas deverão organizar programas de treinamento de cidadãos brasileiros.

Art. 9º O prazo do contrato de partilha de produção não poderá ser superior a quarenta anos.

§ 1º Os prazos para a execução dos trabalhos serão detalhados no contrato.

§ 2º Se a empresa não executar os trabalhos nos prazos previstos, a União poderá rescindir o contrato e requerer que a empresa contratada arque com os danos causados.



Art. 10 As receitas advindas do exercício direto do monopólio da União, dos acordos de individualização da produção e dos contratos de partilha de produção serão destinadas:

- I – a um fundo especial, a ser distribuído entre todos os Estados, Distrito Federal e Municípios;
- II – a Estados e Municípios confrontantes;
- III – ao Ministério do Desenvolvimento Social e Combate à Fome;
- IV – ao Ministério da Educação;
- V – ao Ministério de Minas e Energia;
- VI – ao Ministério de Ciência e Tecnologia;
- VII – ao Ministério da Saúde;
- VIII – ao Ministério da Defesa.

Parágrafo único. As parcelas destinadas aos Estados, Distrito Federal e Municípios, em razão das receitas mencionadas no *caput* deste artigo, serão, no mínimo, iguais às decorrentes de *royalties* e participação especial, caso a produção de petróleo e gás natural ocorresse mediante celebração contratos de concessão, conforme estabelecido na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997.

Art. 11 Esta Lei entra em vigor no prazo de noventa dias, a partir da data de sua publicação.



JUSTIFICAÇÃO

Em 1997, a Lei nº 9.478, também conhecida como Lei do Petróleo, estabeleceu as condições para a contratação, dentre outras, das atividades de pesquisa e lavra de petróleo e gás natural. Além disso, instituiu o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Destaque-se, no entanto, que essa Lei limita o exercício do monopólio constitucional, previsto no art. 177 da Constituição Federal, pois obriga a União a assinar contratos de concessão para que se possa explorar e produzir petróleo ou gás natural no Brasil.

Para regulamentar, de fato, esse artigo e resgatar os ditames da Emenda nº 9, de 1995, que eliminou o monopólio da Petrobras, sugere-se que a Lei nº 9.478 seja alterada, com o objetivo de dar à União maior flexibilidade no exercício do seu monopólio.

Ressalte-se, ainda, que o país necessita de um novo marco legal, em razão, principalmente, da descoberta de áreas de grande potencial e baixo risco exploratório, como a camada pré-sal. Essa camada pode se estender do litoral do Espírito Santo até o litoral de Santa Catarina, ocupando uma área de 112 mil km². Desse total, 41 mil km² já foram licitados e concedidos.

Nesse novo marco, o petróleo e o gás natural poderiam ser explorados diretamente pela União, permitida a contratação de serviços, por contratos de concessão ou por contratos de partilha de produção.

Na contratação de serviços, a própria Petrobras poderia realizar as atividades de pesquisa e lavra de petróleo e gás natural, sendo remunerada pela União, em razão dos trabalhos prestados.

Os contratos de concessão já estão devidamente regulamentados pela Lei nº 9.478. Registre-se, entretanto, que essa Lei não prevê a possibilidade da exploração de um campo que se estenda de um bloco licitado por uma área não licitada. Nesse caso, a proposição ora apresentada prevê a celebração de um acordo para a indi-

vidualização da produção entre a União e os detentores de direitos e obrigações da área licitada.

Registre-se que no encerramento da Conferência Rio Oil & Gas 2008, o presidente da Petrobras declarou que “Dadas as informações que temos hoje, achamos que, provavelmente, em Tupi estaremos contidos dentro do bloco, e em Iara, provavelmente estaremos fora do bloco”. Assim, no caso do prospecto de Iara, localizado na camada pré-sal da Bacia de Santos, o campo deve se estender da área licitada por área não licitada.

Nos contratos de partilha de produção, prevê-se que a União celebre contratos com empresas estatais ou privadas para a execução das atividades de pesquisa e lavra. Essas empresas e a União partilhariam os hidrocarbonetos produzidos ou seu valor monetário.

Tanto nos acordos de individualização da produção quanto nos contratos de partilha de produção, a União poderia ser representada por uma empresa pública, visto que a Petrobras, com 60% do capital social em mãos privadas, não teria legitimidade para exercer essa representação.

Sugere-se, por fim, que as receitas advindas do exercício direto do monopólio pela União, de acordos de individualização da produção e de contratos de partilha de produção sejam destinadas a um fundo especial, a ser distribuído entre todos os Estados, Territórios e Municípios; ao Ministério do Desenvolvimento Social e Combate à Fome; ao Ministério da Educação; ao Ministério de Minas e Energia; ao Ministério de Ciência e Tecnologia; ao Ministério da Saúde; e ao Ministério da Defesa.

Em razão da urgente necessidade de se regulamentar, de fato, o art. 177 da Constituição Federal, principalmente no tocante às atividades de pesquisa e lavra de petróleo ou gás natural, esperamos contar com o apoio de nossos pares nesta Casa, para ver este projeto de lei, no menor prazo possível, transformado em Lei.



Sala das Sessões, em de de 2008.

Deputado Inocêncio Oliveira (PR-PE)

Deputado Fernando Ferro (PT-PE)

Deputado Paulo Teixeira (PT-SP)

Deputado Ariosto Holanda (PSB-CE)

Deputado Félix Mendonça (DEM-BA)

Deputado Jaime Martins (PR-MG)

Deputada Professora Raquel Teixeira (PSDB-GO)

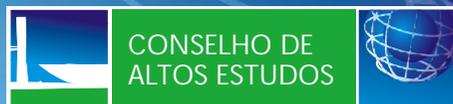
Deputado Severiano Alves (PDT-BA)

Deputado Colbert Martins (PMDB-BA)

Deputado José Genoíno (PT-SP)

Deputado Waldir Maranhão (PP-MA)

Deputado Humberto Souto (PPS-MG)



Câmara dos Deputados | Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica

ISBN 978-85-736-5619-0



9 788573 656190