

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."



OS DESAFIOS, OS IMPACTOS E A GESTÃO DA EXPLORAÇÃO DO PRÉ-SAL

Paulo César Ribeiro Lima
Consultor Legislativo da Área XII
Recursos Minerais, Hídricos e Energéticos

ESTUDO

NOVEMBRO/2008



Câmara dos Deputados
Praça 3 Poderes
Consultoria Legislativa
Anexo III - Térreo
Brasília - DF



SUMÁRIO

1. Introdução
2. A área do pré-sal e os desafios tecnológicos
3. Riscos comerciais
4. Impactos socioeconômicos
5. Tributação e participação governamental
6. Modelo de gestão, unitização e partilha
7. Conclusões



Todos os direitos reservados. Este trabalho poderá ser reproduzido ou transmitido na íntegra, desde que citados o autor e a Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados. São vedadas a venda, a reprodução parcial e a tradução, sem autorização prévia por escrito da Câmara dos Deputados.

Este trabalho é de inteira responsabilidade de seu autor, não representando necessariamente a opinião da Câmara dos Deputados.

OS DESAFIOS, OS IMPACTOS E A GESTÃO DA EXPLORAÇÃO DO PRÉ-SAL

Paulo César Ribeiro Lima

1. INTRODUÇÃO

Este estudo tem como objetivo analisar os desafios tecnológicos, os riscos comerciais, os impactos socioeconômicos, a arrecadação do Estado e o modelo de gestão da exploração, desenvolvimento e produção petrolífera na chamada camada pré-sal.

Os dados atuais indicam a ocorrência de reservatórios do tipo carbonato microbial abaixo de uma camada de sal que se estende do litoral do Espírito Santo até o litoral de Santa Catarina. Estima-se que a camada pré-sal tenha uma área de 112 mil km². Desse total, 41 mil km² já foram licitados e concedidos. Essa camada tem aproximadamente 800 km de comprimento e, em algumas áreas, 200 km de largura.

A descoberta dessa camada é resultado de um processo de anos de esforços da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) e da Petrobras, que tem todas as condições técnicas e financeiras para realizar, com êxito, a exploração dos blocos em que é operadora. Registre-se que a Petrobras é a empresa operadora da maioria dos blocos já concedidos na área do pré-sal.

É importante ressaltar que outras empresas, como a Exxon Mobil e a Anadarko, serão também operadoras em campos da camada pré-sal. A Exxon Mobil já iniciou a perfuração do primeiro poço exploratório no Bloco BM-S-22, localizado na Bacia de Santos; a Anadarko já perfurou um poço exploratório no Bloco BM-C-30, no norte da Bacia de Campos.

Em razão de a camada pré-sal ser uma grande riqueza natural, é fundamental que o Estado assumira seu papel de planejador, coordenador e maximizador dos resultados da sua exploração para o conjunto da sociedade brasileira.

2. A ÁREA DO PRÉ-SAL E OS DESAFIOS TECNOLÓGICOS

A Figura 2.1 mostra a área onde podem estar localizados promissores reservatórios da camada pré-sal, além dos blocos exploratórios já licitados, dos campos de petróleo e gás em produção na camada pós-sal, dos poços perfurados e dos poços testados na

camada pré-sal¹. Segundo a Petrobras, a área do *cluster*, também indicada na Figura 2.1, deve apresentar grandes volumes de petróleo recuperável.

A Petrobras já perfurou quinze poços exploratórios na camada pré-sal e todos eles indicaram a presença de óleo. No Campo de Jubarte, localizado na área no norte da Bacia de Campos, a Petrobras iniciou, no mês de setembro de 2008, um teste de longa duração no poço 1-ESS-103A, que está produzindo 18 mil barris por dia a partir de um reservatório da camada pré-sal.

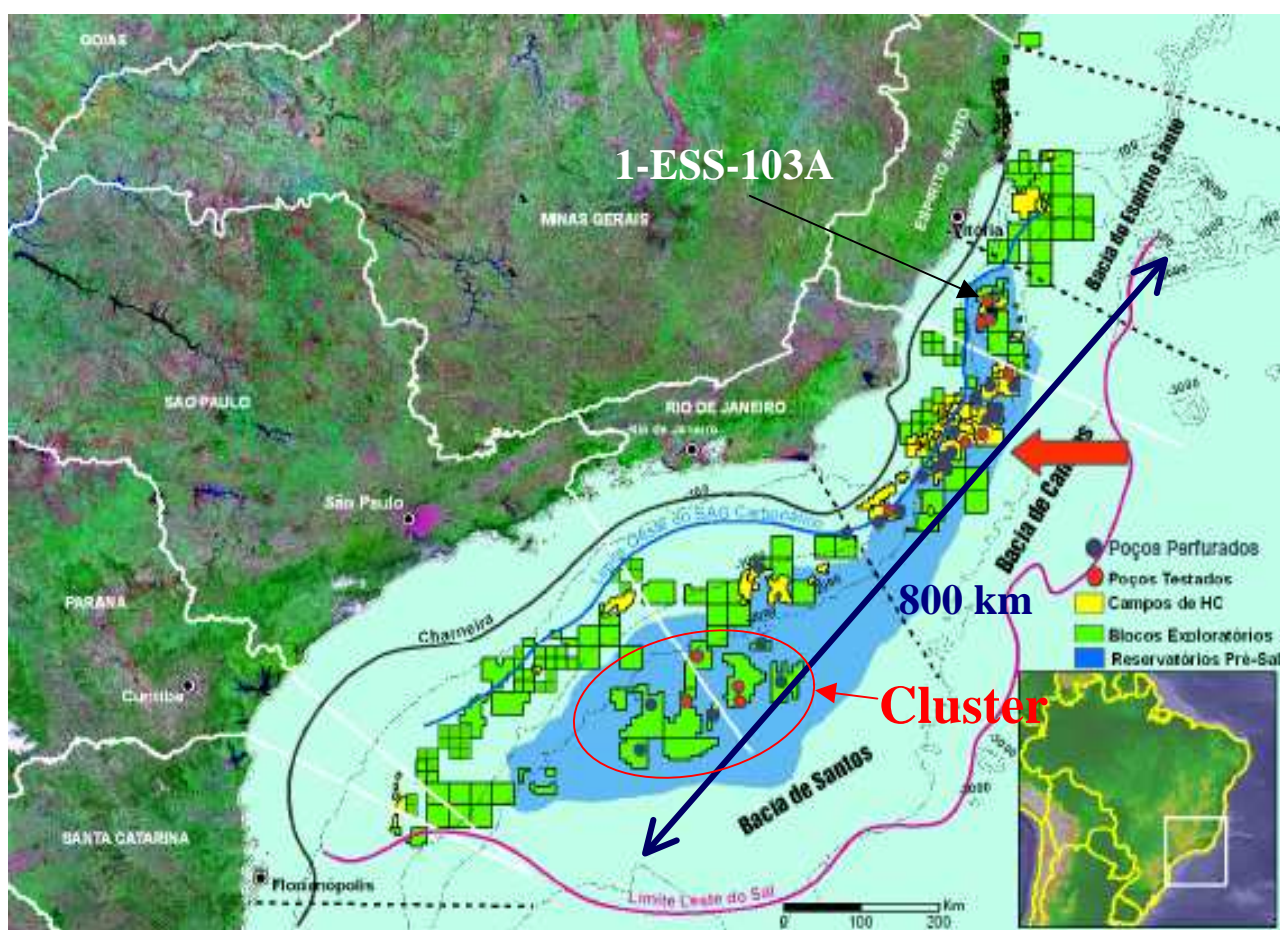


Figura 2.1 – Desenho esquemático da área da camada pré-sal.

¹ NEPOMUCENO, Francisco. **Experiências da Petrobras no caminho do pré-sal**. Rio Oil & Gas Conference, Rio de Janeiro. Setembro de 2008.

A Figura 2.2 detalha os blocos já licitados e os oito poços perfurados na área do *cluster*². 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.

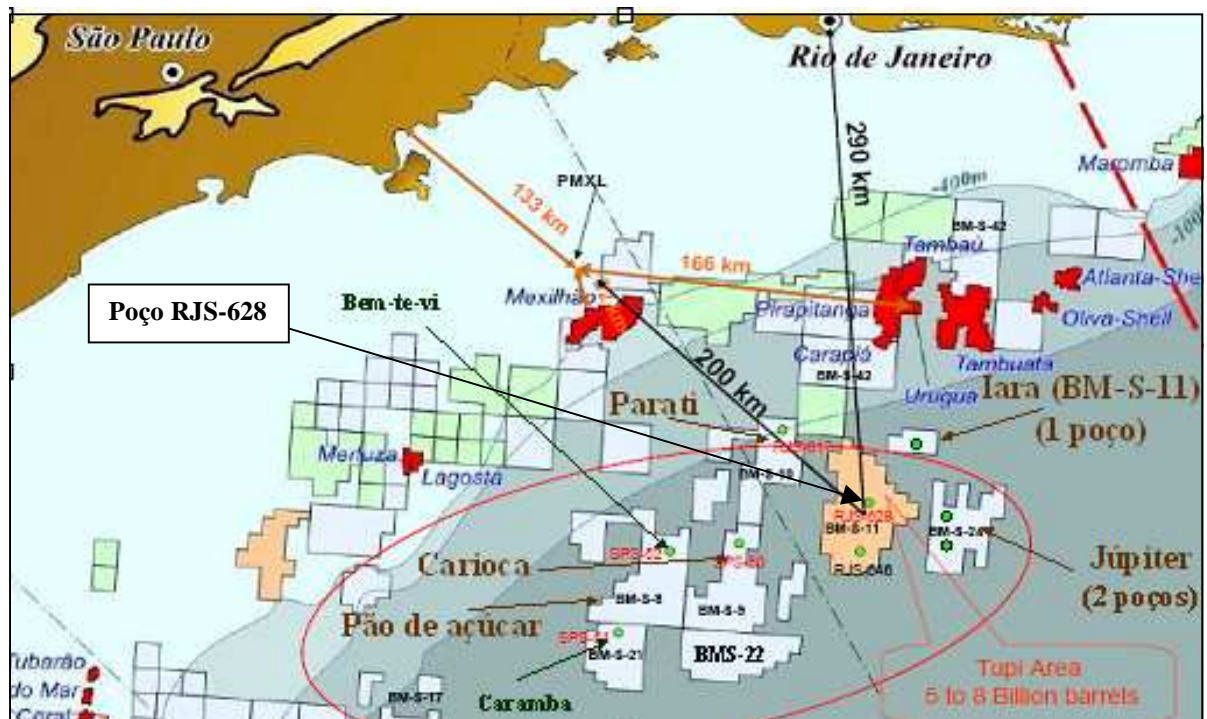


Figura 2.2 – Detalhamento da área do *cluster* na Bacia de Santos.

² NEPOMUCENO, Francisco. **Experiências da Petrobras no caminho do pré-sal**. Rio Oil & Gas Conference, Rio de Janeiro. Setembro de 2008.

A Figura 2.3 detalha ainda mais a área do *cluster*³ e mostra os blocos já licitados e os blocos que foram retirados da Rodada 9 de licitações, conforme Resolução nº 6, de 8 de novembro de 2007, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Registre-se, ainda, que o CNPE ainda não decidiu sobre a retomada da Rodada 8, que foi suspensa em 2006 por medidas liminares.

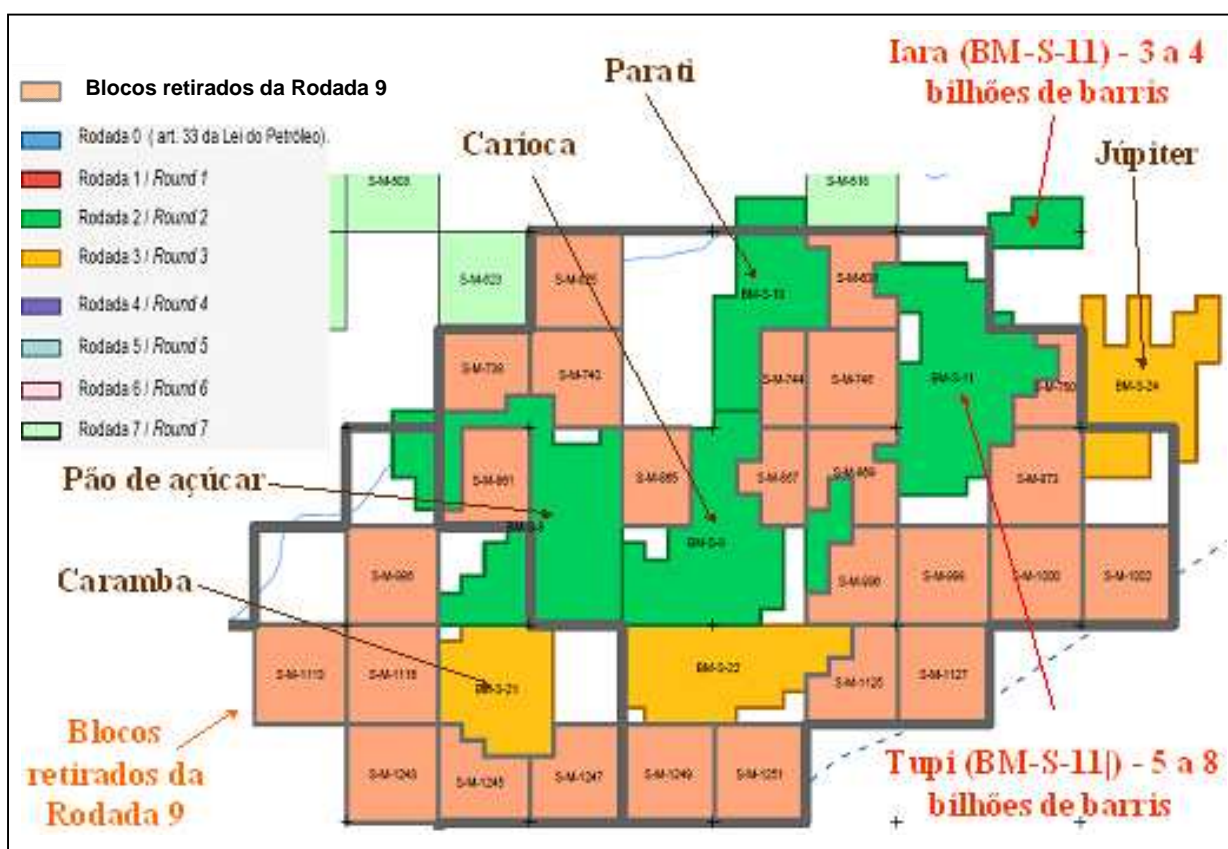


Figura 2.3 – Detalhamento dos blocos da área do *cluster*.

A Petrobras é a empresa operadora de todos os blocos exploratórios da área do *cluster* mostrada na Figura 2.3, à exceção do Bloco BM-S-22, cujo operador é a Exxon Mobil. A Petrobras 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. A Tabela 2.1 mostra a composição acionária dos vencedores da licitação dos blocos do *cluster*.

³ Mapa da nona rodada de licitações elaborado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Tabela 2.1 – Composição dos consórcios na área do *cluster* (Formigli, 2008).

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	Jupiter	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%)

A Exxon Mobil (ESSO) iniciou a perfuração do primeiro poço exploratório no Bloco BM-S-22 no mês de outubro de 2008. A Petrobrás, com 20% de participação, também compõe o consórcio que vai explorar esse Bloco, conforme mostrado na Tabela 2.1.

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 2.4 detalha a área de Tupi, localizada no Bloco BM-S-11. Como já citado, a Petrobras 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 1974 km². O principal reservatório da camada pré-sal é chamado de *sag*. Dois outros reservatórios foram encontrados na camada pré-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/cm². Ressalte-se ainda a presença de 8% a 12% de CO₂ no gás associado e a possibilidade de deposição orgânica nas tubulações.

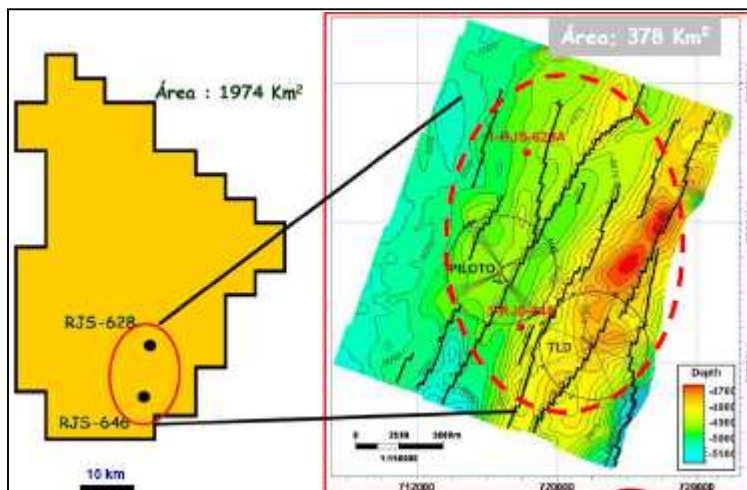


Figura 2.4 – Detalhamento da área de Tupi (Formigli, 2008).

Na área de Tupi Sul, serão iniciados testes de longa duração e um piloto de produção. Nesses testes, programados para começar em março de 2009, dois poços serão conectados a uma unidade flutuante de produção e armazenamento (FPSO). Será testado um poço de cada vez para investigar o comportamento do reservatório.

No piloto de produção, 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 reinjeção do CO₂ e escoamento do gás para o campo de Mexilhão. O principal objetivo desse piloto é investigar mecanismos de recuperação secundária.

A área do plano de avaliação do prospecto de Iara, mostrado na Figura 2.5, é de 300 km². Como já mencionado, as estimativas preliminares feitas pela Petrobras indicam um volume recuperável de 3 a 4 bilhões de barris de petróleo equivalente. A profundidade da água é de 2.230 m e o reservatório está a uma distância de 6.080 m 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 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 de Iara, o campo deve se estender da área licitada por áreas não licitadas.



Figura 2.5 – Detalhamento da localização do prospecto de Iara (Formigli, 2008)

Outra área de grande potencial da camada 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 Petrobras como um novo pólo da camada pré-sal. Nessa região, além de Jubarte, foram descobertos os campos de Cachalote, Baleia Azul, Baleia Franca e Baleia Anã. A Figura 2.6 mostra a região do Parque das Baleias, onde já foram perfurados seis poços na camada pré-sal.

Segundo estimativas da Petrobras⁴, 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.

⁴ BARBASSA, Almir Guilherme. **Descoberta de grandes volumes de óleo leve no pré-sal do Espírito Santo.** Petrobras, Fato Relevante, Rio de Janeiro. Novembro de 2008.

Em setembro de 2008, a Petrobras divulgou a produção do primeiro óleo da camada pré-sal, a partir da produção do poço 1-ESS-103A, mostrado na Figura 2.6. O potencial de produção desse poço é de 18 mil barris/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).

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.

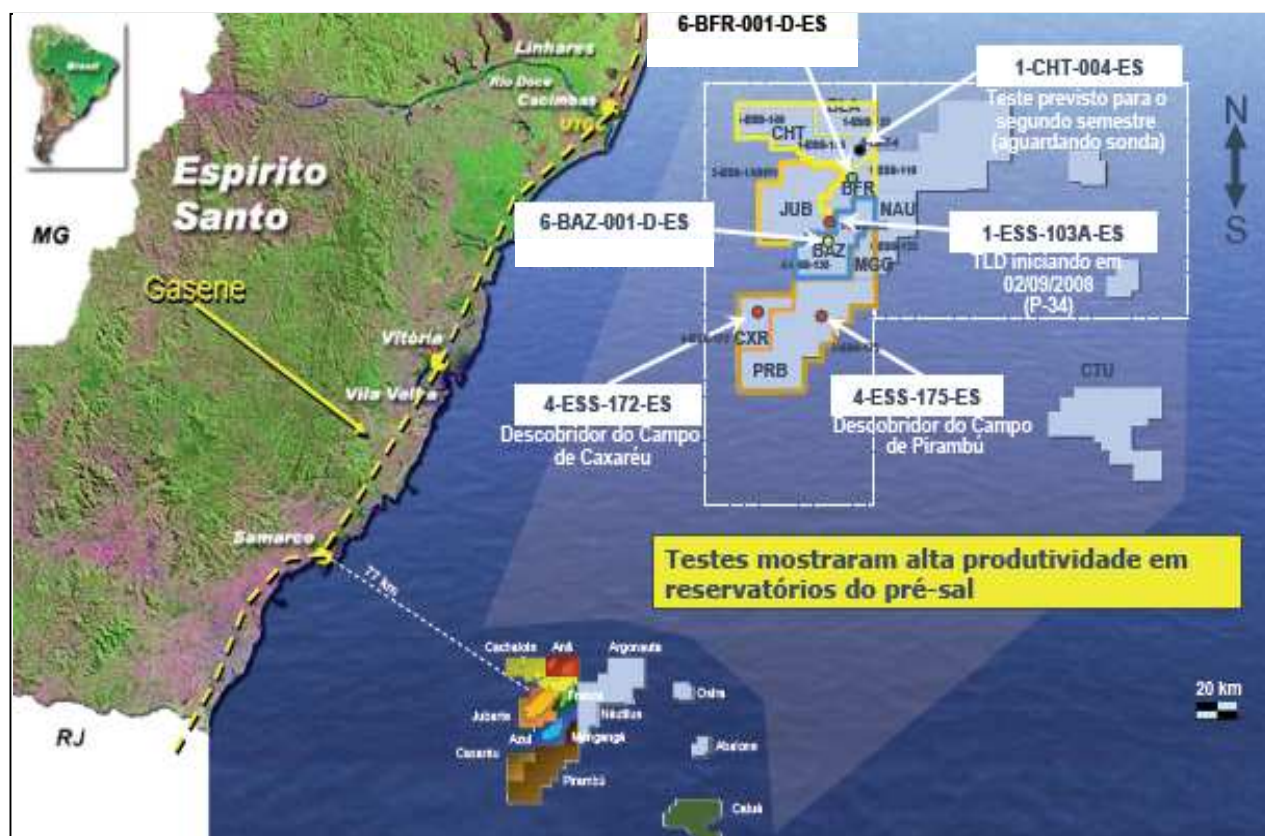


Figura 2.6 – Detalhamento do Parque das Baleias (Nepomuceno, 2008).

Em outubro de 2008, a empresa americana Anadarko anunciou a descoberta de óleo na camada do pré-sal, também no norte da Bacia de Campos, por meio do poço 1-APL-1-ESS, perfurado no Bloco BM-C-30. A Figura 2.7 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%).

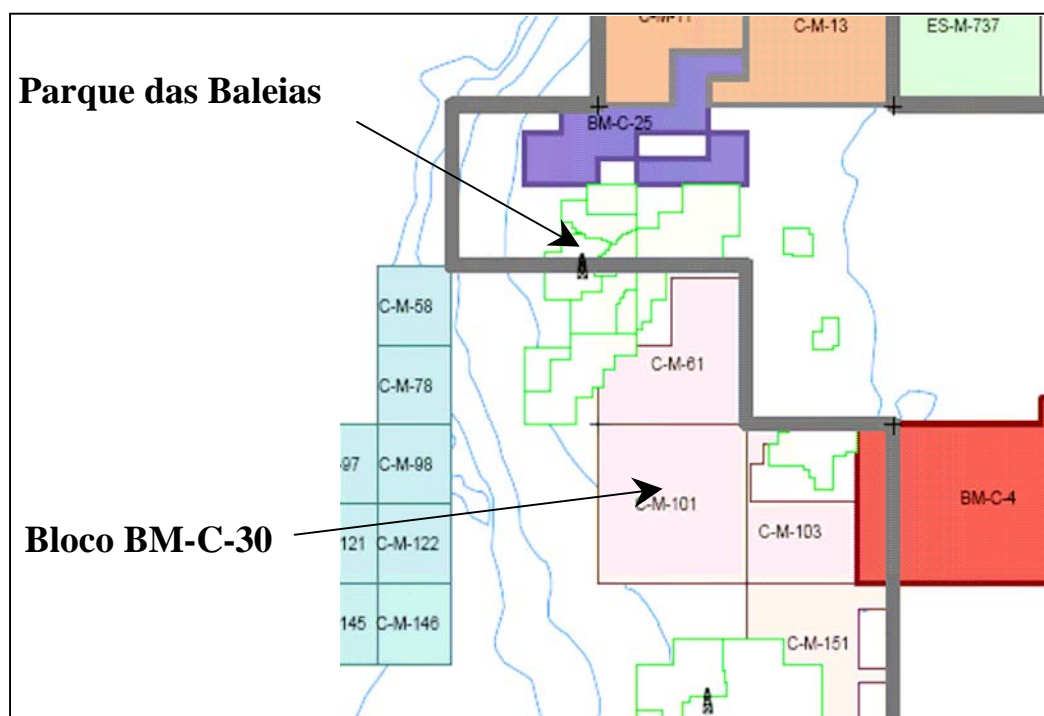


Figura 2.7 – Localização do Bloco BM-C-30, cuja operadora é a Anadarko (ANP, 2007).

Na área do pré-sal, os principais desafios tecnológicos podem ser classificados por áreas de conhecimento⁵. Na área de reservatório, destacam-se os seguintes desafios:

- definição de variação dos caracteres litológicos ou paleontológicos (fácies) a partir de dados sísmicos;
- caracterização interna do reservatório, com foco nas heterogeneidades;
- viabilidade técnica de mecanismos de recuperação secundária;
- aspectos geomecânicos das rochas e possíveis danos.

⁵ FORMIGLI, José. **Santos Basin Pre-Salt Cluster**. Rio Oil & Gas Conference, Rio de Janeiro. Setembro de 2008.

Na área de perfuração de poços, os principais desafios tecnológicos são:

- desvio do poço na zona do sal;
- fraturamento hidráulico em poços horizontais;
- emprego de materiais resistentes a CO₂;
- viabilidade técnica de mecanismos de recuperação secundária;
- construção de poços de grande extensão.

Os principais desafios na área de engenharia submarina são os seguintes:

- qualificação de *risers* para lâminas de água de 2.200 m, considerando a presença de CO₂ e altas pressões;
- emprego de *risers towers* e *risers* de aço em catenária tipo *lazy wave*;
- qualificação de linhas com isolamento térmico para lâminas de água de 2.200 m;
- linhas de alta pressão para injeção de gás.

Ressalte-se, ainda, os desafios para garantir o escoamento da produção:

- prevenção da formação de hidratos;
- controle da deposição de parafinas;
- controle de *scaling*;
- obtenção de adequadas temperaturas ao longo das linhas.

Destaque-se, também, que a presença de grande volume de gás associado no *cluster* implicará importantes desafios, entre eles:

- materiais para lidar com correntes de gás com alta concentração de CO₂;
- gasodutos de 18 polegadas de diâmetro a serem lançados em lâmina de água de 2.200 m;
- distância da costa de cerca de 300 km;
- possível emprego de gás natural liquefeito e gás natural comprimido;
- utilização de tecnologia de conversão de gás em líquido.

3. RISCOS COMERCIAIS

A exploração de petróleo da camada pré-sal apresenta riscos comerciais, pois, pelo menos na fase inicial, os custos de extração de petróleo e gás natural nessa camada

devem ser maiores que os da camada pós-sal, cuja tecnologia é plenamente dominada pelas empresas, especialmente pela Petrobras.

O custo médio de extração de petróleo pela Petrobras é de aproximadamente US\$10 por barril, excluindo as participações governamentais. Admitindo-se que na camada pré-sal o custo de extração seja 50% maior que o atual, esse custo seria, então, de US\$15 por barril. A Figura 3.1 mostra os últimos custos médios trimestrais da Petrobras 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 que 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 Petrobras 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.

Custo de Extração (Lifting Costs) - US\$/barril

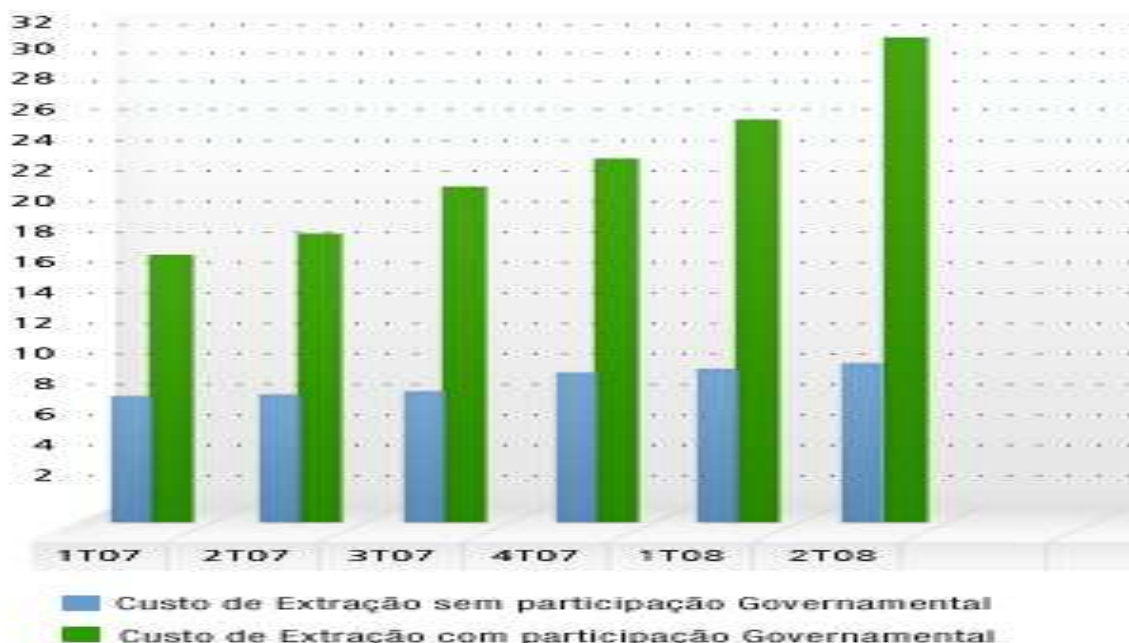


Figura 3.1 – Custo de extração de petróleo (Petrobras, 2008).

De acordo com a Figura 3.1, com um preço na faixa de US\$60 a US\$70 por barril geraria custos de extração pela Petrobras, 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 Petrobras continuaria rentável.

No caso da camada pré-sal, admitindo um custo de extração de US\$15 por barril, mesmo preço de mercado de US\$40 por barril ainda garantiria a rentabilidade da extração. Registre-se que esse custo estimado de extração de US\$15 por barril é 50% superior ao atual custo médio de extração pela Petrobras, que é de US\$10 por barril.

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, o desenvolvimento e a produção de petróleo e gás natural da camada pré-sal têm grande probabilidade de ser exitosa. A Figura 3.2 mostra a evolução dos preços do petróleo de 1970 a 2007.

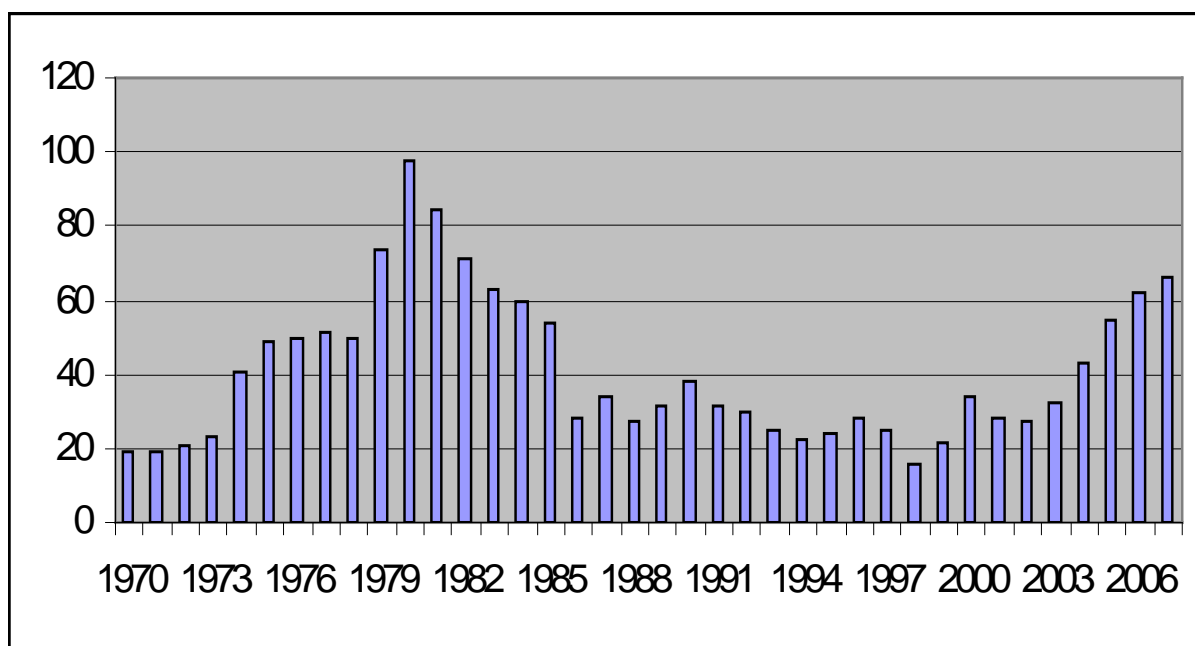


Figura 3.2 – Evolução dos preços do petróleo (US\$ por barril) de 1970 a 2007 (INFLATIONDATA.COM, 2008).

Outro fator determinante na exploração do petróleo da camada pré-sal é a questão ambiental. Daqui a algumas décadas, o petróleo e outros combustíveis fósseis podem perder valor no mercado, em razão de questões climáticas, decorrentes, principalmente, do agravamento do efeito estufa.

Sendo assim, é fundamental que os países produtores de petróleo possam aumentar o ritmo da extração para aproveitar o cenário ainda favorável dos próximos anos ou incentivem o desenvolvimento de tecnologias que mitiguem os impactos ambientais provocados pelo consumo de seus produtos, de modo a mantê-los atrativos.

4. IMPACTOS SOCIOECONÔMICOS

O Brasil deve estabelecer um ritmo de extração do petróleo da camada pré-sal de modo a permitir que haja uma grande participação interna na produção de bens e serviços. Com o pré-sal, surge a oportunidade de que o país se torne um grande exportador de combustíveis e de produtos petroquímicos.

O Brasil pode, então, firmar-se como importante centro de bens e serviços no Atlântico Sul no setor petrolífero. Em razão do grande potencial da plataforma continental brasileira e da plataforma continental africana, o Atlântico Sul deverá ser a região com maior crescimento de produção de petróleo e gás natural.

Com relação à camada pré-sal da plataforma continental brasileira, a Petrobras divulgou a intenção de contratar, até o ano de 2017, quarenta navios-sonda e plataformas de perfuração semi-submersíveis para operação em águas profundas e ultra-profundas.

As doze primeiras seriam obtidas por meio de licitação internacional, com recebimento até 2012. Esses navios atenderiam à necessidade de curto prazo da empresa, enquanto a indústria nacional se prepara. Entre 2013 e 2017, as demais vinte e oito unidades seriam construídas no Brasil e operadas por empresas brasileiras.

A Petrobras divulgou a intenção de atingir uma produção, na camada pré-sal, de 1,2 milhão de barris de petróleo por dia até 2017. Para isso, a Diretoria Executiva da Petrobras aprovou a contratação de dez novas unidades de produção de petróleo do tipo FPSO a serem instaladas na Bacia de Santos. Registre-se que, atualmente, o Brasil refina 1,89 milhão de barris de petróleo por dia.

As duas primeiras plataformas serão afretadas de terceiros, terão alto índice de conteúdo nacional e serão destinadas aos projetos-piloto de desenvolvimento. A capacidade de produção diária de cada unidade será de 100 mil barris de petróleo e 5 milhões de m³ de gás natural. As demais oito unidades de produção serão de propriedade da Petrobras e

terão capacidade máxima de produção diária de 120 mil barris de petróleo e 5 milhões de m³ de gás natural.

Elas serão fabricadas em série, iniciando com a construção dos cascos no dique seco do Estaleiro Rio Grande, no Rio Grande do Sul, alugado pela Petrobras pelo período de dez anos. Os módulos de produção, a serem instalados sobre os cascos, serão definidos futuramente, após a implantação dos projetos-piloto e da realização dos testes de longa duração.

As dez unidades deverão operar em águas ultra-profundas, entre 2.400 e 3.000 metros, e se destinam ao início da implantação do sistema de produção definitivo na camada pré-sal da Bacia de Santos.

Os custos não foram divulgados oficialmente. No entanto, segundo o Presidente da Petrobras, um sistema completo, incluindo poços, gasodutos, equipamentos diversos, além da própria plataforma, com capacidade de processar 150 mil barris diários de petróleo no *cluster* da Bacia de Santos pode custar até US\$ 7 bilhões.

Segundo estimativas do Programa de Mobilização da Indústria Nacional de Petróleo e Gás Natural (Prominp), instituído pelo Governo Federal por meio do Decreto nº 4.925, de 19 de dezembro de 2003, no pico da demanda serão necessários 110 mil profissionais para atender o setor petrolífero em razão da exploração da camada pré-sal. A Figura 4.1 mostra o crescimento da demanda por profissionais.

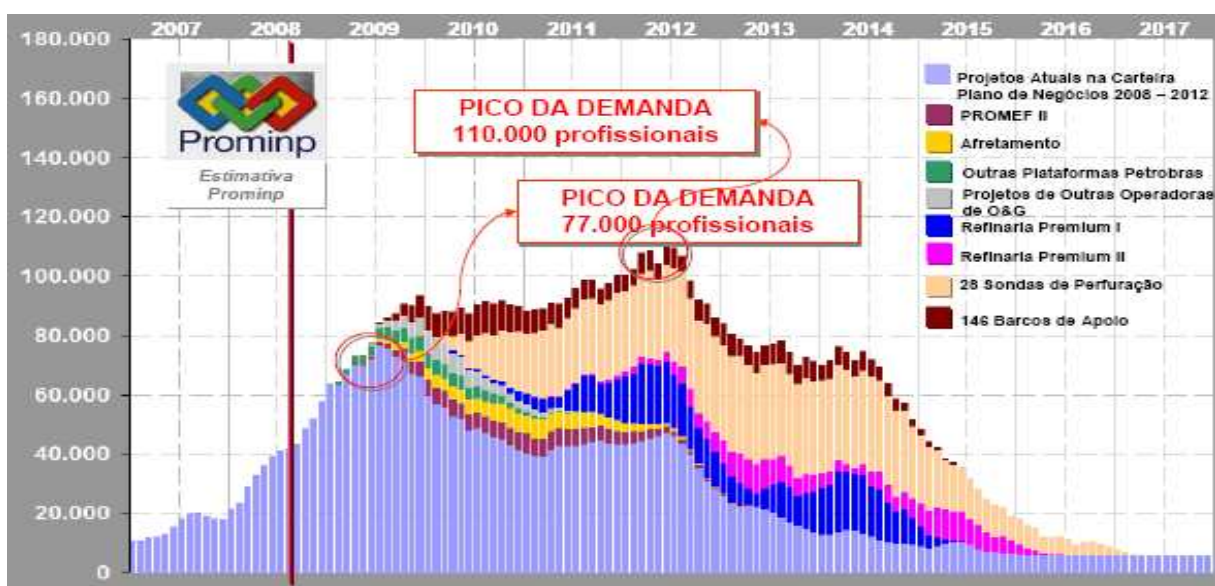


Figura 4.1 – Evolução da demanda por profissionais (Fraga, 2008).

É importante ressaltar que a exploração da camada pré-sal abre espaço para ampliação do parque nacional de refino e de petroquímica. O Presidente da República tem comentado na imprensa sua visão de que o Brasil não deve exportar o petróleo da camada pré-sal, mas deve processá-lo, de modo a permitir a exportação de produtos de maior valor agregado.

Nesse contexto, a Petrobras prevê investimentos de cerca de US\$43 bilhões na construção de novas refinarias até 2016 e no aumento da capacidade das já existentes. Investimentos dessa magnitude poderão dar um grande suporte às atividades econômicas do país.

Duas refinarias premium deverão ser construídas no país: uma no Maranhão e outra no Ceará. Os produtos refinados serão destinados à exportação e atenderão às especificações exigidas pelos mercados japonês, europeu e americano. Na primeira fase, até 2014, as refinarias do Maranhão e do Ceará terão capacidade de processar, respectivamente, 300 mil e 150 mil barris de petróleo por dia. Na segunda fase, essas capacidades serão duplicadas.

Mesmo sem ter relação direta com o pré-sal, é importante destacar a implantação do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj) e da Refinaria Abreu e Lima. A refinaria desse complexo entrará em operação no final de 2012 e as unidades petroquímicas em 2014. Estima-se que o Comperj demandará investimentos de US\$ 8,4 bilhões.

Registre-se também que, em outubro de 2008, a Petrobras e a Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) firmaram o acordo de acionistas necessário para a constituição da sociedade entre as duas Companhias na Refinaria Abreu e Lima, em Pernambuco. Orçada em US\$ 4,1 bilhões, essa refinaria deverá entrar em operação no segundo semestre de 2011.

A Refinaria Abreu e Lima terá capacidade máxima de processamento de 300 mil barris de petróleo pesado por dia, sendo 150 mil do campo de Carabobo 1 e outros 150 mil do campo de Marlim Sul, na Bacia de Campos. A produção se destinará, basicamente, aos mercados das Regiões Norte e Nordeste.

Durante o período de construção dessa refinaria, deverão ser gerados cerca de 230 mil empregos diretos e indiretos. Na operação da unidade, serão gerados 1.500 postos de trabalho. Além de óleo diesel, serão produzidos gás liquefeito de petróleo, coque e nafta petroquímica, que é matéria-prima para a produção de resinas plásticas.

5. TRIBUTAÇÃO E PARTICIPAÇÃO GOVERNAMENTAL

Para que a exploração da camada pré-sal gere benefícios para toda a sociedade brasileira, é necessário alterar o atual sistema tributário e de arrecadação de participações governamentais.

No ano de 2007, a Petrobras 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 decorre 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 Petrobras, 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 é superior a 70%. Propõe-se, então, que seja alterado o atual marco legal do setor petrolífero, de modo a permitir que caiba ao Estado uma maior parcela do resultado da produção de petróleo.

No caso do petróleo produzido em blocos já licitados na área do pré-sal, propõe-se o estabelecimento de uma alíquota de exportação sobre o óleo cru, crescente ou incidente daqui a alguns anos. Dessa forma, as empresas que forem desenvolver campos na camada pré-sal, cientes da cobrança do imposto de exportação, poderão iniciar seus movimentos no sentido de refinar o petróleo no Brasil.

6. MODELO DE GESTÃO, UNITIZAÇÃO E PARTILHA

O modelo de gestão da exploração da camada pré-sal coloca-se como um grande desafio para o país. De acordo com o mostrado na Figura 2.1, a área do pré-sal seria de 112 mil km². Desse total, 41 mil km² já estão sob concessão e 71 mil km² ainda não foram licitados. É possível, então, a existência de grandes volumes de petróleo recuperável em áreas da União.

A principal fonte de informação do setor petrolífero brasileiro é o Banco de Dados de Exploração (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 Petrobras não é assinante do BDEP.

É importante registrar também 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 da camada 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 pela EPE e não pela ANP. Nesse caso os estudos geológicos também passariam a ser feitos pela EPE, 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 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 mundo⁶. Apenas na área do *cluster*, mostrado na Figura 2.1, 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 Petrobras, muito provavelmente o campo descoberto no prospecto de Iara, mostrado na Figura 2.5, deverá se estender da área licitada para 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 Petrobras (65%), BG (25%) e Petrogal (15%). O plano de desenvolvimento do campo de Iara deveria ser feito em conjunto com a União.

⁶ BERMAN, Arthur. **Three super-giant fields discovered in Brazil's Santos Basin**. World Oil, Vol. 229 n° 2. Fevereiro de 2008.

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.

Nessa 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 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, de 6 de agosto de 1997, 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 da camada pré-sal já descoberta 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 Petrobras 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 Petrobras.

Propõe-se, então, profundas modificações na Lei nº 9.478 e a promulgação de uma lei específica para criar uma nova empresa pública federal. Ressalte-se que as alterações aqui propostas estão em perfeita sintonia com os ditames do art. 177 da Constituição Federal, que dispõe sobre o exercício do monopólio da União no setor petrolífero.

7. CONCLUSÕES

A descoberta de petróleo na camada do pré-sal, localizada na plataforma continental das Regiões Sudeste e Sul, representa um novo marco na história da indústria petrolífera brasileira. Essa camada, que se estende do litoral do Espírito Santo até o litoral de Santa Catarina., possui cerca de 800 quilômetros de comprimento e pode atingir 200 quilômetros de largura.

Com essa descoberta, poderão ser agregados às reservas brasileiras, a curto prazo, 55 bilhões de barris de petróleo equivalente. Na área de maior potencial da camada do pré-sal, no *cluster* da Bacia de Campos, o óleo está aprisionado em reservatórios tipo carbonato microbial sob mais de dois quilômetros de lâmina de água e sob espessa camada de sal.

A primeira área avaliada denomina-se Tupi e está localizada nesse *cluster*. Estima-se que nessa área podem ser produzidos de 5 a 8 bilhões de barris. A segunda área avaliada denomina-se Iara, que fica ao norte e muito próximo à área de Tupi. A estimativa de volume recuperável de petróleo equivalente no prospecto de Iara é 3 a 4 bilhões de barris.

Na Bacia do Espírito Santo, em uma área denominada Parque das Baleias, foram perfurados e testados quatro poços na camada pré-sal. Todos eles apresentaram alta produtividade. Um desses poços, o 1-ESS-103A, já está produzindo 18 mil barris por dia. Esse óleo da camada pré-sal está sendo escoado para a plataforma P-34, instalada no campo de Jubarte.

O atual modelo de pesquisa e lavra de petróleo, depois do fim do monopólio da Petrobras com a promulgação da Emenda Constitucional nº 9, de 9 de novembro de 1995, está disposto na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Essa Lei estabeleceu a concessão como único instrumento para se explorar e produzir petróleo e gás natural no Brasil.

No modelo de concessão, 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.

Ressalte-se, ainda, que a Lei nº 9.478 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, tem que participar do processo de individualização da produção de campos que extrapolem as áreas concedidas.

O processo de individualização da produção, também conhecido como unitização do campo, deverá ser necessário no desenvolvimento de determinadas áreas do pré-sal, como no 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.

A atual política pública do setor petrolífero faz com que as receitas decorrentes da extração e comercialização de petróleo propriamente dita concentrem-se em mãos privadas. No pré-sal, todo o esforço deve ser feito para evitar essa concentração.

Estima-se que 36% dessa área já foi concedida. Registre-se que a principal concessionária, a Petrobras, tem cerca de 60% do seu capital social nas mãos de investidores privados. Os investidores estrangeiros detêm aproximadamente 40% do capital social da Petrobras.

Mantido o atual modelo brasileiro de tributos e participações governamentais, se todo o petróleo da camada 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 decisão acerca de um novo modelo de gestão da exploração, desenvolvimento e produção aplicável a áreas ainda não licitadas é sobretudo política. O Conselho Nacional de Política Energética, por meio da Resolução nº 6, de 8 de novembro de 2007, determinou a retirada de 41 blocos da 9ª Rodada de Licitações, todos com potencial de produção na camada do pré-sal. O Presidente da República tem afirmado que os megacampos do pré-sal são da União e tem defendido a exportação de derivados, não de óleo cru.

A criação de uma empresa pública para representar os interesses da União na camada pré-sal pode 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.

Esclareça-se que essa nova empresa pública não concorreria com a Petrobras, nem com as demais companhias petrolíferas, nacionais ou estrangeiras. Ela não seria uma empresa operadora, mas uma gestora de ativos em áreas de maior interesse da União.

Bibliografia

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

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

BERMAN, Arthur. **Three super-giant fields discovered in Brazil's Santos Basin.** World Oil, Vol. 229 n° 2. Fevereiro de 2008.

FRAGA, Carlos Tadeu da Costa. **O pré-sal e seus desafios.** Audiência Pública no Senado Federal. Outubro de 2008.

FORMIGLI, José. **Santos Basin Pre-Salt Cluster.** Rio Oil & Gas Conference, Rio de Janeiro. Setembro de 2008.

INLATIONDATA.COM. **Historical Crude Oil Prices (Table).** Outubro de 2008.

NEPOMUCENO, Francisco. **Experiências da Petrobras no caminho do pré-sal.** Rio Oil & Gas Conference, Rio de Janeiro. Setembro de 2008.

PETROBRAS. Petróleo Brasileiro S.A. **Destques operacionais – Exploração e Produção – Custo de Extração.** Fevereiro de 2008.