
Cadernos ASLEGIS

ISSN 1677-9010 / www.aslegis.org.br

Paulo César Ribeiro Lima

PhD em Engenharia, consultor legislativo da área
de Minas e Energia da Câmara dos Deputados

Os desafios, os impactos e a gestão da exploração do Pré-sal

Resumo

Este trabalho tem como objetivo analisar os desafios, os riscos comerciais, os impactos socioeconômicos, a arrecadação do Estado e o modelo de gestão da exploração, desenvolvimento e produção de jazidas de petróleo e gás natural localizada na chamada “camada pré-sal”. Essas jazidas estão em águas profundas da plataforma continental brasileira abaixo de camadas de sal de diferentes espessuras. Detalha-se as características físicas dessas jazidas e os principais desafios tecnológicos a serem enfrentados. Além disso, são analisados e propostas modificações no atual modelo institucional do setor, em razão do baixo risco exploratório e dos grandes volumes de petróleo a serem produzidos. Propõe-se que a exploração de hidrocarbonetos no Brasil não fique submetida apenas a contratos de concessão e que seja aumentada a participação do Estado na gestão e na renda do setor petrolífero.

Palavras-Chave

Petróleo – Pré-sal – Monopólio – Concessão – Partilha de produção – Novo marco legal

Abstract

This paper analyzes the challenges, the commercial risks, the socioeconomic impacts, the income generation and the regime for exploration, development and production of the oil reserves located in the so-called “pre-salt layer”. Those reserves are located deep under the Atlantic Ocean below different thickness of salt layers. Some details of those reserves and the main technological challenges to be faced are shown. This paper also analyzes and suggests changes in the current legal framework because of the low exploratory risks and due to the great volume of recoverable oil. The exploration regime should not be limited to concession contracts. The State should have a more effective role in the pre-salt management and derived income.

Keywords:

Oil – Pre-salt – Monopoly – Concession – Production sharing – New legal framework.

1. Introdução

Os dados atuais indicam a ocorrência de grandes reservatórios petrolíferos, localizados na plataforma continental brasileira e situados abaixo de uma camada de sal que se estende do Espírito Santo a Santa Catarina. Estima-se que a camada com material orgânico, chamada de pré-sal, tenha uma área de 112 mil km², com 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, empresa que tem todas as condições técnicas e financeiras para realizar, com êxito, a exploração dos blocos já licitados em que é operadora.

Além da Petrobras, outras empresas, como a Exxon Mobil e a Anadarko, também serão operadoras em campos da camada pré-sal. A Exxon Mobil já iniciou a perfuração do primeiro poço exploratório na Bacia de Santos; a Anadarko já perfurou um poço exploratório no norte da Bacia de Campos.

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

2. Dados do Pré-Sal

A Petrobras já perfurou quinze poços exploratórios na camada pré-sal; todos eles indicaram a presença de óleo. No Campo de Jubarte, localizado 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.

Desse total, onze poços foram perfurados em áreas licitadas da Bacia de Santos, consideradas as mais promissoras. Mostram-se a seguir alguns dados e resultados do teste relativos ao poço pioneiro RJS-628, localizado em águas profundas da Bacia de Santos no campo de Tupi:

- bloco: BM-S-11;
- lâmina de água: 2.140 m
- tipo: vertical;
- tipo de reservatório: carbonato de alto índice de produtividade;
- espessura do reservatório: 90 m
- vazão de óleo: 4.900 barris de petróleo;

- vazão de gás: 150 mil metros cúbicos por dia;
- grau API: 30°;
- abertura: 5/8 de polegada;
- comportamento de pressão: estável.

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; 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.

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.

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.

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 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 profundi-

dade 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.

A Petrobras é a empresa operadora de todos os blocos licitados nessa área da Bacia de Santos, à exceção do Bloco BM-S-22, cujo operador é a Exxon Mobil. A Exxon Mobil (ESSO) iniciou a perfuração do primeiro poço exploratório no Bloco BM-S-22 no mês de outubro de 2008. A Petrobras, com 20% de participação, também compõe o consórcio que vai explorar esse Bloco.

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.

Ainda não foi feita uma estimativa de volume recuperável de petróleo e gás natural para essa região, mas ela tem apresentado resultados surpreendentes. A Petrobras já perfurou quatro poços; outros dois já tiveram suas locações aprovadas.

A principal vantagem do Parque das Baleias é que, nessa região, a camada de sal é menos espessa que nas promissoras áreas da Bacia de Santos, chegando a ter apenas 200 metros de espessura. Além disso, os reservatórios são menos profundos.

Em setembro de 2008, a Petrobras divulgou a produção do primeiro óleo na camada pré-sal, a partir da produção do poço 1-ESS-103A. 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 (plataforma 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.

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. 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 Brazil (20%).

Em razão do grande potencial da camada pré-sal, por meio da Resolução nº 6, de 8 de novembro de 2007, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), 41 blocos foram retirados da 9ª Rodada de licitações, promovida pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Deve-se, então, ser realizada uma ampla discussão, com a participação de todos os segmentos da sociedade brasileira, para se definir a política pública a ser utilizada na exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural em áreas não licitadas da camada pré-sal.

3. Questões 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 já é plenamente dominada pela Petrobras.

No segundo trimestre de 2008, o custo médio da Petrobras para extração do petróleo, foi de US\$9,88 por barril, excluídas 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 cerca de US\$15 por barril

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 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.

Caso o preço do barril de petróleo caísse para US\$35, haveria uma forte redução tanto nos *royalties* como na participação especial. Assim, mesmo com esse preço, a produção de petróleo pela Petrobras continuaria rentável.

No caso da camada pré-sal, admitindo-se um custo de extração de US\$15 por barril, mesmo que o preço do petróleo caísse para US\$40 por barril, ainda seria rentável a exploração. 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 cerca de US\$10 por barril.

De 1970 a 2007, o preço médio do barril de 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.

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 problemas ambientais, decorrentes, principalmente, do agravamento do efeito estufa.

Sendo assim, é fundamental que os países produtores de petróleo aumentem 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 Econômicos

Com a descoberta da camada pré-sal, surge a oportunidade de o país tornar-se um grande exportador de combustíveis e produtos petroquímicos, e de 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 nas próximas décadas.

Em razão dessa descoberta, 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 para construir, de 2013 e 2017, as demais vinte e oito unidades.

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 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 deverão ter capacidade 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, acima de 2.000 m, 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 máxima de processamento de 150 mil barris diários de petróleo na área do pré-sal 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.

É importante ressaltar que a exploração da camada pré-sal também 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 maiores 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. Em 2007, esses tributos e as participações governamentais somaram 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, geralmente, superior a 70%.

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 os campos do 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

O modelo de gestão da exploração da camada pré-sal coloca-se como um grande desafio para o país. Estima-se que a área dessa camada seja 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, ainda, que a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) não tem acesso 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. Compete, ainda, à EPE identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos. A Câmara dos Deputados, mesmo sendo uma das Casas do Congresso Nacional, que é o titular do controle externo brasileiro, também não tem acesso ao BDEP.

Dessa forma, os trabalhos da EPE e propostas de políticas públicas do Poder Legislativo para a exploração da camada pré-sal têm sido feitas sem acesso ao principal banco de dados do setor petrolífero nacional. Ressalte-se também que a ANP sequer disponibiliza os contratos de concessão para pesquisa e lavra de petróleo e gás natural, que são bens públicos.

Sugere-se que o BDEP passe a ser administrado pela Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais (CPRM), com atribuições do Serviço Geológico do Brasil, não mais pela ANP. Nesse caso, os estudos geológicos também deixariam de ser feitos pela ANP. Assim, as informações para embasar as decisões do CNPE e a formulação de políticas públicas pelo Poder Legislativo teriam como origem o Serviço Geológico do Brasil e não um órgão regulador.

Propõe-se que essas políticas, manifestadas, principalmente, pela definição das áreas a serem licitadas e das condições contratuais, sejam submetidas 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 realização de estudos e formulação políticas públicas para o setor.

Uma dessas revistas levantou a possibilidade de o Brasil vir a ser detentor de uma das maiores reservas de petróleo do mundo (Berman, 2008). Apenas na área dos blocos licitados da Bacia de Campos, 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 deverá se estender da área licitada por área não licitada.

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, então, ser feito em conjunto com a União.

Nesse contexto, sugere-se que a União seja representada por uma nova empresa pública federal que atuaria tanto na fase do desenvolvimento quanto na fase de produção do campo. Seria firmado 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 poderia maximizar o retorno para União decorrente da exploração do campo de Iara, ou de qualquer outro campo em situação semelhante.

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. Registre-se essa Lei não prevê a individualização da produção de campos que se estendam de blocos licitados por áreas não licitadas.

A Lei nº 9.478 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.

Sugere-se que essa Lei seja alterada, de modo a permitir que áreas da camada pré-sal ainda não concedidas possam ser licitadas segundo novas regras. A modalidade contratual de partilha de produção é muito adequada a áreas de baixo risco exploratório e grande potencial de produção, como é o caso da camada pré-sal. 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 a ser criada para representar 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 operar 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.

Ressalte-se que as alterações do atual marco legal do setor petrolífero 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.

Ao contrário da Lei nº 9.478, que estabelece que as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, o art. 177 da Carta Magna dispõe que a União poderá contratar com empresas estatais ou privadas as atividades de pesquisa e lavra e que essas atividades constituem monopólio da própria União.

7. Conclusões

A descoberta de petróleo na camada do pré-sal, localizada na plataforma continental das Regiões Sudeste e Sul, representa o início de uma nova era da indústria petrolífera brasileira. Essa camada, que se estende do litoral do Espírito Santo ao litoral de Santa Catarina, tem 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, o óleo está aprisionado em reservatórios tipo carbonato, sob mais de dois quilômetros de lâmina de água e sob espessa camada de sal.

A primeira área avaliada denomina-se Tupi. Estima-se que nessa área podem ser produzidos de 5 a 8 bilhões de barris de petróleo equivalente. 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.

Registre-se que essa Lei 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, deve 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, onde a participação da União é fundamental para a maximização das receitas públicas.

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. 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 se movimentassem para refinar o petróleo produzido 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. A administração do banco de dados do setor petrolífero brasileiro pelo Serviço Geológico do Brasil e a criação de uma empresa pública para representar os interesses da União na camada pré-sal podem maximizar o retorno do 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.

BERMAN, Arthur. Three super-giant fields discovered in Brazil's Santos Basin. *World Oil*, Vol. 229 nº 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. Destaques operacionais – Exploração e Produção – Custo de Extração. Fevereiro de 2008.