
Cadernos ASLEGIS

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

A cessão onerosa, o regime de partilha e o desafio do próximo governo quanto à Libra e outras áreas do Pré-Sal

Paulo César Ribeiro Lima¹

Resumo

O Pré-Sal representou e ainda representa importante oportunidade na geração de renda para o Estado brasileiro, principalmente a partir dos reservatórios localizados nas áreas não concedidas. Registre-se que nas áreas sob concessão é baixa a participação governamental, principalmente se o petróleo ou derivado for exportado. Nas áreas não concedidas, importantes reservatórios que se estendem por áreas concedidas já poderiam ter sido submetidos a acordos de unitização com a participação econômica da União, por meio da Pré-Sal Petróleo S.A. No caso dos reservatórios localizados em áreas não contíguas e não concedidas, poderiam ser explorados a partir de contratos convencionais de partilha da produção. No entanto, o regime de partilha de produção em discussão no Congresso Nacional não prevê contratos convencionais, pois ele não garante uma renda para o Estado maior que a do atual regime de concessão. Além disso, a cessão onerosa de direitos de pesquisa e lavra da União para a Petrobras reduziu ainda mais a possibilidade de grandes rendas para o Estado brasileiro. O prospecto de Libra ainda representa uma oportunidade para o próximo governo, mas o interesse da Petrobras em maximizar seus lucros representa um grande obstáculo para apropriação de renda pelo Estado brasileiro nesse prospecto.

Palavras-chave

Pré-Sal; cessão onerosa; prospecto; Libra; próximo governo.

Abstract

The Brazil's Pre-salt province means a great opportunity for huge state revenues, mainly in areas yet to be granted. In areas under concession agreements the state

¹ Mestre (engenharia, Coppe/UFRJ) e PhD (engenharia, Cranfield). Consultor Legislativo da Câmara dos Deputados na área de recursos minerais, hídricos e energéticos. SIQUEIRA, Fernando. A imensa e cobiçada

revenues are not so big, specially in the case of oil being exported. Unitization matters are not fully developed, particularly when the reservoir reaches an area where government holds the exploration rights. The new state-owned company, Pré-Sal Petróleo S.A., could have an important role in this case being party to unitization agreements. The unexplored Pre-salt areas could be developed under production sharing agreements. However, the production sharing regime in discussion in Brazil's Parliament does not assure a state revenue greater than that assured by the current concession regime. Besides, onerous transfer of exploration rights from government to Petrobras may reduce even more the possibility of significant state revenues in Pre-salt province. Libra prospect still means a good chance for maximizing state revenue. However Petrobras interests in maximizing its profit must prevail in Libra. So the current scenario indicates that Brazil's government will not get a share of revenues similar to that occurring in oil exporting countries.

Keywords

Pre-salt; onerous transfer; prospect; Libra; state; revenues

1. Introdução

A descoberta da província petrolífera do Pré-Sal, localizada na plataforma continental brasileira, pode representar a agregação de reservas superiores a 90 bilhões de barris de petróleo,² volume muito maior que as atuais reservas nacionais, que são de cerca de 14 bilhões de barris.

Na bacia de Santos, localizam-se as áreas mais promissoras. Apenas nos prospectos sob concessão de Tupi e Iara, a Petrobras estimou a existência de 8 a 12 bilhões de barris de petróleo recuperável.³ Tupi é o prospecto em estágio mais avançado de exploração nessa bacia. Tanto Tupi quanto Iara estendem-se por áreas não concedidas, sendo, portanto, sujeitos à unitização.⁴

Entre as áreas não concedidas e que não se estendem por áreas sob concessão, destacam-se os prospectos de Franco e Libra. Franco já foi cedido onerosamente para a Petrobras; já o destino de Libra ainda não foi decidido. Poços perfurados em Franco e em Libra atingiram grandes reservatórios de petróleo.

Segundo a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), o volume recuperável de Libra pode chegar a 15 bilhões de barris de petróleo.⁵ É importante destacar que somente esse prospecto pode vir a ter um volume de petróleo recuperável superior às atuais reservas provadas brasileiras.

O Pré-Sal é uma grande província petrolífera e seus reservatórios são de altíssima produtividade. Como bem da União, essa província deveria ser explorada com maximização da participação do Estado na renda petrolífera.

No entanto, as decisões do governo brasileiro têm sido no sentido de maximizar as rendas da Petrobras e não do Estado brasileiro. O objetivo deste trabalho é mostrar que, quando se trata da renda petrolífera, existe um grande conflito de interesses entre a Petrobras e o próprio Estado.

2. A província petrolífera do Pré-Sal

Na plataforma continental brasileira, em especial na bacia de Santos, ocorreram as principais descobertas petrolíferas do mundo nos últimos anos. A figura 1 mostra a área onde estão localizados os promissores reservatórios da província

2 SIQUEIRA, Fernando. A imensa e cobiçada riqueza do pré-sal. *Jornal do Engenheiro* - maio/jun. de 2009.

3 PETROBRAS. Plano de Negócios 2009-2013, 2009.

4 BUCHEB, José Alberto. UNITIZAÇÃO NO BRASIL - QUESTÕES CONTROVERSAS. *Rio Oil & Gas* 2008. Trabalho número IBP1676_08.

5 Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=36151&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1288787834984>>. Acessado em 3 nov. 2010.

petrolífera do Pré-Sal, os blocos sob concessão, os campos de petróleo e gás em fase de produção, os poços perfurados e os poços testados.⁶

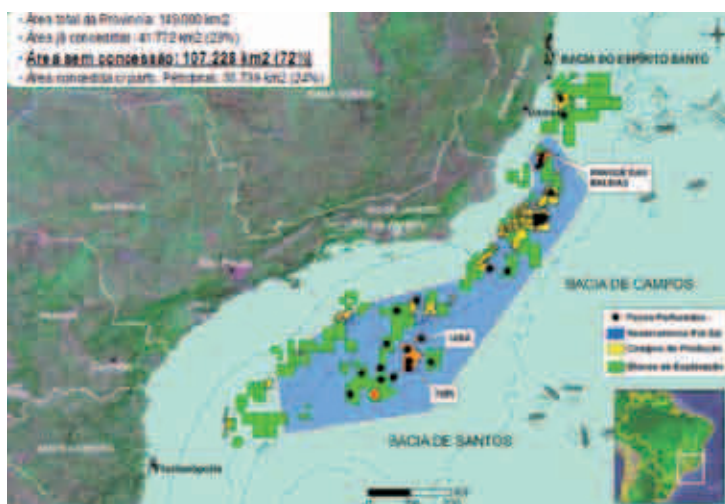
As estimativas da Petrobras de petróleo recuperável nos prospectos de Tupi, Iara e Guará, localizados em áreas concedidas da bacia de Santos, estão entre 9,1 e 14 bilhões de barris equivalentes. As estimativas discriminadas são:

- Tupi – de 5 a 8 bilhões de barris;
- Iara – de 3 a 4 bilhões de barris;
- Guará – de 1,1 a 2 bilhões de barris.

O único bloco concedido, muito promissor, não operado pela Petrobras é o BM-S-22, cuja operadora é a ExxonMobil. Esse consórcio tem a participação de 20% da Petrobras.

A figura 2 mostra as principais áreas do chamado cluster⁷ da bacia de Santos e a localização dos 23 poços já perfurados e os em perfuração. O bloco BM-S-11 é o que está em estágio mais adiantado de avaliação nesse cluster, sendo que já foi iniciado um teste de longa duração no prospecto de Tupi em maio de 2009. A figura 2 também mostra importantes áreas da União que foram cedidas onerosamente para a Petrobras. Essa cessão será discutida, em detalhe, neste trabalho.

Figura 1
Desenho esquemático da província do Pré-Sal



6 BRASIL. Poder Executivo Federal. Novo Marco Regulatório. Pré-sal e áreas estratégicas, 2008.

7 Disponível em: <<http://www.energiahoje.com/index.php?ver=mat&mid=359109>>. Acessado em 5 maio 2010.

A Petrobras já instalou a unidade flutuante de produção denominada Cidade de Angra dos Reis, com capacidade para processar 100 mil barris por dia, no projeto chamado de piloto de Tupi. A meta da empresa é produzir, em média, 50 mil barris por dia ao longo do ano de 2011,⁸ atingindo uma produção de 75 mil barris por dia em dezembro desse ano.

Na bacia de Santos, as reservas do Pré-Sal estão localizadas sob uma lâmina de água de cerca de 2.000m e 5.000m abaixo do solo marinho. Para se chegar aos reservatórios, precisam ser perfuradas camadas salinas que podem chegar a mais de 2.000 m de espessura. Algumas áreas do cluster estão a menos de 200 km da costa; em outras as distâncias podem chegar a 300 km.

No entanto, o grande desafio do Pré-Sal não diz respeito à logística e aos sistemas e equipamentos de produção, mas à necessidade de um maior conhecimento do comportamento do reservatório e à otimização da perfuração das camadas salinas. Entretanto, são muito grandes as chances de os reservatórios do Pré-Sal apresentarem excelente produtividade e de as camadas salinas não apresentarem problema para perfurações verticais, pois, como mencionado, já foram perfurados 23 poços nessas condições.

Mesmo com poços verticais e canhoneados, os índices de produtividade têm sido muito altos. Dessa forma, o custo de extração da província do Pré-Sal na bacia de Santos poderá ser da mesma ordem de grandeza da produção na bacia de Campos. O custo médio de extração da Petrobras nos últimos dois anos foi de US\$ 9,01 por barril, sem considerar os custos relativos a royalties e participação especial.

Figura 2
Cluster da bacia de Santos



8 Disponível em: < http://economia.estadao.com.br/noticias/not_41106.htm>. Acessado em 28 out. 2010.

3. Encargos fiscais no regime de concessão

No Brasil, os encargos fiscais da indústria petrolífera (government take) abrangem as participações governamentais e os encargos tributários cobrados das empresas.

As participações governamentais no atual regime de concessão, conforme estabelecido na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, são: os bônus de assinatura, os royalties, a participação especial e o pagamento pela ocupação ou retenção de área.

Quanto aos encargos tributários, o sistema brasileiro estabelece tanto tributos diretos quanto tributos indiretos. Os tributos diretos são o Imposto de Renda sobre a Pessoa Jurídica (IRPJ), a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), a contribuição para o PIS e a Cofins. Os principais tributos indiretos são o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), o Imposto sobre Importação (II) e o Imposto sobre Exportação (IE).

3.1 Participações governamentais

Neste item, serão considerados apenas os royalties e a participação especial, pois, nos próximos anos, os bônus de assinatura e o pagamento pela ocupação ou retenção de área devem ser desprezíveis em relação aos dois primeiros.

Os royalties correspondem de 5% a 10% do valor da produção e são distribuídos aos estados, aos municípios, ao Comando da Marinha, ao Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT) e a um Fundo Especial. Esse Fundo distribui recursos para todos os Estados e Municípios brasileiros segundo critérios, respectivamente, do Fundo de Participação dos Estados (FPE) e do Fundo de Participação dos Municípios (FPM).

Nos casos de grande volume de produção ou de grande rentabilidade, os concessionários são obrigados a pagar a participação especial. Para apuração dessa participação, são aplicadas alíquotas progressivas sobre a receita líquida da produção trimestral de cada campo, conforme disposto no Decreto nº 2.705, de 3 de agosto de 1998.

A participação especial é aplicada sobre a receita bruta da produção, deduzidos os royalties, os investimentos na exploração, os custos operacionais e a depreciação. Seus recursos são destinados ao Ministério de Minas e Energia (MME), ao Ministério do Meio Ambiente (MMA), aos estados produtores ou confrontantes com a plataforma continental onde ocorrer a produção e aos municípios produtores ou confrontantes.

3.2 Encargos tributários

O IRPJ é um imposto que incide sobre a renda e proventos de qualquer natureza. A base de cálculo do imposto é o lucro real, presumido ou arbitrado. No caso de grandes empresas, a alíquota do IRPJ é de 25%.

Já a base de cálculo da CSLL é o lucro líquido do exercício, antes da provisão do Imposto de Renda, ajustado pelas adições, exclusões e compensações. A alíquota da CSLL é de 9%.

A alíquota da contribuição para o PIS é de 1,65% na modalidade não cumulativa. No caso da Cofins, a alíquota é de 7,6%, também na modalidade não cumulativa. Ambas as contribuições incidem sobre vendas nacionais de petróleo e nas vendas de bens e serviços adquiridos pelas empresas no desenvolvimento das atividades de exploração e produção.

Já o ICMS é o imposto indireto devido por aquele que comercializa a mercadoria. No caso de o petróleo ser processado no Brasil, a refinaria, por substituição tributária, recolhe os tributos com base no preço dos derivados. O ICMS é um imposto não cumulativo e suas alíquotas variam de um estado para outro. Esse imposto não incide sobre operações que destinem petróleo a outros estados.

O IE, assim como o II, tem função extrafiscal, sendo utilizado como instrumento de política econômica. As exportações de petróleo e derivado estão isentas do IE.

Sobre a comercialização de combustíveis, incide, ainda, a Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (Cide).

A tabela 1 mostra os encargos fiscais em um campo típico do Pré-Sal, para diferentes preços do petróleo, admitindo-se que o petróleo seja exportado.

Tabela 1
Encargos fiscais por barril exportado

Valor do petróleo	50,00	55,00	65,00	75,00	85,00	90,00
Custo de extração (US\$/barril)	9,01	9,01	9,01	9,01	9,01	9,01
Outros custos (US\$/barril)	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00
Royalties (10%) (a) (US\$/barril)	5,00	5,50	6,50	7,50	8,50	9,00
Participação especial (31,5% da receita líquida) (b) (US\$/barril)	9,45	10,86	13,70	16,53	19,37	20,79
IRPJ e CSLL (c) (US\$/barril)	6,98	8,03	10,13	12,23	14,32	15,37
Encargos fiscais (a+b+c) (US\$/barril)	21,20	24,20	30,00	35,90	41,80	44,70

Conforme mostrado na tabela 1, a participação especial é o encargo fiscal mais importante e corresponde a US\$ 13,70 por barril, admitindo-se um valor de US\$ 65,00 por barril e uma alíquota de 31,5% sobre a receita líquida, que é aplicada ao campo de Roncador.⁹ Nesse caso, os encargos fiscais seriam de cerca de US\$ 30 por barril, que equivale a 46,2% do valor da produção. No ano de 2017, uma produção no Pré-Sal de 1,3 milhão de barris por dia poderia gerar encargos fiscais de US\$ 14 bilhões.

Ressalta-se, no entanto, que nas áreas cedidas onerosamente para a Petrobras não haverá o pagamento da participação especial. Sendo assim, a tabela 1 não se aplica a essas áreas. O contrato referente a essa cessão é descrito a seguir.

4. O Contrato de Cessão Onerosa

Em razão da sanção da Lei nº 12.276, de 30 de julho de 2010, também conhecida como Lei da Capitalização, foi celebrado o Contrato de Cessão Onerosa entre a União, a Petrobras e, na qualidade de reguladora e fiscalizadora, a ANP.

Em decorrência desse contrato, a Petrobras ficou autorizada a exercer as atividades de pesquisa nos blocos classificados como definitivos e no bloco classificado como contingente mostrados na tabela 2.

Tabela 2
Volume e valor do barril para as várias áreas do contrato

Nome	Tipo do bloco	Volume da Cessão Onerosa (mil barris de óleo equivalentes)	Valor do Barril (US\$/boe)	Valoração da Cessão Onerosa (US\$ mil)
Sul de Tupi	Definitivo	128.051	7,85	1.005.197
Florim	Definitivo	466.968	9,01	4.207.380
Nordeste de Tupi	Definitivo	427.784	8,54	3.653.275
Peroba	Contingente	-	8,53	
Sul de Guará	Definitivo	319.107	7,94	2.533.711
Franco	Definitivo	3.056.000	9,04	27.644.320
Entorno de Iara	Definitivo	599.560	5,82	3.489.437
TOTAL		4.999.469		42.533.320

⁹ ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCMBUSTÍVEIS. Relatório Trimestral de Participação Especial - 4º Trimestre de 2009.

Essa Tabela mostra o volume de cessão onerosa, o valor por barril e a valoração dos blocos definitivos e do bloco contingente. Todos os blocos são classificados como definitivos, à exceção de Peroba. A figura 2 mostra a localização das áreas cedidas.

Nos Programas de Exploração Obrigatórios (PEOs) dos blocos definitivos não existe risco de perda do bloco. Diferentemente do que ocorre no contrato de concessão, caso, no tempo determinado no Contrato de Cessão Onerosa, não seja cumprido o PEO em determinado bloco, haverá apenas pagamento de multa.

O valor inicial do contrato é de R\$ 74.807.616.407,00, que equivale a cerca de US\$ 42,53 bilhões. O prazo de vigência do contrato é de 40 anos contados a partir da data da assinatura. Esse prazo poderá ser prorrogado pela União por, no máximo, 5 anos, mediante solicitação da Petrobras.

A decisão das partes quanto às mudanças na expectativa de produção dos volumes de petróleo e gás natural em cada bloco da área do contrato, e respectiva valoração, será incorporada às disposições do contrato por meio de aditamento contratual.

O exercício das atividades objeto do contrato é dividido em duas fases: fase de exploração, que inclui as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo e gás natural, para determinação de sua comercialidade; e fase de produção, que inclui as atividades de desenvolvimento.

A fase de exploração tem duração máxima de 4 anos para a execução das atividades do programa de exploração obrigatório, prorrogável por 2 anos.

As partes podem, após manifestação técnica da ANP, negociar a realocação para outro bloco ou blocos dentro da área do contrato dos volumes de referência distribuídos para cada bloco, respeitando-se nesta realocação os valores vigentes para o barril em cada bloco e procedendo-se aos ajustes necessários.

Concluída a produção dos volumes da cessão onerosa ou a extinção deste contrato por qualquer motivo o campo será devolvido à União. A ANP poderá requerer que a cessionária não tampone e não abandone poços, bem como não desative ou remova certas instalações e equipamentos, ficando responsável por tais poços, instalações e equipamentos após a saída da Petrobras.

Está assegurada à Petrobras a livre disposição dos volumes de petróleo e gás natural por ela produzidos nos termos do contrato.

Serão pagos, mensalmente à União, a partir do início da produção em cada campo, royalties no valor de 10% da produção, que serão calculados conforme o disposto na Lei nº 9.478/1997.

A cessão onerosa é intransferível. Qualquer transmissão dos direitos dispostos, no todo ou em parte, será nula de pleno direito. A subcontratação de serviços não se configura como cessão do contrato.

5. Análise econômica da cessão onerosa

Este tópico tem por objetivo a análise econômica da cessão onerosa dos direitos de pesquisa e lavra da União para a Petrobras. Os seguintes pontos serão analisados: taxa de desconto, petróleo in situ e volume recuperável, estimativas de produção, valor do Contrato de Cessão Onerosa e estratégia dos programas de exploração.

5.1. Taxa de desconto

A taxa de desconto é uma variável difícil de ser estabelecida. No entanto, pode-se afirmar que, para a União, ela é o custo de oportunidade de investir na capitalização da Petrobras em vez de aplicar o dinheiro.

A redação do Projeto de Lei nº 5.940/2009, em discussão na Câmara dos Deputados, e aprovada no Senado Federal, estabelece que a parcela dos royalties e da participação especial, em blocos concedidos do Pré-Sal, que cabe à União e a receita advinda da comercialização de petróleo e de gás natural da União serão destinadas ao Fundo Social.

Essa proposição estabelece, ainda, que os investimentos e aplicação do Fundo Social serão destinados preferencialmente ao exterior. Registre-se que a taxa média de juros paga pelos títulos do governo americano de 30 anos, no período de 2006 a 2009, foi de 4,53% ao ano.

Dessa forma, a União não deveria ter aceitado uma taxa de desconto muito maior do que essa. Segundo reportagem,¹⁰ o Ministério da Fazenda teria proposto uma taxa de desconto de 5,46% ao ano, enquanto a Petrobras teria pedido uma taxa de cerca de 11% ao ano. Registre-se que a taxa de desconto de 5,46% é muito mais compatível com o custo de oportunidade da União que a taxa de desconto estabelecida no Contrato de Cessão Onerosa, que foi de 8,83% ao ano.

5.2. Petróleo in situ e petróleo recuperável

O petróleo in situ para os blocos cedidos da União para a Petrobras varia entre 18,76 bilhões de barris (estimativa baixa) e 43,49 bilhões de barris (estimativa alta), sendo a melhor estimativa de 29,54 bilhões de barris.

A tabela 3 mostra a estimativa baixa, a melhor estimativa e a estimativa alta de óleo in situ para os diversos blocos cedidos, segundo o relatório da empresa certificadora Gaffney, Cline & Associates (GCA), contratada pela ANP.

¹⁰ Disponível em: < <http://www.valoronline.com.br/impresso/investimentos/119/309430/governo-chegou-a-propor-taxa-de-retorno-de-55-para-petrobras>>. Acessado em 27 set. 2010.

Tabela 3
Estimativas de petróleo in situ

Nome	Tipo do bloco	Estimativa baixa	Melhor estimativa	Estimativa alta
Sul de Tupi	Definitivo	0,08	0,18	0,32
Entorno de Iara	Definitivo	2,30	4,12	6,70
Franco	Definitivo	14,64	21,31	29,29
Nordeste de Tupi	Definitivo	0,63	1,47	2,71
Peroba	Contingente	0,81	1,85	3,37
Sul de Guará	Definitivo	0,10	0,24	0,40
Florim	Definitivo	0,20	0,37	0,70
TOTAL		18,76	29,54	43,49

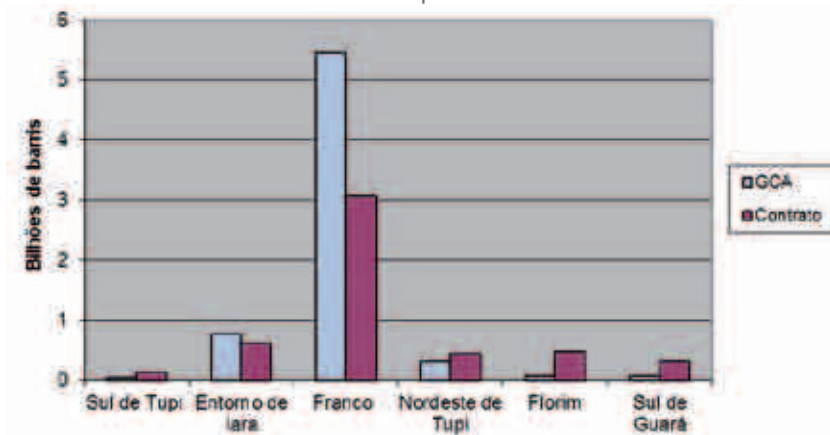
O volume de petróleo recuperável vai depender do fator de recuperação. A tabela 4 mostra, segundo o relatório da GCA, as estimativas de óleo recuperável no nível 2C de certeza (melhor estimativa) e os volumes do Contrato de Cessão Onerosa. Também na tabela 4, observa-se que a estimativa do relatório da GCA para o bloco de Franco, de 5,45 bilhões de barris, é muito maior que o volume de 3,058 bilhões de barris, estabelecido no Contrato de Cessão Onerosa. Também muito diferentes são as estimativas para Sul de Tupi e Sul de Guará. A figura 3 mostra o gráfico que compara o volume da GCA e o volume do contrato.

Tabela 4
Estimativa da GCA de óleo recuperável e o volume do contrato

Bloco	Estimativa da GCA de óleo recuperável no nível 2C (bilhões de barris petróleo equivalente)	Volume do contrato (bilhões de barris petróleo equivalente)
Sul de Tupi	0,040	0,128
Entorno de Iara	0,760	0,600
Franco	5,450	3,058
Nordeste de Tupi	0,310	0,428
Florim	0,070	0,467
Sul de Guará	0,060	0,319
Total	6,690	5,000
Peroba (contingente)	0,360	-

Com relação ao Entorno de Iara, tanto o relatório da GCA quanto o volume do contrato, indicam valores muito baixos. Segundo o relatório da GCA, 37% da área do prospecto de Iara está fora da área de concessão. A Petrobras anunciou um volume de petróleo recuperável de Iara, na área concedida, de 3 a 4 bilhões de barris equivalentes.¹¹

Figura 3
Estimativa da GCA de óleo recuperável e o volume do contrato



Dessa forma, tudo indica que o fator de recuperação utilizado pela Petrobras para se chegar ao volume recuperável de 3 a 4 bilhões de barris foi muito mais alto que o utilizado pela GCA e que o utilizado para calcular o volume do Contrato de Cessão Onerosa.

Os números mostram que o Contrato de Cessão Onerosa utilizou, para Iara, um fator de recuperação bem mais conservador que o utilizado pela própria Petrobras quando da divulgação do volume recuperável, a não ser que a área concedida seja muito melhor que o Entorno de Iara.

No caso de Sul de Guará, Sul de Tupi e Florim, as estimativas da GCA de óleo recuperável no nível 2C são muito menores que os volumes estabelecidos no Contrato. O volume da cessão onerosa de Sul de Guará, de 319 milhões de barris, é muito maior que a melhor estimativa de GCA, que é de apenas 60 milhões de barris. Dessa forma, não faz sentido que o bloco demande apenas um poço de produção e um poço de injeção, conforme previsto pela GCA. Raciocínio semelhante aplica-se a Sul de Tupi e a Florim.

¹¹ Disponível em <http://www2.petrobras.com.br/ri/spic/bco_arq/DescobertaIara1009-Port.pdf>. Acessado em 27 out. 2010.

5.3. Valor do contrato

As principais variáveis que levaram ao valor do contrato de US\$ 8,51 por barril são: prazo de 40 anos, alta taxa de desconto de 8,83% ao ano e baixa estimativa para a vazão inicial dos poços. Se fosse adotada uma curva de produção de 16 anos, uma taxa de desconto de 5% ao ano, um menor número de poços e FPSOs de maior capacidade, o valor presente da receita líquida decorrente da produção dos 5 bilhões de barris poderia ser de US\$ 160 bilhões, o que significa US\$ 32 por barril.¹²

Se essa curva for deslocada para 4 anos, com aumento do período de produção de 16 anos para 20 anos, sem nenhuma produção nos primeiros 4 anos, o valor presente da receita líquida seria de R\$ 118 bilhões, equivalente a US\$ 23,75 por barril. Se fosse devida participação especial de 31,5% da receita líquida, como a devida no campo de Roncador, a arrecadação para o Estado, apenas com essa participação governamental, seria de US\$ 7,481 por barril. Assim, apenas a participação especial seria próxima do ônus da Petrobras pela cessão, que foi de US\$ 8,51 por barril.

É importante ressaltar que a Sinochem pagou US\$ 3,07 bilhões pela participação de 40% no campo de Peregrino, localizado na bacia de Campos. A Statoil ainda ficou com 60% de participação e manteve a condição de operadora do campo, cuja produção deve começar em 2011. É importante registrar que a Petrobras descobriu o campo de Peregrino por meio do poço 1-RJS-498, em 1994, mas não teve interesse no seu desenvolvimento.

Nessa operação, a Sinochem desembolsou US\$ 15 por barril sem ser operadora e sendo devida participação especial. Esse valor é muito maior que o valor médio do Contrato de Cessão Onerosa, que foi de US\$ 8,51 por barril.

A grande dificuldade em se avaliar o valor da cessão onerosa é o fato de o contrato não prever nenhum fluxo de caixa e nenhum esboço de plano de desenvolvimento da produção. Sendo assim, sequer faz sentido estabelecer uma taxa de desconto de 8,83% ao ano.

No entanto, o longo prazo do contrato, a alta taxa de desconto e a baixa vazão inicial dos poços em relação às informações prestadas pela própria Petrobras e ANP devem ter sido fundamentais para a definição do baixo valor do Contrato de Cessão Onerosa.

12 LIMA, Paulo César Ribeiro. Proposta de um novo marco legal para o setor petrolífero brasileiro. Rio Oil & Gas 2010. Trabalho número IBP2131_10.

5.4. Estratégia dos programas de exploração

A estratégia dos programas de exploração obrigatórios não parece ser adequada para a União, pois, mesmo depois da realização desses programas, existe uma alta probabilidade de não se poder, ainda, certificar nenhuma reserva.

Como existe a possibilidade de apenas Franco ser suficiente para atingir reservas de 5 bilhões de barris, deveria ser previsto um intenso programa para certificação das reservas desse bloco. Sendo assim, apenas Franco poderia ter sido classificado como bloco definitivo; todos os outros blocos poderiam ser classificados como contingentes. Ao contrário disso, no Contrato de Cessão Onerosa, todos os blocos foram considerados definitivos, à exceção de Peroba.

Para a União, era importante que uma menor área e um menor número de blocos fossem cedidos. A inclusão de blocos com estimativas de baixo volume de petróleo recuperável, em relação aos 5 bilhões de barris, como Sul de Tupi, Sul de Guará e Entorno de Iara parece não atender aos interesses da União, mas apenas aos interesses da Petrobras.

A estratégia adotada pelo Contrato de Cessão Onerosa permitirá que a Petrobras monte uma grande estrutura de produção nas áreas cedidas e que os 5 bilhões de barris possam ser produzidos em um prazo muito menor que 40 anos.

Como o petróleo *in situ* pode chegar a 43,49 bilhões de barris nas áreas cedidas e como o fator de recuperação pode superar os previstos no relatório da GCA, principalmente em razão de avanços tecnológicos, a Petrobras poderá ter condições de produzir, nos blocos cedidos, muito mais que 5 bilhões de barris.

Desse modo, daqui a cerca de 20 anos, depois de serem produzidos os 5 bilhões de barris pela Petrobras, a empresa deverá buscar uma maneira de continuar a produção nos blocos cedidos, com o forte argumento de já contar com toda a estrutura de produção na área.

6. O prospecto de Libra

O prospecto Libra situa-se totalmente fora da área concedida em lâmina d'água de cerca de 2.000m, a cerca de 200 km ao sul da cidade do Rio de Janeiro. O teste do prospecto Libra foi planejado a partir do poço 2-ANP-2-RJS. No entanto, esse poço encontrou problemas mecânicos na seção Pós-Sal e teve de ser abandonado. Foi, então, perfurando um segundo poço (2-ANP-2A-RJS) muito próximo à localização do poço original para testar a seção Pré-Sal.

Segundo o relatório da GCA, foi feito um mapeamento estrutural em profundidade de Libra, com base em dados sísmicos 3D migrados em profundidade, além de uma malha sísmica 2D. Embora a porção leste do prospecto Libra

tenha sido coberta apenas por sísmica 2D, considera-se que a estrutura seja definida de maneira confiável. O mapeamento foi considerado relativamente confiável devido à grande extensão da área de Libra, com mais de 700 km², e a elevação da estrutura com mais de 500 metros de relevo vertical.

O prospecto Libra parecer ser estruturalmente relacionado à descoberta de Franco. Essa relação aumenta a confiança no mapeamento em Libra e, assim, diminui o risco geológico.

As estimativas de petróleo in situ para Libra varia de 16,32 bilhões de barris (baixa estimativa) a 52,49 bilhões de barris (alta estimativa), sendo a melhor estimativa de 31,49 bilhões de barris.

O fator de recuperação estimado, considerando-se a depleção e um sistema de produção com injeção de água, está avaliado entre 10% e 48%, sendo o valor mais provável de 22% para o óleo 28° API.

Estima-se que Libra necessitará de 9 FPSOs ligados a 92 poços de produção e 92 poços de injeção para recuperar a melhor estimativa de recursos de 7,87 bilhões de barris.

Segundo a Diretora da ANP, Magda Chambriard, Libra tem melhores perspectivas que Franco e pode inclusive se desdobrar em duas jazidas. Já o Diretor-Geral da ANP disse que se fosse realizada licitação na área, o bônus de assinatura seria de dezenas de bilhões de dólares.

Caso seja aprovado o Projeto de Lei 5.940/2009, Libra poderá ter dois destinos. O primeiro é a Petrobras ser contratada diretamente pela União para a exploração e produção de Libra sob o regime de partilha de produção. Os parâmetros técnicos e econômicos do contrato seriam propostos pelo MME e estabelecidos pelo Conselho Nacional de Política Energética.

O segundo seria a realização de licitação. O julgamento da licitação identificaria a proposta mais vantajosa segundo o critério da oferta de maior excedente em óleo para a União.

Em ambos os casos, é muito grande o interesse de a Petrobras maximizar seus lucros em detrimento da renda do Estado brasileiro. Dessa forma, o próximo governo estará diante do grande desafio de “enfrentar” a Petrobras e maximizar a renda do Estado.

Ressalta-se, também, que colocar Libra em produção não será fácil, pois a Petrobras já conta com uma carteira muito grande composta de áreas sob concessão e dos blocos cedidos onerosamente pela União.

Logicamente, a Petrobras dará prioridade às áreas com maior retorno para a empresa. Se o contrato de exploração e desenvolvimento de Libra proporcionar altas

rendas para o Estado brasileiro e, conseqüentemente, uma baixa renda para a Petrobras, maior será a probabilidade de o prospecto demorar a entrar em produção.

Em termos gerais, as dificuldades relativas ao prospecto de Libra também se aplicam a quaisquer novos prospectos do Pré-Sal.

Destaque-se, ainda, o grande número de pedidos de prorrogação do prazo de exploração e desenvolvimento que a Petrobras tem encaminhado à ANP. Com o Contrato de Cessão Onerosa, esse número de pedidos deve aumentar ainda mais.

7. Conclusões

Em um contexto de importantes descobertas, de baixíssimo risco exploratório e da existência de reservatórios de grande volume de petróleo recuperável e de altíssima produtividade na província petrolífera do Pré-Sal, o Poder Executivo Federal lançou proposta de introdução do regime de partilha de produção no Pré-Sal, em substituição ao atual regime de concessão.

Em países com baixa relação entre reservas e consumo, e onde o risco exploratório é alto, predomina o regime de concessão. Já em países onde existem grandes reservas, baixo risco exploratório e necessidade de altos investimentos, como ocorre no Pré-Sal, predomina o regime de partilha de produção.

O atual regime fiscal da indústria petrolífera nacional garante uma razoável arrecadação tributária para o Estado em decorrência de certo equilíbrio físico entre a produção de petróleo e o consumo interno de derivados. No entanto, com a grande probabilidade de o Brasil ter grandes excedentes e tornar-se um importante exportador de petróleo ou de derivados, surge a perspectiva de uma grande redução da participação do Estado na renda petrolífera, pois sobre as operações de exportação há isenção do ICMS, da contribuição para o PIS e da Cofins.

Nesse novo cenário de excedentes para exportação, ainda não existe nenhuma iniciativa do Poder Executivo Federal no sentido de adequar a renda do Estado brasileiro referente à produção dos blocos concedidos e cedidos.

O Projeto de Lei nº 5.940/2009, que introduz o regime de partilha e cria o Fundo Social, em análise na Câmara dos Deputados e aprovado pelo Senado Federal, não assegura ao Estado brasileiro uma arrecadação maior que a decorrente do atual regime de concessão, pois não se garante à União um excedente em óleo mínimo e não se estabelece um limite para a recuperação dos custos por parte do contratado.

Com a sanção da Lei nº 12.276/2010, a União optou pela cessão onerosa de muitos blocos em áreas não concedidas do Pré-Sal para a Petrobras, em vez de maximizar as receitas do Estado brasileiro, pelo recebimento de bônus de

assinatura, pelo aumento da participação especial, pela celebração de contratos de partilha de produção, de prestação de serviços ou por acordos de unitização.

O Contrato de Cessão Onerosa mostra-se muito adequado para a Petrobras, pois ele exclui a União de processos de unitização de Tupi e Iara e garante à empresa o direito de explorar excelentes áreas como, por exemplo, Franco. Registre-se que, segundo o relatório da Gaffney, Cline & Associates, apenas Franco pode ter volume recuperável maior que 5 bilhões de barris.

Como não será devida participação especial quando da produção dos 5 bilhões de barris nos blocos cedidos pela União, a Petrobras deverá rever, nos próximos anos, toda a sua estratégia de produção do Pré-Sal, com óbvia maximização da renda da empresa e minimização da renda do Estado brasileiro.

Nesse contexto, é muito grande o desafio do próximo governo de promover a exploração e produção do prospecto de Libra em curto prazo e com grande participação do Estado na renda.

Em termos gerais, as dificuldades relativas ao prospecto de Libra também se aplicam a quaisquer novos prospectos do Pré-Sal, pois a carteira da Petrobras já contempla explorar reservas muito maiores que as atuais reservas nacionais, cuja exploração proporcionará uma baixa renda para o Estado brasileiro.

Dessa forma, a Petrobras não deverá apresentar interesse em produzir áreas sob regime de partilha de produção, a não ser que as cláusulas contratuais sejam muito favoráveis à empresa e, conseqüentemente, desfavoráveis à apropriação da renda petrolífera pelo Estado brasileiro.

Bibliografia

ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Relatório Trimestral de Participação Especial - 4º Trimestre de 2009.

BRASIL. Poder Executivo Federal. Apresentação da proposta de Novo Marco Regulatório. Pré-sal e Áreas Estratégicas, 2008.

BUCHÉB, José Alberto. UNITIZAÇÃO NO BRASIL - QUESTÕES CONTROVERSAS. Rio Oil & Gas 2008. Trabalho número IBP1676_08.

GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES. Exame e Avaliação de Dez Descobertas e Prospectos Seleccionadas no Play do Pré-sal em Águas Profundas na Bacia de Santos, Brasil. Documento acessado no endereço eletrônico <http://www.anp.gov.br/?pg=33426&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1285325536427> no dia 23 de setembro de 2010.

LIMA, Paulo César Ribeiro. Proposta de um novo marco legal para o setor petrolífero brasileiro. Rio Oil & Gas 2010. Trabalho número IBP2131_10.

PETROBRAS. Plano de Negócios 2009-2013, 2009.

SIQUEIRA, Fernando. A imensa e cobiçada riqueza do pré-sal. Jornal do Engenheiro - Maio/Junho de 2009.