

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."





DESCRIÇÃO E ANÁLISE DO CONTRATO DE CESSÃO ONEROSA ENTRE A UNIÃO E A PETROBRÁS

PAULO CÉSAR RIBEIRO LIMA

Consultor Legislativo da Área XII
Recursos Minerais, Hídricos e Energéticos

SETEMBRO/2010

NOTA TÉCNICA

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	3
2. DESCRIÇÃO DO CONTRATO DE CESSÃO ONEROSA.....	3
3. RELATÓRIO DA GCA E ANÁLISE DE CADA ÁREA CEDIDA	10
3.1. Tupi, incluindo Sul de Tupi.....	13
3.2. Iara, Incluindo o Entorno	15
3.3 Franco	17
3.4 Nordeste de Tupi	19
3.5. Peroba.....	22
3.6. Sul de Guará.....	23
3.7. Florim	25
4. ANÁLISE DA CESSÃO ONEROSA.....	27
4.1. Taxa de desconto	27
4.2. Petróleo <i>in situ</i> e petróleo recuperável	28
4.3. Estimativas de produção.....	30
4.4. Valor do contrato.....	32
4.5. Estratégia dos programas de exploração	32
4.6. Revisão do contrato.....	33
5. CONCLUSÕES	34

© 2010 Câmara dos Deputados.

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.



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

Descrição e análise do Contrato de Cessão Onerosa entre a União e a Petrobrás

1. INTRODUÇÃO

No dia 1º de setembro de 2010, a Petrobras divulgou, por meio de Fato Relevante, que seu Conselho de Administração aprovou a minuta do Contrato de Cessão Onerosa entre a empresa e a União.

Esse contrato tem por objeto a cessão onerosa da União para a Petrobras do exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo e gás natural localizados em áreas não concedidas do Pré-Sal, localizadas na bacia de Santos.

Esse exercício é limitado ao volume máximo de 5 bilhões de barris de petróleo equivalente. Como contraprestação pela cessão onerosa, a Petrobras se obriga a efetuar o pagamento do valor do contrato à União.

2. DESCRIÇÃO DO CONTRATO DE CESSÃO ONEROSA

Em decorrência do Contrato de Cessão Onerosa, a Petrobras fica autorizada a exercer as atividades de pesquisa e nos blocos classificados como definitivos e no bloco classificado como contingente. A Tabela 2.1 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 2.1 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. A Tabela 2.2 mostra o PEO de cada bloco.

A Petrobras poderá requerer à União a execução das atividades do PEO no bloco contingente no prazo máximo de 4 anos contados da data de assinatura e desde que comprovado que o total dos volumes recuperáveis contidos nos blocos definitivos seja inferior ao volume máximo.

Tabela 2.1. 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

O valor inicial do contrato é de R\$ 74.807.616.407,00, que equivale a US\$ 42.533.320. A Petrobras efetuará o pagamento desse valor à União, até 30 de setembro de 2010, em títulos da dívida pública mobiliária federal ou em Reais.

O prazo de vigência do contrato é de 40 anos contados a partir da data da assinatura, e a taxa de desconto real foi de 8,83% ao ano. Esse prazo poderá ser prorrogado pela União por, no máximo, 5 anos, mediante solicitação da Petrobras.

A Petrobras assume, sempre, em caráter exclusivo, todos os investimentos, custos e riscos relacionados à execução das operações e suas consequências, cabendo-lhe, como única e exclusiva contrapartida, a propriedade originária do petróleo e gás natural que venham a ser efetivamente produzidos e por ela apropriados no ponto de medição da produção, com sujeição aos *royalties*.

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) poderá, a seu exclusivo critério, autorizar terceiros a executar, na área do contrato, serviços de geologia, geoquímica, geofísica e outros trabalhos da mesma natureza aplicados à prospecção petrolífera, visando ao levantamento de dados técnicos destinados à comercialização, em bases não-exclusivas, nos termos do art. 8º, inciso III, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Essa execução, de nenhum modo, poderá afetar as operações.

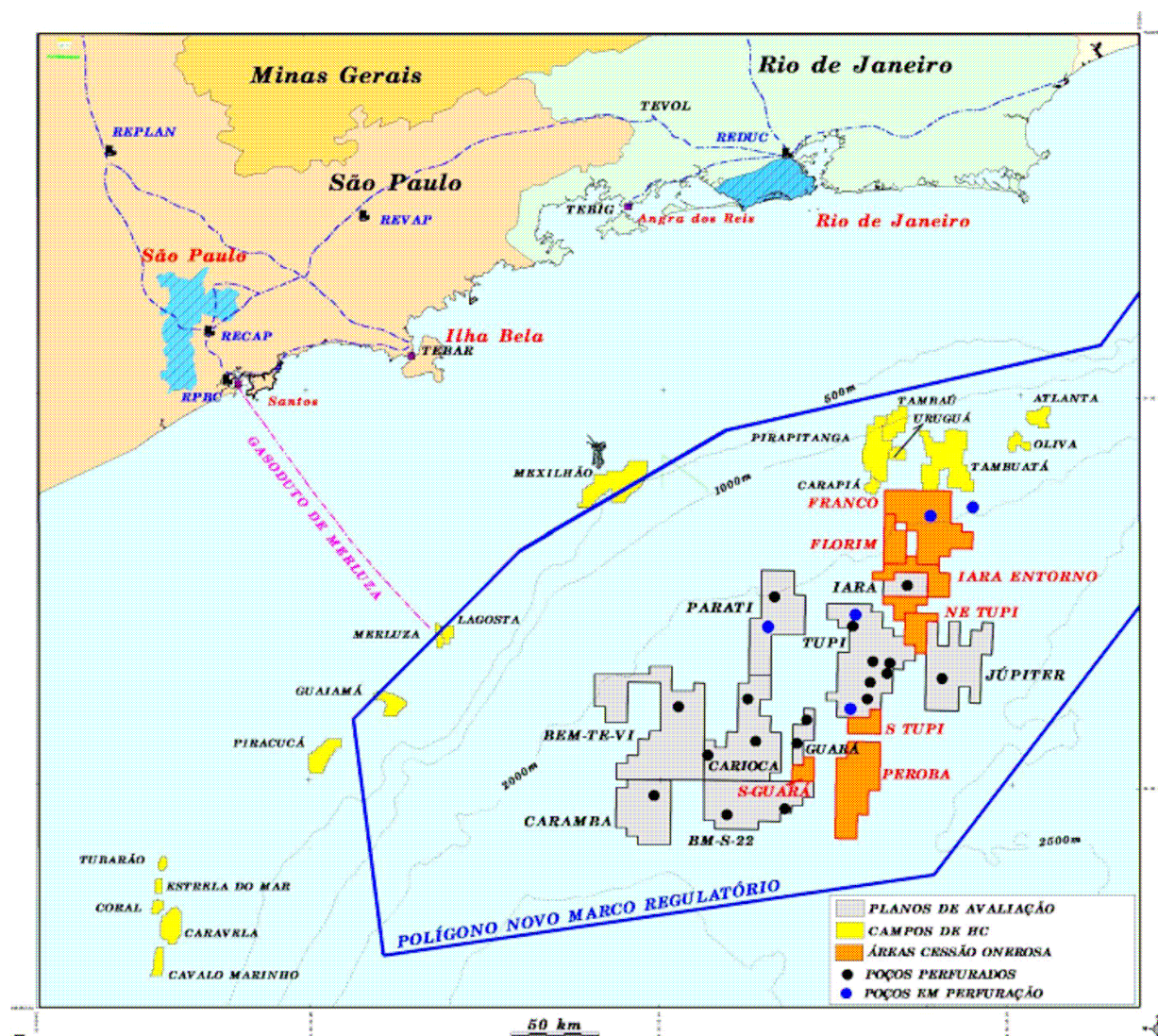


Figura 2.1. Áreas cedidas e importantes áreas concedidas na bacia de Santos

Tabela 2.2. Programas de Exploração Obrigatórios

Bloco	Poço	Sísmica	Teste de longa duração
Sul de Tupi	1	3D	Não
Florim	1	3D	Não
Nordeste de Tupi	1	3D	Contingente
Peroba (contingente)	1	3D	Contingente
Sul de Guará	1	3D	Não
Franco	2	3D	Sim
Entorno de Iara	1 firme + 1 contingente	3D	Contingente

O contrato poderá ser revisado pelas partes. A conclusão da revisão poderá ter como resultado a renegociação dos seguintes itens: valor do contrato, volume máximo, prazo de vigência e percentuais mínimos de conteúdo local.

Dez meses antes da data prevista para a declaração de comercialidade referente a qualquer bloco da área do contrato, a Petrobras deverá notificar a União e a ANP para que sejam iniciados os preparativos necessários para a revisão. As partes iniciarão os procedimentos da revisão imediatamente após a declaração de comercialidade em cada Campo. A conclusão da revisão, tendo por base os valores e volumes revistos, será feita após a data da última declaração de comercialidade.

A revisão de cada bloco fica condicionada ao cumprimento integral, pela Petrobras, das atividades previstas no programa de exploração obrigatório e à aprovação pela ANP do relatório final desse programa relativo a cada bloco.

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, realizadas no âmbito da revisão será incorporada às disposições do contrato por meio de aditamento contratual. Os termos da revisão deverão ser submetidos à prévia apreciação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

Na data de conclusão da revisão, caso o valor revisto do contrato seja superior ao valor inicial, a Petrobras poderá, mediante prévio acordo com a União, utilizar quaisquer das modalidades de pagamento abaixo descritas, individual ou conjuntamente:

- pagamento da diferença à União em dinheiro ou títulos da dívida pública federal; ou
- redução do volume máximo a ser produzido, inclusive com a possibilidade de devolução de blocos contidos na área do contrato.

Caso o valor revisto seja inferior ao valor inicial, a União deverá restituir a diferença à Petrobras. Essa poderá ocorrer em dinheiro, títulos da dívida pública, valores mobiliários emitidos pela Petrobras, ou por outro meio acordado pelas Partes, sujeita às leis orçamentárias.

A diferença entre o valor revisto de cada Bloco e o valor inicial de cada bloco, em dólares norte-americanos, será convertida para Reais, na data de revisão de cada bloco, pela média da taxa de câmbio PTAX compra vigente nos últimos 30 dias e será corrigida pela taxa Sistema Especial de Liquidação e Custódia (SELIC) até a data da conclusão da revisão.

A qualquer tempo, caso as partes reconheçam a possibilidade de produção do volume máximo nos blocos definitivos, a Petrobras deverá devolver imediatamente o bloco contingente à União.

O exercício das atividades objeto do contrato será 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 incluirá as atividades de desenvolvimento.

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

A Petrobras reterá, da área de desenvolvimento, apenas a área do campo resultante da conclusão do desenvolvimento, devolvendo imediatamente à União as parcelas restantes. A área de cada campo estará circunscrita por uma única linha poligonal fechada.

As partes poderão, 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.

Essa realocação poderá ocorrer apenas após a e revisão e desde que a autoridade ambiental competente não conceda, em definitivo, o licenciamento ambiental para o exercício das atividades de exploração e produção ou a produção dos volumes previstos não seja viável, em decorrência exclusiva das características geológicas dos reservatórios, mantidas as premissas econômicas utilizadas na revisão.

Concluída a produção dos volumes da cessão onerosa, ou extinto esse contrato por qualquer motivo, o campo será devolvido à União. A ANP poderá requerer que a Cessionária não tampona 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.

Os volumes de petróleo e gás natural obtidos durante os testes de formação e produção serão de propriedade da Petrobras e considerados para efeito de pagamento dos *royalties* e para o cálculo do volume máximo.

Quaisquer perdas e queimas ocorridas durante as operações da Petrobras serão incluídas no volume máximo e serão computados nos cálculos para pagamento de *royalties*.

O procedimento de individualização da produção deverá ser instaurado quando se identificar que a jazida se estende para além da área do contrato. A Petrobras deverá notificar à ANP imediatamente e apenas poderá exercer atividades de pesquisa e lavra mediante a celebração de acordo de individualização da produção com concessionário ou contratado sob outro regime.

Quando a Jazida se estender para área não concedida ou não contratada sob outro regime, a União indicará representante para a negociação e celebração do acordo de individualização da produção com a Petrobras. Durante a vigência do contrato, a Petrobras terá livre acesso à área do contrato e às instalações nela localizadas.

Mediante solicitação por escrito, acompanhada da justificativa técnica detalhada, a ANP poderá autorizar a Petrobras a adquirir dados geológicos, geoquímicos ou geofísicos fora dos limites da área do contrato, ou a realização de estudos da mesma natureza. Esses dados adquiridos e os estudos que vierem a ser realizados serão classificados como públicos imediatamente após sua aquisição.

Estará assegurada à Petrobras a livre disposição dos volumes de petróleo e gás natural por ela produzidos nos termos do contrato. Se, em caso de emergência nacional que possa colocar em risco o fornecimento de petróleo ou gás natural no território nacional, declarada pelo Presidente da República ou pelo Congresso Nacional, houver necessidade de limitar exportações, a ANP poderá, mediante notificação por escrito com antecedência de 30 dias, determinar que a Petrobras atenda com petróleo e gás natural por ela produzidos e recebidos nos termos do contrato, às necessidades do mercado interno ou de composição dos estoques estratégicos do País.

Após prévia e expressa autorização da ANP, a Petrobras poderá remeter ao exterior amostras de rochas e fluidos, ou outros dados de geologia, geofísica e geoquímica, exclusivamente para análise ou processamento de dados. A Petrobras deverá entregar à ANP os resultados obtidos com o processamento ou da análise realizados, imediatamente após recebê-los.

Nos termos da regulamentação aplicável, todos e quaisquer dados de qualquer forma obtidos como resultado das operações desse contrato serão considerados sigilosos e não serão divulgados pela Petrobras sem o prévio consentimento por escrito da ANP.

O regime geral dos bens empregados pela Petrobras na execução das operações é a não reversão desses bens. Poderão reverter, em favor da União, bens móveis e imóveis, principais e acessórios, existentes em qualquer parcela da área do contrato que, a critério exclusivo da Cedente, ouvida a ANP, sejam considerados necessários para permitir a continuidade das operações ou sejam passíveis de utilização de interesse público.

A posse e propriedade dos bens que vierem a ser revertidos serão transferidas para a União e à administração da ANP ao término do contrato para qualquer parcela da área do contrato.

Se houver compartilhamento de bens para as operações de dois ou mais campos da área do contrato, a Petrobras poderá reter tais bens até o encerramento de todas as operações.

O conteúdo local na etapa de desenvolvimento de produção será, no mínimo, de:

- 55% para os módulos da etapa de desenvolvimento que iniciarem a produção até 2016;
- 58% para os módulos da etapa de desenvolvimento que iniciarem a produção entre 2017 e 2019;
- 65% para os módulos da etapa de desenvolvimento que iniciarem produção a partir de 2020.

Durante os trabalhos de exploração e desenvolvimento, caso a Petrobras venha a optar pela utilização de uma nova tecnologia, não-disponível, a ANP poderá, em caráter excepcional, autorizar a substituição da tecnologia antiga e exonerar a Petrobras, excepcionalmente, da obrigatoriedade de cumprimento do percentual de Conteúdo Local referente às atividades que estão sendo substituídas por esta nova tecnologia, caso ela não esteja sendo oferecida pelos fornecedores brasileiros.

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, de 1997.

Cabe à Petrobras realizar despesas qualificadas como pesquisa e desenvolvimento em valor equivalente a 0,5% da receita bruta anual da produção até 30 de junho do ano seguinte ao ano calendário de apuração da receita bruta.

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

As Partes envidarão todos os esforços no sentido de resolver entre si, amigavelmente, toda e qualquer disputa ou controvérsia decorrente desse contrato ou com ele relacionada. Poderão, no entanto, buscar solução de controvérsias porventura suscitadas no cumprimento do contrato junto à Câmara de Conciliação e Arbitragem da Administração Federal (CCAF), da Advocacia-Geral da União.

3. RELATÓRIO DA GCA E ANÁLISE DE CADA ÁREA CEDIDA

A ANP assinou contrato com a empresa Gaffney, Cline & Associates (GCA), com vistas à valoração dos direitos de pesquisa e lavra a serem usados no processo de cessão onerosa à Petrobras. Em decorrência desse contrato, a GCA elaborou o relatório¹ que será aqui descrito e analisado, em conjunto com o Contrato de Cessão Onerosa.

Segundo esse relatório, recursos de petróleo de classe mundial descobertos em águas profundas na bacia de Santos, de 2006 a 2008, acarretaram alterações na legislação específica do setor petrolífero brasileiro.

Entre essas alterações propostas e recentemente ratificadas pelo Governo Brasileiro encontra-se a cessão de direitos de exploração e produção a Petrobras dentro de áreas não concedidas, para a recuperação de até 5 bilhões de barris de óleo equivalente.

O *play* do Pré-Sal compreende reservatórios de calcário em área extensa e espessa, ultrapassando 300 metros. O óleo é originado em folhelhos subjacentes, selados por uma camada de sal com até 2,5 km de espessura. Desde a descoberta e o anúncio da acumulação de Tupi, em 2006/2007, cerca de 20 poços foram perfurados nesse *play*, sendo que a maioria comprovou a presença de petróleo nesses mesmos reservatórios de calcário. Segundo estimativas da Petrobras, o volume recuperável de petróleo em Tupi, na área concedida, é de 5 a 8 bilhões de barris².

Segundo o relatório da GCA, o Contrato de Cessão Onerosa é análogo ao Contrato de Concessão, pois inclui um Programa de Exploração Obrigatório (PEO), 10% de *royalties* e 34% de Imposto de Renda, mas exclui bônus de assinatura, participação especial, PIS e COFINS.

A área analisada nesse relatório situa-se entre 175 km e 375 km ao sul da cidade do Rio de Janeiro, em lâmina d'água de aproximadamente 2 mil metros a 2,5 mil metros, cobrindo uma área de cerca de 28 mil km². Nessa área, localizam-se quatro descobertas denominadas Tupi, Iara, Júpiter e Franco, além de seis estruturas ainda não perfuradas, na qualidade de prospectos de alto potencial, denominados Libra, Florim, Tupi NE, Pau-brasil, Peroba e Guará Sul.

¹ 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.

² Petróleo Brasileiro S.A. Perfuração do quarto poço confirma potencial de Tupi. Fato relevante de 12 de novembro de 2009.

Essas descobertas e prospectos são o tema do exame e auditoria da GCA. Os volumes recuperáveis associados ao desenvolvimento das três descobertas situadas em áreas que já foram licenciadas através de contratos de concessão, à Petrobras e aos seus parceiros (Tupi, Iara e Júpiter), foram examinados; no entanto, são informados apenas os volumes recuperáveis associados aos entornos dessas descobertas, dentro da área do contrato. As descobertas de Iracema e Guará também se situam dentro da área do contrato, mas foram excluídas da avaliação. Existem projetos de desenvolvimento para Tupi e Iara. A descoberta de Júpiter é mais duvidosa e a recente descoberta denominada Franco ainda está em avaliação.

A GCA examinou e auditou os dados técnicos, projetos de desenvolvimento, obrigações de trabalho e investimentos associados às descobertas e prospectos, e fez também uma estimativa independente dos recursos contingentes e dos recursos prospectivos, conforme adequado em cada caso.

A avaliação básica da GCA considerou apenas os volumes de óleo, embora reconheça que os projetos de desenvolvimento incluem a exploração de gás para combustível, injeção e eventual exportação e venda. Por solicitação da ANP, a GCA também avaliou o impacto econômico da monetização do gás produzido que ultrapassar os requisitos operacionais a um preço presumido na cabeça de poço, ou seja, excluindo a infraestrutura de transporte e exportação de gás.

Apesar de ser avaliado e modelado em uma faixa tanto de volumes *in situ* quanto a volumes recuperáveis, o âmbito do trabalho da GCA exigiu que ela enfatizasse e elaborasse o relatório sobre o “Melhor Caso ou Recursos Contingentes 2C” e “Recurso Prospectivo com Melhor Estimativa”, conforme adequado, para derivar os valores presentes líquidos (VPLs) em “situações de êxito”, sem risco, com base na modelagem de fluxo de caixa descontado para os perfis de produção resultantes.

Esclareça-se que a seguinte terminologia foi utilizada: 1C (estimativa baixa), 2C (melhor estimativa) e 3C (estimativa alta). A Tabela 3.1 mostra as estimativas da GCA para os recursos contingentes no nível 2C de certeza para quatro descobertas.

Tabela 3.1. Estimativas da GCA para os recursos contingentes no nível 2C de certeza

Descoberta	Recursos contingentes 2C (bilhões de barris)
Entorno de Tupi	0,04
Entorno de Iara	0,76
Entorno de Júpiter	0,34
Franco	5,45

Para os recursos prospectivos, a Tabela 3.2 mostra as estimativas da GCA para a melhor estimativa de recursos para seis prospectos.

Tabela 3.2. Estimativas da GCA para a melhor estimativa de recursos prospectivos

Prospecto	Melhor estimativa de recursos prospectivos (bilhões de barris)
Libra	7,88
Tupi Nordeste	0,31
Peroba	0,36
Florim	0,07
Pau-brasil	0,24
Guará Sul	0,06

A probabilidade geológica de sucesso associado a esses prospectos é considerada elevada, aproximadamente 70%, havendo relativamente pouca preocupação com a eficácia de trapa e vedação, qualidade e presença do reservatório. A única exceção é Florim, onde dúvidas quanto ao mapeamento levaram ao rebaixamento do prospecto para um risco geológico avaliado em 40%.

A natureza relativamente singular do *play* do Pré-Sal com vedação quase perfeita, reservatório geralmente espesso, hidraulicamente conectado e sustentado por uma rocha matriz madura faz com que ele possa ser comparado de perto a *plays* com recursos expandidos, como as areias betuminosas canadenses de Athabasca, o cinturão venezuelano de óleo pesado do Orinoco e os folhelhos norte-americanos de gás, todos caracterizados por serem volumes produtivos e com baixo risco geológico.

No contexto de escala, em comparação com um grupo de descobertas muito grandes nos últimos anos, como Thunder Horse (cerca de 1 bilhão de barris) em águas profundas no Golfo do México, Marlim (cerca de 2 bilhões de barris) e Roncador (cerca de 3 bilhões de barris) em águas profundas na bacia de Campos e Kashagan (de 4 a 13 bilhões de barris) em águas rasas na bacia do Cáspio, as descobertas no *play* do Pré-Sal são da ordem de todas essas combinadas, ou seja, cerca de 15 a 20 bilhões de barris.

Visando à análise econômica, foi solicitada à GCA a elaboração de fluxos de caixa e valores presentes líquidos assumindo êxito, ou seja, ignorando o risco geológico ou comercial, para todas as descobertas e prospectos (caso de melhor estimativa ou 2C), usando preços de petróleo fundamentados na atual curva de preço de futuros da NYMEX para o *Brent* cru, ajustada para a qualidade de petróleo esperada, conforme fornecido pela ANP.

Os custos operacionais e de capital também foram fornecidos pela ANP e verificados pela GCA em relação aos projetos de desenvolvimento dos projectos em diversos cenários de índice inicial de produção do poço, configuração e capacidade de unidade flutuante de produção, armazenamento e transbordo (FPSO), sem a pressuposição do desenvolvimento de gás. No entanto, deve ser observado que a ANP ainda não aprovou nenhum projeto de desenvolvimento para o Pré-Sal.

Em resumo, a soma de caso de sucesso para recursos contingentes 2C e casos de melhor estimativa para recursos prospectivos, aplicando-se uma taxa de desconto de 10% ao ano, totaliza US\$ 150 bilhões ou 159 bilhões, em função de assumir-se ou não o desenvolvimento de gás.

A seguir, são descritos as descobertas e os recursos prospectivos que foram incluídos no Contrato de Cessão Onerosa. A denominação das áreas incluídas no contrato e avaliadas pela GCA será a utilizada no Contrato de Cessão Onerosa e não a utilizada no relatório da GCA.

3.1. Tupi, incluindo Sul de Tupi

A estrutura de Tupi está quase totalmente contida no Bloco BM-S-11, com exceção de uma pequena parcela que se encontra além do limite de concessão para o sul. Tupi foi descoberto em 2006 pelo poço exploratório 1-BRSA-369A-RJS, que encontrou rochas reservatório no intervalo cretáceo do Pré-Sal. Foi subsequentemente avaliado por quatro poços adicionais: 3-BRSA-496-RJS, 3-BRSA-755A-RJS, 9-BRSA-716-RJS e 3-BRSA-795-RJS. A Figura 3.1 mostra o mapa da descoberta de Tupi.

O mapeamento estrutural em profundidade de Tupi é baseado em dados sísmicos 3D, enquanto a pequena extensão estrutural Sul é baseada em dados sísmicos 2D.

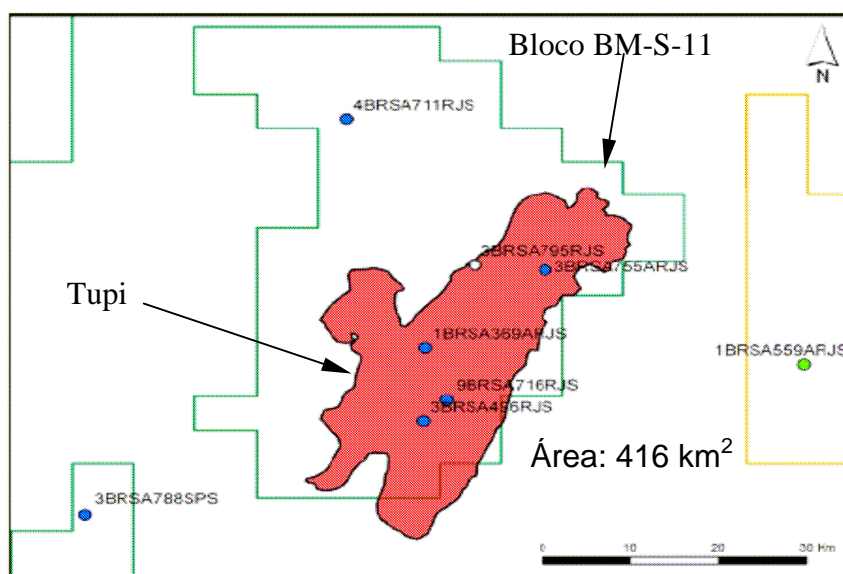


Figura 3.1. Mapa da descoberta de Tupi.

O mapeamento sísmico, em particular o topo do reservatório superior foi revisto pela GCA e foi considerado aceitável na maioria das áreas, exceto na zona de crista sudeste. A base do sal é bem representada em dados sísmicos e com cinco pontos de dados de poços dentro da área de Tupi, número maior que em qualquer outra estrutura do Pré-Sal na bacia de Santos. O fechamento da estrutura encontra-se bem definido.

Tupi é uma grande acumulação de direção NE-SW, compreendendo uma área aproximada de 785 km², estendendo-se cerca de 50 km de comprimento e até 20 km de largura.

A ANP revelou, em seus mapas de simulação de modelo, várias tendências de falhas NE-SW subparalelas à tendência estrutural regional NE-SW, que poderiam compartimentar e afetar a recuperação de petróleo do prospecto. No entanto, dados de teste de pressão extensiva indicam completa comunicação hidráulica em toda a estrutura, tanto vertical quanto lateralmente.

O óleo original *in situ* para Sul de Tupi varia de 0,08 bilhão de barris (estimativa baixa) a 0,32 bilhão de barris (estimativa alta), sendo a melhor estimativa de 0,18 bilhão de barris. O fator de recuperação, considerando uma depleção e sistema de produção com injeção de água, está avaliado entre 8% e 41%, com um valor mais provável de 18% para o óleo de 28° API. Os recursos contingentes aproximados de Sul de Tupi são: 0,01 bilhão de barris (1C), 0,04 bilhão de barris (2C) e 0,08 bilhão de barris (3C).

Segundo o relatório da GCA, a produção de Sul de Tupi será uma pequena parte, cerca de 2%, do programa de desenvolvimento previsto para Tupi, que usará 5 FPSOs e terá um total de 94 poços. Ressalte-se, no entanto, o volume do Contrato de Cessão Onerosa de Sul de Tupi é de 0,128 bilhão de barris. Esse volume é aproximadamente três vezes maior que a melhor estimativa do relatório da GCA, que é de 0,04 bilhão de barris.

Dessa forma, existe a possibilidade de que cerca de 6% da produção de todo o prospecto de Tupi seja proveniente da área cedida. Como o número de poços do programa de desenvolvimento de todo o prospecto é 94, pode-se admitir que Sul de Tupi contará com aproximadamente 5 poços.

O valor presente líquido sem risco a uma taxa de desconto de 10% ao ano, para o caso de sucesso de recursos prospectivos é de US\$ 393 milhões (melhor caso), equivalentes a US\$ 10,67 por barril.

Apesar de representar uma pequena parte de todo o prospecto de Tupi, a parcela do reservatório fora da área de concessão era estratégica para a União, pois permitiria que a Petróleo Pré-Sal S.A. (PPSA), cuja criação foi autorizada pela Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010, representasse, comercialmente, a União no acordo de individualização da produção. Tecnicamente, essa individualização da produção é denominada unitização.

Também é importante registrar que o próprio contrato de concessão estabelece que, caso não haja concessionário com direitos sobre a área adjacente para a qual a jazida se estende, a própria ANP poderá agir como concessionário para efeito de negociação e celebração do acordo unitização.

A rigor, o teste de longa duração de Tupi, iniciado em maio de 2009, sequer poderia ter iniciado sem que fosse celebrado um acordo de unitização com a União. Além disso, parte do petróleo já produzido deveria ser da União.

Com a cessão de Sul de Tupi para a Petrobras, a União abdica de participar da exploração e produção de todo o prospecto de Tupi que, no momento, é a área do Pré-Sal na bacia de Santos em estágio mais avançado de exploração. No quarto trimestre de 2010 deverá entrar em produção o piloto de Tupi a partir do FPSO Cidade de Angra dos Reis, que tem capacidade de 100 mil barris por dia³.

A área Sul de Tupi é tão estratégica que se fosse licitada poderia gerar, a curtíssimo prazo, um altíssimo bônus de assinatura. No entanto, com o pagamento de apenas US\$ 7,85 por barril, a Petrobras assume o controle de todo o prospecto de Tupi.

A União, por sua vez, abdica de receber receitas líquidas decorrentes da unitização ou de participação especial e bônus de assinatura, caso a área fosse concedida a partir de concorrência pública.

Segundo o relatório da empresa DeGolyer and MacNaughton⁴, contratada pela Petrobras para valorar direitos de pesquisa e lavra em áreas não concedidas, a produção de Sul de Tupi somente se inicia em 2020. Na verdade, em razão da unitização que deveria ter ocorrido, a produção de Sul de Tupi já começou em maio de 2009 e vai aumentar muito com a instalação do piloto ainda em 2010.

Destaque-se, por fim, que o relatório da GCA declara que a extensão estrutural Sul é baseada apenas em dados sísmicos 2D. Dessa forma, seria muito importante que a União, antes da cessão para a Petrobras, tivesse avaliado a área Sul de Tupi com sísmica 3D. Dessa forma, a cessão onerosa seria feita com maior conhecimento da área cedida.

3.2. Iara, Incluindo o Entorno

Iara foi descoberta em setembro de 2008 pelo poço exploratório 1-BRSA-618-RJS, que descobriu rochas reservatório correspondentes ao intervalo Cretáceo do Pré-Sal. Conforme mapeado, 63% (323 km²) de Iara está dentro da área concedida (Bloco

³ Petróleo Brasileiro S.A. Divulgação de resultados 2º trimestre de 2010 por Almir Barbassa no dia 17 de agosto de 2010.

⁴ DeGolyer and MacNaughton. Relatório com data de 1º de julho de 2010 sobre os potenciais recursos de alguns prospectos localizados no litoral brasileiro.

BM-S-11) e 37% (189 km²) fora da área de concessão. A Figura 3.2 mostra o mapa da descoberta de Iara.

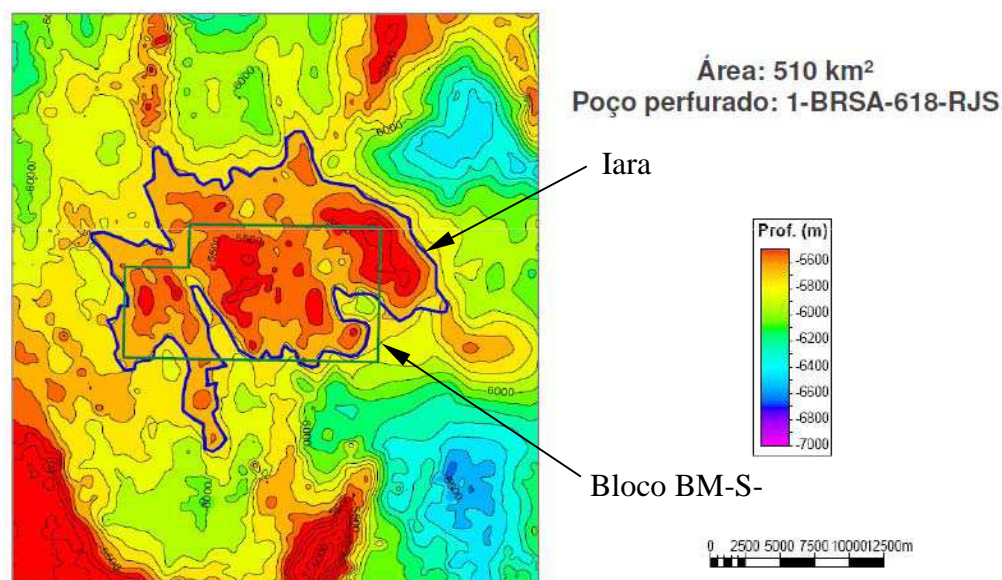


Figura 3.2. Mapa da descoberta de Iara.

O mapeamento estrutural em profundidade de Iara é baseado em dados sísmicos 3D. A combinação de dados sísmicos de qualidade inferior e uma maior complexidade estrutural fazem com que a interpretação da base do sal em Iara seja menos confiável que em outros prospectos e descobertas na área.

Conforme mapeado, Iara é uma grande acumulação de 510 km², de forma quase circular, que possui três picos distintos que compõem um ponto culminante. As bordas, leste e norte, foram definidas apenas com sísmica 2D. Novamente, esse fato juntamente com a interpretação menos confiável da base do sal, tornam a compreensão estrutural de Iara menos precisa do que de outras estruturas da área do Pré-Sal na bacia de Santos.

O óleo original *in situ* do Entorno de Iara varia de 2,3 bilhões de barris (estimativa baixa) até 6,7 bilhões de barris (estimativa alta), sendo a melhor estimativa de 4,12 bilhões de barris. O fator de recuperação estimado, considerando-se a depleção e sistema de produção com injeção de água, varia entre 8% e 34%, com um valor mais provável de 16% para o óleo de 27° API. Os recursos contingentes arredondados do Entorno de Iara são: 0,38 bilhão de barris (1C), 0,76 bilhão de barris (2C) e 1,43 bilhão de barris (3C).

Estima-se que o Entorno de Iara irá produzir cerca de 755 milhões de barris. A produção será feita através de 4 FPSOs, cada um com capacidade de 100 mil barris de óleo por dia, com 65 poços de produção e 65 poços de injeção. A produção inicial foi estimada em 10 mil barris de óleo por dia por poço.

O valor presente líquido, sem risco, a uma taxa de desconto de 10% ao ano, para o caso de sucesso de recursos prospectivos é de US\$ 5.460 milhões (melhor caso), equivalentes a US\$ 7,23 por barril.

O entorno de Iara representa 37% de todo o prospecto de Iara, segundo o relatório da GCA. Da mesma forma que Tupi, a parte do reservatório fora da área de concessão era estratégica para a União, pois permitiria que a PPSA representasse, comercialmente, a União no acordo de unitização.

Com a cessão do Entorno de Iara para a Petrobras, a União abdica de participar da exploração e produção de todo o prospecto de Iara que, segundo a Petrobras pode ter um volume de óleo recuperável de 3 a 4 bilhões de barris, apenas na área concedida. Elevadas receitas líquidas decorrentes da unitização de Iara ou participação especial e bônus de assinatura, caso a área fosse concedida, poderiam ser obtidas pelo estado brasileiro. Com o pagamento de apenas US\$ 5,816 por barril, a Petrobras assume o controle de todo o prospecto de Iara.

Segundo o relatório da empresa DeGolyer and MacNaughton, a produção inicia-se somente em 2021. Como o entorno de Iara foi cedido, a Petrobras deverá rever toda a sua estratégia de produção no Pré-Sal da bacia de Santos. Dessa forma, a produção deverá começar a curto prazo, pois, com a cessão, a produção de Iara torna-se muito mais interessante para a Petrobras, pois na área cedida não será devida participação especial.

Destaque-se, por fim, que o próprio relatório da GCA declara que as bordas, leste e norte, foram definidas apenas com sísmica 2D. Dessa forma, seria muito importante que a União, antes da cessão para a Petrobras, tivesse avaliado todo o Entorno de Iara com sísmica 3D.

O prospecto de Iara é muito grande e ainda pouco conhecido, tem apenas um poço perfurado e falta a realização de sísmica 3D. Dessa forma, não parece razoável que a União tenha vendido seus direitos de pesquisa e lavra nesse prospecto por apenas US\$ 5,816 por barril, pois a área é muito grande e apresenta elevado potencial de volumes recuperáveis de petróleo.

3.3 Franco

Franco localiza-se em lâmina d'água de aproximadamente 2 mil metros de profundidade a cerca de 200 km ao Sul da cidade do Rio de Janeiro, apresentando uma extensa área de fechamento estrutural com cerca de 416 km², estando inteiramente localizado fora da área de concessão. A Figura 3.3 mostra o mapa da descoberta de Franco.

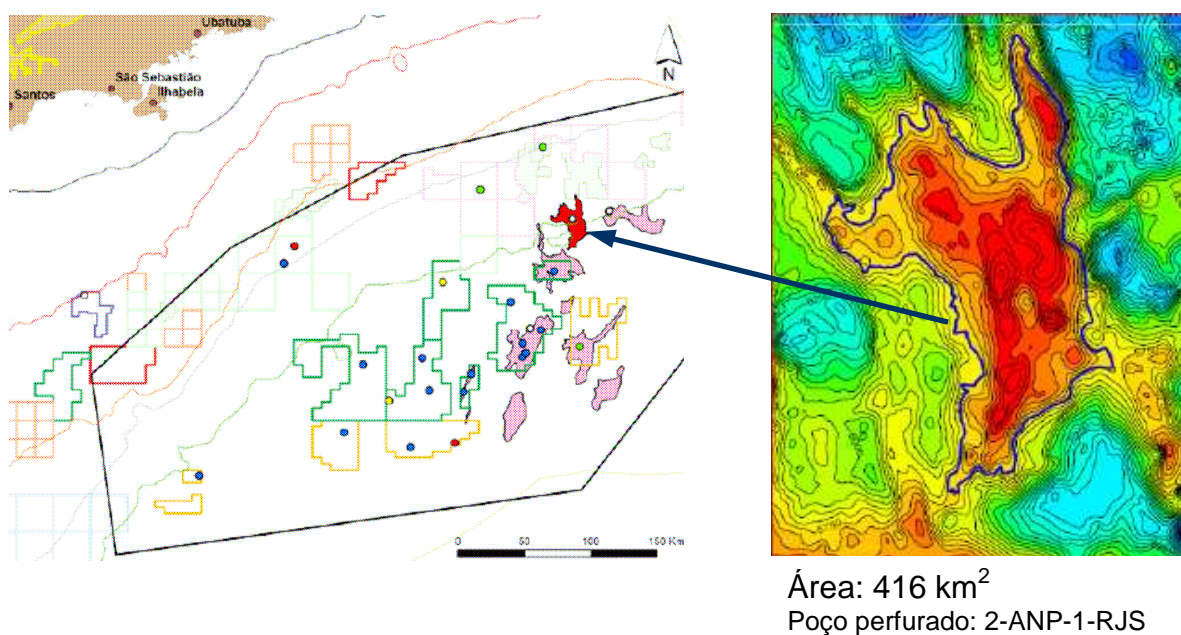


Figura 3.3. Mapa da descoberta de

Franco foi descoberto em 2010 pelo poço exploratório 2-ANP-1-RJS, que atingiu o intervalo cretáceo Pré-Sal, que contém petróleo a uma profundidade de -5.389 metros. Foi reportado que o teste do poço 2-ANP-1-RJS indica que a sua produção pode atingir 50 mil barris de óleo por dia⁵.

O mapeamento estrutural em profundidade de Franco é baseado em dados sísmicos 3D, além de uma malha sísmica 2D. O mapeamento sísmico, em particular do topo do reservatório foi revisto pela GCA e foi considerado aceitável. O flanco oriental é definido com base apenas na rede sísmica 2D, mas acredita-se que está posicionado de forma confiável. Franco foi testado com sucesso pelo poço 2-ANP-1-RJS, que penetrou um total de 377 metros do intervalo Pré-Sal, sendo 315 m de reservatório com óleo.

A cobertura sísmica 3D sobre Franco deve ser completada e um mapeamento mais detalhado deve ser feito para melhor definir as tendências das falhas internas que podem afetar a comunicação lateral do reservatório.

O óleo original *in situ* para Franco varia entre 14,64 bilhões de barris (estimativa baixa) e 29,29 bilhões de barris (estimativa alta), sendo a melhor estimativa de 21,31 bilhões de barris. O fator de recuperação, considerando uma depleção e sistema de produção de injeção de água, é estimado entre 10% e 48%, com um valor mais provável de 22% para o óleo de 28° API.

⁵ Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Primeiro teste de Franco indica capacidade para produzir 50 mil barris por dia. Nota da Assessoria de Imprensa/SCI/ANP no dia 12 de julho de 2010.

O esboço do plano de desenvolvimento ainda não foi aprovado pela ANP. Portanto, nenhuma reserva pode ser atribuída à descoberta de Franco no momento. Os recursos contingentes aproximados são: 3,11 bilhões de barris (1C), 5,44 bilhões de barris (2C) e 8,99 bilhões de barris (3C).

Segundo o relatório da GCA, Franco necessitará de 6 FPSOs com 62 poços de produção e 62 poços de injeção para recuperar os recursos 2C de 5,446 bilhões de barris a uma taxa inicial de 25 mil barris de óleo por dia por poço.

O valor presente líquido sem risco, a uma taxa de desconto de 10% ao ano, para o caso de sucesso de recursos prospectivos é de US\$56.832 milhões (Melhor Caso), equivalentes a US\$ 10,44 por dia.

Com a cessão de Franco, a União abdica de participar da exploração e produção de um prospecto que pode ter, segundo a melhor estimativa, um volume de óleo recuperável de 5,446 bilhões de bilhões de barris, segundo o relatório da GCA, e poços cuja vazão inicial pode ser de 50 mil barris por dia. No entanto, com o pagamento de apenas US\$ 9,04 por barril, a Petrobras assume o controle de toda a área de Franco.

Com a cessão de Franco, a União abdica de receber, a curtíssimo prazo, receitas líquidas decorrentes da contratação da própria Petrobras como prestadora de serviços para a União ou decorrentes de bônus de assinatura e grande parte do excedente em óleo que poderiam ser obtidos a partir de contrato de partilha de produção, cuja adoção está em discussão no Congresso Nacional.

Segundo o relatório da empresa DeGolyer and MacNaughton, a produção de Franco inicia-se em 2015 e vai até 2039. Como a área de Franco foi cedida, a estratégia da Petrobras deverá ser a antecipação do período de produção, pois na área cedida não será devida participação especial.

Destaque-se, por fim, o fato de a melhor estimativa para Franco, segundo o relatório da GCA, ser de um volume recuperável de 5,466 bilhões de barris. Dessa forma, seria muito importante que a União, antes da cessão para a Petrobras, tivesse avaliado Franco com mais precisão, pois apenas esse prospecto poderia ser suficiente para se atingir o limite de 5 bilhões de barris, estabelecido pela Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010.

3.4 Nordeste de Tupi

O prospecto Nordeste de Tupi localiza-se em lâmina d'água de cerca de 2,1 mil metros e a cerca de 250 km ao sul da cidade do Rio de Janeiro, totalmente fora da área de concessão. Situa-se aproximadamente a 20 km a nordeste de Tupi, que foi descoberto em 2006 pelo poço de exploração 1-BRSA-369A-RJS. Esse poço descobriu rochas do

intervalo cretáceo do Pré-Sal. Devido as suas semelhantes características geológicas, Tupi tem sido usado como análogo ao prospecto Nordeste de Tupi. A Figura 3.4 mostra o mapa do prospecto Nordeste de Tupi.

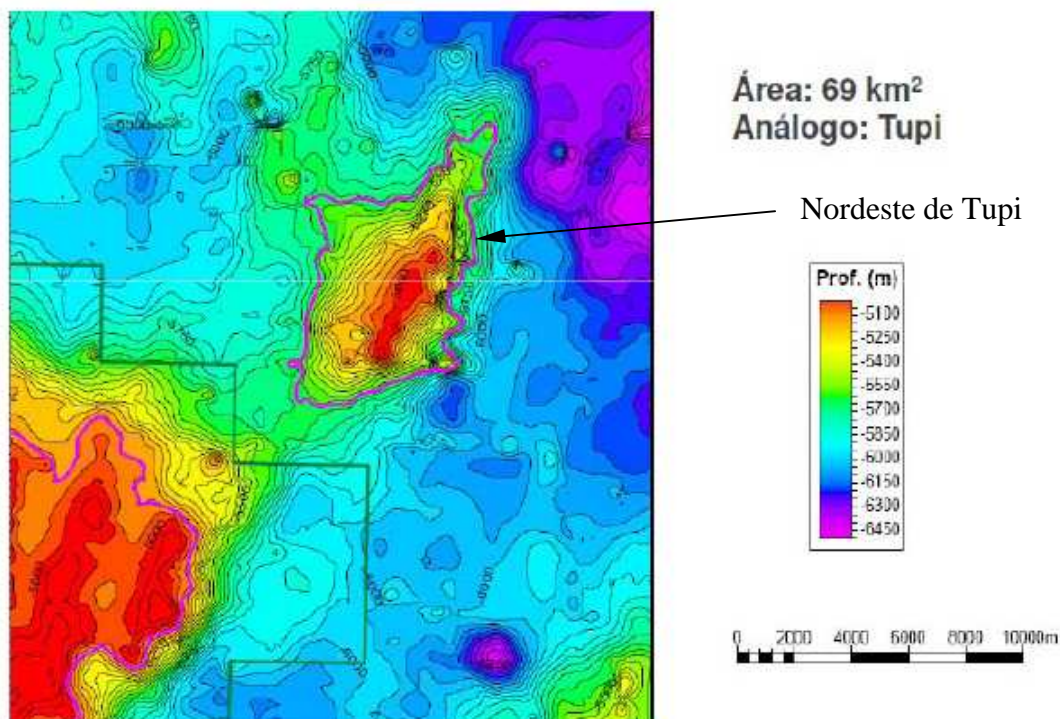


Figura 3.4. Mapa do prospecto Nordeste de Tupi.

O mapeamento estrutural em profundidade de Franco é baseado em dados sísmicos 3D migrados, além de uma malha sísmica 2D. O mapeamento sísmico, em especial o horizonte base do sal, foi analisado pela GCA que o considerou aceitável. Essa base tem bom imageamento em dados sísmicos. A relação estrutural próxima do Nordeste de Tupi com a descoberta Tupi aumenta a confiança do mapeamento desse campo.

Nordeste de Tupi é um proeminente alto estrutural, com a direção NE-SW, e tem uma área de 60 km². A crista de Nordeste de Tupi é mapeada a -5.000 metros, o que garante mais de 600 metros de relevo vertical total à estrutura.

Como Nordeste de Tupi fica próximo ao flanco oeste de um acentuado baixo do embasamento, considerado como a fonte do CO₂, encontrado em quantidades variadas em todos os campos nessa área, existe a possibilidade de que grandes quantidades de CO₂ estejam presentes.

Contudo, a GCA usou propriedades similares de reservatório e hidrocarbonetos como de Tupi em sua análise, devido à próxima associação geométrica dos mesmos. Tupi é subsaturado e tem um conteúdo de CO₂ de apenas 12% na coluna de hidrocarbonetos.

O óleo original *in situ* para Nordeste de Tupi varia entre 0,63 bilhões de barris (estimativa baixa) e 2,71 bilhões de barris (estimativa alta), sendo a melhor estimativa de 1,47 bilhão de barris. O fator de recuperação estimado, considerando-se a depleção e um sistema de produção com injeção de água, está avaliado entre 8% e 41%, sendo o valor mais provável de 18% para o óleo 28° API. Os recursos prospectivos arredondados de Nordeste de Tupi são: 0,12 bilhão de barris (baixo), 0,3 bilhão de barris (melhor) e 0,65 bilhão de barris (alto).

Segundo o relatório da GCA, Nordeste de Tupi necessitará de 1 FPSO ligado a 7 poços de produção e 7 poços de injeção para recuperar a melhor estimativa de recursos de 311 milhões de barris a uma vazão inicial de 14 mil barris de óleo por dia.

O valor presente líquido sem risco a uma taxa de desconto de 10%, para o caso de sucesso de recursos prospectivos, é de US\$ 2,931 bilhões (melhor caso), equivalentes a US\$ 9,43 por barril.

Ainda existe muita incerteza com relação a Nordeste de Tupi, pois sequer foi perfurado um poço na área cedida. No entanto, como a área está próxima de Tupi, é muito interessante para a Petrobras que ela assuma esse bloco.

Com a cessão de Nordeste de Tupi, a União abdica de conhecer melhor a área, cujo valor presente das receitas líquidas decorrentes da sua exploração pode ser maior ou menor que o estimado no Contrato de Cessão Onerosa, que foi de US\$ 8,536 por barril.

É importante ressaltar, no entanto, que havia a possibilidade de a União receber receitas líquidas decorrentes da contratação da própria Petrobras como prestadora de serviços para a União ou decorrentes de bônus de assinatura e parte substancial do excedente em óleo que poderiam ser obtidos de um contrato de partilha de produção, cuja adoção está em discussão no Congresso Nacional.

Com o maior conhecimento da área, pode-se chegar à conclusão de que a área foi bem cedida ou mal cedida. É importante registrar que Nordeste de Tupi está entre os blocos definitivos do Contrato de Cessão Onerosa. Dessa forma, Nordeste de Tupi passa a ser da Petrobras; o único bloco contingente desse contrato é Peroba.

3.5. Peroba

O prospecto Peroba localiza-se em lâminas d'água de cerca de 2,1 mil metros e a cerca de 300 km ao sul da cidade do Rio de Janeiro, totalmente fora da área de concessão. Peroba está na mesma direção de Tupi, a sudoeste deste. Embora o prospecto Peroba esteja mapeado apenas com dados de sísmica 2D, é considerado uma estrutura de bom imageamento com importante fechamento quaquaversal no horizonte da base do sal. A Figura 3.5 mostra o mapa do prospecto de Peroba.

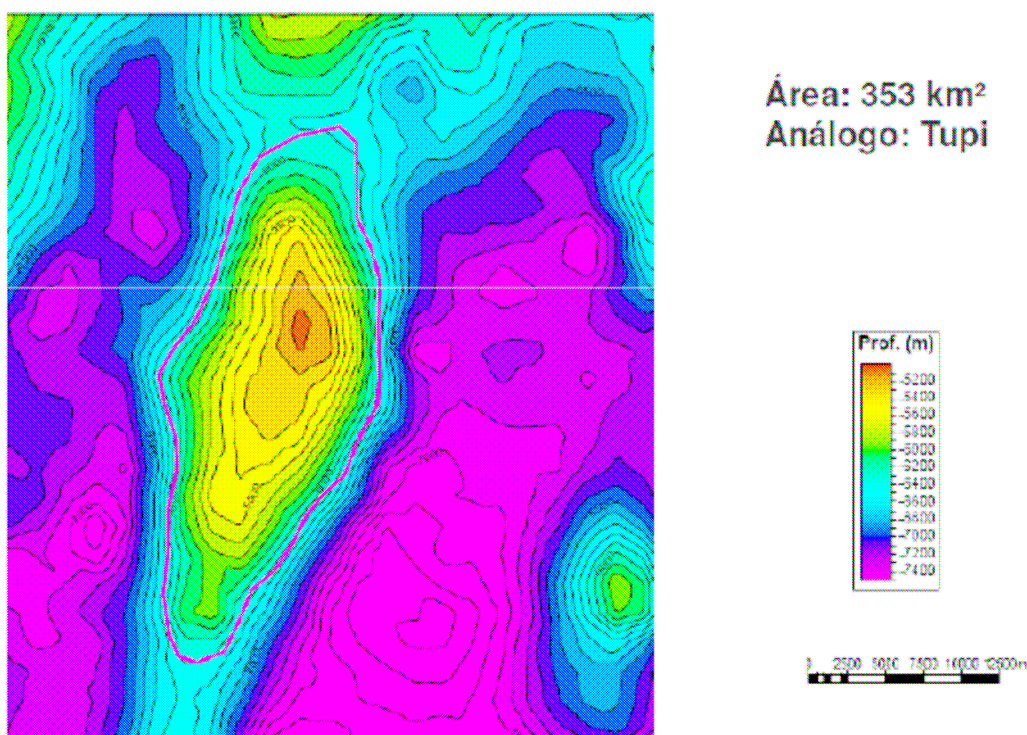


Figura 3.5. Mapa do prospecto Peroba.

Peroba é um anticlinal relativamente compacto orientado para nordeste, com a crista a -5.100 metros e mais de mil metros de declive, tendo como referência o horizonte base do sal. O relatório da GCA considerou apenas 400 metros de fechamento na definição do volume original do petróleo *in situ*.

Embora seja recomendado que os dados 3D sejam adquiridos antes da perfuração de Peroba, a estrutura é considerada com bom imageamento, com base no conjunto de dados 2D atuais. Peroba tem uma área de aproximadamente 350 km² com cerca de 35 km de comprimento e até 13 km de largura. Localiza-se a 20 km a sudoeste e ao longo da direção da descoberta Tupi.

O óleo original *in situ* para Peroba varia entre 0,81 bilhão de barris (estimativa baixa) e 3,37 bilhões de barris (estimativa alta), sendo a melhor estimativa de 1,85 bilhão de barris.

O fator de recuperação estimado, considerando-se a depleção e um sistema de produção com injeção de água, está avaliado entre 8% e 41%, sendo o valor mais provável de 18% para o óleo 28° API. Os recursos prospectivos arredondados de Peroba são: 0,15 bilhão de barris (estimativa baixa), 0,38 bilhão de barris (melhor estimativa) e 0,81 bilhão de barris (estimativa alta).

Segundo o relatório da GCA, com base na extensão da sua área, Peroba necessitará de 2 FPSOs com capacidade de 50 mil barris por dia ligados a 9 poços de produção e 9 poços de injeção, para recuperar a melhor estimativa de recursos de 364 milhões de barris, a uma vazão inicial de 14,5 mil barris de óleo por dia por poço.

O valor presente líquido, sem risco, a uma taxa de desconto de 10%, para o caso de sucesso de recursos prospectivos, é de US\$ 2,511 bilhões (melhor caso), equivalentes a US\$ 6,60 por barril.

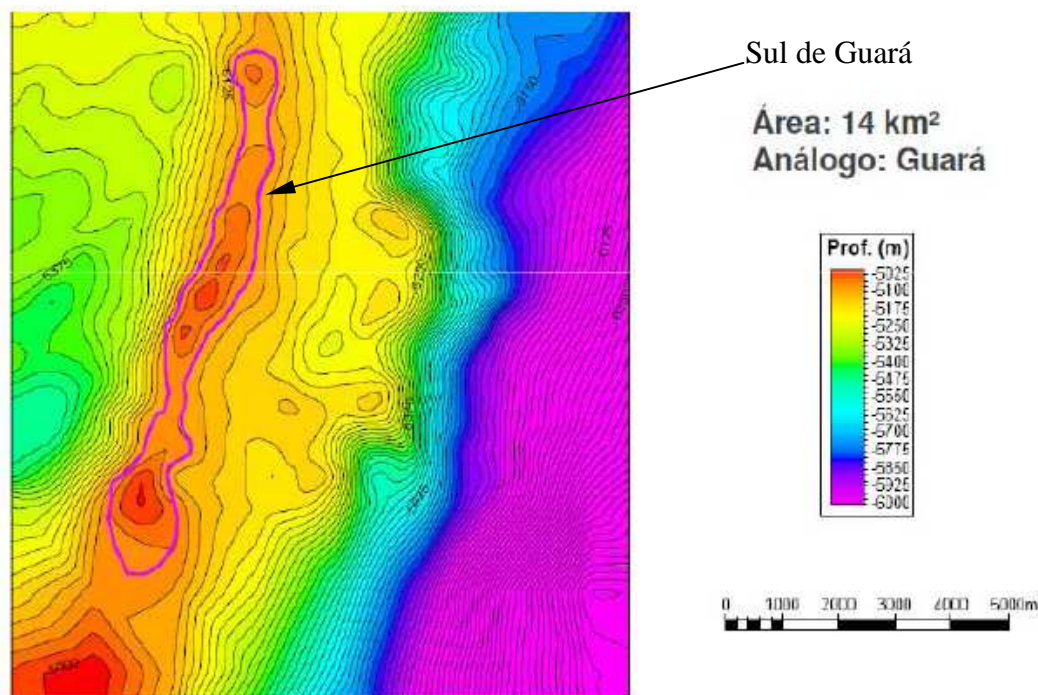
Ainda existe muita incerteza com relação a Peroba, pois sequer foi perfurado um poço na área cedida. No entanto, como se trata de uma área muito grande, é interessante para a Petrobras que ela assuma Peroba.

É importante ressaltar, no entanto, que havia a possibilidade de a União receber receitas líquidas decorrentes da contratação da própria Petrobras como prestadora de serviços para a União ou decorrentes de bônus de assinatura e grande parte do excedente em óleo que poderiam ser obtidos de um contrato de partilha de produção, cuja adoção está em discussão no Congresso Nacional.

Com o maior conhecimento da área, pode-se chegar à conclusão de que a área foi bem cedida ou mal cedida. Ressalte-se, no entanto, que Peroba é o único bloco contingente do Contrato de Cessão Onerosa. Dessa forma, ainda existe possibilidade de ele ser revertido para a União.

3.6. Sul de Guará

O prospecto Sul de Guará localiza-se em lâmina d'água de cerca de 2,1 mil metros e a cerca de 300 km ao sul da cidade do Rio de Janeiro, tendo sido inteiramente mapeado em sísmica 2D, totalmente fora da área de concessão. A Figura 3.6 mostra o mapa do prospecto Sul de Guará.



Sul de Guará situa-se a sul/sudeste da descoberta Guará, ao longo da direção deste. O poço da descoberta de Guará, 1-BRSA-594-SPS, penetrou um espesso reservatório de rochas carbonáticas do Pré-Sal de 136 m.

O mapeamento estrutural em profundidade Guará Sul baseia-se em dados sísmicos 2D. O mapeamento sísmico, em especial o topo do reservatório, foi analisado pela GCA que o considerou aceitável. A base do sal tem um bom imageamento em dados sísmicos e esta estrutura parece ser muito similar geometricamente à Guará, que fica a 9 km a noroeste de Sul de Guará e que tem dois poços de teste bem-sucedidos.

Sul de Guará é um pequeno alto estrutural, que se estende na direção N-S e que parece estar estruturalmente relacionado ao sistema de falha transpressional que também formou Guará. Conforme mapeado, Sul de Guará tem uma área compacta de 100 km² e cerca de 150 metros de fechamento vertical.

O óleo original *in situ* para Sul de Guará varia entre 0,1 bilhão de barris (estimativa baixa) e 0,4 bilhão de barris (estimativa alta), sendo a melhor estimativa de 0,24 bilhão 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 21% para o óleo 28° API. Os recursos prospectivos arredondados de Sul de Guará são: 0,02 bilhão de barris (estimativa baixa), 0,06 bilhão de barris (melhor estimativa) e 0,12 bilhão de barris (estimativa alta).

Segundo o relatório da GCA, Sul de Guará demandará apenas 1 poço de produção e 1 poço de injeção para recuperar a melhor estimativa de recursos de 58 milhões de barris a uma vazão inicial de 16 mil barris por dia. Os poços serão ligados em um único FPSO, usando 15% da sua capacidade, localizado em Guará.

O valor presente líquido sem risco a uma taxa de desconto de 10%, para o caso de sucesso de recursos prospectivos é de US\$ 732 milhões (melhor caso), equivalentes a US\$ 12,61 por barril.

Ainda existem incertezas com relação a Guará, pois sequer foi perfurado um poço na área cedida. No entanto, como a área está próxima de Guará, é muito interessante para a Petrobras que ela assuma também Sul de Guará.

Com a cessão de Sul de Guará, a União abdica de conhecer melhor a área, cujo valor presente das receitas líquidas decorrentes da sua exploração pode ser bem maior que o estimado no Contrato de Cessão Onerosa, que foi de US\$ 7,943 por barril.

É importante ressaltar que havia a possibilidade de a União receber receitas líquidas decorrentes da contratação da própria Petrobras como prestadora de serviços para a União ou decorrentes de bônus de assinatura e grande parte do excedente em óleo que poderiam ser obtidos de um contrato de partilha de produção, cuja adoção está em discussão no Congresso Nacional.

O valor presente líquido dessas receitas poderia ser maior que o valor de US\$ 7,943 por barril estabelecido no Contrato de Cessão Onerosa, pois como Sul de Guará foi considerado análogo a Guará pelo relatório da GCA, existe a possibilidade de a área apresentar uma altíssima produtividade. Após a conclusão do teste de formação a partir do poço 1-SPS-55, localizado em Guará, foi estimada uma produção inicial para esse poço de cerca de 50 mil barris de petróleo por dia.

Com o maior conhecimento da área, pode-se chegar à conclusão de que a cessão da área foi um mau negócio para a União. Ressalte-se que Sul de Guará está entre os blocos definitivos do Contrato de Cessão Onerosa. Dessa forma, Sul de Guará passa a ser da Petrobras; o único bloco contingente desse contrato é Peroba.

3.7. Florim

O prospecto Florim localiza-se em lâmina d'água de cerca de 2 mil metros, totalmente fora da área de concessão e a menos de 10 km ao norte de Iara. Iara foi descoberto em setembro de 2008 pelo poço exploratório 1-BRSA-618-RJS que identificou o intervalo cretáceo do Pré-Sal portador de hidrocarbonetos. A Figura 3.7 mostra o mapa do prospecto Florim.

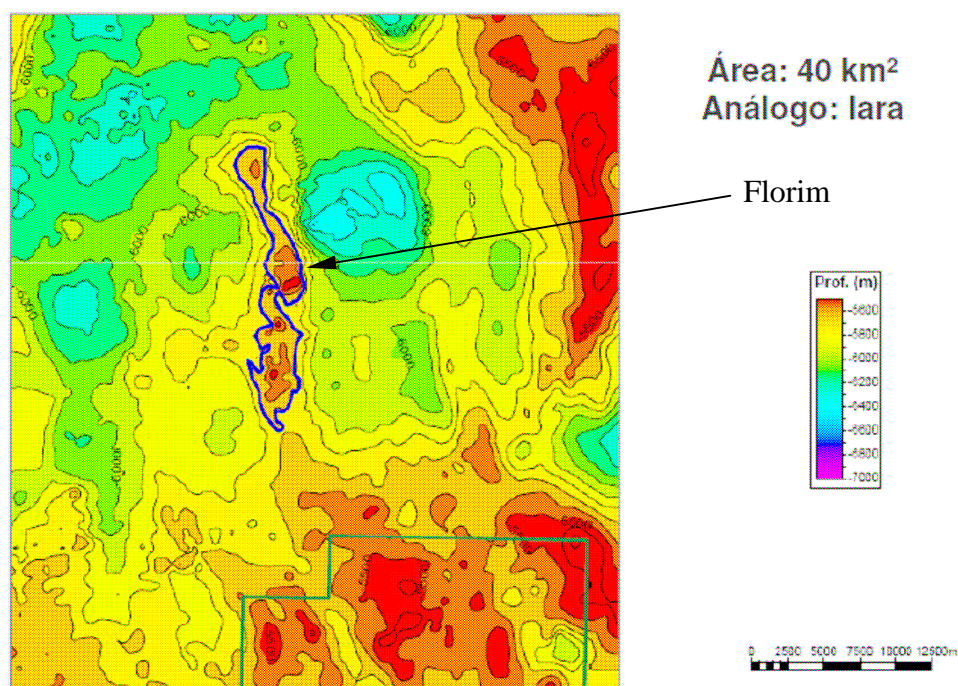


Figura 3.7. Mapa do prospecto Florim.

O mapeamento estrutural em profundidade do prospecto Florim baseia-se em dados sísmicos 3D. Uma combinação de dados sísmicos de qualidade, em geral, mais deficiente, associada a uma maior complexidade estrutural, torna a interpretação da base do sal menos confiável que em outras estruturas nesta área.

Florim é um prospecto que se estende de norte a sul, com forte fechamento estrutural. Apresenta culminações a norte e a sul separadas por uma sela. Além disso, Florim é coberto por uma seção relativamente fina de sal, o que aumenta o risco de selo.

O óleo original *in situ* para Florim varia entre 0,2 bilhão de barris (estimativa baixa) e 0,7 bilhão de barris (estimativa alta), sendo a melhor estimativa de 0,37 bilhão de barris.

O fator de recuperação estimado, considerando-se a depleção e um sistema de produção com injeção de água, está avaliado entre 8% e 34%, sendo o valor mais provável de 16% para o óleo 27° API. Os recursos prospectivos arredondados de Florim são: 0,03 bilhão de barris (estimativa baixa), 0,07 bilhão de barris (melhor estimativa) e 0,14 bilhão de barris (estimativa alta).

Segundo o relatório da GCA, devido à pequena dimensão desse prospecto, seriam necessários apenas 2 poços de produção e 2 poços de injeção para recuperar a melhor estimativa de recursos, produzindo na razão inicial de 10 mil barris de óleo por dia por poço. Os poços serão ligados a um dos FPSOs de Iara, usando não mais de 15% da sua capacidade de 100 mil barris de óleo por dia.

A ainda existe muita incerteza com relação a Florim, pois sequer foi perfurado um poço na área cedida. No entanto, como é uma área muito próxima a Iara, é muito interessante para a Petrobras que ela assuma Florim.

É importante ressaltar, no entanto, que havia a possibilidade de a União receber receitas líquidas decorrentes da contratação da própria Petrobras como prestadora de serviços para a União ou decorrentes de bônus de assinatura e de parte do excedente em óleo que poderiam ser obtidos de um contrato de partilha de produção, cuja adoção está em discussão no Congresso Nacional.

Com o maior conhecimento da área, pode-se chegar à conclusão de que a área foi bem cedida ou mal cedida. Ressalte-se que Florim é um bloco definitivo do Contrato de Cessão Onerosa. Dessa forma, a área de Florim passa a ser da Petrobras.

4. ANÁLISE DA CESSÃO ONEROSA

Este item tem por objetivo a análise econômica da cessão onerosa dos direitos de pesquisa e lavra em áreas não concedidas. Os seguintes pontos serão analisados: taxa de desconto, volume *in situ* e volume recuperável, estimativas de produção, valor do contrato e estratégia dos programas de exploração.

4.1. Taxa de desconto

A taxa de desconto é uma variável difícil de ser estabelecida, mas 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 aprovada no Senado Federal, e que está em discussão na Câmara dos Deputados do Projeto de Lei nº 5.940, de 2009, estabelece que a parcela dos *royalties* e da participação especial que cabe à União e a receita advinda da comercialização de petróleo e de gás natural da União serão destinadas ao Fundo Social. Estabelece, ainda, que os investimentos e aplicação do Fundo Social serão destinados preferencialmente ao exterior.

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. Assim, a União não deveria aceitar uma taxa de desconto muito maior do que essa. Segundo notícia veiculada na imprensa⁶, o Ministério da Fazenda propôs uma taxa de desconto de 5,46% ao ano, enquanto a Petrobras pedia 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 8,83%.

4.2. Petróleo *in situ* e petróleo recuperável

A estimativa probabilística do óleo *in situ* depende de muitas variáveis, como, por exemplo:

- volume total da rocha: determinado a partir do modelo Petrel, baseado na integração e interpretação de dados sísmicos e de poços (contato do fluido e/ou *spill point*);
- propriedades do reservatório: razão líquida/bruta, porosidade e propriedades de saturação do óleo determinadas primariamente a partir do perfil do poço e dos dados de testemunho;
- fator de volume de formação: conversão do volume de óleo das condições do reservatório para as condições da superfície, obtido de dados de pressão e fluido.

A Tabela 4.1 mostra a estimativa baixa, a melhor estimativa e a estimativa alta de óleo *in situ* para os diversos blocos cedidos, segundo o relatório da GCA.

Tabela 4.1. Óleo original *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

⁶ Cláudia Schüffner. Governo chegou a propor taxa de retorno de 5,5% para Petrobras. Documento acessado no endereço eletrônico <http://www.valoronline.com.br/impresso/investimentos/119/309430/governo-chegou-a-propor-taxa-de-retorno-de-55-para-petrobras> no dia 27 de setembro de 2010.

Observa-se, então, que o óleo original *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.

O volume de óleo recuperável vai depender do fator de recuperação. A Tabela 4.2 mostra, segundo o relatório da GCA, as estimativas de óleo recuperável no nível 2C de certeza e os volumes do Contrato de Cessão Onerosa.

Tabela 4.2. Estimativa da GCA de óleo recuperável no nível 2C 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	-

Na Tabela 4.2, observa-se a estimativa do relatório da GCA para o bloco de Franco, de 5,45 bilhões de barris, é muito maior que o volume do contrato, de 3,058 bilhões de barris. Também muito diferentes são os valores de Sul de Tupi e Sul de Guará. A Figura 4.1 mostra o gráfico que compara os volume da GCA e o volume do contrato.

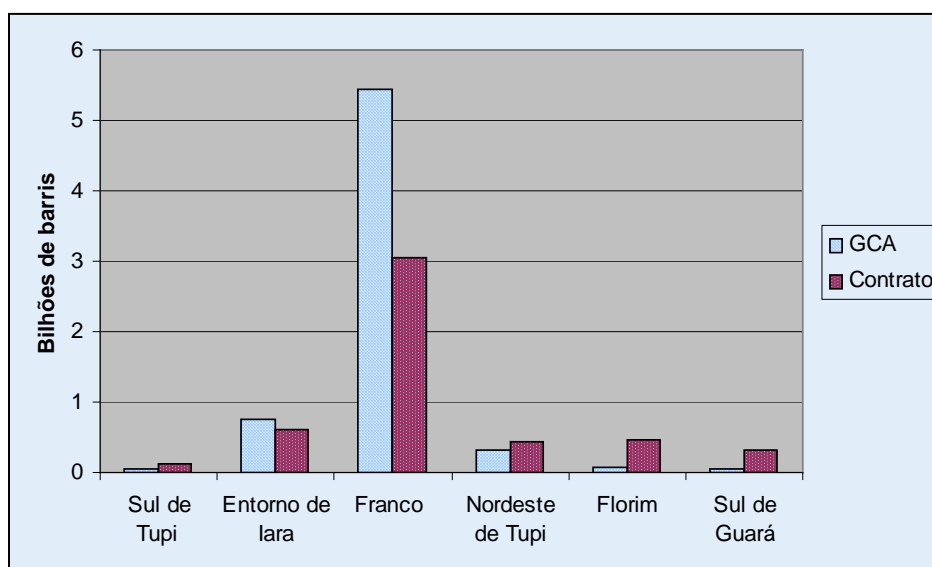


Figura 4.1. Estimativa da GCA de óleo recuperável no nível 2C e o volume do contrato

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, por meio de Fato Relevante⁷, anunciou um volume de petróleo recuperável de Iara, na área concedida, de 3 a 4 bilhões de barris equivalentes.

Dessa forma, o fator de recuperação utilizado pela Petrobras para se chegar ao volume recuperável de 3 a 4 bilhões de barris deve ter sido muito mais alto que o utilizado pela GCA e o utilizado para se chegar ao 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 cessão onerosa de Sul de Guará, de 319 milhões de bilhões de barris, é muito maior que a melhor estimativa de GCA, que é de 60 milhões de barris. Dessa forma, não faz sentido que o bloco demande apenas 1 poço de produção e 1 poço de injeção, conforme previsto pela GCA. Raciocínio semelhante aplica-se a Sul de Tupi e a Florim.

4.3. Estimativas de produção

Segundo o relatório da GCA, o programa de desenvolvimento previsto para Tupi usará 5 FPSOs e terá um total de 94 poços produtores. A vazão inicial de cada poço produtor seria de 15 mil barris por dia.

Para o Entorno de Iara, a produção seria feita por meio de 4 FPSOs, cada um com capacidade de 100 mil barris por dia, com 65 poços de produção e 65 poços de injeção. A vazão inicial de cada poço produtor seria de 10 mil barris por dia por poço.

O volume *in situ*, o fator de recuperação e o potencial de produção dos poços de Iara ainda não podem ser bem estimados. Dessa forma, antes da cessão para a Petrobras, a União deveria ter obtido mais dados sobre o Entorno de Iara. Essa vazão inicial de 10 mil barris por dia pode ser muito conservadora.

No caso de Franco, o esboço do plano de desenvolvimento ainda não foi aprovado pela ANP. Segundo o relatório da GCA, Franco necessitaria de 6 FPSOs com 62 poços de produção e 62 poços de injeção para recuperar os recursos 2C de 5,446 bilhões de

⁷ Petróleo Brasileiro S.A. Petrobras. Relevante Acumulação de Óleo no Pré-Sal da Bacia de Santos. Fato Relevante de 10 de setembro de 2008.

barris a uma vazão inicial de 25 mil barris por dia por poço. Essa vazão é muito menor que a indicada pelo teste de formação no poço 2-ANP-1-RJS, que é de 50 mil barris por dia.

Nordeste de Tupi necessitaria de 1 FPSO ligado a 7 poços de produção e 7 poços de injeção; a uma vazão inicial de 14 mil barris por dia. Já Peroba necessitaria de 2 FPSOs com capacidade de 50 mil barris por dia ligados a 9 poços de produção e 9 poços de injeção. A vazão inicial de cada poço seria 14,5 mil barris por dia por poço.

As estimativas de produção do relatório da GCA para Sul de Guará e Florim não são compatíveis com os volumes da cessão onerosa. Assim, não devem ser computados para a determinação de uma curva de produção das áreas cedidas.

O próprio Contrato de Cessão Onerosa não apresenta nenhuma curva de produção nem fluxo de caixa. Dessa forma, a Petrobras pode ter muita liberdade para definir o plano de desenvolvimento e produção. A única restrição seria o prazo de 40 anos. Sendo assim, não há sentido em dizer que o valor do contrato de US\$ 8,51 decorre de um fluxo de caixa descontado.

Destaque-se, no entanto, que a Petrobras deverá priorizar a produção nas áreas cedidas em razão de não ser devida participação especial como nos outros blocos do Pré-Sal.

A Tabela 4.3 mostra, com as restrições já feitas, uma previsão das vazões iniciais e das instalações que, segundo o relatório da GCA, poderiam ser necessárias para a produção das áreas cedidas.

Tabela 4.3. Produção acumulada para cada poço

Bloco	Vazão inicial (mil barris de óleo por dia)	Número de poços	FPSOs
Sul de Tupi	15	5	6% de 5
Entorno de Iara	10	65	4
Franco	25	62	6
Nordeste de Tupi	14	7	1
Florim	10	2	Ligado a FPSO de Iara
Sul de Guará	16	1	Ligado a FPSO de Guará
Peroba (contingente)	14,5	9	2 FPSOs de 50 mil barris por dia

Mesmo sendo muito imprecisa, a Tabela 4.3 indica que deverá ser montada uma grande estrutura de produção, com um total de 151 poços, e vários FPSOs com capacidade de 100 mil barris por dia cada um. Como, em geral, os relatórios de empresas certificadoras são conservadores, é possível que não sejam necessários tantos poços.

Ressalte-se, ainda, que como os poços testados em Franco e em Sul de Guará indicaram vazões iniciais muito altas, de cerca de 50 mil barris por dia cada um, é grande a probabilidade de que sejam necessários menos poços e FPSOs de maior capacidade.

4.4. 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 barril⁸.

Se fosse devida participação especial de 31,5% da receita líquida, como a devida no campo de Roncador, a arrecadação para o estado apenas dessa participação governamental seria de US\$ 10,08 por barril. Assim, apenas a participação especial seria maior que o ônus da Petrobras pela cessão, que foi de US\$ 8,51 por barril.

É importante ressaltar que a Sinochem deve desembolsar US\$ 3,07 bilhões em dinheiro pela participação de 40% no campo de petróleo Peregrino, localizado na bacia de Campos, no Brasil. A Statoil ainda fica com 60% de participação e mantém a condição de operadora do campo, cuja produção deve começar em 2011⁹. Nessa operação, a Sinochem deve desembolsar US\$ 15 por barril sem ser operadora e sendo devida participação especial. 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 desenvolvimento.

A grande dificuldade em se avaliar o valor médio de US\$ 8,51 por barril é o fato de o Contrato de Cessão Onerosa não prever nenhum fluxo de caixa e nenhum esboço de plano de desenvolvimento da produção. Assim, sequer faz sentido estabelecer uma taxa de desconto de 8,83% ao ano. No entanto, o longo prazo do contrato e a baixa vazão inicial dos poços devem ter sido importantes na definição desse valor.

4.5. Estratégia dos programas de exploração

A estratégia dos programas de exploração obrigatórios (PEOs), conforme mostrado na Tabela 2.2, não parece ser adequada, pois, mesmo depois da realização desses programas, existe uma alta probabilidade de não se poder, ainda, certificar as reservas.

⁸ Paulo César Ribeiro Lima. Proposta de um novo marco legal para o setor petrolífero brasileiro. Rio Oil & Gas 2010. Trabalho número IBP2131_10.

⁹ Juliana Cardoso. Sinochem torna-se parceiro da Statoil no campo de Peregrino. Valor OnLine, 21 de maio de 2010.

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, todos os outros blocos poderiam ser classificados como contingentes. Ao contrário disso, todos os blocos foram considerados definitivos, à exceção de Peroba.

Para a União, era importante que um menor número de blocos e uma menor área 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 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 Petrobrás poderá ter condições de produzir nas áreas cedidas muito mais que 5 bilhões de barris.

4.6. Revisão do contrato

A conclusão da revisão poderá ter como resultado a renegociação do valor do contrato, do volume máximo, do prazo de vigência e dos percentuais mínimos de conteúdo local.

No entanto, é pouco provável que o valor do contrato possa ser alterado, pois o próprio contrato não estabelece as condições que determinaram esse valor como, por exemplo, a curva de produção e o custo de produção. A taxa de desconto de 8,83% não faz nenhum sentido se ela não estiver associada a uma receita líquida decorrente de uma curva de produção. Essa taxa de desconto sequer necessitaria constar do contrato.

O volume máximo também não deve se alterar, pois é muito provável que se chegue à conclusão de que o volume recuperável é muito maior que 5 bilhões de barris, que não pode ser ultrapassado em razão de esse ser o limite da autorização legal.

Também é pouco provável que seja revisto o prazo de vigência. O contrato não estabelece as razões para o prazo de 40 anos. Parece que esse prazo é apenas para que a Petrobras possa produzir, com flexibilidade, o volume de 5 bilhões de barris, de acordo com a sua estratégia empresarial.

A variável com maior probabilidade de ser alterada são os percentuais mínimos de conteúdo local, uma vez que a Petrobras deve maximizar a produção nas áreas

cedidas, em razão de não ser devida participação especial. Conforme já mencionado, o contrato de concessão estabelece o pagamento de participação especial para todos os grandes campos.

5. CONCLUSÕES

Com relação ao volume de Franco, o Contrato de Cessão Onerosa pode ter sido bastante conservador. O volume do contrato para esse bloco, de 3,056 bilhões de barris de petróleo equivalente, é muito menor que a melhor estimativa de 5,44 bilhões de barris recuperáveis, segundo o relatório da GCA. O contrato também pode ter sido conservador com o volume de barris recuperáveis do Entorno de Iara.

Dessa forma, foi necessária a cessão de muitas áreas da União para que se totalizasse os 5 bilhões de barris previstos, sendo que apenas Franco e Iara poderiam ser mais que suficientes para se atingir esse volume.

Em Tupi e Iara, simples acordos de unitização entre a União e os concessionários poderiam gerar grandes receitas líquidas para o estado brasileiro nos próximos anos, além da participação especial. Com a assinatura do Contrato de Cessão Onerosa, quem vai discutir o acordo de unitização com a Petrobras e suas parceiras é a própria Petrobras. Dessa forma, a União cedeu um direito estratégico e muito valioso para a Petrobras.

No caso de Florim e Peroba, existe a possibilidade de grandes volumes recuperáveis de petróleo equivalente. Pela dimensão do prospecto de Peroba, ele pode vir a ter volumes recuperáveis da mesma ordem de grandeza de Tupi e Iara. Peroba, no entanto, poderá ser devolvido para a União, desde que comprovado que os blocos definitivos serão suficientes para a produção de 5 bilhões de barris. Como os programas de exploração obrigatórios não foram concebidos para certificar reservas, é possível que Peroba não seja devolvido para a União.

Em decorrência do Contrato de Cessão Onerosa, a Petrobras pode estar assumindo as mais promissoras áreas não concedidas do Pré-Sal, à exceção de Libra. Nas áreas cedidas onerosamente, o volume físico de petróleo pode chegar a 43,49 bilhões de barris, segundo a estimativa alta da GCA. Dessa forma, a Petrobras deverá montar uma grande estrutura de produção, com unidades flutuantes de produção (FPSOs), poços, linhas submarinas etc, nas áreas do Pré-Sal cedidas pela União, onde a empresa sequer vai pagar participação especial.

Além disso, as vazões iniciais dos poços podem ter sido muito conservadoras. A GCA assumiu uma vazão inicial de 25 mil barris por dia para os poços de Franco. No entanto, a própria ANP havia divulgado um potencial de produção de 50 mil barris por dia para o poço descobridor.

Dessa forma, o período de produção pode ser muito menor que 40 anos, podendo ser de cerca de 15 anos. Ao final desse período, quando a Petrobras tiver produzido os 5 bilhões de barris previstos no Contrato de Cessão Onerosa, pode surgir um novo contrato para que ela possa continuar produzindo grandes volumes remanescentes.

Ressalte-se, ainda, que a taxa de desconto do contrato de 8,83% ao ano não representa o custo de oportunidade da União. Registre-se, entretanto, que o contrato sequer estabelece uma curva de produção e estimativas de custos de produção. Como não há uma estimativa de fluxo de caixa, seria até mesmo dispensável o estabelecimento de uma taxa de desconto.

Admitindo-se um período de produção de 15 anos, um valor de US\$ 70 por barril, custos de extração por barril iguais aos custos atuais da Petrobras e uma taxa de desconto de 5%, pode-se chegar a um valor presente da receita líquida de US\$ 160 bilhões, equivalente a US\$ 32 por barril, valor muito maior que o valor médio de US\$ 8,51 do contrato.

Apenas a participação especial que a Petrobras deixará de pagar, de cerca de US\$ 10 dólares por barril, é maior que o ônus de US\$ 8,51 por barril. Registre-se que a Sinochem deve desembolsar US\$ 15 por barril pela participação de 40% no campo de Peregrino. Campo esse que foi descoberto e rejeitado pela Petrobras.

O campo de Roncador, localizado na bacia de Campos, paga 31,5% da receita líquida a título de participação especial. Nos campos gigantes do Pré-Sal, como Tupi, Iara e Franco, o percentual pode ser ainda maior. Caso esse percentual fosse aplicado à receita líquida potencial dos 5 bilhões cedidos, poderiam ser destinados US\$ 50,4 bilhões ao Fundo Social e a Estados e Municípios. Somente ao Fundo Social seriam destinados US\$ 25,2 bilhões.

Com o Contrato de Cessão Onerosa, a nação está ficando sem áreas de grande potencial petrolífero. Sequer o prospecto de Libra deverá ser, adequadamente, produzido, pois pode não haver condições de suprimento de materiais e equipamentos no Brasil, de modo a atender a exigência de conteúdo nacional e aos planos de desenvolvimento das áreas concedidas e das áreas cedidas pela União para a Petrobras.

As áreas cedidas pela União, se licitadas no regime de partilha de produção, ou se exploradas mediante contratos de prestação de serviços, ou mediante acordos de unitização, poderiam gerar receitas muito mais altas para o estado que o valor do contrato de US\$ 8,51 por barril.