



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

ANÁLISE E COMPARAÇÃO DOS REGIMES CONTRATUAIS DE CONCESSÃO E CESSÃO ONEROSA NA INDÚSTRIA PETROLÍFERA BRASILEIRA

João Henrique Bessa Gomes¹; Marcelo Menezes Farias²; Álisson José Maia Melo

¹ Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia – joao.hgomes@hotmail.com

² Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia – mfarias@alu.ufc.br

³ Universidade Federal do Ceará, Departamento de Direito Público – alisson.melo@gmail.com

RESUMO

Contratos na indústria do petróleo são extremamente comuns durante a realização de operações de exploração, desenvolvimento e produção. Contratos de concessão, cessão onerosa, partilha de produção e acordo de operação conjunta são alguns dos contratos que são realizados entre Estado e operador. Este trabalho tem como objetivo principal, analisar dois contratos realizados no Brasil: o contrato de concessão e a cessão onerosa. O contrato de concessão é definido pela transferência da União para um concessionário a prestação de um serviço, no caso as atividades relacionadas a exploração e produção de petróleo em território nacional. Este contrato é firmado após a realização do processo licitatório e contém todas as disposições acerca das atividades a serem realizadas, penalidades que o concessionário pode sofrer e todas as definições básicas. O concessionário é dono do petróleo efetivamente produzido, enquanto a união recebe tributos pela produção. A cessão onerosa foi utilizada apenas uma vez em 2010, cedendo onerosamente à Petrobras o exercício de produção e exploração em blocos na região do pré-sal. A Petrobras com esse direito, deverá pagar à União na forma de títulos da dívida pública, além de *royalties*. A empresa Gaffney, Cline & Associates (GCA), contratada pela ANP para realizar uma consultoria analisando o contrato, avaliou que a cessão onerosa se assemelha ao contrato de concessão, mas parece atender aos interesses da Petrobras, visto que as regiões contempladas pelo contrato, caso estivessem sob outro regime contratual, trariam maior receita para a União.

Palavras-chave: Concessão, Cessão Onerosa, Pré-sal.

1. INTRODUÇÃO

A indústria do petróleo e gás natural dispõe de diferentes formas de contratos para exploração e produção, como o de concessão, o de partilha de produção (*production share agreement*), e o acordo de operação conjunta (*Joint Operating Agreement*), entre outros. [QUINTANS, 2015].

Em uma concepção mais tradicional, são consideradas apenas três modalidades distintas de contratos na indústria do petróleo:

os de concessão, os de partilha de produção e os de serviços. Os contratos de concessão preveem atividades de exploração e produção por conta e risco das empresas de petróleo e retenção, em caso de êxito, de parte do petróleo produzido. Nos contratos de partilha de produção, empresas petrolíferas estatais outorgam os direitos de exploração e produção a empresas privadas, que assumem o risco, e, em caso de sucesso, recuperam seu investimento e retêm parte do petróleo produzido. Já nos contratos de serviços, as

empresas privadas agem como prestadoras de serviços para as companhias estatais e podem ser remuneradas de diferentes formas, como em dinheiro, em opção de compra de petróleo a preços abaixo dos oferecidos no mercado ou em óleo em espécie.

No Brasil, a edição das Leis nº 9478/97, 12276/2010 e 12351/2010 preveem os regimes contratuais de: concessão, partilha de produção e cessão onerosa. Além dos dois primeiros, já abordados anteriormente, o contrato de cessão onerosa possui extensa similaridade com o de concessão, o que será abordado e discutido ao longo do trabalho.

Este trabalho tem por objetivo analisar os contratos de concessão e cessão onerosa, como previstos na legislação brasileira, apresentando suas principais características, apontando suas semelhanças e diferenças e traçando um paralelo entre eles.

2. METODOLOGIA

A metodologia da pesquisa consiste basicamente em pesquisa documental e bibliográfica. Inicialmente, analisa-se a legislação do setor, especialmente as leis que cuidam do contrato de concessão da exploração e produção de petróleo no Brasil, e o contrato de cessão onerosa. A análise desses documentos legislativos é confrontada com os aportes teóricos elaborados pelos

estudiosos do tema, especialmente em Quintans [2015] e Lima [2010].

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Os resultados e discussão são apresentados em três partes. Na primeira, se examina o modelo do contrato de concessão; na segunda, são discutidos os motivos pelos quais o governo federal recorreu ao uso do contrato de cessão onerosa para, na terceira parte, analisar esse modelo contratual.

3.1. Contrato de Concessão

Um dos contratos mais antigos e presente na Lei 9.487 [BRASIL, 1997] é o contrato de concessão, que por sua vez permite que o Poder Público transfira a prestação de um serviço, mais especificamente exploração e produção de petróleo, para o setor privado. Precisamente, o art. 5 da mesma lei cita que as atividades de pesquisa e lavra de jazidas de petróleo, refino, importação e exportação e o transporte marítimo são reguladas e fiscalizadas pela União, podendo ser exercidas com intermédio de contrato de concessão por empresas com administração no próprio país. Ainda no art. 24, as atividades de exploração, desenvolvimento e produção serão exercidas mediante contratos de concessão ou regime de partilha de produção nas áreas do pré-sal.

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) tem a atribuição de definir quais blocos irão produzir mediante contrato de concessão ou partilha de produção. O julgamento das ofertas de contrato de concessão é realizado pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), após o processo licitatório e contendo todas as disposições básicas sobre a área de concessão e detalhes acerca das atividades de exploração, desenvolvimento, operação e quaisquer outras participações governamentais.

O processo se inicia com a empresa demonstrando interesse ao participar do processo licitatório mediante oferta que, segundo o Edital de Licitações da 13ª rodada deve ter bônus de assinatura, Programa Exploratório Mínimo e compromisso de conteúdo local [ANP, 2015]. O bônus de assinatura é o montante oferecido para obter a concessão do bloco em questão, pago pelo vencedor da licitação em prazo estabelecido pela ANP. O Programa Exploratório Mínimo corresponde ao conjunto de atividades a ser executado pelo concessionário.

As ofertas são apuradas levando em conta todos os critérios anteriormente citados e as ofertas com as melhores avaliações passarão por um processo de qualificação, que por sua vez compreende uma análise de documentação relacionada a regularidade jurídica, fiscal e trabalhista. Ao fim deste

processo, a diretoria da ANP convocará as licitantes qualificadas para assinatura do contrato.

Os contratos de concessão têm a obrigação de prever tanto a fase exploratória como a fase de produção. A fase de exploração deve conter as atividades de avaliação de descoberta de petróleo para determinar a viabilidade de sua comercialização e a fase de exploração as atividades desenvolvimento (Lei nº 9.478, 1997, art. 4º) [BRASIL, 1997]. O modelo de contrato de concessão disponibilizado pela ANP é dividido em seis seções importantes que serão analisados a seguir [ANP, 2010].

3.1.1. Disposições Básicas

Esta seção tem como objetivo apresentar todas as definições legais e quaisquer definições contratuais a serem acordadas entre as partes. Neste tópico, a cláusula segunda é a mais interessante a ser analisada. A cláusula segunda prevê que o concessionário assumirá todos os custos e riscos relacionados às execuções das operações, tendo o concessionário obrigação de arcar com todos os prejuízos que venham a ocorrer, sem direito a qualquer reembolso ou indenização. Ainda nesta cláusula, está previsto que pertence a união todos os depósitos de petróleo e gás natural existentes no território brasileiro, sendo de propriedade

do concessionário somente a quantidade que venha a ser efetivamente produzida.

3.1.2. Exploração e Avaliação

A fase de exploração começa na data de entrada em vigor do contrato, podendo ser dividida em duas fases, com a segunda tendo início logo após o fim da primeira. Ao fim do programa exploratório, o concessionário poderá reter as Áreas de Desenvolvimentos aprovadas pela ANP. Durante a primeira fase exploratória, o concessionário deverá executar integralmente o que foi acordado no Programa Exploratório Mínimo e o não cumprimento destas disposições poderá acarretar na extinção do contrato.

Durante este período, o concessionário ainda pode requerer a contratação de empresas para a obtenção de dados exclusivos, desde que as exigências da ANP sejam previamente cumpridas e as operadoras estejam devidamente regularizadas e registradas junto a ANP. Estes dados devem ser entregues a ANP e por sua vez serão analisados com a finalidade de avaliar se todos os padrões técnicos foram atendidos.

Ao término do primeiro período exploratório, com o cumprimento do Programa Exploratório Mínimo, o concessionário pode:

- notificar a ANP a entrada na segunda fase de exploração, apresentando garantias

financeiras para o segundo Programa Exploratório Mínimo;

- encerrar a fase de exploração, notificando a ANP, retendo áreas de desenvolvimento e devolvendo as demais parcelas do Bloco; ou
- devolver integralmente a Área de Concessão, por meio de notificação à ANP.

Caso as notificações não sejam realizadas, o contrato se extingue ao final da fase de exploração e o concessionário deverá imediatamente devolver a área do Bloco.

Qualquer descoberta realizada na fase exploratória deverá ser exclusivamente notificada a ANP no período de 72 horas, sendo acompanhada de todos os dados e informações relevantes disponíveis. À critério do concessionário, este pode avaliar integralmente um novo reservatório de petróleo ou gás natural e caso o plano de avaliação necessite de testes de longa duração, o concessionário deve solicitar permissão específica para sua realização.

Após as atividades de avaliação, o concessionário pode efetuar uma declaração de comercialidade, notificando a ANP.

3.1.3. Desenvolvimento e Produção

A fase de produção do campo, iniciará na data da entrega pelo concessionário à ANP, a declaração de comercialidade do campo.



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

Dentro de um prazo de 180 dias, após essa entrega, o concessionário também deverá entregar o Plano de Desenvolvimento do campo. A ANP terá o mesmo prazo, a partir do recebimento do Plano, para aprovar ou solicitar ao concessionário qualquer modificação desejada. Durante esta fase, o concessionário irá conduzir todas as operações de acordo com o Plano aceito.

No máximo até 31 de outubro, anualmente, o concessionário deverá entregar à ANP o Programa Anual de Produção de cada campo, levando em conta o Plano de Desenvolvimento, a legislação brasileira e as melhores práticas da indústria do petróleo. Este plano ainda deve contar com explicações cabíveis caso o total anual de produção sofra uma variação de 10% do que foi previsto no Plano de Desenvolvimento.

3.1.4 Execução das Operações

Durante a vigência do contrato, é de exclusividade do concessionário realizar operações na área, sendo responsável por arcar integralmente, com uma comprovação de garantia financeira, com todo tipo de investimento para o desenvolvimento do projeto, seja tecnológico, financeiro ou pessoal. No entanto, há situações em que se faz necessário a utilização de serviços prestados por terceiro, então é necessária a autorização da ANP para realização destes.

Um operador pode firmar contrato com o concessionário, mas este pode nomear um novo operador, desde que notifique à ANP e comprove a experiência, qualificação técnica e capacidade financeira adequada. O operador deterá no mínimo 30% de participação em cada campo ou área de exploração. O concessionário ainda deve ter em mente que caberá a ele, por sua conta e risco, a obtenção de licenças, permissões e direitos exigidos pela lei para a execução das operações.

Quanto à perfuração dos poços, o concessionário deve notificar previamente à ANP a respeito do início de qualquer operação deste tipo. No entanto, ele poderá interromper esta operação e abandonar o poço, buscando otimizar a produção. O abandono faz com que o poço perfurado não seja considerado para o Programa Exploratório Mínimo, a não ser que, por critérios e decisões da ANP, ela assim decida.

3.1.5. Participações Governamentais e Incentivo em Pesquisa e Desenvolvimento

O concessionário deve pagar a União e a terceiros: *royalties*, participação especial pagamento pela ocupação da área e pagamento de participação ao proprietário da terra. Caso a participação especial seja devida para um campo, em um determinado período do ano, o concessionário deverá destinar recursos para pesquisa e desenvolvimento

equivalente a 1% da receita bruta da produção para o determinado campo.

3.1.6. Disposições Gerais

Esta seção aborda tópicos referentes a disposições relacionadas à cessão do campo, a penalidades e descumprimentos.

O concessionário pode ceder a área de concessão, com consentimento da ANP. Se enquadram nessa situação os seguintes casos: transferência de titularidade do contrato, transferência do controle acionário e mudança de operador. A cessão, por sua vez, poderá resultar na mudança da composição do concessionário ou na divisão da área do bloco.

Caso o concessionário não cumpra qualquer obrigação estabelecida no contrato ou na portaria ANP nº 234/2003, com base na lei 9.487. Serão definidas quais sanções administrativas serão aplicadas e serão especificados os casos de advertência ou multa e o procedimento para suas aplicações.

3.2. Contrato de Cessão Onerosa

A modalidade de contrato de Cessão Onerosa foi criada pela Lei nº 12.276 [BRASIL, 2010], autorizando a ceder onerosamente à Petrobras o exercício das atividades de exploração e produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I

do art. 177 da Constituição Federal, em blocos não concedidos localizados na região do pré-sal.

A Petrobras, por sua conta e risco, terá a titularidade do petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos líquidos produzidos, até o limite, definido em contrato, a que for autorizada a produzir. A cessão onerosa deverá produzir efeitos até que o valor limite seja alcançado, não podendo esse ultrapassar 5.000.000.000 (cinco bilhões) de barris equivalentes de petróleo [BRASIL, Lei nº 12.276, 2010, art.1º].

Em contrapartida, a Petrobras deverá pagar à União pela cessão prioritariamente na forma de títulos da dívida pública mobiliária federal precificados a valor de mercado. Além disso, serão devidos *royalties* sobre toda a produção, de acordo com o art. 47 da Lei nº 9.478 [BRASIL, 1997], sendo eles pagos mensalmente em moeda nacional e correspondentes a 10% de todo o produto da lavra.

O contrato de cessão onerosa deverá possuir as seguintes cláusulas essenciais:

- a) identificação e delimitação geográfica das respectivas áreas;
- b) os respectivos volumes de barris equivalentes de petróleo, observado o limite estabelecido;
- c) valores mínimos e metas de elevação ao longo do período para execução do

contrato, do índice de nacionalização dos bens produzidos e dos serviços prestados para execução das atividades de pesquisa e lavra;

- d) o valor e as condições do pagamento; e
- e) as condições para a realização de sua revisão.

O contrato, bem como suas revisões, deve ser submetido à prévia aprovação do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

Os volumes e valores de barris equivalentes que estarão presentes no contrato deverão ser obtidos de laudos técnicos elaborados por entidades certificadoras, observando as melhores práticas da indústria do petróleo. Cabe à ANP obter o laudo sobre as áreas envolvidas no contrato, subsidiando a União nas negociações com a Petrobras (Lei nº 12.276, 2010, art. 3º). Também cabe à ANP regular e fiscalizar as atividades a serem realizadas pela Petrobras.

Esse tipo de contrato foi firmado apenas uma vez, até o presente momento, em 3 de setembro de 2010, entre a União, a Petrobras e a ANP, na qualidade de agência reguladora e fiscalizadora. Os blocos negociados foram os de Franco, Florim, Entorno de Iara, Nordeste de Tupi, Sul de Tupi, Sul de Guará e Peroba. A localização geográfica desses blocos é mostrada na Figura 1.

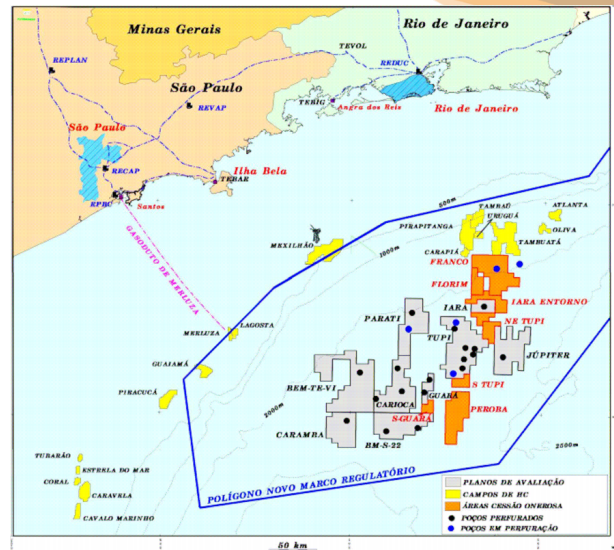


Figura 1 - Localização dos blocos do contrato de Cessão Onerosa. Fonte: LIMA, 2010.

O contrato tem uma vigência de 40 anos, podendo ser prorrogado por mais 5 anos pela União, mediante solicitação da Petrobras. Seu valor inicial é de US\$ 42.533.327.500,00, ou, à época, R\$ 74.807.616.407,00. A Tabela 1 mostra os volumes e valores, por bloco, da cessão onerosa.

De todos os blocos listados, apenas Peroba é caracterizado como contingente, ou seja, à época, suas reservas não tiveram comercialidade comprovada, sendo necessários estudos posteriores.

A ANP poderá autorizar, a seu critério, a execução, por parte de terceiros, de trabalhos aplicados à prospecção petrolífera, como atividades de geologia, geofísica e geoquímica, visando ao levantamento de dados técnicos destinados à comercialização. As operações de exploração e produção nos

campos não podem, de forma alguma, serem afetadas por essas atividades.

O contrato prevê a divisão do exercício das atividades em duas fases: de exploração e de produção. A fase de exploração deverá ter duração máxima de 4 anos e prevê a execução das atividades do Programa de Exploração Obrigatório (PEO) para cada bloco. A Tabela 2 mostra as atividades previstas nos PEOs. Diferente do que ocorre nos contratos de concessão, em caso de não cumprimento do

PEO, não haverá perda do bloco, mas apenas pagamento de multa pela Petrobras.

Após concluída a produção dos volumes previstos no contrato, ou caso esse seja extinto por qualquer motivo, os campos deverão ser devolvidos à União. A ANP poderá requerer à Petrobras que não tampone ou abandone os poços, bem como não desinstale certos equipamentos. Dessa forma, a ANP ficaria responsável por esses poços e equipamentos após a saída da Petrobras.

Tabela 1 - Volumes e valores para cada área do contrato [LIMA, 2010].

| Nome | Tipo do bloco | Volume da Cessão Onerosa (mil boe) | Valor do Barril (US\$/boe) | Valor da Cessão Onerosa (US\$ mil) |
|------------------|---------------|------------------------------------|----------------------------|------------------------------------|
| Sul de Tupi | Definitivo | 128.051 | 7,85 | 1.005.197 |
| Entorno de Iara | Definitivo | 466.968 | 9,01 | 4.207.380 |
| Franco | Definitivo | 427.784 | 8,54 | 3.653.275 |
| Nordeste de Tupi | Definitivo | - | 8,53 | - |
| Peroba | Contingente | 319.107 | 7,94 | 2.533.711 |
| Sul de Guará | Definitivo | 3.056.000 | 9,04 | 27.644.320 |
| Florim | Definitivo | 599.500 | 5,82 | 3.489.437 |
| Total | | 4.999.469 | | 42.533.320 |

Tabela 2 - Programas de Exploração Obrigatórios de cada bloco. [LIMA, 2010]

| 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 |

Os volumes de petróleo e gás natural produzidos durante os testes de formação e de produção serão de propriedades e levados em conta para o pagamento de *royalties* e para o cálculo do volume máximo. Da mesma forma, quaisquer perdas e queimas ocorridas durante

as operações serão incluídas no volume máximo e no pagamento dos *royalties*.

O conteúdo local na fase de produção deverá ser, no mínimo, de:

- 55% para os módulos que iniciarem a produção até 2016;

- 58% para os módulos que iniciarem a produção entre 2017 e 2019;
- 65% para os módulos que iniciarem a produção a partir de 2020.

Durante a etapa de produção, caso a Petrobras opte pela utilização de uma nova tecnologia que não seja oferecida por fornecedores nacionais, a ANP pode autorizar a substituição da tecnologia antiga, exonerando a Petrobras da obrigatoriedade do cumprimento do percentual de conteúdo local.

3.3. Análise do Contrato de Cessão Onerosa

A ANP contratou a empresa de consultoria Gaffney, Cline & Associates (GCA) para valorar os direitos de pesquisa e lavra a serem usados no contrato de cessão onerosa com a Petrobras. Segundo o relatório elaborado pela GCA, o contrato de cessão onerosa é análogo ao de concessão, já que prevê Programa de Exploração Obrigatório, pagamento de 10% de *royalties* e de 34% de Imposto de Renda. Entretanto, diferentemente dos contratos de concessão, a cessão onerosa não prevê pagamento de bônus de assinatura, participação especial, PIS e COFINS (GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES, 2010).

A GCA fez sua própria estimativa dos volumes de óleo *in situ*, bem como dos volumes recuperáveis para cada bloco. A

Tabela 3 mostra os valores obtidos pela GCA para as estimativas de volume *in situ*. A Tabela 4 compara a estimativa de óleo recuperável feita pela GCA com os volumes negociados no contrato. A Figura 2 faz essa mesma comparação de forma gráfica.

Pela análise dos dados, nota-se, para a maioria dos blocos, a grande disparidade entre o fator de recuperação (razão entre o volume de óleo recuperável e o volume *in situ*) utilizado pela GCA e o utilizado no contrato. Para o bloco de Franco, o fator utilizado no contrato foi bastante conservador, enquanto que, em Florim e Sul de Guará, esse valor pode ter sido bem maior do que o que condiz a realidade.

De acordo com Lima (2010), os blocos de Franco e Entorno de Iara seriam suficientes para se atingir o valor máximo de 5 bilhões de barris. Entretanto, como o contrato foi bastante conservador em relação ao volume recuperável de Franco, foi necessária a cessão de mais áreas para a totalização dos 5 bilhões de barris. Dessa forma, a inclusão desses blocos com menor estimativa de volume recuperável parece atender aos interesses da Petrobras, e não aos da União.

Nos blocos de Nordeste e Sul de Tupi e Entorno de Iara, acordos de unitização entre a União e concessionários poderiam gerar grandes receitas para a União, além do pagamento de participação especial.

Tabela 3 – Estimativas de volume de óleo *in situ* em bilhões de barris [GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES 2010].

| 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 |

Tabela 4 – Estimativa de óleo recuperável e volumes do contrato [GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES 2010].

| Bloco | Estimativa da GCA de óleo recuperável no nível 2C (bilhões de boe) | Volume do contrato (bilhões de boe) |
|----------------------|--|-------------------------------------|
| 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 | - |

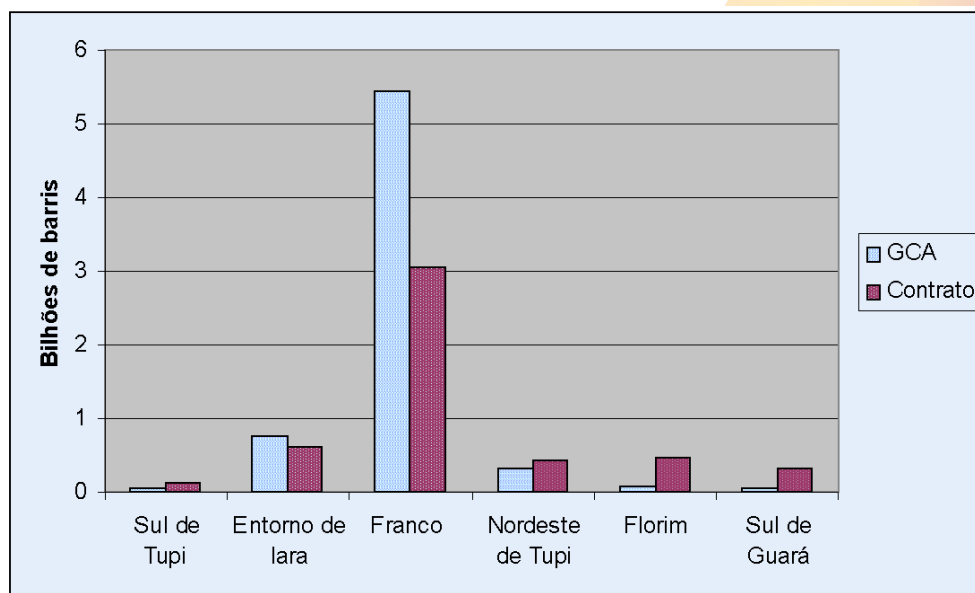


Figura 2 - Estimativa de óleo recuperável e volumes do contrato [LIMA, 2010].

Mas como a Petrobras também controla os blocos de Tupi e Iara, a própria Petrobras discutirá o acordo de unitização com ela mesma (LIMA, 2010). Lima (2010) estima

que, para um período de produção de 15 anos, admitindo um valor de US\$ 70 por barril, custos de extração por barril iguais aos custos da Petrobras à época e uma taxa de desconto

de 5%, a receita líquida obtida seria de cerca de US\$ 160 bilhões, ou US\$ 32 por barril, um valor bem maior que o valor médio de US\$ 8,51 por barril usado no contrato.

3.4. Situação Atual do Contrato de Cessão Onerosa

Em 2014, a Petrobras concluiu as atividades de perfuração previstas no PEO, totalizando 16 poços. Foi possível, então comprovar a existência dos 5 bilhões de barris negociados no contrato. Além disso, estudos comprovaram um volume entre 10 e 14 bilhões de barris excedentes ao que foi contratado. Por esse motivo, ainda em 2014, o CNPE autorizou a contratação direta, ou seja, sem licitação, da Petrobras para a exploração desse volume excedente nos campos de Franco (doravante denominado Búzios), Entorno de Iara, Florim e Nordeste de Tupi. O contrato se dá sob o regime de partilha de produção com a União recebendo um valor inicial de R\$ 15 bilhões, sendo R\$ 13 bilhões de receitas em óleo e R\$ 2 bilhões de pagamento de bônus de assinatura.

Ainda em 2014, o Tribunal de Contas da União (TCU) proibiu a contratação direta da Petrobras para a exploração do excedente dos campos contratados pela cessão onerosa. Para o TCU, a Petrobras só poderá ser contratada diretamente após o aprimoramento dos estudos sobre esse volume excedente e a

conclusão da revisão do contrato de Cessão Onerosa. Essa revisão pode resultar na alteração dos números previamente acordados de valor global, volume máximo de produção, prazo de vigência do contrato e percentuais mínimos de conteúdo local. A revisão será fundamentada em laudos técnicos elaborados por entidades certificadoras independentes contratadas pela ANP e pela Petrobras. Segundo o TCU [2015], o contrato de Cessão Onerosa possui deficiências de especificações em sua concepção, causando dificuldade de entendimento entre a ANP e a Petrobras, o que pode dificultar a realização da revisão.

4. CONCLUSÕES

O contrato de concessão é uma das modalidades mais utilizadas na indústria do petróleo mundialmente. Estrategicamente, esse contrato não é utilizado em todos os campos no Brasil, dando espaço para contrato de partilha de produção em região do pré-sal por exemplo. Apesar de não ser dona do volume efetivamente produzido, a União tem um retorno econômico baseado no pagamento de tributos como: bônus de assinatura, participação especial, *royalties* e tributos por ocupação da terra. A quantia ser paga variará de acordo com as especificações do contrato.

O contrato de cessão onerosa, por sua vez, se mostra semelhante em alguns aspectos

ao de concessão, mas não prevê certos dispositivos que gerariam grandes dividendos para a União, como a participação especial e o bônus de assinatura. O único contrato assinado sob esse regime, em setembro de 2010, parece atender sobretudo aos interesses da Petrobras, em detrimento dos da União. As áreas cedidas nesse contrato, caso exploradas sob um diferente regime contratual, como partilha de produção, contratos de prestação de serviço ou acordos de unitização, poderiam gerar receitas muito maiores para a União do que o valor previsto no contrato.

5. REFERÊNCIAS

ANP (AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO). *Edital de Licitações – 13ª Rodada*. Rio de Janeiro, 2015.

_____. *Contrato de concessão para exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural*. 2010.

BRASIL. *Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997*. Brasília, DF: Presidência da República, 1997. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm>. Acesso em: 8 jun. 2016.

_____. *Lei nº 12.276, de 30 de junho de 2010*. Brasília, DF: Presidência da República,

2010. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/Lei/L12276.htm>. Acesso em: 8 jun. 2016.

GAFFNEY, CLINE & ASSOCIATES (Brasil). *Exame e Avaliação de Dez Descobertas e Prospectos Seleccionadas no Play do Pré-sal em Águas Profundas na Bacia de Santos, Brasil*, 2010.

LIMA, Paulo César Ribeiro. Consultoria Legislativa da Câmara dos Deputados. *Descrição e análise do contrato de cessão onerosa entre a União e a Petrobrás*. Brasília: Câmara dos Deputados, 2010.

QUINTANS, Luiz Cezar P. *Manual de Direito do Petróleo*. Atlas, 2015.

TCU (TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO). Plenário. *Acórdão nº 353/2016*. Processo TC 011.325/2015-1. Relator Ministro José Múcio Monteiro. Julgado em 24 fev. 2016. Disponível em: <<http://www.tcu.gov.br>>. Acesso em: 9 jun. 2016.