



PUC

DEPARTAMENTO DE DIREITO

OS CONTRATOS DE CONCESSÃO NA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL

por

Bruno Ernesto Coelho Vignal

ORIENTADOR(A): Prof. Felipe Girdwood Acioli

2009.2

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO

RUA MARQUÊS DE SÃO VICENTE, 225 - CEP 22453-900

RIO DE JANEIRO - BRASIL

OS CONTRATOS DE CONCESSÃO NA EXPLORAÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL

por

Bruno Ernesto Coelho Vignal

Monografia apresentada ao
Departamento de Direito da Pontifícia
Universidade Católica do Rio de
Janeiro (PUC-Rio) para a obtenção do
Título de Bacharel em Direito.

Orientador(a): Prof. Felipe Girdwood
Acioli

2009.2

AGRADECIMENTOS

À minha família, pelos sacrifícios realizados para que eu pudesse estar aqui hoje, e pelo apoio incondicional ao longo deste curso de graduação.

Aos sócios, advogados e grandes amigos da Equipe Corporate/Oil & Gas de Tozzini Freire Advogados, pelo aprendizado diário, pela paciência nos ensinamentos transmitidos e pela oportunidade de trabalhar com profissionais de excelência em um ambiente de harmonia inigualável.

Ao meu orientador, Felipe Girdwood Acioli, pela ajuda e dedicação na elaboração desta monografia e pela oportunidade concedida de poder contar com alguém tão capacitado nesse importante momento da minha vida.

RESUMO

VIGNAL, Bruno Ernesto Coelho. Os Contratos de Concessão na Exploração de Petróleo e Gás Natural no Brasil. Monografia (Graduação em Direito). – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2009.

O presente trabalho visa analisar o surgimento do sistema das concessões na exploração e produção de petróleo e gás natural ao redor do mundo, bem como expor as principais características dos Contratos de Concessão utilizados na exploração destes hidrocarbonetos no Brasil, e, por fim, proceder a uma breve análise da real necessidade de introdução dos Contratos de Partilha de Produção na exploração do Pré-sal brasileiro. Objetiva-se, dessa forma, demonstrar que a manutenção dos Contratos de Concessão, com algumas alterações no regime aplicável às participações governamentais, seria mais aconselhável para regular as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural na região do Pré-sal.

Palavras-chave: Contratos de Concessão. Petróleo e Gás Natural. Contratos de Partilha de Produção. Pré-sal.

ABSTRACT

VIGNAL, Bruno Ernesto Coelho. Os Contratos de Concessão na Exploração de Petróleo e Gás Natural no Brasil. Monografia (Graduação em Direito). – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2009.

The purpose of this work is to analyze the emerging of the concession system for the exploration and production of oil and natural gas throughout the world, as well as to expose the main characteristics of the Concession Contracts used in the exploration of such hydrocarbons in Brazil, and, finally, to make a brief analysis of the real need to introduce the Production Sharing Agreements in the exploration of the Brazilian Pre-salt area. Furthermore, the target is to show that the maintenance of the Concession Agreements, with some adjustments regarding the government take regime, would be more advisable to regulate the exploration and production of oil and natural gas in the Pre-salt area.

Key words: Concession Agreements. Oil and Natural Gas. Production Sharing Agreements. Pre-salt.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	7
CAPÍTULO 1 - A ORIGEM DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO NA INDÚSTRIA PETROLÍFERA.....	11
1.1. - BREVE HISTÓRICO.....	11
1.2. - CONCEITO.....	13
1.3. - NATUREZA JURÍDICA.....	14
CAPÍTULO 2 – O ATUAL MARCO REGULATÓRIO DO PETRÓLEO NO BRASIL E OS PRINCIPAIS AGENTES DO SETOR.....	18
2.1 – O ATUAL MARCO REGULATÓRIO E A CONSTITUIÇÃO FEDERAL DE 1988	18
2.1.1 – A Emenda Constitucional nº 9 de 1995.....	18
2.1.2 – A Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997.....	19
2.2 – PRINCIPAIS ENTES GOVERNAMENTAIS NA INDÚSTRIA PETROLÍFERA BRASILEIRA.....	21
2.2.1 - Conselho Nacional de Política Energética.....	22
2.2.2 – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP	23
CAPÍTULO 3 – PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO PARA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL	26
3.1 – PROCESSO DE ESCOLHA DA CP – LICITAÇÕES PROMOVIDAS PELA ANP.....	26
3.1.1 - Manifestação de Interesse.....	27
3.1.2 - Pacote de Dados.....	28
3.1.3 - Qualificação Técnica, Financeira e Jurídica.....	28
3.1.3.1 - Qualificação como Não - Operadora.....	29
3.1.3.1.2 - Qualificação como Operadora.....	29
3.1.3.1.3 - Qualificação Financeira.....	30
3.1.3.1.4 - Qualificação Jurídica.....	31
3.1.4 - Julgamento das Ofertas.....	31
3.2 - ETAPAS E FASES CONTRATUAIS.....	32
3.2.1 - Fase de Exploração.....	33
3.2.2 - Fase de Produção.....	35
3.3 - CONTRAPARTIDAS RECEBIDAS PELO ESTADO CONCEDENTE.....	37
3.3.1 - Bônus de Assinatura.....	38
3.3.2 - Royalties.....	39
3.3.3 - Participação Especial.....	40
3.3.4 - Pagamento pela Ocupação e Retenção de Área.....	41
3.4 - CESSÃO DE DIREITOS.....	42
3.5 - UNITIZAÇÃO.....	46
3.6 - CONTEÚDO LOCAL.....	49
CAPÍTULO 4 - O PRÉ-SAL E OS CONTRATOS DE PARTILHA DA PRODUÇÃO.....	52
4.1 - ENTENDENDO O PRÉ-SAL.....	52
4.2 - CONSEQUÊNCIAS DA DESCOBERTA DO PRÉ-SAL.....	53
4.3 - BREVES CONSIDERAÇÕES ACERCA DOS CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO.....	54
4.4 - O PRÉ-SAL E A REAL NECESSIDADE DE INTRODUÇÃO DOS CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO.....	55

4.5 - CONTROVÉRSIAS ACERCA DA CONSTITUCIONALIDADE DOS CONTRATOS DE PARTILHA DA PRODUÇÃO.....	57
5 - CONCLUSÃO.....	60
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	64

INTRODUÇÃO

Os contratos de concessão para a exploração e produção de petróleo e gás natural se confundem com a própria história da indústria petrolífera, tendo sido a primeira modalidade contratual adotada para regular as relações entre os Países Produtores e as *Oil Companies* ao redor do mundo.

Em seu início, tal modalidade era caracterizada por outorgar às *Oil Companies* direitos sobre vastas áreas por um significativo período de tempo e com total controle destas sobre a forma de exercício desses direitos. Além disso, os Países Produtores recebiam uma contrapartida bastante insatisfatória, baseada somente em uma pequena parcela a título de royalties sobre a produção. Nesse sentido, podemos citar o entendimento de John S. Dzienkowski sobre o tema:

These concessions did not specifically obligate the companies to drill on any of the lands granted or to release territory if exploration and drilling were not undertaken. Moreover, the host countries had no right to participate in managerial decisions; the sole financial benefit received by the countries or their rulers was the right to royalty.¹

Após longos anos de benefícios concedidos às *Oil Companies*, os Países Produtores começaram a questionar determinadas condições previstas nos contratos e, posteriormente, passaram a exigir a renegociação de algumas de suas cláusulas, as quais, muitas vezes, atentavam contra a soberania estatal.

Nesse contexto, surgiram as chamadas “concessões modernas”, que se baseavam em condições bem mais igualitárias entre as partes contratantes. Tais mudanças, portanto, foram essenciais para a sobrevivência das concessões na

¹ SMITH, Ernest et al.. *International Petroleum Transactions*. 2ª ed.. Denver, Colorado: Rocky Mountain Mineral Law Foundation, 2000, p. 412.

indústria do petróleo, haja vista a forte repercussão negativa gerada pelo desequilíbrio de posições entre os Países Produtores e as *Oil Companies*.

No Brasil, o sistema das concessões foi adotado por meio da Lei 9.478/97 (“Lei do Petróleo”), que teve como pano de fundo a promulgação da Emenda Constitucional nº 9/95, a qual permitiu à União contratar com empresas privadas ou estatais as atividades de exploração e produção de petróleo, resultando, com isso, na flexibilização do monopólio que era exercido pela Petrobras até então.

Desta forma, a Lei do Petróleo veio instaurar um novo regime jurídico para o setor, trazendo diversas disposições acerca da maneira pela qual a indústria petrolífera passaria a ser conduzida no país. Esta Lei criou, por exemplo, a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, órgão responsável pela regulação do setor.

Nesse sentido, transcrevemos abaixo o entendimento de Marilda Rosado de Sá Ribeiro sobre tais alterações no marco regulatório da indústria petrolífera nacional:

Em linhas gerais, afirma-se que o monopólio tornou-se “flexível” porque, embora a propriedade dos recursos do subsolo ainda seja da União Federal, o exercício exclusivo concedido por mais de quarenta anos a uma empresa estatal, a Petrobras, tornou-se aberto a empresas privadas através da celebração de contratos de concessão para as atividades de upstream ou por meio de autorizações para as atividades de downstream.²

Nessa esteira, a ANP passou a realizar rodadas de licitação para a outorga das concessões dos blocos exploratórios em território nacional, tendo obtido significativo sucesso desde a sua criação, e garantido, inclusive, a

segurança jurídica necessária para o avanço dos investimentos e o conseqüente desenvolvimento no setor.

No entanto, com o recente advento do Pré-sal, muito tem sido discutido com relação à introdução dos Contratos de Partilha da Produção no cenário regulatório atual, a fim de regular as atividades a serem desenvolvidas nessa nova fronteira exploratória, capaz de gerar riquezas até então inimagináveis para o país.

Entre os argumentos utilizados na defesa dessa tese podemos citar o fato de que os riscos exploratórios no Pré-sal seriam, supostamente, muito baixos, o que não justificaria a manutenção dos contratos de concessão para essas áreas, uma vez que estes foram introduzidos em um cenário regulatório de elevados riscos exploratórios, além de podermos citar também a questão envolvendo a propriedade dos hidrocarbonetos extraídos, que nos Contratos de Partilha permanece sob titularidade do País Produtor.

Ainda com relação ao Pré-sal, o Presidente da Petrobras, José Sergio Gabrielli, já manifestou em diversos jornais de grande circulação nacional o seu entendimento de que “o regime de partilha dará ao governo mais opções de comandar o setor, uma vez que este terá mais instrumentos ao seu dispor para fazer o ajuste fino de sua política para o setor.”³

Ainda segundo Gabrielli, “esse tipo de contrato exige uma série de ações durante a operação de exploração que faz com que o governo tenha um

² RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo – As Joint Ventures na Indústria do Petróleo*. Rio de Janeiro, Editora Renovar, 2ª Ed., 2003, pp.321-322.

³ OLIVEIRA, Ribamar; GOY, Leonardo. Gabrielli quer mudar lei do petróleo. *O Estado de São Paulo*, São Paulo, p.32, 4 jun. 2008.

poder de interferência que o contrato de concessão não dá"⁴, acentuando, ainda, que, por meio do contrato de partilha, a União pode administrar o ritmo de exploração dos novos campos.

Desta forma, o presente trabalho tem por finalidade realizar um breve histórico do sistema das concessões ao redor do mundo, para depois abordar os principais aspectos jurídico-contratuais dos contratos de concessão utilizados no Brasil, e, ao final, analisar a real necessidade de introdução dos Contratos de Partilha de Produção na regulação das atividades relativas ao Pré-sal, apresentando, para tanto, os principais argumentos utilizados por aqueles que defendem a manutenção do atual sistema das concessões, bem como os argumentos daqueles que entendem que o Contrato de Partilha da Produção se apresenta como o modelo mais indicado para regular a exploração e produção de hidrocarbonetos na área do Pré-sal brasileiro.

⁴ *ibid.*

CAPÍTULO 1 – A ORIGEM DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO NA INDÚSTRIA PETROLÍFERA

1.1 Breve Histórico

A adoção dos contratos de concessão para regular as atividades da indústria petrolífera ao redor do mundo teve como ponto de partida a outorga das “Concessões Clássicas”, sendo utilizadas, por exemplo, por alguns países do Oriente Médio a partir do início do Séc. XX⁵. Ao longo dos anos, foram verificadas diversas e profundas modificações em sua estrutura e características, com a finalidade de conjugar os anseios dos Estados concedentes com o interesse das Companhias Petrolíferas (“CPs”), conforme será melhor detalhado a seguir.

A partir de 1930, os governos de sete países do Oriente Médio negociaram e celebraram uma série de contratos de concessão com grandes CPs mundiais. Com base em tais contratos, as CPs obtiveram condições extremamente benéficas, incluindo o direito de explorar e produzir petróleo em gigantes áreas nessa região, que por muitas vezes cobriam a totalidade ou uma importante parte do território do Estado concedente, além do fato de que tais concessões eram outorgadas por um prazo bastante longo, que podia chegar, por exemplo, a setenta e cinco anos.⁶

De acordo com John S. Dzienkowski⁷, as Concessões Clássicas possuíam as seguintes características principais: (i) as áreas de concessão eram extraordinariamente grandes e com prazos de exploração longos; (ii) as CPs

⁵ SMITH, Ernest et al.. *International Petroleum Transactions*. 2ª ed.. Denver, Colorado: Rocky Mountain Mineral Law Foundation, 2000, p. 412.

⁶ TAVERNE, Bernard. *Petroleum, Industry and Governments: A Study of the Involvement of Industry and Governments in the Production and Use of Petroleum*. 2ª ed.. The Netherlands: Kluwer Law International, 2008. p. 173.

⁷ SMITH, Ernest et al.. *International Petroleum Transactions*. 2ª ed.. Denver, Colorado: Rocky Mountain Mineral Law Foundation, 2000, p. 412

possuíam amplo controle sobre o calendário e a maneira através da qual as reservas seriam desenvolvidas; e (iii) ao Estado concedente sobravam alguns poucos direitos, incluindo o de receber uma contrapartida pela produção verificada.

Além disso, Bernard Taverné⁸ indica que tais contratos de concessão também podiam ser caracterizados pela ausência de previsões a respeito da posterior devolução das áreas concedidas, bem como pelo fato de que até a primeira revisão fiscal de seus termos e condições, em 1951, os concessionários estavam liberados de pagar quaisquer impostos ou demais tributos sobre as atividades realizadas, incluindo imposto de renda, mas sem prejuízo de terem que arcar com os valores devidos a título de bônus de assinatura/descoberta e royalties, sendo que estes últimos eram devidos em quantias anuais mínimas.

Em razão desses fatores de desequilíbrio contratual a favor das CPs, que geravam, por conseqüência, vantagens excessivas para estas em detrimento dos governos dos Estados concedentes, principalmente aqueles situados no Oriente Médio, verificou-se que, a partir de meados do século passado, tais países começaram a alterar sua maneira de lidar com a questão da outorga de direitos de exploração e produção petrolífera, passando a questionar determinadas posições das CPs e a lutar por condições contratuais bastante distintas daquelas até então vigentes.

A partir dos anos 1950, algumas mudanças contratuais iniciaram-se no Oriente Médio e muitos países optaram por renegociar os termos dos contratos de concessão que haviam outorgado às CPs. O alcance de tais mudanças, por

sua vez, dependia muito do poder de barganha do Estado concedente e da rentabilidade da área que havia sido concedida.⁹

As mudanças obtidas pelo governo da Arábia Saudita ilustram bem as pretensões desejadas pelos governos dos Estados concedentes em geral, especialmente porque relacionadas com a renegociação do “take” estatal sobre as receitas auferidas com a produção e com a imposição dos sistemas nacionais de tributação sobre as operações conduzidas pelas CPs em seus territórios.¹⁰

Essa mudança de postura dos Estados concedentes foi de grande importância para o desenvolvimento do novo modelo de concessão, conforme utilizado atualmente, que se mostra totalmente oposto àquele que vigorava no início do século passado, possuindo um caráter bem mais comutativo entre as partes contratantes.

1.2 Conceito

A contratação via concessão na indústria do petróleo e gás pode ser conceituada como sendo aquela na qual o titular dos direitos sobre os hidrocarbonetos, via de regra o Estado, concede a uma ou mais CPs nacionais ou estrangeiras o direito exclusivo de explorar e produzir hidrocarbonetos, por sua conta e risco, tornando-se proprietárias do óleo e gás produzidos e podendo deles dispor livremente, observando, contudo, as regras contratuais e os mecanismos de taxaço aplicáveis.

⁸ TAVERNE, Bernard. *Petroleum, Industry and Governments: A Study of the Involvement of Industry and Governments in the Production and Use of Petroleum*. 2ª ed.. The Netherlands: Kluwer Law International, 2008. p. 173.

⁹ SMITH, Ernest et al.. *International Petroleum Transactions*. 2ª ed.. Denver, Colorado: Rocky Mountain Mineral Law Foundation, 2000, p. 418.

¹⁰ SMITH, Ernest et al.. *International Petroleum Transactions*. 2ª ed.. Denver, Colorado: Rocky Mountain Mineral Law Foundation, 2000, ps. 418 e 419.

Desta forma, cabe salientar que o seu traço característico e principal elemento diferenciador com relação às demais modalidades contratuais utilizadas na indústria petrolífera reside no fato de que a titularidade direta do petróleo extraído dos reservatórios pertence às CPs e não ao Estado concedente.

Além disso, tendo em vista o caráter estratégico desses recursos petrolíferos, é comum que haja para as CPs a obrigação de destinar uma determinada parcela da produção ao abastecimento do mercado interno do Estado concedente. Cabe ao Estado, por sua vez, o acompanhamento e a fiscalização das operações desenvolvidas pelas CPs concessionárias.

1.3 Natureza Jurídica

Inicialmente, para que possamos determinar a natureza jurídica do contrato de concessão para exploração de petróleo e gás é necessário distinguir esta modalidade contratual daquela relacionada com a concessão de serviços públicos.

Segundo Maria Sylvia Zanella Di Pietro¹¹, podemos definir a concessão de serviço público nos seguintes termos:

Concessão de serviço público é o contrato administrativo pelo qual a Administração Pública delega a outrem a execução de um serviço público, para que o execute em seu próprio nome, por sua conta e risco, assegurando-lhe a remuneração mediante tarifa paga pelo usuário ou outra forma de remuneração decorrente da exploração do serviço.

Hely Lopes Meirelles¹², por sua vez, traz a seguinte definição:

Contrato de concessão de serviço público, ou, simplesmente, concessão de serviço público, é o que tem por objeto a transferência da execução de um serviço do Poder

¹¹ DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella. *Direito Administrativo*. 21ª ed. São Paulo, Editora Atlas, 2008, p.278.

¹² MEIRELLES, Hely Lopes. *Direito Administrativo Brasileiro*. 28ª Ed. São Paulo, Malheiros Editores, 2003, p.255.

Público ao particular, que se remunerará dos gastos com o empreendimento, aí incluídos os ganhos normais do negócio, através de uma tarifa cobrada aos usuários.

Dito isso, passaremos a analisar a seguir os principais pontos que distinguem a concessão de direitos exploratórios de petróleo e gás natural das concessões de serviços públicos em geral.

É inegável, por um lado, que os contratos de concessão para exploração de petróleo e gás natural possuem características semelhantes aos contratos de concessão de serviços públicos, uma vez que, por exemplo, ambos são outorgados pelo Estado e contam com a presença de determinados atributos e privilégios aos concessionários, incluindo a concessão de benefícios fiscais e autorização para desapropriação de terras e uso de bens públicos.¹³

No entanto, as diferenças básicas entre ambos podem ser sintetizadas da seguinte forma:

Na concessão de serviço público, o concessionário assume a obrigação de realizar um serviço para a sociedade em nome do Estado concedente, sendo-lhe autorizada a cobrança de tarifas aos usuários do serviço, a fim de que possa ser remunerado pelos serviços prestados.

Na concessão de petróleo e gás, por outro lado, o concessionário não realiza serviços públicos para a sociedade e nem cobra desta qualquer tipo de tarifa pelas atividades realizadas. Ao invés, entende-se que o concessionário conduz um empreendimento comercial que será regulado através das disposições de um contrato celebrado com o Estado concedente, no qual este concessionário adquire a propriedade sobre os hidrocarbonetos produzidos,

¹³ SMITH, Ernest et al.. *International Petroleum Transactions*. 2ª ed. Denver, Colorado: Rocky Mountain Mineral Law Foundation, 2000, p. 428.

podendo exportá-los e vendê-los em troca de uma contrapartida a ser paga ao Estado.¹⁴

No entanto, apesar de haver grande concordância entre doutrinadores nacionais e estrangeiros no que se refere à diferenciação de conceito entre contratos de concessão de serviços públicos e contratos de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural, encontramos bastante divergência entre eles com relação à definição da natureza jurídica destes últimos.

Segundo Toshio Mukai, “o contrato de exploração e produção de petróleo e gás é um contrato de direito privado, diferentemente dos contratos de concessão de serviços, que são regidos pelo direito público.”¹⁵

Já Maria Sylvia Zanella Di Pietro defende que “o contrato de exploração e produção de petróleo e gás é um contrato de concessão atípico, chamado de contrato de concessão de uso de bens públicos, de acordo com os arts. 20 e 176 da Constituição Federal.”¹⁶

Por fim, há doutrinadores como Marcelo de Oliveira Mello e Carlos César Borromeu de Andrade que entendem que os contratos de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural possuem natureza *sui generis*.¹⁷ Ainda segundo esses autores:

¹⁴ SMITH, Ernest et al.. *International Petroleum Transactions*. 2ª ed.. Denver, Colorado: Rocky Mountain Mineral Law Foundation, 2000, pp. 428-429.

¹⁵ MUKAI, Toshio. Parecer sobre Consulta Feita pelo IBP Visando Respostas, Comentários e Sugestões em Relação ao Contrato Formulado para a ANP. São Paulo, 10 mar. 1999. In: Revista Trimestral de Direito Público, São Paulo, v. 25, 1999, 103 p.

¹⁶ Vide Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, disponível em: <http://www.ibp.org.br>. Acesso em 8 jul. 2009.

¹⁷ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo – As Joint Ventures na Indústria do Petróleo*. Rio de Janeiro, Editora Renovar, 2ª Ed., 2003, p.367.

Trata-se de acordos de desenvolvimento econômico, que pela sua natureza e finalidade contrariam a tipicidade dos contratos em geral, pois se de um lado pode haver intenção de enriquecimento de uma parte, o particular, do outro lado, no que respeita ao parceiro-Estado, inexistente tal propósito único, pois está igualmente presente uma opção política de resguardo de valores sociais, conforme expressos na intenção de desenvolver a nação, em todos os seus aspectos, inclusive o econômico.¹⁸

¹⁸ Idem.

CAPÍTULO 2 – O ATUAL MARCO REGULATÓRIO DO PETRÓLEO NO BRASIL E OS PRINCIPAIS AGENTES DO SETOR

2.1 O Atual Marco Regulatório e a Constituição Federal de 1988

A nossa atual Constituição Federal foi promulgada no mês de outubro de 1988 (“CF/88”), trazendo a liberdade de iniciativa como um de seus fundamentos, conforme previsto em seu artigo 1º, IV.

O artigo 173 da nossa CF/88, por sua vez, limita a exploração direta da atividade econômica pelo Estado aos casos que envolvam segurança nacional ou relevante interesse coletivo, ressalvadas as exceções previstas na própria CF/88. Portanto, podemos observar que a CF/88 buscou restringir a intervenção direta do Estado na economia.

Assim, nos termos de seu artigo 174, a principal função a ser exercida pelo Estado é a de agente normativo e regulador, sendo o responsável pela fiscalização, incentivo e planejamento da atividade econômica.

Considerando essa limitação do escopo de atuação do Estado na atividade econômica, trazida pela CF/88, Diogo de Figueiredo Moreira Neto explica que a década de 80 presenciou o auge de um movimento global de desestatização e abertura de mercado, resultando na “redução do tamanho do Estado às dimensões adequadas para desempenhar as tarefas, essenciais ou necessárias que lhe comete a sociedade (...)”.¹⁹

2.1.1 A Emenda Constitucional nº 9 de 1995

¹⁹ MARTINS, Daniela Couto. *A Regulação da Indústria do Petróleo Segundo o Modelo Constitucional Brasileiro*. Belo Horizonte, Editora Fórum, 2006, pp. 22-23.

A Emenda Constitucional Nº 9 de 1995 (“EC 9/95”) pode ser entendida como uma consequência desse movimento global de desestatização e abertura de mercados, tendo em vista que a nova redação dada ao artigo 177 da CF/88, por meio da inclusão de seu parágrafo primeiro, representou uma quebra do monopólio até então exercido pela União, por meio da Petrobras, no que se refere às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural em território brasileiro.

A partir da EC 9/95, portanto, a União passou a ser autorizada a contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV do artigo 177, que englobam, entre outras, a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos.

Em linhas gerais, a EC 9/95 pôs fim à exclusividade até então exercida pelo Estado com relação às atividades descritas nos incisos I a IV do artigo 177 da CF/88, incluindo a faculdade da União para contratar a realização destas atividades com empresas privadas ou estatais. No entanto, o Estado, por meio da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, órgão regulador competente para o assunto, é quem decide quais os concessionários que estão aptos a exercer as referidas atividades e em que circunstâncias. Trata-se, portanto, do chamado monopólio de escolha do Poder Público.²⁰

2.1.2 A Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997

A fim de regular as disposições incluídas na CF/88 por meio da EC 9/95, foi promulgada, em 6 de agosto de 1997, a Lei 9.478 (“Lei do Petróleo”),

que estabeleceu um novo regime jurídico para o setor de petróleo e gás no Brasil. No entendimento de Marilda Rosado de Sá Ribeiro, essa lei “tornou o monopólio *flexível*”²¹, pois, apesar da propriedade dos recursos do subsolo permanecer sob titularidade da União Federal, as empresas privadas também passaram a ser autorizadas a celebrar contratos de concessão ou receber autorizações para a realização das atividades inerentes à indústria do petróleo.

No entanto, conforme previsto nos artigos 176 da CF/88 c/c artigos 3º, 21 e 26 da Lei do Petróleo, o concessionário passa a ser o titular do direito de propriedade sobre esses recursos após sua extração, arcando, em contrapartida, com os tributos devidos e as participações legais ou contratuais correspondentes.

No mais, a Lei do Petróleo trouxe várias outras disposições para detalhar a regulamentação da atividade, tendo criado, por exemplo, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, órgão vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República as políticas nacionais e medidas específicas relacionadas à indústria do petróleo; e a ANP, órgão regulador da indústria, vinculado ao Ministério de Minas e Energia.

Em seguida, foi publicado o Decreto 2.705/98, que regulamentou a Lei do Petróleo, estabelecendo os critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais, definindo, por exemplo, os critérios aplicáveis aos bônus de assinatura e aos *royalties*.

²⁰ MORAES, Alexandre de. Regime Jurídico da Concessão para Exploração de Petróleo e Gás Natural. In: Revista de Direito Constitucional e Internacional, São Paulo, 2001, p. 162-176.

²¹ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo – As Joint Ventures na Indústria do Petróleo*. Rio de Janeiro, Editora Renovar, 2ª Ed., 2003, pp.321.

Em mais de uma década de existência da Lei do Petróleo, a ANP já realizou 10 (dez) Rodadas de Licitações, sendo que a última delas ocorreu em 18 de dezembro de 2008. Nesse período, as reservas provadas brasileiras de petróleo e gás natural tiveram um crescimento bastante significativo, especialmente com a recente descoberta do Pré-sal.

Além disso, a produção anual de petróleo, nesse mesmo período, cresceu tão consideravelmente que marcou a auto-suficiência do Brasil em 2006.²²

2.2 Principais Entes Governamentais na Indústria Petrolífera Brasileira

Os entes governamentais brasileiros que possuem os papéis mais importantes na formulação e execução de políticas para o setor e na regulamentação das atividades petrolíferas são o Conselho Nacional de Política Energética (“CNPE”) e a Agência Nacional do Petróleo (“ANP”).

Além dos entes referidos acima, outros agentes governamentais estão diretamente envolvidos na regulação da indústria petrolífera brasileira, sendo eles:

- i. o Ministério de Minas e Energia (MME);
- ii. o Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis – IBAMA e o Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), que têm como funções primárias respectivamente propor e executar as políticas nacionais de meio ambiente, especialmente no que diz respeito ao uso sustentável dos recursos ambientais, exercendo fiscalização e controle sobre tal uso;

²² Informação disponível em <www.anp.gov.br>. Acesso em 16 jul. de 2009.

- iii. a Agência Nacional de Transportes Aquaviários – ANTAQ, que, vinculada ao Ministério dos Transportes, tem por fim regular o transporte aquaviário de embarcações e as atividades portuárias;
- iv. a Marinha do Brasil, por meio da Diretoria de Portos e Costas, que tem também a função de fiscalizar as embarcações utilizadas em atividades relacionadas ao petróleo e gás, assim como o tráfego nas águas jurisdicionais brasileiras; e
- v. a Petróleo Brasileiro S.A. – PETROBRAS, por ser a concessionária que anteriormente exercia o monopólio em nome do Estado e que, atualmente, é a CP com a maior participação em número de blocos exploratórios no Brasil.

2.2.1 CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA – CNPE

O CNPE foi criado pelo artigo 2º da Lei do Petróleo como um órgão consultivo vinculado à Presidência da República, sendo presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia. Entre suas funções, destacam-se: (i) a de propor políticas nacionais e medidas específicas no sentido de promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do Brasil; (ii) assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País; e (iii) rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país.

Compete, ainda, ao CNPE estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, do carvão e da energia nuclear, assim como para importação e exportação dos recursos energéticos.

Para que possa cumprir as suas atribuições, o CNPE deve observar os princípios gerais da política energética nacional e à legislação em vigor.²³

Ainda visando o cumprimento de suas atribuições, o CNPE poderá constituir Grupos de Trabalho no âmbito dos seus Comitês. A função desses grupos é analisar e opinar sobre matérias específicas submetidas à sua apreciação, inclusive com a participação de representantes da sociedade civil, dos setores de produção e de distribuição, e dos consumidores, quando a matéria analisada lhes disser respeito.²⁴

2.2.2 AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP

Nos termos do artigo 7º da Lei do Petróleo, foi instituída a ANP como “entidade integrante da Administração Federal Indireta, submetida ao regime autárquico especial, como órgão regulador da indústria do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis, vinculada ao Ministério de Minas e Energia”.

Como entidades jurídicas integrantes da Administração Indireta, as agências reguladoras apresentam inúmeros precedentes na estrutura administrativa de diversos países. Na Inglaterra, por exemplo, a partir de 1884, surgiram entes autônomos, criados pelo Parlamento para regular medidas previstas em lei. Para cada lei regulando um assunto de importância elevada criava-se um novo ente para sua aplicação prática. Nos Estados Unidos da América e na França, sob influência inglesa, proliferaram-se também, embora

²³ ARAUJO, Isabella Maria Medeiros e, GALVÃO, Kátia Cheim Pereira e SILVEIRA NETO, Otacílio dos Santos *in: Da Política Energética Brasileira: uma análise acerca de seus princípios e objetivos*. Disponível em http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0236_05.pdf. Acesso em 16 jul. 2009.

²⁴ Idem.

sob diferentes formas jurídicas, entes autônomos dentro da estrutura administrativa de tais países.²⁵

No Brasil, as agências reguladoras surgiram como uma consequência direta do processo de privatização de empresas estatais e, adicionalmente, em razão da promulgação das Emendas Constitucionais nº 5, 8 e 9 de 1995. Após o fim dos monopólios estatais nos setores de telecomunicações, radiodifusão sonora e de sons e imagens, e gás canalizado, além da flexibilização do monopólio do petróleo, a tutela estatal sobre essas atividades sofreu diminuição, uma vez que elas passaram a ser desempenhadas por empresas privadas. Ao Estado ficaram asseguradas as funções de regulação e fiscalização de tais atividades.

Entre as funções outorgadas à ANP por meio dos artigos 8º, 9º e 10º da Lei do Petróleo, podemos destacar as seguintes: (i) promover a regulação, contratação e fiscalização das atividades econômicas que integram a indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis; (ii) elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de direitos exploratórios, cabendo-lhe, ainda, celebrar os contratos delas decorrentes e fiscalizar a sua execução; (iii) autorizar a prática das atividades de refino, liquefação, regaseificação, carregamento, processamento, tratamento, transporte, estocagem e acondicionamento de petróleo, gás natural e biocombustíveis; e (iv) fiscalizar as atividades da indústria em geral, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas na legislação ou no contrato.

Além das funções destacadas acima, cumpre mencionar, ainda, que a ANP está encarregada de solucionar os conflitos entre os agentes econômicos e

²⁵ GROTTI, Dinorá Adelaide Musetti. Em: Revista Eletrônica de Direito Administrativo Econômico; Número 6, Maio/Junho/Julho 2006; p. 4.

entre estes e os usuários e consumidores, com ênfase em procedimentos arbitrais e conciliatórios, conforme regra do artigo 20 da Lei do Petróleo c/c artigos 36 e 37 da Portaria ANP 160, de 02 de agosto de 2004 (“Regimento Interno da ANP”). A esse respeito, transcrevemos abaixo o entendimento de Daniela Couto Martins:

Esses procedimentos são bastante compatíveis com a celeridade que se espera das decisões de um órgão regulador, que deve agir de forma rápida para não criar impasses ou maiores prejuízos ao mercado. A arbitragem, por sua vez, é uma forma de solução de conflitos que tem as grandes qualidades da especialização técnica e confidencialidade, ambas muito necessárias para a indústria do petróleo.²⁶

Além disso, a própria Lei do Petróleo, em seu artigo 43, inciso X, estabelece que os contratos de concessão deverão prever as regras sobre solução de controvérsias, relacionadas com o contrato e sua execução, incluindo a arbitragem internacional e a conciliação.

Nesse sentido, ainda segundo Daniela Couto Martins, vale mencionar que “os contratos de concessão até então assinados pela ANP prevêm que a arbitragem será efetuada por três árbitros e será regida pelas Regras de Conciliação e Arbitragem da Câmara de Comércio Internacional”.²⁷

²⁶ MARTINS, Daniela Couto. *A Regulação da Indústria do Petróleo segundo o modelo constitucional brasileiro*. Belo Horizonte, Editora Fórum, 2006, p. 187.

²⁷ MARTINS, Daniela Couto. *A Regulação da Indústria do Petróleo segundo o modelo constitucional brasileiro*. Belo Horizonte, Editora Fórum, 2006, p. 188.

CAPÍTULO 3 – PRINCIPAIS CARACTERÍSTICAS DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO PARA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL

3.1 Processo de Escolha da CP – Licitações Promovidas pela ANP

Conforme já mencionado neste trabalho, a Lei do Petróleo criou a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP, que possui, entre outras funções, a de promover a regulação, contratação e fiscalização das atividades econômicas inerentes à indústria do petróleo, incluindo a elaboração dos editais e realização das rodadas de licitações para a concessão dos direitos exploratórios.

Desta forma, a primeira Rodada de Licitações foi realizada em 1999 e, desde então, as demais Rodadas realizadas pela ANP têm contribuído significativamente para o rápido crescimento da indústria de petróleo e gás no Brasil, bem como para a estabilidade da economia nacional. Até o momento foram realizadas 10 (dez) Rodadas de Licitações pela ANP, sendo que a última delas ocorreu em 18 de dezembro de 2008.

Os principais objetivos das Rodadas de Licitações são: (i) atrair novos investimentos para o setor, a fim de alavancar o seu desenvolvimento; (ii) aumentar as oportunidades de trabalho e estimular a indústria nacional; (iii) ampliar o conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras; (iv) recompor as reservas nacionais e manter a auto-suficiência na produção de petróleo; (v) minimizar a dependência externa de gás natural; e (vi) aumentar a arrecadação do Governo por meio das participações governamentais.²⁸

²⁸ Informação disponível em www.anp.gov.br e www.brasil-rounds.gov.br. Acesso em 20 jul. 2009.

Cabe enfatizar que para participar de uma Rodada de Licitação é necessário observar as regras contidas no Edital disponibilizado pela ANP, que traz os requisitos necessários para habilitação da CP²⁹, conforme será melhor detalhado a seguir.

3.1.1 Manifestação de Interesse

O processo de habilitação é iniciado com a Manifestação de Interesse da CP em participar da Rodada. Esse documento deverá conter, obrigatoriamente, as informações descritas abaixo, sem prejuízo das demais informações que a CP considere relevantes:

- (a) Procuração nomeando o representante credenciado da CP perante a ANP, para quem será enviada toda e qualquer documentação referente à Rodada;
- (b) Carta de Apresentação de Manifestação de Interesse, que deverá ser devidamente assinada por um dos Representantes Credenciados da empresa junto à ANP, contendo atestado de veracidade, precisão e fidelidade das informações apresentadas para a Rodada de Licitações, indicação da modalidade de operador na qual desejam se qualificar, além das demais informações previstas no Edital;
- (c) Termo de Confidencialidade, de acordo com o modelo previsto em um dos anexos do Edital; e
- (d) Cópia do Estatuto ou Contrato Social da CP, conforme o caso.

²⁹ Informação disponível em www.brasil-rounds.gov.br. Acesso em 21 jul. 2009.

3.1.2 Pacote de Dados

As CPs que desejarem participar das Rodadas de Licitações realizadas pela ANP terão que adquirir o Pacote de Dados referente a tal rodada. Este documento contém informações técnicas detalhadas com relação a cada área ofertada, tais como (i) sumário geológico; (ii) relatório sísmico; (iii) dados de poços; (iv) métodos potenciais, entre outros.

Para que a CP possa adquirir o Pacote de Dados é necessário submeter previamente à ANP o comprovante do pagamento da taxa de participação, a carta de apresentação com a manifestação de interesse em participar do processo licitatório, acompanhada dos documentos indicados no Edital, o termo de confidencialidade e a procuração indicando o representante credenciado da CP, nos moldes previstos no Edital.

No que se refere à taxa de participação, é importante mencionar que a CP somente estará autorizada a apresentar ofertas para as áreas nas quais tiver recolhido devidamente o valor da taxa de participação respectiva. Ademais, o valor pago pela CP não será devolvido pela ANP caso a CP, posteriormente, desista de participar da licitação, não venha a ser habilitada, ou seja qualificada em categoria de operadora diferente da desejada.

3.1.3 Qualificação Técnica, Financeira e Jurídica

A qualificação técnica das CPs, seja como Operadoras ou Não-Operadoras, é baseada na experiência comprovada destas em atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural. Visando acelerar o processo de qualificação técnica, a ANP sugere que as informações sejam sucintas, claras, objetivas e se atenham ao solicitado pela Agência ou a outros fatores

relevantes para a qualificação. A ANP se reserva, porém, o direito de requerer as informações adicionais que julgue necessárias.

3.1.3.1 Qualificação como Não-Operadora

As CPs que optarem pela qualificação como Não-Operadoras deverão apresentar, além das exigências quanto ao seu patrimônio líquido mínimo, um resumo de sua atividade principal, bem como o seu relacionamento com sua matriz ou empresa controladora, quando aplicável. A empresa que se qualificar como Não-operadora somente poderá participar da Rodada através de consórcio no qual haja uma empresa qualificada como Operadora para operar na área considerada.

3.1.3.2 Qualificação como Operadora

Conforme previsto nos editais publicados pela ANP, a qualificação da CP como Operadora é obrigatória para apresentação de oferta individual. Ademais, segundo os termos do edital, as CPs poderão ser qualificadas em três diferentes categorias de Operadora:

Operadora “A” – empresa qualificada para operar em blocos situados em Águas Profundas, Águas Ultra-Profundas, Águas Rasas e em Terra;

Operadora “B” – empresa qualificada para operar nos blocos situados em Águas Rasas e em Terra; e

Operadora “C” – empresa qualificada para operar nos blocos situados em Terra.

Para fins de qualificação técnica da CP como Operadora "A", "B" ou "C", além das exigências previstas no edital quanto ao seu patrimônio líquido mínimo e das demais informações necessárias, são utilizados para pontuação critérios referentes à experiência operacional prévia da empresa, ou à experiência dos profissionais integrantes de seu quadro técnico em operações de exploração e produção de petróleo e gás natural.

3.1.3.3 Qualificação Financeira

A qualificação financeira tem o objetivo de comprovar a capacidade financeira da CP em arcar com as obrigações decorrentes do contrato de concessão.

Neste sentido, os documentos normalmente solicitados às CPs são os seguintes: (i) Demonstrações Financeiras consolidadas e Parecer dos auditores independentes referentes aos três últimos anos, nos termos estabelecidos no edital; (ii) referências bancárias, elaborada pela instituição financeira, apresentando o histórico e atestando o bom relacionamento da CP junto ao banco, ou ainda, comprovação de possuir linhas ou contratos de crédito; (iii) descrição de todo passivo contingente constituído por obrigações materialmente relevantes e identificáveis, não-provisionadas no Balanço Patrimonial, que possam vir a afetar as atividades futuras da empresa; (iv) comprovação de patrimônio líquido mínimo, que deverá atender aos valores estabelecidos no edital da respectiva Rodada; (v) detalhamento do planejamento a médio prazo, a fim de verificar a possibilidade de as atividades interferirem significativamente na situação financeira da CP; e (vi) quaisquer informações adicionais que a ANP entender necessárias para aferir a capacidade financeira da CP.

As CPs qualificadas financeiramente serão responsáveis, ainda, por fornecer as garantias financeiras e garantias de performance previstas no Edital e no Contrato de Concessão, no caso de serem vencedoras no processo licitatório.

3.1.3.4 Qualificação Jurídica

A qualificação jurídica da CP consiste na apresentação dos documentos solicitados pela ANP, os quais, em sua maioria, estão relacionados à comprovação de sua regularidade fiscal perante as autoridades competentes.

Desta forma, o Edital de licitação costuma solicitar, entre outros documentos, (i) cópia do Estatuto ou Contrato Social devidamente registrado no órgão competente, (ii) certidões que comprovem a situação da CP perante as autoridades fiscais competentes; e (iii) declaração a respeito da existência de pendências legais ou judiciais relevantes, incluindo aquelas que poderão acarretar insolvência, recuperação judicial, falência, ou qualquer outro evento que possa afetar a idoneidade financeira da CP.

3.1.4 Julgamento das Ofertas

Os critérios geralmente utilizados pela ANP para o julgamento das ofertas apresentadas pelas CPs são: (i) Bônus de Assinatura; (ii) Programa Exploratório Mínimo (“PEM”) e (iii) Conteúdo Local.

O Bônus de Assinatura corresponde ao valor ofertado pela CP para a aquisição de determinada área, que não poderá ser inferior ao mínimo estabelecido no edital, e deverá ser pago de uma só vez pela CP vencedora do procedimento licitatório, a fim de que esta possa adquirir os direitos

exploratórios sobre uma determinada área. No julgamento das ofertas, este critério possui peso de 40% no cálculo da nota final.

O PEM, por sua vez, diz respeito aos trabalhos exploratórios a serem realizados pela CP na área sob concessão durante a primeira fase de exploração e, conforme o caso, durante a segunda fase de exploração, sendo expresso em Unidades de Trabalho (“UT”). No julgamento das ofertas, o PEM apresentado corresponde a 40% da nota final da CP.

Por fim, o Conteúdo Local corresponde à obrigação das CPs em assegurar preferência à contratação de fornecedores brasileiros de bens e serviços sempre que suas ofertas apresentem condições de preço, prazo e qualidade equivalentes às de outros fornecedores convidados a apresentar propostas.

Este critério tem a finalidade de fomentar a participação da indústria nacional de bens e serviços no setor petrolífero, e, conseqüentemente, ajudar no progresso tecnológico nacional, contribuir para a qualificação da mão-de-obra que a indústria petrolífera necessita, além de gerar renda e emprego para os trabalhadores nacionais do setor.³⁰

3.2 Etapas e Fases Contratuais

De acordo com o artigo 24 e parágrafos da Lei do Petróleo, os Contratos de Concessão (“Contrato”) deverão prever duas fases: a de exploração e a de produção.

³⁰ Informação disponível em <www.anp.gov.br>. Acesso em 21 jul. 2009.

A fase de exploração é composta, basicamente, pelas atividades de coleta de dados sísmicos e perfuração de poços exploratórios, a fim de que possa ser realizada a eventual avaliação de uma descoberta de petróleo ou gás natural, com vistas à declaração de sua comercialidade.³¹

Na fase de produção também estão incluídas as atividades de desenvolvimento, que se consubstanciam nas tarefas preparatórias da produção em si, incluindo, por exemplo, a aquisição e instalação de equipamentos e contratação de serviços, a fim de preparar a infra-estrutura necessária ao desenvolvimento das operações, para que seja possível a efetiva produção de petróleo e gás natural em determinada área.

3.2.1 Fase de Exploração

A fase de exploração terá início na data de entrada em vigor do Contrato e a sua duração máxima será especificada neste, sendo dividida na quantidade de períodos exploratórios que o Contrato determinar. De um modo geral, a depender da área onde o bloco se situa (em terra, águas rasas, águas profundas, águas ultra profundas, ou regiões de novas fronteiras), esse prazo de exploração varia de 4 a 8 anos, e o período exploratório pode ser dividido em até 3 fases. Na minuta de Contrato da Décima Rodada (que não inclui blocos do pré-sal ou de águas profundas), realizada pela ANP em dezembro de 2008, há a previsão de apenas dois períodos exploratórios.

Nos termos de tal Contrato, a CP deverá executar integralmente as unidades de trabalho (“UTs”) correspondentes ao Programa Exploratório Mínimo (“PEM”) para o primeiro período de exploração, conforme indicadas

³¹ Nos termos do art. 6º, XVIII, da Lei do Petróleo, a descoberta comercial corresponde à descoberta de petróleo ou gás natural em condições que, a preço de mercado, tornem possível o retorno dos investimentos no desenvolvimento e na produção.

em seu Anexo II – Programa de Trabalho e Investimento – e, caso prossiga para o segundo período de exploração, será necessário realizar a perfuração de um poço exploratório até a profundidade mínima estabelecida no contrato, devendo, para tanto, arcar com os custos daí decorrentes.

Ao final do primeiro período de exploração, a CP deverá devolver à ANP a totalidade da área de cada bloco, com exceção das áreas que forem retidas para avaliação ou desenvolvimento, prosseguindo para o período exploratório seguinte, e, desta forma, devendo cumprir com as obrigações indicadas no Contrato para tal período.

Como condição ao prosseguimento para o segundo período de exploração de um determinado bloco integrante da área concedida, a CP é obrigada a fornecer à ANP, antes do término do primeiro período de exploração, as garantias financeiras estabelecidas no Contrato com relação ao PEM. Na hipótese de a CP não fornecer tais garantias financeiras no período previsto, a fase de exploração será automaticamente encerrada e esta terá a obrigação de devolver os blocos integrantes da área concedida, nos termos previstos no Contrato.

Além disso, a CP poderá, voluntariamente, encerrar a fase de exploração a qualquer momento, mediante notificação por escrito à ANP, na forma estipulada no contrato, baseando-se, por exemplo, no fato de não ter realizado uma descoberta que justifique a realização de atividades de avaliação ou a extensão do Contrato para o Segundo Período Exploratório. Este encerramento, contudo, não desobrigará a CP quanto ao integral cumprimento do PEM referente ao período de exploração em curso.

No encerramento da fase de exploração, qualquer que seja o seu motivo, a CP poderá reter somente as áreas de desenvolvimento aprovadas pela ANP, tendo a obrigação de devolver todas as áreas restantes, com exceção de alguns casos expressamente previstos no Contrato. Vale salientar que, nos termos do artigo 28, IV e V da Lei do Petróleo, e conforme definido no Contrato, se nenhuma descoberta comercial tiver sido feita ao final da fase de exploração, haverá extinção da concessão, o mesmo se aplicando àqueles casos em que houver desistência e devolução das áreas que, a critério do concessionário, não justifiquem investimentos posteriores.

Uma vez terminado o Contrato, não será devida à CP qualquer indenização com relação à devolução e reversão dos bens localizados na área da concessão, os quais passarão a ser de propriedade da União, sob administração da ANP, conforme regra do parágrafo primeiro do artigo 28 da Lei do Petróleo.

3.2.2 Fase de Produção

A Fase de Produção de cada campo, que também inclui as atividades da Fase de Desenvolvimento, conforme já mencionado, será iniciada na data da entrega pela CP à ANP da respectiva declaração de comercialidade, e terá a duração que for estabelecida no Contrato, podendo ser reduzida ou prorrogada, nos termos das disposições contratuais aplicáveis.

No prazo de 180 (cento e oitenta) dias a partir da data de entrega de uma declaração de comercialidade, e exceto conforme previsto no Contrato, a CP entregará à ANP o respectivo Plano de Desenvolvimento, que deverá ser preparado com observância das diretrizes de racionalização da produção e do controle do declínio das reservas, de acordo com a legislação brasileira

aplicável e com as melhores práticas da indústria do petróleo. O Plano de Desenvolvimento deverá prever, inclusive, as medidas necessárias para o cumprimento do percentual mínimo estabelecido de conteúdo local.

A ANP, por sua vez, também terá o prazo de 180 (cento e oitenta) dias, contados do recebimento do Plano de Desenvolvimento, para aprová-lo ou solicitar à CP quaisquer modificações que julgar necessárias. Caso a ANP não se pronuncie dentro desse prazo, o Plano de Desenvolvimento será considerado automaticamente aprovado. Se a ANP solicitar modificações, a CP terá 60 (sessenta) dias, a contar do recebimento da notificação, para discuti-las e apresentá-las à ANP, repetindo-se, então, o mesmo procedimento.³²

Após a conclusão do desenvolvimento, a CP deverá manter a ANP informada sobre as previsões com relação à data de início da produção de cada campo, obrigando-se a confirmá-la à ANP, por escrito, no prazo máximo de 24 (vinte e quatro) horas de sua ocorrência.

A partir da data de início da produção de cada campo, o volume e a qualidade do petróleo e gás natural produzidos serão determinados periódica e regularmente no ponto de medição da produção, por conta e risco da CP, com a utilização dos métodos, equipamentos e instrumentos de medição previstos no Plano de Desenvolvimento respectivo, aprovado pela ANP. A CP receberá e assumirá, no ponto de medição da produção, a propriedade dos volumes de petróleo e gás natural correspondentes à sua participação na concessão, observados os termos do respectivo Contrato.

³² Vide Cláusula 9.6. da Minuta de Contrato de Concessão da 10ª Rodada. Disponível em http://www.brasil-rouds.gov.br/arquivos/Editais/Modelo_Contrato_R10_%2030Out08.pdf. Acesso em 23 jul. 2009.

Por fim, cabe mencionar que, a qualquer tempo, durante a fase de produção, a CP poderá resilir o Contrato com relação a qualquer campo, ou a todos os campos, mediante notificação por escrito à ANP. A CP, contudo, não interromperá ou suspenderá a produção comprometida nos programas de produção dos campos ou áreas de desenvolvimento em questão durante um período mínimo de 180 (cento e oitenta) dias contados a partir da data da notificação.

3.3 Contrapartidas recebidas pelo Estado Concedente

Conforme mencionado anteriormente, as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e de gás natural, no Brasil, são exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação, observando-se os dispositivos da Lei 9.478/97 e demais normas suplementares³³.

Nos termos do artigo 45 da Lei do Petróleo, o contrato de concessão deverá estabelecer as regras sobre as seguintes participações governamentais, as quais também deverão estar previstas no edital de licitação: (i) bônus de assinatura; (ii) *royalties*; (iii) participação especial; e (iv) pagamento pela ocupação ou retenção de área.

De acordo com o parágrafo primeiro do citado artigo, os *royalties* e o pagamento pela ocupação ou retenção de área possuem caráter obrigatório. A participação especial e o bônus de assinatura não são participações governamentais obrigatórias, embora no Brasil se pratique, com relação a este

³³ As atividades de *midstream* e *downstream*, no entanto, são exercidas mediante autorizações concedidas pelo Poder Público.

último, a fixação de um valor mínimo pela ANP, de acordo com as especificidades de cada bloco.

Vale mencionar, por oportuno, que tais participações governamentais são pagas a título de compensação financeira, não sendo consideradas como uma espécie de tributo.³⁴

O Decreto 2.705/98, por sua vez, estabelece os critérios a serem considerados para o cálculo e cobrança das participações governamentais.

Feitas estas considerações iniciais, passemos a analisar um pouco mais detalhadamente cada uma delas:

3.3.1 Bônus de Assinatura

O bônus de assinatura é um dos elementos a serem considerados na oferta submetida pela CP à ANP para a obtenção da concessão de uma determinada área, juntamente com as atividades que irão compor o Programa Exploratório Mínimo e os requisitos de Conteúdo Local, conforme será melhor detalhado ao longo deste trabalho.

Nesse sentido, o bônus de assinatura corresponde ao valor ofertado pelo licitante vencedor na proposta para obtenção da concessão de petróleo ou gás natural em uma determinada área, não podendo ser inferior ao valor mínimo fixado pela ANP no edital de licitação, e devendo ser pago no ato da assinatura do contrato, em parcela única.

³⁴ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo – As Joint Ventures na Indústria do Petróleo*. Rio de Janeiro, Editora Renovar, 2ª Ed., 2003, pp. 378 - 380.

A parcela dos recursos provenientes do bônus de assinatura constitui receita da ANP, de acordo com o disposto no inciso II do art. 15 da Lei do Petróleo.

Segundo Marilda Rosado de Sá Ribeiro, “o valor do bônus cobrado deverá refletir a importância do bloco licitado. Em áreas de pequena relevância econômica, a ANP poderá dispensar seu pagamento.”³⁵

3.3.2 Royalties

Os *royalties* são a mais antiga forma de arrecadação existente no mundo.³⁶ De acordo com o artigo 47 da Lei do Petróleo, constituem uma compensação financeira a ser paga mensalmente pelas CPs concessionárias, em moeda nacional, a partir da data de início da produção comercial de cada campo³⁷, em montante correspondente a 10% da produção de petróleo ou gás natural.

No entanto, tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, como, por exemplo, proximidade de mercado, infra-estrutura existente e dificuldades de operação, a ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente, a redução do valor dos *royalties* para um montante correspondente a, no mínimo, 5% da produção, conforme previsto no parágrafo primeiro do artigo 47 da Lei do Petróleo.

³⁵ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo – As Joint Ventures na Indústria do Petróleo*. Rio de Janeiro, Editora Renovar, 2ª Ed., 2003, p. 381.

³⁶ Idem.

³⁷ De acordo com a definição contida no artigo 6º, XIV, da Lei nº 9.478/97, campo de petróleo ou de gás natural é a área produtora de petróleo ou gás natural, a partir de um reservatório contínuo ou de mais de um reservatório, a profundidades variáveis, abrangendo instalações e equipamentos destinados à produção.

Ao tratar da distribuição dos *royalties* aos seus respectivos beneficiários, a Lei do Petróleo estabeleceu dois diferentes critérios: (i) para a parcela que representar 5% da produção, conforme previsto em seu art. 48; e (ii) para a parcela que exceder a 5% da produção. Nesse último caso, os critérios e percentuais estabelecidos em seu art. 49 deverão ser devidamente observados.

3.3.3 Participação Especial

Participação especial é a compensação financeira devida em relação aos campos onde haja grandes volumes de produção ou grande rentabilidade, conforme estabelecido no artigo 50 da Lei do Petróleo.

Nos termos do parágrafo primeiro do artigo 50 da Lei do Petróleo, a participação especial incide sobre a receita bruta da produção, deduzidos os *royalties*, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor.

A alíquota da participação especial sobre a produção de petróleo e de gás natural é progressiva, devendo levar em conta os seguintes critérios: (i) a localização da lavra, que, segundo o Decreto nº 2.705/98, está dividida em lavra em áreas de concessão situadas: (a) em terra, lagos, rios, ilhas fluviais ou lacustres; (b) na plataforma continental em profundidade barimétrica de até 400m; e (c) na plataforma continental em profundidade barimétrica superior a 400m; (ii) o número de anos de produção (primeiro, segundo, terceiro, quarto ano e seguintes); (iii) o respectivo volume de produção trimestral fiscalizada.

Na hipótese de campos que se estendam por duas ou mais áreas de concessão, onde atuem concessionários distintos, o acordo celebrado entre os

concessionários para a individualização da produção, de que trata o art. 27 da Lei nº 9.478/97, conforme será melhor detalhado ao longo desse trabalho, definirá a participação de cada um com respeito ao pagamento da participação especial.

3.3.4 Pagamento pela ocupação e retenção da área

A Lei do Petróleo, em seu artigo 51, determina que o edital e o contrato deverão dispor sobre o pagamento pela ocupação ou retenção de área, o qual será feito anualmente, a partir da assinatura do contrato, devendo ser pago a cada dia 15 de janeiro do ano subsequente, na forma prevista no artigo 28 do Decreto 2.705/98.

Nos termos do parágrafo segundo do referido artigo 28, os valores a título de pagamento pela ocupação e retenção da área serão devidos ao longo das fases de exploração, desenvolvimento e produção

Constará também do contrato de concessão de bloco localizado em terra cláusula que determine o pagamento aos proprietários da terra de participação equivalente, em moeda corrente, a um percentual variável entre 0,5% e 1% da produção de petróleo ou gás natural, a critério da ANP.

Os recursos resultantes do pagamento pela ocupação ou retenção de área serão utilizados para o financiamento das despesas da ANP necessárias ao exercício de suas atividades, conforme previsto no parágrafo doze do artigo 28 do Decreto 2.705/98 e artigo 16 da Lei do Petróleo.

3.4 Cessão de Direitos

A Lei do Petróleo, em seu artigo 29 e parágrafo único, estabelece que a transferência do Contrato de Concessão será permitida, mediante prévia e expressa autorização da ANP, desde que o novo concessionário atenda aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos por tal Agência, conforme previsto no artigo 25 da referida Lei do Petróleo.

Apenas a título de ilustração, transcrevemos abaixo o entendimento de Marilda Rosado sobre o tema:

Contrato de Concessão da indústria do petróleo é coerente com nossa tradição jurídica, qual seja, a de que qualquer das partes pode fazer-se substituir por um terceiro nas relações que derivam de um contrato de prestações recíprocas, desde que estas não tenham sido ainda cumpridas, e que a outra parte dê seu consentimento.³⁸

Nos termos da Cláusula 28.2 da minuta de Contrato de Concessão da Décima Rodada de Licitação da ANP, toda e qualquer transferência de titularidade do Contrato terá tratamento de cessão, devendo, portanto, submeter-se à aprovação da ANP, inclusive nas hipóteses de fusão, cisão, e incorporação de empresa integrante do concessionário.

A cessão de participação nos Contratos de Concessão da indústria do petróleo pode ocorrer em razão de diversos fatores, tanto relacionados ao cedente como em relação ao cessionário.

Desta forma, indicamos abaixo, mais uma vez, o entendimento de Marilda Rosado sobre o tema:

³⁸ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo – As Joint Ventures na Indústria do Petróleo*. Rio de Janeiro, Editora Renovar, 2ª Ed., 2003, pp. 364.

O processo se justifica pela constante reavaliação que as empresas fazem de seu portfólio. Enquanto uma empresa pode pretender um enxugamento dos investimentos em um determinado país, ou apenas em uma determinada área, fatos novos ou a simples reavaliação geológica e econômica podem recomendar a outras empresas grande interesse pela mesma área.³⁹

De uma forma ou de outra, as razões básicas em torno da cessão de direitos exploratórios de petróleo e gás natural costumam estar relacionadas ao desejo das CPs em partilhar os riscos e custos advindos das atividades de E&P.

Ainda segundo a minuta de Contrato de Concessão utilizada na Décima Rodada de Licitação da ANP, vale mencionar que cada concessionário deverá deter uma participação mínima de 5% em cada Campo ou Bloco, constituindo inadimplemento contratual a detenção de participação inferior à mencionada, exceto nos casos de acordo para individualização da produção, onde esta participação menor de que 5% poderá ser admitida.

A minuta de Contrato de Concessão referida acima traz, ainda, a lista de documentos que devem ser apresentados à ANP para que possa ser realizada a efetivação da cessão. Entre tais documentos, mencionamos os seguintes:

- (i) os que comprovem o atendimento, por cada um dos cessionários, aos requisitos técnicos, jurídicos e econômicos estabelecidos pela ANP, de modo a cumprir com o disposto nos artigos 5º, 25 e 29 da Lei do Petróleo;
- (ii) o contrato de consórcio firmado entre o cedente e os cessionários ou entre os cessionários (no caso de cessão total). No contrato de consórcio constará obrigatoriamente a indicação da Operadora e a responsabilidade solidária dos participantes para com a ANP e a União, de forma a cumprir com o disposto no artigo 38 da Lei do Petróleo; e

³⁹ RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo – As Joint Ventures na Indústria do Petróleo*.

(iii) declaração expressa, firmada pelos cessionários, da aceitação de observar e cumprir rigorosamente os termos e condições do Contrato de Concessão, bem como de responder por todas as obrigações e responsabilidades dele decorrentes, inclusive aquelas incorridas antes da data da cessão.

Além disso, vale mencionar que, nos termos do Contrato de Concessão, a cessão somente vigorará a partir da data da sua aprovação pela Diretoria Colegiada da ANP. No entanto, seus efeitos serão retroativos à data do protocolo do pedido de cessão perante a ANP, desde que a documentação apresentada esteja completa. Caso haja alguma pendência na documentação apresentada, a cessão somente produzirá efeitos a partir da data do protocolo do último dos documentos exigidos.

Qualquer cessão realizada em prejuízo das normas previstas na Lei do Petróleo e no Contrato de Concessão assinado com a ANP resultará na nulidade da cessão, sem prejuízo das demais sanções aplicáveis às CPs na forma da legislação aplicável.⁴⁰

Levantamos, ainda, uma questão que pode suscitar algumas dúvidas com relação à legalidade desse procedimento de cessão contratual, levando em consideração a ADI 3596, ajuizada pelo Partido Socialismo e Liberdade – PSOL, que ainda se encontra pendente de julgamento no STF.

Com base no disposto no artigo 23 da Lei do Petróleo, as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural serão exercidas mediante contratos de concessão, precedidos de licitação.

Rio de Janeiro, Editora Renovar, 2ª Ed., 2003, pp. 351.

Além disso, entre os argumentos apresentados na ADI 3596, o PSOL sustenta que o art. 29 da Lei do Petróleo é inconstitucional por ferir a previsão constitucional do art. 175 da CF/88, que determina ser de competência do Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Desta forma, apesar de o procedimento de cessão contratual estar submetido aos requisitos de capacidade técnica, econômica e jurídica estabelecidos pela ANP, além das demais disposições estabelecidas no Contrato de Concessão, o cessionário de um Bloco ou Campo de exploração e produção petrolífera não teria se submetido ao procedimento licitatório para que pudesse participar do Contrato de Concessão.

Com isso, teríamos, supostamente, uma brecha legal capaz de permitir a participação das CPs em Blocos nos quais tenham sido derrotadas no respectivo procedimento de licitação. Assim, a CP cessionária poderá adquirir direitos exploratórios de E&P sem que tenha que arcar, por exemplo, com o valor devido a título de bônus de assinatura.

No entanto, o julgamento dessa questão deverá levar em consideração, pelo menos, dois aspectos bastante objetivos.

O primeiro deles está relacionado à inadequação da argumentação utilizada pelo PSOL, uma vez que o artigo 175 da CF/88 trata da prestação de serviços públicos, o que não pode ser confundido com as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, que se caracterizam como

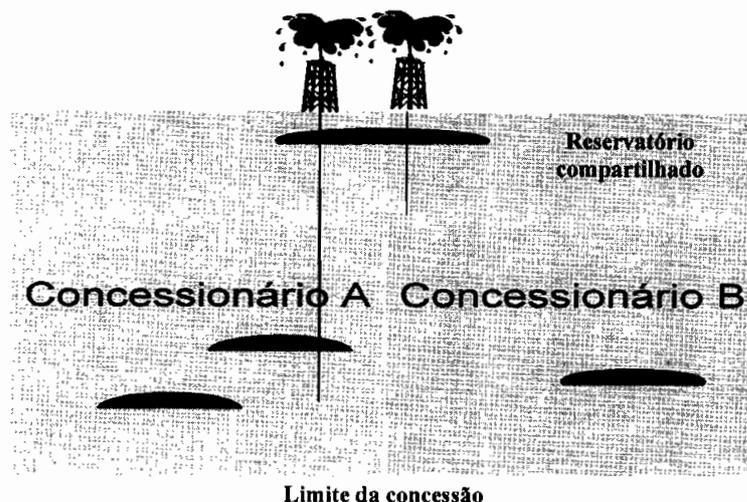
⁴⁰ Nesse aspecto, vide Portaria ANP 234/03, que trata das sanções administrativas, civis e penais aplicáveis no âmbito da ANP.

atividade econômica, conforme distinção apresentada no item I.3 do presente trabalho.

O segundo aspecto diz respeito aos efeitos que decorreriam de uma possível declaração de inconstitucionalidade do STF com relação à cessão dos Contratos de Concessão para exploração de petróleo e gás natural. Em caso de efeitos *ex-tunc*, por exemplo, os contratos já assinados sofreriam consequências extremamente significativas, capazes de afrontar o princípio da segurança jurídica, previsto no art. 5º, XXXVI da CF/88.

3.5 Unitização

A unitização ou individualização da produção é um termo bastante específico da indústria do petróleo e se relaciona à hipótese de uma jazida de petróleo ou gás natural se estender por dois ou mais blocos contínuos, cujos direitos de exploração pertençam a concessionários distintos⁴¹ ou que até mesmo estejam sob jurisdição de países diferentes, conforme ilustrado na figura abaixo para melhor visualização:



⁴¹ BUCHEB, José Alberto, *Direito do Petróleo: A Regulação das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil*. Rio de Janeiro, Editora Lumen Juris, 2007, p. 183.

Nos estágios iniciais das atividades de E&P, em especial nos Estados Unidos da América, berço da indústria de petróleo, prevalecia o conceito da “regra de captura” (rule of capture), que pode ser entendida como a regra que previa a propriedade do petróleo àquele que o produzisse a partir de um reservatório localizado em área de sua titularidade, independentemente do fato de tal reservatório se estender para além dos limites dessa área.⁴²

No entanto, apesar dessa regra ter servido como incentivo para a produção de petróleo nos primórdios da indústria petrolífera, verificou-se, posteriormente, que tal prática resultava na produção predatória de hidrocarbonetos, com a minimização do tempo de retorno dos investimentos, e, conseqüentemente, na perfuração excessiva de poços, o que gerava o esgotamento precoce da jazida.⁴³

O conceito da unitização, por sua vez, surgiu como oposição à regra da captura, estabelecendo que quando as jazidas se estenderem por mais de um bloco, as atividades de desenvolvimento e produção deverão ser realizadas em conjunto pelas CPs que possuam a titularidade dos direitos de exploração e produção sobre essas áreas vizinhas.⁴⁴

A unitização tem, portanto, o propósito não apenas de compelir os detentores de direitos à exploração de determinada área a otimizar a produção de uma jazida, mas também de estabelecer os critérios de partilha dessa produção. No entanto, pode também ser utilizada como método para

⁴² BUCHEB, José Alberto, *Direito do Petróleo: A Regulação das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil*. Rio de Janeiro, Editora Lumen Juris, 2007, pp. 183 - 184.

⁴³ BUCHEB, José Alberto, *Direito do Petróleo: A Regulação das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil*. Rio de Janeiro, Editora Lumen Juris, 2007, p. 184.

⁴⁴ BUCHEB, José Alberto, *Direito do Petróleo: A Regulação das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil*. Rio de Janeiro, Editora Lumen Juris, 2007, pp. 185-186.

incrementar a capacidade produtiva já nos últimos estágios de vida de reservatórios maduros.

No Brasil, a unitização está prevista no artigo 27 da Lei do Petróleo, que traz a seguinte regra: “quando se tratar de campos que se estendam por blocos vizinhos, onde atuem concessionários distintos, deverão eles celebrar acordo para individualização da produção”.

Por se tratar de uma previsão legal bastante genérica, os contratos de concessão trazem regras um pouco mais detalhadas, que deverão ser observadas pelas CPs no caso da necessidade prática de celebração do acordo para individualização da produção.

Nos termos do Contrato de Concessão da Décima Rodada de Licitação da ANP, caso a CP verifique que uma jazida se estende para fora da área de concessão, informará formalmente o fato à ANP em até 10 (dez) dias úteis contados da tomada de conhecimento do mesmo.

Assim, se as áreas adjacentes para as quais a Jazida se estende estiverem sob concessão, a ANP deverá notificar as partes envolvidas para que possa ser celebrado o Acordo de Individualização da Produção.

Por outro lado, se essas áreas adjacentes não estiverem sob concessão, caberá à ANP negociar o Acordo para Individualização da Produção com a finalidade exclusiva de definir e constituir as bases contratuais de tal Acordo.

A ANP poderá, ainda, atuar no sentido de mediar as negociações do Acordo de Individualização da Produção, buscando a conciliação dos

interesses dos concessionários e estabelecendo, inclusive, prazos para a celebração deste acordo.

Quando as CPs firmarem o Acordo de Individualização da Produção, a ANP terá o prazo de 60 (sessenta) dias, contados do recebimento do acordo devidamente assinado por todas as CPs envolvidas, para aprová-lo ou solicitar quaisquer modificações que julgar cabíveis.

Basicamente, o Acordo de Individualização da Produção deverá contemplar, tal como previsto nos Contratos de Concessão, os direitos e as obrigações dos concessionários interessados, principalmente com relação: (i) a definição da área a ser unificada; (ii) ao operador da mesma; (iii) às participações de cada um no desenvolvimento e produção da jazida, especialmente no que se refere à divisão de custos e resultados; e (iv) aos pagamentos de participações governamentais e de terceiros.

Não chegando as partes a acordo, em prazo máximo fixado pela ANP, caberá a esta determinar, com base em laudo arbitral, como serão equitativamente apropriados os direitos e obrigações de cada CP, com base nos princípios gerais de Direito aplicáveis.

Por fim, a recusa de qualquer dos concessionários em firmar o Acordo de Individualização da Produção implicará a rescisão do Contrato de Concessão.

3.6 Conteúdo Local

Por fim, mas não menos importante, os Contratos de Concessão prevêm uma Cláusula de Conteúdo Local, que traz obrigações para a CP a

serem cumpridas ao longo das fases de exploração e desenvolvimento da produção.

A Cláusula de Conteúdo Local está relacionada com o fomento da indústria petrolífera nacional e com a capacitação técnica dos empregados nacionais, buscando alavancar o desenvolvimento tecnológico, a capacitação de recursos humanos e a geração de emprego e renda no setor de petróleo e gás.

O conteúdo local pode ser entendido como a obrigação das CPs em assegurar preferência à contratação de fornecedores brasileiros sempre que suas ofertas apresentem condições de preço, prazo e qualidade equivalentes às de outros fornecedores convidados a apresentar propostas.

Visando solucionar os problemas de fiscalização que se apresentaram ao longo dos anos com relação ao adequado cumprimento das obrigações de conteúdo local por parte das CPs, a ANP criou, em 2007, o sistema de certificação de conteúdo local.

Esse sistema determina a metodologia a ser utilizada para a certificação, bem como as regras para o credenciamento de entidades certificadoras junto à ANP. As entidades credenciadas serão responsáveis por medir e informar à ANP o conteúdo local de bens e serviços adquiridos pelas CPs para fins de cumprimento de suas obrigações contratuais.

Com isso, as atividades de certificação buscam dar suporte para que a ANP fiscalize adequadamente os compromissos das CPs em adquirir bens e serviços nacionais de acordo com os percentuais constantes dos respectivos Contratos de Concessão.

O Contrato de Concessão estabelece, por sua vez, entre outras disposições, que, se ao final da fase de exploração de qualquer dos blocos integrantes da área de concessão ou ao final da etapa de desenvolvimento de produção de qualquer campo integrante da área de concessão, as aquisições de bens e serviços junto a fornecedores brasileiros não atingirem as porcentagens estabelecidas no Contrato, a CP deverá pagar à ANP uma multa, dentro de 15 dias contados a partir do recebimento da competente notificação, de acordo com os critérios previstos no Contrato.

Não obstante, o Contrato de Concessão também prevê exceções à obrigatoriedade de cumprimento dos percentuais de conteúdo local, como na hipótese das CPs receberem propostas de preços ou prazos excessivamente elevados para aquisição de bens e serviços nacionais quando comparados aos preços e prazos ofertados no mercado internacional.

Nesses casos, a ANP, mediante solicitação prévia da CP, poderá, em caráter excepcional, autorizar, prévia e expressamente, a contratação do bem ou serviço no exterior, exonerando-a, excepcionalmente, da obrigatoriedade de cumprir o correspondente percentual de conteúdo local.

Além disso, o Contrato de Concessão estabelece algumas outras situações específicas nas quais o conteúdo local a ser cumprido poderá ser mitigado ou até mesmo afastado.

Os percentuais mínimos e os itens específicos que compõem a obrigação de conteúdo local a ser cumprida pela CP para cada etapa contratual se encontram detalhadamente previstos no Anexo X ao Contrato de Concessão.

CAPÍTULO 4 – O PRÉ SAL E OS CONTRATOS DE PARTILHA DE PRODUÇÃO

4.1 Entendendo o Pré-Sal

A camada denominada como “pré-sal” se tornou conhecida do público em Novembro de 2007, quando a Petrobras fez um dos mais importantes anúncios de sua história: a descoberta de uma extensa reserva petrolífera no Campo de Tupi.

O pré-sal se traduz numa enorme faixa de reserva de hidrocarbonetos que se estende ao longo de 800 quilômetros entre os Estados do Espírito Santo e Santa Catarina e engloba três bacias sedimentares (Espírito Santo, Campos e Santos). O petróleo depositado nesta área está a profundidades que superam os 7 mil metros, abaixo de uma extensa camada de sal que, segundo geólogos, conservam a qualidade do petróleo.⁴⁵

A descoberta é considerada como uma das mais significativas já realizadas por países fora da Organização dos Países Exportadores de Petróleo – OPEP nos últimos anos.

Além do Campo de Tupi, alguns outros já foram descobertos na região do pré-sal, entre eles: (i) Carioca; (ii) Júpiter; (iii) Bem-Te-Vi ; e (iv) Guará. Tais reservas, quando efetivamente confirmadas, poderão elevar o Brasil a um seleto grupo de países produtores de petróleo e gás natural no cenário mundial.

4.2 Consequências da Descoberta do Pré-Sal

O frenesi gerado pelo anúncio das descobertas realizadas na camada pré-sal não demorou muito até se transformar em instrumento político e eleitoral pelo Governo brasileiro.

O primeiro passo para corroborar a afirmação acima foi dado com a retirada de 41 blocos localizados no pré-sal das áreas a serem concedidas na 9ª Rodada de Licitação da ANP. Essa decisão surpreendeu várias CPs internacionais que participariam do certame, as quais estavam acostumadas com a estabilidade e a previsibilidade das “regras do jogo” ao longo da última década, ou seja, desde a promulgação da Lei do Petróleo.

Como principal fundamento para justificar essa retirada, o Governo declarou que seria necessário analisar a viabilidade de mudanças no marco regulatório, com o objetivo de maximizar as receitas que adviriam dessas áreas em razão de seu menor risco exploratório. Desta forma, partindo do pressuposto de que as chances de serem encontrados hidrocarbonetos nas áreas do pré-sal eram muito mais elevadas do que nas demais áreas já concedidas, um grande debate foi instaurado em nossa sociedade nos últimos dois anos, a fim de discutir qual seria a forma mais apropriada para regular os direitos exploratórios no pré-sal, tendo em vista o potencial de riqueza que essa nova fronteira poderia gerar para o país.

Assim sendo, em Julho de 2008 o Presidente Luiz Inácio Lula da Silva criou uma comissão interministerial com o objetivo de analisar os modelos exploratórios em vigor nos principais países produtores ao redor do mundo,

⁴⁵ Folha Online. *Entenda o que é a Camada Pré-Sal*. Disponível em <http://www1.folha.uol.com.br/folha/dinheiro/ult91u440468.shtml>. Acesso em 16 set. 2009.

que serviriam de base para a eventual adoção das mudanças necessárias ao nosso atual regime regulatório.

Desde o início, no entanto, havia uma clara tendência pela adoção do regime de partilha de produção, com a conseqüente criação de uma empresa estatal para gerenciar tais contratos e de um fundo para gerir os recursos advindos da exploração do pré-sal, cujos principais objetivos seriam o combate à pobreza e o incentivo à educação. Essa preferência acabou sendo confirmada recentemente, com a submissão dos Projetos de Lei 5938/09, 5939/09, 5940/09 e 5941/09, para análise do Congresso Nacional.

4.3 Breves Considerações acerca dos Contratos de Partilha de Produção

A adoção dos Contratos de Partilha de Produção teve início no final da década de 50 e começo da década de 60, principalmente na Indonésia e no Irã⁴⁶, podendo ser entendida como mecanismo de defesa contra o modelo das “Concessões Clássicas” até então vigentes, conforme já explicado no item I.1 acima⁴⁷.

De acordo com essa modalidade contratual, o Estado concedente permanece como titular da propriedade sobre os hidrocarbonetos, porém transfere à CP os direitos de exploração e produção em uma determinada área, a qual atuará por sua conta e risco, e, em caso de descoberta comercial,

⁴⁶ SMITH, Ernest et al.. *International Petroleum Transactions*. 2ª ed.. Denver, Colorado: Rocky Mountain Mineral Law Foundation, 2000, p. 448.

⁴⁷ Nota do Autor: É importante notar que o atual contexto vivenciado pelo Brasil para adoção dos Contratos de Partilha de Produção em nada se compara com a situação vivenciada por Indonésia e Irã quando da adoção dessa modalidade contratual, uma vez que possuímos um moderno regime de concessões petrolíferas, que se mostrou extremamente eficiente em diversos aspectos, inclusive fiscais, ao longo da última década.

adquirirá o direito à restituição dos seus custos em óleo (“*cost oil*”), bem como à parcela do excedente (“*profit oil*”), a ser dividido com o Estado nos termos estabelecidos no contrato.

Por *cost oil* entende-se a parcela da produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, exigível unicamente em caso de descoberta comercial, que corresponde aos custos e investimentos realizados pela CP na realização das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção, a ser estabelecida com base nos termos acordados entre as partes no Contrato de Partilha de Produção.

Por sua vez, o *profit oil* pode ser entendido como o excedente da produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, a ser repartido entre o Estado concedente e a CP, segundo os critérios previamente estabelecidos no Contrato de Partilha de Produção.

Assim sendo, nota-se que os Contratos de Partilha de Produção possuem como característica principal a partilha da produção, e não de lucros, entre o Estado concedente e a CP.

Os Contratos de Concessão, por outro lado, consistem na transferência indireta dos lucros da CP ao Estado concedente, por meio do pagamento de impostos, royalties e participações especiais, por exemplo.

4.4 O Pré-Sal e a Real Necessidade de Introdução dos Contratos de Partilha de Produção

Apesar da diferença indicada no item IV.3 acima, a verdade é que, na prática, há muita similaridade entre o regime das concessões e os contratos de

partilha de produção do ponto de vista econômico, uma vez que ambos contemplam, por exemplo, a incidência de royalties, impostos, bônus de assinatura, etc.⁴⁸

Nesse sentido, traduzimos observação precisa de Marcelo Romanelli de Oliveira sobre o tema:

O mecanismo de recuperação de custos nos Contratos de Concessão brasileiros é representado pela depreciação, amortização e dedução de despesas operacionais em relação aos montantes tributáveis devidos pela CP ao Estado concedente; a partilha do excedente em óleo nos Contratos de Partilha da Produção tem efeitos bastante similares quando comparada à transferência de lucros da CP ao Estado concedente nas concessões, em virtude do pagamento da Participação Especial, royalties e impostos devidos a este último. Em razão dessa similaridade, ambos os regimes são capazes de produzir os mesmos resultados econômicos (“*Government Take*”) em qualquer projeto de exploração e produção de hidrocarbonetos.⁴⁹

Ainda segundo o referido autor, se os resultados econômicos alcançados em ambos os regimes podem ser praticamente os mesmos, a justificativa para a adoção dos Contratos de Partilha de Produção por determinados países produtores está intrinsecamente relacionada a questões políticas, uma vez que os Contratos de Partilha de Produção se baseiam na manutenção da propriedade das reservas sob titularidade do Estado concedente, evitando, desta forma, que tal propriedade seja transferida às CPs estrangeiras, como ocorre no regime das concessões, em caso de descoberta comercial.

Assim, os Contratos de Partilha de Produção se mostram como uma importante arma política do Estado concedente, o qual passa a ser visto como defensor dos interesses nacionais e de sua soberania face aos “maléficos”

⁴⁸ DE OLIVEIRA, Marcelo Romanelli. *The Pre-Salt Oil Reserves in Brazil: To what extent is it really necessary to adopt a Production Sharing Agreement System*. Disponível em <www.ogel.org>. Acesso em 16 set. 2009

⁴⁹

interesses das CPs estrangeiras, unicamente voltadas para a exploração da lucratividade de suas riquezas.

A introdução dos Contratos de Partilha de Produção, no entanto, não se coaduna com o atual cenário político-institucional brasileiro, conforme entendimento de Luiz Antonio Maia Espínola de Lemos, para quem tal modalidade contratual melhor se adapta a países com “baixa maturidade institucional e pouca democracia”⁵⁰. Isso porque nos países de baixa maturidade, a incerteza jurídico-política é muito grande e o modelo de partilha tem uma regulação própria (entendido como “self-contained”), que é autônoma em relação à legislação do país hospedeiro. Isso dá, portanto, uma certa estabilidade para as empresas de petróleo poderem fazer seus investimentos.

4.5 Controvérsias acerca da Constitucionalidade dos Contratos de Partilha de Produção

Uma outra questão importante que vem sendo suscitada em torno do debate do novo marco regulatório é a questão da constitucionalidade da introdução dos contratos de partilha de produção no ordenamento jurídico nacional, com base no disposto nos artigos 176 e 177 da CF/88.

Em linhas gerais, para os defensores da constitucionalidade do regime da partilha, o entendimento é de que apenas o artigo 177 da CF/88 seria aplicável à indústria do petróleo e gás. O artigo 176, por sua vez, seria aplicável somente aos recursos minerais, não englobando o petróleo e o gás natural.

⁵⁰ DE LEMOS, Luiz Antonio Maia Espínola. *Modelo de partilha se adapta a países com baixa maturidade institucional, diz especialista*. Disponível em <<http://www.agenciabrasil.gov.br/noticias/2009/09/01/materia.2009-09-01.4720970831/view>> . Acesso em 21 set. 2009.

Dessa forma, a contratação por meio do regime da partilha estaria contemplada expressamente na redação do parágrafo primeiro do artigo 177 da CF/88, que autoriza a União a contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos do artigo 177, observando apenas as condições estabelecidas em lei.

Nesse sentido, traduzimos entendimento do Supremo Tribunal Federal sobre o tema:

Explicito neste ponto o meu voto. Não passa a incidir sem mais, sobre o petróleo, o disposto no art. 176, sobre os minérios em geral: apenas se eliminou com a alteração do art. 177, a proibição original de participação nos resultados da exploração petrolífera ou do gás natural, e, com mais razão, a transferência do produto as empresas contratadas. Mas a verdade que não o impôs: outros tipos de contratação podem ser possibilitados em lei, nos quais não haja a participação da contratada no produto da lavra do petróleo. (Trecho do voto do Ministro Sepúlveda Pertence – ADIN 3273).

Por outro lado, para os que defendem a inconstitucionalidade do regime de partilha, há o entendimento de que a CF/88 estabelece que as relações entre o Estado e particulares somente poderão ocorrer por meio de concessão, autorização ou permissão. Assim, o regime de partilha não se encaixaria em nenhuma dessas três modalidades.

Além disso, para os defensores dessa corrente, o artigo 176 da CF/88 também seria aplicável à indústria petrolífera. Dessa forma, tendo em vista que a redação do artigo 176 da CF/88 estabelece que a propriedade do produto da lavra pertence ao concessionário, o regime de partilha, ao prever que a propriedade dos hidrocarbonetos permanecerá sob titularidade da União mesmo após a produção (extração), estaria incorrendo em flagrante afronta aos termos do referido artigo 176, sendo, portanto, inconstitucional.

A respeito da aplicação do artigo 176 à indústria do petróleo, transcrevemos, respectivamente, o entendimento dos Ministros Carlos Velloso e Eros Grau, do Supremo Tribunal Federal, na ADIN 3273, que tratou da constitucionalidade da Lei do Petróleo:

Ao que penso, resultando desses novos dispositivos o afastamento da proibição de concessão, pela União, de atividades ligadas à exploração de petróleo a empresas estatais ou privadas, caiu a impossibilidade de aplicação ao petróleo do art. 176, parte final.

Caindo essa impossibilidade de aplicação ao petróleo da parte final do artigo 176 da Constituição Federal, ter-se-á legítima a aplicação ao petróleo da regra constitucional que assegura ao concessionário dos direitos de lavra a propriedade do produto extraído. Pode, portanto, o legislador ordinário estabelecer regras de transferência de propriedade, da União para o concessionário, do petróleo pelo concessionário extraído. (Trecho do voto do Ministro Carlos Velloso – ADIN 3273).

Objetou-se que aqui se vedava toda modalidade de participação; mostrou, a meu ver, contudo, com grande clareza, o voto do Ministro Velloso que, eliminada essa proibição de participação, passou a incidir a ressalva feita a propósito dos minerais em geral, de que o art. 176, em cujo universo normativo, em princípio, se compreende o petróleo, salvo o que houver de excepcional no art. 177, destinado, especificamente, à lavra e à exploração dele. (Trecho do voto do Ministro Eros Grau – ADIN 3273).

No mais, é importante notar que o parágrafo primeiro do já citado artigo 176 da CF/88 estabelece que a pesquisa e a lavra dos recursos minerais somente poderão ser efetuadas mediante autorização ou concessão da União, o que já afastaria a possibilidade de introdução do regime de partilha no atual ordenamento jurídico nacional.

CAPÍTULO V - CONCLUSÃO

O presente trabalho teve o objetivo de apresentar algumas considerações a respeito dos contratos de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural ao redor do mundo, com um foco especial no modelo adotado pelo Brasil, por meio da análise de sua natureza jurídica, do atual marco regulatório do setor e de suas principais cláusulas, entre outros aspectos.

Além disso, este trabalho também procurou tecer algumas considerações a respeito da atual e significativa discussão em torno da introdução dos Contratos de Partilha de Produção para regular os direitos de exploração e produção nas recentes áreas descobertas no pré-sal brasileiro, tendo em vista a importância dessa questão para o futuro de nosso país.

Assim, procuramos colocar um pouco mais de luz sobre o debate em torno da questão envolvendo o pré-sal, indicando no que efetivamente essa camada consiste, o potencial de riqueza que ela é capaz de gerar, as consequências advindas dessa descoberta para o país, e, finalmente, buscamos questionar a real necessidade de alteração do atual marco regulatório para introdução dos Contratos de Partilha de Produção.

Dito isso, fato é que o regime das concessões, adotado a partir de 1997 com a promulgação da Lei do Petróleo, trouxe significativos benefícios para o país.

Conforme disponível no site da ANP⁵¹, com o atual regime regulatório do setor, as reservas provadas brasileiras de petróleo saltaram de 7,4 bilhões

⁵¹ Vide www.anp.gov.br. Acesso em 24 set. 2009

para 12,8 bilhões de barris em 2008 e as de gás natural passaram de 227,7 bilhões de m³ para 364,2 bilhões de m³.

Nesse mesmo período, a produção anual de petróleo teve um aumento de 1 milhão de barris diários, passando para cerca de 1,9 milhão de barris diários e a de gás natural mais que duplicou, passando de 26,5 milhões de m³/dia para 59,0 milhões de m³/dia – volume que resulta em mais autonomia do Brasil em petróleo e gás natural.

Além disso, o arcabouço institucional do Brasil para o setor de petróleo e gás natural - ao atender aos objetivos de ampliação do conhecimento sobre o potencial do País em hidrocarbonetos e, como resultado, de incremento das reservas e da produção – constitui hoje uma referência para os estudos e debates em vários países sobre a reforma do papel do Estado nesse setor.

Desta forma, entendemos que a necessidade de aumento das receitas decorrentes das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural é imprescindível para o futuro do país. No entanto, é importante notar que o modelo ora proposto para esse fim, por meio da introdução dos Contratos de Partilha de Produção, não nos parece ser a forma mais adequada para se chegar ao objetivo pretendido.

Conforme já mencionado ao longo do Capítulo IV acima, o regime da partilha não resultará, necessariamente, numa maior apropriação do lucro das atividades de exploração e produção por parte da União. Por outro lado, a alteração das “regras do jogo” pode não ser vista com bons olhos pelos investidores estrangeiros, gerando como consequência, por exemplo, a redução de investimentos no país em razão das incertezas jurídicas daí decorrentes.

O atual regime das concessões foi o responsável por tornar o Brasil auto-suficiente na produção de petróleo e gás natural, colocá-lo entre os principais países produtores do mundo e, inclusive, a descobrir as reservas petrolíferas localizadas no pré-sal. Além disso, o ambiente de investimentos gerado pela Lei do Petróleo e pela regulamentação complementar da ANP em torno dos Contratos de Concessão teve um peso significativo no crescimento das reservas provadas e do nível de produção de petróleo e gás natural brasileiros.

O sucesso obtido pela ANP em suas Rodadas de Licitação desde a flexibilização do monopólio até então exercido pela Petrobras é devido, portanto, entre outros fatores, à estabilidade das regras em torno dos Contratos de Concessão, o que gera segurança jurídica aos investidores que atuam no setor. Por óbvio, países que possuem regras claras e estáveis possuem uma chance muito maior de atrair investimentos e de se manterem no caminho do progresso e do desenvolvimento.

É importante notar também que, ao contrário do que muitos defensores do regime de partilha andam dizendo, os Contratos de Concessão possuem mecanismos eficientes de controle da produção.

Está previsto nos Contratos de Concessão, por exemplo, que a ANP, diretamente ou mediante convênios, exercerá o acompanhamento e fiscalização permanentes das operações realizadas nos blocos concedidos.

O objetivo deste acompanhamento é assegurar que o concessionário adote as melhores práticas da indústria internacional do petróleo e obedeça às normas e procedimentos técnicos e científicos pertinentes – inclusive com

vistas à segurança das pessoas e equipamentos, à conservação dos reservatórios e de outros recursos naturais e à proteção do meio ambiente.

Por fim, concluímos que o aumento das receitas advindas do pré-sal, que se traduz na principal preocupação do governo brasileiro sobre o tema atualmente, poderia ser igualmente atingido a partir de ajustes à Lei do Petróleo e ao Decreto 2.705/98, que trata das participações governamentais nas atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

Tais alterações poderiam englobar, por exemplo, um aumento do percentual devido a título de royalties e de participação especial, a fim de maximizar as receitas advindas das áreas do pré-sal, as quais seriam revertidas para o Fundo Nacional criado para gerenciar esses recursos e distribuí-los nacionalmente de forma a erradicar a pobreza, incentivar a educação e combater tantos outros problemas que afligem a nossa sociedade nos dias de hoje.

Esse mecanismo, portanto, se mostra muito mais simples do que o que foi recentemente apresentado pelo Governo Federal, e, além de prezar pela manutenção do atual modelo exploratório extremamente bem-sucedido e pela segurança jurídica daí decorrente, estaria perfeitamente apto a gerar riqueza para o país com a exploração do pré-sal e revertê-la ao povo brasileiro.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BUCHED, José Alberto, *Direito do Petróleo: A Regulação das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil*. Rio de Janeiro, Editora Lumen Juris, 2007, 335 p.

DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella. *Direito Administrativo*. 21ª ed. São Paulo, Editora Atlas, 2008, 824 p.

GROTTI, Dinorá Adelaide Musetti. In: *Revista Eletrônica de Direito Administrativo Econômico*; Número 6, Maio/Junho/Julho 2006; p. 4.

MARTINS, Daniela Couto. *A Regulação da Indústria do Petróleo Segundo o Modelo Constitucional Brasileiro*. Belo Horizonte, Editora Fórum, 2006, 213 p.

MEIRELLES, Hely Lopes. *Direito Administrativo Brasileiro*. 28ª Ed. São Paulo, Malheiros Editores, 2003, 952 p.

MORAES, Alexandre de. *Regime Jurídico da Concessão para Exploração de Petróleo e Gás Natural*. In: *Revista de Direito Constitucional e Internacional*, São Paulo, 2001, p.162-176.

MUKAI, Toshio. Parecer sobre Consulta Feita pelo IBP Visando Respostas, Comentários e Sugestões em Relação ao Contrato Formulado para a ANP. São Paulo, 10 mar. 1999. In: *Revista Trimestral de Direito Público*, São Paulo, v. 25, 1999, p. 82-93.

OLIVEIRA, Ribamar; GOY, Leonardo. Gabrielli quer mudar lei do petróleo. *O Estado de São Paulo*, São Paulo, p.32, 4 jun. 2008.

RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo – As Joint Ventures na Indústria do Petróleo*. Rio de Janeiro, Editora Renovar, 2ª Ed., 2003, 513 p.

SMITH, Ernest et al.. *International Petroleum Transactions*. 2ª ed.. Denver, Colorado: Rocky Mountain Mineral Law Foundation, 2000, 1005 p.

TAVERNE, Bernard. *Petroleum, Industry and Governments: A Study of the Involvement of Industry and Governments in the Production and Use of Petroleum*. 2ª ed.. The Netherlands: Kluwer Law International, 2008. 428 p.

SITES DA INTERNET:

Agência Nacional do petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em <www.anp.gov.br>. Acesso em 16 jul. de 2009

ARAUJO, Isabella Maria Medeiros e, GALVÃO, Kátia Cheim Pereira e SILVEIRA NETO, Otacílio dos Santos *in: Da Política Energética Brasileira: uma análise acerca de seus princípios e objetivos*. Disponível em <http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0236_05.pdf> Acesso em 16 jul. 2009.

DE OLIVEIRA, Marcelo Romanelli. *The Pre-Salt Oil Reserves in Brazil: To what extent is it really necessary to adopt a Production Sharing Agreement System*. Disponível em <www.ogel.org>. Acesso em 16 set. 2009

DE LEMOS, Luiz Antonio Maia Espínola. *Modelo de partilha se adapta a países com baixa maturidade institucional, diz especialista*. Disponível em <<http://www.agenciabrasil.gov.br/noticias/2009/09/01/materia.2009-09-01.4720970831/view>>. Acesso em 21 set. 2009.

Disponível em: <www.brasil-rounds.gov.br>. Acesso em 20 jul. 2009.

Folha Online. *Entenda o que é a Camada Pré-Sal*. Disponível em <<http://www1.folha.uol.com.br/folha/dinheiro/ult91u440468.shtml>>. Acesso em 16 set. 2009.

Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, disponível em: <www.ibp.org.br>. Acesso em 8 jul. 2009.