

**UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA – UFPB
CENTRO DE CIÊNCIAS JURÍDICAS – CCJ
COORDENAÇÃO DE MONOGRAFIAS**

LEILA OLIVEIRA CARREIRO

A GEOESTRATÉGIA DO PETRÓLEO:
o papel do Brasil no cenário mundial após a descoberta do pré-sal

**JOÃO PESSOA
2011**

LEILA OLIVEIRA CARREIRO

A GEOESTRATÉGIA DO PETRÓLEO:
o papel do Brasil no cenário mundial após a descoberta do pré-sal

Trabalho de conclusão de Curso – TCC,
apresentado à Coordenação do Curso de
Graduação em Direito, da Universidade
Federal da Paraíba – UFPB, para
obtenção do título de Bacharela em
Direito.

Orientadora: Professora Doutora Luiza
Rosa Barbosa de Lima

Área: Direito Internacional

JOÃO PESSOA
2011

LEILA OLIVEIRA CARREIRO

A GEOESTRATÉGIA DO PETRÓLEO:
o papel do Brasil no cenário mundial após a descoberta do pré-sal

BANCA EXAMINADORA

Orientadora: Profa. Dra. Luiza Rosa Barbosa de Lima

Membro da Banca Examinadora

Membro da Banca Examinadora

JOÃO PESSOA
2011

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus por ter me guiado pelos caminhos que escolhi e iluminado as pessoas ao meu redor que sempre estiveram lá e me deram tanto apoio ao longo da minha vida.

Agradeço a Filipe por ser o meu porto seguro, pela paciência nos momentos de estresse, pelo apoio e estímulo nos momentos de dúvida, pelo companheirismo em todos os momentos compartilhados e por todo o amor a mim dedicado.

Às minhas amigas Nathalia, Flora, Raisal, Laura, Thamyres e Larissa, pelos momentos inestimáveis de descontração, pela companhia sempre agradável, pelos momentos de angústia que existem em toda amizade, pela contribuição com ideias e material para a elaboração deste trabalho e pela amizade verdadeira que é tão rara, mas que nós podemos dizer que temos.

À minha família, por me amarem incondicionalmente, por me propiciar um ambiente de estudos ao mesmo tempo crítico e criativo e por estarem ao meu lado sempre que necessário, porque família é família.

Aos meus companheiros de curso, que contribuíram de alguma forma com o meu crescimento acadêmico e pessoal, compartilhando diariamente as felicidades e as incertezas que nos acompanham no decorrer do curso, bem como pelos momentos alegres e angustiantes que vivenciamos nestes anos de convívio.

Por último, mas igualmente importante, agradeço à minha orientadora, Professora Doutora Luiza Rosa, pelas críticas e sugestões bem pontuadas, pelas discussões enriquecedoras, pelo carinho e paciência demonstrados e simplesmente pelo fato de ser uma grande professora.

RESUMO

Ante a realidade de utilização do petróleo e do gás natural como as fontes energéticas mais consumidas no mundo e da importância estratégica que existe quando se é um país exportador dessas fontes, o Brasil, com a descoberta de campos petrolíferos gigantes nas Bacias de Campos e de Santos, aparentemente assumiu um papel diverso daquele que vinha representando até então. Passou de país que ainda importava parte do petróleo necessário à utilização interna para um país autossuficiente em petróleo e exportador deste recurso natural. Para que esta seja uma posição sólida e não meramente ilustrativa, é necessário que esta exploração e produção de petróleo nessas áreas seja viável. Em termos de viabilidade, devem ser analisados os aspectos econômicos, tecnológicos, ambientais e químicos do petróleo. Além disso, vivenciamos em 2010 uma mudança no marco regulatório do petróleo, que não mais utiliza apenas o contrato de concessão, mas também o contrato de partilha de produção, de forma que estamos, hoje, sob a égide de um modelo regulatório misto: os contratos de partilha são utilizados na área do pré-sal e em outras áreas estratégicas, enquanto os contratos de concessão se utilizam naquelas áreas do pré-sal que haviam sido concedidas antes da elaboração da nova lei e nas demais áreas onde haja petróleo no território nacional. Também mereceu menção a questão das fontes alternativas, em especial aquelas que deverão substituir o petróleo enquanto combustível fóssil utilizado em veículos. Atualmente são utilizados, além do petróleo e do gás natural veicular, o biodiesel e o etanol, mas todos eles possuem em comum o fato de liberarem gás carbônico na atmosfera, por isso sugere-se o desenvolvimento da tecnologia do veículo elétrico, que apresenta grandes vantagens em relação aos combustíveis poluentes, mas ainda possui as suas desvantagens, sendo necessários, ainda, a realização de estudos nessa seara.

Palavras-chave: Pré-sal. Petróleo. Viabilidade. Contrato de partilha.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Mapa do pré-sal

Figura 2 – Localização do pré-sal em relação à costa brasileira

Figura 3 – Zonas marítimas no Brasil

Figura 4 – Descobertas e Prospectos do Pré-sal examinados na Bacia de Santos

Figura 5 – Prováveis profundidades dos campos do pré-sal

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Distribuição dos royalties aos beneficiários

Tabela 2 - Regimes jurídico-regulatórios utilizados por outros países

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	10
1. ASPECTOS GERAIS DO PETRÓLEO E DO PRÉ-SAL	13
1.1 Formação do Petróleo	13
1.2 Características do petróleo	14
1.3 A questão da finitude dos recursos naturais: o petróleo no mundo	15
1.4 Alternatividade ao recurso natural petróleo: o petróleo do pré-sal.....	16
1.5 Contexto e Importância econômica do petróleo do pré-sal	17
1.6 O Contexto Brasileiro e a estratégia da utilização do petróleo do pré-sal	19
1.7 Posição geográfica do petróleo do pré-sal e suas implicações jurídicas no contexto internacional	21
2. VERTENTES DA VIABILIDADE DA EXPLORAÇÃO DO PETRÓLEO DO PRÉ-SAL .	27
2.1 Viabilidade Econômica da exploração do petróleo do pré-sal	27
2.2 Utilização Tecnológica e técnica na exploração do petróleo do pré-sal: Desafios ..	31
2.3 Problemática ambiental na exploração do petróleo do pré-sal	34
2.4 A questão da qualidade do petróleo do pré-sal: viabilidade química.....	37
3. O REGIME JURÍDICO DA EXPLORAÇÃO DO PETRÓLEO DO PRÉ-SAL: A ESCOLHA PELO CONTRATO DE PARTILHA	38
3.1 O modelo brasileiro de contrato para exploração do petróleo do pré-sal.....	39
3.1.1 Contrato de Concessão	39
3.1.1.1 Bônus de assinatura.....	41
3.1.1.2 Royalties.....	41
3.1.1.3 Participação especial.....	43
3.1.1.4 Pagamento por ocupação ou retenção da área.....	45
3.1.2 Contrato de Partilha	45
3.1.2.1 A discussão dos royalties do petróleo do pré-sal no modelo de partilha de produção.....	47
3.1.3 Modelo misto	50
3.2 Os modelo de outros países de contrato para exploração de petróleo: parametricidade	50

3.2.1	Estados Unidos.....	51
3.2.2	Noruega	52
3.2.3	Indonésia	53
 4. FONTES ALTERNATIVAS DO USO DOS RECURSOS NATURAIS PETROLÍFEROS: QUAL A POSIÇÃO DO BRASIL?		55
 CONSIDERAÇÕES FINAIS		60
 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		62

INTRODUÇÃO

O atual cenário energético mundial, no qual o petróleo e o gás natural lideram como as fontes energéticas mais utilizadas, nos dá uma percepção sobre a importância que estes recursos naturais desempenham não só no nosso cotidiano, mas também na política internacional.

Os países com maiores reservas exercem certo poder dentro da estrutura petroleira, pois normalmente também são grandes produtores e é o mercado internacional, comandado por esses países, que delimita o preço do barril de petróleo.

Neste contexto, em 2007 foi anunciada a descoberta de campos gigantes de petróleo nas bacias de Campos e Santos, estimando-se uma quantidade de 10 a 16 bilhões de barris de óleo equivalente (boe), de modo que a reserva do país, que possuía à época uma reserva provada de cerca de 14 bilhões de boe, dobraria de tamanho, aproximando o Brasil à categoria das dez maiores reservas de petróleo no mundo.

Desse modo, percebe-se que a comprovação da viabilidade de exploração e produção desse petróleo encontrado é de extrema importância, pois tornaria o país autossuficiente em petróleo, não mais dependendo de importações, invertendo a posição do Brasil neste jogo geopolítico, de modo que seríamos apenas exportadores de petróleo. Acrescente-se a isso a geração de empregos que decorrerá de uma maior exploração dos campos petrolíferos brasileiros, além da necessidade de investir mais recursos em pesquisas e de construção de novas refinarias para dar vazão a esta quantidade de petróleo.

Em virtude da necessidade da comprovação dessa viabilidade, o presente trabalho analisará os aspectos econômicos, técnicos e tecnológicos, ambientais e de propriedade química do petróleo encontrado, individualmente, de modo que seja alcançada uma conclusão sólida. Essa viabilidade será abordada tendo por base um estudo realizado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) sobre a viabilidade de alguns campos inseridos nas supramencionadas bacias, de modo que possamos chegar a uma conclusão sólida sobre o assunto.

Tendo em vista que tanto a Bacia de Campos quanto a de Santos estão localizadas em uma área marítima (*offshore*), achou-se conveniente a inserção da área do pré-sal em uma das zonas marítimas delimitadas pela Convenção das Nações Unidas sobre Direito do Mar de 1982, assinada pelo Brasil e em vigor desde 1994, já que cada uma das zonas apresenta direitos e obrigações distintos para o Estado costeiro. Como o pré-sal é um campo gigantesco, existe a possibilidade de que ele não ocupe apenas uma zona marítima, mas sim duas ou mais.

Em um terceiro momento, será analisada a mudança no regime regulatório proposta pelo Poder Executivo. Quando o governo percebeu o potencial de exploração e produção que existia no pré-sal, foram elaborados quatro projetos de lei, que mudariam bruscamente o modelo regulatório no Brasil. São eles: projeto de lei nº 5.938/2009, que muda o regime jurídico regulatório de contrato de concessão, existente no país desde 1997, para o de contrato de partilha de produção nas áreas do pré-sal e áreas estratégicas; projeto de lei nº 5.939/2009, que criava uma empresa pública denominada PETRO-SAL, para atuar na gestão dos contratos de partilha; o projeto de lei nº 5.940/2009, que criava o Fundo Social, para onde se destinaria o dinheiro proveniente da exploração e produção do petróleo do pré-sal; e o projeto de lei nº 5.941/2009, que cedia onerosamente à Petrobras o exercício das atividades de pesquisa e lavra de hidrocarbonetos naquelas áreas do pré-sal que ainda não estavam sob regime de contrato de concessão.

Este último foi o primeiro projeto a se tornar lei, seguido da criação da Petro-sal e, por último, a criação do fundo social em conjunto com a aprovação do novo regime de contrato de partilha, que, apesar de já haver sido aprovado, ainda está gerando muitos conflitos no Poder Legislativo, em virtude da divisão dos *royalties* do petróleo extraído, pois este específico artigo foi vetado pelo então Presidente da República.

No último capítulo deste trabalho, falaremos das fontes renováveis, alternativas aos recursos naturais fósseis que são o petróleo e o gás natural. Como recursos não-renováveis que são, em algum momento da história essas fontes não mais serão exploradas, trazendo questões que devem ser levantadas a respeito de como substituí-los. Além disso, existe na sociedade atual a conscientização da necessidade de utilização de energias limpas, que causem o mínimo de danos possíveis ao meio ambiente, pois ele deve ser conservado e aproveitado

racionalmente, principalmente pensando em qualidade de vida para as próximas gerações.

Em se tratando de combustíveis, sabemos que já existe no mercado alternativas ao uso do petróleo e do gás natural, quais sejam os biocombustíveis e o etanol combustível. No entanto, entendemos que estes combustíveis ainda contribuem para a emissão de gás carbônico e, por isso, trataremos da possibilidade de utilização de veículos elétricos, que por não emitirem nenhuma espécie de gás na atmosfera são mais limpos. Estes veículos já são desenvolvidos atualmente em outros países, mas ainda possuem pouca expressão no Brasil, necessitando de mais investimentos, especialmente em estudos científicos que busquem soluções para este tipo de veículo que, como veremos, ainda possui algumas falhas. O veículo elétrico, por sua vez demandará que o país produza uma quantidade de energia elétrica maior, que também deverá ser limpa e renovável, dentro dos parâmetros de sustentabilidade utilizados pela sociedade.

Além disso, mesmo que não fosse o caso de uma maior produção de energia para suprir a necessidade dos veículos elétricos, o Brasil ainda necessitará aumentar a quantidade de energia produzida atualmente, pois o país está crescendo economicamente, atraindo mais indústrias que necessitam de energia para movimentar-se. Mesmo que não fosse isso, ainda existe a questão da quantidade da população que está crescendo no país e seu acesso cada vez maior a produtos eletrodomésticos e eletrônicos, demandando, de qualquer forma, um aumento na produção de energia elétrica.

1. ASPECTOS GERAIS DO PETRÓLEO E DO PRÉ-SAL

1.1 Formação do Petróleo

O petróleo é um mineral encontrado em bacias sedimentares por ocorrência da acumulação, ao longo dos anos, do depósito de rochas sedimentares que, submetidas a determinadas temperaturas e pressões, geram o petróleo. Essas rochas, divididas cientificamente em quatro tipos distintos, quais sejam rochas geradoras, as rochas-reservatório, as rochas selantes e trapas, somadas a dois fenômenos geológicos, quais sejam a migração e o sincronismo, é que formam o petróleo¹.

A rocha geradora é o único dos elementos que não pode faltar na bacia sedimentar para a criação do petróleo e o tipo de petróleo gerado está relacionado diretamente com o tipo de matéria orgânica que foi preservada na rocha geradora. A temperatura deste tipo de rocha também influencia diretamente o tipo de petróleo e quanto mais alto for o nível dela, maior a quantidade de gás gerada².

A migração ocorre no momento em que a rocha geradora está saturada de hidrocarbonetos e a pressão faz com que ela se rompa, de modo que os fluidos irão se espalhar para locais onde haja menor pressão e rochas porosas que possam armazená-los (rochas-reservatório)³. Logo, a migração é esse movimento realizado pelo fluido entre a rocha geradora e a rocha-reservatório.

Os espaços das estruturas das rochas sedimentares realizam a acumulação dos fluidos migrantes de modo que eles não possam escapar são as trapas, também conhecidas como armadilhas⁴.

Ao chegarem nessas estruturas, os fluidos devem ser impedidos de sair. Este é o papel das rochas selantes, que se encontram acima das rochas-reservatório, e

¹ MILANI, E. J. et al. Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. **Revista Brasileira de Geofísica**, São Paulo, v. 18, n. 3, 2000. Disponível em <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0102-261X2000000300012&lng=pt&nrm=iso>. Acesso em 19 nov. 2011.

² Idem, ibidem.

³ Idem, ibidem.

⁴ Idem, ibidem.

por serem impermeáveis ou de baixa permeabilidade impedem que os fluidos escapem, consequentemente formando uma acumulação petrolífera⁵.

Por último, temos o sincronismo, que é a ordem temporal na qual esses fenômenos devem ocorrer. Nas palavras de Milani, Brandao, Zalán e Gamboa:

Assim sendo, uma vez iniciada a geração de hidrocarbonetos dentro de uma bacia sedimentar, após um soterramento adequado, o petróleo expulso da rocha geradora deve encontrar rotas de migração já formadas, seja por deformação estrutural anterior ou por seu próprio mecanismo de sobrepressão desenvolvido quando da geração. Da mesma maneira, a trapa já deve estar formada para atrair os fluidos migrantes, os reservatórios porosos já devem ter sido depositados, e não muito soterrados para perderem suas características permo-porosas originais, e as rochas selantes já devem estar presentes para impermeabilizar a armadilha⁶.

1.2 Características do petróleo

O petróleo é composto, basicamente, por carbono e hidrogênio (daí o nome hidrocarboneto), sendo encontrado juntamente com gás e água. Sua cor irá variar de acordo com a sua composição e as suas propriedades físicas.

É uma substância inflamável, oleosa, menos densa que a água, com um odor forte e coloração variável. Divide-se entre petróleo leve, médio, pesado e extrapesado. De acordo com a Organização Nacional da Indústria do Petróleo, este recurso natural é medido quanto à sua densidade em grau API ($^{\circ}$ API), sendo esta sigla correspondente ao American Institute of Petroleum da seguinte forma: quanto maior for a densidade do petróleo, menor o grau API. Para ser considerado leve, o petróleo deverá ter mais de 30° API; para petróleo médio o grau API deve ficar entre 22 e 30; se o grau for menor que 22° API, será pesado; e se for igual ou menor que 10° API será extrapesado⁷. Quanto mais leve for o petróleo, maior o seu valor de mercado.

Como o processo descrito no item anterior leva milhões de anos para ocorrer, o petróleo é considerado uma fonte fóssil não-renovável. Apesar de existir em abundância, o petróleo é o combustível mais utilizado na atualidade e a sua

⁵ Idem, ibidem.

⁶ Idem, ibidem.

⁷ ORGANIZAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO. Site oficial. Disponível em <http://www.onip.org.br/main.php?idmain=informacoes&mainpage=mini_glossario.htm> Acesso em 19 nov. 2011.

produção está fadada à estagnação dentro de alguns anos, não necessariamente porque esse recurso natural irá desaparecer do planeta, mas sim porque em algum momento a sua exploração não mais será viável, seja pela qualidade do petróleo, seja por sua quantidade ou até pela dificuldade de extraí-lo.

1.3 A questão da finitude dos recursos naturais: o petróleo no mundo

A Agência Internacional de Energia (AIE) publicou em outubro de 2011 um documento intitulado “Key World Energy Statistics”, que pode ser traduzido como as principais estatísticas da energia no mundo, no qual oferece informações atualizadas sobre as principais energias utilizadas globalmente.

Com relação ao petróleo, atualmente os maiores produtores são: 1) Rússia, com 12,5% do total mundial; 2) Arábia Saudita, com 11,9%; 3) Estados Unidos, com 8,5%; 4) Irã, com 5,7%; 5) China, com 5%; 6) Canadá, com 4%; 7) Venezuela, com 3,8%; 8) México, com 3,6%; 9) Nigéria, com 3,3%; e 10) Emirados Árabes Unidos, com 3,2% do total mundial, restando 38,4% produzidos por outros países⁸.

Os maiores exportadores são, nesta ordem, Arábia Saudita, Rússia, Irã, Nigéria, Emirados Árabes Unidos, Iraque, Angola, Noruega, Venezuela e Kuwait; enquanto os maiores importadores são, também na ordem, Estados Unidos, China, Japão, Índia, Coreia, Alemanha, Itália, França, Holanda e Espanha⁹.

Perceba que dos dez maiores produtores, seis deles também estão entre os maiores exportadores e apenas dois encontram-se entre os maiores importadores, quais sejam China e Estados Unidos, as duas maiores potências da atualidade.

Com relação ao petróleo, o Brasil só aparece nos dados da AIE quando se trata da transformação do óleo em produtos, sendo o 9º (nono) país de maior produção, correspondente a 2,5% da produção mundial, e quanto à capacidade de

⁸ AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA. **Key World Energy Statistics**. Outubro de 2011. Disponível em <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2011/key_world_energy_stats.pdf> Acesso em 10 nov. 2011.

⁹ Idem, ibidem.

refino do petróleo, sendo o décimo país de maior capacidade de destilação, correspondente a 2,1% do total mundial¹⁰.

O consumo de petróleo no mundo em 2009 correspondeu a 41,3% do total das fontes energéticas e o de gás natural a 15,2%¹¹, de modo que, somados, estes recursos naturais totalizaram mais da metade do consumo mundial e está previsto que estas continuem sendo as principais fontes energéticas utilizadas nos próximos vinte anos.

1.4 Alternatividade ao recurso natural petróleo: o petróleo do pré-sal

A compreensão do termo “pré-sal” está estreitamente vinculada ao aspecto geológico desta área detentora de petróleo. Popularmente, esta área ficou conhecida como aquela localizada abaixo da camada de sal presente na plataforma continental, pois seus sedimentos foram formados antes desta camada, enquanto a camada situada acima da de sal é denominada de “pós-sal”.

De acordo com o art. 2º, inciso IV, da Lei 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que dispõe sobre a exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, sob o regime de partilha de produção, em áreas do pré-sal e em áreas estratégicas; cria o Fundo Social - FS e dispõe sobre sua estrutura e fontes de recursos; altera dispositivos da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências, a camada do pré-sal é definida como:

Art. 2º Para os fins desta Lei, são estabelecidas as seguintes definições:
IV - área do pré-sal: região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo desta Lei, bem como outras regiões que venham a ser delimitadas em ato do Poder Executivo, de acordo com a evolução do conhecimento geológico.

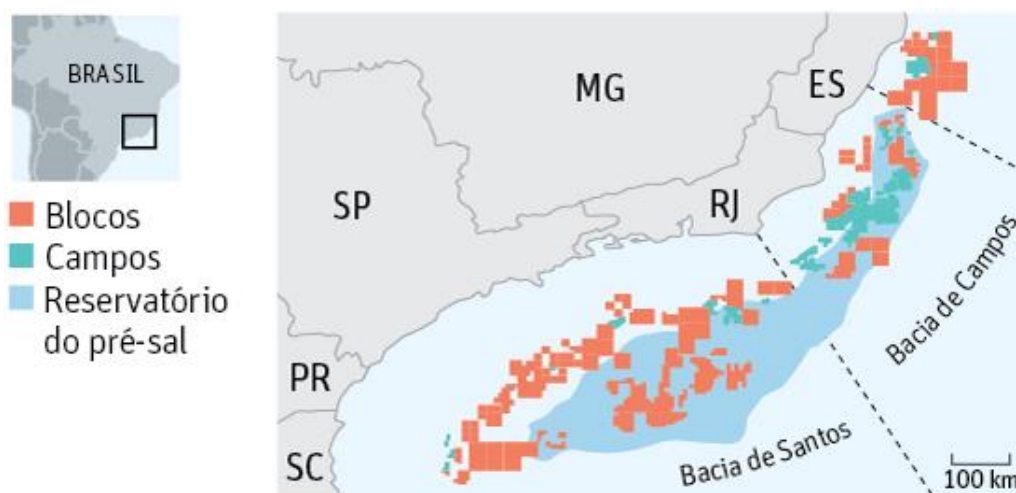
O anexo a que se refere o supracitado inciso determina as coordenadas geográficas da localização dos campos que foram mapeados até a publicação da mencionada lei, em 2010, e corresponde a aproximadamente 149 mil km² numa

¹⁰ Idem, ibidem.

¹¹ Idem, ibidem.

região que se estende do litoral do estado de Santa Catarina até o litoral do Espírito Santo¹², conforme se observa na figura abaixo:

Figura 1 – Mapa do pré-sal



Fonte: Folha de São Paulo

É importante ressaltar que a própria Lei prevê que a área do pré-sal poderá ser redefinida, dando flexibilidade para nova delimitação, pois no futuro, seguindo a tendência do desenvolvimento tecnológico, existirão aparelhos que possibilitarão uma melhor imagem desses campos petrolíferos.

1.5 Contexto e Importância econômica do petróleo do pré-sal

Ao ser anunciada a “descoberta” do pré-sal, muitos afirmaram que esta seria uma espécie de “salvação” do Brasil, pois com o volume de petróleo encontrado nessa área nós seríamos autossuficientes em relação ao petróleo, não tendo mais que importá-lo.

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA na sigla em inglês), em estudo realizado para projetar como estará o consumo de energia no mundo no ano de 2035 (World Energy Outlook), afirma que entre os anos de 2010 e 2035 o

¹² MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Cartilha do pré-sal**. 2009. Disponível em <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/10_outubro/Cartilha_prx-sal.pdf> Acesso em 10 mai 2011, p.10.

consumo de petróleo passará de 87 milhões de barris por dia para 99 milhões de barris por dia, tendo em vista particularmente o crescimento dos países emergentes e a sua busca por combustíveis na área dos transportes e aponta o Brasil como um dos países aos quais se deve o crescimento da produção de petróleo¹³.

Estima-se que o petróleo encontrado corresponda de 15 a 20 bilhões de barris¹⁴. Dessa forma, somados à reserva provada de cerca de 14 bilhões de barris de petróleo¹⁵, o Brasil possuiria mais do que o dobro da quantidade atual de petróleo, chegando a pouco menos de 3% da reserva mundial e o 10º país com a maior reserva do mundo¹⁶.

O que nem todos falam e muitos não sabem é que o petróleo não serve somente para a fabricação de combustíveis. Outros produtos, bastante utilizados no nosso dia-a-dia são decorrentes do refino do petróleo, tais como os gases propano e butano, que servem encontrados nos isqueiros e botijões de gás de cozinha; a nafta, utilizada em plásticos, medicamentos, cosméticos e roupas; o querosene, que serve como combustível de aeronaves e parafina; os óleos lubrificantes e combustíveis de navios e termelétricas¹⁷.

Obviamente que os combustíveis são os produtos principais, mais utilizados e mais rentáveis e, por isso, mais visados e mais comentados quando se pensa em petróleo, mas os exemplos servem para percebermos a importância que esse recurso mineral tem em nossas vidas.

Outro fator que deve ser observado é a geração de empregos que deverá ocorrer com a exploração do pré-sal. Um estudo realizado pelo Instituto de Economia da UFRJ estima que, para suprir as necessidades de exploração e refino, deverão ser construídas algo entre 40 e 47 novas plataformas *offshore*, de 4 a 7

¹³ AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA. **World Energy Outlook – 2011**. Disponível em <http://www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2011/es_portuguese.pdf> Acesso em 09 nov. 2011, p. 5.

¹⁴ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Relatório de viabilidade do pré-sal**, realizado pela Gaffney, Cline & Associates. 2010. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/?pg=46786&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1309312098438>> Acesso em 13 jun 2011, p. 10.

¹⁵ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Balanço Energético Nacional**. 2010. Disponível em <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/publicacoes/BEN/2_-_BEN_-_Ano_Base/1_-_BEN_2010_Portugues_-_Inglxs_-_Completo.pdf> Acesso em 04 nov 2011.

¹⁶ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Cartilha do pré-sal. 2009**. Disponível em <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/10_outubro/Cartilha_prx-sal.pdf> Acesso em 10 mai 2011.

¹⁷ PINHO, Claudio A. **Pré-sal: história, doutrina e comentários às leis**. Belo Horizonte: Legal, 2010. p.8.

novas refinarias, de 6.000 a 8.100 km de dutos e de 44 a 69 navios¹⁸, que, mesmo que não sejam construídos aqui no Brasil, necessitarão de mão-de-obra qualificada para operá-los.

1.6 O Contexto Brasileiro e a estratégica da utilização do petróleo do pré-sal

Segundo Mauricio T. Tolmasquim, Amilcar Guerreiro e Ricardo Gorini, tanto a competitividade econômica de um país quanto a qualidade de vida dos seus habitantes são influenciadas pela energia desde a Revolução Industrial, sendo atualmente a questão energética um desafio e uma oportunidade para o Brasil¹⁹. Cláudio A. Pinho completa o pensamento histórico afirmando que foi a Primeira Guerra Mundial que ocasionou na comunidade internacional a visão de que o petróleo era um recurso estratégico e a sua abordagem era uma matéria de segurança nacional para os países, fazendo com que, nas duas Guerras Mundiais, eles necessitassem de estratégias que abrangessem acesso ou obtenção de petróleo²⁰.

Saliente-se que não são comuns as descobertas de campos gigantes como o pré-sal no mundo. O maior campo descoberto até a atualidade é denominado Gahar e encontra-se na Arábia Saudita, tendo sido descoberto na década de 1950 com um volume de 35 bilhões de barris de petróleo; enquanto o último campo desta magnitude foi descoberto em 2000 no Cazaquistão e se denomina Kashagan, tendo um volume de aproximadamente 6 bilhões de barris de petróleo ²¹, menos da metade do que o Relatório de Viabilidade do Pré-sal afirma existir no campo brasileiro.

¹⁸ CORDEIRO, Renato. 5 bilhões de b/d em 2025. **Revista Brasil Energia**, nº 325, dez. 2007. Disponível em <<http://www.energiahoje.com/brasilenergia/noticiario/2007/12/01/29375/5-milhoes-de-b/d-em-2025.html>> Acesso em 12 nov. 2011.

¹⁹ TOLMASQUIM, Mauricio T.; GUERREIRO, Amilcar; GORINI, Ricardo. Matriz energética brasileira: uma prospectiva. **Novos estud. - CEBRAP**, São Paulo, n. 79, Nov. 2007. Disponível em <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0101-33002007000300003&lng=en&nrm=iso>. Acesso em 09 Nov. 2011.

²⁰ PINHO, Claudio A. **Pré-sal: história, doutrina e comentários às leis**. Belo Horizonte: Legal, 2010. p. 13-14.

²¹ SIQUEIRA, Cláudia. A corrida já começou. **Revista Brasil Energia**, nº 325, dez. 2007. Disponível em <<http://www.energiahoje.com/brasilenergia/noticiario/2007/12/01/29366/a-corrida-ja-comecou.html>> Acesso em 12 nov. 2011.

Para Pablo Uc aquilo conhecido por “discurso geopolítico petrolero” é a base fundamental para que se possa compreender a atual dependência do petróleo; dependência essa que chegou a tratar como “natural” as guerras do petróleo e os sistemas produtivos dos países que mais consomem energia, até o ponto de torná-los a estrutura dominante da economia política internacional²².

Diante dessas considerações, vários autores entendem que o setor petrolero é fundamental, estrategicamente, para cada país, especialmente o Brasil. A Agência Internacional de Energia prevê que em 2030 tanto o petróleo quanto o gás ainda serão as principais fontes energéticas do mundo.

Segundo Andrade Neto, o Brasil, ao se tornar autossuficiente, inverte a sua posição no cenário energético mundial, pois deixará de importar petróleo e passará somente a exportá-lo²³. Este feito irá ocorrer em um período no qual a “segurança energética” se torna uma das grandes apreensões dos países desenvolvidos, colocando o país no centro da discussão geopolítica do petróleo.

Tentemos compreender o que seria a “segurança energética” mencionada por Andrade Neto. O oriente médio é a área que mais possui reservas de petróleo no mundo. Porém, com os constantes conflitos que lá ocorrem, não se sabe com certeza até que ponto o petróleo será de um país ou de outro. Uma empresa que negocie o petróleo daquela região tem de levar em conta os riscos de, por exemplo, por causa de uma guerra, as refinarias de determinado país são fechadas, de modo que a empresa não receba o petróleo na data programada, tendo de alterar toda a sua programação e perdendo milhares de dólares a cada dia. Ou pode ainda sequer receber o petróleo.

É o que Celso Lucchesi afirma em seu artigo, mencionando as crises da Venezuela, que também é grande detentora de reservas de petróleo e da Nigéria, além de outros casos derivados de fenômenos naturais, como furacões no Golfo do México, por exemplo²⁴.

²² UC, Pablo. El discurso geopolítico del petróleo como representación espacial dominante de la economía política internacional. **Argumentos (Méx.)**, México, v. 21, n. 58, dic. 2008. Disponível em <http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0187-57952008000300004&lng=es&nrm=iso>. Acesso em: 16 jun 2011.

²³ ANDRADE NETO, José Lima de. Pré-sal, oportunidade e desafio. In: VELLOSO, João Paulo dos Reis (Coord.) **Brasil, novas oportunidades: economia verde, pré-sal, carro elétrico, Copa e Olimpíadas**. Rio de Janeiro: José Olympio, 2010.

²⁴ LUCCHESI, Celso Fernando. Geopolítica do petróleo e gás. In: GONÇALVES, Alcindo; Rodrigues M. A. Gilberto (Orgs.). **Direito do petróleo e gás: aspectos ambientais e internacionais**. Santos: Leopoldianum, 2007.

Diante de tudo o que foi exposto, percebe-se uma preocupação internacional com a segurança do comércio do petróleo e do gás, segurança esta que o Brasil, por estar em uma zona livre de conflitos e de desastres naturais, bem como possuir baixo nível de risco de investimento, pode propiciar à comunidade internacional.

Por último, merece menção os dados do Ministério de Minas e Energia brasileiro, que, em um estudo denominado Balanço Energético Nacional, aponta que, em 2010, os derivados do petróleo e o gás natural somam 48% da matriz energética nacional e enquanto em 2008, esses mesmos elementos correspondiam a 54,2% da matriz energética mundial²⁵.

1.7 Posição geográfica do petróleo do pré-sal e suas implicações jurídicas no contexto internacional

De acordo com dados da Petrobras, a área do pré-sal está localizada a 340 km da costa brasileira, tendo 200 km de largura e 800 km de extensão, como se pode observar na figura abaixo:

Figura 2 – Localização do pré-sal



Fonte: Petrobras

²⁵ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Balanço Energético Nacional**. 2010. Disponível em < http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/publicacoes/BEN/2_-_BEN_-_Ano_Base/1_-_BEN_2010_Portugues_-_Ingls_-_Completo.pdf> Acesso em 04 nov 2011.

O Relatório de viabilidade do pré-sal acrescenta:

O *play*²⁶ do pré-sal compreende um polígono que se estende por águas navegáveis da Bacia de Santos, ao sul e pela Bacia de Campos, ao norte, configurando uma área de aproximadamente 160.000 km², se estendendo por cerca de 800 km de SW a NE e 200 km de NW a SE, em lâmina d'água geralmente com mais de 2000 m²⁷.

Quando analisamos a Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar de 1982 ou Convenção de Montego Bay, percebemos que, por uma questão lógica, parte da área do pré-sal está inserida na plataforma continental brasileira, pois esta é definida na Parte IV, artigo 76 da Convenção da seguinte forma:

Artigo 76

1. A plataforma continental de um Estado costeiro compreende o leito e o subsolo das áreas submarinas que se estendem além do seu mar territorial, em toda a extensão do prolongamento natural do seu território terrestre, **até o bordo exterior da margem continental, ou até uma distância de 200 milhas marítimas da linha de base** a partir das quais se mede a largura do mar territorial, nos casos em que o bordo exterior da margem continental não atinja essa distância.

(...)

5. Os pontos fixos que constituem a linha dos limites exteriores da plataforma continental no leito do mar, traçada de conformidade com as subalíneas i) e ii) da alínea a) do parágrafo 4º, devem estar **situados a uma distância que não exceda 350 milhas marítimas da linha de base** a partir da qual se mede a largura do mar territorial ou a uma distância que não exceda 100 milhas marítimas da isóbata de 2.500 metros, que é uma linha que une profundidades de 2.500 metros.²⁸ (*grifos nossos*)

No artigo seguinte, parágrafo 1º, a mesma Convenção afirma que é direito do Estado costeiro a exploração e o aproveitamento dos recursos naturais da plataforma continental; e no parágrafo 4º do mesmo artigo diz que os recursos naturais a que o artigo se refere são os recursos minerais e outros não vivos do

²⁶ Segundo as Definições e Diretrizes do Sistema de Gestão e Recursos do Petróleo elaborado pela Society of Petroleum Engineers (Sociedade de Engenheiros de Petróleo), World Petroleum Council (Conselho Mundial do Petróleo), American Association of Petroleum Geologists (Associação Americana de Geólogos de Petróleo) e Society of Petroleum Evaluation Engineers (Sociedade de Engenheiros de Avaliação de Petróleo), *play* significa “*Um projeto com uma tendência esperada de prospectos potenciais que, no entanto, requer mais aquisição de dados e/ou avaliação para que possam ser definidos prospectos e leads específicos.*”

²⁷ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Relatório de viabilidade do pré-sal**, realizado pela Gaffney, Cline & Associates. 2010. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/?pg=46786&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1309312098438>> Acesso em 13 jun 2011, p 12.

²⁸ **Convenção das Nações Unidas sobre Direito do Mar de 1982**. Coletânea de Direito Internacional, Constituição Federal/ organização Valério de Oliveira Mazzuoli. 7. ed. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2009. P. 507

subsolo e do leito do mar. Além disso, Convenção de Montego Bay em seu artigo 81 afirma que “O Estado costeiro terá o direito exclusivo de autorizar e regulamentar as perfurações na plataforma continental, quaisquer que sejam os fins”.

Ora, segundo a norma internacional que regula a matéria, está mais do que claro que qualquer Estado costeiro possui o direito de exploração da sua plataforma continental, zona marítima na qual se encontra localizada a camada do pré-sal.

Tendo em vista que 1 milha marítima corresponde a 1,8522 km, 200 milhas marítimas serão iguais a 370,44 km e 350 milhas marítimas equivalem a 648,27 km. Desse modo, a princípio, o Brasil somente poderia explorar os primeiros 30 km da camada do pré-sal. Esse é um dos motivos pelos quais o Brasil está pleiteando junto à ONU a extensão da sua plataforma continental para as 350 milhas marítimas permitidas, as quais permitiriam a exploração da área do pré-sal em sua totalidade. Expliquemos.

No artigo 76, parcialmente supracitado acima, são explicitadas as condições às quais o Estado costeiro devem se submeter para que consiga ampliar o limite do bordo exterior da plataforma continental que exceda as 200 milhas marítimas. Nos parágrafos 8º e 9º desse artigo lê-se:

Artigo 76

(...)

8. Informações sobre os limites da plataforma continental, além das 200 milhas marítimas das linhas de base a partir das quais se mede a largura do mar territorial, devem ser submetidas pelo Estado costeiro à Comissão de Limites da Plataforma Continental, estabelecida de conformidade com o Anexo II, com base numa representação geográfica equitativa. A Comissão fará recomendações aos Estados costeiros sobre questões relacionadas com o estabelecimento dos limites exteriores da sua plataforma continental. Os limites da plataforma continental estabelecidas pelo Estado costeiro com base nessas recomendações serão definitivos e obrigatórios.

9. O Estado costeiro deve depositar junto do Secretário Geral das Nações Unidas mapas e informações pertinentes, incluindo dados geodésicos, que descrevam permanentemente os limites exteriores da sua plataforma continental. O Secretário Geral das Nações Unidas deve dar a esses documentos a devida publicidade. *(grifos nossos)*

De acordo com o artigo 4 do Anexo II mencionado no supracitado artigo:

Quando um Estado costeiro tiver intenção de estabelecer, de conformidade com o artigo 76, o limite exterior da sua plataforma continental além de 200 milhas marítimas, apresentará à Comissão, logo que possível, mas **em qualquer caso dentro dos 10 anos seguintes à entrada em vigor da presente Convenção para o referido Estado**, as características de tal limite juntamente com informações científicas e técnicas de apoio. O Estado

costeiro comunicará ao mesmo tempo os nomes de quaisquer membros da Comissão que lhe tenham prestado assessoria científica e técnica. (*grifos nossos*)

A Convenção de Montego Bay foi ratificada pelo governo brasileiro em 1988 e entrou em vigor para o Brasil na data de 16 de novembro de 1994.

Com o Decreto nº 98.145 de 1989, o governo brasileiro aprovou o Plano de Levantamento da Plataforma Continental Brasileira - LEPLAC, que já vinha sendo mapeada pela Marinha do Brasil desde junho de 1987²⁹, para que esse pedido de aumento da sua extensão seja feito dentro do limite permitido, o qual foi modificado durante a 11ª Reunião dos Estados Partes da mencionada Convenção, ocorrida entre 14 e 18 de maio de 2001, já que a data inicial da contagem do prazo de dez anos foi alterada para o dia 13 de maio de 1999.

Em 17 de maio de 2004 foi entregue o primeiro mapeamento à devida Comissão da ONU para sua apreciação e, em diversas ocasiões, representantes brasileiros tiveram de defender a sua proposta, que correspondia a um total de 960 mil km² além das 200 milhas marítimas³⁰. Em 2007, a Comissão de Limites da Plataforma Continental – CLPC elaborou recomendações e atenderam à proposta brasileira apenas parcialmente, aprovando cerca de 770 mil km². Não satisfeito, o Grupo de Trabalho para Acompanhamento da Proposta do Limite Exterior da Plataforma Continental Brasileira (GT LEPLAC) está desde então elaborando uma Proposta Revisada do Limite Exterior da Plataforma Continental Brasileira com previsão de entrega à CLPC em dezembro de 2012³¹.

Atualmente, o mapa das zonas marítimas brasileiras está dividido da seguinte forma:

²⁹ **Marinha do Brasil**. Site oficial. Disponível em <<http://www.mar.mil.br/secirm/leplac.htm>> Acesso em 22 out 2011.

³⁰ Idem.

³¹ Idem.

MARINHA DO BRASIL
DIRETORIA DE HIDROGRAFIA E NAVEGAÇÃO
Proposta de Plataforma Continental
Mapa de Linhas e Limites

LEGENDA

- Mar Territorial (12 Milhas / 22km) - Soberania Total
- Zona Econômica Exclusiva (200 Milhas / 370km) - Recursos vivos e não vivos
- Limite Exterior da Plataforma Continental (s. 300 Milhas / 648km) - Recursos não vivos
- Área proposta
- Amazônia Azul
- Áreas controversas

ÁREAS

- Área proposta: 3.538.919 km²
- Amazônia Azul: 4.500.000 km²

COASTAL DISTANCES

TIPO	CARIOCA
182km (180km) da costa	151km (150km) da costa
38km (30km) da ZEE	68km (60km) da ZEE

COASTAL DISTANCES

TIPO	CARIOCA
182km (180km) da costa	151km (150km) da costa
38km (30km) da ZEE	68km (60km) da ZEE

Note que a parte em azul claro corresponde à Zona Econômica Exclusiva brasileira; a região em azul marinho, somada à laranja, é o tamanho da plataforma continental proposta; a área em azul marinho foi a parte concedida, enquanto a laranja é a área controversa.

Entre 2006 e 2007, com a descoberta do pré-sal, esse tema ganhou importância tendo em vista os direitos de exploração exercidos pelo Estado detentor da plataforma continental. É muito simples: se o Brasil não conseguir estender esse limite, a área do pré-sal que ultrapasse a plataforma continental estendida será considerada águas internacionais, ou seja, qualquer Estado poderá explorá-la. Obviamente que o Brasil sendo detentor desta zona marítima ampliada os benefícios serão muito maiores para nós e a possibilidade de exploração por outros Estados

estará reduzida, não eliminada, pois o Brasil poderá autorizar outros países a realizarem estudos e perfurações na nossa plataforma continental.

Outro ponto a se observar é a questão dos Estados que não possuem litoral. Estes têm direito a participar no aproveitamento dos recursos vivos das zonas econômicas exclusivas dos Estados. Petróleo e gás natural não são considerados recursos vivos e, por isso, não deverão ser compartilhados com esses Estados, a menos que se estabeleça diferente em acordo bilateral.

2. VERTENTES DA VIABILIDADE DA EXPLORAÇÃO DO PETRÓLEO DO PRÉ-SAL

Quando falamos em viabilidade de exploração, estamos nos referindo à possibilidade real de que determinada área seja utilizada com o objetivo de prospecção e produção de petróleo e seus derivados. Este tema é de extrema importância quando avaliamos o pré-sal, pois se não existirem condições de que o petróleo encontrado nessa camada seja utilizando, de nada adianta toda a discussão em torno da mesma.

No ano de 2010, a Agência Nacional do Petróleo contratou uma empresa, a Gaffney, Cline & Associates, para avaliar as condições de viabilidade de exploração do petróleo contido na camada do pré-sal. Esse estudo foi publicado no próprio website da ANP e será tomado por base para a argumentação deste ponto do trabalho monográfico.

2.1 Viabilidade Econômica da exploração do petróleo do pré-sal

A viabilidade econômica será abordada em diversos aspectos. Cláudio A. Pinho, citando Michael Economides e Ronald Oligney, afirma que “Explorar petróleo depende basicamente de três elementos: tecnologia, pessoal qualificado e grandes somas de recursos³²”. Partindo deste pensamento, primeiramente, destacamos que serão necessários investimentos milionários para que sejam realizados estudos e projetos que confirmem a própria viabilidade de extração e como fazê-lo. Em seguida, tais projetos deverão ser executados, o que necessita de uma mão-de-obra qualificada, além de investimentos no transporte dos materiais extraídos, sejam os tubos que levarão os mesmos para a superfície ou os caminhões que deverão fazer o transporte terrestre de uma quantidade de petróleo jamais vista no Brasil.

³² PINHO, Claudio A. **Pré-sal: história, doutrina e comentários às leis**. Belo Horizonte: Legal, 2010, p. 7, *apud* ECONOMIDES, Michael; OLIGNEY, Ronald. *Color of Oil*. Round Oak Publishing Company, Inc., 2000, p. 82-95.

Segundo o estudo da Gaffney, Cline & Associates (GCA), o *play* do pré-sal possui uma capacidade de produção de 15 a 20 bilhões de barris, além de afirmar que o volume de petróleo encontrado é produtivo e de baixo risco geológico³³.

Outro aspecto que deve ser observado é a questão dos impostos a serem pagos pelas empresas exploradoras. Atualmente, o petróleo extraído da camada do pós-sal é regido pela Lei 9.478/97, de 06 de agosto de 1997, que dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências, a partir de agora Lei 9.478/97, Lei do Petróleo. No entanto, desde o ano de 2010 o petróleo da camada do pré-sal se submete a uma lei distinta, comumente conhecida como Marco Regulatório do Pré-Sal, que institui diretrizes diversas da mencionada lei em matéria de royalties e bônus de assinatura. Ambos serão estudados no capítulo 3 que abordará a questão do contrato de partilha de produção.

Na avaliação econômica feita pela GCA, foram avaliadas tanto as despesas operacionais da produção, denominadas OPEX, que incluem a limpeza, a reparação e a manutenção dos equipamentos, como o dispêndio de capital, chamado de CAPEX. Esses dados foram fornecidos à GCA pela própria ANP, no entanto a primeira realizou algumas alterações nos mesmos quando se tratou de simulação do desenvolvimento com Unidades Flutuantes de Produção, Armazenamento e Transbordo (FPSOs) que se apresentaram, na prática, menores do que aqueles dados fornecidos pela ANP³⁴.

De acordo com as tabelas apresentadas no Apêndice I do Relatório, em linhas gerais, somando-se as projeções realizadas nos campos estudados, quais sejam Franco, Libra, Entorno de Tupi, Tupi NE, Peroba, Entorno de Iara, Florim, Entorno de Júpiter, Pau Brasil e Guará Sul, o total do fluxo de caixa seria de US\$ 895.701 milhões (oitocentos e noventa e cinco milhões setecentos e um mil dólares) nos próximos 40 anos. Para este cálculo foram considerados a produção de petróleo, a produção de gás, os preços de ambos, as receitas de ambos, os royalties, o PIS/COFINS, as despesas operacionais de produção, o dispêndio de

³³ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Relatório de viabilidade do pré-sal**, realizado pela Gaffney, Cline & Associates. 2010. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/?pg=46786&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1309312098438>> Acesso em 13 jun 2011, p. 10.

³⁴ Idem, ibídem, p.20.

capital, os custos em caso de abandono, os impostos sociais e o imposto de renda. Ainda em se tratando deste cálculo, algumas ressalvas foram feitas:

Os preços de futuros da NYMEX para o Brent, foram os preços de fechamento em 17 de agosto de 2010: preço médio do Brent cru de US\$81,04/bbl em 2011 com elevação para US\$92,58/bbl em 2018. A GCA presumiu uma inflação de 2% no preço do Brent cru depois dessa data, e presumiu que todas as estimativas de custo sofram 2% de inflação ao ano a partir de 2011. O preço do petróleo Brent é reajustado usando um diferencial de qualidade (desconto), conforme sugerido pela ANP, de 7,9% para todas as descobertas e prospectos com exceção da descoberta Júpiter e do prospecto Pau-brasil, em que o diferencial é superior a 12,5%, refletindo um grau API menor.

A Contribuição Social e o Imposto de Renda foram calculados presumindo uma depreciação linear em 20 anos para os FPSOs e 10 anos para os demais investimentos, pois a GCA entende que essa é a prática padrão no Brasil. Os custos dos Testes de Longa Duração (tratados como OPEX) são estimados em US\$150.000/dia para um ano, que é a duração característica, sendo que a produção de petróleo durante esses testes é incorporada à receita. Os custos da sísmica 3D (tratados como OPEX) estão estimados em US\$ 7.500/km²³⁵.

Estima-se que em Tupi o fator de recuperação seja de 8% a 41%, sendo o mais provável o de 21% com o petróleo a 28º API e que sua produção será de 36,8 milhões de barris³⁶. Ademais, “O Valor Presente Líquido sem risco a uma taxa de desconto de 10%, para o caso de sucesso de recursos prospectivos é de US\$ 393 milhões (Melhor Caso), equivalentes a US\$10,67/bbl³⁷”.

Em Iara, a estimativa é de 8% a 34%, do fator de recuperação, sendo o valor mais provável de 18% para o óleo de 27º API com uma produção de aproximadamente 775 milhões de barris, sendo o Valor Presente Líquido nos mesmos moldes do anterior de US\$5.460 milhões, no melhor caso, equivalentes a US\$ 7,23/bbl³⁸.

O campo de Júpiter tem seu fator de recuperação provável na casa dos 6% ao 37%, sendo mais provável o valor de 18% para o óleo de 18º API, com uma produção de aproximadamente 335 bilhões de barris, gerando um Valor Presente Líquido de US\$ 1.774 milhões (Melhor Caso), equivalentes a US\$ 5,29/bbl³⁹.

³⁵ Idem, ibidem, p. 21

³⁶ Idem, ibidem, p. 31-32.

³⁷ Idem, ibidem, p. 32.

³⁸ Idem, ibidem, p. 35.

³⁹ Idem, ibidem, p. 38.

Em Franco, o fator de recuperação é estimado entre 10% e 48%, tendo um valor mais provável de 26% para o óleo de 28° API, tendo uma produção próxima, no melhor caso, de US\$ 56.832 milhões, iguais a US\$ 10,44/bbl⁴⁰.

No caso dos prospectos temos Libra, Tupi Nordeste, Florim, Guará Sul, Peroba e Pau-Brasil. Libra possui um fator de recuperação avaliado entre 10% e 48%, sendo o valor mais provável de 25% para o óleo 28° API, sendo o Valor Presente Líquido sem risco a uma taxa de desconto de 10%, para o caso de sucesso de recursos prospectivos é de US\$ 75.785 milhões (Melhor Caso), equivalentes a US\$ 9,62/bbl⁴¹.

Em Tupi Nordeste, O fator de recuperação estimado está avaliado entre 8% e 41%, sendo o valor mais provável de 18% para o óleo 28° API, e O Valor Presente Líquido seria de US\$ 2.931 milhões, no melhor cenário, equivalentes a US\$ 9,43/bbl⁴².

Peroba abriga um potencial de fator de recuperação avaliado entre 8% e 41%, sendo o valor mais provável de 21% para o óleo 28° API, de modo que, no melhor cenário, O Valor Presente Líquido seria de US\$ 2.852 milhões, equivalentes a US\$ 7,84 /bbl⁴³.

Já Pau Brasil possui um fator de recuperação provável avaliado entre 6% e 37%, sendo o valor mais plausível de 18% para o óleo 18° API, onde, no melhor caso, o valor presente líquido será de US\$ 1.337 milhões, equivalentes a US\$ 5,52 /bbl⁴⁴.

Guará Sul é um campo onde estima-se que seja recuperável entre 10% e 48% do óleo, sendo o valor mais provável de 25% para o óleo 28° API, sendo o valor líquido para o caso de sucesso de recursos prospectivos da ordem de US\$ 732 milhões, equivalentes a US\$ 12,61 /bbl⁴⁵.

Por último, temos o campo de Florim, cujo fator de recuperação estimado, considerando-se a depleção e um sistema de produção com injeção de água, está avaliado entre 8% e 34%, sendo o valor mais provável de 18% para o óleo 27° API,

⁴⁰ Idem, ibidem, p. 41.

⁴¹ Idem, ibidem, p. 44-45

⁴² Idem, ibidem, p. 48

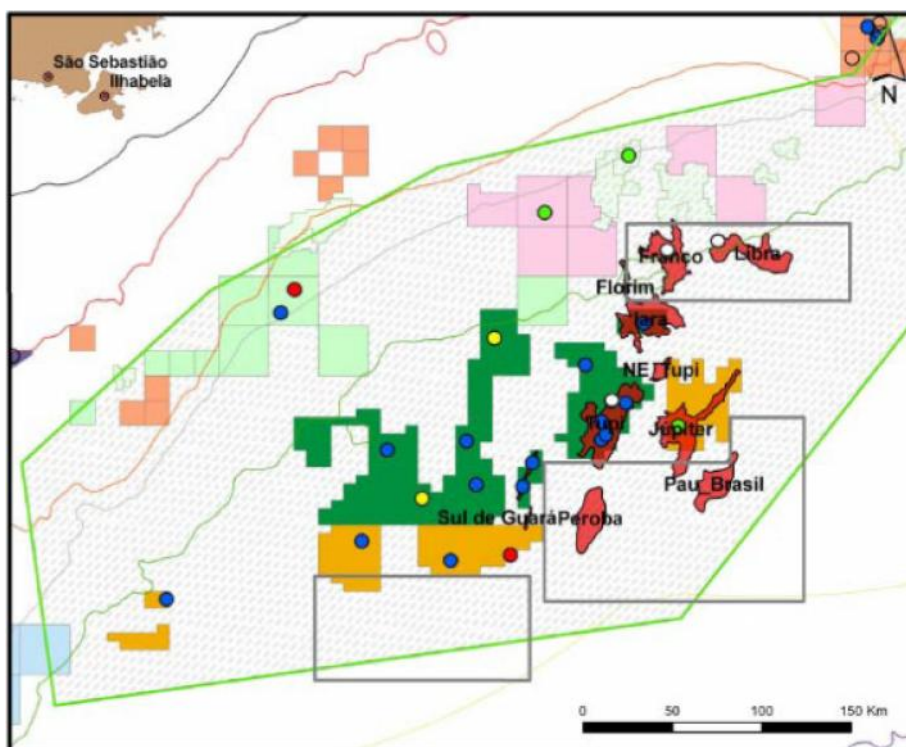
⁴³ Idem, ibidem, p. 50-51.

⁴⁴ Idem, ibidem, p. 53-54.

⁴⁵ Idem, ibidem, p. 56-57.

com volume líquido estimado em US\$ 438 milhões, equivalentes a US\$ 6,74 /bbl, no melhor caso⁴⁶.

Figura 4: Descobertas e Prospectos do Pré-sal examinados na Bacia de Santos



Fonte: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

2.2 Utilização Tecnológica e técnica na exploração do petróleo do pré-sal: Desafios

Em termos tecnológicos, devemos analisar com cuidado aquilo que já está disponível na prática e o que ainda está sendo confeccionado ou idealizado. Quando analisamos as condições da tecnologia atual, presente no mercado, percebemos que, se por um lado a Petrobras possui hoje uma vasta tecnologia em se tratando de extração de petróleo e gás natural de águas profundas e ultraprofundas, por outro lado a mesma empresa terá de perfurar a camada de sal, desgastando as máquinas, elevando o custo da exploração.

⁴⁶ Idem, ibidem, p. 59-60.

Obviamente, para descobrirem que essas áreas existiam, a Petrobras realizou levantamentos sísmicos com equipamentos ultrassofisticados somados ao “desenvolvimento de tecnologias específicas”⁴⁷ que permitiram a identificação dessas áreas.

Do ponto de vista do Ministério de Minas e Energia, o maior desafio da prospecção desse petróleo não será chegar até ele, mas sim conseguir extraí-lo de modo que o custo da atividade possa ser suportado e ela gere lucro.⁴⁸ Neste sentido, quando da elaboração do estudo para saber a viabilidade de exploração do pré-sal, a Gaffney, Cline & Associates aponta em seu Relatório que “A GCA entende que o Operador planeja usar injeção alternada de água e gás como técnica padrão para aumentar a recuperação nessas áreas do pré-sal”⁴⁹. E completa:

Apesar da técnica de Alternância entre Água e Gás (*Water Alternating with Gas – WAG*) planejada para ser implementada com essas propriedades, não há experiência que permita avaliar a sua aplicabilidade em tais condições; portanto, é considerada apenas uma abordagem possível para alcançar uma eficiência de vazão razoável. (...) No entanto, o gás injetado também pode alcançar os produtores antes do esperado e criar problemas de RGO (*Razão Gás-Óleo*) elevado que limitariam a produtividade de óleo. Por conseguinte, no momento não são cogitados resultados positivos nem negativos⁵⁰.

Ademais, segundo a Cartilha do pré-sal, outros desafios técnicos deverão ser superados, a saber a distância dos campos encontrados da costa brasileira que é de aproximadamente 300km; a espessura da lâmina de água que se encontra sobre esses campos que está em uma média de 2 mil metros; a espessura da camada de sal que também tem aproximadamente 2 mil metros, dependendo da área, o que localizaria os reservatórios encontrados a uma profundidade de aproximadamente 5 mil a 7 mil metros de profundidade, como se pode observar na figura abaixo:

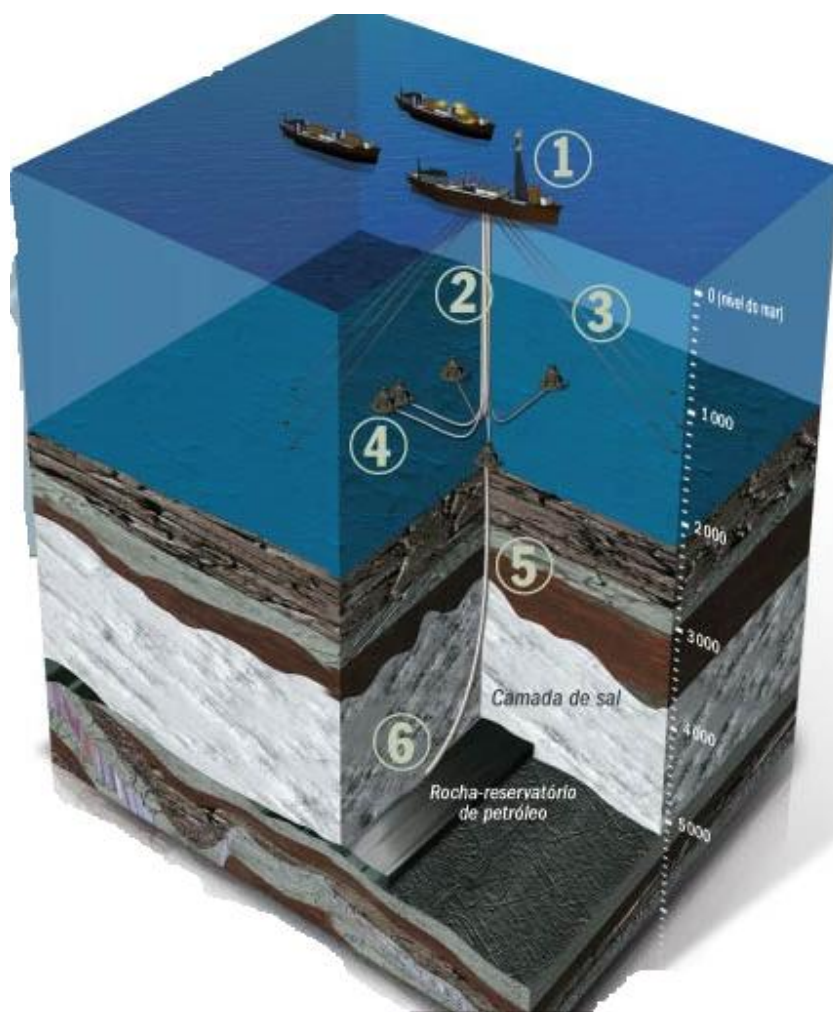
⁴⁷ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Cartilha do pré-sal**. 2009. Disponível em <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/10_outubro/Cartilha_prx-sal.pdf> Acesso em 10 mai 2011, p. 10.

⁴⁸ Idem, ibidem, p.11.

⁴⁹ AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Relatório de viabilidade do pré-sal**, realizado pela Gaffney, Cline & Associates. 2010. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/?pg=46786&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1309312098438>> Acesso em 13 jun 2011, p. 16

⁵⁰ Idem, ibidem, p. 17.

Figura 5 - Prováveis profundidades dos campos do pré-sal



Fonte: Revista Veja

Desde 2007, no entanto, a Petrobrás vem adquirindo sondas de perfuração com capacidade para, pelo menos, 7.500 metros e os contratos mais recentes são de sondas capacitadas para perfurações de 10 mil metros⁵¹.

Uma solução em estudo pela Petrobras para a distância que separa o pré-sal da costa brasileira é a construção de um “flotel”, uma plataforma que receberia os passageiros com destino às plataformas de perfuração, sendo que os passageiros chegariam de barco até o flotel e de lá partiriam para as plataformas em aeronaves⁵².

⁵¹ SIQUEIRA, Claudia. Fronteira vencível. **Revista Brasil Energia**, nº 325, dez. 2010. Disponível em <<http://www.energiahoje.com/brasilenergia/noticiario/2007/12/01/29365/fronteira-vencivel.html>> Acesso em 12 nov. 2011.

⁵² Idem. Próxima parada: o pré-sal. **Revista Brasil Energia**, nº 366, mai. 2011. Disponível em <<http://www.energiahoje.com/brasilenergia/noticiario/2011/05/01/431350/proxima-parada-o-pre-sal.html?>> Acesso em 12 nov. 2011.

2.3 Problemática ambiental na exploração do petróleo do pré-sal

Desde o ano de 1997 a exploração de petróleo e gás natural no Brasil é regida pela Lei 9.478/97, Lei do Petróleo, mas no caso da camada do pré-sal essa exploração é objeto da Lei 12.351/2010. No entanto, quanto à proteção do meio ambiente, a Lei 9.478/97 é quem dá as diretrizes e em seu art. 1º, inciso IV, esta lei dispõe que a proteção do meio ambiente e a promoção da conservação de energia são políticas nacionais.

Os órgãos federais encarregados de protegerem o meio ambiente em caso de exploração de petróleo são a Agência Nacional do Petróleo - ANP e o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, conjuntamente. É o que se depreende da leitura do art. 2º, inciso V, da Resolução do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE nº 8 de julho de 2003:

Art. 2º. A Agência Nacional do Petróleo - ANP, deverá (...) observar as seguintes diretrizes:
V - selecionar áreas para licitação, **adotando eventuais exclusões de áreas por restrições ambientais**, sustentadas em **manifestação conjunta da ANP, do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA** e de Órgãos Ambientais Estaduais; (*grifos nossos*).

Sempre que surgir a possibilidade de exploração de petróleo, seja qual for a área, estes órgãos deverão se assegurar que existam condições ambientais para que esta exploração seja feita com o mínimo de riscos possíveis para o meio ambiente. De acordo com a Portaria Normativa nº 023 de 07/12/1994, o IBAMA instituiu vários tipos de licença para perfuração, produção, instalação e operação de petróleo e gás natural, bem como alguns instrumentos necessários para expedição das licenças, como o Estudo de Impacto Ambiental – EIA, o Relatório de Controle Ambiental – RCA, o Estudo de Viabilidade Ambiental – EVA, o Relatório de Avaliação Ambiental – RAA e o Projeto de Controle Ambiental - PCA. Dessa forma, o meio ambiente deverá ser preservado, tendo como forma de defesa a exigência desta avaliação do impacto que a atividade exercerá sobre os ecossistemas de determinada área.

Nas palavras do ilustre doutrinador Paulo Affonso Leme Machado:

O Estudo de Viabilidade Ambiental – EVA é elaborado pelo empreendedor, contendo plano de desenvolvimento da produção para a pesquisa pretendida, com avaliação ambiental e indicação das medidas de controle a serem adotadas; o Relatório de Avaliação Ambiental – RAA é elaborado pelo empreendedor, contendo diagnóstico ambiental da área onde já se encontra implantada a atividade, descrição de novos empreendimentos ou ampliações, identificação e avaliação de impacto ambiental e medidas mitigadoras a serem adotadas, considerando a introdução de outros empreendimentos.⁵³

E afirma ainda que “Os projetos ambientais relacionados com a indústria do petróleo e do gás serão financiados com a contribuição de intervenção no domínio econômico – CIDE, na forma da lei orçamentária⁵⁴”.

A ANP possui uma Coordenadoria de Meio Ambiente para lidar com a temática ambiental. Normalmente, após a concessão de determinada área para exploração, o concessionário fica obrigado a adotar as medidas necessárias para conservação dos recursos naturais e do meio ambiente⁵⁵, no entanto, tendo em vista que o regime do pré-sal é o de partilha com monopólio da Petrobras, quem ficará obrigado a cumprir estas medidas será a própria Petrobras e, naquelas áreas que já foram concedidas, o concessionário.

Considera-se que a extração de petróleo é uma atividade de mineração, pois, segundo Edis Milaré, “(...) a mineração se procede em bens ambientais *não renováveis*”⁵⁶ (grifos do autor). Tendo em vista que “As atividades de extração mineral são degradadoras por excelência (...)”⁵⁷, essa atividade terá de obedecer alguns aspectos previstos na Lei 6.938/1981, quais sejam a recuperação das áreas degradadas, compreendendo um Plano de Recuperação das Áreas Degradadas. No caso da atividade petrolífera, os concessionários pagam ao governo uma participação especial, da qual 10% será destinado ao Ministério do Meio Ambiente para, dentre outras atividades, realizar estudos e estratégias de conservação ambiental, uso sustentável dos recursos naturais e recuperação de danos ambientais⁵⁸.

⁵³ MACHADO, Paulo Affonso Leme. **Direito ambiental brasileiro**. 18 ed. São Paulo: Malheiros Editores, 2010. P. 177-178.

⁵⁴ Idem, ibidem, p. 306.

⁵⁵ BRASIL, Lei 9.478/97. Art. 44, I.

⁵⁶ MILARÉ, Edis. **Direito do ambiente: a gestão ambiental em foco: doutrina, jurisprudência, glossário**. 6 ed. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2009. P. 179

⁵⁷ Idem, ibidem, p. 247.

⁵⁸ BRASIL, Lei 9.478/97. Art. 50, §2º, II, b.

aguentar as correntes marinhas. Enfim, esses são somente alguns desafios enfrentados na perfuração desses poços que geram risco de catástrofe ambiental.

2.4 A questão da qualidade do petróleo do pré-sal: viabilidade química

Apesar do que é afirmado constantemente pela Petrobras em seu site oficial, o petróleo encontrado no pré-sal não é leve, e sim petróleo médio, de acordo com a classificação vista no primeiro capítulo deste trabalho, pois se encontra em uma média de 28º API.

Mesmo assim, afirmam os especialistas que esse tipo de petróleo ainda compensa os investimentos requeridos para a sua extração e produção⁶⁰.

⁶⁰ SIQUEIRA, Cláudia. A corrida já começou. **Revista Brasil Energia**, nº 325, dez. 2007. Disponível em <<http://www.energiahoje.com/brasilenergia/noticiario/2007/12/01/29366/a-corrida-ja-comecou.html>> Acesso em 12 nov. 2011.

3. O REGIME JURÍDICO DA EXPLORAÇÃO DO PETRÓLEO DO PRÉ-SAL: A ESCOLHA PELO CONTRATO DE PARTILHA

Após serem anunciadas as descobertas dos campos do pré-sal, começaram a surgir dúvidas se o regime regulatório do petróleo à época vigente no Brasil também seria o melhor para regular as áreas do pré-sal. Diante da incerteza, em 17 de julho de 2008 foi criada por decreto uma Comissão Interministerial com o objetivo de “estudar e propor as alterações necessárias na legislação, no que se refere à exploração e à produção de petróleo e gás natural nas novas províncias petrolíferas descobertas em área denominada Pré-Sal⁶¹”.

Essa Comissão, composta pelos Ministros de Minas e Energia, do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior, da Fazenda, do Planejamento, Orçamento e Gestão e Chefe da Casa Civil, além dos presidentes do BNDES, da ANP e da Petrobras, utilizando-se de prerrogativa instituída pelo supracitado Decreto, convidaram especialistas para analisarem os regimes jurídicos regulatórios tanto do Brasil como de outros países produtores de petróleo, de modo que ao final dessas análises fosse elaborado um relatório. As empresas selecionadas foram a Bain & Company e a Tozzini Freire Associados, que formaram um consórcio e concluíram o relatório e o publicaram em junho de 2009, o qual será utilizado como um das principais fontes para o estudo do presente tópico.

Destaque-se que os modelos abordados no relatório foram: contrato de concessão, contrato de partilha, contrato de serviço e *joint ventures*. A diferença fundamental entre estes contratos diz respeito à propriedade dos hidrocarbonetos: nos contratos de concessão a propriedade do petróleo e do gás natural é transferida para a empresa que irá explorá-los⁶². Assim, nos ateremos a expor este ponto neste

⁶¹ BRASIL, **Decreto de 17 de julho de 2008**, Diário Oficial da União do dia 18 de julho de 2008, seção 1, nº 137, página 5. Disponível em <<http://www.in.gov.br/imprensa/visualiza/index.jsp?jornal=1&pagina=5&data=18/07/2008>> Acesso em 12 nov 2011.

⁶² Bain & Company e Tozzini Freire Advogados. **Relatório I – Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de Petróleo e Gás Natural**. São Paulo, 26 de junho de 2009, p. 24. Disponível em <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/empresa/pesquisa/chamada1/Relat_I.pdf> Acesso em 02 jun 2011. Idem, p.24.

tópico, não adentrando em especificidades de cada modelo em razão de ser de extrema complexidade, requerendo um maior espaço para tal.

3.1 O modelo brasileiro de contrato para exploração do petróleo do pré-sal

3.1.1 Contrato de Concessão

De acordo com o Relatório final do consórcio entre Bain & Company e a Tozzini Freire Associados, a conceituação do contrato de concessão é a seguinte:

(...) a contratação via concessão na indústria do petróleo e gás como sendo aquela na qual o titular dos direitos sobre os hidrocarbonetos, via de regra o Estado – podendo ser representado por uma agência estatal ou empresa pública – concede a uma ou mais OCs [*Oil Companies*] 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 do contrato e os mecanismos de taxação aplicáveis.⁶³

Para celebrar este contrato, podem ser utilizados instrumentos jurídicos diversos, dentre os quais os mais conhecidos são a licença, o *lease* e o próprio contrato de concessão. O instrumento adotado pelo Brasil é o do contrato de concessão propriamente dito, de forma que neste tópico iremos nos ater ao mesmo. O *lease* e a licença serão abordados no próximo tópico, quando falaremos dos modelos adotados por outros países.

O contrato de concessão, além de transmitir o direito de exploração e produção dos hidrocarbonetos, assegura o interesse nacional, por intermédio de obrigações passadas às empresas produtoras e exploradoras, fazendo-o no próprio contrato ou na legislação sobre o tema, no nosso caso, na Lei do Petróleo. Por outro lado, em geral, a empresa terá a propriedade sobre o que for produzido, podendo dele dispor livremente, respeitando a legislação aplicável. Para a legislação brasileira, a propriedade só se transfere com a extração.

⁶³ Idem, ibidem, p. 22.

No Brasil, a Emenda Constitucional nº 9 de 1995 alterou a regra do monopólio da União sobre o petróleo e o gás natural, permitindo que tais atividades pudessem ser realizadas por empresas tanto estatais quanto privadas, além de prever a elaboração de uma lei que regulasse a matéria. Tal lei veio a ser publicada no ano de 1997, sob a numeração 9.487/97, ficando conhecida como Lei do Petróleo, e tratou de dispor sobre as atividades acima descritas.

Para regular as atividades referentes à indústria do petróleo, a lei 9.478/97 criou a Agência Nacional do Petróleo (ANP), a qual ficou responsável por celebrar os contratos com as empresas vencedoras das licitações para concessão de exploração, desenvolvimento e produção dos hidrocarbonetos. Quando da elaboração da mencionada lei, somente seria possível o contrato de concessão. No entanto, após o advento da lei 12.351/2010, esse contrato também poderá ser de partilha de produção. Este tipo de contrato será estudado mais adiante.

Acerca do contrato de concessão, dispõe a Lei do Petróleo que ele deverá ser precedido de licitação e será dividido (o contrato) em duas partes, quais sejam exploração e produção. Ademais, no contrato deverão constar alguns itens principais, elencados nos incisos do art. 43 da lei 9.478/97, *in verbis*:

Art. 43. O contrato de concessão deverá refletir fielmente as condições do edital e da proposta vencedora e terá como cláusulas essenciais:

I - a definição do bloco objeto da concessão;

II - o prazo de duração da fase de exploração e as condições para sua prorrogação;

III - o programa de trabalho e o volume do investimento previsto;

IV - as obrigações do concessionário quanto às participações, conforme o disposto na Seção VI;

V - a indicação das garantias a serem prestadas pelo concessionário quanto ao cumprimento do contrato, inclusive quanto à realização dos investimentos ajustados para cada fase;

VI - a especificação das regras sobre devolução e desocupação de áreas, inclusive retirada de equipamentos e instalações, e reversão de bens;

VII - os procedimentos para acompanhamento e fiscalização das atividades de exploração, desenvolvimento e produção, e para auditoria do contrato;

VIII - a obrigatoriedade de o concessionário fornecer à ANP relatórios, dados e informações relativos às atividades desenvolvidas;

IX - os procedimentos relacionados com a transferência do contrato, conforme o disposto no art. 29;

X - as regras sobre solução de controvérsias, relacionadas com o contrato e sua execução, inclusive a conciliação e a arbitragem internacional;

XI - os casos de rescisão e extinção do contrato;

XII - as penalidades aplicáveis na hipótese de descumprimento pelo concessionário das obrigações contratuais.

Outro item que deverá possuir o contrato é o das obrigações que o concessionário assumirá, tais como a conservação dos recursos naturais, a comunicação à ANP sobre novas descobertas de petróleo, a responsabilização por qualquer dano bem como sua indenização, a obediência às normas e procedimentos técnicos e científicos, dentre outros.

No entanto, o ponto mais sensível quanto ao modelo de exploração escolhido por determinado país é o lucro que ele irá auferir. No caso do contrato de concessão, as participações governamentais e suas porcentagens deverão ser estipuladas ainda no edital da licitação e compreendem: o bônus de assinatura, os royalties, a participação especial e o pagamento pela ocupação ou retenção da área (art. 45, lei 9.478/97), sendo as três últimas obrigatórias. Essas participações governamentais são reguladas pelo Decreto 2.705/98.

3.1.1.1 Bônus de assinatura

Ainda na elaboração do edital de licitação, deverá ser estabelecido o valor mínimo deste bônus, sendo ele a importância paga pela empresa ou consórcio que foi ganhadora da licitação de uma área de concessão. Este valor deverá ser pago em parcela única quando da assinatura do contrato, constituindo ele receita da ANP.

3.1.1.2 Royalties

O art. 11 do Decreto 2.705/98, de 03 de agosto de 1998, que define critérios para cálculo e cobrança das participações governamentais de que trata a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, aplicáveis às atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo e gás natural, e dá outras providências, classifica os royalties como uma compensação financeira devida pelas empresas concessionárias de exploração e produção de petróleo ou gás natural, tendo em vista que estes são recursos naturais não renováveis. Para Werner Grau Neto,

(...) os ditos royalties caracterizam elemento compensatório de natureza tributário-ambiental que pode representar dúplice resposta aos impactos

ambientais não neutralizados e mitigados por meio do licenciamento ambiental dos empreendimentos sujeitos à sua incidência⁶⁴.

O valor dos *royalties* é calculado sobre o volume total da produção mensal do petróleo e do gás natural de cada campo, individualmente, sendo uma atribuição de valor à produção alcançada. Assim, a cada campo corresponde uma alíquota e, conseqüentemente, preços individualizados. A alíquota será aplicada sobre o valor da produção para calcular os *royalties*. Estes serão pagos mensalmente, em moeda nacional, referente a cada campo, a partir do mês em que ocorrer a respectiva data de início da produção, sendo depositados na Secretaria do Tesouro Nacional.

O valor será variável, dependendo das condições de cada campo. São duas as possibilidades:

- a) A regra geral é a de que os royalties correspondam a 10% (dez por cento) da produção de petróleo e gás;
- b) Em caso de riscos geológicos, expectativas de produção e outros fatores, poderá ser previsto ainda no edital da licitação o valor de, no mínimo, 5% (cinco por cento) da produção.

Em se tratando da distribuição desses royalties, ela será diferenciada caso a exploração seja feita em terra ou no mar e também em relação à porcentagem, se de cinco por cento ou entre cinco e dez por cento. As leis 7.990/89, de 22 de dezembro de 1989, que Institui, para os Estados, Distrito Federal e Municípios, compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais em seus respectivos territórios, plataformas continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, e dá outras providências. (Art. 21, XIX da CR) e 9.478/97 em conjunto com os decretos 01/91 e 2.705/98 regulamentam a matéria. Leite e Gutman elaboram uma tabela que aqui será transcrita em razão da sua didática:

⁶⁴ NETO, Werner Grau. Concessões, contratos internacionais e compensação ambiental. In: GONÇALVES, Alcindo; Rodrigues M. A. Gilberto (Orgs.). **Direito do petróleo e gás: aspectos ambientais e internacionais**. Santos: Leopoldianum, 2007, p. 41.

Tabela 1 – Distribuição dos royalties aos beneficiários

Beneficiários	Da parcela de 5%	Da parcela > 5%
Terra		
Estados produtores	70%	52,5%
Municípios produtores	20%	15%
Municípios c/ instalações E/D	10%	-
Municípios afetados por instalações E/D	-	7,5%
Ministério da Ciência e Tecnologia	-	25%
Mar		
Estados confrontantes com poços	30%	-
Municípios confrontantes com poços	30%	-
Municípios c/ instalações E/D	10%	-
Fundo Especial	10%	7,5%
Comando da Marinha	20%	15%
Municípios afetados por instalações E/D	-	7,5%
Ministério da Ciência e Tecnologia	-	25%
Estado confrontante com campo	-	22,5%
Municípios confrontantes com campos	-	22,5%

Fonte: Getúlio da Silveira Leite e José Gutman, 2007, p 36.

O Fundo Especial é administrado pelo Ministério da Fazenda, sendo distribuído entre Estados e Municípios na razão de 20% (vinte por cento) para os primeiros e 80% (oitenta por cento) para os segundos, obedecendo aos critérios do Fundo de Participação dos Estados e Municípios.

Por último, vale ressaltar que existem volumes da produção sobre os quais não incidirão os royalties, quais sejam: o gás circulado para elevação artificial do petróleo; o que for queimado ou ventilado no meio ambiente, por razões de segurança e/ou razões de comprovada necessidade operacional e o que for reinjetado no mesmo campo de onde for extraído⁶⁵.

3.1.1.3 Participação especial

⁶⁵ Bain & Company e Tozzini Freire Advogados. **Relatório I – Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de Petróleo e Gás Natural**. São Paulo, 26 de junho de 2009, p. 68. Disponível em http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/empresa/pesquisa/chamada1/Relat_I.pdf> Acesso em 02 jun 2011.

É uma compensação financeira extraordinária devida pelos concessionários de exploração e produção de petróleo ou gás natural, quando há grande volume de produção ou grande rentabilidade, segundo os critérios definidos no Decreto 2.705/98, devendo ser paga, de acordo com cada campo de uma dada área de concessão, a partir do trimestre em que ocorrer a data inicial da produção de cada campo respectivo.

A participação especial será aplicada sobre a receita bruta da produção, sendo deduzidos os *royalties*, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor.

Segundo Leite e Gutman, os objetivos da participação especial são:

(...) estabelecer uma alternativa de arrecadação das assim chamadas participações governamentais, que levem em conta as possibilidades de ganhos advindos de quantidades adicionais de reservas a serem produzidas, ou de variações de preços do petróleo que possam propiciar altos ganhos de escala⁶⁶.

A lei 9.478/97 prevê que a participação especial seja dividida da seguinte forma: a) 40% (quarenta por cento) para o Ministério de Minas e Energia, sendo 70% (setenta por cento) para o financiamento de estudos e serviços de geologia e geofísica aplicados à prospecção de combustíveis fósseis, a serem promovidos pela ANP e pelo próprio Ministério, 15% (quinze por cento) para o custeio dos estudos de planejamento da expansão do sistema energético e 15% (quinze por cento) para o financiamento de estudos, pesquisas, projetos, atividades e serviços de levantamentos geológicos básicos no território nacional; b) 10% (dez por cento) ao Ministério do Meio Ambiente, destinados, preferencialmente, ao desenvolvimento das atividades de gestão ambiental relacionadas à cadeia produtiva do petróleo, incluindo as consequências de sua utilização; c) 40% (quarenta por cento) para o Estado onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde se realizar a produção; e d) 10% (dez por cento) para o Município onde ocorrer a produção em terra, ou confrontante com a plataforma continental onde se realizar a produção.

⁶⁶ LEITE, Getúlio da Silveira e GUTMAN, José. O novo marco regulatório para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural do Brasil. In: GONÇALVES, Alcindo; Rodrigues M. A. Gilberto (Orgs.). **Direito do petróleo e gás: aspectos ambientais e internacionais**. Santos: Leopoldianum, 2007, p. 37.

3.1.1.4 Pagamento por ocupação ou retenção da área

Como o próprio nome sugere, o pagamento pela ocupação ou retenção da área é uma espécie de aluguel da área utilizada na exploração dos hidrocarbonetos. Esse pagamento será realizado anualmente no dia 15 de janeiro do ano seguinte à utilização da área, de acordo com o quilômetro quadrado ou determinada fração da superfície do bloco, estando disposto no edital e no contrato. Para efeitos de cálculo, deverá ser contada a quantidade de dias de vigência do contrato no ano anterior⁶⁷.

3.1.2 Contrato de Partilha

O contrato de partilha de produção se define como aquele onde o contratado deverá exercer a atividade de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção por sua própria conta e risco, não incidindo em risco algum para o Estado. Caso o contratado encontre petróleo com viabilidade comercial durante a exploração, terá ele direito à recuperação dos gastos através do recebimento de uma porcentagem fixa da produção a ser paga por custo em óleo (quantidade de óleo equivalente à quantia gasta). Após o pagamento desse custo, o petróleo que restar será dividido entre o contratado e o Estado produtor, segundo os termos do contrato, mas geralmente o Estado ficará com um percentual maior do que a empresa contratada. Ademais, o contratado também poderá apropriar-se do volume da produção correspondente aos royalties devidos e de parcela do excedente em óleo, de acordo com o estabelecido previamente no contrato.

Dessa forma, se, por um lado, é o contratado que assumirá o risco da exploração e produção do petróleo e gás natural de determinada área, por outro o Estado estará cedendo a área para a exploração, não incidindo, portanto, alguns pagamentos devidos ao Estado existentes no contrato de concessão. Além disso, as

⁶⁷ Bain & Company e Tozzini Freire Advogados. **Relatório I – Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de Petróleo e Gás Natural**. São Paulo, 26 de junho de 2009, p. 69. Disponível em <http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/empresa/pesquisa/chamada1/Relat_I.pdf> Acesso em 02 jun 2011.

áreas objeto do contrato normalmente possuem baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo.

Ainda em se tratando dos benefícios alcançados pelas empresas contratadas, Bain & Company e Tozzini Freire Advogados, citando Kirsten Bindemann complementam:

Por outro lado, é fundamental ressaltar o fato de que, apesar de no regime de Partilha de Produção a propriedade dos hidrocarbonetos não ser transferida às OCs, as OCs têm o direito de contabilizar as reservas em suas demonstrações financeiras, o que é de enorme interesse para elas, pois o valor de mercado das OCs guarda direta relação com as reservas petrolíferas que controla. Dado que os países produtores competem entre si internacionalmente pelos investimentos das OCs, permitir a contabilização das reservas em nome das OCs é um importante fator de atração de investimentos ⁶⁸.

A principal característica do contrato de partilha diz respeito à propriedade dos hidrocarbonetos. O petróleo e o gás natural, antes da sua exploração, constituem bens de propriedade do Estado. É o que dispõe a Constituição Federal brasileira em seu art. 20, incisos V e IX, ao afirmar que os recursos naturais, inclusive os do subsolo e os recursos naturais da plataforma continental e da zona econômica exclusiva são bens da União. Eis a grande distinção: no contrato de concessão, a propriedade dos minerais passa para a empresa exploradora a partir da produção, enquanto no contrato de partilha de produção a propriedade sempre será do Estado, não sendo transferida ao contratado em momento algum.

É comum neste tipo de contrato a participação de uma empresa estatal que acompanhe os processos de exploração e produção, fazendo com que o Estado possua um controle maior sobre essas atividades. Esta é uma das funções da ANP na área do pré-sal brasileiro.

Ao contrário do contrato de concessão, que possui três tipos de instrumentos jurídicos utilizados e já mencionados anteriormente, o contrato de partilha propriamente dito é o documento legal a ser consolidado entre as partes.

No Brasil, o contrato de partilha de produção foi adotado com a publicação da lei 12.351/2010, especificamente para regular o petróleo encontrado na camada do pré-sal. Aqui a Petrobras é a operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção, sendo dispensada a licitação se houver interesse nacional.

⁶⁸ Idem, ibidem, p.236.

Caso seja aberta a outras empresas a possibilidade de exploração e produção, a escolha dessa empresa deverá ser feita por meio de licitação na modalidade leilão, podendo a Petrobras participar do mesmo.

A supracitada lei em seu art. 29 detalha em vinte e três incisos quais são as cláusulas essenciais ao contrato de partilha de produção, dentre as quais destacamos a definição do bloco objeto do contrato; a obrigação de o contratado assumir os riscos das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção; a indicação das garantias a serem prestadas pelo contratado; o direito do contratado à apropriação do custo em óleo, exigível unicamente em caso de descoberta comercial; os critérios para cálculo do valor do petróleo ou do gás natural, em função dos preços de mercado, da especificação do produto e da localização do campo; as regras e os prazos para a repartição do excedente em óleo; as regras de contabilização, bem como os procedimentos para acompanhamento e controle das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção; as regras para a realização de atividades, por conta e risco do contratado; o prazo de duração da fase de exploração e as condições para sua prorrogação; o programa exploratório mínimo e as condições para sua revisão; os critérios para devolução e desocupação de áreas pelo contratado, inclusive para a retirada de equipamentos e instalações e para a reversão de bens; as penalidades aplicáveis em caso de inadimplemento das obrigações contratuais; as regras sobre solução de controvérsias, que poderão prever conciliação e arbitragem; o prazo de vigência do contrato, limitado a 35 (trinta e cinco) anos, e as condições para a sua extinção; e o valor e a forma de pagamento do **bônus de assinatura**.

Em relação às receitas governamentais, a lei 12.351/2010 instituiu, em seu art. 42, serem devidos royalties e bônus de assinatura, sendo suas definições já abordadas em item anterior. O bônus de assinatura deverá ser pago no ato da firma do contrato de partilha e parte dele será destinado a um Fundo Social criado pela mesma lei, tendo como principal objetivo ser uma fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional do país.

3.1.2.1 A discussão dos royalties do petróleo do pré-sal no modelo de partilha de produção

Em março de 2010 foi aprovada na Câmara dos Deputados a emenda nº 387 ao projeto de lei nº 5.938/2009, alterando o texto original relativo aos *royalties* provenientes da produção de petróleo na área do pré-sal, prevendo em seu art. 45 que, ressalvada a parcela da União, o restante dos royalties seria dividido entre Estados e Municípios, através de um fundo especial, dos quais 50% iria para os Estados, a serem distribuídos de acordo com o Fundo de Participação dos Estados e 50% iria para os municípios, sendo divididos segundo o Fundo de Participação dos Municípios. Além disso, previa-se, no art. 43, §1º, que os royalties contratados sob este regime corresponderiam a 15% da produção de petróleo e de gás natural, um aumento de pelo menos 5% em relação ao regime de concessão.

Quando este projeto foi para o Senado, sob a numeração 07/2010, o artigo que mencionava a divisão dos *royalties* se tornou o art. 64 e a ele foram acrescentados três parágrafos, dos quais apenas dois merecem ser transcritos. É válida a sua leitura:

Art. 64. Ressalvada a participação da União, bem como a destinação prevista na alínea “d” do inciso II do art. 49 da Lei nº 9.478, de 1997, a parcela restante dos royalties e participações especiais oriunda dos contratos de partilha de produção ou de concessão de que trata a mesma Lei, quando a lavra ocorrer na plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, será dividida entre Estados, Distrito Federal e Municípios da seguinte forma:

I – 50% (cinquenta por cento) para constituição de fundo especial a ser distribuído entre todos os Estados e Distrito Federal, de acordo com os critérios de repartição do Fundo de Participação dos Estados (FPE); e

II – 50% (cinquenta por cento) para constituição de fundo especial a ser distribuído entre todos os Municípios, de acordo com os critérios de repartição do Fundo de Participação dos Municípios (FPM).

§ 1º A União compensará, com recursos oriundos de sua parcela em royalties e participações especiais, bem como do que lhe couber em lucro em óleo, tanto no regime de concessão quanto no regime de partilha de produção, os Estados e Municípios que sofrerem redução de suas receitas em virtude desta Lei, até que estas se recomponham mediante o aumento de produção de petróleo no mar.

§ 2º Os recursos da União destinados à compensação de que trata o § 1º deverão ser repassados, aos Estados e Municípios que sofrerem redução de suas receitas em virtude desta Lei, simultaneamente ao repasse efetuado pela União aos demais Estados e Municípios.

Ao aprovar o projeto de lei 5.940/2009, que havia incorporado o PL 5.938/2009, convertendo-o na lei 12.351/2010, o ex-presidente Luís Inácio Lula da Silva vetou este artigo que previa a divisão dos royalties do petróleo do pré-sal entre

todos os Estados, fossem produtores ou não, de acordo com os percentuais existentes do Fundo de Participação dos Estados e Municípios, cabendo à União a compensação aos estados produtores pelas perdas ocorrentes com essa divisão.

Outra atitude do Poder Executivo foi enviar à Câmara dos Deputados o projeto de lei nº 8.051/2010, dispondo sobre os royalties da área do pré-sal e áreas estratégicas, para suprir a lacuna que o veto ao art. 64 da lei 12.351/2010 deixou. Neste projeto de lei, ficou estabelecido no art. 3º que, ocorrendo a lavra na plataforma continental, os royalties se dividiriam da seguinte forma:

- a) 25% para os Estados produtores confrontantes;
- b) 6% para os Municípios produtores confrontantes;
- c) 3% para os Municípios afetados pelas operações de embarque e desembarque;
- d) 22% para um Fundo Especial, que será distribuído entre todos os Estados não produtores da área do pré-sal ou estratégicas e Distrito Federal segundo o Fundo de Participação dos Estados;
- e) 22% para um Fundo Especial, que será distribuído entre todos os Municípios, segundo o Fundo de Participação dos Municípios;
- f) 19% para a União, que será destinado ao Fundo Social criado pela lei 12.351/2010;
- g) 3% para um Fundo Especial, com destino ao desenvolvimento de ações e programas para a mitigação e adaptação às mudanças climáticas e para proteção ao ambiente marinho.

O projeto de lei do Senado nº 448/2011, elaborado pelo Senador Wellington Dias, prevê a distribuição dos royalties provenientes do regime de partilha de produção da seguinte forma: 40% para a União, 30% para um Fundo Especial dos Estados, distribuído segundo o Fundo de Participação dos Estados e 30% para um Fundo Especial dos Municípios, dividido de acordo com o Fundo de Participação dos Municípios. Após diversas emendas, o projeto de lei tem na sua **redação final** a seguinte forma de distribuição dos royalties: 22% para os Estados confrontantes; 5% para os municípios confrontantes; 2% para os municípios afetados por operações de embarque e desembarque; 24,5% para a constituição de um Fundo Especial distribuídos entre Estados e Distrito Federal não produtores na área do pré-sal de acordo com o Fundo de Participação dos Estados e do Distrito Federal, podendo o Estado produtor ou confrontante escolher entre essa forma de remuneração ou a participação nos 22%; 24,5% para um fundo especial criado para os municípios, nos

mesmos moldes do item anterior, sendo divididos segundo o Fundo de Participação dos Municípios; e 22% para a União, destinados ao Fundo Social instituído pela Lei 12.351/2010.

Este projeto de lei está desde 31 de outubro de 2011 na Câmara dos Deputados, mas só deverá ser votado no próximo ano.

3.1.3 Modelo misto

O regime jurídico misto está vigente no Brasil desde 2010 quando houve a publicação da lei 12.351 que instituiu o regime de partilha de produção, somando-se ao modelo do contrato de concessão que já existia no país desde a elaboração da lei 9.478/97.

Assim, atualmente, existem dois tipos de contratos para o setor petrolífero no Brasil: o de partilha para os campos do pré-sal e o de concessão para os campos que não estejam localizados no pré-sal ou para aqueles localizados no pré-sal, mas que foram concedidos antes da aprovação da Lei 12.351/2010.

Para este último caso (campos localizados no pré-sal sob o regime de concessão) foram introduzidas algumas mudanças na Lei 9.478/97, em seus arts. 49, § 3º e 50, § 4º, de forma que a receita advindas dos royalties e da participação especial desta área serão destinadas ao Fundo Social criado na lei 12.351/2010.

3.2 Os modelos de outros países de contrato para exploração de petróleo: parametricidade

Apesar da existência de vários modelos regulatórios, para fins deste estudo somente abordaremos os modelos de contrato de concessão e de partilha de produção, por entendermos que estes são os que apresentam maior importância para o trabalho. Assim, serão analisados os regimes dos Estados Unidos, da Noruega e da Indonésia apenas a título de comparação com o modelo adotado no Brasil. Não obstante a finalidade do trabalho, somente a título de informação, na tabela abaixo estão listados os regimes utilizados em outros países:

Tabela 2 - Regimes jurídico-regulatórios utilizados por outros países

		Concessão	Partilha de produção (PSC)	Contrato de serviços	Joint Venture
Capítulo I.2: Concessão	Estados Unidos	XX			
	Emirados Árabes Unidos ¹⁰	XX			
	Noruega	XX			
Capítulo I.3: Partilha de produção (PSC)	Angola	X	XX	X	
	Indonésia		XX	X	
Capítulo I.4: Contrato de serviços	México			XX	
	Arábia Saudita	X ¹¹		XX	
Capítulo I.5: Joint Ventures	Venezuela				XX
Capítulo I.6: Regimes Múltiplos	Rússia	XX	X		
	Nigéria	X	XX	X	X

XX: Regime(s) principal(is): utilização significativa no país

X: Regime(s) secundário(s): utilização em menor escala ou em casos específicos.

Fonte: Bain & Company e Tozzini Freire Advogados

3.2.1 Estados Unidos

Os Estados Unidos utilizam o modelo de contrato de concessão através do *lease*. O *lease* é um instrumento jurídico através do qual o titular dos direitos sobre os hidrocarbonetos transfere o direito de exploração e de propriedade à determinada empresa, que deverá obedecer às condições e obrigações impostas no próprio documento.

Este instrumento é utilizado nos Estados Unidos desde a descoberta de petróleo em seu território, mas foi positivado pelo governo em 1920, através do Ato de *Lease Mineral*, que transferia o direito de exploração dos minerais através do contrato de *lease*, que prevê uma compensação econômica ao Governo Federal em forma de royalties⁶⁹.

Tendo em vista que o governo estadunidense baseia-se em um sistema federativo onde o governo federal quase não intervém nos Estados da federação, as regras de concessão são distintas entre os mesmos para o seu território. De acordo com a legislação norte-americana, o Governo Federal é detentor das áreas *offshore*, ou seja, áreas marítimas, podendo ser de propriedade do Estado, dependendo da distância da costa na qual se encontra a área. Já na exploração *onshore* (em terra)

⁶⁹ Idem, ibidem, p.124.

dependerá se a terra é de um particular ou do governo federal, já que para eles a propriedade do mineral está diretamente ligada à propriedade da terra⁷⁰.

Em termos de pagamento pelo uso e exploração da terra, no contrato de *lease* dos Estados Unidos existe a previsão de direito ao bônus, royalties e direito aos aluguéis, dentre outros, sendo estes os mais relevantes.

O direito ao bônus é o pagamento realizado pelo direito de exploração do petróleo; o direito aos aluguéis se constitui em um pagamento ao proprietário como se fora, de fato, um aluguel que é feito, via de regra, anualmente; o *royalty* é uma compensação paga pela empresa ao proprietário da terra, podendo este ser o particular ou o governo⁷¹.

3.2.2 Noruega

Também adotando o modelo do contrato de concessão, na Noruega ele é efetivado por meio de uma licença. Na legislação do país existem disposições detalhadas acerca da atividade petrolífera, não sendo necessário repetir tudo no contrato de concessão, de forma que a licença torna-se mais simples. As reservas deste país encontram-se na sua plataforma continental e são de propriedade do Estado, sendo de propriedade do licenciado o petróleo produzido⁷².

Em relação à remuneração do Estado, existem, em geral, seis formas de participação: os impostos sobre a renda, a participação por meio de SDFI (*State Direct Financial Interest*), os dividendos decorrentes da Statoil (empresa governamental de capital misto), taxa de emissão de gás carbônico, *royalties* e taxa de ocupação. Os dois primeiros são os mais importantes, tendo em vista que são os que mais proporcionam receitas para o Estado.

O imposto sobre a renda incide sobre as receitas advindas da exploração de petróleo para determinada empresa, sendo calculado à uma alíquota de 28% (vinte e oito por cento) durante 6 (seis) anos, podendo ser deduzidos os royalties, os custos e perdas e outras despesas determinadas em lei⁷³.

⁷⁰ Idem, ibidem, p. 123–127.

⁷¹ Idem, ibidem, p. 136.

⁷² Idem, ibidem, p. 202-203.

⁷³ Idem, ibidem, p. 208.

A participação através de SDFI é uma participação financeira direta estipulada no momento da concessão da licença à empresa petroleira. Sendo o Estado participante direto da atividade, ele deverá pagar a sua parcela de custos e investimentos e receber parte da receita relativa à sua participação. Isso ocorrerá quando a Statoil, que compete pelos blocos em igualdade de condições com as demais empresas, for a licenciada, devendo sua receita ser dividida em duas: parte segue para o Estado e parte para a própria empresa⁷⁴.

A taxa de emissão de gás carbônico é calculada sobre o volume de queima de petróleo, bem como sobre a quantia de gás carbônico exposta na atmosfera, sendo esta taxa devida pelos produtores e transportadores de petróleo que possuam instalações das águas interiores, mar territorial e plataforma continental norueguesa, com o objetivo de diminuir essas taxas⁷⁵.

Os *royalties* serão devidos ao governo norueguês somente nos contratos celebrados antes de 1986, incidindo, em geral, a alíquota de 8% sobre o valor da quantidade de óleo produzido, sendo que, a partir de um mês com a produção média de 6.500m³, a alíquota será de 10% (dez por cento) ou mais, a depender da quantidade da produção média, podendo chegar até 16% (dezesesseis por cento)⁷⁶.

Por último, a taxa de ocupação da área é um tipo de aluguel pela posse do território público, sendo devida após o término da licença de 10 anos, exceto se o prazo da licença tiver sido prorrogado ou por 2 (dois) anos naquelas áreas que dependam geologicamente da área perfurada ou, ainda, a critério do Ministério de Petróleo e Energia, sendo calculada por quilômetro quadrado e seu valor será aumentado com o passar dos anos⁷⁷.

3.2.3 Indonésia

A Indonésia foi o primeiro país a adotar o modelo do contrato de partilha de produção, em substituição ao contrato de concessão por meio de licença até então vigente no país. Apesar disto, a regulação mais recente do setor petrolífero é de

⁷⁴ Idem, ibidem, p. 209.

⁷⁵ Idem, ibidem, p. 212.

⁷⁶ Idem, ibidem, p. 210.

⁷⁷ Idem, ibidem, p. 211.

2001 e ainda carece de regulamentação, sendo alguns dos dispositivos da lei questionados.

Como mencionado em tópico específico, no contrato de partilha de produção o risco da exploração é assumido pela empresa contratada, financiando os custos da operação.

A remuneração do Estado será feito em dois aspectos diferentes, podendo ser na forma de tributos (impostos, encargos de importação e encargos e impostos regionais) ou não tributos (porção do Estado, bônus, contribuições permanentes e sobre a exploração). Não existe o pagamento de royalties.

A divisão da receita advinda da exploração e produção do petróleo é feita da seguinte forma: 85% (oitenta e cinco por cento) da receita é destinada ao governo central e 15% (quinze por cento) aos governos regionais.

Em se tratando do bônus de assinatura, ele deverá ser pago no momento da assinatura do contrato, enquanto o bônus de produção será pago no prazo de vigência do contrato, podendo ser deduzidos do imposto de renda.

4. FONTES ALTERNATIVAS DO USO DOS RECURSOS NATURAIS PETROLÍFEROS: QUAL A POSIÇÃO DO BRASIL?

Diante de todo o exposto neste trabalho, resta, ainda, um ponto de extrema importância a ser abordado: a questão das fontes renováveis no contexto da energia nacional. Já dissemos anteriormente que o petróleo é um combustível fóssil não-renovável e que por isso deverá ser substituído gradativamente no futuro, diminuindo sua participação na matriz energética global.

A necessidade da substituição das fontes fósseis pelas renováveis surge no contexto de sustentabilidade tão em voga atualmente. Mas não somente por isso, senão porque essas fontes não renováveis têm um potencial limitado e à medida que os países passam por uma fase de crescimento econômico, eles irão necessitar de mais energia para suprir as necessidades, seja da indústria, seja da quantidade de habitantes que aumenta, seja pelos meios de transporte que essas pessoas irão usar. Assim, tem-se buscado soluções mais limpas, que prejudiquem menos o meio ambiente.

Enquanto no Brasil as fontes renováveis (hidráulica, biomassa, eólica, solar, etc.) somaram em 2010 cerca de 45,3% da oferta interna de energia, no mundo essas mesmas fontes de energia somaram apenas 12,9% do total (dados de 2008), sendo apenas a quarta fonte mais utilizada, ficando atrás do carvão mineral⁷⁸.

O Plano Nacional de Energia para 2030 prevê que neste ano tanto o consumo das energias renováveis e das não-renováveis será de cerca de 50%, de forma que metade da nossa matriz energética será renovável e metade não.

Obviamente que serão necessários investimentos no setor das energias renováveis, pois não só aumentará o consumo, mas também a demanda, de modo que para supri-la a quantidade de energia gerada deverá ser maior.

Atualmente no Brasil existem algumas formas de energias renováveis já utilizadas. São elas: a hidráulica, a eólica, a solar, os produtos da cana, os óleos

⁷⁸ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Balanço Energético Nacional**. 2010. Disponível em <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/publicacoes/BEN/2_-_BEN_-_Ano_Base/1_-_BEN_2010_Portugues_-_Inglxs_-_Completo.pdf> Acesso em 04 nov 2011.

vegetais, o biodiesel, a lixívia, a lenha e o carvão vegetal, além de outros resíduos de biomassa.

A energia hidráulica é uma das mais conhecidas deste tipo, especialmente no Brasil, por ser a mais utilizada dentre as fontes renováveis, tendo em vista a ampla bacia hidrográfica que temos aqui. Decorrente dos rios e correntes de água doce, é a energia proveniente das usinas hidroelétricas e a mais importante em termos de geração de eletricidade, além de não contribuir para o aquecimento global. É considerada renovável por causa da evaporação da água, que retorna aos rios em forma de chuva. Segundo o Key World Energy Statistics, o Brasil é o segundo país de maior produção de energia hidroelétrica no mundo, possuindo capacidade instalada de 78 GW (gigawatts) e correspondendo a 83,8% da geração de energia elétrica nacional⁷⁹.

A energia eólica é uma das fontes energéticas que mais apresenta vantagens, pois ela é renovável, perene, existe em grande quantidade, não carece de importação e sua matéria-prima não precisa ser comprada, no entanto, este tipo de energia ainda possui um custo elevado⁸⁰. No Brasil, em 2010, este tipo de fonte só correspondeu a 0,07% da matriz energética nacional⁸¹. Não obstante, o país é provido com uma das melhores condições para a exploração desta fonte energética, pois possui ventos duas vezes mais do que a média mundial e uma oscilação na sua velocidade de apenas 5%, o que gera maior segurança para os investidores, tendo em vista a previsibilidade do volume que será produzido⁸².

Por último, tendo em vista que a velocidade dos ventos habitualmente é maior em temporadas de secas, existe a possibilidade de associar a energia eólica a um sistema complementar com as usinas hidrelétricas, de forma que se resguardasse a água dos reservatórios em períodos de estiagem, sendo possibilitada a reserva da

⁷⁹ AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA. **Key World Energy Statistics**. Outubro de 2011. Disponível em <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2011/key_world_energy_stats.pdf> Acesso em 10 nov. 2011.

⁸⁰ Idem, ibídem.

⁸¹ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Balanço Energético Nacional**. 2010. Disponível em <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/publicacoes/BEN/2_-_BEN_-_Ano_Base/1_-_BEN_2010_Portugues_-_Ingls_-_Completo.pdf> Acesso em 04 nov. 2011.

⁸² AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3ª ed. Brasília, 2008. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>> Acesso em 21 nov. 2011.

energia elétrica⁸³. Dados de 2008 apontam a existência de 17 usinas eólicas em operação no Brasil⁸⁴.

Em relação à energia solar, esta é uma fonte pouco expressiva tanto na matriz energética mundial como na brasileira, apesar da grande potencialidade, especialmente na região nordeste do país, que chega a ser comparado aos desertos do Sudão e da Califórnia em termos de boas condições para a exploração dessa fonte⁸⁵.

A biomassa, em geral, é originada através da transformação de uma matéria-prima em um produto intermediário que posteriormente será usado em uma máquina motriz. Normalmente, este processo se inicia com a queima do produto e o seu calor é utilizado na geração de vapor que será utilizado em alguma máquina do processo de fabricação de algum produto. A biomassa também pode ser utilizada em usinas termelétricas, se oxidando parte da mesma, que dispersará um gás combustível, produzindo energia elétrica. Segundo o Atlas de Energia Elétrica do Brasil, esta é uma das fontes com maior potencial de crescimento no futuro próximo, sendo avaliada como uma das principais alternativas para a variação da matriz energética mundial e, conseqüentemente, a diminuição da dependência dos combustíveis fósseis⁸⁶.

Outra forma de utilização da biomassa é a sua transformação em biocombustíveis, que podem substituir, em parte ou no todo, os combustíveis de origem fóssil, sendo os biocombustíveis mais utilizados o etanol, proveniente da cana-de-açúcar e o biodiesel, derivado de óleos vegetais ou de gorduras animais somados ao diesel de petróleo.

Segundo dados do Ministério de Minas e Energia, em 2010 a biomassa respondeu por 31,1% da matriz energética brasileira⁸⁷ e de acordo com a AIE, globalmente a biomassa atingiu cerca de 10% da matriz energética e a previsão para 2035 é que, no mundo, ela chegue a ocupar entre 11% e 18% da matriz

⁸³ Idem, ibídem.

⁸⁴ Idem, ibídem.

⁸⁵ Idem, ibídem.

⁸⁶ AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3ª ed. Brasília, 2008, p. 65. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>> Acesso em 21 nov. 2011.

⁸⁷ MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Balanço Energético Nacional**. 2010. Disponível em <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/publicacoes/BEN/2_-_BEN_-_Ano_Base/1_-_BEN_2010_Portugues_-_Ingls_-_Completo.pdf> Acesso em 04 nov. 2011.

energética mundial⁸⁸. O Brasil é o segundo maior produtor de etanol, derivado da cana-de-açúcar, sendo estimulados pelo governo federal através de investimentos na área da pesquisa e na construção de usinas, sendo estimada a quantidade de biomassa em todo o planeta em cerca de 1,8 trilhão de toneladas⁸⁹.

Acrescenta a ANEEL em seu Atlas:

Dada a necessidade de escala na produção de resíduos agrícolas para a produção de biocombustíveis e energia elétrica, os maiores fornecedores potenciais da matéria-prima desses produtos são os países com agroindústria ativa e grandes dimensões de terras cultivadas ou cultiváveis. Conforme relata estudo sobre o tema inserido no Plano Nacional de Energia 2030, a melhor região do planeta para a produção da biomassa é a faixa tropical e subtropical, entre o Trópico e Câncer e o Trópico de Capricórnio⁹⁰.

Além do biodiesel e do etanol, existe outra alternativa ao uso do petróleo como combustível: o carro elétrico. A discussão sobre este tipo de carro remonta à época da própria criação do automóvel, mas, como naquela época o petróleo era muito barato, o motor à combustão venceu a disputa. Após o primeiro choque do petróleo na década de 1970, essa discussão voltou à tona, mas somente a partir da década de 1990, com a elevação dos preços dos combustíveis, a preocupação do esgotamento dos recursos fósseis e preocupação ambiental em relação à emissão de poluentes, é que os estudos sobre carros elétricos foram impulsionados⁹¹. Em termos mundiais, estes estudos estão bastante avançados, inclusive com o desenvolvimento deste tipo de veículo por duas grandes montadoras: a Toyota, com o Prius, e a General Motors, com o Volt, ambos carros elétricos híbridos, ou seja, funcionam através de uma combustão que faz com que o motor elétrico trabalhe⁹².

As grandes vantagens dos veículos elétricos são:

- a) Eles não emitem gases poluidores;
- b) Não geram poluição sonora;

⁸⁸ AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA. **Key World Energy Statistics**. Outubro de 2011. Disponível em <http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2011/key_world_energy_stats.pdf> Acesso em 10 nov. 2011.

⁸⁹ AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3ª ed. Brasília, 2008. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>> Acesso em 21 nov. 2011.

⁹⁰ Idem, ibídem.

⁹¹ BARBOSA, Nelson; OLIVEIRA, Dyogo & SOUZA, José Antônio P. Carro elétrico: desafio e oportunidade para o Brasil. In: VELLOSO, João Paulo dos Reis (Coord.) **Brasil, novas oportunidades: economia verde, pré-sal, carro elétrico, Copa e Olimpíadas**. Rio de Janeiro: José Olympio, 2010.

⁹² Idem, ibídem.

- c) O custo por quilômetro rodado é menor do que o do carro convencional (cerca de quatro vezes mais barato por cada quilômetro rodado);
- d) Possui uma mecânica mais simples e, portanto, seu custo de manutenção é menor em comparação com o carro movido a combustível. Para se ter uma ideia, o motor de um carro convencional possui de 300 a 400 partes móveis, enquanto o do elétrico possui apenas 3 (três) ⁹³.

Entre as suas desvantagens estão, principalmente, o preço deste tipo de veículo, a questão da bateria e os postos de abastecimento. Em relação ao custo do carro elétrico, ele é maior do que o convencional, pois as baterias são mais caras e ele ainda é produzido em pequena quantidade.

No tocante às baterias, que custam cerca de 20% do veículo, elas podem ser de três tipos: de sódio, chumbo ácido e íons de lítio, sendo este último tipo a considerada melhor, pois a eficiência da bateria é maior e o lítio pode ser reciclado⁹⁴. Além disso, a bateria é muito pesada e seu tempo de carregamento ainda precisa ser reduzido

Em se falando de postos de abastecimento para este tipo de energia, seria necessário o desenvolvimento de um sistema de eletropostos, onde fosse possível recarregar a bateria do carro ou simplesmente substituí-la por outra.

Além disso, os estudiosos deste tema sempre defendem a redução dos impostos (especialmente o IPI) sobre este tipo de veículo para a sua popularização.

Como se pode perceber, existe uma alternativa viável aos combustíveis fósseis, que ainda apresenta algumas desvantagens, mas as suas vantagens são mais pertinentes. No entanto, ela ainda precisa de estudos e incentivos para que seja utilizada em larga escala e de maneira eficiente, proporcionando aos consumidores certa segurança.

⁹³ Idem, ibídem.

⁹⁴ Idem, ibídem.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Como visto, o petróleo e o gás natural são as principais fontes energéticas utilizadas tanto no Brasil quanto no mundo atual e continuarão sendo, no mínimo, pelos próximos 20 anos. Isso significa que aqueles países que forem autossuficientes em relação a estes bens poderão ter seu mercado interno abastecido, sem depender da vontade de outros países, da imposição de preços ou mesmo das questões políticas que pertencem a cada Estado. Pelo contrário, sendo autossuficientes e tendo condições de exportar, o Brasil é quem dará as regras do jogo geopolítico atrelado à demanda do petróleo.

Diante deste fato, não se admira que o Brasil esteja buscando o aumento da sua plataforma continental junto à ONU pois, apesar de haver outros motivos relevantes, grande parte do pré-sal situa-se nesta camada que, fazendo parte do território brasileiro, gera direitos para o Estado que são muito apreciados.

Para que isso fosse possível, as reservas de petróleo encontradas no pré-sal teriam que ser viáveis. E aparentemente o são. Economicamente falando, necessitamos de um grande investimento e existem empresas dispostas a fazê-los, já que em estudo realizado pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, o total do fluxo de caixa, apenas da área estudada por eles na Bacia de Campos, seria de US\$ 895.701 milhões (oitocentos e noventa e cinco milhões setecentos e um mil dólares) nos próximos 40 anos.

Tecnologicamente ainda existem alguns entraves, mas nada que não possa ser sanado. Como exemplo, citamos a Petrobras, instituída por lei a operadora de todos os blocos, já está adquirindo sondas para águas ultraprofundas com capacidade de perfuração de dez mil metros, além de estudar uma maneira de chegar até esses campos, que estão afastados cerca de 300 km da costa brasileira, do modo mais cômodo, rápido e eficiente possível.

Por outro lado, temos o desafio ambiental. Apesar de todas as regras impostas pelo governo e pelo IBAMA, que deveriam ser respeitadas, ainda existem problemas, não em relação à liberação da área através dos estudos específicos, que devem continuar sendo exigidos, senão mais severos, mas sim sobre a segurança dos próprios equipamentos e os riscos ambientais que deles provém. No caso do

pré-sal é ainda mais grave, pois a camada de sal que deve ser perfurada para que se atinja o petróleo não é sólida, requerendo uma maior flexibilidade das máquinas.

Outro ponto abordado foi a qualidade química do petróleo do pré-sal que, como vimos, encontra-se em uma média de 28º API, classificado como petróleo médio, possuindo boa qualidade.

Acerca do contrato de partilha de produção adotado pelo governo brasileiro, percebe-se claramente que foi uma mera manobra com a finalidade de gerar uma maior arrecadação pela União, Estados e Municípios, que atualmente estão em conflito justamente por causa da tão sonhada divisão dos *royalties* desse petróleo.

Por último, foi abordada a questão das fontes alternativas, não apenas na matriz energética mundial, mas na própria utilização do petróleo, tendo em vista a sua finitude. Mencionou-se o já conhecido etanol (álcool combustível), comercializado no Brasil há algumas décadas, o biocombustível que vem conquistando espaço no mercado brasileiro e destacou-se a possibilidade e a viabilidade de uso do veículo elétrico, que já é conhecido por todas as grandes montadoras do mundo. Esta espécie de veículo ainda deve ter seus estudos aprofundados para que sejam sanados todos os problemas que existem atualmente, de modo que esta realmente seja uma solução viável para o petróleo como combustível e existe uma imensa possibilidade de que isto ocorra.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA. **Key World Energy Statistics**. Outubro de 2011. Disponível em
<http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2011/key_world_energy_stats.pdf> Acesso em 10 nov. 2011.

_____. **World Energy Outlook – 2011**. Disponível em
<http://www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2011/es_portuguese.pdf> Acesso em 09 nov. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**. 3ª ed. Brasília, 2008. Disponível em
<<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>> Acesso em 21 nov. 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. **Relatório de viabilidade do pré-sal**, realizado pela Gaffney, Cline & Associates. 2010. Disponível em
<<http://www.anp.gov.br/?pg=46786&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1309312098438>> Acesso em 13 jun 2011.

ANDRADE NETO, José Lima de. Pré-sal, oportunidade e desafio. In: VELLOSO, João Paulo dos Reis (Coord.) **Brasil, novas oportunidades: economia verde, pré-sal, carro elétrico, Copa e Olimpíadas**. Rio de Janeiro: José Olympio, 2010.

Bain & Company e Tozzini Freire Advogados. **Relatório I – Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de Petróleo e Gás Natural**. São Paulo, 26 de junho de 2009. Disponível em
<http://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/export/sites/default/bndes_pt/Galerias/Arquivos/empresa/pesquisa/chamada1/Relat_I.pdf> Acesso em 02 jun 2011.

BRASIL, **Decreto de 17 de julho de 2008**, Diário Oficial da União. Disponível em
<<http://www.in.gov.br/imprensa/visualiza/index.jsp?jornal=1&pagina=5&data=18/07/2008>> Acesso em 12 nov 2011.

_____. **Decreto nº 2.705/98**, 03 de agosto de 1998, Diário Oficial da União.

_____. **Lei nº 9.478/97**, Lei do Petróleo, 07 de agosto de 1997, Diário Oficial da União.

_____. **Lei 12.351/2010**, Marco Regulatório do Pré-sal, 23 de dezembro de 2010, Diário Oficial da União.

CONAMA, **Portaria Normativa nº 023** de 07 de dezembro de 1994.

CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. **Resolução nº 8 de 21 de julho de 2003**. Disponível em:
<[http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/folder_resolucoes/resolucoes_cnpe/2003/r_cnpe%208%20-%202003.xml?f=templates\\$fn=document-frame.htm\\$3.0\\$q=\\$x=\\$nc=6812](http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/folder_resolucoes/resolucoes_cnpe/2003/r_cnpe%208%20-%202003.xml?f=templates$fn=document-frame.htm$3.0$q=$x=$nc=6812)> Acesso em 09 out 2011.

Convenção das Nações Unidas sobre Direito do Mar de 1982. Coletânea de Direito Internacional, Constituição Federal/ organização Valério de Oliveira Mazzuoli. 7. ed. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2009. P. 483-626.

CORDEIRO, Renato. 5 milhões de b/d em 2025. **Revista Brasil Energia**, nº 325, dez. 2007. Disponível em
<<http://www.energiahoje.com/brasilenergia/noticiario/2007/12/01/29375/5-milhoes-de-b/d-em-2025.html>> Acesso em 12 nov. 2011.

IBAMA, **Portaria nº 2110/06**, Parecer Técnico nº 01/07. Disponível em
<<http://www.anp.gov.br/brnd/round9/round9/Diretrizes/Bacias%20Mar%EDtimas/Bacia%20de%20Campos/Campos.pdf>> Acesso em 23 out 2011.

LEITE, Getúlio da Silveira e GUTMAN, José. O novo marco regulatório para as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural do Brasil. In: GONÇALVES, Alcindo; Rodrigues M. A. Gilberto (Orgs.). **Direito do petróleo e gás: aspectos ambientais e internacionais**. Santos: Leopoldianum, 2007.

LUCCHESI, Celso Fernando. Geopolítica do petróleo e gás. In: GONÇALVES, Alcindo; Rodrigues M. A. Gilberto (Orgs.). **Direito do petróleo e gás: aspectos ambientais e internacionais**. Santos: Leopoldianum, 2007.

MACHADO, Paulo Affonso Leme. **Direito ambiental brasileiro**. 18 ed. São Paulo: Malheiros Editores, 2010.

Marinha do Brasil. Site oficial. Disponível em
<<http://www.mar.mil.br/secirm/leplac.htm>> Acesso em 22 out 2011.

MILANI, E. J. et al . Petróleo na margem continental brasileira: geologia, exploração, resultados e perspectivas. **Revista Brasileira de Geofísica**, São Paulo, v. 18, n. 3, 2000 . Disponível em <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0102-261X2000000300012&lng=pt&nrm=iso>. Acesso em 19 nov. 2011.

MILARÉ, Edis. **Direito do ambiente: a gestão ambiental em foco: doutrina, jurisprudência, glossário**. 6 ed. São Paulo: Revista dos Tribunais, 2009.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Cartilha do pré-sal**. 2009. Disponível em <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/10_outubro/Cartilha_pre-sal.pdf> Acesso em 10 mai 2011.

_____. **Balanço Energético Nacional**. 2010. Disponível em <http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/publicacoes/BEN/2_-_BEN_-_Ano_Base/1_-_BEN_2010_Portugues_-_Ingls_-_Completo.pdf> Acesso em 04 nov 2011.

NETO, Werner Grau. Concessões, contratos internacionais e compensação ambiental. In: GONÇALVES, Alcindo; Rodrigues M. A. Gilberto (Orgs.). **Direito do petróleo e gás: aspectos ambientais e internacionais**. Santos: Leopoldianum, 2007.

ORGANIZAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO. Site oficial. Disponível em <http://www.onip.org.br/main.php?idmain=informacoes&mainpage=mini_glossario.htm> Acesso em 19 nov. 2011.

PINHO, Claudio A. **Pré-sal: história, doutrina e comentários às leis**. Belo Horizonte: Legal, 2010.

SIQUEIRA, Cláudia. A corrida já começou. **Revista Brasil Energia**, nº 325, dez. 2007. Disponível em <<http://www.energiahoje.com/brasilenergia/noticiario/2007/12/01/29366/a-corrida-ja-comecou.html>> Acesso em 12 nov. 2011.

_____. Fronteira vencível. **Revista Brasil Energia**, nº 325, dez. 2007. Disponível em <<http://www.energiahoje.com/brasilenergia/noticiario/2007/12/01/29365/fronteira-vencivel.html>> Acesso em 12 nov. 2011.

_____. Próxima parada: o pré-sal. **Revista Brasil Energia**, nº 366, mai. 2011. Disponível em

<<http://www.energiahoje.com/brasilenergia/noticiario/2011/05/01/431350/proxima-parada-o-pre-sal.html?>> Acesso em 12 nov. 2011.

TOLMASQUIM, Mauricio T.; GUERREIRO, Amilcar; GORINI, Ricardo. Matriz energética brasileira: uma prospectiva. **Novos estud. - CEBRAP**, São Paulo, n. 79, Nov. 2007. Disponível em
<http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0101-33002007000300003&lng=en&nrm=iso>. Acesso em 09 Nov. 2011.

UC, Pablo. El discurso geopolítico del petróleo como representación espacial dominante de la economía política internacional. **Argumentos (Méx.)**, México, v. 21, n. 58, dic. 2008. Disponível em
<http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0187-57952008000300004&lng=es&nrm=iso>. Acesso em: 16 jun 2011.