



**O NOVO MARCO REGULATÓRIO PARA A EXPLORAÇÃO E  
PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO BRASIL: REFLEXÕES  
CRÍTICAS**

*Dissertação apresentada à  
Faculdade de Direito da  
Universidade de Coimbra –  
Portugal no âmbito do 2.º Ciclo de  
Estudos em Direito (conducente ao  
grau de Mestre), na Área de  
Especialização em Ciências  
Jurídico Políticas/Menção em  
Direito Administrativo realizada  
sob a orientação da Professora  
Doutora Suzana Maria Calvo  
Loureiro Tavares da Silva*

Coimbra –  
Portugal

Outubro, 2014

## AGRADECIMENTOS

A Deus, por me dar a vida, os sonhos e o que amar. Dos ideais genuínos surgem as verdadeiras conquistas, na superação de si mesmo;

Agradeço à minha orientadora, Doutora Suzana Maria Calvo Loureiro Tavares da Silva, pelo entusiasmo e prontidão com que gentil e pacientemente ouviu meus apelos desesperados, dedicando-lhes a sua preciosa atenção e, na sequência disso, os direcionamentos clareadores acerca das dúvidas em neblina, zelo tal imprescindível para a conclusão deste trabalho.

Aos meus pais, Socorro e Francisco, razões de minha existência, a eles consagro todos os pequenos feitos e o mais sincero amor, como prova de gratidão ao amor que me dedicaram desde sempre, pela força com que acreditaram em mim, despendendo incentivos de toda a sorte, desmedidamente e desde sempre;

Aos meus irmãos, Rhuan e Tallys, pelo companheirismo, pela compreensão e pelo apoio integral, pela saudade cotidiana, que move os braços e abraços, já dados e os que hão-de vir, ofertados uns aos outros em razão desta fraternidade irrevogável entre nós;

À minha avó Rita, meu pedaço de toda a riqueza que existe no mundo, por me estender a mão e pelo olhar puro, que mesmo não direcionado em razão da distância, se faz lembrar quando preciso de conforto e acalento;

Aos meus familiares Lurdes, Daluz, Jefferson, Laila, Jéssica, Juliam, Eliene, Tatiana e Raimunda (*in memoriam*), não somente pelo vínculo genealógico que nos prende, mas pela identificação natural sobre os valores da lealdade, o suporte de todos foi pedra angular para concretização deste sonho;

Aos meus amigos e colegas, contornos de uma confraria alegre, pelos sopros de sabedoria quando do suspirar fadigado de quem precisa ouvir singelezas. Agradeço a todos pelos ouvidos e gargalhadas.

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AIE – Agência Internacional de Energia  
ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis  
BNDES – Banco Nacional do Desenvolvimento  
Boe – Barris de óleo equivalente  
Bpd – Barris por dia  
BRICS – Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul (*South Africa*)  
CADE – Conselho Administrativo de Defesa Econômica  
CDFS – Conselho Deliberativo do Fundo Social  
CNPE – Conselho Nacional de Política Energética  
COFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social  
CRFB – Constituição da República Federativa do Brasil  
CSLL – Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido  
E&P – Exploração e Produção  
HC – *Host Country*  
IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo  
IDH – Índice de Desenvolvimento Humano  
IOC – *International Oil Company*  
IPO – *Initial Public Offering*  
IR – Imposto de Renda  
MF – Ministério da Fazenda  
MINPET – Ministério dos Petróleos  
MME – Ministério de Minas e Energia  
NOC – *National Oil Company*  
OC – *Oil Company*  
ONU – Organização das Nações Unidas  
OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo  
P&D – Pesquisa e Desenvolvimento  
PASEP - Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público  
PEMEX – Petróleos Mexicanos  
PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.  
PIS – Programa de Integração Social

PPSA – Pré-sal Petróleo S.A.

PSA – *Production-Sharing Agreements*

PSC – *Production-Sharing Contracts*

RSC – *Risk Service Contract*

SPE – Sociedade de Propósito Específico

TAC – *Technical Assistance Contract*

TSC – *Technical Service Contract*

ZEE – Zona Econômica Exclusiva

## ÍNDICE

<b>1. INTRODUÇÃO.....</b>	<b>5</b>
<b>2. ASPECTOS PECULIARES DA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS NO QUE IMPORTA À CONCENTRAÇÃO DOS RISCOS ....</b>	<b>9</b>
<b>3. DOS RISCOS .....</b>	<b>11</b>
<b>3.1. Riscos Geológicos.....</b>	<b>11</b>
<b>3.2. Riscos Econômicos.....</b>	<b>12</b>
<b>3.3. Riscos Financeiros .....</b>	<b>16</b>
<b>CAPÍTULO II.....</b>	<b>22</b>
<b>4. REGIMES JURÍDICO-REGULATÓRIOS E CONTRATOS NA ATIVIDADE PETROLÍFERA .....</b>	<b>22</b>
<b>4.1. Introdução Acerca dos Regimes Jurídico-Regulatórios e Contratos de Direito do Petróleo.....</b>	<b>22</b>
<b>4.2. Modalidades de Regimes Contratuais.....</b>	<b>25</b>
<b>4.2.1. Modelo de concessão .....</b>	<b>27</b>
<b>4.2.2. Modelo de contratos de partilha de produção.....</b>	<b>31</b>
<b>4.2.3. Modelo de Contratos de Prestação de Serviços.....</b>	<b>36</b>
<b>4.2.4. Joint Ventures .....</b>	<b>40</b>
<b>CAPÍTULO III .....</b>	<b>44</b>
<b>5. A PROVÍNCIA DO PRÉ-SAL NO BRASIL .....</b>	<b>44</b>
<b>5.1. Definição, Caracterização Geológica e Especificidades .....</b>	<b>44</b>
<b>6. NATIONAL OIL COMPANIES – NOCS.....</b>	<b>52</b>
<b>7. MODELOS DE REGULAÇÃO SEMELHANTES AO UTILIZADO NO BRASIL: O CASO DA NORUEGA E DE ANGOLA.....</b>	<b>58</b>
<b>7.1. Modelo Norueguês .....</b>	<b>58</b>
<b>7.2. Modelo Angolano.....</b>	<b>67</b>
<b>CAPÍTULO IV.....</b>	<b>72</b>

<b>8. QUADRO JURÍDICO-REGULATÓRIO DAS ATIVIDADES PETROLÍFERAS DO BRASIL ANTES DO PRÉ-SAL .....</b>	<b>72</b>
<b>8.1. Introdução e Perspectiva Histórica.....</b>	<b>72</b>
<b>8.2. Marco Regulatório Anterior ao Utilizado para o Pré-Sal – Lei N.º 9.478/97 E Normas Acessórias .....</b>	<b>75</b>
<i>8.2.1. Modelo de Concessão – A Experiência Brasileira.....</i>	<i>77</i>
<i>8.2.2. A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP .....</i>	<i>83</i>
<i>8.2.3. Conselho Nacional De Política Energética – CNPE .....</i>	<i>88</i>
<i>8.2.4. Petrobras .....</i>	<i>89</i>
<b>9. O QUADRO NORMATIVO DO BRASIL EM RAZÃO DA DESCOBERTA DO PRÉ-SAL.....</b>	<b>92</b>
<b>9.1. O Novo Marco Regulatório e as Mudanças Normativas para a Exploração do Pré-Sal.....</b>	<b>95</b>
<i>9.1.1. Regime de Partilha de Produção .....</i>	<i>96</i>
<i>9.1.2. Fundo Social .....</i>	<i>99</i>
<i>9.1.3. O Novo Papel da Petrobras, a Sua Capitalização e a Cessão Onerosa de Direitos de Exploração .....</i>	<i>102</i>
<i>9.1.4. A Pré-Sal Petróleo S.A. ....</i>	<i>108</i>
<i>9.1.5. CNPE .....</i>	<i>111</i>
<i>9.1.6. MME .....</i>	<i>112</i>
<i>9.1.7. ANP.....</i>	<i>113</i>
<b>10. CONCLUSÃO.....</b>	<b>115</b>
<b>11. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>122</b>

## 1. INTRODUÇÃO

Esta investigação procura, através dos meios jurídicos adequados, analisar a introdução do novo marco regulatório brasileiro para as atividades de exploração e produção de petróleo no Brasil. Como veremos, a transição dos regimes jurídico-regulatórios deu-se em oportunidade da descoberta de uma reserva petrolífera de dimensões extraordinárias localizada entre os estados federados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo.

Procuraremos compreender as razões que motivaram a transmutação dos modelos regulatórios e ainda para além delas, os motivos e as vicissitudes originadas pela alteração legislativa. Para tanto, num primeiro momento, para compreendermos melhor o funcionamento da indústria petrolífera e o que mais nos importa, as circunstâncias que rodeiam o pré-sal, faremos uma análise da mesma sob a ótica do risco e explicar-se-á os modelos contratuais ordinários do setor petrolífero. Em seguida, apresentar-se-á ao leitor a reserva do pré-sal e as particularidades exploratórias da mesma. Verificaremos também o funcionamento das *National Oil Companies*, figuras carimbadas ao longo de toda a pesquisa, especialmente no que diz respeito à Petrobras. Irá expôr-se a experiência de exploração e produção de petróleo internacional, compreendendo os modelos regulatórios utilizados em Angola e na Noruega. Por fim, debateremos as questões das modificações introduzidas pelo novo marco regulatório, fazendo uma comparação analítica entre a legislação antiga e a superveniente.

Não obstante, esta pesquisa não tem a pretensão de esgotar toda a matéria relativa às mudanças trazidas pelo novo marco regulatório, alguns pontos como a unitização dos contratos, a questão dos *royalties* e da arbitragem, serão resguardadas para um estudo posterior. O foco da pesquisa centrar-se-á preferencialmente em torno das mudanças relacionadas à inserção da PPSA no contexto regulatório, do advento dos contratos de partilha, do Fundo Social e da situação da Petrobras, bem como das suas atribuições.

As recentes vivências dos países exportadores de petróleo no contexto mundial demonstram, pelo menos nas últimas quatro décadas, desenvolvimento econômico local aquém das expectativas depositadas pela indústria de modo geral. A riqueza do petróleo não diversifica a economia, como se fosse uma monocultura que deixa o solo infértil para outras plantações futuras. São também registrados altos índices das mais diversificadas mazelas

sociais, fome, analfabetismo, desigualdades variadas, miséria<sup>1</sup>, etc.; os impactos ambientais causados pela E&P de hidrocarbonetos são recorrentes, bem como as probabilidades de conflitos armados e de corrupção. Esses são alguns dos fantasmas que amedrontam os países com vastos recursos naturais. Consideradas estas realidades, a exploração do petróleo do pré-sal incorre em muitos destes riscos, o que importa dizer que o redirecionamento do tesouro nacional não será transferido automaticamente à sociedade, nem muito menos para o país.

Sendo assim, é de extrema importância que sejam tomadas as mais adequadas decisões, especialmente no âmbito da regulamentação da atividade exploratória, para uma administração satisfatória dos novos recursos, para que estes últimos sejam melhor aproveitados no sentido de fornecer guarida aos interesses da sociedade e em prol do desenvolvimento econômico do país.

As exigências da indústria petrolífera como um todo revelam uma necessidade de *standardização* dos regimes normativos e dos modelos contratuais<sup>2</sup>, para uma efetiva adequação dos interesses dos agentes particulares envolvidos e do *host country*. Isto é, com as normas emitidas pelo Estado, sendo mais *soft*, reconhecer-se-á uma maior discricionariedade por parte dos organismos reguladores para se adequarem às situações e problemas cotidianos, através dos seus poderes de emanar normas técnicas e de sancionar irregularidades. Sendo assim, quando uma lei que regula as atividades que envolvem o petróleo num determinado país abranger diversos aspectos daquelas operações, menos liberdade e poder de decisão terão as entidades reguladoras independentes, causando atrasos no sistema.

No Brasil o que acontece com o novo marco regulatório é, de certa forma, semelhante, só que o país foi além destas especificações legais em excesso, ainda atribuiu competências semelhantes a organismos reguladores distintos, definiu atribuições para a Petrobras que prejudicam a concorrência e “beneficiam” a companhia, entre outras falhas regulamentatórias, isto só prova a incapacidade do legislador de ser técnico, não por incompetência, mas pela impossibilidade estatal de especificar e esgotar toda a matéria legislativa de forma plena, absoluta e o mais importante: satisfatória.

E tudo ainda se torna mais complexo quando a decisão de mudar a regulamentação se verifica numa altura em que o país mais precisa de investimentos estrangeiros, destacadas

---

<sup>1</sup> SEABRA, Alessandra Aloise de, et al. *A promissora província petrolífera do pré-sal*. Revista DIREITO GV, 2014, 7.1. Fls. 057-073. P. 061. Disponível em: <http://heinonline.org> Acesso em: 21 de julho de 2014.

<sup>2</sup> SILVA, Suzana Maria Calvo Loureiro Tavares da. *Direito da Energia*. Coimbra Editora. 1.ª Edição. Novembro, 2011. 245 fls. P. 43.



as exigências comuns da indústria petrolífera<sup>3</sup>. Se a transição de regimes por si só já acarreta a insegurança jurídica, quando a nova norma altera paradigmas, o caso é ainda mais incerto. Claro que as reformas no ordenamento jurídico pátrio precisavam realmente de ganhar vida quando do aparecimento de uma nova jóia da Coroa, entretanto tais alterações não precisavam ser demasiado revolucionárias, visto que o Estado poderia aumentar os seus lucros e controle sobre as reservas, aumentando a sua participação nos contratos de concessão; os ganhos seriam praticamente os mesmos e a medida seria bem menos onerosa para a sociedade, pois configurados menores riscos para a iniciativa privada, esta sentir-se-ia mais atraída ao investimento no país.

Tratando-se de riscos, num dado momento o Estado precisa “fisgar” as IOCs para depositarem recursos financeiros no seu território. Materializada a “caça ao investimento estrangeiro”, os riscos transferem-se não mais para o Estado, mas incorrem principalmente para as OCs, visto que seus investimentos dependerão das condições geológicas locais, econômicas das variantes do preço do óleo, financeiras e ainda de que os contratos firmados inicialmente com o HC sejam estáveis, inclusive no que se importa ao equilíbrio contratual ajustado inicialmente, garantindo às companhias a certeza de retorno dos seus investimentos<sup>4</sup>.

---

<sup>3</sup> “A exploração petrolífera é uma atividade complexa e dinâmica, que tem de lidar com inúmeras variáveis incertas. A complexidade resulta das características económicas indissociáveis dos projectos energéticos: são de capital intensivo, utilizam infra-estruturas de depreciação rápida e não reutilizáveis, requerem infra-estruturas de longa duração, são projectos de gestação longa (o que significa que a decisão de investir é sempre a longo prazo e, por isso, vulnerável,) e são projetos de grandes dimensões, ou seja, envolvem necessariamente investimentos avultados por projecto, ainda que as pequenas unidades não possam ser dispendiosas.” ANDRADE, José Carlos Vieira de. MARCOS, Rui de Figueiredo (Coord.). *Direito do Petróleo*. Faculdade de Direito de Coimbra. Instituto Jurídico. Maio, 2013. 454fls. P. 34-35.

<sup>4</sup> ANDRADE, José Carlos Vieira de. MARCOS, Rui de Figueiredo (Coord.). *Direito do Petróleo*. Op. Cit. P. 40-41.

## CAPÍTULO I

### 2. ASPECTOS PECULIARES DA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE HIDROCARBONETOS NO QUE IMPORTA À CONCENTRAÇÃO DOS RISCOS

É bem sabido que o manuseio do petróleo e dos seus derivados<sup>5</sup> não é uma atividade elementar. Muito pelo contrário, sendo este um bem cada vez mais escasso e limitado, as suas modernas formas de extração pressupõem métodos tecnológicos bastante avançados. Tais ousadias advenientes do progresso científico implicam uma maior probabilidade de riscos e perigos para a sociedade<sup>6</sup>.

Seria tudo mais fácil se fosse possível encontrar o “ouro negro” numa plantação, aos cachos, mas a realidade da natureza é outra<sup>7</sup>. Embora o homem procure formas alternativas de

---

<sup>5</sup> A Constituição da República Federativa do Brasil de 1988 faz referência aos derivados básicos de petróleo, mais tarde classificados na portaria N.º 84, de 24 de maio de 2001 da Agência Nacional de Petróleo como o Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) e o óleo diesel. A lei N.º 9.478, de 6 de agosto de 1997, aduz aos derivados do petróleo como “produtos decorrentes da transformação do petróleo”.

<sup>6</sup> Com relação aos riscos e perigos da sociedade, faz-se mister aqui aduzir à ideia de Ulrich Beck (que muito discutiu sobre o assunto) da sociedade de risco. O autor alemão em sua debatida obra *Risikogesellschaft: Aufdem Weg in eine andere Modern* (1986), argumenta que a sociedade industrial foi substituída por uma nova sociedade, a sociedade de risco. Neste novo paradigma a distribuição dos riscos não seria proporcional às cissiparidades existentes outrora (geográficas, econômicas, sociais), com o avanço tecnológico fica mais difícil controlar, conter e prever os riscos (nucleares, econômicos, financeiros, ecológicos, genéticos, etc.) que podem ser resultado do mesmo, riscos estes que afetam e transformam a sociedade, economia, a ordem global e até mesmo o próprio capitalismo em si. GUIVANT, Julia S. *A teoria da sociedade de risco de Ulrich Beck: entre o diagnóstico e a profecia*. Estudos Sociedade e Agricultura, 16 de abril de 2001. Fls. 95-112. P. 103. Disponível em: <http://r1.ufrrj.br/esa/V2/ojs/index.php/esa/article/view/188> Acesso em: 19 de fevereiro de 2014.

Ainda sobre Ulrich Beck, em retórica sobre a distribuição de riquezas *versus* distribuição de riscos, no prólogo de seu supracitado livro, diz que muito embora na sociedade industrial a lógica da produção de riquezas mantenha sob suas rédeas a produção de riscos, quando trata-se da sociedade de risco tal conjuntura reverter-se-á. Ou seja, na sociedade de risco, os próprios riscos é quem dominarão a produção de riqueza. Para Beck, o impulso produtivo perdeu sua “inocência na reflexividade dos processos de modernização”. A vontade humana e social de progredir, tanto técnica como economicamente se vê “eclipsada” pelos insurgentes fantasmas dos riscos. BECK, Ulrich. *La sociedad del riesgo: Hacia una nueva modernidad*. Tradución: Jorge Navarro, Daniel Jiménez, Maria Rosa Borrás. Ediciones Paidós Ibérica, S.A. Barcelona, 1998. P.19.

<sup>7</sup> Há muitos que dizem, como Hobsbawn (1996), que toda essa demanda da sociedade desenvolvida por óleo, entre outros fatores (podendo-se aqui generalizar como uma característica própria do mundo globalizado) contribui para a avalanche em massa de impactos ao meio ambiente. Não que antes estas deteriorações não existissem antes, entretanto agora as mesmas são selo característico aos processos de desenvolvimento humano. Conforme Hobsbawn a demanda por combustíveis fósseis é estampa ímpar no manchado tecido de agressões à natureza, por serem altamente poluentes, fósseis e finitos além de causarem poluição quando da sua combustão (emissão de resíduos poluentes nocivos), etc. É tanto que quando aconteceu, em 1973, a crise do petróleo (assim que o cartel de produtores do hidrocarboneto, especialmente os do Oriente Médio, achou interessante aumentar o preço do produto, ocasionando uma crise generalizada) os índices de progressos econômicos que até então corriam de vento em popa, declinaram; muito embora permaneceram as deteriorações ao ambiente visto que a exploração dos recursos naturais ainda era ativa. Sendo assim, aumentavam-se os riscos à humanidade. MARTINS, Clitia Helena Backx. *A sociedade de risco: visões sobre a iminência da crise ambiental global na teoria social contemporânea. Ensaios FEE*, abril de 2004, Porto Alegre, V. 25. N.º 1. Fls. 233-248. ISSN 0101-1723. P. 238-242.

captação de energia<sup>8</sup> – procura esta que se destaca pela expansão do setor das energias renováveis –, o mundo ainda depende do óleo. E esta ainda será a nossa realidade durante mais alguns anos.

Destarte, quanto aos riscos inerentes à exploração e produção de hidrocarbonetos, estes podem manifestar-se de variadas formas. Nesta pesquisa irá abordar-se três espécies: riscos geológicos, econômicos e financeiros.<sup>9</sup>

Os primeiros podem corresponder, por exemplo, à expectativa da quantidade de óleo a ser encontrada em determinada reserva, da sua expansão, limites ou profundidade. O progresso científico e tecnológico é um grande aliado na contenção destes riscos, pois à medida que se desenvolvem os instrumentos utilizados, mais facilmente serão identificadas, previstas e superadas as casualidades geológicas em tela.

Os riscos econômicos dizem respeito aos preços do petróleo e seus derivados em tempos porvir, geralmente faz-se uma previsão das etapas de produção, para avaliar se o capital dispendido e investido manterá a estimativa de lucro, circulação no mercado ou até mesmo de produção. Ainda assim, existem os riscos de que todos os custos do processo produtivo possam não ser compensatórios em algum momento. Por exemplo: o preço do óleo pode baixar subitamente em detrimento de outra tecnologia lançada muito mais eficiente e barata ou outra superveniência qualquer que afete tal valor, como uma crise no mercado.

Financeiros são os riscos aos quais se submetem, principalmente, aqueles que atuam ativamente na trilha dourada e sinuosa da produção de petróleo, isto é, as empresas petrolíferas. Envolvem-se nesta categoria os riscos associados primordialmente ao investimento (inclusive os de proveniência estrangeira), às causas ambientais e sociais, políticas e também as jurídicas.

---

<sup>8</sup> São as energias renováveis, também conhecidas como energias limpas ou verdes. Amparadas por um desenvolvimento sustentável, visionário das futuras gerações, estas novas energias buscam nas fontes inesgotáveis da natureza uma forma de abastecer o mercado tradicional de forma eficiente, basicamente são as eólicas, geotérmicas, solares, etc. *United States Department of energy*. Disponível em: <http://energy.gov/science-innovation/energy-sources/renewable-energy> Acesso em: 7 de Abril de 2014.

<sup>9</sup> NEPOMUCENO FILHO, Francisco; SUSLICK, Saul B. *Alocação de recursos financeiros em projetos de risco na exploração de petróleo*. Revista de Administração de Empresas, 2000, 40.1: 76-87.

### 3. DOS RISCOS

#### 3. 1. Riscos Geológicos

Estes riscos, como já foi dito, são aqueles oriundos dos impasses geológicos que obstruem uma boa oportunidade exploratória<sup>10</sup> do hidrocarboneto na região alvo da exploração e/ou produção. Uma das preocupações da geologia do petróleo da atualidade é dirimir estes riscos, através do estudo específico do caso *in concreto*, aliada ao conhecimento técnico e à capacidade de obtenção de informações mais limpas e precisas acerca da real probabilidade de sucesso de uma determinada reserva, poço, etc.

É evidente que ao tratar-se de petróleo a apresentação do risco e das incertezas é quase indispensável ao tema. Assim, neste domínio minado de interrogações as dúvidas geológicas ocupam um destaque especial, pois pressupõem maiores investimentos em termos de tecnologia e informação, além de se poder alterar a quantidade de capital a ser depositado em determinado projeto<sup>11</sup>, especialmente quando a exploração e produção de óleo é *offshore* (marítima) visto que nesta ocasião tais dúvidas alargar-se-ão<sup>9</sup>. Entre os riscos geológicos mais prejudiciais, destacam-se três: a perfuração de poços secos, daqueles que possuem volume de petróleo aquém do esperado, ou seja, com valor comercialmente inviável ou ainda da não possibilidade de recuperação de petróleo em determinado reservatório. Os poços secos são aqueles sem evidências de petróleo ou até mesmo de gás natural<sup>12</sup>.

Não há dúvidas que a exploração de petróleo como um todo é bastante arriscada e que ainda existe um longo caminho a percorrer, repleto de oscilações e redemoinhos no que toca aos riscos geológicos em especial. As empresas do setor precisam de retorno aos seus vultuosos investimentos e as condições geológicas da exploração são cada vez mais desafiantes e dependentes de uma tecnologia superior, o que é um impasse notório ao almejado retorno financeiro.

---

<sup>10</sup> SILVA, Régis Yuzo Mori Alves da. *Proposta de metodologia de avaliação de portfólio por opções reais, considerando o valor da informação: um estudo de caso em exploração de petróleo*. Dissertação de Mestrado em Finanças e Economia Empresarial. Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas. Maio de 2010. Fls. 1-85. P. 18.

<sup>11</sup> HAYASHI, Suzana Hisako Deguchi. *Valor da flexibilização e informação em desenvolvimento de campo por módulos*. Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociência. Campinas, SP – 2006. 118 fls. P. 2. Disponível em: <http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=000478756> Acesso em: 11 de abril de 2014.

<sup>12</sup> A portaria N.º 76, de 3 de maio 2000, da Agência Nacional de Petróleo, que trata das reclassificações dos poços de petróleo (isto é, o processo de atribuição de um poço quanto aos seus resultados), define os poços secos (Art. 3º, VII) como: “todo poço onde não se caracterizou a presença de petróleo móvel e/ou gás natural”

E, como bem foi percebido, o desespero do ser humano por mais e mais óleo está para as empresas petrolíferas assim como o avanço tecnológico e investimentos supervenientes para obtenção de informações precisas e bem interpretadas estão para a diminuição dos riscos geológicos. Estes últimos diminuem à medida que os conhecimentos, ferramentas e tecnologias geológicas ganham mais destaque no armário das certezas.

### 3.2. Riscos Econômicos

Por ora, os riscos econômicos estão associados especial e principalmente ao preço do petróleo e às *nuances* do mercado global. Para além disto, como já mencionado, também podem contribuir para a dispersão desta modalidade de risco outros fatores, como por exemplo as despesas com investimentos, estas por sua vez em algumas ocasiões poderão ser supervenientes e apanhar o investidor desprevenido, o que de fato não seria tão raro em tratando-se da indústria petrolífera.

Apesar das grandes companhias petroleiras<sup>13</sup> serem abastadas em termos de disponibilidade de capital, sendo capazes de sustentar prejuízos significativos, a quantia

---

<sup>13</sup> Sobre estas grandes companhias petrolíferas cabe aqui uma análise mais aprofundada e retrospectiva compartilhando o estudo de MANCKE, Richard B., intitulado: *Competition and Monopoly in World oil Market: The role of the international Companies.* (Cato Journal. Vol. 1. N.º1, Spring 1981. 107-127. P. 107-113. Disponível em: <http://object.cato.org/sites/cato.org/files/serials/files/cato-journal/1981/5/cj1n1-6.pdf> Acesso em: 18 de abril de 2014). Afinal como se deu o surgimento destas grandes companhias privadas, por que sua ascensão? Já que é bem sabido ao redor do planeta que tudo que se relaciona ao petróleo pressupõe fama e controvérsia, tais companhias privadas ganham destaque e importância pelo fato de o óleo abastecer as necessidades energética das nações ao redor do mundo desenvolvido como item principal com maior eficiência. Para entender melhor o comportamento e o papel ativo no cenário global destas companhias petrolíferas oito razões são influentes e auxiliares podem ser levantadas:

1. O acesso à energia é imprescindível para que sejam atingidas as quimeras de industrialização e desenvolvimento econômico sustentável. A expansão do setor de hidrocarbonetos se deve especialmente pela influência de três potências:
  - A baixa dos preços do crude como tendência em 1970 (o que antes era instável);
  - A utilização de veículos motorizados e aviões como principais meios de transporte do século XX (sem outras formas de combustíveis para substituir o petróleo à altura);
  - Crude e produtos refinados de petróleo são mais fáceis de serem transportados, armazenados e consumidos do que outras formas alternativas de energia;
2. Desde que, na I Guerra Mundial, os navios britânicos e americanos passaram a usar petróleo ao invés de carvão, as forças militares começaram a considerar o hidrocarboneto como elemento de importância ímpar e vital para sua segurança militar;
3. O crude só foi descoberto em grandes quantidades em poucas regiões do planeta, as quais se encontram distantes das zonas habitadas e dos centros industriais mas mesmo assim o óleo é mais barato de se transportar do que os outros tipos de combustíveis existentes;
4. Encontrar e gerenciar novas jazidas de petróleo em larga escala é negócio extremamente arriscado, que requer imponentes montantes de capital, tecnologias sofisticadas e por que não dizer também um pouco de sorte? As companhias particulares petroleiras (que frequentemente compartilham os riscos por meio de consórcio) são as únicas organizações que possuem duplamente a capacidade e o interesse em descobrir novas reservas de petróleo em áreas ainda nunca exploradas (virgens);

acessível das mesmas para explorar e produzir óleo é inferior ao sortido número de possibilidades de investimentos no setor<sup>14</sup>. Em acrescento, a característica globalizatória à qual se submete o mundo moderno é também determinante quanto aos moldes e orientações do mercado petrolífero, visto que demanda necessidades e chamados direcionados na definição dos padrões dos ativos minerais<sup>15</sup>.

Os riscos econômicos ou riscos do mercado, como também podem ser conhecidos, são influenciados pela variação do preço do petróleo e dos seus derivados, bem como da oscilação das taxas de câmbio ou concorrência das companhias do setor energético petrolífero.<sup>16</sup> A variante dos preços é determinada pela oferta e procura de óleo no mercado internacional, estes podem ser orientados por fatores como: quantidade de produção e de armazenamento, descoberta de novas jazidas ou de capacidade de recuperação de campos outrora desativados, tendências à utilização de petróleo sub-comercial ou de novas fontes energéticas, etc.

A Agência Internacional de Energia (AIE) previu que a demanda de petróleo elevar-se-ia em 2013 de 145.000 barris por dia (bpd) para 1,2 milhão bpd em 2013 e em 110.000 bpd para 1,2 milhão bpd em 2014<sup>17</sup>, o que é importante para o risco de subida de preço do óleo sob o referencial ótico do mercado.

---

5. Muitas das companhias de petróleo são grandes e as maiores delas coincidem entre as maiores companhias do mundo;

6. Durante o período da II Guerra Mundial os governos dos países exportadores de petróleo eram caóticos e primitivos, dependentes dos Estados Unidos e do Reino Unido. As empresas que exploravam estes Estados, em grande parte das vezes, possuíam economia mais complexa e melhor do que à dos mesmos. Tal realidade reverteu-se no Pós-Guerra, visto que:

- A criação de cada vez mais companhias com finalidades lucrativas no ramo do petróleo competindo pela celebração contratos de concessão;

- A hegemonia americana e britânica no mundo em desenvolvimento foi gradativamente corroendo-se;

- Os governos dos países exportadores de petróleo tornaram-se mais atentos à sua própria causa. A própria criação da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo), em 1960, é prova disto.

7. Em diversos graus, todos os Estados começaram a considerar suas reservas de crude como parte de seu patrimônio nacional, utilizando-as para salvaguardar os interesses do nacionais o que implica, em parte, com a exportação de óleo e limitação da ação das companhias.

8. Nos anos 70 do século passado, grande parcela das petrolíferas privadas internacionais eram americanas, quando não, holandesas ou britânicas.

<sup>14</sup> PEREIRA, Fabiano Aderne Pozes. *Metodologia de Análise Econômica em Projetos de Óleo e Gás*. Projeto de Formatura – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Engenharia. Rio de Janeiro – Agosto de 2004. 101 fls. P. 43. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/capitalhumano/arquivos/prh21/fabiano-aderne-poze-pereira\\_prh21\\_ufrj\\_g.pdf](http://www.anp.gov.br/capitalhumano/arquivos/prh21/fabiano-aderne-poze-pereira_prh21_ufrj_g.pdf). Acesso em: 13 de abril de 2014.

<sup>15</sup> CARVALHO, Noele Ferreira et all. *Classificação de Reservas de Petróleo Utilizando Simulação Estocástica*. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP. Terceiro Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. 5 de outubro de 2005, Salvador- Bahia. 6 fls. Disponível em: [http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0664\\_05.pdf](http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0664_05.pdf) Acesso em: 30 de abril de 2014.

<sup>16</sup> Galp Energia. *Gestão de riscos*. Disponível em: <http://www.galpenergia.com/PT/investidor/GovernoCorporativo/GestaoRisco/Paginas/GestaoRisco.aspx> Acesso em: 25 de abril de 2014.

<sup>17</sup> Revista Exame. *AIE vê riscos de alta para o petróleo*. 11 de dezembro de 2013. Disponível em: <http://exame.abril.com.br/economia/noticias/aie-ve-riscos-de-alta-para-petroleo> Acesso em: 25 de abril de 2014.

Uma importante, entre as diversas variantes do preço do petróleo, é a densidade do hidrocarboneto extraído já que quanto mais leve é o mesmo, mais leves são os seus derivados e maiores os rendimentos em termos de lucratividade, pois os óleos mais pesados exigem um processo de refino pormenorizado o que pressupõe mais custos ao explorador. Atualmente, o que acontece é que as novas jazidas em desenvolvimento apresentam hidrocarbonetos mais pesados, fato este que é contribuinte ativo para o aumento do preço do petróleo e seus derivados.

É bem verdade que com as novas técnicas e tecnologias no processo de extração de petróleo há uma modificação na oferta, ampliando-a, o que conseqüentemente produzirá efeitos significativos no mercado internacional. Por outro lado, também é relevante reiterar que a procura de óleo também é elemento norteador e imprescindível para a formação do seu preço.<sup>18</sup>

Quanto aos custos da extração, recapitulando as informações outrora disponibilizadas, em algumas reservas o retiro do hidrocarboneto é mais fácil e simples (petróleo convencional), como no Oriente Médio, no Mar Cáspio e na Rússia. Por outro lado, existem reservas totalmente dependentes de tecnologias mais avançadas e exigentes de maior depósito de capital, como é o caso das reservas da Bacia de Santos, de Campos e do Espírito Santo (camada do Pré-sal) no Brasil. Obviamente, investimento tal em informação e em técnicas exploratórias mais modernas e complexas ricochetar-se-á nos preços finais do petróleo, dilatando-os, contudo a análise deste efeito deve ser considerada a partir do caso concreto, observadas além destas outras circunstâncias, como, por exemplo, a potencialidade lucrativa da jazida/reserva.

A alternância do preço do petróleo dá-se pelo balanço entre a procura e a oferta (como já foi dito),<sup>19</sup> sendo a primeira mais instável o que repercute na assimetria<sup>20</sup> entre ambas. O leque existente de outras formas de energia disponíveis são também uma forte influência para tal alternância. Esta variação nos preços causa impactos também no que diz respeito ao consumo e investimento,<sup>21</sup> enquanto o primeiro é afetado indiretamente, por meio da renda à qual se tem acesso, o último é abordado de forma direta: na medida em que os

---

<sup>18</sup> MIELNIK, Otávio. *O mercado do petróleo: oferta, refino e preço*. 2012. FGV Projetos. Abril de 2012. Ano 5. N.º 15. ISBN: 9788564878051. 69 fls. P. 9.

<sup>19</sup> HEIDEBERG (2008) apud VALENTIM, André Flaustino. *Impacto dos choques petrolíferos na Economia Portuguesa*. Tese de Mestrado. Faculdade de Economia da Universidade de Coimbra. 2013-2014. 36 fls. P. 1 e ss. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10316/25393>. Acesso em: 26 de abril de 2014.

<sup>20</sup> VALENTIM, André Flaustino. *Impacto dos choques petrolíferos na Economia Portuguesa*. Op. Cit. P.3.

<sup>21</sup> Ibidem.

aumentos do preço do óleo são diretamente proporcionais à elevação dos custos da produção e, portanto, do capital a ser investido pelas empresas, sendo esta uma das razões pela qual as companhias petrolíferas são gigantescas, porque devem ser capazes de investir e suportar os elevados riscos da atividade de exploração de hidrocarbonetos. No que se aproxima dos investimentos em sede global, estes desencadeiam-se e tendem a aumentar por três principais motivos<sup>22</sup>:

1. Aumento da demanda por petróleo a partir da década de 80, como melhor observação nas zonas da Ásia e do Pacífico (3% ao ano);
2. Com a procura adicional e insurgente, faz-se mister a exploração de novas reservas, além dos campos maduros já ativados (que com o tempo constatam queda de produção), já que apenas os últimos não são bastantes para suprir o mercado;
3. A baixa dos investimentos entre 1980 e 1995, também um período de diminuição nos preços do petróleo, o que só foi superado em 1995 com a demanda da Ásia e a normalização do período produtivo em sobejo de outrora.

Para finalizar<sup>23</sup>, de certa forma, tanto o preço de mercado petrolífero, quanto os custos com investimentos (como já foi dito) para que sejam alocados recursos suficientes, por parte das empresas, podem ser inseridos no universo de riscos econômicos<sup>24</sup> que compõem a atividade exploratória de óleo. Aliás, não tão-somente podem ser inseridos como ganham destaque alegórico, visto que são marionetes do remanescente palco mundial.

---

<sup>22</sup> BAIN & COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. *Relatório III – Desenvolvimento da cadeia produtiva de petróleo e gás e investimentos em E&P*. São Paulo, 26 de junho de 2009 – BNDES. Fls 1-474. P. 118. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br> Acesso em: 17 de abril de 2014.

<sup>23</sup> Muito embora não se esgotem aqui as diversas possibilidades de manifestação dos famigerados riscos econômicos.

<sup>24</sup> Outro risco econômico seria o relacionado aos regimes fiscais, que como elemento alheio à organização pode afetar de maneira direta e determinante os empreendimentos das organizações petrolíferas. Muito embora nós, particularmente, entendamos tal risco, referente aos ordenamentos jurídicos-legais dos Estados onde se situam as reservas, antes de ser econômico, é um risco de cunho político. Para maiores debates DOURADO, José Diamantino de Almeida. *Risco e oportunidades na exploração de petróleo no Brasil e do Atlântico Sul*. 2007. 159 f. Tese (Doutorado em Ciências) – Faculdade de Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: [http://www.fgel.uerj.br/Pos\\_Grad/res\\_jddourado.htm](http://www.fgel.uerj.br/Pos_Grad/res_jddourado.htm) Acesso em: 8 de abril de 2014. P. 30.



### 3.3. Riscos Financeiros

Quanto a estes riscos, os financeiros, de certa maneira são multidisciplinares por se relacionarem com decisões políticas, impactos ambientais e sociais, investimentos de capital estrangeiro, etc. São eles aquelas incertezas que se aprofundam sobre as estimativas de êxito de determinado projeto exploratório. Em diversas ocasiões, vinculam-se os riscos financeiros à capacidade de investimentos das companhias petrolíferas, o que em parte se assemelha aos riscos econômicos, só que nesta oportunidade apresenta-se uma preocupação em destaque: a de como a companhia irá fazer para financiar os seus projetos ou investimentos<sup>25</sup>.

Por exemplo, se a exploração de um projeto “x” de determinada companhia petrolífera envolver um financiamento e a empresa estiver com uma dívida, este contratempo deverá ser quitado de acordo com os métodos convencionais<sup>26</sup>. Por outro lado, se o capital alocado for próprio ou dependente dos eventuais lucros da exploração em questão (a qual, por sua vez, também é associada a ambos os riscos outrora analisados) a empresa não arcará com obrigações fixas e quanto maior a quantidade de obrigações fixas maiores também serão os riscos financeiros a serem suportados pela organização empresarial.<sup>27</sup>

Tratando-se de situações de exploração de petróleo, fração considerável dos recursos capitais a serem levantados pelas empresas têm procedência estrangeira – dada a disponibilidade destas em termos de globalização – o que além de aumentar os riscos financeiros também faz crescer os riscos políticos.<sup>28,29</sup>

---

<sup>25</sup> BERTOLO, Luiz A. *Tipos de Riscos*. P. 5. Disponível em: <http://www.bertolo.pro.br/AdminFin/AnalInvest/riscoretorno.pdf> Acesso em: 26 de maio de 2014.

<sup>26</sup> Na forma da lei.

<sup>27</sup> DOURADO, José Diamantino de Almeida. *Risco e oportunidades na exploração de petróleo no Brasil e do Atlântico Sul*. Op. Cit. P. 5.

<sup>28</sup> Visto que a legislação que regula atividade de exploração e produção de óleo varia de Estado para Estado assim como a própria interpretação deste ordenamento jurídico, podendo causar problemas financeiros inesperados aos investidores. Por razão tal, as grandes companhias buscam investir em países em que o sistema regulatório seja estável e confiável e que busquem cumprir este tipo de contrato em longo prazo. Porém, algumas empresas não acompanham referido raciocínio, simplesmente migrando para onde “ouvirem o chamado do petróleo”, pouco considerando sobre suas reais preferências e as que lhes serão disponibilizadas. Desta conjuntura surgem numerosos inconvenientes aos empreendedores dentre os quais podem destacar-se a nacionalização de última hora das empresas internacionais, as mudanças políticas em consequência da rotatividade da democracia que permite outros representantes, os quais podem defender ecléticas ideologias, sendo assim as empresas podem começar com um negócio “x” e terminar com um negócio “y” (podendo tal observação ser compreendida na forma positiva ou negativa) visto que o governo local pode mudar de ideia depois que o capital já tiver sido investido, com o intuito de obter mais lucro para si mesmo, supervalorizando e dando vez às empresas nacionais. Nesta conjuntura, é importante para as organizações internacionais atuantes possuírem um relacionamento harmônico com os Estados que estiverem a explorar se quiserem permanecer lá por um período razoável. *5 Biggest Risks Faced By Oil And Gas Companies*. Andrew Beattie. 26 de Abril de 2012. Investopedia. Disponível em: <http://www.investopedia.com/articles/fundamental-analysis/12/5-biggest-risks-faced-by-gas-and-oil-companies.asp> Acesso em: 23 de abril de 2014.

Destarte, os investidores devem ser cautelosos ao ingressarem no universo petrolífero, pois este, apesar de ser atrativo e floreado de promessas, tem como característica fixa e bem delineada a alta propensão a riscos. Deve haver uma gestão eficiente do risco e o próprio investidor, além de possuir um conhecimento mínimo no setor, tem que estar bem assessorado por profissionais com experiência na área<sup>30</sup>.

É bem verdade que os países em desenvolvimento estão sempre à procura de formas de atrair o investimento estrangeiro para os auxiliar nesta arduosa subida ao disputado “primeiro mundo” visto que os mesmos não possuem, em muitas ocasiões, nem recursos monetários nem condições de sustentar esquemas de grande porte, sejam de infraestrutura, sejam os relacionados à energia (rede elétrica, petróleo, renováveis), etc. O *project finance* destaca-se como ferramenta cintilante em auxílio a estas nações, muito embora tão-somente<sup>31</sup>

---

<sup>29</sup> A Mapplecroft disponibilizou em 2013, auxiliada pela prática global de crédito e risco político da Marsh um mapa de risco político que aponta, dentre diversos dados, quais são os países emergentes que apresentam mais riscos e obstáculos às oportunidades de crescimento das empresas investidoras do setor. Por exemplo, através do mapa é possível constatar que 38 países ou a cada cinco, um dos países analisados são alvo de aumento da violência política, ao passo que em 2012 eram 28 e fatia considerável do acréscimo destes números é reflexo de atos terroristas e da própria violência política disseminada na Líbia, Sali, Síria, Mali, Líbano, entre outros Estados do Norte e Ocidente Africanos e Oriente Média. Ainda pode-se extrair do mapa que os países que mais apresentam riscos de mudança de regimes em decorrência de revoltas sociais são: Guiné-Bissau, Zimbábue, Síria, Madagascar, Sudão Meridional, Paquistão, Iémen, Mali, Bangladesh, Quênia e Turquemenistão. In Marsh Brasil. *Mapa de risco político: Marsh e Maplecroft*. 07 de fevereiro de 2013. Disponível em: <http://brasil.marsh.com/Not%C3%ADciaseInsights/Lideran%C3%A7adeIdeias/Artigos/ID/28807/MAPA-DE-RISCO-POLITICO-MARSH-E-MAPLECROFT.aspx> Acesso em: 14 de agosto de 2014.

<sup>30</sup> “O investidor deve selecionar o tipo de fundo de investimento que mais combina particularmente com o objetivo de risco-recompensa pretendido, com a mais plena consciência de que normalmente as probabilidades de lucro diminuem ao passo que o risco aumenta. Importante mesmo é a gestão do fundo de investimento, muito embora muitos fatores alienígenas possam ser determinantes e observados com cautela. As mudanças nas taxas e tributações também devem ser avaliadas, para os indivíduos mais conservadores. Parece que um substancial processo educacional deve tomar lugar se os investidores decidirem fazer transições de investimento comum em operações envolvendo fundos de investimento em petróleo e gás natural. O autor concorda, com o entendimento de que com o tempo, os investidores individuais migrarão em busca de fundos de produção, enquanto os principais participantes em exploração e desenvolvimento de prospecção serão investidores corporativos, isto é, adotarão um risco partilhado” (Tradução nossa). BROWN, Robert. A. *Investing in Oil and Gas Drilling Funds*. Alberta Law Review. Vol. XVI, 16 Alta. L. Rev. 232 1978. P.248. Disponível em: <http://heinonline.org> Acesso em: 28 de maio de 2014.

<sup>31</sup> Em alguns países da América Latina e em desenvolvimento, como por exemplo, no Equador, acontece um fenômeno no qual o Estado só possui a verba para gerir sua própria economia, carecendo do capital de investidores estrangeiros para desenvolver a infraestrutura necessária a ser utilizada. Ao passo que a América Latina abriga propostas quantificadas em 31,6 bilhões de dólares em projetos de infraestruturas, a Associação Internacional de Financiamento de projetos estima que a área precisa de recursos de aproximadamente 800 bilhões de dólares, durante cinco anos consecutivos para que seja promovida sua infraestrutura. Tal condição aprisiona a região, visto que nem o governo nem as instituições privadas investiram o suficiente para alavancar o desenvolvimento da zona. No caso do Equador, a negligência do investidores estrangeiros se dá pela aversão dos mesmos ao governo populista (exemplo: o governo equatoriano recentemente promulgou uma lei que exige que todas as companhias petrolíferas atuantes nos Estado devem promover as políticas de governo do País. As atuações do atual Presidente do Equador aterrorizam os investidores que temem advenços populistas como: nacionalização, expropriação e outras formas de renegociação contratual, isto é, mudança unilateral do contrato outrora planejado o que compromete o orçamento inicial programado pelo investidor) do Estado, entretanto o Banco Mundial anunciou que o desenvolvimento da América Latina é lento em relação à outras regiões, como a

não seja a saída suficiente e única para tais Estados, que sempre podem dar mais descerramento aos investidores, garantindo o retorno dos seus investimentos, através de contratos mais estáveis, melhor regulação e legislação sobre o assunto, etc.

Nesta conjuntura, encara-se o *project finance* como instrumento acessório ímpar, pelo fato de ajudar na minimização dos riscos políticos, alinhando a longo prazo as vontades dos investidores às dos governos dos países. Porque o instituto de financiamento em tela faz uso do fluxo de caixa do próprio projeto objeto do financiamento sem aceder aos principais fornecedores de capital, que sejam: os investidores. Desta forma, estes podem procurar projetos com base exclusivamente no mérito ou sucesso dos mesmos, pois os riscos políticos, ambientais, sociais e outras circunstâncias alheias que possam desestruturar as suas expectativas estarão afastados pela segurança oferecida pela disposição de funcionamento do *project finance*, que não dá vez a tais dispersões, sendo cicatrizado predominantemente por duas<sup>32</sup> vantagens preeminentes: distribuição de riscos e utilização do fluxo de caixa do próprio projeto.

Em relação ao Brasil, o país é deveras atrativo para os investidores estrangeiros em comparação aos outros Estados do BRICS<sup>33</sup>. Em 2011, foram registrados 70 bilhões de dólares em investimento estrangeiro direto no país, enquanto em 2012 tal número seria de aproximadamente 50 bilhões.

Em contraponto ao exposto, especialmente no que concerne ao Brasil, no que diz respeito à situação legal, há um lado negativo: os direitos de intervenção ainda se configuram como um problema, pois o regime jurídico do Estado não permite auto remediação e as ferramentas possíveis comumente validadas para pragmatizar tais prerrogativas (usufrutos condicionados, *golden shares*, assinatura condicionada de contratos, poder de procuração, etc.) ainda estão em fase de testes<sup>34</sup>.

---

África e a Ásia, configurando-se este como motivo de repúdio à América em detrimento das citadas zonas. Contudo, sabe-se bem que a real tormenta que desestabiliza as intenções dos investidores estrangeiros na América Latina é a onda populista que assola os governos do continente, os mesmos têm medo de depositar seus recursos financeiros em um lugar que tomará todos os benefícios deste depósito, não viabilizando nenhuma vantagem para os próprios depositantes, os quais são só agem e se movem pelo interesse em retornos e expectativas em torno de seus investimentos. SMALL, Jenny. *Project finance investors: solution to populismo*. International Law & Management Review. Volume 10. J.D. Boston University School of Law, 2013. Fls. 71-90. P. 71-76.

<sup>32</sup> Vantagens desenvolvidas em SMALL, Jenny. *Ibidem*.

<sup>33</sup> Sigla referente aos países: Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul (no inglês: South Africa). Economias em destaque por progressos consideráveis no tocante ao seu acelerado desenvolvimento nos últimos anos.

<sup>34</sup> FLORES, Thiago Vallandro. SANCHES, Ricardo. *More Deals, New Structures: As Brazil Attracts Further Foreign Project Finance investment, Lenders are Increasingly Gaining Protection through Security Liens and Step-In Rights* [notes]. International Financial Law Review, Vol. 30, Issue 10 (December/January 2012), pp. 96-

O que também pode ser um embaraço ao investimento estrangeiro no Brasil é a legislação tributária a qual é detalhada e complexa por envolver as diferentes esferas (federal, estadual, municipal) configurando-se uma atualização constante e muitas vezes impertinente de tais tributos/sistema, além do empecilho adicional da obtenção de licenças ambientais, procedimento este que é quase sempre moroso e que atrasa os projetos, sejam eles quais forem<sup>35 36</sup>.

Como visto, o *project finance* é figura presente nos projetos de exploração e produção petrolífera brasileiros, principalmente (nos últimos tempos) por conta dos desafios geológicos e tecnológicos advindos com o pré-sal, os quais impuseram à Petrobras<sup>37</sup> obrigações em termos de novos investimentos e alocação de recursos financeiros.

Através da criação de sociedades com propósito específico, as SPEs (como aconteceu no Campo de Marlim, na Bacia de Campos, exemplo clássico da experiência brasileira) a Petrobras escolheu valer-se de projetos estruturados em diversos campos exploratórios, o que possibilitou o ingresso de operadores diversificados, tanto internacionais quanto nacionais. Note-se que para a execução do *project finance* pressupõe-se a existência de tal firma (SPE) visto que é esta que irá recolher os almejados recursos para que seja materializado o projeto. Esta SPE forma-se, geralmente, da soma do capital dos seus acionistas com a dívida contraída pelos seus investidores<sup>38</sup>.

Apesar de o *project finance* ser forma segura e eficiente, como supracitado, não é modalidade exclusiva quando se trata da dispersa constelação de investimentos em exploração e produção de petróleo, até porque apesar de ser interessante para as NOCs<sup>39</sup> (categoria na qual se encaixa a Petrobras) não parece ser a oportunidade de ouro para uma companhia

---

97.30 Int'l Fin. L. Rev. 96 (2011-2012). P. 96-97. Disponível em: <http://heinonline.org> Acesso em: 16 de junho de 2014.

<sup>35</sup> Este universo de riscos/contratempos pode ser encarado no vasto campo de possibilidades dos riscos políticos num primeiro momento e dos riscos ambientais, respectivamente.

<sup>36</sup> D'ALMEIDA, Albino Lopes (et al.). *Project Finance na Bacia de Campos, a maior região produtora de petróleo do Brasil*. In: XXXIX Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2007, Fortaleza, CE. Anais do XXXIX Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2007. Disponível em: <http://www.din.uem.br/sbpo/sbpo2007/pdf/arq0041.pdf> Acesso em: 10 de junho de 2014. P. 2162.

<sup>37</sup> Petrobras – Petróleo Brasileiro S/A. Sociedade anônima de capital aberto, cujo acionista majoritário é o governo brasileiro. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/quem-somos/perfil/> Acesso em: 16 de junho de 2014.

<sup>38</sup> D'ALMEIDA, Albino Lopes. *Estruturação do Project Finance para o Campo de Petróleo de Marlim*. In: XXVI Encontro Nacional de Programas de Pós-Graduação em Administração, 2003, Atibaia, SP. Anais do XXVI Encontro Nacional de Programas de Pós-Graduação em Administração, 2003. Disponível em: [http://www.anpad.org.br/diversos/trabalhos/EnANPAD/enanpad\\_2003/FIN/2003\\_FIN41.pdf](http://www.anpad.org.br/diversos/trabalhos/EnANPAD/enanpad_2003/FIN/2003_FIN41.pdf) Acesso em: 9 de junho de 2012. P. 2-4.

<sup>39</sup> Sigla para *National Oil Companies*. São as companhias de petróleo estatais ou controladas pelo Estado, por assim se dizer.

internacional, que usualmente tem um bom *rating*<sup>40</sup> (existe um *trade off*<sup>41</sup> entre o custo de capital e o risco<sup>42</sup>). É evidente que as grandes OCs<sup>43</sup> tomam as rédeas do setor sempre que possível, sendo este uma das marcas da indústria do óleo, só que não atuam necessariamente com sistemas de financiamento com finalidade específica, focalizada e centrada num único projeto, a outra opção seria o denominado financiamento genérico.<sup>44</sup>

Por síntese, é possível perceber que os riscos financeiros são elementos fortemente imbuídos à indústria petrolífera, não se podendo falar desta sem que esses sejam lembrados. Para dirimi-los, faz-se mister a harmonização dos mecanismos ora existentes. Como vimos

---

<sup>40</sup> O *rating* é uma escala de classificação, ferramenta essencial disponibilizada aos investidores para que estes possam ter noção dos riscos relativos aos seus investimentos, geralmente é organizada por agências de crédito que dão espécies de notas e avaliações às empresas do jogo. Se uma firma tem um bom *rating* significa que é confiável, isto é define se esta é capaz de pagar tanto o montante principal quanto os juros/vencimentos e outras despesas supervenientes relacionadas ao débito. Financial Times. *Definiton of Rating Agencies*. Disponível em: <http://lexicon.ft.com/Term?term=rating-agencies> Acesso em: 17 de junho de 2014.

<sup>41</sup> Um *tradeoff* ocorre quando é necessário se abrir mão de uma peculiaridade para que se ganhe outra, quando há impedimento de escolha de ambas. Disponível em: <http://www.logisticadescomplicada.com/glossario-descomplicado/> Acesso em: 17 de junho de 2014.

<sup>42</sup> BAIN & COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. *Relatório III – Desenvolvimento da cadeia produtiva de petróleo e gás e investimentos em E&P*. Op. Cit. P. 219.

<sup>43</sup> As Oil Companies (OCs) podem ser privadas ou empresas públicas, isto é, estatais. Segundo a Forbes (2012) as vinte e cinco maiores OCs do mundo são (ordem decrescente): Saudi Aramco, Gazprom, National Iranian Oil Co., ExxonMobil, PetroChina, BP, Royal Dutch Shell, Pemex, Chevron, Kwait Petroleum Corp., Abu Dhabi National Oil Co., Sonatrach, Total, Petrobras, Rosneft, Iraqi Oil Ministry, Qatar Petroleum, Lukoil, Eni, Statoil, ConocoPhillips, Petroleos de Venezuela, Sinopec, Nigerian National Petroleum e Petronas. In: Forbes. *The World's 25 Biggest Oil Companies*. Disponível em: <http://www.forbes.com/pictures/mef45gkei/not-just-the-usual-suspects/#> Acesso em: 17 de junho de 2014.

<sup>44</sup> Ainda sugerindo um leque de opções dentre as quais pode se manifestar este financiamento “genérico”, mas não somente neste, saliente-se que uma das particularidades de tal modalidade é o desapareço a um projeto específico. São elas, detalhadamente:

- a) IPO e emissão de ações – quando as empresas se valem do mercado de capitais para alocar fundos financeiros, por meio da negociação de ações, sejam elas ordinárias ou preferenciais. IPO significa *Initial Public Offering* e é referência à oferta pública primeira das ações. Esta ferramenta pode ser utilizada pelas companhias de capital aberto, como é o caso das OCs internacionais;
- b) Fundo de investimento (*private equity*) – são aqueles investimentos feitos diretamente em firmas fechadas ou quando acontece o *buyout* (que seria uma espécie de aquisição avançada) de empresas de capital aberto, o que as torna também fechadas;
- c) Títulos de dívida – é um modo de contratação de débitos/dívida, em conjunturas de longo prazo, no mercado de capitais. É comum a periodicidade de juros e a quitação do montante principal somente quando vencido o título. É o caso das debêntures no Brasil. Títulos de dívida são formas de alocação de instrumentos de financiamento deveras utilizadas pelas IOC (International Oil Companies);
- d) Empréstimos de bancos comerciais – são empréstimos, como o próprio nome já ordena, cuja fonte são os bancos comerciais, observe-se que aqui os prazos são pré-determinados, havendo ou não a possibilidade de cessão de crédito por um colateral, dependendo da credibilidade ou não da *oil company*, se esta tiver um bom *rating*, não será uma necessidade, por outro lado se houver uma predisposição a mais riscos a cessão de garantia será vinculada;
- e) Empréstimos de bancos públicos nacionais ou multilaterais – semelhante ao tópico anterior porém, a diferença percebe-se pelo acesso à estas instituições, pois este é restritivo a determinado elenco de corporações ou atado à uma finalidade qualquer. No Brasil, tem-se o exemplo do BNDES – O Banco Nacional do Desenvolvimento, da Caixa Econômica Federal e do Banco do Brasil, trio este que é importante credor da Petrobras. BAIN & COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. *Relatório III – Desenvolvimento da cadeia produtiva de petróleo e gás e investimentos em E&P*. Op. Cit. P. 214-216.

em prévia o *project finance*, análise de gerenciamento do risco<sup>45</sup> e outros mais, com as condições inseparáveis estigmatizadas do setor petrolífero (investimentos a prazo extenso, contratos de longa duração, que pressupõem grandes porções de dinheiro e tecnologia avançada em seus empreendimentos, etc.).

Neste viés, enfatizada e anotada a complexidade desmedida da exploração petrolífera em relação a outras áreas da atividade econômica, não há uma uniformização no que se toca ao regime jurídico contratual a ser adotado por cada país hospedeiro, o qual varia consoante as particularidades e condições (favoráveis ou não aos investidores) ofertadas pelo mesmo. Neste diálogo, as modalidades mais recorrentes ao redor do globo são os contratos de concessão, partilha de produção e prestação de serviços<sup>46</sup>.

---

<sup>45</sup> Sobre a gestão do risco valendo-se da Teoria da Utilidade *vide* GONÇALVES, Felipe Luiz Papaiz. *Estudo de indicadores de risco para seleção e otimização de carteiras de prospectos petrolíferos*. 5º Congresso Brasileiro de pesquisa e desenvolvimento em petróleo e gás. 8 fls. P. 1-8. Disponível em: <http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/5/publicacoes/repositorio/trabalhos/4782009.34.1.2.pdf> Acesso em: 23 de maio de 2014.

<sup>46</sup> ANDRADE, José Carlos Vieira de. MARCOS, Rui Manuel de Figueiredo (Coord.) *Direito do Petróleo*. Op. Cit. P. 36.

## CAPÍTULO II

### 4. REGIMES JURÍDICO-REGULATÓRIOS E CONTRATOS NA ATIVIDADE PETROLÍFERA

#### 4.1. Introdução Acerca dos Regimes Jurídico-Regulatórios e Contratos de Direito do Petróleo<sup>47</sup>

Bem, para que ocorra o funcionamento harmonioso do sistema petrolífero, alguns critérios devem ser analisados, como é o caso que se levanta agora da contratação. A regra geral é a de que estes contratos sejam efetuados entre o país detentor do recurso natural – visto que na maioria dos casos de exploração de que se tem notícia o petróleo é considerado um bem de utilidade pública e de domínio estatal<sup>48</sup> – e as empresas petrolíferas, sejam estas as próprias nacionais ou as companhias internacionais. É ordinário acontecer entre as duas vias. Sendo assim, majoritariamente, o que ocorre quando da exploração de petróleo é o pagamento de *royalties*<sup>49</sup> ao proprietário do solo pela exploração do subsolo.

Como explicado, na maior parte das vezes a titularidade do subsolo é do Estado. Todavia nem sempre será de tal maneira. Nos Estados Unidos – numa considerável fatia dos estados do país, inclusive no Texas – as reservas de petróleo pertencem ao proprietário do

---

<sup>47</sup> Este estudo opta por direcionar sua atenção às atividades *upstream* da atividade petrolífera, reservando o funcionamento *downstream* do setor para pesquisas futuras.

<sup>48</sup> Como é o caso do Brasil já que a Constituição Da República Federativa do Brasil de 1988, em seu 177º artigo diz que é monopólio da União:

“... I – a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos;

II – a refinação do petróleo nacional ou estrangeiro;

III – a importação e exportação dos produtos e derivados básicos resultantes das atividades previstas nos incisos anteriores;

IV – o transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional ou de derivados básicos de petróleo produzidos no País, bem assim o transporte, por meio de conduto, de petróleo bruto, seus derivados e gás natural de qualquer origem;

V – a pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados, com exceção dos radioisótopos cuja produção, comercialização e utilização poderão ser autorizadas sob regime de permissão, conforme as alíneas b e c do inciso XXIII do caput do Art. 21 desta Constituição Federal...” (Muito embora tal monopólio nos dias de hoje esteja relativizado, assunto este que irá ser tratado em breve neste estudo).

<sup>49</sup> Sobre os *royalties*: “Em tese, os *royalties* são apenas uma compensação paga a Estados e municípios produtores para cobrir diferentes custos relacionados à exploração dos recursos naturais, como investimentos em infraestrutura e danos ambientais. Mas, como o petróleo é considerado um patrimônio nacional, a questão dos *royalties* ganha contornos estratégicos que determinam como os países lidam com suas riquezas naturais.” GGN. *Como outros países tratam a questão dos royalties*. Assis Ribeiro. 13 de novembro de 2012. Disponível em: <http://jornalggn.com.br/blog/luisnassif/como-outros-paises-tratam-a-questao-dos-royalties> Acesso em: 16 de julho de 2014.

solo/terreno, isto implica dizer que a propriedade do petróleo pode ser tanto do Estado, quanto de uma figura privada.

É salutar mencionar-se que a atividade petrolífera pressupõe sortidas formas de manifestação no percurso entre o início da busca por uma reserva à revenda dos produtos finais. Referida trajetória induz etapas como: exploração de jazidas, transporte, refino, entre outras<sup>50</sup>. Assim, cada Estado em que estejam localizadas as reservas petrolíferas, é quem escolhe como gerir e administrar tais atividades, seja exclusivamente, o que se conhece por monopólio, seja com a participação de corporações alienígenas no universo estatal, as empresas estrangeiras (que têm atuação bastante incidente no setor). A indústria do petróleo é, como é de fácil observação, deveras internacionalizada, com a presença constante de instrumentos e agentes internacionais (além de outros ícones como agências governamentais e organizações não governamentais).

Em recorrência aos regimes jurídico-regulatórios de exploração e produção de petróleo, estes são ditados pelos países possuidores do recurso mineral, como já fora

---

<sup>50</sup> Para que o petróleo bruto chegue aos seus produtos finais, um longo caminho é percorrido pela indústria extrativa do hidrocarboneto. Sendo assim este trajeto pode ser dividido (normalmente) nas seguintes fases, respectivamente:

- Exploração – esta fase visa a descoberta e o apontamento dos campos de petróleo e gás natural, é imprescindível nesta etapa a atuação dos geólogos, geofísicos e engenheiros do petróleo, estes profissionais, através de seus conhecimentos específicos e, claro, de acordo com a tecnologia disponível aos mesmos irão demonstrar através da técnica (dados sísmicos, sobretudo) em que determinado lugar mais provavelmente há indícios de petróleo ou onde devem ser perfurados os poços, etc.;

- Desenvolvimento – considera a preparação para a produção em si, para a comercialização do óleo. Esta fase é a que delimita se o óleo presente no campo é comerciável ou não, ou ainda suas qualidades, visto que como é bem sabido existem vários tipos de petróleo, os mais densos, mais leves, mais viscosos, características estas que condicionam o preço do hidrocarboneto ou as possibilidades de derivados deste. Neste ínterim será verificada a quantidade de petróleo disponível na reserva, se é economicamente viável ou não, analisadas as características geológicas do subsolo que irão ser determinantes para a instalação do maquinário da produção, especificadas quais estruturas serão utilizadas, quais tecnologias serão necessárias para a próxima fase, etc.;

- Produção – é a extração do óleo em si, a retirada do mesmo de seu “habitat natural”, de onde é encontrado na natureza, a sua extração comercial, em larga escala e consequente armazenamento;

\*Estas três etapas são conhecidas como atividades upstream da indústria petrolífera, ao passo que as três próximas a seguir são tidas como as atividades downstream.

- Transporte – o transporte do óleo nada mais é que sua transferência de onde foi extraído para qualquer lugar em que se precise dele. Tal locomoção pode ser feita por meio de gasodutos, oleodutos, navios petroleiros e terminais marítimos.

- Refino – é uma sequência de procedimentos que objetivam a transformação do petróleo em um de seus produtos derivados, uma refinaria para funcionar deve cumprir alguns precedentes técnicos, por exemplo: estar próxima ao local onde há extração de petróleo ou maior consumo do mesmo e de seus derivados.

- Distribuição – é o comércio por atacado com os interessados no hidrocarboneto e suas subespécies.

*O que é petróleo?* Departamento de Engenharia do Petróleo, Unicamp. Disponível em: <http://www.dep.fem.unicamp.br/drupal/?q=node/27> Acesso em: 17 de abril de 2014 e BAIN & COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. *Relatório Consolidado do BNDES – Estudos de alternativas regulatórias, institucionais e financeiras para a exploração e produção de petróleo e gás natural e para o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Brasil*. São Paulo, 26 de junho de 2009. Fls 1-236. P. 213. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br> Acesso em: 17 de abril de 2014.



desenvolvido, os quais por conclusão óbvia irão hospedar os projetos. Tais regimes variam em consonância com o relacionamento destes Estados com os respectivos organismos internacionais interessados na barganha pelo petróleo, são também espelho real dos comportamentos políticos e econômicos da nação em tela, dependem, portanto das normas tributárias, constitucionais e infraconstitucionais, das estratégias do Estado com relação ao petróleo, ou seja, qual é o grau de importância ou como este é tratado internamente naquele país<sup>51</sup>, etc.

Na verdade o que acontece é que o Estado hospedeiro admite a entrada daquele organismo internacional em seu território porque é carente em investimentos e em capital, precisa de fundos para circular os projetos em larga escala, entretanto, por não possuir economia solidificada e estável, não pode sustentar sozinho os riscos de tão alargados investimentos. Desta maneira, os Estados acabam por ter atenção redobrada a estes últimos, criando organismos para evitar que as companhias estrangeiras aloquem totalitariamente os lucros da exploração; porém tal precaução pode acabar esmagando o funcionamento e os objetivos das *international oil companies*, a cada dia mais temerosas de caírem no sinuoso abismo da nacionalização<sup>52, 53</sup>.

Tomados em conta tais fatos, torna-se oportuno um aprofundamento acerca das modalidades jurídico-regulatórias sob a ótica do compartilhamento do risco entre o Estado hospedeiro e os outros sujeitos da contratação do setor petrolífero, que são, na sua maioria, as corporações estrangeiras.

---

<sup>51</sup> Como se sabe o petróleo é, por vezes, considerado um ativo financeiro estratégico. Uma das principais fontes de energias primárias do mundo, principalmente no que se refere ao setor dos transportes, pois é um excelente combustível fóssil. Além disto, ainda abastece as forças armadas, energeticamente falando, tanto em terra quanto no mar. Aliás, sob uma perspectiva histórica, foi seu destaque nas bases militares que o inseriu no topo da geopolítica internacional. Para mais, sobre a evolução do petróleo como instrumento estratégico, caracterizado por dar a força, capital e poder a quem o possuir, *vide*: FILHO, Ernani Teixeira Torres. *Petróleo: Concorrência, Regulação e Estratégia*. Revista Economia política internacional Análise Estratégica, jul/2004 e Ministério Minas e Energia Brasil. *Contexto mundial e preço do petróleo: uma visão de longo prazo*. 2008, Disponível em: [http://www.epe.gov.br/Petroleo/Documents/Estudos\\_29/Contexto%20Mundial%20e%20Pre%C3%A7o%20do%20Petr%C3%B3leo%20Uma%20Vis%C3%A3o%20de%20Longo%20Prazo.pdf](http://www.epe.gov.br/Petroleo/Documents/Estudos_29/Contexto%20Mundial%20e%20Pre%C3%A7o%20do%20Petr%C3%B3leo%20Uma%20Vis%C3%A3o%20de%20Longo%20Prazo.pdf) Acesso em: 25 de junho de 2014. P. 7-33.

<sup>52</sup> Importa aqui lembrar do recente caso da empresa espanhola YPF nacionalizada pelo governo argentino em 2012, quando o governo do país sul-americano aprovou em seu Parlamento a expropriação das ações que a Repsol outrora possuía no grupo petrolífero (já que este foi considerado de utilidade pública, passando a submeter-se aos poderes e controle argentinos) tal fato incorreu em uma situação diplomática embaraçosa para os dois países. *Espanha e Argentina fecham acordo para pôr fim ao conflito entre Repsol e YPF*. Por Pedro Crisóstomo em 26 de novembro de 2013. Fonte Disponível em: <http://www.publico.pt/economia/noticia/espanha-e-argentina-fecham-acordo-para-por-fim-ao-conflito-entre-repsol-e-ypf-1613965> Acesso em: 18 de junho de 2014.

<sup>53</sup> DE SÁ RIBEIRO, Marilda Rosado. Direito dos Investimentos e o Petróleo. RFD-Revista da Faculdade de Direito da UERJ, 2011, 1.18. P. 1-6.

## 4.2. Modalidades de Regimes Contratuais

Para além do atual sistema de regimes jurídico-regulatórios de exploração e produção petrolífera, existe um aparato evolutivo, o qual abrigou *nuances* e obstáculos para se chegar ao que hodiernamente se tem conhecimento. Em princípio, é possível escalar duas ramificações claras de tipos contratuais do setor de hidrocarbonetos: os contratos tradicionais e os contratos modernos<sup>54</sup>. O panorama dos contratos tradicionais é marcado pelas concessões, dentre elas a que alavancou as demais foi a famigerada Concessão D'Arcy<sup>55</sup>, celebrada em 1901 entre o britânico William Knox D'Arcy e o Xá Muzaffaraddin, a Concessão D'Arcy permitia a exploração do óleo pelo primeiro no atual território do Irã durante sessenta longos anos o qual em contraprestação pagaria ao antigo império persa uma pequena quantia e 16% dos lucros da companhia – a *British Petroleum*.

Os modelos tradicionais de concessão foram marcados por injustiças e falta de preparação dos países hospedeiros dos projetos que – localizados em áreas remotas eram aficionados de investimentos estrangeiros – acabavam por se submeter a condições extremamente desvantajosas e primitivas, como bem nos contam as anedotas históricas. Assim, as companhias eram titulares de muitas prerrogativas exploratórias e em simultâneo possuíam poucas obrigações pecuniárias em relação ao Estado titular originariamente dos recursos minerais. Isto é, o relacionamento entre Estado e concessionária não era nada equilibrado, ocasionando em reformas e revisões contratuais constantes<sup>56</sup>.

A transição dos contratos tradicionais para os contratos modernos de petróleo tem influência destacada pelo *Sherman Act*,<sup>57</sup> lei antitruste norte-americana – aprovada em 1890 –

---

<sup>54</sup> Em adição acerca desta classificação vide: BARBOSA, Alfredo Ruy. *Breve panorama dos contratos no setor de petróleo*. Jus Navigandi, Teresina, ano 7, N.º 55, 1 mar. 2002. P. 33.

<sup>55</sup> Conteúdo complementar em relação à concessão D'Arcy e suas consequências, no tocante às concessões iranianas em: MAFI, Homayoun. *Iran's Concession Agreements and the Role of the National Iranian Oil Company: Economic Development and Sovereign Immunity*. Nat. Resources Journal., 2008, 48, Number 2, Spring 2008: 407 fls. P. 408-412. Disponível em: [http://lawschool.unm.edu/nrj/volumes/48/2/08\\_mafi\\_iran.pdf](http://lawschool.unm.edu/nrj/volumes/48/2/08_mafi_iran.pdf) Acesso em: 21 de junho de 2014.

<sup>56</sup> FERREIRA, Igor S. de Aquino. *Contratos da Indústria Petrolífera*. P.6. Disponível em: <http://www.ebah.pt/content/ABAAAagkEAE/contratos-na-industria-petrolifera> Acesso em: 14 de julho de 2014.

<sup>57</sup> O *Sherman Act* proibiu acordos comerciais entre empresas – os quais restringiam o livre comércio – e as tentativas de monopolização do mercado petrolífero, as quais são prejudiciais aos interesses dos consumidores e pequenos empresários bem como à democracia e seus princípios. É bem verdade que a lei encontrou entraves em seu percurso habitual – especialmente no que se refere à secção 2 – quando repousou no debate americano, debate este existente desde a formação do país, entre aqueles que acreditam, como Thomas Jefferson (os jeffersonianos), que as grandes instituições são dignas de desconfiança, preferindo uma nação constituída de pequenos empresários e entre aqueles que creem – acompanhando o raciocínio de Alexander Hamilton (os hamiltonianos) que organizações centralizadas podem resolver com maior primor e eficiência os problemas da sociedade. Partindo destes pressupostos, o *Sherman Act* representa o compromisso entre os posicionamentos

cuja criação desencadeou uma série de condenações à *Standard Oil*<sup>58</sup> as quais culminaram em sua dissolvência, além, é claro, da presença de outros acontecimentos<sup>59</sup> da época como o aumento da demanda e conseqüentemente dos preços do petróleo, a ampliação dos investimentos em *know-how* e até mesmo a desilusão com o regime concessionário usado até então. Destarte, surgiram as formas modernas de contratação no setor petrolífero<sup>60</sup>, como resposta às inovações que foram incorporadas aos contratos do petróleo, especialmente no que se coaduna à experiência mais recente. Modalidades do regime jurídico-regulatório<sup>61</sup> que vamos especificar e distribuir mais à frente; especificar-se-á ainda, as diferenças, particularidades e verossimilhanças entre os demais modelos.

---

ideológicos da dicotomia jeffersoniana e hamiltoniana, na passagem pelo Congresso foi subscrito o pensamento hamiltoniano que diz que uma política nacional era necessária para regular as práticas comerciais dos trustes que vieram a dominar as demais indústrias, inclusive a petrolífera. Noutra vertente, o objetivo do ato era preservar uma sociedade jeffersoniana na qual pequenos empresários seriam capazes de competir livremente sem as indevidas restrições do sistema de trustes. A lei também encorajou as firmas a competir agressivamente diminuindo os preços, desenvolvendo novos produtos e expandindo as exportações, não demorou muito para que as corte federais americanas descobrissem o quão difícil seria determinar quando um intenso monopólio seria benéfico ou prejudicial aos consumidores. De um lado os participantes do monopólio bloqueavam a entrada de novas companhias no mercado, de outra banda abasteciam o mercado com uma gama considerável de produtos a preços relativamente baixos. Para um estudo mais aprofundado e complementar acerca do ato Sherman: PIRAINO JR, Thomas A. *Identifying Monopolists' Illegal Conduct Under the Sherman Act*. New York University Law Review. October 2000. Vol. 75. N.º 4. Fls. 809-892. P. 826-828.

<sup>58</sup> Companhia petrolífera americana existente na época, presidida por John Rockefeller e de ampla atuação na área, atuava amplamente no que se importa à refinação e englobava outras empresas.

<sup>59</sup> FERREIRA, Igor S. de Aquino. *Contratos da Indústria Petrolífera*. Op. Cit. P. 6.

<sup>60</sup> “Os contratos contemporâneos são passíveis de variações, a fim de que possam ser ajustados às constantes flutuações e incertezas da indústria do petróleo em todo o mundo.” BARBOSA. BARBOSA, Alfredo Ruy. *Breve panorama dos contratos no setor de petróleo*. Op. Cit. P. 37.

<sup>61</sup> Os regimes jurídico-regulatórios também podem ser alinhavados de acordo com as prerrogativas dispostas aos particulares, assim encontrar-nos-emos com três categorias distintas:

a) *Acessão* – é o que acontece nos países de procedência anglo-saxônica, às companhias são outorgados pedaços de terra nos quais poderão efetivar os procedimentos exploratórios, em contrapartida comprometem-se ao pagamento de bônus, aluguel da área e royalties;

b) *Dominial* – é cotidiano materializar-se nos contratos de partilha da produção, a partir do momento em que a produção feita pela companhia, bem como as instalações são de propriedade do Estado, enquanto a operadora é reservada uma parte desta produção;

c) *Regaliano* – é a tradição dos países vivência monárquica, aqui as companhias petrolíferas têm o direito de explorar e extrair o óleo de maneira tal que poderá dispor livremente da produção e das instalações. TAVARES, Líliliana Andréa Ferreira in: COELHO, Aislan de Souza. *As participações governamentais e o impacto dos royalties sobre a economia do Estado do Rio de Janeiro*. Revista Âmbito Jurídico. Disponível em: [http://www.ambito-juridico.com.br/site/index.php?n\\_link=revista\\_artigos\\_leitura&artigo\\_id=3437](http://www.ambito-juridico.com.br/site/index.php?n_link=revista_artigos_leitura&artigo_id=3437) Acesso em: 16 de julho de 2014.

#### 4.2.1. Modelo de concessão

Os contratos de concessão<sup>62</sup> pressupõem a transferência dos direitos do Estado de exploração *lato sensu*<sup>63</sup> para uma companhia petrolífera, em troca de determinado montante, não há aqui a concessão de um serviço público, o que existe é a hipotética probabilidade de exploração de um bem de domínio público<sup>64</sup> <sup>65</sup> mediante a aquiescência do seu titular originário. Quando desta outorga de prerrogativas por parte do Estado – ou não<sup>66</sup> – este afasta-se do compromisso de abarcar os riscos da exploração, ficando estes a cargo das OCs, sejam elas internacionais ou nacionais.

Sendo assim, o Estado hospedeiro do projeto, ocasionalmente, não participa diretamente da exploração, recebendo uma contraprestação na forma de impostos – tributação – e de *royalties* (geralmente, mas pode ser outra forma de participação governamental) e não dos lucros resultantes da produção, que são designados às empresas concessionárias<sup>67</sup>. O Estado hospedeiro pode participar ativamente da exploração e produção de petróleo, bem como de gás natural, ocasião em que receberá os lucros oriundos da produção, mas nesta modalidade de regime a sua função resume-se a regular e fiscalizar as atividades *in loco* necessárias à exploração e produção do petróleo.

Genericamente pode-se dizer que a idiossincrasia dos contratos de concessão assenta-se na titularidade imediata do petróleo extraído às OCs, a não ser que a tal exploração seja realizada por uma corporação pertencente ao Estado.<sup>68</sup> Relembrando a discussão acerca das

---

<sup>62</sup> “De acordo com este modelo contratual, o Estado concede ou atribui à companhia petrolífera o direito de desenvolvimento da actividade correspondente ao objecto contratual (prospecção, pesquisa ou exploração petrolífera), recebendo, como contrapartida ou correspectivo dessa concessão, determinada quantia, que pode tomar várias designações ou ter vários enquadramentos jurídicos. Os riscos associados à actividade desenvolvida – as oportunidades de lucros tanto como riscos de perdas – são pois inteiramente suportados pela companhia petrolífera, desligando-se o Estado, em absoluto, das vicissitudes (comerciais, geológicas, financeiras, etc.) que possam atingir o empreendimento.” ANDRADE, José Carlos Vieira de. MARCOS, Rui de Figueiredo. *Direito do Petróleo*. (Coord.). Op. Cit. P.139.

<sup>63</sup> Exploração e produção, pesquisa, lavra e demais atividades que cercam o setor de hidrocarbonetos.

<sup>64</sup> Seria, no caso, uma concessão de exploração do domínio público, que pode ser considerada um contrato administrativo em que um indivíduo particular interessado se obriga a gerir ou explorar um bem que seja de domínio do Estado, isto é: público. SOUSA, Rui Pereira de. *Contratos de Concessão: perspectiva económica, financeira e contabilística*. Areas Editora. Lisboa, 2003. 200 fls. P. 31-32.

<sup>65</sup> MORAES, Alexandre de. *Regime jurídico da concessão para exploração de petróleo e gás natural*. Revista de Informação Legislativa. Brasília. v.37. n.148. P.219-29. out./dez. 2000. P. 223-225.

<sup>66</sup> Como visto nos Estados Unidos o petróleo pode ser de propriedade privada.

<sup>67</sup> BAIN & COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. *Relatório Consolidado do BNDES*. Op. Cit. P. 22.

<sup>68</sup> 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 – BNDES. P. 20. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br> Acesso em: 17 de fevereiro de 2014.

perspectivas histórico-evolutivas das formas contratuais da indústria petrolífera é salutar fazer referência à modernização dos contratos de concessão, os hodiernos são fruto de variadas transmutações – ora nas cláusulas e princípios contratuais ora no objeto, dimensão das áreas a serem exploradas, redução dos prazos, etc. – as quais permitiram um melhor equilíbrio econômico-financeiro entre as partes, aproximando-se paulatinamente às reais necessidades de ambas, e melhorando o diálogo das partes. As concessões modernas, diferentemente das de outrora, têm como objetivo preencher as ambições nacionais e o bem-estar social, bem como alcançar as metas estritamente financeiras<sup>69</sup>.

O regime das concessões também é conhecido como *royalty/tax system* em alusão às contraprestações pagas pelas OCs aos Estados, quando da transferência da propriedade de possivelmente se explorar e produzir hidrocarbonetos por parte dos mesmos. O retorno financeiro ao Estado concedente – que seja, na forma de tributos e *royalties* – fica a cargo da legislação do país, que estabelecerá as diretrizes da contraprestação. Quando finda a concessão (por habitualidade ou até mesmo rescisão), a posse dos equipamentos e das instalações permanentes usadas para os procedimentos exploratórios e produtivos – percurso que já se conhece bem – reflete-se no poder aquisitivo da empresa concessionária, que por sua vez, se responsabiliza pela desativação das operações. Quanto ao cálculo para pagamento – ordenamento este feito pelas OCs em espécie ou em dinheiro – dos *royalties*, é baseado numa porcentagem aplicada na receita bruta da quantidade de óleo recuperada<sup>70</sup>.

Sendo assim, quando das concessões, o governo garante o seu direito de recepção da receita a partir do início da exploração, tais prerrogativas de pagamentos podem incluir também um bônus após a conclusão do contrato. Para mais, realizam-se ainda as rodadas de licitação<sup>71</sup>, por meio das quais quem licitar mais ou dispuser da melhor técnica para explorar consegue a contratação<sup>72</sup>.

---

<sup>69</sup> LIKOSKY, Michael. *Contracting and regulatory issues in the oil and gas and metallic minerals industries*. Transnational Corporations, Vol. 18, N.º 1 (April 2009). 42 fls. P. 8.

<sup>70</sup> NJERU, A. Karembu. *Kenya Oil & Gas Fiscal Regime: An Economic Analysis on Attainment of the Government Objectives*. Oil, Gas & Energy Law Journal (OGEL), 2009, 7.3. 39 fls. P. 5-7. Disponível em: [http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/gateway/files.php?file=CAR-12\\_21\\_300336954.pdf](http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/gateway/files.php?file=CAR-12_21_300336954.pdf) Acesso em: 22 de abril de 2014.

<sup>71</sup> Ou as etapas que se seguem à contratação direta. Aqui tratamos da licitação, embora seja conveniente frisar que esta ferramenta de contratação não é uma particularidade dos regimes de concessões, nem muito menos exclusividade destes, acontecendo também nos outros regimes jurídicos regulatórios de exploração e produção de petróleo. O Estado pode optar tanto pelo sistema de licitações – nas licitações são apresentadas propostas à Administração Pública, os participantes devem preencher certos requisitos técnicos, financeiros e jurídicos, o critério de escolha pode variar conforme a melhor técnica disponível ou pelo melhor preço – quanto pela negociação direta, ou seja, a própria contratação direta com a IOC de seu interesse, a depender de sua legislação. Destarte um país pode escolher um ou outro mecanismo e até mesmo ambos, o que é mais frequente. BAIN &

O concessionário é quem paga o preço da concessão, que usualmente são os encargos do contrato e o bônus de assinatura e tais incumbências são mantidas pelo governo hospedeiro, independentemente de terem sido encontrados hidrocarbonetos ou não e da existência/ocorrência da produção comercial. Por sua vez, se esta última acontece, o governo anfitrião também recebe os *royalties* proporcionais à receita bruta e/ou um imposto relativo aos lucros baseado no lucro liquidado (tanto os *royalties* quanto o imposto são fundamentados pela quantidade e preço a que a produção é vendida). Saliente-se que os riscos de desenvolvimento, bem como os exploratórios são de responsabilidade do concessionário. Ao Estado guardião dos projetos, em situação mais confortável, restam poucos inconvenientes financeiros.

Ainda é oportuno lembrar que também os governos dos países hospedeiros dos projetos de E&P<sup>73</sup> de petróleo submetem-se aos riscos de uma licitação frustrada, que não atrai fortes concorrentes, ou que porventura magnetize aqueles que não tenham, sob o ponto de vista técnico, competência aceitável<sup>74</sup> além da possível inexistência completa de empresas petrolíferas interessadas (o mesmo se pode dizer nos casos de contratação direta, muito embora não haja concorrência, pode ser cerceada a eventual escolha dos Estados para a negociação, ora pela ausência de interessados, ora pela insuficiência – material, técnica e econômica – das corporações cativadas).

Outro fato a ser anotado acerca desta modalidade jurídico-regulatória dos contratos de E&P de petróleo é o de que as empresas concessionárias exploram e produzem o óleo por sua conta e risco e em algumas ocasiões, destacada a influência e importância estratégica do petróleo, surge o dever por parte das OCs de destinar uma parcela da produção ao suprimento do mercado interno do país hospedeiro, incumbindo-se ao mesmo a fiscalização e regulação de tais atividades e procedimentos<sup>75</sup>.

Observe-se que instrumentos jurídicos podem variar quando da contratação na modalidade da concessão, de tal forma que ocasionalmente se manifestam: os contratos de

---

COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. *Relatório I – Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de petróleo e gás natural*. Op. Cit. P. 26.

<sup>72</sup> LIKOSKY, Michael. *Contracting and regulatory issues in the oil and gas and metallic minerals industries*. Op. Cit. P. 4-6.

<sup>73</sup> Sigla pra exploração e produção.

<sup>74</sup> RADON, Jenik. *The ABCs of Petroleum Contracts: License-Concession Agreements, Joint Ventures, and Production-Sharing Agreements*. *Covering Oil: A reporter's Guide to Energy and Development*. Open Society Initiative, New York. 2005. Fls. 61-99. P. 65. Disponível em: <http://www.gmec-ee.com/wp-content/uploads/2013/08/The-ABCs-of-Petroleum-Contracts...pdf> Acesso em: 6 de fevereiro de 2014.

<sup>75</sup> BAIN & COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. *Relatório I – Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de petróleo e gás natural*. Op. Cit, P. 20.

concessão, o *lease* e as licenças<sup>76</sup>. Em relação às áreas das concessões, são denominadas normalmente de blocos. Os encargos da concessão são variados – para o licitante vencedor ou contratado diretamente – no que se refere (também) ao preço do barril de petróleo, à época da assinatura do contrato e ainda da qualidade e quantidade de hidrocarbonetos produzida, bem como da expectativa de produção ao longo da fase exploratória. É comum que estes encargos/taxas da concessão por barril ou barril de óleo equivalente sejam fixados enquanto durar a concessão. Tal assertiva implica dizer que o governo do país hospedeiro vai receber a quantia reverenciada independentemente do capital social, dos lucros e das eventuais despesas da companhia petrolífera.

Como afirmado em outras ocasiões neste estudo, é bem sabido que todos os lucros e despesas vão para as OCs e, além disto, também são das mesmas todos os lucros excedentes (da taxa sobre os barris). Surge então uma questão polêmica e alvo de controvérsias entre os Estados hospedeiros e as empresas concessionárias cuja titulação se firmou há 15 ou 20 anos – período em que o preço do barril de petróleo oscilava entre 10 e 20 dólares americanos – quando as taxas incidentes sobre os barris de petróleo eram relativamente baixas, quase que insignificantes. Estas taxas/encargos tornaram-se exageradamente desproporcionais e desequilibradas quando da repentina ascensão dos preços dos barris de petróleo, os quais atingiram a quantia de até 100 dólares americanos por unidade.

Destarte, nesta última década, os países que adotavam o modelo de concessões começaram a investigar outros esquemas e estratégias para renegociar a contraprestação das concessões, seja de maneira direta ou pela introdução de impostos, obviamente as companhias petrolíferas, banhadas pelo toque de Midas, resistiram à aceitação de quaisquer eventuais mudanças, não somente pelo fator da sua lucratividade e crescimento, mas também pela

---

<sup>76</sup> Nos contratos de concessão, que são frequentemente extensos e detalhados, serão dispostas as obrigações, bem como os direitos dos concessionários e do Estado contratante no tocante às atividades a serem realizadas para a exploração e produção de hidrocarbonetos conforme discriminado neste estudo, estes contratos são o que há de tradicional e mais recorrente nas modalidades de concessão. Doutra sorte, há também as licenças que, muito embora tenham uma natureza contratualística, baseia-se muito mais na regulamentação petrolífera do país hospedeiro, no que se importa às leis, regulamentos, portarias, etc. nota-se uma ingerência alargada do Estado hospedeiro no que se refere aos pormenores da contratação, visto que será uma entidade representativa da Administração – direta ou indireta – que irá firmar a licença a qual irá conduzir as operações e o bom relacionamento do Estado com a *oil company*. Por último, o *lease*, que poderá assemelhar-se à forma de um contrato de arrendamento ou de uma escritura, é um instrumento *sui generis*, pode ser encarado tanto como um meio de transmissão da propriedade dos hidrocarbonetos como um contrato, criando prerrogativas também peculiares e de complexo encaixe em termos classificatórios. Ref. e maiores aprofundamentos BAIN & COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. *Relatório I – Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de petróleo e gás natural*. Op. Cit. P. 23-25.

garantia de renegociação inferior, caso os preços dos barris de petróleo despencassem entretantes o lapso sobejante da concessão.

Albergando-se informações tais é simples compreender com clarividência o porquê de as concessões terem sido preteridas em razão dos contratos de partilha de produção<sup>77</sup>: porque diante das circunstâncias de acréscimo considerável e continuado nos preços dos barris de petróleo – além de notória mutabilidade quotidiana de preços, dependente de vários fatores exógenos e de influências diversas – as concessões demonstraram-se inaptas e inadequadas a regular o relacionamento entre os Estados e as OCs.

#### 4.2.2. Modelo de contratos de partilha de produção

Em princípio, como bem entendido, os países naturalmente abençoados pela natureza com a existência física de hidrocarbonetos, submetem-se à presença das companhias internacionais porque não querem aventurar o seu capital com projetos de riscos elevados e exigentes de quantias avultadas de capital, além, é claro, da assertiva de que estas IOCs são relativamente superiores em *know how* e tecnologia de exploração e produção petrolífera, avanço este que em muitas ocasiões é ausente no *host country*.<sup>78</sup>

Considerada a interação e relacionamento acima exposto e ainda circundado o interesse dos países produtores de petróleo em atrair o investimento estrangeiro<sup>79</sup>, o modelo

---

<sup>77</sup> *Concession*. Project Smart Explorer. 2B1st Consulting. 16 de agosto de 2012. Disponível em: <http://www.2b1stconsulting.com/concession/> Acesso em: 25 de julho de 2014.

<sup>78</sup> JR ALEXANDER, Frank C. et all. *A Comparison of International Upstream Petroleum Regimes*. Association of International Petroleum Negotiators Host Government Contract Handbook. Institute for Energy Law of the Center for American and International Law's 54th Annual Institute on Oil and Gas Law, 2007; 223. Disponível em: <http://heinonline.org> Acesso em: 23 de junho de 2014. P. 223.

<sup>79</sup> Os contratos de partilha de produção variam de Estado para Estado, visto que cada nação possui suas peculiaridades legislativas, entretanto existem certos princípios de presença esperada pelas IOCs – os quais lhes conferem algumas prerrogativas – quando do ingresso em um PSA (*Production-Sharing Agreement*). Sendo assim, é de praxe serem incluídos neste modelo, por incentivar os investidores, são eles: 1) o direito irrestrito de poder exportar a quota que lhes é cabida, garantindo a alta da receita de seus rendimentos – desta forma a IOC atinge o mercado internacional afogando-se diante das peculiaridades do mercado doméstico do país hospedeiro, esta premissa de poder de exportação por parte da IOC da sua parcela da produção é considerada um requerimento mínimo, pois garante à mesma lucros em moeda diversa (também ao país hospedeiro) e no mais a possibilidade de exportação da sua parte para suas próprias refinarias, o que abre às portas para a efetivação de um projeto de desenvolvimento específico; 2) a capacidade de exercer algum grau de controle nos incidentes operacionais e gerenciais da exploração e produção (esta “autorização” para exercer algum controle, por menor que seja, é um corolário natural à aceitação por parte das IOCs de assumirem sozinhas, por sua conta e risco, os custos da exploração); 3) a estabilização dos direitos contratuais acordados inicialmente – a dependência a este critério é causada pela instabilidade política de alguns países, especialmente no tocante à jurisdição ambiental dos mesmos, a qual pode resultar na desapropriação ou nacionalização das IOCs; 4) a resolução dos litígios por arbitragem, em localidade neutra – para garantir a imparcialidade. BAYULGEN, Oksan. *Foreign investment and*



contratual em tela parece ser uma opção viável já que facilita o contato das *national oil companies* (NOCs) com as IOCs<sup>80</sup>. Os contratos de partilha de produção ou como também podem ser conhecidos *Production-Sharing Agreements* (PSAs) ou *Production-Sharing Contracts* (PSCs) levam esta nomenclatura porque rateiam os lucros da produção – como será pormenorizado nas linhas que se seguem – estes ainda são utilizados em aproximadamente alguns países produtores de petróleo como: Angola, Egito, Líbia, Filipinas, Malásia, Peru, Guatemala, Trinidad-Tobago, Quênia, Costa do Marfim, Guiné Equatorial, etc.<sup>81</sup>.

A insígnia cardinal deste regime contratual diz respeito à propriedade do petróleo extraído que desta vez, diferentemente do que ocorre nas concessões é de titularidade do Estado hospedeiro. Outrossim, uma vez adotado o regime de partilha de produção, o Estado, como primeiro proprietário do dito recurso mineral, vincula-se a uma IOC fornecedora de serviços técnicos e financeiros para as operações de exploração e desenvolvimento da atividade petrolífera. Para tanto, o Estado, atua também de forma indireta, valendo-se de uma das suas agências, uma NOC, por exemplo, como elo de funcionamento e diálogo/comunicação no setor<sup>82</sup>.

O país precursor do regime de partilha de produção foi a Indonésia<sup>83</sup>, em 1966, depois de ser alvo de severas críticas, das injustiças causadas tanto aos *host countries*<sup>84</sup> quanto às IOCs e da sequencial queda do regime de concessões da época, o governo indonésio, objetivando superar o período de estagnação em termos de desenvolvimento do setor do petróleo – o qual foi desvantajoso para ambos os contraentes – em resposta a este atraso tão econômico quanto tecnológico, trouxe à tona uma nova legislação, esta por sua vez defendia a propriedade nacional dos recursos minerais explorados.

---

*political regimes: the oil sector in Azerbaijan, Russia and Norway*. Cambridge University Press, 2010. 290 fls. ISBN 9780521425889. P. 31-32.

<sup>80</sup> Saberemos mais deste contato adiante.

<sup>81</sup> BAIN & COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. *Relatório I – Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de petróleo e gás natural*. Op. Cit. P. 233.

<sup>82</sup> BINDEMENN, Kirsten. *Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis*. Oxford Institute for Energy Studies. October, 1999. P.7-8. Disponível em: <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/WPM25-ProductionSharingAgreementsAnEconomicAnalysis-KBindemann-1999.pdf> Acesso em: 17 de julho de 2014.

<sup>83</sup> Acredita-se que os contratos de partilha de produção indonésios tenham sido desenvolvidos em meados dos anos 50, do século passado, pelo Dr. Ibnu Sutowo, um dos fundadores e durante longo período atuante da Pertamina, a NOC indonésia. AHMADOV, Ingilab. *Contracts and revenue sharing mechanisms – an international perspective*. Public Finance Monitoring Center (Baku). Accra, 5-6 February 2009. Fls. 1-49. P.20. Disponível em: <http://www.energydev.net/file/653/download/653> Acesso em: 28 de julho de 2014.

<sup>84</sup> Tradução: países hospedeiros. Termo utilizado comumente para designar os países hospedeiros de projetos de E&P de petróleo e gás natural.

A reação das IOC, como esperado, não foi das mais simpáticas, visto que foram relutantes em investir num empreendimento cujo gerenciamento e propriedade não lhes eram permitidos. Numa outra banda, estas empresas estrangeiras, acabaram por firmar o contrato sob a intrínseca ameaça de se prejudicarem aos olhos da comunidade internacional, na qual estavam distribuídas as suas concessões.

Como consequência da primeira reação das grandes empresas petrolíferas que atuam na Indonésia – como mencionado há pouco – os primeiros contratos no país foram firmados por empresas menores<sup>85</sup>, que aceitaram e se sujeitaram ao regime, encarando o mesmo como um degrau de acesso a um petróleo bruto de maior qualidade, o qual noutros tempos era de domínio das *major companies*. Assistindo tal estratégia dos menores organismos empresariais, as grandes companhias acabaram vencidas e por ingressar no regime de partilha de produção. Dada tal adesão, perceberam que na verdade podiam administrar e operar diretamente no campo petrolífero, quebrando o mito de antigamente. Começava então uma era pós-colonialista de profusão dos contratos de partilha de produção<sup>86</sup>.

Outro talante do modelo contratual aludido é, como o próprio nome já diz, a partilha dos lucros da produção entre as partes dispostas no contrato, comumente a parcela do organismo do país vai para uma empresa estatal<sup>87</sup>, uma NOC, que o representa. Esta NOC assume, de início, duas responsabilidades centrais: num primeiro momento é a de contratante e em segundo plano a de representar os interesses do Estado e de receber a parcela deste quando do rateio dos lucros da produção.

A partilha das NOCs varia de país para país, a depender das minúcias estabelecidas no contrato, como por exemplo a dimensão de participação das mesmas em determinado projeto. Quanto aos riscos da exploração estes são albergados solitariamente pela IOC, o que implica dizer que a mesma abarcará as despesas caso não seja encontrado óleo na área<sup>88</sup>.

Quando tratamos dos *Production-Sharing Agreements* é indispensável fazer a distinção entre *cost oil* e *profit oil* a qual interage com noções já semeadas no discurso deste estudo. O *cost oil* é a pragmatização da oportunidade cedida às IOCs de mitigarem os riscos

---

<sup>85</sup> Como a IIPACO (1966) e a Phillips Petroleum (1968). JR ALEXANDER, Frank C. et all. *A Comparison of International Upstream Petroleum Regimes*. Op. Cit. P.30.

<sup>86</sup> BAYULGEN, Oksan. *Foreign investment and political regimes: the oil sector in Azerbaijan, Russia and Norway*. Op. Cit. P. 29-32.

<sup>87</sup> *State owned enterprise*.

<sup>88</sup> AHMADOV, I., ARTEMYEV, A., ASLANLY, K., RZAEV, I., SHABAN, I. 2012. *How to scrutinise a Production Sharing Agreement – A guide for the oil and gas sector based on experience from the Caspian Region*. International Institute for Environment and Development (IIED), London. Translation for the English version: MATCHIN, D., ZVYAGINTSEVA, E., WOLFF, E. P.1-60. ISBN 978-1-84369-842-5. P. 20-23. Disponível em: <http://pubs.iied.org/pdfs/16031IIED.pdf>. Acesso em: 26 de julho de 2014.

dos seus investimentos, recuperando os custos da exploração bem sucedida e ainda aqueles da produção, que estão por vir. A divisão dos valores referentes ao *cost oil* irá variar conforme o local da extração e as dificuldades/desafios para extrair os hidrocarbonetos da região.

Em complementação, *cost oil* pode desmembrar-se em duas categorias: o modelo indonésio e o modelo peruano. No primeiro<sup>89</sup>, uma porcentagem da produção é destinada à recuperação de custos, esta verba corresponde, portanto, à contraprestação em razão dos custos e despesas despendidos pelas OCs e em adição após tal recuperação de custos ou *recovery costs* a companhia recebe outra porcentagem relativa ao remanescente da produção<sup>90</sup>. Já no modelo peruano de *Production-Sharing Agreements* a OC recebe uma prestação única da totalidade da produção como contrapartida de todas as atividades prestadas pela mesma. Fixa, esta porcentagem final e singular oscila entre 44% e 50%, a depender do tamanho da produção e dos limites da área contratada.

Este modelo não se popularizou, visto que com a porcentagem apazada previamente, esta não poderia moldar-se à renovação constante dos preços do óleo, o que não é, de fato, proveitoso nem para os Estados produtores de hidrocarbonetos nem para as OCs, visto que nas altas dos preços do petróleo os primeiros se maleficiavam enquanto as derradeiras eram lesadas quando os Estados fixavam altas porcentagens, as quais, por sua vez, assimilavam-se aos exorbitantes *royalties* daquelas concessões primárias que não tinham nenhum elo com os montantes de capital dos produtos da atividade petrolífera<sup>91</sup>.

Noutro enredo, o *profit oil* pode ser encarado como o valor da produção deduzindo o *cost oil*. O dito *profit oil* é partilhado entre as partes contratantes e tal rateio é justamente o que dá nome ao modelo jurídico-regulatório. A divisão far-se-á nos conformes das diretrizes que variam de bloco em bloco, consoante a profundidade da água nos poços de prospecção, a produção acumulada em determinada área, as expectativas de retorno financeiro do bloco em

---

<sup>89</sup> Inicialmente no país base para o modelo esta porcentagem era de 40% da produção, aumentando mais tarde para 80% – em alguns casos o limite atingiu 100% na segunda geração de contratos de partilha de produção indonésios – como o esquema adotado no país em 1977, os contratos, nos períodos inicial da produção, poderiam reclamar 100% da produção como recuperação de custos, a NOC indonésia, a Pertamina, só conseguiu receber parte da produção quando os contratos de partilha de produção atingiram um ponto em que menos de 100% da produção era necessário para recuperação de custos. ASHONG, Marcia. *Cost Recovery in production sharing contracts: opportunity for striking it rich or just another risk not worth bearing?* Centre of Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy Annual Review. CAR volume 14, University of Dundee. Fls. 1-23. Disponível em: [http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/gateway/files.php?file=cepmlp\\_car14\\_26\\_222231161.pdf](http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/gateway/files.php?file=cepmlp_car14_26_222231161.pdf). Acesso em: 26 de julho de 2014. P. 4-5.

<sup>90</sup> Para distinção das categorias dos modelos peruano e indonésio BINDEMENN, Kirsten. *Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis*. Op. Cit. P. 67-69 (Indonésia) e P. 81-82 (Peru) e <sup>90</sup> BAIN & COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. *Relatório I – Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de petróleo e gás natural*. Op. Cit. P. 238.

<sup>91</sup> *Ibidem*.

observação, etc. Verifique-se que o compartilhamento dos lucros entre as partes apresenta-se em escala móvel, a rentabilidade do governo anfitrião irá progredir nos ditames da, também ascensão, da produção ou rentabilidade econômica do contratante<sup>92</sup>.

Outra marca constatada em grande parte dos contratos de partilha de produção é aquela que diz respeito à isenção frequente das obrigações que geralmente as OCs têm em relação aos *host governments* (governos dos países hospedeiros dos projetos de E&P de petróleo e gás natural). O raciocínio para a abstinência desta obrigação é o de que o governo do Estado hospedeiro, nas circunstâncias de negociação e termos ajustados no contrato, terá amplo azo para reter fatia suficiente dos dividendos da produção, esta disposição será conveniente quando o regime tributário/fiscal do país hospedeiro for arbitrário e complexo.<sup>93</sup>

Segundo a perspectiva dos Estados hospedeiros os PSAs são interessantes para atrair diretamente os investimentos estrangeiros, liberar recursos financeiros para outras atividades do governo, captação de tecnologia, *know how* e *expertise* a longo prazo (partindo da premissa que estes contratos normalmente são fixados por um período razoavelmente extenso), adesão a ferramentas de financiamento e por fim o país ainda será detentor da posse e do controle do óleo no solo.

Noutro viés, para as OCs o regime é familiar e possibilita um fluxo de caixa seguro, isto é, sem encargos fixos, a questão do controle das operações também é um aspecto positivo, além dos regimes legais independentes que podem incorporar-se na legislação e preceder a regulamentos e normas dos Estados, existem também as mais modernas formas dos termos comerciais que estão a perdoar o excesso de custos, afastando parte dos riscos, além de serem bem sensíveis às variações do preço do petróleo<sup>94</sup>.

Circunde-se que ao passo em que nas concessões o Estado hospedeiro é isento de riscos, no plano dos contratos de partilha de produção o *host country* submete-se a pequenos riscos, em comparação aos contratos de serviços em que o risco relativo ao país é moderado.

Em suma, o sistema de contratos de partilha tem o seu espaço, especialmente nos países em desenvolvimento, com potenciais reservas de petróleo, todavia estas com altos custos para a extração (especialmente quando esta última é *offshore*). Ainda, quando os riscos

---

<sup>92</sup> ATAKA, Valentine. *The features & merits of production-sharing agreements with service contracts from the view point of an IOC*. Fls. 1-17. Working Paper. Disponível em: [http://www.academia.edu/3300791/Production\\_Sharing\\_Contracts\\_vs\\_Service\\_Contracts\\_from\\_the\\_View\\_Point\\_of\\_an\\_IOC](http://www.academia.edu/3300791/Production_Sharing_Contracts_vs_Service_Contracts_from_the_View_Point_of_an_IOC) Acesso em: 26 de julho de 2014. P. 4.

<sup>93</sup> JR ALEXANDER, Frank C. et all. *A Comparison of International Upstream Petroleum Regimes*. Op. Cit. P.31.

<sup>94</sup> BINDEMENN, Kirsten. *Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis*. Op. Cit. P. 24.

de exploração são elevados e exigem conhecimentos técnicos superiores, através dos *Production-Sharing Contracts*, os empecilhos relacionados à expertise, *know how* e alocação de recursos financeiros por parte dos Estados hospedeiros são encolhidos. Num outro direcionamento, as OCs também podem prever e gerir os referidos riscos com o auxílio de investigações geológicas e sísmicas, prevendo assim, a rentabilidade do empreendimento<sup>95</sup>.

Diversamente do que acontece na órbita dos contratos de partilha de produção, o fenômeno de constantes adesões não é recorrente em relação aos contratos de serviços, estes não encontram o espaço de protagonistas na indústria petrolífera, fixando-se em países onde existem barreiras e obstáculos aos investimentos estrangeiros.<sup>96</sup>

#### 4.2.3. Modelo de Contratos de Prestação de Serviços

Este modelo fundamenta-se na contratação de uma empresa, geralmente um organismo alienígena (IOC) que, se encarregará da exploração dos campos, transmitindo ao governo do *host country* os resultados da produção, em contrapartida pela sua cooperação, estas corporações – estrangeiras ou não – recebem petróleo ou capital, evidencie-se que quando deste sistema não poderá haver a contabilização das reservas por parte das companhias<sup>97</sup>.

O dito sistema compatibiliza-se geralmente em Estados cujos direitos de exploração e produção do óleo são direcionados exclusivamente à NOC, sem hipótese de delegação. Para o país hospedeiro a mais valia é a aquisição de conhecimentos técnicos e do capital das OC, aliados à permanência de uma vinculação à titularidade exclusiva sobre os hidrocarbonetos<sup>98</sup>. É fácil perceber que na hipótese de utilização dos contratos de serviços a *oil company* é mera empreiteira, executando as atividades da indústria petrolífera em troca da garantia de uma contraprestação a ser consagrada pelo Estado hospedeiro.

---

<sup>95</sup> Energy Law Journal. Production Sharing Contract: A Comparison with Concessionary System from the Political, Financial and Functional Point of View. December, 2008. Disponível em: <http://myenergylaw.blogspot.pt/2008/12/production-sharing-contract-comparison.html> Acesso em: 28 de julho de 2014.

<sup>96</sup> IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. *Informativo Sobre o Pré-sal*. Disponível em: <http://www.ibp.org.br/main.asp?Team=%7BF400BB19-AB8B-4DD4-97F0-006C250A46C3%7D> Acesso em: 26 de agosto de 2014.

<sup>97</sup> BINDEMENN, Kirsten. *Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis*. Op. Cit. 10 e ss.

<sup>98</sup> GHANDI, Abbas. LIN, C.-Y. Cynthia. *Oil and Gas Services Contracts Around the world: a review*. March 14, 2014. Institute of Transportation Studies, University of California, Davis, Research Report UCD-ITS-RR-13-19. 17 fls. P. 1. Disponível em: [http://www.its.ucdavis.edu/research/publications/publication-detail/?pub\\_id=1968](http://www.its.ucdavis.edu/research/publications/publication-detail/?pub_id=1968) Acesso em: 31 julho de 2014.

Não há, ao contrário do que acontece com os contratos de partilha de produção, uma expectativa de posse ou titularidade de parcela do petróleo a ser produzido.<sup>99</sup> Outro fato interessante é que o pagamento do Estado à companhia petrolífera independe do sucesso das operações desta última (isto na forma tradicional, como se detalhará em breve), sendo a prestação pecuniária uma mera recompensa pelo seu desempenho, a qual ainda irá possibilitar o *turnover* (retorno) dos investimentos realizados outrora e a própria manutenção das práticas das empresas petrolíferas<sup>100</sup>.

A opção pelos contratos de serviços foi determinante em anamnese semelhante à transição das concessões para os *Production-Sharing Agreements*, visto que, os derradeiros também apareceram como resposta às injustiças disseminadas pelas concessões passadas. Neste viés, a realidade no caso da adoção dos contratos de serviços pode ser explicada em parte pelas conflitantes preocupações dos países da manutenção das suas soberanias de um lado e do outro da necessidade do capital e do *know how* – anote-se que este vai muito além da tecnologia, incluindo também o gerenciamento dos projetos e a distribuição dos recursos alocados, já que as empresas estrangeiras possuem uma melhor interação com os especialistas do setor de investimentos em larga escala – das IOC.

Neste compasso, no final dos anos 80 e início dos anos 90 do século XX, este modelo contratual, paulatinamente, foi emergindo como escolha de alguns dos países produtores de petróleo, tais como: Venezuela, Kuwait e Irã que firmaram os *Services Agreements* (Contratos de Serviços) em 1991, 1992, 1995, respectivamente. De tal maneira, que se abriu precedente para que outros Estados também demonstrassem interesse em adotar modelos de contratos de serviços ou as suas variações, como por exemplo: Iraque, México<sup>101</sup>, Turcomenistão, Equador e Bolívia.

---

<sup>99</sup> BOYKETT, T., PEIRANO, M., BORJA, S., KELLEY, H., SCHIMANA, E., DEKROUT, A., OREILLY, R. *Oil Contracts – How to understand a petroleum contract*. October, 2012. Ed. Version 1.1. Open Oil. Time up press, Austria. 218 fls. ISBN 580-0-08-696295-8. P. 26. Disponível em: <http://openoil.net/understanding-oil-contracts/> Acesso em: 28 de julho de 2014.

<sup>100</sup> BAIN & COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. *Relatório I – Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de petróleo e gás natural*. Op. Cit. P. 335.

<sup>101</sup> “A história dos contratos de serviços no México é fortemente arraigada à da estatal *Petróleos Mexicanos* (Pemex), em resultado do monopólio, a empresa nacional é a única produtora de hidrocarbonetos e seus derivados – além de gás natural – no país em questão, sendo a empresa mais importante do lugar, fornecendo um terço das receitas do governo federal é ainda a empresa um amuleto simbólico da nação, representando sua soberania e independência, sendo que cada vez mais estes dois últimos papéis estão à beira do declínio, visto que a Pemex luta para conseguir ocupar seu lugar no pódio de simbolismos do Estado, enquanto se sujeita à política e sistema legal deveras restritos e que giram em torno de um tesouro nacional de caráter sacro. Em grande parte do século XX o México encontrava-se entre os oito maiores países produtores de petróleo, sendo também um grande exportador nesta época. Entretanto, em hodierno, o Estado enfrenta a perspectiva de tornar-se um importador líquido de petróleo em uma década, dado o declínio da produção a NOC mexicana passou por

Os contratos de serviços podem variar exteriorizando-se em três tipos<sup>102103</sup>: Contrato de Assistência Técnica ou Contratos de Serviços Técnicos<sup>104</sup> (*Technical Assistance Contract – TAC ou Technical Service Contracts – TSC*<sup>105</sup>), Contrato de Serviço Puro (*Pure Service Contract – PSC*) e por fim Contrato de Serviço de Risco (*Risk Service Contract – RSC*).

Nos TACs<sup>106</sup> ocorre a realização da assistência técnica dos serviços (nomeadamente o suprimento de equipamentos e maquinário, treinamento especializado da mão-de-obra operante) sem a necessidade de suporte de quaisquer riscos por parte das OCs, o organismo petrolífero contratado não poderá ter interesse nos hidrocarbonetos produzidos. Em troca pela sua ação, a *oil company* recebe uma taxa baseada na produção obtida mais o reembolso pelos seus eventuais custos e despesas. Dos *service contracts*, é a versão mais sofisticada<sup>107</sup>.

Por outro lado, nos *Pure Service Contracts*, permanece a efetivação dos serviços, sem o suporte dos riscos inerentes aos ofícios exploratórios-produtivos, os contratos podem ter ampla abrangência e a compensação do trabalho das empresas será na forma de capital ou de petróleo, é a manifestação clássica/tradicional dos contratos de serviços, tal como apresentado inicialmente. Num contrato de serviço puro, a NOC contrata uma OC para um serviço específico em troca de uma contraprestação predeterminada e fixa. Em princípio, os *Pure Service Contracts* não eram tão atraentes à vista dos investidores estrangeiros, pelo fato que como não forneciam o direito de produção, não possibilitariam a oportunidade de

---

algumas transformações, contudo são necessárias reformas sensíveis para que haja uma mudança em definitivo no paradigma tradicional da empresa. Entre as mudanças a Pemex foi autorizada a realizar rodadas de licitações e contratar com a iniciativa privada por meio de uma outra empresa subsidiária, a Pemex Exploração e Produção (PEP), por meio das quais será firmado um modelo de contrato de serviços; a segunda rodada de licitações foi em 2012. A reforma rendeu conflitos políticos no país, inclusive algumas manifestações da oposição, porém espera-se que a próxima mudança seja muito mais determinante do que esta”.(Tradução nossa) Mais sobre o declínio da Pemex, as reformas legais no tocante à matéria petrolífera mexicana, incluindo as rodadas de licitações e a integração dos modelos contratuais escolhidos em: SAMPLES, Tim R., VITTOR, José Luis. *Energy reform and the future of Mexico’s oil industry: the Pemex bidding rounds and integrated service contracts*. June 21, 2012, Texas Journal of Oil, Gas, and Energy Law. Vol. 7. N.º 2. Fls. 215-239. P. 216-218. Disponível em: [http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=2311443](http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2311443) Acesso em: 27 de julho de 2014.

<sup>102</sup> SMITH, Ernest E. and DZIENKOWSKI, John S. *A Fifty-Year Perspective on World Petroleum Arrangements*. Texas International Law Journal - 1989. Vol. 24:13. P. 40 e ss. Disponível em: <http://heinonline.org> Acesso em: 30 de julho de 2014.

<sup>103</sup> EZENDU, Elijah. *Production Agreements, Oil service contracts & Joint Ventures*. 29 fls. P. 17. Disponível em: <http://pt.slideshare.net/ezendu/production-agreements-oil-service-contracts-joint-venture>. Acesso em: 1 de agosto de 2014.

<sup>104</sup> ATAKA, Valentine. *The features & merits of production-sharing agreements with service contracts from the view point of an IOC*. Op. Cit. P. 7

<sup>105</sup> Ibidem.

<sup>106</sup> Um exemplo de país que utiliza os *Technical Service Contracts* é o Iraque em relação ao campo exploratório de Rumalia. ATAKA, Valentine. *The features & merits of production-sharing agreements with service contracts from the view point of an IOC*. P. 8.

<sup>107</sup> SMITH, Ernest E. and DZIENKOWSKI, John S. *A Fifty-Year Perspective on World Petroleum Arrangements*. Op. Cit.. P. 41.

engrandecimento das reservas estrangeiras. Destarte, para torná-los mais interessantes e captar recursos internacionais, os países passaram a incluir *buyback arrangements* (acordos de recompra de ações), desta forma ao invés de receber um valor fixo as companhias estrangeiras poderiam receber uma parcela do petróleo bruto produzido (crude)<sup>108</sup>.

Por fim, nos *Risk Service Contracts*, que têm uma cláusula dedicada ao risco, a qual transfere este às OCs, isto é, caso não sejam encontradas reservas ou até mesmo que estas não sejam comercializáveis, as empresas perderão o capital investido, de outra forma, na conjuntura de descoberta positiva a devida compensação em termos de equivalência patrimonial previamente acordada. Não obstante, a titularidade sobre os hidrocarbonetos produzidos nos contratos de serviços em geral nunca irá ser transferida às companhias contratadas, permanecendo sempre junto ao país hospedeiro, em virtude do monopólio. Esta última tipificação dos contratos de serviços é bastante vantajosa para os *host governments*, já que ocorre a transferência total dos riscos para as empresas petrolíferas, as quais sustentarão solitárias os riscos da exploração. Os contratos deste tipo encontram-se mais amplamente disseminados na América Latina<sup>109</sup>, neles a corporação petrolífera compromete-se a explorar uma área “x”, especificada no contrato e avaliar o seu potencial para descobertas de reservas, em caso afirmativo de suspeita da existência delas, a empresa é obrigada a desenvolver os projetos, período em que investirá o seu próprio capital sem expectativa de retornos financeiros, por sua conta e risco, só voltando o *boomerang* quando existem resultados viáveis da produção de óleo, como explicado anteriormente.

Os contratos de serviços são deveras utilizados na fase de exploração. Em adição, também são ferramentas contratuais extensas e complexas, mais ainda quando se trata de projetos de exploração e produção *offshore*. A negociação dos contratos de serviços poderá ser feita diretamente ou por intermédio da NOC<sup>110</sup>.

Em síntese, nos contratos de serviços o que é compensado é, como o próprio nome já sugere, o serviço da OC. Com o sistema contratual estudado, o governo do país hospedeiro mantém suas receitas globais provenientes da produção de petróleo, diminuindo-se deste valor a quantia que eles pagam para as empresas pela sua atividade no local convencionado em contrato. Os contratos de serviços definem e esquematizam os pormenores da atuação das

---

<sup>108</sup> SMITH, Ernest E. and DZIENKOWSKI, John S. *A Fifty-Year Perspective on World Petroleum Arrangements*. Op. Cit. P. 40.

<sup>109</sup> Ibidem.

<sup>110</sup> BAIN & COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. *Relatório I – Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de petróleo e gás natural*. Op. Cit. P. 336-340.



OCs agradando aos Estados hospedeiros, que se magnificam com a ideia de amplo controle – tanto político como financeiro – quando do gerenciamento de seus recursos naturais<sup>111</sup>.

Encerrados os entendimentos acima expostos acerca dos contratos de serviços, encerram-se também as modalidades tradicionais de contratos na seara petrolífera. Contudo, existe outro tipo de disposição, por vezes conhecida como o quarto tipo contratual<sup>112</sup>: as *Joint Ventures*, as quais serão desenvolvidas em apartado no próximo item.

#### 4.2.4. *Joint Ventures*

As *Joint Ventures* não são consideradas propriamente um regime jurídico-regulatório das atividades da indústria petrolífera, como mencionado anteriormente, porém é importante fazer referência às mesmas, visto que apesar deste instrumento não possuir adesão popular entre os países produtores de petróleo, é utilizado com exclusividade na Venezuela, foi vigente na Nigéria entre as décadas de 70 e 90 do século passado<sup>113</sup> e ainda em Angola, onde existe a hipótese na legislativa para o aproveitamento de *Joint Ventures*<sup>114</sup>.

Os *Joint Ventures* pressupõem uma participação do Estado hospedeiro, representado por uma NOC, ingressando numa parceria/sociedade e trabalhando em conjunto com uma ou várias empresas petrolíferas. Neste sistema, as prerrogativas de explorar, desenvolver, produzir, refinar e vender petróleo são concedidas às próprias *Joint Ventures*.<sup>115</sup> Assim, nos casos de opção por *Joint Ventures*, envolver-se-á a propriedade conjunta dos bens e direitos

---

<sup>111</sup> BOYKETT, T., PEIRANO, M., BORJA, S., KELLEY, H., SCHIMANA, E., DEKROUT, A., OREILLY, R. *Oil Contracts – How to understand a petroleum contract*. Op. Cit. P. 74.

<sup>112</sup> BOYKETT, T., PEIRANO, M., BORJA, S., KELLEY, H., SCHIMANA, E., DEKROUT, A., OREILLY, R. *Oil Contracts – How to understand a petroleum contract*. Op. Cit. P. 27.

<sup>113</sup> Na Nigéria, o relacionamento entre o governo e as companhias petrolíferas sofreu mutações e a partir de 1971, período em que as IOC não conseguiam tão facilmente licenças de petróleo pelo governo, muito pelo contrário, tinham que operar conjuntamente com a Administração do *host country*. Talvez, surpreendentemente, por longos tempos, não foram firmados contratos operacionais entre os parceiros das *Joint Ventures*. Os acordos operacionais enunciam a interação jurídica entre os sócios e também emanam as regras e procedimentos da responsabilização, bem como o significado e divisão da propriedade conjunta entre os *partners*. Na *joint venture* entre a petrolífera Shell e o governo nigeriano, que teve seu funcionamento iniciado a partir de 1973, nenhum acordo formal de operações foi firmado desde julho de 1991. O contrato celebrado oficialmente em 1991 foi o primeiro a ser legalmente ratificado para formalizar a relação de trabalho entre a Shell (operadora da *Joint Venture*) e dos outros associados (NNPC, Elf e Agip). FRYNAS, Jędrzej George. *Oil in Nigeria – conflict and litigation between oil companies and village communities*. Hamburg: Lit, 2000 (Politics and Economics in Africa; 1). 263 fls. ISBN: 3825839214. P. 80-83.

<sup>114</sup> BAIN & COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. *Relatório I – Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de petróleo e gás natural*. Op. Cit. P. 391.

<sup>115</sup> BOYKETT, T., PEIRANO, M., BORJA, S., KELLEY, H., SCHIMANA, E., DEKROUT, A., OREILLY, R. *Oil Contracts – How to understand a petroleum contract*. Op. Cit. P. 27.

relativos à concessão/exploração e ainda a partilha de certos custos exploratórios e da receita liquidada.

A *oil company* usualmente é designada como a empresa operadora, porém a NOC participa da gestão por meio de um comitê de administração conjunta, aprovando o orçamento e os programas de atuação. Lembremo-nos que a *Joint Venture* não absorve apenas o liame entre a empresa e o governo, vinculando-se também o nexos entre empresas.<sup>116</sup>

Tradicionalmente falando, as *Joint Ventures* surgiram como uma associação empresarial para que os riscos fossem melhor partilhados e os investimentos não recaíssem solitária e singularmente numa organização. A nomenclatura da expressão, noutra acepção, surgiu na Grã-Bretanha, século XVI justamente para nomear o relacionamento entre dois ou mais negociantes, naquele período o regime era diverso do que conhecemos hoje, sendo as associações empresariais temporárias e abstinentes de formalidade.<sup>117</sup>

Noutra perspectiva, é complexa a definição das *Joint Ventures*, porque não existe um senso comum bem estigmatizado sobre o assunto, a noção de duas empresas que objetivem perseguir um interesse comum ainda precisa ser delineada com minúcia. É perfeitamente possível equiparar os ora estudados esquemas contratuais com a instituição civil moderna do casamento,<sup>118</sup> existe um período de enamoramento, no qual as partes precisam de captar e entender os desejos, formas de negociar e necessidades, uma das outras, caso não sejam estas intenções é impossível que exista um acordo pré-nupcial condizente e real – isto é, não seriam viáveis os contratos de *Joint Ventures*. O mesmo insucesso dos casamentos hodiernos, justamente por esta inacessibilidade de informações muito bem interiorizadas que são imprescindíveis para o sucesso da instituição, também podem ser observados na notória decadência fracassada dos *Joint Ventures Agreements*, que exigem para seus suspiros uma reciprocidade, uma união quase que siamesa entre as partes, negociações destrinchadas e detalhadas, para que sejam garantidas as prerrogativas dos associados em comum acordo.

---

<sup>116</sup> JUNSEOG, Yi. *Merits and Demerits of the Different Types of Petroleum Contracts*. 15 fls. P. 9-10. Disponível em: [https://www.knoc.co.kr/servlet/Download?num=6&fno=6&bid=DATA1&callback=/sub05/sub05\\_5\\_1.jsp&ses=USERSESSION](https://www.knoc.co.kr/servlet/Download?num=6&fno=6&bid=DATA1&callback=/sub05/sub05_5_1.jsp&ses=USERSESSION). Acesso em: 31 de julho de 2014.

<sup>117</sup> ROSA, Alberto Lopes Da. *O novo marco regulatório e as Joint Ventures na indústria do petróleo: um olhar crítico sobre a intervenção do Estado na economia*. UERJ – 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás. 9-13 de outubro de 2011. Fls 1-8. P. 3. Disponível em: <http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/6/publicacoes/repositorio/trabalhos/0619020105201166.pdf> Acesso em: 24 de julho de 2014.

<sup>118</sup> RADON, Jenik. *The ABCs of Petroleum Contracts: License-Concession Agreements, Joint Ventures, and Production-Sharing Agreements. Covering Oil: A reporter's Guide to Energy and Development*. Op. Cit. P. 65 e ss.

Com todos os avanços que circundam o esquema de *Joint Ventures*, ainda é possível vislumbrar uma vantagem para o país hospedeiro: ele não estará sozinho no que se refere à tomada de decisões e responsabilidades dos projetos de exploração e produção de hidrocarbonetos – os quais costumeiramente são vultuosos – podendo contar com o auxiliar conhecimento das *major oil companies*, com quem partilhará os lucros da produção, sobre quaisquer outras remunerações supervenientes<sup>119</sup>.

No que importa à discussão recorrente nesta pesquisa, que seja, no que se incluir no setor de hidrocarbonetos, as *Joint Ventures* são associações entre organismos corporativos, que se engajam para produzir óleo, que no fim será compartilhado entre os associados. A gestão do empreendimento é especificada detalhadamente, as atividades e operações necessárias à manutenção do sistema tanto podem ser coordenadas por uma pessoa designada – o operador ou gerente – quanto por agentes dos participantes.

Para determinação das matérias discriminadas criar-se-á um comitê – o comitê operacional, que tem natureza administrativa – por meio do qual os associados serão representados, com direito a sufrágio, nos conformes dos seus interesses e participações incidentes no projeto. De imediato vários assuntos serão abordados pelos associados e destaque-se que o relacionamento entre as partes é contratual e de propriedades, os termos da *Joint Venture* serão fixados no contrato.<sup>120</sup>

Através de uma observação mais atenta das *Joint Ventures* podemos apartá-las numa forma principal e numa secundária, a primeira diz respeito ao *host government* e à OC, que trabalharão juntos por elo do *Joint Operating Agreement* (Acordo/Contrato de *Joint Venture*), este prescreverá os direitos de cada uma das partes sobre a produção de petróleo. Por sua vez, no molde secundário da *Joint Venture* o Estado hospedeiro e a OC devem manter-se juntos na empreitada pelo patrimônio líquido –atualmente, verifica-se cada vez mais a tendência de preferência dos Estados hospedeiros por quotas majoritárias, ao invés de serem meeiros (partes iguais entre os associados/*fifty-fifty*).<sup>121</sup>

---

<sup>119</sup> RADON, Jenik. The ABCs of Petroleum Contracts: License-Concession Agreements, Joint Ventures, and Production-Sharing Agreements. *Covering Oil: A reporter's Guide to Energy and Development*. Op. Cit. P. 66.

<sup>120</sup> AL-EMADI, Talal. *Joint Venture Contracts (JVCs) among Current Negotiated Petroleum Contracts: A Literature Review of JVCs Development, Concept and Elements*. Georgetown Journal of International Law, 2010, 1: 645-667. Disponível em: <https://www.law.georgetown.edu/academics/law-journals/gjil/upload/6-al-emadiFIXED.pdf> Acesso em: 22 de julho de 2014. P. 661.

<sup>121</sup> EZENDU, Elijah. *Production Agreements, Oil service contracts & Joint Ventures*. Op. Cit. P. 23.

Em adição, o utensílio das *Joint Ventures* apresenta algumas particularidades que se podem dizer principais:<sup>122</sup>

1. Nas *Joint Ventures* é um dos deveres da NOC contribuir com os investimentos em capitais necessários à manutenção da atividade de E&P;
2. A NOC é corresponsável quanto aos riscos inerentes à atividade de E&P de petróleo;
3. A estrutura da NOC deve suportar a participação com governo de todas as *Joint Ventures* que venham a ser ratificadas (representando o Estado nas associações formadas);
4. Não é possível que as OCs contabilizem as reservas, sendo este direito disponibilizado à Sociedade de Propósito específico (com personalidade jurídica própria).

No que ordena a ótica sobre os riscos a serem incursos, estes são rateados entre a OC e a NOC, isto é, os riscos da exploração e da produção são da Sociedade de Propósito Específico (SPE) – constituída para materializar a *Joint Venture*, será a aliança entre a OC e a NOC representando a partilha de produção, de riscos e de capitais de ambas. Obste-se a importância dos atos constitutivos da SPE, que serão os instrumentos jurídicos singulares para orientação e fluxo das atividades do setor<sup>123</sup>.

Por último, vale ressaltar que um país pode adotar mais de um modelo jurídico-regulatório, não se limitando à escolha de apenas um deles, é comum que esta seja a opção quando existem zonas exploratórias com características e peculiaridades distintas, as quais adequar-se-iam especificamente com um ou outro regime.

Em decisão estratégica, considerando a qualidade e propriedade do petróleo, do local e do seu possível preço de mercado, as dificuldades de extração e os consequentes riscos. Além deste posicionamento estratégico, o país também pode optar por regimes múltiplos quando da demonstração de uma certa intenção de transição de regimes, instituindo regime “x” para novas reservas, à medida que as antigas reservas permaneceriam vinculadas ao regime “y”<sup>124</sup>.

---

<sup>122</sup> Particularidades melhor especificadas in BAIN & COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. *Relatório Consolidado do BNDES*. Op. Cit. P. 86-87.

<sup>123</sup> BAIN & COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. *Relatório I – Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de petróleo e gás natural*. Op. Cit. P. 391-395.

<sup>124</sup> BAIN & COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. *Relatório I – Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de petróleo e gás natural*. Op. Cit. P. 445.

## CAPÍTULO III

### 5. A PROVÍNCIA DO PRÉ-SAL NO BRASIL

#### 5.1. Definição, Caracterização Geológica e Especificidades

A formação da expressão “pré-sal” é de caráter geológico temporal<sup>125</sup>, porquanto designa os hidrocarbonetos acumulados nas rochas que antecedem a camada de sal, portanto mais antigos que as últimas. Existe uma relevante reserva de petróleo na camada de pré-sal situada em território brasileiro e formada por rochas sedimentares as quais se acredita que estão por lá há aproximadamente 100 milhões de anos, quando da separação dos continentes<sup>126</sup> americano e africano.

Ocorre que em decorrência da fragmentação continental se formaram depressões que por sua vez originaram lagos e nestes estavam presentes as rochas armazenadoras do conteúdo orgânico que paulatinamente se acumulava. Quanto mais extenso o lapso temporal, mais aumentava a distância entre os territórios outrora conjugados, ocasionando uma maior amplitude oceânica, de tal forma que se formou uma larga camada de sal entre os resíduos orgânicos e as águas do Atlântico, resíduos estes que com as alomorfias comuns da natureza vieram a transmutar-se em petróleo e gás natural<sup>127</sup>.

O pré-sal brasileiro é considerado uma das maiores descobertas em termos de petróleo nos últimos cinquenta anos<sup>128</sup>, pois além de ser uma reserva extensa – compreende a

---

<sup>125</sup> PAPATERRA, Guilherme Eduardo Zerbinatti. *Pré-sal: conceituação geológica sobre uma nova fronteira no Brasil*. Dissertação de Mestrado em Geologia, UFRJ – Rio de Janeiro, 2010. 81 fls. P. 40. Disponível em: [www.geologia.ufrj.br/index.php?module=documents&JAS](http://www.geologia.ufrj.br/index.php?module=documents&JAS) Acesso em: 8 de agosto de 2014.

<sup>126</sup> Alfred Wegener, meteorologista alemão, criou em 1912 a teoria da deriva continental, a qual fundamenta-se na ideia de que a Terra há mais ou menos 200 milhões de ano era formada por um único continente, o supercontinente pangeia. Esta teoria foi também desenvolvida por outros estudiosos e chegou-se à conclusão de que a pangeia, com o passar dos anos, foi desmembrando-se até chegar à formação geográfica que conhecemos hoje. Para uma análise mais detalhada sobre esta teoria e suas evoluções, comprovações e questionamentos *vide* MOLINA, Eder C. *Deriva Continental de Tectônica de Placas*. Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências – USP. 38 fls. P. 3-9. Disponível em: <http://www.astro.iag.usp.br/~picazzio/aga292/Notasdeaula/deriv.pdf> Acesso em: 8 de agosto de 2014.

<sup>127</sup> Pré-sal. Endereço virtual da Petrobras. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/> Acesso em: 14 de fevereiro de 2014.

<sup>128</sup> A riqueza do pré-sal transcende o mar territorial brasileiro, integrando também a Zona Econômica Exclusiva (ZEE) do país. Por sua riqueza e amplitude, inclusive no que se importa a critérios biológicos, o pré-sal ficou conhecido popularmente como “Amazônia Azul”. Dadas estas informações, o Brasil teve e tem interesse em expandir sua área territorial para ratificar e garantir a exploração de eventuais futuras reservas, nos acordos da Convenção das Nações Unidas do Direito do Mar, motivo pelo qual em 2004 o Estado enviou à Comissão para os Limites da Plataforma Continental – CLPC, organismo da Organização das Nações Unidas (ONU) uma

costa do estado do Espírito Santo até Santa Catarina, numa faixa com 800 Km de comprimento e 200 km de largura<sup>129</sup> – é também deveras espessa, encontrada em águas profundas numa média de 5 ou 7 quilômetros abaixo do fundo oceânico<sup>130</sup> – ou até mesmo mais que isso, e ainda a camada de sal possui cerca de 2 mil metros de espessura.

No que diz respeito à qualidade do petróleo encontrado avalia-se que o referente ao óleo do pré-sal é superior à das outras reservas do país, por ser característico da região um hidrocarboneto mais leve, que não carece de processo de refino mais pormenorizado (e em consequência mais dispendioso). Destarte, é ainda mais econômico e valioso. Em adição, o lençol de sal ajuda a conservar as qualidades evidenciadas. Outro prisma interessante acerca destas particularidades físicas dos hidrocarbonetos da área é o da quantidade de enxofre irrelevante na sua composição, o que faz com que sejam menos poluentes e ainda mais preciosos às vistas do mercado internacional<sup>131</sup>.

Em contrapartida as tão notáveis distinções, existem noutra perspectiva alguns riscos exploratórios (embora muito poucos), por se tratar de uma área inserta em águas ultraprofundas, o que exige tecnologia progressiva, com a qual a Petrobras, operadora dos blocos oriundos dos contratos de partilha, conta com instrumentos, mão-de-obra e *expertise* avançados para prospecções supervenientes<sup>132</sup>. Outro revés relacionado ao pré-sal para o Estado brasileiro, é o cálculo da totalidade das reservas, pois não se delimitou se são 50 bilhões, 100 bilhões ou até mesmo 300 bilhões de barris de petróleo passíveis de ser extraídos da zona, tal dimensionamento seria auxiliar para encaixar o país numa categoria certa em termos de poder e influência no cenário global, por exemplo se o Brasil tiver 100 bilhões de barris de petróleo pertencerá ao conjunto de países com grandes reservas, por outro lado, se contar com 300 bilhões de barris, será o titular da maior reserva mundial de petróleo

---

proposta de extensão sobre a área marítima, para além das 200 milhas as quais pertencem ao país por direito, objetivando prerrogativas sobre mais 900.000 Km<sup>2</sup> (Plano de Levantamento da Plataforma Continental Brasileira – o LEPLAC – criado pelo Decreto n. 95.787/88 e mais tarde atualizado pelo Decreto n. 98.145/89). A resposta veio em abril de 2007 quando a CLPC emitiu um relatório de recomendações o qual alvitrava um recuo do pleito inicial do país, diminuindo-o em cerca de 20 a 35%. “Conselho” estratégico, visto que novas reservas podem ser descobertas nas redondezas e o petróleo é, como sabe-se bem, objeto de disputas, poder e cobiça. Informações sobre este pedido de extensão e as reações da ONU em: MARTINS, Eliane Octaviano. *Amazônia azul, pré-sal, soberania e jurisdição marítima*. Revista CEJ, 2010, 14.50: 83-88.P. 84-86.

<sup>129</sup> RICCOMINI, Claudio, et al. *Pré-sal: geologia e exploração*. Revista USP, São Paulo setembro/outubro/novembro de 2012, N.º 95. Fls. 33-42. P. 36.

<sup>130</sup> RICCOMINI, Claudio, et al. *Pré-sal: geologia e exploração*. Op. Cit. P. 34.

<sup>131</sup> Petróleo pré-sal: curiosidades. Disponível em: <http://www.engenhariae.com.br/curiosidades/petroleo-pre-sal/> Acesso em: 11 de agosto de 2014.

<sup>132</sup> ICTSD – International Centre for Trade and Sustainable Development. *Além do pré-sal: a Amazônia Azul como novo paradigma para o desenvolvimento brasileiro*. Janeiro, 2009: PONTES, Vol. 5, N.º 6. Disponível em: <http://www.ictsd.org/bridges-news/pontes/news/al%C3%A9m-do-pr%C3%A9-sal-a-amaz%C3%B4nia-azul-como-novo-paradigma-para-o-desenvolvimento> Acesso em: 31 de julho de 2014.

convencional, posto que o atual proprietário deste título é a Arábia Saudita, que conta com 264 bilhões de barris<sup>133</sup>. Em adição, ainda sobre esta negligência da não delimitação da amplitude do pré-sal, o Estado não concluiu as pesquisas sísmicas necessárias para que se formulasse uma ideia geral sobre o tamanho do Campo de Libra, que foi a leilão com um solitário poço de prospecção, não havendo possibilidade de este dizer muito acerca da abrangência total do campo, o que foi considerado um engano por parte do governo brasileiro pelo fato de que “ninguém vende uma fazenda cheia de bois sem contar o número de bois”<sup>134</sup>

A famigerada grandiosa descoberta insere o país no *ranking* dos principais Estados produtores de petróleo em escala global<sup>135</sup>. Durante anos o Brasil teve deficiências no ramo do petróleo e do gás natural, estando em zona marginalizada de reconhecimento pela sua atividade. A eclosão do pré-sal torna o país mais do que autossuficiente, não unicamente no que se refere ao óleo, mas em breve tal conjuntura também se aplicará ao gás natural<sup>136</sup>.

A descoberta de indícios de petróleo na camada do pré-sal em território brasileiro<sup>137</sup> deu-se em 2006, vindo a ser reafirmada esta suspeita em 2007 pela própria Petrobras e pelo

---

<sup>133</sup> Entrevista com Ildo Sauer: *Pré-sal e o embate geopolítico estratégico. A maior privatização da história política do Brasil*. Instituto Humanitas Unisinos. 2 de outubro de 2013. Disponível em: <http://www.ihu.unisinos.br/entrevistas/524257-pre-sal-a-acao-brasileira-e-ingenua-e-destituída-de-conhecimento-do-embate-geopolítico-estratégico-entrevista-especial-com-ildo-sauer> Acesso em: 23 de agosto de 2014.

<sup>134</sup> Ibidem.

<sup>135</sup> Quando se descobriu o pré-sal em 2007 o presidente brasileiro à época Luís Inácio Lula da Silva fez uma brincadeira dizendo que “Deus era brasileiro”, o país estava em fase bastante otimista e, claro, surgiram várias teses derrotistas, desacreditando a potencialidade das reservas. No último 8 de agosto, o renomado *The Wall Street Journal*, reforçou o absurdo das declarações quiméricas de 2007, acreditando que o Estado pretende figurar no *ranking* dos 5 maiores países produtores de petróleo do mundo até 2020 (produção de 4 milhões de barris por dia). Brasil 247. *WSJ Reconhece a força do pré-sal do Brasil*. 8 de agosto de 2014. Disponível em: <http://www.brasil247.com/pt/247/economia/149418/WSJ-reconhece-a-for%C3%A7a-do-pr%C3%A9-sal-do-Brasil.htm> Acesso em: 26 de agosto de 2014.

<sup>136</sup> WIESEBRON, M.L. *Blue Amazon: thinking the defense of Brazilian maritime territory*. Austral: Brazilian Journal of Strategy & International Relations, v.2, n.3, Jan-Jun 2013. Porto Alegre, 2013. p.101-124.

<sup>137</sup> Este tipo de reserva de pré-sal não é particularidade do território brasileiro. Quando da descoberta do pré-sal no Brasil, no restante do globo começou uma verdadeira caça ao tesouro na busca por reservas em condições semelhantes, acima de tudo em países africanos, da costa litorânea do Atlântico Sul e além – já existem mapeamentos em outras localidades como no Mar Cáspio, no Golfo do México e no Cazaquistão. Em Angola, país com propriedades geológicas em suas margens continentais análogas às do Brasil, são feitos estudos na Bacia do Kwanza, a qual especula-se ter um potencial petrolífero que oscila entre 1.202 a 1.938 milhões de barris de óleo. Recentemente, a petrolífera angolana Sonangol anunciou a probabilidade de potencial extrativo de 3.000 de barris de petróleo por dia no poço Azul-1 no Bloco 23 da citada bacia angolana. SIQUEIRA, L., BATISTA, R., OLIVEIRA, T., *A Descoberta do Pré-sal, suas vantagens e desvantagens*. Revista de divulgação do Projeto Universidade Petrobras e IF Fluminense Vol. 2, N.º 1, 2012. Fls. 277-281. P. 279-278. Disponível em: <http://www.essentiaeditora.iff.edu.br/index.php/BolsistaDeValor/article/download/2427/1315>. Acesso em: 10 de agosto de 2014 e MARQUES, Antônio Vicente. *Exploração do Pré-sal em Angola*. Avm advogados, outubro de 2011. P.2. Disponível em: [http://www.avm-advogados.com/wp-content/uploads/PDF/article\\_avm\\_002\\_pt.pdf](http://www.avm-advogados.com/wp-content/uploads/PDF/article_avm_002_pt.pdf) Acesso em: 10 de agosto de 2014. Notícia: Confirmada descoberta de petróleo no pré-sal de Angola. *Voz da América*, 4 de janeiro de 2012. *Voz da América. Confirmada descoberta de petróleo no pré-sal de Angola*. Faustino Diogo, 4 de janeiro de 2012. Disponível em:

até então dirigente da Agência Nacional de Petróleo (ANP). A primeira reserva do pré-sal a ser anunciada foi o campo de Tupi, em 2007 e depois desta, várias outras foram propagadas em torno da Bacia de Santos – entre elas Iracema, Iara, Guará, Carioca, Franco e Libra – logo em seguida noticiaram-se novos campos nas Bacias de Campos e Espírito Santo. Alguns especialistas acreditam que a quantidade de hidrocarbonetos e gás natural do pré-sal, tanto em reservas provadas quanto em recuperáveis, pode chegar a mais de 50 bilhões de barris de óleo equivalente<sup>138</sup>.

Seguindo a cronologia, em 2008 foi pela primeira vez extraído óleo da camada do pré-sal e desde então a expectativa de exploração representa dezenas de bilhões de barris de petróleo<sup>139</sup>, dados estes que estimularam a pesquisa por hidrocarbonetos em condições semelhantes – águas ultraprofundas no estrato de pré-sal – noutras regiões.

Relembrando agora as dificuldades e desafios técnicos<sup>140</sup> da extração,<sup>141</sup> haverá de ser dispendidos maiores recursos financeiros para investimentos em pesquisas e desenvolvimento de tecnologias,<sup>142</sup> o que pode ocasionar o endividamento da NOC brasileira, a Petrobras, que a título exemplificativo investe na casa dos bilhões de dólares em tecnologias de imagem 3D, maiores navios e helicópteros para facilitar o transporte dos equipamentos e da mão-de-obra para as plataformas, técnicas de perfuração mais modernas para atingir os hidrocarbonetos, etc. Além desta necessária alocação de capital, a petrolífera brasileira também se depara com os contratemplos apresentados nos campos já maduros, com

---

<http://www.voaportugues.com/content/article-01-04-2011-angola-deep-water-oil-136675818/1261926.html>.

Acesso em: 12 de agosto de 2012.

<sup>138</sup> U.S. *Energy Information Administration*. EIA. Overview Brazil, full report. 13 fls. P. 6. Disponível em: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=br> Acesso em: 12 de agosto de 2014.

<sup>139</sup> SIQUEIRA, L., BATISTA, R., OLIVEIRA, T., *A Descoberta do Pré-sal, suas vantagens e desvantagens*. Op. Cit. P. 277.

<sup>140</sup> A título exemplificativo pode-se dizer que os tais desafios técnicos podem ser:

- A enorme distância entre a localização das descobertas e a costa que é de aproximadamente 300km;
- A profundidade dos reservatórios que é entre 5 e 7 mil metros;
- A espessura da lâmina d'água (entre 1,5 e 3 mil metros);
- A corpulência da camada de sal que em alguns sítios é de até 2 mil metros. *Cartilha do Pré-sal: Perguntas e Respostas*. Ministério de Minas e Energia. 21 de setembro de 2009. P.11. Disponível em: [http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/10\\_outubro/Cartilha\\_prx-sal.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/10_outubro/Cartilha_prx-sal.pdf) Acesso em: 16 de agosto de 2014.

<sup>141</sup> Pelo fato de o petróleo do pré-sal estar localizado quilômetros adentro do oceano, exige tecnologia e *expertise* relativamente novos em comparação a outras ferramentas da indústria petrolífera cujo uso é conhecido e maduro e as quais utiliza-se com frequência em outras reservas de extração mais elementar.

<sup>142</sup> Em 2013 a Petrobras foi a empresa que mais investiu em Pesquisa e Desenvolvimento em percentual da receita líquida em análise comparativa com sete outras OC, os investimentos da petrolífera quase que sextuplicaram, indo de US\$ 201 milhões para US\$ 1,132 bilhão em apenas 10 anos – de 2003 à 2013. *A Petrobras e os Avanços do Pré-sal*. 4fls. P. 3. Disponível em: [http://www.agenciapetrobras.com.br/upload/documentos/apresentacao\\_t4Rj6ftgcq.pdf](http://www.agenciapetrobras.com.br/upload/documentos/apresentacao_t4Rj6ftgcq.pdf) Acesso em: 3 de setembro de 2014.



considerável queda na produção, o que acarreta numa cobrança mais acirrada quanto ao alcance de metas nos outros campos do pré-sal, especialmente os recentes<sup>143</sup>.

No que se importa ao quadro de produção petrolífera geral do país, em dezembro passado – 2013 – auferiu-se que as reservas provadas de óleo e gás natural brasileiras representavam a quantia de 16 bilhões de barris de óleo equivalente (boe), que somados aos provavelmente recuperáveis 11,4 bilhões de boe totalizavam 27,4 bilhões de boe, destes números, importa destacar que 15,7 bilhões de boe são provenientes das reservas do pré-sal. Estima-se que em meados de 2020, dos 5,2 milhões de barris de petróleo a serem produzidos em território brasileiro, 3,2 milhões serão oriundos do pré-sal<sup>144</sup>.

Outro ponto de vista a ser anotado no que se refere ao conflito dos interesses que circunda a indústria petrolífera, denota a situação privilegiada do Brasil conforme será verificado a seguir. Averigüe-se que enquanto os países produtores de petróleo com abundância de reservas não dispõem de tecnologia avançada além de ter um mercado restrito e políticas internas instáveis, de outra sorte, os países que mais consomem petróleo e seus derivados (Estados Unidos, Japão, China, Alemanha, Coreia do Sul, Índia e França) curiosamente não estão na lista dos maiores detentores de reservas de hidrocarbonetos, contudo são os titulares das tecnologias mais avançadas do setor petrolífero – as localidades onde se encontram os maiores mercados consumidores, com bases industriais desenvolvidas e governos estabilizados.

O cenário brasileiro, como mencionamos no início encontra-se em conjuntura excepcional com a descoberta do pré-sal, porque esta representa a grande reserva, o mercado consumidor brasileiro é satisfatório, o Estado também tem *know how* e *expertise*<sup>145</sup> adiantados em termos de exploração petrolífera, especialmente a *offshore* em águas ultraprofundas, ainda consta com estabilidade jurídica e política favoráveis à melhor exploração, isto é, agrega todas

---

<sup>143</sup> Jornal do Brasil. *The Wall Street Journal*: *Pré-sal compensa quedas em campos maduros*. Rafael Gonzaga. 8 de agosto de 2014. Disponível em: [http://www.jb.com.br/economia/noticias/2014/08/08/the-wall-street-journal-pre-sal-compensa-quedas-em-campos-maduros/?from\\_rss=economia](http://www.jb.com.br/economia/noticias/2014/08/08/the-wall-street-journal-pre-sal-compensa-quedas-em-campos-maduros/?from_rss=economia) Acesso em: 12 de agosto de 2014.

<sup>144</sup> U.S. *Energy Information Administration*. EIA. Overview Brazil, full report. Op. Cit. P. 5.

<sup>145</sup> Aqui obsta revelar-se que a experiência brasileira *offshore* desencadeou na década de 70 num primeiro instante na Bacia de Campos e logo após as oportunidades de exploração *deep offshore* (em águas deveras profundas), modalidade exploratória em que a NOC brasileira, a Petrobras, é pioneira em termos de especialização, desenvolvimento técnico este possível graças ao descobrimento do pré-sal. ANDRADE, José Carlos Vieira de. MARCOS, Rui de Figueiredo (Coord.). *Direito do Petróleo*. Op. Cit. P. 109.

as características que facilitam o desenvolvimento do setor e que ainda dirimem o conflito de interesses que assola outras regiões do globo<sup>146</sup>.

No que se refere aos riscos exploratórios do pré-sal, os índices apontam que são baixos porque a perfuração dos poços de prospecção na área é geralmente bem sucedida, tanto que em 2013, a Petrobras teve 100% de sucesso na atividade exploratória, além do mais a média de sucesso exploratório no país cresceu de 59% (em 2011) para 75%<sup>147</sup> (em 2013) em apenas dois anos.

Em relação às reservas provadas, estas alavancaram em 43%<sup>148</sup> de 2012 para 2013; em 2002 estas reservas provadas correspondiam a 11.008 bilhões de boe, em 2010 este número representava 15.283 bilhões de boe, ao passo que em dezembro de 2013 atingiu a quantia de 16.565 bilhões de boe<sup>149</sup>. Ainda sobre os trunfos do pré-sal, vale dizer que os superam a produção mundial, estando muito superiores à média de outras localidades – 28 mil barris por dia (Pólo do pré-sal da Bacia de Santos)<sup>150</sup>. Tais contingentes só confirmam quão singulativa e importante é a descoberta do pré-sal para o Brasil, mormente nos dias atuais em que o óleo é sinônimo de desenvolvimento econômico e poderes múltiplos, o dito achado é bilhete premiado no ambiente geopolítico mundial.

Outra singularidade alusiva ao pré-sal é a de que não se sabe ao certo<sup>151</sup> quais e quantos campos são conectados/interligados, ou até mesmo se a totalidade do pré-sal é uma reserva única. Nos casos de reservas conexas ou interligadas faz-se necessária a unitização<sup>152</sup> da produção, para que se evite a extração ilícita de áreas ainda não licitadas ou

---

<sup>146</sup> BRASIL. Ministério de Minas e Energia – MME, Brasília. *Novo marco regulatório: Pré-sal e áreas estratégicas*. 40 fls. P. 12-13. Disponível em: [http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/pre\\_sal/marcoregulatorio.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/pre_sal/marcoregulatorio.pdf) Acesso em: 14 de agosto de 2014.

<sup>147</sup> PEDROSA, Oswaldo A. Jr., CORRÊA, Antônio Cláudio de França. *A PPSA e os Desafios do Pré-sal: Riscos e Oportunidades para o país*. Fórum do Pensamento Estratégico. Unicamp. 4 de junho de 2014. 33 fls. P. 28. Disponível em: [http://www.gr.unicamp.br/penses/forum\\_pre\\_sal/file/antonio\\_correa.pdf](http://www.gr.unicamp.br/penses/forum_pre_sal/file/antonio_correa.pdf) Acesso em: 26 de agosto de 2014.

<sup>148</sup> *Novas reservas provadas de petróleo em 2013*. 14 de janeiro de 2014. Disponível em: <http://fatosedados.blogspot.com.br/2014/01/15/reservas-provadas-no-pre-sal-cresceram-43-em-2013/> Acesso em: 26 de agosto de 2014.

<sup>149</sup> *Reservas provadas do pré-sal cresceram em 43% em 2013*. 15 de janeiro de 2014. Disponível em: <http://fatosedados.blogspot.com.br/2014/01/14/nossas-reservas-provadas-de-petroleo-em-2013/> Acesso em: 26 de agosto de 2014.

<sup>150</sup> Endereço virtual da Petrobras: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal/> Acesso em: 26 de agosto de 2014.

<sup>151</sup> O que não se sabe exatamente é se os campos são independentes uns dos outros, mas próximos ou se são um único campo todo interligado. Diário do Pré-sal. *O que é pré-sal*. Disponível em: <http://diariodopresal.wordpress.com/o-que-e-o-pre-sal/> Acesso em: 13 de junho de 2014.

<sup>152</sup> Folha Online. *Entenda o que é a camada de pré-sal*. 2 de setembro de 2008. P. 2. Disponível em: <http://www.gdpape.org/EntendoPreSal.pdf> Acesso em: 27 de agosto de 2014.

ainda de zonas englobadas por outras empresas.<sup>153</sup> Nestas situações (quando da interligação dos blocos) faz-se mister a efetivação dos chamados acordos de unitização, para evitar o locupletamento de uma empresa em função da outra ou até mesmo da União. Uma vez configurada geologicamente a conexão entre os reservatórios, o dito acordo pressupõe um planejamento de produção conjunta. Também pode ser iniciada a produção sem que seja materializado o acordo desde que *à posteriori* uma empresa indenize a outra<sup>154</sup>. Hoje em dia existem aproximadamente dez acordos de unitização, segundo o presidente da PPSA<sup>155</sup> (Pré-sal Petróleo), em andamento na região pré-sal, a maioria deles abarcados pela Petrobras e um deles é cotejado ao Bloco BM-S-54 (acumulação Gato do Mato) cuja operadora é a IOC Shell, a citada empresa primeira (PPSA) é a responsável pelas negociações de unitização quando um reservatório extravasa as bordas do pré-sal.<sup>156</sup> Vale lembrar que a unitização já era abordada de forma mínima pela Lei do Petróleo, com a descoberta do pré-sal e consequente introdução do contratos de partilha no ordenamento jurídico nacional, sobreveio a necessidade de se tratar do tema de maneira mais abrangente, visto que os preceitos relativos às concessões não iriam exaurir as imposições e excentricidades de um regime contratual misto<sup>157</sup>, realidade tal da instituição do novo marco regulatório em 2010 que ocasionou uma série de complicações para que fosse consagrada a unitização, ora no que se refere à multiplicidade contratual superveniente, ora no que importa às áreas cujos direitos de E&P ainda não foram outorgados.<sup>158</sup>

---

<sup>153</sup> RODRIGUES, Marcelo Netto e SILVA, Michele Amaral da. *Entenda o que é a camada de pré-sal*. 2011. Disponível em: <http://cabana-on.com/Brasil/artigos/artigo15.html> Acesso em: 24 de agosto de 2014.

<sup>154</sup> Terra economia. *Petrobras fará novo estudo para ver se Tupi está interligado*. 13 de agosto de 2008. Disponível em: [http://economia.terra.com.br/noticias/noticia.aspx?idNoticia=200808131717\\_RTR\\_1218647844nN13379208](http://economia.terra.com.br/noticias/noticia.aspx?idNoticia=200808131717_RTR_1218647844nN13379208) Acesso em: 23 de agosto de 2014.

<sup>155</sup> Esta empresa e suas atribuições serão melhor discutidas e entendidas no próximo capítulo desta pesquisa.

<sup>156</sup> Petronotícias. *Até 10 acordos de unitização do pré-sal estão em andamento*. 10 de abril de 2014. Disponível em: <http://www.petronoticias.com.br/archives/49602> Acesso em 24 de agosto de 2014.

<sup>157</sup> *Unitização: tema volta a ser debatido na indústria do petróleo devido à minuta de resolução da ANP em consulta pública*. Daniel Szyfman e Larissa Sabino. 07 de maio de 2013. Disponível em: <http://www.machadomeyer.com.br/noticias/unitizacao%3A-tema-volta-a-ser-debatido-na-industria-do-petroleo-devido-a-minuta-de-resolucao-da-anp-em-consulta-publica> Acesso em: 21 de agosto de 2014.

<sup>158</sup> Minúcias dos contratamentos no tocante à unitização – devido ao marco regulatório – bem delineadas em BRAGA, Luciana e SZKLO, Alexandre. *A convivência de três espécies de contrato de petróleo internacional na área do pré-sal e as implicações para o processo de individualização da produção*. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis – IBP. Rio Oil & Gas Expo and Conference 2012. Rio de Janeiro, 17-20 de setembro de 2012. P. 2;5-9. Disponível em: <http://www.ibp.org.br/services/DocumentManagement/FileDownload.EZTSvc.asp?DocumentID=%7B2018B757-3D2E-4B8E-BD59-A90762FDEE14%7D&ServiceInstUID=%7BB05912ED-8554-4DAD-98C9-56DB8AF52A20%7D> Acesso em: 17 de agosto de 2014.

O traço adicional do pré-sal é o aumento nos custos da extração, enquanto a Petrobras gasta normalmente (num valor médio aproximado) US\$10 por barril, deduzidas as participações do governo, para extração na camada de pré-sal a NOC brasileira tem um custo em torno US\$15 por barril, considerando um acréscimo de 50% nos dispêndios da exploração de hidrocarbonetos<sup>159</sup>. Contudo devido à rentabilidade e aceleração produtiva os custos da extração podem declinar, como aconteceu no campo Lula que produz barris de óleo equivalente a US\$ 9 (valor da unidade), enquanto o custo médio de extração da Petrobras como um todo é de US\$ 14,76 (2013)<sup>160</sup>. Também com o tempo a tecnologia utilizada tende a amadurecer e aprimorar-se, por exemplo, o primeiro poço de prospecção do pré-sal perfurado pela Petrobras em 2005 demorou um ano para ser concluído e custou 240 milhões de dólares<sup>161</sup> depois de alguns investimentos em *expertise* os aperfeiçoamentos exteriorizaram-se e a empresa conseguiu reduzir o custo inicial, dispendendo em hodierno 66 milhões de dólares para perfuração de um poço, ficando este último pronto em 60 dias.<sup>162</sup>

Assim, em relação às impressões do pré-sal brasileiro acima tratadas, não há quaisquer dúvidas de que a descoberta representa um importante progresso tanto para a indústria energética pátria, como para os desenvolvimentos econômicos e políticos no panorama internacional. Verificada a eminência estratégica do petróleo como ativo financeiro e também sinônimo universal de poder e riquezas múltiplas, tal tesouro não poderia passar despercebido pela legislação brasileira, que na busca pela preservação daquele foi alterada para uma melhor administração destes novos recursos naturais. Sem dúvida, que o ponto mais protuberante acerca do pré-sal brasileiro, pormenor este que consagra a sua importância e edacidade em torno das reservas brasileiras é o grande volume de petróleo convencional de alta qualidade associado a um risco exploratório módico, tanto que a maior razão para a modificação da legislação brasileira – em virtude do descobrimento do pré-sal – coaduna-se em função de uma maior concentração de cabedais para o lado do Estado, noutras palavras, a

---

<sup>159</sup> LIMA, Paulo César Ribeiro. *Os desafios, os impactos e a gestão da exploração do pré-sal*. Biblioteca Digital da Câmara dos Deputados. Consultoria Legislativa, 2008. 24 fls. P. 14. Disponível em: [http://large.stanford.edu/courses/2011/ph240/waisberg1/docs/desafios\\_presal\\_lima.pdf](http://large.stanford.edu/courses/2011/ph240/waisberg1/docs/desafios_presal_lima.pdf) . Acesso em: 18 de agosto de 2014;

<sup>160</sup> TN Petróleo. *Altos índices de produtividade no pré-sal reduzem custos de extração*. 13 de agosto de 2014. Disponível em: <http://www.tnpetroleo.com.br/noticia/altos-indices-de-produtividade-no-pre-sal-reduzem-custos-de-extracao/> Acesso em: 20 de agosto de 2014.

<sup>161</sup> Reuters Brasil. *Petrobras: custo de extração do pré-sal é “econômico”*. 22 de agosto de 2008. Disponível em: <http://br.reuters.com/article/businessNews/idBRN2242212620080822> Acesso em: 10 de agosto de 2014.

<sup>162</sup> CONSECTI – conselho nacional de secretários estaduais para assuntos em de CT&I. *Tecnologia brasileira terá impulso com exploração do Pré-sal*. Disponível em: <http://www.consecti.org.br/noticias/tecnologia-brasileira-tera-impulso-com-exploracao-do-pre-sal/> Acesso em: 24 de agosto de 2014.

partir do momento em que o Estado constatou que a província do pré-sal era de valor inestimável, eureka! Quis, estrategicamente (diga-se de passagem), tirar o melhor proveito possível de seu tesouro, como se explicará no Capítulo IV do corrente estudo.

## 6. NATIONAL OIL COMPANIES – NOCS

As *National Oil Companies* (NOCs) são aquelas empresas petrolíferas – com práticas no *upstream* e/ou *downstream*<sup>163</sup> – que têm o seu capital total ou majoritariamente controlado pelo governo de um Estado. As NOCs podem ser entendidas, na modernidade, como titãs da indústria de hidrocarbonetos. As estatísticas demonstram que estas companhias administraram cerca de 90% dos hidrocarbonetos ao redor do mundo. Para além disto, dos 20 maiores organismos do setor petrolífero, 16 são NOCs<sup>164</sup>, sendo a maior delas a Saudi Aramco.<sup>165</sup><sup>166</sup> O surgimento destas companhias remete-se à vontade dos Estados de exercer um maior controle sobre os seus hidrocarbonetos, o que nos remonta ao período de Churchill quando o governo britânico adquiriu 51 ações da petrolífera Anglo-Persian, controlando portanto a maior parte

---

<sup>163</sup> Conforme estudo realizado pelo Banco Mundial o fundamento regente da criação de uma NOC para que esta atue no *upstream* seria o gerenciamento e retenção de parte considerável do resultado da produção dos hidrocarbonetos ao passo que a motivação do dito ingresso das NOCs no *downstream* estaria vinculada ao melhoramento dos valores da produção do óleo, através do refino e negociação dos produtos derivados. JUNIOR, Jorge Antônio Pedroso. *A internacionalização das International Oil Companies e o Direito Internacional*. Dissertação de Mestrado. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, Agosto de 2008. 191 fls. P. 65. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/site/extras/prh/docs/ANP\\_10anos/PRH\\_33.pdf](http://www.anp.gov.br/site/extras/prh/docs/ANP_10anos/PRH_33.pdf) Acesso em: 21 de agosto de 2014.

<sup>164</sup> The economist. *National Oil Companies, Really Big Oil – Sluggish behemoths control virtually all the world's oil; they should be privatised*. August 10th 2006. Disponível em: <http://www.economist.com/node/7276986> Acesso em: 21 de agosto de 2014.

<sup>165</sup> “A Aramco Saudita (Saudi Arabian Oil Company)... Tem sido considerada como a sociedade mais valiosa do mundo, com um valor estimado entre 2,2 e 7 trilhões de dólares. Na origem, a Aramco remonta a 1933. O governo saudita assinou, então um contrato de concessão com a Standard Oil of California, para a prospeção e exploração de petróleo na Arábia. A Standard Oil constituiu uma subsidiária sua, a California-Arabian Standard Oil Co.. Em 1936, por falta de êxito, alienou 50% desta companhia à Texas Oil Company. Em 1938 foram feitas as primeiras descobertas, perto de Darham, em 1944, a California-Arabian Standard Oil Co. muda a sua designação para Arabian American Oil Company (Aramco). O capital desta foi diluído entre outras petrolíferas norte-americanas. Em 1950, o rei Abdul Aziz ibn Saud, sob ameaça de nacionalização, obteve, por acordo, uma divisão igualitária dos lucros. A sede passou de Nova Iorque para Darham. Após 1973 e até 1980, o Governo Saudita foi incrementando a sua participação na Aramco, até obter o seu controlo total. Entretanto, sucessivas descobertas fizeram da Arábia Saudita o 1.º exportador mundial e a detentora das maiores reservas mundiais” CORDEIRO, Antônio Menezes. *As empresas petrolíferas em Angola*. P. 33. in: VICENTE, Dário Moura (Coord.). *Direito dos Petróleos – Uma perspectiva lusófona*. Instituto de Cooperação Jurídica, Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa. Almedina. Maio, 2013. 268 fls.

<sup>166</sup> A Saudi Aramco é uma petrolífera controlada pelo Reino da Arábia Saudita e é líder mundial no que diz respeito à produção de petróleo bruto (crude) e sua exportação. Também atua com gás natural, estando bem qualificada no que se refere à exportação deste. Para se ter noções de dimensões a Saudi Aramco emprega mais de 55.000 pessoas. *Saudi Aramco*. Disponível em: <http://www.aramco.jobs/AboutSaudiAramco/OurStory.aspx>. Acesso em: 21 de agosto de 2014.

do capital da empresa, desde então outros Estados adotaram a mesma medida, adquiriram as NOCs, seja de forma integral ou parcial, na tentativa de uma produção e abastecimento energético mais seguro por parte do país.<sup>167</sup>

Uma das influências para o surgimento dessas companhias petrolíferas estatais gigantescas foram as assimetrias de informações entre os *host countries* e as IOCs, no período pós-guerra, imperfeição esta que justificava a intervenção do Estado na economia, materializando-se tal participação estatal por meio da criação de uma NOC para intervir na indústria de hidrocarbonetos daquele país<sup>168</sup>. Enquanto os países hospedeiros estavam interessados em proteger o patrimônio ambiental quando da exploração do óleo, entre outros problemas semelhantes, as IOCs focavam em reduzir os riscos relacionados aos seus investimentos<sup>169</sup>.

Durante muitos anos as *International Oil Companies* reinavam no mercado petrolífero, detendo maior parte da tecnologia, capital e mão-de-obra, propriedades estas objetos de cobiça das NOCs as quais à época ainda eram carentes na posse de tais artificios. Ocorre que as NOCs começaram também a especializar-se com o passar do tempo, adquirindo mais maturidade e agressividade, inclusive desenvolveu-se uma atenção zelosa, quase que maternal no que se importa à defesa dos recursos petrolíferos da nação à qual é vinculada a corporação. Na atualidade, é perfeitamente possível observar a verdadeira transmutação daquelas em IOCs, na medida em que se apresentam cada vez mais intervenientes no cenário internacional, competindo em equivalência<sup>170</sup>.

O que acontece, como informado, é um fenômeno generalizado de transformação das NOCs em IOCs, dada a atuação do Estado empresário no exterior, as NOCs passaram a competir diretamente com as IOCs e até mesmo com as outras NOCs de diversos Estados na corrente procura de novas reservas ou até mesmo no que diz respeito ao investimento em refino e distribuição de produtos derivados. Ocorre ainda que é vantajoso para as NOCs exercer os seus ofícios em cadeia de integração globalizada, também para estes agentes

---

<sup>167</sup> PINTO, Gabriela Engler. *Upstream Oil and Gas frameworks: Brazil and United States compared*. West Virginia Law Review, Vol. 115, 2013. Fls. 976-1003. P. 998. Disponível em: <http://heinonline.org> Acesso em: 23 de junho de 2014.

<sup>168</sup> JUNIOR, Jorge Antônio Pedroso. *A internacionalização das International Oil Companies e o Direito Internacional*. Op. Cit. P. 72.

<sup>169</sup> SOLIMENE, Fabio. *Production-sharing contracts, joint ventures and service contracts: analysis and drafting considerations*. International Energy Law Review. 2014, Vol. 5 fls. 173-179. P. 173. Disponível em: <http://international.westlaw.com/> Acesso em: 19 de julho de 2014.

<sup>170</sup> *As NOCs e as IOCs*. Eloi Fernandes. 7 de maio de 2008. Disponível em: <http://oglobo.globo.com/blogs/fernandez/posts/2008/05/07/as-nocs-as-iocs-101206.asp> Acesso em: 12 de agosto de 2014.

representativos da Administração Pública são abertos portais de acesso a novos mercados de capitais – potenciais fontes para o financiamento que porventura carecer.

Evidencie-se que para este tipo de companhia estatal é mais fácil a comunicação com outras NOCs, as parcerias necessárias são firmadas com menor esforço e chegam até mesmo a efetuar exercício em áreas onde não é permitido o ingresso das aplicações monetárias dos particulares. Também pode ser considerado como motor para esse anseio das NOCs por espaço no ambiente internacional o fato de que estas procuram pela garantia dos recursos energéticos imprescindíveis para o desenvolvimento econômico dos seus países de proveniência, bem como alocar mercados para a futura produção nacional – trazendo a segurança de um futuro certo.<sup>171</sup>

Em hodierno é possível assistir NOCs de países emergentes como Brasil, Malásia, China e Índia ganharem concessões para desenvolvimento de atividades petrolíferas no exterior. Com o preço do petróleo em alta é propício às NOC uma exibição mais liberta da sua influência, à medida que as IOCs se sacrificam para fazer o *booking* das reservas, na tentativa de persuadir o investidor de que estas têm espaço para se desenvolver, as NOCs que já têm acesso a tais reservas contam com uma melhor moeda de câmbio no esquema de negociações.

Apesar de tanta evolução por parte das NOCs vale salientar que estas nunca se equipararão às IOCs pois sempre serão vinculadas, de alguma forma, ao país que lhe deu guarida e berçário. Financeiramente, o orçamento de uma corporação petrolífera estatal é dependente do governo, os seus gastos são supervisionados pela Administração Pública, as NOCs também têm um dever de cumprimento da promoção do bem-estar social e por mais que este tipo de campanha não se adeque à tendência recente, a qual se aparta de tais gastos, haverá sempre uma faísca de preocupação das NOCs para com a sociedade, em razão do arsenal que elas trazem no seu passado primordial.

Ainda, as NOCs que possuem uma fatia de capital privado, com ações negociadas no mercado comum, tais como a Petrobras, Gazprom, StatoilHydro e Pemex apresentam tanto características de IOC como de NOC em si, contudo a peculiaridade mais cintilante no universo de contrastes entre uma NOC e uma IOC é a de que as primeiras são objetos da ação estatal, sua ação é influenciada pelo ordenamento jurídico de sua terra pátria, enquanto as IOCs funcionam obedecendo uma perspectiva mais comercial, no enalce da lucratividade. Com as NOCs nem sempre esta última afirmativa será verdadeira dado que seguem os

---

<sup>171</sup> JUNIOR, Jorge Antônio Pedroso. *A internacionalização das International Oil Companies e o Direito Internacional*. Op. Cit. P. 47-62.

direcionamentos estratégicos de seu Estado, que podem coincidir com esta ótica de promoção patrimonial ou não<sup>172</sup>.

As ideias e principais fundamentações que amparam os pilares dessas companhias estatais vêm, em parte, de um movimento nacionalista que surgiu da conscientização de que o petróleo era muito além de um instrumento de desenvolvimento econômico, mas também um *upgrade* social. Por conseguinte, as reservas de petróleo não se restringiam somente a um bem financeiro, de natureza patrimonial, mas uma posse que deveria amparar e assistir aos cidadãos locais. Com o fim da Segunda Grande Guerra, as NOCs caíram no gosto dos Estados, sobretudo por trazerem consigo a bandeira da segurança nacional, através do controle e administração das atividades petrolíferas. Havia ainda contratempos<sup>173</sup> relacionados ao “cartel das controladoras internacionais” as quais conservavam sob sua custódia concomitantemente poderes econômicos, tecnológicos e de influências políticas, o que deixava os governos dos *host countries* insatisfeitos com as grandes companhias petrolíferas, partindo do enunciado que para o desenvolvimento mais harmônico da indústria ambas as partes deveriam ter benefícios, devendo as valências recaírem tanto sobre os países produtores de hidrocarbonetos, quanto sobre os países consumidores.<sup>174175</sup>

---

<sup>172</sup> MARCEL, Valerie. *Oil titans: National oil companies in the Middle East*. Brookings Institution Press, 2006. 322 fls. ISBN-10: 0815754736. P. 228-231.

<sup>173</sup> Esses contratempos também foram inspiração para a criação da OPEP – Organização dos Países Produtores de Petróleo, criada em 10-14 de setembro de 1960, com sede em Bagdad. Constituída pelos países: Angola, Algeria, Equador, A República Islâmica do Irã, Iraque, Kuwait, Líbia, Nigéria, Arábia Saudita, Qatar, Reino dos Emirados Árabes e Venezuela. Com o fito de proteger os interesses de tais países, com certa autonomia e controle sobre a produção, não deixando esta derradeira nos comandos das IOCs. Doutra banda, também uma razão comercial posto que “a produção era excessiva e os mercadores estavam totalmente supridos.” MENEZELLO, Maria D’Assunção da Costa. *Comentários à Lei do Petróleo*. 2ª edição. Editora Atlas, São Paulo – 2009. P. 18-19 e RUIZ CARO, Ariela. *El papel de la OPEP en el comportamiento del mercado petrolero internacional*. Proyecto CEPAL/Comisión Europea "Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina". Santiago del Chile, Abril de 2001. Serie Recursos naturales e infraestructura. Publicación de las Naciones Unidas. N.º 21. ISBN: 9213218184. 57 fls. P. 15.

<sup>174</sup> Com a criação da OPEP, ficou clara a existência de dois carteis, de um lado o dos países produtores/exportadores gananciosos por mais rendimentos, estes materializados nos pagamento de *royalties* e no preço de mercado do petróleo. De outro lado, o cartel das *Major Companies*, as que foram as maiores companhias de petróleo no cenário mundial entre 1928 e 1973 – também chamadas de *Seven Sisters* (Sete irmãs) era integrada pelas companhias Exxon, Shell, BP, Chevron, Mobil, Texaco, Gulf Oil e mais tarde CFP – e que tinham por escopo o acréscimo de seus proventos e expansão de atividades. Acontece que com a 1ª crise do petróleo (1973) a OPEP ganhou força no tocante à imposição unilateral de preços, a qual evidentemente era mais proveitosos para a mesma, os preços do petróleo quadruplicaram, e o que era estável no que diz respeito a estes preços na altura beirava o caos. Os preços do petróleo agora acompanhavam cargas de intenções políticas dos Estados produtores direcionando-se aos Estados consumidores. Ainda sobre a primeira crise, a mesma destruiu a verticalização setorial da indústria petrolífera, verticalização no sentido de que quem produzia o petróleo era o mesmo ente que vendia e que concentrava todas as ações do processo produtivo geral (*downstream* e *upstream*) com a crise, o *upstream* reservou-se aos países produtores e seus novos organismos estatais, as NOCs ao passo que o *downstream* preenchia-se pelos países consumidores e pelas empresas herdeiras das Sete Irmãs, as IOCs. SIMAS, Marcelo Marinho. *O novo papel das National Oil Companies – NOCs nos mercados internacionais de energia: um estudo do caso dos BRICS*. IX Congresso Nacional de Excelência em Gestão. 21,22 e 23 de junho



Existem alguns motivos para que um Estado escolha constituir uma NOC – ao invés de outro esquema para explorar suas riquezas naturais – entre os quais podemos trazer seis<sup>176</sup> à baila, em sequência: o contexto histórico da origem da NOC, a importância que é dada à indústria, as vantagens políticas do controle estatal, os níveis de eficiência do setor em geral, captação de rendimentos por parte do Estado e por fim o alargamento de prioridades e questões socioeconômicas.

No campo do contexto histórico vale lembrar tudo aquilo já previamente mencionado sobre o pós-guerra – período em que surgiram muitas das NOCs – naquela altura predominava as ideologias de que o Estado deveria possuir um papel ativo na economia, diversamente do Estado regulador<sup>177</sup>, que surgiu na era ideológica seguinte. Quanto à importância do setor petrolífero, em Estados onde as fontes econômicas do petróleo e gás natural representam parcela alargada da economia, talvez haja um maior incentivo para um controle estatal reforçado, com o fim de garantir vantagens financeiras. Em outra perspectiva, acerca da terceira premissa levantada – a que enquadra as melhorias políticas advindas do controle estatal – no setor internacional as posses petrolíferas indicam apoio positivo por partes de outras nações, seja esta guarida política, financeira ou militar, além de evoluir as capacidades de negociação do Estado; por outro lado, internamente, a benfeitoria mais evidente é uma melhor gerência e amplo controle dos seus recursos naturais por parte do país, inclusive no que diz respeito a preços, contratações, orientações das atividades, etc.

Em continuação, na linha da eficiência e acompanhamento das operações, o critério que mais se destaca neste sentido é o que relata o desempenho das NOCs em reduzir as informações assimétricas dos operadores privados frente à frente. Tangente ao quinto aspecto, o que aduz a maximização dos lucros oriundos do setor do óleo, este é delimitado por duas variáveis principais: o valor total dos rendimentos da indústria e daquelas usuras da

---

de 2013. Fls. 1-23. P. 2-5. Disponível em: [http://www.excelenciaemgestao.org/Portals/2/documents/cneg9/anais/T13\\_0688\\_3734.pdf](http://www.excelenciaemgestao.org/Portals/2/documents/cneg9/anais/T13_0688_3734.pdf) Acesso em: 2 de agosto de 2014.

<sup>175</sup> MENEZELLO, Maria D'Assunção da Costa. *Comentários à Lei do Petróleo*. Op. Cit. P. 17-18.

<sup>176</sup> Classificação e premissas (deste parágrafo e do seguinte) desenvolvidas a partir de: TORDO, Silvana. TRACY, Brandon S. ARFAA, Noora. *National Oil Companies and Value Creation*. The World Bank Publications. Paper N.º 218. Washington, 2011. 131 fls. Disponível em: <http://elibrary.worldbank.org/doi/pdf/10.1596/978-0-8213-8831-0> Acesso em: 3 de agosto de 2014. P. 22-24.

<sup>177</sup> Neste sentido, os ideais de um Estado Regulador se confundem com a ideia de garantismo por parte do corpo estatal, sobre esta questão da garantia de resultados: "...ocupando-se o Estado da função de *assegurar* ou de *garantir* que o funcionamento do Mercado e atuação das empresas se desenvolvem, de certo modo, em conformidade com determinados objetivos e finalidades (de interesse público) previamente definidos. Há aqui uma incumbência pública traduzida em garantir resultados (*assuring results*) e já não em produzir resultados (*production results*)". GONÇALVES, Pedro Costa. *Reflexões sobre o Estado Regulador e o Estado Contratante*. Op. Cit. P. 57.

participação relativa do Estado, e seu representante, a NOC. Por fim, o último ângulo que influencia o concebimento de uma NOC – a expansão das prioridades e questões socioeconômicas – se reporta à vinculação das NOCs à persuasão de objetivos socioeconômicos – geração de empregos para a população local, criação de infraestruturas, prestação de serviços sociais e de atendimento primário aos cidadãos, dentre outros – e para além disto, as âncoras que fazem com que as NOCs afastem-se dos alvos comerciais bem praticados pelas IOCs, podem ser diretamente ordenadas pelo governo ou entrelaçadas à sua cultura corporativa.

Quando em um regime contratual de partilha de produção, as NOCs podem representar um papel bastante ativo, sendo de sua atribuição o controle e gestão das operações em geral, já que o modelo exige um melhor planejamento e gerenciamento das atividades de E&P, o Estado pode valer-se de uma NOC para representá-lo e agir conforme os seus interesses. A NOC pode ser o organismo que vai conceder os direitos de exploração e produção para às companhias petrolíferas ou ainda ser alvo destas prerrogativas, na praxe de exploração de hidrocarbonetos cumulativamente às outras corporações petrolíferas. Quando em vigor o sistema de contratos de partilha, o *profit oil* também pode ser rateado com a NOC, ao invés de se coletado diretamente pelo Estado, considerando que a NOC é uma espécie de sócia do Estado nos projetos que este hospeda.<sup>178</sup>

Sendo assim, consagrada a relevante intervenção de tais empresas estatais (NOCs) na indústria de hidrocarbonetos, essencialmente no que se refere aos sistemas que adotaram os contratos de partilha de produção, como visto por último, partimos agora para um estudo mais profundo – muito embora não seja exaustivo e não aborde toda a matéria – há cerca de dois países que também adotam o citado modelo contratual e que também contam com NOCs no auxílio das suas operações<sup>179</sup> e manutenção das mesmas, assim como optou o novo marco regulatório da província do pré-sal. Os Estados eleitos por esta pesquisa foram Angola, por se tratar de uma nação de idioma comum, país emergente tal como o Brasil, onde o modelo tem funcionado bem. O outro Estado a ser observado é a Noruega, que deu inspiração ao regime utilizado no Brasil em hodierno. No que diz respeito ao Brasil, será feita uma abordagem no próximo capítulo deste trabalho, muito embora as terras de Vera Cruz sejam mencionadas

---

<sup>178</sup> BAIN & COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. *Relatório I – Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de petróleo e gás natural*. Op. Cit. P. 232-233 e 241.

<sup>179</sup> Escolha esta que também engloba o pré-sal como explicar-se-á minuciosamente no próximo capítulo, motivo pelo qual, não será estudada agora a legislação brasileira, apenas mencionada/referenciada.

quando for conveniente estabelecer-se uma comparação ou uma diferenciação entre os respectivos esquemas de contratação.

## 7. MODELOS DE REGULAÇÃO SEMELHANTES AO UTILIZADO NO BRASIL: O CASO DA NORUEGA E DE ANGOLA

### 7.1. Modelo Norueguês

A Noruega é um reino nórdico desenvolvido, que ao descobrir abundantes recursos naturais no seu território<sup>180</sup>, entre eles petróleo, na segunda metade do século passado (meados de 1960) não encontrou complicações maiores no que se refere à maldição dos recursos e à doença holandesa, ambos fenômenos que comumente assolam Estados em desenvolvimento, pois estes não são detentores de artifícios políticos suficientes para estancar os imbróglios gerados pela ocorrência de tais infortúnios.

Muitos economistas fazem a diferenciação entre a doença holandesa e a maldição dos recursos<sup>181</sup>. Ao passo que a maldição dos recursos seria mais um impasse no que toca à má gerência institucional, facilitando, portanto o acesso à corrupção ou à caça aos rendimentos, a doença holandesa seria uma falha de mercado<sup>182</sup>.

Com o grande volume de recursos naturais que eventualmente possam abençoar uma nação, trazendo esperanças de alavancar vantagens econômicas e progressos de toda a ordem – como é o caso do petróleo – pode acontecer de, porventura, haver empecilhos no que diz respeito à industrialização e à variedade da economia interna quando do deparo com a abundância repentina. O Estado é um novo-rico, riqueza esta que adveio de forma fácil, pelo simples desejo do meio ambiente, ou da vida, um acaso do destino que faz com que aquele

---

<sup>180</sup> O Estado tem em seu território: minérios de ferro, gás natural, chumbo, cobre, zinco, além de inúmeras florestas e um potencial hidroelétrico abastado. MIGLIORI NETO, Gabriel. *O crescimento econômico escandinavo : uma seleção da literatura de crescimento e o caso dos países escandinavos com foco em recursos humanos*. 2 de julho de 2007. 117 fls. P. 71-85. Master Thesis. FGV – Fundação Getúlio Vargas. Disponível em: <http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/handle/10438/1846> Acesso em: 1 de setembro de 2014.

<sup>181</sup> “... muitos autores, sobretudo economistas, a referirem-se ao fenômeno da *maldição dos recursos* (*resource curse*) para caracterizar a (má) distribuição econômica de riqueza nestes territórios: “*países ricos com gente pobre*” (Sitglitz: 2005,13) ou mesmo à *doença holandesa* (“*dutch disease*”) para sublinhar a estabilidade econômico-financeira em que estes países vivem, salvo raras e honrosas exceções, como os Estados Unidos da América, a Austrália, o Canadá e, essencialmente, o “*modelo da Noruega*”...” ANDRADE, José Carlos Vieira de. MARCOS, Rui de Figueiredo. *Direito do Petróleo*. (Coord.). Op. Cit. P. 48.

<sup>182</sup> BRESSER-PEREIRA, Luiz Carlos., MARCONI, Nelson., OREIRO, José Luís. *A Doença Holandesa*. In: BRESSER-PEREIRA, L. C. *Globalização e Competição: Por que alguns países emergentes têm sucesso e outros não*. Rio de Janeiro: Elsevier, Cap. 5, 2009. 248 fls. P. 22.

torrão outrora desvalido seja agora um vencedor solitário e integral da loteria na corrida para a prosperidade. Nesta esteira, a doença holandesa acontece quando este novo-rico, destacada a sua ignorância, não sabe administrar o seu tesouro com sabedoria, encurralado pela corrupção em torno dos contratos exploratórios e dos impostos de exportação dos hidrocarbonetos<sup>183</sup>.

Uma melhor visualização destas ocorrências pode ser constatada com clarividência quando do confronto de, por exemplo, Noruega e Nigéria, dois países com economia interna focada em torno no petróleo, ambos pertencentes ao conjunto dos dez maiores exportadores de petróleo do mundo. Porém, a abundância de óleo no território nigeriano não é sinônimo de evolução para o Estado africano, que não oferece uma boa qualidade de vida à sua população, ocupando a posição 153º no ranking de IDH (Índice de Desenvolvimento Humano).<sup>184</sup> Totalmente oposta é a realidade do Reino da Noruega, que lidera o mesmo *ranking* de IDH intocada, por cinco anos consecutivos<sup>185</sup>. O Estado fez uso do arsenal das riquezas da pátria em favor e proveito próprio, melhorando a qualidade de vida dos cidadãos, distribuindo igualmente a renda *pe capita*, etc., ou seja, consagrando-se como espelho perfeito de sucesso nos empreendimentos petrolíferos, uma vez que dispõe de equilíbrio nas suas organizações estruturais o que lhes proporciona estabilidade política, econômica e social de forma que não padece dos males da doença holandesa e da maldição dos recursos, que assolam as nações em desenvolvimento, abastadas em recursos naturais, pois estas posteriores, como já foi dito, são ocasionalmente despreparadas para superintender adequadamente os seus pecúlios.<sup>186</sup>

Uma das barreiras cuja existência impede a manifestação da doença holandesa em território norueguês foi a criação do Fundo do Petróleo<sup>187</sup>, que insula uma fatia dos ganhos

---

<sup>183</sup> BRESSER-PEREIRA, Luiz Carlos., MARCONI, Nelson., OREIRO, José Luís. *A Doença Holandesa*. Op. Cit. P. 22-25.

<sup>184</sup> “O IDH leva em conta três dimensões básicas da existência humana: uma vida longa e saudável, o acesso ao conhecimento, um padrão de vida digno. Estas três dimensões são mensuradas no IDH pelos seguintes indicadores: esperança de vida ao nascer, taxas de alfabetização e de matrícula PIB per capita.” *O que é IDH*. Disponível em: [http://www.dhnet.org.br/dados/idh/idh/idh\\_oqe.pdf](http://www.dhnet.org.br/dados/idh/idh/idh_oqe.pdf) Acesso em: 29 de agosto de 2014.

<sup>185</sup> Posições de IDH referentes ao ano de 2013, disponibilizadas pelo Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD). *Relatório do Desenvolvimento Humano 2013. A Ascensão do Sul: Progresso Humano num Mundo Diversificado*. PNUD. P. 149-203. Disponível em: <http://www.un.org/files/HDR2013%20Report%20Portuguese.pdf> Acesso em: 30 de agosto de 2014.

<sup>186</sup> Revista Isto é. *Entre o atraso e o progresso – A experiência de países exportadores de petróleo indica os rumos para o Brasil evitar erros na era do pré-sal*. Luiza Villaméa. 9 de setembro de 2009. Disponível em: [http://www.istoe.com.br/reportagens/17928\\_ENTRE+O+ATRASSO+E+O+PROGRESSO](http://www.istoe.com.br/reportagens/17928_ENTRE+O+ATRASSO+E+O+PROGRESSO) Acesso em: 27 de agosto de 2014.

<sup>187</sup> “The Norwegians are well aware of oil’s terrible ability to turn riches into rags and sages into fools. Back in 1990 they established a sovereign-wealth fund (formally known as the Government Pension Fund Global) to prepare the country for a post-oil future and to prevent deindustrialisation. They also used the oil industry to promote other local industries such as shipping” *The Economist. Norway: The rich cousin – Oil makes Norway different from the rest of the region, but only up to a point*. February second, 2013. Disponível em:

provenientes da produção da economia, sendo a quantia investida fora do país e posteriormente restituída, tal estratégia salvaguarda as complicações típicas da *Dutch disease*<sup>188</sup>. O fundo do petróleo norueguês foi instituído em 1990, os saques do fundo são limitados, só podem ser levantados 4% da integralidade do capital por ano e a expectativa é que para 2017 os ativos representem cerca de USD 800/900.000.000.000<sup>189</sup>.

O *Norwegian Government Petroleum Fund* (GPF) foi criado com o objetivo de controlar a riqueza súbita originada pelo petróleo, para que esta não afetasse a economia e muito menos a população do país escandinavo, além do mais o fundo foi utilizado pelo Governo Norueguês como instrumento de gestão do planeamento orçamental com equidade e disciplina<sup>190</sup>. Tal fundo fora renomeado em 2006 para *Government Pension Fund Global* (GPFG), sendo conhecido internacionalmente como exemplo de eficiência, bom governo e transparência<sup>191</sup>.

Destacado o protótipo mundial do modelo norueguês – que inclusive conta com um programa denominado “*Petróleo para o Desenvolvimento*” que tem por fito o auxílio a outras nações produtoras de petróleo, para que estas explorem os seus recursos de forma que este ofício traga benefícios e oportunidades à sociedade<sup>192</sup> – convém justificar o porquê de tamanha eficiência, que é o faremos a seguir.

No final do ano de 1969 foi encontrado petróleo na Noruega – campo de Ekofisk<sup>193</sup> – na zona do Mar do Norte, desde então o país escandinavo só apresenta prosperidade. Algumas razões<sup>194</sup> intrínsecas ao Estado parecem ter contribuído para um melhor desenvolvimento: o país sempre teve a Administração Pública como entidade controladora dos seus recursos

---

<http://www.economist.com/news/special-report/21570842-oil-makes-norway-different-rest-region-only-up-point-rich> Acesso em: 24 de agosto de 2014.

<sup>188</sup> Ibidem.

<sup>189</sup> YERMO, J. *Governance and Investment of Public Pension Reserve Funds in Selected OECD Countries*. OECD Working Papers on Insurance and Private Pensions, 2008. N.º 15, OECD Publishing. doi:10.1787/244270553278. P. 7.

<sup>190</sup> CLARK, Gordon L.; MONK, Ashby. *The Norwegian government pension fund: Ethics over efficiency*. Rotman International Journal of Pension Management, Spring 2010, Vol. 3. Issue 1. Fls. 14-19. P. 14. Disponível em: <http://rijpm.metapress.com/content/73211015t7851m82/> Acesso em: 19 de setembro de 2014.

<sup>191</sup> Ibidem.

<sup>192</sup> *Entre o atraso e o progresso – A experiência de países exportadores de petróleo indica os rumos para o Brasil evitar erros na era do pré-sal*. Op. Cit.

<sup>193</sup> A produção no campo, contudo só começou em 15 de junho de 1971. *The Norwegian Petroleum Sector*. Facts 2014. The Norwegian Petroleum Directorate Publication – Oil and Energy in collaboration with the NPD releases a new brochure about the Norwegian petroleum sector, 5 de maio de 2014 P. 1-77. ISSN 1504-3398. Disponível em:

[http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Faktaheftet/Fakta2014OG/Facts\\_2014\\_netto.pdf](http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Faktaheftet/Fakta2014OG/Facts_2014_netto.pdf). Acesso em: 23 de agosto de 2014. P. 11.

<sup>194</sup> *Entre o atraso e o progresso – A experiência de países exportadores de petróleo indica os rumos para o Brasil evitar erros na era do pré-sal*. Op. Cit.

naturais, além do mais também destrinchou a ideia de investir em ações de companhias privadas, como maneira de controlar empreendimentos ao invés de fazer uso da legislação, a Noruega é ainda uma nação que defende amplamente os direitos humanos. Destarte, o *boom* dos hidrocarbonetos também implicou um *boom* na ampliação das prerrogativas e direitos individuais, sociais e coletivos dos habitantes da pátria nórdica<sup>195</sup>.

A Noruega administra os seus recursos naturais fazendo uso de três órgãos nacionais diferenciados, uma NOC (a StatoilHydro<sup>196</sup>), um ministério (de Petróleo e Energia) e um regulador (a agência *Norwegian Petroleum Directorate* – NPD). Pode-se dizer, portanto que a administração quanto à exploração de hidrocarbonetos é dividida pelas funções: econômica, fiscal e regulatória e assim o é desde 1972, tal separação é mais uma das características do modelo norueguês que o fez servir de arquétipo de dinamismo e bom governo em países como Nigéria, Colômbia, Brasil, e outras pátrias dispersas pela América Latina, África e Ásia<sup>197</sup>. Por outro lado, é importante adaptar e adequar os preceitos noruegueses às instituições fracassadas, raquíticas e por ocasião desorganizadas destes países, para que não sejam suscetíveis de serem manchadas pela nódoa da corrupção, o que deu certo para a Noruega

---

<sup>195</sup> Ibidem.

<sup>196</sup> A StatoilHydro é a empresa responsável pela extração e parte das vendas dos ganhos da produção total são gerenciados por outra companhia, a Petoro, empresa integralmente pertencente ao Estado, tais valores são designados à causas sociais, isto é, há um investimento para a melhoria da qualidade de vida dos cidadãos. Ainda existe uma terceira empresa, a Gassco que é a companhia responsável pela administração da rede de gasodutos que conecta a plataforma continental às instalações terrestres e que também operadora do Glassled (*Joint Venture* titular da maior parte das infraestruturas de gás da plataforma continental norueguesa). *Noruega: país é modelo na exploração de petróleo*. Carla Viveiros. Notícia. 5 de julho de 2014. Disponível em: [http://www.universodopetroleo.com.br/2010/07/noruega-pais-e-modelo-na-exploracao-de\\_05.html](http://www.universodopetroleo.com.br/2010/07/noruega-pais-e-modelo-na-exploracao-de_05.html) Acesso em: 30 de agosto de 2014 e *vide* BAIN & COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. *Relatório I – Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de petróleo e gás natural*. Op. Cit. P. 196; 203 e 205.

<sup>197</sup> THURBER, M.C., et al., *Exporting the “Norwegian Model”*: *The effect of administrative design on oil sector performance*. Energy Policy (2011), doi:10.1016/j.enpol.2011.05.027. 8 fls. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421511004125> Acesso em: 3 de julho de 2014. P. 1.

pode não ser compatível em outras nações<sup>198</sup>, especialmente quando está ausente um patamar otimizado da qualidade das instituições e da competição política<sup>199</sup>.

Como é sabido, o modelo regulatório escolhido para o pré-sal brasileiro é profundamente inspirado no esquema do Estado escandinavo, que adota o regime de concessões – assim também acontece tradicionalmente no Brasil – porém na Noruega não são realizados leilões de licitação dos blocos<sup>200</sup> a serem explorados, pois a própria Administração Pública, conforme os seus critérios, é quem seleciona e gerencia os contratos e as licenças de produção<sup>201</sup>.

A principal norma que rege a atividade petrolífera norueguesa é o *Petroleum Act* (a Lei do Petróleo N.º 72) de 29 de novembro de 1996 – a qual fixa um princípio que reza que o Estado norueguês é o proprietário dos hidrocarbonetos presentes no seu território (*in situ*) cabendo somente a ele a administração destes recursos.<sup>202</sup> O país ainda se submete aos Decretos Reais, ou seja, os atos normativos do Rei que poderão complementar as leis ou até mesmo regulá-las<sup>203</sup>, o Decreto Real que regula a lei citada acima é o de 27 de junho de 1997. Há ainda a lei N.º 35 de 13 de junho de 1975 – *The Petroleum Taxation Act* – norma que disponibiliza a base legal para o regime de tributação especial dedicado a empresas que estiverem a explorar e produzir hidrocarbonetos na plataforma continental norueguesa<sup>204</sup>

---

<sup>198</sup> O Brasil é um país em que o modelo norueguês vem se mostrando compatível, muito embora o Estado só tenha realizado o desmembramento de funções depois de desenvolver melhor sua capacidade no setor do óleo, isto é, já tinha elementos delineados antes de instituir a desagregação e quando realizou esta última tais rudimentos já estavam mais maduros, ao contrário da Noruega ou Nigéria, por exemplo. A cisão de atribuições foi materializada principalmente com a criação da ANP – Agência Nacional de Petróleo – a agência reguladora da atividade petrolífera brasileira, em 1997 (note-se que à época a Petrobras já possuía papel relevante e firme no setor de hidrocarbonetos). Mais à frente, no ano 2000 a NOC do país foi privatizada, o que fez com que se tornasse um *player* ainda mais habilitado (nos dias de hoje Petrobras é empresa influente e líder em exploração *offshore* em águas ultraprofundas), com esses dados é possível observar que o Brasil tem sido aluno dedicado e com maior empenho pode atingir metas ainda mais avançadas, especialmente no que diz respeito à evolução positiva de suas instituições, que por ora ainda são medianas. THURBER, M.C., et al., *Exporting the “Norwegian Model”: The effect of administrative design on oil sector performance*. Op. Cit. P. 1-13.

<sup>199</sup> THURBER, M.C., et al., *Exporting the “Norwegian Model”: The effect of administrative design on oil sector performance*. Op. Cit. P. 11.

<sup>200</sup> IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. *Informativo Sobre o Pré-sal*. Disponível em: <http://www.ibp.org.br/main.asp?Team=%7BF400BB19-AB8B-4DD4-97F0-006C250A46C3%7D> Acesso em: 26 de agosto de 2014.

<sup>201</sup> *Ibidem*.

<sup>202</sup> THURBER, M.C., et al., *Exporting the “Norwegian Model”: The effect of administrative design on oil sector performance*. Op. Cit. P. 2-6.

<sup>203</sup> BAIN & COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. *Relatório I – Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de petróleo e gás natural*. Op. Cit. P. 200.

<sup>204</sup> SVENSEN, Thomas K., SIMONSEN, Sandra., LIND, Kristian M. *Oil and Gas Regulation in Norway: overview*. Energy and Natural Resources Multi-Jurisdictional Guide 2014. Thomson Reuters. April first, 2014. 8 fls. P. 2. Disponível em: <http://uk.practicallaw.com/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1247632895524&ssbinary=true> Acesso em: 1 de setembro de 2014.

A partir da lei de 1996, adotou-se o modelo de concessões para o país, como referido outrora. Estas materializadas por meio das licenças, que por sua vez são concedidas garantindo exclusivamente prerrogativas de exploração, produção e transporte de petróleo nas áreas discriminadas no objeto contratual, mediante autorização e aprovação do Estado<sup>205</sup>. A propriedade do petróleo explorado é da empresa concessionária, como visto no capítulo I deste estudo. Registre-se que os critérios adotados pela Noruega são objetivos, centrados na técnica e não discriminatórios;<sup>206</sup> são eles: conhecimentos técnicos, capacidade financeira e experiência<sup>207</sup>. Estas licenças têm inicialmente prazo de dez anos, já o período de prorrogação da mesma é geralmente correspondente a trinta anos, mas pode ser até de cinco décadas<sup>208</sup>. Nos casos de contratação de várias OCs numa mesma licença é obrigatória a formação de um *Joint Operating Agreement*, cujo operador será nomeado pelo *Ministry of Petroleum and Energy* (Ministério do Petróleo e Energia)<sup>209</sup>. O *Ministry of Petroleum and Energy*, por sua vez, tem como uma de suas incumbências mais determinantes a garantia de que a exploração dos recursos minerais seja concomitantemente eficiente, emane lucros e respeite as causas ambientais, a sustentabilidade é um preceito deveras arraigado aos princípios nacionais, além de garantir a existência de empregos<sup>210</sup>.

No que diz respeito às licenças, podem ser outorgados pelo governo norueguês dois tipos: a licença de exploração – *exploration licence* – e a licença de produção – *production licence*. A licença de exploração é concedida pelo Ministério da Indústria e Energia às OCs para as atividades relacionadas à ciência da geologia e tem um prazo de 3 anos, ainda não pode vir a ser uma licença de produção, pois só abrange a prospecção de poços com profundidade mínima. De outra forma, as licenças de produção são destinadas a um consórcio empresarial, podendo ser emitidas pelo Rei, para as operações *downstream* da indústria de hidrocarbonetos<sup>211</sup>.

---

<sup>204</sup> *The Norwegian Petroleum Sector*. Facts 2014. Op. Cit. P. 28 e BAIN & COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. *Relatório Consolidado do BNDES*. Op. Cit. P. 49.

<sup>205</sup> *The Norwegian Petroleum Sector*. Facts 2014. Op. Cit. P. 28.

<sup>206</sup> *Ibidem*.

<sup>207</sup> SVENSEN, Thomas K., SIMONSEN, Sandra., LIND, Kristian M. *Oil and Gas Regulation in Norway: overview*. Op. Cit. P. 4.

<sup>208</sup> SVENSEN, Thomas K., SIMONSEN, Sandra., LIND, Kristian M. *Oil and Gas Regulation in Norway: overview*. Op. Cit. P. 2.

<sup>209</sup> *The Norwegian Petroleum Sector*. Facts 2014. Op. Cit. P.28 e BAIN & COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. *Relatório Consolidado do BNDES*. Op. Cit. P. 49.

<sup>210</sup> RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo: As Joint Ventures da Indústria do Petróleo*. 2ª Edição atualizada e ampliada. Rio de Janeiro: Renovar, 2003. 522p. P. 156.

<sup>211</sup> RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo: As Joint Ventures da Indústria do Petróleo*. Op. Cit. P. 155-156.



Como é de dedução óbvia, o Estado está muito presente no ordenamento jurídico norueguês – sendo esta uma de suas características singulares – especialmente no que diz respeito ao gerenciamento da indústria petrolífera local, existem vários órgãos e empresas estatais envolvidas. O Ministério mencionado no parágrafo antecedente, o qual é encarregado, entre tantas responsabilidades, de fiscalizar as empresas estatais (Gassco, Petoro e a sociedade de economia mista StatoilHydra), do acompanhamento dos licenciamentos concebidos e ainda se ocupa de questões fiscais<sup>212</sup>, etc. Existe ainda outro órgão subordinado ao Ministério que lhes é auxiliar, o *Norwegian Petroleum Directorate* (NPD), que possui um papel na superintendência do óleo, além de editar regulamentos, tomar algumas decisões, entre outros afazeres.

Além destes dois organismos estatais, convém lembrar as empresas que são integrantes do universo petrolífero estatal do país escandinavo: a StatoilHydro, a Gassco<sup>213</sup> e a Petoro que muito embora possuam atribuições diferentes, convergem no objetivo de aumentar os valores dos recursos petrolíferos na *Norwegian Continental Shelf* – plataforma continental norueguesa.<sup>214</sup> Porém, das três a que merece mais destaque<sup>215</sup> é a StatoilHydro.

A empresa foi criada em 18 de setembro de 1972 constituída originariamente sob a forma de sociedade limitada cujo nome era *Den norske stats oljeselskap AS*<sup>216</sup> – época em que pertencia integralmente ao Estado – e privatizada em 18 de junho de 2001 em Oslo, Nova Iorque, as suas ações foram negociadas na bolsa de valores americana e nesta oportunidade passou a ser uma sociedade limitada e a intitular-se Statoil ASA<sup>217</sup>, mais tarde foi alvo de uma fusão com a Norsk Hydro em outubro de 2007, ocasião em que passou a ser conhecida como StatoilHydra. A NOC norueguesa desempenha as suas atividades principalmente no setor

---

<sup>212</sup> BAIN & COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. *Relatório I – Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de petróleo e gás natural*. Op. Cit. P. 203 e Norway. Norwegian Petroleum Directorate. *General information on the Norwegian regulatory regime pertaining to fiscal measurement of oil and gas from the Norwegian continental shelf*. 7 fls. P. 4. Disponível em: <http://www.npd.no/Global/Engelsk/5-Rules-and-regulations/Fiscal-measurement/Fiskal-measurement.pdf> Acesso em: 1 de setembro de 2014.

<sup>213</sup> Já melhor definida na nota de rodapé N.º 196

<sup>214</sup> Norway. Ministry of Petroleum and Energy. *Norway: Petroleum regime*. Mette Karine Gravidahl Agerup. Assistant Director General. 19 fls. P. 18. Disponível em: <http://www.oireachtas.ie/parliament/media/committees/archivedcommittees/cnranda/Norwegian-petroleum.pdf> Acesso em: 31 de agosto 2014.

<sup>215</sup> Muito embora as outras também possuam ofícios relevantes no cenário norueguês, esta é a que possui papel mais ativo e influente.

<sup>216</sup> *Annual Report on Form 20-F – 2013*. Statoil ASA 2014. Fls. 1-220. Disponível em: [http://www.statoil.com/no/InvestorCentre/AnnualReport/AnnualReport2013/Documents/DownloadCentreFiles/01\\_KeyDownloads/AnnualReport20-F.pdf](http://www.statoil.com/no/InvestorCentre/AnnualReport/AnnualReport2013/Documents/DownloadCentreFiles/01_KeyDownloads/AnnualReport20-F.pdf) Acesso em: 1 de setembro de 2014. P. 16.

<sup>217</sup> *Annual Report on Form 20-F – 2013*. Op. Cit. P. 16.

*upstream*<sup>218</sup> e concorre com outras empresas pela exploração de hidrocarbonetos na plataforma continental norueguesa, em concorrência, nos mesmos termos e condições, tal como faz a Petrobras no Brasil<sup>219</sup>. A atividade da empresa não se restringe ao território do país nórdico, a mesma participa em projetos em países distintos e também a investe noutros setores energéticos, como na energia eólica *offshore* e na apreensão e armazenamento de carbono, trazendo, por conseguinte maior segurança no que concerne ao abastecimento energético, coligando-se, outrossim, a causas ambientais e ainda a expansão do domínio energético<sup>220</sup>.

Analisando agora um ângulo diverso, a Petoro, outra empresa estatal norueguesa cujo capital é público em absoluto e que tem por escopo central a coordenação do portfólio de parcerias de que fazem parte a *holding* estatal *State's Direct Finance Interests* (SDFI) – Participação Financeira Direta do Estado – as quais podem ser entre IOCs ou até mesmo com a NOC StatoilHydra, note-se ainda que a Petoro não pode ser operadora dos trabalhos de E&P<sup>221</sup> de petróleo, além disto, outro fato curioso é que sendo uma companhia pequena conta com cerca de 60 ou 70 funcionários. O exercício mais importante da Petoro<sup>222</sup> é ampliar o valor da SDFI o máximo possível, já que esta participação é uma fonte interessante de fundos para o Estado e a companhia fá-lo destacando a sua capacidade de colaboração e influência com operadores e outras companhias.<sup>223</sup>

Para além dos órgãos do governo aos quais se fez referência, ainda existem outros agentes envolvidos no palco petrolífero do país escandinavo, como por exemplo, o Ministério das Finanças que possui entre as suas obrigações aquelas que se relacionam aos tributos equivalentes às atividades petrolíferas. Também existem intervenções do Ministério dos Transportes e das Telecomunicações, no que toca à prevenção de poluições e contaminações nas águas locais, à proporção que a Administração da Costa Norueguesa é a responsável pela providência alusiva aos vazamentos e derramamentos de óleo. O ofício do Ministério do Clima e do Meio ambiente é pertinente à proteção ambiental e equilíbrio do meio ambiente

---

<sup>218</sup> BAIN & COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. *Relatório I – Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de petróleo e gás natural*. Op. Cit. P. 205.

<sup>219</sup> VIANA, Camila Rocha Cunha. *A evolução do monopólio do petróleo e o novo marco regulatório do pré-sal*. Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia. Vol. 3. 2012. Fls. 165-196. P. 176. Disponível em: <http://www.e-publicacoes.uerj.br/index.php/rbdp/article/view/5788/4206> Acesso em: 30 de agosto de 2014.

<sup>220</sup> *Annual Report on Form 20-F – 2013*. Op. Cit. P. 16.

<sup>221</sup> VIANA, Camila Rocha Cunha. *A evolução do monopólio do petróleo e o novo marco regulatório do pré-sal*. Op. Cit. P. 176 e BAIN & COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. *Relatório I – Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de petróleo e gás natural*. Op. Cit. P. 204.

<sup>222</sup> Endereço Virtual da Petoro: <http://www.petoro.no/about-petoro>.

<sup>223</sup> *Ibidem*.

externo, enquanto a Agência Norueguesa do Meio Ambiente é quem controla a poluição.<sup>224</sup> Existem ainda variados órgãos influentes no acompanhamento das atividades petrolíferas da Noruega, contudo não será possível exauri-los nesta oportunidade, devido à riqueza de detalhes e à complexidade que os envolve, sendo assim dar-se-á continuidade ao fluxo rotineiro da corrente pesquisa<sup>225</sup>.

A par da regulação e organização do setor de E&P de hidrocarbonetos do país nórdico outros aspectos também contribuíram para o seu sucesso, por exemplo, antes da descoberta de óleo, o principal motor da indústria norueguesa era relacionado à navegação marítima e construção de embarcações<sup>226</sup>, o que já garantia ao país certos conhecimentos técnicos, com maturidade e bom desenvolvimento para as eventuais explorações nas plataformas petrolíferas *offshore*. Além disso, também foi incentivado ao uso de conteúdos locais<sup>227</sup> e disponibilizados intensos investimentos em pesquisa e desenvolvimento, também em novas fontes de energia como estudamos. Um outro pormenor essencial foi a criação do fundo para administrar os recursos advindos do setor petrolífero e também do gás natural, tal constituição foi imprescindível para se evitar a presença indesejada da doença holandesa<sup>228</sup> e para a consolidação do reconhecimento quase que consensual do modelo norueguês ao redor do planeta.

Em suma, relativamente à Política Nacional do Petróleo, a Noruega faz com que os agentes envolvidos, sejam as OCs ou até mesmo os contratos ou os organismos nacionais reguladores, girem em torno da satisfação plena do objetivos estratégicos nacionais. Desde a criação do primeiro Código do Petróleo no país, em 1969, houve uma preocupação em inserir a sociedade, isto é, os cidadãos, como maiores beneficiários das riquezas do petróleo. Desde sempre foram fixados valores essenciais à política energética nacional como por exemplo a preservação do meio ambiente, a dita transferência de benfeitorias sociais aos seus destinatários, além de uma fiscalização eficiente por parte do governo local<sup>229</sup>. Na organização administrativa do setor do petróleo no país podemos visualizar nitidamente o Estado Regulador e o Estado Empreendedor, mas o que mais chama atenção no sistema da

---

<sup>224</sup> *The Norwegian Petroleum Sector*. Facts 2014. Op.Cit. P. 29.

<sup>225</sup> Para mais sobre a organização e competências estruturais do governo norueguês *vide: Referências para a Política Industrial do Setor de Petróleo e Gás: O Caso da Noruega*. 2011 – Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial – ABDI. P 1-58. Disponível em: <http://www.abdi.com.br/Estudo/cadernoPEG.pdf> Acesso em: 1 de setembro de 2014.

<sup>226</sup> *Referências para a Política Industrial do Setor de Petróleo e Gás: O Caso da Noruega*. Op. Cit. P. 27.

<sup>227</sup> *Ibidem*.

<sup>228</sup> *Ibidem*.

<sup>229</sup> RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo: As Joint Ventures da Indústria do Petróleo*. Op. Cit. P. 154.

nação escandinava é a notória firmeza institucional, a qual oferece poucos riscos ao investidor estrangeiro, atraído facilmente pela segurança jurídica e institucional do país<sup>230</sup>.

## 7.2. Modelo Angolano

Angola é a terceira maior nação produtora de petróleo na África, ficando atrás apenas da Nigéria e da Líbia. É ainda um membro da OPEC, consagrado em janeiro de 2007. De acordo com as estatísticas e dados da companhia *British Petroleum* – a BP – disponibilizados em junho deste ano (2014)<sup>231</sup>, Angola tinha até ao final de 2013 12,7 bilhões de boe em reservas provadas, período em que produzia 1,801 mil barris de crude por dia. O óleo passou a ganhar destaque na economia do Estado Angolano a partir de 1973, 18 anos depois do início das atividades em torno do primeiro poço de prospecção comercial no país<sup>232</sup>.

Saliente-se ainda que a economia do país é fortemente dependente do petróleo<sup>233</sup>, equivalendo este a aproximadamente 40% do Produto Interno Bruto (PIB) e a 80% dos cofres públicos<sup>234</sup>. O país, entretanto ainda é atrasado em termos de desenvolvimento e progressos latentes, tanto nos critérios econômicos quanto nos sociais e de garantias individuais, o Estado só se tornou independente – como nação – em 11 de novembro de 1975, em períodos de choque do petróleo em dimensão mundial, emancipação esta que lhe fez emergir como potencial produtor, impondo a exploração dos seus recursos naturais para ulterior ascensão de todo um povo<sup>235</sup>.

---

<sup>230</sup> RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo: As Joint Ventures da Indústria do Petróleo*. Op. Cit. P. 155.

<sup>231</sup> *BP Statistical Review of World Energy*. June 2014. British Petroleum Report. 63 rd edition. Energy Academy, Heriot-Watt University, Orb Solutions – London. P. 6. Disponível em: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf> Acesso em: 1 de setembro de 2014.

<sup>232</sup> SOGGE, David. *Angola: "Estado fracassado" bem-sucedido*. FRIDE, 2009. 81 Working Paper/Documento de Trabajo. Abril de 2009, Madrid – Espanha. 29 fls. P. 4. Disponível em: [http://africanarenas.net/docs/Angola\\_1310412369.pdf](http://africanarenas.net/docs/Angola_1310412369.pdf) Acesso em: 15 de setembro de 2014.

<sup>233</sup> O segmento do petróleo é o mais venturoso da economia do país, resistiu até mesmo aos prejuízos causados pela Guerra Civil que assolou o país e devastou os espaços de produção, ainda compreendidos tantos riscos políticos na pátria do Sudoeste Africano não deixou de ser ambiente atrativo para as IOCs. BAMBUA, Lino Sobrinho. SUSLICK, Saul B. *Angola: Perspectivas Futuras do Setor de Petróleo*. Revista Brasileira de Energia. Vol. 6. N.º 2.11 fls. P. 1. Disponível em: <http://www.sbpe.org.br/socios/download.php?id=117>. Acesso em: 3 de agosto de 2014.

<sup>234</sup> MBendi – information services. *Oil and Gas in Angola – Overview*. Disponível em: <http://www.mbendi.com/indy/oilg/af/an/p0005.htm> Acesso em 2 de setembro de 2014.

<sup>235</sup> RODRIGUES, Rui Duarte Abano. *Sonangol – O petróleo e a estratégia de desenvolvimento econômico em Angola*. Dissertação Para a obtenção do grau de Mestre em Gestão. Universidade Aberta. Lisboa, 2013. Fls. 1-150. P. 51.

Descobriu-se petróleo pela primeira vez em Angola no ano de 1955 em Kwanza, próximo a Luanda, porém o país só despertou como grande produtor de petróleo em meados de 1960, quando encontraram grandes reservas na região da província de Cabinda, em 1973 o óleo já era o principal produto de exportação do Estado africano e ao fim da década a Administração Pública iniciou um programa para atrair investimentos diretos estrangeiros.<sup>236</sup>

A regulação da indústria petrolífera angolana em relação no *upstream* é encabeçada pela Lei N.º 10, de 12 de novembro de 2004, sucessora da Lei Geral de Atividades Petrolíferas, a Lei N.º 13, de 26 de agosto de 1978 esta, por sua vez, instituiu alguns princípios e preceitos fundamentais como, a título exemplificativo, o da propriedade estatal dos recursos petrolíferos e também adotou o regime da concessionária exclusiva e da obrigatoriedade associativa no âmbito das concessões no país africano<sup>237</sup>, estes pilares foram assegurados pela nova norma. Não obstante à existência desta última regra que é edificante, existem ainda outros mecanismos legislativos, inclusive outras leis, decretos e até mesmo os próprios contratos firmados no perímetro correspondente à atividade petrolífera angolana, tais como a lei que regula a tributação incidente no setor – a Lei N.º13 de 2004 – ainda a Lei N.º 26 de 2012 que diz respeito ao transporte e armazenamento bruto de petróleo e gás natural, as Licenças de Prospecção e os próprios contratos de consórcio, de partilha de produção e de serviço com cláusula de risco. Todos estes componentes e outros mais<sup>238</sup> preenchem o modelo regulatório norueguês de exploração e produção petrolífera.

Doutra banda, a execução das operações *downstream* foram primeiramente abordadas pela Resolução N.º 105 de 19 de novembro de 2009, que definiu uma estratégia para a liberalização no campo dos combustíveis, a esperança de um aperfeiçoamento e fortalecimento do mercado interno do país, já que existiam à época evidências de que a Sonangol<sup>239</sup> (a NOC angolana que atua em monopólio) estava a mostrar-se hábil para suprir a

---

<sup>236</sup> *Angola's Oil Industry Operations*. Research report commissioned by the Open Society Initiative for Southern Africa – OSISA. Fls.1-40. P. 5. Disponível em: [http://www.osisa.org/sites/default/files/angola\\_oil\\_english\\_final\\_less\\_photos.pdf](http://www.osisa.org/sites/default/files/angola_oil_english_final_less_photos.pdf) Acesso em: 1 de setembro de 2014.

<sup>237</sup> Preâmbulo da Lei N.º Lei N.º 10/04 da República de Angola.

<sup>238</sup> Para uma visualização completa de todo o quadro normativo da atividade petrolífera de Angola *vide: A Regulação Petrolífera em Angola e o Processo de Licitação e Contratação*. Sonangol. 30 de Maio de 2012. P. 4. Disponível em: <http://www.relop.org/eventos/Documents/2013/Sonangol%20-%20Augusto%20Kalikemala.pdf> Acesso em: 2 de setembro de 2014.

<sup>239</sup> “A Sonangol/ Sociedade Nacional de Combustíveis de Angola, EP, remonta à Angol/ Sociedade de Lubrificantes de Combustíveis, SARL, fundada em 1953. Tratava-se, então de uma subsidiária da Sacor, SARL. Em 1976, (Decreto-lei N.º 52/76), foi nacionalizada e cindida na Sonangol U.E.E. e na Direção Nacional de Petróleos. A Sonangol ficou como concessionária exclusiva para a exploração de hidrocarbonetos líquidos e gasosos no subsolo e na plataforma continental de Angola. É responsável pela exploração, produção, fabrico,

demanda da população, além do mais os consumidores careciam de preços mais competitivos, especulativos e orientados pelo mercado<sup>240</sup> e além da resolução também a Lei N.º 28 de 2011 é a regra que fixa os preceitos gerais relativos ao *downstream* em si mesmo (refinação do crude, armazenamento, transporte, distribuição e negociação de produtos derivados do óleo), além destes dois mecanismos também impõem condições aos trabalhos de *downstream* o Decreto Presidencial N.º 1 de 2012, as sociedades comerciais e as licenças.

Em diversa perspectiva, tratando agora sobre as concessões angolanas<sup>241</sup>, estas também são especificadas em Decreto próprio – o Decreto N.º 48 de 2006 – além de estarem reguladas na Lei N.º 11 de 2004 e poderem ser concedidas diretamente por negociação ou por meio de concurso público, nesta oportunidade os instrumentos de contratação manifestar-se-ão através das figuras de associações (sociedade comercial, contratos de consórcio e contratos de partilha de produção<sup>242</sup>) ou contratos de serviço com cláusula de risco, isso no que se coaduna ao *upstream*. Serão também realizadas licenças de prospecção, que nada mais são do que institutos jurídicos que permitem ao licenciado avaliar os potenciais exploratórios de uma área especificada, a partir da coleta de informações locais<sup>243</sup>.

Já naquilo que é tutelado aos agentes governamentais envolvidos no cenário petrolífero angolano é primordial consignar o Ministério dos Petróleos – MINPET – órgão da Administração Pública, o qual é encarregado de executar as políticas nacionais, coordenar, supervisionar e controlar as atividades do setor<sup>244</sup>, isto é, o MINPET tem as suas atribuições centralizadas na harmonização e desenvolvimento das atividades de E&P do país, fiscalizando e emanando diretrizes tanto para o *upstream* quando para o *downstream*.

---

transporte e comercialização de hidrocarbonetos em Angola.” CORDEIRO, António Menezes. *As empresas petrolíferas em Angola*. Op. Cit. P. 10-11.

<sup>240</sup> F&M – Economia e Mercado. *Liberalização dos Combustíveis: atrasada, mas não esquecida*. Carolina Barros e Helena Rodrigo Costa. 1 de Setembro 2010. Disponível em: <http://economiaemercado.sapo.ao/capa/liberalizacao-dos-combustiveis-atrasada-mas-nao-esquecida> Acesso em: 2 de setembro de 2014.

<sup>241</sup> “As concessões são, sob proposta do Ministro dos Petróleos, adjudicadas no âmbito dos respectivos concursos públicos. Ao Ministério dos Petróleos é permitida, por delegação de poderes, a concessão por ajuste directo.” In *Novo Regime de Organização e funcionamento do Setor Petrolífero*. VCA Advogados|Angola. 5fls. P.1. Disponível em: [http://www.vca-angola.com/xms/files/Newsletters/NOVO\\_REGIME\\_DE\\_ORGANIZACAO\\_E\\_FUNCIONAMENTO\\_DO\\_SETOR\\_PETROLIFERO.pdf](http://www.vca-angola.com/xms/files/Newsletters/NOVO_REGIME_DE_ORGANIZACAO_E_FUNCIONAMENTO_DO_SETOR_PETROLIFERO.pdf) Acesso em: 2 de setembro de 2014.

mediante invocação do interesse público.

<sup>242</sup> CORDEIRO, António Menezes. *As empresas petrolíferas em Angola*. Op. Cit. P. 16.

<sup>243</sup> *Operações Petrolíferas em Angola*. Direito da Energia e Recursos Naturais. PLMJ. Fevereiro de 2010. 3 fls. P. 2. Disponível em: [http://www.plmj.com/xms/files/newsletters/2010/Fevereiro/Regulamento\\_das\\_Operacoes\\_Petroliferas\\_em\\_Angola\\_-ROP-.pdf](http://www.plmj.com/xms/files/newsletters/2010/Fevereiro/Regulamento_das_Operacoes_Petroliferas_em_Angola_-ROP-.pdf) Acesso em: 2 de setembro de 2014.

<sup>244</sup> Endereço Virtual do Ministério dos Petróleos de Angola. Disponível em: <http://www.minpet.gov.ao/Institucionais/Missao.aspx> Acesso em: 2 de setembro de 2014.

Uma segunda figura pública do domínio petrolífero da República de Angola é a sua NOC, a Sonangol – Sociedade Nacional de Combustíveis em Angola – sediada em Luanda e criada em 1976 quando da nacionalização da Angol (Decreto-lei N.º52 de 1976). A companhia, que o tem seu capital integralmente em arbítrio do governo angolano, foi criada para administrar a E&P de óleo no território estatal, contudo, apesar de pertencer ao governo, desde sempre tem sido coordenada nos conformes das boas práticas das instituições privadas,<sup>245</sup> tendo a intenção de atuar a nível global, competitivamente, ampliando cada vez mais os seus recursos tecnológicos e investimentos em pesquisa e desenvolvimento, entre outros propósitos.<sup>246</sup>

Nas suas associações e interações com outras OCs, a Sonangol, na maior parte das ocasiões tem ajustado as *Joint Ventures* (o governo abdica da sua titularidade sobre o óleo em prol das contratadas e em contrapartida recebe *royalties* e ordenamentos da tributação) e *Production Sharing Agreements* (quando a propriedade do óleo ainda é preservada ao Estado e as IOCs são empreiteiras da Sonangol, havendo *à posteriori* o rateio dos lucros da produção) esta última modalidade é a mais popular no Estado Africano (onde tem funcionado bem), à proporção que para as novas descobertas na camada de pré-sal angolana, adjudicar-se-ão contratos de serviços com cláusula de risco.<sup>247</sup>

Além da Sonangol e do Ministério dos Petróleos, destaca-se o Conselho de Ministros. Órgão que representa o Governo, e em consequência o Estado Angolano, ao qual cabe a tutela das atividades no âmbito das concessões e no que se importa ao interesse nacional, entre outras atribuições<sup>248</sup>.

No que se refere aos contratos de partilha de produção num primeiro momento este parece de uma grande oportunidade para o Estado, por transferirem os custos e riscos exploratórios para as IOCs, o que aconteceu foi que essas OCs acabaram por se beneficiar muito mais dado que quando da evidência da descoberta comercial, ocasião em que lhes seria possibilitada uma recuperação imediata dos investimentos depositados nos projetos. Parece-

---

<sup>245</sup> RODRIGUES, Rui Duarte Abano. *Sonangol – O petróleo e a estratégia de desenvolvimento económico em Angola*. Op. Cit. P. 52.

<sup>246</sup> Ibidem.

<sup>247</sup> *Angola's Oil Industry Operations*. Research report commissioned by the Open Society Initiative for Southern Africa – OSISA. Op. Cit. P. 6.

<sup>248</sup> FEIJÓ, Carlos Maria. *O poder Concedente no Sector Petrolífero em Angola*. P. 88-89 in: VICENTE, Dário Moura (Coord.). *Direito dos Petróleos – Uma perspectiva lusófona*. Instituto de Cooperação Jurídica, Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa. Almedina. Maio, 2013. 268 fls.

nos que a execução desses PSAs em Angola é equivocada pelo fato de que o *cost oil* é avaliado em 50% do valor total da produção<sup>249</sup>.

Com incontáveis expectativas e quimeras em torno do petróleo angolano, sintetizando crenças persuasivas no sentido de que só o óleo pode “tirar o país do buraco”, parece-nos que a real conjuntura angolana mais se aproxima não só da doença, sobretudo de uma verdadeira epidemia holandesa no Estado africano, ainda mais quando não se tem presentes as zelosas preces norueguesas de diversificação da economia, fortalecimento das instituições (já que as atuais são fracas, quando não inexistentes) e retorno dos lucros procedentes do setor petrolífero para a população<sup>250</sup>. A política do país é corrupta, as instituições porosas e as massas em condições de extrema pobreza, Angola carece de um governo mais aberto, de barreiras ao constante desvio de verbas públicas, amplificação da cidadania e da transparência dos poderes e atos públicos, para que, presentes preceitos possam evoluir de maneira geral, não só no que se refere às questões políticas, mas também na causa de todo um povo, rico em recursos, mas repleto de mazelas sociais<sup>251</sup>.

---

<sup>249</sup> BUAMBUA, Lino Sobrinho; SUSLICK, Saul B. *Angola: Avaliação e Perspectivas Futuras do Setor de Petróleo*. Revista Brasileira de Energia, 1997, 6.2. 11 fls. P. 4. Disponível em: <ftp://ftp.mct.gov.br/Biblioteca/23343-angola-avaliacao-e-perspectivas-futuras-do-setor-de-petroleo.pdf> Acesso em: 22 de setembro de 2014;

<sup>250</sup> “O sector de hidrocarbonetos absorve actualmente 75 por cento de todo o investimento; gera, porém, somente um por cento de todo o emprego gerado no país. Em contraste, o sector agrário absorve menos de um por cento do novo investimento registado, mas tem potencial para gerar grandes quantidades de novos empregos. Persistindo no modelo actual de consumo voltado para as elites e para a produção focada na indústria de hidrocarbonetos, Angola provavelmente enfrentará sério declínio económico por volta de 2020. O choque de receita sofrido em 2008, causado pela queda dos preços dos diamantes e do petróleo (certamente acompanhada de acelerada fuga de capitais) é preâmbulo do que se aguarda no porvir. A próxima década talvez abrigue um brusco arrefecimento para as expectativas de estratos urbanos que aspiram à classe média. O modelo de desenvolvimento actual é, por conseguinte, uma bomba-relógio política; caberá à década vindoura revelar se será ou não desarmada...” SOGGE, David. *Angola: "Estado fracassado" bem-sucedido*. Op. Cit. P. 6.

<sup>251</sup> *Angola's Oil Industry Operations*. Research report commissioned by the Open Society Initiative for Southern Africa – OSISA. Op. Cit. P. 37.



## CAPÍTULO IV

### 8. QUADRO JURÍDICO-REGULATÓRIO DAS ATIVIDADES PETROLÍFERAS DO BRASIL ANTES DO PRÉ-SAL

#### 8.1. Introdução e Perspectiva Histórica

Embora já se acreditasse na existência de hidrocarbonetos no país desde o período colonial,<sup>252</sup> o petróleo foi descoberto no Brasil pela primeira vez em 21 de janeiro de 1939<sup>253</sup>, há exatamente 75 anos, no Bairro de Lobato, em Salvador, na Bahia. Reza a lenda<sup>254</sup> que foi encontrado acidentalmente por dois rapazes, quando deixavam armadilhas para apanhar passarinhos numa floresta. Nessa ocasião terão avistado um óleo negro e consistente que poluía a vegetação local. Mais tarde, descobriu-se que se tratava de petróleo, pelo que próximo daquela zona seria instalada a primeira refinaria do Estado, em 1941<sup>255</sup>, quando se encontrou um campo comerciável<sup>256</sup> em Candeias, na Bahia. Desde então, desencadearam-se várias outras descobertas de hidrocarbonetos em território nacional.

Em 1946 fora promulgada uma nova Constituição para a República Federativa do Brasil e concomitantemente à instituição desta, propagava-se um movimento intitulado “o Petróleo é nosso”, que objetivava uma manifestação mais evidente da soberania brasileira frente aos seus recursos minerais, campanha esta que durou até 1953, aproximadamente. A população, porém orientava-se pelas suas convicções: alguns acreditavam que as atividades da indústria petrolífera seriam geridas melhor por uma NOC, outra parte acreditava numa melhor administração dos recursos com a inserção de empresas particulares, fossem nacionais

---

<sup>252</sup> BRASIL. Ministério de Minas e Energia – MME, Brasília. *Petróleo no Brasil – Linha do Tempo*. 3 fls. P.1. Disponível em: [http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/pre\\_sal/Linha\\_do\\_tempo.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/pre_sal/Linha_do_tempo.pdf) Acesso em: 3 de setembro de 2014.

<sup>253</sup> Blog do Planalto. *O petróleo no Brasil*. 30 de agosto de 2009. Disponível em: <http://blog.planalto.gov.br/o-petroleo-no-brasil/> Acesso em: 3 de setembro de 2014.

<sup>254</sup> Esta é a versão popular, o Ministério de Minas e Energia diz que o acontecido deu-se de maneira diversa, para conhecimento desta outra visão *vide*: Globo Notícias. *Há 75 anos era descoberto petróleo em Lobato, bairro de Salvador (BA) - Pela primeira vez, foi possível produzir recurso comercialmente no país*. Notícia (G1 – Portal de notícias Globo). 21 de janeiro de 2014. Disponível em: <http://redeglobo.globo.com/globocidadania/noticia/2014/01/ha-75-anos-era-descoberto-petroleo-em-lobato-bairro-de-salvador-ba.html> Acesso em: 3 de setembro de 2014.

<sup>255</sup> *Há 75 anos era descoberto petróleo em Lobato*. Op. Cit.

<sup>256</sup> *Petróleo no Brasil*. Ministério de Minas e Energia. Op. Cit.

ou estrangeiras<sup>257</sup>. Fato curioso também é o de que na época vigorava no país o modelo de cessão física, ou seja, quem encontrasse petróleo na sua propriedade poderia dispor livremente dele, inclusive podendo outorgar as suas prerrogativas sobre o óleo a outrem<sup>258</sup>, o que causava indignações por parte de alguns que entendiam que o petróleo era um bem da nação, de um povo e não de um.

O citado movimento estimulou supervenientes mudanças no ordenamento jurídico do país e, em 3 de outubro de 1953 o então presidente Getúlio Vargas<sup>259</sup> promulgou a Lei n. 2.004, que tratava da Política Nacional do Petróleo, esquematizava atribuições para o Conselho Nacional de Petróleo – CNPE – e ainda instituiu o monopólio da União sobre o óleo para exploração, processamento o transporte do mesmo e dos seus derivados, um monopólio que mais tarde foi estendido a nível constitucional pela Constituição da República de 1967<sup>260</sup>.

Também foi esta norma – Lei n. 2.004/53 – que criou a empresa Petrobrás cuja forma era de sociedade anônima e intitulada Petróleos S.A. Ao mesmo tempo, a companhia estatal controlava além do setor de *upstream* também algumas das atividades *downstream*, contudo a empresa encarava um mercado limitado, além de haver no período um preço de saída do óleo predeterminado. Assim, com o passar do tempo a NOC enfrentava um dilema de excesso de pessoal e inferioridade em relação às petrolíferas concorrentes, as IOCs, muito embora a estatal brasileira como um todo, possa ser considerada bem-sucedida, comparando-se em equivalência às IOCs e pode-se dizer que até mesmo num patamar superior tratando-se de NOCs de outros países<sup>261</sup>.

---

<sup>257</sup> Ibidem.

<sup>258</sup> ALKIMIM, Viviane Alonso. *O Histórico da Extração e Exploração do Petróleo no Brasil e o Novo Marco Regulatório do Pré-Sal*. Série Aperfeiçoamento de Magistrados 1. VII Fórum Brasileiro Sobre as Agências Reguladoras. Fls. 66-74. P. 66. Disponível em: [http://www.emerj.tjrj.jus.br/serieaperfeicoamentodemagistrados/paginas/series/1/Agencias\\_Reguladoras\\_66.pdf](http://www.emerj.tjrj.jus.br/serieaperfeicoamentodemagistrados/paginas/series/1/Agencias_Reguladoras_66.pdf) Acesso em: 3 de setembro de 2014.

<sup>259</sup> Quando da assinatura da regra o Presidente disse as seguintes palavras acerca da nova empresa: “... a Petrobras assegurará não só o desenvolvimento da indústria petrolífera nacional, como contribuirá decisivamente para eliminar a evasão de nossas divisas. Constituída com capital, técnica e trabalho exclusivamente brasileiros, a Petrobras resulta de uma firme política nacionalistas no terreno econômico, já consagrada por outros arrojados empreendimentos em cuja viabilidade sempre confiei.” Blog do Planalto. *O petróleo no Brasil*. 30 de agosto de 2009. Disponível em <http://blog.planalto.gov.br/o-petroleo-no-brasil/> Acesso em: 3 de setembro de 2014.

<sup>260</sup> A Constituição da República de 1967 manteve a diferenciação entre os recursos minerais do petróleo, identificando-os em dispositivos apartados:

Art. 161 – “As jazidas, minas e demais recursos minerais e os potenciais de energia hidráulica constituem propriedade distinta da do solo para o efeito de exploração ou aproveitamento industrial.”

Art. 162 – “A pesquisa e a lavra de petróleo em território nacional constituem monopólio da União, nos termos da lei.”

Além disto, o monopólio era limitado à pesquisa e à lavra do hidrocarboneto, ficando assim excluídas as outras atividades do setor, as quais só integraram a legislação *a posteriori*.

<sup>261</sup> FISHMAN, Andrew. *Petroleum in Brazil: Petrobras, Petro-Sal, Legislative Changes & the Role of Foreign Investment*. Working Paper, Center for Latin American Studies, George Washington University, 2010. 33fls. P.

Em seguida, em 1968, época em que o Brasil estava aos comandos de uma ditadura militar recente fora realizada a primeira perfuração de poços de prospecção *offshore* no estado de Sergipe, campo de Guaricema. Contudo, apesar deste avanço tecnológico da NOC, mais tarde, as crises mundiais do petróleo de 1973 e 1979, fragilizaram a economia do país. Em resposta a este momento difícil, instituiu-se uma empresa, a Braspetro, com competência para explorar e descobrir hidrocarbonetos em terras estrangeiras, mas tais atividades não lograram o êxito esperado e logo a empresa foi incorporada à Petrobras. O CNP também abriu o mercado para que IOCs e outras NOCs explorassem as bacias brasileiras valendo-se dos contratos de risco<sup>262</sup>, porém as mesmas não obtiveram resultados satisfatórios, só mais tarde, a partir da década de 80, quando a Petrobras iniciou uma política de investimentos mais intensos em pesquisa e desenvolvimento – P&D – é que a NOC se desenvolveu melhor, vindo a ser na década seguinte líder no mercado mundial de exploração *offshore* em águas profundas e ultraprofundas<sup>263</sup>.

Em 1988, com o fim da ditadura militar e dos movimentos políticos que transformaram o ambiente nacional, era aprovada uma nova Constituição no Brasil que solidificou a ordem econômica conforme a livre iniciativa e a valorização do trabalho do ser humano.<sup>264</sup> Em adição, interpretando a carta magna, o Estado tanto tem a prerrogativa de participar da economia diretamente, como de delegar as suas atribuições a particulares<sup>265</sup>, caso lhes seria incumbido o papel de fiscalizar e regular tais atividades<sup>266</sup>. Sendo assim o advento da Emenda Constitucional N.º 9 de 1995 só confirmou tal entendimento estendendo

---

3-4. Disponível em: [http://www.gwu.edu/~clai/working\\_papers/Fishman\\_Andrew\\_12-10.pdf](http://www.gwu.edu/~clai/working_papers/Fishman_Andrew_12-10.pdf) Acesso em: 20 de setembro de 2014.

<sup>262</sup> “Esses contratos tinham como objeto a prestação pela contratante à Petrobrás dos seguintes serviços:

A) Serviços técnicos – A contratante realizava todas as operações necessárias à exploração, avaliação e desenvolvimento dos campos de petróleo;

B) Serviços financeiros – A contratante fornecia todas as importâncias necessárias à execução, pela contratante, dos serviços técnicos previstos no contrato”.

Cumprir ainda destacar que a contratante abarcava exclusivamente os custos e riscos inerentes à exploração, havendo o ressarcimento denotada a existência de produção comercial. CUNHA, Thadeu Andrade da. *O contrato com cláusula de risco para exploração de petróleo no Brasil*. Revista de Informacao Legislativa. Brasília. Vol.32. N.º 127. P. 223-232. Julho/Setembro 1995. P. 229.

<sup>263</sup> FISHMAN, Andrew. *Petroleum in Brazil: Petrobras, Petro-Sal, Legislative Changes & the Role of Foreign Investment*. P. 4-5.

<sup>264</sup> Art. 170 da CRFB/88: “Art. 170. A ordem econômica, fundada na valorização do trabalho humano e na livre iniciativa, tem por fim assegurar a todos existência digna, conforme os ditames da justiça social...”

<sup>265</sup> “Muito embora a permissão geral estabelecida pelo Artigo 176 para exploração de recursos minerais por terceiros, por meio de concessões ou autorizações, não fosse estendida também às operações relativas ao petróleo e ao gás natural” (grifo nosso). ZACOUR, Claudia. PEREIRA, Tatiana Zuma. CRISTOFARO, Angela Lima Rocha. FRANCISCO, Felipe Ferreira. *Petrobras and the new regulatory framework for the exploration of oil and natural gas in the Brazilian Pre-sal region*. Journal of World Energy Law & Business, 2012, Vol. 5, N.º 2. P. 127.

<sup>266</sup> MENEZELLO, Maria D’Assunção da Costa. *Comentários à Lei do Petróleo*. Op. Cit. P. 50.

essa possibilidade de contratação de terceiros também às atividades do setor petrolífero<sup>267</sup> quando autorizou a contratação de outras NOCs ou IOCs pela Federação para exercerem operações de E&P no Brasil, entretanto tal emenda exigia que fosse sancionada uma nova norma infraconstitucional para regular<sup>268</sup> as especificidades do assunto<sup>269</sup>.

Assim, logo ao fim da década de 90, aprovou-se um novo marco regulatório deveras importante para a indústria petrolífera do Estado, que representava muito além do que a nova redação do §1º<sup>270</sup> do Art. 177.º da CRFB trazida pela Emenda Constitucional por ocasião referenciada, mas a pragmatização de uma reforma política de opção por mercados abertos e em consequência disto mais competitivos, a qual acontecia e tinha reflexos não só no Brasil, mas a nível global. Desta forma, em 6 de agosto de 1997 Fernando Henrique Cardoso – naquela altura presidente da República – sancionava a lei 9.478 (sucessora da lei 2.004/53). A qual, através do modelo de concessões, determinava a criação da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e B combustíveis (ANP) e o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.<sup>271</sup> Esta última regra resultou em profundas alterações no sistema petrolífero brasileiro como um todo, como veremos de seguida.

## **8.2. Marco Regulatório Anterior ao Utilizado para o Pré-Sal – Lei N.º 9.478/97 E Normas Acessórias**

Antes de mais, vale a pena ter em conta que o regime concessionário trazido pela lei 9.478/97 é um sistema de competências, responsabilidades e diretrizes muito bem delimitadas e assentes. Os regimes de concessão geralmente fornecem segurança para as OCs, sendo preferidos pelas mesmas em comparação ao sistema de partilha de produção; a estabilidade

---

<sup>267</sup> Esta Emenda Constitucional foi imprescindível para direcionar a política energética do país tendo em vista que entre seus comandos relativizava o monopólio da União trazendo empresas privadas para competirem com a NOC brasileira (extinguido assim o reinado solitário de 40 anos da mesma).

<sup>268</sup> Com acréscimo dos seguintes dispositivos ao corpo textual do Art. 177 da CRFB/88 (entre outros):

“§ 2º A lei a que se refere o § 1º disporá sobre:

I - a garantia do fornecimento dos derivados de petróleo em todo o território nacional;

II - as condições de contratação;

III - a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da União.

§ 3º A lei disporá sobre o transporte e a utilização de materiais radioativos no território nacional.”

<sup>269</sup> MENEZELLO, Maria D’Assunção da Costa. *Comentários à Lei do Petróleo*. Op. Cit. P. 51.

<sup>270</sup> Tal mudança, por não fazer discriminação dos recursos financeiros provenientes de organismos nacionais ou alienígenas, foi fator que promoveu o grande interesse das IOC em investir no país, sendo esta uma boa oportunidade para o país de alcançar a sonhada autossuficiência energética. SEWALK, Stephen. *Brazil’s Energy Policy and Regulation*. Fordham Environmental Law Review, 2014, 25. Fls. 652-732. P. 685.

<sup>271</sup> DE AMORIM, Andresa Silva. *Novo marco regulatório de exploração e produção de petróleo*. Revista Brasileira de Direito Constitucional, janeiro/junho de 2013, 21.1: 179-190. P.181. ISSN: 1678-9547.

dos primeiros é oriunda da sua estruturação via lei, ao passo que os últimos estabelecem competências e diretrizes por meio dos contratos<sup>272</sup>. Relembrando o que foi explicado no capítulo II deste estudo, as concessões são comumente utilizadas em países em que o risco exploratório é elevado ou mediano, esta característica é também aliada à baixa correlação entre as reservas e o consumo do Estado<sup>273</sup>. Um dos motivos que fez a União optar pelo regime de concessões é que naquele período os riscos exploratórios eram deveras elevados, então foi escolhido um sistema que melhor se adequasse a estes determinantes, e o modelo das concessões é tradicionalmente utilizado quando das evidenciadas condições de altos ou médios riscos de exploração, pelos motivos que já observamos anteriormente – os custos e riscos exploratórios incorrem exclusivamente a cargo do concessionário, que terá a propriedade do óleo que extrair, recompensando o Estado na forma de impostos<sup>274</sup>, *royalties*, bônus, etc.

Como iremos observar sequencialmente, do dispositivo legal em referência<sup>275</sup> podem-se listar, em princípio, algumas determinações preponderantes: a revogação da lei petrolífera anterior – Lei N.º 2.004/53 – a opção pelo modelo de concessões como método de contratação dos novos figurantes das atividades de E&P brasileiras – os terceiros – e ainda a criação do órgão regulador do setor no país, a ANP, bem como do CNPE (ambos vinculados ao Ministério de Minas e Energia) e além de preceituar acerca da política energética nacional.<sup>276</sup>

---

<sup>272</sup> OLIVEIRA, Daniel Almeida de. *Pré-sal: O novo Marco Regulatório das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil*. Revista da AGU – Advocacia-Geral da União. Ano IX – Número 24 - Brasília-DF, abr./jun. 2010. Fls.47-78. P. 49.

<sup>273</sup> BALL, Aaron., GALHARDO, Paula. *In search of Brazil's Better Self: The Proposed Pre-salt Regulatory Framework*. Currents: International Trade Law Journal. Winter, 2009. 20 pgs. P. 4.

<sup>274</sup> Os tributos que normalmente incidem em outros setores da economia (ICMS, IR, contribuições, etc.) também vão atingir a indústria petrolífera, a priori sem distinção quanto às alíquotas, todavia nos casos de riscos exploratórios excessivos far-se-á políticas de incentivo para físgar o investimento estrangeiro e quando o preço do óleo for alto demais o regime fiscal será mais imponente; ainda, é tendencioso o uso de alíquotas progressivas seja nos contratos de partilha de produção ou nos de concessões. GOMES, Carlos Jacques Vieira. *O marco regulatório da prospecção de petróleo no Brasil: o regime de concessão e o contrato de partilha da produção*. Textos para discussão 55. Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal, Brasília, 2009. ISSN: 19830645. 66 fls. P. 7. Disponível em: <http://www12.senado.gov.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para-discussao/td-55-o-marco-regulatorio-da-prospeccao-de-petroleo-no-brasil-o-regime-de-concessao-e-o-contrato-de-partilha-de-producao> Acesso em: 21 de agosto.

<sup>275</sup> Também conhecido como a “Lei Petróleo”.

<sup>276</sup> MENEZELLO, Maria D’Assunção da Costa. *Comentários à Lei do Petróleo*. Op. Cit. P. 67.

### 8.2.1. Modelo de Concessão – A Experiência Brasileira

Com a relativização do monopólio, em decorrência da Emenda Constitucional N.º 9/95 e o ingresso dos novos *players* no cenário petrolífero brasileiro, a produção nacional aumentou de 1.102 mil de barris por dia (bpd) para 2.282 mil bpd, além disso, de 1999 até 2012 o país já teria realizado dez rodadas de licitações valendo-se do sistema implantado<sup>277</sup>.

De acordo com o sistema de concessões<sup>278</sup> instaurado no Brasil pela lei 9.478/97, os blocos são concedidos às OCs concessionárias vencedoras do certame e quem intervém e regula essa contratação é a ANP. Importa destacar que o monopólio estatal sobre os hidrocarbonetos permanece e as concessões serão portanto de exploração de um bem que é público<sup>279</sup> e não uma concessão de um serviço público, visto que a Administração não estará a repassar a terceiros a mera execução de um serviço público, porém a “possibilidade de exploração de um bem que é público”<sup>280</sup>. Ainda sobre esses contratos, apesar de serem distintos das outras concessões realizadas pelo poder público, também têm natureza de direito administrativo e possuem elementos semelhantes àqueles contratos, pressupondo o acompanhamento de uma pessoa jurídica de direito público (no caso, a ANP) e fazendo constar no objeto contratual cláusulas exorbitantes do direito comum<sup>281</sup>, isto é, as cláusulas comuns ao direito administrativo que diferenciam os contratos da Administração dos contratos da iniciativa privada, visto que conferem à primeira maiores vantagens, nos caso das concessões de exploração petrolífera essas cláusulas que afastam a aplicação do direito comum estão definidas no Art. 43 da Lei do Petróleo (9.478/97)<sup>282</sup>.

---

<sup>277</sup> BLADES, Bryan W. *Production, Politics and Pre-salt: transitioning to a PSC regime in Brazil*. V.7. Texas Journal of Oil, Gas and Energy Law. L. 2011-2012. Fls. 31-57. P. 34.

<sup>278</sup> Destaque-se que esse modelo de concessão é utilizado até hoje no país, nas bacias sedimentares incluídas no território nacional não pertencentes à província do pré-sal e também nas áreas desta que foram objetos de licitação antes que fosse instituído o marco regulatório específico para a zona do pré-sal, como estudar-se-á adiante. A título exemplificativo adota-se o modelo de concessão nos campos de Marlim, Roncador Lula e Jubarte. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/> Acesso em: 3 de setembro de 2014.

<sup>279</sup> MORAES, Alexandre de. *Regime jurídico da concessão para exploração de petróleo e gás natural*. Op. Cit. P. 223.

<sup>280</sup> *Ibidem*.

<sup>281</sup> MORAES, Alexandre de. *Regime jurídico da concessão para exploração de petróleo e gás natural*. Op. Cit. P. 224.

<sup>282</sup> “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;

Essa nova lei concedia à Petrobras uma margem para finalização dos projetos já iniciados<sup>283</sup>, ou em desenvolvimento, bem como para as descobertas comerciais mais recentes cuja produção não fora ainda iniciada. A Petrobras teria 3 anos para continuar a desenvolver/explorar<sup>284</sup> e em caso de sucesso dessas atividades poderia seguir o percurso dos trabalhos da produção<sup>285</sup>.

Destarte, em outubro de 1997 a Petrobras fez o requerimento das zonas em que realizou investimentos<sup>286</sup> desta forma, em episódio conhecido como “Rodada Zero”, a ANP e a Petrobras firmaram 397 contratos de concessão dos quais 115 estavam em fase de exploração, 51 em etapa de desenvolvimento e 231 em fase de produção<sup>287</sup>.

Durante o período contratual a empresa concessionária deverá realizar o Programa Exploratório Mínimo (PEM), isto é, uma condição imposta pela legislação para que a *oil company* contratada zele pela realização de operações mínimas enquanto durar o acordo, como a perfuração de uma quantidade “x” de poços de prospecção, levantamento de dados sísmicos, etc<sup>288</sup>.

---

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”.

<sup>283</sup> O Art. 34 da lei do petróleo descarta o regime concorrência da Petrobras com as outras empresas, numa única oportunidade, em razão da particularidade da situação de depósito de capital prévio da NOC em determinados projetos, quando dispõe o seguinte: “Cumprido o disposto no Art. 31 e dentro do prazo de um ano a partir da data de publicação desta Lei, a ANP celebrará com a PETROBRÁS, dispensada a licitação prevista no Art. 23, contratos de concessão dos blocos que atendam às condições estipuladas nos Arts. 32 e 33, definindo-se, em cada um desses contratos, as participações devidas, nos termos estabelecidos na Seção VI.”

<sup>284</sup> LUCCHESI, Celso Fernando. *Dossiê de Recursos Naturais – Petróleo*. Estudos Avançados, Vol. 12. N.º 33. Fls. 17-40. São Paulo, Maio/Agosto de 1998. ISSN 0103-4014. P. 30. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1590/S0103-40141998000200003> Acesso em: 7 de junho de 2014.

<sup>285</sup> Estas normas para as atividades da Petrobras estão desenvolvidas na Seção II da lei “Das normas específicas para as atividades em curso”

<sup>286</sup> Art. 33 da Lei N.º 9.478/97: “Nos blocos em que, quando do início da vigência desta Lei, tenha a PETROBRÁS realizado descobertas comerciais ou promovido investimentos na exploração, poderá ela, observada sua capacidade de investir, inclusive por meio de financiamentos, prosseguir nos trabalhos de exploração e desenvolvimento pelo prazo de três anos e, nos casos de êxito, prosseguir nas atividades de produção.” Também consta no Art. 32: “A PETROBRÁS terá ratificados seus direitos sobre cada um dos campos que se encontrem em efetiva produção na data de início de vigência desta Lei.”

<sup>287</sup> RODRIGUEZ, Monica Rebelo; SUSLICK, Saul B. *An Overview of Brazilian Petroleum Exploration Lease Auctions*. Revista Terra, 2009, 3.1. Fls 6-20. P. 11.

<sup>288</sup> BLADES, Bryan W. *Production, Politics and Pre-salt: transitioning to a PSC regime in Brazil*. Op. Cit. P. 36.

Numa licitação para a concessão de um bloco para a E&P de petróleo que se coaduna à Lei N.º 9.478/97 três aspectos<sup>289</sup> determinam quem será o licitante vencedor: o valor do bônus de assinatura oferecido pela companhia petrolífera concessionária à União, (o qual tem o seu valor mínimo fixado no edital e deverá ser pago quando da assinatura do contrato, sendo o seu montante equivalente ao da proposta que precedeu a efetivação da concessão<sup>290</sup>), a delimitação do PEM proposto pela OC e um derradeiro aspecto que diz respeito ao nível do conteúdo local comprometido<sup>291</sup>.

No regime de concessões é imposto ao concessionário o dever de explorar o petróleo por sua conta e risco, e, se for o caso (de sucesso das atividades exploratórias) de produzi-lo na área que lhes fora concedida nas circunstâncias do contrato, como resultado destas incumbências a propriedade dos hidrocarbonetos é-lhes conferida<sup>292</sup>. Em contraposto às prerrogativas de titularidade sobre aqueles, a contrapartida recebida pelo governo brasileiro pela contratação da companhia petrolífera consagra-se principalmente por intermédio da receção de *royalties*, que são estabelecidos em 10%. Contudo, se a zona por ventura produzir muito além das expectativas iniciais, a concessionária deve fornecer à União uma taxa de participação relativa a 40% do crude produzido, esta participação é nomeada pela Lei de participação especial<sup>293</sup>, entendida, portanto como outra forma de contraprestação recebida pelo país. Nesses blocos em que a produção transbordar as expectativas a OC será obrigada a reinvestir 1% da receita líquida destes em P&D. A união ainda poderá receber proventos quando estes forem delineados pelas tributações incidentes sobre os lucros das OC contratadas.<sup>294</sup>

---

<sup>289</sup> Ibidem.

<sup>290</sup> Lei N.º 9.478/97 Art. 46: “O bônus de assinatura terá seu valor mínimo estabelecido no edital e corresponderá ao pagamento ofertado na proposta para obtenção da concessão, devendo ser pago no ato da assinatura do contrato.”

<sup>291</sup> BLADES, Bryan W. *Production, Politics and Pre-salt: transitioning to a PSC regime in Brazil*. Op. Cit. P. 37.

<sup>292</sup> Assim preceitua o Art. 26º da Lei n. 9.478/97: “A concessão implica, para o concessionário, a obrigação de explorar, por sua conta e risco e, em caso de êxito, produzir petróleo ou gás natural em determinado bloco, conferindo-lhe a propriedade desses bens, após extraídos, com os encargos relativos ao pagamento dos tributos incidentes e das participações legais ou contratuais correspondentes.”

<sup>293</sup> Vide artigo 50 da Lei N.º 9.478/97:

“O edital e o contrato estabelecerão que, nos casos de grande volume de produção, ou de grande rentabilidade, haverá o pagamento de uma participação especial, a ser regulamentada em decreto do Presidente da República.

§ 1º A participação especial será aplicada sobre a receita bruta da produção, deduzidos os royalties, os investimentos na exploração, os custos operacionais, a depreciação e os tributos previstos na legislação em vigor.”

<sup>294</sup> BLADES, Bryan W. *Production, Politics and Pre-salt: transitioning to a PSC regime in Brazil*. Op. Cit. P. 38.



Outro pormenor atrelado à contratação das OCs pela União é o de que essas empresas devem instalar-se e manter sede no território brasileiro, como regulamenta a Lei do Petróleo, aliando-se a conhecimentos técnicos, econômicos e jurídicos suficientes para os seus ofícios e indispensáveis ao Estado. Celebrado o contrato, a concessionária terá tantos direitos como obrigações, como é de praxe, além das prerrogativas de exploração exclusiva, de propriedade dos hidrocarbonetos explorados, etc. a concessionária também tem reservado para si o direito de exportar mediante o consentimento da ANP, bem como de participar de consórcios com responsabilidade solidária<sup>295</sup>.

Uma particularidade do regime de concessões utilizado no Brasil é a imposição do conteúdo local mínimo, isto é, a concessionária engajar-se-á na utilização dos bens e serviços oferecidos pelo mercado doméstico, como forma de desenvolver e estimular a economia interna do país. É ordinário que a exigência desse conteúdo seja de 37%, contudo tal porcentagem poderá ser adequada às especificidades de cada bloco, podendo atingir até mesmo 85%<sup>296</sup>.

Em adição e recapitulando as informações acima apresentadas, o governo brasileiro pode vir a ser remunerado<sup>297</sup> de várias formas nos casos de confirmação de uma descoberta comercializável por parte da concessionária; os tributos que por ventura incidirem sobre o rendimento das OCs e as participações governamentais, cuja previsão se encontra nos termos de lei N.º 9.478/97: bônus de assinatura, *royalties*, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção de área<sup>298</sup>, sendo os *royalties* e o pagamento pela ocupação ou retenção da área<sup>299</sup> obrigatórios conforme o §1.º do Art. 45.º.

O bônus de assinatura nada mais é do que a quantia a ser paga pelo vencedor da ronda de licitação que a ANP realizar. Ordinariamente o bônus de assinatura será discriminado no

---

<sup>295</sup> RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo: As Joint Ventures da Indústria do Petróleo*. Op. Cit. P. 347.

<sup>296</sup> RIBEIRO, Talita Miranda. *O pré-sal e as mudanças no marco regulatório do petróleo*. Boletim de Economia, Fundap, 2011, 5. P. 19.

<sup>297</sup> Remuneração estatal esta chamada pela doutrina de *Government Take*.

<sup>298</sup> Art. 45: “O contrato de concessão disporá sobre as seguintes participações governamentais, previstas no edital de licitação:

I - bônus de assinatura;

II - *royalties*;

III - participação especial;

IV - pagamento pela ocupação ou retenção de área.”

<sup>299</sup> Esse pagamento será efetivado anualmente, de acordo com os km<sup>2</sup> ou com a fração previamente estabelecida. SERRA, Rodrigo Valente. *O novo marco regulatório do setor petrolífero brasileiro: dádiva ou maldição? Mar de Riqueza, Terras de Contrastes: o Petróleo no Brasil*. Rio de Janeiro: Mauad, 2011, fls. 141-160. Anais do I Circuito de Debates Acadêmicos. IPEA Code 2011. P. 148. Disponível em: <http://www.ipea.gov.br/code2011/chamada2011/pdf/area4/area4-artigo7.pdf> Acesso em: 26 de agosto de 2014.

objeto contratual (especificado o seu valor mínimo) – que seja, no edital de licitação – não possuem correlação direta com a produção ou com os custos. A quantia referente ao bônus de assinatura deverá ser remetida na data da assinatura do contrato de concessão<sup>300</sup>.

Divergente é o caso dos *royalties*, que são montantes percentuais fixados proporcionalmente à produção. Segundo a experiência normativa pátria, deverão ser pagos mês a mês em moeda nacional (reais), quando iniciada a produção comercial do campo em questão e equivalerão a 10% do valor do que for produzido<sup>301</sup>, com a possibilidade de virem a ser reduzidos ocasionalmente, correspondendo até 5% da importância da produção do óleo, quando imbuídos no valor riscos geológicos ou outros fatos supervenientes quaisquer que encareçam os custos razoáveis da produção<sup>302</sup>.

No regime de concessões escolhido para o Brasil, a empresa contratada é selecionada por licitação, assim, pressupõe-se que as OCs, para participar no procedimento de licitação devem preencher os requisitos técnicos, financeiros e jurídicos definidos por lei. Em rigor da lei como exposto em cima, todas as contratações feitas pelo governo brasileiro devem corresponder a um processo de licitação<sup>303</sup>, com exceção do prescrito no Art. 34.º, como foi observado neste trabalho.

Para além disto, as concessões apresentam duas fases distintas, uma primeira exploratória, na qual será avaliada a probabilidade de existência de uma reserva comerciável e quando da ratificação desta, avançar-se-á para uma etapa seguinte, de desenvolvimento e produção do campo em questão, isto é, o que era hipotético e baseado em expectativas ganha agora força e maior certeza de eventuais rendimentos viáveis. Esse salto de uma fase à outra deverá ser aprovado pela ANP num prazo estipulado em 180 dias.<sup>304</sup> Importa salientar que o prazo do contrato de concessão ao todo é equivalente a 36 anos, sendo que a fase de exploração atinge o máximo de 9 anos e a fase de produção logra até 27 anos contados da

---

<sup>300</sup> LEITE, Fabricio do Rozario Valle Dantas Leite. *As Participações Governamentais na Indústria do Petróleo sob a perspectiva do Estado-membro: importância econômica, natureza jurídica e possibilidade de fiscalização direta*. Revista Direito FGV, São Paulo. 5 (2). Fls. 527-548. Julho/Dezembro de 2009. P. 531.

<sup>301</sup> Art. 47 da lei N.º 9.478/97.

<sup>302</sup> Art. 47 §1º da lei N.º 9.478/97: “Tendo em conta os riscos geológicos, as expectativas de produção e outros fatores pertinentes, a ANP poderá prever, no edital de licitação correspondente, a redução do valor dos royalties estabelecido no caput deste artigo para um montante correspondente a, no mínimo, cinco por cento da produção.”

<sup>303</sup> SEWALK, Stephen. *Brazil's Energy Policy and Regulation*. Op. Cit. P. 688.

<sup>304</sup> Art. 26. Da Lei do Petróleo §1º e §2º:

“§ 1º Em caso de êxito na exploração, o concessionário submeterá à aprovação da ANP os planos e projetos de desenvolvimento e produção.”

“§ 2º A ANP emitirá seu parecer sobre os planos e projetos referidos no parágrafo anterior no prazo máximo de cento e oitenta dias.”

declaração de comercialização das descobertas, podendo haver prorrogação nas duas etapas desde que seja operado o aviso prévio de seis meses<sup>305</sup>.

Em relação ao encerramento dos contratos, estes poderão ocorrer por cinco<sup>306</sup> principais motivos ou circunstâncias naturais: a) se não for encontrada nenhuma evidência de hidrocarbonetos; b) pela expiração do período contratual estipulado; c) se a OC durante o desenrolar das suas atividades escolher sair e regressar para a concessão, ou seja, para novo procedimento licitatório/rodada de licitações; d) se acordado entre a empresa concessionária e a agência reguladora – ANP; e) se verificadas as situações previstas nas cláusulas rescisórias do contrato de concessão firmado entre as partes.

Além da Lei do Petróleo – Lei N.º 9.478/97 – outras normas<sup>307</sup> compõem e contextualizam o marco regulador das atividades petrolíferas em questão: o Decreto N.º 2.455/98 (que dispõe sobre a ANP da sua estrutura organizacional e atividades), o Decreto N.º 2.705/98 (que define como serão calculadas as participações governamentais), Lei N.º 7.990/89 (que edifica para as entidades federais compensações financeiras em prol da exploração de petróleo – entre outros recursos energéticos e minerais) e Decreto N.º 1/91 (que regulamenta a lei N.º 7.990/89).

E com tais novidades no cenário petrolífero do país, em 1999 a União, representada por meio da ANP inaugurou o sistema de concessões, fazendo a primeira ronda de licitações ao disponibilizar 27 blocos exploratórios e mais tarde, em 7 de junho do ano 2000 mais 23 blocos foram concedidos para consórcios em nome de 44 companhias petrolíferas.<sup>308</sup> Nos anos seguintes, durante a vigência do modelo de concessões no Brasil, várias companhias, tanto nacionais quanto internacionais, interessaram-se por fazer parte das rodadas de licitação realizadas pela ANP, trazendo os investimentos de que o Estado carecia e, sozinho, não poderia arcar com todas as despesas que exigem os projetos de grande porte. O período proporcionou o impulso e desenvolvimento da NOC, mas não só dela, com o ingresso do capital proveniente dos particulares. O desenvolvimento econômico tanto do Estado quanto da indústria petrolífera local mostrou-se mais do que evidente.

---

<sup>305</sup> RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo: As Joint Ventures da Indústria do Petróleo*. 2ª Edição atualizada e ampliada. Rio de Janeiro: Renovar, 2003. P. 347.

<sup>306</sup> SEWALK, Stephen. *Brazil's Energy Policy and Regulation*. Op. Cit. P. 689.

<sup>307</sup> OLIVEIRA, Daniel Almeida de. *Pré-sal: O novo Marco Regulatório das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil*. Op. Cit. P. 54.

<sup>308</sup> SEWALK, Stephen. *Brazil's Energy Policy and Regulation*. Op. Cit. P. 685.

### 8.2.2. A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP

Implantada<sup>309</sup> pelo Decreto N.º 2.455 de 14 de janeiro de 1998, como autarquia em regime especial e com personalidade jurídica de direito público, a ANP é o órgão regulador responsável por coordenar e fiscalizar as atividades de exploração de petróleo no país, por exemplo, é este o órgão responsável pelo funcionamento dos leilões para concessão das prerrogativas de E&P de hidrocarbonetos às OCs e por intervir nas contratações, representando o governo brasileiro<sup>310</sup>. A ANP é também dotada de independência financeira, administrativa e patrimonial, como prescreve o Decreto<sup>311</sup>.

A ANP foi criada com cunho independente, especificamente para superintender o procedimento de contratação das OCs e supervisionar as operações petrolíferas – inclusive no que diz respeito à intervenção da NOC brasileira, a Petrobras – no âmbito nacional, fossem elas *upstream* ou *downstream*, tanto que quando da sua criação, por via do Decreto N.º 2.455 de 14 de janeiro de 1998, o Departamento Nacional de Combustíveis (DNC) foi extinto e a agência avocou as competências do finado órgão<sup>312</sup>, bem como dos seus proventos e do acervo técnico e patrimonial<sup>313</sup>. O DNC era responsável pela superintendência, autorização, regulação, controle e fiscalização do abastecimento de petróleo, óleo de xisto e derivados no território nacional<sup>314</sup>.

Seria fundamental que essa independência fosse realizada ao abrigo da lei, mesmo que apenas para um exercício satisfatório das suas atribuições. A agência reguladora das atividades de E&P de petróleo, gás natural e combustíveis atribuí-lhe, nesse sentido, diversos poderes<sup>315</sup>: normativos, concretos, de reduzir a termo os eventuais conflitos de interesse, de

---

<sup>309</sup> Em relação à instituição da agência como uma das inaugurações das ações de desestatização da década de 90: “Este é um dos temas mais inovadores da Lei do Petróleo, quer pela sua importância institucional – porque remodelou as relações do Estado regulador com os consumidores e com os agentes econômicos que desenvolvem as atividades da indústria do petróleo – ,quer pelo ineditismo de várias situações com que se deparam Governo e governados na gestão dos diversos interesses públicos”. MENEZELLO, Maria D’Assunção. *Comentários à Lei do Petróleo*. Op. Cit. P. 145.

<sup>310</sup> BALL, Aaron; GALHARDO, Paula. *In Search of Brazil's Better Self: The Proposed Pre-Salt Regulatory Framework*. Op. Cit.P. 5.

<sup>311</sup> Art. 1º do Decreto 2.455/98: “Fica implantada a Agência Nacional do Petróleo – ANP, autarquia sob regime especial, com personalidade jurídica de direito público e autonomia patrimonial, administrativa e financeira, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com prazo de duração indeterminado, como órgão regulador da indústria do petróleo, nos termos da Lei N.º 9.478, de 6 de agosto de 1997.”

<sup>312</sup> SEWALK, Stephen. *Brazil's Energy Policy and Regulation*. Op. Cit. P. 684.

<sup>313</sup> BUCHEB, José Alberto. *Direito do Petróleo: A Regulação das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil*. Editora Lumen Juris. Rio de Janeiro, 2007. P. 123.

<sup>314</sup> *Ibidem*.

<sup>315</sup> ARAGÃO, Alexandre Santos de. *As agências reguladoras independentes e a separação de poderes: uma contribuição da teoria dos ordenamentos setoriais*. Revista Diálogo Jurídico, Salvador, CAJ - Centro de

investigação e de fiscalização sendo esta última preventiva ou repressiva. Sendo assim, pode-se dizer que as ANP, por serem uma agência reguladora administrativa independente concentram as atividades de promotor, juiz e legislador, visto que têm o poder de instaurar investigações e procedimentos quando acharem conveniente ou por provocação de terceiros, julgando-os na proporção das suas normas. Esse poder de dirimir as contestações pode compreender tanto a Administração Pública quanto a iniciativa privada.<sup>316</sup> Em relação ao poder de editar normas esta é uma ramificação do poder de regulação (Art. 8.º lei N. 9.478/97<sup>317</sup>) e consiste na criação de normas de caráter geral, abstrato e impessoal<sup>318</sup>, não deixa, portanto de ser mais um exercício da função administrativa inerente à instituição reguladora.

A agência tem por ofício o cumprimento do poder da polícia na área da sua intervenção, sendo assim, limita-se à execução das prerrogativas dos figurantes da iniciativa privada, em nome da primazia do interesse público, concretizando o seu papel regulador por intermédio de restrições administrativas nos delimites da Lei N.º 9.478/97<sup>319</sup>

Ainda no que diz respeito à formação da ANP, é oportuno mencionar que esta surgiu num contexto de descrença das instituições públicas. A agência, assim como as outras, criadas em época semelhante para outros setores, traz consigo os vestígios de uma reforma de reestruturação do Estado. Nesse contexto, o seu poder de decisão, tanto no caso de ser independente do mercado quanto do poder Executivo, acentua o alcance das suas metas sem a influência perniciosa de questões econômicas ou políticas.<sup>320</sup>

Uma das primeiras incumbências da ANP após a sua formação e antes da organização e gestão dos *rounds* de licitação inaugurais, foi a de administração de todas as informações

---

Atualização Jurídica, N.º 13, abril-maio, 2002. Fls. 1-53. P. 21. Disponível na Internet: <<http://www.direitopublico.com.br>>. Acesso em: 13 de agosto de 2014.

<sup>316</sup> Ibidem.

<sup>317</sup> “A ANP terá como finalidade promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis...”.

<sup>318</sup> CARVALHO FILHO, José dos Santos. *Agências Reguladoras e Poder Normativo*. Revista eletrônica de Direito Administrativo Econômico (REDAE). Salvador, Instituto Brasileiro de Direito Público, N.º 9, fevereiro/março/abril de 2007. 12 fls. P. 8. Disponível em: <<http://www.direitodoestado.com.br/reade.asp>>. Acesso em: 11 de setembro de 2014.

<sup>319</sup> LAUAR, Marcelo Leite. *A licitação na indústria do petróleo: aspectos regulatórios*. São Paulo: Blucher Acadêmico, 2011. P. 37.

<sup>320</sup> FARIAS, Pedro César Lima de; RIBEIRO, Sheila Maria Reis. *Regulação e os novos modelos de gestão no Brasil*. Revista do Serviço Público, 2014, 53.3: P. 79-94.

técnicas geológicas e geofísicas em poder da Petrobras, em razão do antigo monopólio da estatal, ao longo dos últimos 50 anos<sup>321</sup>.

Adicionalmente, a ANP também possui um papel acentuado no que se diz respeito à harmonização da economia do Estado, pois é responsável pela manutenção da competitividade no cenário petrolífero interno, o que é primordial para a nação tendo em vista que tal regulação auxilia o alcance de progressos econômicos para o país.<sup>322</sup> A prova disto é que a agência é aliada do CADE – Conselho Administrativo de Defesa Econômica e da Secretaria de Direito Econômico do Ministério da Justiça – na forma da lei (Art. 10.º da Lei do Petróleo), devendo informá-los, quando do seu conhecimento sobre indícios de fraudes à ordem econômica para que os dois órgãos tomem as medidas adequadas.

A agência reguladora leva a cabo as rodadas de licitações – promovendo-as e elaborando os editais, celebrando os contratos – e ainda faz o *marketing* das mesmas no mercado internacional, com o objetivo de atrair investimentos no mundo inteiro, o que é de extrema importância visto que quanto mais interessados melhor, mais dinâmico e diversificado será o processo de contratação, o que favorece a ordem da economia interna do país. O órgão regulador também esquematiza os procedimentos e os pormenores da contratação – delimitação dos sítios exploratórios, especificações pecuniárias, etc. – também recebe sugestões, opiniões e experiências das concessionárias através de audiências públicas<sup>323</sup>.

No que diz respeito às contratações das OCs a agência reguladora adotou o modelo de concessões na forma das licitações para as atividades de pesquisa e lavras das jazidas de petróleo enquanto que para outros ofícios como o refino, o transporte marítimo de crude, a exportação e importação do óleo, entre outros, serão realizados mediante autorizações, segundo o Decreto N.º 2.455/98<sup>324</sup>. Sendo assim, quando das concessões, a competência normativa da ANP concretizar-se-á através da instituição de regulamentos e até mesmo dos

---

<sup>321</sup> RODRIGUEZ, Monica Rebelo; SUSLICK, Saul B. *An Overview of Brazilian Petroleum Exploration Lease Auctions*. Op. Cit. P. 11.

<sup>322</sup> Ibidem.

<sup>323</sup> Ibidem.

<sup>324</sup> Art. 15. “A ANP contratará a execução das atividades econômicas relacionadas com o monopólio da União de que trata o Art. 177 da Constituição.

§ 1º A contratação das atividades de pesquisa e lavra das jazidas de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos será mediante concessão, por licitação.

§ 2º As atividades de refinação do petróleo nacional ou estrangeiro, de importação e de exportação de petróleo, gás natural e derivados básicos, de transporte marítimo do petróleo bruto e dos derivados básicos de petróleo produzidos no País, e de transporte por meio de conduto do petróleo bruto, seus derivados e gás natural, serão exercidas mediante autorização”.

editais de licitação e da minuta dos contratos de concessão, destarte, a competência da agência é limitada por lei, que pormenoriza alguns pontos no que se aproxima das cláusulas contratuais, noutro viés, quando se tratar das autorizações, a competência da agência reguladora é dilatada, já que a lei ordena que esta última estabeleça os requisitos daquelas<sup>325</sup>.

No que se refere à Lei do Petróleo, esta confere à agência norteamentos e princípios genéricos sobre o que a mesma irá regulamentar, especificamente, quase que programáticos. Pode-se dizer que esta norma faz parte de uma classe de leis “standartizadas” ou “leis-quadro”<sup>326</sup> e tal classificação no caso *in concreto* da ANP cria uma maior liberdade normativa para o órgão regulador, que se adequará mais facilmente às situações sociais e quotidianas que forem surgindo, sendo assim pode-se levantar algumas considerações sobre esses trabalhos ideológicos da ANP<sup>327</sup>: a) quando a agência criar os editais de licitação, bem como os contratos concessionários, deverá respeitar as bases que fornecem orientação da lei 9.478/97 e do Conselho Nacional de Política Energética, claro que sempre a observar os dispositivos existentes que tratem do assunto (sejam estes legais, constitucionais ou regulamentares); b) quando a lei do petróleo não estabelecer norma ou cláusula específica a ser aplicada, a ANP tem um ampla margem de discricionariedade para reação (seja fixando cláusulas, princípios, diretrizes gerais, etc.); c) em alguns momentos a própria lei aponta as competências regulamentares da ANP, entretanto tais apontamentos não excluem outros ofícios normativos, visto que a própria lei não trata de todas as temáticas referentes ao assunto<sup>328</sup>. Destarte, encarando-se a característica *standard* da Lei do Petróleo, que é mais enxuta, no sentido de resguardar pormenores técnicos e específicos para a ANP, a norma confere à agência reguladora um poder normativo que facilita a comunicação com os agentes regulados, isto é, à ANP compete a atribuição de emitir normas técnicas e atos concretos, os quais dão vida às políticas públicas gerais do setor petrolífero brasileiro.<sup>329</sup> Tal poder normativo, é uma das particularidades características das agências reguladoras em geral, este advém dos conhecimentos técnicos específicos de titularidade das agências, know how esse desconhecido pelo legislador, sendo assim a ANP emite Portarias e Resoluções, para exercer uma regulação minuciosa acerca dos setores da sua responsabilidade, de tal forma que os concessionários

---

<sup>325</sup> ARAGÃO, Alexandre Santos de. *Princípios de Direito Regulatório do Petróleo* in: RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. (org.). *Estudos e pareceres – Direito do Petróleo e Gás*. Rio de Janeiro: Renovar, 2005. P. 321.

<sup>326</sup> ARAGÃO, Alexandre Santos de. *O contrato de concessão de exploração de petróleo e gás*. Revista de Direito Administrativo. Rio de Janeiro. N.º 239. Fls.411-38. Jan./mar. 2005. P. 4.

<sup>327</sup> *Ibidem*.

<sup>328</sup> *Ibidem*.

<sup>329</sup> ARAGÃO, Alexandre Santos. *Agências Reguladoras e a evolução do direito administrativo econômico*. 2ª Ed. Rio de Janeiro: Forense, 2005. Fls. 1-568. P. 278.

têm muito além do que um compromisso limitado à seara contratual, mas ainda para com os atos normativos expedidos pelo órgão regulador.

Resta-se evidenciar ainda, segundo a Lei do Petróleo (9.478/97) que a ANP tem um compromisso com as boas práticas da conservação e do uso do petróleo<sup>330</sup>, bem como com a da preservação do meio ambiente<sup>331</sup>, obrigação esta que também se estende aos concessionários contratados pela União<sup>332</sup>, estas práticas da indústria materializam-se com o objetivo de melhorar o alcance e desempenho nas normas programáticas listadas no artigo 1º da Lei do Petróleo, que juntas lideram os objetivos da Política Energética Nacional, entre os quais podemos destacar: a preservação do interesse nacional, a proteção aos interesses do consumidor, a ampliação da competitividade no cenário internacional e a promoção da livre concorrência, a atração de investimentos para o setor energético, garantir o abastecimento do mercado doméstico do país em derivados de petróleo, a utilização de fontes alternativas de energia, a proteção ao meio ambiente, etc<sup>333</sup>.

A ANP ainda é responsável, conforme dispõe o Art. 22.º da Lei do Petróleo pela manutenção, administração e armazenamento do arquivo técnico composto pelas bases de dados e informações das bacias sedimentares localizadas em território nacional.<sup>334</sup> A remissão desses dados e informações das concessionárias à entidade reguladora, não se obriga, no nosso entendimento<sup>335</sup>, ao fornecimento de todas e quaisquer informações e dados à ANP. Deverão apenas ser fornecidas aquelas que se encontram em estado não lapidado, bruto, primário, nomeadamente as informações confidenciais ou estratégicas pertencem às concessionárias, como preceito de zelo à livre competição e manutenção de um mercado eficiente. Cabe-lhes assim a titularidade e o poder de decidir se vão contactar ou não à ANP, devendo a agência respeitar ainda os direitos de propriedade intelectual das OCS<sup>336</sup>.

Em suma, as principais finalidades da ANP são promover a regulação da indústria de petróleo, gás natural e biocombustíveis do país, promoção que se consolidará por meio da

---

<sup>330</sup> ARAGÃO, Alexandre Santos de. *Direito de avaliação e eventual declaração de comercialidade da descoberta realizada no BC-400*. Revista de Direito Administrativo, 2012, 249: 201-243. P. 211.

<sup>331</sup> Art. 8º, IX, Lei N.º 9.478/97.

<sup>332</sup> Art. 44. “O contrato estabelecerá que o concessionário estará obrigado a:

VI - adotar as melhores práticas da indústria internacional do petróleo e obedecer às normas e procedimentos técnicos e científicos pertinentes, inclusive quanto às técnicas apropriadas de recuperação, objetivando a racionalização da produção e o controle do declínio das reservas”. (Lei N.º 9.478/97).

<sup>333</sup> Incisos do Art. 1º da Lei N.º 9.478/97.

<sup>334</sup> Art. 22, Lei N.º 9.478/97.

<sup>335</sup> Acompanhando o raciocínio de BUCHEB, José Alberto. *O regime jurídico dos dados e informações de exploração e produção de petróleo e gás natural*. Revista de Direito Administrativo. Rio de Janeiro. 239. P.149-175. Jan/Mar de 2005. P. 153.

<sup>336</sup> *Ibidem*.



emissão de normas reguladoras por parte da entidade, fixar e orientar a contratação das concessões a serem celebradas pelo Estado que representa e efetiva a fiscalização do setor por intermédio de sanções administrativas, tanto dos concessionários quanto dos agentes autorizados, aos atores do cenário nacional pelo qual é responsável<sup>337</sup>.

### 8.2.3. Conselho Nacional De Política Energética – CNPE

O CNPE foi criado pelo Art. 2.º da Lei do Petróleo:

“Fica criado o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, vinculado à Presidência da República e presidido pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas específicas...”.

A instituição foi criada pelo dispositivo legal com caráter consultivo e opinativo, visto que deve sugerir políticas energéticas à máxima autoridade política nacional, ao Presidente da República, ao passo que a ANP concretiza tais políticas, este órgão apenas as propõe não possuindo nenhuma competência de as normatizar<sup>338</sup>.

O CNPE tem como compromisso o zelo pela utilização dos recursos energéticos do Brasil de forma lógica e bem aproveitada, ainda deve nortear o domínio das importações e exportações dos produtos petrolíferos e seus derivados, fazendo o controle do mercado consumidor doméstico, observar também o correto exercício do Sistema Nacional de Estoques Estratégicos de Combustíveis e cumprir o observado no Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis<sup>339</sup>. O CNPE ainda conta, de acordo com a lei com o apoio técnico dos órgãos reguladores do setor energético, que são, a ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – e a ANP, para consolidar os seus ofícios. O órgão ainda terá a sua composição e disposições sobre o seu funcionamento estabelecidas por decreto do Presidente da República e ainda poderá criar comitês técnicos ou grupos de trabalho para especificar e estudar a pauta das suas atribuições<sup>340</sup>.

Foi o CNPE, a instituição que primeiro tomou medidas protecionistas em relação ao pré-sal – pois suspeitava que se tratava de uma reserva de dimensões monstruosas – quando

---

<sup>337</sup> MENEZELLO, Maria D’Assunção. *Comentários à Lei do Petróleo*. Op. Cit. P. 149.

<sup>338</sup> MENEZELLO, Maria D’Assunção. *Comentários à Lei do Petróleo*. Op. Cit. P. 105 e 106.

<sup>339</sup> GOMES, Carlos Jacques Vieira. *O marco regulatório da prospecção de petróleo no Brasil: o regime de concessão e o contrato de partilha da produção*. Op. Cit. P. 12.

<sup>340</sup> MENEZELLO, Maria D’Assunção. *Comentários à Lei do Petróleo*. P. 115.

optou em novembro de 2007, pelo meio de resolução<sup>341</sup> pela determinação do afastamento de 41 blocos exploratórios da região do pré-sal, da 9ª ronda de licitações realizada pela ANP<sup>342</sup>.

#### 8.2.4. Petrobras

A Petrobras é uma companhia que se demonstra eficaz nas suas atribuições por duas razões principais: porque possui muitos recursos financeiros para aprimorar a sua tecnologia, inclusive desenvolvendo-a a partir de artifícios estrangeiros e por ter uma independência política e gerencial do governo brasileiro considerável<sup>343</sup>. Em 1986 a empresa começou o PROCAP – Programa de Desenvolvimento Tecnológico de Sistema de Produção em Águas Profundas – o que através de novos métodos de perfuração e melhores plataformas de produção, fez com que a NOC ganhasse destaque distintivo na especialidade<sup>344</sup>.

A Petrobras, na sua definição legal, é uma empresa estatal na modalidade de sociedade de economia mista vinculada ao Ministério de Minas e Energia, a NOC objetiva a pesquisa, lavra, refino, processo, comercialização e trata do transporte de petróleo (seja este oriundo de poços, xisto, outras rochas) e de seus derivados, além de gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, as operações da empresa acompanham também outras operações associadas ao setor, na uniformidade da legislação<sup>345</sup>.

Antes de ser promulgada a Lei do Petróleo a Petrobras já existia como é bem sabido, porém, com o advento desta nova regra também chegou ao fim o monopólio da NOC do país para as atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos. A companhia estatal viu-se forçada a intervir no mercado petrolífero como apenas mais um *player*, competindo como par com as outras companhias petrolíferas. Como reflexo do encerramento do monopólio da estatal, esta sentiu necessidade de investir ainda mais no estrangeiro, à procura de novas oportunidades e assim em agosto de 2005 a NOC brasileira adquiriu direitos exploratórios de 53 blocos no Golfo do México<sup>346</sup>.

---

<sup>341</sup> “Art. 1º Determinar à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP que exclua da 9ª Rodada de Licitações os blocos situados nas bacias do Espírito Santo, de Campos e de Santos, relacionadas às possíveis acumulações em reservatórios do Pré-sal...”

<sup>342</sup> BULHÕES, Daniel Bruno Damasceno. *A Pré-sal Petróleo S.A. e o novo marco regulatório brasileiro*. Revista Direito e Liberdade - ESMARN - v. 15, n. 1, p. 58 – 78 – Janeiro/Abril 2013. ISSN 1809-3280. P. 61.

<sup>343</sup> FISHMAN, Andrew. *Petroleum in Brazil: Petrobras, Petro-Sal, Legislative Changes & the Role of Foreign Investment*. Op. Cit. P. 5.

<sup>344</sup> *Ibidem*.

<sup>345</sup> Definição disposta no Art. 61 da Lei N.º 9.478/97.

<sup>346</sup> SEWALK, Stephen. *Brazil's Energy Policy and Regulation*. Op. Cit. P. 681.

A circunstância de se ver forçada a concorrer com outras NOCs e IOCS, de 1998 em diante, enfrentando uma realidade competitiva, fez com que a companhia petrolífera dilatasse as tecnologias de que dispunha, graças às parcerias consumadas com as outras OCs, pois tinha que se renovar e fazer cada vez melhor para sair vencedora dos desafios realizados pela ANP para concessão dos blocos exploratórios<sup>347</sup>.

A NOC brasileira passou por um processo de desestatização em 1998. Parte do seu capital antes maioritariamente pertencente ao Estado, fora negociado; as ações vendidas na Bovespa<sup>348</sup> e ao governo nacional, que detinha 81,7% das ações da estatal. Na época, 35% pertencia a investidores internacionais, ao passo que os nacionais detinham 19% dos títulos da empresa<sup>349</sup>. Note-se que com a introdução da lei do petróleo no contexto legislativo do país a União não precisava de ser titular da maior parte das ações da empresa, mas sim da maioria dos títulos com direito a voto. Com esta reestruturação, em termos da posse do capital social da NOC, quando o governo se viu obrigado a ter menos de 50% do capital direto da companhia, dois terços do que antes pertencia ao Estado fora destinado à iniciativa privada (e desde então investidores privados e estrangeiros aumentaram a sua participação nas quotas da estatal até que em 2010 pertenciam ao governo apenas 39,20% da integridade das ações), muito embora o primeiro nunca tenha abdicado da sua prerrogativa de posse da maior parte das ações com direito a voto.<sup>350</sup>

Também foi prevista na Lei do Petróleo a possibilidade de a Petrobras formar consórcio com outras OCs, para um melhor funcionamento das atividades desenvolvidas pela NOC, seja no que se refere à dilatação de investimentos ou da capacidade tecnológica da estatal, etc.<sup>351</sup> Além da permissão para realizar essas parcerias, dentro da lei, a Petrobras também foi autorizada a criar empresas subsidiárias e a constituir transportadoras, a firmar pré-contratos por intermédio de cartas-convite, entre outras faculdades fornecidas para a empresa, inclusive uma delas foi alvo de variadas questões quando a Lei do Petróleo fora promulgada, é a que se determina no Art. 67, que autoriza a aprovação por via de decreto de um procedimento de licitação para a NOC quando esta fosse adquirir bens ou serviços

---

<sup>347</sup> MENEZELLO, Maria D'Assunção. *Comentários à Lei do Petróleo*. P. 310.

<sup>348</sup> Bolsa de Valores de São Paulo, na atualidade denominada BM&FBovespa, depois de uma fusão com outra bolsa (BM&F).

<sup>349</sup> SEWALK, Stephen. *Brazil's Energy Policy and Regulation*. Op. Cit. P. 663.

<sup>350</sup> FISHMAN, Andrew. *Petroleum in Brazil: Petrobras, Petro-Sal, Legislative Changes & the Role of Foreign Investment*. Op. Cit. P. 8.

<sup>351</sup> Art. 63 da Lei do Petróleo: "A PETROBRÁS e suas subsidiárias ficam autorizadas a formar consórcios com empresas nacionais ou estrangeiras, na condição ou não de empresa líder, objetivando expandir atividades, reunir tecnologias e ampliar investimentos aplicados à indústria do petróleo."

(Decreto N.º 2.745 de 24 de agosto de 1998), o que de fato suscitou discussões tanto doutrinárias quanto jurídicas, o caso foi levantado na Corte Suprema do País – no Supremo Tribunal Federal (STF) – o qual entendeu dever considerar a constitucionalidade do dispositivo, isto é, ratificou o direito da Petrobras de ter um procedimento de licitação diferenciado nas situações especificadas na Lei N.º 9.478/97<sup>352</sup>.

Sendo assim, diante da nova e surpreendente realidade, a NOC brasileira mostrou-se mais ávida e eficiente do que nunca, após o choque inicial trazido pelo novo marco regulador de 1997 diminuiu em menos de um terço a sua força de trabalho, duplicando a produção e desde então a sociedade de economia mista vêm multiplicando as suas insígnias vindo a figurar entre as dez maiores empresas petrolíferas do mundo, com operações disseminadas em aproximadamente 28 países.<sup>353</sup>

---

<sup>352</sup> BUCHEB, José Alberto. *Direito do Petróleo: A Regulação das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil*. Editora Lumen Juris. Rio de Janeiro, 2007. P. 127-128.

<sup>353</sup> FISHMAN, Andrew. *Petroleum in Brazil: Petrobras, Petro-Sal, Legislative Changes & the Role of Foreign Investment*. P. 7-8.

## 9. O QUADRO NORMATIVO DO BRASIL EM RAZÃO DA DESCOBERTA DO PRÉ-SAL

Como já foi dito, com o achado do pré-sal na costa litoral brasileira, o ordenamento jurídico pátrio sofreu algumas reformas para melhor se adaptar e proteger as riquezas nacionais, para um melhor aproveitamento das reservas, que apresentam baixos riscos geológicos para a exploração – apesar dos desafios técnicos, uma área com expectativa alta de produtividade e com grandes volumes passíveis recuperação<sup>354</sup>. Em consideração a tais vantagens, o governo brasileiro adotou um novo esquema regulador para a conjuntura específica do pré-sal, o até então regime vigente de concessões instituído outrora pela Lei 9.478/97<sup>355</sup> deu vez ao sistema de contratos de partilha de produção instaurado pela Lei 12.351/10.<sup>356</sup> De acordo com o novo marco regulatório a Petrobras é a operadora única de todos os contratos do tipo que venham a ser firmados, com uma participação mínima equivalente a 30% em todos os projetos da camada do pré-sal brasileiro.

Num primeiro momento as adaptações legislativas do pré-sal podem ser observadas por quatro atributos. O primeiro deles é a criação da empresa Pré-sal Petróleo SA, a esta é incumbida a missão de administrar/gerir os novos contratos de partilha de produção e também de comercialização de petróleo e gás natural. O segundo apanágio permitiu ao governo brasileiro a capitalização da Petrobras, este concedeu à NOC em questão 5 bilhões de barris de petróleo das reservas do pré-sal ainda não licenciadas em troca de uma maior participação nas ações da empresa e a cessão onerosa dos direitos exploratórios. Por sua vez, o terceiro predicado diz respeito à criação de um novo fundo de investimento para gerir os hidrocarbonetos do pré-sal ao passo que o quarto quesito é o que se refere àquilo que já mencionamos sobre a transição contratual (concessões – partilha de produção)<sup>357</sup>.

Com as mudanças regulatórias no quadro jurídico nacional em razão do pré-sal esperava-se, na teoria, a prevenção de futuras crises energéticas que viessem a assolar o contexto energético mundial, também para um superveniente reforço da economia nacional e

---

<sup>354</sup> SIMAS, Marcelo Marinho. *O novo papel das National Oil Companies – NOCs nos mercados internacionais de energia: um estudo do caso dos BRICS*. Op. Cit. P. 11.

<sup>355</sup> Preâmbulo da referida lei: “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.”

<sup>356</sup> Preâmbulo da citada lei: “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 N.º 9.478, de 6 de agosto de 1997 e dá outras providências.”

<sup>357</sup> *Ibidem*.

da política interna do país, trazendo para a nação os almeçados progressos em termos de saúde, educação, desenvolvimento sustentável, combate à pobreza e ao desemprego, etc. Entretanto, como será apresentado de seguida, o novo marco regulatório além de não trazer as quiméricas melhorias à população, ainda não satisfaz os critérios para um melhor aproveitamento das reservas, criando um ambiente pouco acolhedor ao investimento estrangeiro e repleto de embaraços legislativos.

Todavia, importa por hora evidenciar que o norte que mais deu razão à transição dos modelos jurídico-regulatórios foi a possibilidade de um maior controle do Estado oferecido pelos contratos de partilha de produção. Estes últimos majoram a influência das participações governamentais, além de permitir a transferência da titularidade dos hidrocarbonetos explorados (das reservas) e um controle da produção mais firme por parte da mão estatal<sup>358</sup>. Nesta esteira, no sítio do pré-sal e até mesmo das áreas estratégicas, ambas definidas pela referida Lei N.º 12.351/10<sup>359</sup>, a NOC brasileira atua como operadora em todos os blocos, podendo eventualmente ser co-contratante direta do Ministério de Minas e Energia – MME – ou até mesmo figurar como participante – caso em que terá uma participação mínima afiançada<sup>360</sup>.

Não obstante à permuta de modelos reguladores percebe-se que os contratos de concessão à época já efetivados permaneceram vigentes e ainda o modelo de concessão é o padrão nas áreas não integrantes do pré-sal, a mudança só será válida para as E&P de áreas novas não concedidas e de outras entendidas pela lei como estratégicas. Neste intervalo, pode-se dizer que com o advento do pré-sal e as citadas alterações legislativas, o Brasil torna-se um país com regime misto de contratação e tal duplicidade contratual é uma característica marcante quando há diversidade quanto aos riscos exploratórios das zonas a serem exploradas, é uma decisão estratégica, que visa tirar o melhor proveito dos recursos naturais

---

<sup>358</sup> Complementando a ideia de maior transferência de poder ao Estado hospedeiro nos modelos de contratos de partilha da produção além do sentimento darwinista em comparação à outras modalidades contratuais da indústria petrolífera “...são, habitualmente, modelos de exploração mais avançados, que exigem maior envolvimento e *know-how* por parte do Estado, pois este apresenta-se na relação jurídica contratual como “*dono do petróleo*” e não apenas como “*titular de uma renda*”...” ANDRADE, José Carlos Vieira de. MARCOS, Rui de Figueiredo (Coord.). *Direito do Petróleo*. Op. Cit. P. 37.

<sup>359</sup> “...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;

V - área estratégica: região de interesse para o desenvolvimento nacional, delimitada em ato do Poder Executivo, caracterizada pelo baixo risco exploratório e elevado potencial de produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos...”

<sup>360</sup> ANDRADE, José Carlos Vieira de. MARCOS, Rui de Figueiredo (Coord.). *Direito do Petróleo*. Op. Cit. P. 113.

para o próprio Estado. No caso do Brasil, adotou-se o regime de contratos de partilha de produção no pré-sal porque aquele é peculiar de áreas com grandes reservas e com elevado potencial de volume produtivo, e este é exatamente o caso do pré-sal: uma reserva imensa e com considerável potencial de produção.

Em princípio estas foram as principais transformações do ordenamento jurídico brasileiro no decurso da descoberta do pré-sal. Importa, por isso, ressaltar que estas e outras singularidades serão pormenorizadas nas próximas linhas deste trabalho.

Por último, mas não menos importante é a observação segundo a qual a transição de regimes, apesar de bem intencionada, atormenta a segurança jurídica pátria trazendo instabilidade<sup>361</sup> para o Estado, especialmente à vista do mercado internacional. Ora, isto é perigoso, especialmente num momento em que a nação carece da atração de recursos financeiros e *expertise* estrangeiros e, além disso, a reciprocidade de tais investimentos para o país dar-se-á em prazos não imediatos, o investimento das empresas internacionais busca mais do que nunca cenários estáveis para amplificar os seus capitais<sup>362</sup>. Destarte, mudar um regime tão profundamente, num ápice e *boom* da indústria petrolífera brasileira – inclusive às vistas mundiais – pode ter consequências negativas futuras para o governo e para quem mais precisa dele, o cidadão.

As competências e delimitações do novo marco regulatório não são bem delineadas, rabiscos, que passam longe do que se precisa ser para pressupor uma boa regulação<sup>363</sup>, a título exemplificativo: coordenação entre a política reguladora dos agentes envolvidos. Não serão ações isoladas de um único agente: da Petrobras, da ANP ou até mesmo da PPSA que irão sanar todas as exigências do setor petrolífero, devendo ser considerada, e nunca subestimada, a complexidade do mesmo, além da influência de outros setores da economia e organizações,

---

<sup>361</sup> “A brusca mudança de cenários, por lei ordinária, não pela mudança do modelo contratual, mas, sobretudo, pela recriação de um modelo estatizante de exploração do setor, cria um cenário que, além de não ser atrativo aos investimentos, afugenta investidores neste e em outros setores”. SOUTO, Marcos Juruena Villela. *Propostas legislativas de novo marco regulatório do pré-sal*. Revista de Direito Público da Economia - RDPE, Belo Horizonte, ano 8, N.º 29, Janeiro 2010. P. 277.

<sup>362</sup> SOUTO, Marcos Juruena Villela. *Propostas legislativas de novo marco regulatório do pré-sal*. Op. Cit. P. 273-275.

<sup>363</sup> Para Vital Moreira: “Um processo de regulação implica tipicamente as seguintes fases: formulação das orientações da regulação; definição e operacionalização das regras; implementação e aplicação das regras; controlo da aplicação das regras; sancionamento dos transgressores; decisão dos recursos. Condensando e agregando a estes diversos níveis, podem ser reunidos em três etapas essenciais: (a) aprovação das normas pertinentes (leis, regulamentos, códigos de conduta, etc.); (b) implementação concreta das referidas regras (autorizações, licenças, injunções, etc.); (c) fiscalização do cumprimento e punição das infracções.” MOREIRA, VITAL. *Auto-regulação Profissional e Administração Pública*. Livraria Almedina, Coimbra – 1997. 421 fls. P. 36-37.

governamentais ou não.<sup>364</sup> Por este motivo é tão urgente que os entes envolvidos tenham as suas funções e poderes bem assentes e delimitados com evidência, sem margem para dúvidas e competências duplicadas, a legislação há-de ser precisa para que os agentes tenham uma comunicação harmoniosa, fator que irá proporcionar o progresso das atividades e ainda um fortalecimento institucional dos organismos intervenientes. É imprescindível que sejam afastadas as vicissitudes dos diálogos, bem como as duplicações de ofícios normativos, ou seja, faz-se mister a existência de atribuições complementares, já que o sistema regulatório deve ser estruturado como um todo harmonioso. Como uma orquestra que precisa de cada instrumento no seu devido lugar e tempo para que o som seja transmitido com perfeição, assim é um cenário regulador, a harmonia só é alcançada quando presente a consciência de coordenação em todo o ambiente, não só de uma figura isolada<sup>365</sup>.

### **9.1. O Novo Marco Regulatório e as Mudanças Normativas para a Exploração do Pré-Sal**

A exploração dos hidrocarbonetos na camada do pré-sal pode aumentar a produção de óleo e gás natural do país para 32 bilhões de boe e embora a autossuficiência energética em termos de petróleo já tivesse sido transposta em 2009 quando o Brasil tinha um mercado doméstico que consumia 1,89 milhões de barris por dia. Enquanto o número da produção correspondia a 2,03 milhões de barris por dia<sup>366</sup> as expectativas em relação ao pré-sal são relativas ao alcance da alcinha de exportador para o país.

Nesse sentido, para um domínio mais elevado dos recursos naturais disponíveis no país em larga escala (o pré-sal) o governo instituiu em 2010, sob influências globais pós-crise global, de desregulamentação dos mercados, um novo marco regulatório para regulamentação das atividades petrolíferas do país, que se manifesta em três leis federais e cujas principais implementações foram: a) a instauração do modelo contratual de partilha de produção; b) a criação de um Fundo Social; c) A criação de uma nova empresa – a PPSA – a qual será a voz

---

<sup>364</sup> ORNELAS, Danielle L., MENDES, Pietro A. S., MAGRINI, Alessandra., AROUCA C., Mauricio. *Offshore oil and gas exploration and production ind Brazil: a proposal for integrated actions for operational, occupational and environmental safety*. Journal of World Energy Law and Business, 2014, Fls. 340-362, Vol. 7, N.º 4. P. 345.

<sup>365</sup> ORNELAS, Danielle L. et all. *Offshore oil and gas exploration and production ind Brazil: a proposal for integrated actions for operational, occupational and environmental safety*. Op. Cit. P. 345-347.

<sup>366</sup> SERRA, Rodrigo Valente. *O novo marco regulatório do setor petrolífero brasileiro: dádiva ou maldição?* Op. Cit. P. 142.



do Estado no que diz respeito à gestão do regime de partilha de produção e d) a cessão onerosa e a capitalização da Petrobras<sup>367</sup>.

### 9.1.1. Regime de Partilha de Produção

Como exposto, o modelo de partilha de produção foi o adotado para a zona do pré-sal<sup>368</sup> – pela Lei N.º 12.351 de 22 de dezembro de 2010<sup>369</sup> – mas não somente para esta recapitulando o que fora desenvolvido outrora, também foi este o regime escolhido para as áreas selecionadas legalmente como estratégicas, contudo é importante denotar que os contratos de concessão estabelecidos pelo marco regulatório anterior permanecerão, tanto para os contratos da província do pré-sal e sítios estratégicos celebrados antes do novo marco regulatório, quanto para localidades não circunscritas no que se qualifica como pré-sal ou zona estratégica. Sendo assim, diante da nova realidade, a União poderá contratar, no que se importa à celebração dos contratos de partilha de produção, tendo como mediador o Ministério de Minas e Energia, de forma direta com a Petrobras e por meio de licitação (na modalidade leilão)<sup>370</sup>

No regime de partilha de produção, como analisamos inicialmente nesta obra, os lucros serão rateados entre o *host country* e a *oil company*. Outrossim, enquanto no rigor dos contratos concessionários o Estado é remunerado por meio de *royalties*, participações especiais, bônus de assinatura e pagamento pela ocupação ou retenção da área, no modelo dos *Production Sharing Agreements of Government Take* irá efetivar-se somente pelo bônus de assinatura, pelos *royalties*, (que apesar de tradicionalmente não serem utilizados nos PSAs no sistema brasileiros estas figuras fazem presença) pela parte que cabe à União pela produção dos hidrocarbonetos e ainda pelos impostos incidentes – Imposto de Renda (IR), Contribuição

---

<sup>367</sup> Ibidem.

<sup>368</sup> Art. 3º Lei N.º 12.351/10: “A exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos na área do pré-sal e em áreas estratégicas serão contratadas pela União sob o regime de partilha de produção, na forma desta Lei”.

<sup>369</sup> Art. 3º da Lei: “A exploração e a produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos na área do pré-sal e em áreas estratégicas serão contratadas pela União sob o regime de partilha de produção, na forma desta Lei”.

<sup>370</sup> CORIOLANO, Ana Catarina Fernandes; DOS REIS, Edjane Melo; DELGADO, Regina Celia de Oliveira Brasil. *A Indústria do Petróleo e os Modelos de Contrato para Exploração e Produção no Brasil*. RUnPetro- ISSN 2316-6681, 2013, 2.1: 21-30. P. 27.

Social sobre o lucro líquido (CSSL), o Programa de Integração Social (PIS/PASEP) e a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS)<sup>371</sup>.

No regime de partilha de produção adotado pelo novo marco regulatório a União não incorre com os riscos relacionados às atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção.<sup>372</sup> Adicionalmente, os custos e investimentos que envolvem o setor ficarão a cargo das companhias contratadas, sendo estas restituídas em *cost oil* na forma da lei<sup>373</sup> caso encontrem reservas comerciais, todavia o governo federal poderá alocar recursos nas atividades de exploração, desenvolvimento, pesquisa e produção, valendo-se do fundo social, das áreas estratégicas e do pré-sal, hipótese em que assumirá os riscos na medida de seu envolvimento<sup>374</sup>.

Como se pode deduzir dos esclarecimentos prestados acima, o contrato de partilha de produção do Estado brasileiro acompanha a estrutura genérica do modelo geral (fazendo aqui uma ressalva à questão dos *royalties*), o qual esquematizamos mais detalhadamente no primeiro capítulo desta pesquisa. Destarte, o contratante terá as prerrogativas de E&P numa área específica, detalhada no contrato e descobrindo reservas comerciais receberá o *cost oil*, o volume equivalente aos *royalties* pagos e a sua parcela no *profit oil*, o fundamento constitucional destes contratos é o mesmo do das concessões<sup>375</sup>.<sup>376</sup>

Uma das particularidades da contratação pelo regime de partilha de produção no Brasil é a de que, no caso de haver a contratação das OCs, isto é, havendo os leilões para a contratação, as partes do contrato serão: o MME, a Petrobras (com pelo menos 30% de participação e como operadora das atividades de E&P) e o licitante vencedor. A lei prevê ainda a incorporação de uma empresa pública totalmente controlada pela União, que

---

<sup>371</sup> SERRA, Rodrigo Valente. *O novo marco regulatório do setor petrolífero brasileiro: dádiva ou maldição?* Op. Cit. P. 148.

<sup>372</sup> Lei N.º 12.351/10 Art. 5º.

<sup>373</sup> Art. 2º II, Lei N.º 12.351/10: “custo em óleo: parcela da produção de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos, exigível unicamente em caso de descoberta comercial, correspondente aos custos e aos investimentos realizados pelo contratado na execução das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento, produção e desativação das instalações, sujeita a limites, prazos e condições estabelecidos em contrato...”

<sup>374</sup> Art. 6º, Parágrafo Único, Lei N.º 12.351/10.

<sup>375</sup> ZACOUR, Claudia. PEREIRA. *Petrobras and the new regulatory framework for the exploration of oil and natural gas in the Brazilian Pre-sal region*. Op. Cit. P. 135.

<sup>376</sup> O dito fundamento constitucional de tais contratos está delineado no Art. 177. §§ 1º e 2º: “§1º A União poderá contratar com empresas estatais ou privadas a realização das atividades previstas nos incisos I a IV deste artigo, observadas as condições estabelecidas em lei.

§ 2º A lei a que se refere o § 1º disporá sobre:

I - a garantia do fornecimento dos derivados de petróleo em todo o território nacional;

II - as condições de contratação;

III - a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da União”

representará os interesses do Estado e fiscalizará os pormenores dos contratos, esta companhia é a PPSA, como verificaremos adiante<sup>377</sup>.

Verifica-se que o Estado enquanto dono do petróleo explotado, será responsável também pela sua negociação no mercado internacional, o que não acontecia nos contratos de concessão, ocasião em que a renda do governo era basicamente proveniente de tributos e da contratação, ou seja, em hodierno será praticamente impossível para o país ser proprietário “do peixe e do gato”, já que é destacada a dificuldade de supervisionar os rendimentos da produção petrolífera no país, em breve surgirão no mesmo “barões do petróleo”.<sup>378</sup>

#### 9.1.2.1. Considerações críticas sobre a alteração legislativa do novo marco regulatório

Coaduna-se com o entendimento do IBP<sup>379</sup> – Instituto Brasileiro de Petróleo – que a reforma legislativa, transitória de regimes não foi um verdadeiro mister para o melhor aproveitamento da nova riqueza da nação, considerando-se que a justificativa para a instauração de um novo marco regulatório deu-se sob dois principais prismas: para que o Estado tivesse um maior domínio sobre os recursos petrolíferos e para que o lucro do mesmo fosse ampliado proporcionalmente diante das dimensões monstruosas da reserva recém-descoberta. O regime de concessões outrora em vigor poderia preencher da mesma forma tais necessidades supervenientes do país, bastando apenas algumas alterações e não uma reforma completa. Pela ótica do acréscimo da receita federal, poderia ser aumentado o *Government Take* das concessões, por exemplo, das porcentagens das participações especiais no caso de produções extraordinárias e exorbitantes<sup>380</sup>. Noutro ponto de vista, no caso de um controle mais firme e solidificado da União diante dos hidrocarbonetos do pré-sal, os contratos de concessão também por serem mais antigos e maduros, possuem mais mecanismos de ajuste para a persecução aperfeiçoada do interesse estatal, por meio da cláusula de ‘emergência nacional’<sup>381</sup>, por exemplo. A titularidade dos hidrocarbonetos explotados da camada de pré-sal poderia ser transferida para a União (se fosse essa a intenção quando da transmutação de

---

<sup>377</sup> ZACOUR, Claudia. PEREIRA. *Petrobras and the new regulatory framework for the exploration of oil and natural gas in the Brazilian Pre-sal region*. Op. Cit. P. 135.

<sup>378</sup> QUINTANS, Luiz Cezar P. (coord.). *Contratos de concessão & partilha: propostas e leis para o pré-sal*. Niterói, Rio de Janeiro: B. Biz, 2011. 156p. : il.; 21cm. P. 40.

<sup>379</sup> QUINTANS, Luiz Cezar P. *Contratos de concessão & partilha: propostas e leis para o pré-sal*. Op. Cit. P. 27.

<sup>380</sup> *Ibidem*.

<sup>381</sup> *Ibidem*.

regimes) se a participação especial fosse armazenada na forma de óleo e não em moeda, como acontece nos contratos regidos pela Lei N.º 9.478/97<sup>382</sup>.

Ainda devem ser observados com cautela os motivos políticos que geralmente se escondem por trás de uma alteração de regimes, abre-se aqui um parêntesis ao nítido aumento do controle dos recursos do pré-sal por parte do Estado, os mecanismos e artifícios que colocam em prática esta concentração de atividades nas mãos estatais, remetem-nos a uma temerosa probabilidade de tredestinação dos lucros da província do pré-sal. Um problema grave que se enfrenta no Brasil é o da corrupção das instituições políticas, sendo assim como confiar tão avultados tesouros como as jazidas do pré-sal nas mãos dos políticos fraudulentos, ansiosos para desviar recursos monetários em proveito próprio, alheios aos assegurados pela legislação? Com a descoberta do pré-sal os ávidos corruptos do país já se entreolharam, na expectativa de tomar pra si uma fatia das eventuais cifras a serem arrecadadas, o parlamento já tinha na época sede de alcançar as receitas das novas reservas de petróleo e não tardou muito para se encabeçassem disputas regionais nas casas do Congresso Nacional para saber como seriam distribuídas as receitas, mais especificamente os *royalties*<sup>383</sup>. Tal circunstância revela os dilemas relativos à natureza dos *royalties* (compensatória ou distributiva) – embora as maléficas desavenças substanciais estejam incrustadas no cenário parlamentar nacional.

### 9.1.2. Fundo Social

O fundo social criado pelo novo marco regulatório Lei N.º 12.351/10 é uma instituição de cunho financeiro e contabilístico vinculada à Presidência da República, tal fundo tem por escopo o armazenamento de capitais para promoção do desenvolvimento social e regional e fá-lo por meio de obras que combatem a pobreza e incentivam o desenvolvimento, como preceitua a lei<sup>384</sup>. A constituição de um fundo social é associada

---

<sup>382</sup> Ibidem.

<sup>383</sup> Discussões estas que acarretaram na instituição da Lei N.º 12.734 de 2012, a qual alterou os critérios de distribuição dos royalties e das participações financeiras, distribuindo-os por entre variados entes federados. A lei é bastante polêmica, afetou o orçamento de vários municípios e estados-membros produtores de petróleo e já foi alvo de diversas ADI's – Ações Diretas de Inconstitucionalidade. Sobre a distribuição dos royalties em razão dessa nova legislação *vide*: NOGUEIRA, Lauro César Bezerra; RAMOS, Francisco Souza. *Uma Proposta de Distribuição dos Royalties do Petróleo Introduzindo Critérios de Eficiência: Uma Abordagem DEA*. N.º 18, Série Textos para Discussão (Working Papers). Programa de Pós-Graduação em Economia-PPGE, Universidade Federal da Paraíba, 2013. 17 fls. Disponível em: [http://www.ccsa.ufpb.br/ppge/arquivos/ensaios/TD18\\_2013.pdf](http://www.ccsa.ufpb.br/ppge/arquivos/ensaios/TD18_2013.pdf) Acesso em: 7 de setembro de 2014.

<sup>384</sup> “É criado o Fundo Social - FS, de natureza contábil e financeira, vinculado à Presidência da República, com a finalidade de constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento:

também à proteção da economia interna do país e das variações internacionais do preço do petróleo. A criação do fundo social para o pré-sal demonstra também uma preocupação governamental de prevenção da Doença Holandesa ou da Maldição dos Recursos.

Sendo assim, conforme distribuiu o ordenamento jurídico no Art. 49 da Lei N.º 12.351/10, irão integrar o Fundo Social:

“I - parcela do valor do bônus de assinatura destinada ao FS pelos contratos de partilha de produção;

II - parcela dos *royalties* que cabe à União, deduzidas aquelas destinadas aos seus órgãos específicos, conforme estabelecido nos contratos de partilha de produção, na forma do regulamento;

III - receita advinda da comercialização de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos da União, conforme definido em lei;

IV - os royalties e a participação especial das áreas localizadas no pré-sal contratadas sob o regime de concessão destinados à administração direta da União, observado o disposto nos §§ 1º e 2º deste artigo;

V - os resultados de aplicações financeiras sobre suas disponibilidades;

VI - outros recursos destinados ao FS por lei.”

O Fundo Social constitui uma espécie de poupança pública a longo prazo<sup>385</sup>, com inspiração clara no Fundo Social norueguês, o *Norwegian Government Pension Fund Global*, o qual também tem um compromisso com um investimento a longo prazo. A instituição destes fundos deve ser gerida da maneira mais transparente possível, aliando essa administração a um bom governo. O fundo deve ser supervisionado por uma instituição com os conhecimentos necessários sobre investimentos coletivos e experiência reforçada. É idealizado que o fundo seja conduzido por uma instituição de gestão autônoma com dedicação exclusiva a tal atribuição, além do mais deve haver transparência e publicação das informações de transação e dos relatórios anuais do fundo. Neste viés, é ainda importante uma definição clara dos objetivos e do destino do investimento, visto que tal fator facilita tanto a prestação de contas quanto a observação do desempenho do fundo por parte do agente que o

---

I - da educação;

II - da cultura;

III - do esporte;

IV - da saúde pública;

V - da ciência e tecnologia;

VI - do meio ambiente; e

VII - de mitigação e adaptação às mudanças climáticas.” (Art. 47, Lei N.º 12.351/10).

<sup>385</sup> Art. 48, I, Lei N.º 12.351/10.

supervisiona. Na Noruega, distintamente destes preceitos deontológicos, funciona de forma diversa, o fundo do petróleo do Estado é supervisionado por um órgão vinculado a um Ministério, mas faz mister a lembrança de que o país conta com instituições governamentais experientes e isentas de corrupção<sup>386</sup>.

É claro que o interesse do novo marco regulatório ao criar o fundo social era de libertar o Estado das chagas da maldição dos recursos ou da doença holandesa, especialmente no que se refere aos riscos econômicos de oscilação do preço do petróleo. A extração dos proventos centrais do fundo só pode ser realizada se for autorizado por via legal, entretanto a porcentagem do levantamento não foi definida na legislação<sup>387</sup>, abrindo uma larga margem discricionária para eventuais desvios de finalidade, o que abala a manutenção da supremacia dos interesses públicos.

Uma questão incidente acerca do fundo social é a de como esses recursos serão aplicados em prol dos destinos escolhidos pela lei N.º 12.351/10 como prioridades, dado que apesar de terem sido elencadas tais primazias quando da criação do fundo, como se vê:

“Art. 47. É criado o Fundo Social – FS, de natureza contábil e financeira, vinculado à Presidência da República, com a finalidade de constituir fonte de recursos para o desenvolvimento social e regional, na forma de programas e projetos nas áreas de combate à pobreza e de desenvolvimento:

I - da educação;

II - da cultura;

III - do esporte;

IV - da saúde pública;

V - da ciência e tecnologia;

VI - do meio ambiente;

VII - de mitigação e adaptação às mudanças climáticas”.

Em contrapartida, a norma não fixou uma porcentagem específica para cada ponto nem foi delimitada qualquer ação a ser financiada<sup>388</sup>.

---

<sup>386</sup> YERMO, J. *Governance and Investment of Public Pension Reserve Funds in Selected OECD Countries*. OECD Working Papers on Insurance and Private Pensions, 2008. N.º 15, OECD Publishing. doi:10.1787/244270553278. P. 22-23.

<sup>387</sup> Lei N.º 12.351/2010, Art. 51: “Os recursos do FS para aplicação nos programas e projetos a que se refere o Art. 47 deverão ser os resultantes do retorno sobre o capital. Parágrafo único. Constituído o FS e garantida a sua sustentabilidade econômica e financeira, o Poder Executivo, na forma da lei, poderá propor o uso de percentual de recursos do principal para a aplicação nas finalidades previstas no Art. 47, na etapa inicial de formação de poupança do fundo”.

<sup>388</sup> RIBEIRO, Talita Miranda. *O pré-sal e as mudanças no marco regulatório do petróleo*. Op. Cit. P. 21.

### 9.1.2.1. Problemas do Fundo Social

O novo marco regulatório foi relapso em relação ao Fundo Social que instituiu, visto que o órgão que criou para gerenciar o fundo – o Conselho Deliberativo do Fundo Social (CDFS) – é dotado de ampla margem discricionária, a qual o permite indicar a porcentagem de destino dos investimentos, tanto os internos como os estrangeiros<sup>389</sup>.

Como as causas de destino do fundo são demasiado primárias e peremptórias, outro problema que se reporta ao Fundo Social trazido a campo pelo novo marco regulatório é o investimento a longo prazo para causas tão urgentes e imediatas para o progresso social do país, tais como: educação, saúde, erradicação da pobreza e do índice de desemprego e pelas contas ainda vão demorar alguns anos para que os projetos do pré-sal atinjam o seu rendimento pleno<sup>390</sup>.

### 9.1.3. O Novo Papel da Petrobras, a Sua Capitalização e a Cessão Onerosa de Direitos de Exploração

A Petrobras, no regime de partilha de produção do novo marco regulatório do pré-sal, foi coroada com muitos privilégios, fato este que afasta os investidores estrangeiros. Na atual conjuntura a NOC poderá celebrar os contratos de partilha de produção diretamente, firmando consórcio com a PPSA, dispensando a licitação<sup>391</sup>.

A estatal também é a operadora única de TODOS<sup>392</sup> os blocos do pré-sal que quando estiverem a funcionar sob a modalidade de partilha de produção, a Petrobras terá, por lei participação mínima obrigatória de 30%, o que implica dizer que nos casos de licitação, a OC saíra vitoriosa – ou seja a que oferecer o maior valor de óleo excedente à União<sup>393</sup> – deverá formar impreterivelmente consórcio com a Petrobras e a PPSA<sup>394</sup>, esse consórcio obrigatório

---

<sup>389</sup> SERRA, Rodrigo Valente. *O novo marco regulatório do setor petrolífero brasileiro: dádiva ou maldição?* Op. Cit. P. 155.

<sup>390</sup> QUINTANS, Luiz Cezar P. *Contratos de concessão & partilha: propostas e leis para o pré-sal.* Op. Cit. P. 29.

<sup>391</sup> SERRA, R. *O novo marco regulatório do setor petrolífero brasileiro: dádiva ou maldição?* Mar de Riqueza, Terras de Contrastes: o Petróleo no Brasil. Rio de Janeiro: Mauad, 2011, 141-160. P. 142.

<sup>392</sup> Art. 4º: “A Petrobras será a operadora de todos os blocos contratados sob o regime de partilha de produção, sendo-lhe assegurado, a este título, participação mínima no consórcio previsto no Art. 20”. (Lei n. 12.351/10).

<sup>393</sup> RIBEIRO, Talita Miranda. *O pré-sal e as mudanças no marco regulatório do petróleo.* Op. Cit. P. 19.

<sup>394</sup> SERRA, Rodrigo Valente. *O novo marco regulatório do setor petrolífero brasileiro: dádiva ou maldição?* Op. Cit. P. 142.

parece-nos inadequado visto que o Estado estaria a ser representado duplamente, tanto pela Petrobras, quanto pela PPSA. Não sendo o caso da contratação direta da Petrobras, esta poderá participar nas rodadas de licitação para aumentar a sua participação de 30%, ocasião em que poderá intervir, por lei, só ou em consórcios.

Dizer que a Petrobras será a única operadora nos blocos exploratórios do pré-sal implica muitas vantagens para a estatal, visto que a condição da operadora implica na responsabilidade de supervisão das atividades de exploração, produção e desenvolvimento dos projetos, o que permitirá para a empresa um domínio mais aprofundado sobre as reservas locais, colocando-a à frente das concorrentes, quando não for o caso da contratação direta.

#### *9.1.3.1. Cessão Dos Direitos Exploratórios Da Petrobras*

A cessão onerosa a que se faz referência quando tratamos da NOC, por sua vez, foi uma alternativa utilizada pelo governo federal, que como sócio majoritário da Petrobras, teria que alocar montantes extraordinários para que fosse concretizada a capitalização da empresa, entretanto o governo brasileiro optou por fazer uso do petróleo ao invés da moeda comum. Sendo assim, a União cedeu à Petrobras até 5 bilhões de boe<sup>395</sup> – com o preço do barril entre US\$ 5 e US\$ 12 – ao passo que a última disponibilizou àquela os títulos da dívida pública mobiliária federal, ratificando a transação.

Mediante autorização albergada pela Lei N.º 12.276 de 30 de junho de 2010, a União cederá onerosamente à Petrobras, sendo dispensados os procedimentos licitatórios de praxe, a prática das atividades de E&P de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluídos nas áreas não concedidas insertas na zona do pré-sal e áreas estratégicas.<sup>396</sup> A avaliação das áreas objeto da cessão onerosa foi feita por agências independentes contratadas pela ANP - *Gaffney, Cline and Associates* e *DeGolyer and MacNaughton* – as quais analisaram as estimativas dos recursos existentes<sup>397</sup>.

Para além disto, foi realizado um contrato de cessão onerosa, nos moldes da lei, em 3 de setembro de 2010, o qual fez a determinação das áreas e fixou o preço do barril de óleo a

---

<sup>395</sup> Art. 1º §2º Lei N.º 12.276/10.

<sup>396</sup> Art. 1.º Lei N.º 12.276/10.

<sup>397</sup> SOUSA, Francisco José Rocha de. *A cessão onerosa de áreas do pré-sal e a capitalização da Petrobras*. Biblioteca digital da Câmara dos Deputados: Brasília, Fevereiro/2011. Fls. 1-17. P. 3. Disponível em: [http://www2.camara.leg.br/documentos-e-pesquisa/publicacoes/estnottec/tema16/2011\\_907.pdf](http://www2.camara.leg.br/documentos-e-pesquisa/publicacoes/estnottec/tema16/2011_907.pdf). Acesso em: 12 de setembro de 2104.



US\$ 8,51<sup>398</sup> e que ainda deu luz à aquisição das prerrogativas exploratórias à NOC, que remunerou a União em R\$ 74,8 bilhões. Neste contrato a União, designada através do MME e do Ministério da Fazenda – MF, – firmou contrato com a Petrobras – cessionária – com intermediação da ANP que, como é sabido é o órgão regulador e fiscalizador das atividades referentes à indústria petrolífera nacional. O contrato de cessão onerosa celebrado apresentava duas fases distintas, uma primeira exploratória – executada em até 4 anos, podendo haver prorrogação de mais dois anos – e outra de produção – que se inicia a partir da declaração de que a reserva é comercial da Petrobras para a ANP. Ainda sobre o estabelecido contratualmente, os *royalties* – fixados em 10% – seriam pagos ao governo federal mensalmente, desde que iniciada a produção. Quando se desse o encerramento do contrato pela produção dos 5 bilhões de boe, ou por outra razão qualquer, a Petrobras, cessionária, deveria remeter à ANP o relatório da devolução das zonas exploradas. O contrato de cessão onerosa é intransmissível por lei e, apesar de se assemelhar a um contrato de concessão, diferencia-se dele no que diz respeito à laboração com risco. Com efeito, diverge das concessões, uma vez que se não forem encontradas reservas comerciais pelas concessionárias o contrato deverá dar-se por encerrado. Em síntese, se a Petrobras não alcançar a máxima dos 5 bilhões de boe, poderão ser feitos acordos, pois a cessão só terá termo quando atingido o especificado contratualmente, até mesmo porque a NOC forneceu capital previamente em troca desses barris.<sup>399</sup>

O prazo do contrato celebrado foi estipulado em 40 anos, a partir da data em que foi assinado, podendo ser prorrogado a pedido da cessionária Petrobras em 5 anos. A remuneração da União a pagar pela Petrobras será dada tanto pelo preço concordado para a cessão onerosa<sup>400</sup>, de exploração e produção de até 5 bilhões dos boe quanto pelos *royalties*<sup>401</sup> que terão o pagamento consumado mensalmente, totalizando em 10% do valor da produção, podendo ser reduzida tal porcentagem em até 5% considerada a complexidade dos

---

<sup>398</sup> BULHÕES, Daniel Bruno Damasceno. *A Pré-sal Petróleo S.A. e o novo marco regulatório brasileiro*. Op. Cit. P.63.

<sup>399</sup> CORIOLANO, Ana Catarina Fernandes et all. *A Indústria do Petróleo e os Modelos de Contrato para Exploração e Produção no Brasil*. Op. Cit. P. 26.

<sup>400</sup> Art. 1º, §3º da lei Lei N.º 12.276/10 “o pagamento devido pela Petrobras pela cessão de que trata o caput deverá ser efetivado prioritariamente em títulos da dívida pública mobiliária federal, precificados a valor de mercado, ressalvada a parcela de que trata o § 4º”.

<sup>401</sup> Art. 5º da lei Lei N.º 12.276/10: “Serão devidos royalties sobre o produto da lavra de que trata esta Lei nos termos do Art. 47 da Lei N.º 9.478, de 6 de agosto de 1997”.

riscos geológicos ou fatores supervenientes que aumentem os custos da exploração, destaque-se que a Petrobras arcará com todos os riscos da exploração<sup>402</sup>.

A partir da cessão onerosa, o governo federal elevou a sua influência na empresa, visto que a União ficou com o encargo de 64% das ações ordinárias o qual antes era de 57,5%.<sup>403</sup>

Mas porquê a escolha de fazer uma cessão onerosa à NOC brasileira? Tal escolha é meramente política e estratégica por parte do governo, é certo que a companhia estatal tem vasta experiência na exploração *offshore in deep waters*, título este reconhecido até mesmo internacionalmente, distintamente do marco regulatório anterior, neste do pré-sal apesar de se encontrarem consagrados os princípios da isonomia e da igualdade, já não se pode dizer o mesmo da máxima da livre concorrência, visto que a União optou por exercer o seu monopólio por intermédio da Petrobras, empresa controlada pelo Estado, sendo uma instituição do mesmo<sup>404</sup>.

#### 9.1.3.2. Capitalização da Petrobras

Um importante acontecimento relacionado à Petrobras diante da descoberta do pré-sal foi o da sua capitalização<sup>405</sup>, isto é, a empresa negociará novas ações no mercado para custear as despesas oriundas das atividades de E&P da província do pré-sal, visto que em razão desta última a NOC carece de uma dilatação de investimentos. Tal capitalização rendeu à Petrobras o título de segunda maior empresa petrolífera do mundo<sup>406</sup>. A capitalização da NOC, assim como a cessão onerosa, também foi autorizada pela Lei N.º 12.276/10:

“Art. 9.º - Fica a União autorizada a subscrever ações do capital social da Petrobras e a integralizá-las com títulos da dívida pública mobiliária federal.

Parágrafo único. Fica a União autorizada, a critério do Ministro de Estado da Fazenda, a emitir os títulos de que trata o caput, precificados a valor de mercado e sob a forma de colocação direta”.

---

<sup>402</sup> ZACOUR, Claudia. PEREIRA. *Petrobras and the new regulatory framework for the exploration of oil and natural gas in the Brazilian Pre-sal region*. Op. Cit. P. 134.

<sup>403</sup> RIBEIRO, Talita Miranda. *O pré-sal e as mudanças no marco regulatório do petróleo*. Op. Cit. P. 19.

<sup>404</sup> ORNELAS, Danielle L. et all. *Offshore oil and gas exploration and production ind Brazil: a proposal for integrated actions for operational, occupational and environmental safety*. Op. Cit. P. 132.

<sup>405</sup> A capitalização é o fenômeno através do qual uma empresa de capital aberto aumenta seu número de ações, arremessando-as ao mercado, com o fito de obter mais recursos financeiros, no caso da Petrobras a necessidade da capitalização se deu em virtude do pré-sal, que representa uma expectativa retorno sólida à estatal.

<sup>406</sup> SERRA, Rodrigo Valente. *O novo marco regulatório do setor petrolífero brasileiro: dádiva ou maldição?* Op. Cit. P.143.

Com a capitalização da companhia estatal, foi na mesma possibilitada a realização dos novos investimentos imprescindíveis para a exploração da província do pré-sal e para operação integral, concluída em 1 de outubro de 2010 foi equivalente a 120,25 bilhões de reais (entre aquisições do Tesouro Nacional, BNDES e do Fundo Soberano<sup>407</sup>), deste valor R\$ 74,8 bilhões foram para o pagamento à União pela cessão onerosa concedida à companhia, enquanto R\$ 45,45 bilhões permaneceram no caixa da Petrobras<sup>408</sup>.

Ao todo, foram negociadas 2.369 milhões de ações ordinárias (R\$ 29,65 cada) e 1.901 milhão de ações preferenciais (R\$ 26,30)<sup>409</sup>. Verifique-se ainda que nesta capitalização o Estado comprou a maior parte dos títulos da empresa que pôde, aumentando a sua participação em termos de posse de ações de 39,8% para 48,3%<sup>410</sup>.

### 9.1.3.3. Considerações críticas

O fato de a Petrobras ser operadora única dos contratos de partilha do pré-sal e das áreas estratégicas é conjuntura que não favorece a atração do investimento estrangeiro, visto que as OC seriam apenas fiadoras dos projetos estatais, não possuindo direitos na atividade *upstream* no que toca aos contratos de partilha de produção. Pelo fato de a exploração do pré-sal ser demasiado específica – exploração *offshore* em águas ultraprofundas e afastadas da costa – requer tanto mão-de-obra quanto *know how* especializados, pormenores estes que para demonstrar progresso acentuado pressupõem a existência da livre concorrência entre as empresas intervenientes.

Num mercado eficiente e de acordo com os ideais de uma boa regulação (livre iniciativa, concorrência, multiplicidade de oferta, etc.) não deve haver quaisquer privilégios para as empresas intervenientes no setor – aqui tratamos da contratação direta da NOC brasileira como preceituado pelo marco regulatório ora vigente – devendo haver a máxima transparência e exteriorização possível dos princípios de um *fair-play*, afinal, regras claras e limpas: jogo justo. Em nossa opinião, as vantagens concedidas à Petrobras são exageradas e desnecessárias, não só por poluir as regras do jogo e prejudicá-lo, mas também observado o fato de que a companhia não é pertencente totalmente ao governo (apesar de que este, por

---

<sup>407</sup> RIBEIRO, Talita Miranda. *O pré-sal e as mudanças no marco regulatório do petróleo*. Op. Cit. P. 19.

<sup>408</sup> SOUSA, Francisco José Rocha de. *A cessão onerosa de áreas do pré-sal e a capitalização da Petrobras*. Op. Cit. P. 13.

<sup>409</sup> *Ibidem*.

<sup>410</sup> *Ibidem*.

intermédio da capitalização da NOC tentou elevar a sua participação ao máximo possível), conta também com capital privado (aliás a maior fatia dos títulos da companhia ainda é proveniente da iniciativa privada), por esta lógica, a partir da nova legislação o governo estaria a financiar interesses particulares e que divergem da essência pilar do Estado, o altruísmo para com os cidadãos, a busca pelas vontades do próprio Estado – primárias ou secundárias – e não de minorias. A dispensa da licitação da Petrobras, conferida pela lei, apunhala os princípios da Administração Pública, consagrados inclusive a nível constitucional, da isonomia, da impessoalidade e da eficiência.<sup>411</sup>

Outrossim, a opção legislativa de nomear a NOC operadora única tem o seu lado negativo não somente assente no bloqueio de um desenvolvimento tecnológico mais acelerado para a exploração do pré-sal mas ainda tangencia-se à própria Petrobras, pois a companhia em hodierno vê-se obrigada a operar (investindo e gerenciando) em todos os blocos, não podendo eximir-se quando uma zona for menos interessante em termos de lucratividade ou até mesmo quando não dispuser de recursos monetários ou de pessoal para a operação<sup>412</sup>. A obstrução da concorrência escolhida a favor da Petrobras para o projeto da província do pré-sal, como visto, é contraproducente também à Petrobras, já que com o atual dever de investimento a empresa perde chances de escolher em que irá depositar os seus fundos ou com quem deseja firmar parcerias, situações estas que dificultam o alavanco internacional da NOC<sup>413</sup>. Observe-se que tal punhalada na concorrência não era observada na legislação anterior, de forma que esta pesquisa entende que a alteração foi retrógrada pelos motivos que se expôs.

Essa necessidade de controle absoluto do Estado brasileiro, que podemos analisar através da Petrobras, não parece ser a solução adequada ao melhor desenvolvimento energético do setor do petróleo, como de nenhum outro, o país carece de um novo plano na indústria, que estimule a competição a níveis internacionais e enfraqueça um monopólio superprotegido, numa bolha, fenômeno este que pode aumentar os custos da exploração e produção do óleo nacional, especialmente do pré-sal, o país tem que aproveitar o momento de

---

<sup>411</sup> ARAÚJO, Eugênio Rosa. *Preocupações que norteariam o Poder Judiciário*. In: QUINTANS, Luiz Cezar P (coord.). *Contratos de concessão & partilha: propostas e leis para o pré-sal*. Niterói, Rio de Janeiro: B. Biz, 2011. 156p. : il.; 21cm. P. 59.

<sup>412</sup> Nesse sentido SOUTO, Marcos Juruena Villela: "... a PETROBRAS já tem grande parte do pós-sal; se ficar com todo o pré-sal, terá dificuldades pessoais e logísticas que exigirão parcerias; o problema será obter parceiros num cenário em que o consórcio é obrigatório, a participação mínima é assegurada à estatal, o comitê gestor é integrado em 50% por indicados de outra estatal, que não assume riscos, mas tem voto de qualidade. Nada convidativo". *O princípio da proporcionalidade e o princípio da segurança jurídica: vertentes de avaliação dos projetos propostos*. Op. Cit. P. 280.

<sup>413</sup> QUINTANS, Luiz Cezar P (coord.). *Contratos de concessão & partilha: propostas e leis para o pré-sal*. Niterói, Rio de Janeiro: B. Biz, 2011. 156p. : il.; 21cm. P. 23.

ascensão em razão das grandes reservas, para diversificar e investir no restante da economia, além disto também alocar recursos para a educação, gerando assim mão-de-obra e administradores qualificados para o eficiente manuseio das facilidades já existentes<sup>414</sup>.

O novo regime normativo dá indícios de um retorno do monopólio da Petrobrás de outrora, o que é preocupante, pelo fato de tal circunstância representar possibilidades de pouca eficiência da petrolífera. A empresa opera em troca de um valor x em petróleo o qual irá negociar na ceara internacional, é excessivamente complicada em termos fiscais.

#### 9.1.4. A Pré-Sal Petróleo S.A.

A nova empresa do Estado, denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. – a Pré-sal Petróleo S.A. (PPSA) – teve a sua criação autorizada pela Lei N.º 12.304, de 2 de agosto de 2010. Um dos principais officios da nova empresa é a administração dos contratos firmados entre o governo federal e as OCs no âmbito do pré-sal, a companhia tem ainda acesso às bases de referências internacionais alusivas aos gastos efetivos da E&P realizadas no perímetro da província petrolífera<sup>415</sup>.

A constituição de uma nova empresa estatal para a superintendência dos recursos petrolíferos do pré-sal tem clara inspiração no Modelo Norueguês, o qual estudamos anteriormente, já que no sistema do país escandinavo existem duas empresas estatais, a Petoro e a StatoilHydra, a primeira possui capital misto e atua nas atividades de E&P, sob influência do governo, ao passo que a segunda é incumbida da missão de gerenciar os contratos celebrados entre as *oil companies* e o Estado hospedeiro. Nota-se que ambas corresponderiam, respectivamente à Petrobras e à PPSA.<sup>416</sup>

É sabido que para um ambiente regulador favorável, neste caso dizemos da atribuição cedida legalmente à PPSA de órgão fiscalizador dos contratos de partilha de produção, é preciso que sejam verificadas informações plausíveis e coordenadas. Deste modo, a pluralidade de operadores seria ímpar para propiciar à empresa uma gestão descomplicada das atividades em questão, pois através de análises comparativas e uma vez consagrada a multiplicidade do sistema, tanto no que se faz entender por *know how* como no que importa às

---

<sup>414</sup> RUFÍN, Carlos. *The energy of Brazil: Tudo Acaba em Samba*. 18 Law & Business Review of the Americas, 585. 2012. Fls. 1-11. Disponível em: <http://westlawinternational.com/> Acesso em: 7 de setembro de 2014.

<sup>415</sup> BULHÕES, Daniel Bruno Damasceno. *A Pré-sal Petróleo S.A. e o novo marco regulatório brasileiro*. Op. Cit. P. 60.

<sup>416</sup> BULHÕES, Daniel Bruno Damasceno. *A Pré-sal Petróleo S.A. e o novo marco regulatório brasileiro*. Op. Cit. P. 67.

estratégias de cada *player*, mais acessíveis serão os trabalhos da PPSA. O que na prática não é possível, porque sendo a Petrobras uma operadora única de todos os blocos a possibilidade de uma vigilância simplória por parte da PPSA é negativa pelos motivos que se expôs<sup>417</sup>.

Para o funcionamento pleno do regime de partilha de produção urge criar-se um ente representativo do governo, que esteja vinculado a ele. Nesse sentido, a instituição da empresa não seria essencial, visto que tais funções poderiam ser assumidas por qualquer órgão com características semelhantes e competências aplicáveis. Como é sabido, o nascimento de uma nova entidade traz à baila mais competências reguladoras e de fiscalização, pelo que as atribuições da PPSA devem ser bem delineadas e estruturadas<sup>418</sup>. E mais: uma empresa pública, que, mesmo intervindo na economia com estrutura jurídica de uma empresa privada<sup>419</sup>, como entidade da Administração Pública Indireta, não se submete a riscos.

Claro que não tratamos aqui do lucro, visto que a nova empresa persegue interesses sociais, por ter capital integralmente estatal. À criação da PPSA acresce o aparelho administrativo, engordando-o irracionalmente, pois alguns de seus trabalhos reguladores poderiam, com clareza, ser exercidos pela ANP, que é uma autarquia e que já dominava práticas tais antes do marco regulador vigente<sup>420</sup>. A PPSA será contratada diretamente, dispensada a licitação, por lei<sup>421</sup>, situação em que se verifica um novo confronto com pilares da isonomia e da livre concorrência<sup>422</sup>, o que também ocorre com a Petrobras.

A empresa em questão irá constituir os consórcios formados na zona do pré-sal e também nas áreas estratégicas, ora com a Petrobras, ora com as OCs, ou com ambas, isto é, a empresa participará do consórcio obrigatório<sup>423</sup> que irá realizar os ofícios de E&P dos contratos de partilha de produção, mesmo sem arcar com os custos e sem dividir as receitas

---

<sup>417</sup> QUINTANS, Luiz Cezar P. *Contratos de concessão & partilha: propostas e leis para o pré-sal*. Op. Cit. P. 40.

<sup>418</sup> QUINTANS, Luiz Cezar P. *Contratos de concessão & partilha: propostas e leis para o pré-sal*. Op. Cit. P. 28.

<sup>419</sup> Lei N.º 12.304/10, Art. 3º: “A PPSA sujeitar-se-á ao regime jurídico próprio das empresas privadas, inclusive quanto aos direitos e obrigações civis, comerciais, trabalhistas e tributários”.

<sup>420</sup> SOUTO, Marcos Juruena Vilella. *Propostas Legislativas de Novo marco regulatório do pré-sal*. Revista de Direito da Procuradoria Geral, Rio de Janeiro (Edição Especial), Royalties do Petróleo, 2013. P. 67.

<sup>421</sup> Lei N.º 12.304/10, Art. 5º: “É dispensada a licitação para a contratação da PPSA pela administração pública para realizar atividades relacionadas ao seu objeto”.

<sup>422</sup> SOUTO, Marcos Juruena Vilella. *Propostas Legislativas de Novo marco regulatório do pré-sal*. Op. Cit. P. 67.

<sup>423</sup> Lei N.º 12.351/10 Art. 20: “O licitante vencedor deverá constituir consórcio com a Petrobras e com a empresa pública de que trata o § 1º do Art. 8º desta Lei, na forma do disposto no Art. 279 da Lei N.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976”.

Art. 21: “A empresa pública de que trata o § 1º do Art. 8º integrará o consórcio como representante dos interesses da União no contrato de partilha de produção”

oriundas das operações<sup>424</sup>. E quem gerenciará esses consórcios é um Comitê Operacional, composto pelos representantes da PPSA e dos consorciados. A PPSA participará do Comitê de Operacional das atividades do pré-sal<sup>425</sup>, ocasião em que representará metade dos integrantes com direito a voto<sup>426</sup>, além de o Presidente escolhido pela empresa deter um poder de veto e voto de qualidade<sup>427</sup>. Este poder de veto para a PPSA aparenta um equívoco da legislação, o qual favorece a empresa, visto que esta muito embora não participe das atividades e E&P, não dispense os seus recursos para a execução de tais operações, é dotada de uma prerrogativa que lhes concede um controle injustificado sobre tais atividades. Como pode uma empresa ter tanta voz, destacando a sua reputação, inclusive no que se refere à Presidência do Comitê Operacional, mas não ser responsabilizada pelas opções que os seus membros vierem a tomar visto que não é submetida aos riscos das operações<sup>428</sup>?

Talvez se a sua contribuição no Comitê Operacional fosse registrada com as prerrogativas de voto, o seu compromisso perante o sistema regulatório fosse mais eficiente, uma vez que cumpriria seu papel fiscalizador, de correção de assimetrias, comunicando à Agência Reguladora, a ANP as eventuais disfunções registradas<sup>429</sup>.

Outra vicissitude a ser recordada ao tratar-se do tema PPSA é a lucidez constatada acerca de um entendimento de um Estado que tem sede de intervenção econômica, destacado o óbvio afastamento ao mero comprometimento de fiscalização da economia, verifica-se um recuo do Estado Regulador, o que no nosso entender é um retrocesso.

Outro ponto preocupante que se faz lembrar quando o assunto é PPSA é a possibilidade de captação desta empresa pela Petrobras, visto que esta última por ser mais poderosa e influente pode valer-se da primeira para atingir os seus objetivos e marcar o território, relembrando o monopólio que lhes pertencia outrora<sup>430</sup>.

---

<sup>424</sup> ZACOUR, Claudia. PEREIRA. *Petrobras and the new regulatory framework for the exploration of oil and natural gas in the Brazilian Pre-sal region*. Op. Cit. P. 135.

<sup>425</sup> Lei N.º 12.351/10: “A empresa pública de que trata o § 1º do Art. 8º integrará o consórcio como representante dos interesses da União no contrato de partilha de produção”.

<sup>426</sup> Lei N.º 12.351/10 Art. 23. Parágrafo único: “A empresa pública de que trata o §1º do Art. 8º indicará a metade dos integrantes do comitê operacional, inclusive o seu presidente, cabendo aos demais consorciados a indicação dos outros integrantes”.

<sup>427</sup> Lei N.º 12.351/10 Art. 25: “O presidente do comitê operacional terá poder de veto e voto de qualidade, conforme previsto no contrato de partilha de produção”.

<sup>428</sup> BULHÕES, Daniel Bruno Damasceno. *A Pré-sal Petróleo S.A. e o novo marco regulatório brasileiro*. Op. Cit. P. 72.

<sup>429</sup> BULHÕES, Daniel Bruno Damasceno. *A Pré-sal Petróleo S.A. e o novo marco regulatório brasileiro*. Op. Cit. P. 73.

<sup>430</sup> QUINTANS, Luiz Cezar P. *Contratos de concessão & partilha: propostas e leis para o pré-sal*. Op. Cit. 40.

#### 9.1.4.1. O Conflito de Competências da PPSA e da ANP

Este é um dos temas mais recorrentes quando questionamos o marco regulatório do pré-sal, o desentendimento de atribuições entre as duas entidades toma forma principalmente no que se importa ao voto de qualidade e o poder de veto da PPSA, a partir do momento que são autorizadas à PPSA atribuições de cunho ordenatório a ANP tem os seus poderes reguladores e a sua autonomia limitados e atropelados. A PPSA não pode reter o poder de polícia, se assim o possuir esvaziará as competências da agência reguladora, como uma empresa pode ser superior a uma entidade reguladora, dotada de independência e com decisões pautadas no primor técnico? Tal prerrogativa em favor da PPSA representa uma mutação constitucional<sup>431</sup>, fenômeno este que representa as mudanças ideológicas das massas e que justifica alterações na *lex mater*, por exemplo a legalização da droga ou do aborto, da eutanásia, etc. São adaptações necessárias quando da transmutação de um comportamento social e no nosso entender, acompanhando o raciocínio de Araújo<sup>432</sup> a descoberta de uma mastodôntica fonte do ouro negro não modifica quaisquer ideologias e muito menos as noções inscritas na Constituição Federal de 1988 referentes à livre iniciativa.

Poder de veto PPSA – A PPSA deve tão-somente representar a União nos eventuais consórcios, monitorizando o custo em óleo e viabilizando o comércio do óleo excedente.

#### 9.1.5. CNPE

As atribuições do CNPE estão definidas no Art. 9.º da Lei N.º 12.351/10, por lei o conselho irá propor ao Presidente da República:

“I - o ritmo de contratação dos blocos sob o regime de partilha de produção, observando-se a política energética e o desenvolvimento e a capacidade da indústria nacional para o fornecimento de bens e serviços;

II - os blocos que serão destinados à contratação direta com a Petrobras sob o regime de partilha de produção;

---

<sup>431</sup> QUINTANS, Luiz Cezar P. *Contratos de concessão & partilha: propostas e leis para o pré-sal*. Op. Cit. P. 31

<sup>432</sup> ARAÚJO, Eugênio Rosa. *Preocupações que norteariam o Poder Judiciário*. In: QUINTANS, Luiz Cezar P (coord.). *Contratos de concessão & partilha: propostas e leis para o pré-sal*. Niterói, Rio de Janeiro: B. Biz, 2011. 156p. : il.; 21cm. P. 58.



- III - os blocos que serão objeto de leilão para contratação sob o regime de partilha de produção;
- IV - os parâmetros técnicos e econômicos dos contratos de partilha de produção;
- V - a delimitação de outras regiões a serem classificadas como área do pré-sal e áreas a serem classificadas como estratégicas, conforme a evolução do conhecimento geológico;
- VI - a política de comercialização do petróleo destinado à União nos contratos de partilha de produção; e
- VII - a política de comercialização do gás natural proveniente dos contratos de partilha de produção, observada a prioridade de abastecimento do mercado nacional.”

É o CNPE quem vai propor ao Presidente da República quando a Petrobras deverá ser contratada diretamente ou por via de licitações como diz a lei. Compete ao mesmo a especificação dinâmica dos blocos, podendo alterá-la quando lhes for oportuno.

#### 9.1.6. MME

Os cargos do Ministério de Minas e Energia estão distribuídos no Art. 10.º da Lei N.º 12.351/10, assim, na forma do dispositivo legal caberá ao mesmo, entre outras atribuições: o planejamento do aproveitamento do petróleo, propor junto ao CNPE a delimitação de quais blocos serão objeto de contrato de partilha de produção e quais serão alvo de concessões, deve também fazer propostas ao CNPE no sentido da fixação de critérios técnicos e econômicos no que se importa aos contratos de partilha de produção – fixar o excedente em óleo da União e a sua porcentagem mínima, ainda sobre qual será a participação da Petrobras quando da formação dos consórcios (que não pode ser inferior a 30%), acerca dos aspectos que envolvem o cost oil e do volume da produção que abarcará os royalties, ainda irão ser propostos ao CNPE critérios recorrentes ao conteúdo local mínimo e ao valor do bônus de assinatura, etc<sup>433</sup>.

O Ministério em cena é quem celebrará os contratos de partilha de produção com as OCS<sup>434</sup>, a instituição é um dos representantes da Administração, logo importa também às atividades petrolíferas. O ministério também será responsável por aprovar as minutas dos

---

<sup>433</sup> Lei N.º 12.351/10. Art. 10.º, III e alíneas.

<sup>434</sup> Lei N.º 12.351/10: “Art. 8.º: A União, por intermédio do Ministério de Minas e Energia, celebrará os contratos de partilha de produção...”

editais de licitação e dos PSAs realizados pela ANP<sup>435</sup> bem como fixar os norteamentos para a realização dos leilões.<sup>436</sup>

Por fim, cabe ao MME emitir um relatório sobre as operações que envolvem os PSAs no fim de cada semestre, sendo publicados até 30 dias, garantida a publicidade ampla do documento<sup>437</sup>.

### 9.1.7. ANP

Com o estabelecimento de um novo marco regulatório a ANP teve cerceado o seu poder regulador, visto que a nomeação da Petrobras como operadora única dos contratos de partilha de produção, limita os trabalhos da agência uma vez que não sendo cumpridas as normas técnicas que a ANP emanar por parte da NOC, uma vez dado o afastamento ou a punição desta última não haverá outra empresa com competência legal para ocupar o seu posto<sup>438</sup>.

Um dos papéis principais da ANP diante do novo marco regulatório é o de criar e supervisionar o cumprimento dos *Production-sharing Agreements*,<sup>439</sup> procurando desenvolver melhores técnicas contratuais e o desempenho do seu acompanhamento, os quais potencializem a diminuição de adversidades futuras.

Em 2013, ANP realizou a primeira ronda de licitações para o pré-sal, na modalidade dos PSA's a qual recompensou direitos exploratórios na bacia de Santos de uma área equivalente a 1,5 milhões de Km<sup>2</sup>.<sup>440</sup>

A ANP também será responsável pela fiscalização da cessão onerosa da Petrobras e da sua capitalização, na forma da Lei N.º 12.276/10: “Art. 7.º Caberá à ANP regular e fiscalizar as atividades a serem realizadas pela Petrobras com base nesta Lei, aplicando-se, no que couber, o disposto na Lei N.º 9.478, de 6 de agosto de 1997”.

---

<sup>435</sup> Lei N.º 12.351/10. Art. 10.º, V.

<sup>436</sup> Lei N.º 12.351/10. Art. 10.º, IV.

<sup>437</sup> Lei N.º 12.351/10. Art. 10.º §§ 1.º e 2.º.

<sup>438</sup> QUINTANS, Luiz Cezar P. *Contratos de concessão & partilha: propostas e leis para o pré-sal*. Op. Cit. P. 31.

<sup>439</sup> BARROS, Francisco Ebeling. *A governança do pré-sal: uma análise sob a ótica da literatura das variedades de capitalismo*. 2013. 237 f.; 31 cm. Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento. P. 75.

<sup>440</sup> ORNELAS, Danielle L., MENDES, Pietro A. S., MAGRINI, Alessandra., AROUCA C., Mauricio. *Offshore oil and gas exploration and production ind Brazil: a proposal for integrated actions for operational, occupational and environmental safety*. Op. Cit. P. 345.

Inclusive no que se refere à obtenção de laudos técnicos das áreas que a União cederá onerosamente à Petrobras, onde serão especificados os limites e preços definidos no objeto contratual.

## 10. CONCLUSÃO

Dado o exposto, entendemos que o novo marco regulatório deixa muito a desejar por diversos fatores, ora por trazer a discussão um aumento desarrazoado do controle estatal em torno dos organismos que compõem o sistema regulador das atividades exploratórias do polígono do pré-sal e áreas estratégicas, ora por referir novos agentes, com competências mal definidas, muitas vezes inconvenientemente discricionárias e tendenciosas, entre tantas questões.

Ocorre que tais circunstâncias amedrontam o investidor estrangeiro, que procura terra firme. As petrolíferas investidoras, tanto as OCs quanto as IOCs, não estão dispostas a ingressar num *playground* duvidoso e instável visto que estas premissas afastam os seus retornos financeiros, incorrendo em mais riscos para as mesmas, de perda de capital, de congelamento de tecnologia, etc. E, sabe-se bem, apesar do que nos parece o governo brasileiro notoriamente não atinou para este ponto, que a indústria petrolífera não tem condições de sobreviver sem o investimento estrangeiro, por pressupor projetos que envolvem montantes titânicos e que exigem renovações constantes em termos e expertise, pessoal especializado, equipamentos, etc.

Falta ao país o reconhecimento da devida importância destes *players* alienígenas no jogo da barganha pelo crude e isso só demonstra ainda mais o atraso legislativo e ideológico que compreende não só o Brasil, mas a América Latina como um todo, enquanto na Europa e na América do Norte se observam processos de transição para um Estado pós-regulador, o Brasil além de estar estagnar no tempo e no espaço ainda volta ao passado para procurar as botas, parece-nos que há uma dificuldade no país em aceitar a regulação, uma verdadeira resistência, considero que as nossas privatizações são de fato deveras recentes, só foram criadas as agências reguladoras nacionais no final do século passado, mas já está mais do que na hora de incentivar e apoiar o sistema, a sugestão de um retorno do intenso controle estatal através da figura do monopólio, o qual outrora fora flexibilizado, além de afugentar os investidores é contrária ao princípio da eficiência da Administração, visto que na época em que se iniciou a contratação de terceiros no setor petrolífero e com a quebra do monopólio da Petrobras, além da privatização da empresa, o que se observou foram ávidos progressos não só da NOC, como do sistema petrolífero do país como um todo.

O Brasil não se pode dar ao luxo de um tratamento negligenciado ao investidor estrangeiro, eles não são meros fiadores, injetores de moeda para o Tesouro Nacional, precisam também de espaço para perseguir e consumir os seus próprios objetivos alheios aos do Estado. Como já foi desenvolvido, a indústria petrolífera em geral é dependente desses investimentos e outro aspecto agravante para o Brasil, neste cenário de alteração legislativa que acarreta insegurança, é o de que como existem poucas OCs capacitadas para investir no setor, isso gera uma competição entre os *host countries* para ver quem conseguirá atrair mais recursos financeiros imprescindíveis para a alimentação do sistema<sup>441</sup>.

A atração de investimentos para a produção de energia é um dos objetivos da política energética do país, visto que o setor energético exige grande quantidade de capital e período de amortização, dada tal circunstância, pode-se dizer que a presença de recursos privados no cenário energético possibilita um bom desenvolvimento econômico aliado à diminuição de riscos para o Estado, sendo assim, é imprescindível que o país ofereça à iniciativa privada, neste caso às IOCs a extinção de eventuais riscos jurídicos e reguladores<sup>442</sup>. Os riscos jurídicos materializam-se quando da existência de transformações no ordenamento normativo, as quais ferem as prerrogativas conquistadas outrora pelos particulares e também os contratos celebrados entre o Legislativo e o Executivo<sup>443</sup>. Os riscos reguladores, no seu turno, ocorrem quando do esvaziamento das competências das agências reguladoras, seja pelo corte das suas verbas orçamentais, pela falta de servidores qualificados para o exercício completo das suas funções técnicas ou pela constatação de um risco político, ou seja: quando acontecem mudanças estruturais ou pela ação ou omissão dos homens no poder<sup>444</sup>. Partindo dessa premissa, pode-se observar que foi exatamente este risco regulador que se instituiu quando da formalização do novo marco regulador de 2010, visto que a ANP teste as suas ações cerceadas, freadas pela criação da PPSA.

Tais circunstâncias de rejeição dos investidores internacionais foram perceptíveis quando da realização do primeiro leilão do pré-sal organizado pela ANP, o qual foi

---

<sup>441</sup> ALMEIDA, Edmar de., ACCURSO, Vinícius. *Government Take e Atratividade de Investimentos da Exploração e Produção de Hidrocarbonetos no Brasil*. Centro de Excelência em Economia da Energia – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Discussion Paper. 002. Fevereiro, 2013. Fls. 1-29. P.4. Disponível em: [http://www.gee.ie.ufrj.br/arquivos/publicacoes\\_ceed/TD\\_gee\\_ibp\\_002-2013.pdf](http://www.gee.ie.ufrj.br/arquivos/publicacoes_ceed/TD_gee_ibp_002-2013.pdf) Acesso em: 23 de agosto de 2014.

<sup>442</sup> MENEZELLO, Maria D'Assunção. Comentários à Lei do Petróleo. P. 103.

<sup>443</sup> Ibidem.

<sup>444</sup> Ibidem.

considerado um fracasso por alguns especialistas,<sup>445</sup> o fato é que não foram muitas as empresas que se quiseram filiar ao governo brasileiro para explorar as reservas do pré-sal, já que o novo modelo não apresenta vantagens para as mesmas, sendo elas meramente uma injeção de recursos, incapacitadas de serem operadoras, visto que esta é a prerrogativa da Petrobras e ainda obrigada a constituir consórcio, com a NOC e a PPSA. O fato é que a diversidade de atores no jogo da exploração seria mais eficiente até mesmo para a Petrobras, visto que a troca de experiências e tecnologias são alargadas com a competição. A referida primeira licitação para celebração dos PSAs no contexto do pré-sal foi realizada dia 21 de outubro de 2013, a área a ser explorada, localizada na Bacia de Campos, apenas um único consórcio foi vencedor do desafio, constituído pelas empresas: Shell, Total, CNPC, CNOOC e logicamente, a Petrobras, os *royalties* foram fixados em 15% (lembrando que serão pagos mensalmente e incidem sobre o valor total da produção) e o bônus a ser pago à União equivalente a R\$ 15 milhões<sup>446</sup>

Além disto, encarando agora o petróleo também como uma *commodity* (além de um artifício estratégico para quem o possui, é bem sabido que os custos de produção do petróleo do pré-sal, apesar de serem relativamente baixos denotada a sua qualidade, ainda são mais altos do que os custos para a produção de outra fonte alternativa de energia que tem vindo a entrar cada vez mais em ascensão mundial: o gás de xisto, recurso mineral que apresenta características semelhantes às do petróleo no que diz respeito à eficiência energética como produto, as utilidades, técnicas de produção e estudos variados acerca desse xisto vão sendo, no decurso dos últimos anos, desenvolvidos pelos Estados Unidos, Estado que, como se sabe, é um dos maiores consumidores mundiais de petróleo. Deve ser considerada a hipótese de que estamos diante de um novo *boom* do cenário energético, no que diz respeito à substituição do petróleo pelo gás de xisto ou *shale gas* e isso implica muitos riscos econômicos tendo ainda em conta que os preços relacionados à indústria petrolífera são cíclicos.

À parte de tais circunstâncias que apenas agravam os dilemas a serem enfrentados pelo Estado diante da transição de regimes, o que é realmente agravante são as falhas técnicas

---

<sup>445</sup> Notícia: Para especialistas, leilão foi “fracasso” e concessão geraria mesma quantidade de recursos. *Vide*: <http://jornalggn.com.br/noticia/para-especialistas-leilao-foi-%E2%80%9Cfracasso%E2%80%9D-e-concessao-geraria-mesma-quantidade-de-recursos>;

<sup>446</sup> *Perspectivas para a indústria de petróleo e gás no Brasil: Uma análise das lições apreendidas no Mar do Norte e da retomada das rodadas de licitações em 2013*. EY Brasil, Janeiro de 2014. 18 fls. P. 17. Disponível em: [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Perspectivas\\_Oleo\\_Gas\\_Brasil/\\$FILE/LR%20Estudo%20Centro%20de%20energia%2010\\_02\\_2014.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Perspectivas_Oleo_Gas_Brasil/$FILE/LR%20Estudo%20Centro%20de%20energia%2010_02_2014.pdf) Acesso em: 12 de setembro de 2014.

normativas na distribuição e esquematização de competências entre os atores da cena reguladora do novo marco.

O desmérito das novas reguladoras à ANP é evidente. Não faz sentido que uma empresa privada como a PPSA tenha poder judicial, o que atesta uma escolha descabida por parte do poder legislativo. Tal opção vai de encontro às atribuições da agência reguladora, a ANP, gerando um completo caos de competências no sistema regulador.

Além disso, o mais penalizante é o facto de a nova empresa, apesar de não se submeter aos riscos da atividade petrolífera e de não ser, na sua formação, um organismo totalmente regulador – pois tem formação empresarial – ser representada no Comité Operacional com metade dos membros com direito a voto e ainda de quebra, um voto de minerva. São conferidos benefícios voluntários à empresa, por parte da nova norma que, além de depreciar o órgão regulador originário (ANP), abala a credibilidade e o funcionamento harmonioso e coordenado do sistema regulador imposto, pela instauração de um conflito de competência e pela configuração de atribuições não muito bem desenhadas na norma, é impelida a harmonia da regulação.

Em relação à Petrobras o novo marco regulatório “sugere” um possível retorno do monopólio da NOC o que seria totalmente agressivo à eficiência da empresa, como discutimos anteriormente, além do mais a possibilidade de a Petrobras poder contratar diretamente com a Administração, ficando dispensada a licitação, fere os ideais constitucionais da livre concorrência<sup>447</sup>, da livre iniciativa e do exercício desprendido das atividades económicas. Além disso, o fato de que a NOC tem que ser uma operadora única de todos os blocos, com participação garantida de pelo menos 30%, além de afastar o investimento das IOCs no território nacional, como discutido, ainda obriga a empresa a investir em todos os blocos, o que pode ocasionar no comprometimento da caixa e um futuro endividamento da companhia<sup>448</sup>.

---

<sup>447</sup> Sobre a importância da concorrência no Estado Regulador: “No quadro do Estado Regulador, que radica numa concessão de mercado como espaço no qual se processa a satisfação das necessidades das pessoas, a concorrência transformou-se num valor de interesse público e num princípio geral de direito público...” GONÇALVES, Pedro Costa. Reflexões Sobre o Estado Regulador e o Estado Contratante. Coimbra Editora, Coimbra, 1ª Edição, Junho de 2013. P. 22.

<sup>448</sup> A qual, diga-se de passagem, vem sofrendo desgastes no que se importa à sua valorização no mercado mundial, o governo atribui a conjuntura em razão da crise financeira, mas sabe-se bem que os escândalos recentes, especialmente no que se importa à compra de uma refinaria nos EUA em Passadena. Registre-se que as outras companhias petrolíferas que enfrentaram a crise financeira de 2008, entre elas a Petrochina, Royal Dutch Shell, Chevron e Exxonmobil, ultrapassaram o período de estagnação de desenvolvimento e queda e hoje se reergueram e, contraditoriamente as ações da Petrobras continuam a despencar no mercado internacional, inclusive a dívida da empresa que era de 65 bilhões em 2010 saltou para 223 bilhões em 2014, mesmo a

No que importa ao Fundo Social instituído também pelo novo marco regulatório, apesar de bem intencionado e dedicado a valores sociais nobres, não discrimina uma porcentagem para cada quesito de destino, o que incorre numa discricionariedade para os seus administradores e mais uma vez nos deparamos com as eventuais probabilidades de locupletamento ilícito deste recurso por parte dos seus gestores.

Destacados tais aspectos negativos chegamos à conclusão que as medidas trazidas pelo novo marco regulatório ferem vários dos princípios<sup>449</sup> necessários para a consolidação de uma boa administração, especialmente nos que circunscrevem os recursos energéticos do país, neste caso específico, do petróleo. Uma má administração seria aquela caracterizada pela violação do dever da diligência, pela abstinência da fiscalização ou gestão por parte do Estado.<sup>450</sup>

O Estado brasileiro empenhou-se na promulgação deste novo marco regulador para a atividade petroleira exatamente por razão da descoberta das reservas do pré-sal. Se a cada descoberta em termos de recursos que o país fizer, em qualquer circunstância, seja na área do petróleo, do gás natural, da mineração, enfim, for instituído no país um diverso regime jurídico, a sociedade será refém de um campo minado de regras, o que é um atentado ao princípio da segurança jurídica.<sup>451</sup> Quem se sentirá tentado a investir numa região, ainda mais considerados os montantes e o longo prazo dos investimentos que alimentam a indústria petrolífera, bem como a exigência constante do sistema pela injeção de novas tecnologias<sup>452</sup>,

---

produção da NOC estando invariável. Petrobras é campeã mundial – de queda de ações na bolsa. Fonte: <http://veja.abril.com.br/noticia/economia/petrobras-e-campea-mundial-de-queda-em-acoes-na-bolsa#petro>

<sup>449</sup> Como por exemplo, o princípio da eficiência e o da supremacia do interesse público, ambos discriminados na CRFB.

<sup>450</sup> Fizemos aqui uma analogia ao Princípio da Boa Administração, do Direito Administrativo Europeu, adaptando-o ao direito brasileiro. SILVA, Suzana Tavares da. *Direito Administrativo Europeu*. Imprensa da Universidade de Coimbra, Agosto de 2010. 108 fls. P. 27-30.

<sup>451</sup> O princípio da segurança jurídica, por sua vez, é intrinsecamente conexo ao princípio da confiança legítima: “...na dimensão da clareza e determinabilidade das normas, na proibição de pré-efeitos (v. Freistaat Sachsen/ Comissão, processo T-357/02, §98) das mesmas, ou mesmo a proibição da retroactividade das normas quando afectem expectativas legítimas –, e, por outro lado, não se fundam num critério de protecção de posições jurídicas substantivas, o que impede uma articulação ampla entre este princípio e o princípio da boa-fé...” SILVA, Suzana Tavares da. *Direito Administrativo Europeu*. Op. Cit. P. 30-31.

<sup>452</sup> Estas características de exigência de avanços tecnológicos e investimentos a longo prazo são comuns à grande parte dos projetos energéticos, inclusive no que diz respeito ao setor das renováveis, nessa ótica o Estado deve garantir as premissas fundamentais para o funcionamento do citado setor: “...tem-se revelado fundamental criar um quadro normativo transparente e estável que oriente os investidores do sector. Percebendo-se que este é um domínio onde existem elevados custos de entrada (custos fixos de comercialização de novas tecnologias), que requerem períodos relativamente longos de amortização do investimento, mas este é também um domínio onde é fundamental garantir uma renovação contínua da tecnologia, devendo os Estado garantir periodicamente a entrada de novas centrais no *mix de geração*...” SILVA, Suzana Tavares da. *A eletricidade verde, a remuneração razoável e a harmonização de sistemas tarifários: quem tem medo da regulação económica?* Revista do Centro de Estudos de Direito do Ordenamento, do Urbanismo e do Ambiente. Vol. 2 (2011). Fls.39-47. P. 42.



sabendo que a qualquer momento podem surgir alterações legislativas supervenientes, quebrando a estabilidade dos contratos celebrados anteriormente? Não é correto que o sistema esteja à mercê de vontades políticas e estratégicas do governo brasileiro, seja pela expectativa de um maior controle estatal das novas riquezas, ou de melhor aproveitamento dos recursos, os valores e disposições contratuais e jurídicas concretizadas previamente merecem um lugar certo, já conquistado. A legislação pode e deve mudar para melhor, adequar-se à sociedade, isto é inerente ao direito e sempre aconteceu ao longo da História do Homem, contudo é preciso que seja preservada a segurança jurídica uma vez consignada, até mesmo pela credibilidade normalmente associada aos atos públicos.

Outro princípio cuja fragilidade vem à tona quando nos referimos ao novo marco regulatório é o princípio da proporcionalidade: será mesmo que a única maneira de o governo brasileiro distribuir melhor este tesouro é por meio desta alteração normativa? Não existiria uma outra forma menos custosa de se garantir o bem-estar social?<sup>453</sup> (Tanto do ponto de vista dos consumidores, dos investidores ou até mesmo das gerações futuras<sup>454</sup>). Parece-nos que a criação de um novo marco regulador além de não ser a saída mais sábia não é o único caminho a ser percorrido pelo Estado, não entendemos que a mudança de legislação se tornou necessária, visto que o governo poderia aumentar os seus lucros de forma menos custosa para os seus cidadãos, acrescentando a participação estatal no que se refere à tributação, a título exemplificativo, e não lançando um regime jurídico para a indústria em questão, planejamento este que afugenta os investidores das mais variadas maneiras.

Verificamos ainda que para que seja viabilizado um funcionamento regular do “*Regulatory State*” existe um relacionamento intenso da manutenção deste esquema regulador com as normas que se destinam ao funcionamento das atividades econômicas, como é o caso do novo marco regulatório para a indústria petrolífera brasileira observado nesta

---

<sup>453</sup> SOUTO, Marcos Juruena Villela. *O princípio da proporcionalidade e o princípio da segurança jurídica: vertentes de avaliação dos projetos propostos*. In QUINTANS, Luiz Cezar P. *Contratos de concessão & partilha: propostas e leis para o pré-sal*. Op. Cit. P. 54.

<sup>454</sup> Existe um princípio que vela pela garantia de direitos destinados às gerações do porvir, ou seja, às gerações futuras. Segundo Canotilho, o significado básico do princípio consiste na responsabilização da sociedade atual em ponderar os prováveis interesses dessas gerações vindouras, nesse sentido o mesmo discorre: “Os interesses destas gerações são particularmente evidenciáveis em três campos problemáticos: (i) o campo das alterações irreversíveis dos ecossistemas terrestres em consequência dos efeitos cumulativos das actividades humanas (quer no plano espacial, quer no plano temporal); (ii) o campo do esgotamento dos recursos, derivado de um aproveitamento não racional e da indiferença relativamente à capacidade de renovação e da estabilidade ecológica; (iii) o campo dos riscos duradouros...” CANOTILHO, José Joaquim Gomes. *O Princípio da Sustentabilidade como Princípio Estruturante do Direito Constitucional*. Revista de Estudos Politécnicos. Polytechnical Studies Review. 2010, Vol VIII, N.º 13, 007-018. P. 15.

pesquisa, o que se registra é a importância materializada destas regras em assegurar a “ordem pública do mercado”, além da garantia das questões sociais<sup>455</sup>.

Sendo assim se a nova norma não é eficiente em termos de consagrar tais garantias, por ser prejudicial aos interesses públicos, uma vez que um mercado repleto de irregularidades e mal regulado ocasiona despesa para os cofres públicos, uma má Administração Pública faz com que quem saia mais prejudicado nesta situação seja a população, que não será beneficiada pelos recursos energéticos do seu país, sendo, muito ao contrário, anatematizada pelos mesmos.

---

<sup>455</sup> GONÇALVES, Pedro Costa. *Reflexões sobre o Estado Regulador e o Estado Contratante*. Op. Cit. P. 80-81.

## 11. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

### Legislação Consultada

\_\_\_\_\_. Constituição da República Federativa do Brasil de 24 de janeiro de 1967. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/constituicao/Constituicao67.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/Constituicao67.htm) Acesso em: 14 de setembro de 2014;

\_\_\_\_\_. Constituição da República Federativa do Brasil de 5 de outubro de 1988. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/constituicao/ConstituicaoCompilado.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/ConstituicaoCompilado.htm). Acesso em: 17 de setembro de 2013;

\_\_\_\_\_. Lei N.º 12.276 de 12 de junho de 2010. Autoriza a União a ceder onerosamente à Petróleo Brasileiro S.A. -PETROBRAS o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, de gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos de que trata o inciso I do Art. 177.º da Constituição Federal, e dá outras providências. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2007-2010/2010/lei/l12276.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/l12276.htm)>. Acesso em: 12 de abril de 2014;

\_\_\_\_\_. Lei N.º 12.304 de 2 de agosto de 2010. Autoriza o Poder Executivo a criar a empresa pública denominada Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) e dá outras providências. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2007-2010/2010/Lei/L12304.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12304.htm)>. Acesso em: 12 de abril de 2014;

\_\_\_\_\_. Lei N.º 12.351 de 22 de dezembro de 2010. 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. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Lei/L12351.htm)>. Acesso em: 12 de abril de 2014;

\_\_\_\_\_. Lei N.º 12.734 de 30 de novembro de 2012. Modifica as Leis no 9.478, de 6 de agosto de 1997, e no 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para determinar novas regras de distribuição entre os entes da Federação dos royalties e da participação especial devidos em função da exploração de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos, e para aprimorar o marco regulatório sobre a exploração desses recursos no regime de partilha. Promulgação das partes vetadas. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2011-2014/2012/Lei/L12734.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2012/Lei/L12734.htm)>. Acesso em: 12 de abril de 2014;

\_\_\_\_\_. Lei N.º 2.004 de 3 de outubro de 1953. Dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade Anônima, e dá outras providências. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/L2004.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L2004.htm)>. Acesso em: 12 de abril de 2014;

\_\_\_\_\_. Lei N.º 9.478 de 6 de agosto 1997. 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. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/19478.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19478.htm)>. Acesso em: 20 de agosto de 2014;

\_\_\_\_\_. Portaria N.º 76, de 3 de maio 2000, da ANP. Aprova o Regulamento que trata do procedimento para reclassificação de Poços perfurados com vistas à exploração ou produção de petróleo e/ou gás. Disponível em: [http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/folder\\_portarias\\_anp/portarias\\_anp\\_tec/2000/maio/panp%2076%20-%202000.xml?f=templates\\$fn=document-frame.htm\\$3.0\\$g=\\$x=](http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/folder_portarias_anp/portarias_anp_tec/2000/maio/panp%2076%20-%202000.xml?f=templates$fn=document-frame.htm$3.0$g=$x=) Acesso em: 23 de maio de 2014;

\_\_\_\_\_. Portaria N.º 84, de 24 de maio 2001, da ANP. Regulamenta o exercício das atividades de produção, armazenamento, transporte e comercialização de Gás Liquefeito de Petróleo e Óleo Diesel, pelas centrais de matérias-primas petroquímicas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração no País. Disponível em: [http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/folder\\_portarias\\_anp/portarias\\_anp\\_tec/2001/maio/panp%2084%20-%202001.xml?fn=document-frameset.htm\\$f=templates\\$3.0](http://nxt.anp.gov.br/NXT/gateway.dll/leg/folder_portarias_anp/portarias_anp_tec/2001/maio/panp%2084%20-%202001.xml?fn=document-frameset.htm$f=templates$3.0) Acesso em: 22 de maio de 2014;

Lei N.º 10 de 12 de novembro de 2004 da República de Angola. Disponível em: [http://www.saflii.org/ao/legis/num\\_act/ldap254.pdf](http://www.saflii.org/ao/legis/num_act/ldap254.pdf) Acesso em: 16 de agosto de 2014;

### **Webgrafia (relatórios, sites oficiais e notícias)**

*A Petrobras e os Avanços do Pré-sal*. 4 fls. Disponível em: [http://www.agenciapetrobras.com.br/upload/documentos/apresentacao\\_t4Rj6ftgcq.pdf](http://www.agenciapetrobras.com.br/upload/documentos/apresentacao_t4Rj6ftgcq.pdf) Acesso em: 3 de setembro de 2014;

*A Regulação Petrolífera em Angola e o Processo de Licitação e Contratação*. Sonangol. 30 de Maio de 2012 P. 1-13. Disponível em: <http://www.relop.org/eventos/Documents/2013/Sonangol%20-%20Agosto%20Kalikemala.pdf> Acesso em: 2 de setembro de 2014;

Análise Estratégica, Julho de 2004 e Ministério Minas e Energia Brasil. *Contexto mundial e preço do petróleo: uma visão de longo prazo*. 2008, Disponível em: [http://www.epe.gov.br/Petroleo/Documents/Estudos\\_29/Contexto%20Mundial%20e%20Pre%C3%A7o%20do%20Petr%C3%B3leo%20Uma%20Vis%C3%A3o%20de%20Longo%20Prazo.pdf](http://www.epe.gov.br/Petroleo/Documents/Estudos_29/Contexto%20Mundial%20e%20Pre%C3%A7o%20do%20Petr%C3%B3leo%20Uma%20Vis%C3%A3o%20de%20Longo%20Prazo.pdf) Acesso em: 25 de junho de 2014;

*Angola's Oil Industry Operations*. Research report commissioned by the Open Society Initiative for Southern Africa – OSISA. Fls.1-40. Disponível em: [http://www.osisa.org/sites/default/files/angola\\_oil\\_english\\_final\\_less\\_photos.pdf](http://www.osisa.org/sites/default/files/angola_oil_english_final_less_photos.pdf) Acesso em: 1 de setembro de 2014;

*Annual Report on Form 20-F – 2013*. Statoil ASA 2014. Fls. 1-220. Disponível em: <http://www.statoil.com/no/InvestorCentre/AnnualReport/AnnualReport2013/Documents/Dow>

loadCentreFiles/01\_KeyDownloads/AnnualReport20-F.pdf Acesso em: 1 de setembro de 2014;

*As NOCs e as IOCs*. Notícia – Jornal o Globo. Eloi Fernandez. 7 de maio de 2008. Disponível em: <http://oglobo.globo.com/blogs/fernandez/posts/2008/05/07/as-nocs-as-iocs-101206.asp> Acesso em: 12 de agosto de 2014;

BAIN & COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. *Relatório Consolidado do BNDES – Estudos de alternativas regulatórias, institucionais e financeiras para a exploração e produção de petróleo e gás natural e para o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Brasil*. São Paulo, 26 de junho de 2009. Fls 1-236. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br> Acesso em: 17 de abril de 2014;

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 – BNDES. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br> Acesso em: 17 de fevereiro de 2014;

BAIN & COMPANY E TOZZINI FREIRE ADVOGADOS. *Relatório III – Desenvolvimento da cadeia produtiva de petróleo e gás e investimentos em E&P*. São Paulo, 26 de junho de 2009 – BNDES. Fls 1-474. Disponível em: <http://www.bndes.gov.br> Acesso em: 17 de abril de 2014;

Blog do Planalto. *O petróleo no Brasil*. 30 de agosto de 2009. Disponível em <http://blog.planalto.gov.br/o-petroleo-no-brasil/> Acesso em: 3 de setembro de 2014;

*BP Statistical Review of World Energy*. June 2014. British Petroleum Report. 63rd edition. Energy Academy, Heriot-Watt University, Orb Solutions – London. P. 1-47. Disponível em: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf> Acesso em: 1 de setembro de 2014;

Brasil 247. *WSJ Reconhece a força do pré-sal do Brasil*. 8 de agosto de 2014. Disponível em: <http://www.brasil247.com/pt/247/economia/149418/WSJ-reconhece-a-for%C3%A7a-do-pr%C3%A9-sal-do-Brasil.htm> Acesso em: 26 de agosto de 2014;

BRASIL. Ministério de Minas e Energia – MME, Brasília. *Cartilha do Pré-sal: Perguntas e Respostas*. Ministério de Minas e Energia. 21 de setembro de 2009. 37 fls. Disponível em: [http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/10\\_outubro/Cartilha\\_prx-sal.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/noticias/2009/10_outubro/Cartilha_prx-sal.pdf) Acesso em: 16 de agosto de 2014;

BRASIL. Ministério de Minas e Energia – MME, Brasília. *Novo marco regulatório: Pré-sal e áreas estratégicas*. 40 fls. Disponível em: [http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/pre\\_sal/marcoregulatorio.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/pre_sal/marcoregulatorio.pdf) Acesso em: 14 de agosto de 2014;

BRASIL. Ministério de Minas e Energia – MME, Brasília. *Petróleo no Brasil – Linha do Tempo*. 3 fls. Disponível em: [http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/pre\\_sal/Linha\\_do\\_tempo.pdf](http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/pre_sal/Linha_do_tempo.pdf) Acesso em: 3 de setembro de 2014;

*Concession*. Project Smart Explorer. 2B1st Consulting. 16 de agosto de 2012. Disponível em: <http://www.2b1stconsulting.com/concession/> Acesso em: 25 de julho de 2014;

CONSECTI – conselho nacional de secretários estaduais para assuntos em de CT&I. *Tecnologia brasileira terá impulso com exploração do Pré-sal*. Disponível em: <http://www.consecti.org.br/noticias/tecnologia-brasileira-tera-impulso-com-exploracao-do-pre-sal/> Acesso em: 24 de agosto de 2014;

Desenvolvimento Industrial – ABDI. Disponível em: <http://www.abdi.com.br/Estudo/cadernoPEG.pdf> Acesso em: 1 de setembro de 2014;

Diário do Pré-sal. *O que é pré-sal*. Disponível em: <http://diariodopresal.wordpress.com/o-que-e-o-pre-sal/> Acesso em: 1 de agosto de 2014;

Endereço Virtual da Petoro. Disponível em: <http://www.petoro.no/about-petoro> Acesso em: 15 de agosto de 2014;

Endereço Virtual do Ministério dos Petróleos de Angola. Disponível em: <http://www.minpet.gov.ao/Institucionais/Missao.aspx> Acesso em: 2 de setembro de 2014;

Energy Law Journal. *Production Sharing Contract: A Comparison with Concessionary System from the Political, Financial and Functional Point of View*. December, 2008. Disponível em: <http://myenergylaw.blogspot.pt/2008/12/production-sharing-contract-comparison.html> Acesso em: 28 de julho de 2014;

Entrevista com Ildo Sauer: Pré-sal e o embate geopolítico estratégico. *A maior privatização da história política do Brasil*. Instituto Humanitas Unisinos. 2 de outubro de 2013. Disponível em: <http://www.ihu.unisinos.br/entrevistas/524257-pre-sal-a-acao-brasileira-e-ingenua-e-destituída-de-conhecimento-do-embate-geopolitico-estrategico-entrevista-especial-com-ildo-sauer> Acesso em: 23 de agosto de 2014;

*Espanha e Argentina fecham acordo para pôr fim ao conflito entre Repsol e YPF*. Por Pedro Crisóstomo em 26 de novembro de 2013. Fonte Disponível em: <http://www.publico.pt/economia/noticia/espanha-e-argentina-fecham-acordo-para-por-fim-ao-conflito-entre-repsol-e-ypf-1613965>. Acesso em: 18 de junho de 2014;

F&M – Economia e Mercado. *Liberalização dos Combustíveis: atrasada, mas não esquecida*. Carolina Barros e Helena Rodrigo Costa. 1 de Setembro 2010. Disponível em: <http://economiaemercado.sapo.ao/capa/liberalizacao-dos-combustiveis-atrasada-mas-nao-esquecida> Acesso em: 2 de setembro de 2014;

Financial Times. *Definiton of Rating Agencies*. Disponível em: <http://lexicon.ft.com/Term?term=rating-agencies> Acesso em: 17 de junho de 2014;

Folha Online. *Entenda o que é a camada de pré-sal*. 2 de setembro de 2008. P. 2. Disponível em: <http://www.gdpape.org/EntendoPreSal.pdf> Acesso em: 27 de agosto de 2014;

Forbes. *The World's 25 Biggest Oil Companies*. Disponível em: <http://www.forbes.com/pictures/mef45gkei/not-just-the-usual-suspects/#> Acesso em: 17 de junho de 2014;

Galp Energia. *Gestão de riscos*. Disponível em: <http://www.galpenergia.com/PT/investidor/GovernoCorporativo/GestaoRisco/Paginas/GestaoRisco.aspx> Acesso em: 25 de abril de 2014;

GGN. *Como outros países tratam a questão dos royalties*. Assis Ribeiro. 13 de novembro de 2012. Disponível em: <http://jornalggm.com.br/blog/luisnassif/como-outros-paises-tratam-a-questao-dos-royalties> Acesso em: 16 de julho de 2014;

Globo Notícias. *Há 75 anos era descoberto petróleo em Lobato, bairro de Salvador (BA) - Pela primeira vez, foi possível produzir recurso comercialmente no país*. Notícia (G1 – Portal de notícias Globo). 21 de janeiro de 2014. Disponível em: <http://redeglobo.globo.com/globocidadania/noticia/2014/01/ha-75-anos-era-descoberto-petroleo-em-lobato-bairro-de-salvador-ba.html> Acesso em: 3 de setembro de 2014;

IBP – Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis. *Informativo Sobre o Pré-sal*. Disponível em: <http://www.ibp.org.br/main.asp?Team=%7BF400BB19-AB8B-4DD4-97F0-006C250A46C3%7D> Acesso em: 26 de agosto de 2014;

IBP. Rio Oil & Gas Expo and Conference 2012. Rio de Janeiro, 17-20 de setembro de 2012. 5-9 fls. Disponível em: <http://www.ibp.org.br/services/DocumentManagement/FileDownload.EZTSvc.asp?DocumentID=%7B2018B757-3D2E-4B8E-BD59-A90762FDDEE14%7D&ServiceInstUID=%7BB05912ED-8554-4DAD-98C9-56DB8AF52A20%7D> Acesso em: 17 de agosto de 2014;

ICTSD – International Centre for Trade and Sustainable Development. *Além do pré-sal: a Amazônia Azul como novo paradigma para o desenvolvimento brasileiro*. Janeiro, 2009: PONTES, Vol. 5, N.º 6. Disponível em: <http://www.ictsd.org/bridges-news/pontes/news/al%C3%A9m-do-pr%C3%A9-sal-a-amaz%C3%B4nia-azul-como-novo-paradigma-para-o-desenvolvimento> Acesso em: 31 de julho de 2014;

Jornal do Brasil. *The Wall Street Journal': Pré-sal compensa quedas em campos maduros*. Rafael Gonzaga. 8 de agosto de 2014. Disponível em: [http://www.jb.com.br/economia/noticias/2014/08/08/the-wall-street-journal-pre-sal-compensa-quedas-em-campos-maduros/?from\\_rss=economia](http://www.jb.com.br/economia/noticias/2014/08/08/the-wall-street-journal-pre-sal-compensa-quedas-em-campos-maduros/?from_rss=economia) Acesso em: 12 de agosto de 2014;

Marsh Brasil. *Mapa de risco político: Marsh e Maplecroft*. 7 de fevereiro de 2013. Disponível em: <http://brasil.marsh.com/Not%C3%ADciaseInsights/Lideran%C3%A7adeIdeias/Artigos/ID/28807/MAPA-DE-RISCO-POLITICO-MARSH-E-MAPLECROFT.aspx> Acesso em: 14 de agosto de 2014;

MBendi – information services. *Oil and Gas in Angola – Overview*. Disponível em: <http://www.mbendi.com/indy/oilg/af/an/p0005.htm> Acesso em 2 de setembro de 2014;

Norway. Ministry of Petroleum and Energy. *Norway: Petroleum regime*. Mette Karine Gravdahl Agerup. Assistant Director General. 19 fls. Disponível em: <http://www.oireachtas.ie/parliament/media/committees/archivedcommittees/cnranda/Norwegian-petroleum.pdf> Acesso em: 31 de agosto 2014;

Norway. Norwegian Petroleum Directorate. *General information on the Norwegian regulatory regime pertaining to fiscal measurement of oil and gas from the Norwegian continental shelf*. 7 fls. Disponível em: <http://www.npd.no/Global/Engelsk/5-Rules-and-regulations/Fiscal-measurement/Fiskal-measurement.pdf> Acesso em: 1 de setembro de 2014;

*Novas reservas provadas de petróleo em 2013*. 14 de janeiro de 2014. Disponível em: <http://fatosedados.blogspotbras.com.br/2014/01/15/reservas-provadas-no-pre-sal-cresceram-43-em-2013/> Acesso em: 26 de agosto de 2014;

*Novo Regime de Organização e funcionamento do Setor Petrolífero*. VCA Advogados|Angola. 5 fls. Disponível em: [http://www.vca-angola.com/xms/files/Newsletters/NOVO\\_REGIME\\_DE\\_ORGANIZACAO\\_E\\_FUNCIONAMENTO\\_DO\\_SECTOR\\_PETROLIFERO.pdf](http://www.vca-angola.com/xms/files/Newsletters/NOVO_REGIME_DE_ORGANIZACAO_E_FUNCIONAMENTO_DO_SECTOR_PETROLIFERO.pdf) Acesso em: 2 de setembro de 2014;

*O que é IDH*. Disponível em: [http://www.dhnet.org.br/dados/idh/idh/idh\\_oqe.pdf](http://www.dhnet.org.br/dados/idh/idh/idh_oqe.pdf) Acesso em: 29 de agosto de 2014;

*O que é petróleo?* Departamento de Engenharia do Petróleo. Unicamp. Disponível em: <http://www.dep.fem.unicamp.br/drupal/?q=node/27> Acesso em: 17 de abril de 2014;

*Operações Petrolíferas em Angola*. Direito da Energia e Recursos Naturais. PLMJ. Fevereiro de 2010. 3 fls. Disponível em: [http://www.plmj.com/xms/files/newsletters/2010/Fevereiro/Regulamento\\_das\\_Operacoes\\_Petroliferas\\_em\\_Angola\\_-ROP-.pdf](http://www.plmj.com/xms/files/newsletters/2010/Fevereiro/Regulamento_das_Operacoes_Petroliferas_em_Angola_-ROP-.pdf) Acesso em: 2 de setembro de 2014;

*Perspectivas para a indústria de petróleo e gás no Brasil: Uma análise das lições apreendidas no Mar do Norte e da retomada das rodadas de licitações em 2013*. EY Brasil. Janeiro de 2014. 18 fls. Disponível em: [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Perspectivas\\_Oleo\\_Gas\\_Brasil/\\$FILE/LR%20Estudo%20Centro%20de%20energia%2010\\_02\\_2014.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Perspectivas_Oleo_Gas_Brasil/$FILE/LR%20Estudo%20Centro%20de%20energia%2010_02_2014.pdf) Acesso em: 12 de setembro de 2014.

Petrobras. Disponível em: <http://www.petrobras.com/pt/energia-e-tecnologia/fontes-de-energia/pre-sal/> Acesso em: 17 de abril de 2014;

Petronotícias. *Até 10 acordos de unitização do pré-sal estão em andamento*. 10 de abril de 2014. Disponível em: <http://www.petronoticias.com.br/archives/49602> Acesso em 24 de agosto de 2014;

Relatório do Desenvolvimento Humano 2013. *A Ascensão do Sul: Progresso Humano num Mundo Diversificado*. PNUD. Disponível em: <http://www.un.cv/files/HDR2013%20Report%20Portuguese.pdf> Acesso em: 30 de agosto de 2014;



*Reservas provadas do pré-sal cresceram em 43% em 2013*. 15 de janeiro de 2014. Disponível em: <http://fatosedados.blogspot.com.br/2014/01/14/nossas-reservas-provadas-de-petroleo-em-2013/> Acesso em: 26 de agosto de 2014;

Reuters Brasil. *Petrobras: custo de extração do pré-sal é “econômico”*. 22 de agosto de 2008. Disponível em: <http://br.reuters.com/article/businessNews/idBRN2242212620080822> Acesso em: 10 de agosto de 2014;

Revista Exame. *AIE vê riscos de alta para o petróleo*. 11 de dezembro de 2013. Disponível em: <http://exame.abril.com.br/economia/noticias/aie-ve-riscos-de-alta-para-petroleo> Acesso em: 25 de abril de 2014;

Revista Isto é. *Entre o atraso e o progresso – A experiência de países exportadores de petróleo indica os rumos para o Brasil evitar erros na era do pré-sal*. Luiza Villaméa. 9 de setembro de 2009. Disponível em: [http://www.istoe.com.br/reportagens/17928\\_ENTRE+O+ATRASO+E+O+PROGRESSO](http://www.istoe.com.br/reportagens/17928_ENTRE+O+ATRASO+E+O+PROGRESSO) Acesso em: 27 de agosto de 2014;

*Saudi Aramco*. Disponível em: <http://www.aramco.jobs/AboutSaudiAramco/OurStory.aspx>. Acesso em: 21 de agosto de 2014;

Terra economia. *Petrobras fará novo estudo para ver se Tupi está interligado*. 13 de agosto de 2008. Disponível em: [http://economia.terra.com.br/noticias/noticia.aspx?idNoticia=200808131717\\_RTR\\_1218647844nN13379208](http://economia.terra.com.br/noticias/noticia.aspx?idNoticia=200808131717_RTR_1218647844nN13379208) Acesso em: 23 de agosto de 2014;

The economist. *National Oil Companies, Really Big Oil – Sluggish behemoths control virtually all the world’s oil; they should be privatised*. August 10th 2006. Disponível em: <http://www.economist.com/node/7276986> Acesso em: 21 de agosto de 2014;

The economist. *Norway: The rich cousin – Oil makes Norway different from the rest of the region, but only up to a point*. February second, 2013. Disponível em: <http://www.economist.com/news/special-report/21570842-oil-makes-norway-different-rest-region-only-up-point-rich> Acesso em: 24 de agosto de 2014;

*The Norwegian Petroleum Sector*. Facts 2014. The Norwegian Petroleum Directorate Publication – Oil and Energy in collaboration with the NPD releases a new brochure about the Norwegian petroleum sector, 5 de maio de 2014 P. 1-77. ISSN 1504-3398. Disponível em: [http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Faktaheftet/Fakta2014OG/Facts\\_2014\\_nett\\_.pdf](http://www.regjeringen.no/upload/OED/pdf%20filer/Faktaheftet/Fakta2014OG/Facts_2014_nett_.pdf). Acesso em: 23 de agosto de 2014;

TN Petróleo. *Altos índices de produtividade no pré-sal reduzem custos de extração*. 13 de agosto de 2014. Disponível em: <http://www.tnpetroleo.com.br/noticia/altos-indices-de-produtividade-no-pre-sal-reduzem-custos-de-extracao/> Acesso em: 20 de agosto de 2014;

U.S. Energy Information Administration. EIA. *Overview Brazil, full report*. 13 fls. Disponível em: <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=br> Acesso em: 12 de agosto de 2014;

United States Department of energy. Disponível em: <http://energy.gov/science-innovation/energy-sources/renewable-energy> Acesso em: 7 de Abril de 2014;

*Unitização: tema volta a ser debatido na indústria do petróleo devido à minuta de resolução da ANP em consulta pública.* Daniel Szyfman e Larissa Sabino. 07 de maio de 2013. Disponível em: <http://www.machadomeyer.com.br/noticias/unitizacao%3A-tema-volta-a-ser-debatido-na-industria-do-petroleo-devido-a-minuta-de-resolucao-da-anp-em-consulta-publica> Acesso em: 21 de agosto de 2014;

Voz da América. *Confirmada descoberta de petróleo no pré-sal de Angola.* Faustino Diogo, 4 de janeiro de 2012. Disponível em: <http://www.voaportugues.com/content/article-01-04-2011-angola-deep-water-oil-136675818/1261926.html>. Acesso em: 12 de agosto de 2012;

## **Bibliografia**

AHMADOV, I. *Contracts and revenue sharing mechanisms – an international perspective.* Public Finance Monitoring Center (Baku). Accra, 5-6. February 2009. Fls. 1-49. P.20. Disponível em: <http://www.energydev.net/file/653/download/653> Acesso em: 28 de julho de 2014;

AHMADOV, I., ARTEMYEV, A., ASLANLY, K., RZAEV, I., SHABAN, I. 2012. *How to scrutinise a Production Sharing Agreement – A guide for the oil and gas sector based on experience from the Caspian Region.* International Institute for Environment and Development (IIED), London. Translation for the English version: MATCHIN, D., ZVYAGINTSEVA, E., WOLFF, E. P.1-60. ISBN 978-1-84369-842-5 Disponível em: <http://pubs.iied.org/pdfs/16031IIED.pdf>. Acesso em: 26 de julho de 2014;

AL-EMADI, Talal. *Joint Venture Contracts (JVCs) among Current Negotiated Petroleum Contracts: A Literature Review of JVCs Development, Concept and Elements.* Georgetown Journal of International Law, 2010, 1: 645-667. Disponível em: <https://www.law.georgetown.edu/academics/law-journals/gjil/upload/6-al-emadiFIXED.pdf> Acesso em: 22 de julho de 2014;

ALKIMIM, Viviane Alonso. *O Histórico da Extração e Exploração do Petróleo no Brasil e o Novo Marco Regulatório do Pré-Sal.* Série Aperfeiçoamento de Magistrados 1. VII Fórum Brasileiro Sobre as Agências Reguladoras. Fls. 66-74. Disponível em: [http://www.emerj.tjrj.jus.br/serieaperfeiçoamentodemagistrados/paginas/series/1/Agencias\\_Reguladoras\\_66.pdf](http://www.emerj.tjrj.jus.br/serieaperfeiçoamentodemagistrados/paginas/series/1/Agencias_Reguladoras_66.pdf) Acesso em: 3 de setembro de 2014;

ALMEIDA, Edmar de, ACCURSO, Vinicius. *Government Take e Atratividade de Investimentos da Exploração e Produção de Hidrocarbonetos no Brasil.* Centro de Excelência em Economia da Energia – Universidade Federal do Rio de Janeiro. Discussion Paper. 002. Fevereiro, 2013. Fls. 1-29. Disponível em: [http://www.gee.ie.ufrj.br/arquivos/publicacoes\\_ceed/TD\\_gee\\_ibp\\_002-2013.pdf](http://www.gee.ie.ufrj.br/arquivos/publicacoes_ceed/TD_gee_ibp_002-2013.pdf) Acesso em: 23 de agosto de 2014;

ANDRADE, José Carlos Vieira de. MARCOS, Rui de Figueiredo. (Coordenadores). *Direito do Petróleo.* Faculdade de Direito de Coimbra. Instituto Jurídico. Maio, 2013. 454 fls;

ARAGÃO, Alexandre Santos de. *As agências reguladoras independentes e a separação de poderes: uma contribuição da teoria dos ordenamentos setoriais*. Revista Diálogo Jurídico, Salvador, CAJ - Centro de Atualização Jurídica, N.º. 13, abril-maio, 2002 Fls 1-53. Disponível na Internet: <<http://www.direitopublico.com.br>>. Acesso em: 13 de agosto de 2014;

ARAGÃO, Alexandre Santos de. *Direito de avaliação e eventual declaração de comercialidade da descoberta realizada no BC-400*. Revista de Direito Administrativo, 2012, 249: 201-243;

ARAGÃO, Alexandre Santos de. *O contrato de concessão de exploração de petróleo e gás*. Revista de Direito Administrativo. Rio de Janeiro. N.º 239. Fls.411-38. Jan./mar. 2005;

ARAGÃO, Alexandre Santos. *Agências Reguladoras e a evolução do direito administrativo econômico*. 2ª Ed. Rio de Janeiro: Forense, 2005. Fls. 1-568;

ARAÚJO, Eugênio Rosa. *Preocupações que norteariam o Poder Judiciário*. In: QUINTANS, Luiz Cezar P (coord.). *Contratos de concessão & partilha: propostas e leis para o pré-sal*. Niterói, Rio de Janeiro: B. Biz, 2011. 156p. : il.; 21cm;

ASHONG, Marcia. *Cost Recovery in production sharing contracts: opportunity for striking it rich or just another risk not worth bearing?* Centre of Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy Annual Review. CAR volume 14, University of Dundee. Fls. 1-23. Disponível em: [http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/gateway/files.php?file=cepmlp\\_car14\\_26\\_222231161.pdf](http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/gateway/files.php?file=cepmlp_car14_26_222231161.pdf). Acesso em: 26 de julho de 2014;

ATAKA, Valentine. *The features & merits of production-sharing agreements with service contracts from the view point of an IOC*. Fls. 1-17. Working Paper. Disponível em: [http://www.academia.edu/3300791/Production\\_Sharing\\_Contracts\\_vs\\_Service\\_Contracts\\_from\\_the\\_View\\_Point\\_of\\_an\\_IOC](http://www.academia.edu/3300791/Production_Sharing_Contracts_vs_Service_Contracts_from_the_View_Point_of_an_IOC) Acesso em: 26 de julho de 2014;

BALL, Aaron; GALHARDO, Paula. *In Search of Brazil's Better Self: The Proposed Pre-Salt Regulatory Framework*. Currents: International Trade Law Journal, 2009, 18: 15. 20 fls;

BAMBUA, Lino Sobrinho. SUSLICK, Saul B. *Angola: Perspectivas Futuras do Setor de Petróleo*. Revista Brasileira de Energia. Vol. 6. N.º 2.11 fls. Disponível em: <http://www.sbpe.org.br/socios/download.php?id=117>. Acesso em: 3 de agosto de 2014;

BARROS, Francisco Ebeling. *A governança do pré-sal : uma análise sob a ótica da literatura das variedades de capitalismo*. 2013. 237 fls.; 31 cm. Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento;

BAYULGEN, Oksan. *Foreign investment and political regimes: the oil sector in Azerbaijan, Russia and Norway*. Cambridge University Press, 2010. 290 fls. ISBN 9780521425889;

BECK, Ulrich. *La sociedad del riesgo: Hacia una nueva modernidad*. Tradución: Jorge Navarro, Daniel Jiménez, Maria Rosa Borrás. Ediciones Paidós Ibérica, S.A. Barcelona, 1998;

BERTOLO, Luiz A. *Tipos de Riscos*. 9 fls. Disponível em: <http://www.bertolo.pro.br/AdminFin/AnalInvest/riscoretorno.pdf> Acesso em: 26 de maio de 2014;

BINDEMENN, Kirsten. *Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis*. Oxford Institute for Energy Studies. October, 1999. Disponível em: <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/WPM25-ProductionSharingAgreementsAnEconomicAnalysis-KBindemann-1999.pdf> Acesso em: 17 de julho de 2014;

BLADES, Bryan W. *Production, Politics and Pre-salt: transitioning to a PSC regime in Brazil*. V.7. Texas Journal of Oil, Gas and Energy Law. 2011-2012. Fls. 31-57;

BOYKETT, T., PEIRANO, M., BORJA, S., KELLEY, H., SCHIMANA, E., DEKROUT, A., OREILLY, R. *Oil Contracts – How to understand a petroleum contract*. October, 2012. Ed. Version 1.1. Open Oil. Time up press, Austria. 218 fls. ISBN 580-0-08-696295-8. Disponível em: <http://openoil.net/understanding-oil-contracts/> Acesso em: 28 de julho de 2014;

BRAGA, Luciana e SZKLO, Alexandre. *A convivência de três espécies de contrato de petróleo internacional na área do pré-sal e as implicações para o processo de individualização da produção*. Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis –

BRESSER-PEREIRA, Luiz Carlos., MARCONI, Nelson., OREIRO, José Luís. *A Doença Holandesa*. In: BRESSER-PEREIRA, L. C. *Globalização e Competição: Por que alguns países emergentes têm sucesso e outros não*. Rio de Janeiro: Elsevier, Cap. 5, 2009. 248 fls;

BROWN, Robert. A. *Investing in Oil and Gas Drilling Funds*. Alberta Law Review. Vol. XVI, 16 Alta. L. Rev. 232 1978. P. 232-249. Disponível em: <http://heinonline.org> Acesso em: 28 de maio de 2014;

BUAMBUA, Lino Sobrinho; SUSLICK, Saul B. *Angola: Avaliação e Perspectivas Futuras do Setor de Petróleo*. Revista Brasileira de Energia, 1997, 6.2. 11 fls. Disponível em: <ftp://ftp.mct.gov.br/Biblioteca/23343-angola-avaliacao-e-perspectivas-futuras-do-setor-de-petroleo.pdf> Acesso em: 22 de setembro de 2014;

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

BUCHÉB, José Alberto. *O regime jurídico dos dados e informações de exploração e produção de petróleo e gás natural*. Revista de Direito Administrativo. Rio de Janeiro. 239. P.149-175. Jan/Mar de 2005;

BULHÕES, Daniel Bruno Damasceno. *A Pré-sal Petróleo S.A. e o novo marco regulatório brasileiro*. Revista Direito e Liberdade - ESMARN - v. 15, n. 1, fls. 58 – 78 – jan/abr 2013;

CANOTILHO, José Joaquim Gomes. *O Princípio da Sustentabilidade como Princípio Estruturante do Direito Constitucional*. Revista de Estudos Politécnicos. Polytechnical Studies Review. 2010, Vol VIII, N.º 13, 007-018;

CARVALHO FILHO, José dos Santos. *Agências Reguladoras e Poder Normativo*. Revista eletrônica de Direito Administrativo Econômico (REDAE). Salvador, Instituto Brasileiro de Direito Público, N.º 9, fevereiro/março/abril de 2007. 12 fls. Disponível em: <<http://www.direitodoestado.com.br/reae.asp>>. Acesso em: 11 de setembro de 2014;

CARVALHO, Noele Ferreira et al. *Classificação de Reservas de Petróleo Utilizando Simulação Estocástica*. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP. Terceiro Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás. 5 de outubro de 2005, Salvador- Bahia. 6 fls. Disponível em: [http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0664\\_05.pdf](http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0664_05.pdf) Acesso em: 30 de abril de 2014;

CLARK, Gordon L.; MONK, Ashby. *The Norwegian government pension fund: Ethics over efficiency*. Rotman International Journal of Pension Management, Spring 2010, Vol. 3. Issue 1. Fls. 14-19. Disponível em: <http://rijpm.metapress.com/content/73211015t7851m82/> Acesso em: 19 de setembro de 2014;

CORDEIRO, António Menezes. *As empresas petrolíferas em Angola*. in: VICENTE, Dário Moura (Coord.). *Direito dos Petróleos – Uma perspectiva lusófona*. Instituto de Cooperação Jurídica, Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa. Almedina. Maio, 2013. 268 fls;

CORIOLANO, Ana Catarina Fernandes; DOS REIS, Edjane Melo; DELGADO, Regina Celia de Oliveira Brasil. *A Indústria do Petróleo e os Modelos de Contrato para Exploração e Produção no Brasil*. RUnPetro-ISSN 2316-6681, 2013, 2.1: fls. 21-30;

CUNHA, Thadeu Andrade da. *O contrato com cláusula de risco para exploração de petróleo no Brasil*. Revista de Informação Legislativa. Brasília. Vol. 32. N.º 127. Fls. 223-232. jul/set 1995;

D'ALMEIDA, Albino Lopes (et al.). *Project Finance na Bacia de Campos, a maior região produtora de petróleo do Brasil*. In: XXXIX Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2007, Fortaleza, CE. Anais do XXXIX Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2007. Disponível em: <http://www.din.uem.br/sbpo/sbpo2007/pdf/arq0041.pdf> Acesso em: 10 de junho de 2014. Fls. 2159-2169;

D'ALMEIDA, Albino Lopes. *Estruturação do Project Finance para o Campo de Petróleo de Marlim*. In: XXVI Encontro Nacional de Programas de Pós-Graduação em Administração, 2003, Atibaia, SP. Anais do XXVI Encontro Nacional de Programas de Pós-Graduação em Administração, 2003. Fls. 1-16. Disponível em: [http://www.anpad.org.br/diversos/trabalhos/EnANPAD/enanpad\\_2003/FIN/2003\\_FIN41.pdf](http://www.anpad.org.br/diversos/trabalhos/EnANPAD/enanpad_2003/FIN/2003_FIN41.pdf) Acesso em: 9 de junho de 2012;

DE AMORIM, Andresa Silva. *Novo marco regulatório de exploração e produção de petróleo*. Revista Brasileira de Direito Constitucional, janeiro/junho de 2013, 21.1: fls. 179-190. ISSN: 1678-9547;

DOURADO, José Diamantino de Almeida. *Risco e oportunidades na exploração de petróleo no Brasil e do Atlântico Sul*. 2007. 159 fls. Tese (Doutorado em Ciências) – Faculdade de

Geologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: [http://www.fgel.uerj.br/Pos\\_Grad/res\\_jddourado.htm](http://www.fgel.uerj.br/Pos_Grad/res_jddourado.htm) Acesso em: 8 de abril de 2014;

EZENDU, Elijah. *Production Agreements, Oil service contracts & Joint Ventures*. 29 fls. Disponível em: <http://pt.slideshare.net/ezendu/production-agreements-oil-service-contracts-joint-venture>. Acesso em: 1 de agosto de 2014;

FARIAS, Pedro César Lima de; RIBEIRO, Sheila Maria Reis. *Regulação e os novos modelos de gestão no Brasil*. Revista do Serviço Público, 2014, 53.3: fls. 79-94.

FEIJÓ, Carlos Maria. *O poder Concedente no Sector Petrolífero em Angola* in: VICENTE, Dário Moura (Coord.). *Direito dos Petróleos – Uma perspectiva lusófona*. Instituto de Cooperação Jurídica, Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa. Almedina. Maio, 2013. 268 fls.

FERREIRA, Igor S. de Aquino. *Contratos da Indústria Petrolífera*. Disponível em: <http://www.ebah.pt/content/ABAAAagkEAE/contratos-na-industria-petrolifera> Acesso em: 14 de julho de 2014;

FISHMAN, Andrew. *Petroleum in Brazil: Petrobras, Petro-Sal, Legislative Changes & the Role of Foreign Investment*. Working Paper, Center for Latin American Studies, George Washington University, 2010. 33fls. Disponível em: [http://www.gwu.edu/~clai/working\\_papers/Fishman\\_Andrew\\_12-10.pdf](http://www.gwu.edu/~clai/working_papers/Fishman_Andrew_12-10.pdf) Acesso em: 20 de setembro de 2014;

FLORES, Thiago Vallandro. SANCHES, Ricardo. *More Deals, New Structures: As Brazil Attracts Further Foreign Project Finance investment, Lenders are Increasingly Gaining Protection through Security Liens and Step-In Rights* [notes]. International Financial Law Review, Vol. 30, Issue 10 (December/January 2012), pp. 96-97.30 Int'l Fin. L. Rev. 96 (2011-2012). Disponível em: <http://heinonline.org>. Acesso em: 16 de junho de 2014;

FRYNAS, Jędrzej George. *Oil in Nigeria – conflict and litigation between oil companies and village communities*. Hamburg: Lit, 2000 (Politics and Economics in Africa; 1). 263 fls. ISBN: 3825839214;

GHANDI, Abbas. LIN, C.-Y. Cynthia. *Oil and Gas Services Contracts Around the world: a review*. March 14, 2014. Institute of Transportation Studies, University of California, Davis, Research Report UCD-ITS-RR-13-19. 17 fls. Disponível em: [http://www.its.ucdavis.edu/research/publications/publication-detail/?pub\\_id=1968](http://www.its.ucdavis.edu/research/publications/publication-detail/?pub_id=1968) Acesso em: 31 julho de 2014;

GOMES, Carlos Jacques Vieira. *O marco regulatório da prospecção de petróleo no Brasil: o regime de concessão e o contrato de partilha da produção*. Textos para discussão 55. Centro de Estudos da Consultoria do Senado Federal, Brasília, 2009. ISSN: 19830645. 66 fls. Disponível em: <http://www12.senado.gov.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de-estudos/textos-para-discussao/td-55-o-marco-regulatorio-da-prospeccao-de-petroleo-no-brasil-o-regime-de-concessao-e-o-contrato-de-partilha-de-producao> Acesso em: 21 de agosto;

GONÇALVES, Felipe Luiz Papaiz. *Estudo de indicadores de risco para seleção e otimização de carteiras de prospectos petrolíferos*. 5º Congresso Brasileiro de pesquisa e desenvolvimento em petróleo e gás. 8 fls. Disponível em: <http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/5/publicacoes/repositorio/trabalhos/4782009.34.1.2.pdf> Acesso em: 23 de maio de 2014;

GONÇALVES, Pedro Costa. *Reflexões Sobre o Estado Regulador e o Estado Contratante*. Coimbra Editora, Coimbra, 1ª Edição, Junho de 2013, 542 fls;

GUIVANT, Julia S. *A teoria da sociedade de risco de Ulrich Beck: entre o diagnóstico e a profecia*. Estudos Sociedade e Agricultura, 16 de abril de 2001. Fls. 95-112. Disponível em: <http://r1.ufrj.br/esa/V2/ojs/index.php/esa/article/view/188> Acesso em: 19 de fevereiro de 2014;

HAYASHI, Suzana Hisako Deguchi. *Valor da flexibilização e informação em desenvolvimento de campo por módulos*. Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociência. Campinas, SP – 2006. 118 fls. Disponível em: <http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=000478756> Acesso em: 11 de abril de 2014;

JR ALEXANDER, Frank C. et all. *A Comparison of International Upstream Petroleum Regimes*. Association of International Petroleum Negotiators Host Government Contract Handbook. Institute for Energy Law of the Center for American and International Law's 54th Annual Institute on Oil and Gas Law, 2007; 223. Disponível em: <http://heinonline.org> Acesso em: 23 de junho de 2014;

JUNIOR, Jorge Antônio Pedrosa. *A internacionalização das International Oil Companies e o Direito Internacional*. Dissertação de Mestrado. Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, Agosto de 2008. 191 fls. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/site/extras/prh/docs/ANP\\_10anos/PRH\\_33.pdf](http://www.anp.gov.br/site/extras/prh/docs/ANP_10anos/PRH_33.pdf) Acesso em: 21 de agosto de 2014;

JUNSEOG, Yi. *Merits and Demerits of the Different Types of Petroleum Contracts*. 15 fls. Disponível em: [https://www.knoc.co.kr/servlet/Download?num=6&fno=6&bid=DATA1&callback=/sub05/sub05\\_5\\_1.jsp&ses=USERSESSION](https://www.knoc.co.kr/servlet/Download?num=6&fno=6&bid=DATA1&callback=/sub05/sub05_5_1.jsp&ses=USERSESSION). 31 de julho de 2014;

LAUAR, Marcelo Leite. *A licitação na indústria do petróleo: aspectos regulatórios*. São Paulo: Blucher Acadêmico, 2011.

LEITE, Fabricio do Rozario Valle Dantas Leite. *As Participações Governamentais na Indústria do Petróleo sob a perspectiva do Estado-membro: importância econômica, natureza jurídica e possibilidade de fiscalização direta*. Revista Direito FGV, São Paulo. 5 (2). Fls. 527-548. Julho/Dezembro de 2009;

LIKOSKY, Michael. *Contracting and regulatory issues in the oil and gas and metallic minerals industries*. Transnational Corporations, Vol. 18, No. 1 (April 2009). 42 fls.

LIMA, Paulo César Ribeiro. *Os desafios, os impactos e a gestão da exploração do pré-sal*. Biblioteca Digital da Câmara dos Deputados. Consultoria Legislativa, 2008. 24 fls. Disponível em: [http://large.stanford.edu/courses/2011/ph240/waisberg1/docs/desafios\\_presal\\_lima.pdf](http://large.stanford.edu/courses/2011/ph240/waisberg1/docs/desafios_presal_lima.pdf). Acesso em: 18 de agosto de 2014;

LUCCHESI, Celso Fernando. *Dossiê de Recursos Naturais – Petróleo*. Estudos Avançados, Vol. 12. N.º 33. Fls. 17-40. São Paulo, Maio/Agosto de 1998. ISSN 0103-4014. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1590/S0103-40141998000200003> Acesso em: 7 de junho de 2014;

MAFI, Homayoun. *Iran's Concession Agreements and the Role of the National Iranian Oil Company: Economic Development and Sovereign Immunity*. Nat. Resources Journal., 2008, 48, Number 2, Spring 2008: 407 fls. Disponível em: [http://lawschool.unm.edu/nrj/volumes/48/2/08\\_mafi\\_iran.pdf](http://lawschool.unm.edu/nrj/volumes/48/2/08_mafi_iran.pdf) Acesso em: 21 de junho de 2014;

MANCKE, Richard B. *Competition and Monopoly in World oil Market: The role of the international Companies*. Cato Journal. Vol. 1. N.º 1, Spring 1981. Fls. 107-127. Disponível em: <http://object.cato.org/sites/cato.org/files/serials/files/cato-journal/1981/5/cj1n1-6.pdf>. Acesso em: 18 de abril de 2014;

MARCEL, Valerie. *Oil titans: National oil companies in the Middle East*. Brookings Institution Press, 2006. 322 fls. ISBN-10: 0815754736;

MARQUES, Antônio Vicente. *Exploração do Pré-sal em Angola*. Avm advogados, outubro de 2011. 2 fls. Disponível em: [http://www.avm-advogados.com/wp-content/uploads/PDF/article\\_avm\\_002\\_pt.pdf](http://www.avm-advogados.com/wp-content/uploads/PDF/article_avm_002_pt.pdf) Acesso em: 10 de agosto de 2014;

MARTINS, Clitia Helena Backx. *A sociedade de risco: visões sobre a iminência da crise ambiental global na teoria social contemporânea. Ensaios FEE*, abril de 2004, Porto Alegre, V.25. N.º 1. Fls.233-248. ISSN 0101-1723;

MARTINS, Eliane Octaviano. *Amazônia azul, pré-sal, soberania e jurisdição marítima*. Revista CEJ, 2010, 14.50: 83-88;

MENEZELLO, Maria D'Assunção da Costa. *Comentários à Lei do Petróleo: Lei federal N.º 9.478, de 6-8-1997*. 2ª edição. São Paulo: Atlas, 2009. 448 fls;

MIELNIK, Otávio. *O mercado do petróleo: oferta, refino e preço*. 2012. FGV Projetos. Abril de 2012. Ano 5. N.º 15. ISBN: 9788564878051. 69 fls;

MIGLIORI NETO, Gabriel. *O crescimento econômico escandinavo : uma seleção da literatura de crescimento e o caso dos países escandinavos com foco em recursos humanos*. 2 de julho de 2007. 117 fls. Master Thesis. FGV – Fundação Getúlio Vargas. Disponível em: <http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/handle/10438/1846> Acesso em: 1 de setembro de 2014;

MOLINA, Eder C. *Deriva Continental de Tectônica de Placas*. Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências – USP. 38 fls. Disponível em: <http://www.astro.iag.usp.br/~picazzio/aga292/Notasdeaula/deriv.pdf> Acesso em: 8 de agosto de 2014;



MORAES, Alexandre de. *Regime jurídico da concessão para exploração de petróleo e gás natural*. Revista de Informação Legislativa. Brasília. Vol. 37. N.º 148. Fls. 219-229. outubro/dezembro 2000;

MOREIRA, VITAL. *Auto-regulação Profissional e Administração Pública*. Livraria Almedina, Coimbra – 1997. 421 fls;

NEPOMUCENO FILHO, Francisco; SUSLICK, Saul B. *Alocação de recursos financeiros em projetos de risco na exploração de petróleo*. Revista de Administração de Empresas, 2000, 40.1: fls. 76-87;

NJERU, A. Karembu. *Kenya Oil & Gas Fiscal Regime: An Economic Analysis on Attainment of the Government Objectives*. Oil, Gas & Energy Law Journal (OGEL), 2009, 7.3. 39 fls. Disponível em: [http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/gateway/files.php?file=CAR-12\\_21\\_300336954.pdf](http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/gateway/files.php?file=CAR-12_21_300336954.pdf) Acesso em: 22 de abril de 2014;

NOGUEIRA, Lauro César Bezerra; RAMOS, Francisco Souza. *Uma Proposta de Distribuição dos Royalties do Petróleo Introduzindo Critérios de Eficiência: Uma Abordagem DEA*. N.º 18, Série Textos para Discussão (Working Papers). Programa de Pós-Graduação em Economia-PPGE, Universidade Federal da Paraíba, 2013. 17 fls. Disponível em: [http://www.ccsa.ufpb.br/ppge/arquivos/ensaios/TD18\\_2013.pdf](http://www.ccsa.ufpb.br/ppge/arquivos/ensaios/TD18_2013.pdf) Acesso em: 7 de setembro de 2014;

OLIVEIRA, Daniel Almeida de. *Pré-sal: O novo Marco Regulatório das Atividades de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural no Brasil*. Revista da AGU – Advocacia-Geral da União. Ano IX – Número 24 - Brasília-DF, abr./jun. 2010. Fls.47-78. P.49;

ORNELAS, Danielle L., MENDES, Pietro A. S., MAGRINI, Alessandra., AROUCA C., Maurício. *Offshore oil and gas exploration and production in Brazil: a proposal for integrated actions for operational, occupational and environmental safety*. Journal of World Energy Law and Business, 2014, Fls.340-362, Vol. 7, N.º 4. P.345;

PAPATERRA, Guilherme Eduardo Zerbinatti. *Pré-sal: conceituação geológica sobre uma nova fronteira no Brasil*. Dissertação de Mestrado em Geologia, UFRJ – Rio de Janeiro, 2010. 81 fls. Disponível em: [www.geologia.ufrj.br/index.php?module=documents&JAS](http://www.geologia.ufrj.br/index.php?module=documents&JAS) Acesso em: 8 de agosto de 2014;

PEDROSA, Oswaldo A. Jr., CORRÊA, Antônio Cláudio de França. *A PPSA e os Desafios do Pré-sal: Riscos e Oportunidades para o país*. Fórum do Pensamento Estratégico. Unicamp. 4 de junho de 2014. 33 fls. Disponível em: [http://www.gr.unicamp.br/penses/forum\\_pre\\_sal/file/antonio\\_correa.pdf](http://www.gr.unicamp.br/penses/forum_pre_sal/file/antonio_correa.pdf) Acesso em: 26 de agosto de 2014;

PEREIRA, Fabiano Aderne Pozes. *Metodologia de Análise Econômica em Projetos de Óleo e Gás*. Projeto de Formatura – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola de Engenharia. Rio de Janeiro – Agosto de 2004. 101 fls. Disponível em: [http://www.anp.gov.br/capitalhumano/arquivos/prh21/fabiano-aderne-poze-pereira\\_prh21\\_ufrj\\_g.pdf](http://www.anp.gov.br/capitalhumano/arquivos/prh21/fabiano-aderne-poze-pereira_prh21_ufrj_g.pdf). Acesso em: 13 de abril de 2014;

PINTO, Gabriela Engler. *Upstream Oil and Gas frameworks: Brazil and United States compared*. West Virginia Law Review, Vol. 115, 2013. Fls. 976-1003. Disponível em: <http://heinonline.org> Acesso em: 23 de junho de 2014;

PIRAINO JR, Thomas A. *Identifying Monopolists' Illegal Conduct Under the Sherman Act*. New York University Law Review. October 2000. Vol. 75. N.º 4. Fls. 809-892;

QUINTANS, Luiz Cezar P (coord.). *Contratos de concessão & partilha: propostas e leis para o pré-sal*. Niterói, Rio de Janeiro: B. Biz, 2011. 156p. : il.; 21cm;

RADON, Jenik. *The ABCs of Petroleum Contracts: License-Concession Agreements, Joint Ventures, and Production-Sharing Agreements*. Covering Oil: A reporter's Guide to Energy and Development. Open Society Initiative, New York. 2005. Fls. 61-99. Disponível em: <http://www.gmec-ee.com/wp-content/uploads/2013/08/The-ABCs-of-Petroleum-Contracts....pdf> Acesso em: 6 de fevereiro de 2014;

RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. (org.). *Estudos e pareceres – Direito do Petróleo e Gás*. Rio de Janeiro: Renovar, 2005. 820 fls.

RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito do Petróleo: As Joint Ventures da Indústria do Petróleo*. 2ª Edição atualizada e ampliada. Rio de Janeiro: Renovar, 2003. 522p.

RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá. *Direito dos Investimentos e o Petróleo*. RFD-Revista da Faculdade de Direito da UERJ, 2011, 1.18.

RICCOMINI, Claudio, et al. *Pré-sal: geologia e exploração*. Revista USP, São Paulo setembro/outubro/ novembro de 2012, N.º 95. Fls. 33-42;

RODRIGUES, Marcelo Netto e SILVA, Michele Amaral da. *Entenda o que é a camada de pré-sal*. 2011. Disponível em: <http://cabana-on.com/Brasil/artigos/artigo15.html> Acesso em: 24 de agosto de 2014;

RODRIGUES, Rui Duarte Abano. *Sonangol – O petróleo e a estratégia de desenvolvimento econômico em Angola*. Dissertação Para a obtenção do grau de Mestre em Gestão. Universidade Aberta. Lisboa, 2013. Fls. 1-150;

RODRIGUEZ, Monica Rebelo; SUSLICK, Saul B. *An Overview of Brazilian Petroleum Exploration Lease Auctions*. Revista Terrae, 2009, 3.1. Fls 6-20;

ROSA, Alberto Lopes Da. *O novo marco regulatório e as Joint Ventures na indústria do petróleo: um olhar crítico sobre a intervenção do Estado na economia*. UERJ – 6º

RUFÍN, Carlos. *The energy of Brazil: Tudo Acaba em Samba*. 18 Law & Business Review of the Americas, 585. 2012. Fls. 1-11. Disponível em: <http://westlawinternational.com/> Acesso em: 7 de setembro de 2014;

RUIZ CARO, Ariela. *El papel de la OPEP en el comportamiento del mercado petrolero internacional*. Proyecto CEPAL/Comisión Europea "Promoción del uso eficiente de la

energía en América Latina". Santiago del Chile, Abril de 2001. Serie Recursos naturales e infraestrutura. Publicación de las Naciones Unidas. N.º 21. ISBN: 9213218184. 57 fls;

SAMPLES, Tim R., VITTOR, José Luis. *Energy reform and the future of Mexico's oil industry: the Pemex bidding rounds and integrated service contracts*. June 21, 2012, Texas Journal of Oil, Gas, and Energy Law. Vol. 7. N.º 2. Fls. 215-239. Disponível em: [http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=2311443](http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2311443) Acesso em: 27 de julho de 2014;

SEABRA, Alessandra Aloise de, et al. *A promissora província petrolífera do pré-sal*. Revista DIREITO GV, 2014, 7.1. Fls. 057-073. Disponível em: <http://heinonline.org>. Acesso em: 21 de julho de 2014;

SERRA, Rodrigo Valente. *O novo marco regulatório do setor petrolífero brasileiro: dádiva ou maldição?* Mar de Riqueza, Terras de Contrastes: o Petróleo no Brasil. Rio de Janeiro: Mauad, 2011, fls. 141-160. Anais do I Circuito de Debates Acadêmicos. IPEA Code 2011. Disponível em: <http://www.ipea.gov.br/code2011/chamada2011/pdf/area4/area4-artigo7.pdf> Acesso em: 26 de agosto de 2014;

SEWALK, Stephen. *Brazil's Energy Policy and Regulation*. Fordham Environmental Law Review, 2014, 25. Fls. 652-732;

SILVA, Régis Yuzo Mori Alves da. *Proposta de metodologia de avaliação de portfólio por opções reais, considerando o valor da informação: um estudo de caso em exploração de petróleo*. Dissertação de Mestrado em Finanças e Economia Empresarial. Rio de Janeiro: Fundação Getúlio Vargas. Maio de 2010. Fls. 1-85;

SILVA, Suzana Maria Calvo Loureiro Tavares da. *A eletricidade verde, a remuneração razoável e a harmonização de sistemas tarifários: quem tem medo da regulação econômica?* Revista do Centro de Estudos de Direito do Ordenamento, do Urbanismo e do Ambiente – CEDOUA. Vol. 2 (2011). Fls. 39-47;

SILVA, Suzana Maria Calvo Loureiro Tavares da. *Direito Administrativo Europeu*. Imprensa da Universidade de Coimbra, Agosto de 2010. 108 fls;

SILVA, Suzana Maria Calvo Loureiro Tavares da. *Direito da Energia*. Coimbra Editora. 1.<sup>a</sup> Edição. Novembro, 2011. 245 fls.

SIMAS, Marcelo Marinho. *O novo papel das National Oil Companies – NOCs nos mercados internacionais de energia: um estudo do caso dos BRICS*. IX Congresso Nacional de Excelência em Gestão. 21,22 e 23 de junho de 2013. P.1-23. Disponível em: [http://www.excelenciaemgestao.org/Portals/2/documents/cneg9/anais/T13\\_0688\\_3734.pdf](http://www.excelenciaemgestao.org/Portals/2/documents/cneg9/anais/T13_0688_3734.pdf) Acesso em: 2 de agosto de 2014;

SIQUEIRA, L., BATISTA, R., OLIVEIRA, T., *A Descoberta do Pré-sal, suas vantagens e desvantagens*. Revista de divulgação do Projeto Universidade Petrobras e IF Fluminense Vol. 2, N.º 1, 2012. Fls. 277-281. P. 279-278. Disponível em: <http://www.essentiaeditora.iff.edu.br/index.php/BolsistaDeValor/article/download/2427/1315>. Acesso em: 17 de agosto de 2014;

SOLIMENE, Fabio. *Production-sharing contracts, joint ventures and service contracts: analysis and drafting considerations*. International Energy Law Review. 2014, Vol. 5. Fls. 173-179. Disponível em: <http://international.westlaw.com/> Acesso em: 19 de julho de 2014;

SMALL, Jenny. *Project finance investors: solution to populismo*. International Law & Management Review. Volume 10. J.D. Boston University School of Law, 2013. Fls. 71-90.

SMITH, Ernest E. and DZIENKOWSKI, John S. *A Fifty-Year Perspective on World Petroleum Arrangements*. Texas International Law Journal - 1989. Vol. 24:13. Disponível em: <http://heinonline.org> Acesso em: 30 de julho de 2014;

SOGGE, David. *Angola: "Estado fracassado" bem-sucedido*. FRIDE, 2009. 81 Working Paper/Documento de Trabajo. Abril de 2009, Madrid – Espanha. 29 fls. Disponível em: [http://africanarenas.net/docs/Angola\\_1310412369.pdf](http://africanarenas.net/docs/Angola_1310412369.pdf). Acesso em: 15 de setembro de 2014;

SOUSA, Francisco José Rocha de. *A cessão onerosa de áreas do pré-sal e a capitalização da Petrobras*. Biblioteca digital da Câmara dos Deputados: Brasília, Fevereiro/2011. Fls. 1-17. Disponível em: [http://www2.camara.leg.br/documentos-e-pesquisa/publicacoes/estnottec/tema16/2011\\_907.pdf](http://www2.camara.leg.br/documentos-e-pesquisa/publicacoes/estnottec/tema16/2011_907.pdf). Acesso em: 12 de setembro de 2014;

SOUSA, Rui Pereira de. *Contratos de Concessão: perspectiva económica, financeira e contabilística*. Áreas Editora. Lisboa, 2003. 200 fls.;

SOUTO, Marcos Juruena Villela. *Propostas Legislativas de Novo marco regulatório do pré-sal*. Revista de Direito da Procuradoria Geral, Rio de Janeiro (Edição Especial), *Royalties* do Petróleo, 2013. P. 1-419;

SOUTO, Marcos Juruena Villela. *O princípio da proporcionalidade e o princípio da segurança jurídica: vertentes de avaliação dos projetos propostos*. In QUINTANS, Luiz Cezar P.;

SOUTO, Marcos Juruena Villela. *Propostas legislativas de novo marco regulatório do pré-sal*. Revista de Direito Público da Economia - RDPE, Belo Horizonte, ano 8, N.º 29, jan. 2010;

SVENSEN, Thomas K., SIMONSEN, Sandra., LIND, Kristian M. *Oil and Gas Regulation in Norway: overview*. Energy and Natural Resources Multi-Jurisdictional Guide 2014. Thomson Reuters. April first, 2014. 8 fls. Disponível em: <http://uk.practicallaw.com/cs/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application%2Fpdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1247632895524&ssbinary=true> Acesso em: 1 de setembro de 2014;

TAVARES, Liliana Andréa Ferreira in: COELHO, Aislan de Souza. *As participações governamentais e o impacto dos royalties sobre a economia do Estado do Rio de Janeiro*. Disponível em: [http://www.ambito-juridico.com.br/site/index.php?n\\_link=revista\\_artigos\\_leitura&artigo\\_id=3437](http://www.ambito-juridico.com.br/site/index.php?n_link=revista_artigos_leitura&artigo_id=3437) Acesso em: 16 de julho de 2014;

THURBER, M.C., et al., *Exporting the ‘Norwegian Model’: The effect of administrative design on oil sector performance*. Energy Policy (2011), doi:10.1016/j.enpol.2011.05.027. 8 fls. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421511004125> Acesso em: 3 de julho de 2014;

TORDO, Silvana. TRACY, Brandon S. ARFAA, Noora. *National Oil Companies and Value Creation*. The World Bank Publications. Paper N.º 218. Washington, 2011. 131 fls. Disponível em: <http://elibrary.worldbank.org/doi/pdf/10.1596/978-0-8213-8831-0> Acesso em: 3 de agosto de 2014;

VALENTIM, André Flaustino. *Impacto dos choques petrolíferos na Economia Portuguesa*. Tese de Mestrado. Faculdade de Economia da Universidade de Coimbra. 2013-2014. 36 fls. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10316/25393>. Acesso em: 26 de abril de 2014;

VIANA, Camila Rocha Cunha. *A evolução do monopólio do petróleo e o novo marco regulatório do pré-sal*. Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia. Vol. 3. 2012. Fls. 165-196. Disponível em: <http://www.e-publicacoes.uerj.br/index.php/rbdp/article/view/5788/4206> Acesso em: 30 de agosto de 2014;

VICENTE, Dário Moura (Coord.). *Direito dos Petróleos – Uma perspectiva lusófona*. Instituto de Cooperação Jurídica, Faculdade de Direito da Universidade de Lisboa. Almedina. Maio, 2013. 268 fls;

WIESEBRON, M.L. *Blue Amazon: thinking the defense of Brazilian maritime territory*. Austral: Brazilian Journal of Strategy & International Relations, Vol. 2, N.º 3, Janeiro/Junho 2013. Porto Alegre, 2013. P.101-124;

YERMO, J. *Governance and Investment of Public Pension Reserve Funds in Selected OECD Countries*. OECD Working Papers on Insurance and Private Pensions, 2008. N.º 15, OECD Publishing. doi:10.1787/244270553278. P. 101-124;

ZACOUR, Claudia. PEREIRA, Tatiana Zuma. CRISTOFARO, Angela Lima Rocha. FRANCISCO, Felipe Ferreira. *Petrobras and the new regulatory framework for the exploration of oil and natural gas in the Brazilian Pre-sal region*. Journal of World Energy Law & Business, 2012, Vol. 5, N.º 2;