

UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESTADO DO RIO DE JANEIRO – UNIRIO  
CENTRO DE CIÊNCIAS JURÍDICAS E POLÍTICAS  
ESCOLA DE CIÊNCIAS JURÍDICAS

LEONARDO DE VASCONCELOS MACHADO RODRIGUES

O CONTROLE AMBIENTAL NOS CONTRATOS DE CONCESSÃO PARA  
EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

RIO DE JANEIRO

2014

LEONARDO DE VASCONCELOS MACHADO RODRIGUES

O CONTROLE AMBIENTAL NOS CONTRATOS DE CONCESSÃO PARA  
EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado à Escola de Ciências  
Jurídicas da Universidade Federal do  
Estado do Rio de Janeiro como parte dos  
requisitos para a obtenção do título de  
Bacharel em Direito.

Orientador: Prof. Dr. Paulo de Bessa  
Antunes

RIO DE JANEIRO

2014

Rodrigues, Leonardo de Vasconcelos Machado.

O controle ambiental nos contratos de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural / Leonardo de Vasconcelos Machado Rodrigues. – Rio de Janeiro: Unirio, Escola de Ciências Jurídicas, 2014.

f. : il.

Orientador: Paulo de Bessa Antunes.

Monografia (Bacharelado em Direito) – Escola de Ciências Jurídicas, Universidade Federal do Estado do Rio de Janeiro, 2014.

Referências bibliográficas.

Direito Ambiental – Brasil. 1. Lei do Petróleo e Legislação – Brasil. 3. Contratos de concessão para E&P de Petróleo e Gás Natural. 4. Controle Ambiental. I. Antunes, Paulo de Bessa. II. Universidade Federal do Estado do Rio de Janeiro, Bacharelado em Direito. III. Título.

CDD 394.25098153

**LEONARDO DE VASCONCELOS MACHADO RODRIGUES****O CONTROLE AMBIENTAL NOS CONTRATOS DE CONCESSÃO PARA  
EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado à Escola de Ciências  
Jurídicas da Universidade Federal do  
Estado do Rio de Janeiro como parte dos  
requisitos para a obtenção do título de  
Bacharel em Direito.

Orientador: Prof. Dr. Paulo de Bessa  
Antunes

Aprovada em \_\_\_\_/\_\_\_\_/2014.

**BANCA EXAMINADORA**

---

**Prof. Dr. Paulo de Bessa Antunes (Orientador)**

**Universidade Federal do Estado do Rio de Janeiro (Unirio)**

---

**Prof. Dr. José Gabriel Assis de Almeida**

**Universidade Federal do Estado do Rio de Janeiro (Unirio)**

---

**Profª Drª Patrícia Regina Pinheiro Sampaio**

**Universidade Federal do Estado do Rio de Janeiro (Unirio)**

## AGRADECIMENTOS

No ano de 2000, ingressei pela primeira vez em um curso de graduação. Havia acabado de completar 18 anos e estava ansioso para descobrir a vida que se escondia por trás do vestibular. Nos corredores e átrios da Escola de Comunicação da UFRJ (nossa querida Eco), todos os dias anunciavam uma nova diversão, uma nova amizade, uma história engraçada... tudo era novidade boa, e os dias passavam sem deixar marcas. Antes que me desse conta, entre um jogo e outro de sueca, estava formado.

Em 2006, enquanto trabalhava, estudava para concurso e fazia um mestrado, decidi que cursaria uma nova graduação, faria faculdade de Direito. Dessa vez, pensei, tudo seria mais fácil. Afinal de contas, eu já sabia a vida que me esperava... mas eu me enganei.

A experiência proporcionada pelo meu primeiro curso de graduação foi um passeio; o segundo, uma jornada. Neste último, houve dias de sol, de chuva, dias quentes e outros muito, muito frios. Cursei a faculdade de Direito ao longo de oito anos. No caminho, virei servidor público; comprei uma casa; investi dinheiro em negócios arriscados, com resultados variados; viajei para lugares distantes; concluí o mestrado; me casei... a faculdade de Direito não foi um só um projeto, foi parte da minha vida, e gosto de pensar que foi uma parte muito importante.

Ao longo dessa jornada, a influência e companheirismo de muitas pessoas mostrou-se fundamental, e cumpre reconhecer-lhes o mérito. Quero agradecer aos meus pais por me encorajarem a dar o primeiro passo; às minhas irmãs e meus muitos primos-irmãos pela torcida e conselhos; aos meus tios-pais, por se fazerem sempre presentes e ensinar a celebrar a família; à Conchita, minha eterna tia-mãe-roommate, pelo exemplo de serenidade; à minha amada esposa, pela paciência e carinho, mesmo nos momentos em que a faculdade me fez mais ausente; ao meu querido tio, José do Carmo, exemplo de advogado e coração, por todos os conselhos e experiência compartilhada, era visível sua animação com o fato de eu também querer ser advogado, e lamento que não tenha tido tempo de celebrar comigo dessa alegria; ao amigo de desde sempre, Igor Drummond, pela contagiante empolgação com o mundo do Direito, universo no qual pôde você também se encontrar; ao amigo Ramon Dumont, das pessoas mais sábias que já conheci, companhia sempre disponível para um “café com Direito”, grande responsável por minha matrícula na Unirio; a todos os professores, em especial meu orientador, Paulo Bessa, pela generosidade e conhecimento compartilhado; aos funcionários da Unirio, pela paciência e eficiência com que sempre me atenderam.

## RESUMO

RODRIGUES, Leonardo de Vasconcelos Machado. **O Controle Ambiental nos Contratos de Concessão para Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural**. Monografia (Bacharelado em Direito) – Faculdade de Direito, Universidade Federal do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2014.

Esta monografia analisa o controle ambiental desenhado pelo atual contrato de concessão para atividades de E&P da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP. O estudo investiga o contexto histórico de formação dos modernos contratos de concessão e o arcabouço legal que flexibilizou o exercício do monopólio da União Federal sobre as atividades de exploração e produção. São analisadas as principais cláusulas de flexibilização dos contratos internacionais de investimento em E&P e como podem ser usados para construir segurança jurídica e mitigar riscos regulatórios. A partir da experiência internacional, o estudo sugere alguns pontos merecedores de atenção para que o Brasil continue atraindo investidores e torne mais efetivo o controle ambiental das atividades da indústria do petróleo.

**Palavras-chave:** ANP, contrato de concessão, regulação, risco regulatório, controle ambiental, equilíbrio econômico.

## ABSTRACT

RODRIGUES, Leonardo de Vasconcelos Machado. **The Environmental Control in the Concession Agreements for Exploration & Production of Oil and Natural Gas**. Monograph (Bachelor of Laws) - Law School, Federal University of the State of Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

This monograph analyses the environmental control designed by the current concession contract for E & P activities of the National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels - ANP. The study investigates the historical context of formation of modern concession contracts and the legal framework that relaxed the exercise of the monopoly of the Federal Government on the activities of exploration and production. The main clauses of easing of international investment contracts in E & P are analysed, and how they can be used to build legal certainty and mitigate regulatory risks. From the international experience, the study suggests some points worthy of attention for Brazil to continue to attracting investors and making more effective the environmental control of the activities of the oil industry.

**Keywords:** ANP, the concession contract, regulation, regulatory risk, environmental control, economic balance.

## SUMÁRIO

<b>1. INDÚSTRIA DO PETRÓLEO BRASILEIRA: HISTÓRIA RECENTE .....</b>	<b>9</b>
<b>2. EQUILÍBRIO ECONÔMICO E ATRAÇÃO DE INVESTIMENTOS .....</b>	<b>23</b>
<b>2.1 CLÁUSULA DE ELEIÇÃO DE LEI APLICÁVEL .....</b>	<b>26</b>
<b>2.2 CLÁUSULA DE ARBITRAGEM .....</b>	<b>34</b>
<b>2.3 CLÁUSULA DE ESTABILIZAÇÃO .....</b>	<b>39</b>
<b>3. SEGURANÇA JURÍDICA E RISCO REGULATÓRIO .....</b>	<b>47</b>
<b>4. CONTROLE AMBIENTAL NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO BRASILEIRA .....</b>	<b>55</b>
<b>4.1 LICENCIAMENTO AMBIENTAL DA E&amp;P DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL .....</b>	<b>59</b>
<b>4.2 CONTROLE AMBIENTAL NOS CONTRATOS DE CONCESSÃO .....</b>	<b>62</b>
<b>5. SUGESTÕES PARA UMA REVISÃO DO CONTROLE AMBIENTAL CONTRATUAL NA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE ÓLEO E GÁS DO BRASIL .....</b>	<b>76</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>88</b>



## 1 - INDÚSTRIA DO PETRÓLEO BRASILEIRA: HISTÓRIA RECENTE

O fato mais marcante da história recente da indústria do petróleo brasileira foi a flexibilização do monopólio das atividades de exploração e produção do setor. Esta flexibilização estava inserida em um fenômeno mais amplo, resultado de contradições e debates sobre os graus e modalidades de interação desejáveis entre o Estado e o mercado.

Assim como a Crise de 1929 evidenciou as limitações do liberalismo econômico como guia da atuação do Estado, as crises das últimas décadas do século XX anunciaram as fragilidades da atuação direta do Poder Público como agente econômico<sup>1</sup>. O modelo intervencionista brasileiro, marcado pela existência de grande quantidade de empresas estatais, mostrou-se deveras ineficiente. Os altos custos envolvidos na operação das estatais e a falta de flexibilidade dos procedimentos públicos repercutiram em produtos e serviços mais caros e menos disponíveis e menor eficiência das atividades. A atuação direta do Estado-empresário, garantidor do fornecimento de bens e serviços necessários à população, provou ser uma estratégia ineficaz para garantir o estado de bem-estar social. Caio Marini (1996. p. 254), Diretor da Secretaria da Reforma do Estado à época da criação das agências reguladoras, abordou a questão da reforma do papel do Estado com muita clareza:

Uma coisa é entender que o papel do Estado é o de atender demandas sociais básicas e de realizar o atendimento dessas demandas. Outra, e bastante distinta, é entender que o papel do Estado é garantir que essas demandas sejam atendidas. A reforma enfatiza essa segunda dimensão, ou seja, esta não é uma reforma que pretende melhorar a capacidade de execução do Estado. Eu não diria o contrário, mas diria que complementarmente esta é uma reforma que pretende aperfeiçoar a capacidade do Estado de garantir, direta ou indiretamente, que as demandas sociais sejam atendidas.

---

<sup>1</sup> Segundo Bresser PEREIRA (1997): "*A grande crise dos anos 30 originou-se no mau funcionamento do mercado. Conforme Keynes tão bem verificou, o mercado livre levou as economias capitalistas à insuficiência crônica da demanda agregada. Em consequência entrou também em crise o Estado Liberal, dando lugar à emergência do Estado Social Burocrático (...)*"

Em 1988 já haviam aflorado as contradições do Estado-empresário. O legislador constituinte, ciente das limitações impostas pelo modelo de intervenção, optou pela fundação de uma sociedade de mercado mais livre, uma ordem econômica fundada no princípio da livre iniciativa. Importante salientar que esta opção não mirava apenas na livre concorrência e na defesa de valores capitalistas; o legislador originário estava convencido que o modelo de mercado, se bem regulado, resultaria em maiores benefícios à população, conforme se depreende da leitura do caput do art. 170 da Constituição de 1988:

**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 (...)**

Os produtos e serviços fornecidos pelo Estado brasileiro gozavam de péssima reputação, e estavam muito aquém das necessidades de seus consumidores e usuários. A necessidade de implantar-se um sistema mais eficiente, focado em performance e resultados, acabou por se impor contra os argumentos intervencionistas defendidos pelas lideranças de esquerda. Segundo Renato Baumann, economista e diretor do Ipea, as críticas centradas nos indicadores de ineficiência do setor público motivaram a reforma administrativa do Estado, a reestruturação ou extinção de órgãos, a revisão e eliminação de funções e cargos (BAUMANN, 1994. p. 97).

A ineficiência da atuação direta do poder público no mundo econômico, associada ao efeito perverso que impõe sobre as condições de competitividade dos setores em que opera, resultaram na fixação do entendimento de que o Estado deveria, tanto quanto possível, eximir-se de atuar como agente econômico. O legislador constitucional abraçou a tese de que as manifestações de um Estado-empresário deveriam se dar em bases absolutamente excepcionais, e neste sentido expressou-se através do art. 173, caput, da CRFB:

Ressalvados os casos previstos nesta Constituição, **a exploração direta da atividade econômica pelo Estado só será permitida quando necessária aos imperativos da segurança nacional ou a relevante interesse coletivo**, conforme definidos em lei.

O processo de afastamento entre atuação direta do Estado e mercado, no Brasil, ficou genericamente conhecido como “privatização”. Maria Sylvia Zanella Di Pietro afirma que, privatização, em sentido amplo, abrange todas de medidas tendentes a diminuir o tamanho do Estado, e compreendem, fundamentalmente: (a) desregulação, a diminuição da intervenção do Estado no domínio econômico; (b) desmonopolização de atividades econômicas; (c) a venda de ações de empresas estatais ao setor privado, também conhecida pelos termos desnacionalização ou desestatização; (d) a concessão de serviços públicos a empresas privadas; (e) os *contracting out*, acordos de variados tipos para buscar a colaboração do setor privado, como os convênios e os contratos de obras e prestação de serviços (DI PIETRO, 2003. p. 18).

Dentre as diversas medidas empregadas para o afastamento entre Estado e mercado, interessa especificamente, no âmbito do presente estudo, a desmonopolização de atividades econômicas; mais especificamente, a das atividades de E&P de petróleo e gás.

Até 1995, a Petrobras possuía exclusividade na exploração das atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil. Naquele ano, entretanto, foi publicada a Emenda Constitucional nº 9, que alterou substancialmente o sentido do art. 177 da CRFB, ao editar seu § 1º. Com a nova redação, foi dada à União a faculdade de contratar com empresas estatais ou privadas a realização das várias atividades envolvidas na produção de hidrocarbonetos e seus derivados.

**Art. 177. Constituem 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.

**§ 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.

A redação original do §1º, em sentido oposto, defendia a manutenção de um regime bem restritivo para a exploração das reservas petrolíferas, um óbice constitucional que teve de ser removido antes de se publicarem as leis instituidoras das agências reguladoras e do novo modelo de gestão das atividades monopolizadas pela União. Afirmava o dispositivo:

§ 1º - O monopólio previsto neste artigo inclui os riscos e resultados decorrentes das atividades nele mencionadas, **sendo vedado à União ceder ou conceder qualquer tipo de participação, em espécie ou em valor, na exploração de jazidas de petróleo ou gás natural**, ressalvado o disposto no art. 20, § 1º<sup>2</sup>.

Além da edição do §1º, a Emenda Constitucional nº 9/1995 acrescentou ao art. 177 um segundo parágrafo com três incisos, um dos quais prevendo a publicação de lei que viria dispor sobre a criação de um “órgão regulador do monopólio da União” e as condições de contratação dos concessionários.

**§ 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;

---

<sup>2</sup> A ressalva feita na parte final trata de participação entre entes da República Federativa Brasileira. Segundo o Art. 20, § 1º - “É assegurada, nos termos da lei, aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, bem como a órgãos da administração direta da União, participação no resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica e de outros recursos minerais no respectivo território, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, ou compensação financeira por essa exploração.”

### **III - a estrutura e atribuições do órgão regulador do monopólio da União;**

A lei em questão foi a nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, também conhecida como Lei do Petróleo. Ela definiu os princípios e objetivos da política energética nacional; instituiu o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão de assessoria da Presidência da República, responsável por propor medidas e diretrizes estratégicas para a política energética nacional; e a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, autarquia federal em regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, responsável pela implementação (dentro de sua esfera de atribuições) da política energética nacional.

Cumprе salientar que o vínculo entre a ANP e o Ministério de Minas e Energia é um vínculo finalístico, não havendo relação de subordinação entre uma e outra. A fim de garantir-se a independência das agências reguladoras, elas foram concebidas com algumas características que as distinguem do regime autárquico convencional, previsto no art. 5º, I, do Decreto Lei nº 200/1967<sup>3</sup>; por isso serem classificadas como “entidades autárquicas em regime especial”. As leis instituidoras das agências reguladoras conferiram-lhes privilégios específicos, para ampliar sua autonomia, sem infringir os preceitos constitucionais pertinentes, para que essas entidades pudessem atingir plenamente seus objetivos.

Em maio de 1996, durante debates que precederam a edição da Lei 9.478, em seminário organizado pelo Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP) e a Fundação Getúlio Vargas (FGV), a autonomia decisória das agências reguladoras foi apontada por João Geraldo Piquet Carneiro como ponto nuclear do modelo que viria a ser implantado. As agências reguladoras atendem à necessidade de execução de uma política de estado, e sua autonomia se consolida na medida em que suas leis instituidoras conseguem resguardá-las contra “critérios políticos circunstanciais” (CARNEIRO, 1996. p. 231), os quais imporiam riscos ao equilíbrio do setor regulado.

---

<sup>3</sup> “Autarquia - serviço autônomo, criado por lei, com personalidade jurídica, patrimônio e receita próprios, para executar atividades típicas da Administração Pública, que requeiram, para seu melhor funcionamento, gestão administrativa e financeira descentralizada”.

Para precaver-se contra esse tipo de influência, a ANP é dirigida por uma diretoria colegiada, composta por quatro diretores e um diretor-geral, com mandatos fixos de 4 anos, não coincidentes (Lei nº 9.478/97, art. 11, §3º). Dessa forma, um novo ocupante da Presidência República não poderia, de imediato, ditar os rumos da regulação do setor de óleo e gás. Durante seu primeiro ano teria de governar dialogando com uma diretoria colegiada composta exclusivamente por membros indicados pelo presidente que lhe antecedeu. Quando o novo presidente finalmente conseguisse construir maioria dentro da diretoria-colegiada, seu mandato estaria prestes a se encerrar e ele seria mais cuidadoso ao tentar enfraquecer a autarquia, pois poderia beneficiar um possível opositor que o sucedesse na presidência<sup>4</sup>.

A Lei nº 9.478/97 outorgou à ANP, entre outras, as atribuições de promover a regulação, contratação e fiscalização das atividades econômicas que integram a indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis (art. 8º, caput); elaborar os editais e promover as licitações para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, celebrando os contratos delas decorrentes e fiscalizando a sua execução (art. 8º, IV); e fiscalizar diretamente, de forma concorrente ou mediante convênios com órgãos dos Estados e do Distrito Federal, as atividades integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis, bem como aplicar as sanções administrativas e pecuniárias previstas em lei, regulamento ou contrato (art. 8º, VII).

As atribuições da ANP abrangem a regulação de uma gama muito ampla de atividades e produtos. No tocante à produção de petróleo, ela é responsável pela regulação de todas as atividades, do poço ao posto. No que se refere ao gás natural, regula tudo o que antecede a distribuição ao consumidor final, atribuição que a Constituição conferiu aos estados federativos (CRFB, art. 25, § 2º<sup>5</sup>). Quanto aos biocombustíveis, cabe à ANP a regulação de todas as fases após sua produção – até a usina, a regulação é de competência do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA).

---

<sup>4</sup> O fortalecimento da autonomia da agência reguladora pela instituição de uma diretoria colegiada com diretores exercendo mandato por tempo fixo não foi uma construção brasileira. A experiência internacional já recomendava essa organização. O modelo adotado pela ANP, inclusive, é idêntico àquele da Federal Energy Regulatory Commission: colegiado de cinco membros, com mandatos de quatro anos, indicados pelo Presidente da República e aprovados pelo Senado (CARNEIRO, 1996. p. 231).

<sup>5</sup> Art. 25, § 2º - Cabe aos Estados explorar diretamente, ou mediante concessão, os serviços locais de gás canalizado, na forma da lei, vedada a edição de medida provisória para a sua regulamentação.

No âmbito de análise do presente estudo, interessa lançar um olhar crítico especificamente sobre as atividades do *upstream* da cadeia do petróleo e gás - atividades que por décadas foram exploradas com exclusividade pela Petrobras<sup>6</sup>. O *upstream* compreende as fases iniciais da cadeia produtiva do petróleo. Nela se enquadram a exploração, que é a busca pelo petróleo (valendo-se de métodos como estudos sísmicos, gravimétricos e magnetometria, para identificar formações geológicas propícias à acumulação de hidrocarbonetos no subsolo), e a produção, que é a efetiva retirada do hidrocarboneto desde a sua reserva até a superfície.

Ao permitir que a Petrobras operasse com exclusividade, por tanto tempo, o monopólio das atividades de E&P de óleo e gás, o Estado brasileiro limitou severamente as possibilidades de crescimento do setor. A expansão de toda a indústria encontrava seus limites na capacidade de investimento do governo e da própria empresa estatal. Fala-se aqui, por óbvio, da conjuntura do final do século XX. À época da criação da Petrobras, como muito bem esclarece Luis Carlos Bresser Pereira “não havia alternativa para o Brasil. Se o Brasil queria promover o investimento, tinha que fazer a Petrobras” e, se na década de 90 optava-se pela abertura do mercado, é porque:

(...) o Brasil está convencido de que hoje há interesse das empresas nacionais e estrangeiras, e ele quer recebê-las com grande interesse, com o maior interesse possível para que invistam, e para que promovam a exploração, o refino, a produção de petróleo, a distribuição do petróleo.” (PEREIRA, 1996. p. 250).

Helder Queiroz Pinto Jr, diretor em exercício da ANP em 2013, e o economista Ronaldo Fiani afirmam que o argumento central por trás da agenda brasileira de reestruturação dos setores de infraestrutura “estava articulado com a falta de capacidade de financiamento das empresas estatais”. Tal circunstância levou o governo a confiar aos capitais privados de novos agentes econômicos a

---

<sup>6</sup> Desde a promulgação da Lei nº 2004, de 3 de outubro de 1953, que dispôs sobre a Política Nacional do Petróleo, redefiniu as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo (o CNP fora criado por Getúlio Vargas em 1938 e foi responsável pela definição da política petrolífera no período de 1939 a 1960, quando foi incorporado ao Ministério de Minas e Energia. Com a lei 2004/53 ele passou a ser responsável apenas pela fiscalização do setor petrolífero) e instituiu a Petrobras.

responsabilidade pela manutenção dos níveis de investimento em infraestrutura e pela eliminação dos gargalos ao crescimento (PINTO JR, 2002. p. 536-537).

A flexibilização do monopólio da União, pelo fim da exclusividade da Petrobras no exercício das atividades de exploração e produção, e a implantação do modelo de concessão, representaram uma violenta quebra de paradigma, e foram definitivas suas consequências para a indústria do petróleo brasileira. Entre 1999 e 2008 a ANP realizou ao menos uma licitação por ano para a concessão de áreas para a exploração e produção de petróleo e gás natural, e o impacto desses certames fica muito claramente demonstrado pela análise de praticamente quaisquer números da indústria neste período.

A quantidade de sociedades empresárias atuantes na E&P de petróleo e gás no Brasil saltou de 1 para 78, 39 nacionais e 39 estrangeiras. A Lei 9.478/97 impôs à Petrobras um cenário de livre competição (art. 61, § 1º)<sup>7</sup>, fator que coopera para reduzir o poder de mercado da Petrobras e evitar abusos no exercício desse poder. Não obstante as dezenas de sociedades empresárias atuando no setor, a Petrobras ainda concentra uma gigantesca fatia de mercado, situação incompatível com os melhores cenários de equilíbrio concorrencial. Pesa também, neste sentido, sua conexão com o governo brasileiro (seu acionista majoritário), que acaba repercutindo em favorecimentos à companhia, os quais podem comprometer as condições de concorrência<sup>8</sup>.

Os estudos sísmicos promovidos pela ANP, pelas concessionárias e pelas empresas de aquisição de dados ampliaram consideravelmente o conhecimento geológico sobre as bacias sedimentares brasileiras. Em 1998, quando foi criado o Banco de Dados de Exploração e Produção da ANP (Bdep), houve uma transferência de dados da Petrobras à ANP para compor o acervo inicial da Agência. Naquela

---

<sup>7</sup> Art. 61, § 1º - *As atividades econômicas referidas neste artigo serão desenvolvidas pela PETROBRAS em caráter de livre competição com outras empresas, em função das condições de mercado, observados o período de transição previsto no Capítulo X e os demais princípios e diretrizes desta Lei.*

<sup>8</sup> Louis E. Smith, analista de negócios da Exxon Exploration Co., externou essa preocupação em 1996: *“We strongly recommend complete separation of the state’s role as investor and its role as policy maker and regulator. In Brazil, these two roles should belong to Petrobras and the new regulatory agency, DNP, and the distinction between them should be very clear. (...) If the state company is a fully participating partner – that is, if it assumes its share of all obligations and pays its share of all costs – it will be viewed no differently by the company than any other participant. In this case, the key consideration is that the state company compete on the same basis and have the same economic incentives as the private company”.* (SMITH, 1996. p. 78-79)



oportunidade, o Bdep recebeu 1,8 milhão de Km de dados de sísmica, 912,5 mil Km de dados potenciais e dados de 17.000 poços. Hoje, este acervo não representa nem 2% do total dos dados mantidos pela ANP. O próprio Bdep tornou-se uma referência internacional, e detém hoje o maior acervo aberto mundial de dados geológicos.

Em função do aumento dos estudos sísmicos, novas descobertas foram feitas, e o Brasil viu a quantidade de reservas provadas aumentar substancialmente. Em 1997 as reservas provadas somavam 7,1 bilhões de barris, em 2012, ainda sem considerar os volumes das reservas do pré-sal, as reservas provadas somam 15,3 bilhões de barris. Quando confirmados os volumes dos reservatórios no pré-sal, é possível que este número aumente para algo como 35 ou 40 bilhões. As reservas provadas de gás natural quase que duplicaram entre 1997 e 2012, saindo de 230 bilhões de m<sup>3</sup> para 450 bilhões de m<sup>3</sup>.

Os dados da produção também impressionam. A produção diária de petróleo, que era de 868 mil barris em 1997, saltou para 2,149 milhões de barris em 2012. A produção de gás natural apresentou crescimento percentual ainda maior, passando de 6,5 bilhões de m<sup>3</sup>, em 1997, para 17,4 bilhões de m<sup>3</sup> em 2012. Além disso, em 2006 o Brasil alcançou uma relativa autossuficiência de petróleo. Relativa porque, embora o volume produzido seja superior ao consumido pelo mercado doméstico, a qualidade do óleo nacional, muito pesado, não atende completamente às necessidades das refinarias produtoras de derivados. Então, o Brasil ainda precisa importar óleos mais leves para produzir determinados produtos do petróleo.

Até o fim de 2012, 701 áreas estavam sob concessão: 279 blocos na fase de exploração, 75 campos em desenvolvimento da produção e 347 campos na etapa de produção. Dos 279 blocos exploratórios sob concessão e em atividade, 74 estavam sendo explorados somente pela Petrobras, 68 por parcerias entre a Petrobras e outras companhias e 137 pelos demais concessionários. Dos 75 campos em desenvolvimento, a Petrobras possuía sozinha a concessão de 43 e participava de 17 parcerias com outras sociedades empresárias. Com relação aos 347 campos em fase de produção, a Petrobras não tinha participação apenas em 47; e outros 22 campos eram parcerias entre esta empresa e outras concessionárias. Os 278 demais campos produtores eram concessões à Petrobras, sem parcerias.

Apesar do grande número de blocos sendo explorados por outras companhias que não a Petrobras, cumpre observar que os números mascaram uma realidade menos equânime. As áreas em exploração são qualitativamente muito diferentes, e a quase totalidade dos melhores campos estão com a Petrobras. Este mapeamento pode ser feito observando-se quais empresas tiveram de assumir compromissos de investimentos em pesquisa e desenvolvimento (P&D). O contrato de concessão conta com uma Cláusula de P&D, esta obriga o concessionário a investir 1% da renda bruta em pesquisa e desenvolvimento caso o bloco mostre-se surpreendentemente rentável<sup>9</sup>. Quase todos os blocos que se enquadram nessa regra estão com a Petrobras, e por isso ela é hoje responsável por aproximadamente 97% de todo o investimento feito em função da cláusula de P&D.

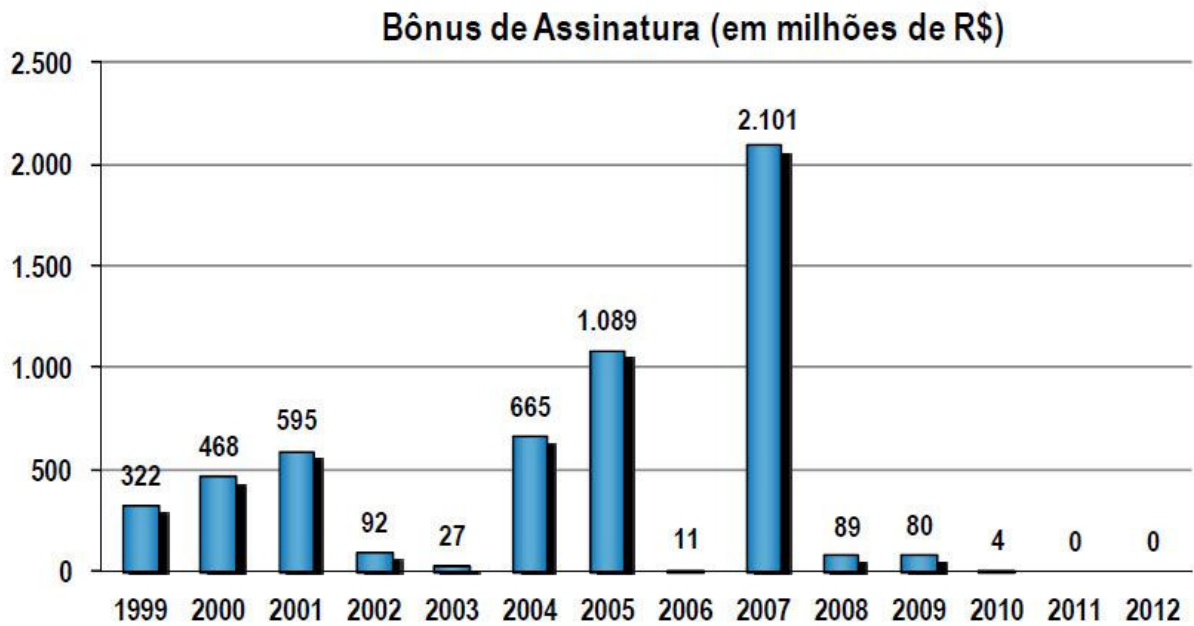
Critério interessante para aferir-se a ordem de grandeza da expansão da indústria nacional de petróleo e gás encontra-se também no pagamento das participações governamentais. A arrecadação do governo brasileiro guarda proporcionalidade com os volumes produzidos, e dão a medida da evolução trazida pela flexibilização do monopólio das atividades de E&P de óleo e gás. Abaixo, podem ser observados os gráficos com os quantitativos de cada uma das participações governamentais pagas pelos concessionários.

O Bônus de assinatura é o valor pago pelo concessionário no momento da assinatura do contrato de concessão. É uma arrecadação imediata, muito valorizada pelo governo, por representar entrada de dinheiro em caixa antes mesmo do início da exploração das áreas. O valor ofertado como bônus de assinatura é um dos critérios para definição da proposta vencedora nas licitações das áreas. A grande variação entre valores arrecadados como bônus de assinatura de um ano para outro deve-se ao distinto grau de interesse que as áreas ofertadas despertaram nos investidores. Nos anos em que áreas mais promissoras foram oferecidas, os lances obtidos em bônus de assinatura também foram maiores. Contabilizando-se os valores arrecadados até 2013, a União já arrecadou mais de 23 bilhões de reais em bônus de assinatura, uma receita que não existia antes da abertura do mercado de E&P<sup>10</sup>.

---

<sup>9</sup> Lei nº 9478/97, Art. 50: *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.*

<sup>10</sup> A cobrança de bônus de assinatura é uma estratégia arrecadatária frequentemente criticada pelos experts em tributação do setor do petróleo e gás. Louis E. Smith afirma que o bônus de assinatura é

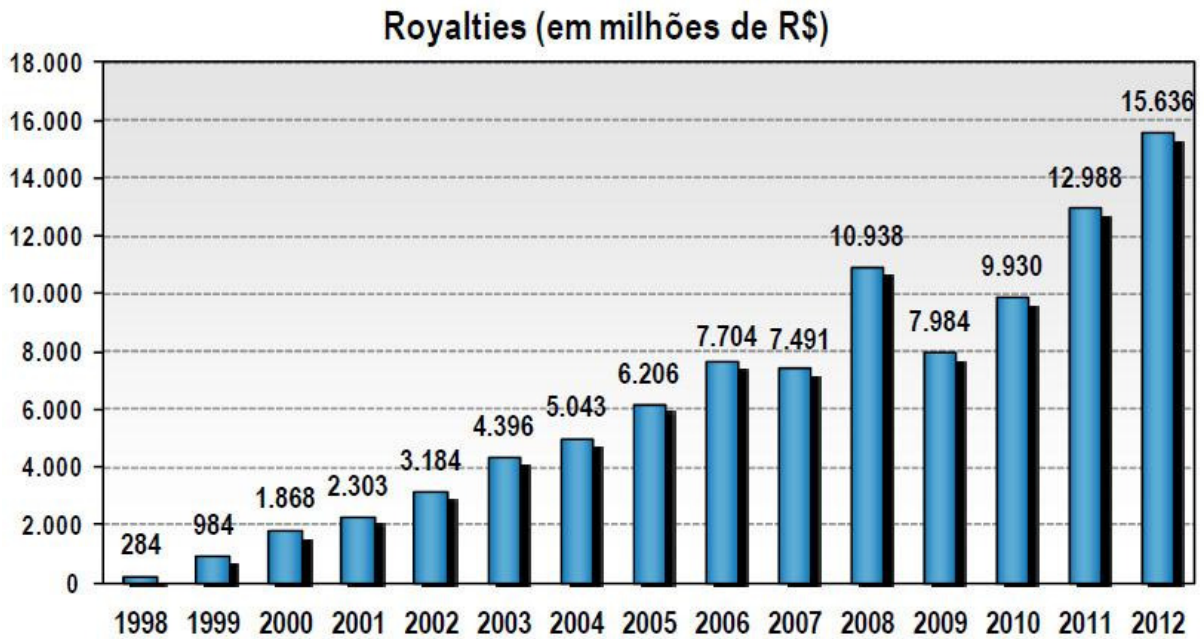


A arrecadação dos royalties sobre a produção de petróleo e gás natural no período de 1998 a 2012 totalizou 96,9 bilhões de reais. Esta participação governamental é dependente das seguintes variáveis: volume de produção, preços do barril de petróleo e câmbio, e beneficia União, estados e municípios<sup>11</sup>.

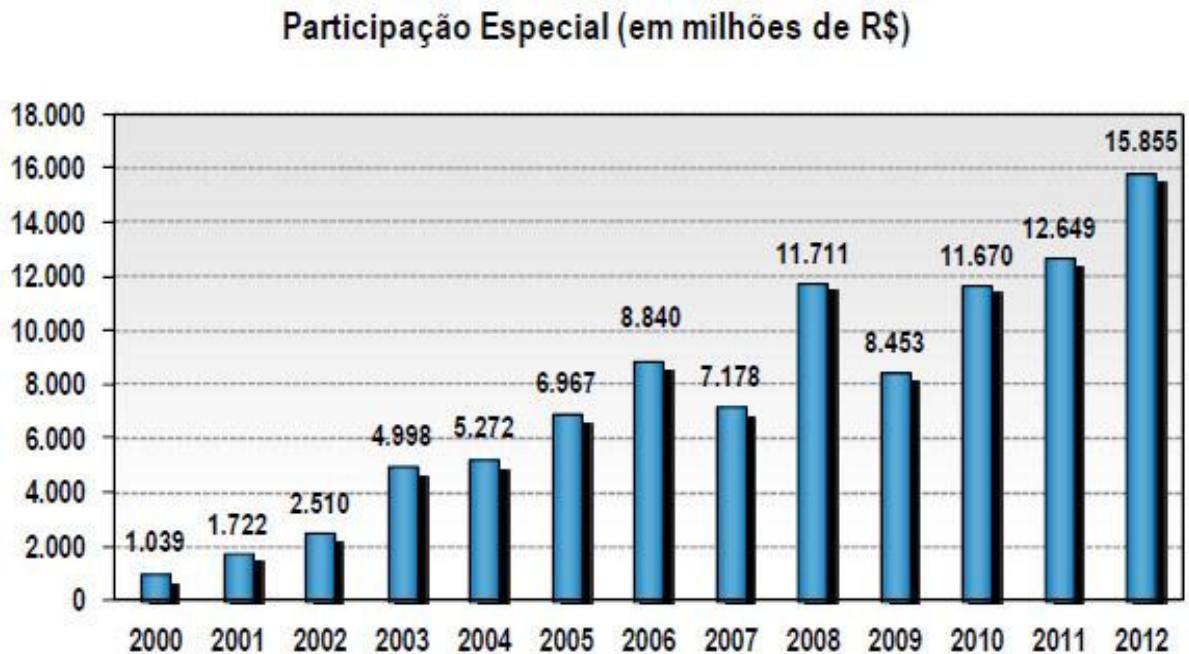
---

forte desincentivo à atração de investidores, pois impõe à companhia um fluxo de caixa negativo no pior momento possível: quando o empreendimento ainda não experimentou qualquer sucesso (SMITH, 1996. p. 74). A continuidade da prática da cobrança do bônus de assinatura provavelmente decorre da imaturidade de nosso sistema político. O governante empossado deseja auferir imediatamente a receita sobre as atividades da indústria do petróleo. O mais racional seria que se privilegiasse a cobrança de participações governamentais maiores, mas diferidas, sobre o efetivo lucro da exploração dos recursos naturais. A redução do custo inicial do investimento habilitaria mais investidores, geraria a oferta de mais lances nas licitações e resultaria em maiores ganhos para o poder público, provando ser, por estas razões, uma estratégia fiscal mais condizente com uma verdadeira política de Estado, e não de governo.

<sup>11</sup> A cobrança de royalties, embora tenha arrecadado grandes volumes de capital aos cofres do governo, é alvo de críticas por parte de especialistas em tributação aplicada ao setor de petróleo e gás. Os royalties apresentam comportamento regressivo. Ou seja, quanto mais lucrativa é a operação de produção, menor é participação percentual do governo sobre o lucro gerado. Inversamente, quanto menos lucrativa é a operação, maior é o percentual dos lucros arrecadado pelo governo. O efeito perverso desta modalidade de participação governamental baseada na renda, e não no lucro, é que ela pode inviabilizar prematuramente a comercialidade da exploração de um campo, quando este está em declínio e oferece apertada margem de lucro à companhia petroleira.

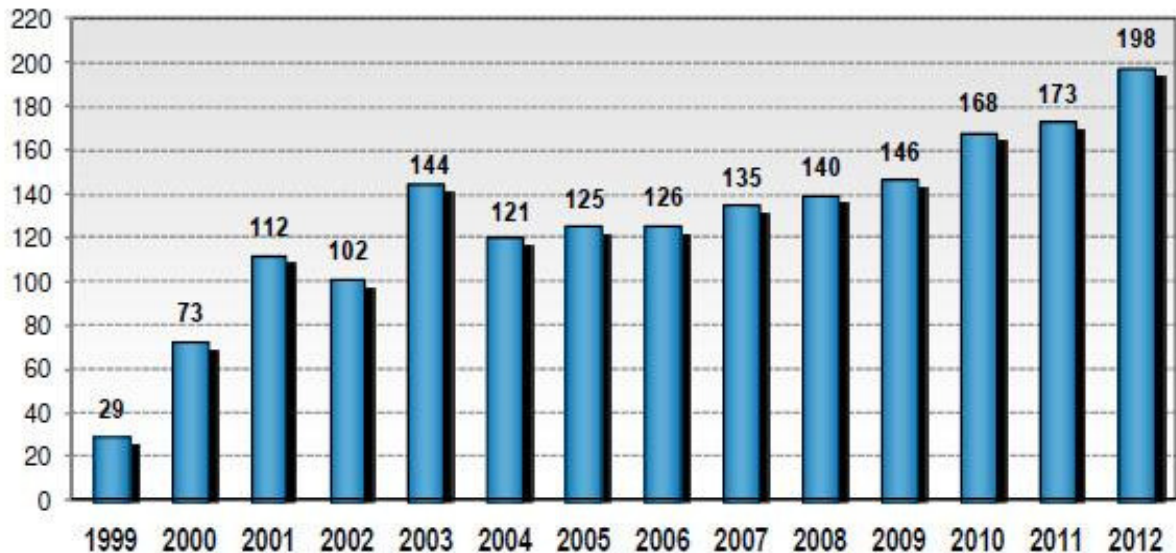


As participações especiais, que são devidas nos casos de grande volume de produção, ou de grande rentabilidade, também tiveram crescimento expressivo ao longo do período regulado pela ANP.



A legislação determina, ainda, o pagamento anual pela ocupação ou retenção de área, por quilômetro quadrado. A arrecadação desta participação governamental totalizou 1,793 bilhões de reais entre 1999 e 2012, apresentando a seguinte evolução:

### Pagamento pela Ocupação ou Retenção de Área (em milhões de R\$)



O expressivo desenvolvimento da indústria do petróleo nacional é uma realidade inegável. A flexibilização do monopólio sobre as atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural, associada à formulação de um ambiente regulatório adequado, foram mecanismos eficazes na atração de companhias interessadas em investir na E&P de óleo e gás no Brasil. Não obstante os bons resultados até agora alcançados, o labor regulatório é uma tarefa constante, interminável, e tão dinâmica quanto as realidades social, econômica e jurídica, às quais deve sempre se adaptar.

A disponibilidade de capitais a serem investidos no Brasil está atrelada a um cálculo abrangente, empreendido por sociedades empresárias complexas, detentoras de recursos tecnológicos, financeiros e humanos que lhes permitem alocar seus investimentos em qualquer lugar do planeta. Tendo isto em conta, percebe-se que o Brasil efetivamente compete por esses recursos com todas as outras nações com potencial para a produção de hidrocarbonetos.

As companhias petrolíferas e as instituições financeiras empreendem análises de risco e de grau de retorno do investimento para definirem a melhor alocação de seus recursos. Ciente de tal fato, é imprescindível que os países que desejam atrair fluxos de capitais internacionais implementem um cenário atrativo, que concilie os

melhores interesses do Estado com o oferecimento de retornos razoáveis para os aportes de capitais privados.

O próximo capítulo do presente trabalho é dedicado à análise dos fatores determinantes para a atração dos investidores do setor de petróleo e gás. O tema é deveras extenso, e não se enquadra nas ambições deste estudo abordá-lo em sua integralidade, ampla e meticulosamente. O principal objeto de interesse da análise estará restrito às possibilidades de modulação do risco regulatório ambiental oferecidas pelos contratos de concessão das atividades de E&P de petróleo e gás. Ou seja, da gestão, por via contratual, dos riscos de criação inesperada de mecanismos de controle ambiental, por parte da autoridade competente, que pudessem comprometer a estrutura de custos e a previsibilidade quanto aos retornos e à segurança dos investimentos.

## 2 – EQUILÍBRIO ECONÔMICO E ATRAÇÃO DE INVESTIMENTOS

A desestatização e desregulação de alguns setores da economia se deram, entre outros motivos, pelo reconhecimento da insuficiência dos recursos estatais para promover o pleno desenvolvimento da atividade econômica. A atração de investidores que desempenhassem este papel demandou esforços por parte do governo, dependeu de uma reforma institucional focada em incentivos e eliminação de focos de incerteza (PINTO JR, 2007. p. 537).

Os investimentos na indústria do petróleo tradicionalmente envolvem grandes somas. No caso brasileiro, especificamente, a demanda por capitais se intensifica pela natureza das reservas; quase todas offshore. A produção de reservas em mar envolve uso mais intensivo de tecnologias avançadas, mão de obra mais qualificada, infraestrutura e logística mais complexas, superiores riscos à segurança dos trabalhadores e ao meio ambiente. A campanha exploratória da Bacia de Campos, que ganhou impulso em 1974, é um grande caso de sucesso na história da indústria do petróleo nacional, e ainda hoje é a região que provê 80% do petróleo produzido no Brasil (IBP, 2013), fortalecendo a participação do petróleo offshore nas estatísticas de produção nacionais. Em 2012, 91% do petróleo produzido no Brasil veio de áreas em mar (ANP, 2013. p. 69).

Além de se localizarem em alto mar, muitas das reservas da Bacia de Campos estão em águas profundas – circunstância que motivou a Petrobras a investir em pesquisa e desenvolvimento de tecnologias para operar poços nessas condições, tornando-a referência mundial na técnica. A produção em águas profundas é um dos cenários a promover o que Bernard Taverne (1999. p. 28) chama de produção de alto custo (*high cost production*)<sup>12</sup>, o que reduz as margens de lucro da companhia petroleira e torna a reserva comercialmente muito menos atrativa.

---

<sup>12</sup> Outros cenários descritos por Taverne são: a exploração de reservas de baixa produtividade e que exigem emprego de tecnologias mais sofisticadas e custosas de recuperação do óleo [recuperação secundária e terciária; perfuração horizontal de reservatórios de baixa permeabilidade]; a operação em áreas desafiadoras, como a encosta norte do Alasca, águas do Ártico e algumas áreas do Mar do Norte e Golfo do México. (TAVERNE, 1999. p. 28)

Em suma, a exploração e produção das reservas brasileiras exigem investimentos massivos, somas das quais a Petrobras não dispõe atualmente<sup>13</sup>, e com as quais não contava também em 1997. Ao permitir que a Petrobras operasse com exclusividade o monopólio das atividades de E&P de óleo e gás, o Estado brasileiro limitou as possibilidades de crescimento do setor. A expansão de toda a indústria encontrava seus limites na capacidade de investimento da própria Petrobras. A flexibilização do monopólio buscou corrigir esta limitação através da implementação de um ambiente atrativo para o investidor internacional.

A atração de investidores não é uma tarefa fácil. Ao selecionar sociedades empresárias dispostas a participar da E&P de óleo e gás, o governo brasileiro deve adotar uma postura crítica. Não basta atrair investidores, devem-se atrair investidores qualificados; sociedades empresárias de boa reputação, viáveis tanto por sua capacidade técnica quanto financeira<sup>14</sup>. Esta tarefa, por seus requisitos qualitativos, deve ser empreendida de maneira muito criteriosa, atendendo a um delicado equilíbrio entre os interesses do Estado hospedeiro e os da companhia petroleira internacional. Estabelece o contrato de concessão utilizado pela ANP na sua 11ª Rodada de Licitações:

Sob a ótica do país hospedeiro, é essencial a definição de pontos como: estabelecimento de um programa mínimo de trabalho e investimentos; requisitos técnicos para a seleção dos investidores; exigência de observância das melhores práticas da indústria; critérios de individualização da produção; obrigações no abandono; e reconhecimento da soberania do país concessor. No Brasil, a previsão de alguns destes pontos, no contrato de concessão, decorre de lei. A Lei 9.478/97, em sua Seção V, estabelece cláusulas essenciais do contrato (art. 43 e incisos) e obrigações que o concessionário necessariamente deverá contrair (art. 44 e incisos). Dentre elas, podemos citar as obrigações de: “adotar, em todas as suas operações,

---

<sup>13</sup> Vide os recentes esforços da Petrobras para se capitalizar e buscar parcerias, na forma de um consórcio com grandes sociedades empresárias europeias e chinesas, a fim de obter os recursos necessários à exploração e produção das reservas do Pré-Sal. Estima-se que as operações do Pré-sal exigirão investimentos da ordem de R\$ 400 bilhões até 2020. Fonte: Portal Brasil. Disponível em: <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2012/05/pre-sal-demandara-us-400-bilhoes-ate-2020-segundo-anp>. Acesso em: 09/07/2013.

<sup>14</sup> Segundo o art. 25 da Lei 9.478/1997: “somente poderão obter concessão para a exploração e produção de petróleo ou gás natural as empresas que atendam aos requisitos técnicos, econômicos e jurídicos estabelecidos pela ANP.”.



as medidas necessárias para a conservação dos reservatórios e de outros recursos naturais, para a segurança das pessoas e dos equipamentos e para a proteção do meio ambiente” (inciso I); “responsabilizar-se civilmente pelos atos de seus prepostos e indenizar todos e quaisquer danos decorrentes das atividades de exploração, desenvolvimento e produção contratadas, devendo ressarcir à ANP ou à União os ônus que venham a suportar em consequência de eventuais demandas motivadas por atos de responsabilidade do concessionário” (Inciso V); e “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” (Inciso VI).

Aos investidores estrangeiros, por outro lado, importa saber a natureza dos recursos a serem explorados (quanto mais valiosos, maiores serão os riscos que o investidor internacional estará disposto a correr); o sistema fiscal (aí compreendidos o momento de cobrança e o *quantum* tributado); a estabilidade das leis que regem o contrato; o nível de risco político; e as possibilidades de construção de segurança contra esses potenciais riscos. Conforme Valentine (2012, p.10):

*It is one thing to be able to travel to a country and sign some form of agreement; it is quite another thing to be able to successfully establish a business presence, explore, develop, produce and export resources; while all the while ensuring that the laws governing your investment are not subject to an inequitable change.*

Os contratos para E&P de petróleo e gás constroem uma relação negocial que se prolonga por décadas, tempo suficiente para que grupos políticos opostos se alternem no poder, amplie-se o horizonte tecnológico, transformem-se a sociedade e as leis. Pela imprecisão inerente às projeções de longo prazo, a longevidade do contrato representa simultaneamente segurança e risco para as partes. As disposições rígidas, assim criadas para garantir determinada vantagem ou controle para uma das partes, são armadilhas em potencial, e podem se converter em limites indesejáveis para quem por elas inicialmente era favorecido. O contrato, portanto, deve ser pensado não como trunfo para a perpetuação de uma vantagem, mas como instrumento para a manutenção do equilíbrio de uma relação; manutenção

esta que pode depender da revisão de termos previamente acordados, a fim de se preservar o equilíbrio maculado por mudanças de cenário imprevistas.

O contrato próspero no estabelecimento de um cenário de segurança jurídica possui maior potencial para a atração de investidores. No caso dos contratos de E&P da indústria do petróleo, existem cláusulas merecedoras de especial atenção por sua vocação para mitigar riscos legais e políticos e pelo profundo impacto que geram sobre os termos do exercício do controle ambiental, foco de interesse deste estudo. Segundo estes critérios, três espécies de cláusula receberão detida atenção: a cláusula de eleição de lei aplicável, a cláusula arbitral e a cláusula de estabilização.

## **2.1 CLÁUSULA DE ELEIÇÃO DE LEI APLICÁVEL**

A cláusula de eleição de lei aplicável (*choice of law clause*) define qual direito substantivo será aplicável ao conteúdo do contrato e sua validade. Ela resulta do princípio da autonomia da vontade e “sua utilização nos contratos internacionais decorre da busca de previsibilidade e certeza jurídica quanto à validade do contrato” (BAPTISTA, 2010. p. 193). A eleição de lei aplicável baseada na autonomia da vontade representa exceção à regra geral prevista pelo art. 9º da Lei de Introdução às Normas do Direito Brasileiro (LINDB), segundo a qual:

"Art. 9º - Para qualificar e reger as obrigações, aplicar-se-á a lei do país em que se constituírem.

§1º - Destinando-se a obrigação a ser executada no Brasil e dependendo de forma essencial, será esta observada, admitidas as peculiaridades da lei estrangeira quanto aos requisitos extrínsecos do ato.

§2º - A obrigação resultante do contrato reputa-se constituída no lugar em que residir o proponente.”

Parte da doutrina e tribunais brasileiros entende que a aplicabilidade da lei nacional é inafastável, pois a lei não prevê a possibilidade de as partes escolherem livremente a lei competente para dirimir conflitos contratuais (FELIZARDO, 2011). Para os defensores desta posição, o fato de o legislador não afirmar esta possibilidade indica sua intenção de proibir a prática.

A questão é polêmica e encontra posicionamentos diametralmente opostos entre os doutrinadores. O professor Aurélio Agostinho da Bôaviagem, da Universidade Federal do Recife, compilou em excelente artigo <sup>15</sup> as posições dos mais conceituados juristas brasileiros que abordaram a matéria. Mesmo os defensores da prevalência do princípio da autonomia da vontade na eleição da lei aplicável em contratos internacionais entendem que existem restrições ao seu exercício, e que devem ser respeitados os limites impostos pelo art. 104 do Código Civil para a validade dos negócios jurídicos (agente capaz; objeto lícito, possível, determinado ou determinável; e forma prescrita ou não defesa em lei) e pelo art. 17 da LINDB:

Art. 17. As leis, atos e sentenças de outro país, bem como quaisquer **declarações de vontade, não terão eficácia no Brasil, quando ofenderem a soberania nacional, a ordem pública e os bons costumes.**

O princípio da autonomia da vontade também foi privilegiado pelo STF, no tocante à eleição de foro, ao prever na Súmula 335 ser “válida a cláusula de eleição do foro para os processos oriundos do contrato” e inequivocamente encontrou guarida na Lei nº 9.307/96 quando dispôs, especificamente sobre as regras aplicáveis à arbitragem, que:

Art. 2º A arbitragem poderá ser de direito ou de equidade, a critério das partes.

§ 1º **Poderão as partes escolher, livremente, as regras de direito que serão aplicadas na arbitragem, desde que não haja violação aos bons costumes e à ordem pública.**

§ 2º Poderão, **também**, as partes convencionar que a arbitragem se realize **com base nos princípios gerais de direito, nos usos e costumes e nas regras internacionais de comércio.**

Art. 11. Poderá, ainda, o compromisso arbitral conter:

**IV - a indicação da lei nacional ou das regras corporativas aplicáveis à arbitragem, quando assim convencionarem as partes;**

---

<sup>15</sup> BÔAVIAGEM, Aurélio Agostinho da. A autonomia da vontade na escolha da lei aplicável: a doutrina e o direito brasileiros. Disponível em: <http://bit.ly/QvzXQX>. Acesso em: 22/02/2014.

O tema é de suma importância para a mitigação de riscos e da insegurança jurídica. César Flores defende que, além da estabilidade das relações comerciais internacionais, a eleição da lei aplicável reflete na dinâmica das transações (2003, p. 44 *apud* BARCELO, 2011. p. 4)<sup>16</sup>. O déficit de velocidade das transações aumenta os custos negociais, reduzindo, portanto, a atratividade do Brasil como destinatário de investimentos internacionais. Os impactos econômicos da falta de dispositivo legal reconhecendo expressamente o princípio da autonomia da vontade para a contração de obrigações comove grande parte da doutrina. Segundo Emiliano Humberto Della Costa (2005. p.28-29 *apud* BARCELO, 2011. p. 4)<sup>17</sup>:

Essa postura do Brasil, como certeza, vem sendo levada em conta para a análise do “custo” Brasil nas negociações internacionais, em virtude da incerteza jurídica criada, tendo consequências nefastas ao progresso do comércio internacional (...) Sem dúvida, a incerteza jurídica atual interfere no progresso das atividades de comércio internacional, prejudicando a evolução do direito internacional privado em nosso país, principalmente pela longevidade da nossa Lei de Introdução ao Código Civil, que mesmo com a atualização do Código Civil, ainda se manteve desatualizada, imprópria e desligada dos modernos avanços da ciência que estuda e soluciona os conflitos de leis.

No tocante aos contratos de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural, ainda há que se considerarem questões de outra natureza: o debate que se impõe está ligado à soberania nacional. O progressivo reconhecimento do caráter estratégico da produção de petróleo fez com que a quase totalidade dos países produtores revisse os termos em que contratava com as sociedades empresárias internacionais<sup>18</sup>. Esta revisão envolveu a redução das áreas concedidas, do tempo de concessão e da liberdade do operador para conduzir as atividades de exploração e produção. Além disso, redefiniu a divisão do resultado

---

<sup>16</sup> FLORES, César. Contratos internacionais de transferência de tecnologia: influência econômica. Rio de Janeiro: Editora Lumen Juris, 2003.

<sup>17</sup> COSTA, Emiliano Humberto Della. O processo de execução dos contratos internacionais. Curitiba: Pontifícia Universidade Católica do Paraná, 2005. Disponível em: <http://bit.ly/1owXufA>. Acesso em: 08/10/2013.

<sup>18</sup> Esta transformação se deu no contexto do enfraquecimento das nações europeias após a segunda guerra mundial, período em que muitas de suas colônias declararam-se independentes e tornaram-se mais ativas e efetivas na defesa de interesses internos.

econômico da atividade petroleira em termos muito mais benéficos para os Estados hospedeiros.

Nesta esteira, a adoção da lei nacional como regradora das disposições dos contratos de concessão tornou-se regra, condição que acentua o caráter peculiar dos contratos para investimentos em E&P de petróleo e gás. Em acordos comerciais envolvendo grandes somas e em que predomine o interesse particular, não é incomum se observar a eleição de ordenamento jurídico que transmita segurança àqueles que detêm o capital. Segundo Mello e Andrade (1997):

A eleição da lei aplicável e do método para a solução de conflitos nos contratos internacionais de exploração e produção de petróleo suscita, na maioria das vezes, intensas negociações entre as partes envolvidas, uma vez que, de um lado, o Governo do país ou sua empresa estatal, detentores dos recursos naturais, busca submeter à relação jurídico-contratual e as eventuais controvérsias daí surgidas à jurisdição de seus tribunais e à sua legislação nacional e, de outra parte, as companhias petrolíferas, com o objetivo de proteger seus investimentos, desejam que essas controvérsias sejam apreciadas em jurisdições e segundo as leis de países ou de locais com forte tradição no setor petrolífero, casos da Inglaterra e dos Estados do Texas e da Louisiana, nos Estados Unidos, ou, alternativamente, o Estado de Nova York, por ser este último um grande centro comercial e financeiro mundial.

Importante salientar que Mello e Andrade referem-se à generalidade dos contratos celebrados na indústria do petróleo. De fato, para a prestação de serviços, compra e arrendamento de equipamentos, por exemplo, é corriqueira a eleição das leis e foros supracitados. No entanto, dentre os contratos de investimento na exploração e produção de petróleo – caso dos contratos de partilha da produção e dos modernos contratos de concessão – a eleição de lei ou foro estrangeiro é uma opção pouco frequente. O contrato de partilha da produção do Timor Leste é um dos poucos documentos a privilegiar ordenamento jurídico de outro país:

#### *20.2 Applicable Law*

*This agreement shall be governed by and construed in accordance with the laws of England.*

Se a adoção da própria lei nacional é uma regra com poucas exceções, mesmo no regramento de direitos disponíveis que sejam objeto dos contratos de concessão para E&P de petróleo e gás, mais rara ainda é a existência de contratos que reconheçam a competência de ordenamento alienígena para dispor sobre questões ligadas a direitos indisponíveis, como questões de cunho operacional que digam respeito a saúde, segurança e meio ambiente.

No que tange a matéria ambiental, um traço de internacionalidade recorrente manifesta-se pela menção a padrões internacionais de conduta. As disposições contratuais que fazem essas referências costumam se valer de termos como “melhores práticas da indústria do petróleo”, “boas práticas de produção”, “boas práticas de operação” etc., muito embora estes termos raramente sejam definidos.

Kyla Tienhaara (2011. p. 16) enxerga muita ambiguidade nestas disposições, pois não existe um padrão internacional único de conduta<sup>19</sup>. Por outro lado, a pesquisadora da Australian National University observa que as disposições amplas possuem o mérito de manterem o contrato continuamente atualizado, o que não se daria caso mencionasse legislação ou regulamento específico. Marc Tarrés Vives (VIVES, 2003. pp. 274-275<sup>20</sup> apud ARAGÃO, 2006. pp. 11-12) defende a mesma posição, e reconhece que o uso de conceitos jurídicos indeterminados é “uma técnica legislativa amplamente adotada em áreas bem diversas, como a dos produtos industriais, das tecnologias da informação, meio ambiente, economia, etc.”.

Zhiguo Gao, autor de estudo pioneiro sobre regulação ambiental na indústria do petróleo, já havia atestado a grande frequência com que estes termos sem definição legal ou contratual, que ele classifica como “vagos”, se apresentam nos contratos de E&P de petróleo e gás. Gao reconhece que as provisões contratuais tem se

---

<sup>19</sup> A autora cita estudo de Wawryk, quem afirma existirem tantas diretrizes diferentes na indústria do petróleo que o trabalho de definir precisamente o que poderia ser considerado “boas práticas” é uma tarefa impossível. Tienhaara, para fins exemplificativos, menciona as diretrizes do American Petroleum Institute (API), da International Association of Oil and Gas Producers (OGP), da Australian Petroleum Production and Exploration Association e da International Organization for Standardization (ISO). Além disso, termos como “melhores práticas da indústria do petróleo” também são, na opinião de Wawryk, de definição muito difícil, pois variam a cada empresa e sob cada jurisdição. (WAWRYK, Alexandra S. *Adoption of international environmental standards by transnational oil companies: reducing the impact of oil operations in emerging economies*. 20 J. Energy & Natural Resources L. 402, 431 (2002) apud TIENHAARA, 2011).

<sup>20</sup> VIVES, Marc Tarrés. *Normas Técnicas y Ordenamiento Jurídico*. Valencia: Tirant Lo Blanch, 2003.

sofisticado, mas ainda são insuficientes para uma regulação ambiental efetiva (GAO, 1997. p. 35):

*(...) the majority of petroleum contractual systems remain weak on environmental control and regulation. (...) the general and vague provisions have made some progress towards sophistication over the last few years, but the overall situation remains largely in need of improvement.*

Em um estudo bem abrangente realizado por Tienhaara<sup>21</sup>, no qual analisou dezenas de contratos para investimentos estrangeiros na indústria de exploração e produção de petróleo, a pesquisadora visava checar se, em 2011, o diagnóstico dado por Zhiguo Gao em 1994 ainda representava a realidade, e questões ambientais ainda não estavam recebendo a devida atenção nos contratos do setor de petróleo e gás. A conclusão da autora foi que os novos contratos, no geral, apresentavam significativa evolução, mas era preocupante que tantos dentre eles ainda se assemelhassem àqueles encontrados por Gao. Em um contrato do Camboja, de 2002, Tienhaara (2011. p. 16) diz ter encontrado raro exemplo de definição para “Boas Práticas da Indústria do Petróleo”:

*Good Petroleum Industry Practices means the standards and practices, and exercise of that degree of skill, prudence and foresight that would reasonably be expected of persons carrying out international petroleum operations, and adherence to generally accepted standards of the international petroleum industry, including sound environmental provisions.*

Se o contrato cambojano tenta reduzir o risco político e regulatório ao oferecer um delineamento para conceitos abrangentes, o modelo do contrato de partilha da produção do Afeganistão, de 2009, parece operar em sentido diametralmente oposto, reconhecendo o caráter transitório que o termo “melhores práticas internacionais” pode ganhar, de acordo com as conveniências do governante empossado. Segundo as definições do contrato afegão, o Ministério de Minas pode, de tempos em tempos, alterar quais padrões internacionais servirão de referência para determinar o que são as melhores práticas internacionais. Afirma o dispositivo:

---

<sup>21</sup> TIENHAARA, Kyla. Environmental aspects of host government contracts in the upstream oil & gas sector. in: Oil, Gas & Energy Law Intelligence, vol.8, n.3, September 2011. Disponível em: [http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=1740090](http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1740090) .

*International Best Practices” shall mean such practices and procedures utilized internationally by prudent operators under conditions and circumstances similar to those experienced in Hydrocarbon Operations within the contract Area intended to (a) conserve Hydrocarbons by maximizing the recovery in a technically and economically sustainable manner, with a corresponding control of reserves decline and minimization of losses at the surface; b) promote operational safety and prevention from accidents; and (c) protect the environment by minimizing the impact of Hydrocarbon Operations thereon. **The Ministry of Mines may, from time to time, notify what international standards shall apply for the interpretation of International Best Practices.***

Alvissareira é a constatação de que o atual modelo de contrato de concessão brasileiro, utilizado pela ANP na 11<sup>a</sup> Rodada, em 2013, insere-se no grupo minoritário daqueles que envidaram esforços para, simultaneamente, manter a atualidade de suas disposições e reduzir a ambiguidade dos conceitos abertos. Além de definir em cláusula específica (Cláusula 33.1) que o contrato “será executado, regido e interpretado de acordo com as leis brasileiras”, seu texto explicita – de maneira até mais minuciosa do que as testemunhadas por Gao e Tienhaara – o que entende por “Melhores Práticas da Indústria”, termo utilizado com boa frequência ao longo do documento:

1.3.28 Melhores Práticas da Indústria do Petróleo: práticas e procedimentos geralmente empregados na Indústria de Petróleo em todo o mundo, por Operadores prudentes e diligentes, sob condições e circunstâncias semelhantes àquelas experimentadas relativamente a aspecto ou aspectos relevantes das Operações, visando principalmente à garantia de: (a) aplicação das melhores técnicas e procedimentos mundialmente vigentes nas atividades de Exploração e Produção; (b) conservação de recursos petrolíferos e gasíferos, o que implica a utilização de métodos e processos adequados à maximização da recuperação de hidrocarbonetos de forma técnica, econômica e ambientalmente sustentável, com o correspondente controle do declínio de reservas, e à minimização das perdas na superfície; (c) segurança operacional, o que impõe o emprego de métodos e processos que assegurem a segurança das Operações, contribuindo para a prevenção de incidentes; (d) preservação do meio ambiente e respeito às populações, o que determina a adoção de tecnologias e procedimentos associados à prevenção e à mitigação de danos ambientais, bem como ao controle e ao monitoramento ambiental das Operações de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural.



De preocupante sobre o contrato brasileiro – e igualmente sobre todos aqueles que fazem uso do recurso do controle ambiental por via contratual – pesa a convergência de opiniões de Gao e Tienhaara quanto às motivações que conduzem a esta prática. Segundo os autores, o controle ambiental contratual costuma ser sintoma de uma legislação ambiental interna insuficiente para regradar a atividade de E&P de petróleo e gás, cenário comum em países em desenvolvimento (GAO, 1998. p. 35):

*Unlike many developed economies such as the USA and the UK which have a complex web of environmental laws and regulations in place, the environmental awareness and management in the developing world has generally been slow to develop. (...) Due to the lack of environmental legislation, many producing countries turn, even to date, to contractual arrangements for environmental control of foreign investment in the petroleum and mining sectors.*

É sabido que a legislação ambiental brasileira padece de uma série de deficiências, muitas delas resultantes da complexa divisão de competências para legislar e proteger o meio ambiente, estabelecida pela Constituição Federal de 1988. O resultado prático da produção simultânea de leis e atos administrativos por parte da União, Estados, Distrito Federal e Municípios é que eventualmente possam vigorar textos incompatíveis, gerando-se incerteza, ineficiência, disputas e custos para todas as atividades econômicas que devam observar essas regras. Segundo Paulo de Bessa Antunes (2003. p. 65-66):

*(...) a distribuição das competências entre as diferentes unidades da federação frequentemente não é perfeita, resultando em questões de competência sobreposta, *ultra* e *infra vires* ou soberania. Estes problemas jurisdicionais podem ser obstáculos para a administração, uso e proteção dos recursos naturais, resultando em conflitos e dificuldades entre os diversos níveis governamentais da federação, para as comunidades e o setor privado.*

A solução de conflitos originados do contrato de concessão para a E&P de petróleo e gás natural, ou derivados das atividades que ele concede, é o objeto do próximo tipo de cláusula tendente ao equilíbrio das relações entre estado hospedeiro e empresas petrolíferas que será analisado.

## 2.2 CLÁUSULA ARBITRAL

Enquanto a cláusula de eleição de lei aplicável permite definir o direito material a reger o contrato, a cláusula arbitral, também conhecida como cláusula compromissória<sup>22</sup>, é uma disposição com finalidade processual. A cláusula arbitral e a cláusula de eleição de foro são duas grandes categorias das cláusulas relativas ao foro e à competência, e visam "a evitar ou minimizar os conflitos de leis, a assegurar a aplicação de determinado direito ao contrato e facilitar a solução das pendências que porventura surjam entre as partes" (BAPTISTA, 2011. p. 179).

A arbitragem é um modo de resolução de disputas por meio de um ou mais julgadores neutros, cujo poder decisório deriva da própria vontade das partes (VRIES, 1982. pp. 42-43 apud SMITH, 2010. p.377). Nos contratos de investimento mais modernos, que já vislumbram a possibilidade de renegociação, a cláusula arbitral pode funcionar como "*a 'safety-net-clause' when the dispute regarding negotiation spins out of control*" (MANIRUZZAMAN, 2008. p. 132). O recurso à arbitragem vem se tornando cada vez mais popular, principalmente para a resolução de conflitos que envolvam questões técnicas muito complexas e causas de alto valor. As principais vantagens da arbitragem são: a garantia de neutralidade dos julgadores; a certeza quanto à competência técnica dos árbitros; a possibilidade de sigilo; a maior celeridade; e os menores custos, pois, segundo Smith (2010. p. 378): "*the discovery process is more limited and there is little threat of extra money being spent in a lengthy appeals process*".

---

<sup>22</sup> A Lei de Arbitragem (Lei 9.307/96) distingue os conceitos de Convenção de Arbitragem, Cláusula Compromissória e Compromisso Arbitral; estes dois últimos, espécies do primeiro. A Cláusula Compromissória, na letra do art. 4º da lei, "é a convenção através da qual as partes em um contrato comprometem-se a submeter à arbitragem os litígios que possam vir a surgir, relativamente a tal contrato". Ou seja, ela cria o compromisso de submeter ao juízo arbitral conflitos que ainda não existem. O Compromisso Arbitral, conforme disciplina o art. 9º da mesma lei, "é a convenção através da qual as partes submetem um litígio à arbitragem de uma ou mais pessoas, podendo ser judicial ou extrajudicial". Logo, o Compromisso Arbitral é constituído após o surgimento do conflito, e estabelece o juízo arbitral para a resolução de um ou mais conflitos específicos, não se aplicando extensivamente àqueles que porventura venham a surgir.

VRIES, Henry P. de. International commercial arbitration: a contractual substitute for national courts, 57 Tul. L. Rev. 42, 42-43 (1982).

AL-QURASHI, Zeyad A. International oil and gas arbitration. Oil, Gas, and Energy Intel., (OGEL Special Study. v.3) 5-6 (2005)

Não por acaso, a vasta maioria dos contratos de concessão de atividades de exploração e produção de petróleo e gás da atualidade possui uma cláusula arbitral. Sob a perspectiva do investidor estrangeiro, a garantia de um juízo arbitral é um sinal de boa-fé do Estado hospedeiro. Como a lei aplicável ao contrato geralmente já é estabelecida pelo próprio Estado concedente, o juízo arbitral surge como um mitigador dos riscos políticos do negócio. Um levantamento feito pelo International Centre for the Settlement of Investment Disputes (ICSID) demonstrou que 93% dos contratos analisados continham cláusulas arbitrais. Zeyad Al-qurashi, pesquisador da King Abdul-Aziz University, da Arábia Saudita, afirma que se tornou uma prática padrão a inclusão de cláusulas arbitrais nos contratos de internacionais do setor do petróleo, especialmente aqueles entre empresas transnacionais e países em desenvolvimento (2005 *apud* SMITH, 2010. p. 379).

A Associação dos Negociadores Internacionais de Petróleo (Association of International Petroleum Negotiators – AIPN) oferece uma série de modelos de contrato aplicáveis à indústria do petróleo. Segundo Alexandre Aragão (2006. p. 9), “a necessidade de tornar ágil a fase preparatória, e até o processo negocial, fez crescer a preferência pela uniformização”. Como modelo de cláusula arbitral, a AIPN sugere a seguinte redação:

**(A) *Basic Model Clause.*** *Any dispute arising out of or relating to this Agreement (grifo do autor) shall be finally settled by binding arbitration by [one] [three] arbitrator[s] in accordance with the [designate Arbitration Rules/Institution]. The place of arbitration shall be \_\_\_\_\_. Judgment on an award may be entered by any court of competent jurisdiction.*

Embora não sejam adotados na sua integralidade, os modelos sugeridos pela AIPN servem de referência para a redação de muitos contratos internacionais de investimento na E&P de petróleo e gás natural. A cláusula arbitral sugerida pela Associação denota o cuidado com que foi elaborada. Polkinghorne e Kirkman (2010. p. 11) apontam um descuido muito comum na feitura desse tipo de cláusula e que não passou despercebido pelos negociadores da AIPN.

*In this regard, note that **the clause should cover not only disputes arising “under” the contract, but also those “in connection with” that agreement.** Failure to include the latter language may mean the*

*choice does not cover disputes concerning the validity of the agreement itself or (quite common) tort claims, which obviously do not arise under the contract itself but may arise “in connection with” that contract.*

No contrato de concessão brasileiro a cláusula arbitral, apesar de não se conformar ao modelo da AIPN, foi bem-sucedida na abordagem desta potencial fragilidade. A cláusula 33.2, que versa sobre conciliação, já anuncia que as partes deverão “envidar todos os esforços no sentido de resolver entre si, amigavelmente, toda e qualquer disputa ou controvérsia decorrente deste Contrato ou com ele relacionada”. A cláusula arbitral (33.5) retoma a cláusula de conciliação, dispondo que inexistindo “condições para uma solução amigável de disputa ou controvérsia a que se refere o parágrafo 33.2, deverá submeter tal questão a arbitragem ad hoc”.

Todos os elementos do modelo de cláusula arbitral da AIPN estão presentes de forma fragmentada no contrato brasileiro. O âmbito de aplicação da arbitragem encontra-se na cláusula de conciliação; os parâmetros para a efetuação da arbitragem estão na própria cláusula de arbitragem – a qual aponta o Regulamento de Arbitragem (*Arbitration Rules*) da Comissão das Nações Unidas para o Direito Mercantil Internacional (*United Nations Commission on International Trade Law – UNCITRAL*) como legítimos para a resolução de controvérsias<sup>23</sup>; e a definição do foro competente para a disputa está grafada na cláusula 33.5.d, que estabelece de maneira bem restritiva a cidade do Rio de Janeiro como “sede da arbitragem e o lugar da prolação da sentença arbitral”. De modo complementar, a cláusula 33.7 estabelece que, no caso de medidas cautelares, preparatórias ou incidentais, ou outras medidas acautelatórias antes de instituída a arbitragem, ou quando a questão não verse sobre direitos patrimoniais disponíveis, nos termos da Lei n.º 9.307/96 (Lei de Arbitragem), o foro da Justiça Federal – Seção Judiciária do Rio de Janeiro –

---

<sup>23</sup> Há ainda a possibilidade de eleição de outros órgãos para a resolução das disputas, conforme se depreende da leitura das cláusulas 33.6 e 33.6.1 do contrato:

**33.6 As Partes, em comum acordo, poderão optar por institucionalizar a arbitragem na Corte Internacional de Arbitragem da Câmara de Comércio Internacional ou perante outra câmara de arbitragem notoriamente reconhecida e de reputação ilibada**, em consonância com as regras da câmara escolhida, desde que observados os preceitos estatuídos nos itens “b” ao “i” do parágrafo 33.5.

**33.6.1 Caso a disputa ou controvérsia envolva exclusivamente entes integrantes da Administração Pública Federal, a questão poderá ser submetida à Câmara de Conciliação e Arbitragem da Administração Federal – CCAF, da Advocacia-Geral da União.**

será “o único competente, com renúncia expressa a qualquer outro, por mais privilegiado que seja”.

Segundo Oliveira (2006. p. 56), as regras mais utilizadas em arbitragens internacionais são as da Associação Interamericana de Arbitragem, da Câmara Internacional de Comércio, da Comissão Interamericana de Arbitragem Comercial, da Corte Londrina de Arbitragem Internacional “e, principalmente, as regras procedimentais modelo da UNICITRAL”. Segundo o autor, a Lei Modelo da UNCITRAL, de 1985, foi um marco para o setor, pois congregou esforços de várias entidades arbitrais e especialistas na matéria a fim de estabelecer as bases para a arbitragem comercial internacional.

No Brasil, apesar de estar prevista no ordenamento jurídico pátrio desde a Constituição Imperial de 1824, foi apenas recentemente – e a promulgação da Lei nº 9.307/96 é um marco importante desse processo – que a arbitragem passou a ser amplamente utilizada. Até então, o chamado laudo arbitral não gozava de coercibilidade. Com a Lei da Arbitragem, criou-se a figura da sentença arbitral, em tudo equiparando-se à sentença judiciária. Conforme o art. 31 da Lei:

A sentença arbitral produz, entre as partes e seus sucessores, os mesmos efeitos da sentença proferida pelos órgãos do Poder Judiciário e, sendo condenatória, constitui título executivo.

Carmen Tiburcio e Suzana Medeiros analisam que, além da legislação anterior à Lei nº 9.307/96 ser “anacrônica e ultrapassada”, o Judiciário posicionava-se de modo desfavorável ao uso da arbitragem, e “as partes desconheciam as vantagens da sua utilização e temiam pela reação do Judiciário, o que gerava insegurança na adoção desta forma de solução de controvérsias.” (2005. p. 658).

A Lei nº 9.307/96 ajudou a assentar entendimentos, também, sobre a clássica polêmica acerca da arbitragem envolvendo pessoas jurídicas de direito público, quando definiu de maneira indistinta, em seu artigo 1º, que “pessoas capazes de contratar poderão valer-se da arbitragem para dirimir litígios relativos a direitos patrimoniais disponíveis”. A Lei do Petróleo, publicada no ano seguinte, corroborou este entendimento ao definir a arbitragem como uma das possíveis formas de

solução de controvérsias contemplada por cláusula essencial do contrato de concessão.

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

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

A internacionalização da atividade econômica e a intensificação do papel do Estado como regulador de mercados vêm inspirando evoluções na legislação brasileira, gradativamente harmonizando-a com a lei internacional. O panorama legal vigente nas nações mais integradas tem apontado para o reconhecimento da possibilidade de um Estado se submeter à jurisdição de arbitragem internacional e que o descumprimento das obrigações contratuais não está livre de repercussões (COMEAX, 1999. p. 49).

Segundo Pedro Batista Martins (2005. p. 703), a intensificação da participação estatal no comércio internacional exigiu uma flexibilização da doutrina da imunidade absoluta<sup>24</sup>, pois o Estado, ao intervir na economia, coloca-se na mesma hierarquia jurídica do administrado. O autor aponta o julgamento da Apelação Cível nº 9696-SP, pelo STF, como o golpe final que fez sucumbir a doutrina da imunidade absoluta e erigir o conceito de imunidade relativa do Estado. Na ótica de Martins, a aceitação de um juízo neutro para resolver as disputas contratuais é uma atitude moralmente correta, e seria “inadmissível, vil e constrangedora” a atitude do Estado – entidade responsável pela criação das leis e aplicação da justiça – de esquivar-se ele mesmo do cumprimento dos compromissos assumidos.

---

<sup>24</sup> A teoria da imunidade absoluta do Estado tem suas raízes no período feudal. Nela, prega-se a impossibilidade de um estado soberano submeter-se ao jugo de outro sistema legal, “somente o estado pode impor restrição à sua jurisdição”. (MARTINS, 2005. p. 702)

## 2.3 CLÁUSULA DE ESTABILIZAÇÃO

Tradicionalmente, o investidor privado tem se protegido contra alterações governamentais e legislativas por meio de cláusulas de estabilização (DIAS, 2013, p. 818). Em sua forma clássica a cláusula de estabilização promove um congelamento do cenário legal vigente no momento da celebração do contrato, por este motivo, esta cláusula é também conhecida como “*freezing clause*”. Ou seja, as inovações ou alterações legais que entrem em vigor após a assinatura do contrato não gerarão efeitos sobre aquela relação jurídica. Segundo Nélia Daniel Dias (2011. p. 818-819):

“estas disposições são geralmente encaradas como criadoras de um ambiente auspicioso em termos de investimento, atraindo investimento, e como integradoras dos riscos econômicos que o investidor estrangeiro suporta sempre que investe.”

A adoção de cláusula de congelamento nos contratos de concessão para E&P de petróleo é um assunto deveras polêmico. De fato, embora tenha o condão de promover elevado nível de segurança para o investidor privado, a cláusula de estabilização clássica traz grandes limitações ao país hospedeiro. A alteração da realidade econômica e social impulsiona a evolução do direito positivo, e a manutenção de acordos artificialmente imunes a essas mudanças pode gerar situações de difícil resolução.

Questões aparentemente menores, como a administração dos contratos estabilizados, impõem sérias dificuldades ao Poder Público, pois obriga seus gestores a investigar quais leis vigiam no momento de cada celebração. No mais, ao longo da duração de um contrato para concessão de atividades na indústria do petróleo, a legislação de um país pode sofrer profundas transformações, desconstituindo todo o paradigma a embasar a convergência de vontades das partes.

Atualmente, entende-se que o aumento da atratividade das ofertas de blocos para E&P de petróleo não compensa o ônus assumido pelo estado hospedeiro. As cláusulas de estabilização clássica passaram a ser percebidas como elementos de um passado de exploração, quando nações em desenvolvimento celebravam acordos extremamente desvantajosos e incompatíveis com o interesse do país. Um

bom exemplo e cláusula de estabilização clássica está no contrato assinado entre a Libyan American Oil Company (Liamco) e o Estado da Líbia, em 1955:

*(1) The Government of Libya, the Commission and the appropriate provincial authorities will take all steps necessary to ensure that the Company enjoys all the rights conferred by this Concession. **The contractual rights expressly created by this Concession shall not be altered except by mutual consent of the parties.***

*(2) This Concession shall throughout the period of its validity be construed in accordance with the Petroleum Law and the Regulations in force on the date of execution of the Agreement of Amendment by which this paragraph was incorporated into this Concession Agreement. **Any amendment to or repeal of such Regulations shall not affect the contractual rights of the Company without its consent.***

Atualmente, não há qualquer cláusula de estabilização no modelo de contrato utilizado pelo Estado da Líbia. Como na generalidade dos modernos contratos de concessão, a lei aplicável é a do próprio Estado, aí incluindo-se as alterações e novos regulamentos que possam vir a ser criados, conforme esclarece a definição contratual de “lei do petróleo” (Petroleum Law) aludida no artigo 21.

#### ARTICLE 21 - GOVERNING LAW

This Agreement shall be governed by and interpreted in accordance with the laws and regulations of GSPLAJ [Great Socialist People's Libyan Arab Jamahiriya], including, without limitation, the Petroleum Law.

#### 1.47 “Petroleum Law”

means the Libyan Petroleum Law No. 25 of 1955, **as it has been and may be amended from time to time, and all regulations thereunder.**

A cláusula de estabilização clássica exige do Estado um comportamento incompatível com suas responsabilidades. Comeaux e Kinsella (1999. p. 49) afirmam que o dever de cuidado do Estado para com seus cidadãos faz com que sua soberania se sobreponha a certas disposições contratuais e o impeça de garantir a imutabilidade de obrigações assumidas em contrato. Razão pela qual disposições sobre saúde, segurança operacional e meio ambiente dificilmente são objeto de cláusulas de estabilização. A estabilização incidente sobre essas matérias



deve ser vista com muita desconfiança, pois, quando surgirem conflitos nessas áreas, o Estado não poderá se furtar de defender o interesse público em detrimento de compromissos negociais.

Nélida Daniel Dias entende que a estabilização clássica não é incompatível apenas com o papel do Estado, mas com a própria realidade contemporânea. Segundo a autora, os tempos modernos são marcados pela transitoriedade, e a imutabilidade contratual tem algo de antinatural neste contexto. A utilização de cláusulas tendentes a adaptar os termos do contrato, com vistas a restabelecer o equilíbrio econômico original parece ser, na opinião da autora, uma solução mais realista (DIAS, 2013, p.849).

As cláusulas de manutenção do equilíbrio econômico são as modernas cláusulas de estabilização. Maniruzzaman (2008. p. 127-128) identifica três categorias de cláusulas de equilíbrio econômico: a de Balanceamento Econômico Estipulado (Stipulated Economic Balancing - SEB); de Balanceamento Econômico Não-especificado (Non-specified Economic Balancing – NSEB); e de Balanceamento Econômico Negociado (Negotiated Economic Balancing – NEB). Segundo o autor, todas essas categorias, apesar de terem em comum o reconhecimento das atos unilaterais do Estado, diferem da cláusula de estabilização clássica por preverem diferentes formas de reajustamento do equilíbrio econômico do contrato, adaptando-o conforme as condições originalmente acertadas.

A cláusula do tipo SEB define *ex ante* como será recomposto o equilíbrio econômico. A NSEB determina que o equilíbrio econômico deverá ser restabelecido, mas não especifica os meios para tal. A cláusula do tipo NEB determina que as partes têm o dever de negociar e revisar os termos do contrato, caso o equilíbrio original tenha se desconfigurado. Maniruzzaman elenca três exemplos dessas categorias que aqui reproduzimos. Estes foram retirados, respectivamente, do modelo de contrato do Equador (SEB); do contrato de partilha da produção do Azerbaijão (NSEB); e do modelo de contrato de partilha da produção da Índia (NEB).

***In case of modifications to the tax regime, including the creation of new taxes, or the labour participation, or its interpretation, that have consequences on the economics of this Contract, a corresponding factor will be included in the production share percentages to absorb the increase or decrease in the tax burden or in the labour participation of the previously indicated contractor. This correction***

factor will be calculated between the Parties and approved by the Ministry of Energy and Mines.

-----

***In the event that any Governmental Authority invokes any present or future law, treaty, intergovernmental agreement, decree or administrative order which contravenes the provisions of this Agreement or adversely or positively affects the rights or interests of Contractor hereunder, including, but not limited to, any changes in tax legislation, regulations, or administrative practice, the terms of this Agreement shall be adjusted to re-establish the economic equilibrium of the Parties, and if the rights or interests of Contractor have been adversely affected, then SOCAR shall indemnify the Contractor (and its assignees) for any disbenefit, deterioration in economic circumstances, loss or damages that ensue therefrom. SOCAR shall within the limits of its authority use its reasonable lawful endeavours to ensure that the appropriate Governmental Authorities will take appropriate measures to resolve promptly in accordance with the foregoing principles any conflict or anomaly between all such treaty, intergovernmental agreement, law, decree or administrative order and this Agreement.***

-----

***If any change in or to any Indian law, rule or regulation imposed by any central, state or local authority dealing with income tax or any other corporate tax, export/import tax, customs duty or tax imposed on petroleum or dependent upon the value of petroleum results in a material change to the economic benefits accruing to any of the Parties after the Effective Date, the Parties to this Contract shall consult promptly to make necessary revisions and adjustments to the Contract in order to maintain such expected economic benefits to each of the Parties as of Effective Date.***

As cláusulas de estabilização focalizam nas questões diretamente ligadas à apropriação do resultado da atividade; principalmente modificações no sistema fiscal. No entanto, transformações em áreas apenas indiretamente ligadas ao capital podem impactar a estrutura de custos do negócio. Dependendo das circunstâncias, a edição de nova regulamentação sobre segurança operacional, por exemplo, pode influenciar sobremaneira os custos de operação de uma plataforma para produção de petróleo offshore. Da mesma forma, a entrada em vigor de legislação ambiental mais restritiva pode impor severas limitações a uma campanha exploratória. No entanto, essas matérias dificilmente são objeto de cláusulas de estabilização.

Bernard Taverne entende ser compreensível que os governos queiram ver imediatamente aplicadas aquelas disposições normativas de cunho operacional que

digam respeito a saúde, segurança e meio ambiente (HSE, do inglês *Health, Safety and Environment*) (TAVERNE, 1999, p. 145). Estas matérias guardam estrita ligação com o bem-estar da população, logo, com o interesse público, e os países hospedeiros tradicionalmente preferem excluí-las do âmbito de proteção oferecido pelas cláusulas de estabilização.

É usual que os contratos tragam previsões garantindo a incidência das regulamentações de HSE sobre as relações contratuais previamente estabelecidas. Podemos citar, como exemplo, o modelo de 2009 do contrato de concessão para áreas onshore no Paquistão. No seu artigo 30, que determina a lei aplicável ao contrato, teve-se o cuidado de dedicar um dispositivo específico (30.8) para versar sobre normas de proteção ambiental e segurança operacional. Esta cláusula esclarece que emendas às leis vigentes, quando da celebração do contrato, também gerarão efeitos sobre aquela relação contratual.

**“30.8 The Operator shall observe all, laws, rules and regulations issued by the Government in respect of protection of the environment and safety of operations, including the Oil and Gas (Safety in drilling and Production) Regulations, 1974, the Pakistan Environmental Protection Act, 1997 and the Mines Act, 1923 as amended from time to time.”**

No mesmo sentido se constrói o modelo de contrato de concessão assinado em 2012 entre o governo do Egito e a *Egyptian Natural Gas Holding Company*. Em seu artigo XVIII, b, esclarece que as futuras alterações na lei egípcia que versa sobre proteção ambiental, assim como as futuras leis e regulações na matéria serão aplicáveis àquela relação contratual:

**“(b) CONTRACTOR and the Joint Venture Company shall be subject to the provisions of the Law No. 4 of 1994 concerning the environment and its executive regulation, as may be amended, as well as any laws or regulations that may be issued, concerning the protection of the environment.”**

O mais recente modelo de contrato de partilha da produção da Tanzânia, redigido em 2013, ao abordar a matéria ambiental igualmente se posiciona no sentido de aplicar todas as leis vigentes no país, independentemente da data de sua publicação.

“ARTICLE 25: HEALTH SAFETY AND ENVIRONMENT

(a) **The Contractor shall comply with** the Occupational Health and Safety Act 2003, Atomic Energy Act 2003, The Pharmaceuticals and Poisons Act 1978 CAP 219, the Regulations and individual administrative decisions issued by virtue of the Law, **all other legislation at any time in force in the United Republic of Tanzania** as well as Best International Petroleum Industry Practices, through the implementation of necessary systematic measures.”

Exemplo interessante do regime de exceção criado para tratar da matéria ambiental nos contratos para E&P de petróleo está no modelo de contrato de partilha da produção iraquiano aplicado à região do Curdistão. Embora este faça parte do seletivo grupo de contratos a se posicionar pela aplicabilidade de lei estrangeira – no caso, a lei inglesa –, reconhece o caráter excepcional da matéria ambiental, plano em que se tornam aplicáveis as leis do Curdistão.

“ARTICLE 43 - GOVERNING LAW, FISCAL STABILITY AND AMENDMENTS

43.1 **This Contract**, including any dispute arising therefrom, thereunder or in relation thereto, **shall be governed by English law** (except any rule of English law which would refer the matter to another jurisdiction), together with any relevant rules, customs and practices of international law, as well as by principles and practice generally accepted in petroleum producing countries and in the international petroleum industry.”

“ARTICLE 37 - ENVIRONMENTAL PROVISIONS

37.1 During the performance of the Petroleum Operations, the CONTRACTOR shall take necessary measures to ensure that it, the Operator, its Subcontractors and agents attend to the **protection of the environment and prevention of pollution, in accordance with standard practice in the international petroleum industry and any applicable Kurdistan Region Law.**”

No contrato brasileiro de concessão das atividades de E&P de petróleo e gás, o instituto da estabilização não foi acolhido. O documento materializa o entendimento de que eventuais mudanças de legislação constituem parte do risco do negócio, e cabe ao concessionário adaptar-se às transformações ou arcar com o ônus pelo descumprimento das novas regras. A cláusula 10.10, que trata das hipóteses de revisão e alteração do plano de desenvolvimento, dispõe que a ANP pode exigir

mudanças no plano “caso, a qualquer momento, deixe de atender à Legislação Aplicável, às Melhores Práticas da Indústria do Petróleo ou ao interesse nacional” (cláusula 10.10.a).

Por óbvio, estas hipóteses vagas criam um leque incomodamente imprevisível de desdobramentos para o negócio. O contrato não se ocupou de lastrear o termo “Melhores Práticas da Indústria do Petróleo” por nenhum regulamento ou benchmark de instituição competente na área; a amplitude interpretativa do conceito de “interesse nacional” merece um estudo a parte, tantos podem ser seus alcances, a depender da ideologia da estação; e a ideia de “Legislação Aplicável”, segundo definição do próprio contrato (cláusula 1.3.27), compreende todos os textos legais (*lato sensu*) que existam ou possam vir a existir:

**1.3.27 Legislação Aplicável: o conjunto de todas as leis, decretos, regulamentos, resoluções, portarias, instruções normativas ou quaisquer outros atos normativos que incidam ou que venham a incidir sobre as Partes, ou sobre as atividades de Exploração, Avaliação, Desenvolvimento e Produção de Petróleo e Gás Natural, bem como sobre a desativação das instalações.**

O mais próximo que o contrato de concessão brasileiro chega de uma cláusula de estabilização é a hipótese de revisão ou alteração do plano de desenvolvimento “caso ocorram mudanças nas condições técnicas ou econômicas assumidas na sua elaboração”. Alterações legislativas, entretanto, não autorizam qualquer solicitação de revisão. Mudanças nas leis modeladoras do sistema fiscal, ponto nevrálgico da ação das cláusulas de estabilização, tampouco ensejam a hipótese de revisão dos termos contratados. Conforme cláusula 2.7.2, aplica-se todo o previsto em lei.

**2.7.2 O Concessionário estará sujeito aos encargos relativos aos tributos e às participações governamentais detalhadas no Anexo V, bem como aos demais previstos na Legislação Aplicável.**

No que tange a matéria ambiental, o contrato de concessão brasileiro é especialmente severo. Além das sanções contratuais e administrativas previstas genericamente pela cláusula 29.2, aplicáveis no caso de qualquer descumprimento

de legislação presente ou futura <sup>25</sup>, o documento prevê desdobramento imoderadamente oneroso para o concessionário na hipótese de mudanças das regras e critérios para obtenção de licença ambiental. A cláusula 30.4.1 determina que a entrada em vigor de novas regras que impeçam em definitivo o licenciamento ambiental importará na extinção do contrato, com todos os ônus sendo assumidos pelo concessionário.

**30.4.1 O indeferimento em caráter definitivo**, pelo órgão ambiental competente, de licenciamento essencial para a execução das atividades exploratórias, **em razão do agravamento das regras e critérios de licenciamento estabelecidos posteriormente à assinatura do Contrato, poderá ensejar a extinção contratual sem que assista ao Concessionário direito a qualquer tipo de indenização.**

A existência de cláusulas como esta gera grande incerteza nos investidores. Na prática, a União, através de diferentes órgãos e autarquias, está se concedendo a faculdade de extinguir o contrato unilateralmente, com base em mudança de regra implementada pela própria União, sem que assista ao concessionário qualquer direito indenizatório. Este dispositivo atrela ao negócio um risco de razoabilidade questionável, pois, para garantir um incerto e eventual exercício de direito por parte da Administração Pública, impõe um permanente prejuízo ao erário, visto que o risco gerado será precificado, e resultará em lances inferiores para todas as ofertas de blocos que a ANP licitar sob estes termos.

O argumento aqui exposto não deve ser interpretado como sugestão de que a cláusula em tela deva deixar de existir, mas sim que ela, como todas as disposições geradoras de risco regulatório, deve ter sua implementação condicionada a uma análise de custo-benefício. Afinal, no âmbito de um contrato para o exercício de atividade econômica, haverá critério mais objetivo para definir o curso de ação que melhor atende ao interesse público do que suas consequências financeiras para os cofres públicos?

---

<sup>25</sup> 29.2 - Caso o Concessionário descumpra a Legislação Aplicável, incorrerá nas sanções administrativas cabíveis, sem prejuízo de eventuais sanções contratuais.

### 3. SEGURANÇA JURÍDICA E RISCO REGULATÓRIO

Contratos de longo prazo, como os de concessão para atividades de E&P de petróleo, são regidos por uma lógica distinta daquela inerente aos contratos tradicionais: o foco dos interesses que eles mediam não está em seu objeto, mas na manutenção da relação de longo prazo que ele próprio inaugura, uma relação baseada na cooperação (DUVAL et al, 2009. p. 34<sup>26</sup> apud JESÚS, 2012. p. 31). Alfredo de Jesús entende que os contratos de longo prazo marcados pela rigidez estão fadados ao fracasso, segundo o autor:

*If history and the evolution of transnational petroleum contracts and disputes have taught us anything, it is that long-term contracts will fail in their purpose if they are too rigid and seen exclusively as a confrontation of individual interests. If the contract is too rigid, even with the best sealed economic or legal stabilization clauses, the petroleum business will fail. (JESÚS, 2012. p.33)*

Tomando-se por verdade que o paradigma do confronto não oferece os melhores termos para o relacionamento de longo prazo, e que, idealmente, este deveria reger-se pelos princípios do equilíbrio e da cooperação, pode-se cogitar os limites da virtude de um contrato marcado pela presença de grande número de cláusulas exorbitantes.

Durante as audiências públicas que precedem as rodadas de licitação, minutas do contrato são oferecidas ao escrutínio da sociedade. Os questionamentos e sugestões de alteração do texto muitas vezes se orientam pelo interesse das partes em “trazer maior segurança jurídica ao concessionário para a execução de suas atividades”. Esta fala, de autoria de representante do Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP), foi enunciada durante um pedido de alteração da minuta do contrato da concessão da 11ª Rodada de Licitações da ANP. Dentro do espírito de formulação de um contrato mais balanceado e tendente a inspirar segurança nos investidores, o IBP sugeriu à ANP que excluísse o termo “interesse nacional” do rol de motivos que autorizam a ANP a exigir revisões no Plano de Desenvolvimento<sup>27</sup> (cláusula

<sup>26</sup> C. DUVAL, H. LE LEUCH, A. PERTUZZIO, J. WEAVER, *International Petroleum Exploration and Exploitation Agreements: Legal, Economics & Policy Aspects*, Second Edition, Barrows Company, New York, 2009, p. 34.

<sup>27</sup> A fase de desenvolvimento é crucial para o sucesso das atividades, pois é nela que se realizam cerca de 80% de todos os gastos da cadeia de produção. JUSTEN FILHO, Marçal. *Curso de direito administrativo*. São Paulo: Saraiva, 2005.

10.10.a). A sugestão não foi acatada pela ANP, que afirmou ser o interesse nacional “implícito às atividades da indústria do petróleo” e, dessa forma, consciente ou inconscientemente, ampliou o nível de risco regulatório do contrato.

10.10 O Plano de Desenvolvimento deverá ser revisto ou alterado nas seguintes hipóteses:

a) **por exigência da ANP** ou por solicitação do Concessionário **caso**, a qualquer momento, **deixe de atender** à Legislação Aplicável, às Melhores Práticas da Indústria do Petróleo ou **ao interesse nacional**;

Por derradeiro, cabe um comentário acerca da lógica que embasou a réplica da ANP. Realmente, o interesse nacional está implícito, assim como o interesse público. Ocorre que, como bem leciona Marçal Justen Filho (JUSTEN FILHO, 2005. p. 45 apud COELHO, 2008. p.106), a expressão supremacia do interesse público representa uma fórmula vazia, pois não existe um único interesse público, mas sim uma multiplicidade de interesses públicos. O interesse público não precede o direito positivo ou a atividade decisória da administração pública; é por eles definido. O mesmo vale para a vaga expressão “interesse nacional”. Como os próprios atos da administração é que definirão, *a posteriori* – a partir do caso concreto –, o que é ou deixa de ser interesse nacional, a única função da respectiva cláusula do contrato é criar espaço para a atuação discricionária da ANP.

O contrato é um instrumento para a atração de investimentos e, nesta qualidade, deve se esforçar para informar os potenciais investidores, da maneira mais precisa e detalhada possível, qual a natureza e ordem de grandeza dos riscos envolvidos. Negar subsídios a uma análise de risco bem fundamentada, motiva o investidor racional a precificar a margem de incerteza e a acrescentar esse fator de imprevisibilidade (Prêmio de Risco) ao montante que espera lucrar. O resultado prático é o oferecimento de lances mais modestos nas rodadas de licitação da ANP. Também defende esta tese o professor Jenik Radon (2005. p. 65), da Columbia University:

*Where knowledge and facts are inadequate, the host government will not maximize its potential return from an auction system. Since the bidding documents specify a minimum work program—a prescribed period of time within which to make the corresponding investments or*



*run the risk of forfeiting the license—potential bidders will naturally be more judicious and conservative in their offers.*

Embora o Brasil venha se mostrando um ambiente relativamente estável em termos de risco político, não deve presumir que desfrute da confiança dos investidores da indústria do petróleo. As defesas genéricas do interesse nacional e do interesse público fazem parte de uma história traumática para estes investidores. Após a segunda guerra mundial, muitas ex-colônias europeias conseguiram se tornar independentes, e novas lideranças políticas assumiram o poder. Estes Estados nascentes tinham muito vivo o discurso nacionalista e, por consequência, a defesa de soberania de seu país. O novo governo destes países lançou-se então a uma revisão dos contratos de concessão assinados entre potências colonialistas e o antigo regime nacional. O petróleo já tinha reconhecida sua relevância estratégica, e os novos governantes não nutriam simpatia pelas companhias petroleiras que durante tantas décadas se apropriaram dos recursos de seu país mediante compensações flagrantemente desproporcionais. O que se seguiu foi o cancelamento de uma série de concessões para exploração e produção de petróleo e gás nestes países, geralmente acompanhado da expropriação e nacionalização dos ativos da petroleira.

Estas narrativas, que até poucos anos atrás pareciam relíquias de um passado distante, ressurgiram com grande ímpeto no século XXI, época marcada por um novo surto de nacionalizações. Neste curto período da história recente, ocorreu o maior boom de novas descobertas petrolíferas dos últimos 100 anos, e os governos dos países que detêm os recursos naturais têm pressionado as partes com quem celebraram contratos de investimento. A meta desses governos é exercer um controle cada vez mais intenso sobre as reservas. Também tem cooperado para as expropriações a alta no valor do barril de petróleo, circunstância que animou os investidores a estabelecer relações de longo prazo com países que apresentam maior risco político. Estes países não têm se esquivado de expropriar os ativos das sociedades empresárias e declarar nulos contratos já em execução (STEVENS et al, 2013. p. 20). O caso recente que mais atenção recebeu da mídia internacional foi a nacionalização parcial da YPF Repsol pelo governo argentino, em abril de 2012,

seguida da oferta de US\$ 1,5 bilhão como compensação à Repsol, valor bem inferior aos US\$ 10,5 bilhões que a sociedade espanhola havia requerido.

Este recente movimento de investidores internacionais em direção a países de maior risco político esclarece uma verdade compartilhada por profissionais da indústria do petróleo: *“the upstream sector (specially the exploration for new reserves of oil and gas) is about the management of risk, not necessarily its minimisation.”* (BUNTER, 2013. p. 1). A composição de uma carteira de investimentos não encontra seu equilíbrio ótimo com a minimização dos riscos, mas sim pela diversificação de ativos com variados níveis de risco. O investidor escolhe o nível de risco que está disposto a assumir e, baseado nessa pré-disposição, monta um portfólio com investimentos de risco variável, mas que, na média, apontam para a satisfação de suas expectativas de retorno financeiro, todas essas decisões, por certo, devidamente subsidiadas por informações de fontes confiáveis.

A partir desta constatação, podemos fazer duas inferências: (a) investidores estão dispostos a assumir grandes riscos se a eles corresponderem grandes recompensas e (b) a decisão sobre se investirão, ou não, está atrelada à capacidade de prever os riscos, pois eles investem em empreendimentos de alto risco, mas não nos de risco absolutamente desconhecido. Portanto, é essencial que o país interessado em atrair investimentos ofereça subsídios para embasar a decisão de seus potenciais investidores e, mais que isso, é imprescindível que o país desejoso de aumentar as receitas que auferem da atividade de E&P de petróleo e gás se esforce por construir o cenário de maior previsibilidade e segurança jurídica possível. Seguindo esta via estará apto a atrair investidores que se satisfarão com menores margens de lucro, pois os investimentos feitos naquele país se enquadrarão entre os ativos de baixo risco e baixo retorno.

Um bom exemplo de país que investe na estratégia diametralmente oposta é o Cazaquistão, nação famosa pelos altos riscos legais e políticos que oferece ao investidor internacional. O efeito atrativo promovido pelas generosas reservas de petróleo e gás do país é mitigado pelo histórico de confiscos que o governo já empreendeu com base em alegações nacionalistas. Em 2013, somente pela expropriação de tais investimentos, a República do Cazaquistão figurava como parte em 13 arbitragens.

Segundo Leonid Shmatenko (2013. p. 27), as leis do Cazaquistão autorizam um alto grau de discricionariedade à atuação do governo, e a manutenção dos investimentos depende do bom relacionamento com o poder constituído. O Código Civil do Cazaquistão limita as possibilidades de investimento estrangeiro em alguns setores da economia que caracteriza como “estratégicos”. Infelizmente, a definição do que seria um objeto estratégico é aberta demais para conferir segurança ao investidor: é, resumidamente, a propriedade ou atividade que tenha relevância social e econômica para o estável desenvolvimento da sociedade e que possa impactar a segurança nacional do país. A Lei sobre o Subsolo e seus Usos, de 2007, permite que o governo cancele unilateralmente quaisquer contratos concedendo direito de uso do subsolo se a finalidade for “restaurar os interesses econômicos da República do Cazaquistão”. Por tudo isso, o Cazaquistão é o local para onde migram os capitais mais propensos a alto risco. Ao alto nível do risco regulatório obviamente se contrapõe à possibilidade de grandes retornos, e o investidor que opera naquele país o faz com generosas margens de lucro.

No Brasil, são perceptíveis os esforços realizados pelos últimos governos no sentido de promover um clima de estabilidade e segurança jurídica para o investidor. A instituição de uma agência reguladora independente, competente para decidir segundo critérios de discricionariedade técnica e detentora de considerável liberdade para a formulação das cláusulas do contrato de concessão aponta para a preocupação com estabelecimento de um clima favorável aos negócios. Malgrado estes esforços, ainda há bastante espaço para evolução.

O aprimoramento das práticas regulatórias passa pela incorporação de métodos e técnicas que visam à racionalização dos procedimentos, à redução da subjetividade no processo decisório. Gerir o risco regulatório não é uma tarefa fácil. Certamente que a aplicação da lógica econômica, pura e simplesmente, muitas vezes não oferecerá resultado compatível com o senso comum da sociedade. De acordo com a natureza dos bens ou direitos em questão, o clamor social pode acabar privilegiando uma solução moral ineficaz, em detrimento da solução econômica que se mostraria efetiva no longo prazo. Este ponto precisa ser colocado, pois, a Análise de Impacto Regulatório (AIR), ferramenta já devidamente incorporada ao processo de criação de políticas públicas em países desenvolvidos, como o Canadá, Reino Unido, Austrália e Estados Unidos, é essencialmente uma análise de custo-benefício. No guia de

melhores práticas de regulação do Reino Unido, a AIR é definida como: “*a tool which informs policy decisions. It is an assessment of the impact of policy options in terms of the costs, benefits and risks of a proposal.*” (CABINET OFFICE, 2003. p. 5)

No Brasil, ainda é recente a experiência com AIR e, muito embora a utilização dessa ferramenta gere benefícios detectáveis no curto prazo, é somente com a total integração da AIR no processo decisório estratégico, gozando dos indispensáveis apoios político e administrativo, que seus efeitos poderão ser totalmente desfrutados (OECD, 1999). A efetiva aplicação da AIR ao processo de criação de políticas públicas depende de uma mudança na cultura de gestão do país.

A preocupação com o impacto regulatório das políticas e regras estabelecidas pelo Estado denotam a maturidade de seu regime democrático. Um dos pilares da AIR é a transparência, pois seus procedimentos envolvem o diálogo com a sociedade. Sem a coleta de dados e informações junto aos interessados (*stakeholders*), a AIR não estará apta a identificar os pontos de equilíbrio e desequilíbrio da política e/ou regulamento propostos. O PRO-REG, Programa de Fortalecimento da Capacidade Institucional para Gestão em Regulação, evidencia esta característica quando oferece definição para a AIR:

Instrumento utilizado para melhorar a qualidade regulatória e **tornar o processo decisório mais transparente e racional**, a Análise de Impacto Regulatório tem sido adotada em diversos países e é uma das prioridades do PRO-REG para 2010. (PRO-REG, 2014)

A obrigatoriedade de consultas públicas que precedam a realização de atos que impactem a sociedade, a criação do portal da transparência<sup>28</sup> e a promulgação da lei de acesso à informação (Lei nº 12.527/2011) constituem indícios de que, gradativamente, a Administração Pública brasileira está incorporando a lógica subjacente à AIR. A exigência de que audiências públicas precedam a redação final do modelo de contrato de concessão para E&P de petróleo e gás da ANP demonstra que esse documento já está, pelo menos parcialmente, sendo submetido a um procedimento de análise de impacto regulatório. A sociedade já tem garantido seu espaço de colaboração, falta a Administração Pública aplicar critérios objetivos, técnicos, que explicitem a motivação das decisões tomadas. Enquanto o deferimento

---

<sup>28</sup> [www.portaltransparencia.gov.br/](http://www.portaltransparencia.gov.br/)

ou indeferimento das sugestões apresentadas em audiências públicas for passível de respostas evasivas, como “a redação original é mais apropriada que a proposta” – situação verídica, registrada na consolidação de comentários e sugestões da Consulta Pública para feitura da minuta do contrato da 11ª Rodada de Licitações da ANP<sup>29</sup> -, a Administração Pública estará em débito com a sociedade.

A ampla disseminação da AIR como procedimento prévio obrigatório, minimamente para os atos da Administração Pública que importem limitações de direitos, é uma luta que deve comover toda a sociedade. Sem critérios técnicos objetivos, o dever de motivar os atos administrativos<sup>30</sup> não estará sendo totalmente cumprido. A opção por conferir relativa liberdade (autonomia) às agências reguladoras, quando de sua criação, baseou-se na especialidade das matérias que regulam. A discricionariedade que lhe é permitida não pode ser confundida com arbitrariedade, trata-se de discricionariedade técnica. Se a autonomia de que gozam fundamenta-se na especialização, é injustificável o oferecimento de motivações genéricas para seus atos.

Nesta perspectiva de consolidação de procedimentos técnicos, formulados sob a égide da objetividade científica, a matéria ambiental é uma das que demanda mais urgente reconsideração. As legítimas demandas pela preservação do meio ambiente e pela racionalização dos modos como o homem se apropria dos recursos naturais esbarraram em muita retórica ao longo da história, circunstância que propiciou a disseminação de desinformação e discursos cientificamente infundados junto à população. Esta incompreensão da sociedade em geral quanto às bases de

---

<sup>29</sup> Aqui faz-se menção especificamente ao item 21.5, em que a Petra S.A. sugeria alteração no critério de contagem de prazo para apresentação à ANP de licença ambiental, com fundamento na tradicional morosidade dos órgãos de licenciamento. Mais detalhes podem ser obtidos no arquivo que consolida todos os pedidos e sugestões manifestos na consulta pública; ele encontra-se disponível em: <http://bit.ly/1IWS1PE>

<sup>30</sup> Lei nº 9784/1997, Art. 50 – **Os atos administrativos deverão ser motivados**, com indicação dos fatos e dos fundamentos jurídicos, quando:

- I - neguem, limitem ou afetem direitos ou interesses;
- II - imponham ou agravem deveres, encargos ou sanções;
- III - decidam processos administrativos de concurso ou seleção pública;
- IV - dispensem ou declarem a inexigibilidade de processo licitatório;
- V - decidam recursos administrativos;
- VI - decorram de reexame de ofício;
- VII - deixem de aplicar jurisprudência firmada sobre a questão ou discrepem de pareceres, laudos, propostas e relatórios oficiais;
- VIII - importem anulação, revogação, suspensão ou convalidação de ato administrativo.

produção que viabilizam a sociedade de massa, com inevitável impacto sobre o ambiente natural, dificulta enormemente a produção de uma política e planos ambientais realistas.

Dentre os setores da economia que impõem considerável impacto ao meio ambiente e são, portanto, vilanizados pelos discursos de ambientalistas, o setor energético e, mais especificamente, a indústria do petróleo, ocupam posição de protagonismo. Este fato, associado à relação de dependência que as lideranças políticas guardam com a opinião pública, faz com que decisões em matéria ambiental não raro sejam decididas em atendimento ao clamor popular, em detrimento de critérios técnicos. Estas circunstâncias, claramente desfavoráveis à implementação de um sistema regulatório imparcial, compõem o cenário em que o controle ambiental é exercido no Brasil.

#### 4 - CONTROLE AMBIENTAL NA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO BRASILEIRA

Ao governo do país hospedeiro cabe fazer uso de seu poder regulatório com vistas à proteção do interesse público. Este interesse, no entanto, não é um alvo fácil, pois a população nutre desejos contraditórios, e cabe ao governo detectar o ponto de equilíbrio ideal para o atendimento dessas necessidades. Os anseios por crescimento econômico, geração de empregos e expansão da atividade econômica, por exemplo, geralmente vem às custas de algum impacto negativo sobre o meio ambiente. A preocupação com a preservação das condições ambientais, por outro lado, está diretamente ligada à saúde e qualidade de vida da população, que também devem ser visados pelo governo.

Infelizmente, vigora no imaginário popular uma visão devocional sobre o meio ambiente. A absoluta preservação da natureza é uma impossibilidade, pois a mera existência das populações humanas já implica impactos adversos para o meio natural. No específico caso da indústria do petróleo, os ataques que sofre são geralmente embasados com argumentos de defesa do uso de energias limpas e renováveis. O argumento é falho, pois se baseia na articulação de ao menos duas premissas falsas. A primeira é a de que, dada a tecnologia atual, exista a possibilidade de se atender à demanda mundial de energia fazendo uso apenas das fontes ditas limpas. Há uma série de estudos realizados por instituições neutras que apontam a inviabilidade de tal projeto<sup>31</sup>. A segunda falsa premissa está diretamente ligada à primeira: a pressuposição de que podemos abrir mão do uso do petróleo.

O século XX ficou conhecido como o século do petróleo. Esta commodity viabilizou o projeto de modernidade, fornecendo as bases para o transporte de massa; a oferta de produtos de maneira mais ou menos homogênea em todo o globo; a interação e integração de povos; o povoamento de potencialmente qualquer território do planeta, mesmo os mais ermos e de condições climáticas adversas. O petróleo é um importante sustentáculo do padrão de conforto e qualidade de vida alcançados pela humanidade e, enquanto não se tornar dispensável, toda política ambiental que mereça ser levada a sério deverá conciliar a necessidade de preservação da

---

<sup>31</sup> Apenas para fins de referência, indica-se a excelente publicação “Sustainable Energy: without the hot air”, de autoria do professor David JC MacKay, da Cambridge University, disponível gratuitamente para download em: <http://www.inference.phy.cam.ac.uk/sustainable/book/tex/sewtha.pdf>

natureza com a contingência de manutenção de uma eficiente indústria dedicada à exploração e produção de petróleo.

Como já dito anteriormente, a temática ambiental é um território prolífico em argumentos carentes de embasamento científico. De fato, a mobilização da sociedade e dos governos para discutir e regular a questão foi iniciada, em muitas ocasiões, em função de um clima de exaltação de ânimos gerado por algum grande desastre ambiental. Por forçoso que seja reconhecer o mérito na mobilização da sociedade, melhor teria sido se tais diretrizes tivessem sido delineadas em períodos de calma. O acidente com o cargueiro Exxon-Valdez, em 1989, caso emblemático de acidente ambiental de grandes proporções da indústria do petróleo, refletiu em pesadas indenizações a serem pagas pela Exxon e uma infinidade de regulamentos e medidas técnicas para conter tais desastres (Bretz-rouzaut, 2011. p. 342).

Segundo Maria Laura Barreto (2001. p. 41), a postura adotada por diversas nações durante os anos 70 e 80 em relação às questões ambientais foi centrada na criação de leis e de órgãos fiscalizadores, ou seja, na implementação de uma regulação baseada em comando-controle. A popularização da matéria ambiental gerou “uma profusão de leis e regulamentos ambientais que posteriormente começaram a inviabilizar determinadas atividades econômicas”.

A criação de entraves injustificados ao desenvolvimento das atividades de E&P de petróleo e gás natural certamente não se adequa a qualquer definição séria de interesse nacional. Dispositivos da Constituição Federal de 1998 e da Lei nº 9.478/1997 expressam justamente o entendimento contrário ao definirem o monopólio da União sobre a atividade (CRFB, art. 177 e Lei nº 9.487/1997, at. 4º).

Segundo a Lei do Petróleo, a política energética nacional deve ser bem-sucedida no atingimento de metas que, ao olhar do leigo, podem parecer contraditórias. Afinal, como a garantia de fornecimento de uma fonte de energia “suja” pode se compatibilizar com a proteção do meio ambiente?

Lei nº 9.478/1997 – Lei do Petróleo

Art. 1º As políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visarão aos seguintes objetivos:

IV - proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia;



V - garantir o fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do art. 177 da Constituição Federal;

Taylor (2006, p. 44) ajuda a explicar essas aparentes contradições quando diagnostica que os impactos ambientais associados às atividades da indústria petrolífera não estão diretamente ligados ao número de poços perfurados ou ao volume produzido. Os danos ambientais são, antes, resultado de políticas de proteção ambiental pouco eficazes e da concessão de áreas que abrigam ecossistemas de sensibilidade incompatível com os riscos trazidos pelas atividades da indústria. O parecer da professora da Universidade do Texas é avissareiro, dada a perspectiva de franca expansão das atividades de exploração e produção criada pelas descobertas do pré-sal. A histórica insuficiência das políticas ambientais brasileiras, no entanto, inspira razoável preocupação. A expansão das atividades produtivas desacompanhada da evolução dos mecanismos de controle ambiental cria riscos para a natureza e a imagem da indústria.

A preocupação com o meio ambiente é uma realidade relativamente recente e, ainda hoje, não se apresenta como fator de muito peso no processo de planejamento das políticas públicas. Nos países em desenvolvimento, esta fragilidade é ainda mais explícita, resultado das pressões políticas para a adoção de um modelo desenvolvimentista focado em ganhos imediatos e em produção de bens com preços mais competitivos para o mercado internacional.

Em 1990, Junk e Mello demonstravam suas frustrações quanto ao processo de planejamento das grandes obras no setor hidrelétrico. O artigo focava nos impactos ecológicos gerados pelas represas construídas na bacia amazônica. Mais de 20 anos depois, questões como a Usina de Belo Monte sugerem que a indignação dos autores continua atual.

Em consequência de decisões políticas tomadas anos atrás sobre os grandes projetos na bacia amazônica as possibilidades reais de implantação desses projetos, respeitando as necessidades ecológicas, são remotas. Este é um problema geral no mundo inteiro: engenheiros têm vários anos e bastante dinheiro à disposição para realizarem estudos sobre as alternativas técnicas, a fim de resolver um dado problema. Ecólogos, porém, são chamados somente quando as decisões já foram tomadas sob aspectos técnicos, econômicos e políticos. O ecólogo fica na situação incômoda de

constatar os fatos consumados, criticá-los e tentar reduzir dentro do possível os impactos negativos. Consequentemente, as possibilidades para uma colaboração eficaz entre engenheiros, políticos e ecólogos são bastante reduzidas.

O exemplo se refere ao setor hidrelétrico, mas igualmente se aplica ao do petróleo. Ambos compõem a Política Energética Nacional e, por isso, gozam do mesmo nível de prioridade na agenda do governo. Além disso, são concebidos e regulados por estruturas administrativas semelhantes (Conselho Nacional de Política Energética, Ministério de Minas e Energia, agências reguladoras, órgãos ambientais de diferentes entes da federação etc.), as quais os condicionam a regimes de planejamento ambiental suficientemente próximos para autorizar comparações.

A legislação ambiental brasileira, cumpre reconhecer, evoluiu bastante nas últimas décadas. Até 1960, vigeu no Brasil aquilo que o ministro Antonio Herman de Vasconcellos Benjamin, do STJ, convencionou chamar “fase da exploração desregrada” ou “laissez-faire ambiental”. Naquele período, as ações governamentais em matéria ambiental eram iniciativas isoladas e, ideologicamente, estava disseminada a associação entre natureza e atraso civilizacional, em oposição aos valores do progresso, que se ligavam ao desenvolvimento industrial e à expansão das cidades. De 1960 a 1980 editaram-se leis que buscavam proteger recursos naturais; a esta fase Benjamin chama de “fragmentária”. A contradição inerente ao período estava no fato de que a preservação da natureza não era um fim em si mesmo. A natureza ainda era vista sob critérios instrumentais, ou seja, ela era objeto de proteção na medida em que se mostrava útil para os seres humanos. Não eram as legislações daquele período, portanto, ferramentas para a proteção da natureza, mas sim de racionalização das condições em que o homem poderia apropriar-se de seus recursos. A promulgação da Lei da Política Nacional do Meio Ambiente (Lei 6.938/81) inaugura a terceira fase da legislação ambiental brasileira, a qual o ministro Herman Benjamin identifica como “holística”. A partir daquele ponto “o ambiente passa a ser protegido de maneira integral, vale dizer, como sistema ecológico integrado (resguardando-se as partes a partir do todo) e com autonomia valorativa (é, em si mesmo, bem jurídico)” (BENJAMIN, 1999).

Os progressos legislativos da matéria ambiental infelizmente não se fizeram acompanhar de avanços na estrutura governamental que poderia garantir seu cumprimento. Recursos para implementar processos de planejamento, capacitação e fiscalização nunca foram devidamente despendidos, e muito do conteúdo das leis não encontra reflexo no campo social. Esta não é apenas a realidade brasileira, é um quadro bem mais amplo, conforme apontam pesquisadores da Academia de Direito Ambiental da IUCN:

No international authority mandated that the field of environmental law should be established. The field emerged in the 1970s, and now exists in all nations and as a growing element of international law. **As the norms of environmental law have made clear, it also has become clear that much of the implementation of these norms remains unrealized.** Much of this is due to the lack of trained personnel and deficiencies in the legislation comprising the first generation of environmental laws. (BRADBROOK, 2005, p.1)

A atividade de E&P de petróleo e gás, embora sofra com os problemas sistêmicos da legislação e dos órgãos ambientais brasileiros, possui um poderoso instrumento para a efetivação do controle ambiental em bases técnicas e racionais (ao menos em tese), o licenciamento ambiental.

#### 4.1 LICENCIAMENTO AMBIENTAL DA E&P DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

O Licenciamento Ambiental é um procedimento administrativo em que o órgão ambiental competente licencia a localização, instalação, ampliação e a operação de empreendimentos e atividades utilizadores de recursos ambientais considerados, nos termos do art. 8º da lei nº 6.938, “efetiva ou potencialmente poluidores”<sup>32</sup>, ou “daqueles que, sob qualquer forma, possam causar degradação ambiental, considerando as disposições legais e regulamentares bem como as normas aplicáveis ao caso”<sup>33</sup> (IBAMA, 2014).

<sup>32</sup> Lei nº 6.938, Art. 8º: Compete ao CONAMA:

I - estabelecer, mediante proposta do IBAMA, normas e critérios para o licenciamento de atividades efetiva ou potencialmente poluidoras, a ser concedido pelos Estados e supervisionado pelo IBAMA;

<sup>33</sup> Resolução CONAMA nº 237 , de 19 de dezembro de 1997

Art. 1º - Para efeito desta Resolução são adotadas as seguintes definições:

O art. 2º, inciso VIII, da Resolução CONAMA nº 1, de 23 de janeiro de 1986<sup>34</sup>, definiu que a “extração de combustível fóssil (petróleo, xisto, carvão)” estaria sujeita à “elaboração de estudo de impacto ambiental e respectivo relatório de impacto ambiental – RIMA”. A regra geral indica que esses estudos devam ser “submetidos à aprovação do órgão estadual competente, e do Ibama em caráter supletivo”. Para os fins a que se propõe este trabalho, no entanto, importa a atividade de E&P de petróleo e gás realizada em mar – pois ela responde pela quase totalidade da produção nacional de óleo – e, nesta seara, vale a exceção à regra geral prevista na Resolução CONAMA nº 1, pois o licenciamento ambiental das atividades marítimas da indústria do petróleo (levantamento de dados sísmicos, exploração, perfuração, produção para pesquisa e produção de petróleo e gás natural) é realizado pelo Ibama, através do Escritório de Licenciamento das Atividades de Petróleo e Nuclear – ELPN.

O Ibama licencia as atividades localizadas no mar territorial; na plataforma continental e na zona econômica exclusiva; assim como em seu subsolo. As normas gerais relacionadas ao licenciamento ambiental estavam, até bem recentemente, previstas na Política Nacional de Meio Ambiente e nas Resoluções CONAMA nº 1 e nº 237. A atividade de E&P de petróleo e gás está sujeita a procedimento diferenciado de licenciamento ambiental, que durante muitos anos esteve previsto na Resolução CONAMA nº 23, mas desde 2011 encontra-se descrito na Resolução CONAMA nº 422.

Dada a especialidade e complexidade das atividades da indústria do petróleo, desenhou-se um procedimento de licenciamento dividido em fases, de maneira que

---

I - Licenciamento Ambiental: procedimento administrativo pelo qual o órgão ambiental competente licencia a localização, instalação, ampliação e a operação de empreendimentos e atividades utilizadoras de recursos ambientais, consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras ou daquelas que, sob qualquer forma, possam causar degradação ambiental, considerando as disposições legais e regulamentares e as normas técnicas aplicáveis ao caso.

<sup>34</sup> Artigo 2º - Dependerá de elaboração de estudo de impacto ambiental e respectivo relatório de impacto ambiental - RIMA, a serem submetidos à aprovação do órgão estadual competente, e do IBAMA em caráter supletivo, o licenciamento de atividades modificadoras do meio ambiente, tais como:

VIII - Extração de combustível fóssil (petróleo, xisto, carvão);

o empreendimento não obtém, previamente, o direito de executar todas as operações abrangidas pela E&P. O Ibama acompanha a contínua evolução da atividades e concede as licenças conforme o potencial licenciado vai se mostrando bem sucedido no cumprimento dos requisitos exigidos pelo órgão ambiental. O desdobrar das atividades de E&P dependem da aquisição das seguintes licenças e da realização dos respectivos estudos<sup>35 36</sup>:

I – Licença de Operação para atividade sísmica - para sua concessão é exigida a elaboração do Estudo Ambiental – EA. Esta licença autoriza o concessionário (ou empresa de aquisição de dados) a fazer levantamento de dados sísmicos marítimos.

II - Licença prévia de perfuração (LPper) - para cuja concessão é exigida a elaboração do Relatório de Controle Ambiental – RCA. Com a concessão desta licença a petroleira estará autorizada a perfurar poços com o intuito de procurar acumulações de hidrocarbonetos, mas não para produzi-los;

III - Licença prévia de produção para pesquisa (LPpro) - para sua concessão é exigida a elaboração do Estudo de Viabilidade Ambiental – EVA. Concedida esta licença, o concessionário estará autorizado a iniciar atividade de produção com fins exclusivamente de testar a viabilidade econômica da jazida. Não se trata, ainda, da efetiva produção do campo, apenas de testes para saber se o concessionário desejará declarar ou não a comercialidade da descoberta. Eventualmente, os volumes produzidos pode se mostrar muito pequenos, motivando o desinteresse do concessionário e a devolução da área exploratória à ANP;

IV - Licença de instalação (LI) - Para sua concessão é exigida a elaboração do Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e respectivo Relatório de Impacto Ambiental (RIMA). Após a aprovação do EIA, com a respectiva realização de Audiência Pública, é autorizada a instalação de novos empreendimentos de produção e escoamento. Caso já haja atividade implantada, e deseje-se tão somente instalar novas unidades de produção, é exigida a elaboração do Relatório de Avaliação

---

<sup>35</sup> Para obter informações mais detalhadas sobre cada um dos estudos mencionados, checar as referências legais apresentadas pelo Guia Para o Licenciamento Ambiental das Atividades Marítimas de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, disponível em: [http://www.anp.gov.br/meio/guias/guia\\_licenciamento/capitulo04.htm](http://www.anp.gov.br/meio/guias/guia_licenciamento/capitulo04.htm)

<sup>36</sup> Este procedimento sofreu algumas alterações com a entrada em vigor da Resolução CONAMA nº 422, mas como o licenciamento ambiental dos casos concretos apresentados neste estudo estavam sujeitos ao procedimento anterior, este será destinatário dos esforços da presente pesquisa.

Ambiental (RAA). A licença de instalação autoriza a petroleira a passar à chamada “fase de desenvolvimento”.

V - Licença de operação para atividade de exploração e produção marítima (LO) - para sua concessão é exigida a elaboração do Projeto de Controle Ambiental (PCA). Esta licença é o marco final, com sua obtenção o concessionário estará autorizado a iniciar a “fase de produção” com fins comerciais.

A exigência de licenciamento ambiental encontra previsão, também, no contrato de concessão das atividades de E&P de petróleo e gás. De fato, o contrato prevê muitas outras regras, o conjunto dessas disposições formaliza o âmbito de atuação do controle ambiental por via contratual que é foco deste estudo.

#### **4.2 - CONTROLE AMBIENTAL NOS CONTRATOS DE CONCESSÃO**

O objeto central de estudo desta monografia é o controle ambiental do atual contrato de concessão para exploração e produção de petróleo e gás natural da ANP. O controle ambiental da indústria do petróleo é um tema polêmico, tanto no Brasil quanto nos países ditos desenvolvidos. A situação brasileira é um pouco agravada pela pouca idade do marco legal que permitiu a concessão das atividades de E&P de petróleo e gás.

Ao instituir a ANP, a Lei 9.478/97 (Lei do Petróleo) ocupou-se de definir suas finalidades - “promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas integrantes da indústria do petróleo, do gás natural e dos biocombustíveis” (art. 8º, caput) - e as atribuições que lhe caberiam, de modo que gozasse de autonomia para atingir seus objetivos.

Dentre as atribuições da Agência Nacional do Petróleo encontra-se a de “**elaborar os editais e promover as licitações** para a concessão de exploração, desenvolvimento e produção, **celebrando os contratos** delas decorrentes e fiscalizando a sua execução” (Lei 9.478/97, art. 8º, IV). A ANP é responsável pela elaboração do contrato brasileiro de concessão das atividades de E&P de petróleo e gás, tarefa que encerra grande responsabilidade, visto ser o contrato uma das fontes de obrigações a regular a relação da União Federal - proprietária dos recursos do

subsolo brasileiro e detentora do monopólio sobre “a pesquisa e a lavra das jazidas de petróleo e gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos” (CRFB, art. 177, I) - com a companhia petroleira.

Como uma das atribuições da ANP é “**fazer cumprir as boas práticas** de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e **de preservação do meio ambiente**” (Lei 9.478/97, art. 8º, IX), o legislador muito coerentemente determinou que o contrato elaborado pela Agência deveria necessariamente conter cláusula obrigando o concessionário a “**adotar, em todas as suas operações, as medidas necessárias para** a conservação dos reservatórios e de outros recursos naturais, para a segurança das pessoas e dos equipamentos e para **a proteção do meio ambiente**” (Lei 9.478/97, art. 44, I).

A quase totalidade das disposições sobre matéria ambiental constantes no contrato de concessão brasileiro estão consolidadas na sua cláusula vigésima primeira, intitulada “Segurança Operacional e Meio Ambiente”<sup>37</sup>, muito embora a compreensão da abrangência do controle ambiental do contrato só possa ser compreendida a partir da leitura conjunta das disposições que com ela guardam alguma relação, ainda que indireta. Razão pela qual este estudo ocupa-se de compilar e comentar todas as disposições do contrato que guardem relação com a matéria ambiental.

A primeira menção que o contrato faz ao meio ambiente, encontra-se na definição de “Melhores Práticas da Indústria do Petróleo”. A redação dada pela ANP denota o crescente prestígio que a matéria ambiental conquistou nos últimos anos. Dois dos quatro subitens presentes na definição de melhores práticas constroem-se a partir de uma visão integradora das necessidades de desenvolvimento econômico e preservação do meio ambiente.

1.3.28 Melhores Práticas da Indústria do Petróleo: práticas e procedimentos geralmente empregados na Indústria de Petróleo em todo o mundo, por Operadores prudentes e diligentes, sob condições e circunstâncias semelhantes às aquelas experimentadas relativamente a aspecto ou aspectos relevantes das Operações, visando principalmente à garantia de: (a) aplicação das melhores técnicas e procedimentos mundialmente vigentes nas atividades de Exploração e Produção; (b) **conservação de recursos petrolíferos**

---

<sup>37</sup> O modelo de contrato em análise foi o utilizado na 11ª Rodada de Licitações de Blocos Exploratórios, ocorrida em maio de 2013.

**e gasíferos**, o que implica a utilização de métodos e processos adequados à maximização da **recuperação de hidrocarbonetos de forma técnica, econômica e ambientalmente sustentável**, com o correspondente controle do declínio de reservas, e à minimização das perdas na superfície; (c) segurança operacional, o que impõe o emprego de métodos e processos que assegurem a segurança das Operações, contribuindo para a prevenção de incidentes; (d) **preservação do meio ambiente e respeito às populações, o que determina a adoção de tecnologias e procedimentos associados à prevenção e à mitigação de danos ambientais, bem como ao controle e ao monitoramento ambiental das Operações de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural.**

As próximas cláusulas a guardar relação com questões ambientais na indústria do petróleo estão reunidas sob o título “Custos, Perdas e Riscos Associados à Execução das Operações” (cláusulas 2.2 a 2.6). Estas cláusulas consolidam a noção de única e exclusiva responsabilidade do concessionário por “todos os custos e riscos relacionados à execução das Operações e suas consequências”, aí abrangidos os danos ambientais. No Brasil, vigora o princípio do poluidor-pagador, consubstanciado no artigo 4º da Política Nacional do Meio Ambiente, que impõe àquele que causa dano ambiental a responsabilidade civil pela restauração (em tese, visto geralmente ser impossível a reconstituição das condições prévias) das condições originais da área afetada:

Art. 4º A Política Nacional do Meio Ambiente visará:

VII - à imposição, ao poluidor e ao predador, da obrigação de recuperar e/ou indenizar os danos causados e, ao usuário, da contribuição pela utilização de recursos ambientais com fins econômicos.

A cláusula 2.3 define, ainda, que mesmo os prejuízos “resultantes de caso fortuito ou de força maior e de acidentes ou de eventos da natureza” não estarão alheios ao reconhecimento da responsabilidade pela reparação ao *status quo ante*. Caso a União ou a ANP venham a sofrer qualquer ônus em decorrência de demandas motivadas por atos de responsabilidade do concessionário, caberá a estes entes direito de regresso, e terão de ser ressarcidos (cláusula 2.5.1).

Nas disposições da cláusula décima, relativas ao Plano de Desenvolvimento, estão enumerados dois itens que devem obrigatoriamente constar nestes planos: o



compromisso de minimizar a queima de gás natural e as emissões de gases de efeito estufa (10.1.c) e de tratar adequadamente os contaminantes e recursos naturais resultantes da atividade de produção, “evitando o seu descarte no meio ambiente” (10.1.e). O primeiro item diz respeito ao *flare*, a queima de gás natural que é permitida apenas para fins específicos, como manutenção da segurança nas instalações de produção e beneficiamento de hidrocarbonetos. Durante muito tempo o gás natural foi visto como um produto indesejado, pois não havia tecnologia disponível para seu transporte e aproveitamento. Atualmente este recurso é extremamente valorizado, e justifica-se a preocupação do país de proibir sua queima indiscriminada<sup>38</sup>. Eventualmente o concessionário pode estar interessado apenas no óleo, o que motivaria certo descaso com o aproveitamento racional dos recursos gasíferos. O ideal é que, não contando com infraestrutura para escoamento da produção de gás natural, o operador da concessão reinjete o gás no reservatório, de modo a preservá-lo para futuro aproveitamento. O segundo item diz respeito ao descarte de resíduos produzidos na perfuração. Para a construção dos poços, é usada tecnologia de injeção de “lama” (na verdade um composto complexo com propriedades lubrificantes) para facilitar a perfuração do subsolo. Este material, associado aos fragmentos de rocha resultantes da perfuração, são eivados de componentes químicos pesados, de modo que seu descarte deve ser precedido de adequado tratamento.

O item 10.7 da seção “Aprovação e Execução do Plano de Desenvolvimento” determina que qualquer operação na área concedida deve ser precedida de autorização da ANP. Este item está intimamente ligado à necessidade de obtenção de licença ambiental expedida pelo órgão competente, pois a apresentação da licença é um dos requisitos exigidos pela Agência para liberar autorização. O subitem 10.7.1 deixa mais clara esta relação quando explicita que:

10.7.1 - O Concessionário **deverá formular solicitação fundamentada**, formal e por escrito, **na qual devem ser observados os preceitos de** conservação dos recursos petrolíferos, garantia da segurança operacional e **preservação ambiental**.

---

<sup>38</sup> Estimativas de 2004 do Banco Mundial indicaram que o volume gás associado [associado ao óleo, indica que o reservatório contém os dois tipos de hidrocarbonetos] desperdiçado anualmente somava 110 bilhões de metros cúbicos – volume suficiente para suprir todo o consumo anual da França e Alemanha juntas.

Na seção “Revisões e Alterações”, como previamente visto, durante o estudo das cláusulas de eleição de lei aplicável, está consubstanciada a obrigação do concessionário de adaptar-se às exigências da ANP quando surgir nova legislação aplicável que altere regras e critérios cabíveis; quando se transformarem os entendimentos sobre o que seriam as “melhores práticas da indústria do petróleo” ou quando assim o exigir o interesse nacional (10.10.a).

A seção “Perdas”, abrangendo os itens 12.12 a 12.14, retoma a questão do *flare*, delimitando o espectro de aceitação dessa conduta. Pela letra do item 12.13, fica claro que as únicas razões que autorizam a queima do gás natural são “motivos de segurança, emergência e comissionamento”. O item 12.12 impõe ao concessionário o ônus financeiro pela prática de *flare* ao incluir o volume queimado nos cálculos “para efeito de pagamento das Participações Governamentais e de Terceiros”. O mecanismo é muito bem construído, pois soube dar à questão solução baseada em técnica de regulação econômica: internalizou nos custos do concessionário uma externalidade que ele está em melhor posição para administrar.

Tienhaara (2011. p. 18) confirma que a autorização para o uso de *flare* em testes ou por questões de segurança é uma prática amplamente autorizada pelos contratos de investimento em E&P. A pesquisadora detectou uma predominância de limitações à queima de gás nos contratos de países desenvolvidos. Tienhaara é categórica em afirmar que a liberação indiscriminada do uso de *flare* só ocorre em países pobres, onde pesam a escassez de recursos técnicos e a falta de poder das instituições reguladoras.

O item 14.1, inserido entre as disposições de título “Diligência na Condução das Operações”, reforça a necessidade de que as operações sejam conduzidas segundo critérios de aproveitamento racional dos recursos petrolíferos e de proteção do meio ambiente. Neste intuito, o subitem 14.12.b estabelece que o operador da concessão deve “monitorar, de forma ininterrupta, todas as atividades que envolvam riscos operacionais, ambientais ou à saúde humana”. De forma complementar, o item 14.12.1 define que o centro de monitoramento previsto pelo itens 14.12.b deve ser concebido de acordo com as melhores práticas da indústria do petróleo e “guardar proporcionalidade direta com os riscos operacionais e ambientais assumidos pelo concessionário operador”.

O item 14.13, da Seção “Licenças, Autorizações e Permissões”, traz disposição importantíssima, visto, inclusive, já ter embasado disputas em sede de arbitragem entre ANP e concessionário, e por isso será objeto de mais extensas considerações. Afirma o dispositivo em tela que a obtenção de todas as licenças, autorizações e permissões exigidos correrão por conta e risco do Concessionário. Ocorre que, até a quarta rodada de licitações realizada pela ANP, havia um tremendo déficit de comunicação entre a Agência Nacional do Petróleo e o Ibama. A consequência desta precária interação entre órgãos da Administração Direta e Indireta da União foi o oferecimento, em licitação, de blocos exploratórios em áreas que, mais tarde, o Ibama viria a reconhecer como de alta sensibilidade ambiental, e impediria o exercício de quaisquer atividades da indústria do petróleo na região.

A Newfield Brasil Ltda., sociedade empresária constituída no Brasil com a única e exclusiva finalidade de explorar o bloco BM-ES-20, cuja concessão obteve na quarta rodada de licitações, viu ser negado pelo Ibama seu pedido de Licença para realização de Estudos Sísmicos por estar o campo, no entender do Ibama, muito próximo do Parque de Abrolhos. São dignos de menção os termos em que o Ibama negou a licença: “alegou não ter certeza se a atividade de E&P poderia ou não comprometer o ecossistema local. Na dúvida, o órgão ambiental optou por vetar a licença, em vez de solicitar estudos de impacto ambiental mais aprofundados.” (ANTUNES, 2012. p. 65). A Newfield, que havia pagado R\$ 1,39 milhão a título de bônus de assinatura, se viu presa a uma trama kafkiana: a mesma União Federal que assinara com ela, através da ANP, um contrato de concessão para exploração de atividade econômica, estava lhe negando o direito de explorar a concessão através do Ibama. Além disso, a ANP passou a exigir que a concessionária cumprisse com o Plano Exploratório Mínimo (PEM)<sup>39</sup> previsto no contrato, mesmo tendo conhecimento da negativa de concessão de licença ambiental para operação de estudos sísmicos junto ao Ibama. Após anos sem encontrar solução razoável junto às entidades públicas, a Newfield fez o uso da cláusula arbitral, demandando junto à Câmara de Comércio Internacional, entre outras coisas, que lhe fora devolvido o valor pago como bônus de assinatura e a taxa de ocupação e retenção da área; que pudesse se abster do cumprimento das prestações contratuais que

---

<sup>39</sup> O PEM define o mínimo de estudos sísmicos que o concessionário deve realizar na área licitada antes de devolvê-la à ANP, no caso de não reconhecer sua viabilidade comercial.

naquele momento escapavam ao seu controle; e que fosse indenizada pelos lucros cessantes. A Câmara reconheceu a procedência do pedido de abstenção; parcialmente procedente o pedido de restituição; e improcedente o pedido de indenização por lucros cessantes. A ANP viu julgados improcedentes seus dois pedidos: o contrato não foi declarado extinto por descumprimento de obrigação da Newfield (obtenção da licença ambiental) e a Newfield não foi obrigada a pagar as penalidades previstas no contrato. A Agência saiu derrotada e teve sua imagem arranhada. A Newfield teve restituído parte de seu prejuízo, mas despendeu inutilmente muito tempo no Brasil, país no qual encerrou atividades, provavelmente para nunca mais voltar.

A causa responsável pelo drama da Newfield está hoje virtualmente solucionada. A ANP passou a dialogar de maneira mais efetiva com os órgãos de licenciamento ambiental, em especial o Ibama. Agora, todas as áreas que a ANP pretende licitar são antes apresentadas ao Ibama para que se pronuncie quanto a possíveis impedimentos à realização de atividades de E&P de petróleo e gás. Porém, pesam ainda contra a definitiva resolução do problema as falhas sistêmicas da legislação ambiental e dos órgãos de proteção ambiental.

O indeferimento do licenciamento ambiental requisitado pela Newfield não teve suporte legal. O conceito de 'sensibilidade ambiental' utilizado pelo Ibama para motivar o indeferimento não encontrava definição em lei ou regulamento, só tendo sido estabelecido *a posteriori*. O reconhecimento legal das atividades sísmicas marítimas e em zonas de transição como potencialmente causadoras de impactos ambientais também só ocorreu após a concessão do direito de exploração do bloco<sup>40</sup>. No mais, por julgar relevante a preservação da região de Abrolhos, o Ibama, em um exercício de acrobacia normativa, estabeleceu uma ilegal e "absurda 'zona de amortecimento' de 50Km ao redor do Parque Nacional de Abrolhos, dentro da qual a antiga direção do Ibama houve por bem proibir a produção de hidrocarbonetos" (ANTUNES, 2012. p. 78). A Resolução Conama nº 13, por outro lado, prevê zona de amortecimento de 10Km para Unidades de Conservação. De todo modo, o bloco BM-ES-20 localiza-se a 180Km de Abrolhos e nem mesmo a

---

<sup>40</sup> Resolução Conama nº 350, de 6 de julho de 2004, Art. 1º - As atividades de aquisição de dados sísmicos marítimos e em zonas de transição serão objeto de licenciamento ambiental por se tratar de atividades potencialmente causadoras de impactos ambientais, que obedecerá a regras específicas em razão de seu caráter temporário, da sua mobilidade e da ausência de instalações fixas.

definição mais severa, e ilegal, já formulada pelo Ibama teria o condão de justificar o indeferimento da licença.

No fim, a celeuma entre Newfield e União Federal deve ter sido mais efetiva para a preservação de Abrolhos contra a poluição da indústria do petróleo do que todos os regulamentos já criados por órgãos ambientais, pois dificilmente outra companhia se mostrará propensa a investir com tais riscos regulatórios envolvidos.

O item 18.2 reitera o que já estava disposto no item 14.3, especificando que também as licenças, autorizações e permissões para aquisição ou utilização de bens necessários às operações são de inteira responsabilidade do concessionário.

Na seção “Devolução de Áreas e Reversão de Bens” fica estabelecido que a desocupação das áreas concedidas deva ser precedida de todos os cuidados exigidos pelas melhores práticas de abandono da indústria do petróleo e pela legislação aplicável. Estes cuidados incluem a remoção de todas as instalações e equipamentos, limpeza da área, e a restauração das condições ambientais ao seu *status quo ante*, respeitados os critérios de razoabilidade.

Os itens 19.7 e 19.8 apontam o concessionário como responsável pelos atos de seus subcontratados e fornecedores. Este dispositivo ilustra muito bem a fala de Thomas Valentine, experiente negociador internacional de contratos para investimentos em E&P de petróleo e gás, quando identifica que a questão ambiental alimenta um crescente cuidado por parte dos concessionários na escolha de seus parceiros:

*Increasingly, matters of operational standards (including environmental impact) are becoming critical to Project funding and partner identification and are receiving increased attention.”*  
(VALENTINE. p. 17)

A cláusula 21<sup>a</sup>, de título “Segurança Operacional e Meio Ambiente”, consolida as disposições eminentemente ligadas à matéria ambiental. O item 21.1 define que o sistema de gestão de segurança e meio ambiente deve atender não só à legislação aplicável como às melhores práticas da indústria. O item 21.2 subdivide-se em outros seis itens, os quais impõem uma série de deveres ao concessionário ao longo da execução do contrato:

1.1 O Concessionário deverá, na execução do Contrato:

- a) zelar pela preservação do meio ambiente ecologicamente equilibrado;
- b) minimizar a ocorrência de impactos e/ou danos ao meio ambiente;
- c) zelar pela segurança das operações com fim de proteger a vida humana e o meio ambiente;
- d) zelar pela proteção do patrimônio histórico-cultural brasileiro;
- e) reparar o meio ambiente degradado em conformidade com a solução técnica exigida pelo órgão ambiental competente;
- f) Controlar as Operações de modo que os métodos e substâncias empregados não comportem risco à vida humana e ao meio ambiente.

No item 21.3, a ANP se reserva o direito de solicitar cópia dos estudos submetidos à aprovação do órgão ambiental competente, caso o conhecimento de seu conteúdo torne-se necessário à gestão de algum aspecto do contrato. Esta disposição demonstra o interesse da Agência em manter-se atualizada sobre eventuais dificuldades com questões ambientais que o concessionário possa estar enfrentando. Este conhecimento permite à ANP antecipar a prática de atos de gestão que se mostrem necessários. Quando solicitada, a Agência pode, no estrito limite legal de suas atribuições, prestar assistência ao concessionário para a obtenção de licenças, autorizações e permissões (15.4), inclusive licenças ambientais.

O item 21.4 está ligado à concessão da Licença de Instalação e da Licença de operação para atividade sísmica em águas rasas (profundidades inferiores a 50m). Para que estas licenças sejam concedidas, deve ser elaborado Estudo de Impacto Ambiental e seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental que, se aprovados, são submetidos a Audiência Pública. O item 21.4 estabelece que, quando o órgão ambiental determinar a realização da audiência, o concessionário deverá enviar à ANP, antes da data programada para o evento, cópia dos estudos realizados.

O item 21.5 determina que sejam apresentadas à ANP cópias das licenças ambientais e de suas respectivas renovações no prazo de até 30 dias, contados de sua obtenção, “ou, antes disso, quando necessário para instruir procedimento de autorização que requeira tais documentos”. Este item foi anteriormente mencionado, durante a defesa da implementação de análise de impacto regulatório e da necessidade de se motivar apropriadamente as decisões da Administração Pública. A Petra Energia S.A. sugeriu que o item em questão passasse a prescrever prazo inferior para o concessionário apresentar a licença ambiental (15 dias), mas pedia que este prazo fosse contado a partir de seu efetivo recebimento, pois “Na grande maioria das vezes os órgãos ambientais, tanto da esfera estadual quanto municipal, são extremamente morosos no envio da licença/renovação concedida”.

O relato oferece bom exemplo do que, neste estudo, identifica-se como “problemas sistêmicos dos órgãos ambientais”. A demora na concessão de licença ambiental implica em altos e desnecessários custos para as sociedades. Enquanto aguarda a análise do Ibama, o concessionário é obrigado a arcar com todos os custos fixos do empreendimento, além do pagamento de taxa de ocupação ou retenção da área. A princípio, o Ibama tem prazo máximo de seis meses para analisar o pedido de licença, mas este pode ser estendido para até doze meses caso a análise envolva Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental (Resolução Conama nº 237, art. 14). Se exigidos “estudos ambientais complementares ou preparação de esclarecimentos pelo empreendedor”, a contagem do prazo será suspensa (Resolução Conama nº 237, art. 14, §1º), logo, é possível que o processo de análise se estenda por muito mais tempo.

O item 21.6 materializa o dever do concessionário de informar à ANP e às autoridades competentes sobre qualquer ocorrência “envolvendo risco ou dano ao meio ambiente ou à saúde humana”, além de prejuízos materiais, fatalidades, ferimentos ou interrupções não programadas das operações.

No item 21.7 fica especificada a validade, em termos de danos ao meio ambiente, para o que já estava previsto na cláusula geral de responsabilidade: o concessionário é responsável “por todos os danos ao meio ambiente que resultarem, direta ou indiretamente, da execução das Operações”. Conforme regra geral de responsabilidade civil por dano ambiental da lei brasileira, a responsabilidade é

integral e objetiva. Esta característica do regime de responsabilização por dano ambiental vigente no Brasil cria empecilhos à gestão dos riscos ambientais na indústria do petróleo e gás, pois é idêntico o quantum indenizatório que recai sobre o agente que cumpre integralmente com seu dever de cuidado e aquele que é absolutamente relapso. Os riscos inerentes à atividade são ilimitados, segundo Bretz-rouzaut e Favennec (2011. p. 342). Os acidentes implicam em custos, assim como a implantação de sistemas de prevenção de acidentes. O denominador comum é o “risco aceitável”. A falta de uma regulação ambiental baseada em performance cria ambiente mais favorável ao surgimento de circunstâncias nas quais o risco ambiental parece aceitável. Se os sistemas de controle forem muito custosos, o operador não tem estímulo para o cumprimento parcial das exigências. Ou ele cumprirá a totalidade das prescrições, sempre da maneira menos onerosa (em detrimento da qualidade), ou assumirá o risco de não implementar absolutamente nada.

Zhiguo Gao é da opinião que os melhores resultados regulatórios podem ser alcançados por meio de sistemas híbridos, que trabalhem tanto com as disposições de tipo comando-controle (abordagem por imposição de obrigações e proibições), quanto as baseadas em incentivos (abordagem econômico-regulatória). Segundo Gao, a principal deficiência das abordagens de tipo comando-controle é não fazer com que o agente fiscalizado tenha interesse no cumprimento das regras. O autor ressalva que os instrumentos por incentivo tampouco poderiam ser aplicados isoladamente; eles necessitam do resguardo de um quadro regulatório e legal que estabeleça alguns limites rígidos dentro dos quais o administrado poderá operar (GAO, 1998. pp. 47-49).

Os itens 21.7.1 e 21.7.2 também retomam disposições anteriormente feitas em caráter geral e explicitam sua incidência para os casos de dano ambiental. Afirmam, respectivamente, o dever de “reparar e/ou indenizar os danos resultantes das Operações” e de ressarcir a União e a ANP por prejuízos, de qualquer natureza, que sofram em decorrência dos danos ambientais perpetrados pelo concessionário.

Na cláusula 22<sup>a</sup>, intitulada “Seguros”, há a previsão de que, ao longo da vigência do contrato, o concessionário deverá manter uma série de riscos cobertos por seguro. Além de mencionar indefinidamente os “casos exigidos pela Legislação Aplicável”



(22.1), no item 22.1.1 estão discriminadas algumas áreas de cobertura obrigatória: dentre as quais se inclui a “limpeza decorrente de acidente (22.1.1.d), a descontaminação decorrente de acidente” (22.1.1.e) e a “responsabilidade civil por danos ambientais” (22.1.1.f). A existência do seguro, porém, não importa em limite da responsabilidade do concessionário (22.1), de forma que, não estando o seguro apto a cobrir a integralidade dos prejuízos, o concessionário terá de complementar o quantum indenizatório, até o limite do dano causado.

A utilização de seguros para cobrir danos ambientais ainda é uma novidade no Brasil. A imprevisibilidade do sistema regulatório e a natureza virtualmente ilimitada do dano que pode ser produzido têm sido alguns dos óbices à incorporação desta prática na cultura de negócios nacional. Walter Polido, especialista em seguro ambiental, identifica modalidade ainda menos comum de seguro ambiental, aquele sobre as emissões graduais ou paulatinas. A cobertura geralmente se limita aos “acidentes ou descargas repentinas, súbitas ou inesperadas”, decerto são maiores os impactos ambientais de uma violenta descarga de óleo em curto período de tempo, no entanto, em áreas de biota mais sensível, como nos campos em águas rasas, estas emissões paulatinas podem estar provocando impactos sensíveis. Se estudos mais detalhados sobre os impactos das emissões gradativas derem azo à aplicação de multas e pedidos de indenização, é possível que os seguros sobre tal modalidade de emissões venham a se popularizar.

A cláusula 29<sup>a</sup> prevê a aplicação de sanções específicas, previstas no contrato e na legislação aplicável, caso o concessionário descumpra qualquer das obrigações de natureza contratual (29.1); sem prejuízo da aplicação das sanções administrativas cabíveis na hipótese de descumprimento da legislação aplicável (29.2). O item 29.3 prevê a possibilidade de resolução do contrato no caso de intempestividade no cumprimento de obrigações fixadas pela ANP.

O item 29.8 garante uma ampla discricionariedade à ANP para avaliar a conduta do agente. Se a ANP entender que o descumprimento de estipulações contratuais não foi “grave, reiterado, ou revelador de imperícia, imprudência ou negligência contumazes” (29.8.a) ou que, mesmo estando em falta, o “houve ação diligente, por parte do Concessionário, no sentido de corrigir descumprimento do Contrato” (29.8.b) poderá não resolver o contrato. Merece ser sublinhado o limite implícito da

discricionariedade facultada por essas disposições contratuais: o juízo subjetivo da ANP só pode ser usado para beneficiar o concessionário.

A leitura conjunta dos itens 30.1 e 30.4.1 oferece combustível para um interessante debate sobre a unidade subjacente aos termos do contrato, e o caráter excepcional conferido às disposições de cunho ambiental. Segundo o item 30.1 as partes deixarão de responder pelo cumprimento das obrigações assumidas nas hipóteses de caso fortuito, força maior e causas similares que justifiquem a inexecução, “como o fato da administração, fato do príncipe e as interferências imprevistas”. Pouco adiante, no item 30.4.1, determina que, se mudança posterior de legislação estabelecer regras ou critérios mais rígidos de licenciamento ambiental (fato do príncipe), inviabilizando em definitivo a obtenção da licença, o contrato será extinto sem que assita ao concessionário direito a qualquer tipo de indenização.

Cabe, diante dessas disposições, levantarem-se questionamentos quanto às suas motivações. Teria o licenciamento ambiental merecido tratamento diferenciado pela relevância intrinsecamente superior que se atribui ao meio ambiente (lógica devocional)? Teria o item 30.4.1 sido acrescentado ao contrato após o incidente envolvendo a Newfield, na esperança de assim anular os riscos de tal disputa venha a ocorrer novamente? De fato, corrobora essa tese a constatação de que, até o modelo de contrato assinado pela Newfield na 4ª Rodada de Licitações, não constava cláusula equivalente<sup>41</sup>. A ANP espera sinceramente que uma disposição contratual em tão flagrante desequilíbrio com o universo de valores expressos no próprio contrato, na lei brasileira e internacional possa operar a seu favor caso a Agência tenha de enfrentar outra disputa, nos termos da travada com a Newfield?

Na consulta pública para a preparação da minuta do contrato, o IBP manifestou-se singelamente sobre as pretensões da ANP de negar direito indenizatório ao concessionário prejudicado naquela hipótese: “O IBP entende, respeitosamente, que o eventual objeto de indenização está previsto em lei”. Ao que a ANP arguiu: “A possibilidade prevista nesse parágrafo insere-se no risco assumido pelo concessionário”.

---

<sup>41</sup> O modelo de contrato de concessão da 4ª Rodada de Licitações encontra-se disponível para download em: <http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round4/round4/edital/EditalR4.pdf>

Este é, portanto, o atual<sup>42</sup> estado do controle ambiental no contrato de concessão para atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural da ANP. Um grande salto já foi dado em relação aos termos que vigiam nos contratos das primeiras rodadas, mas muito ainda há que se fazer. As contradições internas do documento fazem crer que ele vem sendo escrito por muitas mãos, e que a incorporação de novas disposições, ao longo dos anos, de alguma forma comprometeu sua unidade conceitual. Ele não é um instrumento com foco na atração de investidores, pois impõe muitos riscos desnecessários à parte privada que a ele se vincula; também não é uma ferramenta para o controle incisivo do Estado sobre as operações, até porque os contratos de concessão não são a ferramenta mais adequada para se atingir este objetivo.

É possível que a ausência de uma diretriz estratégica bem definida para a política de concessões esteja influenciando a formação de um modelo de contrato de concessão dividido. É certo que o contrato, ainda que se incline à atração de investidores, será marcado por algum nível de hibridismo, na medida em que suas cláusulas essenciais, previstas na Lei do Petróleo (art. 43 e incisos<sup>43</sup>), impõem a previsão de uma série de itens de interesse público, disposições que realçam o papel de monitoramento e controle do Estado. O inevitável hibridismo do contrato de concessão não merece ser alvo de críticas, mas sim o caráter pouco salutar da

---

<sup>42</sup> Cumpre lembrar que o presente estudo baseia-se no modelo de contrato utilizado na 11ª Rodada de Licitações.

<sup>43</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;
- 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.

perspectiva que oferece: a constituição de uma relação de longo prazo marcada por um injustificável desequilíbrio.

## **5 - SUGESTÕES PARA UMA REVISÃO DO CONTROLE AMBIENTAL NAS CONCESSÕES BRASILEIRAS**

A intensificação da exploração e produção de petróleo deve vir acompanhada do aperfeiçoamento de todo o arcabouço legal que regulamenta o setor. A segurança jurídica é um fator crítico para a atração de investidores, e o risco regulatório brasileiro ainda é alto, pois nossa legislação é ampla, pulverizada, não raro obscura e incongruente. Além disso, há muita ingerência do governo sobre o setor. Em anos recentes, com os debates sobre o pré-sal, os ânimos intervencionistas se acirraram ainda mais, trazendo grande temor de que os contratos já firmados pudessem não ser respeitados.

A regulação ambiental das atividades do upstream é uma ótima ilustração do caos reinante em algumas áreas do setor. Conflitos de competência fiscalizatória, na aplicação de infrações, de identificação da lei aplicável, e a sujeição de decisões técnicas a juízos de conveniência políticos são apenas alguns dos problemas que compõem um curioso histórico de tristes ocorrências para a indústria do petróleo brasileira. Essas questões precisam ser melhor abordadas nos anos vindouros. Caso contrário, o Brasil não conseguirá diversificar suas fontes de produção, atrair *players* menores e estender a exploração e produção nacionais para as áreas de nova fronteira.

Os objetivos de um sistema fiscal flexível, de acordo com Bret-Rouzaut e Favennec (2011. p. 261), é melhorar a economicidade das descobertas marginais, que estão se tornando cada vez mais comuns e “evitar que a companhia aufera lucros excessivos”. A questão da flexibilização para se promover a exploração dos campos marginais é de suma importância para o Brasil. Atualmente, quase todo o petróleo nacional provém da Bacia de Campos, e muito pouco dos pequenos campos em terra. Essa realidade destoa imensamente do que se observa nos Estados Unidos. Naquele país, os produtores independentes, operando poços em terra, são

responsáveis por 65% da produção de gás natural e 45% do total de óleo. Além disso, operam 80% dos 800.000 poços em produção e foram responsáveis por todas as grandes descobertas em terra nos últimos 24 anos<sup>44</sup>.

A complexidade e rigidez do atual sistema vigente no Brasil, no entanto, não favorece o surgimento de pequenos produtores independentes. A abertura do mercado brasileiro, apesar de ter atraído grandes players internacionais, ainda não foi muito efetiva na diversificação da produção, que em grande parte ainda é resultado das operações da Petrobras. A expansão da atividade produtiva em terra também segue em ritmo lento. Produtores independentes não surgiram em quantidade significativa, e a Petrobras, que poderia estar investindo seu capital na exploração de megacampos como os do pré-sal, é obrigada, para dar suporte à política de desenvolvimento regional do governo, a desviar recursos para projetos de pequeno porte e retorno financeiro incompatível com suas aspirações.

Até o presente, o modelo de baixa flexibilidade que o governo brasileiro formatou para a E&P de petróleo e gás foi relativamente bem-sucedido pelas expectativas de grandes retornos que oferecia, quando comparadas com os prospectos alternativos disponíveis em outros países. Nos últimos anos, porém, muitas reservas têm sido encontradas em nações que impõem controles menos severos, e o mercado brasileiro começa a ganhar concorrentes de peso na disputa por atração de investimentos. Além disso, inovações tecnológicas como a perfuração horizontal e o faturamento hidráulico inauguraram a exploração de recursos não convencionais (*shale oil e shale gas*), o que deve aumentar a oferta mundial de combustíveis e forçar a queda de preços.

A produção de recursos não convencionais promete sérias repercussões sobre a indústria do petróleo brasileira. Primeiramente, porque os principais importadores de nossa produção (China e Estados Unidos) aparentemente concentram vultosas reservas de *shale* e, em futuro próximo, talvez não precisem importar tanto volume de óleo do Brasil. Segundo, porque a atratividade do investimento na exploração desses recursos desviará muito da atenção até então depositada no mercado brasileiro. E, por último, mas não menos importante, porque essas reservas são

---

<sup>44</sup> Dados da Research Partnership to Secure Energy for America (RPSEA), disponível em: <http://www.rpsea.org/small-producer-program/>

muito mais acessíveis do que as brasileiras (produção em terra *versus* águas profundas; e proximidade do mercado consumidor) e devem se realizar a custo muito mais baixo. A grande oferta de combustível a preço mais baixo pode reduzir o valor do barril de petróleo no mercado internacional a um ponto em que a produção de alto custo que se opera no Brasil se torne economicamente inviável, pondo em cheque as expectativas criadas sobre as reservas do pré-sal.

Reservas de óleo de folhelho (*shale oil*) por país:

	País	Estimativa de recursos recuperáveis (Trilhões de pés cúbicos)
1	Rússia	75
2	Estados Unidos	58
3	China	32
4	Argentina	27
5	Líbia	26
6	Austrália	18
7	Venezuela	13
8	México	13
9	Paquistão	9
10	Canadá	9

Fonte: US Energy Information Administration, (junho de 2013)<sup>45</sup>

Reservas de gás de folhelho (*shale gas*) por país:

	País	Estimativa de recursos recuperáveis (Trilhões de pés cúbicos)
1	China	1115
2	Argentina	802
3	Argélia	707
4	Estados Unidos	665
5	Canadá	573
6	México	545
7	Austrália	437
8	África do Sul	390
9	Rússia	285
10	Brasil	226

Fonte: US Energy Information Administration, (junho de 2013)

<sup>45</sup> EIA. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Junho 2013. Disponível em: <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>

Lideranças estrangeiras têm enfatizado a necessidade de o Brasil investir em capacitação de pessoal, flexibilizar os mecanismos de controle e desburocratização, melhorar o ambiente de negócios e assim atrair mais investidores. Este é um desafio que se impõe indistintamente a todas as nações, pois inevitavelmente competem com seus vizinhos pela atração de investimentos externos. Recentemente, vem se fortalecendo uma percepção generalizada de que, na América Latina, o México seria referência na promoção de um ambiente de negócios favorável à atração de investimentos, e que seu crescimento será alavancado por capital que poderia ter sido investido no Brasil.

Somadas aos esforços mexicanos para a redução dos riscos regulatórios, pesam os indícios de que o território mexicano concentre expressivas reservas de recursos petrolíferos não convencionais. A exploração dessas reservas certamente tem prioridade na estratégia energética estadunidense. Além de o México ser país vizinho, já existe estrutura de dutos conectando ambas as nações, e o escoamento da produção não implicaria grandes desafios logísticos. Não bastassem tantas sinergias, as condições geológicas das reservas mexicanas são idênticas às encontradas no sul dos Estados Unidos, logo, qualquer técnico com experiência na exploração de reservas no Texas está prontamente qualificado para trabalhar no México.



Bret-Rouzaut e Fevenec (2011. p. 261) entendem que a flexibilização dos termos com os quais a Administração Pública estabelece relações de longo prazo é determinante para o futuro de um país. Abrir mão de um benefício de curto prazo, tendo em vista um ganho mais distante, é, segundo os autores, a estratégia política correta. Sem compartilhar desta visão, não é possível a um país formular uma política de estado. Este tem sido um problema crônico da recente democracia brasileira: proliferam os planos de governo, mas inexistente projeto de Estado. As considerações de horizonte mais distante convergem para a subsequente disputa eleitoral.

Um dos sintomas da fixação dos políticos brasileiros com os ganhos imediatos está expresso no sistema fiscal aplicado à indústria do petróleo e gás. O modelo de licitação brasileiro confere grande peso ao bônus de assinatura (40% dos pontos da proposta), valor que deve ser pago pelo concessionário por ocasião da assinatura do contrato de concessão. Para antecipar a receita e favorecer o orçamento disponível durante o próprio mandato, escolheu-se privilegiar o bônus de assinatura como critério de seleção da proposta. Perde o país, que poderia ganhar muito mais postergando essa receita; assinando mais contratos com melhores ofertas; e ampliando a campanha exploratória. Perde a sociedade empresária, que é descapitalizada antes mesmo de começar a investir na exploração da concessão.

O caminho mais correto, dentro do escopo de uma verdadeira política de Estado, aponta para concessões com baixo (ou até mesmo nenhum) valor pago na forma de bônus de assinatura e a previsão de maiores retornos no caso de sucesso das operações. Diminuir-se-iam os riscos para o investidor; muitos mais agentes poderiam se lançar à campanha exploratória; o Brasil aumentaria o conhecimento geológico sobre suas bacias sedimentares; as reservas provadas e volume produzido se ampliariam; o aumento do número de produtores aumentaria a demanda por produtos e serviços, o que aqueceria a indústria local etc.

A solução dessas questões, entretanto, não será uma possibilidade no curto ou médio prazo. Sua viabilização depende de uma verdadeira transformação da cultura política e de gestão do país, e as gerações são as menores unidades de tempo para mudanças de rumo dessa ordem. Essa problemática fundamental influencia, em variados graus, a efetividade do Estado em todas as suas áreas de atuação. Sobre a



matéria ambiental, não parece descabido supor que ela se enquadre entre as áreas em situação pouco mais crítica que a média, pois grande parte da sociedade e governo desfruta de uma perspectiva distorcida e pouco objetiva do assunto.

O Dr. A. F. M. Maniruzzaman, professor da Kent University, com muita sagacidade e boa dose de ironia, defende que uma arma muito efetiva para a proteção ambiental e o desenvolvimento sustentável do setor energético é um governo que se reconheça mais como parte do problema que da solução para a crise ambiental (2003. p.43). Enquanto o Estado não der solução ao emaranhado legal em que se encontra o direito ambiental, permanecerão altos os níveis de risco político, de risco regulatório e os custos de transação que compõem o Custo-Brasil. Sem leis e regulamentos claros, preferencialmente codificados, não será possível ao agente privado conformar-se às regras, pois antes precisa conhecê-las. Em verdade, atos contraditórios da Administração Pública sugerem que a codificação da legislação ambiental federal serviria de esclarecimento ao próprio Poder Público, vide, por exemplo, as dificuldades enfrentadas pelo Ibama para, baseado na lei, fundamentar o indeferimento da licença ambiental à Newfield. A opinião de Paulo de Bessa Antunes corrobora a tese de que a estrutura legal brasileira “está muito aquém do que seria desejável, principalmente devido ao fato de ser um verdadeiro cipó legislativo que cresce em volume, mas não em eficiência, eficácia e segurança” (ANTUNES, 2003. p.113).

As leis, por si só, também não serão suficientes para sanar todas as deficiências da regulação ambiental. É necessário que o cumprimento das regras seja efetivamente cobrado dos administrados e, se detectadas inconformidades, se apliquem as sanções cabíveis. Segundo Radon (2008. p. 50):

(...) host governments and parliaments should enact objective environmental regulations and statutes. Such environmental standards are only effective if they are enforced and if their violation has a cost that is high enough to serve as a deterrent.

Maniruzzaman (2003. p. 42), em um estudo sobre meio ambiente e desenvolvimento de energia sustentável na região da Ásia-Pacífico, constata que a falta de fiscalização tornou infrutífero todo o cabedal de leis e regulamentos ambientais

inseridos nos países-membros da Cooperação Econômica Ásia-Pacífico. O Brasil tem muito a aprender com este exemplo, dada sua histórica tradição de se tentar transformar o meio social “por decreto”. Essa estratégia equivocada estimulou a geração de uma infinidade de documentos legais que pouco ou nada contribuíram para a evolução da realidade social. Ao contrário, prestaram-se à desmoralização da lei e das instituições estatais. Não por acaso, expressões como “lei para inglês ver” e “lei que não pegou” hoje povoam o imaginário popular.

A construção de perspectivas mais promissoras para o Brasil dependerá de sua capacidade de promover transparência, disseminar informação e legitimar procedimentos decisórios embasados prioritariamente em argumentos técnico-científicos. Quando se adentra os domínios da subjetividade, a motivação dos atos administrativos perde muito de sua eficácia. É tênue a linha entre o juízo de conveniência e a mera opinião, e a decisão discricionária enfrentará sérios obstáculos para convencer a população da justeza de sua diretriz. Este ponto é essencial para o amadurecimento da democracia, pois nenhum sistema conseguirá preservar sua legitimidade e governabilidade sem inspirar nas pessoas a percepção de que persegue fins justos e razoáveis. Fora da razão ao haverá consenso. A efetivação do cenário acima descrito é de suma relevância para a evolução da regulação e políticas ambientais. É urgente a necessidade de reduzir-se a assimetria de informações sobre a matéria ambiental e integrar a sociedade em debates bem fundamentados.

No âmbito de competência do governo e, mais especificamente, dos entes reguladores, cabe uma ampla revisão do papel que enxergam para si no tratamento da questão ambiental. A ANP, apesar de ter entre suas atribuições legais “fazer cumprir as boas práticas de conservação e uso racional do petróleo, gás natural, seus derivados e biocombustíveis e de preservação do meio ambiente” (Lei nº 9.478/97, art. 8º, IX), parece receosa em atuar de maneira mais firme na regulação da matéria ambiental, talvez por temor de invadir competência do Ibama e órgãos especializados. Esta linha de raciocínio é perigosa, pois a regulação ambiental da indústria do petróleo abrange muitos saberes, nem todos eles objeto da capacitação dos agentes de órgãos ambientais.

É injusto, por exemplo, exigir dos órgãos ambientais que, de maneira desassistida, decidam sobre a definição e modulação das sanções administrativas e multas que aplicarão aos agentes de mercado da indústria do petróleo. O Ibama desconhece as estruturas de custo do negócio, não possui informações sobre os processos produtivos operados pelas indústrias do setor petrolífero. Em suma, desconhece as consequências econômicas dos atos que pode praticar. Sem subsídios para arbitrar um valor justo de multa – ou seja, nem tão insignificante que o infrator se estimule a reincidir e nem tão onerosa que inviabilize a continuidade da atividade empresarial – ou prever os impactos trazidos pela aplicação de uma sanção administrativa (qual o custo, por exemplo, de se suspender por 24 horas as atividades de uma plataforma de produção de petróleo?), como podem os entes reguladores terem chegado à conclusão de que poderiam de maneira isolada monopolizar a atividade fiscalizatória e sancionatória de quaisquer matérias relativas a uma indústria complexa como a do petróleo?

Seria prudente que ANP e órgãos ambientais, principalmente o Ibama, estabelecessem uma cultura de realização de operações e procedimentos conjuntos, e que a formalização de atos que se enquadrem em certos critérios de relevância fossem ao menos oferecidos para apreciação e parecer prévio do outro órgão, respeitadas suas respectivas esferas de especialidade e competência. A ANP ofereceria parecer sobre as repercussões operacionais e econômicas da medida; o Ibama identificaria os potenciais riscos e extensão/gravidade dos danos causados.

Um modelo de regulação construído sobre essas bases produziria ações mais efetivas e justas; pouparia o desgaste da imagem das instituições, as quais são frequentemente postas em cheque pela imprensa por prestarem depoimento com informações desencontradas; promoveria a melhora do ambiente negocial, reduzindo o risco regulatório e, colateralmente, o Custo-Brasil.

A insuficiência de recursos disponíveis aos órgãos reguladores também merece ser objeto de análise. Em 2012, a indústria do petróleo já era responsável por 12% do PIB do Brasil e, segundo o IBP, a produção dos campos do pré-sal elevará esta participação para 20% até 2020. Essa indústria gera, apenas diretamente, 400 mil empregos, e a Organização Nacional da Indústria do Petróleo (ONIP) prevê que o pré-sal catalisará a criação de mais 2,5 milhões de postos de trabalho e US\$ 400

bilhões em novas demandas por equipamentos e serviços. O IBP prevê investimentos de US\$ 266 bilhões até 2016 e o presidente do BNDES, Luciano Coutinho declarou acreditar que o setor vai mudar o panorama industrial brasileiro<sup>46</sup>. O regulador dessa indústria de impactos revolucionários só conseguiu realizar três concursos públicos ao longo de seus 17 anos de existência; e essa indústria multibilionária e de impactos revolucionários não deve contar com mais dos que 30 especialistas para fiscalizar o cumprimento de requisitos de segurança operacional e meio ambiente em todo o território nacional. Os recursos orçamentários da ANP são, ano após ano, reiteradamente, objeto de contingenciamento por parte do governo<sup>47</sup>, muito embora o ente regulador goze (ao menos em teoria) de autonomia financeira. O quadro é desolador e é difícil transmitir o nível de precariedade das condições em que os fiscais da ANP têm de exercer suas funções. Como ilustração oportuna e triste, vale relembrar matéria veiculada pela imprensa em 28 de novembro de 2011, cujo título “Petrobras gasta mais com café do que ANP com fiscalização”<sup>48</sup> dispensa maiores explicações.

A indústria do petróleo cresceu muito em importância para o Brasil, mas expansão correspondente não foi promovida na estrutura dos órgãos responsáveis por sua regulação e fiscalização. Esta assimetria deve ser reparada o mais cedo possível. O volume atual de trabalho já é incompatível com a estrutura da Agência e do Ibama, e a operacionalização do pré-sal potencializará essa deficiência. A indústria do petróleo mobiliza incrível volume de recursos; seu tempo de operação custa caro, o que motiva as sociedades empresárias do setor a buscarem contínua otimização de seus procedimentos. O governo deve fazer o mesmo. Os prejuízos causados pela demora no licenciamento de um único campo talvez seja suficiente para pagar todos os salários que uma equipe de especialistas em licenciamento do Ibama receberão em vida. Não contratar mais pessoas para exercer essas atividades é simplesmente um mau negócio para o governo.

---

<sup>46</sup> Dados colacionados em matéria do jornal O Globo de 16/09/2012. “PIB do petróleo no país deve dobrar até 2020”. Disponível em: <http://glo.bo/1uICEyd>

<sup>47</sup> Palavras de José Jorge, Ministro do TCU: “A questão da autonomia financeira ainda é muito prejudicada porque os recursos pagos pela população para que a agência funcione são contingenciados pelo governo”. Jornal Valor Econômico, edição de 05 de junho de 2012. Título: “Para o TCU, agências reguladoras sofrem com falta de autonomia”. Disponível em: <http://bit.ly/1fTmJc5>

<sup>48</sup> Blog do Noblat. “Petrobras gasta mais com café do que ANP com fiscalização”, 28 de novembro de 2011. Disponível em: <http://glo.bo/1f5rOx0>

É importante também que a ANP estude a introdução de instrumentos regulatórios mais modernos e sofisticados. As metodologias do tipo comando-controle não atendem completamente às necessidades de regulação de atividades econômicas complexas. É necessário avaliar as alternativas regulatórias baseadas em estímulos que já foram implementadas com sucesso em países com tradição na matéria e verificar a viabilidade de serem adaptados e transpostos para o Brasil.

Em 1995, antes, portanto, da publicação da lei do petróleo, o professor Edmilson Moutinho dos Santos já propunha, em um projeto de lei de petróleo por ele elaborado, que todos os procedimentos, regulamentações e padrões de operação aplicáveis às atividades petrolíferas deveriam fixar níveis de qualidade ambiental e de segurança que deveriam ser atendidos, “e não simplesmente prescrições e regulamentações detalhadas que restrinjam as atividades petrolíferas em si” (art. 10º, caput).

A gestão por performance, a tanto tempo cogitada como base para o controle ambiental das atividades da indústria do petróleo brasileira, segue como mera aspiração. Moutinho dos Santos pontuou que o caminho mais acertado para obter-se eficiência e observância da regulação ambiental seria conferindo-se flexibilidade às sociedades empresárias, para que elas, melhores conhecedoras da estrutura de custos do negócio, pudessem estabelecer estratégias individuais para o cumprimento das metas e padrões definidos pelo Estado (art. 10º, §2º).

Infelizmente, a gestão por performance demanda mão de obra especializada e um eficiente sistema de coleta de dados que permita mensurar o desempenho dos administrados. O Brasil já conta com medidores em vários pontos da cadeia produtiva, os quais permitem monitorar e coletar dados quantitativos. Talvez essas informações pudessem servir de ponto de partida para que ANP e Ibama começassem a elaborar políticas de incentivo à redução das emissões (nos moldes da consolidada pelo mercado de cotas de carbono), incentivando os concessionários a buscarem superar a meta base no limite da viabilidade econômica de seus empreendimentos.

Zhiguo Gao elenca algumas opções de metodologias de regulação ambiental, baseadas em estímulos e recompensas, que poderiam ser consideradas para

implantação no Brasil (1998. pp. 47-49). Uma em específico parece particularmente desejável, trata-se dos fundos para reparação de dano ambiental. Sabendo-se que todos os concessionários de atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural podem se beneficiar de um seguro contra acidentes ambientais; que algum nível de risco de acidente sempre existirá, mesmo que o concessionário aja com zelo; e que o ônus imposto pela reparação do dano pode exceder a capacidade econômica da sociedade empresária, porque não instituir um fundo que atue como distribuidor dos riscos e ônus do eventual acidente entre todos os agentes que compõem o mercado e contribuíram para a geração daquele risco?

A todos os concessionários poderia ser imposta a obrigação de depositar, no fundo de estabilização dos riscos por dano ambiental, um valor proporcional aos riscos criados pela atividade que exerce. O uso do capital depositado para restauração do meio ambiente ou pagamento de indenizações, no entanto, não constituiria direito automático do concessionário. A utilização dos recursos do fundo estariam sujeitas ao desempenho do agente na implantação de seu sistema de controle e monitoramento, do volume de dejetos descartados, uso de flare, existência de maus antecedentes etc. De acordo com sua performance, o concessionário poderia fazer uso de diferentes margens de capital. Esta solução teria o mérito de mitigar o risco ambiental individual; garantiria maiores níveis de solvência para a reparação de danos ambientais; e ofereceria estímulo aos concessionários para atingirem melhor desempenho na prevenção de danos e emissões de poluentes.

A indústria do petróleo passa por um período de grande expectativa por mudanças de paradigma, e ainda não está muito claro qual papel caberá ao Brasil nessa nova ordem. De um lado, o pré-sal promete expandir enormemente a produção nacional; e o Governo Federal segue firme na defesa da tese que estas reservas permitirão ao Brasil se reinserir na comunidade internacional em termos muito mais vantajosos. Por outro lado, é razoável supor que a emergência de uma indústria extrativa de grandes proporções, focada na produção de recursos energéticos não convencionais (*shale oil* e *shale gas*), produzindo a menores custos e concentradas nos territórios dos dois maiores importadores mundiais de petróleo exercerão expressivo impacto na oferta e demanda do mercado energético internacional.

A definição dos concessionários que explorarão o pré-sal inaugurou um período de ostracismo do mercado de E&P brasileiro. As oportunidades disponíveis não parecem gerar muito entusiasmo junto aos investidores internacionais, e a recente tentativa de concessão de áreas em bacias de nova fronteira organizada pela ANP (12ª Rodada de Licitações) teve resultado considerado pífio por alguns especialistas. Menos da metade dos blocos foram arrematados, mais de 40% pela Petrobras.

Talvez a emergência das reservas de *shale* e o arrefecimento do entusiasmo em relação às oportunidades de investimento em E&P de petróleo oferecidas pelo Brasil apontem para a reconfiguração de um cenário similar, ao menos sob alguns aspectos, àquele verificado nos primeiros anos de abertura do mercado brasileiro. É possível que o Brasil tenha de se reposicionar diante de um novo contexto de multiplicidade de destinos atrativos para o capital estrangeiro e se veja na incumbência de propor políticas e ferramentas regulatórias mais equitativas.

Durante décadas a questão ambiental foi relegada ao segundo plano, fato que contribuiu para a formação de uma cultura de desrespeito ao meio ambiente. O próprio Estado, tantas vezes relapso, agora põe a efeito leis e regulamentos desproporcionalmente severos, com o provável objetivo de impactar a sociedade e forçar uma rápida mudança de cultura ambiental. Este “tratamento de choque” produz resultados especialmente desastrosos para alguns setores da sociedade, principalmente as indústrias extrativas. É essencial que os entes reguladores percebam os impactos negativos de suas políticas e submetam as decisões em matéria ambiental, como tantas outras, ao crivo da racionalidade.

O Brasil transitou rapidamente de um país em que não se exigia nada em termos de controle ambiental, para um em que se exigem coisas em excesso, muitas vezes desarrazoadas. O momento é de busca por equilíbrio: um meio termo construído sobre bases técnicas que permita conciliar atração de investimentos, aumento da produção de hidrocarbonetos e efetiva proteção ambiental. Propor leis claras e desenhar soluções regulatórias inteligentes farão parte da solução. A flexibilização do sistema regulatório vai preparar o Brasil para o único cenário que já é certo: a mudança.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). *Anuário estatístico 2007*. Rio de Janeiro: ANP, 2008.

\_\_\_\_\_. *Anuário estatístico 2013*. Rio de Janeiro: ANP, 2013.

\_\_\_\_\_. *Relatório de consolidação das participações governamentais 2012*. Rio de Janeiro: ANP, 2013. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?dw=59741>

ANTUNES, Paulo de Bessa. *Exploração de petróleo e segurança jurídica: o Caso Newfield*. Revista de Arbitragem e Mediação, São Paulo, v. 9, n. 33, p. 63-79, abr./jun. 2012.

\_\_\_\_\_. *A proteção ambiental nas atividades de exploração e produção de petróleo: aspectos jurídicos*. Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2003.

ANIVISA. *Análise de Impacto Regulatório*. Disponível em: <http://bit.ly/1mA9wDC>. Acesso em: 04/02/2014

ARAGÃO, Alexandre Santos de. *O contrato de concessão de exploração de petróleo e gás*. In: Revista Eletrônica de Direito Administrativo Econômico. n.5, fev/mar/abr de 2006, Salvador. (pp. 1-29)

BAPTISTA, Luiz Olavo. *Contratos Internacionais*. São Paulo: Lex Editora, 2010.

BARCELO, Isabel Ferreira. *O princípio da autonomia da vontade nos contratos comerciais internacionais e a escolha da lei aplicável*. In: Revista Científica Eletrônica de Ciências Sociais da EDUVALE. Ano IV, Número 06, novembro de 2011. Disponível em: <http://www.eduvalesl.edu.br/site/edicao/edicao-57.pdf>. Acesso em: 10/11/2013.

BARRETO, Maria Laura. *Mineração e desenvolvimento sustentável: desafios para o Brasil*. Rio de Janeiro: CTEM/MCT, 2001.

BARROS, Felipe Machado. *Biodiversidade e desenvolvimento sustentável: aspectos teóricos da proteção legal brasileira ao patrimônio genético*. Disponível em: <[http://www.ecolnews.com.br/PDF/Biodiversidade\\_e\\_desenvolvimento\\_sustentavel.pdf](http://www.ecolnews.com.br/PDF/Biodiversidade_e_desenvolvimento_sustentavel.pdf)>. Acesso em: 11 mar. 2014.

BAUMANN, Renato. *As privatizações: solução para a crise do estado?* in: Indicadores Econômicos FEE, v. 22, n. 2 (1994). Porto Alegre: Fundação de Economia e Estatística, 1994. Disponível em: <http://revistas.fee.tche.br/index.php/indicadores/article/download/820/1085>. Acesso em: 20/10/2013

BENJAMIN, Antonio Herman de Vasconcellos. *Introdução ao Direito Ambiental Brasileiro*. In: BENJAMIN, Antonio Herman de Vasconcellos et alii. Manual Prático da Promotoria de Justiça do Meio Ambiente, 2 ed. São Paulo: IMESP, 1999.



BNDES. *Relatório I: Regimes jurídico-regulatórios e contratuais de E&P de petróleo e gás natural*. São Paulo: Bain & Company, Tozzini Freire Advogados, 2009. Disponível em: <http://bit.ly/StUSVE>. Acesso em: 10/09/2013.

BRADBROOK, Adrian J.; LYSTER, Rosemary; OTTINGER Richard L.; XI, Wang. *The Law of energy for sustainable development*. United Kingdom: Cambridge University Press; IUCN Academy of Environmental Law Research Studies, 2005.

BRET-ROUZAUT, Nadine; FAVENNEC, Jean-Pierre. *Petróleo e gás natural: como produzir e a que custo*. Rio de Janeiro: Ed. Synergia, 2011.E

BUNTER, Michael A. G. *Oil and gas seeps, slicks, spills, kicks and blow-outs: part 1*. Disponível em: <http://www.ogel.org/article.asp?key=3028>. Acesso em: 05/08/2013.

CABINET OFFICE. *Better Policy Making : A guide to regulatory impact assessment*. United Kingdom, 2003. Disponível em: <http://bit.ly/1nhLWzl>. Acesso em: 08/10/2013

CARNEIRO, João Geraldo Piquet. *O novo modelo de órgão regulador*. In: *A nova regulamentação da indústria do petróleo no Brasil*. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro do Petróleo e Fundação Getúlio Vargas, 1996.

COELHO, Daniel. *A arbitragem envolvendo a administração pública e o processo de homologação da sentença arbitral estrangeira no superior tribunal de justiça*. In: revista Eletrônica de Direito Processual. ano 2, v.2, 2008. (PP. 98-108)

COMEAUX, Paul E., KINSELLA, N. Stephan. *Political risk and petroleum investment in Russia*. Currents, International Trade Law Journal, Summer 1993, p. 48. Disponível em: [http://www.kinsellalaw.com/wp-content/uploads/publications/kinsella-comeaux\\_political\\_risk\\_russia\\_currents.pdf](http://www.kinsellalaw.com/wp-content/uploads/publications/kinsella-comeaux_political_risk_russia_currents.pdf). Acesso em: 08/10/2013

DIAS, Nélia Daniel. *A estabilidade nos contratos petrolíferos internacionais e alguns dos princípios gerais de direito conexos: do mito à realidade*. In: Revista da Ordem dos Advogados - ROA, 2011 (Ano 71), nº 3. (pp. 815-866)

DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella. *Parcerias na Administração Pública: concessão, permissão, franquia, terceirização e outras formas*. 4 ed. São Paulo: Atlas, 2003.

FELIZARDO, Renata Mangualde. *A escolha do foro e das leis aplicáveis nos contrato internacionais*. In: Agenda PMRAF. n.9. 15 de março de 2011. Disponível em: <http://bit.ly/1jyuN1a>. Acesso em: 15/11/2013.

GAO, Zhiguo. *Environmental regulation of oil and gas*. London: Kluwer Law, 1998.

IBAMA. *Guia para o licenciamento ambiental das atividades marítimas de exploração e produção de petróleo e gás natural*. Brasil, 2014. Disponível em: <http://bit.ly/1kLjUqT> Acesso em: 23/01/2014.

IBP (Instituto Brasileiro do Petróleo). *Bacia de Campos*. Rio de Janeiro, IBP, 2013. Disponível em: <http://bit.ly/1ootL8t>. Acesso em: 29/10/2013.

JESÚS, Alfredo de. *The prodigious story of the lex petrolea and the rhinoceros: philosophical aspects of the transnational legal order of the petroleum society*. In: TPLI Series on Transnational Petroleum Law, v.1, n.1, 2012. Disponível em: <http://bit.ly/1nXzFQH>. Acesso em: 17/09/2013.

KEOHANE, Nathaniel O.; REVESZ, Richard L.; STAVINS, Robert N.. *The choice of regulatory instruments in environmental policy*. Harvard Environmental Law Review. Disponível em: <http://bit.ly/1kJKlxp>. Acesso em: 06/04/2014.

MACATTRAM, Genevieve. *How can the indemnity clause expand or limit the responsibility for liability of the parties in international oil and gas contracts?* University of Dundee, CAR (CEPMLP Annual Review), v.10. Disponível em: <http://bit.ly/1IQAsAC>. Acesso em 23/09/2013.

MANIRUZZAMAN, A. F. M. *Environment and sustainable energy development in the Asia-Pacific Region*. In: I.E.L.T.R., issue 2, 2003. (pp. 37-44). Disponível em: [http://cmsdata.iucn.org/downloads/cel10\\_maniruzzaman.pdf](http://cmsdata.iucn.org/downloads/cel10_maniruzzaman.pdf). Acesso em 10/08/2013.

\_\_\_\_\_. *The pursuit of stability in international energy investment contracts: a critical appraisal of the emerging trends*. In: Journal of World Law & Business, v.1, n.2, 2008. (pp. 121-157). Disponível em: <http://bit.ly/QfGDSO>. Acesso em 10/08/2013.

MARINI, Caio. *Os desafios da reforma administrativa*. In: A nova regulamentação da indústria do petróleo no Brasil. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro do Petróleo e Fundação Getúlio Vargas, 1996.

MELLO, Marcelo Oliveira; ANDRADE, Carlos Cesar Borromeu. *A Arbitragem nos Contratos Comerciais e Petrolíferos Internacionais*. In: A Arbitragem na Era da Globalização. GARCEZ, José Maria Rossani (Coord.), Forense, Rio de Janeiro, 1997, p. 160.

OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development). *Regulatory impact analysis: Best practices in OECD countries*. Paris: OECD Publications, 1999.

PALMA, Carol Manzoli. *Petróleo: exploração, produção e transporte sob a óptica do direito ambiental*. Campinas, SP: Millenium Editora, 2011.

PEREIRA, Luis Carlos Bresser. *O objetivo é promover o investimento*. In: A nova regulamentação da indústria do petróleo no Brasil. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro do Petróleo e Fundação Getúlio Vargas, 1996.

PEREIRA, Luis Carlos Bresser. *A Reforma do estado dos anos 90: lógica e mecanismos de controle*. Brasília: Ministério da Administração e Reforma do Estado, 1997, Caderno 1.

PINTO JR, Helder Queiroz Pinto; FIANI, Ronaldo. *Regulação Econômica*. In: KUPFER, David; Hasenclever, Lia (orgs.). *Economia industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2002.

POLKINGHORNE, Michael; KIRKMAN, Courtney. *Choice of law in oil & gas agreements: what difference does it make?*. In: *The Paris Energy Series* n.4, June 2010. Acesso em: 15/08/2013. Disponível em: <http://bit.ly/1lquVQW>.

PRO-REG. *Análise de impacto regulatório*. Disponível em: <http://bit.ly/1iVrxy6>. Acesso em 02/05/2014.

RADON, Jenik. *How to negotiate the “right” petroleum contract*. In: *Fuelling Poverty Reduction*. UNDP Discussion Paper, n.6. Phnom Penh, Cambodia: United Nations Development Programme in Cambodia, 2008. Disponível em: <http://bit.ly/1fQn0fT>. Acesso em: 25/09/2013

\_\_\_\_\_. *The ABCs of petroleum contracts: license-concession agreements, joint ventures, and production-sharing agreements*. In: *Covering Oil: A Reporter’s Guide to Energy and Development, Lifting the Resource Curse*. New York: Revenue Watch, Open Society Institute, 2005.

SADDI, Jairo. *Risco regulatório*. In: *Valor Econômico*, 27/02/2011. Disponível em: [http://www.abbc.org.br/arquivos/o\\_risco\\_regulatorio.pdf](http://www.abbc.org.br/arquivos/o_risco_regulatorio.pdf). Acesso em: 02/03/2014.

SANTOS, Edmilson Moutinho dos. *Proposições para uma nova lei brasileira de petróleo e gás natural: disposições referentes às atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção*. Brasil, 1995.

SHMATENKO, Leonid. *An overview of Kazakhstan’s Investment Laws and its Investor-State Arbitral Awards*. *The International Law Quarterly*, v.XXX, n.4., 2013. (pp. 25-33)

SMITH, Ernest E.; DZIENKOWSKI, John S.; ANDERSON, John L.; LOWE, John S.; KRAMER, Bruce M.; WEAVER, Jacqueline Lang. *Sustainable development: indigenous title, human rights and the environment*. in: *International Petroleum Transactions*. 3 ed. Westminster, Colorado, United States: Rocky Mountain Mineral Law Foundation, 2010.

SMITH, Louis E.. *Key considerations in petroleum exploration & production agreements*. In: *A nova regulamentação da indústria do petróleo no Brasil*. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro do Petróleo e Fundação Getúlio Vargas, 1996.

SPARROW, Malcolm K.. *The regulatory craft: controlling risks, solving problems, and managing compliance*. Washington: Brookings Institution Press, 2000.

STEVENS, Paul; KOOROSHY, Jaakko; LAHN, Glada; LEE, Bernice. *Conflict and coexistence in the extractive industries*. London: Chatham House, 2013. Disponível em: <http://bit.ly/1eQAEdY>. Acesso em 20/11/2013.

TAVERNE, Bernard. *Petroleum, Industry and Governments: an introduction to petroleum regulation, economics and government policies*. London, UK: Kluwer Law, 1999.

TAYLOR, Melinda E. *Minimizing the environmental impacts of oil and gas development: the challenge of finding the right regulatory balance*. in: Revista Brasileira de Direito do Petróleo, Gás e Energia. n.2. Rio de Janeiro: CEDPETRO, 2006. (pp. 43-59)

TIBURCIO, Carmen; MEDEIROS, Suzana. *Arbitragem na indústria do petróleo no direito brasileiro*. In: RIBEIRO, Marilda Rosado de Sá (coord.). Estudos e pareceres: direito do petróleo e gás. Rio de Janeiro: Renovar, 2005.

TIENHAARA, Kyla. *Environmental aspects of host government contracts in the upstream oil & gas sector*. in: Oil, Gas & Energy Law Intelligence, vol.8, n.3, September 2011. Disponível em: <http://bit.ly/SynHAM>. Acesso em 20/02/2014.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno; PINTO Jr., Helder Queiroz (orgs.). *Marcos regulatórios da indústria mundial do petróleo*. Rio de Janeiro: Synergia; EPE, 2011.

VALENTINE, Thomas E. *Production sharing contracts*. London: CWC School for Energy, 2012.