



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS

Instituto de Economia

Thomas Simões Zink de Souza

O pré-sal brasileiro e os modelos jurídico-regulatórios: as possibilidades de exploração da riqueza do petróleo

Campinas

2012

O pré-sal brasileiro e os modelos jurídico-regulatórios: as possibilidades de exploração da riqueza do petróleo

Thomas Simões Zink de Souza

Trabalho de conclusão de curso apresentado à graduação do Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas para obtenção do título de bacharel em Ciências Econômicas, sob orientação do Prof. Dr. José Augusto Gaspar Ruas

Campinas

2012

Agradecimentos

A elaboração deste trabalho me exigiu muito esforço e dedicação, principalmente em épocas em que o tempo era escasso e tive que conciliá-lo com outras atividades. Ainda assim, ficou pronto a contento e pude aprender muito além do que eu esperava.

No entanto, este esforço não foi somente meu, outras pessoas o compartilharam comigo, principalmente meu orientador de monografia, o Prof. Dr. José Augusto Gaspar Ruas, sempre presente e me auxiliando, apesar do tempo extremamente escasso, e a quem agradeço imensamente.

Ademais, agradeço especialmente minha namorada, Mariana Postal, tanto pelo apoio emocional como pelo grandioso suporte relacionado à forma correta de redigir um trabalho científico, aproveitando-me da imensa experiência que possui com este tipo de texto, ainda que em outra área do conhecimento.

Não poderia deixar de agradecer a todos meus familiares e colegas que apoiaram e torceram por mim ao longo de toda a minha vida acadêmica.

Por fim, agradeço a Unicamp, em especial o Instituto de Economia, por todo conhecimento que adquiri durante os anos da graduação e por me propiciar uma visão crítica e diferenciada do mundo, as quais valorizo enormemente.

Resumo

Este trabalho busca discutir a mudança do marco regulatório no setor petrolífero brasileiro a partir da avaliação dos impactos das recentes descobertas de petróleo sob a camada pré-sal da costa marítima em seus aspectos políticos, sociais e, principalmente, econômicos. Assim, para entender os desdobramentos dessa modificação, se faz necessário avaliar os distintos conjuntos de regras que regem as atividades de exploração e produção de petróleo, assim como da distribuição das receitas obtidas com a comercialização destes recursos. Dessa forma, são apresentados os principais modelos jurídico-regulatórios adotados pelos grandes produtores de petróleo ao redor do mundo e suas principais características. Por fim, o trabalho culmina no debate acerca do marco regulatório a ser adotado para o setor de petróleo após a confirmação das descobertas do pré-sal, no intuito de apresentar as principais visões sobre o novo modelo, seja do ponto de vista setorial e microeconômico, seja em relação aos desafios macroeconômicos e aos anseios da nação em termos do seu desenvolvimento socioeconômico. **Palavras-chave** petróleo, pré-sal, marco regulatório, indústria petrolífera, nacionalismo energético, ciclos de preço.

Abstract

This study sought to discuss the changes in the regulatory model for the Brazilian oil industry from the assessment of the impacts of recent oil discoveries in the pre-salt layer of the sea coast in its political, social and especially economic aspects. Thus, to understand the implications of this chance, it is necessary to evaluate the different sets of rules governing the activities of exploration and production of oil, as well as the distribution of the revenues from the sale of these resources. Therefore, the main legal and regulatory models adopted by the major oil producers around the world and its main characteristics are presented. Finally, the work culminates in the debate about the regulatory model to be adopted for the oil industry after the confirmation of the pre-salt discoveries in order to present the main views on the new model, either in terms of sectors and microeconomic, or in relation to the macroeconomic challenges and desires of the nation in terms of its socioeconomic development. **Keywords** petroleum, pre-salt, regulatory regime, petroleum industry, energy nationalism, price cycles.

Sumário

Introdução	1
Capítulo 1 - Estado nacional e indústria petrolífera	3
1.1 Indústria petrolífera, nacionalismo energético e intervenção governamental	3
1.1.1 Evolução da indústria petrolífera e sua importância para a economia pós séc. XX ...	3
1.1.2 Verticalização, internacionalização e sua importância para a compreensão da indústria petrolífera	4
1.1.3 Papel do Estado e nacionalismo energético.....	5
1.2 Marcos regulatórios, características gerais e evolução histórica	7
1.2.1 O Contrato de Concessão.....	7
1.2.1.1 <i>Conceituação</i>	7
1.2.1.2 <i>Remuneração ao Governo e às empresas concessionárias</i>	8
1.2.1.3 <i>Fases contratuais</i>	9
1.2.1.4 <i>Contextualização histórica</i>	10
1.2.2 O Contrato de Partilha de Produção (Production Sharing Contract)	11
1.2.2.1 <i>Conceituação</i>	11
1.2.2.2 <i>Remuneração ao Governo e às empresas petrolíferas</i>	12
1.2.2.3 <i>Fases contratuais</i>	14
1.2.2.4 <i>Contextualização histórica</i>	14
1.2.3 O Contrato de Serviços	15
1.2.3.1 <i>Conceituação</i>	15
1.2.3.2 <i>Remuneração ao Governo e às empresas contratadas</i>	16
1.2.3.3 <i>Fases contratuais</i>	16
1.2.3.4 <i>Contextualização histórica</i>	17
Capítulo 2 - Características gerais do pré-sal e debate sobre o marco regulatório	19
2.1 Elementos do pré-sal e características para debater o marco regulatório	19
2.1.1 Ciclo recente da indústria petrolífera e consequências para reorganização das relações de poder e instituições.....	20
2.1.2 Características da camada pré-sal.....	23
2.1.3 Os impactos das descobertas do pré-sal.....	25
2.2 O debate acerca do marco regulatório	30
2.2.1 Manutenção do regime de concessão vigente	31
2.2.1.1 <i>Investimentos e inovação</i>	32
2.2.1.2 <i>Produtividade e eficiência</i>	33
2.2.1.3 <i>Restrição de recursos</i>	34
2.2.1.4 <i>Incerteza e percepções de risco</i>	35

2.2.1.5 Impactos macroeconômicos.....	36
2.2.1.6 Síntese dos argumentos contrários à mudança regulatória.....	36
2.2.1.7 Experiência internacional – Noruega.....	37
2.2.2 Adoção do novo sistema de partilha de produção.....	38
2.2.2.1 Perspectivas e risco.....	39
2.2.2.2 Participação da Petrobras e demais operadores.....	41
2.2.2.3 O Fundo Social.....	42
2.2.2.4 Gerenciamento da produção.....	44
2.2.2.5 Nova empresa estatal.....	45
2.2.2.6 Centralização dos recursos.....	45
2.2.2.7 Síntese dos argumentos favoráveis.....	47
Conclusão.....	48
Referências bibliográficas.....	50

Lista de siglas e abreviaturas

APFC: Alaska Permanent Fund Corporation

CNPE: Conselho Nacional de Política Energética

EIA: U.S. Energy Information Administration

E&P: Exploração e Produção

FMM: Fundo da Marinha Mercante

IDE: Investimento Direto Estrangeiro

IEA: International Energy Agency

IEDI: Instituto de Estudos para o Desenvolvimento Industrial

IOC: International Oil Company

IP: Indústria Petrolífera

NOC: National Oil Company

OC: Oil Company

PL: Projeto de Lei

PPSA: Pré-Sal Petróleo S.A.

PROMEF: Programa de Modernização e Expansão da Frota

PSC: Production Sharing Contract

SDFI: State Direct Financial Interest

Lista de tabelas

Tabela 1 – Volumes estimados das maiores reservas do Pré-Sal.....24

Tabela 2 – Alocação dos recursos do *Alaska Permanent Fund*.....43

Lista de gráficos

Gráfico 1 – Preço do barril de petróleo 1965-2010 (US\$ de 2010).....20

Gráfico 2 – Diferença percentual entre o dois maiores lances, por Bacia.....35

Gráfico 3 – Perspectivas para demanda mundial de petróleo.....39

Lista de figuras

Figura 1 – Alternância de poder no setor de petróleo na década de 2000.....23

Figura 2 – Características geológicas do pré-sal brasileiro.....24

Introdução

A idéia de estudar este tema e desenvolver este trabalho sob a forma de uma monografia surgiu logo após o contato com algumas matérias de revistas e artigos científicos acerca das perspectivas e prováveis mudanças relacionadas às descobertas de petróleo sob a chamada camada pré-sal na costa marítima brasileira. Uma descoberta que, desde seu anúncio, suscitou debates a respeito dos prováveis impactos sobre os rumos do desenvolvimento brasileiro e as alternativas possíveis para obtenção do melhor aproveitamento dessa riqueza natural.

No centro das discussões estava a questão do marco regulatório que irá ditar as regras de exploração e comercialização dos hidrocarbonetos confinados nas jazidas recém descobertas, um assunto que envolve todo o setor petrolífero e esferas de governo, além de propagar efeitos para outros setores da economia e ter amplas implicações políticas.

Dessa maneira, na seção 1.1 deste trabalho, buscou-se inicialmente apresentar um panorama da indústria do petróleo desde o início do século passado, levantando os principais movimentos e tendências que possibilitassem o entendimento da dinâmica do setor. Isto foi feito através da análise das forças de poder intra-setoriais, e entre seus principais agentes (empresas petrolíferas) e os Estados dos países hospedeiros. Ainda sob esta óptica, foi trazida a questão do nacionalismo energético, a maneira como os governos interagem no setor de energia em diferentes cenários, defendendo os interesses de suas nações e ao mesmo tempo abrindo espaço para que grandes empresas transnacionais, normalmente originárias de países com elevado consumo energético, explorem seus recursos naturais.

O próximo passo, ainda no capítulo 1, foi fazer uma análise técnica das características dos principais modelos jurídico-regulatórios (Concessão, Partilha e Serviços) adotados no setor petrolífero mundial, mostrando as peculiaridades de cada um a respeito de questões como a propriedade dos recursos explorados, os direitos e obrigações das empresas operadoras parceiras em diferentes fases dos contratos de exploração, a forma como é feita a remuneração dos agentes envolvidos, entre outras, além de trazer um exemplo que possibilitasse uma contextualização histórica.

No capítulo 2 a análise voltou-se ao entendimento dos principais determinantes da dinâmica recente da indústria petrolífera mundial, em especial o ciclo de preços do petróleo e a relação de poder entre empresas operadoras e os Estados de países hospedeiros, e seus desdobramentos sobre a atividade no mercado doméstico. Essa análise dá amparo à discussão feita em seguida sobre a mudança do regime regulatório brasileiro

em decorrência das descobertas na camada pré-sal. Uma discussão que se polarizou entre os defensores da mudança para o regime de partilha de produção, e aqueles que eram contrários às alterações e argumentavam a favor da manutenção do modelo vigente até então, de concessão.

O intuito deste trabalho, por fim, é trazer à tona os principais pontos que seriam impactados por conta das descobertas das novas jazidas, uma vez que elas deverão alterar profundamente a estrutura produtiva brasileira, e lançar as bases que possam levar à compreensão de qual modelo jurídico-regulatório é mais adequado à nova realidade do setor petrolífero brasileiro, pautado na busca do desenvolvimento socioeconômico e tecnológico de longo prazo, na redução das desigualdades sociais, e no crescimento e estabilidade macroeconômicos.

Capítulo 1 - Estado nacional e indústria petrolífera

1.1 Indústria petrolífera, nacionalismo energético e intervenção governamental

Nesta seção inicial será feita uma breve abordagem histórica da indústria petrolífera, mostrando como se desenvolveram as relações entre os principais países produtores e consumidores de petróleo, desde quando este combustível passou a ser utilizado em massa ao redor do mundo. Após esta rápida análise histórica, será então apontado o papel desempenhado pelos Estados Nacionais, principalmente dos países com maior capacidade produtiva, relacionando à questão do nacionalismo energético, para entender o estrutural caráter político da indústria do petróleo, refletindo um jogo de poder e interesses entre potências demandantes e grandes produtores, e as empresas destes grupos de países. Nesse cenário é que se torna possível uma avaliação mais completa do papel dos distintos marcos regulatórios, responsáveis pelo arcabouço institucional que orienta a ação dos agentes e estabelece os mecanismos para geração e apropriação da riqueza gerada pela indústria.

1.1.1 Evolução da indústria petrolífera e sua importância para a economia pós séc. XX

Desde que passou a integrar definitivamente a moderna cesta de consumo de massas no início do século XX e teve seu uso generalizado em motores à combustão, o petróleo se foi se tornando, progressivamente, a principal fonte internacional de energia. Reconhecida sua importância e eficiência no setor de transportes, teve seu uso difundido pelas forças armadas já no início do séc. XX, pois era claro que a manutenção da liderança e do poder passava pela substituição das fontes energéticas até então existentes pelo petróleo. *“Os navios de guerra, já naquela época, alcançavam maior velocidade e apresentavam substancial economia em termos de espaço e mão-de-obra”* (TORRES FILHO, 2003).

Isto significava para a Inglaterra, potência hegemônica à época, substituir o carvão, abundante em seu território, e passar a depender de uma fonte energética produzida principalmente nos EUA na virada do século. As disputas que se seguem daí em diante, principalmente na Segunda Guerra Mundial, passavam quase sempre pelo controle de fontes estáveis de óleo devido a seu papel estratégico cada vez maior. As novas

descobertas progressivamente avançaram em direção a países do Oriente Médio e outras colônias e ex-colônias africanas. Além desse avanço no pós-guerra, vários episódios ilustram o embate pelo controle da oferta do combustível ao longo da Segunda Guerra, como, por exemplo, o ataque japonês a Pearl Harbor e a invasão do norte da África pelos alemães, em ambos os casos visando o controle de poços de petróleo para alimentar suas forças armadas. Além disso, ficou claro que o acesso ao petróleo foi fundamentalmente importante para a vitória dos países Aliados sobre as potências do Eixo, e, particularmente aos EUA, era nítido que o sucesso em quaisquer conflitos no futuro dependeria do acesso a amplas fontes.

Nas décadas que se seguiram, o petróleo passou a figurar em quase todas grandes crises internacionais – no início da Guerra Fria na disputa pelos campos iranianos, na tentativa fracassada da Inglaterra de retomar o controle do Canal de Suez, nas várias guerras árabe-israelense, nos choques de 1973 e 1979, na Revolução Iraniana, e na mais recente invasão do Iraque pelos EUA. São todos importantes eventos relacionados ao controle estratégico de regiões produtoras, das reservas e dos canais de distribuição (TORRES FILHO, 2003).

Além de sua importância geopolítica, o petróleo se tornou a *commodity* mais importante e mais líquida nos mercados internacionais, dado o seu uso generalizado (tanto como óleo combustível e seus derivados propriamente, mas também em muitas outras aplicações e materiais que foram sendo desenvolvidos ao longo do tempo), baixo custo de extração e as vantagens econômicas de sua utilização. Com isso, propiciou o surgimento de grandes companhias, dentre as quais algumas das maiores e mais sofisticadas do mundo moderno, que gerenciam e financiam investimentos bilionários ao redor do mundo, sempre em busca de novas áreas de exploração que garantam uma oferta estável e a valorização do seu capital.

De fato, a compreensão da indústria petrolífera e de seus marcos regulatórios exige mais do que a compreensão das questões tradicionais relativas à concorrência e dinâmica de mercados. Exige a avaliação de uma rede de relações políticas e econômicas que envolvem diversos agentes privados e Estados Nacionais.

1.1.2 Verticalização, internacionalização e sua importância para a compreensão da indústria petrolífera

A indústria petrolífera é composta por uma sequência complexa de etapas que formam uma longa cadeia com muitas atividades, que vão desde a exploração e produção (*upstream*) até a distribuição dos derivados de petróleo, passando pelo transporte e refino

(*downstream*). Estas atividades exigem grandes investimentos em capital, fazendo com que os ganhos de escala se tornem uma questão central na aquisição de vantagens competitivas nessa indústria.

O conhecimento tecnológico e a capacidade de inovação também se configuram como fatores de competitividade importantes na indústria do petróleo, podendo representar custos operacionais menores, maiores chances de sucesso econômico na exploração de reservas mais complexas, e possibilidades de criar novos produtos e espaços de valorização.

Podemos apontar duas características principais da estrutura dessa indústria: a verticalização e a internacionalização das atividades. A primeira se relaciona à integração dos grupos que nela operam, visando fluxos mais estáveis de receitas e melhor capacidade de planejamento das atividades “do poço ao posto”, o que lhes confere uma grande vantagem concorrencial. A segunda característica é decorrente da localização das reservas e mercados consumidores mundiais, que faz com que as empresas deste setor ampliem seu campo de atuação no intuito de buscar melhores oportunidades exploratórias e obter maiores rendimentos com a comercialização do petróleo e seus derivados, além de ir ao encontro dos interesses geopolíticos de seus países de origem na garantia de recursos para consumo. Além disso, a internacionalização das atividades petrolíferas foi um dos pilares do crescimento industrial e uma atividade intensa de Investimento Direto Estrangeiro (IDE) no período do Pós-Guerra, liderado por um grupo de grandes empresas chamadas de “Sete Irmãs” (RUAS, 2012).

Os anos de grande crescimento foram marcados também pela entrada de novas empresas no mercado do petróleo, movimento que se intensificou na década de 1970 com a onda de nacionalizações e aumento da participação de empresas estatais, seguindo os choques de preços de 1973 e 1979. Deste movimento deriva a estrutura atual da indústria petrolífera, com uma participação progressivamente menor das IOCs (*International Oil Companies*), lideradas pelas Sete Irmãs nas regiões controladas pelos países da OPEP, e uma importância cada vez maior das NOCs (*National Oil Companies*) dos países produtores.

1.1.3 Papel do Estado e nacionalismo energético

Como já mencionado anteriormente, o importância do petróleo como principal fonte energética mundial data do início do séc. XX, no período das duas grandes guerras, tendo sido cada vez maior com o passar dos anos. Isso acarretou em um crescimento da demanda, principalmente pelas maiores potências mundiais à época (EUA e países Europeus), levando-as a adotar uma postura mais ativa para garantir o acesso às vastas

reservas do Oriente Médio, já que se percebia que a oferta americana não mais seria suficiente, no longo prazo, para sustentar o rápido crescimento da demanda. Esse esforço, em outras palavras, configurava dois grandes objetivos: a tentativa de garantir a segurança na oferta de energia nacional e, em segundo lugar, uma maior capacidade de apropriação da renda do petróleo.

Do lado oposto, os governos produtores têm variado seu grau de intervenção no setor em função da previsibilidade ou confiança em relação ao mercado e os ciclos de preços internacionais, em função do tamanho e qualidade das reservas de seu país e da capacitação de empresas nacionais (especialmente as NOCs) para realização das atividades de E&P (Exploração e Produção), e em função das mudanças históricas em relação ao seu papel como gestores do Estado e defensor dos interesses nacionais (relacionado às diferentes frentes teóricas e ideológicas que estão no poder).

Dentre os fatores acima destacados, os preços do petróleo estão entre os fatores internos à indústria que exercem importante destaque na caracterização dos ciclos políticos. Em períodos de baixa nos preços do petróleo, as IOCs ganham poder de barganha por terem uma melhor capacitação tecnológica e produtiva disponível e por serem reduzidas as oportunidades de acumulação na indústria, o que reduz o poder de negociação dos governos produtores. Ganham espaço os países consumidores, tanto pela disponibilidade de energia barata, quanto pela capacidade de impor políticas favoráveis à acumulação de suas empresas em países estrangeiros. Por outro lado, os Estados produtores tendem a ter maior poder de barganha em duas ocasiões: quando há descobertas relativamente importantes de boas reservas¹ em volume e qualidade dos hidrocarbonetos, ou em períodos de ciclos de preços favoráveis, que lhes garante maior capacidade de apropriação, seja através de barganha e alteração de marcos regulatórios a favor de suas empresas, ou a favor de uma maior tributação das operadoras estrangeiras (*government take*). Por isso, como destaca Ruas (2012):

“A idéia de que o desenvolvimento da indústria petrolífera depende da elaboração de “marcos regulatórios estáveis” encontra pouca evidência histórica na IP (Indústria Petrolífera). A mudança nas regras e direitos de propriedade, parte importante dos arranjos institucionais, são frequentes na indústria petrolífera e apresentam caráter estruturalmente cíclico”.

Como já mencionado, um dos principais mecanismos de intervenção e

¹ Descoberta de reservas de boa qualidade, em volumes importantes e de fácil extração. Além disso, a importância do volume das demais descobertas realizadas no mundo define a essencialidade destas descobertas para o avanço da indústria.

participação dos governos no setor, além das estatais, se dá através de instrumentos jurídico-regulatórios, mais conhecidos como marcos regulatórios. Estes regem o funcionamento das atividades de E&P e a interação entre Estados e empresas petrolíferas, balizando as regras de investimento, operação e apropriação na indústria petrolífera nacional. As características dos marcos regulatórios são analisadas na seção 1.2 a seguir.

1.2 Marcos regulatórios, características gerais e evolução histórica

Nesta subseção são abordadas as estruturas jurídica e operacional dos chamados marcos regulatórios mais utilizados pelos principais países produtores: o Modelo de Concessão, Contrato ou Modelo de Partilha de Produção, e o Contrato de Serviços.

Os modelos ou regimes jurídico-regulatórios de exploração e produção de petróleo e seus derivados consistem na maneira como o Estado ordena as atividades de E&P e se relaciona com outros agentes participantes desta indústria, e define os mecanismos de apropriação da renda oriunda dessas atividades. Ou seja, está intimamente relacionado com seu nível de envolvimento e participação nas atividades de E&P. Não deixa de ser, dessa maneira, um reflexo das instituições políticas que o compõem, do seu grau de abertura econômica e da importância econômica do petróleo para o país produtor.

Além disso, ao longo da história houve períodos de maior ou menor participação dos Estados nas atividades de E&P, que retrataram as diferentes características do mercado mundial de petróleo em determinado momento, como o tamanho da capacidade ociosa, existência e capacidade do ofertante de última instância, grau de coordenação entre os países produtores, surgimento de novos players e os ciclos de preços. Como ilustra a apresentação a seguir, cada modelo apresenta diferentes perfis de envolvimento dos Estados Nacionais e seu poder de barganha com a indústria internacional. A evolução histórica destes condicionantes, ditada pela evolução histórica dos fatores endógenos e exógenos à indústria apresentados na seção 1.1, altera, como ilustra este trabalho, o perfil de utilização das estruturas regulatórias que se seguem.

1.2.1 O Contrato de Concessão

1.2.1.1 Conceituação

Trata-se de um modelo de produção de petróleo e gás em que o Estado,

proprietário das reservas e direitos de exploração, concede a uma empresa nacional ou estrangeira o direito de explorar, por conta e riscos próprios, uma determinada área e produzir hidrocarbonetos, tornando-se proprietária da produção, desde que feitos dentro das regras dispostas nos contratos e sujeita ao pagamento de taxas e *royalties*.

As empresas concessionárias são proprietárias e possuem total responsabilidade pela aquisição dos ativos e equipamentos utilizados nas atividades (exploração, desenvolvimento e produção) – sendo este um dos motivos pela escolha do Regime de Concessão –, além de possuírem o controle sobre as operações. O Estado assume o papel de regulador e fiscalizador das atividades.

Ao final do contrato e do período de concessão, ocorre o abandono das áreas, e a propriedade delas é transferida novamente ao Estado hospedeiro. A reversão de propriedade, porém, só se dá nos bens considerados reversíveis (no caso brasileiro, por exemplo, são todos e quaisquer bens móveis e imóveis, principais e acessórios, de propriedade da OC (*Oil Company*), existentes em qualquer parcela da área da concessão, excluindo instalações em áreas compartilhadas entre campos – Res. ANP nº 28/06).

O principal elemento que diferencia este modelo dos demais é a inexistência de titularidade direta por parte do Estado do petróleo extraído, exceto em casos que a extração é feita por uma empresa estatal. Ou seja, a propriedade dos hidrocarbonetos produzidos é transferida às empresas atuantes na área concedida. Como cita Bernard Taverne:

“A transferência da propriedade do petróleo, do dono do petróleo in situ (i.e. o Estado ou, conforme o caso, o proprietário privado ou público da terra contendo o depósito de petróleo) para o detentor de uma licença exclusiva de produção ocorre no momento em que o petróleo entra no poço do licenciado.”
(BNDES 2009).

Como contrapartida desse direito sobre a produção, e como forma de preservar o interesse nacional, a concessionária paga ao Estado tributos e participações governamentais e tem uma série de deveres, obrigações e responsabilidades (investimentos obrigatórios, cuidados ambientais, incentivos ao crescimento e desenvolvimento da mão-de-obra local, entre outros).

1.2.1.2 Remuneração ao Governo e às empresas concessionárias

A forma de transferência de recursos oriundos das atividades exploratórias, por parte das empresas petrolíferas aos Estados, é denominada genericamente de participações

governamentais, e representam uma compensação pelos efeitos negativos de se explorar e produzir recursos naturais não-renováveis. As participações governamentais podem ser divididas em *royalty*, aluguel de área, bônus financeiro, imposto de renda e tributos sobre receitas extraordinárias.

Atualmente, no Brasil, as chamadas participações governamentais (*government take*) se compõem dos bônus pagos nas rodadas de licitações, do pagamento pela ocupação das áreas sob concessão, dos pagamentos aos proprietários em terra, dos *royalties* e das participações especiais para os campos de alta rentabilidade e produção, que incidem sobre o lucro do petróleo ou gás produzido (BNDES 2009).

O *royalty* é o mais básico e antigo tributo de petróleo, e incide como uma porcentagem do petróleo ou gás extraído pelo licenciado, devendo ser pago em espécie ou in natura ao Estado. Pela facilidade para ser calculado, os *royalties* continuam sendo amplamente adotados, bastando apenas multiplicar o valor da alíquota pelo da produção.

Em geral, países que adotam o modelo de remuneração por *royalties*, utilizam outro mecanismo de arrecadação complementar, que responde às variações de preço do petróleo e volume de produção. É uma forma de tributar os lucros extraordinários da indústria petrolífera em períodos que o preço sobe significativamente. No Brasil este mecanismo é denominado Participações Especiais, mas existe também nos EUA, Reino Unido, Noruega, Austrália e Canadá.

Enquanto o impacto dos *royalties* é regressivo, sendo menor quanto mais lucrativo for o campo, a participação especial é crescente com alíquotas progressivas com a produção. O lucro de um campo é mais sensível às variações de preço, câmbio e produção do que os *royalties* (BNDES 2009).

1.2.1.3 Fases contratuais

No regime de concessão existem duas fases contratuais distintas, que diferem tanto no aspecto temporal quanto obrigacional: exploração e produção.

Em relação ao aspecto temporal, a fase de exploração é sempre mais curta, com duração média de 6 a 10 anos (depende da localização da área), sendo uma forma de estimular e garantir atividades eficientes e rápidas. A fase de produção é mais longa visando o máximo aproveitamento das reservas concedidas. Somadas, as fases costumam ter duração de 30 a 40 anos.

É comum que a fase de exploração seja dividida em períodos exploratórios com vistas de se obter as seguintes vantagens: (i) os programas de trabalho e investimentos mínimos ou obrigatórios são estipulados para cada período e, assim, detalhes sobre

complementação de linhas sísmicas, poços exploratórios e despesas mínimas podem ser especificados para cada período, permitindo um maior controle do Estado hospedeiro sobre as atividades da OC, (ii) a OC recebe uma opção ao fim de cada período de entrar no próximo ou terminar o contrato, e (iii) o requisito de devolução de áreas, que permite ao Estado hospedeiro retomar áreas menos promissoras, oferecendo um incentivo para que a OC concentre os esforços exploratórios em áreas com maior potencial² (BNDES 2009).

Em relação ao aspecto obrigacional das fases contratuais, há na fase de exploração o Programa de Trabalho e Investimentos Mínimos ou Obrigatórios – foco na realização de estudos sísmicos e perfuração de poços com intuito de aumentar o conhecimento da região – e na fase de produção o Plano de Desenvolvimento e os Programas de Produção – cuja finalidade é estimar o volume das reservas recuperáveis, o perfil da produção, os prazos das atividades, detalhar as operações necessárias para a extração do hidrocarboneto, o ritmo e o nível de produção pela OC até o final do prazo contratual.

1.2.1.4 Contextualização histórica

Trata-se de um modelo que, em seu perfil inicial, que durou boa parte dos séculos XIX e XX, gerava uma não-equidade marcadamente negativa entre os participantes (as empresas petrolíferas não tinham metas de investimento para perfuração, tampouco de produção; propriedade exclusiva sobre os recursos petrolíferos; o poder concedente não dispunha de mecanismos de intervenção ou fiscalização; as áreas de concessão eram extraordinariamente grandes e com prazos de exploração longos; e os pagamentos de *royalties*, na maioria das vezes, eram calculados sobre o volume ou peso do petróleo e não sobre o valor de mercado), e ao longo dos anos foi sendo modificado estruturalmente – aproximando e dando origem aos outros regimes existentes (BNDES 2009).

Um aspecto relevante da modificação feita sobre a forma inicial do modelo de concessão foi ampliar a concorrência na seleção da concessionária, que passaria a ter o direito exploratório de determinada região, com a prevalência de critérios objetivos na escolha. A partir de então os Estados produtores passaram a ter maior influência na elaboração dos contratos de concessão, adotando cláusulas como: (i) áreas de concessão menores e prazos e fases contratuais bem definidos e com lapso temporal mais reduzido; (ii) maior poder de intervenção do Estado concedente, via fiscalização e aplicação de penalidades, inclusive o de revogar a concessão; (iii) prazos para implementação de

² A devolução de áreas se configura como um importante mecanismo que o Estado dispõe para controlar o ritmo das atividades e garantir sua soberania sobre as reservas

programas exploratórios; (iv) apresentação de plano de desenvolvimento e devolução de áreas não utilizadas; (v) conteúdo local mínimo, gerando obrigação de contratar empresas nacionais de serviços ou de equipamentos; e (vi) obrigação de gerar empregos para os nacionais e de investir em formação profissional (BNDES 2009).

Dessa maneira, os critérios de arrecadação da renda obtida com a atividade exploratória também sofreram alterações significativas, como o pagamento de *royalties* em base de mercado, aumento da carga tributária e maior controle sobre os custos das empresas.

1.2.2 O Contrato de Partilha de Produção (Production Sharing Contract)

1.2.2.1 Conceituação

No período pós Segunda Guerra Mundial, os países produtores mudaram de postura em relação à propriedade sobre os hidrocarbonetos antes mesmo da extração, tendo em vista a preocupação existente em garantir a soberania energética e dos recursos minerais. Todas as nações, com exceção dos EUA, passaram a alterar as respectivas legislações para que, independentemente do regime que houvessem adotado, pudessem assegurar que os hidrocarbonetos fossem de propriedade do Estado hospedeiro. Esta nova postura adotada pelos governos dos países produtores era uma resposta ao antigo modelo de concessão vigente na maioria dos países até então, em que, por períodos muito longos, as concessionárias tinham o direito de explorar áreas demasiadamente extensas, além de possuírem a propriedade do petróleo produzido, cabendo-lhe como contrapartida pagar tributos e *royalties* ao Estado como remuneração ao direito adquirido.

O regime de PSC (*Production Sharing Contract*) mudou essa relação entre Estados e as companhias petrolíferas no tocante à propriedade dos hidrocarbonetos produzidos, pois nele o direito exclusivo transferido às empresas de petróleo limita-se tão somente a conduzir as atividades exploratórias e de produção, sob seu próprio risco, permanecendo nas mãos do Estado hospedeiro o direito sobre as reservas e os hidrocarbonetos produzidos. Caso seja verificada a viabilidade comercial da região explorada, cabe ao Estado (ou NOC que o representa) ressarcir a empresa contratada pelos custos incorridos durante a extração, o chamado "*cost oil*", e partilhar com ela o restante do petróleo produzido, chamado "*profit oil*".

Além dessas profundas mudanças ocorridas nos contratos entre governos e empresas de petróleo, que caracterizam o Regime de PSC, o Estado ainda passou a ter

maior controle e participação neste segmento. Diretamente ou por meio da NOC, os PSCs proporcionaram aos Estados hospedeiros ter voz ativa na administração e negociação das atividades petrolíferas, além de ampliar seu poder fiscalizador, funções essas que se alinhavam perfeitamente aos anseios nacionalistas do período em questão.

A maior proximidade dos Estados ao setor petrolífero lhes garantiu maior poder sobre atividades consideradas estratégicas política e economicamente, além de ampliar as receitas obtidas. Este novo ordenamento garantiu maior raio de manobra aos Estados na condução de políticas públicas e no desenvolvimento de outros setores da economia.

Uma característica comum dos PSCs é a previsão de que, após o término do contrato, a propriedade de toda a infraestrutura (equipamentos, instrumentos, materiais e quaisquer outros bens adquiridos para as operações sobre o PSC, assim como todas as informações de natureza técnica e econômica) seja transferida ao Estado hospedeiro, sem custos adicionais (BNDES, 2009).

1.2.2.2 Remuneração ao Governo e às empresas petrolíferas

O objetivo primeiro da questão financeira é a remuneração pelos custos incorridos e a divisão do lucro obtido. Para tal, a fim de maximizar sua participação e manter os interesses das OCs, o Estado deverá formular e implementar um sistema tributário que: (i) permita um retorno justo ao Estado e à indústria; (ii) evite especulação indevida; (iii) previna custos administrativos desnecessários; (iv) seja flexível, ao abranger de modo eficiente grandes variações tanto nos níveis de produção como no preço dos hidrocarbonetos; e (v) crie um ambiente saudável de competição e de eficiência dos mercados. Formular um sistema tributário eficiente deve levar em consideração, ainda, os riscos políticos e geológicos, assim como as potenciais recompensas (BNDES, 2009).

No PSC, o Estado é remunerado em parcelas sempre superiores a 50% do petróleo extraído, o que constitui sua principal fonte de renda por esta atividade. Além disso, costumam incidir tributos sobre o resultado obtido pelas empresas (por exemplo, o IR), que podem ser quitados elevando-se a parcela de participação governamental na produção, pagamento de bônus e outras taxas. Importante ressaltar que no PSC, como regra geral, não há pagamento de *royalties* aos Estados hospedeiros.

O “*cost oil*”, que se refere aos custos incorridos pela operadora durante as atividades de exploração de hidrocarbonetos, é pago depois de, e apenas se, a descoberta mostrar-se economicamente viável. Ou seja, assim que comprovada a viabilidade comercial da região explorada, o contrato de partilha deve tratar da divisão da produção entre Estado hospedeiro e OC contratada, que pode ser feita segundo dois sistemas principais: (i) o

“modelo indonésio” de PSC, em que a OC recebe primeiro uma parcela da produção destinada a reembolsá-la de seus custos e despesas (às vezes dentro de certos limites preestabelecidos) e então, após a recuperação dos custos, um percentual do restante da produção e; (ii) o “modelo peruano” de PSC, também utilizado em países como Bolívia e Trinidad-Tobago, em que a OC recebe determinado percentual da produção como único pagamento por seus custos, despesas e lucro (BNDES 2009).

A definição da questão dos custos incorridos pela operadora e a forma como estes serão recuperados são fundamentais. Por exemplo, caso o país deseje atrair investimentos contratando uma empresa de petróleo para desenvolver as atividades exploratórias em determinada região, os termos referentes à recuperação dos investimentos podem ser mais ou menos vantajosos a ela (o prazo para recuperação dos investimentos é fator determinante), podendo viabilizar ou não o contrato.

Uma crítica que recai sobre o conceito de “*cost oil*” se deve a complexidade contábil para determinar os custos incorridos pelas companhias. Por se tratarem de empresas com elevado *expertise* nos cálculos contábeis das atividades de E&P, além do amparo que têm de empresas de contabilidade especializadas, as OCs podem utilizar mecanismos que dificultam a fiscalização dos custos incorridos. O objetivo último desta estratégia consiste em apropriar, sob o “*cost oil*”, a maior quantidade de investimentos possível, visto que 100% destas despesas serão reembolsadas e, geralmente, em curto espaço de tempo (BNDES 2009). Nesse sentido, a presença de uma empresa Estatal (NOC) configura importante elemento para a avaliação efetiva do custo do petróleo extraído. Posteriormente ao ressarcimento do “*cost oil*”, ocorre a divisão da produção remanescente, a qual se dá o nome de “*profit oil*”, entre Estado hospedeiro e a operadora. Esta divisão é feita em função de um sistema de partilha, sendo os principais: (i) um percentual fixo de partilha, como na Indonésia (p. ex.: 85% para o Estado e 15% para a OC); (ii) uma partilha progressiva baseada ou na produção diária ou de forma cumulativa (“*sliding scales*”), aumentando-se a participação estatal de acordo com o aumento na produção; e (iii) partilha variável de acordo com a lucratividade das operações, distinguindo-se, por exemplo, produção *onshore* de produção *offshore* ou a relação entre a produção de petróleo e a de gás (BNDES 2009).

A determinação das regras que vigoram para o “*profit oil*”, assim como no caso do “*cost oil*”, pode determinar a atratividade de investimentos por parte das empresas. Por exemplo, uma região em declínio da produção pode se tornar mais atrativa alterando-se os percentuais da partilha do “*profit oil*”.

1.2.2.3 Fases contratuais

O PSC assemelha-se ao modelo de concessão em relação às etapas e fases contratuais: duas fases distintas, temporal e em termos obrigacionais: exploração e produção. Na Indonésia, por exemplo, o PSC tem duração de 30 anos, prorrogáveis por mais 20 anos, e a fase de exploração tem duração máxima de seis anos prorrogáveis para dez anos.

1.2.2.4 Contextualização histórica

Inicialmente, o Contrato de Partilha de Produção (PSC) foi adotado em resposta ao desequilíbrio relativo dos primeiros Contratos de Concessão entre países produtores do Oriente Médio e companhias petrolíferas, como foi descrito na seção 1.2.1.4. Nele, há uma mudança em relação à propriedade sobre o hidrocarboneto extraído, que deixa de ser de titularidade das empresas petrolíferas, e passa para o Estado. Sendo assim, as empresas deixam de pagar *royalties* e tributos pelo direito exclusivo de exploração e extração, e passam a receber do Estado parte da produção (*in natura*) como remuneração pelo risco assumido e pelas atividades desenvolvidas.

O modelo de partilha de produção em seu formato atual foi desenvolvido no início da década de 1960 na Indonésia e é amplamente utilizado atualmente em países africanos e asiáticos na regulação das atividades de exploração e produção em seus territórios.

Ainda em resposta aos antigos Contratos de Concessão, que não incluíam obrigações, prazos ou parâmetros para realizar as atividades, o PSC estabelece previamente os programas que devem ser cumpridos pelas operadoras. O Estado acompanha o andamento dos programas, participando diretamente da administração do negócio ou através de uma NOC.

O PSC é utilizado pelos Estados para atrair empresas multinacionais com elevada capacidade tecnológica e interessadas em arriscar capital, e, utilizando-se da *expertise* delas, desenvolver suas reservas e adquirir ganhos com transferência de *know-how*. Além disso, por garantir ao Estado a propriedade dos hidrocarbonetos produzidos, evidencia aspectos políticos ligados às atividades, tais como a defesa do nacionalismo energético e controle estatal sobre atividades econômicas.

1.2.3 O Contrato de Serviços

1.2.3.1 Conceituação

O Contrato de Serviços é caracterizado pela soberania do Estado hospedeiro em relação à propriedade das reservas e atividades de E&P de hidrocarbonetos em seu território, por meio de sua NOC, independentemente se nele está incluída ou não a cláusula de risco. Cabe ao Estado, querendo ampliar suas atividades neste setor ou melhorar a eficiência com que elas são executadas, firmar uma parceria (contrato) com uma companhia estrangeira – alguns países que adotam este regime têm enfrentado dificuldades financeiras e tecnológicas para a condução satisfatória de novas operações de exploração e produção unicamente por meio de suas NOCs. Primeiro, porque boa parte dos campos existentes já entrou em fase de declínio da produção, o que levou a uma redução do lucro advindo da atividade. E, em segundo lugar, porque as áreas de novas fronteiras geológicas requerem a transposição de barreiras tecnológicas por parte das NOCs, o que exige vultosos investimentos para que possam ser colocadas em produção – (BNDES 2009). A forma como a empresa contratada será remunerada é que pode variar, sendo pelo formato clássico de um Contrato de Serviços ou por um formato alternativo, que inclui uma cláusula de risco ao contratado, no caso, a companhia petrolífera.

O formato clássico do Contrato de Serviços é instrumentalizado por acordo entre Estado (ou NOC) e uma empresa de petróleo e gás estrangeira, no qual o primeiro se incumbem de remunerar a empresa contratada em troca da realização de serviços de E&P, de forma que a mesma possa ter seus investimentos recuperados e arcar com os custos dos seus serviços, independentemente da obtenção de sucesso comercial. A empresa contratada pode também receber como parte de sua remuneração uma parcela da produção. Ou seja, ela não incorre em riscos exploratórios e recebe sua remuneração continuamente ao longo do período contratual, mas não participa da divisão da receita obtida com a venda da produção.

Já no formato em que há inclusão da cláusula de risco, o Estado somente remunerará a empresa contratada quando houver a comprovação de sucesso nas operações que resultem em descobertas comercialmente viáveis. Caso isto não ocorra, a operadora não recebe nenhuma contrapartida do Estado, devendo arcar sozinha com os custos das atividades e investimentos realizados. Este é o caso do modelo adotado pelo Brasil no final da década de 1970, que será explicitado à frente na seção 1.2.3.4.

Vale lembrar que, em ambos os casos (havendo ou não a inclusão da cláusula de risco), a remuneração paga às empresas pelo Estado estará sujeita a cobrança de

tributos pelo fisco do país produtor. No período em que este modelo foi adotado no Brasil, a receita das petrolíferas estava submetida ao recolhimento de Imposto de Renda Retido na Fonte.

Outra característica deste modelo é que a responsabilidade de todos ativos e infraestrutura utilizados nas atividades de E&P são inteiramente das companhias contratadas. Ainda, os contratos costumam trazer especificações quanto ao abandono ou reversão desses ativos, geralmente em favor do país produtor, após esgotamento das reservas ou encerramento dos serviços contratados.

1.2.3.2 Remuneração ao Governo e às empresas contratadas

A remuneração do Estado, quando há a adoção do Contrato de Serviços, é primordialmente a receita obtida com a comercialização da produção, uma vez que esta permanece sob sua propriedade. Como já mencionado, ocorre também tributação sobre as receitas e lucros das operadoras, que constituem outra fonte de recursos para o Estado neste regime. No entanto, não se verifica a cobrança de *royalties* ou participações governamentais.

A remuneração das operadoras vai depender do formato do contrato firmado, sendo que quando não há cláusula de risco, mesmo que não se comprove a viabilidade comercial das descobertas, sua remuneração será uma quantia fixa em dinheiro suficiente para recuperar os investimentos realizados e pagar os serviços prestados. Quando sujeita ao risco de viabilidade comercial, a operadora contratada geralmente é remunerada com uma parcela da produção ou pode receber um desconto no preço de compra do petróleo produzido, que lhe garantirá uma margem de lucro com a revenda.

1.2.3.3 Fases contratuais

Primeiramente ocorre a escolha e contratação da empresa que desempenhará as atividades, geralmente relacionadas à exploração e desenvolvimento de hidrocarbonetos, que pode ocorrer via negociação direta ou através de um processo licitatório, a depender da legislação do país produtor.

Terminada a fase de contratação, dá-se início às operações, que devem ser realizadas dentro dos prazos estipulados no contrato. Usando como exemplo o Irã, que adotou este regime na década de 1970, foi estipulado que a fase de exploração não poderia exceder a cinco anos, e que a fase de desenvolvimento só teria início caso comprovada

viabilidade comercial dos campos de petróleo. Além disso, esta fase (desenvolvimento) terminaria no momento em que fosse iniciada a produção comercial e as operações seriam transferidas à NOC, encerrando o Contrato de Serviços com a operadora contratada.

Já no caso brasileiro, também da década de 1970, em que se adotou o Contrato de Serviços com Cláusula de Risco, as cláusulas determinavam o encerramento do contrato ao final da fase de exploração, que durava quatro anos, caso não comprovada viabilidade comercial, mas a NOC (Petrobras) teria o direito de realizar as operações de desenvolvimento, ao seu critério. Admitia-se também a possibilidade da NOC terminar o contrato quando qualquer campo fosse colocado em produção, caso já tivesse realizado todos os pagamentos devidos à contratada.

1.2.3.4 Contextualização histórica

Os modelos baseados em Contratos de Serviços começaram a ser bastante utilizados após a criação da OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo), durante a década de 1970, por países do Oriente Médio e na América Latina, por México e Equador, como resposta aos desequilíbrios existentes entre as partes contratadas (Estados e companhias de petróleo) nos até então predominantes Contratos de Concessão. Como já fora explicitado anteriormente (ver descritivo inicial sobre o Regime de Concessão), durante o final do século XIX e boa parte do século XX as concessionárias tinham pleno domínio sobre as reservas de recursos naturais em alguns países, além de gozarem de benefícios fiscais e regulatórios.

Originado na terceira década do século XX no México, por conta da consolidação da soberania do Estado sobre os recursos naturais, este tipo de contrato estabeleceu que somente a NOC mexicana (PEMEX) poderia realizar atividades relacionadas à indústria petrolífera em seu território. Mas a incapacidade tecnológica e escassez de recursos defrontados pela NOC no decorrer dos anos resultaram em uma série de problemas nas atividades de E&P e em períodos de declínio da produção. Este cenário suscitou a necessidade de trazer empresas multinacionais mais capacitadas tecnologicamente e mais eficientes para atuar nas atividades de E&P em território mexicano, a fim de obter resultados mais eficazes. No entanto, o Contrato de Serviços só passou a ser utilizado naquele país em 1995, sendo o único regime sob o qual há a possibilidade de atuação das petrolíferas multinacionais no México.

No Brasil, uma variação deste modelo foi adotada durante o período da crise internacional do petróleo, no final da década de 1970, na qual foi incluída a chamada “cláusula de risco”. Neste modelo, empresas que se interessassem em explorar novas

regiões poderiam fazê-lo sob próprio risco, cabendo à Petrobras, contratante deste serviço, remunerar a contratada apenas em caso de descoberta comercial. O resultado no país foi praticamente nulo, com poucos interessados. As principais vantagens e motivadores da adoção do Contrato de Serviços pelos países hospedeiros estão no fato do Estado manter sob sua titularidade o direito sobre as reservas de recursos minerais, além de obter transferências de tecnologia e *know-how* por parte das empresas contratadas.

Capítulo 2 - Características gerais do pré-sal e debate sobre o marco regulatório

2.1 Elementos do pré-sal e características para debater o marco regulatório

O debate acerca da mudança das regras que regulam o setor de petróleo no Brasil, assim como já observado em outras regiões do mundo, tem como pano de fundo uma ampla renegociação entre os *players* deste mercado, essencialmente as empresas operadoras originárias dos grandes países consumidores de petróleo (IOCs), apoiados direta ou indiretamente por seus Estados Nacionais, e o Estado hospedeiro (reforçado pelo poder de sua NOC, quando existente), defendendo formas de ampliar a defesa dos seus interesses, em especial o controle sobre a acumulação de capital e a garantia de acesso aos recursos energéticos (segurança energética).

Além disso, essa renegociação das normas que regulam o setor sofre influência direta do ciclo vigente da indústria petrolífera internacional, sendo que o ciclo recente tem favorecido fortemente os Estados produtores, especialmente por conta dos preços elevados do produto e o interesse na expansão do investimento em nova capacidade produtiva.

O caso brasileiro, adicionalmente, caracteriza-se por uma nova perspectiva quanto ao tamanho das suas reservas de petróleo e gás natural, que em poucos anos mais que dobrou de volume e ainda têm potencial para crescer fortemente caso sejam confirmadas as estimativas para os blocos do pré-sal.

Em relação aos fatores políticos exógenos à indústria petrolífera, podemos também elencar um recente enfraquecimento da “onda liberal” pelo mundo, especialmente quando comparado o período recente às décadas de 1980 e 1990. Assim, em alguns casos, especialmente na América Latina, pode-se verificar um relativo avanço do papel e da importância do Estado na economia e na condução das políticas de cunho desenvolvimentista.

Por fim, deve-se levar em conta que as características da região da camada pré-sal levam a um novo perfil de interdependência deste setor com a indústria nacional, bem como em relação à dinâmica macroeconômica e energética. Assim, torna-se indispensável uma reorganização das instituições e do planejamento da indústria petrolífera nacional, assim como uma reorientação das diretrizes de política energética no Brasil. Ou seja, faz-se necessário uma reestruturação estratégica da intervenção estatal, de forma que o país possa beneficiar-se da riqueza petrolífera sem incorrer nas mazelas vivenciadas em experiências mal-sucedidas em diferentes países produtores de commodities.

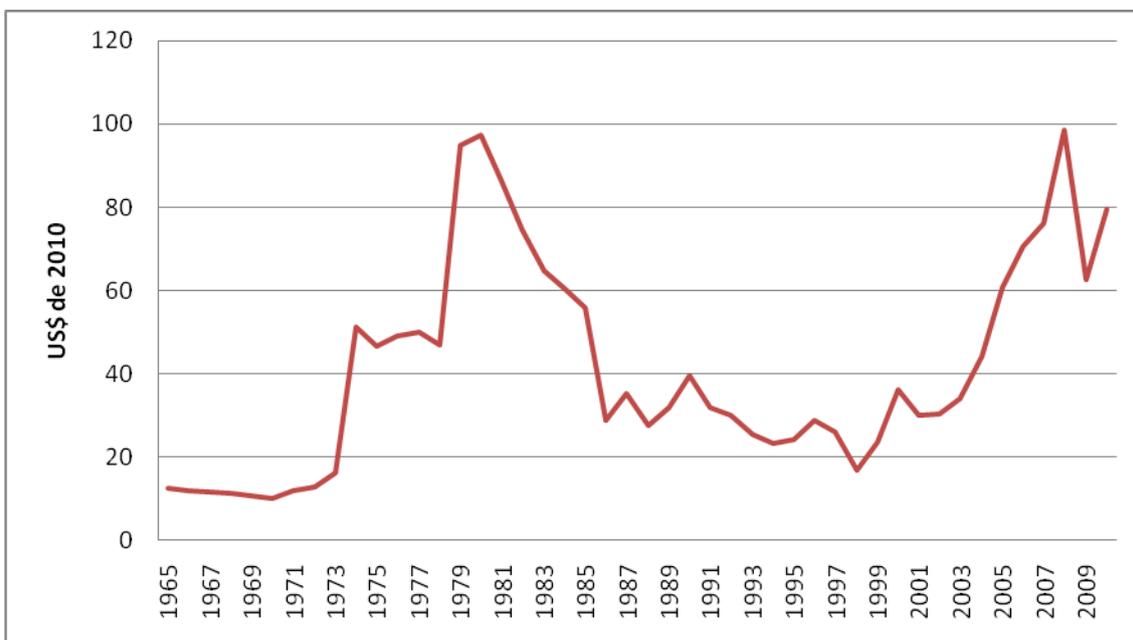
Para exemplificar as dimensões supracitadas e sustentar o referido argumento, as subseções seguintes abordam dimensões fundamentais para compreender a natureza das recentes descobertas, bem como os impactos em curso sobre a indústria nacional.

2.1.1 Ciclo recente da indústria petrolífera e consequências para reorganização das relações de poder e instituições

O ciclo recente de preços da indústria petrolífera apresenta uma característica bastante peculiar. A elevação dos preços assumiu magnitude expressiva, levando-os aos maiores patamares históricos, comparáveis ao do choque de 1979. Além disso, as condições que os levaram a esse comportamento apresentam relativa estabilidade, a despeito da crise financeira, indicando um processo relativamente duradouro ao longo das próximas décadas (ainda que possa retroceder, momentaneamente, em momentos de turbulência mais intensos).

Para o argumento do presente estudo, faz-se importante destacar a influência dos movimentos de preços do petróleo nos últimos anos e como isto se relaciona com os ciclos de poder entre Estados Nacionais (produtores e consumidores) e empresas petrolíferas (grandes transnacionais e estatais).

Gráfico 1 – Preço do barril de petróleo 1965-2010 (US\$ de 2010)



Fonte: Elaboração própria com dados da BP Statistical Review Of World Energy Full Report 2011

O gráfico 1 mostra que desde os anos 2000 os preços do barril de petróleo

seguiram uma tendência de elevação, chegando a atingir 140 dólares (US\$ de 2010) no período imediatamente anterior à quebra do Lehman Brothers e início da atual crise financeira, quando então a cotação do óleo despencou para algo em torno de 40 dólares. No entanto, já em meados de 2009, houve uma rápida recuperação do preço, que se estabilizou a partir de 2011 em um patamar entre 100 e 120 dólares o barril.

Randall Wray (2009) aponta que existem três principais fatores que explicam os movimentos dos preços das *commodities* nos anos 2000. O primeiro deles, a relação entre oferta e procura, explicação convencional oferecida pelos economistas, aponta para o fato de existir algum desequilíbrio, causado por uma oferta restringida ou excesso de demanda, que pressiona os preços para cima. De fato, observou-se nos últimos anos um aumento do consumo decorrente do rápido desenvolvimento das economias emergentes da Ásia, em especial China e Índia, demandando um volume cada vez maior de petróleo. No entanto, o baixo dinamismo das economias da África e Europa fez com que, em média, o crescimento mundial não fosse muito maior que o usual. Além disso, apesar da desaceleração da economia mundial na crise atual ter reduzido a demanda ao redor do mundo, o consumo da maioria das *commodities* permaneceu praticamente estável, o que não explica a deflação acentuada dos preços que foi observada no final de 2008. Dessa forma, como pontua Wray, “atribuir estas pressões de preços à oferta e demanda é enganoso”.

O segundo fator levantado por Wray (2009) se refere à manipulação dos preços por alguns *traders* individuais. Em seu trabalho, Wray (2009) ilustra o caso em que a *British Petroleum* monopolizava 90% do fornecimento de propano TET em 2004 nos EUA, sendo capaz de determinar preços conforme seus interesses. No entanto, como os mercados de *commodities* são demasiadamente grandes, não há como agentes individuais manipularem preços de forma que isto se traduza em grandes flutuações no mercado internacional, a exemplo do boom verificado na última década.

A explicação mais relevante para o movimento dos preços do petróleo dos últimos anos é encontrada nos mercados de negociação de contratos futuros de *commodities*³, principalmente em operações realizadas por enormes fundos de recursos, (*hedge funds*, fundos de pensão, companhias de seguro, fundos soberanos e bancos) com objetivos e atuação claramente especulativos – são os chamados “especuladores de índice”.

Após a comprovação por muitos pesquisadores, no início dos anos 2000, de que os preços de *commodities* não são correlacionados com o retorno de outros investimentos financeiros (títulos e ações principalmente), um número cada vez maior de investidores passou a diversificar suas carteiras aportando parte de seus recursos em contratos futuros

³ “No atual sistema, flutuações dos preços das principais *commodities* agrícolas e de energia são originadas nos mercados futuros e, em seguida, são transmitidas diretamente para os mercados locais” (Masters, 2008)

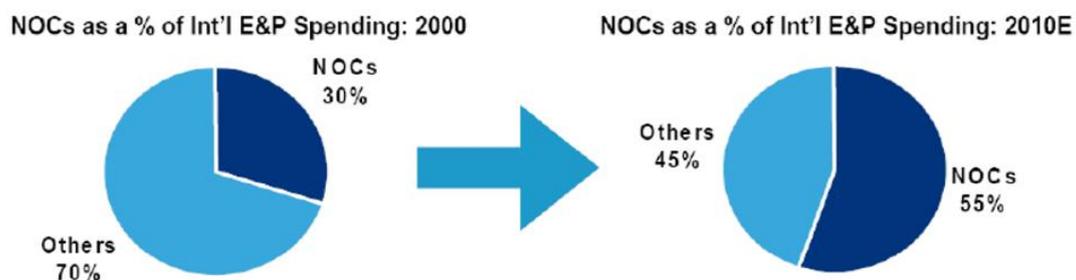
de *commodities*. Para se ter uma idéia do volume de recursos aplicados nestes mercados, no período 2004-2009 especuladores compraram 848 milhões de barris de petróleo em contratos para entrega futura, volume apenas 8% menor que o aumento de consumo chinês para o mesmo período. No entanto, como esse tipo de investimento não paga rendimentos, a única fonte de retorno possível é a contínua elevação dos preços dos contratos, o que gera uma constante pressão inflacionária sobre o mercado futuro de *commodities*.

No auge da atual crise financeira estima-se que um terço dos fundos de dinheiro gerenciado tenha abandonado o mercado de *commodities* com receio das investigações iniciadas pelo Congresso americano, e temendo um aumento da regulamentação e má publicidade. Este movimento explica a queda vultosa dos preços do petróleo observada no início de 2009, apesar do consumo mundial ter permanecido praticamente estável.

Simultaneamente ao movimento de elevação de preços de petróleo, ao longo das últimas décadas observou-se um expressivo crescimento da participação dos Estados produtores nas decisões e apropriação de recursos gerados no setor petrolífero. Esse movimento ocorre de diferentes meios, ora através de mecanismos para exercer a propriedade sobre as reservas, estabelecendo regras que ampliassem suas receitas (aumento de impostos, *royalties*, participações especiais) e tendo maior atuação, ora através dos investimentos de suas NOCs, diretamente nas atividades de E&P. Este movimento da participação estatal tem forte relação com os ciclos de preços, brevemente explicado pela relação risco/retorno. Ou seja, em períodos de preços deprimidos, o retorno sobre os investimentos é reduzido, fazendo com que o poder de barganha dos Estados em atrair parceiros para explorar suas reservas seja menor. Portanto, o Estado passa a intervir menos no setor, transferindo mais poder e uma parcela maior das receitas às empresas privadas (OCs), uma vez que a elas caberá também o risco dos investimentos das atividades em E&P não se traduzirem em sucesso comercial. No entanto, períodos de alta dos preços tornam mais atrativas as atividades de E&P, inclusive em áreas mais arriscadas (a exemplo da exploração na região do pré-sal), dado que, em caso de sucesso comercial, os custos operacionais serão facilmente recuperados e a probabilidade de incorrerem receitas extraordinárias é grande.

A figura a seguir mostra como este movimento pôde ser observado ao longo da última década:

Figura 1 – Alternância de poder no setor de petróleo na década de 2000



Source: Barclays: Outlook 1 Feb 2010

Os gastos em atividades de E&P pelas NOCs aumentaram consideravelmente em relação às demais empresas do setor, acompanhando o ciclo apresentado anteriormente dos preços do barril de petróleo para o período em questão.

2.1.2 Características da camada pré-sal

A descoberta anunciada em julho de 2006 no campo de Tupi, na Bacia de Santos, foi identificada como a primeira jazida de óleo leve da chamada camada pré-sal. Esta área que se estende por 800km ao longo da costa brasileira, entre os estados de Santa Catarina e Espírito Santo, e chega a atingir largura de até 200km, é formada por uma sequência de rochas sedimentares que podem ter até 2km de espessura (Petrobras, sd).

Localizada a uma profundidade que varia entre 1.000 e 2.000 metros abaixo da lâmina d'água e entre 4.000 e 6.000 metros no subsolo, incluindo uma camada de sal com espessura entre 1.000 e 2.000 metros (ver esquema abaixo), a região do pré-sal possui reservas provadas de 16 bilhões de barris de petróleo. Segundo Magda Chambriard, em cerimônia de posse como nova diretora da ANP, as descobertas devem chegar a 30 bilhões de barris em toda a região (Valor Econômico, 21/03/2012), conforme é mostrado na tabela abaixo (outros estudos estimam que as reservas possam ter mais de 100 bilhões de barris – Exame, 19/01/2011). Este volume é suficiente para levar o Brasil às primeiras posições no ranking dos países com as maiores reservas do planeta.

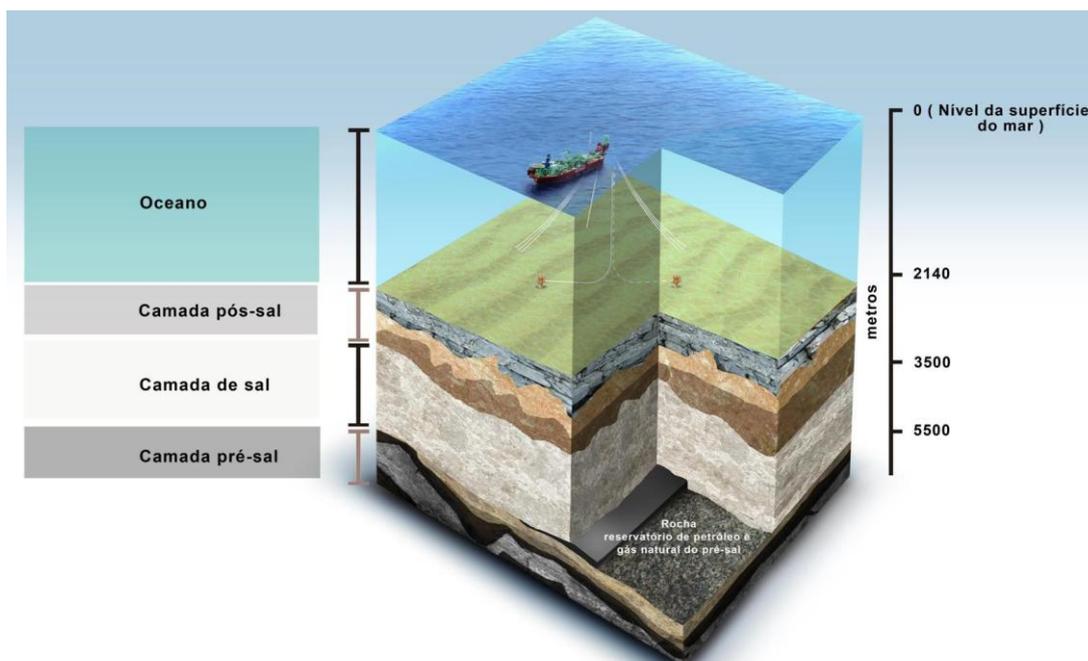
Tabela 1 – Volumes estimados das maiores reservas do Pré-Sal

Pré-Sal - Reservas com mais de 1bbp		
Reserva	Volume (bbp)	Tipo
Libra	9,30	Óleo
Lula	7,14	Óleo e gás
Júpiter	4,50	Óleo e gás
Iara	3,50	Óleo
Franco	2,00	Óleo
Jubarte	1,80	Óleo e gás
Cernambi	1,70	Óleo
Guará	1,70	Óleo
Mexilhão	1,60	Óleo e gás
Corcovado	1,06	Óleo e gás
Vesúvio	1,02	Óleo
Total	35,32	Óleo e gás

Fonte: [Portal IG, 2011](#)

Considerado de média e alta qualidade (amostras obtidas comprovaram que o petróleo possui entre 28 e 31 graus API, considerado de densidade média/leve), a exploração do óleo e gás nesta nova camada do subsolo é uma atividade muito complexa e guarda uma série de novos desafios para as empresas operadoras, especialmente para lidar com o tipo de formações geológicas situadas abaixo do subsolo marinho.

Figura 2 – Características geológicas do pré-sal brasileiro



Fonte: [Petrobras Pré-Sal, sd](#)

Assim, dentre os principais desafios a serem superados estão a dificuldade de perfurar a camada de sal – tensões sobre os dutos e sondas e o receio de que elevadas concentrações de dióxido de carbono possam danificar os equipamentos –, o controle do fluxo e da temperatura do óleo extraído – risco de formação de precipitações nos dutos –, a necessidade de formar conhecimento sobre a geometria das rochas e melhor posicionamento dos poços que possibilitem a redução de custos e tempo de perfuração, a grande distância entre os campos produtores e a costa, que dificulta principalmente o transporte do gás natural extraído⁴. (Petrobras, sd; IEDI, 2009).

Apesar de todas as dificuldades e desafios que precisarão ser superados para tornar o pré-sal uma riqueza comercialmente viável, é possível antecipar que os desdobramentos dessa descoberta irão causar grandes impactos pela economia do país, e inclusive no posicionamento do Brasil dentro da estrutura global da indústria.

Dentre as mais prováveis mudanças, destaca-se o tamanho que o setor de petróleo irá representar para o crescimento do país, principalmente pelo aumento da capacidade de geração de saldos em comércio exterior, renda, investimentos, tributos, empregos, encadeamentos produtivos, dentre outras externalidades de cunho tecnológico e ambiental. Além disso, o interesse das empresas petrolíferas pela exploração das reservas brasileiras deve aumentar, uma vez que a descoberta destas grandes reservas assumem papel importante no suprimento da crescente demanda mundial de óleo nas próximas décadas. Ou seja, a exploração do petróleo no Brasil deixará de ser mais uma atividade da economia para se tornar, possivelmente, um dos carros chefes do desenvolvimento econômico nacional.

2.1.3 Os impactos das descobertas do pré-sal

As transformações no setor petrolífero relacionadas ao aumento do volume e qualidade das reservas deverão dinamizar toda a cadeia de produção e distribuição de petróleo, exigindo um grande volume de investimentos e políticas adequadas.

Além das mudanças dentro dos setores relacionados à exploração e comercialização de petróleo e gás natural, as novas descobertas proporcionarão uma destacada mudança nas estruturas econômica e política do Brasil. Isto poderá se traduzir em um grande avanço em termos do desenvolvimento do país e bem-estar para sociedade no médio e longo prazos, possibilitando meios de reduzir a pobreza e as desigualdades sociais. Contudo, a não observância dos prováveis impactos, bem como das necessárias

⁴ A Petrobras estuda criar uma termoeletrica em alto mar e transportar a energia gerada por cabos até a costa, ou adotar métodos de liquefazer o gás para ser transportado em navio.

transformações nas instituições relacionadas à indústria e à gestão de seus fluxos econômicos, pode levar a resultados adversos de longo prazo para o país.

Em relação às possibilidades emergentes, destaca-se a capacidade do país construir fundos de estabilização fiscais e cambiais, viabilizando políticas anti-cíclicas e medidas que assegurem a estabilidade da moeda e do balanço de pagamentos, o que se configura em um ambiente macroeconômico mais estável. Como destacam Silva e Barros (2009):

“As recentes descobertas de reservas de petróleo sob o manto de sal na chamada camada pré-sal configuram um momento novo na história do país, o qual sempre esteve acuado pela carência de recursos para promover seu desenvolvimento econômico e por crises sucessivas de financiamento externo.”
(IEDI 2009).

Três estimativas dão uma idéia do tamanho dos impactos do setor petrolífero na macroeconomia brasileira: o incremento na taxa de investimento agregado, a participação na composição do PIB nacional, e o incremento nos fluxos comerciais.

Tomando como base o investimento médio anual planejado pela Petrobras em seu Plano de Negócios 2012-2016, em torno de 83 bilhões de reais, em relação à Formação Bruta de Capital Físico no Brasil no ano de 2011, que foi da ordem de 799 bilhões de reais, estima-se que a participação na taxa de investimento agregado do país possa chegar a 10%. Ou seja, o setor de petróleo terá destacada importância no crescimento do país nos próximos anos.

Outra dimensão que mostra a importância que o setor representa para a economia do país é revelada ao notar que o valor de mercado da Petrobras foi multiplicado em mais de 10 vezes ao desde 2003, o que fez com que a sua participação no PIB brasileiro praticamente dobrasse ao longo da década dos anos 2000. Assim sendo, o valor do que a empresa produz mais os seus investimentos já representam, aproximadamente, 10% do PIB (Estado de São de Paulo, 30/01/2010). Já o peso do setor de petróleo como um todo no PIB nacional, calculado pelo Instituto Brasileiro do Petróleo (IBP) em 2008, girava em torno de 12%⁵, levando em conta o efeito que a indústria do petróleo tem sobre diferentes setores da economia, como a siderurgia e construção naval (Valor Econômico, 05/10/2011).

Ademais, com a capitalização recebida da União em setembro de 2009, a estatal brasileira levantou R\$ 120,36 bilhões na maior venda de ações já feita em mercados de

⁵ Este percentual pode variar dependendo da metodologia utilizada.

capitais no mundo⁶, e elevou seu valor de mercado para cerca de R\$ 220 bilhões de reais (Folha de São Paulo, 24/09/2010).

Já em relação aos fluxos comerciais, estima-se um incremento considerável nas transações com o resto do mundo. O Plano Nacional de Expansão da Energia do Ministério de Minas e Energia (PDE) estima que em 2020 a produção nacional de petróleo deve ficar em torno de 6,1 milhões barris/dia, enquanto que a demanda nacional por derivados de petróleo permanecerá próxima de 2,2 milhões de barris/dia. Supondo o preço do barril de petróleo em cem dólares, o Brasil produziria diariamente um superávit comercial no setor de aproximadamente US\$ 390 milhões, ou aproximadamente US\$ 140 bilhões anuais. Portanto, deve-se levar em conta os impactos causados por este grande saldo positivo na balança comercial, que fechou 2011 em torno de 30 bilhões de dólares, e seus desdobramentos por toda economia brasileira.

Um estudo de 2010 da Organização Nacional da Indústria do Petróleo (ONIP) aponta algumas mudanças significativas no setor de petróleo no Brasil por conta dos impactos do pré-sal. O desenvolvimento da cadeia de fornecedores de bens e serviços ao setor petrolífero, que já vinha sendo impactada desde o início dos anos 2000, passa a receber novas oportunidades de expansão. Estima-se que a demanda (investimentos mais gastos operacionais) dentro da cadeia produtiva *offshore* para o período entre 2010 e 2020 seja da ordem de US\$ 400 bilhões⁷ (ONIP, 2010).

Em relação ao potencial de geração de empregos dentro da cadeia do setor *offshore*, seja pelo aumento da demanda local – via aumento de investimentos e ganho de competitividade, ampliando a fatia de fornecimento da indústria nacional – como do aumento das exportações de equipamentos, almeja-se adicionar entre 1,7 e 2,1 milhões de empregos no país até 2020, que representa um número até cinco vezes maior que o cenário atual [o Brasil fechou 2010 com aproximadamente 8,1 milhões de empregos na indústria de transformação e extrativa mineral (MTE, 2011), o que ilustra o impacto deste crescimento sobre esta dimensão econômica].

No entanto, para que este cenário se concretize, o estudo pontua como fundamental que uma série de políticas⁸ sejam colocadas em prática, viabilizando um ganho de competitividade substancial ao setor. Caso contrário, em um cenário em que a indústria nacional não desenvolva adequadamente sua capacidade de competição frente às concorrentes estrangeiras, grande parte dos empregos potenciais (cerca de 1,5 milhão)

⁶ O montante equivale, isoladamente, a 4,2% do PIB de 2009.

⁷ Projeção dos Dispendios Offshore até 2020: A projeção tomou como base os planos de investimentos e a produção da Petrobras e demais operadores presentes localmente. Procedeu-se à análise segmentada dos seis principais elos que compõem o núcleo da cadeia para os próximos dez anos. Avaliaram-se gastos operacionais e investimentos dos operadores, chegando-se ao investimento total exigido pela cadeia de O&G Offshore.

⁸ As políticas recomendadas envolvem aspectos como tecnologia, fortalecimento produtivo, atuação internacional, fortalecimento do sistema empresarial nacional e escala/escopo (ONIP 2010).

deixariam de ser gerados, ficando seu crescimento associado somente ao aumento dos investimentos locais, com uma estimativa de um total na cadeia de 630 a 860 mil empregos até 2020 (ONIP, 2010).

Ainda, o advento do pré-sal possibilita a ampliação do desenvolvimento da indústria naval brasileira, como já estão vem sendo observado ao longo da última década, abrindo caminho para o surgimento de novas empresas e novos mercados no Brasil. A exemplo das medidas implementadas desde o início dos anos 2000 [destacando-se principalmente o programa de renovação da frota pela Petrobras (PROMEF), a reorganização da cadeia de fornecedores e estímulos ao conteúdo nacional, e um salto qualitativo e quantitativo na capacidade de financiamento do FMM (Fundo da Marinha Mercante)], que fizeram ressurgir no Brasil a indústria de construção naval, com a crescente demanda por navios petroleiros e demais embarcações de apoio para atividades de exploração do pré-sal, há uma tendência de ampliar cada vez mais o desenvolvimento neste setor, com novas encomendas, mais investimentos, e geração de mais empregos.

Ademais, novas possibilidades emergem da demanda do pré-sal. O volume das encomendas adquire proporções bastante superiores, viabilizando estratégias de fortalecimento de *players* nacionais para concorrer globalmente, especialmente no segmento de plataformas. Essa estratégia depende da construção de novos instrumentos que superem as políticas de conteúdo local e financiamento da produção doméstica. Faz-se necessária uma política de consolidação de empresas de capital local, bem como de capacitações dinâmicas para desenvolvimento tecnológico.

Ainda que o potencial destacado nos parágrafos seja bastante animador, este novo cenário também está sujeito a grandes riscos já vivenciados por outras nações produtoras de recursos naturais. Um dos mais conhecidos e devastadores é o encolhimento dos demais setores produtivos do país (fenômeno conhecido como “doença holandesa” ou “maldição do petróleo”) e consequente perda de capacidade tecnológica. A doença holandesa normalmente pode ser identificada basicamente em decorrência de dois fenômenos: (i) aumento da renda e transferência de fatores produtivos (capital e trabalho) ao setor produtor de recursos naturais, gerando uma pressão altista nos salários dos demais setores não relacionados à exploração de petróleo, reduzindo a competitividade destes últimos, chamado de *movement effect*; (ii) aumento da pressão inflacionária, liderada pelos bens *non-tradables*, e da apreciação da taxa de câmbio⁹, que pode gerar uma competição desleal com bens importados no mercado doméstico e perda de mercado para exportações industriais, conhecido como *spending effect*. Há ainda um terceiro mecanismo que decorre principalmente do encolhimento da indústria (perda de *know-how* e capacidade de inovação

⁹ Estima-se um fluxo cambial adicional de US\$ 60 a 100 bilhões em 2020 (IEDI, 2009).

tecnológica), identificado como *spillover-loss effect* (IEDI, 2009).

Em geral, estes efeitos decorrem da incapacidade de planejar adequadamente a gestão dos fluxos econômicos da indústria, que podem gerar instabilidades derivadas dos próprios ciclos de produção e preços, bem como da ausência de arranjos políticos capazes de arbitrar adequadamente a distribuição e uso dos recursos gerados pelo setor.

Além destes, outros importantes riscos podem ser levantados, como problemas relacionados à ineficiência e improbidade administrativa, redução do nível de investimento agregado ou até o desinvestimento, aumento da concentração da renda, redução do emprego, entre outros.

Por fim, a forma como é tratado o setor energético brasileiro terá de ser rediscutida e reorganizada, possibilitando uma gestão mais adequada que viabilize o atendimento de objetivos maiores para a nação, alguns já apontados anteriormente. É certo que a produção de petróleo gerará impactos sobre a matriz energética, com potencial para “sujar” uma matriz composta por um predomínio ímpar de recursos renováveis.

Em outras palavras, será preciso abandonar a maneira como a política energética vem sendo executada até então no país, muitas vezes tratada de forma excessivamente simplista e curto prazista, sem pensar efetivamente em políticas industriais para o desenvolvimento do setor de energia e demais setores produtivos. Assim, como argumenta Ruas (2008),

“As ações de política energética têm sido predominantemente emergenciais, efêmeras e desprovidas de uma estratégia ampla e de longo prazo, que englobe o desenvolvimento produtivo.” (RUAS, 2008).

Portanto, para evitar que os potenciais benefícios do pré-sal se percam ou mesmo transformem-se em malefícios, faz-se necessária a elaboração de novos instrumentos político-institucionais, com amplo planejamento das ações e elaboração de uma estratégia coesa. Dentre as principais, destacam-se a questão da divisão da renda gerada entre os entes federativos; a forma de exploração, apropriação e utilização da riqueza que possibilite mitigar os possíveis efeitos danosos da excessiva valorização cambial e do impacto fiscal, evitando assim que a economia brasileira internalize grande parte dos efeitos perversos da excessiva flutuação dos preços internacionais do petróleo; o papel desempenhado pelos agentes que participam da indústria petrolífera; uma estratégia que envolva a interdependência entre os demais setores produtivos, desenvolvendo ou mesmo criando novos mercados; uma visão de planejamento de longo prazo, que viabilize um salto no nível desenvolvimento social e econômico do Brasil nas próximas décadas.

Felizmente a modificação das instituições não é um evento impossível. Ainda que envolva a reorganização de interesses, parte deles estrangeiros, o poder atribuído ao Estado pelo volume das reservas e pelo ciclo de preços de petróleo é expressivo e capaz de viabilizá-la.

Tendo em vista o novo momento do setor petrolífero brasileiro e os desdobramentos que dele podem se pronunciar é que este trabalho pretende analisar de que maneira as oportunidades postas ao governo e à sociedade brasileiros podem ser aproveitadas de forma que estas se traduzam em bons frutos no presente e no futuro (uma vez que a riqueza obtida a partir da exploração de recursos não renováveis deve beneficiar também as gerações futuras), quais alternativas e mecanismos que melhor podem contribuir para o bom aproveitamento geral dessa riqueza.

Para tal, um ponto decisivo e que deve ser definido antes do início da exploração e produção do petróleo do pré-sal é a escolha do modelo regulatório que vai ditar as regras dessas atividades. Essa escolha visa definir pontos-chave (que serão estudados a fundo na seção seguinte) como o ritmo de extração e produção do petróleo, a parcela da renda que será apropriada pelo governo brasileiro e sua destinação/distribuição, quais serão as empresas operadoras e como serão desenvolvidas suas atividades, assim como a forma de remuneração delas, os incentivos destinados ao desenvolvimento de outros elos da cadeia produtiva e outros setores da economia, a questão do abastecimento energético do país por longa data sem depender de fontes externas, dentre muitos outros.

Dessa maneira, o objetivo da próxima seção deste trabalho é analisar e identificar qual modelo de regulação (ou marco regulatório) é mais adequado à exploração dos campos de petróleo da camada pré-sal ainda não licitados, levando em conta os potenciais benefícios ou riscos que cada regime pode trazer ao desenvolvimento do país.

2.2 O debate acerca do marco regulatório

A seção 2.1 apresenta as motivações pelas quais deve-se repensar a estrutura institucional da indústria de petróleo no país. Se por um lado os impactos das descobertas sobre as relações entre a indústria e a economia nacional assumem novas dimensões e exigem um novo planejamento e políticas de intervenção, por outro, o cenário político da indústria, seja em torno dos preços de petróleo, seja em relação à importância das reservas nacionais, geram condições para que o país barganhe novas condições de apropriação dos benefícios econômicos e tecnológicos do setor.

Tendo em vista estas dimensões, nesta seção são contrapostos os principais elementos do debate acerca da alteração modelo de regulação que irá ditar as regras das

atividades de E&P de petróleo e gás natural na região dos blocos da chamada camada pré-sal. Este debate, que teve início pouco após a descoberta dos grandes reservatórios no subsolo ultramarino brasileiro, conforme explicitado na seção anterior, caracteriza-se, de maneira simplificada, pela polarização em dois grupos com ideologias e interesses distintos. Suas opiniões são, de um lado, favoráveis à manutenção do modelo de concessão, vigente desde 1997 no Brasil e que fora inclusive adotado para exploração dos primeiros blocos da região do pré-sal¹⁰ e, de outro, pela defesa da adoção de um novo modelo de partilha, que traria uma completa mudança das regras de exploração e apropriação das riquezas do subsolo marítimo brasileiro, tanto para as empresas operadoras como para o país hospedeiro.

Vale lembrar que o projeto apresentado pelo governo em agosto de 2009 – objeto central do debate –, sob a forma de quatro projetos de lei, propunha (i) a mudança para o sistema de partilha da produção nas áreas ainda não licitadas do pré-sal, (ii) a criação de uma nova estatal para fazer a gestão técnica e econômica dos novos contratos de partilha, (iii) a formação de um Fundo Social para custear programas e projetos de ciência e tecnologia, saúde, educação e combate à pobreza, além de ser um instrumento capaz de promover a perpetuação da riqueza do petróleo às gerações futuras, e (iv) a cessão onerosa à Petrobras e sua capitalização, viabilizando uma série de investimentos necessários para iniciar a exploração dos blocos ultra-profundos do pré-sal. Além disso, o novo regime de partilha prevê que a Petrobras será operadora de todos os blocos contratados, com participação mínima de 30% no consórcio (Folha de São Paulo, 01/09/2009).

Sendo assim, as próximas duas subseções detalharão os argumentos e opiniões de cada um dos lados a respeito do projeto apresentado e suas prováveis consequências à economia e sociedade brasileira.

2.2.1 Manutenção do regime de concessão vigente

O modelo de exploração de petróleo instituído pela Lei do Petróleo de 1997 (Lei n. 9.478), chamado de Modelo de Concessão, é caracterizado primordialmente pela possibilidade de um ou mais agentes privados (OCs), após participarem de um leilão¹¹ disputado com outras empresas operadoras (OCs e NOCs), explorar uma riqueza natural e,

¹⁰ Aproximadamente 28% das atuais reservas da camada pré-sal estão sendo exploradas sob o regime de concessão, o que não será alterado mesmo após a adoção do novo marco regulatório para o setor petrolífero.

¹¹ No sistema adotado atualmente pela ANP, vence a empresa ou consórcio que obtiver a maior pontuação em três fatores: bônus de assinatura, índice de nacionalização das compras de equipamentos e serviços, e um programa de trabalho mínimo a realizar.

ao fazê-lo, tornar-se proprietário de tal riqueza. A exploração é feita por conta e risco dos concessionários vencedores do leilão, sem interferência da União no ritmo de execução dos projetos, que pagam ao Estado hospedeiro *royalties* e participações especiais como contrapartida, conforme detalhado nos itens 1.2.1.1 e 1.2.1.2.

A disputa entre potenciais operadores para obter o direito de explorar as jazidas de petróleo, feita nos leilões de campos, é o principal ponto apontado por quem defende a manutenção do regime de concessão para as jazidas não concedidas do pré-sal. Ou seja, pautado em evidências teóricas e empíricas da literatura econômica, a crença de que o aumento da concorrência entre as *Oil Companies*, possibilitado sob um regime de múltiplos operadores, seja um incentivo à inovação e ao investimento e estimule as empresas a operar a custos mais competitivos, o que não ocorreria em um regime de operador único, como proposto no projeto apresentado pelo governo. Outra vantagem propiciada por um modelo de operador múltiplo é o fato das empresas de E&P apresentarem diferentes percepções quanto ao risco exploratório de uma determinada área, o que leva a uma tendência forte de incremento da atividade exploratória.

Ou seja, a falta de competição no setor de petróleo, assim como ocorre em outros setores da economia, tende a gerar custos desnecessários, diminuir a eficiência das atividades exploratórias, atrasos no ritmo de produção, desincentivos ao investimento e a inovação, além de gerar consequências negativas sobre a arrecadação do Estado e outras variáveis macroeconômicas, como o crescimento do PIB, da renda, e sobre o mercado de trabalho.

São estes efeitos negativos que serão detalhados na próxima subseção, de modo a tornar mais claro os riscos incorridos ao se adotar um regime de operador único, onde a competição empresarial é inibida.

2.2.1.1 Investimentos e inovação

A relação entre competição empresarial e inovação é ambígua, como aponta a literatura econômica mais recente, e deve ser analisada caso a caso. Se por um lado o aumento dos gastos para fazer frente aos investimentos necessários e gerar inovações reduz a margem das empresas que se aproximam da fronteira tecnológica, tornando-se um desincentivo à inovação, por outro a empresa que for bem sucedida em seus esforços de inovar pode se distanciar de suas rivais (*escape-competition effect*), caracterizando a concorrência como um incentivo nesta atividade (IBRE/FGV, 2010).

A possibilidade de entrada de novas empresas no setor potencializa estes efeitos. Da mesma forma que pode encorajar o investimento em atividades de P&D, fazendo

das inovações uma forma de escapar da concorrência das empresas entrantes (*escape-entry effect*), pode desencorajar empresas distantes da fronteira tecnológica de investir, uma vez que um novo concorrente pode significar redução de ganhos com inovação.

Alguns autores afirmam que, em relação ao setor de petróleo e gás, no período 1985-1998, há evidências de que o aumento da concorrência fez crescer o número de patentes registradas (JACQUIER-ROUX & BOURGEOIS, 2002; apud IBRE/FGV, 2010). Dessa forma, a literatura econômica aponta que inovação é estimulada pelo aumento da competição em setores cujas empresas estão próximas à fronteira tecnológica, como é o caso da exploração das jazidas de petróleo e gás natural da camada pré-sal.

Além disso, a redução da competição entre os operadores do setor petrolífero pode gerar um efeito desestimulante sobre os investimentos nas atividades de inovação em outras etapas da cadeia, principalmente de fornecedores de insumos e equipamentos. Uma vez que o único operador passa a ter um poder de mercado maior na compra de seus fornecedores, o ganho auferido por eles poderia ser reduzido, assim como o incentivo para inovar. No entanto, a estratégia que vem sendo adotada pela Petrobras nos últimos anos é compensar o efeito do aumento do seu ganho de mercado financiando parte dos gastos com investimentos em P&D dos seus fornecedores.

Explorar petróleo, principalmente em condições e ambientes complexos, como o é o caso da exploração na área do pré-sal, exige também vultosos investimentos em capital. Sobre esta categoria de investimentos, a literatura empírica aponta que, em diversos setores da economia (por exemplo, telecomunicações, eletricidade, ferrovias e bancos) o aumento da concorrência estimula as empresas a investirem. Sendo assim, sugere-se que essa tendência se estenda ao setor de exploração de petróleo (IBRE/FGV, 2010).

2.2.1.2 Produtividade e eficiência

A eficiência das empresas em um ambiente de baixa competição tende a se reduzir, uma vez que não estão sujeitas à pressão concorrencial das rivais na disputa por uma maior fatia do mercado. Sob um regime de partilha de produção, como o que se propõe para o pré-sal, o efeito da redução da eficiência é agravado pela redução da arrecadação governamental, uma vez que a parcela do petróleo a ser dividida entre governo e empresa operadora (*profit oil*) será reduzido em decorrência do aumento dos custos de produção (*cost oil*).

A literatura econômica convencional aponta para um efeito positivo decorrente do aumento da competição no que tange a eficiência produtiva e produtividade das empresas. Como exemplo, tomemos o caso brasileiro: “a experiência de abertura da

primeira metade da década de noventa indica que o aumento da pressão competitiva das importações tem impacto positivo na produtividade das empresas brasileiras” (MUENDLER, 2004; apud IBRE/FGV, 2010).

Já em relação à estrutura de propriedade das empresas do setor de petróleo e gás, evidências indicam que empresas públicas tendem a ter pior desempenho em termos de eficiência do que empresas privadas. Cita-se como exemplo o caso norueguês: *“após a eliminação da obrigatoriedade da participação de 51% da empresa estatal Statoil nas licenças e a introdução de um mecanismo competitivo na atribuição dos direitos exploratórios, a eficiência produtiva aumentou” (IBRE/FGV, 2010).*

2.2.1.3 Restrição de recursos

De modo geral, a restrição de recursos é um impedimento à expansão dos investimentos e aproveitamento de novas oportunidades exploratórias, e influencia tanto fatores internos como externos às empresas.

Dentre os fatores internos, há uma menor capacidade de alocar recursos para operar e gerenciar novos projetos de maneira adequada e dentro do escopo desejado pela empresa. Ou seja, a empresa passa a ter de fazer escolhas entre diferentes opções de investimento, muitas vezes tendo que sacrificar algumas, uma vez que não tem capacidade de financiar todos os projetos. Já como fatores externos, aponta-se as frequentes mudanças tecnológicas da indústria que exigem uma alta capacidade de financiamento, além do acesso a recursos em mercados de capitais para financiar novos investimentos, que é reduzido para empresas com um portfólio de projetos menos diversificado: *“se a restrição do mercado de capitais é significativa, espera-se que as empresas escolham por diversificação ao lugar de especialização” (MILGROM & ROBERTS, 1992; apud IBRE/FGV, 2010).*

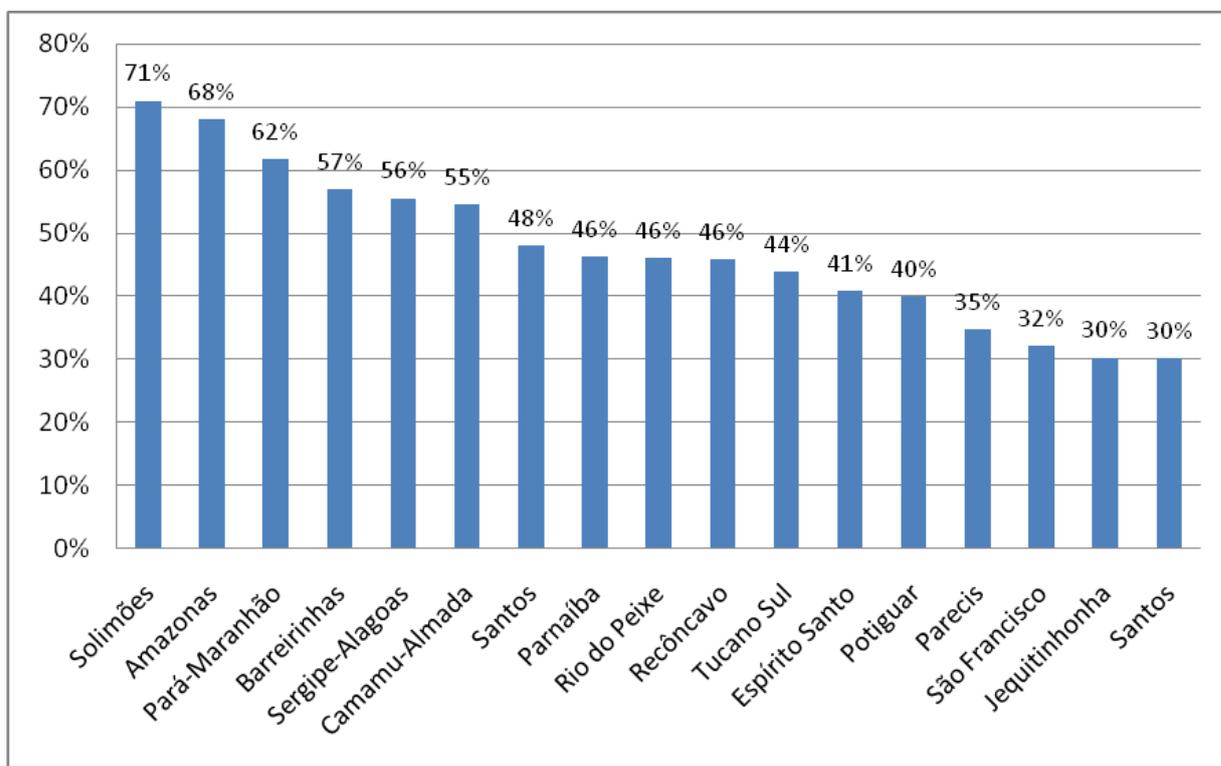
Uma evidência apontada dos efeitos da restrição de recursos ocorreu dez anos após a concessão, para a Petrobras, de 115 grandes blocos exploratórios durante a chamada Rodada Zero¹² em 1998. Segundo dados da ANP, após este período, 20% dos blocos concedidos à Petrobras foram transferidos ou cedidos a outras empresas, de modo a viabilizar a exploração dos blocos os quais a empresa tinha interesse. Esta é uma indicação de que, devido a alguma restrição de recursos, a Petrobras optou por uma alternativa ajustada aos seus interesses estratégicos, ou seja, de maximizar seu portfólio de projetos.

¹² Referida desta forma por representar o conjunto de negociações realizadas após a promulgação da Lei do Petróleo para definir a participação da Petrobras após a abertura do mercado de exploração e produção de petróleo e gás natural.

2.2.1.4 Incerteza e percepções de risco

A estratégia das empresas nas rodadas de licitação por blocos de E&P são fundamentadas principalmente em suas análises geológicas próprias, suas estruturas de custo, e expectativas quanto ao preço futuro do barril de petróleo. Ou seja, o ambiente licitatório propicia uma forte assimetria de interpretações entre as empresas em relação ao aproveitamento e risco exploratório das áreas concedidas, que faz com que regiões pouco atrativas para um operador possam ser vistas com maior atratividade por outro¹³. Estas variações entre as expectativas exploratórias das empresas são evidenciadas no gráfico a seguir, que mostra as variações percentuais entre o primeiro e segundo maiores lances em diferentes leilões:

Gráfico 2 – Diferença percentual entre o dois maiores lances, por Bacia



Fonte: IBRE/FGV 2010

Em um modelo de operador único essa diversificação das expectativas quanto à capacidade das reservas e o risco associado a um bloco deixa de existir, fazendo com que a probabilidade de uma área não ser devidamente explorada, subaproveitando-a, aumente.

¹³ Além disso, há evidências de que o maior grau de concorrência eleva o valor dos lances.

2.2.1.5 Impactos macroeconômicos

São feitas algumas estimativas dos possíveis impactos macroeconômicos decorrentes da adoção do modelo de partilha de produção para a região do pré-sal, em virtude da operacionalização das atividades de E&P passarem a ser feitas por um único operador, no caso a Petrobras.

Inicialmente, considera-se o impacto na arrecadação do governo devido a um ano de atraso no início da produção, que pode variar entre R\$ 48,9 bilhões e R\$ 53 bilhões, em valor presente, ou aumento de 10% dos custos de desenvolvimento e operacionalização da área¹⁴.

Além disso, um impacto negativo na geração de empregos também pode ser identificado em decorrência do adiamento no início das atividades exploratórias, tanto por via de efeitos diretos, indiretos e induzidos pelo aumento de renda.

Por fim, aponta-se um impacto sobre a taxa de investimento, sobre a qual é estimado que haja um incremento de 1% em relação ao PIB em virtude do montante de investimentos necessários para o desenvolvimento do pré-sal (cerca de R\$ 400 bilhões ao longo de 20 anos).

2.2.1.6 Síntese dos argumentos contrários à mudança regulatória

Em síntese, a análise feita objetivou identificar os principais argumentos levantados pelos opositores à mudança no marco regulatório, levantando os potenciais efeitos da adoção de um modelo que institui a operacionalização das atividades de E&P por um único operador, neste caso a Petrobras, que terá um percentual mínimo de 30% do capital de todos os consórcios. Sendo assim, observou-se os desdobramentos indesejáveis sobre a questão da competitividade, inovação e do desenvolvimento tecnológico (levando em conta os desafios de explorar uma região tão complexa com a do pré-sal); da produtividade e disponibilidade de recursos financeiros, que pode gerar um aproveitamento subótimo da riqueza petrolífera; da diversidade de percepção dos operadores quanto ao risco exploratório, podendo levar ao subaproveitamento das áreas; e por fim, sobre a macroeconomia do país, no que diz respeito à produção e a receita auferida pela sociedade.

Ou seja, a maior parte da argumentação feita pelos defensores da manutenção do modelo de concessão na região do pré-sal é pautada em questões de âmbito microeconômico. Tratam-se das falhas de mercado, ineficiências, redução da competitividade, poder de monopólio, entre outras, todas elas sendo resultado da

¹⁴ Premissas usadas: produção de 40 bi de barris em um período de 40 anos; preço do barril de petróleo de US\$ 75; investimentos CAPEX e OPEX de US\$ 22/barril; taxa de câmbio de R\$/US\$ 2,00; *royalties* de 15% e partilha de produção de 60%.

intervenção “excessiva” do setor público no setor, o qual deixaria de atuar apenas como mero regulador.

Dessa forma, sugere-se que, para incentivar o melhor aproveitamento das reservas petrolíferas do pré-sal, o novo marco regulatório deveria manter a possibilidade da gestão das atividades de E&P por diversas empresas no pré-sal; centralizá-las em um único operador parece não atender os interesses da sociedade.

2.2.1.7 Experiência internacional – Noruega

A Noruega é um exemplo de grande produtor e explorador de petróleo - que inclusive enfrentou condições similares às do pré-sal brasileiro, ao menos em relação aos desafios a serem superados e a representatividade (tamanho e impactos) das novas descobertas – que adotou o modelo de concessão e ainda assim conseguiu aproveitar-se dos benefícios da riqueza advinda destas atividades sem prejudicar sua economia e sofrer as mazelas da doença holandesa.

O modelo norueguês adotado até 1985 consistia na concessão de licenças de exploração aos operadores das atividades de E&P, contanto que a companhia estatal Statoil tivesse participação mínima de 50% nos consórcios.

A partir de então o parlamento passou a enxergar que o patrimônio e a capacidade de intervenção em questões estratégicas por parte da Statoil eram excessivamente grandes, e decidiu desmembrá-la dividindo suas licenças de exploração com a recém criada SDFI (*State Direct Financial Interest*). Deste processo, a SDFI ficou com 80% dos direitos financeiros, resultado da conversão dos direitos de concessão de E&P que estavam nas mãos da Statoil, à qual coube os 20% restantes. Além disso, essa mudança significou também a separação entre atividades financeira – a cargo da SDFI, que age como uma espécie de um fundo detentor de direitos financeiros – e operacional. O Estado entra nos empreendimentos com investimentos que correspondem aos seus interesses financeiros e é remunerado com uma parcela da receita de venda da produção e demais rendas. A partir de 2001 a SDFI deixa de ser gerenciada pela Statoil (em função da abertura do seu capital e possível ocorrência de conflitos de interesses) e passa a ser gerida pela nova estatal criada no mesmo ano, a Petoro AS, cujo objetivo no longo prazo é otimizar as receitas governamentais cujas divisas são aplicadas no fundo “*Government Pension Fund – Global*”.

O fundo tem como principais funções ser um instrumento de isolamento da economia, protegendo as políticas monetária e fiscal dos efeitos das oscilações de preços, evitar a excessiva apreciação cambial, permitir que gerações futuras possam usufruir dos

ganhos obtidos com a exploração dos recursos naturais, e fazer frente ao crescente gasto com seguridade social (aposentadorias e pensões).

2.2.2 Adoção do novo sistema de partilha de produção

Pautado em perspectivas de mudanças estruturais causadas pela descoberta das novas reservas no país, nas novas condições políticas nacionais e internacionais quando comparadas às vigentes em 1997, quando foi aprovada a Lei 9.478, bem como na possibilidade de ampliar sua autonomia energética em um mundo cada vez mais escasso de recursos naturais, foi apresentado o novo marco regulatório para o setor de petróleo no final dos anos 2000.

O novo modelo proposto pelo governo brasileiro em 2009, através de quatro PLs (explicitados na seção 2.2), amplia a participação estatal no setor de petróleo brasileiro ao tornar a Petrobras operadora em todos os blocos sob partilha, e possibilita que o ritmo de exploração e produção de petróleo nessas áreas seja administrado pelo governo, com intuito de defender os interesses mais amplos e estratégicos do país.

Além disso, ao adotar o novo regime, o Brasil segue a tendência mundial dos grandes produtores de petróleo, uma vez que, em 2009, mais de 80% das reservas de óleo do planeta estavam localizadas em países que adotam a partilha ou modelos mistos. Ademais, valoriza o papel da Petrobras, assim como é feito com empresas estatais em outros países: 77% das reservas de petróleo e 51% das de gás natural mundiais são de acesso limitado a empresas pertencentes a governos (PFC ENERGY, 2009; apud PETROBRAS, 2009).

Outro ponto importante é a questão da criação do Fundo Social e da gestão dos recursos advindos com a comercialização do petróleo, que atendem fundamentalmente a três objetivos sociais e macroeconômicos: (i) evitar que o influxo repentino de grandes volumes de recursos gere efeitos adversos, esterilizando-os, seja sobre os preços relativos, as políticas econômicas ou a alocação de recursos e os investimentos privados; (ii) garantir benefícios às gerações atuais; e (iii) promover o princípio de equidade intergeracional, de modo que o acúmulo de recursos possa assegurar a manutenção do nível de bem-estar socioeconômico após o esgotamento das reservas minerais” (IEDI, 2009).

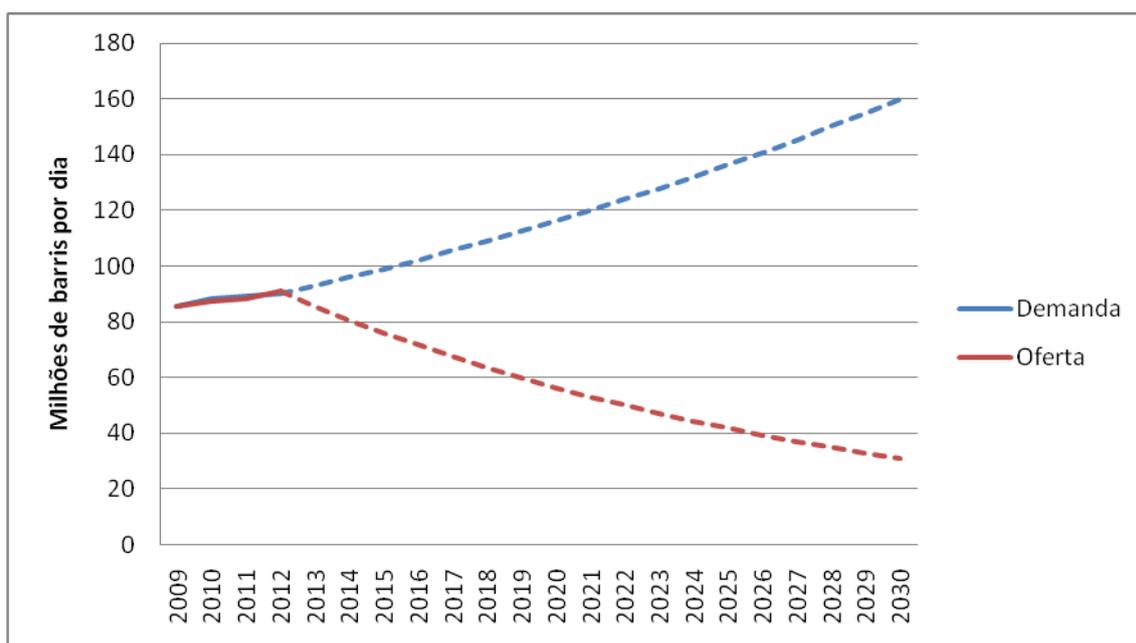
Tendo em vista estes objetivos mais gerais, a argumentação para a defesa do novo marco regulatório foi apresentada com alguns pontos importantes para repensar a lógica do investimento em E&P no país, bem como nas novas possibilidades de relacionamento na cadeia produtiva. As subseções seguintes discutem estas dimensões, apresentando os principais temas em defesa de um novo marco regulatório para a região do

pré-sal.

2.2.2.1 Perspectivas e risco

Estima-se que a demanda mundial por petróleo em 2012 atinja a média diária de 90 milhões de barris, ao passo que para 2030 é estimado o consumo mundial atingindo a marca dos 160 milhões de barris diários. Entretanto, se forem considerados apenas os campos existentes e em produção atualmente, assim como declínio natural deles, projeta-se uma produção diária de 31 milhões de barris/dia para 2030, contra os atuais 91 milhões de barris/dia registrados em abril de 2012. Ou seja, enquanto a demanda crescerá a uma taxa média anual de 3,2%, a produção, supondo nenhum incremento de novos campos de produção, decrescerá anualmente a uma taxa média de 5,8% (WEO, 2008; apud PETROBRAS, 2009).

Gráfico 3 – Perspectivas para demanda mundial de petróleo



Fonte: Elaboração própria com dados da IEA

Em outras palavras, esse descasamento entre oferta e demanda terá de ser suplantado pela incorporação de nova produção, demandando atividade em novas reservas, além do desenvolvimento de fontes alternativas de energia e aumento da eficiência energética. Há de se ressaltar que o papel dos combustíveis derivados do petróleo ainda será essencial nas próximas décadas. Projeções mostram que a participação do petróleo e gás natural na matriz energética mundial cai de 55% para 52%, e na brasileira, de 47% para

41% em 2030 (IEA, 2009; apud PETROBRAS 2009).

Neste cenário de crescente necessidade de recursos energéticos, o Brasil terá a oportunidade de mudar sua posição na negociação com empresas de petróleo e países consumidores, buscando maximizar a participação nacional na apropriação dos benefícios oriundos da exploração das reservas petrolíferas no país.

A descoberta do pré-sal torna-se importante não somente em âmbito nacional, uma vez que, somados os volumes estimados somente para os campos de Tupi, Iara, Guará e Jubarte, constitui-se a segunda maior descoberta petrolífera dos últimos dez anos no mundo todo¹⁵. Seguindo esta lógica, a nova legislação permitirá ao país se posicionar de forma mais competitiva frente ao cenário internacional. Afinal, em 1977, o então secretário de Estado norte-americano Henry Kissinger já preconizava:

“Os países industrializados não poderão viver da maneira como existiram até hoje, se não tiverem à sua disposição os recursos naturais não renováveis no planeta, a um preço próximo do custo de extração e transporte e, se elevados, sem perda de relação de troca pelo reajustamento correspondente nos seus produtos de exportação. Para tanto, terão os países industrializados que montar um sistema mais requintado e eficiente de pressões e constrangimentos políticos, econômicos ou mesmo militares, garantidores da consecução dos seus intentos.” (Folha de São Paulo – 29/06/1977).

Ademais, o cenário mostrado anteriormente reforça a tendência de elevação ou manutenção dos preços em patamares já elevados (ver seção 2.1.3), o que propicia a ocorrência de dois principais fatos: aumento da disputa entre grandes empresas e Estados pelos novos campos, por conta da possibilidade de obtenção de rendas extraordinárias, e viabilização econômica da exploração de campos mais complexos, que carregam maior risco exploratório.

No pré-sal, especificamente, o risco exploratório (risco de encontrar um poço não comercial, o chamado “poço seco”) tem se mostrado baixo nas primeiras perfurações feitas nos poços das bacias de Santos e de Campos, com cerca de 87% de taxa de sucesso na comprovação da existência de hidrocarbonetos, apesar das dificuldades de se extrair o óleo de camadas tão profundas da crosta terrestre. Assim, altera-se uma das principais vantagens do marco anterior, em que o concessionário pagava pela entrada e arcava com todo o risco exploratório.

Portanto, o cenário apresentado indica fatores bastante favoráveis para um novo

¹⁵ Abaixo apenas de Kashagan – campo gigante descoberto do Cazaquistão em 2000 (Petrobras, 2009).

conjunto de regras: o Brasil se torna uma das províncias mais importantes para a expansão da produção e do consumo de petróleo; os preços favorecem o investimento e o poder dos produtores; e o risco exploratório no Brasil é bastante pequeno, o que elimina um importante custo dos investimentos no país.

2.2.2.2 Participação da Petrobras e demais operadores

As propostas apresentadas em 2009 instituem uma mudança na forma de exploração dos blocos não licitados da região do pré-sal por parte dos operadores. Nesta região, onde vigorará o modelo de partilha de produção, haverá duas possibilidades de exploração: (i) em áreas consideradas de maior interesse da União (definidas pelo CNPE – Conselho Nacional de Política Energética), a Petrobras será responsável pela exploração da totalidade do bloco, e não poderá repassar seus direitos a outras empresas; (ii) a Petrobras poderá ter parceiros nas atividades exploratórias de algumas áreas, contanto que detenha ao menos 30% do bloco, e os 70% restantes serão licitados (a própria Petrobras poderá participar dos leilões e ampliar sua participação para até 100% do bloco, caso seja de seu interesse).

Esta participação prioritária da Petrobras nos blocos sob regime de partilha se dá tanto por possibilitar um maior controle e defesa dos interesses da União – poderá ser utilizada como instrumento de implementação de políticas industrial e energética –, como pelo amplo conhecimento já adquirido pela empresa na região, além de possuir tecnologia e vasta experiência em exploração de petróleo em águas ultra-profundas e conhecimentos fundamentais sobre as bacias sedimentares brasileiras.

Às empresas operadoras caberá a condução das atividades de exploração e produção a partir das deliberações do Comitê Operacional, do qual elas serão integrantes. Dessa maneira, as operadoras deverão providenciar os recursos humanos e materiais para execução das atividades, por exemplo, viabilizar a utilização de novas tecnologias e contratações necessárias à operacionalização das atividades.

Nos blocos que tiverem participação compartilhada, o parceiro da estatal no consórcio será definido através de leilões. Ou seja, nas áreas licitadas será operadora a empresa que oferecer à União o maior percentual de “óleo lucro”¹⁶. Além disso, até que seja publicada legislação específica, os contratados terão que pagar *royalties* e participação especial, ambos na forma da Lei 9.478/97, e bônus de assinatura¹⁷.

¹⁶ Equivale ao valor do óleo e gás extraídos menos os royalties e o chamado “óleo custo” – ressarcimento pelos investimentos e demais custos.

¹⁷ Valor fixo, definido contrato a contrato.

2.2.2.3 O Fundo Social

O projeto apresentado pelo governo em 2009 que instituía as mudanças no marco regulatório do setor de petróleo propunha em um dos PLs a criação de um Fundo Social a partir das receitas obtidas com a exploração de petróleo na região do pré-sal. Os objetivos principais da constituição deste fundo seriam a aplicação dos recursos em investimentos nas áreas de ciência e tecnologia, saúde, educação e combate à pobreza, além de ser um meio de possibilitar o desfrute de uma riqueza oriunda de recursos naturais finitos, que podem se esgotar em algumas décadas, pelas gerações futuras. No entanto, um fundo nos moldes que se pretende criar pode ter outros aspectos, ser “utilizado” para outras funções, as quais são importantes analisar com mais detalhes.

Segundo Frischtak e Gimenes (IEDI, 2009), cinco características devem ser dominantes quando se indaga quais os moldes de um fundo constituído em alinhamento às boas práticas: primeiro, uma vez que se trata de um recurso não renovável, deve contemplar tanto as gerações atuais como as futuras; segundo, não recomenda-se usar os recursos do fundo para atender a mais de um conjunto de objetivos (por exemplo, estabilidade macroeconômica e gastos em infra-estrutura), ou seja, principalmente na fase inicial de formação do fundo e principalmente para países sobre-dependentes do recurso natural, recomenda-se que o objetivo máster do fundo seja garantir a criação de uma fonte de estabilidade macroeconômica. Após atingir certa maturidade em termos de recursos acumulados, abrir-se-ia a possibilidade de novos objetivos, como investir no desenvolvimento sócio-econômico do país; terceiro, obedecer aos padrões mais elevados de transparência, competência técnica e integridade, isto devido à propriedade dos recursos ser de caráter público, pertencente a toda a nação. Para tanto, uma administração transparente e estritamente técnica dos recursos aportados é fundamental; quarto, critérios bem definidos devem pautar a forma de utilização e manutenção da parcela principal do fundo, ou seja, propõe-se que o valor real do fundo seja mantido, e os retornos obtidos com a gestão dos recursos financeiros sejam utilizados em projetos de elevadas externalidades positivas ou alto retorno social; enfim, quinto, fomentar campanhas de esclarecimento e educação quanto aos objetivos do fundo e o uso de seus recursos, desse modo explicitando à toda população a importância dessa riqueza a qual lhe pertence, mas também deve ser poupada às futuras gerações.

Para o caso brasileiro, Frischtak e Gimenes (IEDI, 2009) sugerem que, tanto pela diversificação do setor produtivo brasileiro e o tamanho esperado para o setor de petróleo, como pela redução da dívida líquida do setor público em virtude do crescimento do

país, não haveria necessidade primordial de constituir um fundo de caráter anti-cíclico, voltado à garantia da estabilidade macroeconômica. Dessa forma, o fundo poderia ser utilizado em um primeiro momento em investimentos para modernizar a infra-estrutura do país, resolver a questão da previdência social, melhorias no setor de saúde e educação, gastos sociais que visassem à erradicação da pobreza, entre outros, assegurando que o montante principal continue se acumulando de forma sustentável.

Um exemplo internacional de uma boa gestão de um fundo constituído por recursos oriundos do petróleo é o caso do *Alaska Permanent Fund*, criado em 1976 por meio de uma emenda constitucional¹⁸ e sob aprovação de um plebiscito popular. O principal objetivo deste fundo é a propagação da riqueza às futuras gerações após o esgotamento das reservas petrolíferas. A gestão dos recursos é feita por uma entidade estatal, sob regras específicas e transparentes, tanto em relação à captação como a aplicação, feita em títulos e ações de grandes mercados globais, entre outras possibilidades de alocação (vide tabela 2), visando um retorno real anual de 5%.

Tabela 2 – Alocação dos recursos do *Alaska Permanent Fund*

Ativos	Participação
Ações	36%
Títulos	21%
Mercados globais	12%
Private Equity	6%
Retorno absoluto	6%
Infra-estrutura	4%
Dinheiro	2%
Crédito público e privado	2%
Outros	11%

Fonte: [Alaska Permanent Fund Corporation, sd](#)

O fundo não deve ser utilizado para correção de eventuais problemas fiscais, ficando livre de ingerências governamentais. Entretanto, é permitida a aplicação de parte dos recursos em programas especiais de saúde e segurança pública. Além disso, qualquer alteração na lei que instituiu o fundo deve ser feita mediante aprovação via referendo popular.

De qualquer maneira, a forma como será conduzido o Fundo Social do pré-sal brasileiro ainda apresenta muitas incógnitas. As possibilidades acima estão todas inscritas

¹⁸ A emenda constitucional determina que pelo menos 25% de todas as rendas referentes aos direitos minoritários, *royalties*, participações e bônus federais recebidos pelo estado devem ser depositados no fundo.

no PL aprovado. Contudo, sua regulamentação e implementação deverá ser objeto de novas rodadas de negociação política.

2.2.2.4 Gerenciamento da produção

Um ponto central ao tratarmos da questão regulatória no setor de petróleo diz respeito à forma como serão exploradas as jazidas do subsolo. Em outras palavras, trata-se da possibilidade de ter mecanismos capazes de ampliar o gerenciamento da produção do óleo e gás natural, a “velocidade” em que serão extraídos estes hidrocarbonetos, e dessa forma fazer com que impactos causados por essa atividade estejam alinhados da melhor maneira possível à estratégia de desenvolvimento do país.

A primeira indagação a ser feita é se interessa ao país extrair do subsolo tanto petróleo quanto puder ser vendido? Melhor dizendo, havendo uma demanda a ser suprida, o principal objetivo estratégico é ofertar o volume máximo de petróleo possível?

Algumas experiências internacionais mostram que nem sempre a melhor alternativa é exaurir o quanto antes as suas reservas, ainda mais quando se tratam de volumes prováveis da ordem de bilhões de barris de petróleo, cuja comercialização provocaria impactos não desprezíveis em diversas esferas sócio-econômicas do país (alguns já levantados anteriormente).

O caso da Indonésia, por exemplo, que deixou a cargo das empresas transnacionais (OCs) a decisão de como gerir e quão rápido explorar as suas reservas de petróleo (e elas o fizeram seguindo seus próprios critérios e os preceitos da eficiência empresarial) teve como resultado o esgotamento precoce das jazidas. O país passou de exportador líquido de petróleo há algumas décadas, período em que preço do barril não chegava a 10 dólares, para importador líquido, comprando-o agora a um preço ao menos dez vezes mais caro (Carta Capital, 09/09/2009).

Outros países, apesar de ainda não terem esgotado suas reservas, deixaram que as enormes divisas obtidas com a exportação do óleo valorizassem excessivamente suas moedas, gerando assim as mazelas já conhecidas da chamada doença holandesa.

Portanto, os objetivos de desenvolvimento do país podem não coincidir com os do mercado, ou seja, o mais desejável pode ser administrar o ritmo da produção e, mesmo não atingindo critérios de máxima eficiência microeconômica de curto prazo, visar metas de longo prazo para desenvolvimento local e controle de desdobramentos negativos sobre a economia.

Deste modo, a presença da Petrobrás em todos os campos, bem como uma eventual articulação entre a concessão de poços e objetivos macroeconômicos exige

instrumentos institucionais indisponíveis no marco regulatório estabelecido nos anos 1990. Em outras palavras, a ANP, um órgão regulador com atribuições e capacitações limitadas para questões que transcendam a microeconomia do setor, não tem condições para reunir todas as informações necessárias para realização das concessões vindouras.

2.2.2.5 Nova empresa estatal

O Projeto de Lei 5.939 de 2009 instituiu a criação de uma nova empresa estatal para representar os interesses da União nos contratos de partilha de produção. Inicialmente chamada de Petro-Sal, a empresa teve que mudar de nome e passou a chamar Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA)¹⁹.

Trata-se de uma empresa vinculada ao Ministério de Minas e Energia cujas principais atribuições serão monitorar e gerir os contratos de partilha firmados entre operadoras (OCs) e o Estado brasileiro, fazê-los serem cumpridos, auditando os investimentos e custos de produção durante o processo exploratório de petróleo e gás natural. Ou seja, não terá participação como investidora, nem será responsável pela execução direta ou indireta da exploração, produção e comercialização. Contudo, a PPSA terá presença nos comitês que definirão as atividades dos consórcios, com poder de veto nas decisões.

Apesar da lei já ter sido assinada em agosto de 2010, a criação da empresa *de facto* ainda depende de um decreto que defina seu estatuto e estrutura. Além disso, a aprovação do projeto a respeito da divisão dos *royalties* do petróleo deve preceder a criação da PPSA.

Dentre os principais argumentos para a criação desta nova empresa, estão o controle relativo do poder da Petrobras e a maior transparência no tratamento de recursos de Estado. Por ser uma empresa de capital aberto, a Petrobras não pode responder única e exclusivamente aos interesses de seu sócio majoritário. Além disso, atribuir à empresa um poder tão grande quanto o controle destes recursos pode, eventualmente, constituir uma força política instabilizante para o país, como em outros países exploradores de petróleo.

2.2.2.6 Centralização dos recursos

Um dos pontos estratégicos da alteração do regime regulatório para o setor petrolífero é a possibilidade de modificar as regras que regem a distribuição dos recursos

¹⁹ O nome oficial é Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A.

entre os entes federativos (União, estados e municípios), fazer com que a destinação deles seja direcionada ao atendimento de objetivos ligados ao desenvolvimento econômico e às necessidades emergentes com o novo ambiente da indústria.

Conforme já fora descrito anteriormente, o volume estimado de divisas decorrente da comercialização da riqueza petrolífera tende a tornar-se ainda maior e provavelmente trará uma série de impactos à economia do país. Os principais potenciais efeitos negativos, os quais deseja-se que não ocorram, são fortes impactos sobre as dimensões cambial e fiscal que, como já fora demonstrado, poderiam resultar na chamada doença holandesa e outros desequilíbrios macroeconômicos.

A divisão dos recursos como vem sendo feita até então, sob o regime de concessão, destina um volume demasiado de divisas aos municípios e estados das áreas afetadas pela atividade exploratória, proporcionando uma excessiva descentralização – pela legislação brasileira atual, a União fica com 40% das receitas, os estados produtores, com 22,5%, e municípios produtores, 30%; os 7,5% restantes são distribuídos entre todos os municípios e estados da federação (BBC Brasil, 19/10/2011). O dinheiro recebido por estes estados e municípios em grande parte é destinado ao financiamento dos seus gastos correntes, e muitas vezes não resulta em melhorias da infra-estrutura ou avanços de âmbito sócio-econômico. Pelo contrário, o que se observou nestas regiões foi um aumento da pressão especulativa de preços, das desigualdades sociais, um maior número de casos de corrupção, uso eleitoreiro, entre outros problemas (Veja, 05/11/2011).

Ou seja, a descentralização das receitas obtidas entre os entes federativos tem como resultado recorrente a divergência de objetivos alcançados, sendo que em muitos casos nem se quer almejava-se atingir alguma meta ou resultado mais estratégico, mas apenas sanar problemas de caixa das prefeituras e governos de estado. Este cenário carrega um risco muito alto ao impedir que se realize um controle apurado das formas de utilização das divisas oriundas da exploração de petróleo, bem como dos arranjos fiscais necessários para impedir a flutuação orçamentária em momentos de instabilidade dos preços internacionais da *commodity*. Portanto, os objetivos almejados na seção 2.2.2.3, que trata da proposta de criação de um Fundo Social (reserva de riqueza para gerações futuras, combater a pobreza e reduzir as desigualdades sociais, investir e desenvolver setores-chave do país, além de, principalmente, funcionar como instrumento de redução da instabilidade macroeconômica), somente serão alcançados com uma maior centralização das receitas pela União. Sob controle centralizado, a gestão pautada em metas pré-estabelecidas e controle dos recursos tornam-se menos complexos. Dessa forma o Brasil estaria seguindo a mesma estratégia utilizada por outros países que obtiveram sucesso na

gestão das receitas obtidas com a venda de recursos naturais, como, por exemplo, Noruega e Canadá.

2.2.2.7 Síntese dos argumentos favoráveis

Em síntese, a seção 2.2.2 buscou mostrar os argumentos e objetivos por trás da proposta de mudança do marco regulatório para o setor petrolífero, expondo o projeto apresentado pelo governo brasileiro no final do ano de 2009 e debatendo as prováveis consequências de adotar ou não o novo regime. Essa proposta enquadrava quatro PLs que visavam à adoção do sistema de partilha de produção de petróleo, a criação de uma nova empresa estatal para gerir os contratos de partilha, a formação de um Fundo Social, além da capitalização da Petrobras para fazer frente aos seus desafios exploratórios futuros.

Mostrou-se também como seria a atuação dos diversos agentes que participam do setor petrolífero sob o novo regime, dentre eles as empresas operadoras, agências de regulação, a PPSA com sua função de gestora dos contratos de partilha, e do governo brasileiro.

Além disso, foram levantados os principais argumentos que amparam a necessidade de mudança na regulação do setor, tanto questões de ordem conjuntural (como as perspectivas em relação ao volume das reservas e do risco inerente à sua exploração, e estimativas para a demanda e oferta mundial de petróleo), como aquelas da esfera político-institucional (por exemplo, a inadequação da institucionalidade brasileira e da forma como é feita a distribuição das rendas do petróleo atualmente).

Por fim, buscou-se delinear a estratégica por trás de toda essa mudança, com um olhar voltado ao desenvolvimento socioeconômico e com objetivos de longo-prazo. Concluí-se que para o êxito da estratégica traçada a mudança no marco regulatório se faz necessária, e sem ela, a probabilidade de grande parte dos problemas vivenciados por outros países produtores de recursos naturais se repetirem no Brasil é muito alta.

Conclusão

A análise feita a respeito mudança do marco regulatório para o setor de petróleo no Brasil, nas áreas ainda não licitadas da região do pré-sal, mostra que os defensores da manutenção do regime vigente até então pautam sua argumentação em critérios majoritariamente de ordem microeconômica, como a eficiência das empresas operadoras, a restrição de recursos para viabilizar as atividades, a questão do monopólio empresarial e seus efeitos sobre as inovações e geração de novas tecnologias, a redução da diversificação do risco exploratório, entre outras. No entanto, questões macroeconômicas não são tratadas de forma tão aprofundada, e é sabido, através de inúmeras estimativas, que os impactos decorrentes da exploração dessa região serão amplamente sentidos, principalmente, nas variáveis cambial e fiscal. Ademais, a questão central que ampara todo o argumento é a operacionalização das atividades por um único operador, a Petrobras, o que na verdade não ocorrerá no novo modelo adotado, uma vez que outras empresas poderão ter até 70% de participação nas licitações de blocos do pré-sal.

Já o novo modelo proposto, de Partilha de Produção, abrange um espectro mais amplo de medidas para o controle e gestão tanto da atividade exploratória, como da renda por ela gerada. Por exemplo, o fortalecimento da NOC brasileira e garantia de participação mínima de 30% nos contratos firmados, criação de uma nova empresa (PPSA) para gerir e auditar os contratos e rodadas de licitação e defender os interesses do Estado, e a formação de um Fundo Social (com proposta de atuar também como um instrumento que garanta a estabilidade macroeconômica). Sendo assim, este novo modelo propicia ao governo brasileiro conduzir o andamento das atividades visando uma estratégia de desenvolvimento socioeconômico para o país de médio e longo prazos, e ao mesmo tempo mitigar os possíveis efeitos perversos causados pela exploração de recursos naturais abundantes, em especial a “doença holandesa”, já observados em muitos casos, em outros países, ao longo da história mundial.

Ademais, o atual momento da indústria do petróleo é propício à mudança para um regime com maior participação do Estado na apropriação da riqueza gerada. Isto se dá, pois, como foi visto no capítulo 2, há uma mudança significativa do tamanho das reservas brasileiras (inclusive em âmbito global), por conta do ciclo recente de preços elevados do barril de petróleo (que, ao que tudo indica, deverá permanecer em patamares elevados), além do fato da Petrobras ser hoje uma das maiores e mais capacitadas empresas do setor em termos mundiais. Estes fatores conferem ao Estado brasileiro um poder maior de barganha na negociação com as empresas transnacionais interessadas em explorar os

recursos do pré-sal. Dessa forma, o Brasil segue uma tendência observada entre os grandes países produtores de petróleo ao ampliar a participação estatal neste setor, visando assim proporcionar uma defesa maior dos interesses nacionais.

Referências bibliográficas

Alaska Permanent Fund Corporation. Disponível em <www.apfc.org> (acessado em junho de 2012).

BBC Brasil. “Entenda as regras da divisão dos royalties do petróleo”. Disponível em <http://www.bbc.co.uk/portuguese/noticias/2011/10/111019_royalties_q_a_if.shtml> (acessado em junho de 2012).

BNDES. “RELATÓRIO I - REGIMES JURÍDICO-REGULATÓRIOS E CONTRATUAIS DE E&P DE PETRÓLEO”, 2009.

Carta Capital. “A realidade é nossa”. Publicado em 09/09/2009, edição 562.

Estado de São Paulo. “Petrobrás se expande em várias áreas e já movimenta 10% do PIB”. Disponível em <<http://www.estadao.com.br/noticias/impreso,petrobras-se-expande-em-varias-areas-e-ja-movimenta-10-do-pib,504139,0.htm>> (acessado em junho de 2012).

Exame. “Pré-sal pode conter mais que dobro do estimado”. Disponível em <<http://exame.abril.com.br/economia/meio-ambiente-e-energia/noticias/pre-sal-pode-conter-mais-que-dobro-do-estimado>> (acessado em junho de 2012).

IBRE/FGV. “Pré-Sal: Potenciais Efeitos do Operador Único”, 2010.

Folha de São Paulo. “Capitalização da Petrobras torna Bovespa 2ª maior Bolsa do mundo”. Disponível em <<http://www1.folha.uol.com.br/mercado/804126-capitalizacao-da-petrobras-torna-bovespa-2-maior-bolsa-do-mundo.shtml>> (acessado em junho de 2012).

Folha de São Paulo. “Governo apresenta detalhes e projetos de lei do pré-sal”. Disponível em <<http://www1.folha.uol.com.br/folha/dinheiro/ult91u617603.shtml>> (acessado em junho de 2012).

IEA, International Energy Outlook, 2009.

IEDI. “ESTUDOS SOBRE O PRÉ-SAL”, 2009.

JACQUIER-ROUX & BOURGEOIS, 2002; apud IBRE/FGV. “Pré-Sal: Potenciais Efeitos do Operador Único”, 2010

JORNAL FOLHA DE SÃO PAULO. Publicado em 29/06/1977.

Ig. “Brasil lidera ranking mundial das maiores descobertas de petróleo”. Disponível em <<http://economia.ig.com.br/empresas/industria/brasil+lidera+ranking+mundial+das+maiores+descobertas+de+petroleo/n1238013667731.html>> (acessado em junho de 2012).

MILGROM & ROBERTS, 1992; apud IBRE/FGV. “Pré-Sal: Potenciais Efeitos do Operador Único”, 2010

Ministério do Trabalho e Emprego. Disponível em < <http://portal.mte.gov.br/portal-mte/>> (acessado em junho de 2012)

MUENDLER, 2004; apud IBRE/FGV. “Pré-Sal: Potenciais Efeitos do Operador Único”, 2010

ONIP. “Oportunidades e Desafios da Agenda de Competitividade para Construção de uma Política Industrial na Área de Petróleo: Propostas para um Novo Ciclo de Desenvolvimento Industrial”, 2010.

Petrobras Pré-Sal. Disponível em <<http://www.petrobras.com.br/minisite/presal/pt/>> (acessado em junho de 2012).

PFC ENERGY, 2009; apud Petrobras. “Pré-Sal e Marco Regulatório de Exploração e Produção de Petróleo e Gás”, 2009.

RUAS, J. A. G. (2008). “Planejamento e Descobertas Pré-Sal: Transformando a Maldição do Petróleo em Bênção”. Boletim do NEIT 12, dezembro de 2008 (disponível em <http://www.econeit.org/>).

RUAS, J. A. G.; Lugli, V. M. (2009). “Indústria Naval Brasileira: O Segmento de Embarcações de Apoio Offshore (EAO)”. Boletim do NEIT 12, dezembro de 2008 (disponível em <http://www.econeit.org/>).

RUAS, J. A. G. (2012) “DINÂMICA DE CONCORRÊNCIA NA INDÚSTRIA PARAPETROLÍFERA *OFFSHORE* - Evolução Mundial do Setor de Equipamentos *Subsea* e o caso Brasileiro” Tese de doutoramento apresentada ao Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas, maio de 2012.

TORRES Filho, Ernani. T. (2004) “O papel do petróleo na geopolítica americana”. Pg. 309-346. Em: FIORI, J.L. (Org.) O poder americano. Petrópolis: Editora Vozes.

Valor Econômico. “Peso do setor na economia do país gera divergências”. Disponível em <<http://www2.valor.com.br/impreso/especial/peso-do-setor-na-economia-do-pais-gera-divergencias>> (acessado em junho de 2012).

Valor Econômico. “Reservas provadas devem dobrar com descobertas do pré-sal, diz ANP”. Disponível em <<http://www.valor.com.br/brasil/2580522/reservas-provadas-devem-dobrar-com-descobertas-do-pre-sal-diz-anp>> (acessado em junho de 2012).

Veja. “Governos aproveitam mal *royalties* do petróleo”. Disponível em <<http://veja.abril.com.br/noticia/economia/governos-aproveitam-mal-royalties-do-petroleo>> (acessado em junho de 2012).

WEO, 2008; apud Petrobras. “Pré-Sal e Marco Regulatório de Exploração e Produção de Petróleo e Gás”, 2009.

WRAY, L. R. “O novo capitalismo dos gerentes de dinheiro e a crise financeira global”. Revista OIKOS, Vol. 8, no1, 2009.