

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

INSTITUTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**CONTRIBUIÇÕES PARA O DEBATE SOBRE O NOVO
MARCO REGULATÓRIO DO PETRÓLEO: O PRÉ-SAL
E O DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL**

GABRIEL BROWNE DE DEUS RIBEIRO

Matrícula: 106075915

ORIENTADOR: Prof. Helder Queiroz Pinto Jr.

JULHO 2011

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

INSTITUTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**CONTRIBUIÇÕES PARA O DEBATE SOBRE O NOVO
MARCO REGULATÓRIO DO PETRÓLEO: O PRÉ-SAL
E O DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL**

GABRIEL BROWNE DE DEUS RIBEIRO

Matrícula: 106075915

Prof. Helder Queiroz Pinto Jr.

JULHO 2011

As opiniões expressas neste trabalho são da exclusiva responsabilidade do autor.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a minha família por todo o apoio durante a minha formação acadêmica, por todos os ensinamentos e valores que me deram na minha vida, e principalmente, por toda a estrutura que sempre lutaram para me dar. Sem dúvida, são meus maiores exemplos.

Agradeço a todos os meus amigos, tanto os criados no Rio de Janeiro e dentro do Instituto de Economia, quanto aos amigos mais antigos e inseparáveis de Minas Gerais. Todos me incentivaram com grande torcida no decorrer deste processo, e tornaram muitos momentos mais alegres.

Agradeço enormemente aos professores do Instituto de Economia da UFRJ pelo grande conhecimento que me foi transmitido. De forma irrestrita, são responsáveis por desempenhar um valioso papel na formação acadêmica e profissional de quem passa por esta casa.

Sou grato, da mesma forma, a todos com quem trabalhei e que criei amizade, sempre me apoiando a buscar as melhores oportunidades para minha vida. Agradeço, por fim, ao meu professor e orientador Helder Queiroz Pinto Jr. pela paciência, dedicação, e por colocar rumos nesta pesquisa, com sugestões que foram muito importantes no desenvolvimento deste trabalho.

RESUMO

A indústria nacional de petróleo foi construída a partir do entendimento de que a apropriação e o controle do processo produtivo dos hidrocarbonetos seriam essenciais ao desenvolvimento do país. Com as descobertas dos reservatórios do pré-sal, o governo brasileiro visualizou a necessidade dessa maior intervenção sobre a indústria, adotando o regime de partilha de produção através do estabelecimento de um novo marco regulatório. O objetivo do presente trabalho é analisar as perspectivas da indústria nacional do petróleo diante do estabelecimento desse novo marco. São avaliados, através do exame mais profundo de sua evolução histórica, como se deu o desenvolvimento da indústria do petróleo no Brasil, e sob o novo contexto, se analisam as principais justificativas para a adoção do modelo de partilha exclusivo para as áreas de pré-sal. A partir disso, é apresentada uma discussão sobre as participações governamentais e a importância da utilização do Fundo Soberano como instrumento de política econômica, discutindo sua relevância para o desenvolvimento socioeconômico no Brasil.

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	4
CAPÍTULO I - A INDÚSTRIA BRASILEIRA DO PETRÓLEO: BREVE HISTÓRICO	8
I.1. Antecedentes ao Monopólio Estatal.....	8
I.2. O Segundo Vargas e a criação da Petrobras	9
I.3. Evolução da Indústria Nacional do Petróleo	13
I.4. A abertura do setor	21
Conclusão.....	27
CAPÍTULO II – A MODIFICAÇÃO DO CENÁRIO DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA: A DESCOBERTA DO PRÉ-SAL E O NOVO MARCO REGULATÓRIO	29
II.1. A descoberta do pré-sal.....	29
II.1. O Contexto da Indústria Brasileira de Petróleo no Plano Internacional	33
II.2. O Cenário Interno da Indústria.....	39
II.3. Os Regimes Regulatórios e Contratuais.....	45
II.3.1. Os Sistemas Contratuais	47
II.3.2. Os Sistemas de Concessão	49
II.4. O Novo Marco Regulatório	52
CAPÍTULO III – O FUNDO SOCIAL E O DESENVOLVIMENTO SOCIOECONÔMICO	66
III.1. O Petróleo e a Doença Holandesa: O debate necessário	66
III.2. Os Fundos Petrolíferos	68
III.3. Os Fundos Petrolíferos como Instrumento de Política Econômica	70
III.4. O Fundo Social Brasileiro	72
Considerações finais	75
ANEXO I - Metodologia de Cálculo dos Royalties.....	79
ANEXO II – Resultado dos Rounds realizados pela ANP	80
Referências Bibliográficas	81

INTRODUÇÃO

Este trabalho monográfico tem como objetivo discutir o novo marco regulatório da indústria nacional do petróleo e o modelo de desenvolvimento econômico e social que está sendo formulado em razão das descobertas de grandes reservas de petróleo e gás natural em áreas de pré-sal do país.

As descobertas de grandes reservas de petróleo e gás natural nas áreas de pré-sal nas bacias de Santos, Campos e Espírito Santo deverão gerar um grande impacto na capacidade de produção a longo prazo da Indústria Nacional do Petróleo (INP)¹, bem como sobre a renda governamental de petróleo. Por isso, as descobertas têm levantado múltiplas questões sobre o modelo jurídico-regulatório² da indústria petrolífera brasileira, sua alocação de recursos, e o nível de participação do governo na mesma.

Diante disso, a atual discussão gira em torno do novo marco regulatório, pelo qual o governo estabelece a instituição do modelo de Partilha da Produção (PSC)³ para a exploração e produção das áreas do Pré-sal, dentre outras mudanças. O marco institucional é resultado de um extenso debate político e econômico acerca da exploração e produção nas áreas do pré-sal e determina um novo papel estratégico do setor petrolífero na economia brasileira. Embora muitos outros pontos estejam em discussão, a maior mudança em pauta é a caracterização da ampliação do controle estatal sobre a exploração e produção do Pré-sal no Brasil.

O Novo Marco Regulatório é baseado em quatro pilares legais:

- Estabelecimento do Regime de Partilha da Produção (PSC) regulamentando as atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos em áreas do Pré-sal;
- Criação do Fundo Social (FS);

¹ Também referenciada como indústria de petróleo e gás, indústria de petróleo, indústria petrolífera, setor petróleo, setor petrolífero, todas as referências com o mesmo significado.

² Doravante chamado de regime fiscal, regime institucional, regime regulatório, modelo regulatório, marco institucional, marco regulatório.

³ Sigla oriunda do idioma inglês: Production Sharing Contract – PSC.

- Criação da Empresa Pública Pré-sal Petróleo S.A. (PPSA);
- Cessão Onerosa – “Capitalização da Petrobras”

As leis que abrigam esses pilares foram aprovadas no Congresso Nacional, quase que em sua totalidade, no ano de 2010. No entanto, o art. 64 da Lei 12.351/2010 que altera a regra vigente para a cobrança e distribuição dos royalties foi vetado por estabelecer um modelo de distribuição que pulveriza os royalties entre o conjunto de estados e municípios nacionais, não beneficiando os estados e municípios produtores, como era de costume. Essa proposta de distribuição gerou um grande embate político em torno do assunto entre aqueles que defendiam a distribuição dos royalties para todos os estados e municípios e aqueles que defendiam a distribuição apenas entre os estados e municípios produtores. Apesar de legítimo, esse debate muda o foco sobre a exploração e produção da área, atrasando o estabelecimento das regras legais e deixando de lado questões centrais como a ausência de diretrizes e prioridades quanto à gestão e aplicação das remunerações governamentais.

O cenário das descobertas traz consigo um novo projeto de desenvolvimento para o país baseado no potencial econômico que deverá ser gerado pela monetização dos recursos oriundos da exploração e produção do Pré-sal, acompanhado pelo aumento do controle do Estado sobre a renda estratégica do setor. Estes são fatores que afetam as expectativas das empresas atuantes na cadeia do petróleo e gás no Brasil, bem como determinam uma nova organização da estrutura do mercado no país. Por isso, é importante examinar quais são os pontos positivos e negativos da implementação do regime de partilha, uma vez que há uma grande “janela de oportunidades” para se alcançar maior desenvolvimento e promover políticas industriais, econômicas e sociais condizentes com as necessidades do país.

Nessa análise, não se pode deixar de levar em consideração que os hidrocarbonetos são recursos naturais esgotáveis, isto é, sua crescente utilização no presente leva a diminuição de sua disponibilidade futura, gerando maior escassez ao longo do tempo (PINTO JR. et al, 2007). Nestes termos, garantir o equilíbrio entre o ritmo de extração e o aproveitamento de suas jazidas no sentido de suprir o mercado

interno no longo prazo, bem como alavancar o país como exportador líquido relevante é um ponto-chave à indústria.

A indústria petrolífera em si, tem apresentado acelerado crescimento determinado nos últimos anos em maior parte pelo crescimento do segmento E&P⁴, representando a tendência de um dos poucos setores com taxas de crescimento consistentes no país. Por isso, num panorama de ampliação da produção, deve-se levar em conta a possível ampliação do setor petróleo e gás na economia nacional em detrimento de outros setores notadamente carentes e pouco desenvolvidos da indústria doméstica, e, em decorrência disso, analisar a relação custo-benefício desse movimento, seus efeitos, e como conjugar esse crescimento com o desenvolvimento do restante da indústria nacional.

Portanto, o presente estudo visa dar uma contribuição em relação ao debate sobre as perspectivas da INP e da economia brasileira diante do Novo Marco Regulatório. O trabalho parte da premissa de que a possibilidade de exploração e produção de petróleo nas jazidas do Pré-sal poderá gerar importantes implicações econômicas e sociais para Brasil. Dependendo da condução das políticas públicas, o Brasil poderá incorrer em benefícios e maior desenvolvimento ou em graves prejuízos para sua indústria doméstica, e a sociedade como um todo.

Tais prejuízos podem se dar em decorrência da situação conhecida na literatura como “doença holandesa”⁵. A *dutch disease* ocorre quando uma massiva entrada de capitais estrangeiros provenientes da exportação de recursos naturais gera apreciação cambial e conseqüente perda de competitividade da indústria nacional frente ao resto do mundo, levando a um movimento de desindustrialização (UENO, 2010).

O trabalho define como prioridades três grandes eixos. Primeiramente, no Capítulo I se discute a evolução da INP desde o período anterior a Lei 2.004, que resultou na criação da Petrobras, até os dias de hoje, com a flexibilização do monopólio, e examina seu nível de desenvolvimento e participação do Estado na indústria.

⁴ O segmento E&P também é conhecido na indústria de petróleo como *Upstream*, responsável pela pesquisa, localização, identificação, desenvolvimento, produção e incorporação de reservas de petróleo e gás natural.

⁵ Expressão do idioma inglês, *dutch disease*, comumente referenciada a economias dependentes do setor de exportações de commodities (como o caso de recursos naturais não renováveis, e.g. petróleo, gás natural, etc.).

No Capítulo II, o estudo examina as descobertas do Pré-sal no Brasil, e o contexto em que se deram tanto no plano internacional, como no cenário interno. Também analisa brevemente os principais regimes fiscais e jurídicos existentes no mundo, comparando-os e determinando seus aspectos diferenciados, dando ênfase ao estabelecimento do novo marco regulatório para a exploração e produção das áreas de Pré-sal. Ao final do capítulo, apresenta-se o conflito de interesses políticos e econômicos que envolve o atual debate sobre as regras de distribuição e repartição dos royalties no país, e desenvolve-se um exercício comparando hipóteses de arrecadação e distribuição dos royalties entre o modelo vigente e o proposto.

Por último, o Capítulo III analisa a importância da utilização do Fundo Soberano como instrumento econômico aliado às alternativas convencionais. Analisa também suas possíveis tendências e efeitos, discutindo seu papel como fomentador de políticas para o desenvolvimento social a partir da revisão de sua utilização no cenário internacional.

Finalmente, nas considerações finais busca-se desenvolver um conjunto de “medidas necessárias” diante da realidade exposta e do grande desafio que o país terá com a exploração do pré-sal.

CAPÍTULO I - A INDÚSTRIA BRASILEIRA DO PETRÓLEO: BREVE HISTÓRICO

I.1. Antecedentes ao Monopólio Estatal

Este capítulo pretende apresentar a evolução da indústria petrolífera brasileira, costurando uma linha do tempo que vai desde os antecedentes à opção pelo monopólio estatal, até os dias de hoje.

Durante o regime imperial já era conhecida a existência de petróleo no país. Em 1858, o então ministro do Brasil Império, Marquês de Olinda, realizava as primeiras concessões para pesquisa e lavra nas proximidades de Ilhéus, mais especificamente nas margens do Rio Maraú, na Bahia (FERREIRA, 2005).

Até o início do século XX a busca por petróleo era atribuída à iniciativa privada. Eram atividades ainda não organizadas e com pouca presença política. O setor público começou a apresentar maior interesse em 1919, data em que ocorreu a primeira perfuração pelo Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB), no município de Mallet (PR). O poço chegou aos 84 metros, mas foi abandonado no ano seguinte por não apresentar resultados significativos.

A década de 30 representa um ponto de inflexão em relação ao papel do governo na economia. O Governo de Getúlio Vargas iniciou tanto o processo de criação de instituições visando obter maior controle sobre a vida econômica do país, quanto o processo de modernização administrativa do aparelho do Estado. Novas frentes de estudos foram criadas para dar suporte ao desenho de planos setoriais, bem como para o desenvolvimento de projetos públicos que seriam criados mais a frente, como CSN, Petrobras, Cia Hidroelétrica de São Francisco, etc. Neste contexto, foi criado o Conselho Nacional do Petróleo, o CNP, que tinha como principal função avaliar os pedidos de pesquisa e lavra de petróleo no país, além de organizar a iniciante estrutura burocrática do setor petróleo (ALVEAL, 1994).

Em paralelo a isso, uma “lama preta” e oleosa, foi encontrada em Lobato, Bahia, e era utilizada como fonte de iluminação para os pequenos domicílios do local. Esse fato foi divulgado para o CNP, que tratou de supervisionar a perfuração

do poço na Bahia. Comprovada a existência de petróleo, Lobato se tornou a primeira descoberta oficial de jazida de petróleo no país, em janeiro de 1939.

Após a descoberta desse primeiro campo comercial no Recôncavo Baiano, iniciou-se no país um extenso debate acerca do controle das áreas de jazidas petrolíferas, assim como das atividades relacionadas à extração do petróleo. O debate se dividiu em dois grupos de interesses: por um lado, estava o grupo nacionalista que defendia o monopólio de todas as atividades da indústria do petróleo e gás nas mãos de uma empresa petrolífera estatal. Por outro, havia os que acreditavam na prospecção, refino e distribuição como atividades que deveriam ser exclusivamente realizadas por empresas privadas nacionais ou estrangeiras (PINTO JR. et al, 2007). Para o último grupo, a concorrência entre empresas seria a melhor forma de desenvolver o setor no país, e postulavam que a obtenção de créditos norte-americanos seria fundamental para fomentar novos projetos.

O fim da Segunda Guerra Mundial e do Estado Novo em 1945 foi acompanhado por um processo de enfraquecimento do ideal nacionalista. Com a entrada do Governo Dutra, o Brasil intensificou seu vínculo com grandes países capitalistas (principalmente os Estados Unidos), criando maior proximidade com os interesses liberais em detrimento da política intervencionista de Vargas.

O ideário nacionalista, apoiado pelos militares perdeu força na ocasião. O interesse dos industriais era mais voltado ao refino, e as importações de petróleo não pesavam significativamente sobre o balanço de pagamentos. No entanto, apesar de enfraquecido, o movimento nacionalista se reorganizou para enviar ao Congresso o Estatuto do Petróleo, que visava direcionar limites à exploração do capital estrangeiro, propondo a exploração via concessão.

I.2. O Segundo Vargas e a criação da Petrobras

O debate realmente se intensificou com a campanha “O petróleo é nosso”, veiculada por Getúlio Vargas na propaganda das eleições de 1950. Tal campanha pregava o estabelecimento da autonomia brasileira no setor petróleo, defendendo, assim, a soberania do país sobre a extração deste recurso. Como define Alveal (2003):

A força do nacionalismo em ascensão no país, entretanto, refletida na criação do Centro de Estudos e Defesa do Petróleo e da Economia Nacional (CEDPEN) e, sobretudo, na própria campanha “O petróleo é nosso”, assumiu envergadura tal que terminou sepultando a solução de compromisso ensaiada no Estatuto do Petróleo e, mais significativo, concluiu por alterar o conceito de empresa mista e de Estado empresário subjacente ao projeto de lei de criação da Petrobras, enviado pelo segundo governo Vargas em 1951. De fato, o nacionalismo vitorioso na Lei 2004 desestimulou a criação de subsidiárias, ao tornar obrigatória sua composição de capital segundo os mesmos critérios atribuídos à Petrobras.

Vargas tomou posse e estrategicamente continuou seu patrocínio à campanha nacionalista. Em 1951, a partir de sua Assessoria Econômica⁶ lançou um projeto que visava criar uma empresa petrolífera mista de controle estatal. Esse projeto continha o esqueleto do possível modelo de financiamento da petrolífera, que se daria através de recursos internos (como benefícios fiscais e tributários), mas também via capital estrangeiro, ponto que deu mais brecha às discussões em torno da organização da futura empresa.

O trâmite durou até 1953, quando Vargas aprovou uma proposta modificada, e a sancionou como a Lei 2.004, de 1953. Diferentemente do antigo projeto, esse não continha mais o capital estrangeiro como fonte de financiamento, extinguindo o ponto polêmico da antiga proposta. Segundo a nova lei, a empresa estatal nomeada por Petrobras continuava sendo uma empresa mista com participação governamental de 51% das ações, mas sem a participação das companhias estrangeiras nas atividades do setor. Além disso, era garantido à Petrobras o monopólio sob a prospecção, exploração e produção (E&P) do petróleo em todo o território nacional. O refino seria controlado pela estatal e pelas companhias brasileiras autorizadas pela Lei, não permitindo a criação de novas refinarias privadas sem aprovação da estatal. E a comercialização e o transporte do petróleo e seus derivados estariam sempre subordinados à ação e fiscalização da Petrobras e do CNP respectivamente.

Justificativas para a adoção do monopólio

⁶ A Assessoria Econômica era um grupo de técnicos ligados ao presidente com o objetivo de formular políticas econômicas, bem como executá-las em prol do crescimento econômico e da superação de importantes gargalos setoriais. Era liderado por Rômulo de Almeida.

Alguns fatores foram fundamentais para justificar a intervenção do governo na atividade petrolífera. Segundo Giambiagi (2000), existem cinco principais justificativas para a Intervenção do Estado na economia: i) muitas vezes o setor privado não consegue ter “apetite” suficiente para crescer em algumas áreas; ii) a existência de setores caracterizados por apresentar economias de escala; iii) a presença de externalidades; iv) motivos políticos, como o nacionalismo; e v) a necessidade de controle sobre áreas com recursos naturais escassos. Para o caso brasileiro, a motivação para a intervenção decorreu principalmente em função dos dois últimos pontos: nacionalismo e controle dos recursos. O nacionalismo político do governo Vargas determinou um novo papel do Estado na economia, transformando-se em um agente participativo e planejador, sendo tanto produtor quanto financiador da atividade econômica. Adicionalmente, a garantia do controle interno sobre os recursos naturais escassos, como o petróleo, seria fundamental para viabilizar parte dessa política nacionalista.

Os opositores à criação da Petrobras, da ala política, que incluíam os movimentos anti-Vargas, alguns industriais políticos, membros de federações industriais regionais, e principalmente os defensores e gerentes de firmas estrangeiras não tiveram pressão suficiente para frear o projeto monopolista. Isso se deve ao fato desses grupos não estarem mais tão integrados quanto antes, na medida em que muitos não tinham uma posição clara sobre a situação criada pelo governo. Inclusive, muitos desses opositores acabaram ocupando posições na Petrobras e outras instituições criadas pelo governo Vargas (LEOPOLDI, 1994)

Quanto ao setor privado, não havia capacidade do empresariado em promover a indústria petrolífera por conta própria, mesmo que este conseguisse alavancar recursos para iniciar um projeto de expansão antes da instituição do monopólio público, o mundo vivia uma nova fase de estatização das reservas petrolíferas, como por exemplo, a nacionalização constitucional da indústria petrolífera do México, em 1938, e a renegociação dos contratos de concessão na Venezuela a partir de uma política mais firme do governo, que depois acabou culminando na criação da Petróleos de Venezuela, a PDVSA (ALVEAL, 1994).

Outro condicionante externo favorável era o movimento de fragilização das barreiras à entrada na indústria mundial de petróleo a partir do pós-guerra,

configurando-se uma grande oportunidade oferecida à entrada da Petrobras numa ação estratégica de mercado (YERGIN, 1991). Portanto, fatores geopolíticos externos também influenciaram na configuração do quadro nacional.

Enquanto isso, no plano internacional, a indústria do petróleo do pós-guerra já conseguia demonstrar seu alto grau de dinamismo e crescimento. O desenvolvimento do parque fornecedor de bens de capital e insumos à atividade petrolífera começava a ganhar força e expandia seus êxitos sobre a atividade industrial como um todo. Denota-se que a opção do governo Vargas pelo monopólio derivou-se também dessa conjuntura, na medida em que o governo instituía políticas mais intervencionistas com ênfase na expansão industrial, e assim, via no setor petrolífero um grande aliado para conjugar o desenvolvimento industrial integrando vários setores na cadeia.

Mais ainda, no cenário mundial houve uma proliferação de *players* no mercado petrolífero atraídos pelas altas taxas de retorno que se produziam na indústria. Entre os anos 1945-1973, a demanda global de petróleo crescia a taxas superiores a 7% ao ano e o preço do petróleo apresentava tendência permanente a queda, já que o volume de reservas e a crescente produção provindas do Oriente Médio gradualmente ganhavam espaço na estrutura de oferta mundial (TORRES FILHO, 2007).

Ademais, o avanço e a difusão da tecnologia empregada na indústria possibilitaram a redução dos riscos geológicos, fazendo com que o *expertise* do segmento E&P não fosse mais restrito às grandes petrolíferas. Para Yergin (1991), por conta desse movimento em 1953 nenhuma empresa privada no mundo detinha 200 milhões de barris de petróleo em reservas provadas, o que se inverteu em 1972, quando ao menos treze empresas das chamadas “new internationals” alcançaram cada uma dois bilhões de barris em reservas. As “new internationals”⁷, como chamou atenção o autor, em 1972 tinham uma produção diária da ordem de cinco milhões de barris por dia, um valor muito alto para a época.

⁷ Um dos resultados da proliferação de novos players no mercado petrolífero foi a diminuição da lucratividade média no setor na década de setenta. Segundo Yergin, enquanto os exportadores recebiam lucros jamais vistos antes, a indústria do petróleo não apresentava um nível de remuneração tão elevado como ocorria no passado.

I.3. Evolução da Indústria Nacional do Petróleo

A Petrobras iniciou sua operação em 1954 já enfrentando a baixa disponibilidade relativa de recursos e a escassez de profissionais especialistas da área. O financiamento das atividades da estatal, segundo Leopoldi (1994), era obtido da seguinte forma:

Sua base financeira vinha das propriedades a ela transferidas pelo Conselho Nacional do Petróleo e da receita de parcela do imposto único sobre combustíveis e dos impostos sobre a compra e o licenciamento de veículos.

Os recursos eram transferidos pelo CNP à Petrobras, sendo que uma parte seria destinada ao Programa Nacional do Petróleo⁸. Inicialmente, o CNP repassou US\$ 165 milhões em bens à estatal, compreendendo refinarias, equipamentos de prospecção, frota de petroleiros e áreas de produção (LEOPOLDI, 1994). Esses recursos representavam um aporte fundamental para a montagem e funcionamento da Petrobras. No entanto, se comparada a outras petrolíferas estatais internacionais, a empresa brasileira iniciou suas atividades diante de recursos modestos (ALVEAL, 2003).

Para Alveal (1994), as três principais formas de financiamento da Petrobras eram o autofinanciamento, as transferências e os empréstimos externos. Devido a relativa autonomia da estatal, e a crescente utilização de subsídios cruzados na estrutura de preços dos derivados, a Petrobras conseguiu manter uma boa capacidade de autofinanciamento durante seus primeiros anos. Além disso, a estatal contava com o apoio financeiro do BNDE, colaborador no financiamento de grandes projetos.

Plataforma *Onshore* (1954-67)

Nesse início, técnicos de fora do país foram contratados para ajudar no desenvolvimento do setor e empreender na descoberta de novas áreas. Mesmo assim, o início não foi totalmente satisfatório: pesquisas foram abandonadas e

⁸ Vinte e cinco por cento do imposto único sobre derivados do petróleo seria destinado ao Programa Nacional do Petróleo, adicionados da parcela da receita do imposto aduaneiro sobre veículos importados e do imposto sobre a compra e o licenciamento de qualquer tipo de veículo – o imposto da Petrobras.

alguns recursos direcionados a novas áreas acabaram sendo escassos ou pouco proveitosos. Inclusive, o geólogo americano Walter Link⁹ convidado a trabalhar na Petrobras lançou o Relatório Link que ditava algumas novas diretrizes para a exploração de jazidas desconhecidas no país. O *Link Report*, como ficou conhecido na imprensa internacional, afirmava que as atividades exploratórias da Petrobras deveriam se direcionar às áreas *offshore*¹⁰, e não exclusivamente às bacias terrestres que apresentavam poucas possibilidades petrolíferas até então. Como resultado do relatório diversas críticas foram feitas ao geólogo americano, algumas inclusive o colocaram como espião norte americano, e agente de sua antiga companhia, a Standard Oil, resultando em seu pedido de demissão em 1961 (LEOPOLDI, 1994).

Apesar dos resultados iniciais não satisfatórios quanto à exploração terrestre, os investimentos exploratórios foram destinados ao Recôncavo Baiano, área que já apresentara potencial desde o início da exploração no país, e posteriormente, na década de 60 à bacia Sergipe-Alagoas, que ganhava destaque com novas descobertas, com parte da exploração se voltando para esta área.

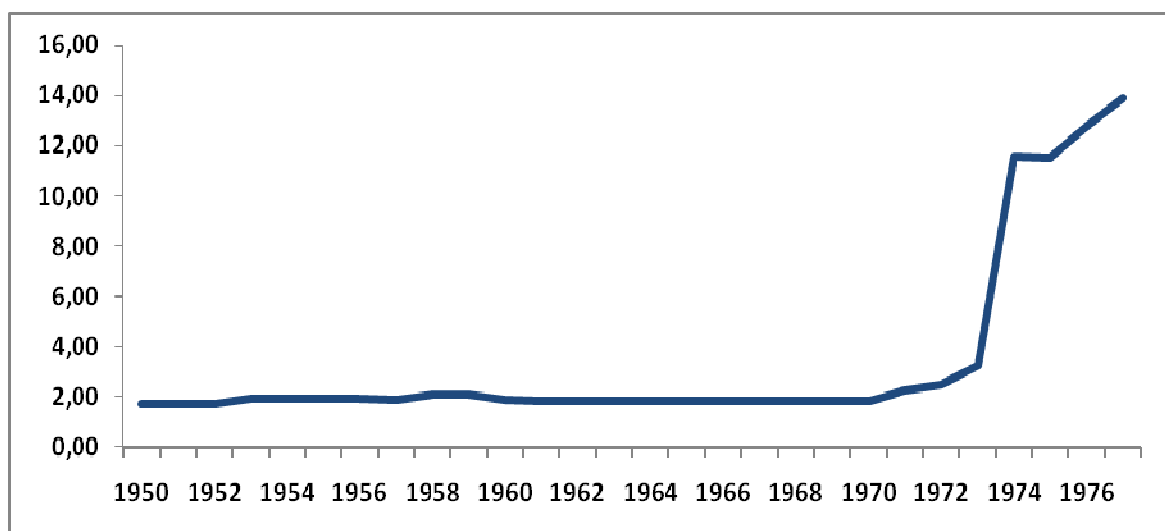
No entanto, a atividade que realmente apresentava um desenvolvimento mais consistente era o refino. Durante as décadas de 50 e 60, a abundante oferta de petróleo a preços relativamente baixos fazia com que os investimentos da Petrobras fossem direcionados à atividade de refino e ao suprimento de derivados para o mercado brasileiro, sendo que a atividade exploratória detinha papel secundário neste contexto.

Conforme o gráfico abaixo, o baixo preço do petróleo durante a primeira fase de expansão da Petrobras representou um incentivo maior ao consumo de óleo combustível. Diante disso, o núcleo dinâmico que impulsionou a economia brasileira no pós-guerra foi a indústria ligada ao consumo de petróleo: indústria automobilística, petroquímica, construção civil, e a para-petrolífera (SERRA, 1982).

⁹ Walter Link, um antigo técnico da Standard Oil foi chamado para compor o Departamento de Exploração da estatal brasileira. Sua função era adicionar experiência técnica operacional ao recém-nascido setor brasileiro, bem como ajudar na exploração de novas áreas de jazidas no país.

¹⁰ Áreas offshore são áreas localizadas na plataforma continental/marítima.

Gráfico 1: Evolução do Preço do Petróleo Cru (US\$/barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do *BP Statistical Review of World Energy 2010*

Em função da conjuntura de preços relativamente baixos, uma grande dependência em relação ao petróleo não se constituía em um grave problema para o país, de modo que em 1973, aproximadamente 40 por cento do consumo total de energia primária do país era suprida por esta fonte (HERMANN, 2005).

Enquanto isso, o país vivia intenso crescimento industrial desde os anos 30. Elevavam-se tanto o consumo de energia (carvão mineral, derivados de petróleo e hidroeletricidade), bem como se ampliava a construção e uso de rodovias pressionando a infraestrutura energética do país. Havia também um processo crescente de urbanização refletindo a constante necessidade de abastecimento das cidades com derivados de petróleo. Entretanto, o parque industrial brasileiro não conseguia atender a demanda por bens de capital e petróleo, o que favorecia a necessidade de importação de petróleo e derivados.

Plataforma *Offshore* rasa (1967-84)

Em decorrência da urgência de resultados que justificassem os investimentos feitos, e da crescente demanda interna por petróleo e derivados, a alternativa foi deslocar os investimentos para a plataforma submarina, ao final da década de 60 (CAMPOS, 1997). Ademais, buscar garantir auto-suficiência para sustentar a veloz

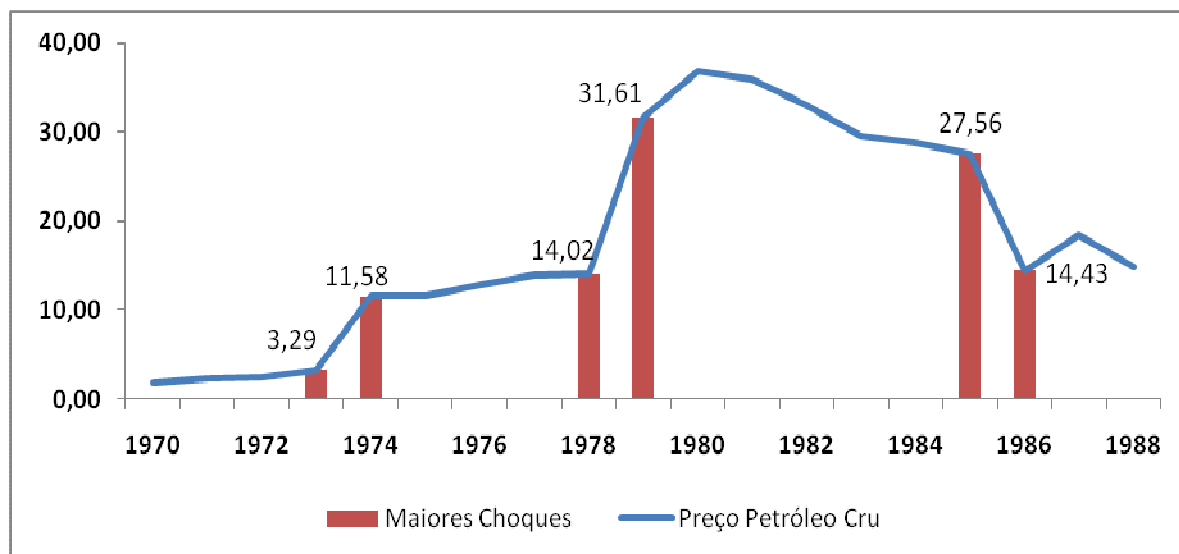
dinâmica da economia brasileira no período era um dos grandes emblemas da estatal (ALVEAL, 1994). Por isso, iniciou-se o processo de exploração *offshore*. Muitas pesquisas se direcionaram para estas áreas em paralelo ao trabalho de formação de recursos humanos, que até então estava defasado. Acompanhado a esse movimento, a petrolífera brasileira em busca de novas reservas implementou uma série de expansões fundamentais ao seu desenvolvimento: completou a verticalização interna da indústria, realizou a ampliação da petroquímica, via Petroquisa, deu início à conglomeração, com as filiais Petrobras Distribuidora, Petromisa e Petrofértil, e iniciou o processo de internacionalização com a Braspetro e a Interbras. O resultado desse movimento foi a ampliação da participação do setor petróleo na economia brasileira, o que também resultou em maior dependência estrutural do país em relação ao petróleo (ALVEAL, 2003).

A ocorrência de distúrbios econômicos nas décadas de 70 e 80 mostrava a grande vulnerabilidade da economia brasileira e da indústria nacional no enfrentamento de cenários adversos. Os dois choques do petróleo¹¹ no mercado internacional somados ao aumento dos juros norte-americanos entre 1979-82 trouxeram à tona a fragilidade das políticas econômicas frente à instabilidade do país. Pelo lado da INP, no entanto, a elevação dos preços do petróleo nas crises por mais que desempenhou um papel importante no sentido de viabilizar novos investimentos para projetos, por outro, havia a crescente preocupação em suprir a demanda nacional energética com novas fontes. Com isso, iniciou-se em paralelo o desenvolvimento de pesquisas buscando fontes alternativas mais limpas.

O cenário internacional agravou-se com as duas elevações bruscas do preço do insumo no mercado internacional, conforme apresentado no gráfico a seguir. Nas duas situações, houve de imediato, retração da atividade econômica e aumento das taxas básicas de juros nos países industrializados. Os países importadores, como o Brasil, sofreram diretamente com as conseqüências da economia mundial e foram obrigados a adotar políticas de ajuste externo.

¹¹ O Primeiro Choque do Petróleo ocorreu no final de 1973, quando a OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) elevou de forma abrupta o preço do petróleo: o preço do barril subiu de US\$3,29 em 1973, para US\$11,58 em 1974. Já em 1979, a OPEP decidiu fazer outro aumento brusco do preço do barril, saltando de US\$14,02 em 1978, para US\$31,61 em 1979. As duas elevações causaram contrações significativas em toda a economia mundial.

Gráfico 2: Variação do Preço do Petróleo Cru durante os Choques (US\$/Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do *BP Statistical Review of World Energy 2010*

As condições de crédito no mercado internacional se deterioraram, e o governo militar, na época, foi obrigado a tomar medidas para conter a contaminação internacional, e ao mesmo tempo investir internamente em setores pouco desenvolvidos. Para tal, o governo Geisel (1974-79) lançou o II PND (Plano Nacional de Desenvolvimento), que objetivava cobrir os “pontos de estrangulamento” internos, atacando diretamente a infraestrutura defasada do país¹². Dentre o conjunto de medidas tomadas, uma parte significativa de recursos foi direcionada para o setor de energia, considerado um segmento chave para a expansão do país. Além disso, objetivava-se com o plano criar uma capacidade de produção da indústria petrolífera mais sólida, possibilitando reduzir a dependência externa em relação à fonte. Em suma, significaria também consolidar o viés econômico e político planejado pelo II PND: realizar a industrialização por substituição de importações via desenvolvimento da estrutura produtiva nacional.

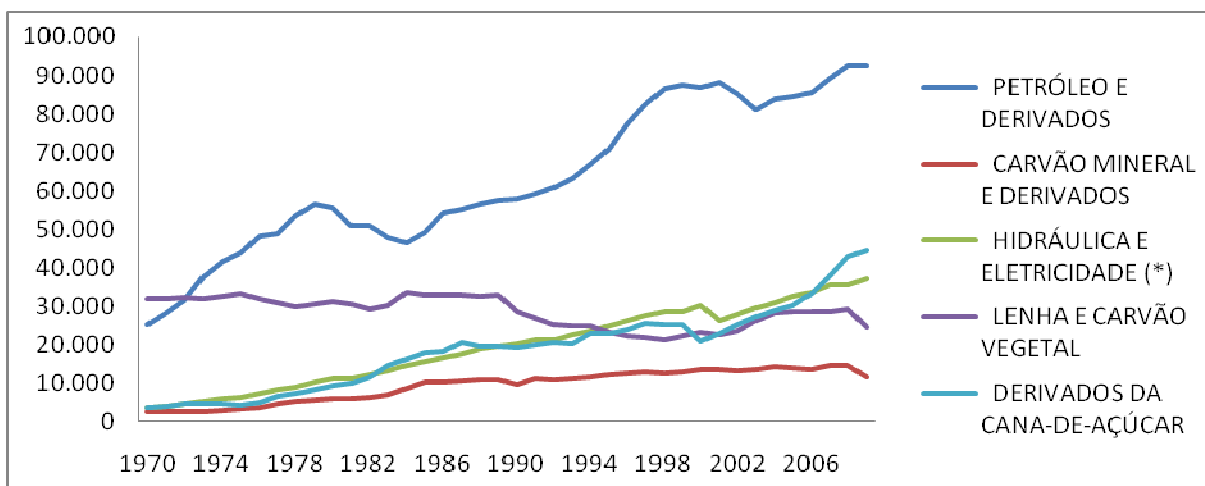
Plataforma *Offshore* / águas profundas

¹² Lançado ao final de 1974 pelo Governo Geisel, o II PND foi uma resposta ao primeiro choque do petróleo, que ocorrera em fins de 73. Tinha como objetivo promover um ajuste estrutural com investimentos pesados em quatro grandes blocos: infraestrutura, bens de produção, setor de exportações, e energia. Os recursos destinados ao setor energia se dirigiram a ampliação da capacidade hidrelétrica, à pesquisa de fontes alternativas mais limpas, e à pesquisa, exploração e produção de petróleo na plataforma marítima.

Com a proliferação dos novos investimentos marítimos, o resultado mais significativo ocorrera a partir de 1974, com a descoberta de jazidas na Bacia de Campos. Em função dessas descobertas, surgiram novos campos como Garoupa, Namorado, Badejo e Bonito que promoveram o maior interesse pela Bacia, e a expansão de pesquisas exploratórias em Campos. Certamente, essas descobertas comprovavam o potencial petrolífero tanto da plataforma rasa como das águas profundas no país.

Por conta desse processo, o desenvolvimento da indústria pesada brasileira e o aumento da frota de veículos derivado do modelo de transportes baseado em rodovias trouxeram consigo a elevação do uso de petróleo e derivados. A partir da década de setenta, a fonte petrolífera se tornou a principal componente da estrutura de oferta interna do país, o que demonstrava o grau de “petrolização” da economia nacional (ver gráfico 3).

Gráfico 3: Oferta Interna de Energia (10³ tep)

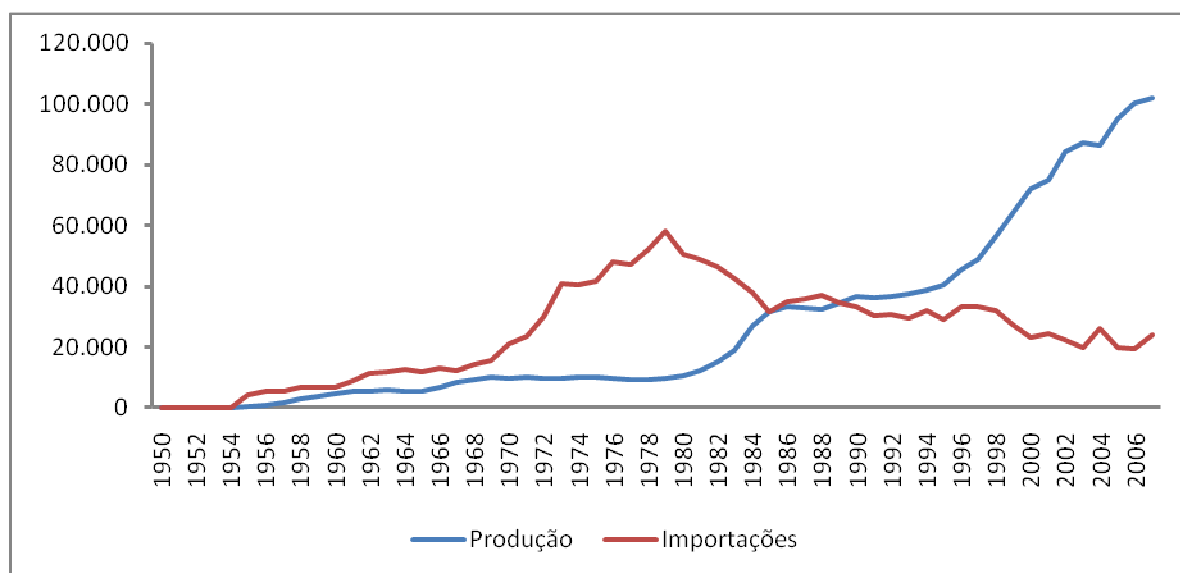


Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Balanço Energético Nacional 2010 (BEN 2010)

Para acompanhar esse crescimento, o esforço tecnológico da Petrobras para a exploração e produção na Bacia de Campos começava a render frutos, e a produção interna aumentou de forma consistente. Fato é que em 1985, a Petrobras produzia metade do petróleo que o país consumia, ultrapassando em volume a

quantidade de petróleo importado, o que comprovava a redução da dependência externa de petróleo (cf. gráfico 4):

Gráfico 4: Produção nacional de petróleo comparada a Importações da fonte (Metro cúbico – mil)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Balanço Energético Nacional 2010 (BEN 2010)

A partir de 1986, com a queda abrupta do preço do petróleo, a Petrobras começou a vivenciar um novo panorama. O contrachoque dos preços reduziu o nível de rendimentos da INP freando o processo de crescimento. Adicionalmente, os juros elevados no mercado internacional elevavam os custos de financiamento, reduzindo a capacidade de expansão da E&P. No âmbito internacional, para enfrentar a elevação de custos as *majors* iniciaram um processo de fusões e aquisições (ALVEAL E PINTO JR., 1996).

Além da redução do nível de investimentos executado pela estatal, era notável a mudança de comportamento dos governos em todo o mundo em relação ao seu grau de atuação na economia. Passava-se de um comportamento mais agressivo, para uma estratégia menos intervencionista, caracterizando uma mudança política importante que iria influenciar a decisão posterior de abertura do

setor, e de instituir a flexibilização do monopólio da Petrobras sobre as atividades petrolíferas.

Esse novo caráter estatal se deu em grande parte pelo esgotamento do modelo de industrialização por substituição de importações que marcou o período compreendido de 1950 a meados da década de 1980 na América Latina. Durante este período, a intervenção estatal conduzida também por interesses privados entorpeceu o funcionamento do mercado, promovendo a especulação e a corrupção. Por sua vez, observou-se o acelerado processo de absorção de recursos por parte do Estado, em contraste com a expansão de serviços públicos de qualidade questionável. No plano macro, havia a aceleração dos processos inflacionários e da crise da dívida, fatores que culminaram na acentuada perda de competitividade da economia e aumento das distancias sociais, sem que o crescimento econômico observado em alguns períodos (como no chamado “milagre econômico” brasileiro, ocorrido entre 1968 e 1973), fosse acompanhado de fortes benefícios sociais (IGLESIAS, 2006).

A gravidade da crise da década de 80 levou o Brasil ao abandono deste modelo, e ao retorno do modelo ortodoxo com a adoção de medidas propostas pelo Consenso de Washington¹³ (CW). As reformas econômicas propostas pelo CW eram de cunho liberalizantes e menos intervencionistas. Propunham um conjunto de medidas condizentes com a ideologia liberal, pela qual as principais funções do Estado seriam impedir que ocorressem as “falhas de mercado”, bem como organizar um sistema mais competitivo, garantindo que o fluxo de informações fosse o mais eficiente possível, sem que suas ações atrapalhassem diretamente o funcionamento do mercado.

Assim, o processo de reforma econômica se pautou na abertura comercial e financeira, e nas privatizações, iniciadas com maior ênfase no governo Collor através do Plano Nacional de Desestatização (PND), e que prosseguiu nos governos Fernando Henrique comandado por políticas generalizadas de privatizações. O Estado, neste processo, passou de empreendedor a regulador incentivando a

¹³ O Consenso de Washington foi um conjunto de medidas econômicas listadas para os países em desenvolvimento, principalmente latino-americanos, no intuito de tentar superar a crise dos anos 80. O conjunto de medidas proposto tinha como objetivo atribuir uma concepção de Estado mais minimalista e liberal, diminuindo o peso da burocracia estatal através de políticas de eliminação da ineficiência pública e o recorte de gastos públicos, objetivando o crescimento auto-sustentado.

entrada de novos *players* na economia brasileira, e retirando do Estado a total responsabilidade de promover e impulsionar o investimento em infraestrutura, visto que, nesta visão, as empresas privadas poderiam desempenhar este papel.

A indústria de petróleo e gás necessitava se readaptar a esse novo cenário. Por isso, o setor foi incluído em um plano de mudanças institucionais a fim de flexibilizar a regulamentação em vigência, e possibilitar a introdução da competição no setor.

I.4. A abertura do setor

Em novembro de 1995 foi aprovada a Emenda Constitucional nº 9, que teve por objetivo alterar o artigo 177 da Constituição Federal, determinando o fim do regime de exclusividade da Petrobras sob as atividades de E&P¹⁴. A partir daquele momento as atividades poderiam ser executadas por outras empresas estatais ou privadas, isto é, União e empresas assumiriam contratos futuros de concessão, estabelecendo parcerias entre a Petrobras e investidores privados.

A definição do regime exploratório se deu em reflexo de uma expectativa de risco-retorno mais reduzida. Havia certa incerteza quanto ao potencial geológico do Brasil, e a indústria petrolífera se recuperava de uma década difícil, ou seja, as condições de mercado não eram tão favoráveis assim. Por isso, a adoção do regime de concessão se deu em contexto de maior risco relativo. Além disso, nesse modelo os riscos de exploração e identificação das reservas ficam a cargo das empresas e a retribuição econômica ao poder concedente se dá via pagamento de participações especiais, royalties e impostos.¹⁵

Neste plano de flexibilização institucional, em 1997 a Emenda Constitucional nº 9 foi complementada com a “Lei do Petróleo” (Lei 9.478/97), que representou a partir de então a legislação sobre a organização econômica das atividades da indústria nacional do petróleo e gás (CANELAS, 2004).

¹⁴ É importante ressaltar que a União continuou com o monopólio das atividades de refino do petróleo (nacional ou importado), importação e exportação de petróleo e gás natural, pesquisa de lavras e jazidas e transporte de petróleo, gás natural e derivados. No entanto, a propriedade dos hidrocarbonetos passava a ser da concessionária que os descobriu, a partir da sua exploração.

¹⁵ O regime de exploração não garante maior ou menor sucesso na atração de investimentos, mas garante maior ou menor participação direta do governo sobre o setor. Esse tema será tratado com maior ênfase no Capítulo II.

A lei criou a Agência Nacional do Petróleo (ANP), autarquia federal vinculada ao Ministério de Minas e Energia responsável pela contratação, regulação e fiscalização das atividades da indústria. E criou o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão vinculado à Presidência da República com a função de estabelecer diretrizes para assegurar o suprimento energético no país, e ajudar no planejamento energético em geral. A Agência Nacional do Petróleo também se responsabilizaria pela elaboração e consecução dos leilões de blocos em bacias sedimentares, ou seja, as concessões para as atividades de E&P (artigo 8º, da Lei nº. 9.478/97).

A criação das duas entidades, e principalmente da ANP como novo órgão regulador da indústria do petróleo e gás natural representou uma mudança clara no comportamento do Estado: as agências reguladoras determinam um modelo institucional voltado para uma atuação menos interventora, e mais fiscalizadora e reguladora do Estado na indústria. Dessa forma, eram ações que seguiam as diretrizes ideológicas dos governos brasileiros na década de 90.

Em suma, este modelo regulatório detém em sua estrutura de decisão maior autonomia e independência, e assim, torna-se relativamente menos sujeito a influência de interesses políticos. Essa nova estratégia foi uma das responsáveis por gerar maior confiança e segurança ao modelo, possibilitando que agentes investidores obtivessem maior conhecimento do mercado brasileiro.

Com a nova lei, os principais mecanismos de remuneração do governo se puseram da seguinte forma:

Tabela 1: Mecanismos de remuneração do governo a partir da flexibilização do monopólio

Government Take¹⁶
<ul style="list-style-type: none">• Bônus de assinatura• Royalties (5% - 10%)

¹⁶ “Government take” é o termo conhecido no setor petróleo como a soma das exigências tributárias sobre a renda extraordinária decorrente da exploração econômica de um recurso, ou seja, corresponde a parcela do governo na distribuição da renda gerada pelo empreendimento (Pedrosa, 2001).

- Participação Especial (alíquota variável)
- Pagamento pela ocupação ou retenção da área (taxa definida em cada contrato de concessão)

Principais tributos que incidem sobre as **empresas privadas** do setor:

- Imposto de Renda das Pessoas Jurídicas (15%, mais um adicional de 10%, calculado sobre a receita tributável anual que exceder R\$ 240 mil reais por ano)
- Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (alíquota básica de 9%)
- Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (0,65% e 3%)
- Contribuição para o Programa de Integração Social (1,65% e 7,6%)

Fonte: Adaptado do Relatório Bain & Company (2008)

A Lei do Petróleo criou quatro modalidades de remuneração ao Estado hospedeiro: (i) bônus de assinatura, (ii) royalties¹⁷; (iii) participação especial e (iv) pagamento pela ocupação ou retenção de área. Cada um destes mecanismos de remuneração possui um objetivo distinto em relação aos incentivos a serem dados aos agentes atuantes na indústria. Por exemplo, os royalties e as participações especiais incidem sobre o faturamento do projeto, enquanto que o bônus de assinatura e as taxas de retenção/ocupação da área incidem sobre o valor agregado do campo (PINTO JR. et al., 2008).

(i) O bônus de assinatura é definido nas rodadas de licitação dos blocos exploratórios, através do estabelecimento de um valor mínimo no edital do round. Sua principal função é selecionar, de maneira competitiva, as empresas que atuarão na indústria, sem funcionalidade arrecadatória. Assim, as empresas que oferecerem bônus relativamente baixos nos leilões podem não estar sendo comprometidas o bastante com o esforço exploratório do país, e recebem pontuações menores.

¹⁷ Anteriormente à Lei do Petróleo, apenas os royalties eram cobrados da Petrobras.

(ii) Os royalties funcionam como um componente da renda mineral, e sua função é servir como instrumento de financiamento de políticas para promoção da justiça inter-geracional (SERRA, 2005). Isto é, devido ao caráter não-renovável dos hidrocarbonetos, a exploração desses recursos no presente gera redução da sua disponibilidade futura, impondo a renúncia de sua utilização para as gerações posteriores. Por isso, a renda gerada com o pagamento dos royalties deve ser utilizada como instrumento de ressarcimento das gerações futuras.¹⁸

Seu pagamento é realizado mensalmente pelo operador, incidindo diretamente sobre a receita bruta oriunda da venda do petróleo, a preços de mercado. Sua alíquota é fixada em 10% podendo variar para 5% dependendo das variáveis que impactam o custo exploratório. Contudo, para os campos petrolíferos das bacias de Campos e de Santos pode-se dizer que a alíquota padrão é de 10%, sendo poucos os campos com alíquota diferentes (SERRA, 2011).

(iii) As participações especiais são compensações financeiras pagas somente em caso de ocorrerem grandes volumes de produção, ou de grande rentabilidade. O operador deverá pagar com relação a cada campo de uma dada área de concessão, e a partir do trimestre em que ocorrer o início da produção.

(iv) O pagamento pela ocupação ou retenção de área é cobrado do operador de uma determinada concessão proporcionalmente a área do bloco em questão (LUCCHESI, 2011). Deste modo, a cada rodada licitatória é estabelecido previamente no edital do round o valor que o operador deverá pagar à União.

A partir de 1998, passaram a ocorrer as rodadas de licitação da ANP (ou rounds) de áreas em bacias sedimentares para realização de atividades de E&P, iniciando a competição no setor. Com o objetivo de atrair agentes econômicos, as rodadas permitiram a entrada de um número considerável de empresas em contratos de concessão com a ANP. A “Rodada Zero”, em 1998, foi o marco inicial desse novo processo, pelo qual a Petrobras obteve da Agência Nacional do Petróleo 397 concessões em blocos exploratórios correspondendo a 7,1% da área

¹⁸ A metodologia de cálculo dos royalties está descrita no ANEXO I. O capítulo II discutirá de forma mais aprofundada a arrecadação e distribuição dos royalties.

sedimentar do país. O capítulo seguinte dará maior ênfase ao desenvolvimento dos rounds de licitação.¹⁹

Para poder participar das rodadas de licitação promovidas pela ANP, as empresas devem garantir alguns requisitos necessários para habilitação: qualificação técnica, jurídica e financeira. No que tange o julgamento das ofertas, a Agência Nacional do Petróleo utilizou os seguintes critérios para as rodadas 7, 9 e 10, dispostos na tabela abaixo:

Tabela 2: Critérios de avaliação do Round 10

Mecanismos de avaliação	Peso relativo
Bônus de assinatura	40%
Programa exploratório mínimo ("PEM")	40%
Conteúdo local (fase exploratória)	5%
Conteúdo local (fase desenvolvimento)	15%

Fonte: Lucchesi, 2010

O Programa Exploratório Mínimo refere-se a atividades que o operador se compromete a realizar na área concedida durante a fase inicial do contrato, para avaliar o potencial da região. E o Conteúdo Local é o comprometimento do operador em investir um certo percentual em Bens de Produção Nacional e Serviços Prestados no Brasil, garantindo condições equânimes entre os fornecedores nacionais.

Nos dez primeiros anos do regime regulatório, o país apresentou significativos avanços no nível de reservas, e na produção de petróleo e gás. Entre 1997 e 2007, as reservas provadas de petróleo brasileiras saltaram de 7,1 bilhões para 12,6 bilhões de barris, e a produção anual de petróleo avançou de 316 milhões para 669

¹⁹ O Anexo II apresenta de forma sucinta os resultados dos rounds de licitação ocorridos até o ano de 2010.

milhões de barris. Neste mesmo período, tanto as reservas provadas de gás natural quanto a produção de gás também cresceram, fazendo com que a produção de hidrocarbonetos no Brasil mais que dobrasse num período de dez anos (BAIN & COMPANY, 2009).

As mudanças ocorridas a partir da flexibilização do monopólio da Petrobras diminuíram as barreiras a entrada ao mercado brasileiro de petróleo e gás. Mesmo assim, a atuação no segmento de E&P continuou sob forte presença da Petrobras. A estatal brasileira além de ser detentora de tecnologia de ponta para as especificidades do território brasileiro, possui o *know-how* e experiência empresarial em função de seus mais de 50 anos de atuação no país. Portanto, mesmo com a abertura do setor a Petrobras continuou exercendo uma posição monopolista no mercado brasileiro, detendo participação em praticamente todos os campos de produção de óleo e gás.

Ademais, a negociação de papéis da Petrobras na bolsa de valores nova-iorquina (NYSE) resultou em melhora do esquema de governança corporativa da empresa, e conseqüentemente, em uma maior facilidade de obtenção de crédito.

Por outro lado, as empresas entrantes no setor se expuseram ao risco de competir com a estatal brasileira. A concorrência provavelmente seria prejudicial às entrantes, o que fez com que as empresas adotassem parcerias com a Petrobras, no sentido de aproveitar sua experiência e infraestrutura. Notadamente, a aliança estratégica com a estatal foi proveitosa para os agentes privados que conseguiram se instalar no país, dividindo os riscos com a Petrobras e compartilhando ganhos em economias de escala e escopo, o que resultou em benefícios competitivos e qualitativos para a indústria (ALVEAL, 2003).

É notável que a partir da flexibilização do monopólio, a indústria brasileira de petróleo entrou em uma trajetória de desenvolvimento muito forte. Novos patamares de desenvolvimento tecnológico e níveis de investimento para o financiamento das atividades foram proporcionados em grande parte, pela participação de empresas nacionais e estrangeiras nesse processo.

A boa compreensão da evolução da exploração e produção de petróleo no Brasil exigiu da Petrobras a expansão de seu plano de atuação. Com o crescimento do volume de investimentos, novas fronteiras foram buscadas a partir de pesquisas

e estudos para desenvolver sob maior nível tecnológico a exploração de águas ultra-profundas.

Com isso, a partir de 2006 e 2007 surgiram as primeiras avaliações acerca da existência de grandes volumes de reservas localizadas na Bacia de Santos, a maior província petrolífera da Petrobras.

Em 2007, ocorreu a descoberta oficial de Tupi, o primeiro grande campo da camada do pré-sal. A descoberta significou um grande passo para que o país entrasse no patamar dos detentores de grandes reservas petrolíferas no mundo. Atualmente, o Brasil está entre os vinte maiores detentores de reservas provadas no mundo, e com as reservas do pré-sal, ainda não totalmente estimadas, o país poderá alcançar o ranking de dez maiores. Além disso, há uma confirmação do papel de liderança da Petrobras em águas profundas, consolidando-a no rol das empresas estrategicamente mais importantes para o desenvolvimento do país.

Conclusão

A construção da indústria petrolífera nacional se deu através da adoção de um modelo específico de organização econômica: o monopólio estatal. Esse modelo possibilitou que a indústria se desenvolvesse e obtivesse uma boa dinâmica de crescimento por meio da Petrobras, embora tenha enfrentado restrições internas derivadas das oscilações da economia nacional e externas em função dos choques do petróleo.

Desde o primeiro choque do petróleo o eixo condutor das políticas energéticas foi a tentativa de se alcançar a auto-suficiência de petróleo. E os resultados dessa política comprovaram a consolidação do país numa situação de reduzido grau de dependência externa, ou seja, ainda que o país tenha que importar óleos leves para o equilíbrio de seu processo de refino, detém um grau de dependência praticamente nulo das importações líquidas (PINTO JR., 2010).

No entanto, o acelerado crescimento do setor petrolífero, determinado nos últimos anos em maior parte pelo crescimento do segmento E&P, ocorreu muito em função da flexibilização institucional que deu início a concorrência na indústria

gerando novas condições de contorno. Resultando, portanto em um setor dinâmico e mais autônomo frente a problemas de caráter político.

O capítulo seguinte terá como objetivo relacionar o desenvolvimento da indústria petrolífera nacional, principalmente no pós-abertura até os dias de hoje, com as descobertas das reservas do pré-sal. Adicionalmente, será feita uma análise sobre o novo cenário da INP diante das perspectivas da elevação de sua significância no plano internacional e nacional, e a discussão em torno do maior controle estatal, tornando evidente a importância do marco institucional para esta área.

CAPÍTULO II – A MODIFICAÇÃO DO CENÁRIO DA INDÚSTRIA PETROLÍFERA: A DESCOBERTA DO PRÉ-SAL E O NOVO MARCO REGULATÓRIO

II.1. A descoberta do pré-sal

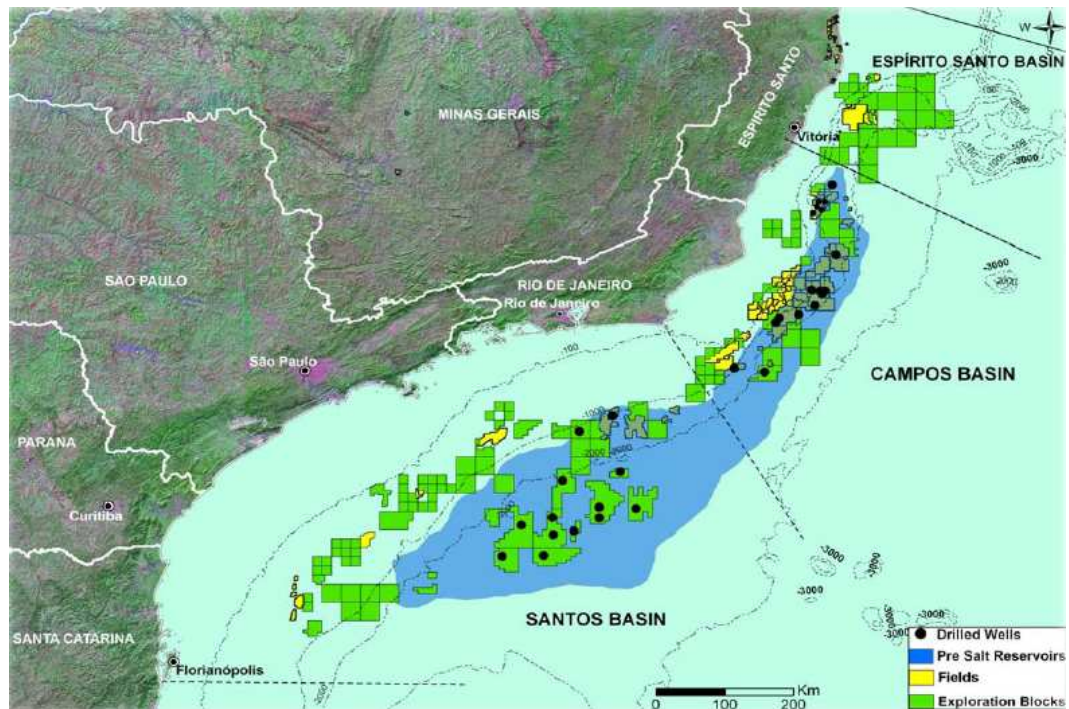
A partir do ano de 2005 a Petrobras iniciou perfurações na Bacia de Santos a procura de petróleo. Após a divulgação do resultado dos testes, comprovou-se que a formação geológica existente nas águas profundas desta bacia era semelhante à encontrada na Bacia de Campos, onde se localizavam as maiores reservas nacionais. Ainda em 2005, os primeiros indícios de petróleo foram encontrados na Bacia de Santos, no bloco como Parati (Bloco BM-S-10), e já em 2006, na área de Tupi.

Por conta do desenvolvimento exploratório dessa região, compreendida entre as bacias de Santos, Campos e Espírito Santo, sucessivos anúncios comprovaram a existência de grandes volumes de óleo leve na plataforma *offshore* brasileira, impactando de forma singular a atividade de E&P. Tais descobertas demonstravam o novo paradigma geológico que a indústria petrolífera nacional havia chegado.

Esta área foi denominada como pré-sal e refere-se a região presente no subsolo localizada abaixo de uma espessa camada de sal, existente em algumas bacias sedimentares. E abaixo dessa camada de sal encontram-se armazenadas as reservas de óleo, em uma profundidade de aproximadamente seis mil metros. A região do pré-sal distribui-se por uma faixa de aproximadamente 800 quilômetros de extensão, indo do litoral do Espírito Santo ao de Santa Catarina.

Desde então, a Petrobras e outros operadores anunciaram a descoberta de outros grandes reservatórios de óleo na área, dentre os quais, os principais são Parati e Tupi (já citados), Carioca, Caramba, Bem-Te-Vi, Guará, Iara e Júpiter, sendo que este último apresenta grandes possibilidades de gás natural e condensado (a figura a seguir é um esboço dos principais blocos e áreas representativas do pré-sal).

Figura 1: Extensão da Província do Pré-sal



Fonte: Estrella (2009)

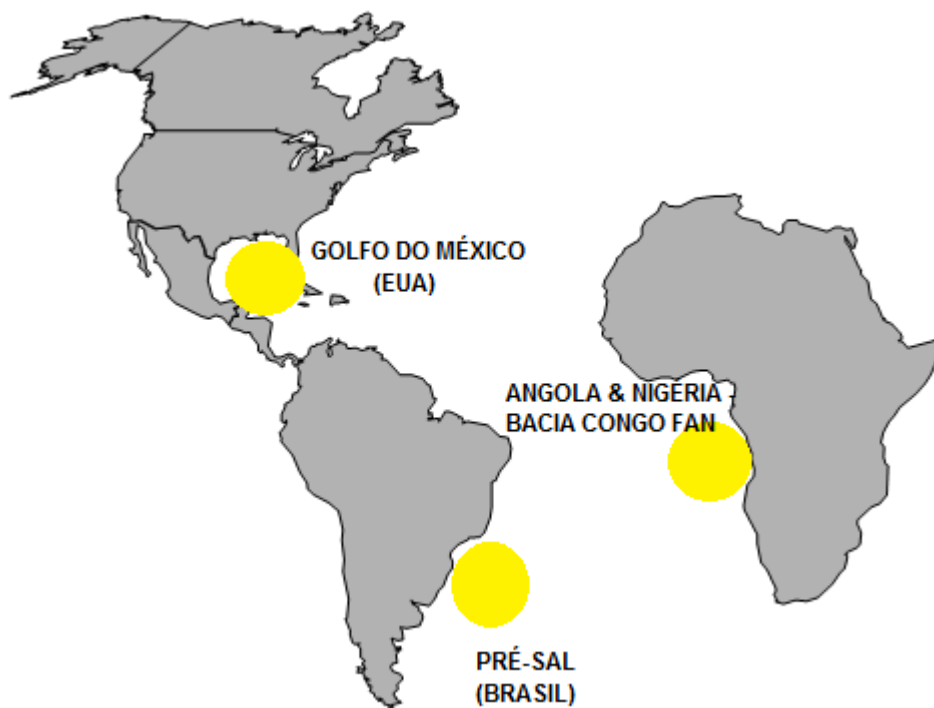
As áreas de pré-sal representam um recurso singular no Brasil. Na esfera internacional, desde início da década de noventa a indústria mundial de petróleo já havia descoberto grandes reservatórios de óleo abaixo de camadas de sal, presentes em plataformas marítimas ultra-profundas. Inicialmente, o desafio tecnológico e o elevado custo de se desenvolver atividades exploratórias nestas áreas inibiram grandes operações. No entanto, os estudos mostraram que estes reservatórios possuíam grandes volumes de óleo, inclusive, dotados de boa qualidade. Estas perspectivas tornaram o desafio mais viável, e fizeram com que grandes empresas do ramo de perfuração e exploração *offshore* competissem no intuito de desenvolver tecnologias condizentes com as especificidades técnicas dos reservatórios (DRIBUS, et al, 2008)

Para Dribus et. al. (2008), a definição dos novos desafios exploratórios foram fundamentais para acirrar a concorrência entre as grandes empresas do setor, ao ponto de conseguirem desenvolver tecnologias que tornassem o custo-benefício da exploração viável:

Atualmente, companhias de E&P possuem um maior entendimento da região do pré-sal, muito em função dos dados e da experiência obtidos através da perfuração em águas ultra profundas, juntamente com a melhora no desenvolvimento da aquisição sísmica, do processamento e de técnicas de aperfeiçoamento das imagens.²⁰

O crescimento das atividades e o desenvolvimento de tecnologias mais avançadas levaram ao descobrimento de três grandes áreas de pré-sal no mundo: as bacias ultra-profundas do Golfo do México, a Bacia de Santos brasileira, e mais recentemente, o Oeste da África (bacia *Congo Fan*). São bacias com relativa similaridade geológica, e que apresentam grandes quantidades de óleo. Por isso, foram denominadas “*the golden triangle*”²¹, por serem bacias que representam boa parte do capital investido em águas profundas no mundo (PEREZ, et al. 2008).

Figura 2: “The golden triangle” das águas profundas



²⁰ Tradução livre do autor.

²¹ “The Golden Triangle” é a expressão em inglês dada ao conjunto das três mais famosas bacias de Pré-sal no mundo. Pela tradução própria do inglês, poderiam ser chamadas de “o triângulo dourado”.

Diante disso, as áreas de pré-sal do país compreendem um elevado potencial de produção no longo prazo. Estima-se que somente na Bacia de Santos devam ter aproximadamente 50 bilhões de barris, volume que daria para garantir uma produção de 4 a 5 milhões de barris/dia para os próximos 40 anos. Estes valores representam mais que o dobro da produção atual, que é pouco mais de 2 milhões de barris/dia.²²

Embora esteja claro que o custo-benefício da exploração é válido, existem grandes desafios tecnológicos associados às características dos reservatórios, e ao desenvolvimento da engenharia de águas profundas que ainda permeiam as atividades no pré-sal. Conforme já dito, a descoberta das áreas de pré-sal no Golfo do México abriu caminho para que companhias petrolíferas desenvolvessem técnicas apropriadas às características das áreas. Assim, o desenvolvimento do campo de Tupi e de outros campos gigantes também se defrontará com tais oportunidades de alavancagem tecnológica, dentre as quais, pode-se citar: (IHS CERA, 2008)

- Processo de caracterização das reservas: estudo das estruturas físicas e formações geológicas; determinar a compartimentalização do reservatório; avaliar a matriz de qualidade dos líquidos, bem como a caracterização dos líquidos.
- Garantia de escoamento do fluxo de produção, e melhoria da logística de transporte para o gás associado (elevada distância entre o campo e a costa);
- Engenharia de Perfuração dos poços: ampliação do processo de *Completion* (*Completion* é o processo pelo qual o poço é preparado/habilitado para produzir óleo ou gás)
- Engenharia de *Subsea*
- Instalações de *Floating Production*

A maior parte destes processos vai requerer uma solução de “curto prazo”, enquanto que ao passar do tempo outras soluções serão desenvolvidas através do

²² No entanto, como dito anteriormente, as estimativas variam e as condições de mercado ainda apresentam contexto de informação incompleta.

aprendizado com as especificidades da região. Quanto aos custos, somente para a fase de desenvolvimento dos campos, estima-se que o custo de montagem de toda a infraestrutura necessária para a produção seja de US\$ 52 bilhões de dólares (IHS CERA, 2008).

Neste contexto, a expectativa de desenvolvimento do setor petrolífero nacional derivado do aumento da atividade exploratória com as novas descobertas têm gerado uma elevação da atratividade do setor na esfera internacional, uma vez que a comprovação da existência de grandes volumes de óleo e gás resulta em maior expectativa em ganhos produtivos.

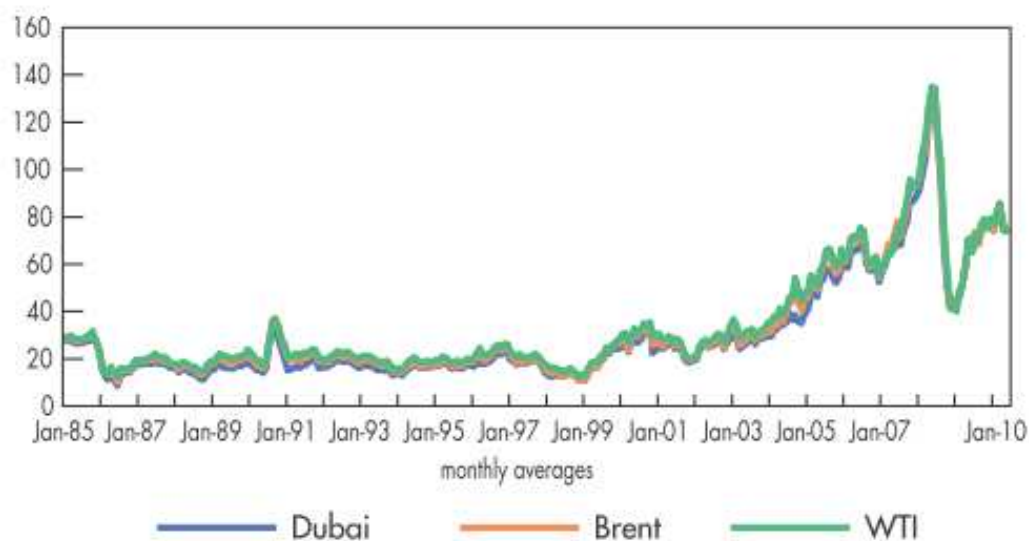
Tendo em vista este quadro, e possuidor de uma regulação institucional transparente, além de relativa estabilidade política e ambiente macroeconômico favorável, o Brasil tem se tornado um atraente leito de projetos de investimentos direcionados a indústria nacional do petróleo. Por isso, é importante observar quais as condições tanto no plano internacional, como no cenário interno que permeiam as atividades de petróleo no país.

II.1. O Contexto da Indústria Brasileira de Petróleo no Plano Internacional

Desde 2003, a escalada dos preços internacionais de petróleo vem desenhando uma estrutura favorável aos países produtores, onde se vê uma expressiva transferência de renda dos importadores para os produtores (PINTO JR., 2008). Em função desse cenário internacional, e do crescimento da importância do Brasil no âmbito dos grandes produtores, é importante analisar o plano internacional e aspectos que vão além do setor energético.

Após a crise geopolítica deflagrada a partir da Guerra do Iraque, em 2003, os preços do petróleo ultrapassaram o teto da banda da OPEP, e iniciaram um processo crescente de altas e transposições de barreiras, alcançando diferentes patamares até então nunca observados nos cenários de preços internacionais de petróleo, conforme se pode ver no gráfico abaixo.

Gráfico 5: Evolução do Preço do Petróleo (US\$/Barril)



Fonte: Key World Energy Statistics 2010 – International Energy Agency (IEA)

Analisando as condições estruturais do mercado internacional, Pinto Jr. (2008) aponta cinco fatores distintos, mas fortemente interdependentes que contribuem para justificar o movimento de alta nos preços internacionais e a volatilidade gerada por esse ambiente, principalmente no período imediatamente antes e durante as principais descobertas no Brasil 2003-2010:

i) Depreciação do dólar: Uma vez que o petróleo comercializado no mercado internacional é cotado na moeda americana, a depreciação do dólar frente as demais moedas reduz o poder de compra do país exportador, e faz com que haja uma elevação dos preços como forma de compensar implicitamente a perda da renda oriunda da exportação.

ii) Reduzido excedente de capacidade produtiva: Em 2008, a baixíssima capacidade excedente da produção, em torno de um milhão de barris, aguçava forte preocupação quanto a adequação da oferta a uma demanda em ritmo crescente, em função do crescimento econômico mundial. Embora o ritmo de crescimento das reservas mundiais apresente um ritmo crescente, a produção registrava um nível menor de crescimento. Ademais, ao final de 2009, os países membros da OPEP

detinham 77,2% das reservas mundiais, e 56,6% das reservas estavam presentes no Oriente Médio, região marcada pela instabilidade política, representando um fator gerador de incertezas quanto ao abastecimento futuro da demanda mundial.

iii) Descolamento entre as taxas de crescimento das importações e da demanda: O crescimento da demanda de hidrocarbonetos oriunda da China e Estados Unidos é outro fator contribuinte para a elevação dos preços e gerador de incertezas quanto ao nível de abastecimento mundial. Essa pressão da demanda é derivada da elevação do consumo destes países, e principalmente da taxa de crescimento das importações dos mesmos, dado que é no mercado internacional de importações onde efetivamente são formados os preços de petróleo.

A partir dos dados da tabela 3, observa-se que há uma grande concentração do consumo mundial de petróleo nas mãos de poucos países. Mais especificamente, somente na China a elevação da taxa de crescimento do consumo no intervalo compreendido entre 1990 e 2009 foi de aproximadamente 272%. E analisando para este mesmo país o período de 2000 a 2009, a média anual de crescimento do consumo de petróleo foi de 6,9%. Em suma, a intensidade da demanda chinesa por petróleo é claramente fundamental para entender a estrutura de consumo do mercado mundial de hidrocarbonetos.

Tabela 3: Grau de Concentração de Consumo de Petróleo por país em 2009 (mil barris/dia)

País	Consumo de Petróleo em 2009 (mil barris/dia)	% sobre o Total Mundo	Concentração (%)
EUA	18686	21,7%	44%
China	8625	10,4%	
Japão	4396	5,1%	
Índia	3183	3,8%	
Rússia	2695	3,2%	
Arábia Saudita	2614	3,1%	14%
Alemanha	2422	2,9%	
Brasil	2405	2,7%	
Coréia do Sul	2327	2,7%	
Canadá	2195	2,5%	
Total mundo	84077	100%	100%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do BP Statistical Review 2010

No entanto, é importante frisar que durante o final de 2007 e todo o ano de 2008 a economia mundial foi afetada pela crise do *subprime*. A quebra do banco de investimento norte americano Lehman Brothers, em setembro de 2008 foi o momento simbólico de maior incerteza e dificuldade da crise, gerando uma grande onda de desconfiança no mercado mundial. De imediato, a crise levou a uma redução da oferta de crédito mundial e restrição de liquidez e gerou rápida contração no volume de comércio internacional, prejudicando os exportadores de petróleo e outras *commodities*.

Analisando a tabela 4, é possível perceber que a taxa de crescimento médio anual das importações no período anterior à crise era de 3,58%, praticamente o dobro da taxa de crescimento médio anual de consumo. No decorrer da crise - 2007 a 2009 - a taxa de crescimento das importações se reduziu em um ponto percentual, certamente afetada pelos impactos da crise. Essa redução fez diminuir um pouco a pressão sobre a oferta de petróleo, e com isso, ao final de 2009 os preços se situavam a níveis próximos dos níveis pré-crise. No entanto, observa-se que a taxa de importação continuou quase o dobro da taxa de consumo, colaborando para que os preços se mantivessem sob patamares elevados em comparação à década de 90.

Tabela 4: Comparação entre as taxas de crescimento do Consumo, Produção e Importação de Petróleo

	Taxa de Crescimento Médio Anual (1995-07)	Taxa de Crescimento Médio Anual (1995-09)
Consumo	1,83%	1,34%
Produção	1,65%	1,12%
Importação	3,58%	2,58%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do BP Statistical Review 2010

iv) Choque de custos de exploração, produção e desenvolvimento: Durante 2002-2008, a expansão da indústria mundial de petróleo gerou maior demanda por serviços prestados pelas empresas para-petrolíferas, criando uma competição por

tecnologias e equipamentos já existentes. Essa pressão causou um choque de custos, reforçando o repasse sobre os preços e a tendência altista.

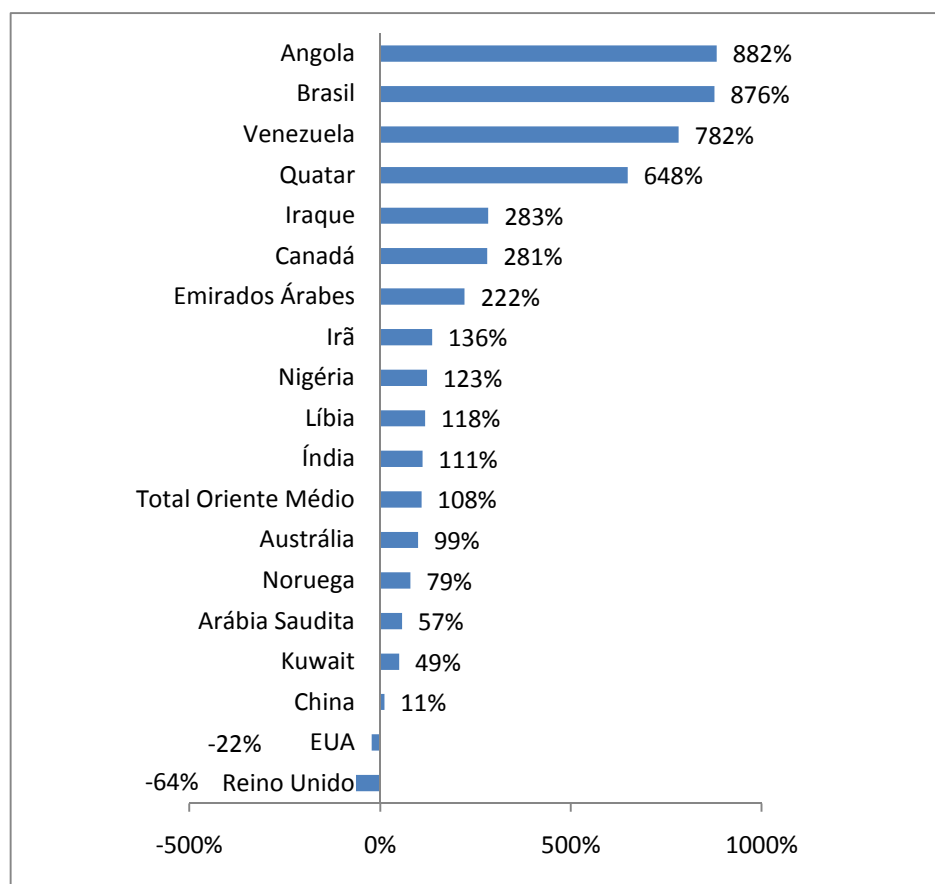
v) Intensificação do movimento especulativo: As oscilações conjunturais das condições de oferta favorecem os movimentos especulativos de curto prazo, ampliando o volume de transações no mercado futuro. Deste modo, sob condições de incerteza, o mercado futuro do petróleo fica ainda mais ativo, elevando o volume de contratos futuros comercializados e retroalimentando a tendência altista (PINTO JR, 2011).

Essa estrutura de curto prazo da oferta e demanda mundial de petróleo favorecia os países produtores e exportadores por possibilitar uma maior apropriação da renda extraordinária, uma vez que se tornava aparente a transferência de renda dos países importadores para os exportadores.

Como país produtor/exportador, o Brasil apresentava uma perspectiva de elevação significativa de suas reservas, e aumento da produção, com os volumes do Pré-sal. Por mais que o fator preço causasse desconfiança no mercado mundial de petróleo, esse patamar de preços gerou uma expectativa de maior rentabilidade das jazidas, e elevação da arrecadação de tributos. Logo, esse cenário de preços elevados fez tornar possível a possibilidade de se alavancar a indústria nacional de petróleo, atraindo também a entrada de fluxos financeiros para o financiamento de investimentos no setor.

Aliado à maior possibilidade de ganhos internos, havia também o notável desenvolvimento do segmento E&P brasileiro. Conforme o gráfico abaixo, durante o período que vai da década de oitenta, até 2009, o Brasil alcançou o segundo posto no ranking dos países com maior evolução em volume de reservas provadas, isto é, grau de evolução em E&P no mundo. O Brasil obteve crescimento de aproximadamente 876% em reservas nas previsões de 1980-2009:

Gráfico 6: Evolução das Reservas Provasdas (1980 – 2009)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do BP Statistical Review 2010

Ainda que as descobertas das áreas de Pré-sal apresentassem riscos relativamente baixos²³, aliados a credibilidade do arranjo institucional, e a atratividade do regime fiscal vigente, o padrão de financiamento da indústria mundial dependia da correlação positiva entre preço do petróleo e investimento. Deste modo, o financiamento do Pré-sal dependeria também da capacidade de endividamento do mercado internacional.

Baseado nisso, e uma vez que o autofinanciamento das empresas é uma das principais fontes de investimento da indústria petrolífera mundial, as receitas de projetos correntes seriam, portanto, fundamentais para gerar o endividamento das

²³ Os riscos geológicos das áreas de pré-sal são menores se comparados as áreas fora do pré-sal. No entanto, como são reservas presentes em águas ultra-profundas, ainda apresentam um certo risco devido às dificuldades extremas de baixas temperaturas e alta pressão, trabalhando-se com custos mais elevados.

empresas. E com o elevado grau de concentração da indústria, entre gigantes estatais e as *supermajors*,²⁴ o investimento externo dependeria da capacidade de investimento dessas empresas.

Além disso, nos últimos anos a indústria mundial de petróleo tem estado diante de um cenário assimétrico. De um lado, as companhias nacionais dos países com grandes volumes em reservas são limitadas por seus governos ao acesso a exploração e produção (como Arábia Saudita e Irã). Por outro, as *supermajors* que detêm tecnologia e recursos financeiros para exploração de novas fronteiras dependem de compras de petróleo das companhias estatais para atender a demanda final, já que encontram obstáculos a ampliação da produção. Nestes termos, o Brasil surge como uma das áreas mais promissoras para exploração e produção dos próximos anos (ALBUQUERQUE, 2010).

II.2. O Cenário Interno da Indústria

De fato, os anúncios da Petrobras e de outras operadoras relativos à existência de grandes volumes recuperáveis de petróleo e gás natural na faixa do Pré-sal demarcaram o início de uma nova era na exploração de petróleo no Brasil. O país se encontrava no segundo mandato do Presidente Lula (2006-2010), governo no qual surgiram avanços significativos na economia e no setor energético do país.

O governo Lula durante seus dois mandatos conseguiu alinhar uma política de segurança institucional satisfatória, o que proporcionou benefícios à indústria petrolífera nacional. Além de reforçar o modelo híbrido de Estado atuando conjuntamente com o setor privado, o governo teve como estratégia atuar diretamente em importantes pontos que se relacionam ao setor energético, garantindo, assim, maior foco na agenda de energia²⁵.

Estão detalhados a seguir alguns pontos positivos do governo Lula no que tange a política energética:

²⁴ As *supermajors* são as principais empresas da indústria mundial de petróleo, com elevado poder de mercado, altamente internacionalizadas e garantidoras de uma boa parte do investimento mundial em petróleo. São compostas pela BP, Chevron, ConocoPhillips, Exxon Mobil, Royal Dutch Shell, Repsol-YPF e Total.

²⁵ Embora a política energética tenha apresentado resultados favoráveis ao longo dos anos do Governo Lula, não foi plenamente suficiente e por isso, certamente, não cobriu problemas em diversas áreas.

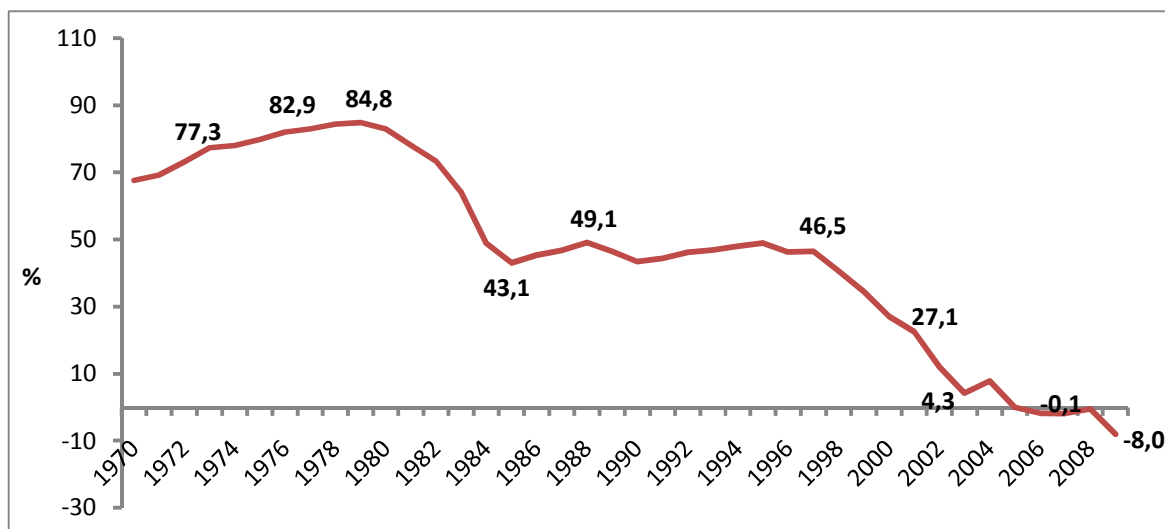
- **Foco na segurança energética:** reposição de investimentos na infraestrutura hidrelétrica (para reduzir o “risco apagão”); maior planejamento da estrutura de oferta e demanda, tanto para garantir o abastecimento de combustíveis, quanto na oferta de energia elétrica – ambos para consumo das famílias e das indústrias.
- **Incentivos para aumentar a estabilidade da estrutura de regulação da indústria de Petróleo e Gás:** o maior controle e transparência dos órgãos públicos responsáveis pela regulação do setor têm gerado externalidades positivas para a indústria de Petróleo e Gás, criando um ambiente estável e menos propício a interferências externas políticas; promulgação da nova estrutura regulatória para comercialização e transporte de Gás Natural no Brasil: a Lei do Gás.
- **Políticas de estímulo ao desenvolvimento da indústria nacional:** incentivo a maior entrada de capitais para financiamento via fundos de investimento; acordos estratégicos formais nas áreas de comércio, produção, pesquisa e transferência de tecnologia; programas de acesso ao crédito para fornecedores da indústria para-petrolífera.
- **Suporte ao desenvolvimento de energias renováveis:** políticas energéticas focadas na diversificação da matriz de energia a fim de reduzir dependência interna de petróleo; aumento do debate na esfera governamental sobre a sustentabilidade ambiental e segurança do abastecimento; estímulo a frota de veículos com tecnologia *flex-fuel*, gerando a ampliação da indústria de etanol e do biodiesel; políticas de incentivo a inserção de pequenos produtores agrícolas no ramo dos Biocombustíveis; continuação do PróAlcool e do Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel, o PNPB.

Essa estratégia adotada a partir do primeiro governo Lula ocorreu como reflexo da crise do fornecimento de eletricidade em 2001, levando o governo a rever o quadro institucional e a regulação do setor energético nacional, e desencadeando um processo de ajustes para ajudar a acelerar o ritmo dos investimentos em infraestrutura. Desse modo, o esforço para elevar os investimentos públicos e

privados foi caracterizado pela busca de mecanismos de coordenação e redução das incertezas dos investimentos (ALMEIDA, 2010).

Por conta desse contexto, o Brasil alcançou a posição de exportador líquido de petróleo, reduzindo sua dependência externa em óleo bruto ao nível nulo. Conforme o gráfico abaixo, se observa que o grau de dependência externa é função da diferença entre a demanda interna de energia (incluindo perdas na transformação, distribuição e armazenagem) e da produção interna (óleo bruto somado a LGN – líquidos de gás natural proveniente de plantas de gás). Assim, desde 2005 e de forma praticamente crescente o país se tornava exportador líquido, isto é, com uma produção maior que a demanda interna por petróleo.

Gráfico 7: Evolução da Dependência externa de Petróleo (em %)



Fonte: Balanço Energético Nacional 2010 – Ministério de Minas e Energia

Em especial, cabe ressaltar as ações que o governo Lula adotou para incentivar o crescimento e o investimento em infraestrutura. A estratégia do governo foi a de apoiar a formação de capital fixo pelo setor privado, e simultaneamente, aumentar o investimento público em infraestrutura. O Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) foi o carro-chefe dessa política para indução do crescimento no país. Em sua primeira versão (2007-2010), o PAC teria como objetivo estimular o investimento em três grandes grupos: transporte e logística, energia e infraestrutura social, sendo o setor de energia o mais beneficiado na distribuição dos recursos do

programa²⁶. Dentro do PAC, cabe também destacar o papel central da Petrobras na alavancagem de recursos: além de elevar sua média de investimentos no país, a estatal em 2008 respondeu sozinha por 6,8% de todo o investimento do programa (BARBOSA, 2010).

Não bastasse o maior gasto público, houve também o desenvolvimento do mercado de crédito nacional. O crédito direcionado, aquele que recebe do governo algum tipo direcionamento alocativo (TORRES FILHO, 2006) destinado a setores rurais, sociais, habitacionais e infraestrutura, foi um dos braços do financiamento do governo Lula, principalmente via BNDES. Essas ações comprovaram o papel do governo como potencializador dos interesses industriais, ajudando no aprimoramento da capacidade de investimento do país, e estimulando o desenvolvimento de setores mais atrasados.

No entanto, é fundamental frisar a existência de muitos entraves burocráticos para a execução dos investimentos na esfera federal, retardando a autorização de projetos. A capacidade de implementação de investimentos no país ainda se revela ineficiente, o que prejudica o rápido aproveitamento dos investimentos e dificulta a materialização dos programas.

Dos anos 90 em diante, a lucratividade esperada do setor petrolífero aumentou de maneira intensa, muito em função da elevação dos preços internacionais de petróleo e do crescimento da demanda de países como China e Índia, gerando uma onda de investimentos, sobretudo em Exploração e Produção no Brasil e no resto do mundo.

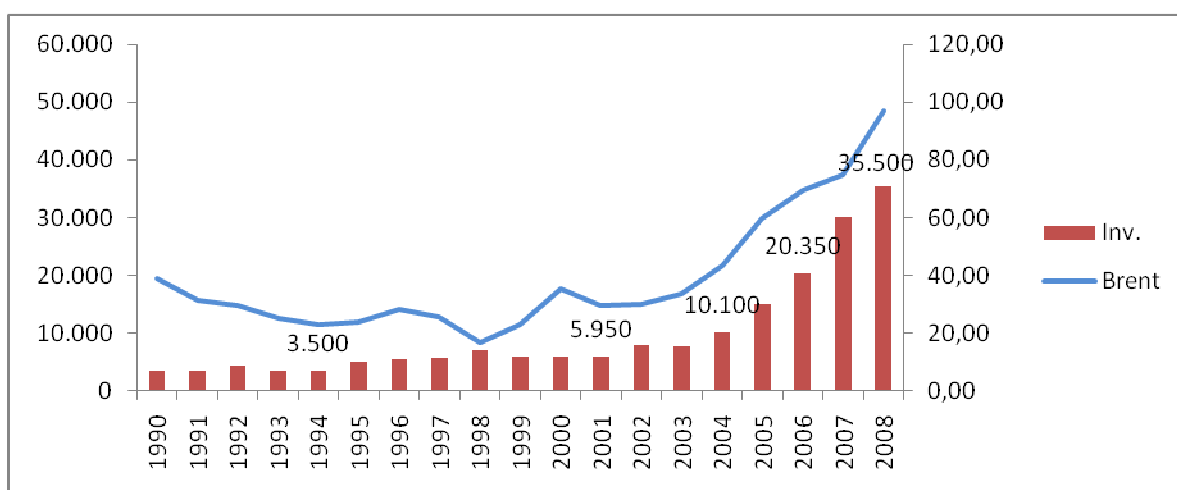
Desde a reforma do setor instituída na Lei do Petróleo, onde se diagnosticou corretamente que a Petrobras não teria condições de sozinha desenvolver o potencial de hidrocarbonetos no país, para as empresas petrolíferas, em geral, a indústria de petróleo nacional iniciava um ciclo virtuoso de crescimento, tal qual lhes garantiria oferta e demanda de projetos de investimento para o desenvolvimento do setor.

²⁶ Do total de R\$ 504 bilhões inicialmente previstos para o período de 2007 a 2010, o PAC distribuiria entre as três macro áreas R\$ 58 bilhões para transporte e logística, R\$ 275 bilhões para energia, e R\$ 171 bilhões para infraestrutura social. Ou seja, aproximadamente 55% do montante total seriam destinados ao setor de energia.

Ademais, o país se tornava um atrativo lócus de investimento por possuir relativa estabilidade econômica, política e social, além de ter um mercado doméstico em expansão. Não bastasse, a estatal petrolífera brasileira detinha significativa experiência na exploração e produção de óleo em águas ultra-profundas, e trabalhava em *joint ventures* com os players privados na maioria dos campos sob concessão, o que lhe assegurava enorme credibilidade no mercado.

Conforme apresentado no gráfico abaixo, os investimento em petróleo e gás acompanharam de perto o ciclo de expansão do setor e a evolução do preço internacional do petróleo.

Gráfico 8: Evolução dos Investimentos em Petróleo e Gás (US\$ MM constantes de 2008) e preço internacional do petróleo (US\$ constantes de 2008)



Fonte: Elaboração a partir de dados do IBP e do *BP Statistical Review 2010*

Portanto, para os investidores, o fato de o país ter uma estrutura legal segura e estável desde o fim do monopólio público, um sistema de leilões transparente gerenciado e regulado por órgãos públicos capacitados, e um quadro macroeconômico estável, significava um sistema relativamente eficiente gerando maior confiança para os investidores.

Resumidamente, o quadro abaixo expõe os principais pontos que caracterizavam o ambiente da INP no imediato pós-descobertas (2006-2010):

Quadro 1: “World Class Discoveries” – O novo patamar da INP com as descobertas das reservas de pré-sal

- Em novembro de 2007, o anúncio de Tupi, uma descoberta de escala mundial, representava o aumento de 40 a 60% das reservas nacionais.
- A descoberta foi seguida por vários outros campos, sugerindo que a região do pré-sal poderia atualizar a posição do Brasil entre os players de petróleo no topo do mundo.

Pontos internos favoráveis para os investidores privados:

- Estrutura legal segura e estável desde o fim do monopólio público
- Sistema de leilões transparente
- Estabilidade política e econômica do país

Fatores externos condicionantes ao investimento interno:

- Preços internacionais em níveis elevados
- Reduzida capacidade produtiva excedente
- Descolamento entre as taxas de crescimento do consumo e das importações no mundo
- Elevação dos custos do segmento E&P
- Intensificação do movimento especulativo (em volume de contratos futuros comercializados)

Questão central: a definição de um marco regulatório para as áreas de Pré-sal

II.3. Os Regimes Regulatórios e Contratuais

Com as descobertas das reservas de pré-sal, muitas incertezas e desafios apareceram. Diante do elevado potencial petrolífero, gerou-se o questionamento se o modelo regulatório e fiscal vigente desde o fim do monopólio da Petrobras, apoiado no regime de concessões e destinado às áreas fora do pré-sal seria adequado para estas novas áreas.

Criou-se o debate na esfera nacional confrontando duas possibilidades: a manutenção do regime de concessões definido na lei 9.478/98 (Lei do Petróleo), ou a adoção de um novo modelo baseado na partilha da produção.

De modo a facilitar o entendimento sobre a abrangência dos regimes regulatórios, será feita a seguir uma análise sobre as principais legislações vigentes na esfera internacional e suas características fundamentais.

O regime jurídico-regulatório de exploração e produção de petróleo consiste no modo como o Estado ordena as atividades do setor petróleo, e como se relaciona com os diferentes agentes dessa indústria. Sendo assim, a escolha do regime é um reflexo de suas instituições políticas, do seu nível de abertura e da importância do petróleo em sua economia. Normalmente, países com economias mais fechadas à iniciativa privada tendem a utilizar regimes mais restritivos à participação de players estrangeiros, enquanto países com maior grau de abertura costumam adotar regimes que estabeleçam a participação mais direta das empresas multinacionais (BAIN & COMPANY, 2009).

Para Lucchesi (2011), o regime fiscal de um país é o conjunto de leis e normas que regem a atividade de exploração e produção de petróleo, estabelecendo direitos e deveres do Estado e das empresas, bem como determinando a regulamentação da divisão da renda petrolífera entre os agentes. Para o autor, os principais agentes existentes na indústria petrolífera são:

- **Estado:** governo do país hospedeiro, onde ocorre a atividade de exploração e produção.

- **National Oil Company (NOC):** companhia estatal de petróleo pertencente ao país onde ocorrem as atividades de E&P.

- **Operador / Consórcio operador / Oil Company (OC):** uma ou mais empresas que, em sociedade, exercem as atividades de exploração e produção de petróleo.

Por meio de uma análise empírica e histórica do cenário internacional, verifica-se que os três principais regimes adotados pelos países produtores de petróleo e gás são o Sistema de Concessão, o Contrato de Partilha de Produção (PSC), e o Contrato de Serviço. Usualmente, Johnston (1994) classifica os regimes fiscais dentro seguintes categorias:

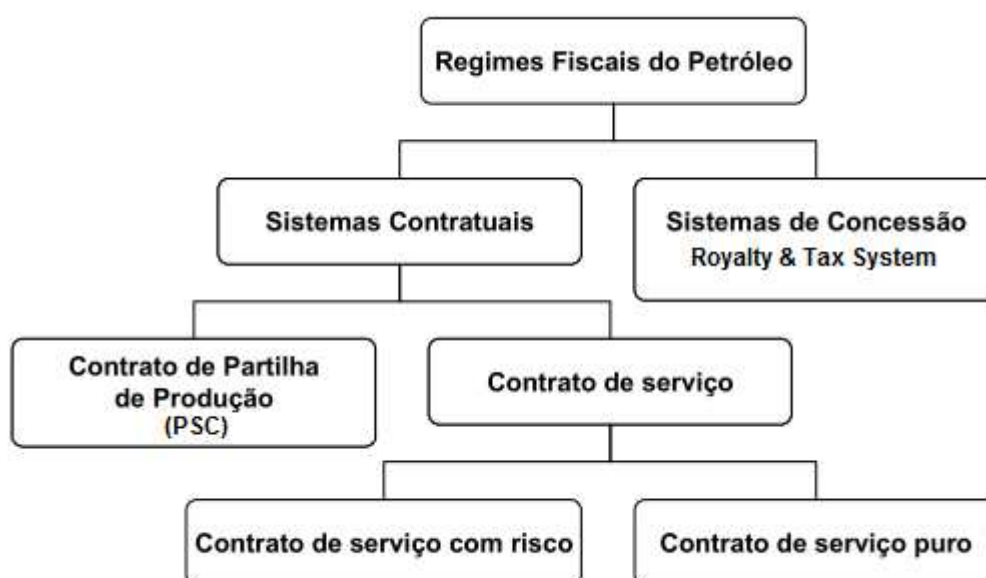


Figura 3: Classificação dos Regimes Fiscais – Adaptado de Johnston (1994)

Segundo Johnston (1994), existem dois grandes blocos de regimes fiscais: os Sistemas Contratuais, subdivididos entre os sistemas de Contrato de Serviço, e Contrato de Partilha da Produção (PSC), e por outro lado os Sistemas de Concessão, também referenciados como *Royalty & Tax System*. Para cada regime existem diferentes modelos contratuais na medida em que governos adotam exigências fiscais diferentes em função das especificidades técnicas, geográficas e econômicas de cada região. Por exemplo, na província de Alberta (Canadá), existem dez diferentes pacotes fiscais que variam conforme as circunstâncias do campo (PEDROSA, 2001).

Os dois grandes blocos de sistemas (contratuais e de concessão) se distinguem quanto a propriedade do petróleo. Nos sistemas contratuais, o petróleo pertence ao Estado mesmo após sua extração, sendo o produtor recebedor de uma parcela do petróleo produzido conforme definido contratualmente. Já nos sistemas de concessão, é permitido a uma empresa privada ser possuidora do petróleo produzido em sua área dispondo livremente de sua produção, observando as regras de contrato.

Cabe notar que é cada vez mais freqüente o uso de formas híbridas de regimes de contratação, que embutem características de diferentes regimes, ou mesmo governos que adotem a coexistência de dois regimes em áreas com diferentes graus de risco exploratório²⁷ (PINTO JR. et al, 2008). Neste sentido, geralmente as formas híbridas – ou regimes múltiplos – ocorrem quando há exploração e produção em áreas com características muito distintas dentro de um mesmo território, e assim, a pluralidade dos regimes seria a melhor forma de atender as especificidades territoriais.

II.3.1. Os Sistemas Contratuais

Para Johnston (1994), os contratos de serviço e os contratos de partilha de produção são alocados como sistemas contratuais porque os contratos estabelecidos entre o Estado hospedeiro (governo) e o consórcio operador costumam conter todas as disposições legais referentes a atividade de exploração e produção do país. Enquanto que os contratos de concessão costumam ser menos densos, remetendo à legislação local de petróleo.

Em geral, os sistemas contratuais são utilizados em países/regiões com baixo grau de risco geológico. Por isso, nesses sistemas além de o Estado ser detentor dos recursos minerais, na ausência de risco, ele pode compartilhar o risco de mercado com a empresa operadora e se apropriar de uma parcela maior dos resultados, visando a maximização de suas participações. Já as companhias

²⁷ Recentemente, se tornou o caso do Brasil com o estabelecimento da coexistência do sistema de concessões para as áreas fora da província do Pré-sal, e do sistema de partilha para as áreas do Pré-sal. Este ponto será melhor detalhado adiante.

operadoras são remuneradas em moeda ou petróleo, cabendo atender as regras previstas nos contratos (PINTO JR. et al 2008).

a) Contrato de Partilha da Produção (PSC)

Neste modelo, o Estado hospedeiro diretamente ou através de sua empresa estatal (NOC) firma um contrato com uma companhia petrolífera operadora, ou consórcio operador, e assim, compartilham conjuntamente os riscos do empreendimento.

O Estado, neste regime, participa diretamente das atividades de exploração e produção, seja através da presença de sua empresa estatal no consórcio, ou através da participação de membros do governo no comitê operacional que se reúne para a tomada de decisões. Assim, o Estado detém um papel mais atuante e participativo, visando maximizar o valor das participações governamentais. Cabe notar que a NOC pode atuar como instrumento executor do Estado, como parceiro-investidor em blocos operados pelas empresas, e por vezes, como fiscalizador das atividades de E&P.

Nas etapas de prospecção, exploração e desenvolvimento, fica a cargo da empresa operadora todo o risco do empreendimento, sendo ela responsável pelo desenvolvimento da infraestrutura das atividades, e por arcar com as despesas necessárias com os investimentos para iniciar a produção²⁸. Após o início da produção, a empresa operadora recupera os custos incorridos no desenvolvimento das etapas anteriores por meio do recebimento de uma porcentagem da produção, denominada *cost oil*. Essa porcentagem é normalmente determinada pelo PSC, podendo cobrir parte ou o total dos custos empregados nas primeiras fases (JOHNSTON, 1994).

Após ser paga essa parcela de petróleo destinada ao ressarcimento dos gastos exploratórios, o petróleo remanescente, denominado *profit oil* será dividido entre o operador e o governo de acordo com os termos previamente estabelecidos no PSC (JOHNSTON, 1994). Deste modo, o Estado recebe sua parcela da produção

²⁸ É importante notar que a fase de desenvolvimento caracteriza-se por ser a fase de investimentos mais elevados, sendo o período onde ocorre o desenvolvimento de toda a infraestrutura necessária para a produção do petróleo (CLÓ, 2001).

através da divisão do petróleo produzido entre as empresas do consórcio operador e a NOC. A partilha da produção pode ocorrer tanto na forma física, via retirada de petróleo em espécie, ou na forma financeira, com a divisão entre os agentes da receita oriunda da comercialização do petróleo (LUCCHESI, 2011).

b) Contrato de Serviço (SC)

Esse regime é geralmente adotado em países onde o direito de explorar e produzir hidrocarbonetos é exclusivo à NOC, e as demais companhias de petróleo têm limitações no acesso às atividades²⁹ (BAIN & COMPANY, 2009). Esse tipo de contrato é realizado quando o governo, ou sua NOC, contrata empresas para a prestação de serviços nas atividades de E&P. Assim, a companhia contratada não possui direito nem sobre as reservas, nem sobre a produção do petróleo que venha a ser descoberto (LUCCHESI, 2011).

Usualmente, existem dois tipos de contratos de serviços, o contrato com cláusula de risco, onde o pagamento dos serviços prestados é baseado no lucro do empreendimento, e o contrato de serviço puro, pelo qual a contratada é remunerada independente do sucesso do empreendimento, observando os termos contratuais.

II.3.2. Os Sistemas de Concessão

O regime de concessões, também conhecido como *Royalty and Tax System*³⁰ geralmente é adotado em países/regiões com maior grau de risco geológico. A principal característica desse regime é o fato de transferir para as empresas petrolíferas o risco de identificação das reservas, isto é, as empresas arcam, por sua conta e risco, com a exploração e produção de hidrocarbonetos em determinada área (PINTO JR. et al, 2008).

As empresas ganham a exclusividade da produção e exploração e se tornam proprietárias da produção. Neste caso, a partir do momento em que obtiverem

²⁹ Pode-se citar atualmente o México e o Irã como exemplos de países que utilizam os contratos de serviço. Nestes países, as companhias petrolíferas atuam como prestadoras de serviço das NOCs.

³⁰ *Royalty and Tax System* (também conhecido como *Concession Model*) é uma das referências em inglês dadas ao regime de concessões. Este nome é em alusão à compensação financeira sob a forma de pagamento de royalties e tributos pelos quais as empresas devem pagar após a extração do hidrocarboneto.

sucesso na extração e produção de óleo e gás, começam a pagar a compensação financeira ao Estado.

Embora muitos países adotem o sistema de concessões, os contratos variam muito de acordo com as especificidades de cada região. Nos Estados Unidos, por exemplo, as regras de pagamento de royalties variam em função da localização da produção de petróleo (LUCCHESI, 2011).

No Brasil, essa compensação financeira compreende a soma das exigências tributárias sobre as receitas do empreendimento, correspondentes a parcela que o governo arrecada não só como tributos e contribuições exigíveis da atividade, mas também aquelas dispostas na Lei do Petróleo, as chamadas participações governamentais: bônus de assinatura, royalties, participação especial e pagamento pela ocupação ou retenção da área³¹ (PEDROSA, 2001).

Para o consórcio operador, o sistema de concessões não garante a recuperação de seus custos de investimento e operacionais. Isso faz com que a fixação das participações governamentais seja a um certo nível que garanta a atratividade do investimento exploratório e assegure um retorno adequado tanto para o Estado, quanto para o investidor, uma vez que o fluxo de caixa líquido do operador será a receita remanescente após os pagamentos das participações governamentais.

A partir da exposição destes aspectos, podem-se separar alguns elementos que são representativos, em maior ou menor grau, no processo de comparação e possível diferenciação entre os modelos contratuais. Estes elementos são:

- Propriedade do recurso mineral (no caso, os hidrocarbonetos)
- Instrumento Contratual
- Remuneração do Estado
- Papel da Empresa Petrolífera / Consórcio Operador / *Oil Company* (OC)
- Papel do Governo (podendo ser representada pela sua NOC)

³¹ Conforme descrita no capítulo I.

- Risco sob o Capital Empregado

Tais elementos têm a característica de diferenciar os regimes, apesar de não serem exatamente rígidos, uma vez que dentro de um mesmo regime podem existir características de outros regimes. A tabela a seguir resume de forma sucinta estes, demarcando suas principais singularidades.

Tabela 5: Comparação dos principais elementos que diferenciam os regimes

	Concessão	PSC	Contrato de Serviço
Propriedade do recurso mineral	Antes de ser produzido: do Estado Após extraído: do consórcio operador	Antes de ser produzido: do Estado Após extraído: compartilhado entre Estado e consórcio, garantindo o cost oil da OC	Antes de ser produzido: do Estado Após extraído: do Estado, sendo que a OC pode receber uma parte como forma de remuneração
Instrumento Contratual	Contrato de Concessão, Contrato de Licença e <i>Lease</i>	PSC	Contrato de Prestação de Serviços (com ou sem cláusula de risco)
Remuneração do Estado	Participações Governamentais (dispostas nos contratos) e tributação sobre consórcio	Renda oriunda da comercialização do petróleo produzido (parcela do Estado), e tributação sobre consórcio	Renda oriunda da comercialização do petróleo produzido (parcela do Estado)
Papel da empresa petrolífera / Consórcio operador	Planejamento e Execução	Planejamento e Execução	Planejamento e Execução dos serviços observados nos termos contratuais
Papel do Governo	Agente regulador: - Fiscalização, acompanhamento e controle, regulamentação	NOC: planejamento e execução; Agente regulador	NOC: planejamento e execução; Agente regulador
Riscos sob o Capital empregado	Consórcio e NOC (caso seja uma das operadoras, e.g. Petrobras)	Consórcio e NOC	NOC (empresa petrolífera estatal)

Fonte: Adaptado de Bain & Company (2009)

É importante ressaltar que o debate acerca do melhor regime rompe a barreira da simples comparação entre suas qualificações e desvantagens. Na verdade, a escolha do melhor regime para um país geralmente se dá em razão de seus interesses nacionais-políticos, e não menos importante em função de suas características físicas, técnicas e econômicas, o que também abrange os interesses dos investidores privados.

Em suma, ao adotar um marco fiscal, o governo de um Estado deve levar em conta seus interesses e projetos para o desenvolvimento do país, e também balancear os interesses privados, construindo um modelo contratual que avalie corretamente as especificidades de cada região, e que adéqüe as características físicas, técnicas e econômicas implicando em ganhos para todos os agentes, sem pesar demais para um, nem para outro.

Nesse sentido, para o caso brasileiro, diferentes elementos serão apresentados para ajudar na análise do desenvolvimento do Novo Marco Regulatório que está em vias de ser totalmente promulgado.

II.4. O Novo Marco Regulatório

No passado, o norte das políticas energéticas foi a redução da dependência externa, por meio da ampliação da produção interna em vias de alcançar a auto-suficiência. Em relação aos últimos anos, a busca por uma participação relevante no cenário energético internacional consolidada através das descobertas das reservas do Pré-sal tem exigido arranjos institucionais, dispositivos regulatórios e instrumentos de política energética distintos daqueles usados no passado e adequados aos novos objetivos inerentes ao status de exportador líquido de energia (PINTO JR., 2010).

Em função deste contexto, alguns pontos de interesse nacional foram colocados para a elaboração da reforma institucional:

- O papel da Petrobras frente aos outros players (e de forma complementar, reflete-se no papel do Estado no ambiente regulatório e competitivo);

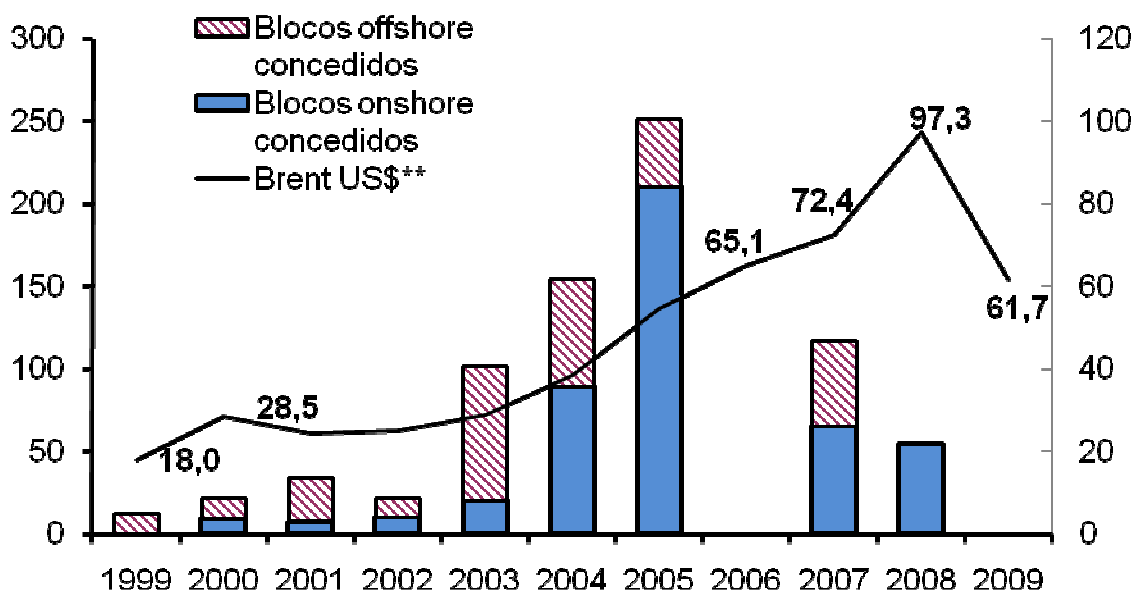
- A definição do modelo fiscal que balanceará os interesses nacionais e os interesses privados sem afetar negativamente a atratividade do setor e o nível de investimentos estrangeiros;
- A determinação do modelo de distribuição e aplicação da renda petrolífera que levará a uma utilização ótima/eficiente dessa renda pelo governo e que possa viabilizar a sustentabilidade das reservas para gerações futuras;
- O desenvolvimento da indústria para-petrolífera no âmbito da ampliação do papel da INP frente a outros setores da economia nacional;
- Planejamento privado ainda em contexto de informação assimétrica: As empresas não sabem de antemão quanto petróleo irão encontrar e nem mesmo quanto exatamente terão que gastar para localizar as jazidas (riscos significativos, porém, menores em relação as áreas fora do Pré-sal).

Desde 2005, com as descobertas sendo anunciadas e a progressiva elevação das expectativas sobre os rumos da indústria, engendrou-se um debate acerca da mudança ou não do regime institucional. Isso fez com que após a sétima rodada de licitações, o governo resolvesse não licitar mais áreas da região do pré-sal. Com efeito, a oitava rodada, realizada em 2006, foi suspensa no meio do leilão e os blocos concedidos anteriormente permaneceram sujeitos à confirmação sobre a concessão. Além disso, a nona e a décima rodadas, realizadas em 2007 e 2008 ofertaram muito menos blocos,³² além de não conceder áreas do pré-sal.

Tendo em vista esse momento de incerteza e negociação, é totalmente compreensível que o governo espere o estabelecimento das novas “regras do jogo” para voltar a se comprometer com o reequilíbrio do ritmo de concessões. No entanto, para os investidores privados essas rodadas significariam ganhos acima do normal, devido ao elevado preço do petróleo (cf. gráfico a seguir):

³² Conforme se pode observar no anexo I, a quinta, a sexta e a sétima rodadas ofertaram em média mais de 980 blocos em cada licitação. Enquanto que a nona e a décima ofertaram uma média de 201 blocos.

Gráfico 9: Rodadas de Licitação e Preço do Petróleo



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP e *BP Statistical Review 2010*

Por conta do entendimento e debate destas condições, em meados de 2009 o governo brasileiro anunciou que iria estabelecer um modelo regulatório distinto do antigo, e compatível com as novas condições de contorno da INP. E a partir de meados de 2010, iniciou a votação no Congresso sobre os Projetos de Lei que previam a adoção do Regime de Partilha da Produção entre outros dispositivos.

A reforma que ficou conhecida como o “Novo Marco Regulatório” é composta por três leis, e foi aprovada no Congresso Nacional quase que em sua totalidade no ano de 2010. Não o foi por completo em função das pendências em relação a definição da distribuição dos royalties petrolíferos, que serão esclarecidos mais adiante.

A seguir serão expostos os principais dispositivos referentes a cada lei diante da esfera econômica:

1) Lei 12.351/10: Estabelecimento do Regime de Partilha da Produção e criação do Fundo Social (Lei de 22 de dezembro de 2010)

A) Regime de Partilha da Produção

- A Lei institui o Regime de Partilha da Produção como nova forma de contratação da União para o exercício das atividades de exploração e produção de hidrocarbonetos na área do pré-sal³³ e em áreas estratégicas (ocasionalmente definidas pelo CNPE, MME e Presidente da República). As demais áreas não pertencentes a região do pré-sal continuarão sob a jurisdição do regime de concessões.
- No subsolo (antes de ser extraído), a propriedade dos recursos continua sendo da União, bem como o monopólio sobre as atividades. No entanto, as operações exploratórias serão empreitadas pelas empresas contratadas, por sua conta e risco.
- A Petrobrás será em todos os casos a operadora, tendo uma participação mínima de 30% em todos os blocos. E também poderá ser contratada sem prévia licitação, conforme proposição do CNPE em razão do interesse nacional, ou por questões envolvendo objetivos de política energética nacional.
- Os 70% restantes de participação serão licitados para empresas interessadas através do estabelecimento de leilões da ANP de acordo com as diretrizes do MME, e aprovadas pelo CNPE, sendo o critério de escolha do vencedor a maior oferta de *profit oil* para a União. Além disso, a ANP continuará com a função de regulação dos contratos, e o CNPE como planejador do ritmo de contratação dos blocos no PSC.
- O petróleo produzido sob o PSC será compartilhado entre a União e empresas do consórcio operador.
- Será criado um “comitê operacional”, composto por representantes das partes, que, entre outras funções, acompanhará os custos, orçamentos, e analisará e aprovará os investimentos (tomador de decisões gerenciais dos projetos exploratórios).

B) Criação do Fundo Social:

³³ Conforme a Lei, a área do Pré-sal é região do subsolo formada por polígono de profundidade indefinida, com coordenadas estabelecidas na Lei, e também outras áreas que venham a ser definidas pelo Poder Executivo, em função da possibilidade de novas descobertas.

- O objetivo do Fundo Social³⁴ é proporcionar uma fonte regular de recursos para o desenvolvimento das atividades prioritárias da agenda social: combate à pobreza, educação, cultura, inovação científica e tecnológica, e sustentabilidade ambiental. Funcionará como um mecanismo de distribuição inter-geracional de renda.
- O Fundo receberá a renda advinda da comercialização do petróleo que cabe a União e realizará aplicações financeiras como forma de gerar rentabilidade, direcionando essa renda para atividades prioritárias.
- Os recursos do Fundo repassados à União serão orçados e fiscalizados pelo Congresso.
- Lacuna deixada pela Lei: o veto do artigo 64 da Lei 12.351/2010 referente a distribuição dos royalties vem se traduzindo num permanente embate político entre as esferas federais, estaduais e municipais. Esse tema será tratado no final do capítulo.

2) Lei 12.304/10: Criação da PPSA – a nova empresa estatal (Lei de 02 de agosto de 2010)

- A lei autoriza a criação da Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-sal Petróleo S.A. (PPSA), vinculada ao MME.
- A nova empresa terá por objetivo gerenciar os contratos de partilha de produção, representando a União nos consórcios e defendendo seus interesses nos comitês operacionais.
- Também terá por objetivo diminuir a assimetria de informações entre a União e as empresas do consórcio por meio da atuação e acompanhamento direto de todas as atividades na área de E&P (ESTRELLA, 2009).

3) Lei 12.276/10: Cessão onerosa (Lei de 30 de junho de 2010)

³⁴ É importante não confundir o Fundo Social com o Fundo Soberano do Brasil, que fora criado em 2008 e tem por objetivo financiar projetos estratégicos do país no exterior e ampliar a rentabilidade dos ativos financeiros mantidos pelo setor público (mais detalhes no capítulo III).

- A Lei trata da cessão onerosa da União para a Petrobras de algumas áreas exploratórias ainda não licitadas, em troca da subscrição de ações da Petrobras (LUCCHESI, 2011).
- A operação ocorreu em setembro de 2010, e se deu da seguinte forma: a União transferiu direitos de exploração de uma quantidade fixa de barris de petróleo para a Petrobras em troca do pagamento em dinheiro ou títulos públicos.
- O objetivo central da cessão onerosa foi levantar os recursos necessários à aquisição dos direitos de exploração de petróleo. O processo público ficou conhecido como capitalização da Petrobras, por meio do qual a União e acionistas privados investiram um valor aproximado a R\$ 120 bilhões na estatal, via subscrição de novas ações.
- Como aponta Lucchesi (2011):

Esta lei permitiu a cessão de novas áreas exploratórias pela União a Petrobras, sem a necessidade de licitação, que contivessem até 5 bilhões de barris de petróleo em reservas não desenvolvidas, segundo estimativas feitas por uma consultoria externa independente. Em troca, a Petrobras deveria pagar à União, pela cessão recebida, em títulos da dívida pública mobiliária federal. O preço estabelecido para estas reservas não desenvolvidas foi de aproximadamente R\$ 15 por barril.³⁵

Alguns pontos a serem esclarecidos:

- A Decisão pelo Regime de Partilha da Produção:

A utilização do modelo de Concessões estava associada ao contexto de alto risco geológico e menor rentabilidade das reservas. Após a revisão das condições de contorno da indústria petrolífera, e diante da perspectiva de aumento da capacidade de produção e exportação, a adoção do regime de partilha da produção teve como base uma lógica econômica e uma estrutura de incentivos totalmente distinta do regime de concessões.

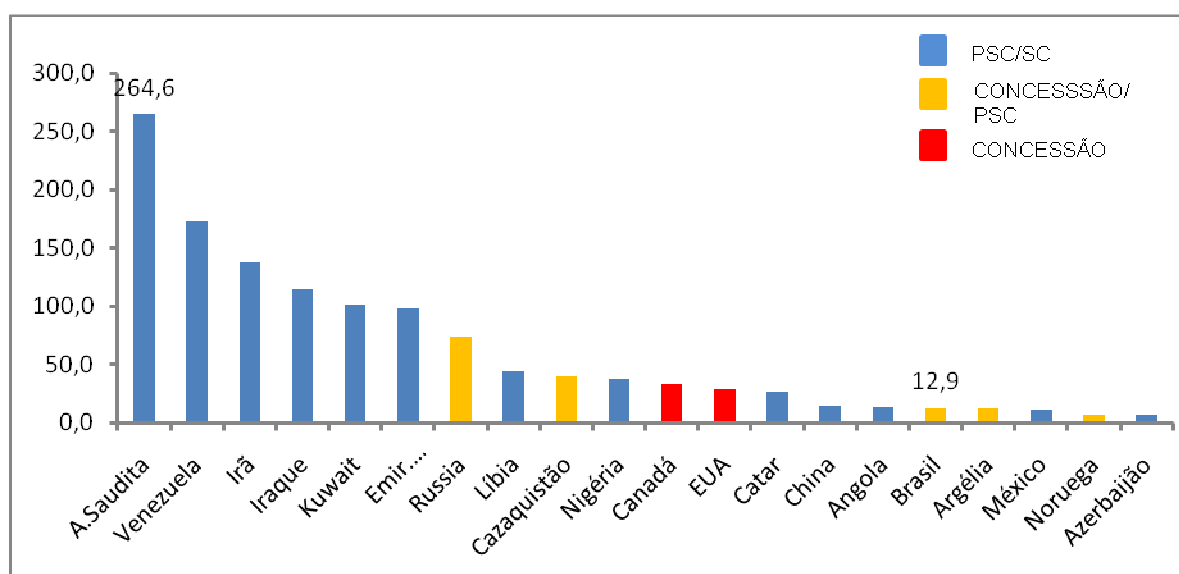
³⁵ O valor do barril do contrato da Cessão Onerosa foi de US\$ 8,5 por barril.

Essa estrutura, calcada tanto em menores riscos geológicos, quanto em reduzidos riscos de recuperação do investimento, fazem com que a operadora aceite uma divisão de resultados mais favorável à União, permitindo ao Estado maximizar suas participações governamentais (PINTO JR. et al., 2008). Além disso, o modelo de desenvolvimento do segundo governo Lula, responsável pela criação das leis, apresentava uma orientação muito mais intervencionista e participativa na dinâmica econômica, ampliando a atuação em diversos setores e combinando uma postura mais ativa. O Estado retomava o papel de planejador econômico e incentivador direto do crescimento, e não seria incoerente por parte do governo adotar um regime que seguisse essa linha.

Para Bicalho (2010), a decisão pelo regime de partilha da produção não se restringe somente à ampliação da participação do Estado na renda petrolífera, mas também num movimento de ampliar o controle do Estado sobre todo o processo de geração dessa renda. Deste modo, implica aumentar o controle estatal sobre toda a cadeia produtiva do petróleo, bem como sobre seu destino final e suas articulações com os outros setores industriais e de serviços.

No plano internacional, observa-se que países detentores de grandes reservas geralmente adotam o modelo de contrato de partilha de produção, ou modelos híbridos entre PSC e contrato de serviços (conforme gráfico 10).

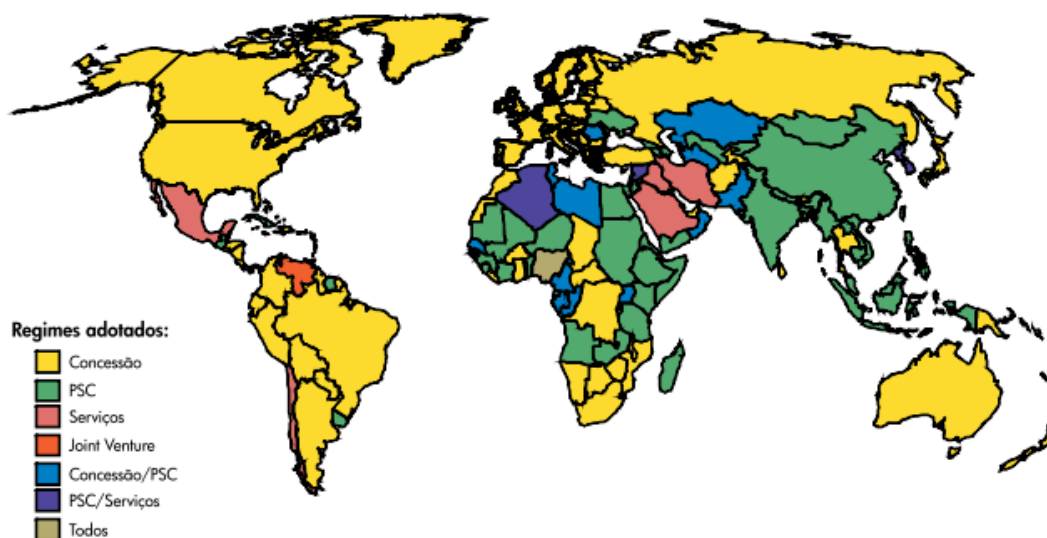
Gráfico 10: Distribuição das reservas provadas (Bilhões de barris) e regimes fiscais



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do *BP Statistical Review 2010*.

Por isso, como forma de garantir maior renda governamental e maior controle sobre a atividade de E&P como um todo, o governo tomou como exemplo o cenário de regimes internacionais e resolveu adotar o PSC. Na figura a seguir, estão distribuídos os modelos contratuais no plano mundial, por países (dados de 2009).

Figura 4: Distribuição geográfica dos modelos contratuais no mundo



Fonte: Wood Mackenzie, Deutsche Bank, Bain & Company, TozziniFreire Advogados

- O Debate sobre os Royalties Petrolíferos:

A questão sobre a distribuição dos royalties em países organizados como repúblicas federativas está sempre em pauta. Como a distribuição geográfica dos recursos naturais é assimétrica, dependendo do modo como é estabelecida a repartição da renda gerada pela comercialização destes recursos, haverá um permanente conflito entre as esferas federais, estaduais e municipais em busca da contemplação de seus interesses.

No caso do Brasil, os critérios de arrecadação e distribuição são baseados nos princípios de localização geográfica das jazidas de petróleo e gás natural. Esse critério gera fortes distorções, como a concentração na distribuição dos royalties em poucos municípios e estados. Outro aspecto ainda obscuro na legislação atual é quanto a gestão destes recursos, pois não se estabelece diretrizes para o uso dos royalties.

Tendo em vista estes aspectos, o debate se intensificou ainda mais com a descoberta da área de pré-sal, dado que o incremento na arrecadação de royalties oriundo do aumento da produção poderá proporcionar uma nova base de recursos para todos. Alguns estudos surgiram no intuito de propor uma nova redistribuição, mas foi a proposta Ibsen Pinheiro, de autoria do Deputado Ibsen Pinheiro (PMDB-RS), conhecida como Emenda Ibsen que realmente foi para aprovação no Plenário, repercutindo de forma calorosa na esfera nacional.³⁶

A Emenda previa que todos os royalties recebidos decorrentes da exploração *offshore*, tanto para o regime de concessão, quanto para o de partilha, ressalvada a participação da União, seriam divididos em 50% para a constituição de um fundo especial baseado nos critérios de repartição do FPE (Fundo de Participação dos Estados), e 50% para a constituição de outro fundo especial, baseado nos critérios de repartição do FPM (Fundo de Participação dos Municípios).

Era previsível que esse projeto repercutisse em um grande debate, em virtude da situação inconsistente que a proposta criava. Para Pinto Jr. (2010), o aspecto mais equivocadamente dessa emenda diz respeito a alteração das regras vigentes para a cobrança de royalties sobre a produção corrente, e não sobre a produção futura do pré-sal. Além do mais, para Serra, (2011), a Emenda Ibsen traduzia o desejo dos não beneficiários das rendas do petróleo, propondo a pulverização integral dos royalties e participações especiais entre o conjunto dos estados e municípios brasileiros, tanto para os contratos de partilha como para os contratos de concessão.

Após ouvir muitas críticas, a Emenda sofreu modificações: o Senador Pedro Simon (PMDB-RS) propôs o acréscimo de emendas que previam que estados e municípios que sofressem redução de suas receitas em virtude da lei fossem compensados pela União. Apesar da não clareza quanto a forma como esse ressarcimento seria feito, o projeto foi incorporado à lei que estabelecia a criação do Fundo Social, e passou a ser o artigo 64 do Projeto de Lei 5940/2009. Após o trâmite, o projeto acabou sendo aprovado pelo Congresso.

³⁶ A discussão envolvia principalmente os políticos de estados produtores, como os do Rio de Janeiro, e os não produtores. Para os produtores, a forma como se daria o reequilíbrio da distribuição entre os estados não seria aceitável, uma vez que, segundo suas estimativas, deixariam de arrecadar uma boa quantia de recursos nas regras propostas. Para os não produtores, as regras antigas precisavam ser alteradas porque argumentavam que o Pré-sal pertence ao país todo, e não a alguns estados produtores (Reportagem Agência Câmara de Notícias – **Rio perderá 97% de royalties do petróleo com nova regra, diz secretário (15/12/2010)**)

No entanto, coube ao Presidente da República vetar o artigo 64. Para o Presidente Lula, a redação final do artigo 64 contrariava os interesses públicos: havia ausência de clareza quanto a aplicação da nova regra aos contratos já em vigor, e ausência de critérios para a compensação por parte da União das receitas aos estados e municípios. Estas indefinições poderiam elevar a possibilidade de litígios entre os entes federativos (Costa & Santos, 2011).

Mesmo assim, para Serra (2011) o artigo 64 trazia uma máxima distribuição das rendas do petróleo entre os estados e municípios, de acordo com os critérios, do FPE e do FPM. Deste modo, eliminavam-se os conceitos de estados e municípios produtores confrontantes em relação à produção de petróleo e gás natural na plataforma continental, pulverizando radicalmente as rendas do petróleo.

Em hora, o Veto Presidencial deixa uma lacuna na Lei que cria o Fundo Social e estabelece o regime de partilha, pois impede que sejam abertas licitações de novos blocos do pré-sal, dado que as regras de rateio dos royalties não estariam reguladas (SERRA, 2011). Com isso, o Presidente da República enviou o PL 8.051, de 31 de dezembro de 2010 ao Congresso, como forma de cobrir a lacuna deixada pela proposta Ibsen. Na nova proposta, os royalties continuam a serem pagos mensalmente a partir da data da produção comercial, e o seu valor correspondente será de 15% sobre a produção, representando uma elevação da alíquota (Costa & Santos, 2011).

A tabela a seguir mostra as regras de rateio propostas pelo Projeto de Lei:

Tabela 6: Distribuição dos royalties por beneficiário no PSC proposto.

Regime de Partilha da Produção (PL nº 8.051/2010) Alíquota de royalties: 15% da produção	% da Produção
Produção na Plataforma <i>offshore</i>	
Estados produtores confrontantes	25,0%
Municípios produtores confrontantes	6,0%
Municípios afetados	3,0%
Fundo especial para estados com critério de distribuição do FPE	22,0%
Fundo especial para municípios com critério de distribuição do FPM	22,0%
Fundo Social (União)	19,0%
Fundo especial para programas relacionados ao Meio ambiente	3,0%

Fonte: baseado em (Costa & Santos, 2011)

Portanto, torna-se interessante a realização de um exercício com o objetivo de verificar os possíveis efeitos que a proposta enviada pelo Governo Lula pode gerar na distribuição dos royalties petrolíferos. Neste exercício³⁷, supõe-se que os volumes de produção esperados em 2020 para a área do pré-sal já estariam disponíveis hoje, isto é, haveria um incremento de 3 milhões de barris/dia provenientes da produção do pré-sal sobre a produção atual, que é de aproximadamente 2 milhões de barris/dia. Também se supõe que esse volume de produção atual se mantenha em 2 milhões de barris/dia. Além disso, o exercício não contempla outras arrecadações, como as participações especiais, e o *Profit Oil*. Embora as participações especiais representem uma grande parte da remuneração governamental (em 2010 o Estado arrecadou R\$ 11,67 bilhões em PE's, e R\$ 9,93 bilhões em royalties), sua estimativa num cenário futuro é dotada de grande dificuldade, e foge do objetivo central deste exercício que é propor um modelo de simples entendimento.

Neste exercício, será estimada a arrecadação anual de royalties petrolíferos utilizando as condições de câmbio e preços médios de 2010, ou seja, preço médio

³⁷ Foi utilizada a mesma metodologia de Fernandes e Pinto Jr. (2006) e Fernandes (2007).

do petróleo Brent de US\$ 80 por barril de petróleo, e câmbio médio de R\$ 1,76. Deste modo, o exercício faz a comparação entre duas situações hipotéticas:

i) Estimativa da arrecadação anual de royalties para o somatório das duas produções (pré-sal e não pré-sal) conforme o modelo de distribuição vigente, derivado do regime de concessões.

ii) Estimativa da arrecadação anual de royalties onde a produção corrente permanece sujeita ao regime de royalties atual, e a produção oriunda da área do pré-sal como objeto do modelo de distribuição presente no Projeto de Lei nº 8.051 (submetido pelo Presidente Lula). Situação chamada de Distribuição Híbrida, e que poderá ocorrer caso o PL seja aprovado.

Este exercício não utiliza os dados sobre a produção futura do Brasil presentes no Plano Decenal de Expansão de Energia, o PDE 2020, por acreditar que são dados superestimados³⁸, dado que o recente atraso tanto nas licitações quanto no desenvolvimento dos projetos pode interferir na produção futura.

Isto posto, a tabela a seguir apresenta os resultados obtidos:

³⁸ Segundo o PDE 2020, em função do pré-sal, o país praticamente triplicará sua produção, que passará dos 2,1 milhões de barris/dia em 2010 para 6,1 milhões de barris/dia em 2020.

Tabela 7: Simulação comparativa entre sistemas de arrecadação de royalties

PREMISSAS	PRODUÇÃO (MM Barris/dia)	ARRECADAÇÃO ANUAL DE ROYALTIES (R\$ bilhões)	UNIÃO	ESTADOS	MUNICÍPIOS
PRODUÇÃO EM 2010	2	9,93	3,60	2,94	3,39
Resultado em %		100,00%	36,22%	29,63%	34,15%
PRODUÇÃO ATUAL + EXCEDENTE (DISTRIBUIÇÃO VIGENTE)	5	25,34	9,12	7,60	8,62
Resultado em %		100,00%	36,00%	30,00%	34,00%
PRODUÇÃO ATUAL + EXCEDENTE (DISTRIBUIÇÃO HÍBRIDA)	5	33,09	8,72	13,80	10,57
Resultado em %		100,00%	26,35%	41,72%	31,93%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP

De acordo com as estimativas obtidas, pode-se observar que o montante arrecadado no modelo híbrido é maior do que o montante arrecadado caso as regras de rateio fossem as mesmas do modelo vigente. Isso se deve essencialmente à elevação da alíquota dos royalties para 15% da produção, visto que a alíquota média assumida no exercício para o regime de concessão é de 10%. Além disso, denota-se que a União acaba arrecadando relativamente menos do que estados e municípios.

Este resultado pode ser definido como efeito do intenso debate sobre a distribuição dos royalties, que tem gerado uma certa pressão sobre o governo no sentido de produzir uma solução que não reduza bruscamente a arrecadação de estados e municípios (principalmente os produtores), e assim, não os desguarneça dos royalties. Deste modo, verifica-se que este projeto de lei acaba inclusive fazendo com que a União arrecade menos, em termos absolutos, do que se continuasse na

regra de rateio atual, constatando que essa pressão pelo não desfavorecimento pode sim estar influenciando nas decisões dos formulares deste projeto.

Neste sentido, para Serra (2011), o desfavorecimento da União previsto na regra de distribuição estabelecida na última proposta é motivado em grande parte por interesses políticos, já que o projeto foi feito em período de eleições e o Executivo não deixaria “falir” o Estado do Rio de Janeiro, não só pelo seu colégio eleitoral, mas também pelas políticas a serem concretizadas no Estado que está em vias de receber grandes eventos mundiais, como a Copa do Mundo (2014) e as Olimpíadas (2016).

Por outro lado, é importante salientar que a não vinculação dos recursos petrolíferos a projetos de crescimento sustentável faz com que o favorecimento de estados e municípios em detrimento da União dificulte a implementação de políticas comprometidas com a sustentabilidade econômica dessas regiões, em razão do distanciamento entre o governo federal e os municípios. Por isso, o fim do ciclo petrolífero em uma região pode ser tão danoso, já que a falta de uma regra para a alocação dos capitais em outras atividades faz com que o esgotamento do setor gere um esvaziamento econômico.

Portanto, mesmo que uma nova regra de distribuição dos royalties aumente a arrecadação pública, é importante a realização de um conjunto de medidas que melhorem a gestão da renda petrolífera, comprometidas com a justiça intergeracional, e com o crescimento auto sustentado, ao passo que se estes recursos forem bem alocados, tendo uma gestão financeira adequada aos objetivos de desenvolvimento econômico, serão sempre bem vindos.

CAPÍTULO III – O FUNDO SOCIAL E O DESENVOLVIMENTO SOCIOECONÔMICO

Este capítulo fará uma discussão sucinta acerca da real necessidade de se conjugar o desenvolvimento da indústria petrolífera nacional com os projetos de desenvolvimento da economia brasileira. A análise levará em conta tanto a posição privilegiada que o país se encontra em relação à oferta de petróleo e gás, quanto a ampliação da participação estatal na indústria, possibilitando maior planejamento do uso de seus recursos e de suas ações. Nessa ótica, o Fundo Social brasileiro também poderá ter um papel fundamental, sendo válida a análise de seus objetivos e perspectivas.

III.1. O Petróleo e a Doença Holandesa: O debate necessário

A abundância de receitas advindas da exportação de recursos naturais pode ser tanto benéfica para a população de um país, quanto pode gerar graves prejuízos econômicos e sociais. Dependendo da condução das políticas econômicas e do grau de dependência da economia em relação ao uso destes recursos, a inadequada alocação das receitas pode ocasionar perda de competitividade da indústria local, uma vez que o grande afluxo de capitais externos provenientes da exportação de recursos naturais cria uma tendência para apreciação da taxa real de câmbio, e ainda pode gerar pressões inflacionárias, na medida em que expande a demanda agregada interna.

Nestes casos, o fortalecimento e a excessiva concentração de recursos em um setor em detrimento de outros, faz com que a economia nacional passe a depender substancialmente do desempenho deste setor. Na literatura, essa situação é conhecida como “doença holandesa”, e é comumente relacionada a economias dependentes da renda gerada por setores exportadores de recursos naturais, como o petróleo e o gás natural.

O termo “doença holandesa” foi cunhado pela revista *The Economist*, de novembro de 1977, em referência a um fenômeno econômico ocorrido na Holanda nos anos 1970 (UENO, 2010). A Holanda possuía uma industrialização

relativamente avançada dotada de uma reconhecida indústria manufatureira, até que as descobertas do campo de *Groningen*, contendo enormes reservas de gás, engendraram um processo de modificação de sua estrutura industrial. Com a descoberta desse campo, o maior da Europa, o país passou a ser exportador relevante de gás natural no mercado internacional, gerando uma intensa apreciação cambial derivada do aumento da renda com a comercialização do gás. Esse movimento conduziu a uma contração dos setores não ligados a indústria de gás, e declínio de sua indústria manufatureira, mostrando que o país não aproveitou a renda gerada pelo setor para desenvolver o restante da indústria (STEVENS, 2003).

Essa situação, guardadas as diferenças, também se deu na Noruega. Ao final da década de 1960, a Noruega encontrou grandes reservatórios de hidrocarbonetos no Mar do Norte, o que proporcionou a expansão da sua indústria petrolífera. Entretanto, o uso inadequado da riqueza petrolífera gerada pela produção e exportação fez com que o país experimentasse fortes flutuações na atividade econômica. Embora a Noruega tenha sido um dos primeiros países a adotar um sistema de distribuição da renda oriunda do petróleo mais focado nos ganhos sociais, com gastos em expansão de programas de bem-estar e sistema previdenciário, a demanda interna cresceu muito rapidamente em conjunto com o aumento das importações, formando-se uma bolha de crédito. Com a queda dos preços do petróleo em meados da década de 1980, a bolha estourou e o país experimentou uma recessão econômica, aprofundada pela perda do dinamismo em setores manufatureiros (STEVENS, 2003).

Em razão dessa situação, países em posição semelhante começaram a adotar medidas com o objetivo de reduzir sua dependência econômica em relação a indústria petrolífera, e tentar sanar os prejuízos gerados por essa concentração de recursos em um setor.

Para Stevens (2003), uma importante medida neste intuito foi o incentivo a diversificação econômica. O autor acredita que uma solução óbvia para os problemas criados pela dominação do petróleo, do gás, ou até do setor mineral é a redução da importância relativa destes setores na economia através do desenvolvimento de outros setores de alto valor agregado, como a indústria de bens de capital. Essa diversificação industrial pode ser feita através da atuação conjunta

entre o investimento privado e o incentivo estatal, via mecanismos fiscais e tributários de maneira a atrair o capital para o desenvolvimento de setores competitivos não relacionados aos recursos naturais. Segundo o autor, a Tunísia e os Tigres Asiáticos foram exemplos de maior sucesso na tentativa de reduzir a dependência da dominação do petróleo.

Outra medida também citada pelo autor é relacionada ao ritmo de extração dos recursos, ou o “curso do ciclo petrolífero”: quanto mais lento for o ritmo de desenvolvimento dos projetos, determinando um ciclo mais longo e duradouro da indústria, maior também serão as chances da economia se ajustar ao constante crescimento da renda petrolífera. Essa adequação da economia se dá tanto pelo melhor aproveitamento destes recursos, quanto pela maior possibilidade de planejamento, dado que o país lidará com perspectivas de longo prazo.

No entanto, uma das alternativas criadas com o intuito de gerir o excesso de recursos petrolíferos que mais se consolidou foram os Fundos Soberanos de Riqueza (SWFs – *sovereign wealth funds*). Esses fundos surgiram a partir do aumento da arrecadação governamental em função da elevação dos preços das *commodities*, fazendo com que obtivessem ganhos excessivos com a renda oriunda da comercialização destes ativos, principalmente em países exportadores de petróleo e gás natural. Aliado a isso, o aumento de cláusulas contratuais na atividade de exploração e produção que favorecessem os governos, e assim, elevassem suas remunerações governamentais também foram fatores importantes para o surgimento dos fundos.

Sob a ótica dos governos, a partir da maior arrecadação tornou-se necessário gerenciar apropriadamente a renda petrolífera para que seus benefícios fossem maximizados e tivessem um direcionamento coerente com os ideais nacionais. Neste contexto, o estabelecimento dos SWFs tinha o intuito de auxiliar na implementação de políticas fiscais e na gestão das receitas (LUCCHESI, 2011).

III.2. Os Fundos Petrolíferos

Os Fundos Soberanos de Riqueza podem ser distinguidos de acordo com a origem de seus recursos e seus objetivos dominantes. Quanto a origem dos

recursos, o financiamento dos Fundos pode vir de diferentes fontes: exportação (produção e venda), receitas fiscais, reservas cambiais ou recursos naturais. Mas também podem ser financiados pela combinação destas fontes: como subprodutos da formação de excedentes fiscais, em função da acumulação de receitas de exportações e da contenção de gastos, bem como da formação de reservas cambiais.

A taxonomia comumente utilizada no cenário internacional divide os SWFs estruturados a partir de receitas de recursos não-renováveis conforme seus objetivos dominantes³⁹:

- Fundos de Estabilização:

Estes Fundos têm uma atuação anticíclica, isto é, acumulam recursos e/ou reservas quando o preço dos recursos (principalmente o preço do petróleo) está elevado, criando um montante que compensará uma redução dos repasses numa possível redução dos preços no futuro. Também têm por objetivo reduzir a volatilidade externa e garantir maior estabilização macroeconômica através do acúmulo de moedas estrangeiras restringindo pressões para a valorização da moeda nacional.

- Fundos de Poupança Inter-geracional:

Têm por objetivo assegurar que uma parcela da renda oriunda das atividades de exploração do petróleo e gás natural seja resguardada para as futuras gerações, garantindo a extensão do benefício de receitas obtidas através da conversão da renda de recursos não-renováveis em uma carteira mais diversificada.

Destes, se derivam os Fundos de Reservas, que geralmente são utilizados para custear passivos fiscais de longo prazo, como os oriundos da Previdência.

- Fundos de Desenvolvimento:

³⁹ Este trabalho se baseia na taxonomia descrita pelo relatório do FMI de setembro de 2007: *Global Financial Stability Report*.

Estes fundos alocam recursos para o financiamento de projetos socioeconômicos prioritários, como o desenvolvimento da infraestrutura e políticas industriais. Seu objetivo fundamental é garantir benefícios às gerações atuais, de modo a assegurar maior desenvolvimento da economia e crescimento do bem-estar socioeconômico.

III.3. Os Fundos Petrolíferos como Instrumento de Política Econômica

Conforme mencionado, os primeiros Fundos surgiram em função da grande entrada de fluxos de capitais provenientes da venda de petróleo, representando uma forma de poupar esse “excesso de divisas”. O fundo do Kuwait, o Kuwait Investment Authority, de 1953, é possivelmente o mais antigo dos fundos desta natureza, ilustrando o esforço de evitar a dissipação da riqueza do petróleo (FRISCHTAK & GIMENES, 2008).

O primeiro grande *boom* de criação de fundos se deu nas décadas de setenta e oitenta, por causa das crises do petróleo que mantiveram uma tendência altista dos preços do petróleo e de outras *commodities*, e assim, elevaram a arrecadação dos governos. No entanto, é a partir dos anos 2000 que os SWFs têm ganhado proeminência. Esse crescente volume na criação de Fundos é resultado de um conjunto de fatores viabilizantes que têm gerado um desequilíbrio no sistema financeiro global. O desequilíbrio faz com que mercados emergentes baseados em exportação de *commodities*, não necessariamente petróleo, consigam obter um forte influxo de dólares, refletindo, assim, no elevado superávit na balança de pagamentos destes países, em razão do excedente na balança comercial, e na conta financeira.

Esses fatores viabilizantes são: i) depreciação crescente do dólar americano, em razão do excesso de liquidez resultante da política expansionista do FED e dos chamados “déficits gêmeos” norte americanos (déficit fiscal e externo); ii) elevação dos preços das *commodities* no mercado internacional, principalmente o petróleo, mantendo uma tendência altista (conforme descrito no capítulo 2); iii) razões estruturais, como a necessidade de acumulação de reservas em dólar por parte dos países emergentes como forma de reduzir a vulnerabilidade externa; iv) fatores internos aos países: como diminuição dos “custos fiscais de carregamento” das reservas cambiais; a necessidade de diversificação dos investimentos e pulverização

os riscos; e por fim, conforme já observado, para evitar que ocorra uma situação de *dutch disease* (SIAS, 2008).

Os fundos podem trabalhar em conjunto com as políticas fiscais, monetárias, cambiais e industriais. No que tange a política fiscal, os fundos institucionalizam o caráter anticíclico do gasto governamental, ajudando na reposição de recursos em períodos de baixo crescimento não deixando o ritmo da economia esfriar demais. No aspecto monetário, os fundos podem contribuir indiretamente na redução do aperto monetário em períodos de alta inflação, facilitando o trabalho da autoridade monetária (SIAS, 2008).

Na política cambial, os fundos são importantes agentes no combate a apreciação cambial, na medida em que aplicam reservas de dólares no exterior, diversificando os riscos do país e se tornando um instrumento de proteção contra flutuações cambiais. No que se refere a atuação nas políticas industriais, os fundos soberanos podem fomentar projetos de interesse estratégico do país, visando a atuação em setores pouco desenvolvidos e buscando reduzir os gargalos setoriais.

Deste modo, os países criaram os SWFs como forma de alocar essas divisas excedentes, podendo tanto aplicá-las conforme seus objetivos de política econômica, ou formando poupança pública para absorver flutuações de ciclos econômicos.

Os exemplos mais bem sucedidos de Fundos Petrolíferos citados na literatura são o Fundo Permanente do Alaska, o Fundo Petrolífero Estatal da Noruega, e o Fundo Petrolífero de Alberta, do Canadá.

Mais detalhadamente, é válido expor os elementos básicos do Fundo Petrolífero Estatal da Noruega (*Government Pension Fund Global*) em função de sua atuação como valioso instrumento de política econômica, representando um chamativo exemplo para que os Fundos brasileiros tomem como lição.

O Fundo de Petróleo da Noruega

O Fundo de Petróleo da Noruega (*Government Pension Fund Global*) tem como principal objetivo poupar parte da riqueza proveniente de impostos e concessões de áreas petrolíferas para duas finalidades: constituir um fundo de

poupança e contribuir para a estabilidade macroeconômica. Dessa forma, atua impedindo que as receitas do petróleo tenham um impacto negativo na economia do país e consegue impedir eventuais apreciações cambiais e sobre-aquecimento da demanda interna (FRISCHTAK & GIMENES, 2008). Por isso, se torna um fundo diretamente ligado às estratégias de investimento do Estado, fornecendo um valioso instrumento de política econômica para o governo.

As receitas do fundo são provenientes das rendas de extração de petróleo e gás natural, e seu retorno real é realocado ao orçamento do governo norueguês, garantindo uma robustez orçamentária e gerando uma ampliação da capacidade de investimento em programas sociais pelo governo. Além disso, o fundo estabelece regras explícitas e transparentes para o uso e aplicação dos recursos, de modo que o capital não seja aplicado em ativos noruegueses e acompanhe um perfil de alocação da seguinte forma: cerca de 60% para aplicações em títulos, ações de empresas, e 40% em ativos de renda fixa, a fim de diversificar os investimentos e pulverizar os riscos (FRISCHTAK & GIMENES, 2008).

III.4. O Fundo Social Brasileiro

Anteriormente à criação do Fundo Social, estabelecido na Lei 12.351/2010, referente a instituição do regime de partilha da produção e do FS, o Brasil já havia criado o Fundo Soberano do Brasil (FSB) em dezembro de 2008, que ainda está em fase de estruturação.

De forma sucinta, o Fundo Soberano do Brasil é um fundo de natureza contábil e financeira, vinculado ao Ministério da Fazenda. Seus principais objetivos descritos na Lei nº 11.887/2010 são: a aplicação de investimentos em ativos no Brasil e no exterior, a formação de poupança pública, a mitigação dos efeitos dos ciclos econômicos e o fomento de projetos de interesse estratégico do país no exterior.

No entanto, diferentemente do Fundo Social, o FSB não utiliza a renda derivada de recursos petrolíferos como fonte de recursos próprios. Seu funcionamento se dá sob os seguintes termos: i) o FSB aplicará recursos advindos do excedente do superávit primário, ou de outros ativos como das reservas internacionais aplicando-os em cotas do Fundo Fiscal de Investimentos e

Estabilização⁴⁰ (de natureza privada); ii) e/ou através de aquisições de debêntures e títulos representativos de ativos financeiros no exterior, objetivando assim, promover a formação de poupança pública para garantir estabilidade macroeconômica. Como exemplo, embora praticamente não tenha operado, o governo realizou através do FSB via FFIE a aquisição de ações ordinárias da Petrobras, em valor equivalente a 0,60% do capital social da Petrobras.

Sob essa ótica, o Fundo Soberano do Brasil é um fundo que se encaixa nas características dos Fundos de Estabilização, e se torna um importante instrumento de política econômica em um país como o Brasil, que necessita de instrumentos para neutralizar efeitos adversos vindos do exterior.

Já o Fundo Social é um fundo que será financiado por recursos gerados pelas atividades de exploração e produção de petróleo (parcela do bônus de assinatura do PSC, dos royalties, da comercialização de hidrocarbonetos, etc.). Funcionará como um mecanismo de distribuição inter-geracional de renda e aplicará os recursos em projetos de desenvolvimento socioeconômico.

Pode-se supor que o estabelecimento do Fundo Social, ajudaria o Fundo Soberano no papel de constituir uma poupança pública de longo prazo, bem como mitigar flutuações de renda e de preços na economia nacional. Com esta função complementar, e tendo outra fonte de recursos, o Fundo Social ainda disporia de um papel mais desenvolvimentista, na medida em que uma de suas finalidades é a de constituir fonte de recursos para o desenvolvimento de projetos e programas condizentes com as necessidades do país.

O Fundo Social deterá um caráter mais social, como diz o nome. Seus investimentos serão destinados a programas que objetivem reduzir desigualdades regionais, combatendo a pobreza e buscando melhorar a infraestrutura de educação, saúde, além de programas ligados a sustentabilidade ambiental. No entanto, apesar de ser aparente essa maior aproximação com os Fundos de Desenvolvimento, o FS ainda não dispõe sobre quais serão os critérios de aplicação dos recursos, que deverá ser feito no estabelecimento do estatuto do fundo, quando entrar em operação.

⁴⁰ O Fundo Fiscal de Investimentos e Estabilização (FFIE) é um fundo de natureza privada operado por instituição financeira federal criado por conta do Fundo Soberano, com patrimônio separado do patrimônio da União.

Caso esses critérios favoreçam as aplicações financeiras, buscando maior rentabilidade e sustentabilidade financeira, em detrimento da aplicação em forma de gastos com programas de desenvolvimento, o fundo se aproximará do papel do Fundo Soberano do Brasil, e assim, o país poderá acumular dois fundos com a “mesma função”. Por outro lado, se os critérios de alocação permitirem um maior gasto sustentado em projetos que visem a redução da pobreza e das desigualdades, o Fundo Social será um instrumento de grande valor para a política econômica e social, oferecendo uma nova perspectiva para a aplicação da renda derivada da atividade petrolífera.

As experiências internacionais bem sucedidas foram as que transformaram uma riqueza natural, não renovável como o petróleo e gás natural, num ativo financeiro permanente a ser desfrutado pelas gerações futuras, além de garantir a sustentabilidade fiscal e assegurar a compatibilidade orçamentária no uso eficiente dos recursos. Dessa forma, é preciso aplicar os recursos com transparência e monitoramento, definindo de forma consciente as prioridades na alocação das receitas do petróleo.

Considerações finais

Conforme explicitado na introdução, o objetivo central deste trabalho foi analisar a indústria petrolífera nacional e suas perspectivas diante da descoberta das áreas de pré-sal, contribuindo para o debate sobre o desenvolvimento socioeconômico, dada a importância do setor para a economia nacional. Desta forma, foi necessário abordar sobre quais aspectos se deu o desenvolvimento da indústria e a partir de quais elementos foi possível chegar até o momento atual, em que se determinou a criação do Novo Marco Regulatório exclusivo para a exploração e produção do pré-sal.

A indústria nacional de petróleo foi construída a partir do entendimento de que a apropriação e o controle do processo produtivo dos hidrocarbonetos seriam essenciais ao desenvolvimento do país. Por isso, a adoção do monopólio das atividades petrolíferas no segundo Governo Vargas se deu em razão de um projeto de desenvolvimento industrial caracterizado pela maior intervenção do Estado na economia, e pelo maior controle sobre as atividades petrolíferas no país.

A partir dos anos 90, com as reformas estruturais do Estado, implementadas por governos de caráter menos intervencionistas, a indústria petrolífera precisou se adequar a esse novo padrão de desenvolvimento do país. A resposta dada foi o estabelecimento de uma reforma liberalizante apoiada na flexibilização do monopólio da Petrobras sobre as atividades petrolíferas no território nacional. A reforma resolveu adotar o modelo fiscal de concessões, geralmente implementado em países/regiões com elevado risco geológico, mas compensado por menores participações governamentais, garantindo um prêmio sobre o risco maior, isto é maiores lucros para os operadores.

Contudo, em função de seu elevado grau de desenvolvimento, estrutura e conhecimento das especificidades do mercado brasileiro e preservando um nível de autonomia relativa, a Petrobras superou os rearranjos liberalizantes e adotou uma estratégia de formação de parcerias com os agentes privados. Tais acordos de cooperação entre a Petrobras e as demais empresas petrolíferas entrantes no país proporcionaram benefícios a todos agentes, na medida em que possibilitaram a

repartição dos riscos gerando ganhos de economias de escala e escopo para os agentes.

A implementação dessas alianças empresariais fez com que os lucros crescentes gerados pela indústria alavancassem a capacidade de investimento do setor no Brasil. Esse processo convergiu em uma estrutura consolidada, estável, e baseado em um sistema de licitações transparente e condizente com as condições de risco da indústria. Desenhou-se, portanto um ciclo virtuoso na indústria, realimentado pelo elevado padrão de financiamento durante os últimos anos.

A coexistência de fatores no plano internacional, como o aumento internacional dos preços do petróleo, e a elevação da demanda por petróleo oriunda principalmente da China, Índia e Estados Unidos, aliados a condicionantes internos (quadro macroeconômico e político estável, elevação dos gastos em infraestrutura, política energética mais eficiente) fizeram com que se estimulasse a expansão das atividades exploratórias e incentivasse a capacitação das empresas atuantes na busca de novas fronteiras exploratórias.

Por conta desse padrão de crescimento, foram descobertas as áreas de pré-sal nas águas ultra profundas do país. Essas descobertas representam um novo paradigma geológico na atividade exploratória da indústria. Além do mais, a caracterização dos elevados volumes presentes nos reservatórios geraram uma expectativa quanto ao incremento na renda governamental e no lucro dos investidores.

Visualizando a necessidade de maior intervenção sobre a indústria, o governo resolveu adotar o regime de partilha de produção, um modelo comumente utilizado em regiões com menor risco geológico, mas que também possibilita uma maior participação das remunerações governamentais frente os lucros do empreendimento. Neste contexto, este trabalho tratou de analisar de forma sucinta os diferentes modelos fiscais e jurídicos utilizados na indústria mundial, determinando seus elementos diferenciais, e o contexto em que normalmente são implementados.

O trabalho também mostrou que a escolha do regime regulatório mais adequado para as áreas do pré-sal, que garantisse a manutenção da qualidade do ambiente jurídico e institucional, bem como fosse capaz de gerar ganhos para a

sociedade e induzir ao planejamento e a sustentabilidade da produção futura não depende somente de interesses políticos: depende de um equilíbrio entre os interesses do governo, e interesses dos agentes participantes da indústria. Deste modo, a escolha pelo modelo de partilha se deu em razão tanto da visualização da experiência mundial, pela qual se observa que a maioria dos países detentores de grandes reservas adota esse modelo como forma de obter maior controle e participação sobre as atividades petrolíferas e sobre a renda gerada no setor, bem como é um movimento que acompanha o caráter político do governo Lula, que revelou maior intervenção sobre a atividade econômica no país.

Outro tema fundamental tratado pelo trabalho é relacionado a repartição dos royalties petrolíferos. O atual modelo de distribuição dos royalties, instituído na reforma flexibilizadora acaba por acentuar as disparidades e distorções na divisão federativa uma vez que o modelo é dotado de um determinismo físico e geográfico. Com a possibilidade de aumento da arrecadação a partir da elevação da produção, criou-se um debate entre as esferas federais, estaduais e municipais, confrontando regiões produtoras e não produtoras, onde os agentes políticos buscam adquirir ganhos financeiros para suas regiões. O governo lançou algumas propostas com o intuito de mudar as regras de distribuição vigentes. No entanto, a partir de um exercício proposto pelo presente estudo, onde se estimou a arrecadação de royalties em diferentes modelos, viu-se que pressões políticas acabam por condicionar as decisões sobre as regras de distribuição aos seus anseios, e não a um modelo que privilegie a justiça federativa e inter-geracional. Assim, verifica-se que muitas vezes questões que envolvem petróleo são dotadas de um forte caráter político.

Faltam ainda regras para a aplicação e gestão da renda, fazendo com que a inadequada utilização desses recursos tornem obscuras as avaliações de eficácia destes recursos no desenvolvimento econômico. Ademais, a discussão política ainda que legítima, acaba por atrasar o início das atividades produtivas e tira o foco sobre a real necessidade de se condicionar o uso dos royalties ao bem da sociedade.

Dessa forma, uma possível aplicação da renda petrolífera que consiga preservar recursos para gerações futuras, evitar a volatilidade das receitas e garantir a sustentabilidade dos gastos é a utilização dos Fundos Soberanos. O país acabou de promulgar a criação de um fundo, o Fundo Social, que será criado a partir de

bases provindas da renda gerada pelas atividades petrolíferas. As experiências internacionais bem sucedidas mostram que fundos que conseguiram transformar uma riqueza natural, não renovável como o petróleo, num ativo financeiro permanente a ser desfrutado pelas gerações futuras, e que garantissem a sustentabilidade fiscal e assegurassem a compatibilidade orçamentária no uso eficiente dos recursos, como o caso Norueguês, se tornaram importantes instrumentos de políticas econômicas, maximizando benefícios para a sociedade.

O Fundo Social atuando em conjunto com o Fundo Soberano do Brasil poderá criar poupança pública para mitigar riscos de oscilações econômicas, bem como a partir da determinação de um caráter mais desenvolvimentista, o Fundo Social poderá representar um fundo específico para o desenvolvimento de projetos que visem à redução das desigualdades sociais e a melhora na infraestrutura básica nacional.

Por fim, dada a magnitude das reservas esperadas, e do futuro aumento da produção de petróleo e gás, torna-se necessário mais do que nunca a articulação da política energética com as políticas econômicas, ambiental, tecnológica, industrial, externa, entre outras. Caberá aos próximos governos definir qual será o ritmo com que as reservas do pré-sal serão extraídas, e determinar como a renda gerada pelo petróleo será aplicada através de redistribuições mais igualitárias, e não somente compensatórias.

Por isso, conduzir a posição do país como exportador relevante no mercado mundial, e visualizar a oportunidade para alavancar projetos estruturados visando suprir as carências nacionais, em matéria de saneamento básico, saúde, educação e infraestrutura são objetivos-chave na agenda de desenvolvimento econômico e social do país.

ANEXO I - Metodologia de Cálculo dos Royalties

Conforme já visto, os royalties são calculados mensalmente para cada campo produtor, mediante a aplicação da alíquota sobre o valor da produção dos hidrocarbonetos (ANP, 2001).

$$\text{Royalty} = \text{Alíquota} \times \text{Valor da Produção}$$

onde:

$$\text{Valor da Produção} = (VP_P \times PR_P + VP_{GN} \times PR_{GN})$$

Alíquota – alíquota de royalty prevista em contrato

VP_P – volume da produção de petróleo no mês, em m^3

PR_P – preço de referência do petróleo, em $R\$/m^3$

VP_{GN} - volume produzido de gás natural no mês, em m^3

PR_{GN} - preço de referência do gás natural, em $R\$/m^3$

Mais além,

Preço referência do Petróleo, em $R\$/m^3$:

$$PR_P = \text{Câmbio} \times 6,2898 \times (\text{Brent Médio} - D)$$

onde:

Câmbio: média mensal da taxa de câmbio do dólar (de compra)

Brent Médio: valor médio mensal dos preços do petróleo Brent, em $US\$/barril$

D: diferencial entre o preço do petróleo nacional e do petróleo Brent, em $US\$/barril$

ANEXO II – Resultado dos Rounds realizados pela ANP

Tabela 8: Resultado das Rodadas de Licitação, por rodada – 1999-2008

Rodadas de Licitação	1ª Rodada	2ª Rodada	3ª Rodada	4ª Rodada
	1999	2000	2001	2002
Blocos ofertados	27	23	53	54
Blocos concedidos	12	21	34	21
Blocos <i>onshore</i> concedidos	0	9	7	10
Blocos <i>offshore</i> concedidos	12	12	27	11
Área concedida (km²)	54.660	48.074	48.629	25.289
Área <i>Offshore</i> concedida	54.660	37.847	46.266	14.669
Bacias sedimentares	8	9	12	18
Empresas vencedoras	11	16	22	14
Novos operadores	6	6	8	5
Conteúdo local médio – etapa de exploração	25%	42%	28%	39%
Conteúdo local médio – etapa de desenvolvimento e produção	27%	48%	40%	54%
Levantamento sísmico 2D mínimo (quilômetros de linhas)	43.000	45.850	44.700	17.000
Nº mínimo de poços exploratórios a serem perfurados	58	96	136	83
Bônus de assinatura (milhões de US\$)	181	262	241	34
Investimento mínimo no primeiro período exploratório (milhões de US\$ em três anos)	65	60	51	29

Rodadas de Licitação	5ª Rodada	6ª Rodada	7ª Rodada	9ª Rodada	10ª Rodada
	2003	2004	2005	2007	2008
Blocos ofertados	908	913	1134	271	130
Blocos concedidos	101	154	251	117	54
Blocos <i>onshore</i> concedidos	20	89	210	65	54
Blocos <i>offshore</i> concedidos	81	65	41	52	0
Área concedida (km²)	21.951	39.657	194.651	45.614	48.030
Área <i>Offshore</i> concedida	21.254	36.811	7.735	13.419	0
Bacias sedimentares	9	12	14	9	7
Empresas vencedoras	6	19	30	36	17
Novos operadores	1	1	6	11	2
Conteúdo local médio – etapa de exploração	79%	86%	74%	69%	79%
Conteúdo local médio – etapa de desenvolvimento e produção	86%	89%	81%	77%	84%
Levantamento sísmico 2D mínimo (quilômetros de linhas)	83.700	Variável	Variável	Variável	Variável
Nº mínimo de poços exploratórios a serem perfurados	210	Variável	Variável	Variável	Variável
Bônus de assinatura (milhões de US\$)	9	222	485	1.141	38
Investimento mínimo no primeiro período exploratório (milhões de US\$ em três anos)	121	681	829	739	259

Fonte: ANP – Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2010.

Disponível em www.anp.gov.br

Referências Bibliográficas

ANP (Agência Nacional do Petróleo), **Anuário Estatístico 2010**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 20 abril. 2010.

ANP (Agência Nacional do Petróleo), 2001, **Guia dos Royalties do Petróleo e do Gás Natural**. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br>>. Acesso em: 11 fev. 2011.

ALBUQUEQUE, André. **Brasil é a principal fronteira de expansão do petróleo no mundo**. Visão do Desenvolvimento, BNDES. Nº 87, 18 outubro 2010.

ALMEIDA, Edmar. **Evolução do arcabouço institucional das indústrias energéticas no Brasil**. Rio de Janeiro: Infopetro, 2010. (Boletim Infopetro)

ALVEAL, C. **Os desbravadores: a Petrobras e a construção do Brasil Industrial**. Rio de Janeiro: Relume-Dumará, 1994.

ALVEAL, C. **A evolução da indústria de petróleo**. Rio de Janeiro: Coppead-IE/UFRJ, 2003.

ALVEAL, C.; PINTO JR. H. **A Cooperação inter-firmas na indústria petrolífera mundial**. Rio de Janeiro: UFRJ/IE, 1996. Texto para Discussão, IE/UFRJ, n.382.

BAIN & COMPANY. **Estudos de alternativas regulatórias, institucionais e financeiras para a exploração e produção de petróleo e gás natural e para o desenvolvimento industrial da cadeia produtiva de petróleo e gás natural no Brasil**. Disponível em <<http://www.bndes.gov.br>>. São Paulo. 2009

BARBOSA, Nelson. A Inflexão do Governo Lula: Política Econômica, Crescimento e Distribuição de Renda. In: SADER & GARCIA (Orgs.) **Brasil. Entre o Passado e o Futuro**. Rio de Janeiro: Fundação Perseu Abramo. 2010, p. 57 - 110.

BICALHO, Ronaldo. **O pré-sal e o controle do Estado**. Rio de Janeiro: Infopetro, 2010. (Boletim Infopetro).

BP (British Petroleum), 2010, **Statistical Review of World Energy 2010**. Disponível em: <<http://www.bp.com>>. Acesso em: 20 fev. 2011.

BREGMAN, D. **Formação, distribuição e aplicação de royalties de recursos naturais: o caso do petróleo no Brasil.** 2007. Dissertação (Mestrado em Economia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

CAMPOS, Carlos Walter Marinho. **Sumário da história da exploração de petróleo no Brasil.** Rio de Janeiro: ABGP, 1997. (Boletim da ABGP, 1)

CANELAS, André. **Investimentos em exploração e produção após a abertura da indústria petrolífera no Brasil: impactos econômicos.** 2004. Dissertação (Monografia em Economia) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

CLÔ, Alberto. **Oil economics and policy.** Boston: Kluwer Academic Publishers. 2000.

COSTA, H. K. M., SANTOS, E. M. “**Afinal, para quem vão os royalties de petróleo sob o regime de partilha de produção?**”, Revista PETRO & QUÍMICA, v. 34, n.322, mar, 2011.

DRIBUS, John, et al. **The Prize Beneath the Salt.** (2008). Disponível em: <http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review> Acesso em: 19 abril, 2011.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2020.** Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2010.

ESTRELLA, G. **Pré-sal: Regime de Partilha.** Apresentação na Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado Federal, realizada em 5 de outubro de 2009. Disponível em: <http://www.senado.gov.br/>

FERREIRA, Denilson. **Curva de Hubbert: uma análise das reservas brasileiras de petróleo.** (Dissertação de Doutorado). USP. São Paulo: 2005.

FERNANDES, Camila F. **A evolução da arrecadação de royalties do petróleo no Brasil e seu impacto sobre o desenvolvimento econômico do estado do Rio de Janeiro.** Rio de Janeiro: UFRJ, 2007.

FMI. **Global financial stability report**. Washington, setembro de 2007.

FRISCHTAK, C., GIMENES, A. **A tributação sobre o Pré-sal e a Constituição de um Fundos de Modernização da Infra-Estrutura**. Estudos sobre o Pré-sal. IEDI & ITB. Rio de Janeiro. Dezembro, 2008.

GIAMBIAGI, Fabio; ALÉM, Ana Cláudia. **Finanças públicas**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2000.

HERMANN, Jennifer. Auge e declínio do modelo de crescimento com endividamento: o II PND e a crise da dívida externa (1974-1984). In: GIAMBIAGI, Fabio, et al. **Economia brasileira contemporânea**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2005. p. 93-114.

IGLESIAS, Enrique V. **El papel del Estado y los paradigmas económicos**. Revista de la CEPAL 90. Dezembro, 2006.

IHS CERA. **Brazil's Subsalt Discoveries**. A complex Path to First Oil Production. Cambridge, Massachusetts, 2008.

JOHNSTON, D. **International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts**, Pennwell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos, 1994.

LEOPOLDI, Maria Antonieta P. O difícil caminho do meio: Estado, burguesia e industrialização no segundo governo Vargas (1951-54). In: GOMES, A. de C. (Org). **Vargas e a crise dos anos 50**. Rio de Janeiro: Relume-Dumará, 1994. p. 161-203.

LUCCHESI, R. D. **Regimes Fiscais de Exploração e Produção de Petróleo no Brasil e no Mundo**. (Dissertação de Mestrado). COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro: 2011.

PEDROSA, R. **Regimes fiscais no setor petrolífero: uma análise comparativa**. Rio de Janeiro: Infopetro, 2001. (Boletim Infopetro)

PEDROSA, R.; VALLE REAL, R. **Papel das águas profundas na evolução da indústria de petróleo mundial**. Rio de Janeiro: Infopetro, 2001. (Boletim Infopetro)

PEREZ, Marco Alburto, et al. **Meeting the Subsalt Challenge**. (2008) Disponível em: <http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review> Acesso em: 20 fevereiro, 2011.

PINTO JR. Helder. **A crise no mundo árabe e o preço do petróleo**. Rio de Janeiro: Infopetro, 2011. (Boletim Infopetro)

PINTO JR. Helder. **A Inexorável interdependência das políticas energéticas nacionais**. Rio de Janeiro: Infopetro, 2010. (Boletim Infopetro)

PINTO JR. et al. **Debatendo o regime fiscal e o modelo institucional para a área do Pré-sal**. Texto de Discussão IE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2008.

PINTO JR. Helder. **O debate sobre os royalties petrolíferos**. Rio de Janeiro: Infopetro, 2010. (Boletim Infopetro).

PINTO JR. Helder. **O Novo Marco da Indústria do Petróleo e a Estrutura de Arrecadação de Royalties**. Estudos sobre o Pré-sal. IEDI & ITB. Rio de Janeiro. Dezembro, 2008.

PINTO JR, H.; SARDINHA, J. Aspectos estruturais da indústria mundial do petróleo: impactos sobre a evolução dos Preços. **Boletim Infopetro**, Rio de Janeiro, v. 9, n. 1. 2008.

PINTO JR., H.Q. et al. **Economia da energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial**. Rio de Janeiro: Campus-Elsevier, 2007.

PROGRAMA DE MOBILIZAÇÃO DA INDÚSTRIA NACIONAL DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. **Estudo da competitividade da indústria brasileira de bens e serviços do setor de petróleo e gás**. Brasília: PROMINP, 2008.

SAMPSON, A. **As sete irmãs: as multinacionais do petróleo e o mundo que elas dominam**. Rio de Janeiro: Arte Nova, 1976.

SERRA, José. Ciclos e Mudanças Estruturais na Economia Brasileira do Pós-Guerra. In: Belluzzo e Coutinho (orgs). **Desenvolvimento Capitalista no Brasil – Ensaio sobre a crise**. Ed: Brasiliense. Vol.1., 1982, p. 56 – 121.

SERRA, R. V. **Contribuição para o debate acerca da distribuição dos royalties petrolíferos no Brasil**. Tese de doutorado. Unicamp: Campinas, 2005.

SERRA, R. V. Distribuição das Rendas Petrolíferas no Brasil: uma sistematização crítica das alternativas em debate nas casas legislativas nacionais. In: **Impactos sociais, ambientais e urbanos das atividades petrolíferas: o caso de Macaé**. Niterói, 2011.

SIAS, Rodrigo. **O Fundo Soberano Brasileiro e suas Implicações para a Política Econômica**. Revista do BNDES, Rio de Janeiro, v.15, nº30, p. 93 - 127, Dezembro de 2008.

STEVENS, Paul. **Resource Impact – Curse or Blessing?** Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy. University of Dundee. Dundee, United Kingdom: march, 2003.

TORRES FILHO, E. T. **Crédito Direcionado e Direcionamento do Crédito: Situação atual e perspectivas**. Revista do BNDES, n. 25, junho 2006.

TORRES FILHO, E. T. O papel do petróleo na geopolítica americana. In: FIORI, J. L. (Org.). **O Poder Americano**. Petrópolis: Vozes, 2007.

UENO, Philip. **Can dutch disease harm the export performance of Brazilian industry?** Imperial College London Business School, June, 2010.

YERGIN, D. **The Prize: the epic quest for oil, money & power**. New York: Simon & Schuster, 1991.

Agência Câmara de Notícias. **Rio perderá 97% de royalties do petróleo com nova regra, diz secretário**. 15 de dezembro de 2010.